

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201900191 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.10.30

(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

(96) 2019/015 (AZ) 2019.04.05

(71) Заявитель:
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, 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 соответствующей 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.

A1

201900191

201900191

A1

СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

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 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 (2), что в качестве диагностического показателя технического состояния ГНУ, используется показатель, полученной с использованием

ваттметрограмма, - степень или коэффициент заполнения насоса, как один из важных контролируемых параметров, для оперативного управления работой скважины и повышения эффективности нефтедобычи.

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 соответствующего $\frac{1}{2}$ 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 в 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),

закключающимся 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 соответствующей $\frac{1}{2}$ 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, см^3 ;

τ - время полуцикла насоса (время, в течении 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 расходом;

P_3 - давление на выкидной линии скважины, Па;

P_1, P_2 - давления в устье скважины и в точке расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, Па;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

Δh уровень ГЖ 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 ГЖ, воды и нефти, г/см³;

W – содержание воды в ГЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, см/сек².

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 соответствующего $\frac{1}{2}$ 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, и алгоритмом расчета, на основе измеренных 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 $\frac{1}{2}$ его высоты, а

разность давления, измеряемого в двух указанных точках всегда пропорциональна высоте заполнения цилиндра насоса.

На фиг.1 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 $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра, используемого насоса, и дифманометр - 3; 4 - выкидная линия скважины; 5 - датчик давления на выкидной линии скважины и дифманометр - 6; 7 - датчик уровня жидкости в эксплуатационной (обсадной) колонне и преобразователь - 8; 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, установленных в устье НКТ на расстоянии половины длины l цилиндра, применяемого на данной скважине насоса: $h = \frac{1}{2} l$. 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 определяется 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

Пример:

$$W=0,5 \quad \rho_n = 0,88 \text{ г/см}^3; \rho_6 = 1,05 \text{ г/см}^3;$$

$$\rho_{ж} = W\rho_6 + (1 - W)\rho_n = 0,5 \cdot 1,05 + 0,5 \cdot 0,88 = 0,965$$

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

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

$$\Delta h = 50 \text{ см}$$

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

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

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}} = 1,766 \cdot 2,5 \sqrt{\frac{15000 \text{ Па}}{0,968 \text{ г/см}^3}} = 1,766 \text{ см}^2 \cdot 2,5 \text{ сек} \cdot \frac{388,9 \text{ см}}{\text{сек}} \\ = 1717 \text{ см}^3$$

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

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.

Авторы:

Алиев Т.А.

Рзаев Аб.Г.

Гулуев Г. А.

Расулов С.Р.

Асадова Р.Ш.

Директор Института
Систем Управления НАНА,
академик

Алиев Т.А.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Евразийский Патент № 023666 Способ диагностики состояния
глубинного насоса» 30.10.2015.**
- 2. Ав 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 заключается в измерении давления в устье скважины в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится в устье эксплуатационной колонны, а вторая - ниже на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление на выкидной линии скважины, а расчет утечки пластовой жидкости вычисляется по следующему алгоритму:

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

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

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

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

$$V_y = V_{\text{ц}} - V_D$$

Где: $V_y, V_D, V_{\text{ц}}$ - 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 расположенного 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 ГЖ, воды и нефти, г/см³;

W - содержание воды в ГЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, см/сек².

2. Устройство для осуществления способа по п.1, которое содержит датчики давления, установленные в двух точках НКТ скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая ниже - на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, датчик уровня жидкости, блок расчета и управления, отличающееся тем, что устройство дополнительно содержит датчик давления, установленный на выкидной линии скважины.

Авторы:

Алиев Т.А.

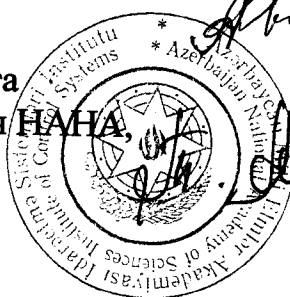
Рзаев Аб.Г.

Гулуев Г. А.

Расулов С.Р.

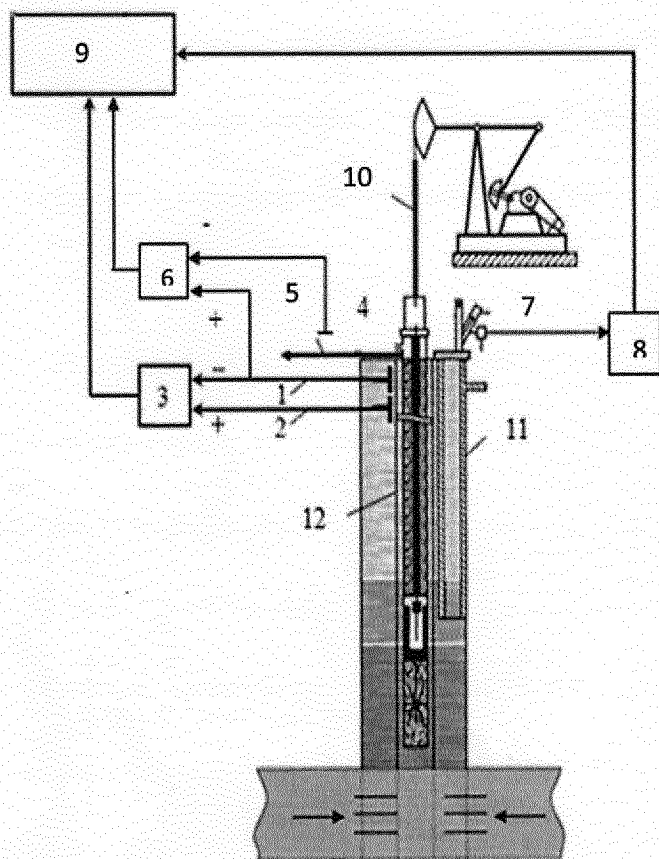
Асадова Р.Ш.

Директор Института
Систем Управления НАНА,
академик



Алиев Т.А.

Способ диагностики утечки пластовой жидкости
при работе штангового глубинного насоса
и устройство для его осуществления



Фиг.1

Авторы: Алиев Т.А.

Рзаев Аб.Г.

Гулуев Г. А.

Расулов С.Р.

Асадова Р.Ш.

ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201900191

Дата подачи: 05/04/2019

Дата испрашиваемого приоритета:

Название изобретения: СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Заявитель: ИНСТИТУТ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

☐ Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа).☐ Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ: *F04B 13/00 (01/01/2018)*
F04B 15/00 (01/01/2018)
E21B 17/00 (01/01/2018)
E21B 43/00 (01/01/2018)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК)

E21B 15/00 ; F04B 47/00; F04B 49/00

Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 025383 B1 (ИНСТИТУТ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ и др.) 30.12.2016	1, 2
A	RU 2532488 C1 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА "ИНЖЕНЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ") 10.11.2014	1, 2
A	US 3527094 A1 (SHELL OIL COMPANY) 08.09.1970	1, 2

☐ последующие документы указаны в продолжении графы В☐ данные о патентах-аналогах указаны в приложении

* Особые категории ссылочных документов:

"А" документ, определяющий общий уровень техники

"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета

"D" документ, приведенный в евразийской заявке

"Т" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

"&" документ, являющийся патентом-аналогом

"L" документ, приведенный в других целях

Дата действительного завершения патентного поиска: 13/08/2019

Уполномоченное лицо:

Главный эксперт
Отдела механики, физики и электротехники

Н.В. Зиятдинов

Телефон: +7(495)411-61-61*324