

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **034703**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.03.10

(51) Int. Cl. *E21B 47/008* (2012.01)

(21) Номер заявки
201800335

(22) Дата подачи заявки
2018.05.15

(54) **СПОСОБ АВТОМАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ СТЕПЕНИ (КОЭФФИЦИЕНТА)
ЗАПОЛНЕНИЯ ЦИЛИНДРА ГЛУБИННОГО НАСОСА**

(43) **2019.11.29**

(56) EA-B1-023666
RU-C1-2532488
US-A1-3527094

(96) **2018/023 (AZ) 2018.05.15**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

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

(72) Изобретатель:

**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Гулиев Гамбар
Агаверди оглы, Расулов Сакит Рауф
оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к технологии диагностики оборудования, и может быть использовано в системах мониторинга состояния глубинных насосов нефтяных скважин и контроля их производительности. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического измерения степени заполнения цилиндра глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

B1

034703

034703

B1

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к технологии диагностики оборудования, и может быть использовано в системах мониторинга состояния глубинных насосов нефтяных скважин и контроля их производительности.

Известно (1), что эксплуатация нефтяных скважин глубинными штанговыми насосами является одним из распространенных и основных способов добычи нефти, особенно для малодобитных скважин. Однако достаточно быстрый износ плунжерной пары, насосно-компрессорных труб и штанг вследствие трения, приводящих к снижению производительности оборудования, а также трудоемкость операций по замене и ремонту глубинных насосов обуславливает актуальность разработки способов диагностики технического состояния ГНУ и, в частности, как показатель технического состояния ГНУ - степень или коэффициент заполнения насоса. Параметр степени заполнения цилиндра насоса как один из контролируемых параметров важен для оперативного управления работой скважины и повышения эффективности нефтедобычи.

Известен (2) способ определения заполнения глубинного штангового насоса, включающий регистрацию кривой (ваттатграммы) потребляемой электродвигателем мощности при ходе штанг вниз. Из указанной кривой выделяют кривую, соответствующую второй гармонике по отношению к частоте качания штангового насоса, после чего определяют кривую, соответствующую разности между кривыми потребляемой электродвигателем мощности и второй гармоникой, фиксируют на ней момент начала нарастания максимальной пики мощности и по величине мощности, соответствующей этому моменту, определяют коэффициент заполнения насоса.

Известен способ (3) определения степени заполнения цилиндра глубинного насоса с помощью построения динамограммы.

Известен (4) способ диагностики состояния глубинного насоса по пьезограмме, в котором заполнение насоса определяют по диагностическим показателям (ДП) ξ_{\max} и ξ_{\min} - максимальное и минимальное значение ДП (или давление на устье НКТ перед обратным клапаном). Указанный показатель позволяет более точно по сравнению (2, 3) диагностировать полноту заполнения насоса построением пьезограммы, но общим недостатком известных способов (2, 3, 4) является то, что все указанные способы достаточно объемные по выполнению и позволяют получить значение степени заполнения насоса только косвенно, используя построение ваттатграмм, динамограмм и пьезограмм и проводя сложные расчеты, которые дают очень большую погрешность.

Задача изобретения состоит в создании простого и эффективного способа автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра насоса.

Сущность изобретения состоит в способе автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра глубинного насоса. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится в устье эксплуатационной колонны, а вторая ниже на расстоянии, соответствующем 1/2 высоты цилиндра используемого насоса, а коэффициент заполнения цилиндра вычисляется по формуле

$$\beta = \left(\frac{1}{2}l + \Delta h\right) 100\%,$$

где l - длина цилиндра насоса, см;

Δh - высота жидкости между датчиками измерения давления.

Анализ источников в данной области не выявил аналогичные технические решения. Заявляемое изобретение отличается от известных в этой области (2, 3, 4) точностью измерения, простотой способа, не требующего сложных устройств для выполнения способа, быстротой расчета, что дает возможность оперативно регулировать процесс добычи нефти.

В процессе накопленного опыта было установлено, что цилиндр глубинного насоса всегда бывает заполнен не менее чем на 1/2 его высоты, а разность давления, измеряемого в двух указанных точках, всегда пропорциональна высоте заполнения цилиндра насоса.

На чертеже проиллюстрирована принципиальная схема устройства для выполнения способа, где 1 - датчик, расположенный в устье насосно-компрессорной трубы; 2 - датчик, расположенный на насосно-компрессорной трубе ниже датчика 1, на расстоянии 1/2 высоты цилиндра используемого насоса, 3 - дифманометр; 4 - датчик уровня жидкости; 5 - преобразователь; 6 - блок расчета и управления; 7 - шток колонны штанг; 8 - выкидная линия скважины; 9 - эксплуатационная скважина; 10 - насосно-компрессорная труба (НКТ).

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряется перепад давления между датчиками давления, установленными в устье НКТ на расстоянии половины длины l цилиндра, применяемого на данной скважине насоса, $h = 1/2 l$. Выходы датчиков давления соединены с камерами дифференциального манометра типа САПФИР 2, выход которого соединен с блоком 6 расчета и управления. Причем нижний датчик соединен с положительной камерой, а верхний - с отрицательной. Лабораторным путем определяют плотности воды и нефти (ρ_v , ρ_n), а также количество воды в жидкости в долях (α). Так как характеристики разрабатываемого пласта достаточно стабильны, то лабораторные измерения осуществляют не чаще одного раза в месяц.

Высота жидкости между датчиками определяется по формуле

$$\Delta h = \Delta p / \rho_{жс} g ;$$

где $\rho_{жс} = \alpha, \rho_в + (1 - \alpha), \rho_н;$

$\rho_ж, \rho_в, \rho_н$ - плотность жидкости, воды и нефти, кг/м³;

g - ускорение силы тяжести, м/с²;

α - содержание воды в жидкости, д.;

Коэффициент заполнения цилиндра насоса определяется по формуле

$$\beta = \left(\frac{1}{2}l + \Delta h\right) 100\%,$$

если $\Delta h = 0$, то коэффициент заполнения цилиндра насоса $\beta = 50\%$;

если $\Delta h = 1/2 l$, то $\beta = 100\%$;

если $\Delta h = 1/3 l$, то $\beta = 1/2 l + 1/3 l = 5/6 l 100\% = 83,3\%$; и т.д.

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического измерения степени заполнения цилиндра глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

Литература.

1. Ковшов В.Д., Сидоров М.Е., Светланова С.Б. Динамометрирование, моделирование и диагностика глубинной штанговой установки. Журнал "Известия высших учебных заведений. Нефть и газ". 2011 г. № 3.

2. Авт. св. № 3561816 "Способ определения коэффициента заполнения глубинного штангового насоса", 10.03.83.

3. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М. Недра, 1978 г.

3. Евразийский патент № 023666 "Способ диагностики состояния глубинного насоса" 30.10.2015.

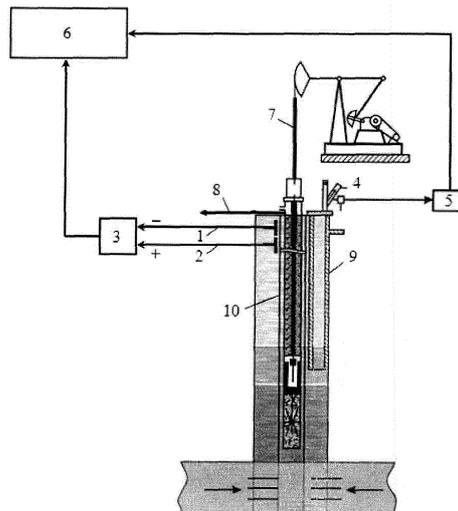
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения коэффициента заполнения цилиндра глубинного насоса, при котором измеряют давление в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится в устье эксплуатационной колонны, а вторая - ниже на расстоянии, соответствующем 1/2 длины цилиндра насоса, и вычисляют коэффициент заполнения цилиндра по формуле

$$\beta = \left(\frac{1}{2}l + \Delta h\right) 100\%,$$

где l - длина цилиндра насоса, см;

Δh - высота жидкости между датчиками измерения давления.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

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