

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 038672

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.10.01

(21) Номер заявки
201690091

(22) Дата подачи заявки
2014.06.26

(51) Int. Cl. E21B 7/24 (2006.01)
E21B 44/00 (2006.01)

(54) СПОСОБ ИЗМЕНЕНИЯ УСТАВОК В РЕЗОНАНСНОЙ СИСТЕМЕ

(31) 61/840,193

(32) 2013.06.27

(33) US

(43) 2016.05.31

(86) PCT/IB2014/062625

(87) WO 2014/207695 2014.12.31

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ БВ
(NL)

(72) Изобретатель:
Джеффрис Бенджамин, Кук Джон,
Галингз Стивен (GB)

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(56) US-A1-20040245017
US-B2-7140452
US-A1-20130092438
US-B2-8136610
US-A1-20110153217

(57) Способ изменения уставки системы, отличающийся тем, что определяется период доминирующего резонанса данной системы, настраивается профиль изменения для изменения уставки; настраивается период времени для изменения уставки на основании периода доминирующего резонанса для сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и выполняется изменение уставки в соответствии с настроенным профилем изменения и периодом времени.

B1

038672

038672

B1

Уровень техники

Варианты реализации данного изобретения относятся к смене уровней или уставок в резонансной системе, такой как система в скважине.

В нефтедобывающей/нефтехимической промышленности бурят буровые скважины/стволы скважин в подземных углеводородных пластах так, чтобы добывать углеводороды. В общем, скважину бурят в геологическом пласте вглубь углеводородного пласта, и углеводороды добывают через скважину. Как правило, в геологических пластах проводят разведку в отношении углеводородов, бурят скважину, потом ее осваивают, что может включать укладку скважины цементом и/или обсадными трубами, а затем из скважины добывают углеводороды, для чего, возможно, необходимы насосы для выкачивания углеводородов из скважины. В скважине могут использовать скважинные инструменты, которые обычно подвешены на каротажной проволоке или прикреплены к бурильной колонне/гибким НКТ, для выполнения работ в скважине, чтобы обеспечить строительство и освоение скважины и/или добычу углеводородов.

Бурение скважины обычно осуществляют с помощью стальной обсадной трубы, известной как бурильная колонна со буровым долотом на нижнем конце; буровое долото обычно крепится к или является составной частью компоновки низа бурильной колонны, прикрепленной к нижнему концу бурильной колонны. В процессе бурения вся бурильная колонна может вращаться с помощью надземного бурового двигателя, или буровое долото может вращаться независимо от бурильной колонны с помощью двигателя с гидроприводом/электродвигателя или двигателей, установленных в бурильной колонне прямо над буровым долотом. По мере продвижения бурения поток бурового раствора используют для вывода из скважины обломков породы, образованных в процессе бурения. В процессе бурения буровой раствор прокачивается через впускной трубопровод вниз по бурильной колонне, проходит сквозь отверстия в буровом долоте и возвращается на поверхность через кольцевое пространство между наружным диаметром бурильной колонны и стволом скважины (кольцевое пространство обычно называют межтрубным пространством).

В некоторых буровых системах, как более подробно описано далее, давление в скважине, в которой осуществляют бурение, контролируют для того, чтобы оптимизировать процесс бурения и/или сводить к минимуму негативные последствия, влияющие на процесс бурения. Буровая система содержит большую динамическую систему, длинную бурильную трубу или гибкие НКТ, которые подвешивают и/или перемещают в скважине, и скважину, наполненную флюидом, который может течь через скважину, в то время как бурильная труба или гибкие НКТ находятся в движении. Как и следовало ожидать, буровые системы, являясь большими динамическими системами, обладают характерными для них резонансными свойствами.

Фиг. 1 иллюстрирует буровую систему для работы на буровой для бурения скважины сквозь геологический пласт. Буровая может располагаться на суше или в морской шельфовой зоне. В этой системе скважину 311 формируют в подземных пластах с помощью вращательного бурения способом, который хорошо известен. Данное изобретение могут также применять в системах направленного бурения, системах бурения пилотной скважины, системах бурения на обсадных трубах и/или т.п.

Бурильную колонну 312 подвешивают в скважине 311, и она содержит компоновку низа бурильной колонны 300, которая на нижнем конце содержит буровое долото 305. Поверхностная система содержит платформу и компоновку башенной вышки 310, расположенные над скважиной 311, при этом компоновка 310 содержит поворотный стол 316, ведущую трубу 317, подъемный крюк 318 и вертлюг для обсадной колонны 319. Бурильная колонна 312 может вращаться поворотным столом 316, приводимым в движение не проиллюстрированным средством, которое входит в зацепление с ведущей трубой 317 на верхнем конце бурильной колонны. Бурильную колонну 312 подвешивают на подъемный крюк 318, прикрепленный к передвижному блоку (также не проиллюстрирован), через ведущую трубу 317 и вертлюг для обсадной колонны 319, который обеспечивает вращение бурильной колонны относительно подъемного крюка. Как проиллюстрировано на фиг. 1, систему верхнего силового привода могут также применять для вращения бурильной колонны 312 в скважине и, следовательно, вращения бурового долота 305 по отношению к торцу геологического пласта в нижней части скважины.

Поверхностная система дополнительно содержит буровой флюид или буровой раствор 326, хранящийся в резервуаре 327, образованном на буровой. Насос 329 подает буровой раствор 326 внутрь бурильной колонны 312 через отверстие в вертлюге 319, заставляя буровой раствор течь вниз через буровую колонну 312, как указано стрелкой направления 308. Буровой раствор выходит из бурильной колонны 312 через отверстия бурового долота 305, а затем циркулирует вверх через кольцевое пространство между наружной стороной бурильной колонны и стенкой ствола скважины, как показано стрелками направления 309. При этом хорошо известном способе буровой раствор смазывает буровое долото 305 и выносит пластовый шлам на поверхность во время возврата в резервуар 327 для последующей рециркуляции.

Компоновка низа бурильной колонны 300 проиллюстрированной системы может содержать модуль каротажа в процессе бурения (КПБ) 320, модуль измерения в процессе бурения (ИПБ) 330, роторную управляемую систему и двигатель, а также буровое долото 305.

Модуль КПБ 320 может быть помещен в утяжеленной бурильной трубе особого типа, как известно

в данной области техники, и может содержать один или множество известных типов каротажных инструментов. Также будет понятно, что может быть использовано более одного модуля КПБ и/или ИПБ, например, как представлено в 320А. Модуль КПБ может содержать средства для измерения, обработки и хранения информации, а также для обмена данными с наземным оборудованием. В одном варианте реализации изобретения модуль КПБ может содержать устройство для забора проб флюидов.

Модуль ИПБ 330 может также быть помещен в утяжеленной бурильной трубе особого типа, как известно в данной области техники, и может содержать одно или более устройств для измерения характеристик бурильной колонны и бурового долота. Инструмент ИПБ может дополнительно содержать устройство (не проиллюстрировано) для генерирования электроэнергии в скважинной системе. Оно может обычно включать скважинный турбогенератор, приводимый в действие потоком бурового раствора, при этом понятно, что могут быть использованы другие энергетические и/или аккумуляторные системы. Модуль ИПБ может содержать один или более из следующих типов измерительных устройств: устройство измерения нагрузки на долото, устройство измерения крутящего момента, устройство измерения вибрации, устройство измерения импульсов, устройство измерения неравномерного вращения, устройство измерения азимутального направления, устройство измерения скорости вращения и устройство измерения наклона.

Бурение нефтяных и/или газовых скважин с применением буровой системы, проиллюстрированной на фигуре, может включать бурение скважины значительной длины; скважины нередко достигают в длину несколько километров по вертикали и/или по горизонтали. Как проиллюстрировано, бурильная колонна содержит буровое долото на нижнем конце и секторы бурильной трубы, которые скрепляют винтами/другими соединениями. Приводной механизм на поверхности вращает буровое долото навстречу торцу геологического пласта, чтобы пробурить геологическом пласте скважину. Буровой механизм может представлять собой верхний силовой привод, поворотный стол или т.п. В некоторых буровых процессах, таких как наклонно-направленное бурение или т.п., забойный двигатель, который может приводиться в действие буровым раствором, циркулирующим в скважине или т.п., может быть использован для приведения в действие бурового долота.

Бурильная колонна в скважине подвергается сложному динамическому воздействию в процессе бурения, при этом сложное воздействие может включать осевые, боковые и крутильные колебания, а также фрикционные и вибрационные взаимодействия со скважиной. Одновременные измерения вращения при бурении на поверхности и на долоте показывают, что, в то время как верхняя часть бурильной колонны вращается с постоянной угловой скоростью, буровое долото может вращаться с различными угловыми скоростями. В крайних случаях, известных как неравномерное вращение, буровое долото или другая часть бурильной колонны может перестать вращаться в скважине, и в результате этого бурильная колонна продолжает крутиться/вращаться, пока долото не начнет снова вращаться, после чего оно набирает угловую скорость, которая намного выше, чем угловая скорость вращения верхней части бурильной колонны.

Неравномерное вращение является признанной проблемой в буровой промышленности и может приводить к снижению скорости проникновения сквазь геологический пласт, износу долота, поломкам инструментов и тому подобному. Прихват бурового долота в скважине может уменьшать скорости бурения, приводить к повреждениям бурильной колонны при крутильных колебаниях и быстрому вращению бурового долота, когда оно освобождается от прихвата, причиняя повреждение буровой системе.

Буровой раствор является широким буровым термином, который может охватывать различные типы буровых растворов. Термин "буровой раствор" может использоваться для описания любого флюида или смеси флюидов, применяемых при бурении, и может охватывать такие понятия, как буровой шлам, сильно утяжеленные буровые смеси нефти или воды с твердыми частицами, воздухом, азотом, распыленными в воздухе или азоте флюидами, вспененными воздухом или азотом флюидами, насыщенными газом или аэрированными азотом флюидами и т.п. На практике поток бурового раствора, проходящий через бурильную колонну, могут применять для охлаждения бурового долота, а также удаления шлама со дна скважины.

При традиционном бурении с положительным перепадом давления плотность бурового раствора выбирают таким образом, чтобы она создавала давление в нижней части скважины ("забойное давление" или "ВНР"), которое является достаточно высоким, чтобы уравнивать давление флюидов в пласте ("поровое давление пласта"). За счет уравнивания порового давления ВНР способствует предотвращению притока в скважину флюидов из пластов, окружающих скважину. Однако если ВНР опускается ниже порового давления пласта, пластовые флюиды, такие как газ, нефть и/или вода, могут попадать в скважину и приводить к явлению, известному в бурении как флюидопроявление или проявление. И наоборот, если ВНР высокое, ВНР может превышать истинный предел прочности пласта вокруг скважины в результате гидроразрыва пласта.

Во время гидроразрыва пласта буровой раствор может попасть в пласт и потеряться для процесса бурения. Эта потеря бурового раствора в процессе бурения может привести к снижению ВНР и, как следствие, вызвать проявление, поскольку ВНР становится ниже порового давления пласта. Потеря флюида в пластах вследствие гидроразрыва известна как утечка флюида или поглощение бурового рас-

твор и может быть дорогостоящим ввиду поглощения бурового раствора и увеличения времени, необходимого для бурения скважины. Проявления также опасны, и пульсация жидкости и/или газа, связанная с притоком в скважину, требует принятия мер на поверхности.

С целью преодоления проблем проявления и/или гидроразрыва пласта в процессе бурения был разработан процесс, известный как бурение с управляемым давлением ("БУД"). При бурении с управляемым давлением применяют различные методы регулирования/управления ВНР в процессе бурения. При БУД контролируют поток бурового раствора в скважину и из скважины. Это означает, что насосами, которые перекачивают флюид в скважину, и дроссельными вентилями, регулирующими поток флюида из скважины, управляют для регулирования ВНР. Кроме того, в буровой раствор может быть введен газ, чтобы уменьшить плотность бурового раствора и тем самым уменьшить ВНР, создаваемое столбом бурового раствора в буровом кольцевом пространстве. В общем, до недавнего времени методы БУД были недостаточно хорошо разработаны и основывались на ручном регулировании насосов и дроссельного вентиля.

Как видно из вышеописанного, буровая система для бурения скважины сквозь геологический пласт представляет собой сложную систему, в которой, как правило, бурильная колонна с компоновкой низа бурильной колонны подвешена в скважине и на буровое долото, находящееся в скважине, вращается навстречу геологическому пласту для продления скважины. Бурильная колонна может вращаться в скважине, чтобы производить вращение бурового долота. Другой вариант состоит в том, что буровое долото вращается при помощи забойного двигателя. В некоторых системах бурильная колонна содержит свечи металлических труб, которые добавляют к бурильной колонне в то время, как буровое долото удлиняет скважину. В других системах бурильная колонна содержит гибкую НКТ, которая продвигается вглубь скважины по мере продвижения в скважине бурового долота. В углеводородной промышленности после того, как скважина пробурена, могут применять обсадную трубу, часто называемую обсадной колонной или колонной обсадных труб, для обкладывания ствола скважины. Кроме того, в нефтехимической промышленности работы в скважине могут проводить с применением каротажной проволоки, на которой крепятся инструменты/датчики, и каротажная проволока простирается от позиции на поверхности скважины вглубь скважины таким образом, чтобы можно было использовать инструменты/датчики, размещенные вдоль ствола скважины.

Как описано выше, существует множество параметров, которые можно регулировать для управления режимом работы буровой системы. Например, эти параметры включают скорость вращения бурового долота, нагрузку, прилагаемую к буровому долоту, ориентацию бурового долота, характеристики бурового раствора, перекачиваемого по всему стволу скважины, давление/скорость закачки бурового раствора и/или т. п. В то же время существует множество параметров, связанных с буровым раствором, они могут быть самые разнообразные, такие как скорость закачки бурового раствора, размер дроссельного вентиля, применяемого к буровому раствору, плотность бурового раствора и/или т. п. Кроме того, системы на каротажной проволоке могут простираются вглубь скважины, и инструменты, датчики и/или тому подобное могут эксплуатироваться в скважине во время их подвешивания на каротажной проволоке. Также технологические параметры могут быть связаны с эксплуатацией таких инструментов и систем на каротажной проволоке. Кроме того, насосы, такие как электрические погружные насосы ("ЭПН"), могут использоваться в скважине для закачки в скважину бурового раствора, выкачивания добываемых флюидов из скважины и/или т. п. Изменения любого из этих параметров в системе ствола скважины могут осуществляться по отдельности или в комбинации для регулирования процесса(ов) бурения/эксплуатации каротажной проволоки/скважины/закачки. Регулировать параметры может человек, такой как бурильщик, процессор и/или человек в сочетании с процессором.

Системы, описанные выше, включают динамическую систему, в которой большие секции обсадной трубы/каротажной проволоки/гибкой НКТ проходят от позиции на поверхности скважины вглубь скважины, и обсадную трубу/каротажную проволоку/гибкую НКТ могут в ней перемещать, а флюиды могут проходить через обсадную трубу/гибкую НКТ и/или скважину. Все чаще параметры, связанные с процессом эксплуатации скважины, таким как процессы бурения/эксплуатации каротажной проволоки, процессы закачки и/или тому подобное, замеряют и применяют для обеспечения обратной связи/входных данных для постоянного процесса бурения/эксплуатации каротажной проволоки/закачки. В некоторых процессах автоматизация в замкнутом контуре предусматривает автоматизированное выполнение скважинного процесса с помощью измерений состояния системы в ходе эксплуатации и/или измерений влияния, оказываемого эксплуатацией системы. Кроме того, в динамических скважинных системах, описанных выше, любые электродвигатели, насосы и/или другие типы механизмов, которые приводятся в действие/эксплуатируются в скважине, такие как забойные турбинные двигатели, электрические погружные насосы и/или тому подобное, подвергаются изменениям в состоянии их эксплуатации и взаимодействуют с бурильной колонной, гибкой НКТ, каротажной проволокой, скважиной, столбом флюида в скважине и/или тому подобным, когда происходит изменение состояния.

В системах, в которых состояние скважинной системы и/или воздействие скважинной системы измеряют во время процесса и/или в автономных и/или полуавтономных скважинных системах, состояние скважинной системы можно изменять на основании обнаруженных/измеренных характеристик скважи-

ны, скважинной системы, воздействия/выходных данных скважинной системы и/или тому подобного. Изменение состояния скважинной системы может включать изменение скорости закачки бурового раствора, увеличение скорости вращения буровой колонны/гибкой НКТ в скважине, увеличение скорости вращения забойного двигателя, изменение эксплуатационных параметров скважинного инструмента, подъем бурового долота/скважинного инструмента со дна скважины или отрыв их от соприкосновения с геологическим пластом, увеличение нагрузки на долото и/или тому подобное. Традиционно изменение состояния скважинной системы направлено на как можно более скорое выполнение при необходимости на основании измеряемых/обнаруживаемых данных для того, чтобы приспособить скважинную систему к изменениям в процессе эксплуатации скважины. Ранее признавали, что скважинные системы из-за их конфигурации могут быть связаны с резонансными частотами, и при изменении состояния скважинной системы этих частот можно избежать или отфильтровать от изменения процесса состояния.

Как обсуждалось выше, скважинные системы, как и многие большие динамические системы, демонстрируют резонансное поведение. Лишь в качестве примера, в нефтедобывающей/нефтехимической промышленности буровая колонна в процессе вращения, изменения давления и пульсации потока в скважинном кольцевом пространстве являются примерами работы больших динамических систем. Часто в больших динамических системах необходимо переходить с одних контролируемых уставок на другие, например, изменять скорость вращения буровой колонны, изменять перепад давления посредством дроссельного вентиля в кольцевом пространстве и/или выполнять тому подобное. Внесение изменений в эти резонансные системы часто приводит к развитию большой амплитуды колебаний в системе, которые могут затем долго утихать, тем самым мешая выполнению процесса эксплуатации скважины и/или причиняя повреждение оборудованию в скважине.

Сущность изобретения

В общем и целом, согласно одному варианту реализации данного изобретения, изменения уставки скважинной системы (т.е. изменение эксплуатационного состояния скважины системы с одного уровня на другой, такое как увеличение скорости вращения буровой колонны с одной скорости на другую) могут быть вынесены в течение отрезка времени, который контролируется доминирующим резонансом системы. В частности, указанный отрезок времени может быть определен в зависимости от периода доминирующего резонанса. Установлено, что, регулируя изменения уставок таким способом, можно значительно снижать амплитуду результирующих резонансных колебаний в системе.

В результате этого варианты реализации данного изобретения могут включать автоматизированную или полуавтоматизированную систему, в которой изменения уставок осуществляются в течение отрезка времени, регулируемого периодом доминирующего резонанса системы, при этом автоматизированная/полуавтоматизированная система может образовывать регулируемую скважинную систему, в которой регулируют/смягчают колебания системы, более эффективно регулируют скважинные процессы и/или более эффективно достигают желаемых результатов.

Соответственно, в первом аспекте один вариант реализации данного изобретения обеспечивает способ изменения уставки системы в скважине путем: определения периода доминирующего резонанса системы; настройки профиля изменения для изменения уставки; определения периода времени для изменения уставки на основании периода доминирующего резонанса с целью сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и выполнения изменения уставки в соответствии с профилем изменения и периодом времени. В таком варианте реализации изобретения резонансные данные системы преобразуются в регулирующие параметры, применяемые для регулирования эксплуатации системы.

Дальнейшие аспекты данного изобретения обеспечивают: компьютерную программу, содержащую код, который, при выполнении на компьютере дает компьютеру команду выполнять способ по первому аспекту; машиночитаемый носитель, сохраняющий компьютерную программу, содержащую код, который при выполнении на компьютере дает компьютеру команду выполнять способ по первому аспекту; и компьютерную систему, запрограммированную на выполнение способа по первому аспекту.

Например, может быть предусмотрена система управления для изменения уставки скважинной системы, при этом система управления содержит процессор(ы), выполненный(е) с возможностью определения периода доминирующего резонанса системы; настройки профиля изменения для изменения уставки на основании измеренных характеристик; и определения периода времени для изменения уставки на основании периода доминирующего резонанса с целью сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и контроллер, выполненный с возможностью регулирования системы для выполнения изменения уставки в соответствии с профилем изменения и периодом времени.

Таким образом, система соответствует способу по первому аспекту. Процессор может содержать скважинный процессор, процессора на поверхности или комбинацию скважинного процессора и процессора на поверхности. Система может быть автоматизированной системой. Система может дополнительно содержать один или более датчиков для измерения характеристик системы и/или скважины, при этом определение периода доминирующего резонанса системы и/или настройка профиля изменения основываются на измеренных характеристиках.

Дальнейший аспект некоторых вариантов реализации данного изобретения обеспечивает буровую установку (такую как буровая установка, установка для разведочного бурения и установка для добычи)

или инструмент (такой как каротажная проволока или электро-погружной насос), который содержит систему по предшествующему аспекту.

Дополнительные признаки изобретения будут изложены далее. Они применимы по отдельности или в любой комбинации вместе с любым аспектом изобретения.

Скважинная система может быть бурильной колонной. В этом случае доминирующий резонанс может возникать из-за вращения бурильной колонны, и тогда уставка может представлять собой скорость вращения бурильной колонны. В частности, существует множество крупномасштабных динамических систем, которые в ходе их эксплуатации переходят с одной настройки на другую. Например, при бурении скважины скорость вращения бурильной колонны регулярно меняется, по мере изменений геологического пласта и/или изменения других условий.

В начале процесса бурения во вращательной буровой системе с применением системы верхнего силового привода, скорость вращения верхней части бурильной колонны изменяется от нуля до некоторого отличного от нуля значения (обычно постоянное значение). Крупномасштабные динамические системы часто имеют один или более резонансов на частотах, сопоставимых с отрезком времени или превышающими отрезок времени, заданный или необходимый для перехода от одной настройки на другую. Лишь в качестве примера, бурильная колонна длиной 750 м может иметь резонанс с периодом около 1 с, а бурильная колонна длиной 7500 м может иметь резонанс с периодом около 10 с. Доминирующий резонанс из-за вращения бурильной колонны, приводимой в действие при постоянной скорости вращения, обычно имеет граничные условия, близкие к постоянной скорости на поверхности и свободной скорости на дистальном конце, при этом резонансный период для бурильной колонны в постоянном поперечном сечении будет составлять четверть длины волны. Таким образом, при средней скорости волны в бурильной трубе около 3000 м/с период в четыре раза больше длины трубы в метрах, разделенный на 3000. Для фактической бурильной колонны с более крупными компонентами в нижней части такой период длиннее.

Как правило, изменения в скорости вращения бурильных колонн производят в периоды времени от одной до десяти секунд. Аналогично, столбы бурового раствора в скважине/кольцевом пространстве будут иметь связанные с ними резонансные частоты и могут быть сопоставимы с периодом времени или превышать период времени, необходимый для изменения, например, расхода бурового раствора на единицу времени в скважине с первого значения расхода на второе значение расхода.

Когда уставка представляет собой нагрузку на долото, доминирующий резонанс может возникать из-за вращения бурильной колонны и/или из-за осевой скорости волны в бурильной колонне.

В частности, для изменения осевой нагрузки (нагрузки на долото) бурильной колонны, хотя в некоторых обстоятельствах может быть выгодно избегать возбуждения основного осевого резонанса (который обычно близок к резонансу половины длины со скоростью волны около 5000 м/с) при бурении посредством бурового долота, которое создает значительный крутящий момент, особенно долота лопастного типа, такого как долото из поликристаллического алмазного композита (PDC), основной резонанс, что важно, в общем является резонансом вращательной системы, точно как при изменении скорости вращения. Это объясняется тем, что линейное изменение нагрузки генерирует линейное изменение крутящего момента на долоте, и это изменение крутящего момента приводит к возбуждению вращательной системы.

Когда уставка представляет собой скорость работы насоса(ов), регулирующего(их) поток флюида в бурильную колонну, настройка дроссельного вентиля (дроссельных вентилях), регулирующего поток флюида из скважины и/или закачку газа во флюид в бурильной колонне и/или в кольцевое пространство вокруг бурильной колонны, доминирующий резонанс может быть для волн сжатия во флюиде внутри бурильной колонны и/или во флюиде в кольцевом пространстве. В частности, для резонансов, связанных с флюидом внутри бурильной колонны, типичная скорость волны близка скорости продольных волн во флюиде, которая варьирует от около 1600 м/с для полностью насыщенной солью воды до менее чем 1000 м/с для утяжеленного бурового раствора на нефтяной основе. Основной резонанс может возникать между половиной длины волны из-за большого перепада давления на долото и четвертью длины волны из-за незначительного перепада давления на долото, и тогда основной резонанс может быть в два-четыре раза больше длины бурильной колонны, разделенной на скорость волны. Для резонансов, связанных с флюидом в кольцевом пространстве, основной резонанс опять же может возникать между четверть и половиной длины волны, при этом четверть соответствует открытому кольцевому пространству, а половина относится к закрытому дроссельному вентилю. Скорость волны для волн в кольцевом пространстве обычно меньше, чем внутри бурильной колонны из-за эффекта податливой стенки скважины, а также может быть, по существу, снижена, если в кольцевом пространстве есть газ.

Скважинная система может представлять собой каротажную проволоку/систему на каротажной проволоке. Для кабеля резонансов, фундаментальный резонанс может обычно быть близка к полуволновой резонанс, и тогда период может быть близка к удвоенной длине кабеля, разделенной осевой скоростью волны в проводной кабеле (который изменяется вдоль длины кабеля с натяжением). Таким образом, когда уставка является скоростью спуска или поднятия каротажной проволоки, основной резонанс может возникать из-за осевой скорости волны в каротажной проволоке.

Скважинная система может представлять собой электропогружной насос. Для электропогружного

насоса (ЭПН) есть два резонансных периода, которые могут иметь значение, один гораздо длиннее другого. Более краткий из двух периодов - это первый вращательный резонанс вала насоса, представляющий собой свободно фиксируемый резонанс (фиксируемое вращение со стороны двигателя и свободное вращение на другом конце), который может быть близким к четверти длины волны. Хотя эти поперечные волны вала, дополнительная массовая нагрузка в связи с этапами закачки означает, что средняя скорость поперечных волн может быть значительно ниже, чем скорость волн для одного лишь вала. Скорость волны можно без труда вычислить как квадратный корень среднего крутящего момента на единичную длину, умноженный на среднюю вращательную податливость на единицу. Более длинный период соответствует волнам флюида в насосно-компрессорной колонне и может быть резонансом от четверти до половины длины волны со скоростью волны добываемых флюидов, что может составлять где-то от нескольких сотен метров в секунду до 1600 м в секунду, в зависимости от соотношения газа, нефти и воды, а также солености воды. Таким образом, когда уставка представляет собой скорость насоса ЭПН, основной резонанс может представлять собой вращательный резонанс вала насоса и/или для волн флюидов в насосно-компрессорной колонне в скважине.

Каждая смена между настройками скважинной системы имеет профиль изменения, т.е. то, как градиент уставки меняется со временем. Например, изменение профиля может быть линейным, при этом изменение вращения линейно возрастает между настройками или т.п. Выбирают уставку интервалов/интервала времени, пропорциональных периоду резонанса буровой системы/аспекта буровой системы, в течение которых будет происходить изменение уставки. Путем выбора интервалов времени изменения уставки, пропорциональных периоду резонанса, возбуждение резонанса (возбуждение больших резонансных колебаний в буровой системе) по причине изменения уставки сводится к минимуму.

Например, если профиль изменения является линейным по отношению ко времени (постоянный градиент), т.е. скорость вращения буровой системы возрастает линейно от низкой скорости до более высокой скорости вращения, время, в течение которого будут делать изменение, может быть целым кратным резонансному периоду буровой системы. Однако если производная по времени профиля изменения идет за полупериодом синусоиды или т.п., то период времени, в течение которого следует сделать изменение, может составлять кратное целому с половиной резонансного периода буровой системы. В целом, период времени может быть кратным периоду доминирующего резонанса.

Профиль изменения может быть симметричным среднему времени изменения. В таком варианте реализации изобретения профиль изменения может иметь частоты, которые он не возбуждает. Определение периода времени для изменения уставки можно удобно осуществлять, беря преобразование Фурье от производной по времени от профиля изменения.

Период доминирующего резонанса может быть непосредственно измерен, например, путем анализа соответствующих спектров или временных рядов (например, в случае бурильной колонны спектры или временные ряды крутящего момента или скорости вращения бурильной колонны измеряются либо на поверхности, либо внутри скважины) или он может быть рассчитан с использованием соответствующей теории упругих волн (например, теории упругих волн в случае бурильной колонны).

Для многих систем, таких как буровая колонна, описанная выше, резонансный период выходит за пределы установленного времени (в данном случае потому, что в процессе бурения буровую колонну удлиняют, и резонансный период увеличивается примерно пропорционально). Кроме того, для устройств, которые взаимодействуют со столбом флюида в скважине, резонансный период для столба флюида в скважине может с течением времени меняться, когда другие операции изменяют характеристики столба флюида, длину скважины и/или тому подобное.

Краткое описание графических материалов

Варианты реализации изобретения будут далее описаны в виде примера со ссылкой на прилагаемые графические материалы, в которых:

фиг. 1 иллюстрирует буровую систему для работы на буровой для бурения скважины сквозь геологический пласт;

фиг. 2А представляет собой технологическую схему, иллюстрирующую способ выполнения изменения уровня;

фиг. 2Б представляет собой технологическую схему, иллюстрирующую функционирование автоматизированной скважинной системы, включающей регулирование резонанса;

фиг. 3 иллюстрирует графики моделируемой скорости вращения в верхней части бурильной колонны по отношению ко времени;

фиг. 4 иллюстрирует соответствующие графики моделируемой скорости вращения в нижней части бурильной колонны по отношению ко времени;

фиг. 5 иллюстрирует простой линейный профиль изменения нарастания;

фиг. 6 иллюстрирует профиль изменения, имеющий первую линейную скорость и вторую линейную скорость; и

фиг. 7 иллюстрирует моделирование поверхностных скоростей и скоростей вращения долота для буровой колонны длиной 2400 м, которая достигает 120 об/мин за 4,6 с.

В прилагаемых фигурах аналогичные компоненты и/или функции могут иметь одинаковые ссылоч-

ное обозначение. Кроме того, различные компоненты одного и того же типа можно отличать с помощью ссылочного обозначения по штриху и второму ссылочному обозначению, которое делает различие среди аналогичных компонентов. Если в спецификации приведено только первое ссылочное обозначение, данное описание применимо к любому из аналогичных компонентов, имеющих такое же первое ссылочное обозначение, независимо от второго ссылочного обозначения.

Подробное описание изобретения

Далее подробно описаны варианты реализации изобретения, примеры которых проиллюстрированы в сопроводительных графических материалах. В следующем подробном описании изложены многочисленные конкретные подробности для обеспечения полного понимания описанного в данном документе объекта изобретения. Однако специалисту в данной области техники будет понятно, что объект изобретения может быть реализован без этих конкретных подробностей. В других случаях хорошо известные способы, процессы, компоненты и системы не описаны подробно, чтобы излишне не затенять признаки вариантов реализации изобретения. В следующем описании следует понимать, что признаки одного варианта реализации изобретения могут применяться в сочетании с признаками другого варианта реализации изобретения, при этом признаки различных вариантов реализации изобретения не являются несовместимыми.

Следует также понимать, что, хотя в данном документе для описания различных элементов могут использоваться термины первый, второй, и т.д., эти элементы не должны быть ограничены данными терминами. Эти термины используются только с целью отличить один элемент от другого. Например, первый объект или этап можно назвать вторым объектом или этапом, и, аналогично, второй объект или этап можно назвать первым объектом или этапом. И первый объект или этап, и второй объект или этап представляют собой объекты или этапы, соответственно, но они не рассматриваются как один и тот же объект или этап.

Терминология, используемая в описании данного раскрытия в данном документе, предназначена для описания конкретных варианты реализации изобретения, а не для ограничения объекта изобретения. В контексте данного описания и прилагаемой формулы изобретения формы единственного числа подразумевают также формы множественного числа, если контекст явно не указывает иное. Также следует понимать, что термин "и/или", используемый в данном документе, подразумевает и охватывает любую и все комбинации одного или более соответствующих перечисленных элементов. Далее следует понимать, что термины "включает", "включающий", "содержит" и/или "содержащий", используемые в данном описании, указывают на наличие заявленных признаков, чисел, этапов, операций, элементов и/или компонентов, но не исключают наличие или добавление одного или более других признаков, чисел, этапов, операций, элементов, компонентов и/или их групп.

В контексте данного документа термин "если" может быть истолкован в значении "когда" или "после" или "в ответ на определение" или "в ответ на обнаружение", в зависимости от контекста. Аналогичным образом, фраза "если определено" или "если обнаружено [указанное условие или событие]" может быть истолкована в значении "после определения" или "в ответ на определение" или "после обнаружения [указанного условия или события]" или "в ответ на обнаружение [указанного условия или события]", в зависимости от контекста.

Фиг. 2А представляет собой технологическую схему, иллюстрирующую способ выполнения изменения уровня, т. е. изменение уставки, для скважинной системы в соответствии с вариантом реализации данного изобретения.

На этапе 10 выбирают изменение уровня функционирования элемента скважинной системы или элемента скважинной системы. В частности, скважинная система, такая как буровая системы, может эксплуатироваться при одном условии, например, буровая колонна буровой системы может вращаться в скважине на первой скорости вращения, и может потребоваться/быть желательным изменение на другое эксплуатационное условие, т. е. может быть желательным/необходимым изменение скорости вращения при бурении. Аналогичным образом, в скважинной системе добычи, такой как система насосно-компрессорной добычи, может быть желательным/необходимым запуск ЭПН или изменение скорость закачки ЭПН. Другая возможность заключается в том, что может быть желательным изменение эксплуатационного состояния элемента скважинной системы, например, когда скважинная система включает буровую систему с контролем давления, может быть необходимым/желательным изменение расхода бурового раствора на единицу времени в скважине, изменение отверстия дроссельного вентиля, применяемого для буровых растворов, вытекающих из скважины, и/или тому подобное.

На этапе 20 определяют доминирующий резонанс скважинной системы. Например, резонансные частоты для длины буровой колонны в скважине могут определять на основании эксплуатационных параметров буровой колонны. Аналогичным образом, резонансные частоты, связанные с столбом бурового раствора, текущего вокруг/через скважину, могут определять на основании параметров флюида и/или систем, эксплуатируемых в скважине в текущем флюиде. Довольно часто доминирующий резонанс скважинной системы может быть комбинацией длины системы и характеристик скважины и/или флюидов в скважине.

В других примерах резонансные частоты, связанные с эксплуатацией ЭПН, могут определяться на

основании эксплуатационных характеристик ЭПН и условий, существующих в скважине. В БУД могут использовать длину ствола скважины, давление в стволе скважины, параметры бурения и/или т. п. для определения резонансных частот, связанных с эксплуатацией системы БУД. Доминирующий резонанс скважинной системы или элемент скважинной системы может быть настроен для определения периода доминирующего резонанса системы. Эта настройка резонансного периода может быть выполнена путем расчета, моделирования, измерения, сопоставления с предыдущими операциями и/или тому подобного. База данных/архив случаев возникновения резонанса для различных скважинных систем может быть разработана в случаях, когда база данных/библиотека содержит сведения о скважинной системе, характеристиках резонансного воздействия, эксплуатационных параметрах и/или скважинных параметрах в процессе или до возникновения резонансного воздействия и/или тому подобном. База данных/архив может служить хранилищем сведений для определения доминирующего резонанса скважинной системы и характеристик, таких как резонансный период, доминирующего резонанса скважинной системы.

Период самого низкого частотного резонанса доминирующего резонанса для скважинной системы может быть теоретически рассчитан с достаточной точностью. В качестве альтернативы, делая измерения скважинной системы и применяя способы, такие как преобразования Фурье, преобразования Гильберта-Хуанга или взаимную корреляцию, могут определять период резонанса. Если система с течением времени изменяется (например, бурильную колонну удлинняют в случае вращающейся бурильной колонны), то период могут заново рассчитывать или заменять при изменении системы. Могут рассчитывать изменение периода для измененной скважинной системы.

На этапе 30 рекомендуется профиль изменения для изменения уровня в эксплуатации системы. Например, для изменения скорости вращения бурильной колонны во вращательной буровой системе простое повышение скорости может предназначаться для изменения скорости вращения с первой скорости вращения на вторую скорость вращения. В другом примере могут использовать ряд этапов для повышения скорости вращения до требуемой скорости вращения. В другом примере профиль изменения для бурильной колонны, для эксплуатации насоса, дроссельного вентиля и/или т. п. может иметь синусоидальный характер.

В большинстве случаев просто с помощью линейного повышения от одного уровня к другому можно получить пригодный профиль изменения. Если по каким-то причинам такой профиль невозможен или нежелателен (например, если градиент изменения должен начинаться с нуля), можно применить альтернативный профиль изменения. Для обеспечения того, чтобы профиль изменения имел частоты, которые он не возбуждает, градиент профиля изменения предпочтительно должен быть симметричным среднему времени изменения. Таким образом, если профиль изменения от уровня А до уровня В дается по f , где

$$f(0)=a,$$

$$f(T)=b$$

и градиент f обозначается посредством f' ,

то предпочтительно для времени t , где $T/2 < t < T$, градиент f следующий:

$$f'(t)=f'(T-t).$$

На этапе 40 определяют период времени, в течение которого можно выполнить изменение уровня эксплуатации для сведения к минимуму возбуждения резонанса. Эта настройка периода времени для изменения уровня может производиться с помощью преобразования Фурье или других преобразований и/или другими способами.

Хотя возможны другие способы, один из способов расчета необходимого времени, в течение которого необходимо выполнить изменение, состоит в том, чтобы с помощью преобразования Фурье преобразовать производную по времени от профиля изменения.

Амплитуда преобразования функции по методу Фурье пропорционально амплитуде преобразования по методу Фурье ее производной по времени, разделенной на частоту. Таким образом, если преобразование по методу Фурье производной по времени от профиля изменения имеет ноль на определенной частоте, то это же значение и у производной по времени от профиля изменения.

Если производная профиля изменения имеет характеристику симметрии, описанную выше, то она будет нулевой на определенной частоте. Таким образом, если профиль изменения быстро линейно изменяется (постоянная производная), преобразование Фурье производной равно нулю для частот, которые являются целыми числами, деленными на время изменения. И наоборот, если время изменения является целым кратным периода резонанса, то изменение уставки не вызовет возбуждение резонанса.

Если производная профиля изменения представляет собой синусоиду через n радианы (180°), она будет нулевой при преобразовании по методу Фурье целых чисел с половиной, деленных на время изменения.

Таким образом, если время изменения представляет собой целое число с половиной, умноженное на период резонанса, то изменение уставки не вызовет возбуждение резонанса.

На этапе 50 изменение уровня эксплуатации системы выполняют с помощью профиля изменения в течение заданного периода времени.

После выбора профиля изменения и завершения расчета времени изменения в системе можно сделать изменение. Обычно будет множество различных периодов времени, в течение которых можно сде-

лать изменение, не вызывающее возбуждение резонансной частоты. Например, в случае быстрого линейного изменения (постоянная производная по времени профиля изменения) время изменения может быть любым целым кратным резонанса. Однако период времени могут выбирать так, чтобы он был длиннее кратчайшего времени, в течение которого изменение может быть сделано физически, либо человеком-оператором, либо системой управления, но не более длинным, чем необходимо, т.е. речь идет о самой малой кратной времени резонанса, которая может быть эффективно использована системой. Тем не менее, могут использовать более длительное время (более высокую кратную периода резонанса), чтобы обеспечить изменение уставки в полном объеме и надлежащим образом в отведенный период времени (могут быть вероятности, связанные с периодом для изменения состояния, которые учитываются в периоде, выбранном для изменения уставки).

В процессе бурения с управляемым давлением время резонанса для кольцевого пространства скважины, подлежащей бурению с управляемым давлением, может быть приблизительно определено путем расчета/измерения средней скорости звука, и, при условии, что основной резонанс буровой системы/скважины/кольцевого пространства является резонансом с половиной длины волны, период в два раза больше длины буровой системы/скважины/кольцевого пространства и умножен на обратную скорость звука.

Обратная скорость звука может быть аппроксимирована как квадратный корень среднего значения плотности флюида в буровой системе/скважине/кольцевом пространстве, умноженный на среднюю податливость флюида на единицу объема (которая является обратным объемным модулем упругости для кольцевого пространства с жесткими стенками). Средняя плотность флюида в буровой системе/скважине/кольцевом пространстве может быть определена путем вычитания давления на поверхности за дроссельным вентилем из забойного давления, с необязательной корректировкой потери давления на трении, а затем деления на разность вертикальной глубины между местоположением двух измерений и ускорение под действием силы тяжести.

Средняя степень податливости флюида в буровой системе/скважине/кольцевом пространстве может быть вычислена путем принятия общей податливости флюида и деления ее на объем кольцевого пространства. Общая податливость может быть определена путем измерения, сопоставления с другими подобными системами, моделирования, экспериментов, теоретических расчетов и/или тому подобным. Общая податливость может быть определена с помощью способа, описанного в находящейся в процессе совместного рассмотрения патентной заявке под названием "Compliance Determination", номер патентного реестра IS13.3011, подданной на рассмотрение как предварительная заявка на патент США 19 сентября 2013 года, которая включена в данный документ в качестве ссылки для всех целей.

При описанном определении периода резонанса для буровой системы/бурового процесса с контролем давления этот период может быть использован с целью определения периода времени для изменений уровня буровой системы с контролем давления, которые не оказывают отрицательного воздействия резонанса.

Как описано выше, изменение может быть сделано при помощи системы управления, которая может автоматически придерживаться требуемого профиля изменения, но оно может быть сделано и оператором-человеком, старающимся сохранять требуемый профиль. Поскольку интервалы с низкой амплитудой около нуля в спектре Фурье производной профиля изменения, как правило, достаточно большие, изменение, как правило, не обязательно должно выполняться точно в необходимое время, чтобы увидеть очевидные преимущества.

В данном описании термин "скважинная система" используется для описания системы, которая эксплуатируется в скважине, такой как буровая система, система насосно-компрессорной добычи, система с использованием каротажной проволоки, система гибких НКТ, система с забойным двигателем, система обсадных труб и/или тому подобное. Для целей определения доминирующего резонанса системы, настройки профиля изменения для выполнения изменения уровня, определения периода времени, в течение которого должны быть сделаны изменения уровня и/или тому подобного скважинная система может рассматриваться как включающая саму систему, а также особенности скважины, в которой она находится, и окружающую ее структуру. Например, когда скважинная система представляет собой буровую систему для бурения скважины, особенности трения между буровой системой и скважиной могут быть факторами, содействующими определению доминирующего резонанса, профиля изменения, периода времени и/или тому подобного. Аналогичным образом, показатели давления в скважине, в пласте вокруг скважины и/или тому подобное могут быть факторами, содействующими определению доминирующего резонанса, профиля изменения, периода времени и/или тому подобного. Плотность бурового раствора/добываемых флюидов может быть фактором, содействующим определению доминирующего резонанса, профиля изменения, периода времени и/или тому подобного.

Фиг. 2Б иллюстрирует автоматизированную скважинную систему, включающую регулирование резонанса в соответствии с вариантом реализации данного изобретения.

На этапе 105 получают данные в отношении эксплуатации/состояния скважинной системы, скважины/пласта/пластовых условий и/или выходных данных, производимых скважинной системой. Лишь в качестве примера, скважинная система может представлять собой буровую систему, буровую систему с

контролем давления, систему насосно-компрессорной добычи, систему с использованием каротажной проволоки для эксплуатации инструмента в скважине, систему с использованием каротажной проволоки, систему с забойным двигателем, систему калибровки ствола скважины, систему обсадных труб, насосную систему, систему гибких НКТ и/или тому подобное.

Входной контроль для скважинной системы и/или датчики, соединенные со скважинной системой, могут быть использованы для определения состояния скважинной системы и/или того, как скважинная система функционирует. Аналогичным образом, датчики могут быть использованы для обнаружения выходных данных, генерируемых посредством эксплуатации скважинной системы, одного или более условий в скважине, условий среды в непосредственной близости к скважине и/или тому подобного. Кроме того, модели, могут использоваться прогностические датчики и/или тому подобное, чтобы определять условия, с которыми столкнется скважинная система во время удлинения скважины.

Данные относительно скважинной системы, скважины, пласта вокруг скважины и/или тому подобного могут передаваться одному или более процессоров.

На этапе 110 процессор может обрабатывать данные для определения того, как скважинная система должна эксплуатироваться ввиду передаваемых данных. Лишь в качестве примера, эксплуатацию буровой системы можно регулировать с учетом эксплуатационного состояния буровой системы, условий в скважине, условий вокруг скважины и/или тому подобного. Буровой системой можно управлять для оптимизации скорости процесса бурения, уменьшения износа буровой системы, регулирования направления бурения и/или тому подобного. Кроме того, могут применять прогностические модели, прогнозирующие результаты изменения эксплуатации буровой системы, с помощью измеренных данных с целью определения того, как буровая система должна эксплуатироваться для достижения желаемого рабочего эффекта. Хотя буровая система использована в качестве примера, другие скважинные системы или комбинации нескольких скважинных систем могут управляться таким же образом в автоматизированной скважинной системе.

На этапе 110 определение того, каким образом скважинная система должна эксплуатироваться ввиду передаваемых данных, может включать определение изменения уровня при эксплуатации скважинной системы.

На этапе 120 настраивают доминирующий резонанс скважинной системы. Как отмечалось выше, характеристики скважинной системы, скважины, пласта вокруг скважины и/или тому подобное могут быть использованы для настройки доминирующего резонанса. В автоматизированной системе доминирующий резонанс может повторно определяться во время эксплуатации скважинной системы и поступать в процессор как часть данных, передаваемых процессору на этапе 105. В такой автоматизированной системе доминирующий резонанс может быть фактором, содействующим настройке изменения уровня.

На этапе 130 может настраиваться профиль изменения для изменения уровня, настроенного на этапе 110. В автоматизированной скважинной системе профиль изменения может быть выполнен с возможностью определенное изменение уровня таким образом, который оптимизирует эксплуатацию скважинной системы. Например, на основании передаваемых данных процессор может определить, что буровая система, насос и/или тому подобное должны эксплуатироваться более быстрыми темпами и что такое ускорение эксплуатации на основании передаваемых данных и/или прогностических моделей или тому подобного должно быть произведено путем изменения эксплуатации скважинной системы, скорости буровой системы, насоса и/или тому подобного за счет увеличения скорости в соответствии с определенным профилем изменения. Может быть выбран профиль изменения, чтобы избежать ввода частот, которые сами могут взаимодействовать с резонансными характеристиками скважинной системы.

На этапе 140 определяют период времени, в течение которого необходимо сделать изменение уровня для сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса. Как отмечалось выше, данный период времени определяют на основании периода доминирующего резонанса скважинной системы. Скважинная система может представлять собой автоматизированную систему, при этом неоднократно определяется доминирующий резонанс, в таких системах может неоднократно определяться период времени для изменений уровня скважинной системы, который вводится в процессор на этапе 105. Доминирующий резонанс и/или период времени для изменения уровня может быть использован как ограничивающее условие, которое применяют в настройке того, как автоматизированная скважинная система должна работать для получения требуемого/заданного операционного результата. В частности, понимание взаимодействия между доминирующим резонансом и периодом времени для изменения уровня может обеспечить автоматизированную эксплуатацию скважинной системы для получения требуемого эксплуатационного результата без возникновения неблагоприятного резонансного воздействия.

На этапе 150 изменение уровня эксплуатации системы выполняют с помощью профиля изменения в течение заданного периода времени. Если скважинная система представляет собой автоматизированную систему, изменение может выполняться автоматически. Выходные данные могут показывать изменения в эксплуатации, основание для изменения в эксплуатации и/или прогнозируемый результат предлагаемого изменения в эксплуатации системы. Если скважинная система представляет собой полуавтоматизированную систему, изменение уровня может быть предложено оператором системы. Выходные данные/интерфейс могут показывать предлагаемое изменение в эксплуатации, предлагаемое изменение в

эксплуатации и/или прогнозируемый результат предлагаемого изменения в эксплуатации системы.

Фиг. 3 и 4 иллюстрируют теоретическое воздействие на скорость вращения, измеряемую в верхней и нижней частях бурильной колонны в вертикальной скважине, когда скорость вращения на поверхности изменяется линейно от нуля до 100 об/мин за половину периода резонанса (сплошная линия), период резонанса (пунктирная линия) и полтора периода резонанса (точечная линия).

Бурильная колонна в этой модели не выполняет бурения, т. е. отведена от дна. В этом примере резонансный период составляет около 3 секунд, поэтому время запуска составляет 1,5, 3 и 4,5 с соответственно.

Фиг. 3 иллюстрирует скорость вращения верхнего силового привода (верхняя часть бурильной колонны), а фиг. 4 иллюстрирует скорость вращения на долоте (нижняя часть бурильной колонны) в способе изменения уровня. Снижение резонансных колебаний на основании соответствия времени изменения резонансу, наглядно проиллюстрировано на фиг. 4, когда применение целого кратного резонансу бурильной колонны, доминирующего резонанса, обеспечивает стабильное изменение уровня, а не колебания, образуемые за счет применения полных чисел.

Применения данного изобретения включают: изменение скорости вращения в длинных тонких структурах, таких как бурильные колонны; изменение дроссельного давления в верхней части кольцевого пространства; изменение скорости насоса при герметизации кольцевого пространства, изменяющей скорость кабельной лебедки (такой как каротажная проволока); и/или тому подобное.

Лишь в качестве примера далее описано применение способа изменения уровня в скважинной системе, с бурильной колонной в вертикальной скважине. Бурильная колонна может запускаться с состояния покоя, при этом вращение бурильной колонны начинается с состояния покоя, без значительных возникающих после запуска вращательных колебаний, если скорость вращения на поверхности набирается линейно до требуемой скорости вращения в течение времени, равного целому числу периодов основного вращательного резонанса бурильной колонны.

Такой запуск без резонансного воздействия проиллюстрирован на фиг. 5. Временной интервал t_1 представляет собой целое число периодов основного резонанса системы или близкое к этому время.

Период основного резонанса может быть непосредственно измерен путем сверки со спектром или временными интервалами крутящего момента или скорости вращения, измеренной либо на поверхности, либо в глубине скважины, или он может быть рассчитан с помощью теории упругих волн.

Во многих применениях, таких как описанные выше, профиль изменения, который является простым линейным изменением по целому числу резонансных периодов, обеспечивает хорошее погашение резонанса.

В других применениях, в частности, тех, что связаны с трением, более высокую производительность можно получить путем изменения профиля, который, хотя и зависит от резонансного периода, является более сложным, чем простое линейное изменение.

Примером этого является инициирование вращения в наклонно-направленной скважине, где есть значительное фрикционное взаимодействие между бурильной колонной и скважиной. В этом случае может быть желательным линейное возрастание в два этапа, когда скорость вращения возрастает сначала на одной линейной скорости, а затем на второй линейной скорости, пока не будет достигнута требуемая скорость вращения. Вторая линейная скорость является такой же скоростью, как и при отсутствии трения, и, соответственно, определяется резонансным периодом системы. Этот профиль изменения проиллюстрирован на фиг. 6.

Время t_2 зависит только от геометрии и состава буровой колонны, а не от трения. Если отсутствует трение и вращение буровой колонны происходит в режиме, проиллюстрированном на фиг. 5, то имеется задержка между проворачиванием бурильной колонны на поверхности и началом вращения долота. Время t_2 в два раза больше времени задержки.

Время t_3 зависит от величины трения, которое присутствует, и ее распределения в скважине. Когда бурильная колонна непрерывно вращается над забоем со скоростью $R_{\text{макс.}}$, за счет дополнительного крутящего момента, требуемого для преодоления трения, то верхняя часть бурильной колонны вращается с углом сгибания, которая превышает угол сгибания в нижней части бурильной колонны (долото).

Это общий угол сгибания зависит от крутящего момента, требуемого для преодоления трения, и от вращательной податливости бурильной колонны (чем более податлива бурильная колонна, тем больший угол сгибания). Допустим, этим общим углом сгибания является Θ . Дополнительное время t_3 пропорционально Θ и составляет:

$$\frac{2\Theta}{R_{\text{пересек.}}}$$

$$R_{\text{пересек.}}$$

где $R_{\text{пересек.}}$ определяется по формуле:

$$R_{\text{пересек.}} = \frac{t_2}{t_1} R_{\text{макс.}}$$

Таким образом, чем быстрее требуемая скорость вращения буровой колонны, тем короче дополнительное время t_3 .

Время t_1 , описанное выше, фигурирует при возникновении вращения в вертикальной скважине. Две другие необходимые величины, Θ и время задержки, обычно вычисляются путем расчета, регулируемого наблюдением, хотя и могут быть измерены.

Θ может быть вычислен путем сочетания распределения крутящего момента вдоль буровой колонны с моделью упругости буровой колонны, что обеспечивает совпадение суммарного крутящего момента с наблюдаемым в действительности, или он может быть вычислен с помощью теории упругих волн или аналогичной модели.

Время задержки может быть вычислено с помощью теории упругих волн или другой модели, что обеспечивает совпадение смоделированного основного времени вращательного резонанса буровой колонны с наблюдаемым в действительности. Такая модель проиллюстрирована на фиг. 7, где буровая колонна длиной 2400 м с момента запуска достигает 120 об/мин за 4,6 с. Время задержки составляет 0,85 с, и, соответственно, t_2 составляет 1,7 с.

Углы наклона и показатели времени не обязательно должны соответствовать описанным, поскольку хорошей производительности могут достигать с помощью близких к ним величин, а также не профиль подъема не обязательно должен быть абсолютно линейным. Хотя выше подробно описаны только несколько типовых вариантов реализации изобретения, специалисты в данной области техники без труда поймут, что в типовых вариантах реализации изобретения возможны многие модификации без существенного отхода от данного изобретения. Соответственно, все такие модификации предназначены для включения в объем данного изобретения, как определено в нижеследующей формуле изобретения. В формуле изобретения пункты с указанием средства и функции предназначены для охвата описанных в данном документе конструкций, выполняющих указанную функцию, и не только конструктивных эквивалентов, но и эквивалентных конструкций. Явное намерение заявителя состоит в том, чтобы не ссылаться на 35 U.S.C. § 112, пункт 6, для ограничения любых пунктов формулы в данном документе, за исключением тех, в которых явным образом используются слова "средство для" вместе с соответствующей функцией.

Пронумерованные пункты, относящиеся к изобретению

Пункт 1. Способ изменения уставки системы в скважине в соответствии с любым из способов, описанных в данном документе.

Пункт 2. Система для изменения уставки системы в скважине в соответствии с любой из систем, описанных в данном документе.

Пункт 3. Способ изменения уставки системы в скважине, включающий: определение доминирующего резонанса системы; настройку профиля изменения для изменения уставки; определение периода времени для изменения уставки с целью сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и выполнение изменения уставки в соответствии с указанным профилем изменения и указанным периодом времени.

Пункт 4. Способ по п.3, отличающийся тем, что период времени для профиля линейного изменения содержит целое кратное периоду доминирующей резонансной частоты.

Пункт 5. Способ по п.3, отличающийся тем, что период времени для профиля изменения, содержащий полупериод синусоиды, составляет кратное целому с половиной периоду резонанса.

Пункт 6. Способ по п.3, отличающийся тем, что система включает автоматизированную систему и период времени используется для управления эксплуатацией системы.

Пункт 7. Система для изменения уставки системы в скважине, содержащая: один или более датчиков для измерения характеристик системы и/или скважины; и процессор, выполненный с возможностью: настройки доминирующего резонанса системы; настройки профиля изменения для уставки; и определения периода времени для изменения уставки с целью сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса.

Пункт 8. Система по п.7, дополнительно содержащая: контроллер, выполненный с возможностью управления системой, для выполнения изменения уставки в соответствии с профилем изменения и периодом времени.

Пункт 9. Система по п.7, отличающаяся тем, что процессор включает скважинный процессор, процессор на поверхности или комбинацию скважинного процессора и процессора на поверхности.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Система управления для изменения уставки скважинной системы, причем скважинная система представляет собой буровую колонну, а уставка представляет собой скорость вращения буровой колонны, при этом система содержит процессор, выполненный с возможностью определения периода

доминирующего резонанса, возникающего в скважинной системе из-за вращения бурильной колонны, посредством расчета или непосредственного измерения; настройки профиля изменения для задания градиента изменения уставки с течением времени; и определения периода времени для изменения уставки на основании периода доминирующего резонанса для сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и контроллер, выполненный с возможностью управления скважинной системой путем изменения скорости вращения бурильной колонны в соответствии с указанным профилем изменения и указанным периодом времени для изменения уставки.

2. Система управления по п.1, дополнительно содержащая один или более датчиков для измерения характеристик системы и/или скважины, при этом определение периода доминирующего резонанса системы и/или настройка профиля изменения основываются на измеренных характеристиках.

3. Способ изменения уставки скважинной системы, включающей систему по п.1, причем скважинная система представляет собой бурильную колонну, а уставка представляет собой скорость вращения бурильной колонны, при этом способ включает в себя этапы на которых определяют период доминирующего резонанса, возникающий в скважинной системе из-за вращения бурильной колонны, посредством расчета или непосредственного измерения; осуществляют настройку профиля изменения для задания градиента изменения уставки с течением времени; определяют период времени для изменения уставки на основании периода доминирующего резонанса для сведения к минимуму возбуждения доминирующего резонанса; и изменяют скорость вращения бурильной колонны в соответствии с указанным профилем изменения и указанным периодом времени.

4. Способ по п.3, отличающийся тем, что указанный период времени кратен указанному периоду доминирующего резонанса.

5. Способ по п.4, отличающийся тем, что профиль изменения представляет собой профиль линейного изменения, а указанный период времени представляет собой целое кратное указанному периоду доминирующего резонанса.

6. Способ по п.4, отличающийся тем, что производная по времени от профиля изменения имеет полупериод синусоиды, а указанный период времени представляет собой кратное целому с половиной указанного периода доминирующего резонанса.

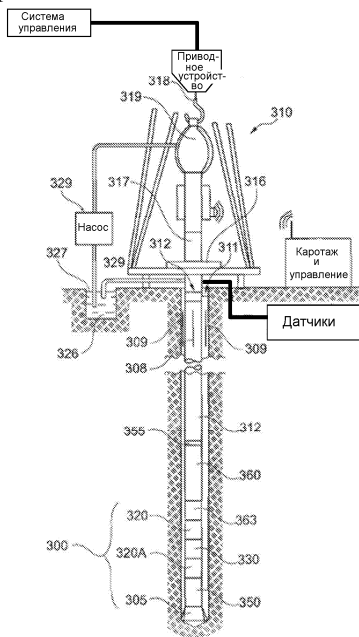
7. Способ по любому из пп.3-6, отличающийся тем, что указанный профиль изменения является симметричным относительно среднего времени изменения.

8. Способ по любому из пп.3-7, отличающийся тем, что определение периода времени для изменения уставки осуществляют путем преобразования Фурье производной по времени от профиля изменения.

9. Машиночитаемый носитель, который хранит компьютерную программу, содержащую код, который, при выполнении контроллером системы управления по п.1, обеспечивает осуществление действий способа по любому из пп.3-8.

10. Буровая установка, содержащая указанную систему управления по п.1 или 2.

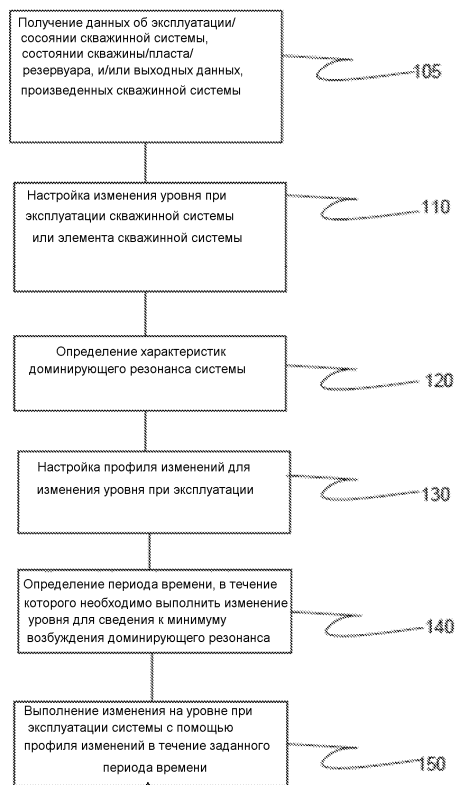
11. Автоматизированная система для эксплуатации одной или более скважинных систем, отличающаяся тем, что содержит систему управления по п.1 или 2.



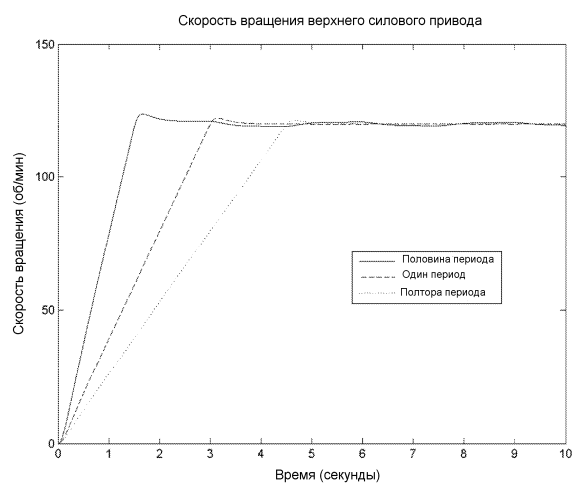
Фиг. 1



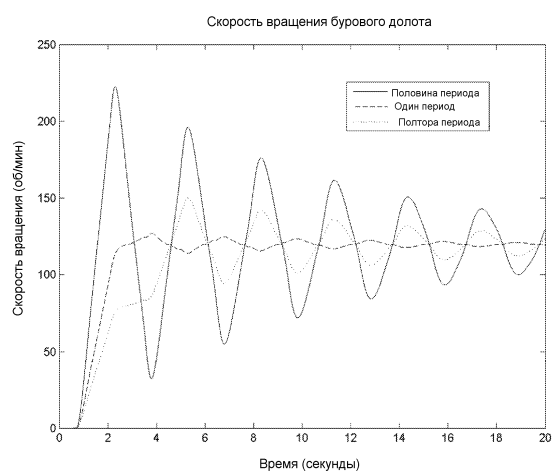
Фиг. 2А



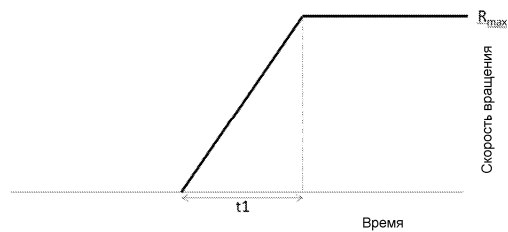
Фиг. 2В



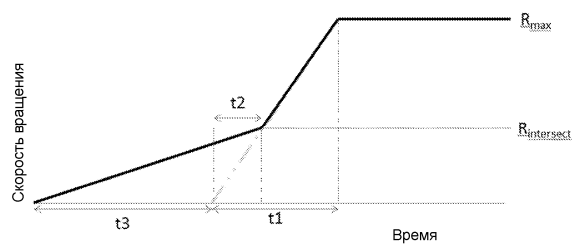
Фиг. 3



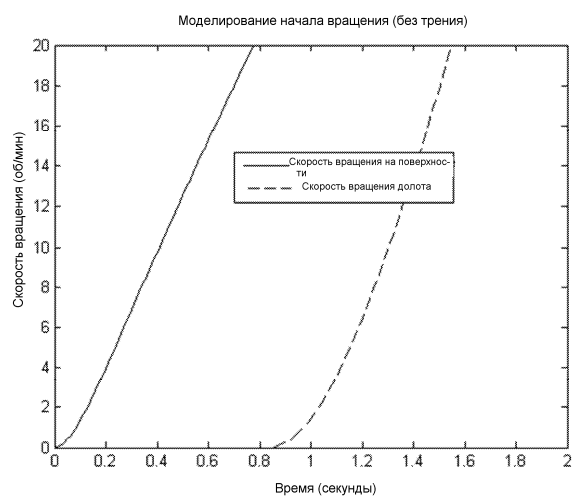
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7

