

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201591552** (13) **A1**

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

(43) Дата публикации заявки
2016.02.29

(51) Int. Cl. **E21B 47/026** (2006.01)
E21B 47/09 (2012.01)
E21B 7/04 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2014.02.18

(54) **ИЗМЕРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙТРОННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

(31) **61/766,825; 61/766,823; 61/766,826**

(32) **2013.02.20**

(33) **US**

(86) **PCT/CA2014/000118**

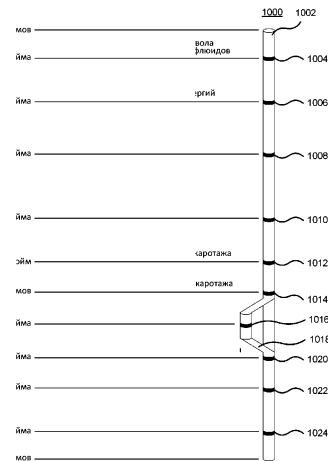
(87) **WO 2014/127453 2014.08.28**

(71) Заявитель:
РОУК ТЕХНОЛОДЖИС ЛТД. (CA)

(72) Изобретатель:
Краммер Германн (CA)

(74) Представитель:
**Лыу Т.Н., Угрюмов В.М., Дементьев
В.Н., Глухарёва А.О., Карпенко
О.Ю., Ключкин В.А., Строкова О.В.,
Христофоров А.А. (RU)**

(57) Измерительное устройство, предназначенное в первую очередь для использования в стволе скважины, содержит нейтронный источник, расположенный внутри корпуса, и нейтронный детектор, расположенный внутри этого корпуса. По меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора смещен от продольной оси вращения. Смещенный относительно оси нейтронный источник или нейтронный детектор дает возможность проведения измерений направленного действия в отношении пластов, окружающих ствол скважины, при вращении устройства в стволе скважины.



201591552

A1

A1

201591552

ИЗМЕРЕНИЯ НАПРАВЛЕННОГО ДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙТРОННЫХ ИСТОЧНИКОВ

ОПИСАНИЕ

Область техники

Настоящее изобретение относится к измерениям направленного действия в стволе скважины и, в частности, к измерениям направленного действия в стволе скважины на основе информации, полученной с помощью нейтронных источников.

Уровень техники

Для определения характеристик пластов, окружающих ствол скважины, могут быть использованы устройства для скважинных измерений, обычно применяемые в скважинах, которые бурят с целью добычи природных ресурсов, таких как углеводороды, из пластов, окружающих ствол скважины. В устройствах для скважинных измерений могут применяться разные типы измерений, например устройство для скважинных измерений может осуществлять гамма-каротаж, каротаж по тепловым нейтронам, каротаж сопротивления и другие типы измерений.

На фиг. 1 проиллюстрировано использование устройства для скважинных измерений с целью определения характеристик пластов в существующем вертикальном стволе скважины. Как показано, пробуренный ствол 102 скважины проходит через множество пластов 104a, 104b, 104c, 104d, 104e. Для определения одной или нескольких характеристик пластов в ствол скважины могут спускать измерительное устройство 106. Измерительное устройство 106 может содержать, например нейтронный источник 108 и один или несколько нейтронных детекторов 110a, 110b, таких как детекторы гамма-излучения, детекторы тепловых нейтронов или детекторы надтепловых нейтронов. Характеристики по результатам измерений могут быть связаны с высотой проведения измерений в стволе скважины. Измерения в вертикальных стволах скважин могут быть проведены после или в процессе бурения ствола скважины.

Стволы скважин могут содержать горизонтально пробуренные участки. При формировании горизонтальных стволов скважин направлением бурения могут управлять для контролируемого отклонения ствола. Направление бурения могут контролировать с помощью геонавигации. Для геонавигации могут осуществлять анализ разрушаемой горной породы и/или измерения удельного сопротивления и/или

измерения естественного гамма-излучения с целью определения характеристик окружающих пластов и, следовательно, подходящего или желательного направления бурения. Анализ разрушаемой горной породы обычно подразумевает участие геолога на буровой площадке, который выполняет анализ разрушаемой породы в процессе бурения. Затем по результатам этого анализа задают направление бурения. При использовании скважинных измерений, таких как измерения удельного сопротивления и естественного гамма-излучения, для планирования траектории или структуры ствола скважины могут использовать анализ результатов этих измерений.

При геонавигации желательно иметь информацию о том, что находится перед бурильной колонной или как можно ближе к передней части бурильной колонны, и измерять характеристики пластов на как можно большем расстоянии от бурового долота. Для обеспечения информации о направлении необходимо иметь возможность осуществлять измерения в радиальном направлении относительно бурильной колонны. Обычно в измерениях направленного действия не использовались ядерные измерения ввиду того, что вектор таких измерений направлен во все стороны. Детекторы гамма-излучения могут применяться для измерений в радиальном направлении при использовании экранирующего материала с окном в одном месте. Поскольку детектор гамма-излучения с окном может использоваться для измерений в радиальном направлении, было бы желательно использовать нейтронные измерения, такие как измерения по тепловым или надтепловым нейтронам, так как эти нейтроны могут глубже проникать в пласты. Однако для экранирования нейтронов требуется большая толщина экранирующего материала, что может оказаться непрактичным для применения в скважинах.

Желательно обеспечить нейтронные измерения в радиальном направлении.

Сущность изобретения

В соответствии с одним аспектом настоящего изобретения предлагается устройство для использования при наклонно-направленном бурении, содержащее корпус, который в силу своих размеров может проходить в ствол скважины и который характеризуется наличием продольной оси вращения, нейтронный источник, расположенный внутри корпуса, и нейтронный детектор, расположенный внутри этого корпуса, причем по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора смещен от продольной оси вращения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения нейтронный

источник расположен на продольной оси вращения, а нейтронный детектор смещен от продольной оси вращения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения нейтронный детектор расположен на продольной оси вращения, а нейтронный источник смещен от продольной оси вращения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения нейтронный источник смещен от продольной оси вращения, и нейтронный детектор смещен от продольной оси вращения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения нейтронный детектор представляет собой один из детектора надтепловых нейтронов, детектора тепловых нейтронов и детектора гамма-излучения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения устройство содержит в корпусе второй нейтронный детектор.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения один нейтронный детектор представляет собой детектор тепловых нейтронов, а второй нейтронный детектор представляет собой детектор гамма-излучения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения устройство дополнительно содержит ближний детектор тепловых нейтронов, расположенный на первом расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника; дальний детектор тепловых нейтронов, расположенный на втором расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника, причем второе расстояние больше первого; ближний детектор гамма-излучения, расположенный на третьем расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника; и дальний детектор гамма-излучения, расположенный на четвертом расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника, причем четвертое расстояние больше третьего.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора выполнен с возможностью поворота вокруг продольной оси вращения относительно ствола скважины.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения устройство дополнительно содержит прибор для измерения углового сдвига, выполненный с возможностью определения углового положения нейтронного детектора относительно нейтронного источника.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения устройство

дополнительно содержит интерфейс связи для передачи результатов измерений, произведенных нейтронным детектором, в вычислительное устройство, расположенное за пределами ствола скважины.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения интерфейс связи дополнительно обеспечивает передачу информации об угловом положении нейтронного детектора относительно нейтронного источника.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения интерфейс связи обеспечивает передачу данных в вычислительное устройство, расположенное за пределами ствола скважины, в реальном времени или почти в реальном времени.

В соответствии с другим вариантом осуществления настоящего изобретения дополнительно предлагается способ определения информации о характеристиках пластов, окружающих ствол скважины, в радиальном направлении. Способ предусматривает получение информации о результатах измерений от скважинного измерительного устройства, содержащего нейтронный источник и нейтронный детектор, причем по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора смещен от продольной оси вращения измерительного устройства, причем информация о результатах измерений содержит результат измерений, произведенных нейтронным детектором, и сведения об относительном угловом сдвиге нейтронного источника и нейтронного детектора относительно ствола скважины при осуществлении соответствующих измерений; и определение характеристики пласта в радиальном направлении вокруг ствола скважины, причем характеристику пласта определяют на основе полученных сведений о результатах измерений, произведенных нейтронным детектором, а радиальное направление определяют по указанному относительному угловому сдвигу.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения скважинное измерительное устройство содержит множество нейтронных детекторов, расположенных ассиметрично по отношению к нейтронному источнику.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения множество нейтронных детекторов содержит по меньшей мере один детектор тепловых нейтронов, по меньшей мере один детектор гамма-излучения.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения множество нейтронных детекторов содержит ближний детектор тепловых нейтронов, дальний детектор тепловых нейтронов, ближний детектор гамма-излучения и дальний детектор гамма-излучения.

Краткое описание чертежей

Варианты осуществления настоящего изобретения описаны в настоящем документе со ссылками на прилагаемые фигуры.

На фиг. 1 представлена схема с каротажным устройством для обеспечения скважинных измерений в вертикальном стволе скважины.

На фиг. 2 представлена схема буровой системы для измерений направленного действия с использованием нейтронного источника.

На фиг. 3 представлен график зависимости разностного значения интенсивности потока нейтронов от смещения нейтронного источника.

На фиг. 4 представлено изображение испытательного аппарата, используемого для проверки измерений направленного действия с помощью нейтронного источника.

На фиг. 5 представлена схема нейтронных полей в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4.

На фиг. 6A–6D представлены схемы нейтронных полей с различным расположением нейтронного источника в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4.

На фиг. 7 представлен график с результатами измерений, полученными в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4.

На фиг. 8 представлен график с результатами измерений, полученными в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4.

На фиг. 9 представлена схема примера каротажного прибора, с помощью которого можно осуществлять измерения направленного действия с использованием нейтронного источника.

На фиг. 10 представлен еще один пример каротажного прибора, с помощью которого можно осуществлять измерения направленного действия с использованием нейтронного источника.

На фиг. 11A–11C представлены приведенные для примера варианты расположения нейтронного источника и детектора.

На фиг. 12 представлены компоненты системы наклонно-направленного бурения.

На фиг. 13 проиллюстрирован способ навигации с инклинометрией при помощи нейтронного источника.

Подробное описание изобретения

Как описано ниже, есть возможность осуществлять измерения направленного действия с помощью нейтронного источника без использования экранирования. Нейтронные измерения направленного действия можно использовать в геонавигации бурения стволов скважин. Другими словами, измерения направленного действия можно использовать для определения или способствования определению характеристик пластов, окружающих ствол скважины, и для определения траектории бурения ствола скважины. Нейтронные источники и детекторы могут обеспечивать полезную информацию о характеристиках пластов. Как описано дальше по тексту в настоящем документе, есть возможность определять направление касательно этих измерений и, следовательно, определять местонахождение или предполагаемое местонахождение пластов с соответствующими характеристиками. Таким образом, измерения направленного действия можно использовать для «направления» траектории бурения ствола скважины к месту, где пласты имеют желаемые характеристики, что позволяет в большей степени оптимизировать процессы бурения для добычи углеводородов, таких как нефть или природный газ.

На фиг. 2 представлена схема буровой системы для измерений направленного действия с использованием нейтронного источника. Как показано, в горной породе, которая может содержать множество различных пластов 204a, 204b, 204c (называемых обобщенно пластами 204), пробурен ствол 202 скважины. Понятно, что разные пласты обладают разными характеристиками, такими как пористость, плотность, уровни глины, нефтенасыщенность, водонасыщенность и проч. Желаемую траекторию бурения могут определять на основе желательных значений этих характеристик. Например, при бурении нефтяной скважины желательно направить ее ствол в пласт, имеющий высокую нефтенасыщенность или обладающий характеристиками, указывающими на высокую нефтенасыщенность. Ствол 202 скважины сформирован буровой системой 206.

Буровая система 206 содержит некоторое количество компонентов для бурения ствола 202 скважины, а также для измерения параметров и регистрации данных касательно ствола 202 скважины и окружающих пластов 204. Понятно, что буровая система 206 представлена в виде обычной буровой системы, но при этом она может обозначать множество конкретных буровых систем, подходящих под решение определенных задач и известных специалистам в области техники. Буровая система 206 содержит бурильную колонну, находящуюся в стволе скважины. С поверхности в

забойный двигатель 210 под давлением подают буровой раствор. Под действием бурового раствора забойный двигатель 210 вращает буровое долото 208. Следует отметить, что при использовании забойного двигателя, как показано на фигуре, компоненты, находящиеся в верхней части колонны, т. е. подсоединенные между забойным двигателем 210 и поверхностью, не вращаются с буровым долотом 208.

Бурильная колонна может содержать одну или несколько труб 212. Как показано на фигуре, во внутреннем пространстве 214 трубы 212 может быть установлено некоторое количество устройств 216, 218, 226 с датчиками. Понятно, что в любом месте внутри бурительной колонны может быть установлено множество различных датчиков. Как показано на фигуре, для удобства устройства 216, 218, 226 с датчиками расположены в корпусе одной трубы 212. Различные датчики могут обеспечивать разный функционал. Например, понятно, что устройство 216 с датчиками может обеспечивать телеметрические измерения, измерения наклона, измерения силы магнитного поля, измерения давления, измерения вибрации или другие желаемые или соответствующие виды измерений.

Устройство 218 с датчиками также обеспечивает измерения, причем, как описано ниже, оно обеспечивает нейтронные измерения. Эти измерения могут давать представление о характеристиках пластов, окружающих ствол скважины. Предпочтительно, эти измерения являются измерениями направленного действия, т. е. имеется возможность определять характеристики пластов в конкретных радиальных направлениях. Например, можно определять характеристики ствола скважины в его «верхней» части и «нижней» части. Следует отметить, что слова «верхний» и «нижний» описывают пространственную ориентацию относительно ствола скважины, представленного на фиг. 2. Характеристики пластов, которые могут быть определены по результатам измерений, зависят от датчиков, установленных в устройстве, при этом они могут содержать данные о плотности, пористости, насыщенности, диаметре ствола скважины. Как показано на фигуре, устройство 218 с датчиками содержит нейтронный источник 222 и два нейтронных детектора 220, 224. Например, один из детекторов 220 может быть детектором гамма-излучения, а второй детектор 224 может быть детектором тепловых нейтронов или детектором надтепловых нейтронов. Как описано ниже, нейтронный источник 222, детекторы 220, 224 или оба установлены со смещением от центра относительно продольной оси устройства 218 с датчиками. Установка со смещением от центра позволяет осуществлять измерения направленного действия при повороте устройства 218 с датчиками относительно ствола 202 скважины.

Устройства 216, 218 с датчиками могут хранить информацию о результатах измерений во внутреннем запоминающем устройстве для доступа и обработки в дальнейшем на поверхности. Дополнительно или в ином случае информация о результатах измерений или часть информации о результатах измерений могут передавать на поверхность в реальном времени или почти в реальном времени с помощью различных способов связи. Например, информацию о результатах измерений от множества устройств 216, 218 с датчиками могут передавать в дополнительное устройство 226, которое может обеспечивать хранение результатов измерений и/или передачу результатов измерений на поверхность. Например, дополнительное устройство 226 может обеспечивать интерфейс проводной связи или другой тип интерфейса внутрискважинной связи, такой как гидроимпульсный канал связи. Хотя согласно описанию хранение и/или передача результатов измерений устройствами 216, 218 с датчиками обеспечиваются дополнительным устройством 226, подразумевается, что интерфейс для хранения и/или передачи данных может быть обеспечен в каждом отдельно взятом устройстве.

Измерения направленного действия, обеспечиваемые устройством 218 с нейтронными датчиками, могут быть использованы для определения характеристик пластов в различных радиальных направлениях вокруг ствола скважины. Эти измерения направленного действия могут быть использованы для определения траектории бурения ствола скважины. Бурильная колонна также может содержать направляющий компонент 228, который может управлять ориентацией бурового долота 208 и, таким образом, управлять траекторией бурения. Известно множество способов управления направлением перемещения бурового долота, поэтому они в настоящем документе не рассматриваются. С остальными компонентами соединена утяжеленная бурильная труба, содержащая секции трубы 230 большого диаметра, и все вместе они образуют компоновку низа бурильной колонны. Компоновка низа бурильной колонны поддерживается с поверхности группой бурильных труб меньшего диаметра.

Вообще, нейтронное измерительное устройство 218 направленного действия может поворачиваться в стволе 202 скважины и производить измерения направленного действия в отношении пластов, окружающих этот ствол скважины. Измерения используют для определения характеристик пластов, которые, в свою очередь, могут использоваться для определения желаемой траектории бурения. Затем могут корректировать ориентацию бурового долота 208 для бурения ствола 202 скважины по желаемой траектории бурения.

На фиг. 3 представлен график зависимости разностного значения интенсивности потока нейтронов от смещения нейтронного источника. Нейтронный источник изначально располагали в 9 см от нейтронного детектора, а исходная интенсивность составляла 16 000 имп/с. При уменьшении расстояния между нейтронным источником и нейтронным детектором до 8 см регистрируемая интенсивность понизилась приблизительно на 4 000 имп/с. При увеличении расстояния между нейтронным источником и нейтронным детектором до 10 см регистрируемая интенсивность повысилась приблизительно на 3 000 имп/с. Как видно, изменение расстояния между нейтронным источником и нейтронным детектором даже всего на 2 см приводит к изменению интенсивности приблизительно на 7 000 имп/с.

Даже малые изменения ориентации нейтронного источника и нейтронных детекторов могут приводить к существенным изменениям результатов измерений. Авторами изобретения было установлено, что малое изменение ориентации нейтронного источника и детектора относительно пласта может давать возможность осуществлять измерения направленного действия с помощью нейтронных источников без необходимости экранирования.

На фиг. 4 представлено изображение испытательного аппарата, используемого для проверки измерений направленного действия с помощью нейтронного источника. Испытательный аппарат 400 содержит накопительный резервуар 402 диаметром приблизительно 6 футов и длиной 7 футов, который опирается на раму 404. В верхней части резервуара 402 выполнено отверстие 406 для наполнения и опорожнения этого резервуара. Вдоль продольной оси резервуара 402 проходит труба 408. В трубе 408 выполнено отверстие для ввода в резервуар 402 нейтронного измерительного устройства 410 с целью проведения измерений. В процессе испытаний нейтронного измерительного устройства 410 резервуар 402 можно наполнять различными жидкостями, такими как пресная вода, морская вода и/или нефть. Для исследования возможностей по проведению измерений направленного действия резервуар наполняли пресной водой и нефтью плотностью 32 градуса API.

На фиг. 5 представлена схема нейтронных полей в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4. Как показано на фиг. 5, нейтронное измерительное устройство не обеспечивает измерения направленного действия. Резервуар 302 наполнен пресной водой 502 и нефтью 504 плотностью 32 градуса API. Нейтронное измерительное устройство помещено в трубу 308. Измерительное устройство содержит нейтронный источник 508 и нейтронный детектор 506, расположенные на одной оси — продольной

оси вращения измерительного устройства. Измерительное устройство обеспечивает измерение нейтронного поля 514 или поля воздействия. Нейтронное поле 514 представляет собой сочетание ожидаемого нейтронного поля для резервуара, наполненного пресной водой (обозначено пунктирной окружностью 512), и ожидаемого нейтронного поля для резервуара, наполненного нефтью (обозначено пунктирной окружностью 510). Линия 510 нейтронного поля, относящегося к заполнению нефтью, обозначает теоретический размер поля, если бы резервуар 302 был полностью заполнен нефтью плотностью 32 градуса API. Линия 512 нейтронного поля, относящегося к заполнению водой, обозначает теоретический размер поля, если бы резервуар 302 был полностью заполнен водой. Линия 514 совокупного нейтронного поля обозначает теоретические форму и размер поля при заполнении флюидом, представляющим собой смесь нефти и воды. Следует отметить, что изображенные формы и размеры полей являются теоретическим представлением, и реальное поле может выглядеть иным образом, нежели изображено. При вращении измерительного устройства взаимное расположение нейтронного источника 508 и нейтронного детектора 506 не изменяется, вследствие чего независимо от ориентации измерительного устройства результаты измерений остаются неизменными, поэтому измерения направленного действия не осуществляются.

На фиг. 6A–6D представлены схемы нейтронных полей с различным расположением нейтронного источника в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4. Конфигурация испытательного аппарата, представленного на фиг. 6A–6D, по существу аналогична вышеописанной, поэтому одинаково обозначенные элементы далее упоминаться не будут. В отличие от нейтронного источника 508 и нейтронного детектора 506, положения которых остаются неизменными при любой ориентации измерительного устройства, положения нейтронного детектора 602a, 602b, 602c, 602d и нейтронного источника 604a, 604b, 604c, 604d изменяются в зависимости от ориентации измерительного устройства. На фиг. 6A показано положение нейтронного источника 604a, повернутого вокруг детектора 602a на полагаемый угол 0 градусов. На фиг. 6B показано положение нейтронного источника 604b, повернутого вокруг детектора 602b на 90 градусов по часовой стрелке относительно расположения, приведенного на фиг. 6A. На фиг. 6C показано положение нейтронного источника 604c, повернутого вокруг детектора 602c на 180 градусов по часовой стрелке относительно расположения, приведенного на фиг. 6A. На фиг. 6D показано положение нейтронного источника 604d, повернутого вокруг детектора 602d на 270 градусов по часовой стрелке

относительно расположения, приведенного на фиг. 6А. Как показано, при повороте нейтронного источника относительно нейтронного детектора изменяются результирующее нейтронное поле и результаты его измерения. Если результаты измерения связаны с угловым положением измерительного устройства, значит, можно осуществлять измерения направленного действия для определения характеристик пластов.

На фиг. 7 представлен график с результатами измерений, полученными в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4. Результаты измерений регистрировали нейтронным измерительным устройством, характеризующимся наличием нейтронного источника и четырех разнесенных в пространстве нейтронных детекторов. В число детекторов входили ближний детектор нейтрон-нейтронного каротажа (SNN, *от англ. short neutron-neutron detector*), ближний детектор нейтронного гамма-каротажа (SNG, *от англ. short neutron-gamma detector*), дальний детектор нейтрон-нейтронного каротажа (LNN, *от англ. long neutron-neutron detector*), дальний детектор нейтронного гамма-каротажа (LNG, *от англ. long neutron-gamma detector*), хотя на графике показаны только значения, соответствующие результатам измерения с помощью детекторов SNN и SNG. Следует отметить, что принятые наименования для скважинных геофизических устройств основаны на сочетании источник – детектор. Например, «нейтрон – тепловой нейтрон» обозначает «нейтронный источник и детектор тепловых нейтронов». Ближние детекторы были расположены ближе к нейтронному источнику, нежели дальние детекторы. Кроме того, каждый из детекторов был установлен на продольной оси вращения измерительного устройства, а нейтронный источник был смещен от центра относительно продольной оси вращения измерительного устройства. Резервуар наполняли водой и нефтью так, что граница раздела нефти и воды была смещена на 15 см от центра резервуара. При относительном угловом сдвиге с нулевым углом поворота источник находился сверху устройства, как показано на фиг. 6А, а измерительное устройство вращали по часовой стрелке, как показано на фиг. 6А–6D. Полиномиальные кривые для обоих детекторов соответствуют наиболее подходящим уравнениям второго порядка, описывающим экстремумы для значений результатов измерений с помощью детекторов SNN и SNG. Измерительное устройство поворачивали с шагом 40 градусов и записывали результаты измерений в течение приблизительно 120 секунд до поворота измерительного устройства в следующее положение.

Как видно на фиг. 7, экстремумы приходились на положение относительного

углового сдвига 0 градусов, соответствующее конфигурации, представленной на фиг. 6А. Это согласуется с теоретической моделью и подтверждает наличие возможности проведения нейтронных измерений направленного действия. Поскольку результаты измерений изменяются при вращении измерительного устройства, можно использовать информацию о результатах измерений вместе с информацией о соответствующем угловом сдвиге для определения характеристик пластов в радиальных направлениях относительно ствола скважины. Эту информацию в дальнейшем можно использовать для определения желаемой траектории бурения.

Рассмотрим гипотетический пример: если бы результаты измерений с помощью детекторов SNN указывали на количество нефти в пласте, при этом более высокие значения результатов измерений с помощью детекторов SNN указывали бы на большее количество нефти, то результаты измерений, представленные на фиг. 7, можно было бы использовать для направления траектории бурения «вверх», т. е. в направлении, соответствующем нулевому угловому сдвигу. Хотя результаты измерений с помощью детекторов SNN не дают прямого указания на содержание нефти, эта идея применима к управлению траекторией бурения на основе результатов измерений, связанных с угловым положением измерительного устройства. Другими словами, искомые характеристики пластов можно определять по результатам различных измерений, например с помощью детекторов SNN, SNG, LNN и LNG, для различных угловых сдвигов и далее управлять траекторией бурения на основе местонахождения пластов с наиболее подходящими характеристиками.

На фиг. 8 представлен график с результатами измерений, полученными в испытательном аппарате, показанном на фиг. 4. Конфигурация измерительного устройства была аналогичной описанной со ссылками на фиг. 7. В испытаниях, результаты которых проиллюстрированы на фиг. 8, резервуар наполняли таким образом, чтобы граница раздела нефти и воды располагалась в 20,5 см от центра резервуара. Опять-таки, исследования показывают, что результаты измерений изменяются при вращении источника и детекторов. В частности, значения результатов измерений с помощью детекторов SNN максимальны, когда источник обращен к границе раздела нефти и воды, т. е. при 0 градусов, и минимальны, когда источник отвернут от этой границы, т. е. при угле 180 градусов. Аналогично, значения результатов измерений с помощью детекторов SNG минимальны, когда источник обращен к границе раздела нефти и воды, т. е. при 0 градусов, и максимальны, когда источник отвернут от этой границы, т. е. при угле 180 градусов.

Из вышеприведенной информации ясно, что нейтронные измерения направленного действия можно осуществлять без использования экранирующего материала. Еще одно преимущество состоит в том, что при отсутствии экранирующего материала скорость счета будет выше по сравнению со скоростью счета при использовании датчика с экранирующим материалом. Это может быть полезным при измерениях интенсивности гамма-излучения и потока нейтронов, поскольку с увеличением скорости счета гамма-излучения или нейтронов уменьшается погрешность. В частности, погрешность пропорциональна квадратному корню из значения скорости счета гамма-излучения или нейтронов.

На фиг. 9 представлена схема устройства, с помощью которого можно осуществлять измерения направленного действия с использованием нейтронного источника. Устройство 900 может быть встроено в бурильную колонну для проведения измерений в процессе бурения. В ином случае устройство 900 можно использовать для проведения измерений в уже имеющемся стволе скважины. Указанное устройство содержит основной корпус 902 или оболочку. Основной корпус 902 устройства 900 имеет продолговатую форму и характеризуется наличием оси вращения. В основном корпусе 902 может быть расположен внутренний корпус 904. Внутренний корпус 904 выполнен с возможностью вращения в основном корпусе 902. В ином случае основной корпус 902 может быть образован секцией утяжеленной бурильной трубы или основной бурильной трубы, а внутренний корпус 904 может быть выполнен с возможностью вращения в этой утяжеленной бурильной трубе или основной бурильной трубе. Вращательное движение внутреннего корпуса 904 относительно основного корпуса 902 или, конкретнее, ствола скважины обеспечивает поворотный двигатель 906. Устройство 900 может содержать датчики (не показаны) для определения положения основного корпуса 902 в стволе скважины, а также датчики для определения углового положения внутреннего корпуса 904 относительно основного корпуса 902. Поскольку положение основного корпуса 902 в стволе скважины известно, а также известно угловое положение внутреннего корпуса 904 относительно основного корпуса, можно определить положение внутреннего корпуса 904 относительно ствола скважины.

Указанное устройство содержит нейтронный источник 908 и один или несколько нейтронных детекторов 910, 912, 914, 916, таких как детекторы гамма-излучения, детекторы тепловых нейтронов и/или детекторы надтепловых нейтронов. Как показано, нейтронный источник 908 и нейтронные детекторы 910, 912, 914, 916

установлены со смещением от центра относительно продольной оси вращения устройства. Хотя показано, что и нейтронный источник 908, и нейтронные детекторы 910, 912, 914, 916 смещены от центра, подразумевается, что или детекторы 910, 912, 914, 916, или нейтронный источник могут быть расположены на продольной оси вращения. Для обеспечения нейтронных измерений направленного действия нейтронный источник 908 и нейтронные детекторы 910, 912, 914, 916 расположены на продольной оси вращения ассиметрично, при этом при вращении устройства относительно ствола скважины ориентация источника 908 и/или детекторов 910, 912, 914, 916 относительно ствола скважины изменяется.

На фиг. 10 представлен еще один пример каротажного прибора, с помощью которого можно осуществлять измерения направленного действия с использованием нейтронного источника. Каротажный прибор 1000 выполнен с возможностью ввода в бурильную трубу или обсадную трубу. Каротажный прибор 1000 выполнен с возможностью вращения бурильной трубой, вращаемой в свою очередь буровой установкой. В ином случае для вращения каротажного прибора может быть использован электрический двигатель, если есть возможность подвода питания к каротажному прибору с поверхности. Понятно, что для вращения каротажного прибора могут быть применены другие методики.

Каротажный прибор 1000 может содержать цилиндрический корпус 1002 для размещения в нем различных детекторов и компонентов прибора. Хотя конкретные размеры могут быть разными, длина показанного каротажного прибора 1000 составляет 179 дюймов. Наружный диаметр основного цилиндрического корпуса может составлять приблизительно 1,7 дюйма. Как показано, каротажный прибор 1000 содержит различные датчики и детекторы, расположенные по его длине. На расстоянии 6,25 дюйма от верхнего конца прибора может быть расположен датчик 1004 температуры в верхней части ствола скважины, который также может измерять удельное сопротивление флюидов. На расстоянии 17,5 и 38,1 дюйма от верхнего конца могут быть расположены детектор 1006 гамма-излучения высоких энергий и детектор 1008 гамма-излучения соответственно. На расстоянии 71,5 дюйма от верхнего конца может быть расположен локатор 1010 муфт обсадной колонны. На расстояниях 101 и 110 дюймов от верхнего конца могут быть расположены дальний и ближний детекторы 1012, 1014 нейтронного гамма-каротажа соответственно. На расстоянии 121,7 дюйма от верхнего конца может быть расположен нейтронный источник 1016, такой как источник на основе америция и бериллия. Как показано, источник 1016 может быть

вынесенным из основной части цилиндрического корпуса 1002 и расположенным на рычагах 1018. Указанный источник может быть частью подпружиненного рычажного механизма, выполненного с возможностью позиционирования источника у внутренней поверхности бурильной трубы для обеспечения смещения источника относительно детекторов. На расстояниях 136,2 и 144,4 дюйма от верхнего конца каротажного прибора могут быть расположены ближний и дальний детекторы 1020, 1022 нейтрон-нейтронного каротажа соответственно. На расстоянии 172,8 дюйма от верхнего конца каротажного прибора может быть расположен датчик 1024 температуры на забое и удельного сопротивления флюидов. Понятно, что в каротажном приборе, представленном на фиг. 10, показан лишь пример возможного расположения компонентов. Подразумевается, что различные компоненты могут быть исключены, и расположение компонентов в приборе может быть изменено, в том числе могут быть изменены расстояния от верхнего конца, а также могут быть введены другие компоненты. Каротажный прибор может осуществлять измерения направленного действия при смещении нейтронного источника и детекторов относительно оси и друг друга.

На фиг. 11А–11С представлены приведенные для примера варианты расположения нейтронного источника и детектора. На фиг. 11А–11С показаны различные варианты ассиметричного расположения нейтронных источников и нейтронных детекторов относительно продольной оси вращения устройства. Как показано на фиг. 11А, нейтронный источник 1104а может быть расположен на центральной продольной оси центра устройства или, более конкретно, корпуса 1102 устройства. Один или несколько нейтронных детекторов 1106а могут быть расположены со смещением от центра относительно продольной оси вращения устройства. В ином случае, как показано на фиг. 11В, нейтронный источник 1104b может быть расположен со смещением от центра относительно продольной оси вращения устройства или, более конкретно, корпуса 1102 устройства, а один или несколько нейтронных детекторов 1106b могут быть расположены на продольной оси вращения устройства. В ином случае, как показано на фиг. 11С, нейтронный источник 1104с может быть расположен со смещением от центра относительно продольной оси вращения устройства или, более конкретно, корпуса 1102 устройства, и один или несколько нейтронных детекторов 1106с могут быть расположены со смещением от центра относительно продольной оси вращения устройства.

На фиг. 12 представлены компоненты системы наклонно-направленного

бурения. Система 1200 наклонно-направленного бурения содержит компоненты, располагаемые на поверхности, а также компоненты, располагаемые в стволе скважины. Компоненты, располагаемые в стволе скважины, могут представлять собой часть скважинного узла 1202. Скважинный узел 1202 содержит нейтронный источник 1203, выполненный с возможностью испускания нейтронов. Возможно применение различных нейтронных источников, таких как химические источники, в том числе на основе америция и бериллия (Am-Be) или плутония и бериллия (Pu-Be). Размер и форма нейтронного источника могут варьироваться в зависимости от требований конкретного варианта применения; например, диаметр источника может составлять приблизительно 0,75 дюйма, а длина — 3 дюйма. Типовые уровни активности источника составляют 3, 5, 15 и 20 кюри. Скважинный узел 1202 содержит множество нейтронных детекторов 1204, 1206, 1208, 1210. В число нейтронных детекторов могут входить дальний детектор 1204 нейтронного гамма-каротажа (LNG), ближний детектор 1206 нейтронного гамма-каротажа (SNG), ближний детектор 1208 нейтрон-нейтронного каротажа (SNN) и дальний детектор 1208 нейтрон-нейтронного каротажа (LNN). Обозначения детекторов как «ближний» и «дальний» относятся к расстоянию, на котором детектор находится от источника в продольном направлении скважинного узла 1202. Дальние детекторы LNG и LNN расположены дальше от источника, нежели ближние детекторы SNG и SNN. Конкретное местоположение детекторов SNG, SNN, LNG и SNN может быть изменено. Нейтронный источник 1203 и нейтронные детекторы 1204, 1206, 1208, 1210 расположены асимметрично в радиальном направлении относительно продольной оси вращения скважинного узла 1202. Измерения, осуществляемые разными нейтронными детекторами в соответствующих угловых положениях скважинного узла 1202, могут быть использованы по отдельности или в сочетании для получения сведений о характеристиках пластов, а также характеристиках ствола скважины. К этим характеристикам могут относиться, например, плотность, пористость, насыщенность, диаметр ствола скважины. В настоящем описании речь идет о конкретных нейтронных детекторах 1204, 1206, 1208, 1210, однако подразумевается, что нейтронные измерения направленного действия можно осуществлять с использованием различных детекторов при аналогичном асимметричном расположении источника и детектора. Например, скважинный узел, выполненный с возможностью проведения измерений направленного действия, может содержать детекторы только одного типа, например детектор надтепловых нейтронов, детектор тепловых нейтронов или детектор гамма-излучения. В ином случае может

быть использовано множество разных детекторов, таких как детекторы надтепловых нейтронов и тепловых нейтронов, или детекторы надтепловых нейтронов и гамма-излучения, или детекторы надтепловых нейтронов, тепловых нейтронов и гамма-излучения. Дополнительно, раскрываемый скважинный узел 1202 содержит как ближние, так и дальние детекторы разных типов; при этом подразумевается, что расположение в продольном направлении каждого из детекторов может варьироваться.

Кроме нейтронного источника 1203 и нейтронных детекторов 1204, 1206, 1208, 1210, скважинный узел 1202 содержит ориентирующие компоненты 1212 углового сдвига для управления ориентацией нейтронного источника 1203 и нейтронных детекторов 1204, 1206, 1208, 1210. Ориентирующие компоненты 1212 могут содержать датчик 1214 углового сдвига, выполненный с возможностью предоставления сведений об угловом положении нейтронного источника и детекторов. Изменение углового положения нейтронного источника и детекторов относительно ствола скважины обеспечивается средствами 1216 управления угловым сдвигом.

Скважинный узел 1202 может дополнительно содержать микропроцессор 1218 и источник 1220 питания. Микропроцессор 1218 выполнен с возможностью получения сигналов от детекторов 1204, 1206, 1208, 1210 и датчика 1214 углового сдвига. Микропроцессор 1218 может обрабатывать сигналы, поступающие от разных датчиков. Эта обработка может предусматривать установление соответствия между результатами измерения углового положения и результатами измерения, получаемыми от различных детекторов. Микропроцессор 1218 также может управлять действиями средств 1216 управления угловым сдвигом для периодического поворота источника и детекторов внутри ствола скважины. Результаты измерений и соответствующее угловое положение, в котором находились источник и детекторы при осуществлении измерений, могут передавать от скважинного узла 1202 на поверхность по интерфейсу 1222 связи. Интерфейс 1222 связи может обеспечивать двунаправленную передачу данных между поверхностью и скважинным узлом 1202. Эту двунаправленную передачу данных могут использовать для связи со средствами 1224 управления направлением бурового долота с целью корректировки ориентации бурового долота и, следовательно, траектории бурения. Интерфейс 1222 связи может передавать данные в соответствующий интерфейс 1228 связи, расположенный на поверхности. В интерфейсах 1222, 1228 связи могут быть использованы один или несколько типов связи, в том числе, например, гидроимпульсный канал связи.

Управление бурением ствола скважины с поверхности обеспечивают

посредством системы 1226 управления. Система 1226 управления может обеспечивать информацией о характеристиках пластов на основе результатов измерений направленного действия, получаемых от скважинного узла по интерфейсу 1228 связи. Система 1226 управления содержит вычислительное устройство, обозначенное как компьютер 1230; при этом подразумевается, что вычислительное устройство может представлять собой одну или несколько вычислительных систем, соединенных между собой. Система 1226 управления содержит средства отображения информации о характеристиках пластов. Средства отображения обозначены как дисплей или монитор 1232; при этом могут быть использованы другие средства отображения, такие как принтеры, индикаторы, светодиоды (LED, *от англ. light emitting diode*).

Вычислительное устройство 1230 содержит центральный процессор 1232, который может представлять собой один или несколько соединенных процессоров. Для хранения информации используют запоминающее устройство 1234 и энергонезависимое запоминающее устройство 1236. Запоминающее устройство 1234 может хранить команды 1238, которые могут выполнять процессоры. Интерфейс связи между вычислительным устройством 1230 и внешними устройствами, такими как интерфейс 1228 связи, обеспечивают интерфейсы 1240 ввода-вывода (I/O, *от англ. input/output*). Команды 1238 содержат команды для обеспечения функциональных средств 1242 нейтронных измерений направленного действия и функциональных средств 1244 управления буровым долотом.

Функциональные средства 1244 управления буровым долотом предназначены для управления ориентацией бурового долота для требуемого управления траекторией бурения. Функциональные средства 1242 нейтронных измерений направленного действия предназначены для определения характеристик пластов, окружающих ствол скважины. Определенные характеристики пластов затем можно использовать для определения требуемого направления траектории бурения.

Определяемые характеристики пластов могут варьироваться в зависимости от нейтронных детекторов, установленных в измерительном устройстве. Если измерительное устройство содержит детекторы SNN, SNG, LNN и LNG, результаты измерения могут быть объединены самыми разными способами, на основе чего можно определить множество характеристик. Определение характеристик по результатам измерений, полученным с помощью детекторов SNN, SNG, LNN и LNG, описано в находящейся на рассмотрении заявке на выдачу патента (номера по реестру фирмы Gowlings: 08922995US и 08922994US; регистрационные номера в США), полное

содержание которых включено в настоящую заявку посредством ссылки.

На фиг. 13 проиллюстрирован способ навигации с инклинометрией при помощи нейтронного источника. Данный способ может быть реализован сочетанием функциональных средств 1244 управления буровым долотом и функциональных средств 1242 нейтронных измерений направленного действия. На начальной стадии 1302 способа 1300 получают информацию о результатах измерения от скважинного измерительного устройства. Полученная информация о результатах измерения содержит результат измерений нейтронным детектором и сведения об относительном угловом сдвиге нейтронного детектора измерительного устройства. После получения информации о результатах измерений на стадии 1304 определяют характеристику пласта в радиальном направлении относительно ствола скважины. Радиальное направление определяемой характеристики пласта зависит от углового сдвига нейтронного детектора, связанного с этими измерениями.

На стадии 1306 способа 1300 могут отображать определенную характеристику пласта и информацию о радиальном направлении. Информацию о характеристике пласта могут отображать после ее определения, или характеристики пластов при множестве угловых сдвигов могут определять и отображать всю информацию сразу. На стадии 1308 могут поворачивать измерительное устройство в стволе скважины для проведения измерений при другом относительном угловом сдвиге. Далее могут получать новые результаты измерений и соответствующий новый относительный угловой сдвиг (стадия 1302) и использовать их для определения характеристик пластов, связанных с этим угловым сдвигом.

На стадии 1310 отображаемую информацию о характеристиках пластов в радиальном направлении могут использовать для определения требуемого направления траектории бурения. Определение направления траектории бурения для проводки траектории бурения к пласту, имеющему характеристики, сочтенные наиболее благоприятными, могут осуществлять автоматически или в ручном режиме, при котором у оператора есть возможность задавать требуемую траекторию бурения. После определения желаемой траектории бурения на стадии 1312 могут изменять ориентацию бурового долота, чтобы ствол скважины повторял определенную траекторию бурения.

Выше приведено описание устройства, которое может производить измерения направленного действия в стволе скважины на основе информации, получаемой от нейтронного источника. Измерения направленного действия могут быть использованы для геонавигации бурения скважины. Измерения направленного действия также могут

быть полезны при использовании в существующих стволах скважин для обнаружения аномалий, связанных с флюидами и пластами или для определения характеристик пластов. Кроме того, измерения направленного действия могут давать возможность выявления распространяющихся трещин. Выше приведено описание, конкретно относящееся к измерениям направленного действия, производимым в стволе скважины, однако подразумевается, что эта методика может быть использована для осуществления измерений за пределами ствола скважины. Измерения могут давать возможность обнаружения физических объектов и явлений под землей с поверхности или в шахтах. Измерительное устройство раскрыто с помощью примеров. Понятно, что компоненты одного примера могут содержаться в другом примере. Кроме того, специалисту в области техники на основе раскрытых в настоящем документе идей будут понятны изменения и модификации, не описанные в настоящем документе.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство для использования при наклонно-направленном бурении, содержащее:

корпус, который в силу своих размеров может проходить в ствол скважины и который характеризуется наличием продольной оси вращения;

нейтронный источник, расположенный внутри корпуса; и

нейтронный детектор, расположенный внутри этого корпуса, причем по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора смещен от продольной оси вращения.

2. Устройство по п. 1, в котором нейтронный источник расположен на продольной оси вращения, а нейтронный детектор смещен от продольной оси вращения.

3. Устройство по п. 1, в котором нейтронный детектор расположен на продольной оси вращения, а нейтронный источник смещен от продольной оси вращения.

4. Устройство по п. 1, в котором нейтронный источник смещен от продольной оси вращения, и нейтронный детектор смещен от продольной оси вращения.

5. Устройство по п. 1, в котором нейтронный детектор представляет собой один из:

детектора надтепловых нейтронов;

детектора тепловых нейтронов; и

детектора гамма-излучения.

6. Устройство по п. 1, дополнительно содержащее второй нейтронный детектор, расположенный в корпусе.

7. Устройство по п. 1, в котором один нейтронный детектор представляет собой детектор тепловых нейтронов, а второй нейтронный детектор представляет собой детектор гамма-излучения.

8. Устройство по п. 1, содержащее:

ближний детектор тепловых нейтронов, расположенный на первом расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника;

дальний детектор тепловых нейтронов, расположенный на втором расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника, причем второе расстояние больше первого;

ближний детектор гамма-излучения, расположенный на третьем расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника; и

дальний детектор гамма-излучения, расположенный на четвертом расстоянии в продольном направлении от нейтронного источника, причем четвертое расстояние больше третьего.

9. Устройство по п. 1, в котором по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора выполнен с возможностью поворота вокруг продольной оси вращения относительно ствола скважины.

10. Устройство по п. 9, дополнительно содержащее прибор для измерения углового сдвига, выполненный с возможностью определения углового положения нейтронного детектора относительно нейтронного источника.

11. Устройство по п. 1, дополнительно содержащее интерфейс связи для передачи результатов измерений, произведенных нейтронным детектором, в вычислительное устройство, расположенное за пределами ствола скважины.

12. Устройство по п. 1, в котором интерфейс связи дополнительно обеспечивает передачу информации об угловом положении нейтронного детектора относительно нейтронного источника.

13. Устройство по п. 1, в котором интерфейс связи обеспечивает передачу данных в вычислительное устройство, расположенное за пределами ствола скважины, в реальном времени или почти в реальном времени.

14. Способ определения информации о характеристиках пластов, окружающих ствол скважины, в радиальном направлении, включающий:

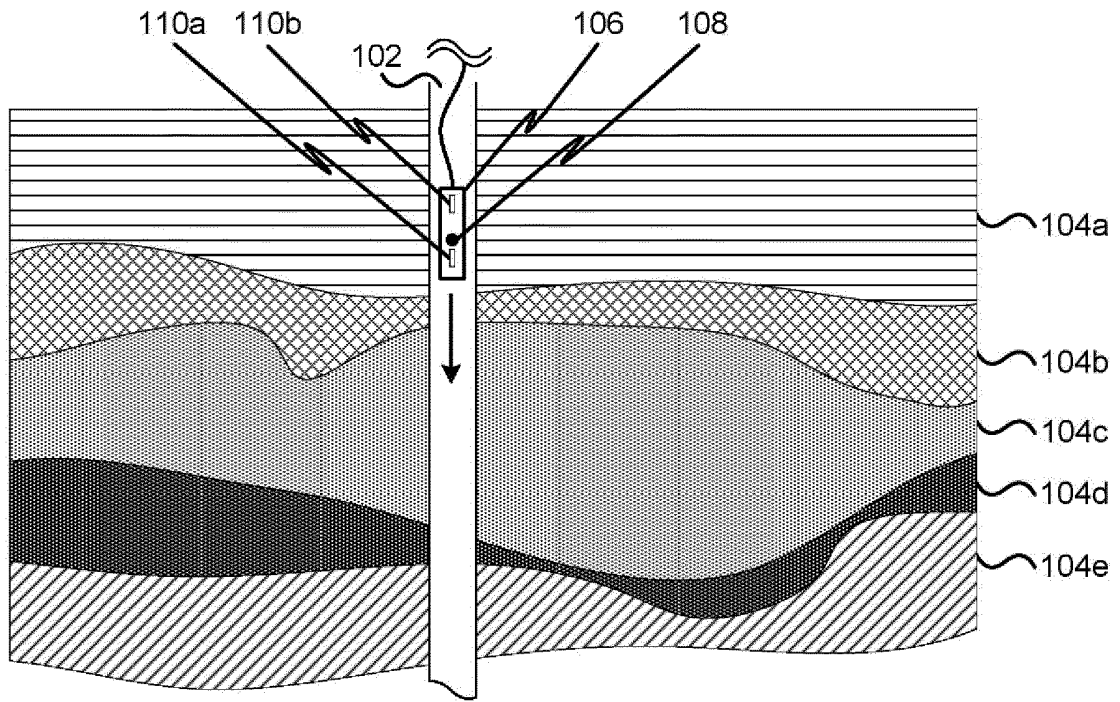
получение информации о результатах измерений от скважинного измерительного устройства, содержащего нейтронный источник и нейтронный детектор, причем по меньшей мере один из нейтронного источника и нейтронного детектора смещен от продольной оси вращения измерительного устройства, причем информация о результатах измерений содержит результат измерений, произведенных нейтронным детектором, и сведения об относительном угловом сдвиге нейтронного источника и нейтронного детектора относительно ствола скважины при осуществлении соответствующих измерений; и

определение характеристики пласта в радиальном направлении вокруг ствола скважины, причем характеристику пласта определяют на основе полученных сведений о результатах измерений, произведенных нейтронным детектором, а радиальное направление определяют по указанному относительному угловому сдвигу.

15. Способ по п. 14, в котором скважинное измерительное устройство содержит множество нейтронных детекторов, расположенных асимметрично по отношению к нейтронному источнику.

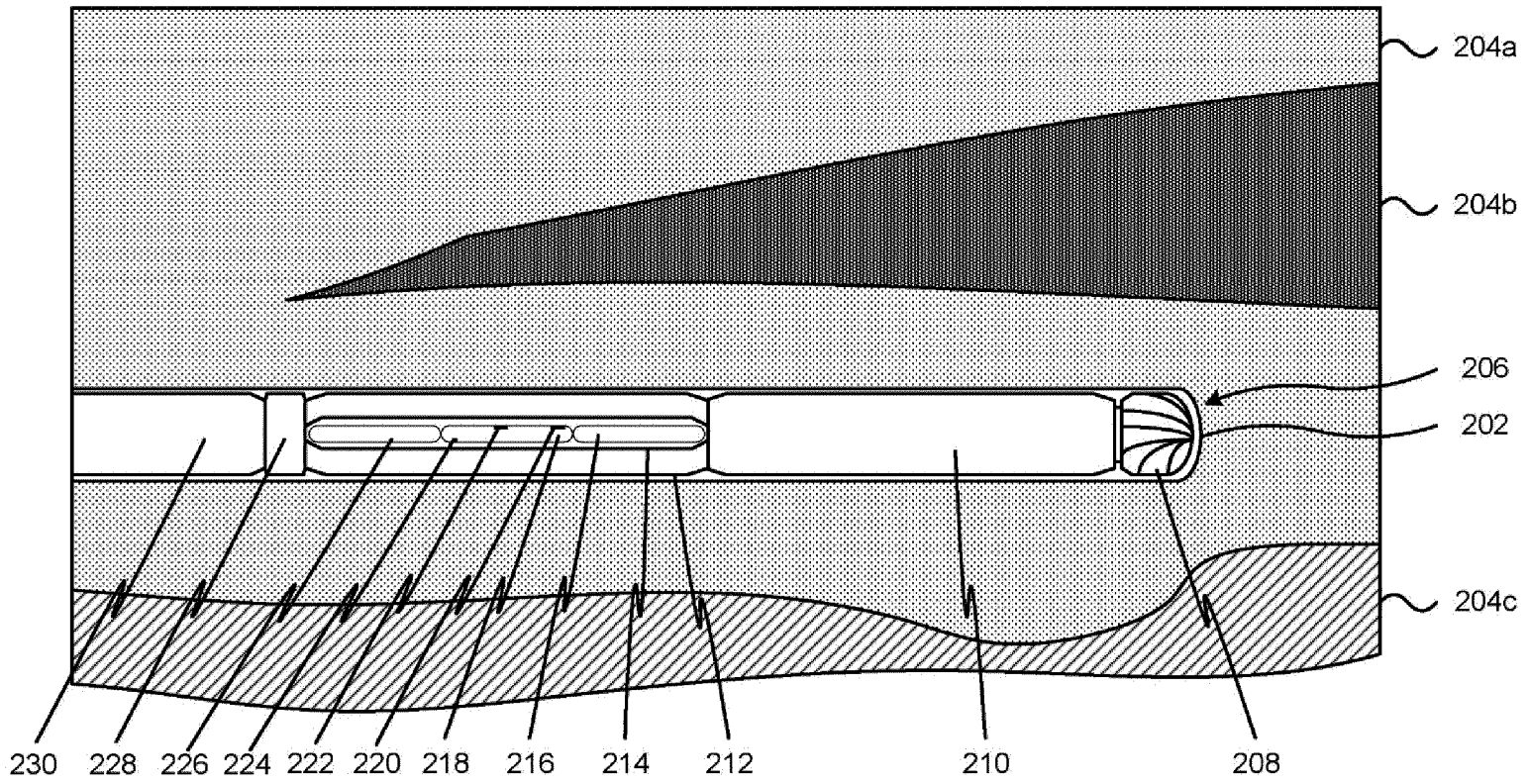
16. Способ по п. 15, в котором множество нейтронных детекторов содержит:
по меньшей мере один детектор тепловых нейтронов;
по меньшей мере один детектор гамма-излучения.

17. Способ по п. 16, в котором множество нейтронных детекторов содержит:
ближний детектор тепловых нейтронов;
дальний детектор тепловых нейтронов;
ближний детектор гамма-излучения; и
дальний детектор гамма-излучения.

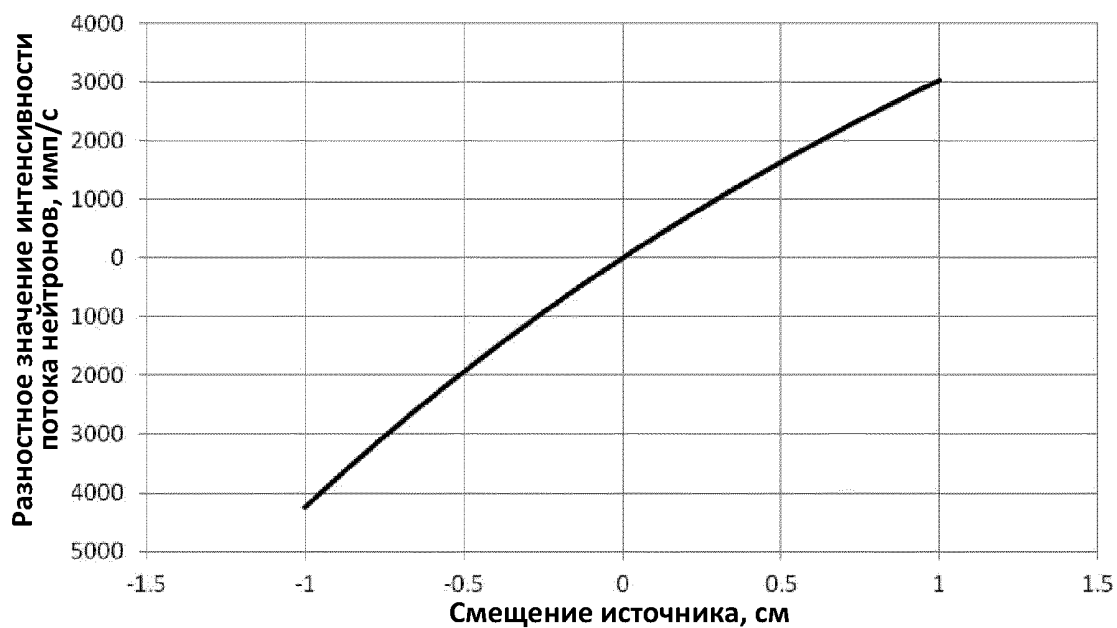


Фиг. 1

Фиг. 2

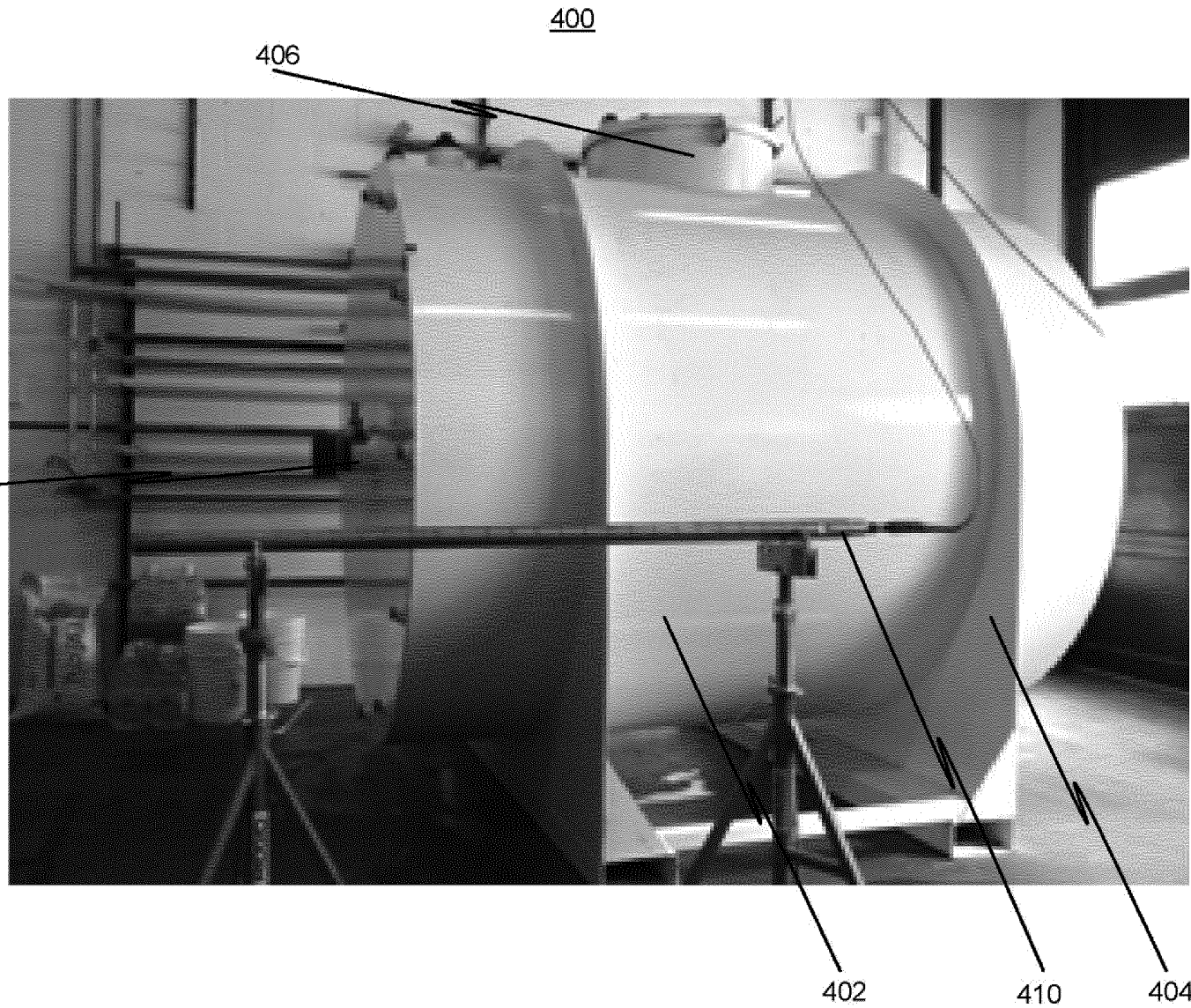


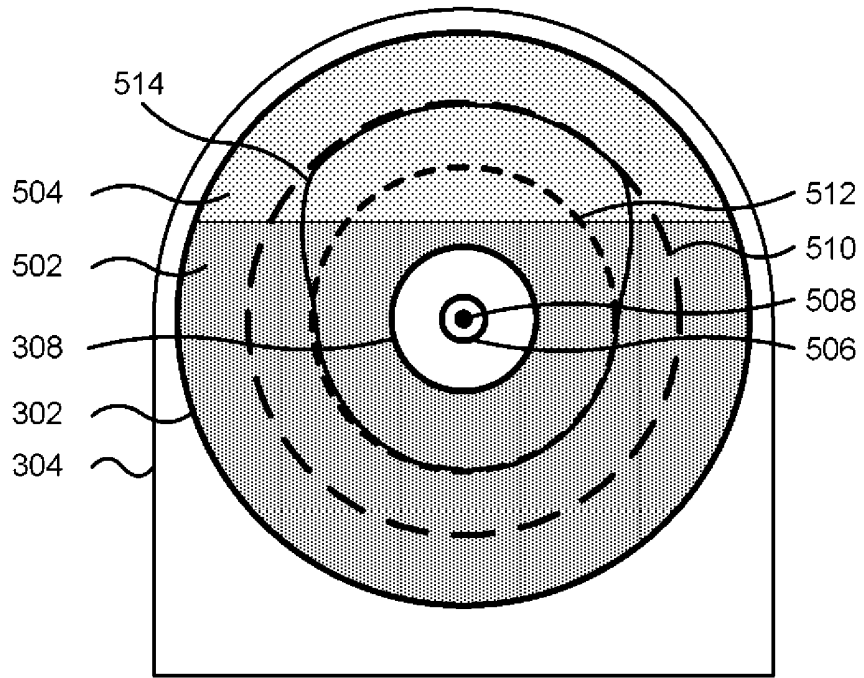
**Разностное значение интенсивности потока нейтронов
от смещения нейтронного источника
при расстоянии между источником и детектором 9 см**



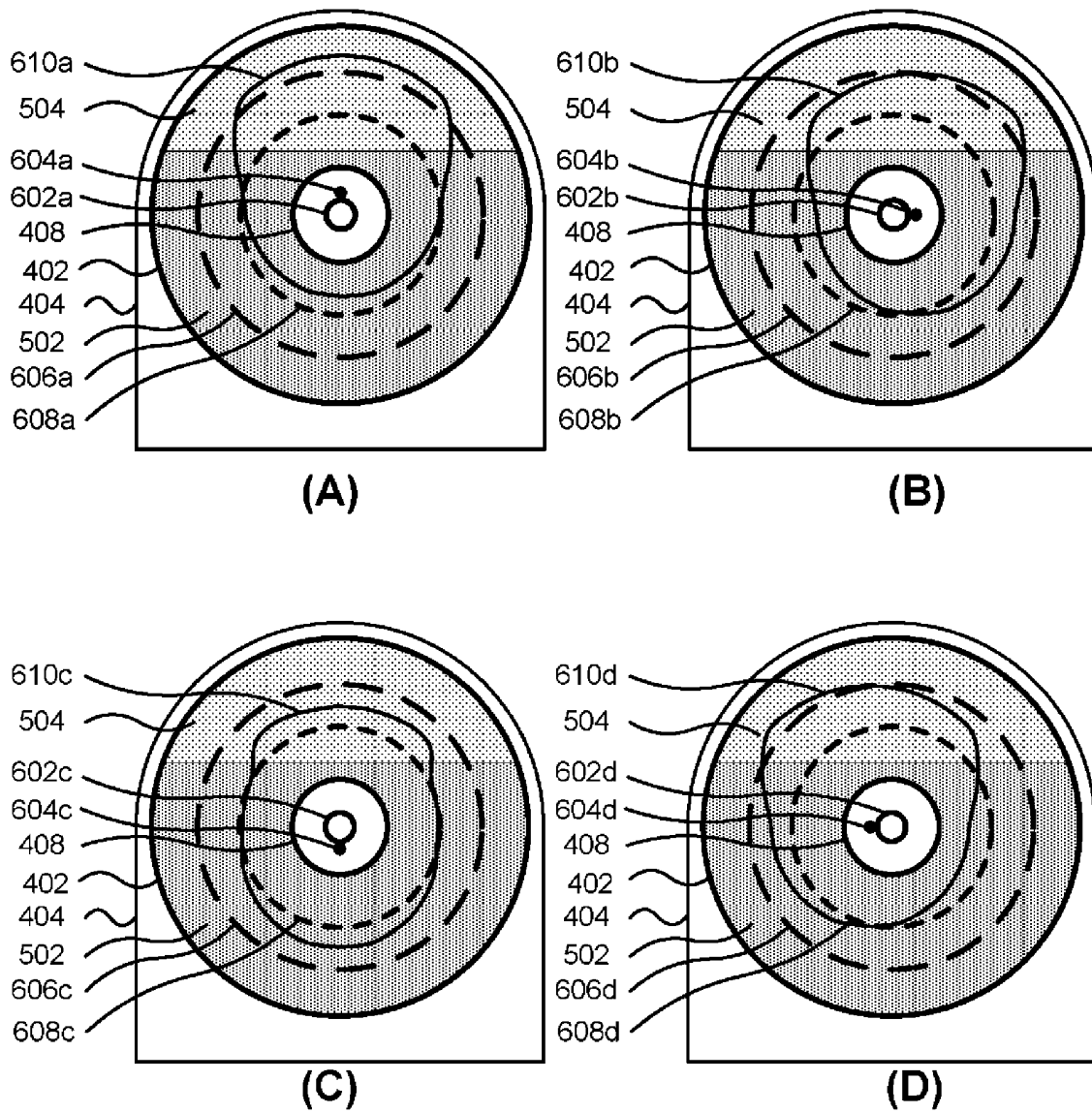
Фиг. 3

Фиг. 4

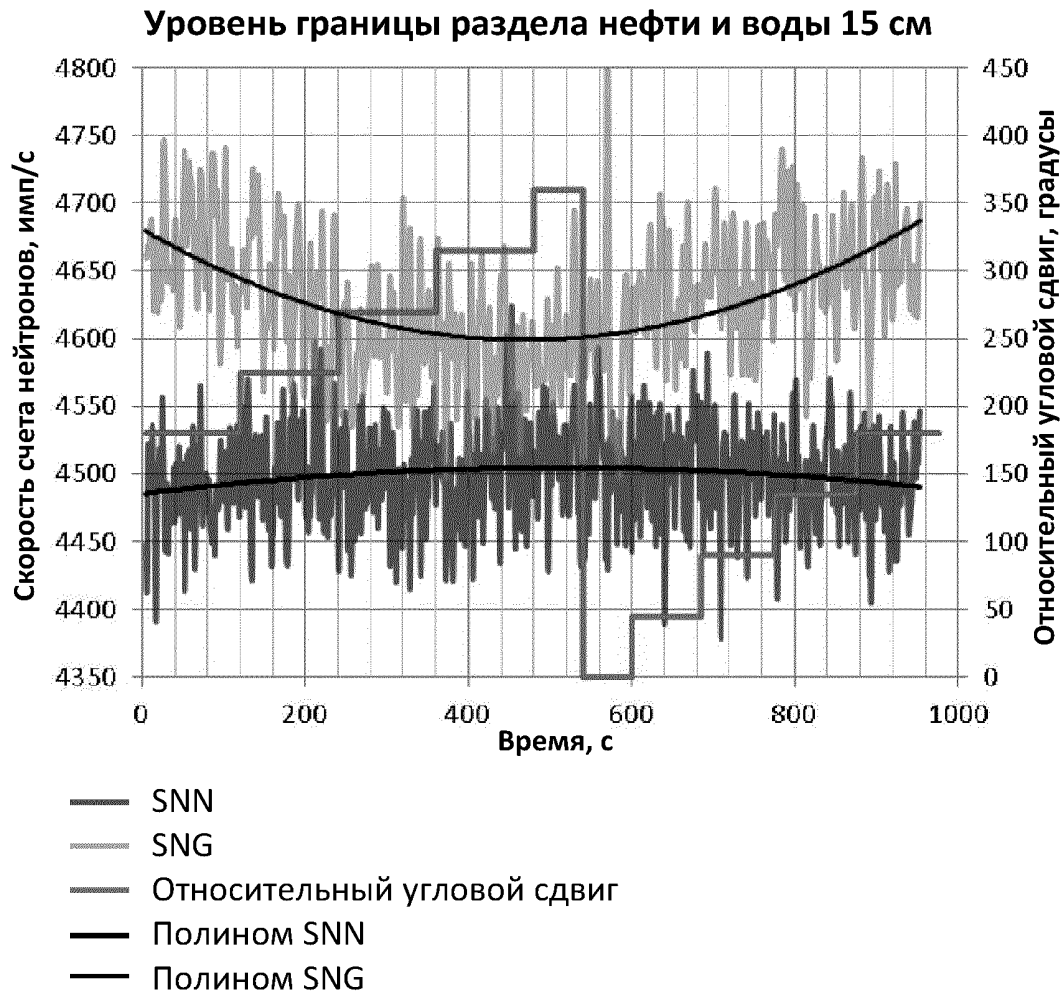




Фиг. 5

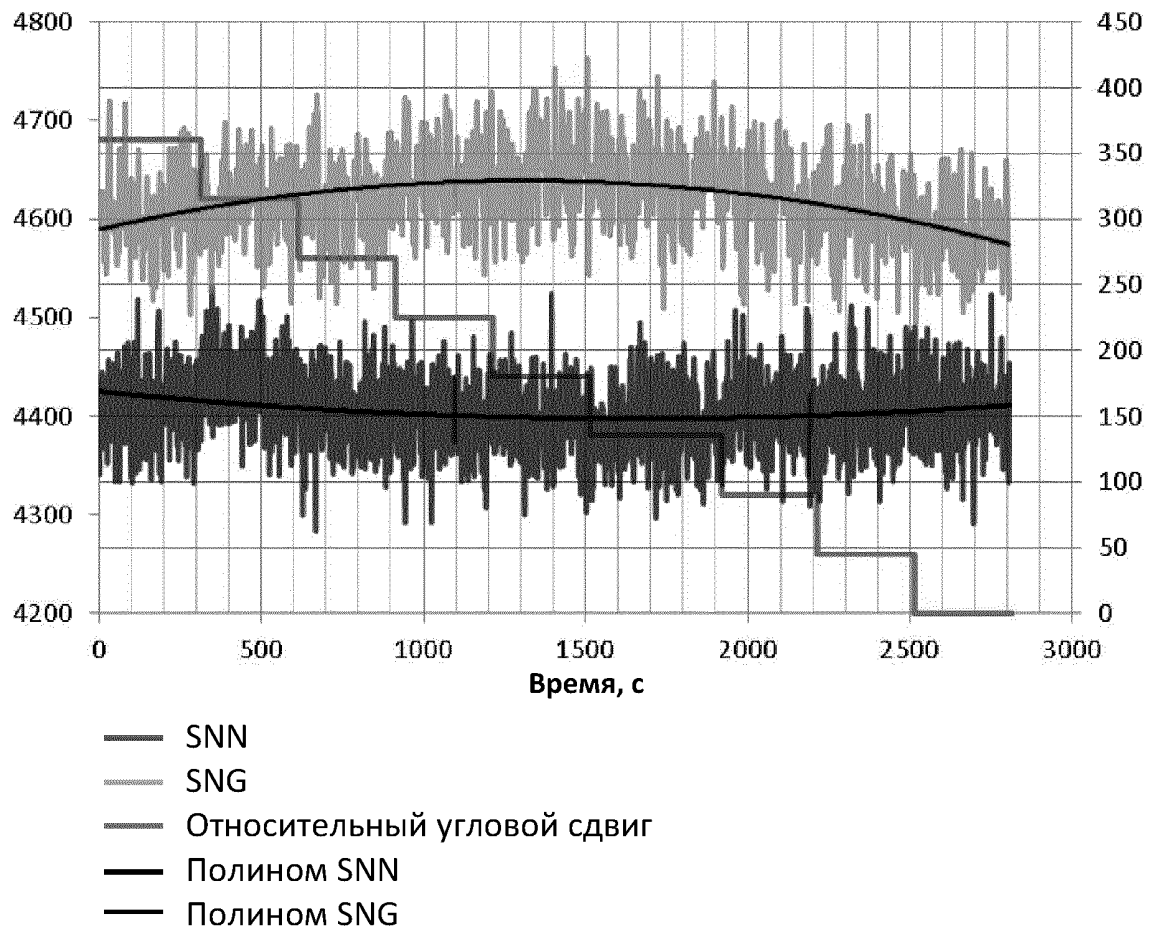


Фиг. 6

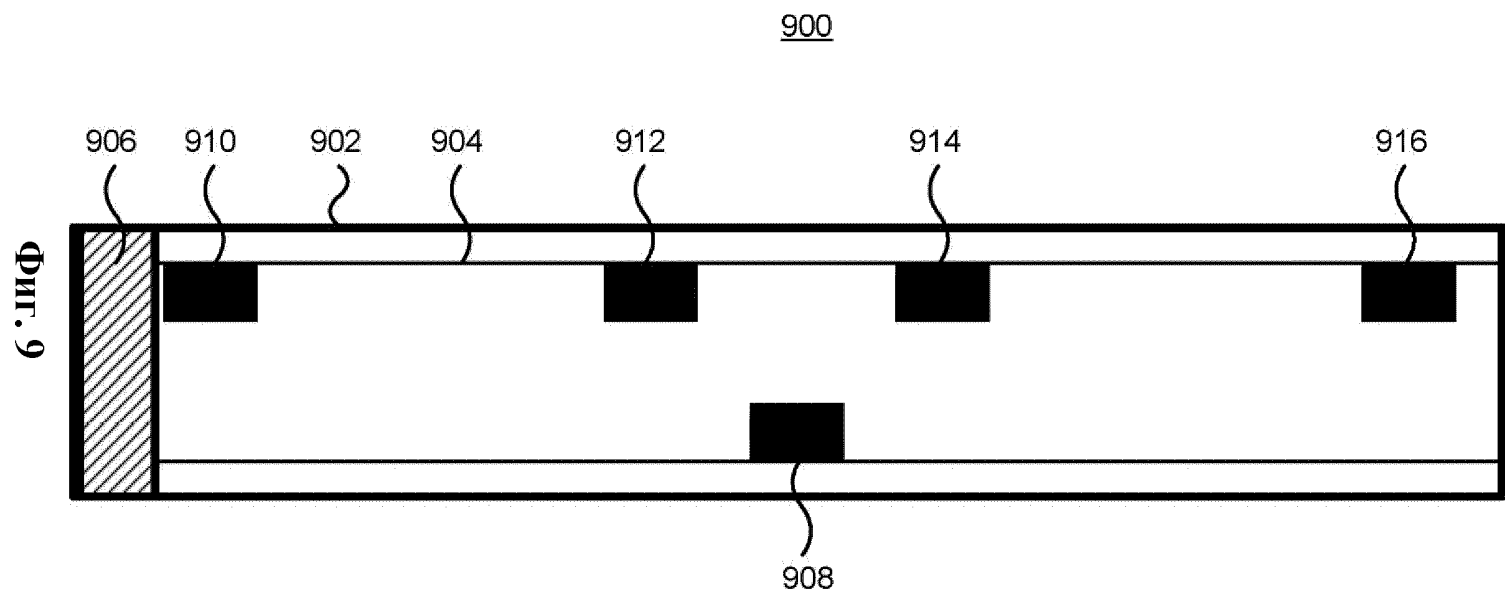


Фиг. 7

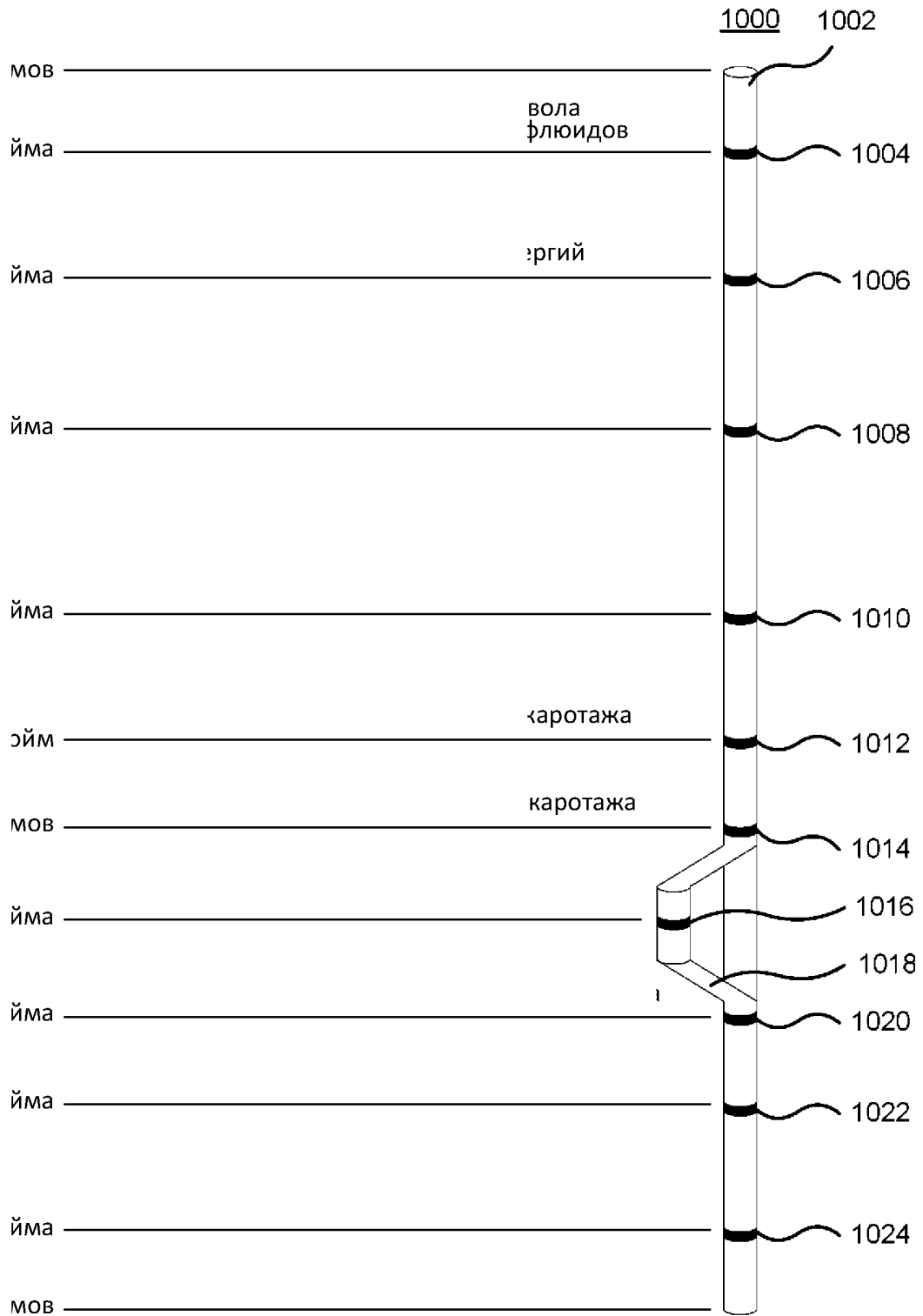
Уровень границы раздела нефти и воды 20,5 см



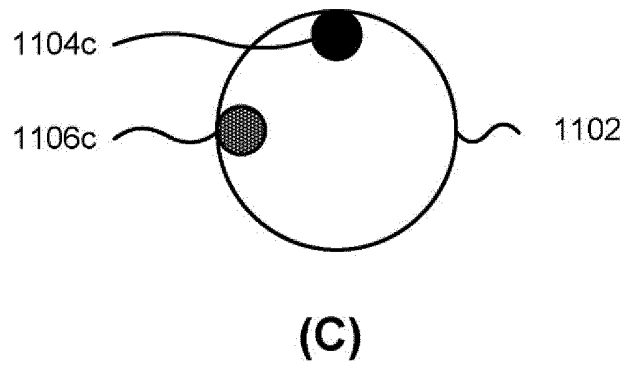
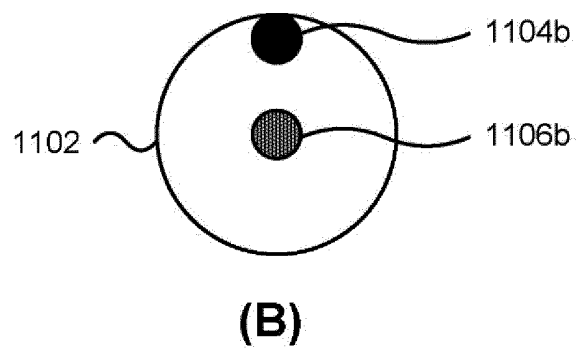
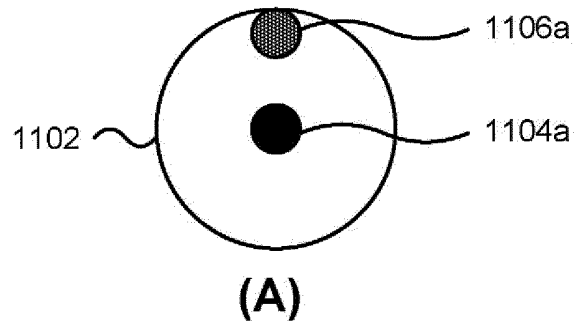
Фиг. 8



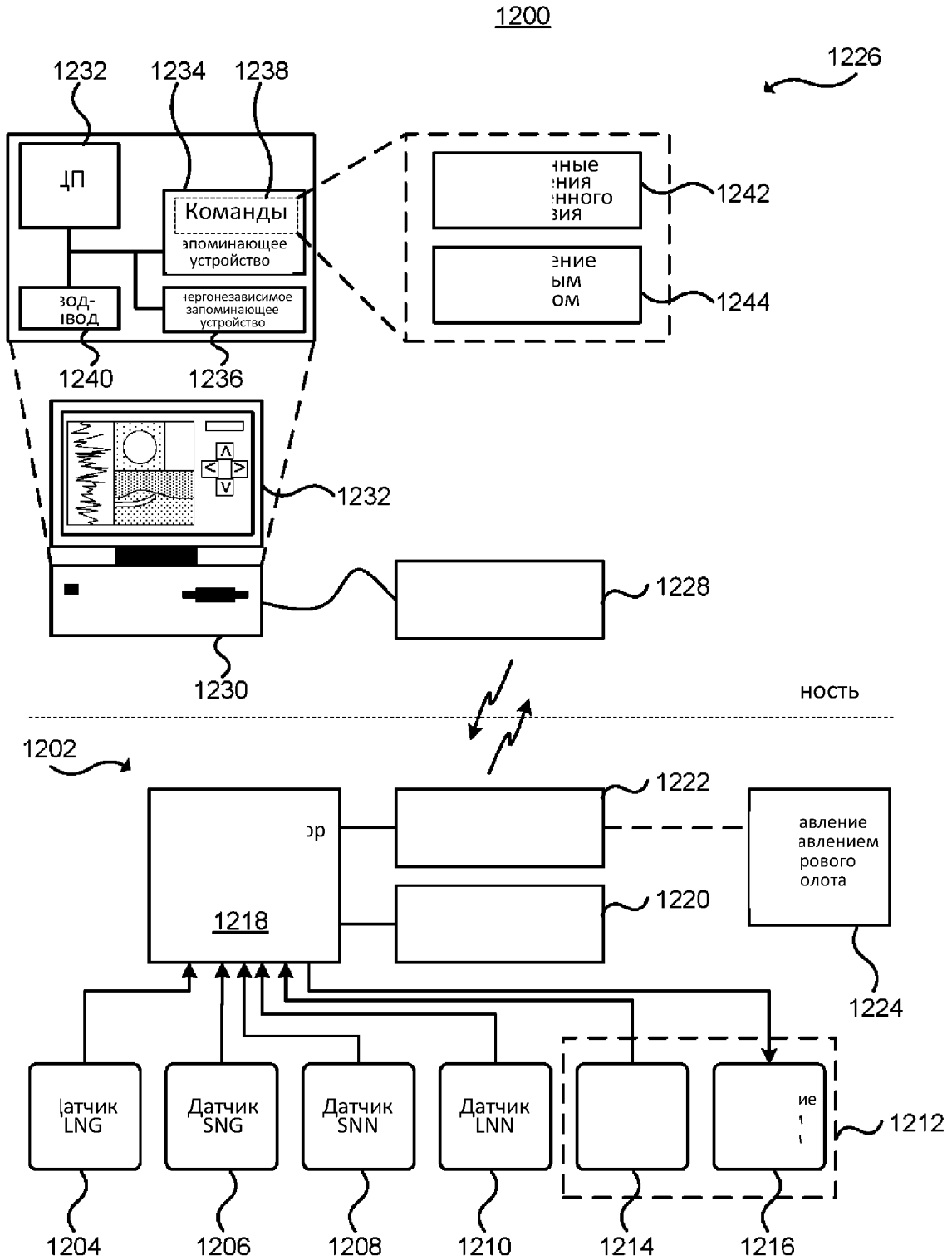
Фиг. 9



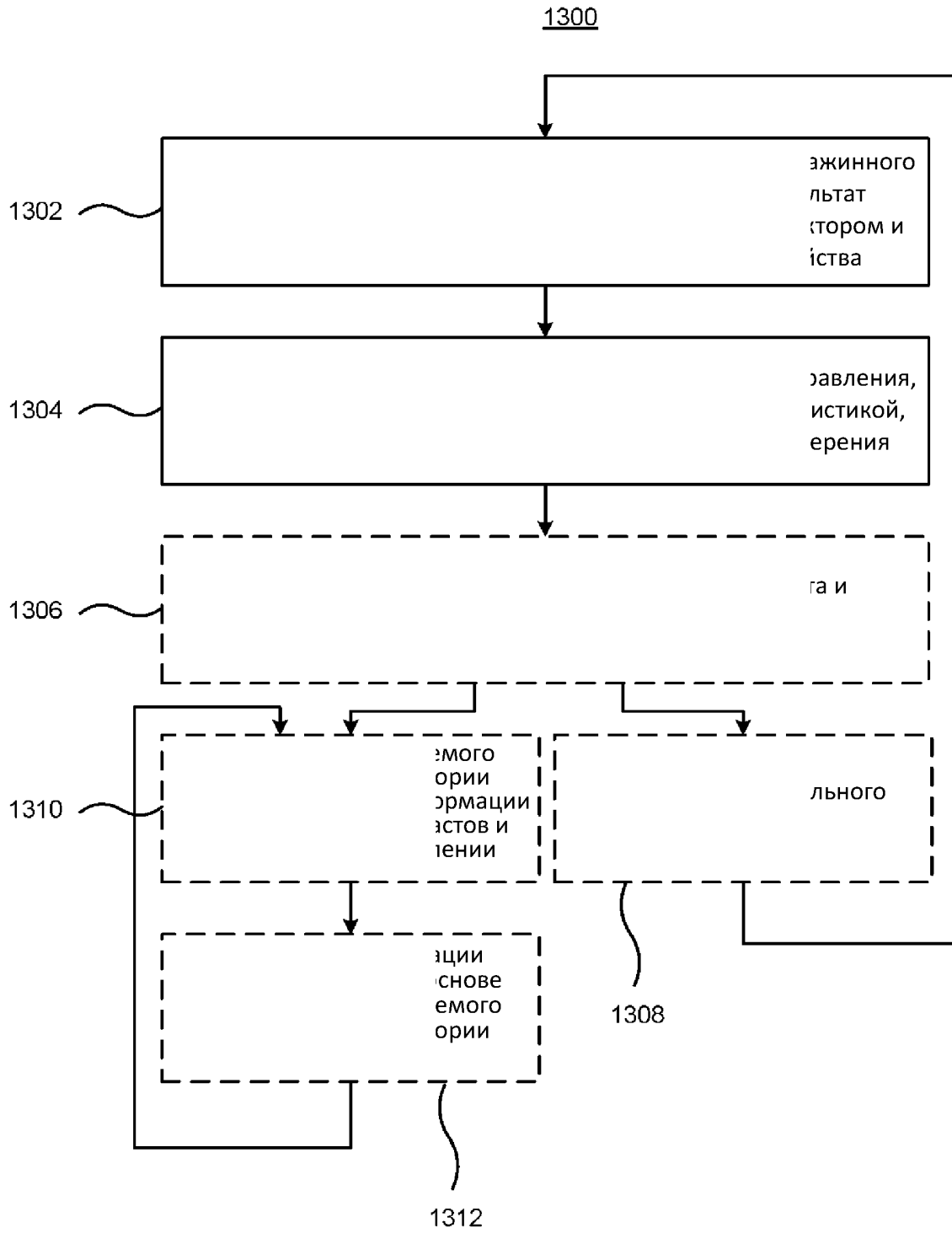
Фиг. 10



Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13