



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 47/04 (2020.08)

(21)(22) Заявка: 2020116276, 27.04.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.04.2020

Дата регистрации:
14.12.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.04.2020

(45) Опубликовано: 14.12.2020 Бюл. № 35

Адрес для переписки:

452323, Башкортостан, г. Дюртюли, ул. Ф.
Зайлалова, 16, кв. 82, Денисламову И.З.

(72) Автор(ы):

Денисламов Ильдар Зафирович (RU),
Галимов Артур Маратович (RU),
Гималтдинов Ильяс Кадинович (RU),
Хафизов Айрат Римович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Денисламов Ильдар Зафирович (RU),
Галимов Артур Маратович (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2559979 C1, 20.08.2015. RU
2623756 C1, 29.06.2017. RU 101495 U1, 20.01.2011.
RU 2038473 C1, 27.06.1995. SU 16561 A1,
31.08.1930. US 6237410 B1, 29.05.2001.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к практике эксплуатации нефтедобывающих и водозаборных скважин с помощью глубинно-насосного оборудования и может использоваться в нефтедобывающей промышленности и в других отраслях промышленности. Способ определения уровня жидкости в скважине заключается в установке электрических устройств равномерно от устья скважины до глубинного насоса. В качестве устройств используют одинаковые теплогенерирующие проводники (полупроводники) - терморезисторы, соединенные параллельно в замкнутую электрическую цепь совместно с амперметром и источником напряжения постоянной величины.

Терморезисторы располагают равномерно по абсолютной длине скважины от устья до насоса. Глубину уровня жидкости в скважине определяют по показанию амперметра через определенный интервал времени после подключения электрической цепи к источнику напряжения и предварительно полученной калибровочной зависимости силы тока в цепи от глубины раздела газовой и жидкой сред как фактора общего сопротивления электрической цепи. Технический результат состоит в обеспечении определения уровня жидкости в постоянном режиме времени без участия человека с минимальными затратами и одновременном повышении точности производимых замеров. 1 табл., 2 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 47/04 (2020.08)

(21)(22) Application: **2020116276, 27.04.2020**

(24) Effective date for property rights:
27.04.2020

Registration date:
14.12.2020

Priority:

(22) Date of filing: **27.04.2020**

(45) Date of publication: **14.12.2020** Bull. № 35

Mail address:

**452323, Bashkortostan, g. Dyurtyuli, ul. F.
Zajjalova, 16, kv. 82, Denislamovu I.Z.**

(72) Inventor(s):

**Denislamov Ildar Zafirovich (RU),
Galimov Artur Maratovich (RU),
Gimaltdinov Ilyas Kadirovich (RU),
Khafizov Ajrat Rimovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Denislamov Ildar Zafirovich (RU),
Galimov Artur Maratovich (RU)**

(54) **METHOD FOR DETERMINATION OF LIQUID LEVEL IN WELL**

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: invention relates to practice of operation of oil-producing and water-intake wells with the help of downhole pumping equipment and can be used in oil industry and other industries. Method of fluid level determination in well consists in installation of electrical devices uniformly from wellhead to bottom-hole pump. Devices used are identical heat generating conductors (semiconductors) - thermoresistors connected in parallel to the closed electric circuit together with an ammeter and a voltage source of constant value. Thermoresistors are arranged uniformly along the absolute length of the well from the mouth to

the pump. Depth of fluid level in the well is determined from the ammeter reading after a certain time interval after connection of the electric circuit to the voltage source and previously obtained calibration dependence of current strength in circuit from depth of separation of gas and liquid media as a factor of total resistance of electric circuit.

EFFECT: technical result consists in provision of determination of liquid level in constant mode of time without human participation with minimum costs and simultaneous improvement of accuracy of measurements.

1 cl, 1 tbl, 2 dwg

RU 2 738 506 C1

RU 2 738 506 C1

Заявляемое изобретение относится к практике эксплуатации нефтедобывающих и водозаборных скважин с помощью глубинно-насосного оборудования и может использоваться в нефтедобывающей промышленности и в других отраслях промышленности.

5 В скважинах межтрубное пространство (МП) между колонной лифтовых труб и обсадной колонной заполнено, как правило, двумя средами: газовой и жидкостной. Граница между средами в действующей скважине называется динамическим уровнем жидкости. Его глубину от устья скважины определяют с необходимой частотой для оценки давления на приеме глубинного насоса, определения объема нефти и воды в скважине и характеристик продуктивного пласта.

10 Динамический и статический уровни жидкости в скважинах определяют с помощью эхолотирования межтрубного пространства, то есть о глубине уровня судят по времени прохождения звуковой волны в газовой среде (стр. 202 в книге: Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих.- М.: Недра, 15 1983. - 310 с.). Метод является основным в нефтедобывающей промышленности, но имеет несколько недостатков. Акустический сигнал с устья скважины, как правило, создает оператор по добыче нефти или исследователь с помощью переносного генерирующего устройства типа Микон-101 или Судос. Работы на скважине всегда сопряжены с определенной опасностью из-за повышенного давления в скважине. 20 Получаемая таким образом информация является, по своей сути, дискретной величиной и часто недостаточной для принятия квалифицированных и оперативных решений по эксплуатации системы «пласт - глубинный насос».

Известен способ оценки уровня жидкости в водозаборной скважине по патенту РФ на изобретение №2623756 (опубл. 29.06.2017, бюл. 19), по которому генератор и приемник 25 акустической волны располагают в зоне глубинного насоса, об уровне воды в скважине судят по времени прохождения акустической волны от насоса до уровня и обратно к насосу. Способ характеризуется погрешностью при наличии пузырьков газа в водной среде и изменении скорости движения акустического сигнала в газожидкостной среде водной многофазной среде.

30 Наиболее близким по техническому решению к заявляемому изобретению является способ определения уровня жидкости в скважине по патенту РФ на изобретение №2559979 (опубл. 20.08.2015, бюл. 23). Согласно этому изобретению от устья скважины до глубинного насоса располагают стационарно и равномерно по вертикальной глубине скважины датчики давления, по информации от которых и определяют границу 35 различных сред по излому зависимости давления от глубины датчиков. Способ имеет следующие недостатки:

- графоаналитическим путем определяется вертикальная глубина раздела фаз, для определения уровня жидкости по абсолютной длине скважины необходимы 40 качественные данные по удлинению ствола скважины относительно вертикальной составляющей от устья до насоса;

- электрическая цепь из множества датчиков давления является сложным устройством, в котором необходимо контроллером станции управления получать в индивидуальном порядке информацию от каждого датчика давления;

45 - датчики давления являются достаточно габаритными устройствами, поэтому их размещение с учетом бронирующих оболочек в ограниченном пространстве кольцевого межтрубного пространства сегодня представляет конструктивную сложность.

Технической задачей заявляемого изобретения является создание способа определения уровня жидкости в нефтедобывающей и водозаборной скважине в постоянном режиме

времени без участия человека с минимальными затратами и одновременным повышением точности производимых замеров.

Поставленная задача выполняется за счет того, что по способу определения уровня жидкости в скважине, который заключается в установке электрических устройств равномерно от устья скважины до глубинного насоса, в качестве устройств используют одинаковые теплогенерирующие проводники (полупроводники) - терморезисторы, соединенные параллельно в замкнутую электрическую цепь совместно с амперметром и источником напряжения постоянной величины на устье скважины, терморезисторы располагают равномерно по абсолютной длине скважины, а глубину уровня жидкости в скважине определяют по показанию амперметра через определенный интервал времени после подключения электрической цепи к источнику напряжения и предварительно полученной калибровочной зависимости силы тока в цепи от глубины раздела газовой и жидкой сред как фактора общего сопротивления электрической цепи.

В основу изобретения положено утверждение о линейной зависимости сопротивления тепловыделяющего проводника (полупроводника) электрической цепи от его температуры. (Шефтель И.Т. Терморезисторы. Электропроводность 3d-окислов. Параметры, характеристики и области применения. Монография. - Москва: Издательство «Наука»: Главная редакция физико-математической литературы, 1973. - 415 с. (стр. 303 - вторая группа терморезисторов).

Например, для металлического проводника с повышением его температуры растет электрическое сопротивление, и, наоборот, с повышением температуры полупроводника его сопротивление снижается. По предлагаемому изобретению предложено соединить терморезисторы с одинаковыми значениями сопротивления параллельно в цепь с амперметром и источником постоянного напряжения электрического тока. В скважинных условиях часть терморезисторов окажется в газовой среде, а часть - в нефтяной или водной среде. Известно, что теплопроводность нефти и воды в десятки раз превышает аналогичный показатель газовой среды, например, воздуха или метана. Поэтому терморезистор, находящийся в газовой среде, будет нагреваться на большую величину, чем аналогичное устройство в нефти или в водной среде.

Рассмотрим две ситуации, когда все одинаковые по параметрам терморезисторы находятся в двух разных средах. Первая ситуация - терморезисторы находятся в газовой среде, они нагреваются, общее сопротивление цепи растет, сила тока в цепи снижается, и через заданное время оба параметра фиксируются на величинах R_1 и I_1 . Другая картина сформируется при нахождении терморезисторов в жидкой среде, так как благодаря высокой теплопроводности нефти или воды будет происходить более интенсивное охлаждение терморезисторов; их температуры будут повышаться значительно медленнее; сопротивление цепи, зафиксированное через заданное время, примет меньшее значение R_2 , а сила тока, наоборот, зафиксируется на большем значении I_2 .

Схема предлагаемой по изобретению электрической цепи в скважинных условиях предложена на фиг. 1, где следующими номерами обозначены: 1 - обсадная колонна скважины, 2 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), 3 - глубинный насос, 4 - терморезисторы, 5 - источник напряжения, 6 - амперметр, 7 - электрические кабели, соединяющие терморезисторы, 8- уровень жидкости в скважине, 9 - газовая среда, 10 - жидкая фаза.

Работоспособность технического решения по изобретению проверена следующим образом.

Гирлянду из параллельно собранной электрической цепи, в составе которой было 3 одинаковых по размерам и электрическому сопротивлению терморезистора типа РТС,

равноудаленных друг от друга в цепи на расстоянии 50 см, исследовали следующим образом:

1. Терморезисторы (ТР) в составе электрической цепи опустили в подвешенном состоянии в сухой вертикальный цилиндрический сосуд высотой в 130 см так, что расстояние между ними составило 50 см, а общая длина цепи между верхним и нижним ТР - 100 см.

1. Напряжение переменного электрического тока - 220 В.

2. Все терморезисторы находятся в воздушной среде, через 6 минут после подачи напряжения зафиксировано показание амперметра - 108,3 мА.

3. В сосуд с нижней его стороны подали порцию технического масла, так, чтобы один из трех терморезисторов оказался в техническом масле (модель нефти). Через 6 минут после подачи напряжения зафиксирована сила тока в 129,1 мА.

4. Уровень масла подняли так, чтобы еще второй терморезистор также оказался в жидкой среде. Через 6 минут после подачи напряжения зафиксировано показание амперметра равное 150,4 мА.

5. Сосуд заполнили маслом, и все три терморезистора оказались погруженными в масло. Через 6 минут после подачи напряжения зафиксировано показание амперметра - 172,1 мА.

В результате проведенных испытаний предложенного способа получена следующая калибровочная таблица и график зависимости силы тока (показание амперметра) от глубины положения раздела двух сред (фиг. 2): газовой и жидкой (уровень нефти в скважине).

Калибровочная зависимость общего сопротивления цепи от уровня масла в вертикальном сосуде (количества сопротивлений, помещенных в жидкую среду), приведена на фиг. 2.

Таблица 1 – Результаты лабораторных испытаний способа

Номер опыта	Количество ТР в воздухе	Количество ТР в масле	Уровень масла в сосуде (скважине), метры	Время фиксации показания амперметра, минуты	Показание амперметра, мА
1	3	0	3	6	108,3
2	2	1	2	6	129,1
3	1	2	1	6	150,4
4	0	3	0	6	172,1

Общее сопротивление электрической цепи с множеством терморезисторов N с параллельным подключением и расположенных в одной среде выражается формулой:

$$\frac{1}{R_{\text{общ}}} = \frac{1}{R} + \frac{1}{R} + \dots = \frac{N}{R} \quad (1)$$

где:

N - общее число терморезисторов в цепи;

R - сопротивление терморезистора.

Для многофазной среды, состоящей из газовой и жидкой фаз, формула 1 преобразуется следующим образом:

$$\frac{1}{R_{\text{общ}}} = \frac{n_{\text{газ}}}{R_{\text{газ}}} + \frac{n_{\text{жид}}}{R_{\text{жид}}} = \frac{n_{\text{газ}}}{R_{\text{газ}}} + \frac{N - n_{\text{газ}}}{R_{\text{жид}}} = n_{\text{газ}} \left(\frac{1}{R_{\text{газ}}} - \frac{1}{R_{\text{жид}}} \right) + \frac{N}{R_{\text{жид}}} \quad (2)$$

где:

$n_{\text{газ}}$ - количество ТР в газовой среде;

$n_{\text{жид}}$ - количество ТР в жидкости.

Уровень жидкости (длина газовой фазы в скважине) $H_{\text{ур}}$ находим как произведение количества терморезисторов в газовой среде на расстояние между ними - ℓ), поэтому в итоге запишем:

$$H_{\text{ур}} = \ell \cdot n_{\text{газ}} = \ell \cdot \left(\frac{N}{R_{\text{вод}}} - \frac{1}{R_{\text{общ}}} \right) / \left(\frac{1}{R_{\text{жид}}} - \frac{1}{R_{\text{газ}}} \right) \quad (3)$$

В формуле (3) параметры $R_{\text{вод}}$, $R_{\text{газ}}$ являются постоянными величинами для тех термобарических условий, которые сформировались в скважине на определенных глубинах с учетом геотермического градиента. Общее сопротивление электрической цепи из множества терморезисторов $R_{\text{общ}}$ представим как отношение напряжения в цепи U к силе тока I, тогда формула 3 преобразуется:

$$H_{\text{ур}} = \ell \cdot n_{\text{газ}} = \ell \cdot \left(\frac{N}{R_{\text{жид}}} - \frac{I}{U} \right) / \left(\frac{1}{R_{\text{жид}}} - \frac{1}{R_{\text{газ}}} \right) = a - b \cdot I \quad (4)$$

В формуле 4 все параметры, кроме силы тока в цепи I являются постоянными величинами, которые преобразуются в постоянные a и b. Поэтому зависимость уровня жидкости от показания амперметра является прямолинейной зависимостью, что и подтверждается данными таблицы 1. В скважинных условиях с учетом существования геотермического градиента данная зависимость не будет в точности соответствовать формуле 4, поэтому в заявке предусмотрено предварительное построение калибровочной зависимости силы тока в цепи от глубины раздела газовой и жидкой сред как фактора общего сопротивления электрической цепи.

Изменение уровня жидкости в скважине для получения калибровочной зависимости можно выполнить несколькими способами, например, изменением производительности глубинного насоса. После каждого изменения уровня жидкости необходимо замерить глубину этого уровня приемлемым способом, например, традиционным акустическим способом, и одновременно замерить силу тока в электрической цепи из множества терморезисторов. Количество ТР в параллельной цепи и будет определять точность замера уровня жидкости в скважине. Например, при установке 100 таких элементов на общей длине в 1 км от устья до насоса точность измерений будет равна 10 м. Сегодня акустические методы не имеют такой точности по многим причинам, поэтому по заявке достигается необходимый положительный результат. А в сравнении с прототипом - патентом РФ на изобретение №2559979 - рассмотренная заявка экономически выгодна

для нефтедобывающих предприятий, так как стоимость стандартного терморезистора примерно в сто раз меньше стоимости датчика давления из пьезоэлемента.

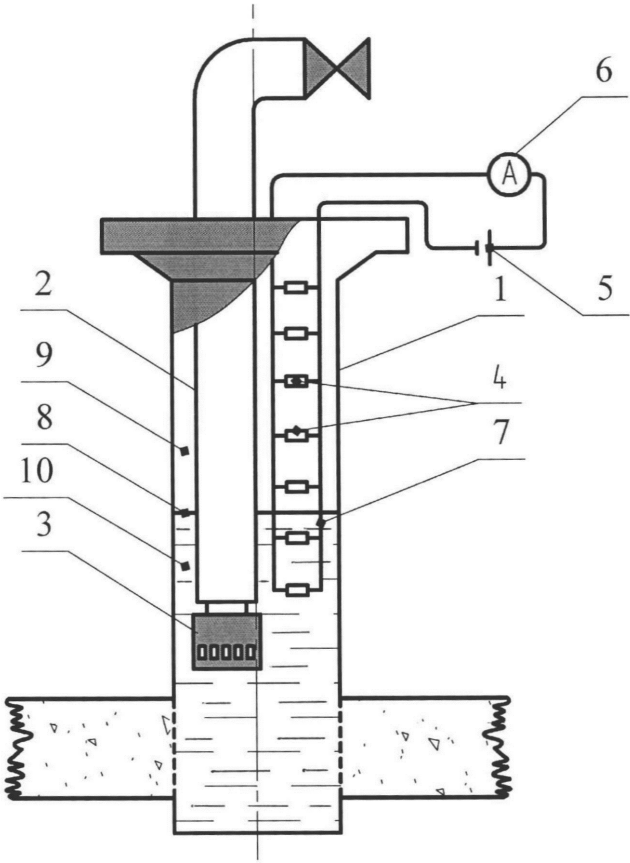
По мнению авторов, новизной и существенным отличием по изобретению являются следующие положения, отраженные в заявке:

- уровень жидкости определяется дистанционно с необходимой частотой по показанию амперметра (сила тока в цепи);
- показание амперметра снимается через определенное время, необходимое для стабилизации температуры и сопротивления терморезистора, которые могут находиться в разных средах в зависимости от уровня жидкости в скважине.

(57) Формула изобретения

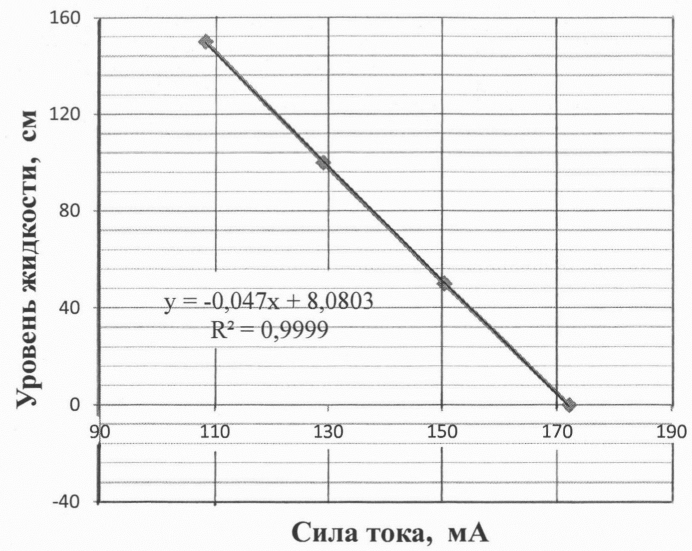
Способ определения уровня жидкости в скважине, заключающийся в установке электрических устройств равномерно от устья скважины до глубинного насоса, отличающийся тем, что в качестве устройств используют одинаковые теплогенерирующие проводники (полупроводники) - терморезисторы, соединенные параллельно в замкнутую электрическую цепь совместно с амперметром и источником напряжения постоянной величины, терморезисторы располагают равномерно по абсолютной длине скважины от устья до насоса, а глубину уровня жидкости в скважине определяют по показанию амперметра через определенный интервал времени после подключения электрической цепи к источнику напряжения и предварительно полученной калибровочной зависимости силы тока в цепи от глубины раздела газовой и жидкой сред как фактора общего сопротивления электрической цепи.

1



Фиг. 1

2



Фиг. 2