

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202291622** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.12.29

(51) Int. Cl. *E21B 47/00* (2006.01)
G01V 11/00 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.06.23

(54) **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ И ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ПОМОЩИ ПОКАЗАНИЙ ГАММА-РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ АКУСТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ**

(71) Заявитель:
**БЕЙКЕР ХЬЮЗ ОЙЛФИЛД
ОПЕРЕЙШНЗ ЛЛК (US)**

(74) Представитель:
**Веселицкий М.Б., Каксис Р.А.,
Белоусов Ю.В., Куликов А.В.,
Кузнецова Е.В., Кузнецова Т.В.,
Соколов Р.А. (RU)**

(72) Изобретатель:
**Банзаров Баир, Винокуров Александр
(RU), Вогт Андреас, Хайсслер Андрэ
(DE), Насибуллин Ильгизар, Блинов
Илья (RU)**

(57) Способ определения по меньшей мере одного из значений - плотности бурового раствора или отклонения - включает в себя определение плотности породы пласта на коротком расстоянии и плотности породы пласта на длинном расстоянии, а также времени распространения звука между инструментом для каротажа и стенкой скважины, полученного посредством акустических измерений. Способ также включает в себя определение плотности породы пласта, по меньшей мере, частично основанный на определении плотности на коротком расстоянии и плотности на длинном расстоянии. Способ дополнительно включает в себя определение приблизительной величины плотности бурового раствора. Способ также включает в себя определение приблизительной величины отклонения. Способ включает в себя определение по меньшей мере одного из значений - рассчитанного значения плотности бурового раствора или рассчитанного значения отклонения - на основании приблизительной величины плотности бурового раствора и приблизительной величины отклонения.

A1

202291622

202291622

A1

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ И ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ПОМОЩИ
ПОКАЗАНИЙ ГАММА-РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ АКУСТИЧЕСКИХ
ИЗМЕРЕНИЙ**

ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Область техники

[0001] Настоящее изобретение относится к системе и способу проведения оценки буровой жидкости. В частности, настоящее изобретение относится к определению отклонения и измерению плотности с использованием показаний инструмента для измерения гамма-распределения и измерений акустической кавернометрии.

2. Описание предшествующего уровня техники

[0002] Добыча нефти и газа может включать в себя различные скважинные работы, которым необходим буровой раствор (например, буровая грязь, буровой глинистый раствор) для выноса шлама при бурении долотом и обеспечения регулирования давления внутри ствола скважины и т. п. Кроме того, во время буровых работ буровой раствор может также загоняться в части глубинного пласта под действием давления в скважинной системе. Определение удельного веса бурового раствора можно использовать в различных областях применения, например, во время буровых работ для принятия решений по управлению. Точное определение удельного веса бурового раствора может оказаться затруднительным по причине различных изменений, которые происходят в буровой жидкости при ее использовании. В результате измерения поверхности могут быть неточными по отношению к давлениям и температурам скважинной среды. Кроме того, использование дополнительных датчиков для расчета удельного веса бурового раствора может быть дорогостоящим, увеличивать длину инструмента, а также обеспечивать различные уровни точности.

ИЗЛОЖЕНИЕ СУЩНОСТИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0003] Заявитель признает ограничения существующих систем, описанных в настоящем документе, и разработал варианты осуществления систем и способов в соответствии с настоящим описанием для создания усовершенствованных систем измерений, таких как те, которые используются для определения свойств буровых жидкостей.

[0004] В одном варианте осуществления способ определения по меньшей мере одного из значений – плотности бурового раствора или отклонения – включает в себя определение плотности на коротком

расстоянии, плотности на длинном расстоянии и времени распространения звука между корпусом инструмента и стенкой скважины. Способ также включает в себя определение плотности породы пласта, по меньшей мере частично основанный на определении плотности на коротком расстоянии и плотности на длинном расстоянии. Способ дополнительно включает в себя определение приблизительной величины плотности бурового раствора. Способ также включает в себя определение приблизительной величины отклонения. Способ включает в себя определение по меньшей мере одного из значений – рассчитанного значения плотности бурового раствора или рассчитанного значения отклонения – на основании приблизительной величины плотности бурового раствора и приблизительной величины отклонения.

[0005] В одном варианте осуществления система включает в себя буровую установку, бурильную колонну, буровое долото на дистальном конце бурильной колонны, модуль плотности, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны, акустический модуль, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны, и контроллер, связанный с бурильной колонной. Контроллер содержит одно или более запоминающих устройств и один или более процессоров, причем одно или более запоминающих устройств хранят команды, которые при выполнении одним или более процессорами заставляют контроллер определять плотность породы пласта, основываясь по меньшей мере частично на данных модуля плотности и данных акустического модуля. Инструкции, при исполнении одним или более процессорами, дополнительно заставляют контроллер оценить изначальную приблизительную величину плотности бурового раствора. Инструкции, при исполнении одним или более процессорами, дополнительно заставляют контроллер вычислить на основании изначальной приблизительной величины плотности бурового раствора изначальную приблизительную величину отклонения. Инструкции, при исполнении одним или более процессорами, дополнительно заставляют контроллер определить рассчитанную плотность бурового раствора и рассчитанное отклонение, основываясь по меньшей мере частично на изначальной приблизительной величине плотности бурового раствора, изначальной приблизительной величине отклонения и плотности породы пласта.

[0006] В одном варианте осуществления способ определения свойств буровой жидкости на основе, по меньшей мере частично, плотности породы пласта включает в себя получение от модуля плотности первого измерения плотности в первом положении датчика и второго измерения плотности во втором положении датчика. Способ также включает в себя получение от акустического модуля времени распространения звука

между модулем и стенкой скважины, называемого «эхо-временем». Способ дополнительно включает в себя определение плотности породы пласта на основании, по меньшей мере частично, первого измерения плотности и второго измерения плотности. Способ также включает в себя определение изначальной приблизительной величины отклонения по меньшей мере частично на основе изначальной приблизительной величины плотности бурового раствора. Способ включает в себя обновление изначальной приблизительной величины отклонения до уточненной приблизительной величины отклонения, основанной по меньшей мере частично на уточненной приблизительной величине плотности бурового раствора. Способ дополнительно включает в себя определение плотности бурового раствора по меньшей мере частично на основе уточненной приблизительной величины отклонения.

[0007] В одном варианте осуществления способ определения по меньшей мере одного из значений – плотности бурового раствора или отклонения – включает в себя определение плотности породы пласта на коротком расстоянии, плотности породы пласта на длинном расстоянии и времени распространения звука между корпусом инструмента и стенкой скважины. Способ также включает в себя определение плотности породы пласта, по меньшей мере частично основанный на определении плотности на коротком расстоянии и плотности на длинном расстоянии. Способ дополнительно включает в себя определение приблизительной величины плотности бурового раствора. Способ включает в себя определение приблизительной величины отклонения. Способ также включает в себя определение по меньшей мере одного из значений – рассчитанной плотности бурового раствора или рассчитанного отклонения – на основе приблизительной величины плотности бурового раствора и приблизительной величины отклонения.

[0008] В одном варианте осуществления система включает в себя буровую установку, бурильную колонну, буровое долото на дистальном конце бурильной колонны, модуль плотности, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны, акустический модуль, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны, и контроллер, связанный с бурильной колонной. Контроллер включает в себя одно или более запоминающих устройств и один или более процессоров, причем одно или более запоминающих устройств хранят команды, которые при выполнении одним или более процессорами заставляют контроллер определять плотность породы пласта, основываясь по меньшей мере частично на данных модуля плотности данных акустического модуля, оценивать изначальную приблизительную величину плотности бурового раствора, вычислять изначальную приблизительную величину отклонения на основании изначальной приблизительной величины

плотности бурового раствора, и определять рассчитанную плотность бурового раствора и рассчитанное отклонение, основываясь по меньшей мере частично на изначальной приблизительной величине плотности бурового раствора, изначальной приблизительной величине отклонения и плотности породы пласта.

[0009] В одном варианте осуществления способ определения свойств буровой жидкости по меньшей мере частично на основе плотности породы пласта включает в себя получение первого измерения плотности в первом положении датчика и второго измерения плотности во втором положении датчика от модуля измерения плотности. Способ также включает в себя получение времени распространения звука между модулем и стенкой ствола скважины от акустического модуля. Способ дополнительно включает в себя определение плотности породы пласта по меньшей мере частично на основании первого измерения плотности и второго измерения плотности. Способ включает в себя определение изначальной приблизительной величины отклонения, основанной по меньшей мере частично на изначальной приблизительной величине плотности бурового раствора. Способ также включает в себя обновление изначальной приблизительной величины отклонения до уточненной приблизительной величины отклонения, основанной по меньшей мере частично на уточненной приблизительной величине плотности бурового раствора. Способ дополнительно включает в себя определение плотности бурового раствора по меньшей мере частично на основе уточненной приблизительной величины отклонения.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ГРАФИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

[0010] Настоящее изобретение будет проще понять после прочтения последующего подробного описания не имеющих ограничительного характера вариантов осуществления, а также изучения прилагаемых чертежей, где:

[0011] На ФИГ. 1 представлен вид сбоку в поперечном сечении одного из вариантов осуществления буровой системы в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания;

[0012] На ФИГ. 2 представлен вид сбоку в поперечном сечении одного из вариантов осуществления буровой системы в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания;

[0013] На ФИГ. 3 представлена принципиальная схема одного из вариантов осуществления операции определения параметров пласта в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания;

[0014] На ФИГ. 4А представлено графическое изображение варианта осуществления плотности породы пласта в виде графика для учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа в соответствии с вариантами осуществления настоящего изобретения;

[0015] На ФИГ. 4В представлено графическое изображение варианта осуществления определения глубины до стержня по графику для учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа в соответствии с вариантами осуществления настоящего изобретения;

[0016] На ФИГ. 5 представлена блок-схема одного из вариантов осуществления процесса определения удельного веса бурового раствора в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания;

[0017] На ФИГ. 6 представлена блок-схема одного из вариантов осуществления процесса определения удельного веса бурового раствора в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания; и

[0018] На ФИГ. 7 представлена принципиальная схема одного из вариантов осуществления среды управления в соответствии с вариантами осуществления настоящего описания.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

[0019] Приведенные выше аспекты, признаки и преимущества настоящего описания станут более понятны при их изучении со ссылкой на приведенное ниже описание вариантов осуществления и сопутствующих чертежей. При описании вариантов осуществления настоящего описания, проиллюстрированных на прилагаемых чертежах, в целях ясности изложения будет использована конкретная терминология. Однако настоящее описание не подразумевает ограничения конкретными используемыми терминами, и следует понимать, что каждый конкретный термин включает в себя эквиваленты, которые работают аналогичным образом для достижения аналогичной цели. Кроме того, ссылочные номера могут быть повторно использованы для аналогичных признаков между фигурами, однако такое использование не является ограничивающим и предназначено только для удобства и иллюстрации.

[0020] При представлении элементов различных вариантов осуществления настоящего описания формы единственного и множественного числа и слово «указанный» предназначены для обозначения того, что существует один или более элементов. Термины «содержащий», «включающий в себя» и «имеющий» предназначены для указания включения и означают, что помимо перечисленных элементов могут существовать дополнительные элементы. Любые примеры рабочих параметров и/или условий окружающей среды не исключают иных параметров/условий описанных вариантов осуществления. Кроме того, следует

понимать, что отсылки к «одному варианту осуществления», «варианту осуществления», «некоторым вариантам осуществления» или «другим вариантам осуществления» настоящего описания не подразумевают исключения существования дополнительных вариантов осуществления, которые также включают указанные признаки. Кроме того, отсылки к таким терминам, как «выше», «ниже», «верхний», «нижний», «боковой», «передний», «задний» или к иным терминам для указания ориентации или направления применяются к проиллюстрированным вариантам осуществления и не подразумевают ограничения или исключения других ориентаций или направлений.

[0021] Варианты осуществления настоящего описания относятся к определению удельного веса бурового раствора с использованием, по меньшей мере частично, измерений акустической кавернометрии и измерений гамма-распределения. Другими словами, удельный вес бурового раствора можно рассчитать на основании расчетов плотности породы пласта и отклонения, а затем в различных вариантах осуществления можно вычислить итерационным методом, чтобы рассчитать удельный вес бурового раствора в заданном месте внутри ствола скважины. По меньшей мере в одном варианте осуществления изобретения отклонение можно определить, используя независимое измерение на основе плотности бурового раствора, а после этого могут быть применены один или более алгоритмов расчета плотности бурового раствора с использованием преимуществ такого определения отклонения, например, в качестве не имеющего ограничительного характера примера, графика для учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа. Различные варианты осуществления могут определять начальную ошибку в вычислении, а затем разрабатывать системы уравнений для итеративной коррекции ошибок до достижения порогового уровня конвергенции, тем самым обеспечивая точное измерение удельного веса бурового раствора с использованием независимо полученных параметров. Кроме того, измерения отклонения можно улучшить благодаря этому итеративному процессу, обеспечивающему улучшенную информацию о стволе скважины, которая может применяться в различных областях применения. Различные варианты осуществления обеспечивают улучшение существующих решений путем обеспечения определения удельного веса бурового раствора без учета давления, температуры или реологических свойств бурового раствора.

[0022] На ФИГ. 1 схематически представлен вид сбоку варианта осуществления скважинной буровой системы 100 (например, буровой системы), которая включает в себя буровую установку 102 и бурильную колонну 104, соединенную с буровой установкой 102. Бурильная колонна 104 включает в себя буровое

долото 106 на дистальном конце, которое может вращаться для взаимодействия с пластом и формирования ствола скважины 108. Как показано на рисунке, ствол скважины 108 включает в себя боковую стенку ствола 110 (например, боковую стенку) и кольцевое пространство 112 между стволом скважины 108 и бурильной колонной 104. Кроме того, на дне ствола скважины 108 находится компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК) 114. КНБК 114 может включать в себя утяжеленную бурильную трубу 116, стабилизаторы 118 или т. п. Например, различные варианты осуществления могут включать в себя один или более элементов буровой установки, которые включают в себя каротажные или измерительные приборы, такие как те, которые могут использоваться при телеметрическом сопровождении бурения (ИВБ) (например, каротаж во время бурения (КВБ)).

[0023] В процессе работы буровая жидкость (т. е. буровой раствор) закачивается через бурильную колонну 104 и выходит из бурового долота 106. Буровой раствор затекает в кольцевое пространство 112 и удаляет шлам с поверхности бурового долота 106. Кроме того, буровой раствор может охлаждать буровое долото 106 в процессе бурения и дополнительно обеспечивать стабилизацию давления в стволе скважины 108. В проиллюстрированном варианте осуществления буровая система 100 включает в себя каротажный прибор 120, который может выполнять операции каротажа скважины для получения результатов различных измерений. Таких каротажных приборов может быть множество, причем каждый каротажный прибор может использовать один или более различных способов измерения. Например, первый каротажный прибор может представлять собой прибор радиоактивного каротажа, такой как прибор гамма-каротажа. Второй каротажный прибор может представлять собой скважинный прибор акустического каротажа, такой как прибор акустической кавернометрии. Эти различные инструменты могут получать информацию о стволе скважины, которая может влиять на один или более аспектов операции бурения. Кроме того, различные инструменты могут быть расположены в различных областях бурильной колонны 104, а проиллюстрированная конфигурация приводится лишь в качестве не имеющего ограничительного характера примера.

[0024] Как отмечено выше, буровая жидкость 122 (например, буровой раствор) может закачиваться вниз в бурильную колонну 104 насосом для бурового раствора 124, затем она выходит из бурового долота 106, проходит в кольцевое пространство 112, а затем возвращается на поверхность для сбора и повторного использования, например, после фильтрации для удаления частиц. Различные свойства бурового раствора

122 могут специально подбираться для различных операций бурения. Одним из таких свойств является удельный вес бурового раствора, который может соответствовать плотности (фунты на галлон или фунт на кубический фут) буровой жидкости. Это свойство может быть измерено на поверхности с использованием рычажных весов или весов для определения плотности бурового раствора, среди прочих вариантов. Кроме того, свойства бурового раствора 122 также могут оцениваться во время операции бурения, например, когда буровой раствор 122 находится внутри кольцевого пространства 112. Буровой раствор 122 внутри кольцевого пространства может отличаться от бурового раствора 122 на поверхности вследствие температур и давлений пласта 126. Эти температуры и давления также могут варьироваться с глубиной. Может быть желательно определить удельный вес бурового раствора 122 во время операции бурения для обеспечения дополнительной информации для управления буровым долотом 106. Однако определение удельного веса бурового раствора во время операций бурения может быть затруднительным по причине ограничений инструментов или затрат, связанных со специальным оборудованием, что может увеличивать эксплуатационные затраты или увеличивать длину бурильной колонны, что нежелательно для операторов. Системы и способы в соответствии с настоящим описанием устраняют эти недостатки, используя различные способы измерения (например, измерения гамма распределения и измерения акустической кавернометрии), чтобы определить отклонение и плотность бурового раствора. В различных вариантах осуществления давление, температура и реологические свойства бурового раствора могут не требоваться для определения удельного веса бурового раствора, тем самым обеспечивая улучшенный способ расчета удельного веса бурового раствора, и, впоследствии, влияния на операции на основе удельного веса бурового раствора.

[0025] На ФИГ. 2 представлен схематический вид в поперечном сечении варианта осуществления буровой системы 200, включающей скважинный инструмент 202, расположенный внутри ствола скважины 204, образованного в пласте 206, который может быть таким же пластом 126, что и на ФИГ. 1, например, после завершения операции бурения. Скважинный инструмент 202 опускается с местоположения на поверхности 208 посредством системы транспортировки, такой как проиллюстрированный каротажный кабель 210, который показан только в качестве примера, и следует понимать, что варианты осуществления могут использоваться с различными системами транспортировки. В различных вариантах осуществления электрический каротажный кабель может передавать электрические сигналы и/или энергию от местоположения на поверхности 208 в ствол скважины, например, для обеспечения рабочей мощности

инструмента 202 и/или передачи данных, таких как данные, полученные от датчиков, расположенных на инструменте 202. В различных вариантах осуществления инструмент 202 может использоваться для выполнения скважинных работ, таких как, к примеру, операции измерения. Следует понимать, что существуют варианты осуществления, в которых скважинный инструмент 202 используется с любым другим типом средств транспортировки, включая гибкие НКТ малого диаметра, трубы, кабели и проволоку. То есть варианты осуществления настоящего описания могут быть использованы в других сценариях.

[0026] Буровая система 200 содержит устьевую арматуру 212, показанную на отверстии ствола скважины 204, для обеспечения управления давлением в стволе скважины 204 и прохождения оборудования в ствол скважины 204, такого как кабель 210 и инструмент 202. В этом примере кабель 210 представляет собой каротажный кабель, разматываемый с помощью грузового автомобиля 214. Устьевая арматура 212 может включать в себя средство для противовыбросового оборудования (ВОР) 216 (например, устройство управления давлением).

[0027] В различных вариантах осуществления скважинный инструмент 202 представляет собой инструмент для каротажа или измерения, такой как инструмент для акустического каротажа или прибор радиоактивного каротажа, среди прочих примеров. В этом примере показаны инструменты для акустического каротажа 218 и приборы радиоактивного каротажа 220, такие как приборы гамма-каротажа. Следует понимать, что эти инструменты показаны в качестве примера, и может быть включено большее или меньшее количество инструментов, а также другие инструменты с различными способами измерения.

[0028] Как показано, варианты осуществления по настоящему описанию могут быть использованы как в процессе бурения, так и в процессе каротажа. Кроме того, несмотря на то что это наглядно не продемонстрировано, различные варианты осуществления также могут быть размещены в других средах, таких как подводные среды. Кроме того, могут также использоваться различные системы транспортировки, и в результате представленные в качестве примера системы в соответствии с ФИГ. 1 и 2 приведены только в качестве примера и не подразумевают ограничения объема настоящего описания.

[0029] Различные варианты осуществления по настоящему описанию относятся к системам и способам определения свойств одного или более компонентов ствола скважины, таких как удельный вес бурового раствора, которые можно использовать в качестве данных, предоставляемых клиентам, в качестве входных данных для управления соответствующим процессом каротажа, в качестве точки данных для дальнейшего

анализа или различных других функций. В результате варианты осуществления могут использоваться в различных работах, где удельный вес бурового раствора может использоваться для управления работами и/или материальными ресурсами, относящимися к стабильности и безопасности скважины.

[0030] На ФИГ. 3 представлена принципиальная схема среды измерения 300, в которой сегмент инструмента 302, который может образовывать часть инструментов 114, 202, расположен внутри кольцевого пространства 304 (например, кольцевого пространства 112) ствола скважины 306 (например, стволов скважин 108, 204) в пласте 308 (например, пластах 126, 206). Следует понимать, что сегмент инструмента 302 может быть частью бурового инструмента, измерительного инструмента, канатного инструмента или любого подходящего инструмента, который может быть использован в скважинных работах. В этом примере кольцевое пространство 304 заполнено буровой жидкостью 310 (например, буровым раствором 122), которая также может называться буровым раствором. Как отмечено выше, буровые жидкости, такие как буровой раствор, могут представлять собой смеси из натуральных и/или синтетических химических соединений, используемых для охлаждения и смазки бурового долота, очистки забоя скважины, выноса шлама на поверхность, управления давлением в пласте и/или улучшения работы буровой колонны и инструментов в стволе скважины. Буровые растворы могут быть на водной или масляной основе и могут включать в себя одну или более добавок. Следует понимать, что для целей настоящего описания буровые растворы или буровые жидкости, описанные в настоящем документе, могут представлять собой любой подходящий тип текучей среды, используемой в скважинных работах.

[0031] Сегмент инструмента 302 в этом примере содержит модуль плотности 312 и акустический модуль 314. По меньшей мере в одном варианте осуществления модуль плотности 312 соответствует прибору радиоактивного каротажа, такому как прибор гамма-каротажа, который может включать в себя источник 316 и один или более детекторов 318А, 318В. Следует понимать, что можно использовать любое разумное количество датчиков и что два датчика показаны только в качестве примера. Кроме того, один или более инструментов могут включать в себя множество конфигураций датчиков (например, ультра-близкий, близкий, дальний и т. д.). Источник 316 может представлять собой источник гамма-излучения, такой как цезий-137, в качестве не имеющего ограничительного характера примера, а один или более детекторов 318А, 318В могут представлять собой сцинтилляционные детекторы, которые расположены на разных расстояниях 320А, 320В от источника 316. Как отмечено, источник 316 также может включать в себя другие

потенциальные способы определения плотности породы пласта, например, источник рентгеновского излучения. Если используется источник рентгеновского излучения, один или более соответствующих детекторов также могут использоваться с модулем плотности 312. В различных вариантах осуществления более близкий детектор 318А может называться детектором с коротким интервалом (SS), а дополнительный детектор 318В может называться детектором с длинным интервалом (LS). В процессе эксплуатации источник 316 испускает гамма-излучение, которое может называться лучом 322, изотропно наружу и в пласт 308, где в различных вариантах осуществления источник 316 может быть коллимирован для направления или иного управления областью пласта 308, исследуемой лучом 322. Луч 322 может взаимодействовать с частицами внутри пласта 308, подвергаться рассеянию, а затем поступать на детекторы 318А, 318В. Данные, полученные с помощью детекторов 318А, 318В (например, спектральные характеристики), можно использовать для определения и/или корреляции с показателем плотности, который может обозначаться как RHO (ρ) с подстрочными индексами для обозначения различных показателей (например, RHO_{SS} , RHO_{LS} , ρ_{SS} , ρ_{LS}).

[0032] Показанный акустический модуль 314 может быть расположен вблизи модуля плотности 312 и включает в себя источник 324 и детектор 326, которые могут быть встроены в один блок, такой как приемопередатчик. Источник 324 испускает сигнал 328 (например, акустический сигнал), который отражается стенкой ствола скважины 330 и регистрируется детектором 326. Данные, полученные с помощью детектора 326, могут соответствовать «эхо-времени» (t_S). Такая информация может использоваться для определения расстояния между инструментом 302 и стенкой ствола скважины 330 (например, отклонение)

[0033] Варианты осуществления по настоящему описанию могут быть использованы для определения удельного веса бурового раствора (RHO_M , ρ_M) и/или отклонения (L_S) на основе, по меньшей мере частично, информации, полученной от модуля плотности 312 и/или акустического модуля 314. Как отмечалось выше, удельный вес бурового раствора представляет значительный интерес для различных скважинных работ. Несмотря на то что в настоящее время существуют различные подходы, которые либо оценивают свойства буровой жидкости на поверхности, либо оценивают их на основе акустических измерений или измерения давления в скважине, эти системы часто недостаточны для определенной задачи, требуют дополнительных дорогостоящих датчиков или могут быть неточными. Например, удельный вес бурового раствора на

поверхности может отличаться от такового в скважине по причине различного давления и температуры ствола скважины по сравнению с местоположением на поверхности, в котором получают измерение. Системы и способы решают эти и другие проблемы, используя измерения гамма-распределения для оценки не только плотности пласта, но и плотности бурового раствора и отклонения.

[0034] Различные варианты осуществления могут включать в себя одновременное (или перекрывающееся и/или частично перекрывающееся) использование измерений акустической кавернометрии и измерений гамма-распределения. По меньшей мере в одном варианте осуществления измерения отклонения при помощи акустической кавернометрии могут быть основаны на независимом измерении плотности бурового раствора, которое может представлять собой начальную оценку плотности бурового раствора, обозначаемую как RHO_{MA} или ρ_{MA} . В дополнение к этому, варианты осуществления могут также оценивать другое значение плотности бурового раствора, которое может обозначаться как RHO_M или ρ_M , исходя из значения отклонения, например, с использованием алгоритма учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа (или delta-rho). Оценка может определить разность между плотностями бурового раствора (ρ_{MA} и ρ_M), если начальная оценка плотности бурового раствора была некорректной или содержала ошибки. Например, разница в пороговых значениях может указывать на ошибки. По меньшей мере в одном варианте осуществления системы и способы могут использовать итеративный процесс уточнения, в котором ρ_{MA} установлен равным ρ_M , с последующей повторной оценкой отклонения с использованием нового значения плотности бурового раствора. После этого новое значение отклонения может быть применено в алгоритме учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа (или другом алгоритме), который предоставит новое значение ρ_M . В ходе нескольких итераций можно добиться улучшения измерений отклонения и измерений плотности бурового раствора. Преимуществом является то, что системы и способы по настоящему описанию могут не требовать информации о давлении, температуре или реологических свойствах бурового раствора. Соответственно, варианты осуществления могут быть использованы в качестве альтернативы традиционным способам или могут быть включены в стандартные способы для уточнения результатов.

[0035] Различные варианты осуществления могут обеспечивать улучшенный способ определения удельного веса бурового раствора, который можно использовать для воздействия на или обновления иным образом различных рабочих параметров для других действий, например, для изменения одного или более

параметров бурения. Кроме того, системы и способы могут использоваться в работе для поддержания стабильности и безопасности скважины. В следующем описании некоторые термины или алгоритмы могут быть описаны только в качестве примера, но следует понимать, что различные варианты осуществления могут быть использованы с различными алгоритмами, которые могут включать в себя одну или более общих переменных, используемых с описанными в настоящем документе алгоритмами. Например, следует понимать, что алгоритм, который использует первые и вторые входные данные, может быть замещен или иным образом использован с другим алгоритмом, который может включать в себя первые входные данные и/или вторые входные данные. Как отмечалось выше, в следующем описании могут быть определены следующие переменные, в которых ρ_F соответствует плотности породы пласта; ρ_{SS} и ρ_{LS} – измеренные плотности, полученные с помощью детекторов с коротким интервалом и детекторов с длинным интервалом, соответственно; L представляет собой отклонение; ρ_M представляет собой плотность бурового раствора (например, удельный вес бурового раствора, удельную плотность бурового раствора); базовый набор данных соответствует набору ρ_{SS}, ρ_{LS} , полученному моделированием методом Монте-Карло или в ходе лабораторных экспериментов, а D_S представляет собой глубину до стержня, которая может оцениваться как длина дуги ребра между измеренной парой (ρ_{SS}, ρ_{LS}) и точкой стержня (ρ_F, ρ_F) на диаграмме учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа.

[0036] По меньшей мере в одном варианте осуществления плотность породы пласта уже получена из одного или более других измерений плотности. На ФИГ. 4А показано графическое представление диаграммы учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа 400, которое можно использовать для оценки плотности породы пласта. В этом примере ось x 402 соответствует ρ_{SS} (г/см³), а ось y 404 соответствует ρ_{LS} (г/см³). Стержень 406 показан проходящим через диаграмму в виде диагональной линии, размещенной в положении, где $\rho_{SS} = \rho_{LS}$. Таким образом, вдоль стержня 406 отклонение равно нулю. Как будет понятно, более низкие отклонения могут свидетельствовать о более точных измерениях. В этом примере удельный вес бурового раствора в этом нулевом положении составляет 8,34 фунтов на галлон. Однако следует понимать, что это значение дается только в качестве примера. Ряды точек сгруппированы в ребра 408, которые показаны как проходящие с положительным углом наклона вдоль стержня 406. Таким образом, ребра 408 показаны в виде различных полос или групп точек, которые, как правило, сгруппированы вдоль общей линии или полинома между различными точками. В одном или

более вариантах осуществления точки для формирования ребер 408 могут быть получены с использованием одного или более экспериментов или моделирований, например, вероятностного (например, MCNP) или детерминистского моделирования переноса излучения. Этот набор данных может соответствовать базовому набору данных, указанному выше. Следует понимать, что различные группы наборов данных вдоль общего ребра 408 соответствуют одинаковой плотности породы пласта. Оценки плотности состоят из определений того, к какому ребру 408 принадлежит данная пара ребер (ρ_{SS}, ρ_{LS}) . После определения ребра 408 плотность породы пласта считается оцененной, однако возможны различные плотности бурового раствора и отклонений. При оценке алгоритмов плотности породы пласта такие точки данных, как отклонение и удельный вес бурового раствора, не используются, поскольку точки принадлежат одному и тому же ребру 408. Таким образом, информация, достаточная для оценки плотности породы пласта, сама по себе недостаточна для оценки плотности бурового раствора. В результате, системы и способы дополнительно включают в себя измерение отклонения.

[0037] В различных вариантах осуществления могут быть получены значения плотности породы пласта (ρ_F) , а затем дополнительно определено ребро 408, к которому принадлежит пара (ρ_{SS}, ρ_{LS}) . Предполагается, что по меньшей мере в одном варианте осуществления ребро 408 представлено полиномом второго или большего порядка. Определенное ребро 408 и стержень 406 пересекают друг друга в точке (ρ_F, ρ_F) 410, как показано в графическом представлении 412 на ФИГ. 4В, которое может представлять собой фрагмент или иным образом соответствует данным из представления 400 на ФИГ. 4А. В этом примере точка 410 показана в месте пересечения ребра 408 и стержня 406. Дополнительно показана пара (ρ_{SS}, ρ_{LS}) 414 вдоль ребра 408. Расстояние между парой (ρ_{SS}, ρ_{LS}) 414 и точкой (ρ_F, ρ_F) 410, расположенной вдоль ребра 408, далее обозначено как D_S 416 и называется глубиной до стержня, как отмечалось выше. По меньшей мере в одном варианте реализации изобретения D_S находится вдоль кривой, как отмечалось выше, на основании определения ребра 408. Кроме того, хотя проиллюстрированный вариант осуществления включает в себя пару 414 на правой стороне стержня 406, следует понимать, что пара 414 также может находиться на левой стороне, а, следовательно, D_S может иметь отрицательное значение. Соответственно, для известной плотности породы пласта можно заменить пару 414 одним параметром D_S . Если плотность породы пласта фиксирована, плотность бурового раствора (ρ_M) затем может быть представлена в виде функции двух переменных, а именно, глубины до стержня (D_S) и отклонения (L). Следует понимать, что для

базового набора данных эти функции могут быть представлены в виде функций подбора. Например, эти функции могут представлять собой полиномы третьего порядка, каждый из которых определяется 10 коэффициентами, которые могут храниться в памяти инструмента. Такая функция подбора предоставляется только в качестве примера и не преследует цель ограничить или иным образом уменьшить объем настоящего описания, поскольку могут использоваться также различные функции, различные способы оценки и различные параметры. Кроме того, варианты осуществления могут не обрабатывать информацию в памяти устройства, а передавать информацию вверх по скважине, например, на контроллер на поверхности, для сбора и анализа информации.

[0038] В различные варианты осуществления настоящего описания могут быть включены один или более рабочих процессов для оценки плотности бурового раствора для конфигураций с произвольными измерениями (ρ_{SS}, ρ_{LS}) на основе оцененной плотности породы пласта ρ_F , которая находится между плотностями, находящимися в диапазоне между плотностями ρ_{F1} и ρ_{F2} из базового набора данных, для которой известны одна или более функций подбора. Эти плотности могут удовлетворять следующему условию:

$$\rho_{F1} < \rho_F < \rho_{F2}$$

[0039] По меньшей мере в одном варианте осуществления рабочий процесс может включать в себя один или более этапов, таких как вычисление D_S и оценка L , создание системы уравнений на основе плотностей породы пласта и функций подбора, и оценка конечной плотности бурового раствора. Исключительно в качестве примера, D_S 416 может быть определено путем построения точек вдоль заданного графика учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа, а также может быть определено начальное значение отклонения. После этого для плотностей породы пласта ρ_{F1} и ρ_{F2} должны быть известны функции подбора FF_1 и FF_2 для расчета плотностей бурового раствора, например, посредством одной или нескольких оценок, связанных с моделируемыми данными и/или базовым набором данных. Таким образом, плотность бурового раствора для указанных точек может быть задана:

$$\rho_{M1} = FF_1(D_S, L) \quad (1)$$

$$\rho_{M2} = FF_2(D_S, L) \quad (2)$$

где D_S и L предоставляются в качестве входных данных для одной или более функций подбора. Следует понимать, что в различных вариантах осуществления изобретения один или более дополнительных способов

могут быть использованы для оценки плотности бурового раствора на основе известных параметров D_S и L . На последнем этапе продемонстрированного алгоритма вычисляется плотность бурового раствора, соответствующая известной плотности породы пласта. По меньшей мере в одном варианте осуществления удельный вес бурового раствора может быть определен с помощью Уравнения (3):

$$\rho_M = \frac{\rho_{M2} - \rho_{M1}}{\rho_{F2} - \rho_{F1}} \cdot (\rho_F - \rho_{F1}) + \rho_{M1} \quad (3)$$

где удельный вес бурового раствора (ρ_M) получен посредством прямой интерполяции.

[0040] Например, одна или более функций могут быть получены из архивных или смоделированных данных, может быть использован алгоритм, таблица подстановки и т. п. Соответственно, плотность бурового раствора также может быть задана Уравнением (4):

$$\rho_M = MW(D_S, L) \quad (4)$$

где MW представляет собой один или несколько способов или функций, получающих в качестве входных данных по меньшей мере D_S и L . Следует понимать, что MW представлен в качестве обобщенного оператора, который также может быть представлен как $MW(L)$, чтобы проиллюстрировать потенциальное существование других способов получения удельного веса бурового раствора на основании глубины до стержня и отклонения. По меньшей мере в одном варианте осуществления этот оператор иллюстрирует вычисление посредством линейной интерпретации между двумя значениями плотности, для которых доступны функции подбора, как показано в настоящем документе. Другие не имеющие ограничительного характера варианты могут включать в себя дополнительные алгоритмы, функции или таблицы подстановки.

[0041] По меньшей мере в одном варианте осуществления системы и способы обеспечивают подход, позволяющий оценить удельный вес бурового раствора на основе известного отклонения и кажущихся плотностей ρ_{SS}, ρ_{LS} . Различные варианты осуществления могут дополнительно корректировать неточность измерения отклонения. В одном варианте осуществления изобретения отклонение (L) оценивают по результатам измерений акустической кавернометрии, в которых используют некую начальную оценку плотности бурового раствора (ρ_{MA}), после чего рассчитывают скорость звука. Кроме того, системы и способы могут модифицировать или иным образом уточнять расчеты в соответствии со следующими уравнениями, где v_A представляет собой начальную оценку скорости звука в исследуемом объеме бурового раствора; B представляет собой объемный модуль упругости исследуемого объема буровой жидкости; t представляет собой полупериод распространения звуковой волны между источником и детектором в

кавернометрии; а L_A представляет собой оценку отклонения. Оценку отклонения затем можно получить с помощью Уравнения (5):

$$L_A = \sqrt{\frac{B}{\rho_{MA}}} \cdot t \quad (5)$$

[0042] Точное значение плотности бурового раствора (например, истинное значение) обеспечивает точное (например, истинное) значение отклонения. Следует понимать, что точные или истинные значения могут считаться находящимися в пределах порогового значения или процентного содержания одного или более измерений, полученных одним или более дополнительными способами измерения или вычисления. В Уравнении 5 параметры B и t постоянны в одном и том же положении инструмента, и в результате соотношение между истинными и приблизительными отклонениями и удельным весом бурового раствора можно выразить Уравнением (6):

$$L = L_A \cdot \sqrt{\frac{\rho_{MA}}{\rho_M}} \quad (6)$$

[0043] Учитывая, что Уравнения (4) и (6) вместе обеспечивают систему уравнений с двумя неизвестными переменными ρ_M и L . Соответственно, система может быть решена таким образом, что решение предоставит оценку плотности бурового раствора в соответствии с приведенными выше допущениями. Оценка может быть дополнительно проверена, например, посредством определения, близка ли оценка плотности бурового раствора ρ_M к ее начальному оценочному значению ρ_{MA} , при этом более близкое значение является более высоким показателем точности начальной оценки. Следует понимать, что могут быть установлены одно или более пороговых значений или процентных содержаний для определения «близости» значения с целью обеспечения точности. В качестве не имеющего ограничительного характера примера, значения в пределах 10% могут считаться близкими. Кроме того, в других вариантах осуществления значения менее 10% или менее 5% могут считаться близкими.

[0044] Как отмечалось, один или более вариантов осуществления могут включать в себя итеративные модели для решения Уравнений (4) и (6). В качестве начального предположения необходимо обеспечить некоторую первую приблизительную величину L_A . Обеспечение этого значения позволяет решить Уравнение (4) и предоставляет первую приблизительную величину ρ_M . Затем первая приблизительная величина ρ_M может быть подставлена в Уравнение (6), что предоставит вторую приблизительную величину отклонения. Затем вторую приблизительную величину отклонения можно использовать для расчета второй

приблизительной величины и т. д. Таким образом, значения могут заменяться и проверяться до достижения порогового значения, указывающего на точный расчет.

[0045] В Таблицах 1 и 2 представлены результаты оценки плотности бурового раствора и отклонения с использованием вариантов осуществления по настоящему описанию. В этих примерах синтетический отклик используется для моделирования инструмента для измерения гамма-распределения и имитации условий, в которых отклонение оценивается с небольшой ошибкой. В этом конкретном примере используют известняк с пористостью 30 р. и. и плотностью 2,23 г/см³. Кроме того, плотность бурового раствора составляет 10 фунтов на галлон. Различные значения отклонения считаются равными 0,25, 0,375, 0,5, 0,625 и 0,75 дюйма. Для целей тестирования предполагается, что значения отклонения измеряли с занижением оценки на 20%. Таким образом, их кажущиеся значения L_A составляют 0,2, 0,3, 0,4, 0,5 и 0,6 дюйма. Затем применяется несколько итераций в соответствии со способами, описанными в настоящем документе, в которых показано, что процесс может быть остановлен после пятой итерации, когда процесс сводится к решению системы уравнений. Точность оценки параметров находится в пределах 5% в данном моделируемом примере.

L	L_A	Итерация №1	Ошибка, %	Итерация №2	Ошибка, %	Итерация №5	Ошибка, %
0,25	0,2	9,761743	2,38	10,10439	1,04	10,07938	0,79
0,375	0,3	8,961961	10,38	9,688008	3,12	9,594155	4,06
0,5	0,4	9,296647	7,03	10,11376	1,14	9,997378	0,03
0,625	0,5	8,917233	10,83	10,05566	0,56	9,858082	1,42
0,75	0,6	9,176976	8,23	10,28494	2,85	10,10479	1,05

Таблица 1. Оценка плотности бурового раствора

L	L_A	Итерация №1	Ошибка, %	Итерация №2	Ошибка, %	Итерация №5	Ошибка, %
0,25	0,2	0,253033	1,21	0,248705	0,52	0,249014	0,39
0,375	0,3	0,396123	5,63	0,38099	1,60	0,382849	2,09
0,5	0,4	0,518569	3,71	0,49718	0,56	0,500066	0,01
0,625	0,5	0,661858	5,90	0,623268	0,28	0,629483	0,72
0,75	0,6	0,782909	4,39	0,739538	1,39	0,746101	0,52

Таблица 2. Оценка отклонения

[0046] На ФИГ. 5 представлена блок-схема одного из вариантов осуществления процесса 500 для определения одного или более из следующих значений: плотности бурового раствора и/или отклонения. Следует понимать, что этот процесс и все процессы, описанные в настоящем документе, могут иметь

больше или меньше этапов. Кроме того, этапы могут выполняться в другом порядке или параллельно, если не указано иное. В этом примере получают и/или определяют 502 одно или более свойств породы пласта. Например, можно получить плотность на коротком расстоянии, плотность на длинном расстоянии и «эхо-время». Как отмечалось в данном документе, плотность на коротком расстоянии может соответствовать данным, полученным с использованием одного или более способов радиоактивного каротажа, таких как опрос гамма-каротажа. Кроме того, плотность на длинном расстоянии также может быть получена с использованием одного или более способов радиоактивного каротажа. «Эхо-время» может быть получено с использованием одного или более способов акустических измерений, таких как акустический модуль, как описано в настоящем документе. Эти значения могут быть получены с использованием приборов, расположенных на скважинном инструменте. По меньшей мере в одном варианте осуществления значения получают во время операции бурения, которая может называться измерением во время бурения или каротажем при бурении. В других вариантах осуществления измерения могут быть получены после операции бурения, например, во время операции каротажа, включая, без ограничений, кабельный каротаж.

[0047] По меньшей мере в одном варианте осуществления плотность породы пласта может быть оценена, получена и/или определена 504. Следует понимать, что для оценки плотности породы пласта можно использовать один или более алгоритмов, включая, без ограничений, график учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа, таблицу подстановки и т. п. Кроме того, такие оценки могут происходить в реальном или почти реальном времени или могут быть обработаны позднее, после получения данных. Например, контроллер, который включает в себя память и процессор, может быть размещен на скважинном инструменте и/или быть соединен со скважинным инструментом, который получает входные данные, такие как значения плотности и времени, описанные выше, а затем использует такую информацию для получения плотности породы пласта. В одном примере, который включает в себя график учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа, плотность породы пласта может быть определена по меньшей мере частично путем определения местоположения вдоль различных ребер для измеренной пары, соответствующей измеренным плотностям (например, плотностям на коротком и длинном расстоянии). Как отмечалось, один или более вариантов осуществления могут включать в себя базовый набор данных, который получают в ходе одного или более экспериментов или моделирований, таких как вероятностное (например, MCNP) или детерминистское моделирование

переноса излучения, которые генерируют ребра вдоль стержня. Путем определения местоположения вдоль ребра можно определить плотность породы пласта.

[0048] Различные варианты осуществления также могут определять изначальную приблизительную величину или плотность бурового раствора 506 и изначальную приблизительную величину отклонения 508. Изначальные приблизительные величины плотности бурового раствора и отклонения могут быть определены по меньшей мере частично с помощью Уравнения (3). Например, начальная оценка плотности бурового раствора может быть получена на основе измерений акустической кавернометрии, таким образом позволяя определить изначальную приблизительную величину отклонения. Аналогичным образом, изначальная приблизительная величина отклонения может быть использована для вычисления изначальной приблизительной величины плотности бурового раствора.

[0049] В этом примере рассчитанная плотность бурового раствора и рассчитанное отклонение затем могут быть определены 510. По меньшей мере в одном варианте осуществления определение ребра для измеренной пары позволяет определить полином (или некоторое другое представление ребра) для определения расстояния между измеренной парой и точкой пересечения между стержнем и ребром. Это расстояние может называться глубиной до стержня, как отмечалось. На основании этого расстояния можно оценить отклонение. Поскольку теперь известны и глубина до стержня, и отклонение, можно использовать Уравнение (1) для определения плотности бурового раствора путем решения системы уравнений с Уравнениями (1) и (4). Как отмечалось выше, варианты осуществления не ограничиваются применением Уравнения (1), и для определения плотности бурового раствора могут использоваться различные другие алгоритмы и способы, которые могут использовать одно или более аналогичных входных значений.

[0050] На ФИГ. 6 представлена блок-схема варианта осуществления процесса 600 определения плотности бурового раствора. В этом примере получают 602 одно или более значений свойств пласта. Например, значения свойств пласта могут включать значения плотности породы пласта, «эхо-время» и т. п. По меньшей мере в одном варианте осуществления значения свойств пласта получают во время операции бурения, например во время операции телеметрического сопровождения бурения (ИВБ), однако следует понимать, что другие варианты осуществления могут использовать ранее полученные или позже полученные данные.

[0051] Плотность породы пласта может быть определена с использованием значений свойств пласта, с использованием одного или более вычислительных алгоритмов 604. Например, алгоритм может соответствовать методу, включающему в себя график учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа, в котором различные ребра расположены вдоль стержня по меньшей мере частично на основании смоделированных или экспериментальных данных. Кроме того, следует понимать, что различные ребра также могут быть получены с использованием ранее полученной информации о стволе скважины, например, среди прочих вариантов, на основе одной или более моделей машинного обучения. С помощью графика учёта влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа можно определить 606 первое местоположение и второе местоположение. По меньшей мере в одном варианте осуществления первое местоположение соответствует измеренной паре, связанной со значениями плотности одного или более значений свойств пласта. Например, измеренная пара может отображать на графике местоположение вдоль ребра значения плотности на коротком расстоянии и значения плотности на длинном расстоянии. Второе местоположение может представлять собой пересечение ребра и стержня. Например, ребро может быть аппроксимировано одним или более полиномами, причем второе местоположение представляет собой пересечение между ребром и аппроксимированным полиномом.

[0052] По меньшей мере в одном варианте осуществления глубину до стержня определяют между первым местоположением и вторым местоположением 608. Например, глубину до стержня можно оценить по меньшей мере частично на основании одной или более функций формы, среди прочих вариантов. Это значение может затем быть использовано для определения плотности бурового раствора 610, например, в качестве входных данных для алгоритма с коэффициентом удельного веса бурового раствора, как отмечалось выше. Таким образом, плотность бурового раствора может быть вычислена с использованием глубины до стержня и отклонения без дополнительных параметров, обычно необходимых для таких расчетов.

[0053] На ФИГ. 7 представлена принципиальная схема среды управления 700, которая может использоваться с вариантами осуществления настоящего описания. В этом примере сегмент скважинного инструмента 302 включает в себя контроллер 702, имеющий запоминающее устройство 704 и один или более процессоров 706. Запоминающее устройство 704 может хранить машиночитаемые команды, которые

при исполнении одним или более процессорами 706 обеспечивают одно или более действий по отношению к сегменту инструмента 302, например, инициировать сбор данных посредством модуля плотности 312, инициировать сбор данных посредством акустического модуля 314 и т. п. В этом примере запоминающее устройство 704 может также получать и хранить данные, полученные модулями 312, 314.

[0054] Дополнительно показано, что сегмент инструмента 302 представляет собой модуль оценки 708, систему связи 710, контроллер бурения 712 и опорный контроллер 714. В различных вариантах осуществления модуль оценки 708 может включать в себя инструкции, которые позволяют выполнять один или более алгоритмов, которые могут быть использованы для определения плотности бурового раствора, среди прочих вариантов. Например, модуль оценки 708 может включать в себя или иметь доступ к одной или более базам данных, которые включают в себя один или более алгоритмов, которые могут быть выбраны для использования в определении плотности бурового раствора. Результат оценки может быть передан на контроллер бурения 712, который затем может использовать эту информацию для корректировки одного или более свойств операции бурения. Следует понимать, что операция бурения приводится только в качестве примера, а опорный контроллер 714 может также использоваться для получения информации от модуля оценки 708 и корректировки одного или более рабочих параметров другого опорного оборудования, которые могут быть по меньшей мере частично основаны на полученной информации.

[0055] Представленная система связи 710 может представлять собой электронную связь с контроллером на поверхности 716, который включает в себя запоминающее устройство на поверхности 718, процессор на поверхности 720, систему связи на поверхности 722 и модуль оценки на поверхности 724. По меньшей мере в одном варианте осуществления различные параметры рассчитываются не в скважине на инструменте, а могут передаваться в местоположение на поверхности для дополнительной оценки, после которой информация передается обратно инструменту.

[0056] Представленное выше описание вариантов осуществления носит иллюстративный характер и поясняет различные варианты осуществления настоящего изобретения. В детали проиллюстрированных вариантов осуществления могут быть внесены различные изменения в рамках объема прилагаемых пунктов формулы изобретения без отклонения от истинной сущности описания. Варианты осуществления настоящего описания ограничиваются лишь приведенными ниже пунктами формулы изобретения и их юридическими эквивалентами.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения по меньшей мере одного из значений – плотности бурового раствора или отклонения, включающий в себя:

определение плотности породы пласта на коротком расстоянии, плотности породы пласта на длинном расстоянии и времени распространения звука между корпусом инструмента и стенкой ствола скважины;

Определение плотности породы пласта, основываясь по меньшей мере частично на плотности на коротком расстоянии и плотности на длинном расстоянии;

определение приблизительной величины плотности бурового раствора;

определение приблизительной величины отклонения; и

определение по меньшей мере одного из значений – рассчитанного значения плотности бурового раствора или рассчитанного значения отклонения – на основе приблизительной величины плотности бурового раствора и отклонения.

2. Способ по п. 1, в котором плотность на коротком расстоянии и плотность на длинном расстоянии основаны, по меньшей мере частично, на по меньшей мере одном из следующих значений: соответствующем спектре гамма-излучения пласта или соответствующем спектре рентгеновского излучения пласта.

3. Способ по п. 1, в котором плотность породы пласта рассчитывается с использованием алгоритма учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа.

4. Способ по п. 3, дополнительно включающий в себя:

определение глубины до стержня между парой точек, соответствующей плотности на коротком расстоянии и плотности на длинном расстоянии, и пересечению между ребром, связанным с парой точек, и стержнем.

5. Способ по п. 4, в котором стержень соответствует положению, в котором отклонение равно нулю.

6. Способ по п. 1, дополнительно включающий в себя:

итерационное решение системы уравнений для получения приблизительной величины плотности бурового раствора и приблизительной величины отклонения, в котором расчет одного из значений – приблизительной величины плотности бурового раствора или приблизительной величины отклонения – используется для корректировки другой приблизительной величины плотности бурового раствора или приблизительной величины отклонения.

7. Способ по п. 6, дополнительно включающий в себя:
прекращение итерационного решения, когда разность между по меньшей мере одной из приблизительных величин плотности бурового раствора или приблизительных величин отклонения станет меньше порогового значения.
8. Способ по п. 1, в котором плотность породы пласта основана, по меньшей мере частично, на базовом наборе данных, генерируемом с помощью моделирования реакции пласта.
9. Способ по п. 1, дополнительно включающий в себя:
предоставление рассчитанной плотности бурового раствора контроллеру; и
коррекцию одной или более скважинных работ на основе, по меньшей мере частично, рассчитанной плотности бурового раствора.
10. Способ по п. 9, в котором одна или более скважинных работ включают в себя по меньшей мере одну из следующих операций – операцию бурения или операцию каротажа.
11. Способ по п. 1, в котором определение по меньшей мере одного из значений – рассчитанной плотности бурового раствора или рассчитанного отклонения – выполняют в реальном или почти реальном времени с помощью контроллера, расположенного на скважинном инструменте.
12. Система, содержащая:
буровую установку;
бурильную колонну;
буровое долото на дистальном конце бурильной колонны;
модуль плотности, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны;
акустический модуль, образующий по меньшей мере часть бурильной колонны; и
контроллер, связанный с бурильной колонной, причем контроллер содержит одно или более запоминающих устройств и один или более процессоров, причем одно или более запоминающих устройств хранят команды, которые при выполнении одним или более процессорами заставляют контроллер:
определять плотность породы пласта, основываясь, по меньшей мере частично, на данных модуля плотности и данных акустического модуля;
оценивать изначальную приблизительную величину плотности бурового раствора;
вычислять изначальную приблизительную величину отклонения на основе изначальной приблизительной величины плотности бурового раствора; и
определять рассчитанную плотность бурового раствора и рассчитанное отклонение, основываясь, по меньшей мере частично, на изначальной приблизительной величине плотности бурового раствора, изначальной приблизительной величине отклонения и плотности породы пласта.

13. Система по п. 12, в которой модуль плотности представляет собой по меньшей мере одно из следующих устройств:

модуль радиоактивного каротажа, включающий в себя источник ядерного излучения для излучения нейтронов, которые производят вторичные неупругие гамма-лучи и захватывают гамма-лучи, и один или более детекторов ядерного излучения; или источник ядерного излучения, представляющий собой источник гамма-излучения, и один или более детекторов ядерного излучения, получающих спектры из пласта; или

модуль рентгеновского измерения, содержащий источник рентгеновского излучения и один или более детекторов рентгеновского излучения, причем источник рентгеновского излучения представляет собой по меньшей мере одно из следующих устройств – рентгеновскую трубку или генератор рентгеновского излучения.

14. Система по п. 12, в которой акустический модуль представляет собой акустический каверномер, включающий в себя источник и детектор, причем источник излучает звуковой сигнал, который отражается от стенки скважины и поступает на детектор.

15. Система по п. 12, в которой команды при выполнении одним или более процессорами дополнительно заставляют контроллер выполнять следующие действия:

извлекать алгоритм учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа, связанный с пластом;

генерировать входные данные плотности, основанные, по меньшей мере частично, на первом измерении плотности и втором измерении плотности модулем плотности; и

определять значение глубины до стержня между входными данными плотности и точкой пересечения между стержнем и ребром, причем ребро связано с входными данными плотности.

16. Система по п. 12, в которой команды при выполнении одним или более процессорами дополнительно заставляют контроллер выполнять следующие действия:

корректировать один или более рабочих параметров бурового долота, которые по меньшей мере частично основаны на рассчитанной плотности бурового раствора.

17. Способ определения свойств буровой жидкости, основанный, по меньшей мере частично, на плотности породы пласта, включающий в себя:

получение от модуля плотности первого измерения плотности в первом положении датчика и второго измерения плотности во втором положении датчика;

получение от акустического модуля времени распространения звука между модулем и стенкой скважины;

определение плотности породы пласта по меньшей мере частично на основании первого измерения плотности и второго измерения плотности;

определение изначальной приблизительной величины отклонения по меньшей мере частично на основании изначальной приблизительной величины плотности бурового раствора;

корректировка изначальной приблизительной величины отклонения до уточненной приблизительной величины отклонения на основании, по меньшей мере частично, уточненной приблизительной величины плотности бурового раствора; и

определение плотности бурового раствора на основании, по меньшей мере частично, уточненной приблизительной величины отклонения.

18. Способ по п. 17, дополнительно включающий в себя:

определение алгоритма расчета плотности бурового раствора, включающего в себя по меньшей мере одно из значений – глубина до стержня или отклонение – в качестве входных данных; и

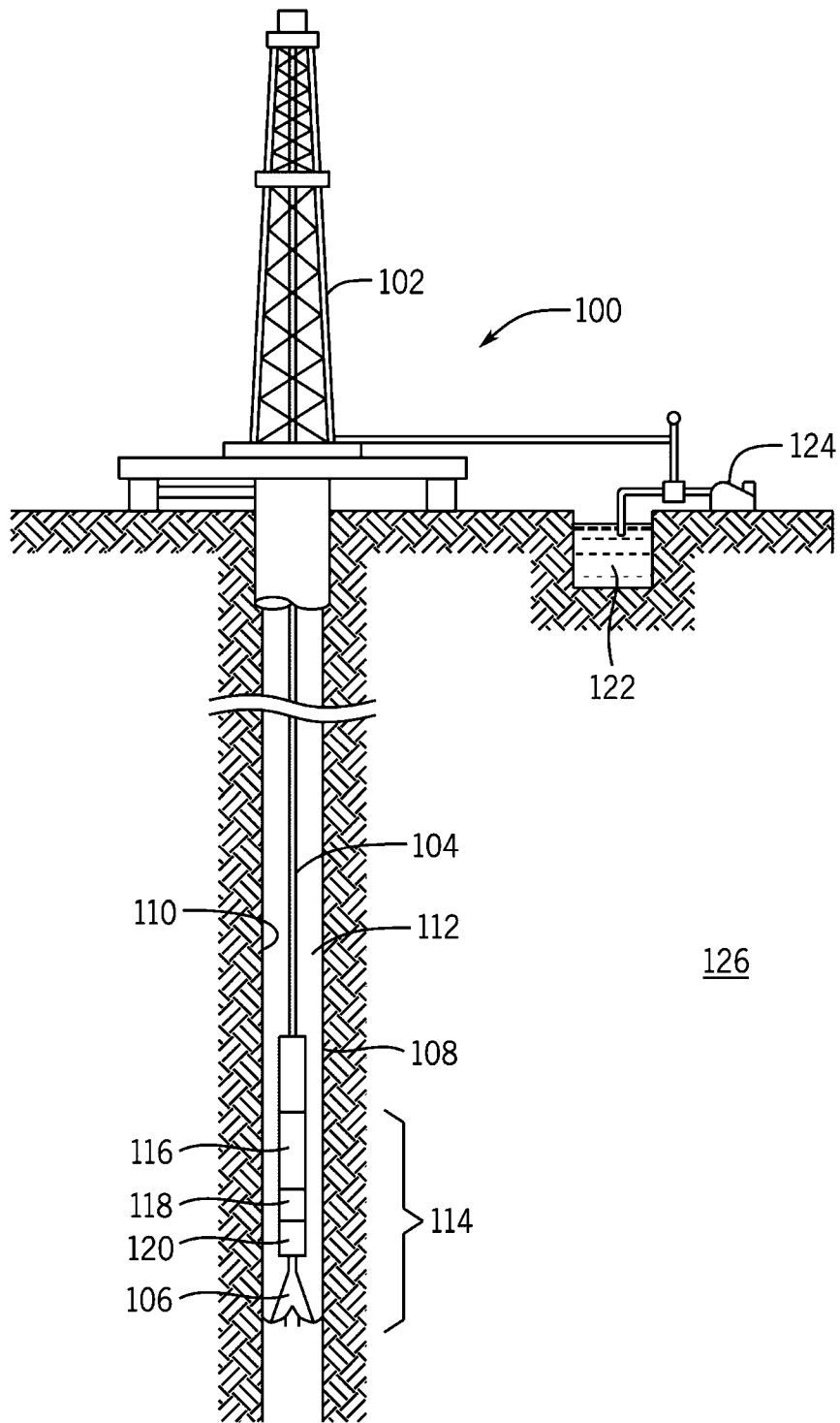
определение глубины до стержня, по меньшей мере частично, первого измерения плотности, второго измерения плотности и плотности породы пласта; в котором

уточненная приблизительная величина отклонения по меньшей мере частично основана на глубине до стержня.

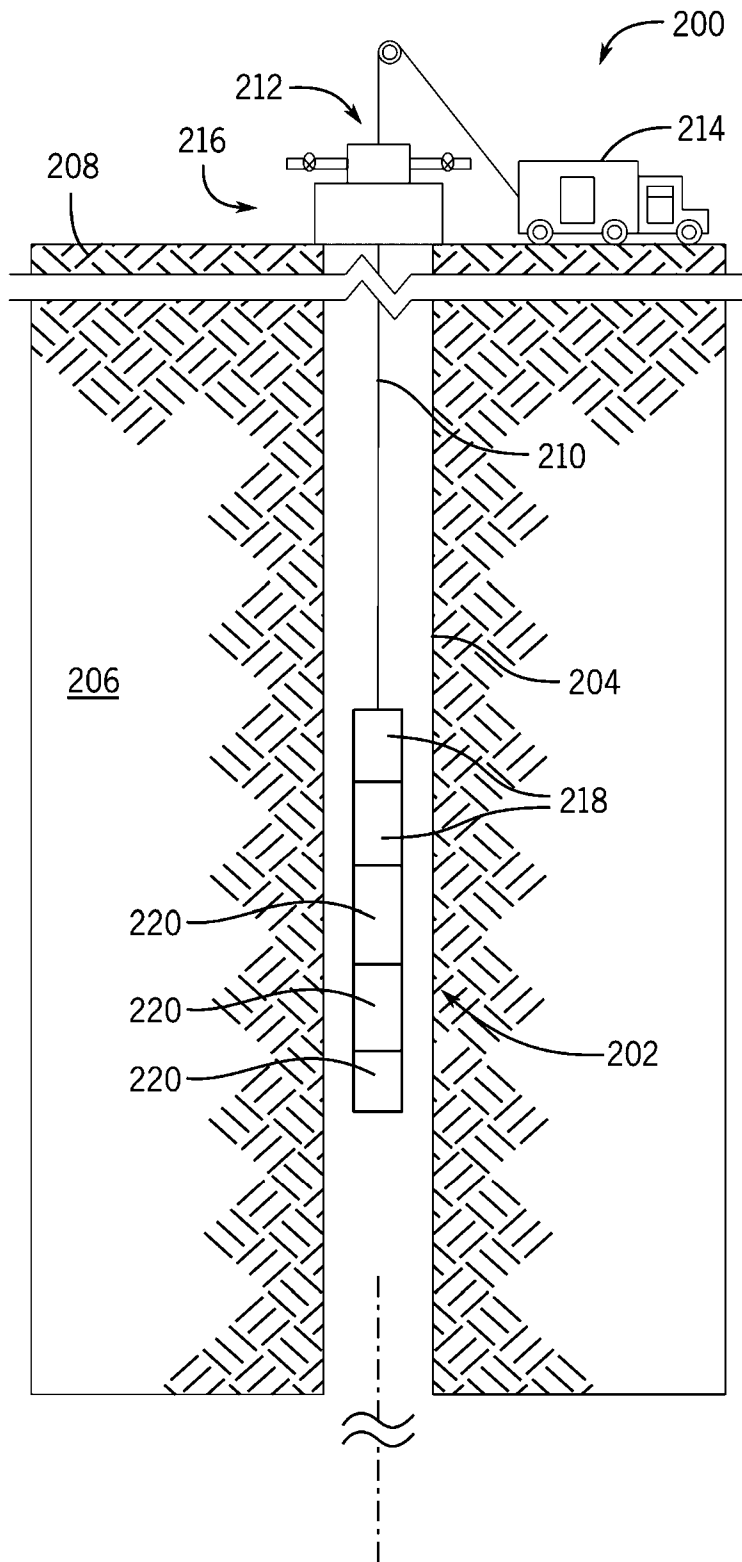
19. Способ по п. 18, в котором алгоритм расчета плотности бурового раствора представляет собой алгоритм учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа.

20. Способ по п. 17, дополнительно включающий в себя:

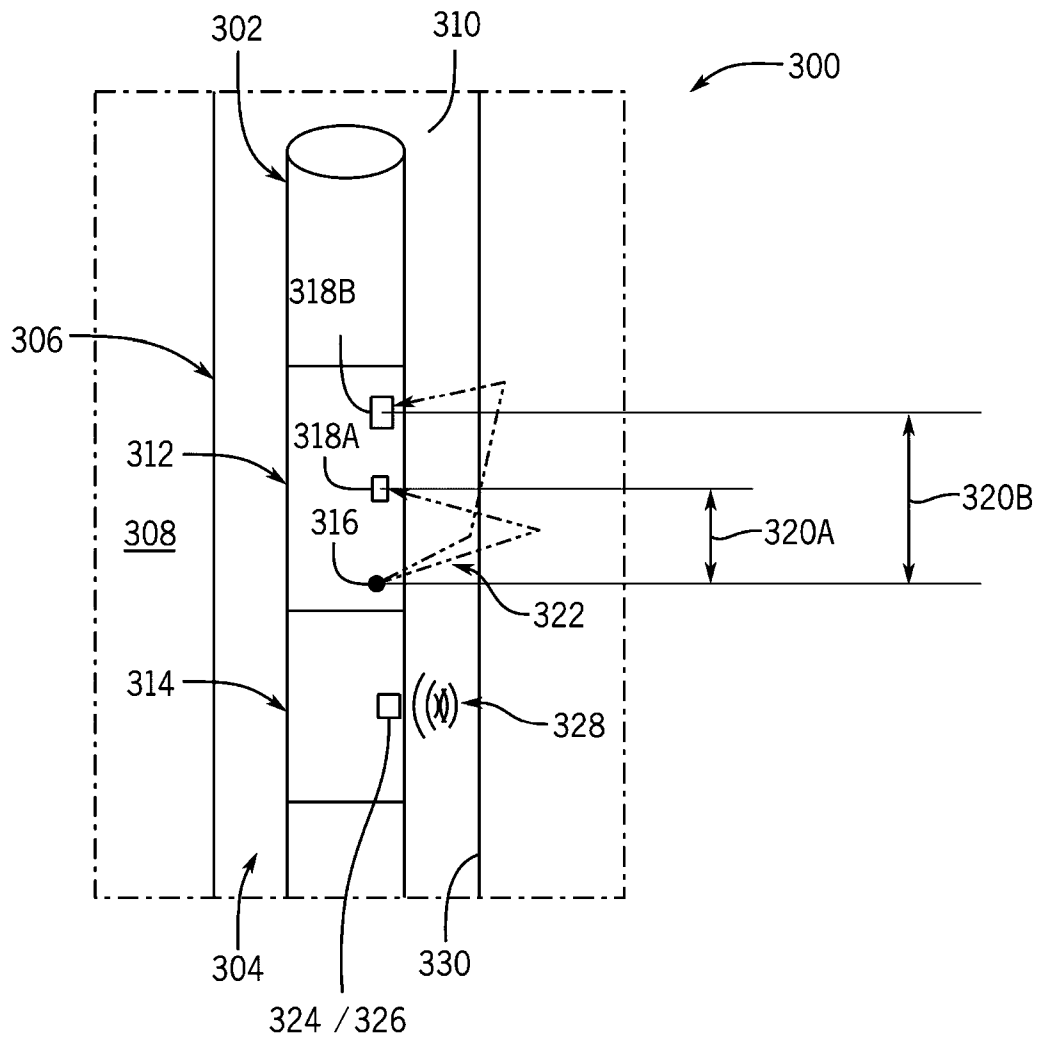
предоставление плотности бурового раствора одному или более скважинных контроллеров; и корректировку одного или более рабочих параметров скважины по меньшей мере частично на основании плотности бурового раствора.



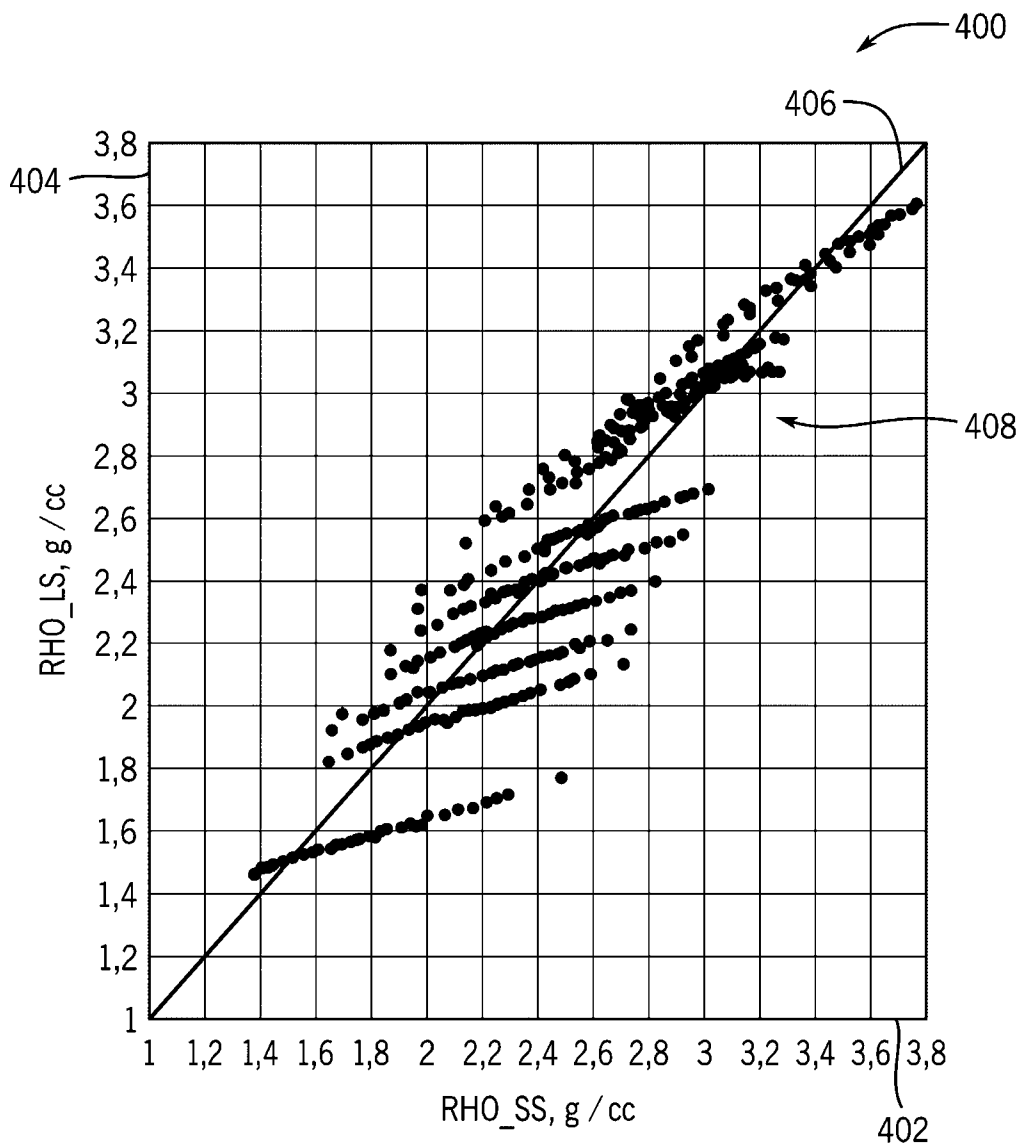
ФИГ. 1



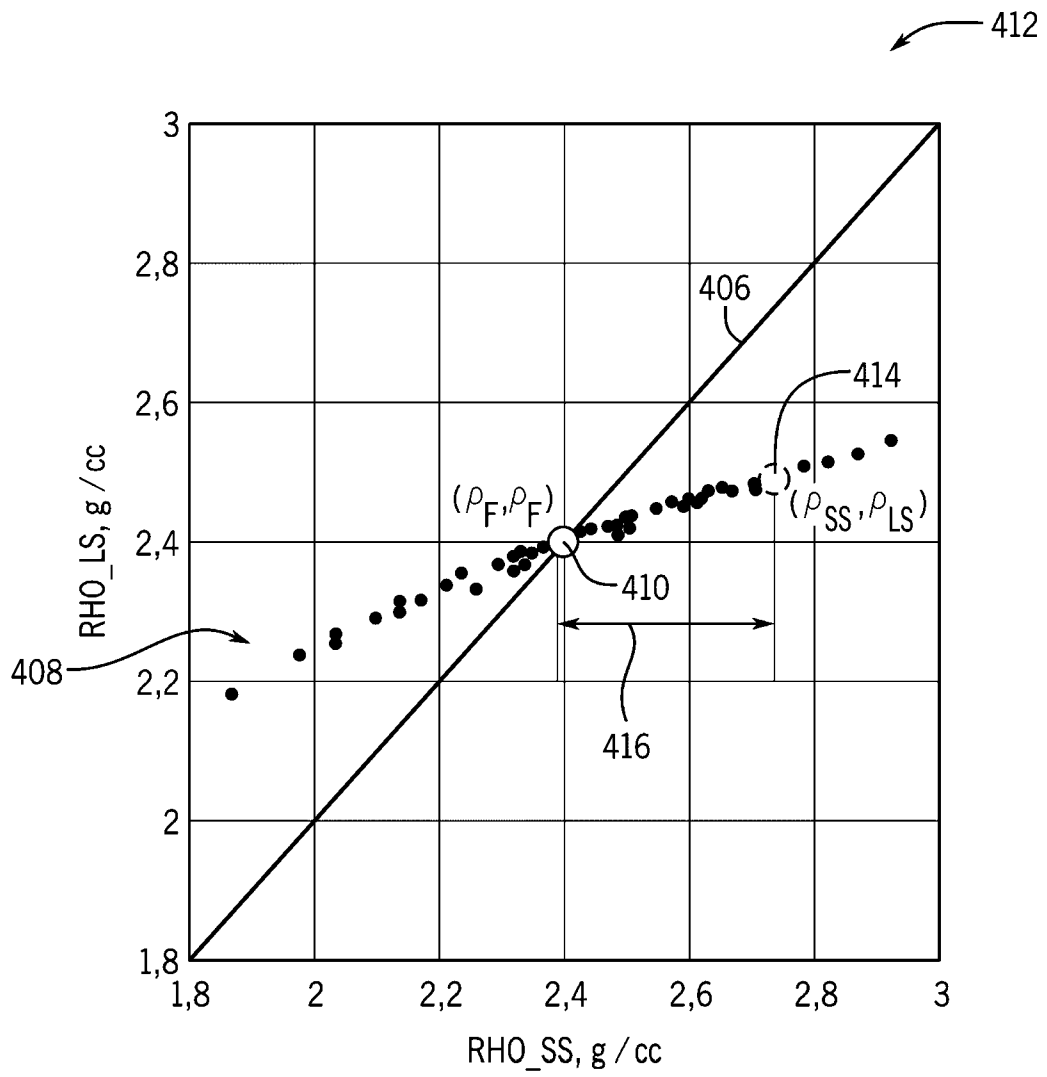
ФИГ. 2



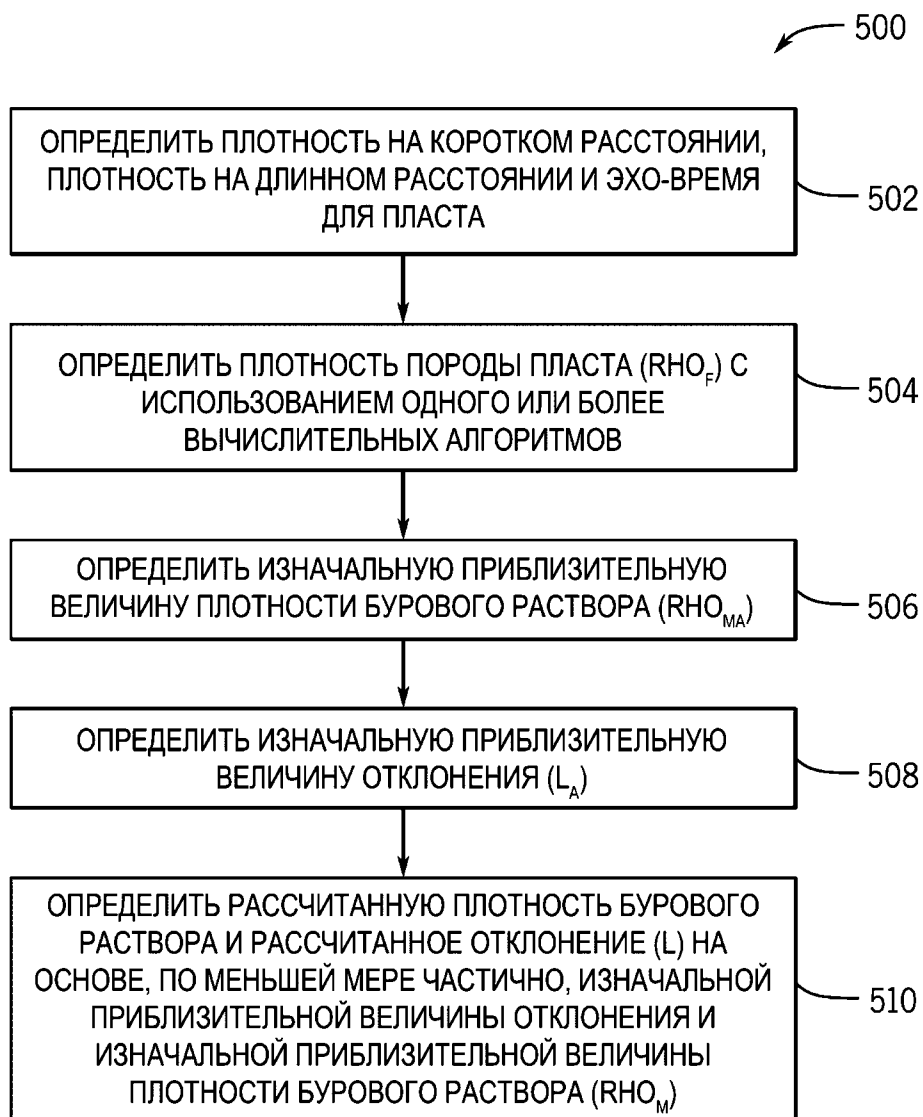
ФИГ. 3



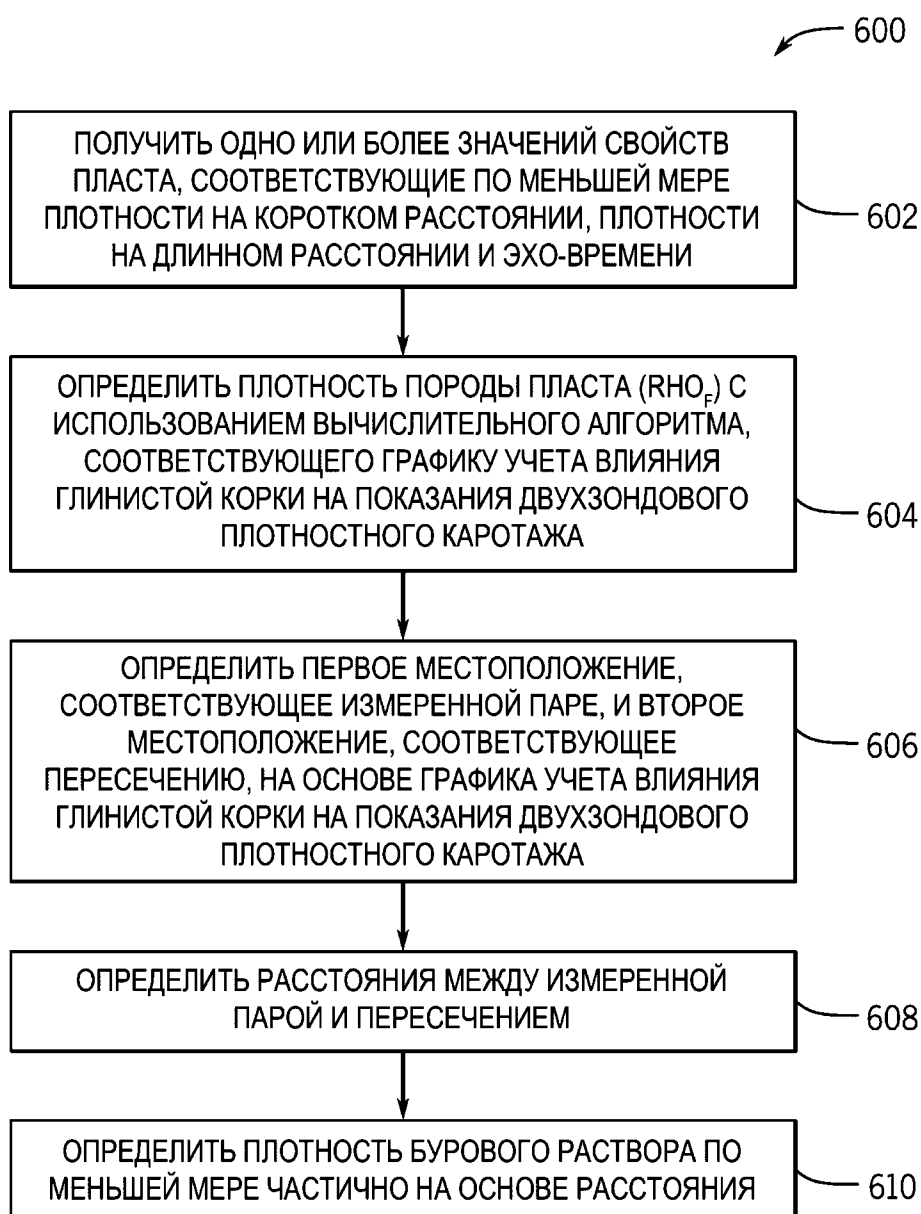
ФИГ. 4А



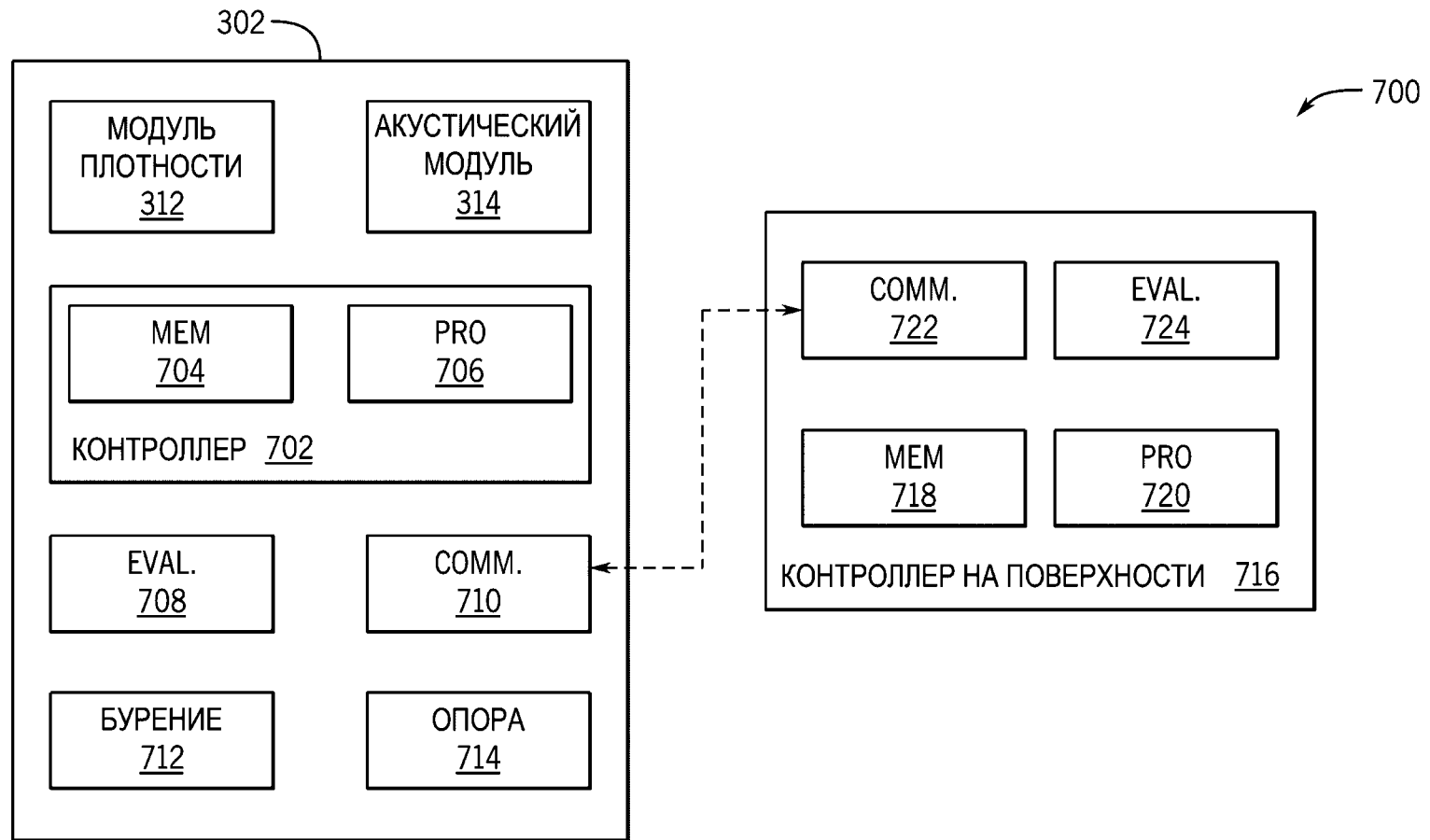
ФИГ. 4В



ФИГ. 5



ФИГ. 6



ФИГ. 7

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

Номер евразийской заявки:
202291622

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:
E21B 47/00 (2012.01)
G01V 11/00 (2006.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:
Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)
E21B 47/00, 47/08, 21/00, 21/08, 44/00, 44/02, 44/06, 49/00, G01V 1/40-1/50, 5/00, 5/04, 5/08, 5/12, 11/00

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
Espacenet, ЕАПАТИС, EPOQUE Net, Reaxys, Google

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
X	US 5513528 A (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION) 07.05.1996, колонка 1, строки 10-16, колонка 2, строки 39, 47-48, колонка 3, строки 16-24, 30-50, колонка 4, строки 6-12, колонка 7, строки 28-33, колонка 10, строки 31-53, колонка 13, строки 37-67, колонка 14, строки 1-12	1-2, 11-14
Y		3-10, 15-16
A		17-20
Y	US 2007/0040110 A1 (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION) 22.02.2007, параграф [0038]	3, 15
Y	GB 2320567 A (BAROID TECHNOLOGY INC) 24.06.1998, страница 11, строки 12-32, страница 12, строки 1-17	4-5
Y	WO 2009/006332 A2 (BAKER HUGHES INCORPORATED et al.) 08.01.2009, параграфы [0012], [0028]-[0029]	6-8
Y	WO 2020/205711 A1 (SAUDI ARABIAN OIL COMPANY et al.) 08.10.2020, параграф [0018], строки 23-26	9-10, 16
A	RU 1605630 C (САМСОНЕНКО В. И.) 20.11.1995	1-20
A	US 2004/0021066 A1 (BAKER HUGHES INCORPORATED) 05.02.2004	1-20


последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:
«А» - документ, определяющий общий уровень техники
«D» - документ, приведенный в евразийской заявке
«Е» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее
«О» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.
"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения
«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности
«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории
«&» - документ, являющийся патентом-аналогом
«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: 08 декабря 2022 (08.12.2022)

Уполномоченное лицо:
Начальник Управления экспертизы



Документ подписан
электронной подписью

Сертификат: 1653480328483
Владелец: СN=Аверкиев С.
Действителен: 25.05.2022-25.05.2023

С.Е. Аверкиев