

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040037**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.04.12

(51) Int. Cl. *E21B 21/08* (2006.01)
E21B 44/00 (2006.01)

(21) Номер заявки
201791883

(22) Дата подачи заявки
2016.02.23

(54) **АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ СОБЫТИЙ ПРИ
БУРЕНИИ В СИСТЕМАХ С ЗАМКНУТЫМ КОНТУРОМ**

(31) **14/628,850**

(56) US-A1-2014262246
US-A1-2014048331
WO-A1-2004020778

(32) **2015.02.23**

(33) **US**

(43) **2017.12.29**

(86) **PCT/US2016/019023**

(87) **WO 2016/137920 2016.09.01**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ВЕЗЕРФОРД ТЕКНОЛОДЖИ
ХОЛДИНГЗ, ЛЛК (US)**

(72) Изобретатель:
**Гумус Ферхат, Киник Корэй, Ринг Лев
(US)**

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

(57) При бурении с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой обнаруживают события и идентифицируют события как одно из связанного с газом на поверхности события, связанного с выбросом события, связанного с выходом из коллектора небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с расширением газа события. Выполняют мониторинг параметров, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке. Обнаруживают возрастание объема между расходом в скважину и расходом из скважины и идентифицируют момент инициирования обнаруженного возрастания объема. На этом этапе событие с момента инициирования идентифицируют на основании параметров, контролируемых с момента инициирования. Например, для идентификации связанного с выбросом события определяют, что давление в стояке повышалось с момента инициирования без снижения плотности с момента инициирования, и определяют, что значение суммарного объема с момента инициирования повысилось выше первого порога. В ответ на идентифицированное событие инициируют действие буровой системы.

040037 B1

040037 B1

Уровень техники

Протекание пластовых текучих сред в ствол скважины во время операций бурения называют притоком или выбросом. В противоположность этому, потеря текучей среды происходит, когда буровой раствор уходит из ствола скважины в пласт, и это может приводить к нескольким отрицательным явлениям. Если выброс не может быть обнаружен и отрегулирован достаточно быстро, он может перерасти в неконтролируемый поток пластовых текучих сред на поверхность, и это называют фонтанированием. Последствия могут варьироваться от технологических простоев (непроизводительных затрат времени) до возникновения более серьезного повреждения. Гидростатическое давление является первым удобным барьером при борьбе с проявлениями в скважине, а противовыбросовые превенторы (ПВП) являются вторым барьером.

По этим причинам ранее и точное обнаружение выброса является критичным во время операций бурения для поддержания надлежащего гидростатического давления в скважине.

Предупреждающие признаки, которые обычно наблюдаются при обнаружении выброса, не всегда являются ясными (изменение механической скорости проходки и нагрузки на крюк), или признаки могут появляться слишком поздно (изменение объема бурового шлама, уровня хлоридов и т.д.). Иногда частота, с которой данные собираются (отсчеты давления в стояке), может быть слишком низкой для надлежащего обнаружения выброса. Кроме того, измерения обратного расхода из скважины (то есть расхода из скважины) могут быть неопределенными вследствие действия вертикальной качки, перекачиваний бурового раствора и неточности измерений уровня в резервуаре.

До сих пор улучшенное обнаружение выброса достигается непрерывным мониторингом обратного расхода (то есть расхода из скважины) в системе циркуляции с замкнутым контуром и сравнением расхода из скважины с расходом в скважину. Несколько способов бурения с регулируемым давлением используют для бурения стволов скважин буровыми системами с замкнутым контуром. В общем, способы бурения с регулируемым давлением включают в себя операции бурения с управляемым давлением (БУД), бурения на депрессии (БД) и пневматического бурения (ПБ).

Например, в способе бурения с управляемым давлением (БУД) в буровой системе используют замкнутую и находящуюся под давлением систему возврата бурового раствора, роторный устьевой герметизатор (РУГ) и штуцерный манифольд для регулирования давления в стволе скважины во время бурения. Различные способы бурения с управляемым давлением, используемые в отрасли промышленности, позволяют операторам успешно бурить в условиях, в которых обычная технология просто не работает, и позволяют операторам регулировать давление во время бурения.

Например, при бурении пласта буровым долотом поры подвергаются воздействию и открываются. В результате пластовые текучие среды (то есть газ) из притока или выброса могут смешиваться с буровым раствором. После этого буровая система прокачивает этот газ, буровой раствор и обломки выбуренной породы пласта обратно на поверхность. Когда газ поднимается по буровой скважине, этот газ может расширяться, а гидростатическое давление может снижаться, и это означает, что газ из пласта в большем количестве может входить в ствол скважины. Если гидростатическое давление ниже, чем пластовое давление, то газ в еще большем количестве может входить в ствол скважины.

При бурении с управляемым бурением основная обязанность связана с попыткой регулирования таких выбросов или притоков текучей среды. Этого можно достигать при использовании реакции автоматизированного штуцера в замкнутой и находящейся под давлением системе циркуляции, возможной благодаря роторному устьевому герметизатору. Система управления регулирует штуцеры с автоматизированной реакцией при мониторинге расхода в скважину и расхода из скважины, а программные алгоритмы в системе управления ориентированы на поддержание баланса массового расхода. При идентификации отклонения от баланса массы система управления инициирует реакцию автоматизированного штуцера, который изменяет профиль давления в затрубном пространстве скважины и тем самым изменяет эквивалентную плотность бурового раствора в стволе скважины. Эта автоматизированная способность системы управления позволяет осуществлять способы динамического управления скважиной или поддержания постоянного забойного давления (ПЗД).

На фиг. 1 в виде блок-схемы последовательности действий показан для примера существующий способ 100 обнаружения, предназначенный для обнаружения выброса или притока во время бурения при использовании системы с замкнутым контуром. В общепринятом способе 100 система выполняет мониторинг (блок 102) параметров при бурении. Эти контролируемые параметры обычно включают в себя расход в скважину, расход из скважины, уровни плотности бурового раствора, уровни в отстойнике для бурового раствора, давление нагнетания, утечки на поверхности, уровни в доливной емкости и т.д. При использовании контролируемых параметров система анализирует (решение 104) тренды расхода из скважины (РИ), давления в стояке (ДС) и плотности (П), чтобы определить, обнаруживается ли приток (блок 110).

В частности, система выполняет мониторинг, чтобы определить, возростал ли расход из скважины (РИ) в течение временного интервала (например, 15-секундного), повышалось ли давление в стояке (ДС) до уровня ниже первого порога (например, 5 фунт/дюйм² (34,47 кПа)) и понижалась ли плотность (П) ниже второго порога (например, 0,1 фунт/галлон (0,17 кг/л)). Если нет, система определяет, было ли сни-

жение расхода из скважины (РИ) трендом (решение 106), и, если было, указывает, что обнаружена потеря (блок 108). В противном случае система просто возвращается к мониторингу (блок 102).

Если система определяет, что расход из скважины возрастал в течение временного интервала, давление в стояке понижалось ниже первого порога и плотность понижалась ниже второго порога ("да" в решении 104), то система переходит к определению, обнаружен ли приток (блок 110). Если приток обнаружен и если средства авторегулирования включены (решение 112), то система управляет потоком путем регулирования и выкачивания обнаруженного выброса (блок 114).

В конце способа 100 обнаружения определяется, основано или нет состояние связанного с выбросом события на предшествующих показаниях. В этой связи для обнаружения притока в способе 100 осуществляется проверка повышения расхода из скважины как линии тренда при сохранении расхода в скважину тем же самым с усреднением последних n отсчетов. Время тренда, задаваемое пользователем, непосредственно изменяет эффективность способа обнаружения. Если время тренда относительно небольшое, способ может быть сверхчувствительным и могут обнаруживаться ложные выбросы. Если время тренда относительно большое, система может не обнаруживать выбросы, поскольку в способе 100 не могут восприниматься неожиданные повышения расхода из скважины и давления в стояке, из чего следует ухудшение указания на признак. С учетом того, что различные выбросы происходят с разными характерными признаками, достоверность обнаружения выброса способом 100 зависит от того, сколько ложных выбросов будет допускать оператор во время работы, чтобы система все же могла обнаруживать надлежащим образом истинные выбросы.

Как можно было видеть выше, в общепринятых способах обнаружения выбросов сравниваются параметры расхода в скважину и расхода из скважины в сочетании с поведением давления в стояке (ДС). Как только выброс имеет ожидаемые характеристики, общепринятыми способами можно успешно обнаруживать выбросы. Однако во многих случаях общепринятыми способами различные выбросы не обнаруживаются, поскольку характеристики выбросов могут отличаться от ожидаемых, или способами делаются ложные обнаружения. Как можно понять, любые ложные обнаружения выбросов являются дезориентирующими. Кроме того, любые восстановительные этапы, необходимые после обнаружения выброса (даже ложного) для закрытия скважины, составления отчетов, временного прекращения работ и т.п., могут существенно нарушать график хода буровых работ. Поэтому для операторов желательна более высокая надежность обнаружения выброса и регулирования его.

Дополнительные проблемы связаны с тем, что в обычных способах обнаружения выбросов определение наличия выброса осуществляется по изменению объема между расходом в скважину и расходом из скважины. Однако для общепринятых способов считается доказанным, что представляющие интерес переменные, такие как расход в скважину и расход из скважины, являются установившимися, и к сожалению, изменения объема не всегда являются хорошим индикатором притока текучей среды. Например, увеличение количества текучей среды в буровой системе не всегда может быть обусловлено притоком, даже если им может быть фоновый газ. Кроме того, в общепринятых способах предполагается, что изменения давления являются мгновенными. Фактически, изменения давления должны распространяться с течением времени через буровую систему.

Предмет изобретения настоящего раскрытия направлен на исключение или, по меньшей мере, снижение влияний одной или нескольких проблем, изложенных выше.

Сущность изобретения

При бурении с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой обнаруживают события и идентифицируют события как одно из связанного с газом на поверхности события, связанного с выбросом события, связанного с выходом из коллектора небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с расширением газа события. Выполняют мониторинг параметров, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке. Обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины и идентифицируют момент инициирования обнаруженного изменения. На этом этапе событие с момента инициирования идентифицируют на основании параметров, контролируемых с момента инициирования. В ответ на идентифицированное событие иницируют действие в буровой системе.

Для обнаружения изменения между расходом в скважину и расходом из скважины возрастание объема можно обнаруживать как тренд, который указывает на возможный приток или аналогичное событие, происходящее в стволе скважины. Иницированное действие соответствует такому притоку или аналогичному событию, которое идентифицировано. Однако если обнаруженные изменения представляют собой потерю объема, иницированное действие может быть иным, чем действие, используемое при притоке.

Например, чтобы идентифицировать связанное с газом на поверхности событие, обнаруживают снижение плотности с момента инициирования. В противном случае без снижения плотности событие с момента инициирования может быть идентифицировано как одно из связанного с выбросом события, связанного с выходом из коллектора небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с расширением газа события.

Например, для идентификации связанного с выбросом события определяют, что давление в стояке

повышалось с момента инициирования без снижения плотности с момента инициирования, и определяют, что значение суммарного объема с момента инициирования возрастало выше первого порога.

Например, для идентификации связанного с выходом из коллектора небольшого объема текучей среды при высоком давлении события определяют, что давление в стояке повышалось с момента инициирования без снижения плотности с момента инициирования, и определяют, что равновесие расходов существует с момента инициирования. Например, для идентификации связанного с расширением газа события определяют, что давление в стояке понижалось с момента инициирования без снижения плотности с момента инициирования.

Не предполагается, что изложенная выше сущность изобретения является кратким изложением каждого возможного варианта осуществления или каждого аспекта настоящего раскрытия.

Краткое описание чертежей

Фиг. 1 - блок-схема последовательности действий существующего способа обнаружения выбросов согласно предшествующему уровню техники;

фиг. 2 - структурная схема системы бурения с регулируемым давлением, имеющей систему управления, согласно настоящему раскрытию;

фиг. 3А-Н - примеры различных связанных с выбросами событий для обнаружения согласно настоящему раскрытию;

фиг. 4 - иллюстрация способа при бурении с замкнутым контуром согласно настоящему раскрытию;

фиг. 5 - диаграммы расхода в скважину и расхода из скважины во время связанного с потерей события, связанного с выбросом события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) события, связанного с расширением газа события и связанного с газом на поверхности события в зависимости от изменений давления в стояке (ДС);

фиг. 6 - таблица трендов объема, расхода из скважины, расхода в скважину, давления в стояке (ДС), противовдавления на устье скважины (ПУС) и плотности на выходе для событий различных видов;

фиг. 7А, В - блок-схемы последовательности действий, иллюстрирующие способ обнаружения и регулирования выбросов, реализуемый раскрытой системой;

фиг. 8 - иллюстрация процесса идентификации момента инициирования, когда во время обнаружения события вертикальная качка принимается или не принимается во внимание.

Подробное описание

А. Общее представление о системе.

На фиг. 2 показана буровая система 10 с замкнутым контуром согласно настоящему раскрытию, предназначенная для бурения с регулируемым давлением. Как показывается и описывается в этом изобретении, эта система 10 может быть системой бурения с управляемым давлением (БУД), а более конкретно системой с постоянным забойным давлением (ПЗД), относящейся к системе бурения с управляемым давлением. Хотя рассмотрение проводится в этом контексте, специалисту в данной области техники, имеющему выгоду от этого раскрытия, следует понимать, что идеи настоящего раскрытия в равной степени можно применять к системам бурения с регулируемым давлением других видов, таким как другие системы бурения с управляемым давлением (системы бурения со сбалансированным давлением, бурения с регулированием восходящего потока бурового раствора, бурения с двойным градиентом и т.д.), а также к системам бурения на депрессии (БД).

Буровая система 10 имеет вращающийся роторный устьевой герметизатор (РУГ) 12, от которого бурильная колонна 14, компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и буровое долото 18 продолжают вниз по стволу 16 скважины через пласт F. Роторный устьевой герметизатор 12 может включать в себя подходящее локализирующее давление устройство, которое удерживает ствол скважины в замкнутом контуре все время, пока ствол 16 скважины пробуривают. Соответственно роторный устьевой герметизатор (РУГ) 12 содержится на верхней части блока противовыбросовых превенторов (ПВП) и отводит буровой шлам, выносимый из затрубного пространства, и, кроме того, он завершает систему циркуляции с образованием замкнутого контура несжимаемого бурового раствора.

Кроме того, система 10 включает в себя буровые насосы 50, стояк (непоказанный), резервуары 40 для бурового раствора, газосепаратор 30 для бурового раствора и различные линии к газосепаратору, а также другие обычные компоненты. В дополнение к ним буровая система 10 включает в себя автоматизированный штуцерный манифольд 20, который встроен в другие компоненты системы 10.

Наконец, в системе 60 управления буровой системы 10 объединены аппаратное обеспечение, программное обеспечение и прикладные программы для всей буровой системы 10, и система 60 управления используется для мониторинга, измерения и регулирования параметров в буровой системе 10. При таких условиях работы системы 10 с замкнутым контуром, например, незначительные притоки в ствол скважины или потери могут обнаруживаться на поверхности, а система 60 управления может также анализировать данные о давлении и расходе, чтобы обнаруживать выбросы, потери и другие события. В свою очередь, система 60 управления может осуществлять автоматическое управление по меньшей мере некоторыми операциями буровой системы 10.

Для выполнения операций мониторинга в системе 60 управления могут использоваться данные от некоторого количества датчиков и устройств в системе 10. Например, одним или несколькими датчиками

может измеряться давление в стояке. Одним или несколькими датчиками (например, счетчиками числа ходов поршня насосов) может измеряться скорость закачивания буровыми насосами 50 для получения расхода бурового раствора в бурильную колонну 14. Таким образом, расход в бурильную колонну может определяться по числу ходов поршня насосов в минуту и/или по давлению в стояке. Как описывается подробно ниже, для измерения расхода бурового раствора в ствол скважины предпочтительно использовать расходомер 52, такой как расходомер Кориолиса, после насосов 50.

Одним или несколькими датчиками можно измерять объем текучей среды в резервуарах 40 для бурового раствора и можно измерять расход в резервуары 40 для бурового раствора и из них. В свою очередь, поскольку изменение уровня в резервуарах для бурового раствора может указывать на изменение объема бурового раствора, расход из ствола скважины можно определять по объему, входящему в резервуары 40 для бурового раствора.

Вместо того, чтобы полагаться на обычные измерения уровня бурового раствора, перемещений лопастей и т.п., в системе 10 можно использовать оборудование каротажа бурового раствора и расходомеры для повышения точности обнаружения. Например предпочтительно, чтобы в системе 10 имелся расходомер 24, такой как массовый расходомер Кориолиса, в штуцерном манифольде 20 для захвата в реальном времени данных о текучей среде, включая массовый и объемный расход, массу (то есть плотность) бурового раствора и температуру, из возвращающихся из затрубного пространства текучих сред при скорости выборок, составляющей несколько раз в секунду. Поскольку от расходомера 24 Кориолиса получают непосредственное измерение массового расхода, расходомером 24 можно осуществлять измерение газа, жидкости или суспензии. Можно использовать другие датчики, такие как ультразвуковые доплеровские расходомеры, эхолокационные расходомеры, магнитный расходомер, роликовый расходомер, лопастные измерители и т.д.

Дополнительными датчиками можно измерять газ в буровом растворе, температуру в линии к газосепаратору, плотность бурового раствора и другие параметры. Например, датчиком расхода можно измерять изменение объема бурового раствора в скважине. Кроме того, на поверхности можно осуществлять мониторинг углеводородов в буровом растворе газовой ловушкой, такой как перемешивающая газовая ловушка. Например, для определения содержания газа в буровом растворе в газовой ловушке механически перемешивается буровой раствор, втекающий в резервуар. При перемешивании из бурового раствора выделяются захваченные газы, а выделенные газы отводятся для анализа. Использованный буровой раствор просто возвращается в резервуар 40 для повторного использования в буровой системе 10.

Данные о текучей среде и другие измерения, отмеченные в этой заявке, могут передаваться в систему 60 управления, которая, в свою очередь, может управлять режимами бурения. В частности, система 60 управления может управлять автоматизированным штуцерным манифольдом 20, который регулирует давление и расход во время бурения и встроен в буровую систему 10 ниже по потоку от роторного устьевого герметизатора 12 и выше по потоку от газосепаратора 30. Наряду с другими компонентами манифольд 20 имеет штуцеры 22, расходомер 24, датчики давления (непоказанные), локальный контроллер (непоказанный) для управления работой манифольда 20, гидравлический силовой блок (непоказанный) и/или электродвигатель для приведения в действие штуцеров 22. Система 60 управления находится в связи с манифольдом 20, снабжена панелью управления с пользовательским интерфейсом и способна выполнять обработку, чтобы осуществлять мониторинг манифольда 20 и управление им.

В дополнение к штуцерному манифольду 20, устройствам и датчикам, отмеченным выше, буровая система 10 может включать в себя систему непрерывного потока (непоказанную), устройство 26 оценивания газов, многофазный расходомер 28 и другие компоненты, встроенные в компоненты системы 10. Система непрерывного потока позволяет поддерживать поток при выполнении соединений со стояком, а буровая система 10 может включать в себя или не включать в себя такие компоненты. Отчасти устройство 26 оценивания газов может использоваться при оценивании текучих сред в буровом растворе, например при оценивании углеводородов (например, от C1 до C10 или выше), неуглеводородных газов, диоксида углерода, азота, ароматических углеводородов (например, бензола, толуола, этилбензола и ксилола) или других представляющих интерес газов или текучих сред в буровом растворе. В соответствии с этим устройство 26 может включать в себя устройство извлечения газов, в котором используется полупроницаемая мембрана для извлечения газа из бурового раствора для анализа.

Многофазный расходомер 28 может быть установлен в линии к газосепаратору для содействия определению пополнения текучей средой. Как должно быть понятно, многофазный расходомер 28 может быть полезным при моделировании потока бурового раствора и получении количественных результатов для уточнения расчета концентрации газа в буровом растворе.

Во время работы роторный устьевой герметизатор 12 используется в системе 10 для поддержания скважины изолированной от атмосферных условий. Текучая среда, выходящая из ствола 16 скважины, протекает через автоматизированный штуцерный манифольд 20, в котором обратный расход (например, расход из скважины) и плотность измеряются при использовании расходомера 24, установленного в одной линии с штуцерами 22. Далее с помощью компонентов программного обеспечения системы 60 управления сравниваются расход в ствол 16 скважины и расход из него, давление нагнетания (или давление в стояке), противодействие на устье скважины (измеряемое выше по потоку от штуцеров 22 в обяза-

ке превенторов) , положение штуцеров 22 и плотность бурового раствора наряду с другими возможными переменными. После сравнения этих переменных в системе 60 управления в реальном времени идентифицируются незначительные притоки в скважину и потери для регулирования давления в затрубном пространстве во время бурения.

При идентификации притоков в скважину и потерь во время бурения система 60 управления, например, выполняет мониторинг циркуляции для поддержания при рабочих условиях уравновешенного расхода при постоянном забойном давлении и для обнаружения связанных с выбросами и утратой циркуляции событий, которые ставят под угрозу это равновесие. Буровой раствор непрерывно циркулирует через систему 10, штуцерный манифольд 20 и расходомер 24 Кориолиса. Как должно быть понятно, значения расходов могут флуктуировать во время нормальной работы вследствие шума, погрешностей датчиков и т.д., так что система 60 может быть прокалибрована для согласования с такими флуктуациями. В любом случае в системе 60 измеряются расход в скважину и расход из скважины и обнаруживаются вариации. В общем случае, если расход из скважины выше, чем расход в скважину, то количество текучей среды возрастает в системе 10, что указывает на выброс. В противоположность этому, если расход из скважины ниже, чем расход в скважину, то буровой раствор уходит в пласт, что указывает на нарушение циркуляции.

Далее для регулирования давления система 60 управления вносит на поверхности изменения в давление и расход в несжимаемом контуре текучей среды, чтобы изменить профиль давления в затрубном пространстве ствола 16 скважины. В частности, при использовании штуцерного манифольда 20 для приложения противодействия на устье скважины в замкнутом контуре система 60 управления может создавать соответствующее изменение забойного давления. Таким образом, в системе 60 управления используются в реальном времени данные о расходе и давлении, а система управляет противодействием в затрубном пространстве для регулирования притоков в ствол скважины и потерь.

Для этого в системе 60 управления используются внутренние алгоритмы для идентификации событий, происходящих в забое скважины, и она реагирует на них автоматически. Например, система 60 управления выполняет мониторинг любых отклонений значений во время операций бурения и предупреждает операторов о любых проблемах, которые могут создаваться притоком текучей среды в ствол 16 скважины из пласта F или уходом бурового раствора в пласт F. Кроме того, система 60 управления может автоматически обнаруживать, регулировать и выкачивать такие притоки и компенсировать потери путем приведения в действие штуцеров 22 в штуцерном манифольде 20 и выполнения других автоматизированных операций.

Изменение между расходом в скважину и расходом из скважины может включать в себя разности, соотношения, повышения, снижения и т.п. различных видов между расходом в скважину и расходом из скважины. Например, расход из скважины может повышаться/понижаться при поддержании расхода в скважину; расход в скважину может повышаться/понижаться при поддержании расхода из скважины, или как расход в скважину, так и расход из скважины может повышаться/понижаться. См. фиг. 3А-3Н и фиг. 5 ниже.

В общем случае возможный приток или выброс текучей среды может быть замечен, когда значение расхода из скважины (измеряемое расходомером 24) отклоняется от значения расхода в скважину (измеряемого расходомером 52 или счетчиками числа ходов поршней буровых насосов 50). Как известно, выброс представляет собой поступление пластовой текучей среды в ствол 16 скважины во время операций бурения. Выброс происходит потому, что давление, оказываемое столбом бурового раствора, не является достаточно большим для преодоления давления, оказываемого текучими средами в пробуриваемом пласте.

Как будет описано более подробно ниже, выброс обнаруживается в случае, когда расход из скважины значительно выше, чем расход в скважину, в течение заданного периода времени. В дополнение к этому давление в стояке (ДС) не должно повышаться выше определенного максимально допустимого давления в стояке, а плотность текущей среды, выходящей из скважины, не должна падать ниже порога плотности газа на поверхности. Когда выброс обнаруживается, оператор может извещаться сигналом тревоги, а система 60 после этого может регулировать приток.

Как рассматривается ниже, в системе 60 управления регулирование выброса может быть автоматизированной функцией, в которой сочетаются обнаружение и регулирование выброса, и в системе 60 управления алгоритм регулирования выброса может быть основан на модифицированном способе регулирования выбросов бурильщиком. Например, в формате автоматического регулирования выброса система 60 управления автоматически закрывает штуцеры 22 для повышения противодействия на устье скважины в затрубном пространстве ствола 16 скважины до установления баланса массы и прекращения притока.

При работающих штуцерах 22 система 60 повышает давление на заданную величину в качестве буфера и выкачивает приток из скважины путем регулирования давления в стояке. Давление в стояке поддерживается постоянным благодаря автоматическому регулированию противодействия на устье скважины, при этом возрастает скважинное циркуляционное давление и исключается вторичный приток. Текучая среда, вызвавшая выброс, перемещается вверх в затрубном пространстве при полной скорости работы насоса и использовании в небольшой степени понижающегося относительного расхода

около -0,1 галлон/мин (-0,3785 л/мин) для безопасного приведения пластового давления к равновесию. Во время этого процесса может выполняться мониторинг системной доливной емкости по изменениям объема текучей среды на поверхности, поскольку обычные измерения по приросту в резервуаре обычно являются не очень точными. Мониторинг всего этого может выполняться и данные могут представляться в систему 60 управления для обеспечения дополнительного регулирования на этих этапах.

После взятия под контроль разности расхода из скважины и расхода в скважину система 60 управления поддерживает это равновесие в течение заданного периода времени до переключения в следующий режим. При успешной работе можно ожидать обнаружения выброса и выполнения цикла регулирования в течение приблизительно 2 мин.

С другой стороны, возможная потеря текучей среды может быть замечена, когда значение расхода в скважину (определяемое по счетчикам числа ходов поршней насосов 50 или измеряемое расходомером 52 на впуске) больше, чем значение расхода из скважины (измеряемое расходомером 24). Как известно, потеря текучей среды представляет собой поглощение в матрице пласта всего бурового раствора, суспензии или текучей среды для обработки, содержащей твердые частицы. Возникающее в результате наращивание твердого материала или глинистой корки может быть нежелательным, поскольку может произойти любое проникновение фильтрата сквозь пласт в дополнение к неожиданной потере гидростатического давления вследствие быстрого поглощения текучей среды.

В таком случае в этой ситуации этапы, аналогичные изложенным выше, но соответствующие потере текучей среды, могут быть реализованы системой 60 управления для регулирования давления и расхода во время бурения. В общем случае буровой раствор с более высокой плотностью, материал для борьбы с поглощением бурового раствора (МБПБР) и т.п. могут закачиваться в ствол 16 скважины, и могут приниматься другие восстановительные меры. Например, оператор может начать закачивать новый раствор с плотностью, рекомендованной или выбранной для глушения скважины. Когда раствор для глушения скважины начинает проходить в ствол 16 скважины, штуцеры 22 открываются, постепенно приближаясь к положению защелкивания, чтобы раствор для глушения скважины возвращался обратно к поверхности. После выпуска раствора для глушения скважины из долота 18 система 60 управления опять переключается обратно на регулирование давления в стояке (ДС) до тех пор, пока раствор для глушения скважины не пройдет обратно весь путь до поверхности.

В. Связанные с выбросами события.

Во время бурения параметры на поверхности изменяют в зависимости от фильтрующих свойств пласта, интенсивности выброса и параметров бурения. Поэтому в этой заявке характеризуются выбросы нескольких видов, обнаруживаемые и регулируемые раскрытой системой 10. В частности, на фиг. 3А-Н показаны примеры различных связанных с выбросами событий, обнаруживаемых и регулируемых раскрытой системой 10.

Характеристики выброса газа показаны на графике 120А на фиг. 3А. Выброс этого вида не может быть обнаружен существующими способами обнаружения, несмотря на то, что значение 122а расхода из скважины возрастает в то время, когда значение 122b расхода в скважину остается постоянным. Выброс подтверждается всплеском приблизительно 300 фунт/дюйм² (2,068 МПа) на отсчете 124 давления в стояке (ДС), а на дополнительный признак может указывать небольшое изменение противодавления на устье скважины (ПДУС) 126. Однако любым из общепринятых способов обнаружения выброса, в которых осуществляется непрерывное слежение за возрастающим трендом значения 122а расхода из скважины, изменяющимся с течением времени, нельзя обнаружить это событие. Иначе говоря, поскольку повышение значения 122а расхода из скважины при этом связанном с выбросом событии было, например, сначала неожиданным, и затем следовало снижение, выброс газа этого вида не может надлежащим образом обнаруживаться общепринятыми способами. Однако на способы обнаружения, раскрытые в этой заявке, можно рассчитывать при обнаружении события этого вида.

В противоположность выбросу газа на фиг. 3В показан график 120В для события, связанного с выбросом жидкости или воды. Общепринятыми способами обнаружения выбросов можно обнаруживать выброс этого вида на основании одновременного повышения значения 122а расхода из скважины и отсчета 124 давления в стояке (ДС). В дополнение к этому наблюдается различное возрастание отсчета 126 противодавления на устье скважины (ПДУС), когда вызвавшая выброс текучая среда входит в затрубное пространство. По мере того как вызвавшая выброс текучая среда входит в затрубное пространство, выброс вызывает непрерывное снижение отсчета 124 давления в стояке, обусловленное снижением общего гидростатического давления в затрубном пространстве. Скорость, с которой отсчет 124 давления в стояке и значение 122а расхода из скважины повышаются, непосредственно показывают интенсивность выброса и фильтрующие свойства пласта. Как и предполагалось, на способы обнаружения, раскрытые в этой заявке, можно рассчитывать при обнаружении этого вида выброса жидкости.

На фиг. 3С показан график 12°С имитированного выброса, осуществленного нагнетанием газа в испытательную скважину. При этом имитированном выбросе газ нагнетался по паразитной колонне в 6000-футовую (1829-метровую) вертикальную скважину. Вследствие ограничения давления нагнетания газа в испытательном контуре можно было имитировать выбросы только с низкой интенсивностью. Возрастающие значения 122а расхода из скважины является медленным, а возрастания отсчета 124 давления в стоя-

ке (ДС) и отсчета 126 противодействия на устье скважины (ПДУС) являются едва заметными. Это отличительное свойство идеально соответствует условиям, необходимым для обнаружения общепринятыми способами и помогает пояснить, почему общепринятые способы не являются адекватными. Например, во время операций реального бурения характер выброса, показанного на фиг. 3С, вида никогда реально не наблюдается в случае выброса газа. Однако способы обнаружения, раскрытые в этой заявке, рассчитаны на лучшее обнаружение связанных с выбросом газа событий.

На фиг. 3D показан график 120D для связанного с выбросом газа события после распространения его из необычного газового сланца (то есть сланцевого пласта с микротрещинами). Резкое возрастание значения 122а расхода из скважины и первоначальный всплеск отсчета 124 давления в стояке (ДС) ясно указывают на выброс. В этом примере выброс регулировали вручную с помощью системы. Для регулирования потребовалось почти 30 мин, а в конце процесса отсчет 126 противодействия на устье скважины (ПДУС) достигал 90% максимально допустимого противодействия в затрубном пространстве на устье скважины (МДПДЗПУС). Поэтому скважина была остановлена при использовании противовыбросового превентора буровой установки. Хотя пластовые характеристики газового сланца с микротрещинами определены иные, чем характеристики продуктивного коллектора с высокой проницаемостью, характерные признаки выбросов были теми же. Следует также отметить, что неожиданное расширение газа происходит в то время, когда пластовый газ находится близко к поверхности.

На фиг. 3Е показан график 120Е выброса еще одного вида, связанного с выходом (из коллектора) небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) со скоростью, превышающей скорость пополнения. Аналогично поведению обычного выброса, это событие происходит в стволе скважины агрессивно и затем быстро теряет свою кинетическую энергию. Изменения значения 122а расхода из скважины и отсчета 124 давления в стояке (ДС) очень похожи на изменения при обычном выбросе, но значение 122а расхода из скважины возвращается обратно к исходному установившемуся состоянию, и это указывает на то, что пластовая текучая среда больше не втекает в ствол скважины.

Поскольку общий объем вызвавшей выброс текучей среды очень небольшой, а текучая среда уже сама убывает, системе 10 нет необходимости реагировать на ситуацию, связанную с выбросом этого вида. Поэтому при надлежащей идентификации этого события может экономиться ценное время вследствие того, что система не начинает реагировать на него. Кроме того, во многих случаях событие этого вида может быть ранним показателем потенциального выброса. Поэтому благодаря возможности обнаружения события этого вида операторы могут подготовиться к реальному последующему выбросу. В этой связи способы обнаружения, раскрытые в этой заявке, рассчитаны на обнаружение события этого вида.

С учетом фактического объема в условиях забоя, с учетом содержания пластовой текучей среды (если она является газом) и в зависимости от глубины, на которой прилагается противодействие вблизи поверхности (меньше 500 футов (меньше 152,4 м)), событие будет распространяться и иметь определенный характерный признак при прохождении через расходомер (например, 24 на фиг. 2). Кроме того, объемом газа определяется величина возможного падения давления в затрубном пространстве вследствие расширения его. Если событие считается недопустимым, следует создавать дополнительное давление для компенсации падения, чтобы поддержать забойное давление (ЗД).

Когда связанный с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) газ достигает поверхности, событие, связанное с выходом небольшого объема газа при высоком давлении (фиг. 3Е), резко распространяется. Например, на фиг. 3F показан график 120F распространения события, связанного с выходом небольшого объема газа при высоком давлении, на поверхности через расходомер (24). Характерный признак имеет сходство с тем, который встречается в забое скважины в большем масштабе: сначала осцилляция 122а расхода относительно большая, плотность (П) 128 падает резко и регистрируется быстрый всплеск давления 124. Затем наблюдается восстановление всех трех параметров, что указывает на снижение содержания газа в буровом растворе. Поэтому пластовый газ, обусловленный начальным перепадом давлений, очень быстро проникает в буровой раствор в самом начале, а затем его давление быстро падает и движение замедляется вследствие его малого объема. Наконец, после снижения пластового давления в результате отсутствия пополнения выброс сам по себе прекращается. Заметим, что циркуляция в результате выброса в течение нескольких секунд приводит приблизительно к 8-минутной циркуляции газа на поверхности.

Еще одно событие, связанное с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД), показано на графике 120G из фиг. 3G. По сравнению с событием, показанным на фиг. 3Е, это событие крупнее по объему. На той же самой 60-минутной временной шкале в этом событии имеется треугольная или пилообразная характеристика, тогда как предыдущее событие было более линейным. На нижней стороне графика разность объемов подтверждается характером значения 122а расхода из скважины после попадания газа на поверхность. Зарегистрированные осцилляции имеют намного большую величину, и требуется более 45 мин для избавления от этого газа. Поскольку расширение обусловлено падением забойного давления (ЗД), в системе можно приложить противодействие на устье скважины (ПДУС), чтобы поддержать значение 124 давления в стояке (ДС) и забойное давление (ЗД) постоянными на предшествующем стабильном уровне до тех пор, пока весь газ не выйдет из скважины. Можно заме-

тить, что значение 122а расхода из скважины экспоненциально возрастает, а отсчет 124 давления в стояке (ДС) снижается во время расширения газа, как и в случае на фиг. 3D.

На фиг. 3Н показан график 120Н события, являющегося результатом выхода газа на поверхность (например, в случае, когда воздух, захваченный в бурильной колонне, приходит к поверхности). Воздух в очень небольшом количестве захватывается в одной из бурильных свеч во время процесса соединения и заполнения. Как только он начинает циркулировать вниз и обратно к поверхности, наблюдается возрастание значения 122а расхода из скважины и падение плотности (П) 128. Характер кривых показывает, что газ (в этом случае воздух) распределяется равномерно. Суммарное время очистки (4 мин) отражает, что объем газа является очень небольшим (отметим, что на фиг. 3F как в отсчете 122а расхода из скважины, так и плотности 128 имеется резкое начальное изменение). Способы обнаружения, раскрытые в этом описании, рассчитаны также на обнаружение события этого вида.

С. Общее представление о способе.

При наличии понимания системы 10 и видов событий, подлежащих обнаружению и регулированию, теперь рассмотрение будет обращено к способу 150 на фиг. 4 для бурения с замкнутым контуром согласно настоящему раскрытию. Во время операции бурения система 60 управления выполняет мониторинг (блок 152) нескольких представляющих интерес параметров. Как отмечалось ранее, эти параметры включают в себя расход в ствол 16 скважины или расход из нее, давление нагнетания (или давление в стояке), противодействие на устье скважины (измеряемое выше по потоку от штуцеров 22 в обвязке превенторов), положение штуцеров 22 и плотность бурового раствора наряду с другими параметрами, полезными при бурении с управляемым давлением или других операциях бурения с регулируемым давлением. На основании этих контролируемых параметров система 60 управления может идентифицировать в реальном времени незначительные притоки в забой скважины и потери и может регулировать давление для бурения (блок 154) ствола скважины при равновесии. В конечном счете, система 60 управления обнаруживает приток (блок 156), когда встречается изменение в зоне пласта. Как подробно описывается в этой заявке, изменение может включать в себя любую из нескольких возможностей, в том числе, например, достижение в пласте зоны с более высоким пластовым давлением.

При наличии обнаруженного притока система 60 управления автоматически регулирует (блок 160) штуцеры 22 в манифольде 20 для повторного достижения баланса при бурении с управляемым давлением. Как рассматривалось выше, штуцерный манифольд 20 расположен ниже по потоку от роторного устьевого герметизатора 12 и регулирует противодействие на устье скважины 16 путем регулирования расхода бурового раствора из скважины, выходящего из роторного устьевого герметизатора 12 в газосепаратор 30.

Обычно различные микрорегулировки рассчитываются и осуществляются относительно штуцера 22 на всем протяжении процесса бурения, поскольку различные рабочие параметры изменяются непрерывно. На основании регулировок в системе 60 управления может определяться (блок 162) забойное давление в текущей зоне пласта с учетом текущей глубины бурения, эквивалентной плотности бурового раствора, гидростатического давления и других переменных, необходимых для вычисления.

Одновременно с работой манифольда 20 и его регулировками устройства обнаружения (например, расходомер 24 Кориолиса, устройство 28 оценивания газа и т.д.) выполняют мониторинг (блок 158) бурового раствора, проходящего из манифольда 20 по линии к газосепаратору. В конечном счете, после некоторой расчетной временной задержки, которая зависит от расхода и текущей глубины скважины, реальная текучая среда из пласта, обусловленная притоком, достигает устройства 24/28. Эта временная задержка может непосредственно определяться на основании известных расходов, глубины ствола скважины, местоположения зоны, из которой инициируется приток, и т.д. Затем в работающем так, как описано в этой заявке, устройстве 24/28 непосредственно определяются характеристики бурового раствора, проходящего через устройство 24/28 или посредством него.

Как отмечалось ранее, расходомер 24 Кориолиса может в измерять в реальном времени массовый и объемный расход, массу бурового раствора (то есть плотность) и температуру возвращающихся из затрубного пространства текучих сред при скорости взятия выборок, составляющей несколько выборок в секунду. Как хорошо известно, объемный расход бурового раствора должен быть его массовым расходом, деленным на плотность бурового раствора. В данном случае плотность бурового раствора непрерывно изменяется вследствие изменений температуры, давления, состава бурового раствора (то есть концентрации газа) и фазы текучей среды (то есть свободного газа или растворенного газа). Все эти контролируемые параметры могут учитываться при вычислениях объема притока, расходов и т.п.

В устройстве 28 оценивания газа может определяться содержание углеводородного газа в буровом растворе. В этом случае устройство 28 оценивания газа можно калибровать относительно конкретного бурового раствора, используемого в системе 10, или бурового раствора любого подходящего вида, который может использоваться в системе 10. Для получения дельта-отсчета вспомогательное устройство оценивания газа (непоказанное) может быть установлено в системе 10 в потоке бурового раствора в скважину (из резервуаров или от буровых насосов) для определения исходного содержания газа в буровом растворе, втекающем в скважину. Затем это значение вычитается из отсчета, взятого устройством 28 ниже по потоку от бурового раствора, вытекающего из роторного устьевого герметизатора 12. На осно-

вании этого можно определять, какая часть содержания газа обусловлена притоком, встречающемся в скважине.

При наличии вычисленных регулировок для штуцера 22, в которых учтены текущая глубина бурения, эквивалентная плотность бурового раствора, гидростатическое давление и другие необходимые переменные (блок 160), система 60 управления обнаруживает выбросы или другие события при бурении в системе с замкнутым контуром. Для этого система 60 управления численно обрабатывает параметры бурения, предпочтительно динамически измеряемые с интервалами во времени (1-4 раза в секунду). Динамически измеряемые параметры включают в себя давление в стояке (ДС), расход из скважины, плотность бурового раствора на выходе и расход в скважину.

После обработки этих параметров система 60 управления обнаруживает выбросы, а также выходы из коллектора небольшого объема текучей среды при высоком давлении со скоростью, превышающей скорость пополнения, и дополнительно определяет, наблюдается ли характерное поведение давления в стояке. Это характерное поведение давления в стояке можно кратко сформулировать как первоначальное повышение давления, за которым следует понижающийся тренд давления во время возникновения выброса при наличии расхода. После обнаружения такого характерного поведения система 60 управления отфильтровывает обычные случаи ложных выбросов, такие как фоновый газ на поверхности и объемные изменения, обусловленные компрессией/декомпрессией бурового раствора при изменении давления на поверхности.

Для проведения различия между различными связанными с выбросами событиями, выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД), расширением газа и газом на поверхности, в системе 60 управления используется алгоритм, рассматриваемый ниже, в котором анализ тренда расхода с использованием точного измерения объемного приращения сочетается с анализом тренда давления в стояке. Этим сочетанием можно повысить точность обнаружения событий. Для алгоритма предпочтительно использовать частый сбор данных (60-240 точек данных в минуту в противоположность общепринятым 1-4 точкам данных в минуту), измерять давление с высокой точностью (± 1 фунт/дюйм² ($\pm 6,89476$ кПа)) и измерять расход расходомером 24 Кориолиса. Эти этапы позволяют идентифицировать события с более высоким разрешением.

В дополнение к этому обычные ложные обнаружения отфильтровываются путем непрерывного мониторинга плотности на выходе на протяжении системы 10 циркуляции с замкнутым контуром. Наконец, применением алгоритма в системе 60 управления можно автоматизировать весь процесс обнаружения, исключив необходимость вмешательства человека.

D. Обнаружение притока.

Как отмечалось выше, изменения объема необязательно являются хорошим индикатором притока текучей среды. Однако дополнительные переменные, такие как давление на выходе, плотность на выходе, забойное давление и т.д., в сочетании с изменениями объема могут помочь различить, какие изменения объема обусловлены истинным притоком. Соответственно, система 60 управления идентифицирует изменения характерных признаков с течением времени для классификации их, чтобы определять, происходит ли приток. Для этого система 60 управления следит за расходом в скважину во времени, как и за разностями объемов, и также вычисляет суммарный объем.

Кроме того, система 60 управления выполняет мониторинг изменений давления в стояке (ДС). Во время динамического режима бурения давление в стояке (ДС) является суммой потерей давления во всей системе (например, вследствие потерь давления в бурильной колонне, в компоновке низа бурильной колонны, на буровом долоте и в затрубном пространстве). Давление в стояке падает, когда имеется выброс, поскольку приток при выбросе легче, чем буровой раствор, и противодействие на систему 10 снижается. Изменение давления в стояке является долговременным эффектом, который проявляется с течением времени. Поэтому предпочтительно, чтобы система 60 управления следила за давлением в стояке на увеличенных интервалах времени.

Например, в отчетах давления в стояке начальный выброс от 30 до 50 фунт/дюйм² (от 206,84 до 344,74 кПа) регистрируется как событие длительностью от 2 до 3 с. Это является серьезным признаком выброса. Долговременное давление в стояке уменьшается иногда в большей степени, чем в случае, когда оно используется для импульса давления, проходящего в стволе 16 скважины. Кроме того, обеспечивается хороший отсчет давления в стояке, поскольку в стояке имеется столб чистой текучей среды без бурового шлама и т.д.

Как отмечалось выше, обнаружение выброса системой 60 управления улучшается благодаря способности обнаруживать события нескольких видов, которые в настоящее время не обнаруживаются существующими способами. Для достижения этого в способе обнаружения выбросов посредством системы 60 управления выполняется мониторинг изменений дополнительных параметров объема и противодействия на устье скважины (ПДУС). В раскрытом алгоритме обнаружения теперь в качестве тренда непосредственно рассматривается объем, а не повышение расхода из скважины.

В отличие от существующих способов обнаружения, для обнаружения притока в систему могут использоваться анализ тренда и функциональные возможности фильтрации шума. Кроме того, события, связанные с расширением газа, газом на поверхности и выходом небольшого объема текучей среды при

большом давлении (ВНОТСВД), отличаются от связанных с выбросом событий, так что система 60 управления может инициировать автоматические действия, при выполнении которых устанавливается вид события. При использовании этих усовершенствований могут быть сокращены ложные тревоги и значительно повышена определенность обнаружения выброса.

Существуют различия между выбросом газа и выбросом жидкости, буровым раствором на углеводородной основе и буровым раствором на водной основе, выбросами высокой интенсивности и выбросами низкой интенсивности и т.п. Эти различия приравниваются к определенным характерным признакам с некоторыми изменениями, которые случаются в небольшие периоды времени до 2 с. Поэтому для успешного обнаружения выброса в системе 60 управления предпочтительно не использовать выбираемое пользователем время тренда для обнаружения системой. Характерный признак выброса и возможное развитие выброса с течением времени основаны на содержании выброса, виде бурового раствора и свойствах пласта, и это делает выбираемое пользователем время тренда менее пригодным для анализа.

Фактически, фильтрующие свойства пласта и интенсивность выброса являются двумя важными параметрами регулирования характеристики расхода из скважины на поверхности. Задание времени обнаружения изначально исключает возможность понимания быстрых всплесков и ограничивает обнаружение. По этим причинам предпочтительно, чтобы система 60 управления не обнаруживала события в течение времени тренда из задаваемого пользователем периода времени.

Наконец, в систему 60 управления также включены дополнительные параметры обнаружения для повышения точности алгоритма обнаружения. Например, в системе 60 управления используются объем и противодавление на устье скважины в качестве дополнительных параметров обнаружения события. Хотя давление в стояке может быть основным входным сигналом давления для обнаружения системой 60 управления, прослеживание того, каким образом противодавление на устье скважины изменяется в зависимости от давления в стояке, может обеспечить повышенную определенность. В дополнение к этому тренды возрастания объемов на вершине трендов расходов могут помочь отделить проблемы, связанные с производительностью насосов, от связанных с выбросом событий, а при минимальном пороге могут помочь исключить нежелательные реакции, обусловленные небольшими временными изменениями вследствие перемещений труб и т.д.

До пояснения способа обнаружения и регулирования события прежде будут рассмотрены некоторые представляющие интерес характеристики и параметры для системы 60 управления, чтобы она могла обнаруживать и идентифицировать различные встречающиеся события.

Для иллюстрации на фиг. 5 представлены диаграммы расхода в скважину и расхода из скважины во время связанного с потерей события 210, связанного с выбросом события 220, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) события 230, связанного с расширением газа события 240 и связанного с газом на поверхности события 250 в зависимости от изменений 260 давления в стояке (ДС). В общем случае выполняется подстройка обнаружения события и способа обнаружения системой 60 управления, по меньшей мере, к некоторым характерным свойствам этих событий, чтобы система 60 управления во время работы могла обнаруживать эти события и проводить различия между ними.

В случае связанного с выбросом события 220 значение 224 расхода из скважины быстро возрастает сверх значения 222 расхода в скважину и только постепенно снижается, но не до равновесного уровня. В случае связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) события 230 значение 234 расхода из скважины резко возрастает сверх значения 232 расхода в скважину перед быстрым возвращением к исходному значению.

В случае связанного с расширением газа или с выбросом низкой интенсивности события 240 значение 244 расхода из скважины может медленно возрастать с течением времени сверх значения 242 расхода в скважину. В случае связанного с газом на поверхности события 250, значение 254 расхода из скважины флуктуирует спорадически относительно значения 252 расхода в скважину. Наконец, во время связанного с управлением скважиной события 260 на изменении 260 давления в стояке (ДС) видны скачок и постепенное уменьшение.

Как можно видеть в ряде параметров из числа объема, расхода из скважины, расхода в скважину, давления в стояке, противодавления на устье скважины и плотности на выходе видны тренды, соответствующие событиям различных видов. Для иллюстрации характеристики показаны в табличной форме на фиг. 6. Например, показано возрастание объема во время связанного с выбросом события, связанного с расширением газа события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (НОТСВД) события и связанного с газом на поверхности события. На тренде расхода из скважины видно возрастание во время связанного с выбросом события, связанного с расширением газа события и связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении (НОТСВД) события, но на тренде виден неупорядоченный характер во время связанного с газом на поверхности события. Аналогичная схема показана для расхода из скважины с сравнением с расходом в скважину.

Давление в стояке (ДС) повышается во время связанного с выбросом события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении и связанного с газом на поверхности события, но давление в стояке уменьшается во время связанного с расширением газа события. Аналогично

объему противодействие на устье скважины (ПДУС) повышается во время связанного с выбросом события, связанного с расширением газа события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с газом на поверхности события. Наконец, на плотности бурового раствора на выходе не наблюдается характерное изменение во время связанного с выбросом события, связанного с расширением газа события и связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события, но плотность бурового раствора на выходе понижается во время связанного с газом на поверхности события.

На основании характеристик различных событий и их трендов, рассмотренных выше, реализующая способ обнаружения и регулирования система 60 управления может обнаруживать, идентифицировать (различать) и управлять этими событиями во время выполнения операций. В частности, на фиг. 7А, В в виде блок-схемы последовательности действий показан способ 400 обнаружения и регулирования событий для раскрытой системы 60 управления. В течение операций, рассматриваемых ниже, система 60 определяет и отдельно идентифицирует события, чтобы ложные тревоги могли быть исключены и специализированные автоматические обратные действия могли быть применены.

На фиг. 7А в основном дана ясная картина способа обнаружения и идентификации всех различных событий во время бурения, таких как газ на поверхности, выброс, выход небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) и расширение газа, на основании различных контролируемых параметров. Действия при автоматическом управлении операцией бурения, касающиеся каждого из этих идентифицируемых событий, отображены главным образом на фиг. 7В. В данном случае авторегулирование (блоки 434, 444, 454 и т.д.) может использоваться для каждого из идентифицированных событий для начала корректирующих действий на фиг. 7В. С другой стороны, даже когда событие обнаружено и идентифицировано, система 60 по умолчанию выполняет мониторинг (блок 404) параметров и позволяет оператору регулировать операции бурения вручную.

На начальном этапе из фиг. 7А систему 60 управления прежде всего калибруют (блок 402) до бурения интервала скважины. При этой калибровке системе 60 задают установки исходя из условия нормального ожидаемого расхода и характеристик давления. При операциях шельфового бурения, когда имеется вертикальная качка, это также позволит системе 60 распознавать, как происходит изменение объемов по величине и с какой скоростью.

В частности, систему 60 управления калибруют исходя из условия баланса массы/сжимаемости потока. Например, во время операций бурения баланс массы для втекающей в скважину текучей среды и вытекающей из скважины текучей среды должен сохраняться. Вследствие потерь на трение во время циркуляции и/или прикладываемого противодействия на устье скважины буровой раствор будет сжиматься, и поэтому будет изменяться отсчет плотности на выходе, которая измеряется расходомером 24 Кориолиса. После измерения плотности на выходе и массового расхода система 60 управления вычисляет объемный расход из скважины, который отличается от расхода в скважину.

После калибровки работа системы начинается с мониторинга (блок 404) различных параметров (например, расхода в скважину (РВ), расхода из скважины (РИ), объема V, давления в стояке (ДС), плотности (П) и т.д.). При мониторинге система 60 управления контролирует все заданные параметры и определяет, каким образом они изменяются с течением времени.

Предпочтительно, чтобы система 60 управления выполняла непрерывные измерения плотности на входе, чтобы система 60 управления была способна достигать большего уровня точности. Как рассматривается в этой заявке, измерения плотности на входе могут быть получены, теоретически найдены и т.п. многими способами. Например, как показано на фиг. 2, расходомер 52 Кориолиса может быть расположен на стороне впуска буровой системы 10 с циркуляцией в небольшом контуре потока. Этот расходомер 52 может использоваться для измерений только плотности и температуры, при этом, как рассматривается ниже, могут существенно улучшаться обнаружение и все другие интерпретации.

Кроме того, при мониторинге система 60 управления сосредотачивается на производительности насосов. На основе гидравлической модели в программном обеспечении может выполняться обратное вычисление объемного расхода из скважины во время испытания обсадной колонны на герметичность и в соответствии с этим определяться производительность насосов. Производительность насосов 50 не определяется на основании предположения, что объемный расход в скважину равен объемному расходу из скважины. Вместо этого производительность насосов при различных расходах регистрируется в системе 60 управления, и в таком случае система 60 может интерполировать/экстраполировать производительность насосов, чтобы оценивать реальные повышения или понижения.

Кроме того, при мониторинге система 60 управления сосредотачивается на проблемах, связанных с кавитацией. Известно, что приложение противодействия на устье скважины при использовании штуцеров 22 приводит к эффекту кавитации, в результате чего могут изменяться отсчеты плотности и, как и следует ожидать, расчет объемного расхода при использовании расходомера 24 Кориолиса после штуцеров 22. Различными давлениями и буровыми растворами различных видов определяется величина этого падения плотности. Для повышения точности измерений предпочтительно, чтобы в системе 60 управления этот эффект исключался путем повышения давления ниже по потоку от расходомера 24 Кориолиса. Пример этого способа раскрыт в предварительной заявке №62/080847 на патент США, поданной 17 но-

ября 2014 года.

Когда эта опция отсутствует в буровой системе 10, этот эффект может быть измерен и учтен при обнаружении выброса системой 60 управления во время его анализа. Падение плотности является параметром, учитываемым при обнаружении выброса, поскольку величина падения плотности вследствие кавитации может быть известна заранее, поэтому система 60 управления может более точно оценивать любое событие во время выполнения операций.

Кроме того, при мониторинге система 60 управления также сосредотачивается на проблемах, связанных с характером изменения давления. При заданных свойствах бурового раствора давление в стояке и противодавление на устье скважины регистрируются при различных расходах и путях потоков. В таком случае при использовании интерполяции/экстраполяции система 60 управления может прогнозировать характер изменения давления и в соответствии с этим идентифицировать события.

Кроме того, при мониторинге система 60 управления также сосредотачивается на проблемах, связанных с действием вертикальной качки. Вертикальная качка во время применений на плавучей буровой установке является важной и сложной проблемой при обнаружении выброса. При обнаружении выбросов, раскрытом в этой заявке, используется распознавание характерного признака вертикальной качки, чтобы относительные повышения и понижения можно было идентифицировать по расходам (объемам). Для выполнения надлежащих сравнений распознавание вертикальной качки осуществляется либо автоматически, либо на основании конфигурации системы. Подробности распознавания характерных признаков вертикальной качки рассматриваются ниже при обращении к фиг. 8.

В общем случае обнаружение системой 60 управления может выполняться при бурении, при спускоподъемной операции, при выполнении соединений. Раскрываемые ниже мониторинг, обнаружение событий и идентификация описываются в контексте мониторинга при бурении. По существу, система 60 управления, предложенная в этой заявке, работает на обнаружение выбросов во время реального бурения (то есть, когда долото находится в забое скважины и имеется циркуляция в скважине). Система 60 управления может работать в сочетании с базовыми программными средствами, которые идентифицируют режимы работы (состояния) буровой установки. Раскрытый на фиг. 7А, В алгоритм может быть привязан к идентифицированному состоянию бурения на платформе, а при других режимах (состояниях) буровой установки соответственно могут использоваться иные или модифицированные алгоритмы обнаружения.

Что касается теперь обнаружения и идентификации различных событий, представленных на фиг. 7А, то система 60 управления сначала определяет, повышается (решение 410) или понижается (решение 412) инициированный объем V. Как можно видеть, обнаружение системой обусловлено объемом и меньше зависит от времени. В этом смысле событие может происходить в забое скважины, и в случае необходимости система стремится реагировать на это событие прежде всего слежением за объемом, а не за временной зависимостью.

Инициированный объем V может быть численно найденным объемом в системе с замкнутым контуром, полученным при использовании измерений от компонентов системы, таких как расходомер 24. Как раскрыто в этой заявке, в общем случае инициированный объем в буровой системе 10 может быть разностью расхода в скважину и расхода из скважины и может быть основан на массовом расходе, объемном расходе или подобном. В дополнение к этому инициированный объем может быть основан на исторических трендах. Например, система 60 может определить, что расход из скважины возрастает, когда среднее текущее тренда расхода из скважины больше, чем среднее предшествующего тренда расхода из скважины. Этим обнаруживается мгновенное изменение расхода из скважины. Система 60 может определить, что расход из скважины больше, чем расход в скважину (то есть, повышение инициированного объема), путем слежения за трендом расхода из скважины, более значительного, чем сумма тренда расхода в скважину и некоторого предела разности расходов. Этим обнаруживается, насколько расход из скважины возрастает в сравнении с расходом в скважину в качестве тренда. Система может делать сравнительное определение, что расход из скважины меньше, чем расход в скважину (то есть, имеется снижение инициированного объема).

Если инициированный объем не возрастает или не снижается, то мониторинг параметров продолжается (блок 404). В случае если обнаруживается снижение инициированного объема, но система 10 показывает, что происходит потеря (блок 414), то система может выполнять действия, направленные на решение проблемы потери (блок 415). Например, буровой раствор с более высокой плотностью, материалы для борьбы с поглощением (МБП) и т.п. можно закачивать в ствол 16 скважины и можно использовать другие восстановительные меры.

В частности, после выполнения калибровки и начала бурения система 60 управления сначала следит за любым возрастанием или снижением инициированного объема V (решение 410/412). Возрастание/снижение объема на поверхности (например, прирост/потеря бурового раствора) является важным и непрерывно контролируется системой 60 управления. Как отмечалось в этой заявке, расходомер 24 Кориолиса может использоваться при идентификации этого прироста на основании калиброванных данных о расходе в скважину и расходе из скважины. Кроме того, вместо сравнения только трендов возрастания или снижения в системе 60 управления могут сравниваться разности общего прироста/потери на перио-

дических опорных интервалах и интервалах обнаружения. Например, в предположении, что опорное время задается как 60 с и время обнаружения задается как 15 с, система 60 может осуществлять просмотр в каждом 60-секундном окне и сравнивать прирост/потерю с предшествующими парами на 15-секундном интервале (интервалах).

Когда имеется вертикальная качка, прирост или потеря сравнивается при согласовании фаз циклов, при этом также требуется идентификация начала и конца циклов. Период вертикальной качки является опорным интервалом, идентифицируемым системой 60 управления, а интервалы обнаружения сравниваются в соответствии с опорными интервалами. Подробности относительно этих интервалов обнаружения и опорных интервалов приводятся при обращении к фиг. 8, рассматриваемой ниже.

Если имеется возрастание инициированного объема V по сравнению с предшествующими циклами ("да" в решении 410), то система 60 управления осуществляет контроль для окончательной идентификации причины и принятия соответствующей меры против возрастания инициированного объема (блок 420). Чтобы начать этот процесс, система 60 управления идентифицирует момент инициирования для точного обнаружения начала события. Затем система 60 управления запускает автоматический счетчик (T) времени и счетчик (V) объема для отсчета с этого момента времени, чтобы отслеживать приток текущей среды. После этого при наличии идентифицированного момента инициирования и запущенных счетчиков (T , V) времени и объема система 60 управления проходит по временному контуру (решения 430, 440, 460, 470) для идентификации притока, вызывающего возрастание инициированного объема, чтобы можно было выполнить соответствующие действия.

1. Идентификация падения плотности газа на поверхности.

На начальном этапе система 60 управления прежде всего следит за снижением плотности текущей среды в буровой системе 10, чтобы идентифицировать событие, приводящее к повышению объема (притоку). В общем случае после обнаружения повышения инициированного объема изменение плотности не ожидается. Однако обнаруженное падение плотности на поверхности может быть ясным показателем газа на поверхности, когда более легкая пластовая текучая среда проходит через расходомер 24 на поверхности. В предположении, что приток текущей среды является газом, вследствие расширения газа повышение в системе 10 расхода из скважины может быть обнаружено раньше, чем приток текущей среды пройдет через расходомер 24. По этой причине система 10 имеет достаточно времени ($T_c > 60$ с) (решение 470) в контуре анализа системы 10 для подтверждения прогноза события "газ на поверхности" на основании давления/глубины насыщения и расходов, чтобы можно было исключить ложную тревогу.

Система 60 управления может определять, что отсчет плотности является справедливым в пределах некоторого порога, для подтверждения, что расходомер 24 Кориолиса создает стабильные отсчеты. Для определения снижения плотности на выходе система 60 управления следит за трендом плотности с момента инициирования.

Если система 60 управления определяет снижение плотности (P) в момент инициирования при зависимом возрастании инициированного объема (то есть притока) (решение 430), то система 60 управления идентифицирует событие как газ на поверхности (блок 432), и поэтому могут использоваться этапы восстановления. Газ на поверхности означает, что либо выброс пропущен, либо фоновый/попутный газ прошел на поверхность вследствие снижения забойного давления загрязняющим буровым раствором. В любом случае имеется опасность, что во время бурения нельзя будет поддерживать достаточное или запланированное забойное давление.

Наилучшей реакцией на это событие является приведение давления в стояке к точке, при которой будет предотвращаться падение забойного давления. Например, как показано на фиг. 7В, система 60 управления может автоматически управлять связанным с газом на поверхности событием прежде всего регулированием давления в стояке (ДС) (блок 436), если функция авторегулирования включена (решение 434).

2. Повышение давления в стояке, идентифицирующее выброс или выход текущей среды из коллектора.

Если событие не было идентифицировано как связанное с газом на поверхности событие, то система 60 управления определяет, возрастает ли давление в стояке (ДС) с момента инициирования при зависимом повышении инициированного объема (решение 440). Давление в стояке (ДС) является хорошим индикатором изменений забойного давления. Поэтому давление в стояке может использоваться для поддержания забойного давления постоянным во время действий по управлению скважиной. Поскольку текучая среда в буровой колонне не загрязняется текучей средой притока и также во время бурения/циркуляции, давление в стояке эффективно отражает забойное давление. При помощи высокоразрешающих цифровых датчиков, которые применяются в системе 10, измерения давления в стояке могут использоваться в качестве надежного источника при обнаружении выброса.

Хотя следует ожидать снижения давления в стояке со временем после небольшого притока текущей среды в затрубное пространство, неожиданный всплеск давления в стояке обычно наблюдается в начале связанного с выбросом события. Вызванная выбросом текучая среда протекает из среды в пласте с более высоким давлением в среду затрубного пространства с более низким давлением. Поэтому после появления выброса из пласта можно измерить повышение давления в стояке. При обнаружении повышения давления в стояке после момента инициирования его сравнивают с давлением в предшествующих циклах. Возрастание расхода из скважины и повышение давления в стояке происходят синхронно, что об-

легчает обнаружение повышения в результате выброса.

Для определения, что давление в стояке (ДС) повышается (решение 440), система 10 следит за трендом давления в стояке от момента инициирования. Текущий отчет давления в стояке по сравнению со стабильным отсчетом давления в стояке может быть больше или равен максимально допустимому повышению давления в стояке. Стабильный отсчет давления в стояке может быть основан на ситуации, в которой расход из скважины не возрастает, расход из скважины не больше, чем расход в скважину, а плотность на выходе не повышается.

Если давление в стояке повышается, система 10 просматривает предварительные условия проведения различия, в особенности между связанным с выбросом событием (блок 442) и связанным с выходом некоторого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) (блок 452), чтобы реагировать индивидуально. Прежде всего система 60 управления определяет, повышается ли реакционный объем (то есть, суммарный объем V от счетчика за пределы порога (решение 441), и если это так, система 60 управления идентифицирует (блок 442) событие как выброс, так что могут использоваться дополнительные этапы восстановления.

В частности, после подтверждения повышения давления в стояке система 60 управления проверяет счетчик (V) объема, который был запущен, чтобы определить суммарный реакционный объем. Если реакционный объем V больше, чем заданный и настраиваемый порог, событие трактуется как выброс (блок 442), поскольку значительное падение забойного давления будет следствием превышения этого объема.

Как далее показано на фиг. 7В, когда система 10 обнаруживает (блок 442) выброс, система 60 управления иницирует (блок 446) способы динамического управления скважиной. Например, если функция авторегулирования включена, система 60 управления прикладывает противодействие на устье скважины, чтобы остановить пластовый поток и повысить коэффициент безопасности. В дополнение к этому система 60 управления проверяет общий отсчет объема V , которым определяется максимальное ожидаемое давление при циркуляции выброса из скважины (решение 447). Если объем V будет больше, чем прогнозируемый для числа безопасности, определяемого матрицей управления скважиной, то система 60 ориентирует оператора на процедуру передачи управления (блок 449). В противном случае выброс будет выводиться из буровой системы 10 (блок 448).

Если реакционный объем V не возрастает выше порога ("нет" в решении 441), система 60 выполняет итерации в отдельном контуре до тех пор, пока либо расход из скважины (РИ) не станет эквивалентным расходу в скважину (РВ) (то есть, $РИ=РВ$, когда нет вертикальной качки), либо расход из скважины в текущем цикле не станет эквивалентным расходу из скважины в предшествующем цикле, то есть

$$РИ_{\text{текущий}} = РИ_{\text{предшествующий}},$$

когда вертикальная качка подразумевается. Эти сравнения выполняются для проведения различия между реальными выбросами и быстрыми, ограниченными по объему выходами текучей среды из коллектора.

Если реакционный объем V не больше, чем порог ("нет" в решении 441), то выполняется проверка для определения, является ли расход из скважины (РИ) таким же, как расход в скважину (РВ), что указывает на выравнивание расходов (решение 451). Если это не справедливо, то может выполняться (блок 441) повторная оценка реакционного объема V , в противном случае при выровненных расходах система 60 определяет (блок 452), что происходит связанное с выходом некоторого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД) событие. Затем система 60 управления иницирует второй вид регулирования (блок 454) давления в стояке для регулирования ограниченного по объему выхода текучей среды из коллектора.

Например, как показано на фиг. 7А, система 60 управления определяет, остается ли расход из скважины (РИ) эквивалентным расходу в скважину (РВ), когда вертикальная качка отсутствует (решение 451). Если это так, то система 60 управления идентифицирует (блок 452) событие как выход небольшого объема текучей среды при высоком давлении (ВНОТСВД), так что могут использоваться дополнительные этапы восстановления, рассматриваемые ниже. Однако если расход в скважину и расход из скважины не эквивалентны, система 60 управления может повторно оценить суммарный реакционный объем V в сопоставлении с порогом (решение 441).

Порог реакционного объема V при принятии решения 441 может быть задан пользователем и может быть основан на конкретных регламентированных подходах и параметрах. В качестве примера можно задавать порог объема, составляющий 1 баррель (158,988 л). В любом случае порог используется для принятия решения, к какому повышению давления в стояке приводит возрастание суммарного объема, чтобы его можно было трактовать как выброс. Если объем ниже этого порога, а сам пласт истощен, то система 60 управления реагирует регулированием давления в стояке и позволяет пластовой текучей среде проходить к поверхности при поддержании давления в стояке и вследствие этого при поддержании забойного давления. В противном случае, поскольку вычисляется, что происходит значительное падение гидростатического напора общего объема, то даже если пласт может быть истощенным в течение относительно короткого периода времени, событие может регулироваться (блок 446) способами динамического управления скважиной.

3. Снижение давления в стояке, идентифицирующее расширение газа.

Если плотность (Π) не снижается ("нет" в решении 430) и если давление в стояке (ДС) не повышается ("нет" в решении 440), то система 60 управления может определить, снизилось ли давление в стояке (ДС) (решение 460). Если это так, то система 60 идентифицирует событие как расширение газа (блок 462), так что, как показано на фиг. 7В, могут использовать дополнительные этапы восстановления.

В частности, система 60 может ошибиться при обнаружении выброса. Пластовая текучая среда может входить в ствол скважины и перемещаться вверх, но все же может не достигать поверхности. В предположении, что событие представляет собой выброс газа, приток газа снижает плотность в затрубном пространстве, поскольку гидростатический напор будет все меньше и меньше на высоте выброса. Газ быстрее перемещает переднюю кромку текучей среды, и система 60 обнаруживает возрастание расхода в расходомере 24 Кориолиса, тогда как давление в стояке падает. По этой причине определение системой, что давление в стояке (ДС) снижается ("да" в решении 460), может помочь провести различие между выбросом (когда он случается) и расширением газа (ошибочно определенным выбросом или фоновым газом). Расширение газа может иметь почти такой же характерный признак, как выброс, за исключением того, что давление в стояке падает, а не повышается. После обнаружения расширения газа (блок 462), как показано на фиг. 7В, система 10 переключается на третье регулирование давления в стояке для поддержания забойного давления на заданном уровне.

Если идентификации газа на поверхности (блок 432), выброса (блок 442), потери объема (блок 452) или расширения газа (блок 462) не выполнены, то может быть выполнено окончательное определение, больше ли общий временной интервал T_c , чем заданный интервал (например, 60 с) (решение 470). Если нет, то большее время может быть отведено для анализа параметров, обнаруженных системой 10 с момента инициирования, и в способе происходит переход от определений опять к просмотру, повышалась ли обнаруженная плотность (Π) (блок 430) и т.д.

Если эти идентификации не были выполнены и общее время T_c превышает заданный интервал, то система 60 управления возвращается к мониторингу (блок 404). По существу, система 60 может определить, что инициированный объем возрастает (например, расход в приемную емкость бурового раствора возрастает), но не подтвердить выброс.

Во время бурения система 60 непрерывно выполняет мониторинг и сохраняет для анализа исторические данные, такие как значения расхода в скважину и расхода из скважины. Как отмечалось выше, анализ параметров бурения для идентификации события включает в себя определение момента инициирования возрастания объема при использовании обнаружения и опорных интервалов, когда вертикальная качка принимается или не принимается во внимание. Подробности анализа таких исторических данных и обнаружения момента инициирования рассматриваются ниже с обращением к фиг. 8.

Е. Идентификация момента инициирования.

На фиг. 8 показан процесс 500 идентификации момента инициирования, когда вертикальная качка принимается или не принимается во внимание. Как отмечалось выше применительно к фиг. 7А, процесс 400 идентификации прежде всего включает в себя обнаружение возрастания объема V (притока) (решение 412). После обнаружения возрастания объема система 60 управления идентифицирует момент инициирования возрастания объема (притока), чтобы запустить счетчики (T , V) (блок 422).

Как часть этой идентификации выполняется определение (решение 502), показанное на фиг. 8, будет ли или не будет вертикальная качка частью идентификации. Если вертикальная качка не принимается во внимание ("нет" в решении 502), система 60 управления просматривает исторические данные 510 о расходах и анализирует разности между расходом 512 в скважину и расходом 514 из скважины на периодических опорных интервалах 520. Разность полных расходов (то есть объем) на каждом опорном интервале вычисляется во время интервала 522 обнаружения. В общем случае интервал 522 обнаружения короче, чем опорный интервал. В одном примере опорный интервал может быть задан как 60-секундный интервал и интервал обнаружения может быть задан как 15-секундный интервал. Эти интервалы могут определяться в системе, задаваться пользователем или автоматически настраиваться на основании предшествующей обучающей обработки.

Система 60 осуществляет просмотр на каждом опорном интервале 520 и сравнивает вычисленную разность расходов с предшествующими парами на интервале (интервалах) 522 обнаружения. Один способ выполнения этого сравнения заключается просто в просмотре каждого последующего опорного интервала 520, чтобы разности расходов для интервалов 522 обнаружения на этих опорных интервалах 520 можно было успешно сравнивать друг с другом. При сравнении идентифицируется изменение разности расходов, так что момент инициирования может быть определен как момент 530 между опорными интервалами 520, в который впервые произошло изменение.

Другой способ выполнения этого сравнения логически вытекает из общей картины, более согласованной с процессом обнаружения вертикальной качки, описываемым ниже. При этом сравнении все другие опорные интервалы 520 (ref. 1, ref. 1', ref. 1" и т.д.; и ref. 2, ref. 2', ref. 2" и т.д.) группируют друг с другом так, чтобы все разности $V1$, $V2$ расходов для интервалов $D1$, $D2$ обнаружения на этих опорных интервалах 520 можно было соответственно сравнивать друг с другом. В результате выполнения этих сравнений будут идентифицированы изменения разностей $V1$, $V2$ расходов, так что момент инициирования

может быть определен как момент 530 между опорными интервалами 520, в который впервые произошли изменения.

При известности этого момента 530 инициирования система затем может запустить счетчик (Т) времени и счетчик (V) объема для последующего использования отсчетов при идентификации реакционного объема на основании исторических данных о плотности, давлении в стояке, расходе в скважину, расходе из скважины, объеме и т.д., которые регистрируются при каротаже и сохраняются для анализа статистики, начиная с найденного момента инициирования события.

Когда имеется вертикальная качка ("да" в решении 502), система 60 снова просматривает исторические данные 550 о расходах и анализирует различия между расходом 552 в скважину и расходом 554 из скважины на периодических опорных интервалах. Однако вследствие вертикальной качки прирост и потери повторяются циклически в соответствии с подъемом и опусканием бурового судна или чего-либо подобного. Поэтому система 60 сравнивает парные циклические фазы друг с другом в соответствии с необходимостью идентификации начала и конца циклов. В соответствии с этим период вертикальной качки является опорным интервалом 560, идентифицированным системой 10, а интервалы 562 обнаружения сравниваются в соответствии с опорными интервалами 560.

В частности, система 10 осуществляет просмотр на каждом опорном интервале 560 (ref. 1, ref. 1', ref. 1" и т.д.) в начале циклов и сравнивает вычисленные разности V1 расходов с предшествующими парами на интервалах 562 (D1) обнаружения. Аналогично этому, система 60 осуществляет просмотр на каждом другом опорном интервале 560 (ref. 2, ref. 2', ref. 2" и т.д.) в конце циклов и сравнивает вычисленные разности V2 расходов с предшествующими парами на интервалах 562 (D2) обнаружения. При сравнениях идентифицируются изменения разностей V1, V2 расходов, так что момент инициирования может быть определен как момент 570 между опорными интервалами 520, в который впервые произошли изменения.

При известности этого момента 570 инициирования система 60 затем может запустить счетчик (Т) времени и счетчик (V) объема для последующего использования отсчетов при идентификации реакционного объема на основании исторических данных о плотности, давлении в стояке, расходе в скважину, расходе из скважины, объеме и т.д., которые регистрируются при каротаже и сохраняются для анализа статистики, начиная с найденного момента инициирования события.

Хотя описанное выше обнаружение было рассмотрено с обращением к разности расходов между расходом в скважину и расходом из скважины, которые могут зависеть от действия вертикальной качки, любые другие измеренные параметры, имеющие отношение к буровой системе 10, которые зависят от действия вертикальной качки, также могут интерпретироваться аналогичным образом.

Как раскрыто в этом описании, ссылка на "расход", например на измерения "расхода в скважину" и "расхода из скважины", может относиться к массовому расходу, объемному расходу или к другому такому параметру. Как должно быть понятно, массовый расход может быть вычислен по объемному расходу и плотности. Конечно, переменные плотности, состава текучей среды, температур, давления и т.п. могут использоваться для уточнения любых из различных расчетов, выполняемых системой. Как должно быть понятно, идеи настоящего раскрытия могут быть реализованы в цифровых электронных схемах, компьютерном аппаратном обеспечении, компьютерных программно-аппаратных средствах, компьютерном программном обеспечении или в любом сочетании из них. Идеи настоящего раскрытия могут быть реализованы в компьютерном программном продукте, реально осуществляемом на машиночитаемом или программируемом устройстве хранения данных, для выполнения программируемым процессором или управляющим устройством, так что программируемый процессор, выполняющий программные инструкции, может осуществлять функции настоящего раскрытия. Идеи настоящего раскрытия могут быть реализованы предпочтительно в одной или нескольких компьютерных программах, которые могут выполняться программируемой системой, включающей по меньшей мере один программируемый процессор, связанный с системой хранения данных для приема данных и инструкций от нее или для передачи данных и инструкций к ней, по меньшей мере одно устройство ввода и по меньшей мере одно устройство вывода. Такая система может иметь один или несколько интерфейсов, запоминающее устройство для хранения информации и блок обработки в связи с одним или несколькими интерфейсами и запоминающим устройством. Запоминающие устройства, пригодные для реального хранения компьютерных программных инструкций и данных, включают в себя энергонезависимую память, в том числе, например, полупроводниковые запоминающие устройства, такие как программируемое постоянное запоминающее устройство, электронно-перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство и флэш-память; магнитные диски, такие как внутренние жесткие диски и съемные диски; магнитооптические диски; и компакт-диски, доступные только для чтения. Любое устройство из упомянутых выше может быть дополнено интегральными схемами прикладной ориентации (ASIC) или объединено с ними.

Приведенное выше описание предпочтительных и других вариантов осуществления не предполагается ограничивающим или сужающим объем или применимость концепций изобретения, предложенных заявителем. Что касается преимущества настоящего раскрытия, то следует понимать, что признаки, описанные выше в соответствии с любым вариантом осуществления или аспектом раскрытого предмета изобретения, могут использоваться либо сами по себе, либо в сочетании с любым другим признаком, описанным в любом другом варианте осуществления или аспекте раскрытого предмета изобретения.

Взамен раскрытия концепций изобретения, содержащихся в этой заявке, заявитель желает получить все патентные права, предоставляемые прилагаемой формулой изобретения. Поэтому предполагается, что прилагаемая формула изобретения в полной мере включает в себя все модификации и изменения, которые находятся в объеме нижеследующей формулы изобретения или эквивалентов ее.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ бурения с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой, при этом способ содержит этапы, на которых

выполняют мониторинг параметров на поверхности, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке, посредством одного или более датчиков буровой системы;

обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины как увеличение объема расхода в скважину в сравнении с расходом из скважины посредством системы управления буровой системы на основании контролируемых параметров;

идентифицируют в ответ на обнаруженное увеличение объема начальный момент времени в прошлом, когда, как ожидается, началось увеличение объема в скважине, причем на этапе идентификации используют систему управления;

идентифицируют на основании параметров, контролируемых с начального момента времени, связанное с газом на поверхности событие по обнаружению снижения плотности с начального момента времени, когда, как ожидается, началось увеличение объема в скважине, причем на этапе идентификации используют систему управления; и

инициируют действие в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с газом на поверхности событие, по меньшей мере, до того, как связанное с газом на поверхности событие достигает поверхности, причем на этапе инициирования используют один или более управляющих органов буровой системы.

2. Способ по п.1, в котором обнаружение изменения между расходом в скважину и расходом из скважины содержит обнаружение изменения в качестве тренда возрастания объема.

3. Способ по п.1, в котором обнаружение изменения между расходом в скважину и расходом из скважины содержит обнаружение изменения в качестве возрастания суммарного объема.

4. Способ по п.1, в котором обнаружение снижения плотности с начального момента времени, когда, как ожидается, началось увеличение объема в скважине, содержит сравнение значения плотности на выходе, измеряемого на поверхности расходомером Кориолиса одного или более датчиков на выпуске буровой системы из буровой скважины, со значением плотности на входе.

5. Способ по п.4, в котором мониторинг параметров содержит измерение значения плотности на входе на поверхности другим расходомером Кориолиса одного или более датчиков на впуске буровой системы в буровую скважину.

6. Способ по п.1, в котором обнаружение снижения плотности с начального момента времени, когда, как ожидается, началось увеличение объема в скважине, содержит обнаружение снижения с ограничением времени.

7. Способ по п.1, в котором инициирование, посредством по меньшей мере одного управляющего органа, действия в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с газом на поверхности событие содержит инициирование одного или более управляющих органов для регулирования давления в стояке.

8. Способ по п.7, в котором инициирование регулирования давления в стояке содержит приведение давления в стояке к моменту времени, предотвращающему падение забойного давления.

9. Способ по п.1, в котором обнаружение изменения между расходом в скважину и расходом из скважины дополнительно содержит обнаружение потери объема в качестве изменения вместо увеличения объема, при этом способ дополнительно содержит идентификацию, с использованием системы управления на основании параметров, контролируемых с начального момента времени в прошлом, когда, как ожидается, началось увеличение объема в скважине, события в качестве связанного с потерей текучей среды события вместо связанного с газом на поверхности события, чтобы действие, инициированное в буровой системе, происходило в ответ на идентифицированное связанное с потерей текучей среды событие вместо связанного с газом на поверхности события.

10. Способ по п.1, в котором для идентификации связанного с газом на поверхности события обнаружение уменьшения плотности происходит, по меньшей мере, до интервала времени, в котором текучая среда от события притока в скважине ожидается на поверхности.

11. Способ по п.1, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, когда уменьшение плотности от связанного с газом на поверхности события, по меньшей мере, ожидается на поверхности.

12. Способ бурения с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой, при этом способ содержит этапы, на которых

выполняют мониторинг параметров на поверхности, в том числе расхода в скважину, расхода из

скважины, плотности и давления в стояке, причем на этапе мониторинга используют один или более датчиков буровой системы;

обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины посредством системы управления буровой системы на основании контролируемых параметров;

идентифицируют в ответ на обнаруженное изменение начальный момент времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, причем на этапе идентификации используют систему управления;

обнаруживают то, что не было измерено снижение плотности с начального момента времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, причем на этапе обнаружения используют систему управления на основании контролируемых параметров;

идентифицируют на основании контролируемых параметров в ответ на отсутствие обнаружения одного из связанного с выбросом события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с расширением газа события, возникающих в скважине начиная с начального момента времени в прошлом, причем на этапе идентификации используют систему управления;

инициируют действие в буровой системе в ответ на идентифицированное событие, по меньшей мере, до того, как идентифицированное событие достигает поверхности, причем на этапе инициирования используют один или более управляющих органов буровой системы.

13. Способ по п.12, в котором идентификация события как связанного с выбросом события или связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события содержит определение, что давление в стояке повышалось с начального момента времени.

14. Способ по п.12, в котором идентификация события как связанного с расширением газа события содержит определение, что давление в стояке повышалось с начального момента времени.

15. Способ по п.12, в котором мониторинг параметров содержит обработку контролируемых параметров на временном интервале несколько раз в секунду.

16. Способ по п.12, в котором идентификация одного из связанного с выбросом события, связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события и связанного с расширением газа события включает в себя идентификацию, основанную на контролируемых параметрах с начального момента времени при отсутствии обнаружения уменьшения плотности.

17. Способ по п.12, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, когда уменьшение плотности от связанного с газом на поверхности события, по меньшей мере, ожидается на поверхности.

18. Способ бурения с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой, при этом способ содержит этапы, на которых

выполняют мониторинг параметров на поверхности, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке, причем на этапе мониторинга используют один или более датчиков буровой системы;

обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины посредством системы управления буровой системы на основании контролируемых параметров; и

идентифицируют в ответ на обнаруженное изменение начальный момент времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, причем на этапе идентификации используют систему управления;

идентифицируют посредством системы управления на основании контролируемых параметров, измеряемых с начального момента времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, событие как связанное с выбросом событие посредством того, что

определяют, что давление в стояке повышалось с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, без возрастания плотности;

определяют, что значение суммарного объема с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, становилось выше первого порога; и

инициируют действие в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с выбросом событие, по меньшей мере, до того, как связанное с выбросом событие достигает поверхности, причем на этапе инициирования используют один или более управляющих органов буровой системы.

19. Способ по п.18, в котором определение, что давление в стояке повышалось с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, содержит определение, что тренд давления в стояке повышался с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, по меньшей мере, выше заданного отсчета давления в стояке.

20. Способ по п.18, в котором определение, что значение суммарного объема с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, повышалось выше первого порога, содержит выполнение первого порога перестраиваемым.

21. Способ по п.18, в котором инициирование, посредством одного или более управляющих органов, действия в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с выбросом событие содержит приложение противодействия на устье скважины в буровой системе.

22. Способ по п.18, в котором для идентификации связанного с выбросом события обнаружение увеличения давления в стояке с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, без уменьшения плотности с начального момента времени включает в себя этап, на котором обнаруживают отсутствие уменьшения плотности на поверхности, по меньшей мере, до истечения интервала времени.

23. Способ по п.18, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, когда обеспечивается по меньшей мере одно из следующего: (а) уменьшение плотности от связанного с газом на поверхности события, по меньшей мере, ожидается на поверхности, (b) увеличение давления в стояке, по меньшей мере, ожидается превышающим второй порог.

24. Способ по п.18, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, по меньшей мере, до ожидаемого момента появления на поверхности пластовой текучей среды, связанной со связанным с выбросом событием на забое в скважине.

25. Способ бурения с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой, при этом способ содержит этапы, на которых

выполняют мониторинг параметров на поверхности, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке, причем на этапе мониторинга используют один или более датчиков буровой системы;

обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины посредством системы управления буровой системы на основании контролируемых параметров;

идентифицируют в ответ на обнаруженное изменение начальный момент времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, причем на этапе идентификации используют систему управления;

идентифицируют посредством системы управления на основании контролируемых параметров с начального момента времени, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, событие как связанное с выходом некоторого объема текучей среды при высоком давлении событие посредством того, что

определяют, что давление в стояке повышалось с начального момента времени без снижения плотности с начального момента времени;

определяют, что равновесие расходов существует с начального момента времени; и

инициируют действие в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с выходом текучей среды событие, по меньшей мере, до того, как событие достигает поверхности, причем на этапе инициирования используют один или более управляющих органов буровой системы.

26. Способ по п.25, в котором определение, что равновесие расходов существует в интервале с начального момента времени, содержит определение, что равновесие расходов существует между расходом из скважины и расходом в скважину в отсутствие вертикальной качки.

27. Способ по п.25, в котором определение, что равновесие расходов существует в интервале с начального момента времени, содержит определение, что равновесие расходов существует между расходом из скважины в текущем цикле вертикальной качки и расходом из скважины в предшествующем цикле вертикальной качки.

28. Способ по п.25, в котором инициирование, посредством одного или более управляющих органов, действия в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с выходом текучей среды событие содержит инициирование одного или более управляющих органов для регулирования давления в стояке в ответ на идентифицированное связанное с выходом текучей среды событие.

29. Способ по п.25, в котором для идентификации связанного с выходом небольшого объема текучей среды при высоком давлении события обнаружение увеличения давления в стояке с начального момента времени без уменьшения плотности с начального момента времени включает в себя этап, на котором обнаруживают отсутствие уменьшения плотности на поверхности, по меньшей мере, до истечения интервала времени.

30. Способ по п.25, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, когда обеспечивается по меньшей мере одно из следующего: (а) уменьшение плотности от связанного с газом на поверхности события, по меньшей мере, ожидается на поверхности, (b) увеличение давления в стояке, по меньшей мере, ожидается превышающим второй порог и, (c) по меньшей мере, ожидается возникновение равновесия расходов.

31. Способ бурения с регулируемым давлением буровой скважины буровой системой, при этом способ содержит этапы, на которых

выполняют мониторинг параметров на поверхности, в том числе расхода в скважину, расхода из скважины, плотности и давления в стояке, причем на этапе мониторинга используют один или более датчиков буровой системы;

обнаруживают изменение между расходом в скважину и расходом из скважины посредством системы управления буровой системы на основании контролируемых параметров; и

идентифицируют в ответ на обнаруженное изменение начальный момент времени в прошлом, когда, как ожидается, началось обнаруженное изменение в скважине, причем на этапе идентификации исполь-

зуют систему управления;

идентифицируют на основании контролируемых параметров, измеряемых с начального момента времени, событие как связанное с расширением газа событие путем определения, что давление в стояке понижалось с начального момента времени без снижения плотности с начального момента времени, причем на этапе идентификации используют систему управления; и

инициируют действие в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с расширением газа событие, по меньшей мере, до того, как связанное с расширением газа событие достигает поверхности, причем на этапе инициирования используют один или более управляющих органов буровой системы.

32. Способ по п.31, в котором определение, что давление в стояке снижалось с начального момента времени, содержит определение, что тренд давления в стояке понижался с начального момента времени.

33. Способ по п.31, в котором инициирование, посредством одного или более управляющих органов, действия в буровой системе в ответ на идентифицированное связанное с расширением газа событие содержит инициирование одного или более управляющих органов для регулирования давления в стояке.

34. Способ по п.31, в котором для идентификации связанного с расширением газа события обнаружение увеличения давления в стояке с начального момента времени без уменьшения плотности с начального момента времени включает в себя этап, на котором обнаруживают отсутствие уменьшения плотности на поверхности, по меньшей мере, до истечения интервала времени.

35. Способ по п.31, в котором идентификация события, основанная на контролируемых параметрах в буровой системе, происходит, когда обеспечивается по меньшей мере одно из следующего: (а) уменьшение плотности от связанного с газом на поверхности события, по меньшей мере, измеряемо на поверхности, (б) уменьшение давления в стояке, по меньшей мере, ожидается, что возникнет в течение времени с начального момента времени до достижения поверхности пластовой текучей средой, связанной с событием.

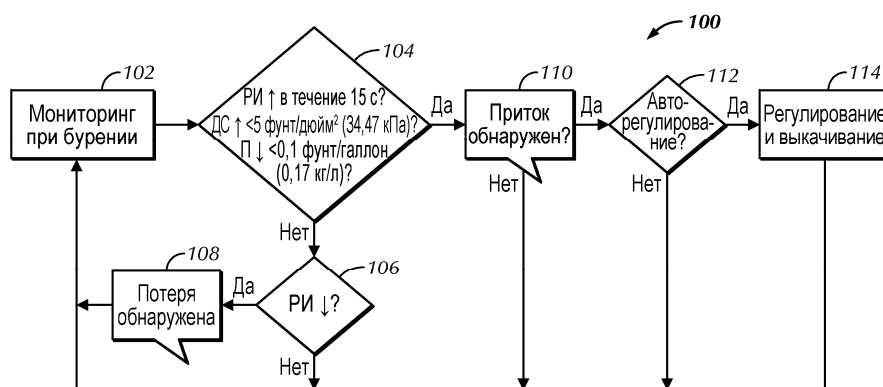
36. Программируемое устройство хранения данных, имеющее программные инструкции, сохраняемые в нем, для побуждения программируемого устройства управления к выполнению способа по пп.1, 12, 18, 25 или 31.

37. Буровое устройство, используемое в буровой системе для бурения скважины, содержащее один или более датчиков и один или более управляющих органов, при этом устройство содержит

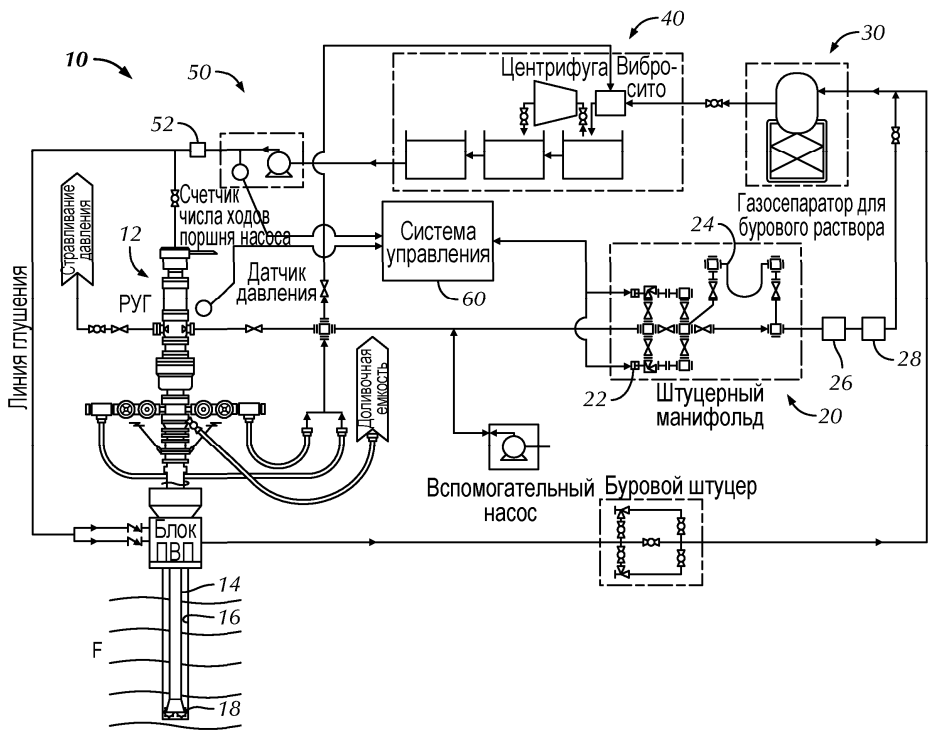
один или более интерфейсов, получающих параметры от одного или более датчиков, в том числе расход в скважину, расход из скважины, плотность и давление в стояке, во время бурения буровой скважины буровой системой;

память, сохраняющую параметры; и

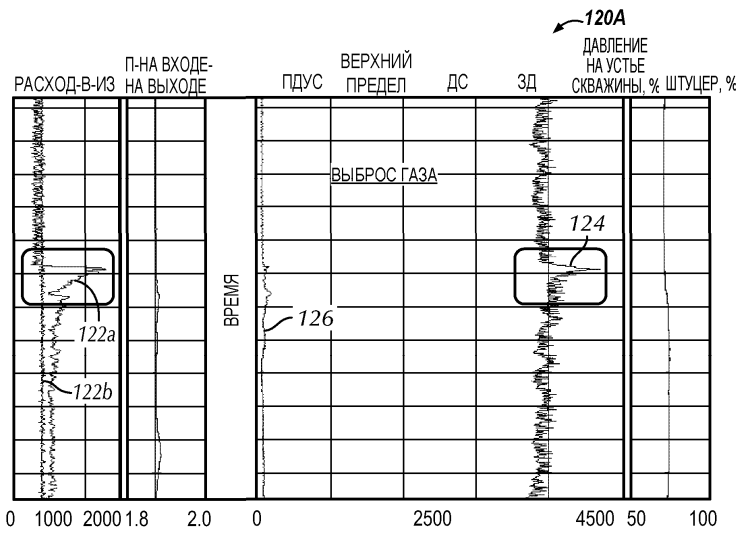
блок обработки в соединении с одним или более управляющими органами, с одним или несколькими интерфейсами и памятью, при этом блок обработки сконфигурирован для выполнения способа по пп.1, 12, 18, 25 или 31.



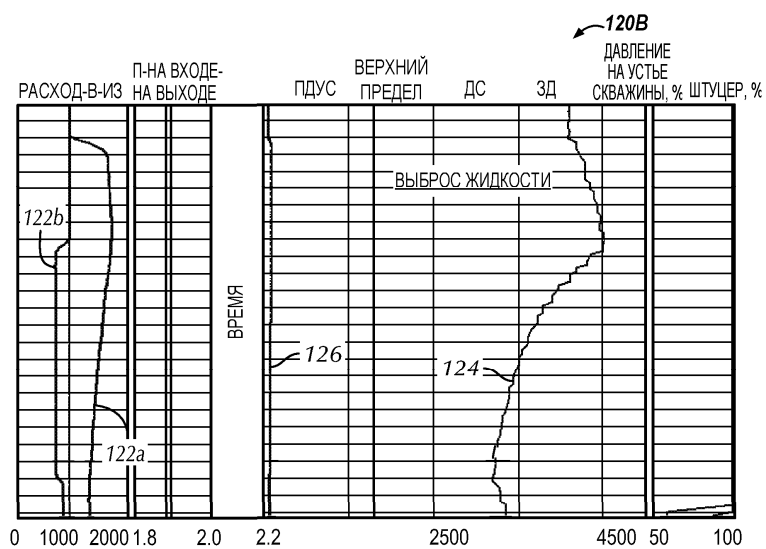
Фиг. 1 (Предшествующий уровень техники)



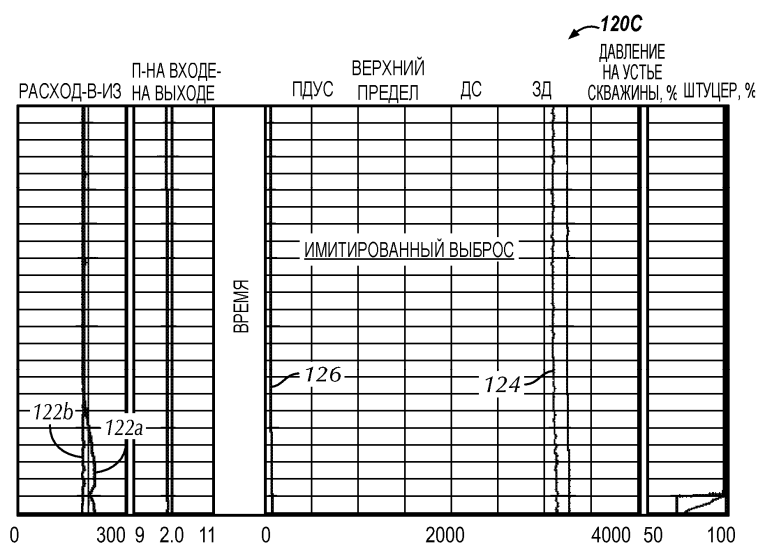
Фиг. 2



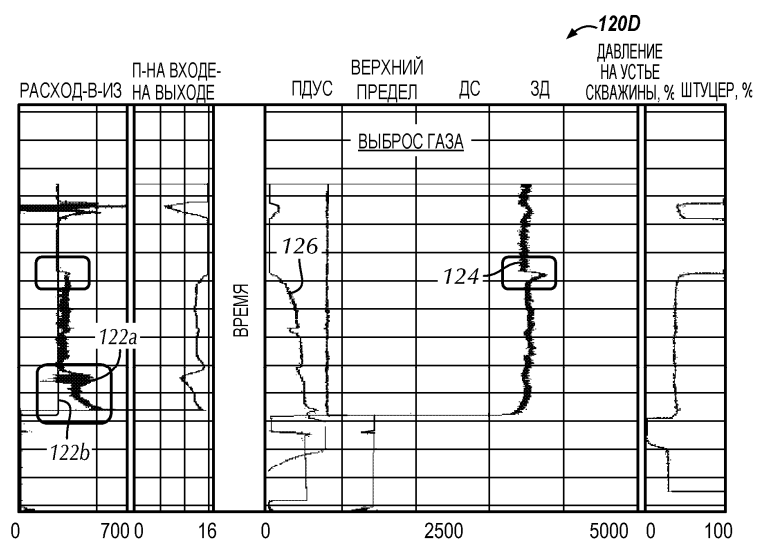
Фиг. 3А



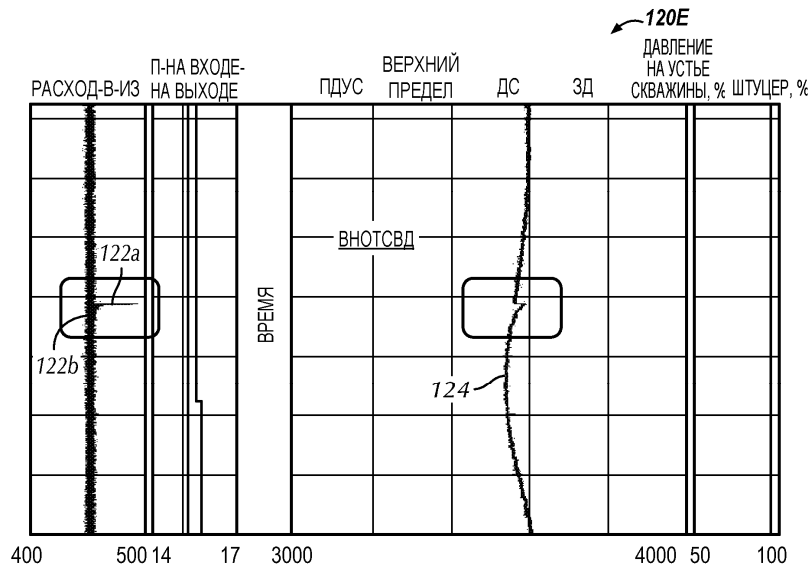
Фиг. 3В



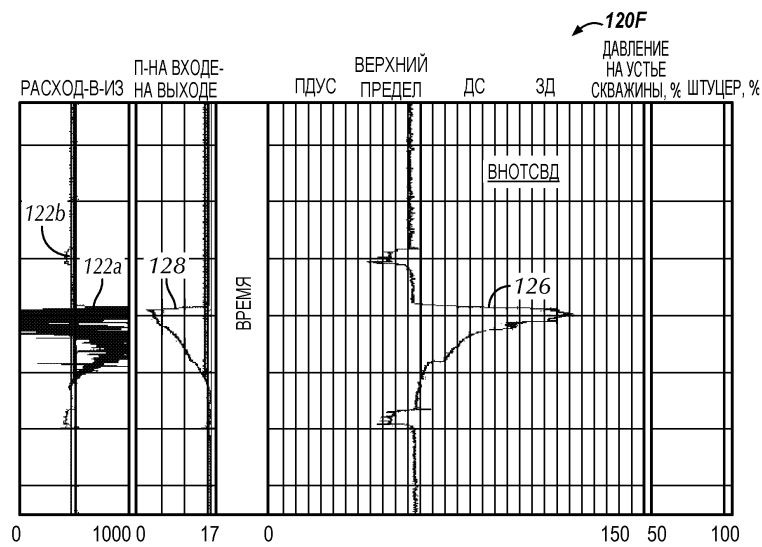
Фиг. 3С



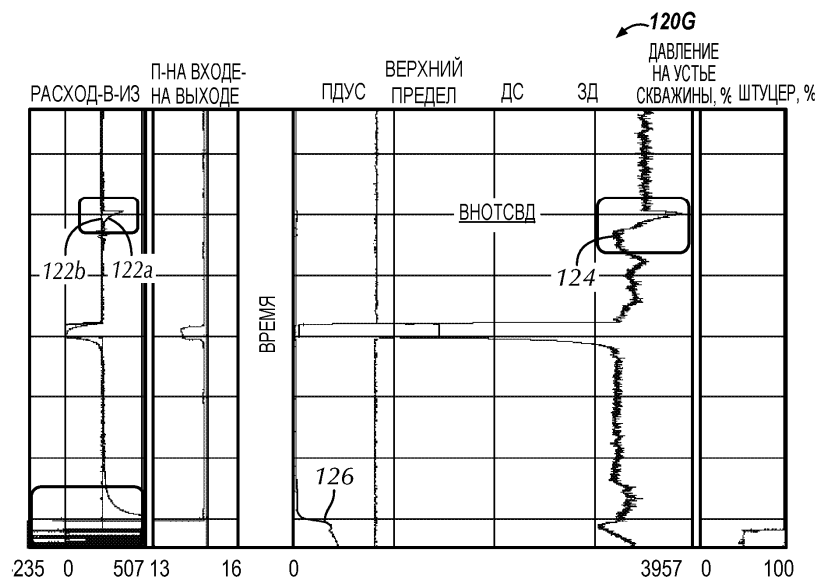
Фиг. 3D



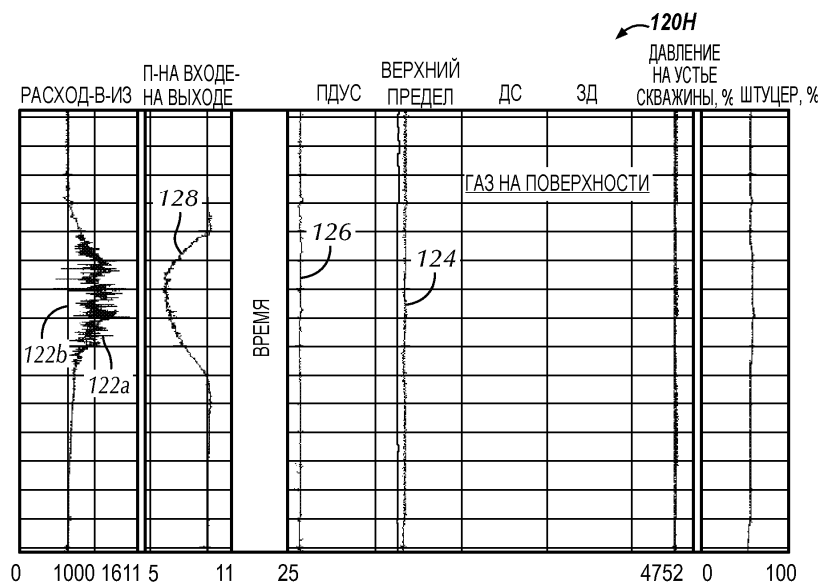
Фиг. 3E



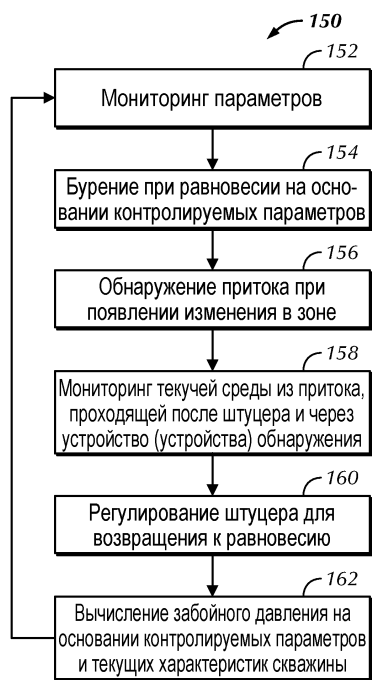
Фиг. 3F



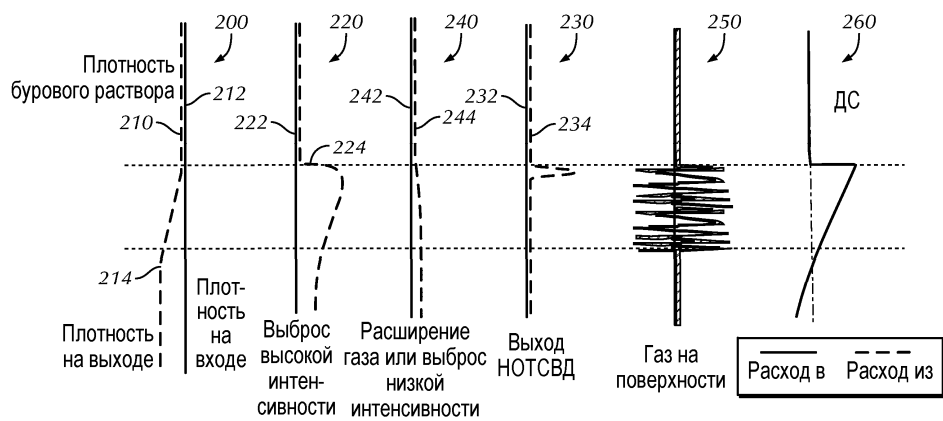
Фиг. 3G



Фиг. 3Н



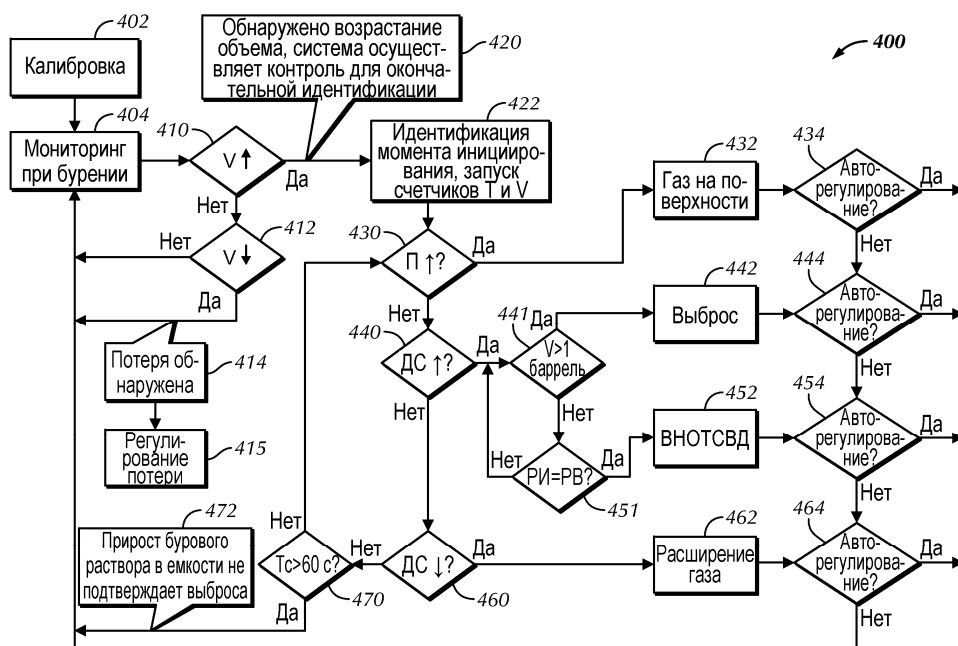
Фиг. 4



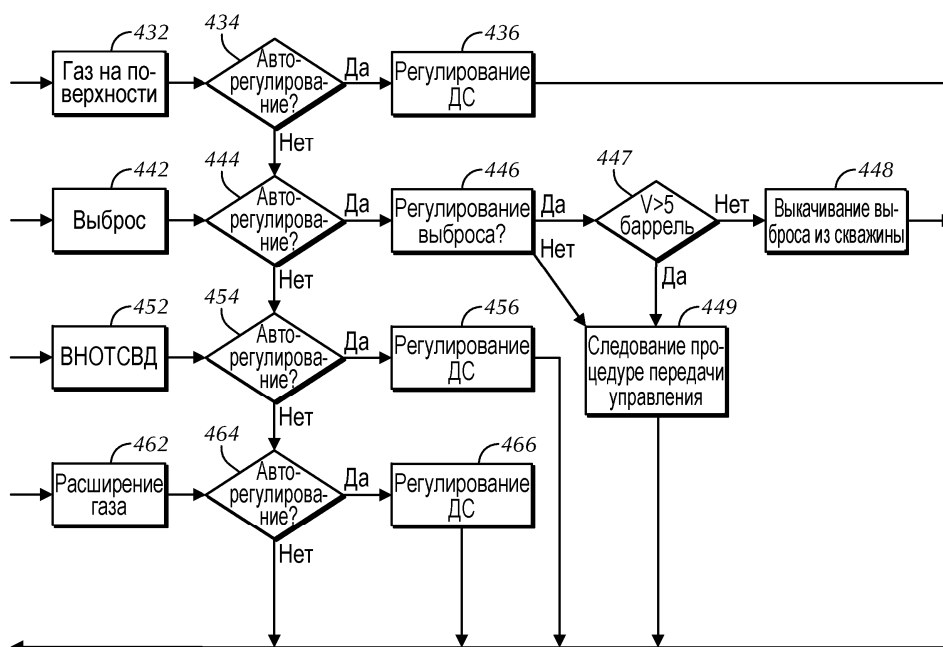
Фиг. 5

	Выброс	Расширение газа	Выход НОТСВД	Газ на поверхности
Объем	↑	↑	↑	↑
Расход в скважину в сравнении с расходом из скважины	↑	↑	↑	Неустойчивый
Расход из скважины в сравнении с расходом в скважину	↑	↑	↑	Неустойчивый
ДС	↑	↓	↑	↑
ПДУС	↑	↑	↑	↑
Плотность на выходе	↔	↔	↔	↓

Фиг. 6



Фиг. 7А



Фиг. 7В

ФИГ. 8

