

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **044042**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.07.19

(51) Int. Cl. *E21B 47/008* (2006.01)
E21B 47/06 (2006.01)

(21) Номер заявки
202200121

(22) Дата подачи заявки
2022.02.09

(54) **СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА**

(43) **2023.07.12**

(56) EA-B1-037811
SU-A1-823636
RU-C1-2400647
EA-B1-023666
US-A1-20160102542

(96) **2022/003 (AZ) 2022.02.09**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА (AZ)**

(72) Изобретатель:
**Аббасов Али Магомед оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Асадова Рена
Шариф кызы, Курбанов Зафар
Газанфар 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. Сущность изобретения состоит в способе диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) в процессе работы штангового глубинного насоса (ШГН), заключающемся в измерении температуры в устье НКТ, давления на выкидной линии скважины и в трех точках насосно-компрессорной трубы, а утечку ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляют по предложенному 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

044042

044042

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 нефтедобывающего 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 % износа насоса во времени, 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 котором состояние глубинного насоса диагностируют по пьезограмме, построенной по данным перемещения полированного штока.

Известен способ (2), в котором в качестве диагностического показателя технического состояния ГНУ, используется коэффициент заполнения насоса, который рассчитывается на основе ваттметрограммы.

Недостатком указанных способов является то, что они достаточно объемные по выполнению и позволяют получить на основе построения пьезограммы или ваттметрограммы 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.

Недостатком указанного способа является то, что степень заполнения насоса, как диагностический параметр, указывает лишь на то, что скважина работает неэффективно, т.к. насос не заполняется на расчетную величину. А причина в данном случае может быть и 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 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, дополнительно измеряют температуру в устье НКТ, давление на выкидной линии скважины и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном расстоянии, а утечку ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляют по следующему алгоритму:

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

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

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

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

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_H - \delta \rho_r}{\rho_B - \rho_H - (\rho_B - \rho_H) \delta}$$

$$\delta = \frac{m_r}{m_{cm}}$$

$$m_r = \frac{P_1 V}{R_1 T}$$

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

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_4}{\rho}}$$

$$V_y = V_{ц} - V_D$$

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

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м^3 ;

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

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см^3 ;

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

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

P_4 - давление на выкидной линии скважины, Па;

$\Delta P_1, \Delta P_2$ - разность давлений между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, $\text{кг}/\text{см}^2$;

P_1, P_2, P_3 - давления в устье скважины и в точке, расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоянии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, и ниже второй точки на расстоянии тоже $1/2$ длины цилиндра насоса, см;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

$\rho_r, \rho_{ж}, \rho_B, \rho_H$ - плотность газа, ПЖ, воды и нефти, $\text{г}/\text{см}^3$;

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

W - содержание воды в ПЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, $\text{см}/\text{с}^2$;

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

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

δ - газовый фактор, кг/кг;

T - температура на устье скважин, К;

$R_T, R_{ш}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м;

R_1 - газовая постоянная, $\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$;

В заявляемом изобретении способ диагностики отличается от прототипа дополнительным измерением давления на выкидной линии и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном расстоянии и алгоритмом расчета, что позволяет определить объем утечки добываемой жидкости в текущий момент времени и дает возможность оперативно принимать решение 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 давлений, измеряемых в двух указанных точках, всегда пропорциональна высоте заполнения цилиндра насоса.

Для реализации заявляемого способа используется известное (3) устройство, в котором дополнительно в устье НКТ установлен датчик температуры, на выкидной линии скважины установлен датчик давления и датчик давления в точке НКТ, расположенной ниже второго датчика на расстоянии, аналогичном расстоянию между первым и вторым датчиками.

На фигуре 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; 16 - датчик давления.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометрами 4 и 5 (шкала которых, 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 необходимости 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.

На основании значения сигналов с выходов преобразователей 4, 5, 13 и 15 по предложенным алгоритмам рассчитывается значение утечки ПЖ при работе ШГН-а.

Лабораторным путем определяют плотности воды и нефти (ρ_v, ρ_n), а также количество воды в жидкости в долях (α). Так как характеристика разрабатываемого пласта достаточно стабильна, то лабораторные измерения осуществляют не чаще одного раза в месяц.

Пример:

$$\rho_n = 0,86 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_v = 1,1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_\Gamma = 1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \Delta P_1 = 0,098 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}; \quad h = 100 \text{ см};$$

$$\Delta h = 20 \text{ см}; \quad R_\Gamma = 4,3 \text{ см}; \quad R_{ш} = 2 \text{ см}; \quad R_{ср} = 143 \text{ Дж/кг}^0\text{С} = 14,58 \text{ кгм/кг}^0\text{С};$$

Расчет без учета газового фактора.

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n};$$

$W_1 = 0,583$ дол. или 58,3%.

Расчет с учетом газового фактора

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_\Gamma}{\rho_v - \rho_n - (\rho_v - \rho_n)} = 0,5997$$

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

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

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

$$\Delta h = 50 \text{ см}$$

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

$$P_4 = 2,5 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad P_1 = 3,5 \cdot 10^5 \text{ Па}; \quad \alpha = 1$$

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_4}{\rho}} = 1,766 \cdot 2,5 \sqrt{\frac{100000 \text{ Па}}{0,968 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}}} = 1,766 \text{ см}^2 \cdot 2,5 \text{ сек} \cdot \frac{315,6 \text{ см}}{\text{сек}}$$

$$= 1393 \text{ см}^3$$

$$V_y = V_{ц} - V_D = 1938,6 - 1393 = 554,2 \text{ см}^3 \text{ за цикл.}$$

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

Литература

1. Евразийский Патент № 023666 "Способ диагностики состояния глубинного насоса", (Алиев Т.А.,

Рзаев Аб.Г., Гулиев Г.А., Рзаев Ас.Г.), 25.04 2016 г.

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

3. Евразийский патент № 034703 "Способ автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра глубинного насоса", (Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., Гулиев Г.А., Расулов С.Р.), 06.03.2020 (прототип).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) при работе штангового глубинного насоса, заключающийся в измерении давления в устье скважины 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, отличающийся тем, что дополнительно измеряют температуру в устье НКТ, давление на выкидной линии скважины и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном расстоянии, а утечку пластовой жидкости из глубинного насосного оборудования вычисляют по следующему алгоритму:

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

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

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

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

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_{н} - \delta \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{н} - (\rho_{в} - \rho_{н}) \delta}$$

$$\delta = \frac{m_{г}}{m_{см}}$$

$$m_{г} = \frac{P_1 V}{R_1 T}$$

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

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_4}{\rho}}$$

$$V_y = V_{ц} - V_D$$

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

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м^3 ;

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

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см^3 ;

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

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

P_4 - давление на выкидной линии скважины, Па;

ΔP_1 , ΔP_2 - разность давлений между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, кГ/см^2 ;

P_1 , P_2 , P_3 - давления в устье скважины и в точке, расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоя-

нии, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, и ниже второй точки на расстоянии тоже $1/2$ длины цилиндра насоса, см;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

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

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

W - содержание воды в ПЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, $см/с^2$;

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

$m_{г}$, $m_{см}$ - соответственно масса газа и ЖГС, кг;

δ - газовый фактор, кг/кг;

T - температура на устье скважин, К;

$R_{г}$, $R_{ш}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м;

R_1 - газовая постоянная, $кДж/(кг \cdot К)$.

