



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

- (21) (22) Заявка **2005130612/03, 03.10.2005**
- (24) Дата начала отсчета срока действия патента:
2005.02.24
- (43) Дата публикации заявки: **03.10.2005**
- (45) Опубликовано: **10.03.2007, Бюл № 7**
- (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2152510 C1, 10.07.2000. RU 2234639 C1, 27.06.2004. RU 2242587 C1, 20.12.2004. RU 2140524 C1, 27.10.1999. RU 2118443 C1, 27.08.1998. RU 2232267 C2, 10.07.2004. SU 1346774 A1, 23.10.1987. US 4793178 A, 27.12.1988. US 4934186 A, 19.06.1990.**

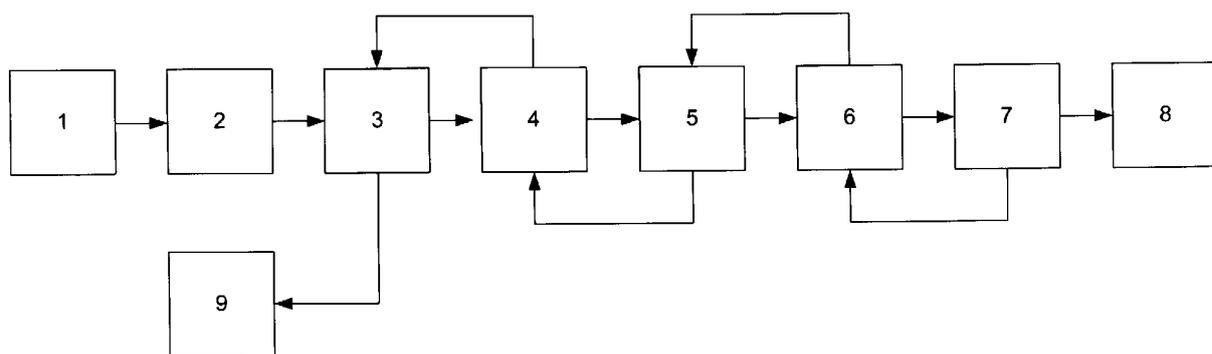
Адрес для переписки:
**628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск,
ОПС 16, а/я 1178**

- (72) Автор(ы):
**Федотов Василий Иванович (RU);
Леонов Василий Александрович (RU);
Соколов Алексей Николаевич (RU)**
- (73) Патентообладатель(и):
**Федотов Василий Иванович (RU);
ООО НИИ "СибГеоТех" (RU)**

(54) СПОСОБ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ С НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ

(57) Реферат:
Изобретение относится к области контроля технологических параметров добывающих скважин и может быть использовано для дистанционного контроля динамического уровня жидкости в скважинах, оборудованных насосными установками. По предлагаемому способу акустический зондирующий сигнал поочередно формируют путем изменения режима работы установки, а на устье скважины выделяют перепады давления в затрубном пространстве, преобразуют их в симметричные противофазные сигналы, которые фильтруют от помех, усиливают с подавлением синфазных составляющих и электромагнитных фоновых наводок и усиленные сигналы преобразуют в кодовую последовательность, которую передают по каналу

связи на диспетчерский пункт, декодируют и регистрируют в виде эхограмм изменения режима установки. Запись эхограмм проводят до получения последовательности отраженных сигналов с равными интервалами времени между ними и одинаковыми начальными фазами. Изменение режима установки производят на период времени, длительность которого выбирают из условия затухания отраженных сигналов до уровня акустических шумов скважины, а по окончании заданного периода времени устанавливают прежний режим, полученные эхограммы сравнивают и определяют уровень жидкости. Способ позволяет повысить технологичность процедуры контроля и уменьшить ее трудоемкость. 4 з.п. ф-лы, 2 ил.



Фиг.1

Изобретение относится к области контроля технологических параметров добывающих скважин и может быть использовано для дистанционного контроля динамического уровня жидкости в скважинах, оборудованных насосными установками.

5 Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является акустический способ контроля технического состояния электрической центробежной насосной установки [1], основанный на измерении информативного параметра, характеризующего работу установки, при котором в затрубном пространстве на устье скважины выделяют перепады давления, преобразуют их в симметричные противофазные сигналы переменного тока, фильтруют от помех, усиливают с подавлением синфазных
10 сигналов и электромагнитных фоновых наводок и регистрируют на первичном документе, который расшифровывают, а подавление фоновых наводок производят путем режекции основной гармоника на частоте промышленной сети и в качестве информативного параметра используют интенсивность вибраций установки, которую определяют по
15 среднему значению зарегистрированного сигнала и коэффициенту усиления, и измеряет высоту газового столба в скважине, а по высоте столба вычисляют затухание акустического сигнала, причем определение интенсивности производят с учетом затухания.

Недостатком этого способа является низкая технологичность процедуры контроля и его трудоемкость.

20 Целью предлагаемого изобретения является повышение технологичности процедуры контроля и снижение его трудоемкости.

Достигается цель тем, что прямой акустический зондирующий сигнал формируют путем изменения режима работы установки и производят последовательную передачу и регистрацию эхограмм изменения режима, полученные эхограммы сравнивают и определяют
25 уровень жидкости, причем режим работы установки изменяют на заданный период времени, по окончании которого устанавливают прежний режим, а длительность периода выбирают из условия затухания отраженных сигналов до уровня акустических шумов скважины и регистрацию эхограмм проводят до получения последовательности отраженных сигналов с равными интервалами времени между ними и одинаковыми начальными фазами.

30 В частности, изменение режима работы установки производят путем: отключения или запуска насоса; создания перепада давления на приеме или выкиде насоса; стравливания газа из затрубного пространства скважины в выкидной коллектор или в насосно-компрессорные трубы; скачкообразного изменения электрических параметров цепи питания погружного электродвигателя.

35 Техническая сущность заявляемого решения может быть пояснена на примере устройства, реализующего способ, структурная схема которого приведена на Фиг.1, где условно обозначены: 1 - датчик, 2 - акустический приемник, 3 - блок управления скважинным терминалом, 4, 6 - приемопередающий узел, 5 - канал связи, 7 - блок управления диспетчерским пунктом, 8 - блок памяти, 9 - исполнительный элемент.

40 Датчик 1, акустический приемник 2, блок управления 3, приемопередающий узел 4 и исполнительный элемент 9 представляют собой скважинный терминал, установленный на месторождении. При этом датчик 1 стационарно устанавливают на устье скважины, например, путем подсоединения к патрубку для эхолотирования и соединяют с затрубным пространством скважины путем открытия задвижки. Сигнальный выход датчика 1 соединяют
45 двухжильным кабелем с входом акустического приемника 2, установленного на станции управления скважиной. Выход акустического приемника 2 соединяют с входом блока управления 3, который совместно с приемопередающим узлом 4 представляет собой скважинный контроллер, входящий в состав оборудования станции управления скважиной, в том числе и исполнительный элемент 9.

50 Приемопередающий узел 6, блок управления диспетчерским пунктом 7 и блок памяти 8 представляют собой центральный контроллер, входящий в состав оборудования диспетчерского пункта системы телемеханики.

Скважинный терминал и диспетчерский пункт соединены между собой каналом связи 5,

который позволяет производить передачу сигналов поочередно в двух направлениях - от диспетчерского пункта к скважинному терминалу и наоборот. Управление скважинным терминалом производит диспетчерский пункт с возможностью работы в ручном и автоматическом режимах.

5 В автоматическом режиме контроль уровня жидкости в скважине производят с заданной периодичностью, например один раз в сутки.

При этом устройство работает следующим образом. От блока управления диспетчерским пунктом 7 через приемопередающий узел 6 поступает команда на изменение режима работы установки, например, в виде кодовой последовательности сигналов.

10 Приемопередающий узел 6 производит передачу кодовых сигналов по каналу связи 5 на приемопередающий узел 4 скважинного терминала. Сигналы с выхода приемопередающего узла 4 поступают на вход блока управления скважинным терминалом 3, который декодирует принятую кодовую последовательность и вырабатывает команду на изменение режима работы установки, например, путем отключения питания погружного электродвигателя.

15 Сигнал с выхода блока управления 3 поступает на вход исполнительного элемента 9, который производит отключение установки на заданный период времени, например на 30 с.

20 Погружной электродвигатель и соединенный с ним через вал центробежный насос останавливают, что создает на приеме насоса перепад давления в столбе жидкости.

Перепад давления создает продольную акустическую волну, которая распространяется по столбу жидкости, воздействует на газовый столб затрубного пространства скважины и создает в нем акустический импульс в виде перепада давления, который распространяется от границы раздела сред "газ-жидкость" до устья скважины, отражается от него и возвращается обратно. Далее процесс повторяется с последующим его затуханием.

25 Созданный продольной волной акустический импульс представляет собой зондирующий сигнал, а его отражения от устья скважины - обратные сигналы.

30 При этом зондирующий сигнал проходит путь, численно равный высоте газового столба в скважине, а отраженные сигналы проходят путь, численно равный двойной высоте газового столба.

Зондирующий сигнал воздействует на датчик 1, например пьезокерамический, и создает на его обкладках электрический сигнал в виде импульса.

35 Электрический сигнал с выхода датчика 1 поступает через соединительный кабель на вход акустического приемника 2, структурная схема которого приведена на Фиг.2, где условно обозначены: 10 - симметрирующий узел, 11 - ограничитель сигналов, 12 - усилитель, 13 - подавитель фоновых наводок, 14 - фильтр нижних частот.

40 Симметрирующий узел 10 производит преобразование входного сигнала в два симметричных противофазных сигнала относительно общего провода. С выхода симметрирующего узла 10 сигналы поступают на вход ограничителя сигналов 11, выполненного, например, в виде логарифмического компрессора. Ограничитель сигналов 11 производит плавное ограничение сигналов с высоким уровнем и передает без искажения сигналы с низким уровнем.

45 С выхода ограничителя 11 сигналы поступают на вход усилителя 12, который производит усиление симметричных противофазных сигналов и подавляет синфазные составляющие входных сигналов, обусловленные воздействием электромагнитных наводок.

С выхода усилителя 12 сигнал поступает на вход подавителя фоновых наводок 13, выполненного, например, в виде режекторного фильтра, настроенного на частоту промышленной сети.

50 С выхода подавителя фоновых наводок 13 сигнал поступает на вход фильтра нижних частот 14, который производит подавление высокочастотных составляющих сигнала, обусловленных скважинными шумами.

Усиленный и окончательно отфильтрованный сигнал с выхода акустического приемника 2

поступает на вход блока управления скважинным терминалом 3.

5 Блок управления 3 включает в себя преобразователь аналогового сигнала в цифровой код (АЦП), кодирующий узел, который преобразует параллельный цифровой код с выхода АЦП в последовательность кодовых сигналов, декодирующий узел, преобразующий
5 принятую по каналу связи последовательность импульсов в электрические управляющие сигналы, таймер и управляющий узел.

10 Блок управления 3 в исходном состоянии работает в режиме приема команд от диспетчерского пункта. При поступлении с диспетчерского пункта команды на отключение установки блок управления 3 подает на вход приемопередающего узла 4 последовательность кодовых сигналов, которая с выхода приемопередающего узла 4
10 поступает по каналу связи 5 на вход приемопередающего узла 6.

15 С выхода приемопередающего узла 6 последовательность кодовых сигналов поступает на вход блока управления диспетчерским пунктом 7, который декодирует принятую последовательность и преобразует ее в параллельный цифровой код и записывает в блок
15 памяти 8.

20 Емкость блока памяти 8 выбирают из условия хранения двух эхограмм, каждая из которых может содержать, например, три импульса с интервалами времени между ними, равными 10 с, при 8-разрядном параллельном цифровом коде и частоте дискретизации 50 Гц, минимальном значении скорости звука в скважине 300 м/с и погрешности отсчета
20 интервала 6 м.

Для выбранного примера емкость памяти составляет 24 килобита на две эхограммы или 3 килобайта.

25 После записи в блок памяти 8 эхограммы отключения и по окончании периода отключения установки блок управления скважинным терминалом 3 вырабатывает команду запуска установки путем подачи управляющего сигнала на исполнительный элемент 9,
25 который запускает установку путем подачи напряжения питания на погружной электродвигатель.

Работа устройства в этом случае происходит аналогично предыдущему, за исключением того, что зондирующий сигнал формируют путем запуска установки.

30 Реализация способа на месторождениях, оборудованных каналами телемеханики и станциями управления скважинами с контроллерами, сводится к установке дополнительного оборудования и корректировке программного обеспечения.

35 Дополнительное оборудование в этом случае включает в себя установку на каждой скважине датчика, конструктивно выполненного в виде серийного волномера, соединительного кабеля и акустического приемника.

40 Высокая технологичность дистанционного контроля уровня жидкости обусловлена тем обстоятельством, что все работы по контролю выполняют на диспетчерском пункте без выезда на месторождение и без прогрева задвижек на патрубках для эхолотирования в
40 зимний период времени.

Достоверность контроля по данному способу обеспечивают регистрацией на эхограммах, например, трех сигналов с равными промежутками между ними и одинаковыми начальными фазами, а также методом сравнения эхограмм остановки и запуска скважины.

45 Способ может быть применен для скважин, оборудованных струйными насосами, станциями управления и каналами телемеханики. Устройство для реализации способа в этом случае аналогично рассмотренному.

50 Способ может быть применен также для дистанционного контроля технического состояния электрической центробежной насосной установки по уровню акустических шумов и вибраций, создаваемых в процессе работы установки. В этом случае периодический контроль производят путем регистрации шумов в затрубном пространстве скважины без
50 изменения режима работы установки.

Зарегистрированные акустические шумы и вибрации установки сравнивают по эхограммам относительно предыдущих значений. В случае увеличения относительного уровня шумов до определенного значения, а также при изменении спектральных

характеристик акустических шумов и вибраций, проявляющихся в виде дополнительных составляющих в инфранизкочастотном диапазоне, увеличивают периодичность контроля, а при дальнейшем их увеличении производят исследование скважины по применяемым на месторождениях методикам и принимают решение о дальнейшей эксплуатации установки.

5 В итоге предлагаемый способ позволяет осуществлять дистанционный контроль уровня жидкости в скважине с насосной установкой.

Источники информации

1. Акустический способ контроля технического состояния электрической центробежной насосной установки. Патент RU №2152510, кл. E 21 B 43/00.

10

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ дистанционного контроля уровня жидкости в скважине с насосной установкой, включающий посылку прямого акустического сигнала, прием отраженного сигнала, определение интервала времени между прямым и отраженным сигналами, по которому
15 измеряют уровень жидкости и при котором в затрубном пространстве на устье скважины выделяют перепады давления, преобразуют их в симметричные противофазные сигналы переменного тока, фильтруют от помех, усиливают с подавлением синфазных сигналов и электромагнитных фоновых наводок, а усиленные сигналы преобразуют в кодовую последовательность, которую передают по каналу связи на диспетчерский пункт, декодируют
20 и регистрируют в виде эхограммы процесса распространения акустической волны в затрубном пространстве и эхограмму расшифровывают, отличающийся тем, что прямой акустический зондирующий сигнал формируют путем изменения режима работы установки, производят последовательную передачу и регистрацию эхограмм изменения режима, полученные эхограммы сравнивают и определяют уровень жидкости, причем режим работы
25 установки изменяют на заданный период времени, по окончании которого устанавливают прежний режим, а длительность периода выбирают из условия затухания отраженных сигналов до уровня акустических шумов скважины и регистрацию эхограмм проводят до получения последовательности отраженных сигналов с равными интервалами времени между ними и одинаковыми начальными фазами.

30 2. Способ по п.1, отличающийся тем, что изменение режима работы установки производят путем отключения или запуска насоса.

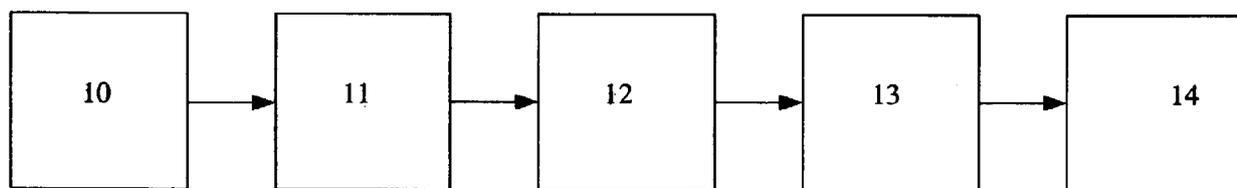
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что изменение режима работы установки производят путем создания перепада давления на приеме или выкиде насоса.

35 4. Способ по п.1, отличающийся тем, что изменение режима работы установки производят путем стравливания газа из затрубного пространства скважины в выкидной коллектор или в насосно-компрессорные трубы.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что изменение режима работы установки производят путем скачкообразного изменения электрических параметров цепи питания погружного
40 электродвигателя.

45

50



Фиг.2