

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **044160**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.07.27**

(51) Int. Cl. **G01V 5/10 (2006.01)**  
**G01V 5/12 (2006.01)**

(21) Номер заявки  
**202291316**

(22) Дата подачи заявки  
**2022.05.26**

---

(54) **УЛУЧШЕННЫЙ МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКА "SPINE-AND-RIB" ПРИ ОЦЕНКЕ ПЛОТНОСТИ ФОРМАЦИИ**

---

(43) **2023.07.26**

(56) US-A-4604522  
RU-C2-2518876  
US-A1-2004021066  
WO-A1-9516930  
EP-B1-0184898

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**БЕЙКЕР ХЬЮЗ ОЙЛФИЛД  
ОПЕРЕЙШНЗ, ЛЛК (US)**

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

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

---

(57) Способы определения плотности скважинных формаций включают получение первых данных о плотности ( $\rho_{бд}$ ) с использованием ближнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений сигнала, переданного в скважинную формацию; получение вторых данных о плотности ( $\rho_{дд}$ ) с использованием дальнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений передаваемого сигнала из скважинной формации, при этом дальний детектор расположен на большем расстоянии от источника, чем ближний детектор; а также определение того, попадает ли измеренная точка данных на основе  $\rho_{бд}$  и  $\rho_{дд}$  в область единства графика для учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа ("spine-and-rib"). Если измеренная точка данных попадает в область единства, плотность формации определяют посредством первичной математической зависимости, а если измеренная точка данных не попадает в область единства, плотность формации определяют посредством вторичной математической зависимости, отличной от первичной математической зависимости.

---

**B1**

**044160**

**044160**

**B1**

### Предпосылки создания изобретения

Варианты осуществления, описанные в настоящем документе, по существу относятся к операциям по разведке и добыче в скважинах в отрасли обработки полезных ископаемых и, в частности, к техническим приемам геонавигации и определения плотности формации при бурении.

Операции по разведке и добыче в скважинах предусматривают спуск различных датчиков и инструментов. Датчики предоставляют информацию о среде в скважине, например, посредством сбора данных о температуре, плотности, насыщении, удельном сопротивлении, а также многих других параметрах. Эта информация может быть использована для управления аспектами бурения, а также инструментами или системами, расположенными в компоновке низа бурильной колонны, вдоль бурильной колонны или на поверхности.

### Изложение сущности изобретения

Некоторые варианты осуществления настоящего изобретения относятся к способам определения плотности скважинных формаций. Способы включают получение первых данных о плотности ( $\rho_{БД}$ ) с использованием ближнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений сигнала, переданного в скважинную формацию; получение вторых данных о плотности ( $\rho_{ДД}$ ) с использованием дальнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений передаваемого сигнала из скважинной формации, при этом дальний детектор расположен на большем расстоянии от источника, чем ближний детектор; а также определение того, попадает ли измеренная точка данных на основе  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  в область единства графика для учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа ("spine-and-rib"). Если измеренная точка данных попадает в область единства, плотность формации определяют посредством первичной математической зависимости, а если измеренная точка данных не попадает в область единства, плотность формации определяют посредством вторичной математической зависимости, отличной от первичной математической зависимости.

Некоторые варианты осуществления настоящего изобретения относятся к способам определения плотности скважинных формаций, включающим генерирование данных скважинного инструмента, используемого для измерения плотности скважинной формации, генерирование необходимых данных, содержащих информацию о значениях отклонения, удельном весе бурового раствора и диапазоне потенциальных плотностей формации, использование данных инструмента и необходимых данных, генерирование набора ответов ближнего и дальнего детекторов, генерирование набора основных точек, показывающих эффект глинистой корки, графика "spine-and-rib" на основе набора ответов, получение набора первых математических зависимостей на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки, определение области единства графика "spine-and-rib" на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки, и генерирование справочной таблицы на основе набора первых математических зависимостей.

Дополнительные технические элементы и преимущества реализованы через технические приемы настоящего изобретения. Варианты осуществления и аспекты настоящего изобретения подробно описаны в настоящем документе и считаются частью заявленного объекта изобретения. Для лучшего понимания см. подробное описание и графические материалы.

### Краткое описание графических материалов

На графических материалах одинаковые элементы пронумерованы одинаково на нескольких фигурах:

на фиг. 1 представлено схематическое изображение системы скважинной операции, включающей варианты осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 2 показана блок-схема системы обработки данных, которую можно использовать для реализации большего числа вариантов осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 3А представлено схематическое изображение скважинного инструмента, расположенного вблизи формации и выполненного с возможностью измерения плотности формации;

на фиг. 3В показано смещение скважинного инструмента, представленного на фиг. 3А, от формации за счет зазора между обсадной колонной и стенкой скважины;

на фиг. 4 представлен пример графика "spine-and-rib" в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 5 представлен процесс получения алгоритма для определения плотности формации в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 6А представлен пример схемы "spine-and-rib" в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

фиг. 6В представляет собой одну и ту же схему "spine-and-rib", показанную на фиг. 6А, иллюстрирующую область единства, определенную в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 7А представлен схематический график части схемы "spine-and-rib", иллюстрирующий итеративный процесс для заполнения справочной таблицы в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 7В представлен график части итеративного процесса, показанного на фиг. 7А, для определения точки на неизвестной линии точек, показывающей влияние глинистой корки;

на фиг. 7С представлен график части итеративного процесса, показанного на фиг. 7А, для определения точки на неизвестной линии точек, показывающей влияние глинистой корки;

на фиг. 8 представлен процесс определения плотности формации в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения;

на фиг. 9 представлен схематический график, представляющий полином третьего порядка, используемый для определения плотности формации в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения.

### Подробное описание

Современные компоновки низа буровой колонны (КНБК) содержат несколько распределенных компонентов, таких как датчики и инструменты, где каждый компонент выполняет сбор и/или обработку данных для конкретной цели. Пример полученных данных одного типа может включать данные скважинного исследования и/или информацию о плотности формации.

На фиг. 1 показан вариант осуществления системы 100 для выполнения работ в энергетической отрасли (напр., подземного бурения, измерения, стимуляции и/или добычи). Система 100 включает в себя колонну скважины 102, расположенную в скважине 104, которая проникает как минимум на одну геологическую формацию 106 в процессе бурения или другой скважинной операции. Как описано в настоящем документе, "буровая скважина" или "ствол скважины" - это часть отверстия или полное отверстие буровой скважины. Следует отметить, что скважина 104 может включать в себя вертикальные, горизонтальные и/или меняющие направления секции и может иметь любую необходимую траекторию. Как описано в настоящем документе, "формации" относятся к различным элементам и материалам (например, горная порода), которые встречаются в породах в кровле и подошве и окружают ствол скважины 104.

Колонна скважины 102 функционально соединена с поверхностной структурой или поверхностным оборудованием, таким как буровая установка 108, которая включает в себя или соединена с различными компонентами, такими как поверхностный приводной 110 (также верхний приводной) и/или поворотный стол 112 для поддержки колонны скважины 102, вращения колонны скважины 102 и снижения секций колонны или других скважинных компонентов в стволе скважины 104. В одном варианте осуществления колонна скважины 102 представляет собой буровую колонну, содержащую одну или более секций буровой трубы 114, которые проходят вниз в скважину 104 и соединены с одним или более скважинными компонентами (скважинными инструментами), выполненными в виде компоновки нижней части буровой колонны (КНБК) 116. КНБК 116 может быть неподвижно соединена с колонной скважины 102 таким образом, что вращение колонны скважины 102 вызывает вращение КНБК 116.

КНБК 116 включает в себя устройство механического разрушения 118 (например, буровое долото), которое в данном варианте осуществления приводится в движение от поверхности, но может быть приведено в движение из скважинного отверстия (например, с помощью гидравлического забойного двигателя). Система 100 может включать в себя компоненты для приведения в действие циркулирующей жидкости 120, такой как буровой раствор, через внутреннее отверстие колонны скважины 102 и кольцевое пространство между колонной скважины 102 и стенкой скважины 104. Например, в данном иллюстративном варианте осуществления насосное устройство 122 расположено на поверхности для циркуляции жидкости 120 из бака для бурового раствора или другой емкости 124 в скважину 104, когда устройство механического разрушения 118 вращается (например, путем вращения колонны скважины 102 и/или забойного двигателя).

В иллюстративном варианте осуществления, показанном на фиг. 1, система 100 включает в себя узел направления бурения 126, выполненный с возможностью управления или направления колонны скважины 102, и устройство механического разрушения 118 вдоль выбранной траектории. Узел направления бурения 126 может иметь любую конфигурацию, подходящую для направления или управления буровой колонной 102. Примеры узлов направления бурения включают в себя, без ограничений, узлы забойного двигателя (например, узлы двигателя с механизмом искривления), отклоняющие клины, турбины и роторные управляемые системы.

В одном неограничительном варианте узел направления бурения 126 выполнен в виде роторного управляющего устройства, образующего КНБК 116 или часть КНБК 116. Узел направления бурения 126 включает в себя невращающуюся или медленно вращающуюся гильзу 128, которая включает в себя один или более радиально растяжимых вкладышей 130 (растяжимых в направлении, перпендикулярном продольной оси гильзы). Вкладыши 130 могут быть расположены в разных местоположениях вдоль окружности гильзы 128 и выполнены с возможностью регулировки по отдельности или совместно для отклонения устройства механического разрушения 118 путем зацепления стенки скважины 104.

Система 100 может также включать в себя контроллер, выполненный с возможностью приведения в действие или управления работой вкладышей 130 на основе информации о направлении, полученной от датчиков направления, расположенных в КНБК 116 и/или в колонне 102 скважины. Датчик (датчики) направления может(гут) быть расположен(ы) на узле направления бурения 126, в нем или рядом с ним.

Датчик (датчики) направления может(гут) включать в себя один или более гироскопических приборов (например, гиродатчики или датчики скорости вращения Земли) и также включать один или более магнитометров (т.е. датчиков магнитного поля) и/или один или более акселерометров (например, датчиков ускорения и/или датчиков тяжести).

В одном варианте осуществления система 100 включает в себя один или более узлов 132 датчиков, выполненных с возможностью выполнения измерений параметров, относящихся к положению и/или направлению колонны 102 скважины, устройству механического разрушения 118 и/или узлу направления бурения 126. Как показано на фиг. 1, узлы 132 датчиков могут быть расположены в одном или более различных местах, таких как гильза 128, на или вблизи устройства механического разрушения 118 и/или на других компонентах колонны 102 скважины и/или КНБК 116. Например, узел 132 датчиков может быть расположен на одной или более секциях 134 стабилизатора узла направления бурения 126. Специалистам в данной области следует иметь в виду, что допускается соединение гильзы 128 с колонной 102 скважины посредством узла подшипника или другого механизма, обеспечивающего вращение гильзы независимо от вращения колонны скважины.

Система 100 может включать в себя один или несколько из различных инструментов или компонентов, выполненных с возможностью осуществления выбранных функций в скважине, таких как выполнение измерений/исследований в скважинах (например, измерений для оценки формации, измерений по различным направлениям и т.д.), обмен данными (например, генератор импульсов давления в столбе бурового раствора, коммуникационный переводник для труб с кабелем и т.п.), обеспечение электрической энергии и другое (например, турбина бурового раствора, генератор, батарея, устройство хранения данных, устройство обработки данных, модем, гидравлическое устройство и т.д.). Например, устройство направления бурения 126 может быть соединено с одним или более датчиками, такими как инструмент визуализации в гамма-лучах 136. Такой инструмент визуализации в гамма-лучах 136 допускается использовать для измерения, например, плотности формации.

В одном варианте осуществления система 100 включает в себя измерительное устройство, такое как инструмент для каротажа в процессе бурения (LWD) (например, для измерений по оценке формации) или инструмент измерения во время бурения (MWD) (например, для измерений по различным направлениям), как правило, именуемое инструментом измерения во время бурения 138. Примеры инструментов LWD включают в себя инструменты ядерного магнитного резонанса (ЯМР), инструменты каротажа сопротивлений, инструменты гамма (плотностного) каротажа, инструменты импульсного нейтронного каротажа, акустические инструменты и др. Примеры инструментов MWD включают в себя инструменты измерения давления, температуры или данных направления (например, магнитометр, акселерометр, гироскоп и т.д.). Узел направления бурения 126 или система 100 могут включать в себя другие компоненты, такие как телеметрический узел (например, генератор импульсов давления в столбе бурового раствора, коммуникационный переводник для труб с кабелем и т.п.) или другие скважинные и/или поверхностные компоненты, системы или узлы.

В одном не имеющем ограничительного характера варианте осуществления во время бурения гильза 128 не вращается или вращается со скоростью, которая меньше скорости вращения устройства механического разрушения 118 и других компонентов узла направления бурения 128 и вращающегося стола 112 или поверхностного приводного стола 110. Скорость вращения гильзы 128 может быть обозначена в настоящем документе как "медленное вращение". Следует отметить, что "медленное" вращение предназначено для указания скорости вращения, которая меньше вращательной скорости бурения и не предназначена для ограничения любой конкретной скорости. "Медленно вращающаяся" гильза представляет собой гильзу, которая вращается на медленной скорости.

Гильза 128 может вращаться на любой подходящей медленной скорости, которая меньше вращающейся скорости бурения. В одном варианте осуществления медленное вращение гильзы 128 составляет приблизительно от 1 до 10 (об/ч). В другом варианте осуществления медленное вращение составляет приблизительно от 10 до 50 об/ч (от 60 до 300°/мин). В еще одном варианте осуществления медленное вращение составляет приблизительно 1 и 50 об/ч (от 6 до 300°/мин).

Один или более скважинных компонентов и/или один или более поверхностных компонентов могут иметь связь и/или управляться процессором, таким как скважинный блок обработки 140 и/или блок наземной обработки 142. Скважинный блок обработки 140 может представлять собой части КНБК 116 или может быть иным образом расположен на колонне 102 скважины или ее части. Блок наземной обработки 142 (и/или скважинный блок обработки 140) может быть выполнен с возможностью выполнения следующих функций: управление бурением и направлением бурения, управление скоростью потока и давлением жидкости 120, управление нагрузкой на долото (WOB), управление скоростью вращения (об/мин) поворотного стола 112 или поверхностного приводного стола 110, передача и прием данных, обработка данных измерений и/или контроль операций системы 100. В некоторых вариантах осуществления блок наземной обработки 142 включает в себя устройство ввода/вывода 144 (например, клавиатуру и монитор), процессор 146 и устройство 148 хранения данных (например, память, машиночитаемый носитель и т.д.), моделей и/или компьютерных программ или программного обеспечения, которые способны выполнению аспектов способов и процессов, описанных в настоящем документе.

В одном не имеющем ограничительного характера варианте осуществления блок наземной обработки 142 выполнен в виде блока наземного управления, который управляет различными параметрами, такими как скорость вращения, нагрузка на долото, параметры потока жидкости (напр., давление и скорость потока), а также другими параметрами или аспектами системы 100. Скважинный блок обработки 140 в некоторых вариантах осуществления может представлять собой управляющий измерительный контроллер или другое устройство обработки, которое управляет аспектами работы узлов 132 датчиков, получения данных измерений и/или оценки направленных параметров. Скважинный блок обработки 140 может также включать в себя функциональные возможности для управления работой узла направления бурения 126 и/или другими скважинными компонентами, узлами или системами. В одном не имеющем ограничительного характера варианте осуществления способ и процессы, описанные в настоящем документе, допускаются выполнять в скважинном блоке обработки 140, расположенном внутри колонны 102 скважины или КНБК 116.

В варианте осуществления, изображенном на фиг. 1, система 100 выполнена с возможностью выполнения буровой операции и скважинных измерений, а колонна скважины 102 представляет собой буровую колонну. Однако варианты осуществления, описанные в настоящем документе, не ограничены таким образом и могут иметь любую конфигурацию, подходящую для выполнения операции в энергетической отрасли, которая включает в себя или при которой могут быть полезны измерения по различным направлениям (например, операции заканчивания, операции по гидроразрыву, операции по добыче, операции повторного ввода и т.д.).

Следует понимать, что реализация вариантов осуществления настоящего раскрытия возможна в сочетании с любым другим подходящим типом вычислительной среды, известной в настоящее время или разработанной в будущем. Например, на фиг. 2 представлена блок-схема системы обработки 200 (например, блок наземной обработки 142 и/или скважинный блок обработки 140 по фиг. 1), использование которой допускается для реализации технических приемов, описанных в настоящем документе. В примерах система 200 обработки данных имеет один или более центральных процессоров 202a, 202b, 202c и т.п. (совместно или в общем именуемых процессором(ами) 202 и/или устройством(ами) обработки 202). В аспектах настоящего описания каждый процессор 202 может включать в себя микропроцессор с сокращенным набором команд (RISC). Как показано, процессор (процессоры) 202 соединены с системным запоминающим устройством (например, оперативным запоминающим устройством (ОЗУ) 204) и различными другими компонентами посредством системной шины 206. Постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) 208 соединено с системной шиной 206 и может включать в себя базовую систему ввода/вывода (BIOS), которая управляет определенными базовыми функциями системы 200 обработки данных.

Дополнительно, на фиг. 2 показаны адаптер 210 ввода/вывода и сетевой адаптер 212, соединенные с системной шиной 206. Адаптер 210 ввода/вывода может представлять собой адаптер интерфейса малых вычислительных систем (SCSI), который осуществляет обмен данными с запоминающим устройством, например жестким диском 214, и/или запоминающим устройством 216 на магнитной ленте или любым другим аналогичным компонентом(ами). Адаптер 210 ввода-вывода и связанное с ним запоминающее устройство, например жесткий диск 214 и/или запоминающее устройство 216 на магнитной ленте, в настоящем документе могут совместно называться массовым запоминающим устройством 218. Операционная система 220 для выполнения в системе 200 обработки данных может храниться в массовом запоминающем устройстве 218. Сетевой адаптер 212 может быть выполнен с возможностью соединения системной шины 206 с внешней сетью 222, обеспечивающей связь системы обработки 200 с другими системами и/или удаленными системами (например, системами на основе интернета, экстранета и/или облачным системам).

Дисплей (например, дисплейный монитор) 224 соединен с системной шиной 206 с помощью адаптера 226 дисплея, который может включать в себя, например, графический адаптер для улучшения работы приложений с большим объемом графических операций и видеоконтроллер. Специалистам в данной области следует иметь в виду, что в одном аспекте настоящего описания адаптеры 210, 212 и/или 226 могут быть соединены с одной или более шинами ввода/вывода, которые соединены с системной шиной 206 посредством промежуточной шины (не показана). Подходящие шины ввода/вывода для подключения периферийных устройств, таких как контроллеры жестких дисков, сетевые адаптеры и графические адаптеры, обычно включают общие протоколы, такие как Peripheral Component Interconnect (PCI). Дополнительные устройства ввода/вывода показаны подсоединенными к системной шине 206 посредством адаптера 228 пользовательского интерфейса и адаптера 226 дисплея. Например, как показано, клавиатура 230, мышь 232 и динамик 234 могут быть соединены с системной шиной 206 посредством адаптера 228 пользовательского интерфейса, который может включать в себя, например, микросхему Super I/O, объединяющую множество адаптеров устройств в одной интегральной схеме.

В некоторых аспектах настоящего раскрытия, и как показано, система 200 обработки данных включает в себя графический процессор 236. Графический процессор 236 может представлять собой специализированную электронную схему, выполненную с возможностью регулирования и изменения памяти для ускорения создания изображений в буфере кадров, предназначенном для вывода на дисплей (например, дисплей 224). В общем графический процессор 236 очень эффективен в манипулировании компью-

терной графикой и обработке изображений и имеет высокопараллельную структуру, благодаря которой он более эффективен, чем центральные процессоры (ЦП) общего назначения, для алгоритмов, в которых обработка больших блоков данных выполняется параллельно.

Таким образом, в конфигурации, описанной в настоящем документе, система 200 обработки данных подразумевает возможность обработки данных с использованием процессоров 202, возможность хранения данных с использованием системной памяти (например, ОЗУ 204 и массового запоминающего устройства 218), средства ввода данных, такие как клавиатура 230 и мышь 232, и возможность вывода с использованием динамика 234 и дисплея 224. В некоторых аспектах настоящего изобретения часть системной памяти (например, ОЗУ 204 и массовое запоминающее устройство 218) могут быть выполнены с возможностью совместного хранения операционной системы (например, операционной системы 220) для координирования функций различных компонентов, показанных в системе 200 обработки данных.

Следует иметь в виду, что система обработки 200 на фиг. 2 в настоящее время описана как наземная система (например, блок наземной обработки 142 на фиг. 1). Однако следует иметь в виду, что допускается использование аналогичных электронных компонентов в скважинных системах (например, в составе КНБК и/или скважинного блока обработки 140). В таких конфигурациях допускается опускание некоторых элементов системы обработки. Например, в системе скважинной системы КНБК компоненты пользовательского интерфейса могут быть опущены. Кроме того, системная шина может быть выполнена с возможностью охвата множества различных скважинных компонентов, а сетевое соединение может представлять собой средство передачи данных (например, телеметрическое, проводное соединение, беспроводное соединение или т.п.), конфигурация которого обеспечивает передачу данных между наземной системой и скважинной системой КНБК.

Варианты осуществления настоящего описания относятся к техническим приемам оценки плотности формации посредством инструментов плотностного гамма-каротажа и т.п. Традиционно инструменты измерения плотности в скважине, такие как инструменты плотностного гамма-каротажа, выполнены с одним источником гамма-излучения и двумя сцинтилляционными детекторами, отделенными осевым расстоянием вдоль корпуса инструмента. Из-за вариаций материалов и состава формации присутствуют различные плотности, и такие различные плотности могут приводить к различному поведению относительно процесса измерения (например, допускается варьирование показаний  $\Delta\rho$  в зависимости от плотности формации и положения датчика). Вследствие такой вариации традиционные алгоритмы, как правило, являются неточными, если плотность измеренной формации слишком высока или слишком низка (т.е. за пределами стандартного диапазона плотностей). В связи с вышеизложенным способы и процессы, описанные в настоящем документе, основаны на интеграции двух различных способов, как на основе представления графика "spine-and-rib", так и показаниях инструмента плотностного каротажа. Такие способы с построением графика "spine-and-rib" являются более общими по сравнению с  $\Delta\rho$ -подходами традиционных систем.

На фиг. 3А, 3В представлено схематическое изображение скважинного инструмента 300 в соответствии с одним вариантом осуществления настоящего изобретения. Скважинный инструмент 300 расположен внутри скважины вблизи формации 302. На фиг. 3А показано размещение скважинного инструмента 300 в контакте с формацией 302 (например, стенкой скважины 304). В этой конфигурации источник 306 будет проецировать энергию 308 (например, гамма-излучение) в формацию 302, где проецируемая энергия 308 будет взаимодействовать с элементом 310 формации и отражать обратную отражательную энергию 312, которая обнаруживается детектором 314 скважинного инструмента 300. Поскольку скважинный инструмент 300 соприкасается с формацией 302 вдоль стенки скважины 304, допускается использование одного детектора 314, а измерение, выполненное с помощью такого детектора 314, представляет собой плотность формации.

Однако, как показано на фиг. 3В, скважинный инструмент 300 может не соприкасаться с формацией 302 вдоль стенки скважины 304. Специалистам в данной области следует иметь в виду, что во время буровой операции кольцевое пространство между скважинным инструментом 300 и стенкой скважины 304 может быть заполнено промывочной жидкостью 316 (например, буровым раствором). Если источник 306 выдает проецируемую энергию 308 к формации 302, энергия будет отражаться на барьере жидкость-формация 318 и генерировать первую отраженную энергию 312а. Проецируемая энергия 308 будет продолжать проходить в формацию 302 и взаимодействовать с элементом формации 310 и генерировать вторую отраженную энергию 312b. В этой конфигурации скважинный инструмент 300 может включать в себя первый детектор 314а и второй детектор 314b. Как показано, первый и второй детекторы 314а, 314b расположены в разных осевых положениях (например, расстоянии) от источника 306. Такая разница в осевом положении относительно источника 306 позволяет обнаруживать как первую отраженную энергию 312а, так и вторую отраженную энергию 312b. Следует отметить, что, если скважинный инструмент 300 расположен напротив стенки скважины 304, первая и вторая отраженные энергии 312а, 312b будут одинаковыми или равными, что указывает на фактическую плотность формации 302.

На фиг. 4 представлен схематический график с диаграммой "spine-and-rib" 400 плотности форма-

ции. Ось  $x$  представляет собой измерение плотности, выполненное на первом детекторе (например, первом детекторе 314a, показанном на фиг. 3B), и может именоваться как ближняя плотность. Ось  $y$  представляет собой измерение плотности, выполненное на втором детекторе (например, втором детекторе 314b, показанном на фиг. 3B), и может именоваться как дальняя плотность. В процессе измерения как первый, так и второй детекторы используют для получения измерений плотности, причем такие данные нанесены на график "spine-and-rib" 400. Показано, что линия 402 без влияния глинистой корки имеет линейную зависимость, где первое (ближнее) измерение плотности равно второму (дальнему) измерению плотности. Линия 402 без влияния глинистой корки представляет собой истинную плотность формации и будет представлять собой графически полученные данные, когда скважинный инструмент соприкасается со стенкой скважины таким образом, что жидкий барьер/отражение отсутствует, и, таким образом, первые и вторые измерения плотности являются одинаковыми или равными.

Однако, когда скважинный инструмент смещен от стенки скважины и, таким образом, промывочная жидкость присутствует вдоль траектории от источника к детекторам, на двух разных детекторах выполняются два разных измерения плотности. Если такие данные наносят на график 400 "spine-and-rib", допускается нанесение точек данных 404. Если первая (ближняя) плотность и вторая (дальняя) плотность равны, на график наносят такие точки данных 404a, которые будут находиться на линии 402 без влияния глинистой корки. Такая ситуация присутствует, когда скважинный инструмент соприкасается со стенкой скважины и, таким образом, между скважинным инструментом и формацией отсутствует жидкость. Однако, поскольку допускается сбор данных во время операции вращения (например, во время бурения), скважинный инструмент может перемещаться относительно стенки скважины так, что при сборе некоторых данных существует переменное количество жидкости между скважинным инструментом и формацией. Если скважина смещена от стенки скважины, точки данных 404 будут нанесены на график в положениях вдали от линии 402 без влияния глинистой корки, поскольку значения плотности между первым и вторым детекторами будут разными.

При измерении заданной формации посредством источника и детекторов, когда скважинный инструмент вращается и захватывает данные, точки данных 404 могут быть нанесены на график вдоль линии 406, показывающей влияние глинистой корки. Линии 406, показывающие влияние глинистой корки, представляют собой зависимость между данными первого детектора и данными второго детектора, которые представляют собой одну формацию заданной плотности. Вследствие наличия промывочной жидкости и двух отражений энергии точки данных 404 будут варьироваться между нулевым расстоянием (например, отсутствие зазора), где такие точки данных попадают на линию 402 без влияния глинистой корки, и точками, отклоняющимися от линии 402 без влияния глинистой корки вдоль соответствующей линии 406, показывающей влияние глинистой корки, и смещением от линии 402 без влияния глинистой корки. Каждая линия 406, показывающая влияние глинистой корки, представляет собой математическое соответствие зависимости плотности (между ближним и дальним детекторами) для данной плотности формации. Таким образом, хотя плотность формации является постоянной, из-за вращения скважинного инструмента и изменения толщины части жидкости (от нуля к нескольким дюймам), измеренные плотности не будут одинаковыми и приводят к получению точек данных 404 вдоль соответствующей линии 406, показывающей влияние глинистой корки.

Для определения фактической плотности из полученных данных допускается корреляция точек данных 404 с оптимальной зависимостью для экстраполяции положения линии 402 без учета влияния глинистой корки, в частности, если отсутствуют точки данных 404 на линии 402 без учета влияния глинистой корки. Соответственно, варианты осуществления настоящего изобретения направлены на экстраполяцию точек данных 404 в оптимальные линии 406, показывающие влияние глинистой корки, а множество линий 406 можно использовать для определения линии 402 без учета влияния глинистой корки. За счет линии 402 без учета влияния глинистой корки может быть получена плотность формации.

Поскольку линии, показывающие влияние глинистой корки, не могут быть известны заранее для данной формации, часть способа включает определение того, частью какой линии, показывающей влияние глинистой корки, является точка данных. Соответственно, согласно некоторыми вариантам осуществления настоящего изобретения может быть сгенерирована справочная таблица или эталонный набор данных. Допускается калибровка эталонного набора данных для конкретного инструмента и рабочих условий (например, конкретного инструмента и множества расстояний зазоров и/или типов промывочной жидкости). Затем, когда данные собирают на месте, собранные данные можно сравнивать с эталонным набором данных для определения конкретной линии, показывающей влияние глинистой корки, на которую будет попадать точка данных.

На фиг. 5 показан процесс 500 подготовки данных для алгоритма оценки плотности в соответствии с вариантом осуществления настоящего изобретения. Процесс 500 обеспечивает предварительное моделирование базовых данных и разработку коэффициентов для алгоритма *in situ* для использования в промышленных условиях, например, во время буровых операций и использования такой информации (т.е. информации о плотности) для направленного бурения или других скважинных операций. Другие области применения процесса 500 или другие варианты осуществления настоящего изобретения могут включать, без ограничений, проводные приложения/инструменты и/или контрольные приложения/инструмент. До-

пускается однократное выполнение процесса 500 (для данного инструмента), и полученные данные могут быть сохранены в запоминающем устройстве инструмента, когда инструмент готовят для работы в скважинах. Как описано в настоящем документе, процесс 500 включает в себя моделирование большого количества данных по методу Монте-Карло для получения точного представления инструмента относительно различных значений плотности формации, зазоров смещения и промывочных жидкостей. Допускается выполнение в лаборатории и/или посредством моделирования. Полученный набор данных можно затем использовать для построения подробной справочной таблицы, которая способствует оценке плотности формации с лучшей точностью, чем обычные алгоритмы  $\Delta\rho$ .

В блоке 502 создается начальная информация о модели инструмента и необходимых условиях измерения. Начальная информация может включать, например, без ограничений, модель инструмента, относящуюся к типу датчиков, детекторов, источников энергии, размер инструмента, материалы инструмента и т.п., а также любые аспекты, влияющие на измерение при использовании такого инструмента. В некоторых не имеющих ограничительного характера вариантах осуществления инструмент представлен в виде гамма-излучающего инструмента измерения плотности. Необходимые условия измерения могут включать диапазоны плотности формации, измерение которых допускается инструментом при работе в промышленных условиях, значения величины отклонения, удельный вес бурового раствора и т.п. Информация о плотности формации может быть получена из известных источников для различных типов формаций (например, ангидрита, известняка, антрацита и т.д.). Значения величины отклонения представляют собой зазор или расстояние между источником и стенкой скважины, которые могут находиться в диапазоне от нуля (когда инструмент контактирует со стенкой скважины) до максимального зазора. При использовании в скважине зазор заполняют промывочной жидкостью или буровым раствором. Если размер зазора изменяется (например, когда инструмент перемещается ближе к или дальше от стенки скважины), измерение плотности будет изменяться вследствие помех от энергии, проходящей через буровой раствор. Информация об удельном весе бурового раствора может быть получена из известных источников, таких как существующие справочные таблицы, связанные с различными типами промывочных жидкостей.

В блоке 504, исходя из начальной информации, можно получить набор показаний моделирующего измерения. Показания могут быть получены в форме таблицы или т.п., где набор показаний первого (ближнего) детектора может называться ответом БД (ближнего датчика). Аналогичным образом набор показаний второго (дальнего) детектора может называться ответом ДД (дальнего датчика). В этих наборах данных, когда при моделировании инструмент соприкасается со стенкой скважины, отклики обоих будут равны (т.е. плотность, полученная из ближнего датчика, равна плотности, полученной из дальнего датчика). Однако, поскольку инструмент отделяется от скважины, два значения больше не будут одинаковыми, и, таким образом, набор данных выполнен с возможностью представления различных положений инструмента относительно стенки скважины и такой операции с различными промывочными жидкостями. Из данных и их моделирования в блоке 504 можно создать набор основных линий, показывающих эффект глинистой корки (график "spine-and-rib"). Основные линии, показывающие эффект глинистой корки, вычисленные в блоке 504, представляют различные графики плотности для различных условий, для которых данный инструмент может быть открыт в скважину.

Блоки 502, 504 могут представлять собой предварительный сбор данных и моделирование. В таких процессах допускается обширное моделирование ответов инструмента БД и ДД для разработки основных линий, показывающих эффект глинистой корки (блок 504).

В блоке 506 основные линии, показывающие эффект глинистой корки, полученные в блоке 504, преобразуются в набор наилучших уравнений. Такие наилучшие уравнения могут представлять собой первую математическую зависимость, используемую в процессе. В некоторых неограничивающих примерах первая математическая зависимость может представлять собой полиномиальную зависимость второго порядка. Таким образом, набор кривых наилучшего соответствия подходит к основным линиям, показывающим эффект глинистой корки, полученным в блоке 504. В этом примере линии, показывающие эффект глинистой корки, графика плотности "spine-and-rib" могут быть представлены полиномами второго порядка. Следует понимать, что другие математические зависимости могут использоваться без отступления от объема настоящего описания. Например, допускается использование любой непрерывной или кусочно-заданной функции (например, включающей условия полиномов и полиномов высшего порядка, рациональные, тригонометрические, экспоненциальные, квадратные или более высокие корневые или логарифмические зависимости).

В блоке 508 набор первых математических зависимостей (например, набор полиномов второго порядка), представляющих основные линии, показывающие эффект глинистой корки, полученные в блоке 506, собирается в справочной таблице, которая связывает или сопоставляет каждую линию, показывающую эффект глинистой корки, с известной плотностью формации (например, на основании моделирования известной плотности). Блок 508 включает в себя развитие математических зависимостей, представляющих линии, показывающие эффект глинистой корки, для произвольной плотности формации в пределах ожидаемых диапазонов. Основные линии, показывающие эффект глинистой корки, полученные в блоке 504, и наилучшие подходящие зависимости, полученные из блока 506, используют для по-

строения вторичных линий, показывающих эффект глинистой корки, которые образуют полный набор данных для сконструированной справочной таблицы. Например, экстраполяция или интерполяция от основных линий, показывающих эффект глинистой корки, или между ними позволяет определять или вычислять значения, которые находятся между основными линиями, показывающих эффект глинистой корки, тем самым расширяя объем и полноту справочной таблицы. Примеры такого процесса интерполяции описаны в настоящем документе.

Полный набор основных и вторичных линий, показывающих эффект глинистой корки, может быть собран в справочной таблице для использования в вариантах осуществления настоящего изобретения.

В блоке 510 определяют область единства и график "spine-and-rib". Это область, ограниченная двумя линиями, показывающими эффект глинистой корки, соответствующими наибольшим и наименьшим плотностям, и два набора точек, соответствующих левому и правому концам линий, показывающих эффект глинистой корки (например, как показано на фиг. 6А, 6В).

В блоке 512 из данных и моделирования блоков 502, 504 возможно получение второй математической зависимости, причем вторая математическая зависимость отличается от первой математической зависимости. Например, в неограничивающем примере может быть получена двумерная (2D) полиномиальная зависимость третьего порядка (например, отличающаяся от первой математической зависимости, которая представляет собой полином второго порядка). Такая вторая математическая зависимость может использоваться, например, для ситуаций, когда точка данных, которая представляют собой собранные скважинные данные, не соответствует области единства, полученной в блоке 510. Вторая математическая зависимость представляет собой в упрощенном представлении функцию плотности от ближнего датчика и плотности от дальнего датчика, и эта функция может быть использована для извлечения фактической плотности формации.

На фиг. 6А, 6В показаны графики плотности 600, 602 базового набора данных с смоделированными линиями, показывающими эффект глинистой корки. На фиг. 6А показаны смоделированные данные, которые нанесены на график для формирования линий, показывающих эффект глинистой корки, а на фиг. 6В показана граница области единства 604 на основе нанесенных на график данных. Данные для нанесения на графики 600, 602 могут быть получены из моделирования различных инструментов, формаций и свойств и характеристик раствора. Данные используют для построения набора линий 606, показывающих эффект глинистой корки, и линии 608 без эффекта глинистой корки.

Предполагается, что область изменения значений плотности формации представляет собой дискретный набор значений в диапазоне от минимального значения (например, приблизительно  $1,7 \text{ г/см}^3$ ) до максимального значения (например,  $3,4 \text{ г/см}^3$ ). Диапазон значений области изменения значений плотности формации может быть создан на основе набора значений, которые увеличиваются от минимального значения до максимального значения (например, с шагом  $0,001 \text{ г/см}^3$ ). Такие значения плотности называются целевой плотностью, и они лежат на линии 608 без эффекта глинистой корки. Для каждой целевой плотности строят линию 606, показывающую эффект глинистой корки, которая представляет  $\rho_{\text{БД}}$  (показания плотности на ближнем детекторе) и  $\rho_{\text{ДД}}$  (показания плотности на дальнем детекторе) для плотности раствора в установленном диапазоне значений (например, от около 8 до около 20 фунтов/галлон или т.п.) и отклонения между установленным диапазоном значений (например, приблизительно 0 (т.е. контакт) до приблизительно 1 дюйма), который представляет собой зазор между скважинным инструментом и стенкой скважины. Моделирование переноса излучения модели инструмента обеспечивают калиброванные значения  $\rho_{\text{БД}}$  и  $\rho_{\text{ДД}}$ , как показано на фиг. 6А.

Как показано на фиг. 6А, ряд линий 606, показывающих эффект глинистой корки, нанесен на график, при этом линия 608 без эффекта глинистой корки показана как линейная зависимость от графика плотности 600 (например, блока 504 на фиг. 5). Каждая линия 606, показывающая эффект глинистой корки, будет иметь точку данных, которая попадает на линию 608 без эффекта глинистой корки, где плотности ДД и БД равны таким образом, когда зазор отклонения равен нулю. Каждая линия 606, показывающая эффект глинистой корки, включает в себя минимальную точку данных 610 и максимальную точку данных 612. Кроме того, диапазон линий 606, показывающих эффект глинистой корки, включает в себя минимальную линию 614 и максимальную линию 616. Каждую линию 606, показывающую эффект глинистой корки, можно приближенно описывать посредством первой математической зависимости (например, полинома второго порядка). Из нанесенных на график данных правая сторона (набор максимальных точек данных 612), верхняя линия, показывающая эффект глинистой корки, (максимальная линия 616), нижняя линия, показывающая эффект глинистой корки, (минимальная линия 614) и левая сторона (набор минимальных точек данных 610) формируют или определяют область единства 604, в которой определяют справочную таблицу линий, показывающих эффект глинистой корки, как показано на фиг. 6В.

Как отмечено выше, каждая линия, показывающая эффект глинистой корки, может быть представлена первой математической зависимостью. Например, в полиномиальной зависимости второго порядка каждая линия, показывающая эффект глинистой корки, может быть представлена следующим образом:

$$\rho_{\text{ДД}} = a * \rho_{\text{БД}} * \rho_{\text{БД}} + b * \rho_{\text{БД}} + c \quad (1)$$

где  $a$ ,  $b$  и  $c$  представляют собой коэффициенты каждого полинома второго порядка;  
 $\rho_{\text{ДД}}$  представляет собой плотность, измеренную на дальнем детекторе; и  
 $\rho_{\text{БД}}$  представляет собой плотность, измеренную на ближнем детекторе.

Полиномиальные коэффициенты ( $a$ ,  $b$  и  $c$ ) связывают с целевыми плотностями (т.е. фактическими плотностями формации), образующими справочную таблицу. Каждая линия 606, показывающая эффект глинистой корки, пересекает линию 608 без эффекта глинистой корки в точке, где  $\rho_{\text{БД}}$  и  $\rho_{\text{ДД}}$  равны фактической плотности формации  $\rho_{\text{формация}}$ . На фиг. 6А, 6В, конечные точки (слева/справа) линий 606, показывающих эффект глинистой корки, соответствуют наибольшему значению отклонения, когда самый легкий раствор находится на левом конце, а самый тяжелый раствор находится справа. Все линии 606, показывающие эффект глинистой корки, построенные для всех целевых плотностей, образуют область, выделенную как область единства 604. Предполагается, что линии 606, показывающие эффект глинистой корки, соответствующие различным целевым значениям плотности, не пересекаются друг с другом в пределах области единства 604. Таким образом, каждая линия, показывающая эффект глинистой корки, имеет уникальное решение и одну точку на линии 608 без эффекта глинистой корки, так что перекрытие значений от одной линии 606 до следующей линии 606 не происходит.

В этом примере из нанесенных на график смоделированных данных и полиномиальной зависимости (1) второго порядка может быть получена справочная таблица плотности формации. Пример справочной таблицы, иллюстрирующей коэффициенты зависимости (1), представлен в таблице.

<i>Плотность формации</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
1,700	$a_1$	$b_1$	$c_1$
1,701	$a_2$	$b_2$	$c_2$
1,702	$a_3$	$b_3$	$c_3$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
3,400	$a_n$	$b_n$	$c_n$

В таблице показано, что каждая плотность формации может быть представлена с использованием трех переменных полиномиальной зависимости (1) второго порядка. Из приведенного примера видно, что плотность находится в диапазоне от 1,700 до 3,400 г/см<sup>3</sup> с шагом 0,001 г/см<sup>3</sup>. Каждый ряд значений коэффициентов ( $a$ ,  $b$  и  $c$ ) представляет собой уникальную линию, показывающую эффект глинистой корки, которая коррелирует или соответствует формации с указанной плотностью. Таким образом, при получении значения плотности формации ( $\rho_{\text{БД}}$  и  $\rho_{\text{ДД}}$ ) и если такие значения не равны друг другу, можно определить, частью какой линии, показывающей эффект глинистой корки, будет значение, из которого могут быть получены коэффициенты и плотность формации ( $\rho_{\text{формация}}$ ).

На фиг. 7А показан пример графика "spine-and-rib" 700а, иллюстрирующий часть итеративного процесса создания справочной таблицы вариантов осуществления настоящего изобретения. Определение данных для каждой возможной однократной плотности может быть длительным и трудоемким, и, таким образом, в некоторых вариантах осуществления для интерполяции или экстраполяции набора коэффициентов для каждого значения плотности, показанного в таблице, можно использовать итеративный процесс. На графике "spine-and-rib" 700а ось  $x$  представляет собой плотность по ближнему датчику (ближнему детектору)  $\rho_{\text{БД}}$  и ось  $y$  представляет собой плотность по дальнему датчику (дальнему детектору)  $\rho_{\text{ДД}}$ . Как отмечено выше, при  $\rho_{\text{БД}} = \rho_{\text{ДД}}$  значения представляют собой фактическую плотность и определяют линию 702 без эффекта глинистой корки для диапазона плотностей.

Как показано, первая линия 704, показывающая эффект глинистой корки, представляет собой набор измеренных плотностей для формации с плотностью 2,3 г/см<sup>3</sup>. Эта первая линия 704, показывающая эффект глинистой корки, может быть установлена из известной информации, лабораторного тестирования, моделирования и т.д. Вторая линия 706, показывающая эффект глинистой корки, представляет набор измеренных плотностей для формации с плотностью 2,1 г/см<sup>3</sup> и может быть основана на аналогичной информации. Каждая из первой линии 704 и второй линии 706, показывающих эффект глинистой корки, может представлять собой первые математические зависимости (например, полином второго порядка) на основе минимум трех точек данных.

Например, первая линия 704, показывающая эффект глинистой корки, определяется первой точкой данных 708 ( $\rho_i$ ), которая является фактической плотностью формации и, таким образом, попадает на линию 702 без эффекта глинистой корки. Инструмент измерения плотности такой формации (имеющий плотность 2,3 г/см<sup>3</sup>) может регистрировать или измерять точки данных, не попадающие на линию 702, как описано выше, из-за зазора отклонения и промывочной жидкости между инструментом и формацией. Таким образом, вторая точка данных 710 ( $\rho_i^{\text{max}}$ ) представляет максимальное соотношение  $\rho_{\text{БД}}$  к  $\rho_{\text{ДД}}$ , и третья точка данных 712 ( $\rho_i^{\text{min}}$ ) представляет минимальное соотношение  $\rho_{\text{БД}}$  к  $\rho_{\text{ДД}}$ . Из этих трех точек данных полином второго порядка (например, зависимость (1)) может быть получен для этой конкретной плотности (2,3 г/см<sup>3</sup>) формации.

Вторую линию 706, показывающую эффект глинистой корки, для формации с плотностью 2,1 г/см<sup>3</sup>, строят аналогичным образом. Таким образом, вторая линия 706, показывающая эффект глинистой корки, определяется первой точкой данных 714 ( $\rho_{(i-1)}$ ), которая является фактической плотностью формации и,

таким образом, попадает на линию 702 без эффекта глинистой корки. Инструмент измерения плотности такой формации (имеющий плотность  $2,1 \text{ г/см}^3$ ) может регистрировать или измерять точки данных, не попадающие на линию 702, как описано выше, из-за зазора отклонения и промывочной жидкости между инструментом и формацией. Таким образом, вторая точка данных 716 ( $\rho_{(i-1)}^{\text{макс}}$ ) представляет максимальное соотношение  $\rho_{\text{БД}}$  к  $\rho_{\text{ДД}}$  и третья точка данных 718 ( $\rho_{(i-1)}^{\text{мин}}$ ) представляет минимальное соотношение  $\rho_{\text{БД}}$  к  $\rho_{\text{ДД}}$ . Из этих трех точек данных, полином второго порядка (например, зависимость (1)) может быть получен для этой конкретной плотности ( $2,1 \text{ г/см}^3$ ) формации.

Точки данных 708-712, 714-718, которые используются для определения первой 704 и второй 706 линий, показывающих эффект глинистой корки, могут быть известными значениями в области знаний, моделирования, тестирования и т.д. Однако набор точек данных для плотности между двумя линиями 704, 706 может не быть заранее известным. Таким образом, может быть сложно определить полином второго порядка или другую первую математическую зависимость для такой плотности формации. Например, как показано на фиг. 7А, третья линия 720, показывающая эффект глинистой корки, представляет собой линию для плотности формации, неизвестной заранее. Однако через итеративный процесс такой подход на основе моделирования по методу Монте-Карло для разработки набора данных точек, показывающих эффект глинистой корки, может быть выполнен в соответствии с вариантами осуществления настоящего изобретения. Например, в соответствии с некоторыми вариантами осуществления моделирование основного набора данных (например, точки данных 708-712, 714-718) по методу N-частиц Монте-Карло (MCNP) с последующим применением схемы интерполяции может выполняться для разработки полной справочной таблицы с соответствующими линиями, показывающими эффект глинистой корки, с плотностью формаций.

Это иллюстративно показано третьей линией 720, показывающей эффект глинистой корки. Поскольку линия 702 без эффекта глинистой корки может быть определена посредством известного базового набора данных, первую точку данных 722 ( $\rho$ ) можно легко идентифицировать при целевой плотности формации (например,  $2,2 \text{ г/см}^3$ ) для интерполяции. Затем можно проецировать эти первые точки данных 722 с образованием третьей линии 720, показывающей эффект глинистой корки. Максимальное значение, представленное второй точкой данных 724 ( $\rho^{\text{макс}}$ ) третьей линии 720, показывающей эффект глинистой корки, может быть выбрано на основании зависимости между второй точкой данных 710 первой линии 704, показывающей эффект глинистой корки, и второй точкой данных 716 второй линии 706 (например, аналогично определению первой точки данных 722 третьей линии 720, показывающей эффект глинистой корки). Аналогичным образом, минимальное значение, представленное третьей точкой данных 726 ( $\rho^{\text{мин}}$ ) третьей линии 720, показывающей эффект глинистой корки, может быть выбрано на основании зависимости между третьей точкой данных 712 первой линии 704, показывающей эффект глинистой корки, и третьей точкой данных 718 второй линии 706, показывающей эффект глинистой корки. С этими тремя интерполированными точками данных 722-726 можно получить полином второго порядка, представляющий третью линию 720, показывающую эффект глинистой корки, а коэффициенты могут быть заполнены в справочной таблице (например, см. таблицу). Следует отметить, что линия, соединяющая вторые точки данных 710, 724, 716, может определять максимальную границу области единства (например, 604 на фиг. 6В), и линия, соединяющая третьи точки данных 712, 726, 718, может определять минимальную границу области единства.

В целом, для каждой линии, показывающей эффект глинистой корки, получают первую точку при условии, что  $\rho_{\text{БД}} = \rho_{\text{ДД}} = \rho$  на пересечении линии без эффекта глинистой корки и линии, показывающей эффект глинистой корки. Вторая и третья точки представляют собой конечные точки линии, показывающей эффект глинистой корки. Для вычисления положения конечных точек авторы рассчитывают их координаты вдоль осей  $\rho_{\text{БД}}$  и  $\rho_{\text{ДД}}$ . Для линии, показывающей эффект глинистой корки, не имеющей инфорации, координаты левой конечной точки вычисляют посредством линейной интерполяции между левыми концевыми точками соседних основных линий, показывающих эффект глинистой корки (см. фиг. 7А). То же самое выполняется для определения координат правой конечной точки линии, показывающей эффект глинистой корки. Весь алгоритм расчета точек линии, показывающей эффект глинистой корки, представлен уравнениями (2) - (7):

$$\rho_{БД} = \rho \quad (2)$$

$$\rho_{ДД} = \rho \quad (3)$$

$$\rho_{БД}^{\text{мин}} = \frac{\rho_{i,БД}^{\text{мин}} - \rho_{i-1,БД}^{\text{мин}}}{\rho_{i,БД} - \rho_{i-1,БД}} \cdot (\rho_{БД} - \rho_{i-1,БД}) + \rho_{i-1,БД}^{\text{мин}} \quad (4)$$

$$\rho_{ДД}^{\text{мин}} = \frac{\rho_{i,ДД}^{\text{мин}} - \rho_{i-1,ДД}^{\text{мин}}}{\rho_{i,ДД} - \rho_{i-1,ДД}} \cdot (\rho_{ДД} - \rho_{i-1,ДД}) + \rho_{i-1,ДД}^{\text{мин}} \quad (5)$$

$$\rho_{БД}^{\text{макс}} = \frac{\rho_{i,БД}^{\text{макс}} - \rho_{i-1,БД}^{\text{макс}}}{\rho_{i,БД} - \rho_{i-1,БД}} \cdot (\rho_{БД} - \rho_{i-1,БД}) + \rho_{i-1,БД}^{\text{макс}} \quad (6)$$

$$\rho_{ДД}^{\text{макс}} = \frac{\rho_{i,ДД}^{\text{макс}} - \rho_{i-1,ДД}^{\text{макс}}}{\rho_{i,ДД} - \rho_{i-1,ДД}} \cdot (\rho_{ДД} - \rho_{i-1,ДД}) + \rho_{i-1,ДД}^{\text{макс}} \quad (7)$$

Уравнения (2), (3) используют для установления первой точки линии, показывающей эффект глинистой корки, в частности точки, в которой  $\rho_{БД} = \rho_{ДД} = \rho$ , и, таким образом, представляет собой точку на линии без эффекта глинистой корки, а также равно фактической плотности формации. Уравнения (4), (5) используют для установления минимальной (левой) конечной точки заданной линии, показывающей эффект глинистой корки, а уравнения (6), (7) используют для установления максимальной (правой) конечной точки данной линии, показывающей эффект глинистой корки. На фиг. 7В показано уравнение (6), а на фиг. 7С - уравнение (7).

В примере не имеющего ограничительного характера варианта осуществления настоящего описания справочная таблица создана из набора базовых точек данных, которые используют для создания основных линий, показывающих эффект глинистой корки. Для построения линий, показывающих эффект глинистой корки, для целевой плотности формации предполагается, что существуют основные линии М, показывающие эффект глинистой корки, полученные из базового набора данных. В этом примере основные плотности могут именоваться как  $\rho_1, \rho_2, \rho_3, \dots, \rho_M$ . Возможно, что некоторые из целевых плотностей формации будут находиться в интервале между двумя известными основными плотностями (например, между  $\rho_{(i-1)}$  и  $\rho_i$ ). В этом примере  $\rho$  может представлять собой одну из этих целевых плотностей, которые находятся между основными линиями, показывающими эффект глинистой корки. Линию, показывающую эффект глинистой корки, соответствующую целевой плотности, равной  $\rho$ , строят с использованием полиномиальной зависимости второго порядка или другой первой математической зависимости с любыми тремя точками, принадлежащими линии, показывающей эффект глинистой корки, для определения такой полиномиальной или первой математической зависимости. Эти три точки обеспечивают получение уравнения наилучшего соответствия и, таким образом, идентификацию линии, показывающей эффект глинистой корки, которая включает целевую плотность  $\rho$ .

Для данной целевой плотности  $\rho$ , которая попадает между двумя известными линиями, показывающими эффект глинистой корки, первая точка может быть получена при условии, что  $\rho_{БД} = \rho_{ДД} = \rho$  на пересечении линии без эффекта глинистой корки и целевой линии, показывающей эффект глинистой корки. В этом не имеющем ограничительного характера примере вторая и третья точки представляют собой конечные точки целевой линии, показывающей эффект глинистой корки (например, концевые точки, ограничивающие область единства). Для вычисления положения конечных точек вычисляют координаты таких линий, показывающих эффект глинистой корки, вдоль осей  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ . Плотность по ближайшему датчику правой конечной точки вторичной/целевой линии, показывающей эффект глинистой корки, (например, интерполированная линия, показывающая эффект глинистой корки), рассчитывают посредством линейной интерполяции между правыми конечными точками ближнего датчика соседних или смежных основных линий, показывающих эффект глинистой корки. То же самое выполняется для определения плотности по дальнему датчику правой конечной точки вторичной линии, показывающей эффект глинистой корки. Таким образом, можно вычислить правую конечную точку (как  $\rho_{БД}$ , так и  $\rho_{ДД}$ ) целевой линии, показывающей эффект глинистой корки. Для определения левой конечной точки (как  $\rho_{БД}$ , так и  $\rho_{ДД}$ ) вторичной линии, показывающей эффект глинистой корки, допускается применение аналогичного процесса. Согласно этому примеру при наличии как левой, так и правой конечных точек и точки на линии без эффекта глинистой корки полиномиальная зависимость второго порядка для целевой/вторичной линии, показывающей эффект глинистой корки, может быть определена для плотности  $\rho$ .

Описанный выше способ был определен по существу как функциональный и рабочий для различных растворов. Например, для одной и той же формации с различными системами промывки линии, показывающей эффект глинистой корки, по существу одинаковы. Например, как баритовый раствор с высоким содержанием  $\text{Pc}$ , так и кальцитовый раствор с низким содержанием  $\text{Pc}$  имеют значения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ , которые остаются на одной линии без эффекта глинистой корки. Таким образом, описанный выше способ создания справочной таблицы на основе процесса "spine-and-rib" можно применять для одной систе-

мы промывки, а затем к любой скважинной системе промывки, поскольку конкретный раствор не оказывает существенного влияния на измерения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  и определения соответствующих линий, показывающих эффект глинистой корки, и линий без эффекта глинистой корки. Иными словами, способ получения справочной таблицы из процесса "spine-and-rib", описанного в настоящем документе, не зависит от бурового раствора.

С помощью данных, полученных в вышеуказанных процессах, можно использовать алгоритм для скважинного применения для определения плотности формаций в скважинных операциях. Таким образом, во время буровой или иной скважинной операции возможно получение и обработка данных каротажа для определения линии, показывающей эффект глинистой корки, графика "spine-and-rib" и извлечение плотности формации. Данные каротажа могут включать данные гамма-каротажа, которые основаны на источнике, проецирующем энергии гамма-излучения в формацию, и два детектора, разделенные по оси вдоль инструмента, который регистрирует отражения описанной выше энергии. Допускается сравнение данных, например, с областью единства такой схемы "spine-and-rib". На основании положения полученной/измеренной плотности  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  можно определить, попадает ли такое измерение в область единства, и на основании этого можно получить плотность формации.

В приложении применяемый алгоритм на основе схемы "spine-and-rib" может привести к одному из двух математических способов. Выбор математического способа зависит от положения измеренных значений плотности ( $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ ) на схеме "spine-and-rib". Если полученные точки данных находятся в пределах области единства, можно использовать 1D-способ или же 2D-способ, когда точка (точки) данных находятся за пределами области единства, как описано в настоящем документе.

На фиг. 8 показан процесс 800 определения плотности формации в соответствии с вариантом осуществления настоящего описания. Процесс 800 может выполняться в скважине в режиме реального времени с использованием скважинных компонентов, включая инструмент измерения плотности и скважинные компоненты обработки. Скважинные компоненты обработки могут включать в себя запоминающее устройство или другое устройство хранения информации, относящейся к схеме "spine-and-rib" и/или справочной таблице коэффициентов, связанных с различными плотностями формаций, как описано выше. В некоторых вариантах осуществления обработка и определение плотности, полученные в результате процесса 800, могут быть выполнены в скважине в режиме реального времени. В других вариантах осуществления допускается получение информации о плотности (например, точки данных) в скважине и либо хранение и обработка позже и/или передача на поверхность для обработки на поверхности. В некоторых таких вариантах осуществления обработка и/или информация, относящиеся к справочной таблице и/или схеме "spine-and-rib", могут храниться на наземном устройстве и/или в месте, удаленном от места проведения буровой операции. В любом случае собираемые данные о плотности получают, а затем обрабатывают с учетом схемы "spine-and-rib" и/или справочной таблицы.

В блоке 802 для получения информации о плотности используют скважинный инструмент, включая ближний датчик плотности ( $\rho_{БД}$ ) и дальний датчик плотности ( $\rho_{ДД}$ ). Скважинный инструмент включает в себя по меньшей мере источник гамма-излучения, выполненный с возможностью излучения гамма-излучения в формацию. В осевом направлении от источника расположен первый (ближний) детектор или датчик, выполненный с возможностью обнаружения отражения гамма-излучения, отражающегося от формации (или стенки скважины), и второй (дальний) детектор или датчик, выполненный с возможностью обнаружения отражения гамма-излучения, отражающегося от формации. Первый и второй детекторы расположены на разных расстояниях от источника, причем первый детектор в осевом направлении расположен ближе к источнику, чем второй детектор. Таким образом, в блоке 802 скважинный инструмент получает два измерения плотности формации: плотность по ближнему датчику ( $\rho_{БД}$ ) и плотность по дальнему датчику ( $\rho_{ДД}$ ).

В блоке 804 выполняется предварительная проверка, чтобы определить, являются ли измеренные значения одинаковыми/равными или нет. Если ( $\rho_{БД} = \rho_{ДД}$ ), точки данных являются одинаковыми и будут находиться на линии без эффекта глинистой корки схемы "spine-and-rib". Когда ( $\rho_{БД} \neq \rho_{ДД}$ ), оба значения равны плотности формации, и процесс 800 можно заканчивать. Два значения измерения плотности равны, если скважинный инструмент непосредственно соприкасается с формацией (например, вдоль стенки скважины), и, таким образом, разделение жидкости отсутствует. Процесс 800 можно заканчивать с определением плотности формации ( $\rho_{БД} = \rho_{ДД} = \rho_{\text{формации}}$ ).

Однако, если два результата измерения плотности в двух детекторах отличаются ( $\rho_{БД} \neq \rho_{ДД}$ ), требуется дополнительная обработка точек данных для определения плотности формации. Соответственно, в блоке 806 выполняется размещение собранных точек данных. Допускается размещение посредством закрепления каждой из собранных точек данных на основе ( $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ ) за точкой на схеме "spine-and-rib", которая может быть построена, как описано выше.

В блоке 808 определяют, попадает ли закрепленная собранная точка (точки) данных в область единства графика "spine-and-rib". Если точка (точки) данных попадает в область единства, процесс продолжается в блоке 810, а если не попадает, процесс 800 продолжается в блоке 814.

Когда собранная точка данных попадает в область единства, в блоке 810 определяют самую близ-

кую к точке данных линию, показывающую эффект глинистой корки. Как описано выше, область единства содержит полный спектр линий, показывающих эффект глинистой корки, от минимальной до максимальной (например, как показано на фиг. 6В). Например, для каждой линии, показывающей эффект глинистой корки, вычисляют расстояние между собранной точкой данных и линией, показывающей эффект глинистой корки. Кроме того, полученное расстояние сравнивают с каждым другим полученным расстоянием. Самую близкую линию, показывающую эффект глинистой корки, выбирают в блоке 810.

В блоке 812 допускается получение плотности формации из выбранной линии, показывающей эффект глинистой корки, и связанной информации. В частности, когда в блоке 810 выбрана конкретная линия, показывающая эффект глинистой корки, может быть определена первая математическая зависимость такой выбранной линии и может быть получена плотность формации, например, из справочной таблицы (например, см. таблицу). Такая первая математическая зависимость может представлять собой полиномиальную зависимость второго порядка или другую непрерывную или кусочно-заданную функцию (например, любую подходящую одномерную функцию).

Если в блоке 808 определено, что полученная точка данных не находится в пределах области единства, определение плотности формации требует другого подхода. Например, в некоторых вариантах осуществления, если точка данных не находится в пределах области единства, плотность формации может быть получена из математической зависимости на основе значений ( $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ ), как описано в настоящем документе.

Блок 814 может включать в себя двухмерный алгоритм, основанный на получении плотности формации  $\rho_{\text{формация}}$  посредством некоторой функции Fit2D в зависимости от  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ . Например, вторую математическую зависимость (например, полиномиальную третьего порядка Poly2D) можно использовать для определения плотности формации для значений, которые находятся за пределами области единства. Когда вторая математическая зависимость представляет собой полиномиальную зависимость третьего порядка, определяют коэффициенты такой полиномиальной зависимости третьего порядка для обеспечения наилучшего соответствия базовым наборам данных (т.е. одному и тому же базовому набору данных, описанному выше). Предполагается, что плотность формации  $\rho_{\text{формация}}$  зависит от  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  следующим образом:

$$\rho_{\text{формация}} = Poly2D(\rho_{БД}, \rho_{ДД}) = a + b \cdot \rho_{БД} + c \cdot \rho_{ДД} + d \cdot \rho_{БД}^2 + e \cdot \rho_{ДД}^2 + f \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД} + g \cdot \rho_{БД}^3 + h \cdot \rho_{ДД}^3 + i \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД}^2 + j \cdot \rho_{БД}^2 \cdot \rho_{ДД} \quad (8)$$

Для данного базового набора данных коэффициенты a, b, c, d, e, f, g, h, i и j можно рассчитать аналогично описанному выше способу. Подходящие для моделированных данные приведены на фиг. 9. На фиг. 9 изображен двухмерный график 900 (например, контурный график), на котором показана структура линии, показывающей эффект глинистой корки, в трех измерениях (ось x, ось y и контур/профилировка), причем ближняя плотность ( $\rho_{БД}$ ) вдоль оси x, дальняя плотность ( $\rho_{ДД}$ ) вдоль оси y и плотность формации ( $\rho_{\text{формация}}$ ) изображены как градиент и/или контур на графике 900. На графике 900 показана контурная кривая, иллюстрирующая скорректированную плотность по сравнению с плотностями ближнего и дальнего датчиков. С помощью уравнения (8) можно создать аналогичную справочную таблицу, как в вышеописанном процессе, для плотностей за пределами области единства.

С учетом вышеизложенного настоящее описание относится к обеспечению улучшенных процессов определения плотности формации. Одну или более справочных таблиц выполняют из известных данных (например, первичных данных, результатов моделирования и т.д.). Справочные таблицы коррелируют с диаграммой "spine-and-rib", которая отображает известный набор данных в виде набора известных или основных линий, показывающих эффект глинистой корки, и известной линии без эффекта глинистой корки. Во время скважинной операции, такой как бурение, гамма-излучающий инструмент или другой инструмент измерения плотности можно использовать для сбора или измерения плотности формации. На основе этого получают измеренные значения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ . Предварительную проверку выполняют с возможностью определения того, относится ли измеренная пара  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  к области единства (фиг. 6В). Если измеренные данные не попадают в область единства, то значение  $\rho_{\text{формация}}$  (например, плотность формации) получают с использованием второй математической зависимости (например, полиномиальной зависимости третьего порядка (например, уравнения (8))). Однако, если измеренные данные находятся в пределах области единства графика "spine-and-rib", допускается применение первой математической зависимости (например, полиномиальной зависимости второго порядка (например, уравнения (1))). В одном не имеющем ограничительного характера примере применения полиномиального алгоритма второго порядка получают значения всех базовых полиномов при измерении  $\rho_{БД}$ . С известным значением  $\rho_{БД}$  измеренное значение  $\rho_{ДД}$  используют для определения того, какая известная линия, показывающая эффект глинистой корки, является наиболее подходящей для измеренных данных. Затем с помощью справочной таблицы получают плотность, которая соответствует этому полиному, и такое определение используют для выделения, определения или вычисления плотности формации  $\rho_{\text{формация}}$ .

С учетом вышеизложенного некоторые варианты осуществления настоящего описания направлены на получение улучшенных данных скважинного исследования, которые собирают во время работы при

вращении. Применение информации о плотности на основе гамма-излучения с двумя измеренными значениями,  $\rho_{\text{БД}}$  и  $\rho_{\text{ДД}}$ , позволяет определить фактическую плотность формации с высокой точностью и высоким уровнем достоверности. Посредством создания справочной таблицы и схемы "spine-and-rib", когда выполняют скважинную операцию и получают две значения плотности, фактическую плотность формации можно получить из таких двух значений плотности. Варианты осуществления настоящего описания могут определять плотность формации, даже если такую плотность, как правило, трудно получить при предшествующем процессе определения.

Описанные выше способы определения плотности формации допускается выполнять в различных скважинных операциях. Например, в некоторых вариантах осуществления процессы, описанные в настоящем документе, могут быть реализованы в инструментах скважинного бурения и/или в компоновках низа бурительной колонны (КНБК) и выполнены в процессе бурения. Таким образом, плотность формации может быть вычислена в скважине в режиме реального или практически реального времени, а действия на основании такого определения могут быть выполнены в режиме реального времени или в режиме практически реального времени. В некоторых вариантах осуществления информация может быть передана на поверхность для части описанных процессов, подлежащих выполнению на поверхности, например, с использованием блока наземного каротажа или другого типа процессора/контроллера. В таких ситуациях полученная информация о плотности может быть использована оператором для контроля процесса бурения или другой скважинной операции. Кроме того, в некоторых вариантах осуществления описанные способы могут быть выполнены с использованием проводного или контрольного устройства, что может быть выполнено после завершения буровых работ или при остановке буровой операции. Специалистам в данной области следует иметь в виду, что информация о плотности может быть рассчитана, а затем на основании такой информации могут быть выполнены последующие действия, например планирование дополнительного бурения, корректировка плана бурения, создание гидроразрывов или другого плана добычи на основе плотности или т.п.

Хотя приведенное выше описание сфокусировано на подробностях нескольких ограниченных или конкретных примеров, специалистам в данной области будет понятно, что различные признаки и аспекты раскрытых процессов и/или систем могут быть изменены без отступления от объема настоящего описания. Кроме того, хотя обычно описание приводится для цели определения плотности формации, настоящее раскрытие и описанные способы можно использовать для измерения объемной плотности, (электронной) плотности, пористости формации и/или других свойств и/или характеристик формации, которые прямо или косвенно относятся к плотности формации.

В отношении раскрытых способов, хотя описанное выше моделирование по методу Монте-Карло относится к определению набора данных линии, показывающей эффект глинистой корки, можно использовать различные другие способы без отступления от объема настоящего описания. Например, детерминированный расчет прохождения излучения может быть использован в качестве альтернативы и/или в комбинации с моделированием по методу Монте-Карло. Дополнительно или взамен могут быть использованы другие (например, детерминированные) способы моделирования и/или способы на основе лабораторных измерений и/или могут быть использованы полевые измерения для создания основных линий, показывающих эффект глинистой корки, настоящего описания. Таким образом, следует понимать, что представленные выше примеры процессов и способов предназначены для иллюстративных и пояснительных целей и не предназначены для ограничения.

Кроме того, несмотря на то, что линии, показывающие эффект глинистой корки, и область единства, описанные выше, основаны на конкретном полиномиальном примере второго порядка, предпочтительные зависимости не должны ограничиваться конкретными описанными примерами. Например, для представления линий, показывающих эффект глинистой корки, можно использовать любую подходящую одномерную непрерывную или кусочно-заданную функцию. Аналогичным образом, для представления зависимости между объемной плотностью и двумя кажущимися плотностями можно использовать любую подходящую двумерную непрерывную или кусочно-заданную функцию. Следует понимать, что наилучшие подходящие зависимости могут быть в форме функций, содержащих экспоненциальный член (члены), логарифмический член (члены) и т.п. В соответствии с вариантами осуществления настоящего описания линии, показывающие эффект глинистой корки, и область единства могут быть по существу определены первой математической зависимостью, а информация о плотности за пределами такой определенной области может быть получена с использованием второй математической зависимости, отличающейся от первой математической зависимости. Математические зависимости могут включать в себя, без ограничений, непрерывные или кусочно-заданные функции, включая члены полиномов и полиномов высшего порядка, рациональные, тригонометрические, экспоненциальные, квадратные или более высокие корневые или логарифмические зависимости. Таким образом, специалистам в данной области следует иметь в виду, что настоящее описание не ограничено представленными примерами и что такие примеры представлены для пояснительных и иллюстративных целей.

Кроме того, хотя в описании использована справочная таблица для оценки плотности формации в скважинной операции, такая конкретная операция не ограничивается ею. В этой конфигурации использование справочной таблицы может обеспечить экономию ресурсов микропроцессора в скважине. Одна-

ко в других вариантах осуществления расчет в реальном времени может быть выполнен для расчета коэффициентов линии, показывающей эффект глинистой корки. В этой конфигурации может быть увеличена мощность обработки или нагрузка на ресурсы скважинного микропроцессора, может быть уменьшена память для запоминающего устройства. Таким образом, существует компромисс между активным вычислением в скважине (например, меньшая потребность в запоминающем устройстве) и справочной таблицей (например, меньшая потребность в обработке).

Ниже приведены некоторые варианты осуществления вышеприведенного описания.

Вариант осуществления 1. Способ определения плотности скважинной формации, включающий:

получение первых данных о плотности ( $\rho_{БД}$ ) с использованием ближнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений сигнала, переданного в скважинную формацию;

получение вторых данных о плотности ( $\rho_{ДД}$ ) с использованием дальнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений передаваемого сигнала из скважинной формации, при этом дальний детектор расположен на большем расстоянии от источника, чем ближний детектор; а также

определение того, попадает ли измеренная точка данных на основе  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  в область единства графика "spine-and-rib"; если измеренная точка данных попадает в область единства, определение плотности формации определяют посредством первичной математической зависимости, а если измеренная точка данных не попадает в область единства, определение плотности формации определяют посредством вторичной математической зависимости, отличной от первичной математической зависимости.

Вариант осуществления 2. Способ в соответствии с любым предшествующим вариантом осуществления, дополнительно включающий выполнение направления бурения на основе определенной плотности формации.

Вариант осуществления 3. Способ в соответствии с любым предшествующим вариантом осуществления, в котором плотность формации рассчитывают скважинным инструментом, метод, дополнительно включающий выполнение буровой операции, причем  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  получают во время указанной буровой операции.

Вариант осуществления 4. Способ в соответствии с любым предшествующим вариантом осуществления, дополнительно включающий:

вычисление точки, показывающей влияние глинистой корки, на основе  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  и откладывание вычисленной точки, показывающей влияние глинистой корки, на графике "spine-and-rib";

определение пересечения вычисленной линии, показывающей влияние глинистой корки, и линии без влияния глинистой корки, на графике "spine-and-rib", при этом линия без влияния глинистой корки представляет собой линию плотности, где  $\rho_{БД} = \rho_{ДД}$ ;

определение плотности формации на основе пересечения и

выполнение направления бурения на основе определенной плотности формации.

Вариант осуществления 5. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором первая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости второго порядка:

$$\rho_{ДД} = a * \rho_{БД} * \rho_{БД} + b * \rho_{БД} + c,$$

где a, b и c представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости второго порядка.

Вариант осуществления 6. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий определение плотности формации из справочной таблицы на основе коэффициентов, которые лучше всего подходят для измерения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ .

Вариант осуществления 7. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий передачу расчетной плотности формации на поверхность.

Вариант осуществления 8. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором вторая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости третьего порядка:

$$\rho_{\text{формация}} = a + b \cdot \rho_{БД} + c \cdot \rho_{ДД} + d \cdot \rho_{БД}^2 + e \cdot \rho_{ДД}^2 + f \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД} + g \cdot \rho_{БД}^3 + h \cdot \rho_{ДД}^3 + i \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{БД}^2 + j \cdot \rho_{БД}^2 \cdot \rho_{ДД},$$

где  $\rho_{\text{формация}}$  представляет собой плотность формации;

a, b, c, d, e, f, g, h, i и j представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости третьего порядка.

Вариант осуществления 9. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий:

установление начальной информации модели инструмента и известной информации о плотности;

генерирование набора ответов  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  известных данных для формирования основных линий, показывающих эффект глинистой корки;

генерирование набора вторых математических зависимостей на основе основных линий, показывающих эффект глинистой корки; и

создание справочной таблицы на основе основных линий, показывающих эффект глинистой корки и определение области единства на основе справочной таблицы.

Вариант осуществления 10. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий:

по меньшей мере одну интерполированную или экстраполированную дополнительные линии, показывающие эффект глинистой корки, от основных линий, показывающих эффект глинистой корки; и создание справочной таблицы, имеющей как данные основных линий, показывающих эффект глинистой корки, так и интерполированные или экстраполированные дополнительные линии, показывающие эффект глинистой корки.

Вариант осуществления 11. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором область единства определяется на основе смоделированных данных.

Вариант осуществления 12. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором смоделированные данные получают с использованием моделирования по методу Монте-Карло.

Вариант осуществления 13. Способ определения плотности скважинной формации, включающий: генерирование данных скважинного инструмента, используемого для измерения плотности скважинной формации;

генерирование необходимых данных, содержащих информацию о значениях отклонения, удельном весе бурового раствора и диапазоне потенциальных плотностей формации;

использование данных инструмента и необходимых данных, генерирование набора ответов ближнего и дальнего детекторов;

генерирование набора основных точек, показывающих эффект глинистой корки, графика "spine-and-rib" на основе набора ответов;

получение набора первых математических зависимостей на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки;

определение области единства графика "spine-and-rib" на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки; и

генерирование справочной таблицы на основе набора первых математических зависимостей.

Вариант осуществления 14. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий:

измерение плотности формации первым датчиком  $\rho_{БД}$  и плотности формации вторым датчиком  $\rho_{ДД}$  с использованием ближнего и дальнего детектора соответственно;

определение плотности формации из измеренной первой плотности формации  $\rho_{БД}$  и измеренной второй плотности формации  $\rho_{ДД}$  на основании по меньшей мере одной из диаграмм "spine-and-rib" и справочной таблицы, когда измеренная первая плотность формации  $\rho_{БД}$  и измеренная вторая плотность формации  $\rho_{ДД}$  попадают в область единства.

Вариант осуществления 15. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий:

определение того, не попадает ли измеренная первая плотность формации  $\rho_{БД}$  и измеренная вторая плотность формации  $\rho_{ДД}$  в область единства; и

определение плотности формации из второй математической зависимости с использованием измеренной первой плотности формации  $\rho_{БД}$  и измеренной второй плотности формации  $\rho_{ДД}$ , причем вторая математическая зависимость отличается от первой математической взаимосвязи.

Вариант осуществления 16. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором первая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости второго порядка:

$$\rho_{ДД} = a * \rho_{БД} * \rho_{БД} + b * \rho_{БД} + c,$$

где a, b и c представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости второго порядка.

Вариант осуществления 17. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, дополнительно включающий определение плотности формации из справочной таблицы на основе коэффициентов, которые лучше всего подходят для измерения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ .

Вариант осуществления 18. Способ согласно любому предшествующему варианту осуществления, в котором вторая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости третьего порядка:

$$\rho_{\text{формация}} = a + b \cdot \rho_{БД} + c \cdot \rho_{ДД} + d \cdot \rho_{БД}^2 + e \cdot \rho_{ДД}^2 + f \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД} + g \cdot \rho_{БД}^3 + h \cdot \rho_{ДД}^3 + i \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ЛС}^2 + j \cdot \rho_{БД}^2 \cdot \rho_{ДД},$$

где  $\rho_{\text{формация}}$  представляет собой плотность формации;

a, b, c, d, e, f, g, h, i и j представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости третьего порядка.

Вариант осуществления 19. Способ в соответствии с любым предшествующим вариантом осуществления, дополнительно включающий выполнение направление бурения на основе определенной плотности формации.

Вариант осуществления 20. Способ в соответствии с любым предшествующим вариантом осуществ-

вления, в котором плотность формации рассчитывают скважинным инструментом, метод, дополнительно включающий выполнение буровой операции, причем  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  получают во время указанной буровой операции.

Использование форм единственного и множественного числа и аналогичных отсылок в контексте описания настоящего изобретения (особенно в контексте представленной ниже формулы изобретения) следует понимать как охватывающее как единственное, так и множественное число, если в настоящем документе не указано иное или если это явно не противоречит контексту. Кроме того, следует также отметить, что термины "первый", "второй" и т.п. в настоящем документе не означают какой-либо порядок, количество или важность, а использованы для различения одного элемента от другого. Определения "около" и/или "по существу", используемые в связи с каким-либо количеством или свойством, включают указанную величину и имеют значение, определяемое контекстом (например, включают степень ошибки, связанной с измерением определенного количества или свойства).

Идеи, представленные в настоящем раскрытии, можно использовать в множестве разнообразных скважинных операций. Эти операции могут включать использование одного или более средств обработки для обработки пласта, флюидов, постоянно находящихся в пласте, ствола скважины и/или оборудования в стволе скважины, такого как эксплуатационные насосно-компрессорные трубы. Средства обработки могут находиться в форме жидкостей, газов, твердых веществ, полутвердых веществ и их смесей. Иллюстративные средства обработки включают в себя, без ограничений, флюиды для гидроразрыва, кислоты, пар, воду, солевой раствор, антикоррозионные средства, цемент, модификаторы проницаемости, буровые растворы, эмульгаторы, деэмульгаторы, индикаторы, противотурбулентные присадки и т.п. Иллюстративные скважинные работы включают, без ограничений, гидравлический разрыв пласта, интенсификацию, введение индикаторов, очистку, кислотную обработку, нагнетание пара, заводнение, цементование и т.п.

Хотя в настоящем описании приведены ссылки на пример осуществления или примеры осуществления, специалистам в данной области будет понятно, что допускается внесение различных изменений и замена отдельных элементов на эквивалентные без отступления от объема настоящего описания. Кроме того, допускается внесение множества модификаций для адаптации сущности настоящего описания к конкретной ситуации или материалу без отступления от его существенного объема. Таким образом, предполагается, что настоящее описание не ограничивается конкретным вариантом осуществления, раскрытым как наилучший вариант реализации, предусмотренный для осуществления настоящего описания, но предполагается, что настоящее описание включает в себя все варианты осуществления, входящие в объем формулы изобретения. Кроме того, в графических материалах и описании раскрыты примеры осуществления настоящего раскрытия, и, хотя могли быть использованы конкретные термины, если не указано иное, они используются только в общем и описательном смысле, а не в целях ограничения, и, таким образом, их применение не приводит к ограничению объема настоящего раскрытия.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

### 1. Способ определения плотности скважинной формации, включающий:

получение первых данных о плотности ( $\rho_{БД}$ ) с использованием ближнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений сигнала, переданного в скважинную формацию;

получение вторых данных о плотности ( $\rho_{ДД}$ ) с использованием дальнего детектора, выполненного с возможностью обнаружения отражений передаваемого сигнала из скважинной формации, при этом дальний детектор расположен на большем расстоянии от источника, чем ближний детектор; и

определение того, попадает ли измеренная точка данных на основе  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  в область единства графика "spine-and-rib" для учета влияния глинистой корки на показания двухзондового плотностного каротажа ("spine-and-rib"), содержащего линии, показывающие эффект глинистой корки, предварительно полученные посредством моделирования и/или на основе лабораторных измерений и/или полевых измерений, где указанная область единства представляет собой область, ограниченную линиями, показывающими эффект глинистой корки, соответствующими наибольшим и наименьшим плотностям, и набором точек, соответствующим левому и правому концам линий, показывающих эффект глинистой корки;

если измеренная точка данных попадает в область единства, плотность формации определяют посредством первой математической зависимости, и

если измеренная точка данных не попадает в область единства, плотность формации определяют посредством второй математической зависимости, отличной от первой математической зависимости.

2. Способ по п.1, дополнительно включающий выполнение направленного бурения на основе определенной плотности формации.

3. Способ по п.2, в котором плотность формации рассчитывают скважинным инструментом, способ, дополнительно включающий выполнение буровой операции, причем  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  получают во время указанной буровой операции.

4. Способ по п.1, дополнительно включающий:

вычисление линии, показывающей влияние глинистой корки, на основе  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  и построение вы-

численной линии, показывающей влияние глинистой корки, на графике "spine-and-rib";

определение пересечения вычисленной линии, показывающей влияние глинистой корки, и линии без влияния глинистой корки на графике "spine-and-rib", при этом линия без влияния глинистой корки представляет собой линию плотности, где  $\rho_{БД}$  - определение плотности формации на основе пересечения; выполнение направленного бурения на основе определенной плотности формации.

5. Способ по п.1, в котором первая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости второго порядка:

$$\rho_{ДД} = a * \rho_{БД} * \rho_{БД} + b * \rho_{БД} + c$$

где a, b и c представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости второго порядка.

6. Способ по п.5, дополнительно включающий определение плотности формации из справочной таблицы на основе коэффициентов, которые лучше всего подходят для измерения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ .

7. Способ по п.1, дополнительно включающий передачу расчетной плотности формации на поверхность.

8. Способ по п.1, в котором вторая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости третьего порядка:

$$\rho_{\text{формация}} = a + b \cdot \rho_{БД} + c \cdot \rho_{ДД} + d \cdot \rho_{БД}^2 + e \cdot \rho_{ДД}^2 + f \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД} + g \cdot \rho_{БД}^3 + h \cdot \rho_{ДД}^3 + i \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД}^2 + j \cdot \rho_{БД}^2 \cdot \rho_{ДД}$$

где  $\rho_{\text{формация}}$  представляет собой плотность формации;

a, b, c, d, e, f, g, h, i и j представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости третьего порядка.

9. Способ по п.1, дополнительно включающий:

установление начальной информации модели инструмента и известной информации о плотности;

генерирование набора ответов  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  известных данных для формирования основных линий, показывающих эффект глинистой корки;

генерирование набора вторых математических зависимостей на основе основных линий, показывающих эффект глинистой корки; и

создание справочной таблицы на основе основных линий, показывающих эффект глинистой корки, и определение области единства на основе справочной таблицы.

10. Способ по п.9, дополнительно включающий:

по меньшей мере одну интерполированную или экстраполированную дополнительную линию, показывающую эффект глинистой корки от основных линий, показывающих эффект глинистой корки; и

создание справочной таблицы, имеющей как данные основных линий, показывающих эффект глинистой корки, так и интерполированные или экстраполированные дополнительные линии, показывающие эффект глинистой корки.

11. Способ по п.1, в котором область единства определяют на основе смоделированных данных.

12. Способ по п.11, в котором смоделированные данные получают с использованием моделирования по методу Монте-Карло.

13. Способ определения плотности скважинной формации, включающий:

генерирование данных скважинного инструмента, используемого для измерения плотности скважинной формации;

генерирование необходимых данных, содержащих информацию о значениях отклонения, удельном весе бурового раствора и диапазоне потенциальных плотностей формации;

использование данных инструмента и необходимых данных;

генерирование набора ответов ближнего и дальнего детекторов;

генерирование набора основных точек, показывающих эффект глинистой корки, графика "spine-and-rib" на основе набора ответов;

получение набора первых математических зависимостей на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки;

определение области единства графика "spine-and-rib" на основе основных точек, показывающих эффект глинистой корки, ограниченной линиями, показывающими эффект глинистой корки, соответствующими наибольшим и наименьшим плотностям, и набором точек, соответствующим левому и правому концам линий, показывающих эффект глинистой корки;

генерирование справочной таблицы на основе набора первых математических зависимостей;

измерение плотности формации первым датчиком  $\rho_{БД}$  и плотности формации вторым датчиком  $\rho_{ДД}$  с использованием ближнего и дальнего детекторов соответственно;

определение того, не попадает ли измеренная первая плотность формации  $\rho_{БД}$  и измеренная вторая плотность формации  $\rho_{ДД}$  в область единства;

определение плотности формации из измеренной первой плотности формации  $\rho_{БД}$  и измеренной второй плотности формации  $\rho_{ДД}$  на основании по меньшей мере одной из диаграмм "spine-and-rib" и

справочной таблицы, когда измеренная первая плотность формации  $\rho_{БД}$  и измеренная вторая плотность формации  $\rho_{ДД}$  попадают в область единства; и

определение плотности формации из второй математической зависимости с использованием измеренной первой плотности формации  $\rho_{БД}$  и измеренной второй плотности формации  $\rho_{ДД}$ , когда измеренная первая плотность формации  $\rho_{БД}$  и измеренная вторая плотность формации  $\rho_{ДД}$  не попадают в область единства, причем вторая математическая зависимость отличается от первой математической взаимосвязи.

14. Способ по п.13, в котором первая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости второго порядка:

$$\rho_{ДД} = a * \rho_{БД} * \rho_{БД} + b * \rho_{БД} + c$$

где a, b и c представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости второго порядка.

15. Способ по п.14, дополнительно включающий определение плотности формации из справочной таблицы на основе коэффициентов, которые лучше всего подходят для измерения  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$ .

16. Способ по п.13, в котором вторая математическая зависимость имеет форму полиномиальной зависимости третьего порядка:

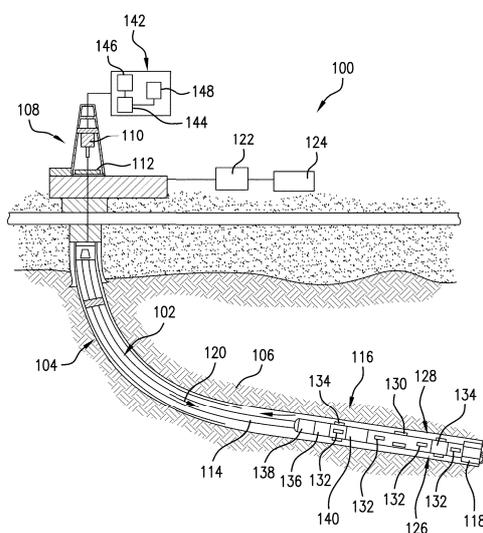
$$\rho_{\text{формация}} = a + b \cdot \rho_{БД} + c \cdot \rho_{ДД} + d \cdot \rho_{БД}^2 + e \cdot \rho_{ДД}^2 + f \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД} + g \cdot \rho_{БД}^3 + h \cdot \rho_{ДД}^3 + i \cdot \rho_{БД} \cdot \rho_{ДД}^2 + j \cdot \rho_{БД}^2 \cdot \rho_{ДД}$$

где  $\rho_{\text{формация}}$  представляет собой плотность формации;

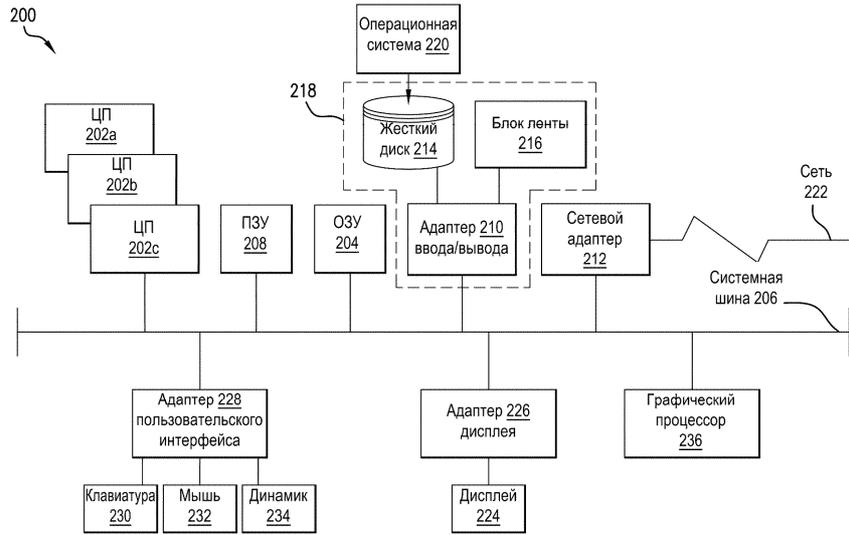
a, b, c, d, e, f, g, h, i и j представляют собой коэффициенты каждой полиномиальной зависимости третьего порядка.

17. Способ по п.13, дополнительно включающий выполнение направленного бурения на основе определенной плотности формации.

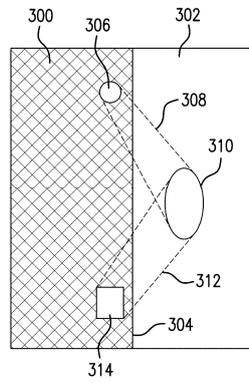
18. Способ по п.13, в котором плотность формации рассчитывают скважинным инструментом, способ, дополнительно включающий выполнение буровой операции, причем  $\rho_{БД}$  и  $\rho_{ДД}$  получают во время указанной буровой операции.



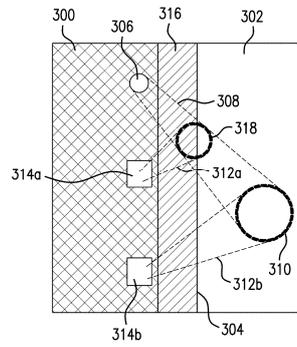
Фиг. 1



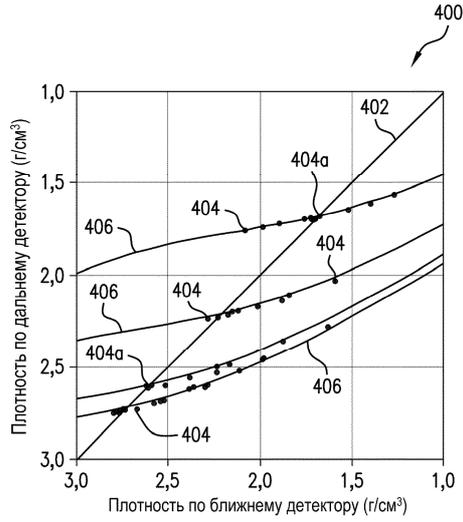
Фиг. 2



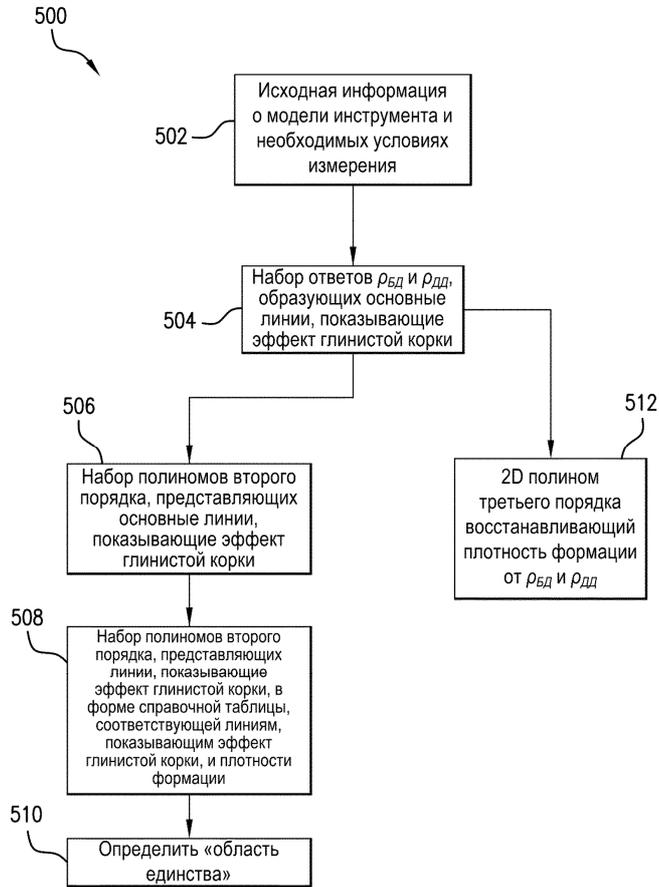
Фиг. 3А



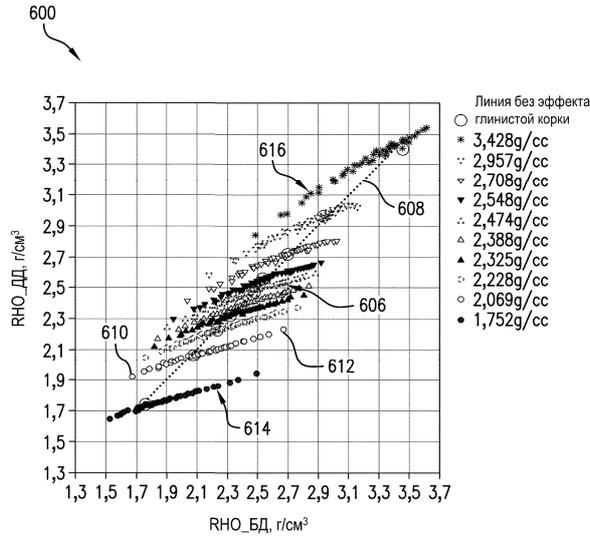
Фиг. 3В



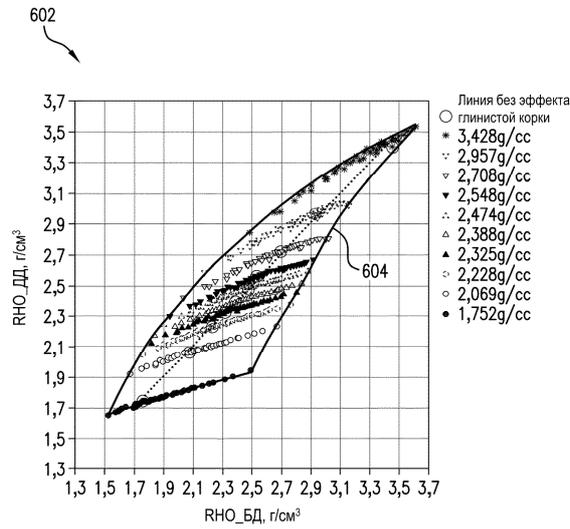
Фиг. 4



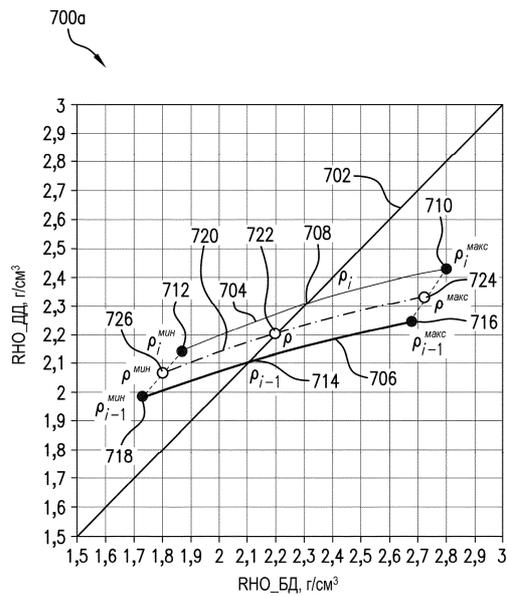
Фиг. 5



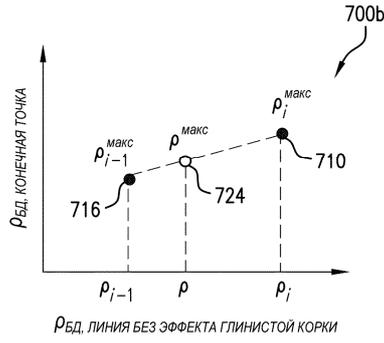
Фиг. 6А



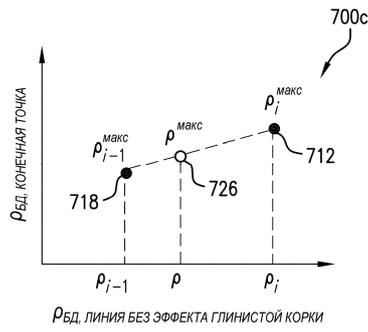
Фиг. 6В



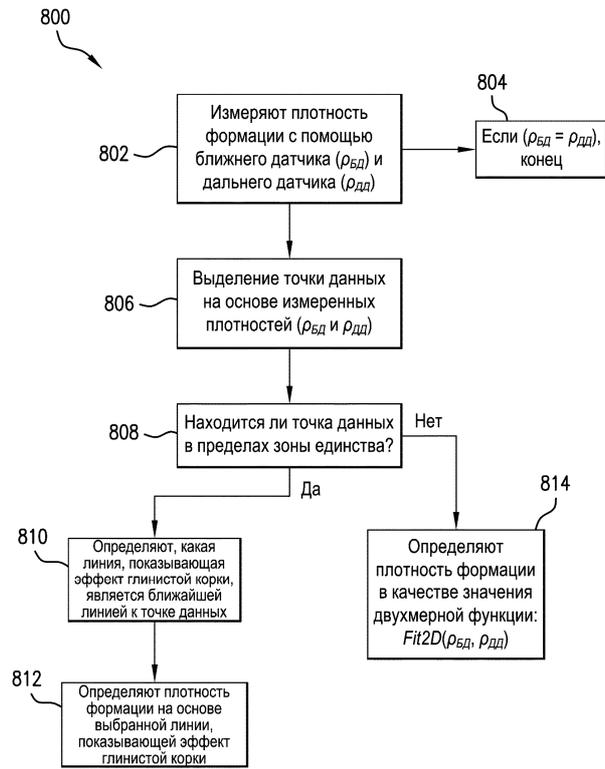
Фиг. 7А



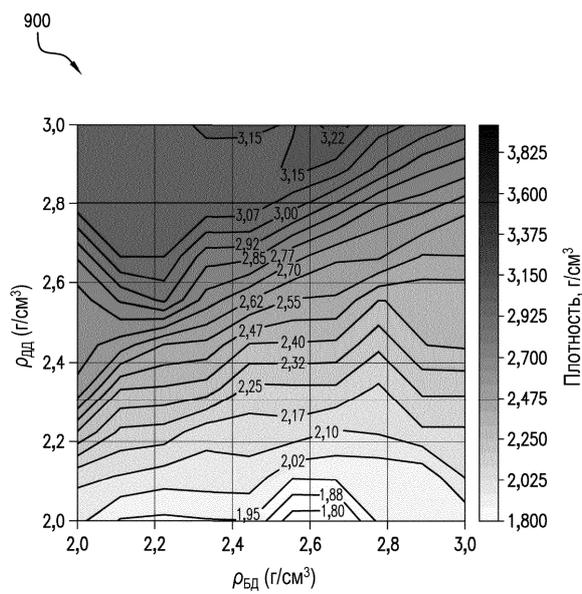
Фиг. 7В



Фиг. 7С



Фиг. 8



Фиг. 9

