

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037811**

(13) **B1**

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

- (45) Дата публикации и выдачи патента
2021.05.24
- (21) Номер заявки
201900191
- (22) Дата подачи заявки
2019.04.05
- (51) Int. Cl. **F04B 13/00** (2006.01)
F04B 15/00 (2006.01)
E21B 17/00 (2006.01)
E21B 43/00 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

- (43) **2020.10.30**
- (96) **2019/015 (AZ) 2019.04.05**
- (71)(73) Заявитель и патентовладелец:
- (56) EA-B1-025383
RU-C1-2532488
US-A1-3527094

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

- (72) Изобретатель:
**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Расулов Сакит
Рауф оглы, Гулуев Гамбар Агаверди
оглы, Асадова Рена Шариф кызы (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. Сущность изобретения состоит в способе диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) в процессе работы штангового глубинного насоса (ШГН) и в устройстве для осуществления способа, заключающегося в измерении давления на выкидной линии скважины и в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая - ниже на расстоянии, соответствующем $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, а утечка ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляется по алгоритму. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического определения утечки в работе ГНУ глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

B1

037811

037811

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, что на стабильность добычи нефти, кроме пластовых факторов, большое влияние оказывает техническое состояние нефтесоблюдающего оборудования, а именно утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах, утечки между плунжером и втулками цилиндра из-за достаточно быстрого износа плунжерной пары, насосно-компрессорных труб и штанг вследствие трения, а также процент износа насоса во времени, это приводит к снижению производительности оборудования, а также трудоемкости операций по замене и ремонту глубинных насосов, что обуславливает актуальность разработки способов диагностики технического состояния глубинной насосной установки (ГНУ).

Известен способ диагностики состояния глубинного насоса (1) в способе автоматического регулирования стабильности подачи глубинного насоса для поддержания стабильности добычи нефти в эксплуатационной скважине. Для этого строят график зависимости диагностического показателя (ДП) от циклического перемещения полированного штока, который рассчитывают по представленным формулам, строят пьезограмму и по ней диагностируют состояние глубинного насоса.

Известно, что в качестве диагностического показателя технического состояния ГНУ используется показатель, полученный с использованием ваттметраграмма, степень или коэффициент заполнения насоса, как один из важных контролируемых параметров для оперативного управления работой скважины и повышения эффективности нефтедобычи (2).

Недостатком указанных способов является то, что они достаточно объемные по выполнению и позволяют получить на основе построения пьезограммы или ваттметраграммы только косвенные значения диагностических параметров, используя и проводя сложные расчеты, которые дают очень большую погрешность.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является способ (3) 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, см.

Недостатком указанного способа является то, что степень заполнения насоса как диагностический параметр указывает лишь на то, что скважина работает неэффективно, так как насос не заполняется на расчетную величину. А причина в данном случае может быть в состоянии пласта и в техническом состоянии оборудования.

Задача изобретения состоит в создании простого и эффективного способа автоматического определения технического состояния работы штангового глубинного насоса (ШГН).

Сущность изобретения состоит в способе диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) в процессе работы штангового глубинного насоса (ШГН), заключающемся в измерении давления на выкидной линии скважины и в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая - ниже, на расстоянии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, а утечка ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляется по следующему алгоритму:

$$V_D = Q_D \cdot \tau = \left(\alpha F \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}}\right) \cdot \tau$$

$$V_{\text{ц}} = \pi R^2 \cdot \beta = \pi R^2 \left(\frac{1}{2}l + \Delta h\right)$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} g} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{\text{ж}} g}$$

$$\rho_{\text{ж}} = W \rho_{\text{в}} + (1 - W) \rho_{\text{н}}$$

$$V_{\text{у}} = V_{\text{ц}} - V_D$$

где $V_{\text{у}}$, V_D , $V_{\text{ц}}$ - соответственно объемы утечки, добычи и объем заполнения цилиндра за полуцикл (при движении плунжера вверх) работы насоса, см³;

τ - время полуцикла насоса (время, в течении которого плунжер движется от нижней точки до верхней, мин);

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см³;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана выкидной линии, см²;

α - коэффициент расхода, определяемый опытным путем (экспериментально) и учитывающий расхождения между теоретическим и действительным расходом;

P_3 - давление на выкидной линии скважины, Па;

P_1, P_2 - давление в устье скважины и в точке, расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоянии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, Па;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

L - длина цилиндра насоса, см;

Δh - уровень ПЖ между датчиками отбора давлений P_2 и P_1 , см;

ΔP - перепад давлений между P_2 и P_1 , Па;

$\rho_{ж}, \rho_{в}, \rho_{н}$ - плотность ПЖ, воды и нефти, г/см³;

W - содержание воды в ПЖ, дол.;

G - ускорение силы тяжести, см/с².

Сущность изобретения состоит также в устройстве для осуществления способа. Устройство содержит датчики давления, установленные в двух точках НКТ скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая ниже, на расстоянии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, датчик уровня жидкости, блок расчета и управления. Устройство дополнительно содержит датчик давления на выкидной линии скважины. В заявляемом изобретении способ диагностики отличается от прототипа дополнительным измерением давления на выкидной линии скважины, алгоритмом расчета на основе измененных данных, а в устройстве дополнительно установлен датчик давления с дифманометром на выкидной линии скважины, что позволяет определить объем утечки добываемой жидкости в текущий момент времени и дает возможность оперативно принимать решения по эксплуатации скважины.

Анализ источников в данной области не выявил аналогичные технические решения. Заявляемое изобретение отличается от известных в этой области точностью измерения, простотой способа, не требующего сложных устройств для выполнения способа, быстротой расчета, что дает возможность оперативно определять неисправность и 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 (НКТ); 2 - датчик, расположенный на НКТ ниже датчика 1, на расстоянии $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса; 3 - дифманометр; 4 - выкидная линия скважины; 5 - датчик давления на выкидной линии скважины; 6 - дифманометр; 7 - датчик уровня жидкости в эксплуатационной (обсадной) колонне; 8 - преобразователь; 9 - блок расчета и управления; 10 - полированный шток колонны штанг; 11 - эксплуатационная колонна скважины; 12 - НКТ.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряется перепад давления между датчиками давления 1 и 2, установленными в устье НКТ на расстоянии половины длины цилиндра, применяемого на данной скважине насоса: $h=1/2l$. Датчиком 5 измеряется давление на выкидной линии 4 скважины. Выходы датчиков давления соединены с камерами дифференциального манометра 2 и 6, типа САПФИР, выходы которых соединены с блоком 9 расчета и управления. Причем нижний датчик 2 соединен с положительной камерой дифманометра 3, а верхний 1 - с отрицательной камерой дифманометра 3 и положительной камерой дифманометра 6. Выходы датчика 5 соединены с соответствующими камерами дифманометра 6.

Лабораторным путем определяются плотности воды и нефти ($\rho_{в}, \rho_{н}$), 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.

Пример.

$$W=0,5 \quad \rho_{н} = 0,88 \text{ г/см}^3; \rho_{6} = 1,05 \text{ г/см}^3;$$

$$\rho_{ж} = W\rho_{6} + (1 - W)\rho_{н} = 0,5 \cdot 1,05 + 0,5 \cdot 0,88 = 0,965$$

$$d_{ок} = 1,5 \text{ см}; \quad F_{ок} = \frac{\pi D^2}{4} = 1,766 \text{ см}^2$$

$$L = 180 \text{ см}^2; \quad R_{ц} = 2,1 \text{ см};$$

$$\Delta h = 50 \text{ см}$$

$$V_{ц} = \pi R^2 \left(\frac{1}{2} l + \Delta h \right) = 3,14(2,1)^2(90 + 50) = 1938,6 \text{ см}^3 \text{ цикл.}$$

$$P_3 = 2,5 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad P_1 = 2,65 \cdot 10^5 \text{ Па}; \quad \alpha = 1$$

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}} = 1,766 \cdot 2,5 \sqrt{\frac{15000 \text{ Па}}{0,968 \text{ г/см}^3}} = 1,766 \text{ см}^2 \cdot 2,5 \text{ сек} \cdot \frac{388,9 \text{ см}}{\text{сек}}$$

$$= 1717 \text{ см}^3$$

$$V_y = V_{ц} - V_D = 1938,6 - 1717 = 221,6 \text{ см}^3 \text{ за цикл.}$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического определения утечки в работе ГНУ глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

Литература

1. Евразийский патент № 023666 "Способ диагностики состояния глубинного насоса", 30.10.2015.
2. Авт.св. № 3561816 "Способ определения коэффициента заполнения глубинного штангового насоса", 10.03.83.
3. Заявка ЕАПО № 201800335 "Способ автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра глубинного насоса" (прототип).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ диагностики утечки пластовой жидкости при работе штангового глубинного насоса, содержащий этапы, на которых измеряют давление в устье скважины в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится в устье эксплуатационной колонны, а вторая - ниже на расстоянии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление на выкидной линии скважины, вычисляют утечку пластовой жидкости по следующему алгоритму:

$$V_D = Q_D \cdot \tau = (\alpha F \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}}) \cdot \tau$$

$$V_{ц} = \pi R^2 \cdot \beta = \pi R^2 \left(\frac{1}{2} l + \Delta h \right)$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\rho_{жg}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{жg}}$$

$$\rho_{ж} = W \rho_{в} + (1 - W) \rho_{н}$$

$$V_y = V_{ц} - V_D$$

где V_y , V_D , $V_{ц}$ - соответственно объемы утечки, добычи и объем заполнения цилиндра за полуцикл работы насоса, см^3 ;

τ - время полуцикла работы насоса, мин;

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см^3 ;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана на выкидной линии, см^2 ;

α - коэффициент расхода;

P_3 - давление на выкидной линии скважины, Па;

P_1, P_2 - давление в устье скважины и в точке, расположенной ниже точки отбора P_1 , Па;

R - радиус цилиндра, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

$\rho_{ж}, \rho_{в}, \rho_{н}$ - плотность ПЖ, воды и нефти, г/см^3 ;

W - содержание воды в ПЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, см/с^2 .

2. Устройство диагностики утечки пластовой жидкости, содержащее датчики давления, установ-

ленные в двух точках НКТ скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая ниже - на расстоянии, соответствующем $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, датчик уровня жидкости, блок расчета и управления, отличающееся тем, что оно дополнительно содержит датчик давления, установленный на выкидной линии скважины, при этом блок расчета и управления выполнен с возможностью осуществления этапов способа по п.1.

