

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038033**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.06.25

(51) Int. Cl. **G06F 19/00** (2011.01)

(21) Номер заявки
201991129

(22) Дата подачи заявки
2017.10.19

(54) АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ БУРЕНИЕ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ

(31) **62/431,059**

(56) US-A1-20110203845
WO-A1-2014066981
US-A1-20110153296
US-A1-20140365409

(32) **2016.12.07**

(33) **US**

(43) **2020.01.31**

(86) **PCT/US2017/057451**

(87) **WO 2018/106346 2018.06.14**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
СЕЙФКИК АМЕРИКАС ЛЛС (US)

(72) Изобретатель:
Сантос Гелио (US)

(74) Представитель:
**Поликарпов А.В., Соколова М.В.,
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнатьев
А.В., Билык А.В., Дмитриев А.В. (RU)**

(57) Система для автоматизированного бурения на основе модели содержит множество наземных датчиков, выполненных с возможностью измерения одного или нескольких параметров бурового оборудования в реальном времени, гидравлический блок моделирования, выполненный с возможностью создания модели в реальном времени эквивалентной циркуляционной плотности на основе одного или нескольких параметров бурового оборудования, модуль управления, выполненный с возможностью непрерывного определения того, находится ли эквивалентная циркуляционная плотность в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, и моделирующее устройство ведущих параметров, выполненное с возможностью определения, когда эквивалентная циркуляционная плотность находится в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, оптимального параметра бурения для изменения и оптимальной величины изменения параметра бурения. Модуль управления автоматически изменяет параметр настройки бурового оборудования, соответствующий оптимальному параметру бурения для изменения, на оптимальное значение параметра бурения или выводит оптимальный параметр бурения для изменения и оптимальное значение параметра бурения на экран для ручной настройки буровым мастером.

B1**038033****038033****B1**

Предпосылки изобретения

Во время традиционных операций бурения промывочная жидкость, которую иногда называют буровым раствором, циркулирует по системе жидкостной промывки, расположенной на поверхности скважины или возле нее. Промывочную жидкость прокачивают через внутренний проход бурильной колонны, через буровое долото и назад к поверхности через кольцевое пространство между стволом скважины и бурильную трубу. Основная функция промывочной жидкости заключается в поддержании давления внутри ствола скважины для предотвращения гидравлических ударов и обрушения ствола скважины. Дополнительные функции промывочной жидкости предусматривают перемещение бурового шлама к поверхности и охлаждение бурового долота.

Для обеспечения контроля над скважиной гидростатическое давление промывочной жидкости поддерживается на соответствующем уровне для проводимого вида операции. Как правило, давление в стволе скважины поддерживается в пределах зоны безопасного давления, ограниченной с одной стороны либо поровым давлением, либо сминающим давлением, а с другой стороны - давлением гидроразрыва. Если поровое давление выше сминающего давления, поровое давление используется в качестве нижней границы давления на предусмотренной глубине зоны безопасного давления. Поровое давление относится к давлению, при котором пластовые жидкости могут проходить в ствол скважины с помощью так называемого гидравлического удара. Для поддержания контроля над скважиной давление в стволе скважины сохраняется более высоким, чем поровое давление, для предотвращения нежелательных притоков жидкости в ствол скважины. Утяжелители могут добавляться в промывочную жидкость с целью увеличения плотности жидкости и обеспечения того, чтобы гидростатическое давление оставалось выше порового давления. Если сминающее давление выше порового давления, сминающее давление используется в качестве нижней границы давления на предусмотренной глубине зоны безопасного давления. Сминающее давление относится к давлению, при котором стенки ствола скважины разрушаются самостоятельно. Для постоянного поддержания скважины в хороших рабочих условиях давление в стволе скважины сохраняется более высоким, чем сминающее давление, для предотвращения нежелательного обрушения ствола скважины. С другой стороны спектра давление гидроразрыва используется в качестве верхней границы давления на предусмотренной глубине зоны безопасного давления. Давление гидроразрыва относится к давлению, при превышении которого трещины в пласте и промывочные жидкости могут быть потеряны в пласте. Для поддержания контроля над скважиной давление в стволе скважины сохраняется более низким, чем давление гидроразрыва, для предотвращения потери бурового раствора.

Таким образом, зона безопасного давления с одной стороны ограничена либо поровым давлением, либо сминающим давлением и с другой стороны - давлением гидроразрыва. Давление внутри ствола скважины постоянно должно поддерживаться в пределах этой зоны безопасного давления для предотвращения таких нежелательных явлений, как гидравлические удары, обрушение ствола скважины и потеря бурового раствора.

Краткое изложение сущности изобретения

Согласно одному аспекту одного или нескольких вариантов осуществления настоящего изобретения система для автоматизированного бурения на основе модели содержит множество наземных датчиков, выполненных с возможностью измерения одного или нескольких параметров бурового оборудования в реальном времени, гидравлический блок моделирования, выполненный с возможностью создания модели в реальном времени эквивалентной циркуляционной плотности на основе одного или нескольких параметров бурового оборудования, модуль управления, выполненный с возможностью непрерывного определения того, находится ли эквивалентная циркуляционная плотность в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, и моделирующее устройство ведущих параметров, выполненное с возможностью определения, когда эквивалентная циркуляционная плотность находится в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, оптимального параметра бурения для изменения и оптимальной величины изменения параметра бурения. Модуль управления автоматически изменяет параметр настройки бурового оборудования, соответствующий оптимальному параметру бурения для изменения, на оптимальное значение параметра бурения или выводит оптимальный параметр бурения для изменения и оптимальное значение параметра бурения на экран для ручной настройки буровым мастером.

Согласно одному аспекту одного или нескольких вариантов осуществления настоящего изобретения способ автоматизированного бурения на основе модели включает нахождение зоны безопасного давления, нахождение предварительно заданных коэффициентов безопасности в пределах зоны безопасного давления, определение эквивалентной циркуляционной плотности в реальном времени на основе гидравлической модели, непрерывное определение того, находится ли эквивалентная циркуляционная плотность в пределах коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, и, если эквивалентная циркуляционная плотность находится в пределах коэффициентов безопасности, определение оптимального параметра бурения для изменения и оптимального значения параметра бурения.

Другие аспекты настоящего изобретения будут очевидны из следующего описания и формулы изобретения.

Краткое описание графических материалов

На фиг. 1 показан вид в поперечном разрезе традиционной операции бурения.

На фиг. 2 показана зона безопасного давления в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 3 показана таблица действий и их эффект на эквивалентную циркуляционную плотность в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 4 показана таблица операций и важные параметры бурения, влияющие на эквивалентную циркуляционную плотность в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 5 показана система для автоматизированного бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 6 показан способ автоматизированного бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 7 показана компьютерная система для автоматизированной системы бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

Подробное описание изобретения

Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения описаны подробно со ссылкой на сопроводительные фигуры. Для обеспечения последовательности одинаковые элементы на различных фигурах обозначены одинаковыми ссылочными позициями. В следующем подробном описании настоящего изобретения изложены конкретные детали, чтобы обеспечить полное понимание настоящего изобретения. В других случаях не описаны признаки, которые хорошо известны специалисту в данной области техники, чтобы избежать затруднительного понимания описания настоящего изобретения.

Традиционные операции бурения регулируются вручную буровым мастером, который несет ответственность за эксплуатацию разных агрегатов на буровом оборудовании, включающем без ограничения один или несколько насосов для бурового раствора, верхний привод или стол ротора и буровые лебедки. Буровой мастер устанавливает разные параметры для бурения, включающие без ограничения скорость потока бурового раствора, который насосы для бурового раствора доставляют в забой скважины, скорость вращения верхнего привода/стола ротора, который вращает бурильную колонну, а также положение и скорость блока при спуске, бурении, подъеме и других операциях при строительстве скважины. Как правило, буровой мастер попытается следовать предварительно заданной конструкции скважины или инструкциям представителя оператора на буровом оборудовании. Значения параметров бурения, которые устанавливает буровой мастер, как правило, основаны на навыках и иногда на имитационных моделях, выполняемых перед тем, как начнется бурение. Однако имитационные модели могут быть основаны на одном или нескольких предположениях, которые могут быть или не быть правильными.

Ряд источников ошибки возможен при возведении скважины под ручным контролем бурового мастера. Любое или несколько из ошибки человека, погрешности моделирования или ошибочных предположений могут стать причиной использования неправильных параметров бурения, что имеет катастрофические последствия для процесса строительства скважины либо с точки зрения безопасности, либо с эксплуатационной точки зрения. Даже если параметры бурения установлены с точностью до наилучших расчетов идеальных значений, традиционные операции бурения, проводимые сегодня, не принимают во внимание в реальном времени текущее давление в стволе скважины и предполагаемую или подтвержденную зону безопасного давления, установленную посредством порового давления или сминающего давления и давления гидроразрыва на разных глубинах. Таким образом, буровой мастер будет, как правило, эксплуатировать разные агрегаты на основе параметров бурения, которые не являются идеальными и в некоторых случаях являются просто неправильными, что может вызвать либо падение давления в стволе скважины ниже порового давления или сминающего давления, либо подъем выше давления гидроразрыва, создавая гидравлические удары, обрушение ствола скважины или потерю бурового раствора. Эти нежелательные явления усиливают общий риск в отношении бурения скважины и вызывают значительные убытки при непродуктивном времени простоя, задержке производства, затратах на агрегаты, затратах на оплату труда, а также затратах на обеспечение безопасности и возмещение убытков. Для предотвращения этих проблем проводимые в настоящее время работы являются обычно максимально обдуманными, при этом используемые параметры являются очень консервативными. Эта практика приводит к неэффективности и, в связи с этим, значительной растрате денег.

Соответственно, в одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения в системе и способе автоматизированного бурения на основе модели используют модель в реальном времени текущего давления в стволе скважины (или эквивалентную циркуляционную плотность) и автоматически устанавливают параметры режима бурения до значений, которые поддерживают давление в стволе скважины в пределах зоны безопасного давления таким образом, чтобы обеспечивалась возможность проведения операций бурения максимально быстро и эффективно. Модель в реальном времени может подсчитывать давление в стволе скважины (или эквивалентную циркуляционную плотность) для целого ствола сверху донизу, учитывая информацию, касающуюся ствола скважины, включая без ограничения одно или несколько из глубины скважины, глубины обсадной колонны, внутренних диаметров, углов наклона,

глубины воды, диаметра подъемного механизма, конфигурации бурильной колонны, геотермических градиентов, гидротермических градиентов и параметров бурения в реальном времени, таких как скорость потока, скорость вращения, положение блока (также называемое глубиной погружения долота), скорость блока и свойства бурового раствора. Специалисту в данной области техники будет понятно, что реальное время, используемое в этом описании, означает близкое к реальному время из-за задержки работы датчика, задержки передачи и приема данных, а также задержки в обработке данных. В этом контексте возникшие объединенные периоды задержки составляют порядка нескольких секунд, в отличие от одной минуты или нескольких, и являются, по существу, реальным временем для работ на буровом оборудовании.

Может определяться оптимальная последовательность изменений параметров бурения и оптимальные значения параметров бурения, а затем применяться к буровому оборудованию. Модель в реальном времени может непрерывно пересчитывать давление в стволе скважины, и процесс повторяется до тех пор, пока давление в стволе скважины не окажется в пределах зоны безопасного давления и максимально близким к предварительно заданному коэффициенту безопасности одного из порового, сминающего давления или давления гидроразрыва, в зависимости от вида проводимой операции. Например, если операция, подлежащая проведению, будет способствовать снижению давления в стволе скважины, как, например, при подъеме, давление в стволе скважины может поддерживаться на уровне давления, максимально близком к нижней границе зоны безопасного давления, а также к коэффициенту безопасности, позволяя таким образом выполнять подъем максимально быстро и эффективно, но в то же время максимально безопасно. Альтернативно, если операция, подлежащая проведению, будет обеспечивать увеличение давления в стволе скважины, как, например, при спуске, давление в стволе скважины может поддерживаться на уровне давления, максимально близком к верхней границе зоны безопасного давления, но не к коэффициенту безопасности, позволяя таким образом выполнять спуск максимально быстро и эффективно. Преимущественно система и способ автоматизированного бурения на основе модели обеспечивает возможность автоматизации на основе модели операций бурения, учитывая пределы, продиктованные спецификой бурового оборудования, и давления пласта, без создания нежелательных явлений, таких как гидравлические удары, обрушение ствола скважины и потери бурового раствора.

На фиг. 1 показан вид в поперечном разрезе традиционной операции 100 бурения. Бурильная установка 110 может использоваться для выполнения ряда функций, включая без ограничения операции бурения, операции по завершению скважины, технологические операции и ликвидационные операции. Во время операций бурения бурильная установка 110 может использоваться для бурения ствола 120 скважины согласно конструкции скважины с целью извлечения намеченных запасов нефти или газа (самостоятельно не показаны), расположенных под поверхностью 130 Земли. Тогда как на фигуре показан наземный тип бурового оборудования, другие типы наземного бурового оборудования, а также водные типы бурового оборудования могут использоваться в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Специалисту в данной области техники будет понятно, что оба типа бурового оборудования, таких как наземный и водный, хорошо известны в данной области техники.

На фиг. 2 показана зона 200 безопасного давления в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Во время операций бурения крайне важно поддерживать контроль над скважиной. Контроль над скважиной относится к способу настройки и поддержания давления в стволе скважины (или эквивалентной циркуляционной плотности 210) во время операций бурения для предотвращения притока пластовых жидкостей в ствол скважины, обрушения ствола скважины или разрушения самого пласта. Зона 200 безопасного давления представляет собой градиент зоны давления, ограниченный поровым давлением 220 или сминающим давлением (самостоятельно не показаны) на первой стороне и давлением 230 гидроразрыва на второй стороне вдоль глубины ствола скважины. Как правило, зона 200 безопасного давления для предусмотренного ствола скважины предлагается оператором на основе их геологического анализа и моделей. Как показано на фигуре, зона 200 безопасного давления может меняться в зависимости от глубины ствола скважины. В некоторых случаях, как было указано ранее, сминающее давление (самостоятельно не показано) может быть выше порового давления. В таких случаях зона 200 безопасного давления может быть ограничена сминающим давлением (самостоятельно не показано) на первой стороне и давлением 230 гидроразрыва на второй стороне.

Поровое давление 220 относится к давлению подземного пласта на предусмотренной глубине для предусмотренного ствола скважины. Это давление может зависеть от веса слоев горной породы над пластом, что может оказывать давление как на поровые жидкости, так и на твердые вещества, такие как горная порода или мельчайшие частицы. Если давление в стволе скважины (или эквивалентная циркуляционная плотность 210) падает ниже порового давления 220, пластовые жидкости могут протекать в ствол скважины, и контроль над скважиной может быть потерян. Сминающее давление (самостоятельно не показано) относится к давлению, при котором стенки ствола скважины разрушаются самостоятельно, приводя к обрушению ствола скважины, и иногда оно является выше порового давления 220. В таких случаях сминающее давление (самостоятельно не показано) может использоваться вместо порового давления 220 в качестве границы на первой стороне зоны 200 безопасного давления. Давление 230 гидроразрыва относится к давлению, при котором пласт гидравлически разрушается или расщепляется. Если

давление в стволе скважины (или эквивалентная циркуляционная плотность 210) поднимается выше давления 230 гидроразрыва, скважинные жидкости могут попадать в пласт и контроль над скважиной может быть потерян.

Эквивалентная циркуляционная плотность ("ЭЦП") 210 относится к эффективной плотности, которая объединяет текущую плотность бурового раствора и снижение давления в затрубном пространстве. ЭЦП 210 представляет собой по существу давление в стволе скважины, выраженное в виде эквивалентного веса бурового раствора. Для операций бурения ЭЦП 210, как правило, используется давление в стволе скважины, но специалисту в данной области техники будет понятно, что это представляет собой альтернативные реализации одной и той же концепции и может взаимозаменяемо использоваться. ЭЦП 210 может зависеть от разных факторов, включая без ограничения геометрическую форму ствола скважины, гидравлическое сопротивление потоку, давление потока, плотность потока, температуру жидкости и содержание твердых частиц.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения гидравлическая модель (не показана) может подсчитывать давление в стволе скважины (или ЭЦП) в реальном времени на основе информации, касающейся ствола скважины, включая без ограничения одно или несколько из глубины скважины, глубины обсадной колонны, внутреннего диаметра, углов наклона, глубины воды, диаметра подъемного механизма, конфигурации бурильной колонны, геотермического градиента, гидротермического градиента и параметров бурения в реальном времени, таких как скорость потока, скорость вращения, положение блока (также называемое глубиной погружения долота), скорость блока и свойства бурового раствора. Некоторые из параметров бурения в реальном времени могут быть получены с наземных датчиков (основанных на буровом оборудовании) или с расположенных в забое скважины датчиков, которые обеспечивают фактические измерения параметров в реальном времени. Гидравлическая модель давления в стволе скважины может использоваться для точного определения ЭЦП 210 на разных глубинах в реальном времени на основе данных в реальном времени, отображающих состояние ствола скважины. Как показано на фигуре, в одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения, параметры бурения можно настроить таким образом, чтобы ЭЦП 210 оставалась в пределах зоны 200 безопасного давления, ограниченной поровым давлением 220 или сминающим давлением (самостоятельно не показаны) и давлением 230 гидроразрыва, а также в пределах заданного коэффициента 240 безопасности режима работы или пользователя. Определенный коэффициент 240 безопасности режима работы или пользователя может быть предварительно задан оператором и, как правило, основан на толерантности оператора к риску. Например, определенный коэффициент 240 безопасности режима работы или пользователя может быть выражен в виде отклонения в процентах или смещения от предусмотренной границы зоны 200 безопасного давления, но в пределах самой зоны 200 безопасного давления.

На фиг. 3 показана таблица 300 действий и их эффект на эквивалентную циркуляционную плотность (например, 210 по фиг. 2) в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Разные выполненные действия во время операций бурения сказываются на ЭЦП. При увеличении скорости вращения бурильной колонны увеличивается ЭЦП. При уменьшении скорости вращения ЭЦП уменьшается. При увеличении скорости потока ЭЦП увеличивается. При уменьшении скорости потока ЭЦП уменьшается. При спуске, расширении внутри или обработке смыванием ЭЦП увеличивается. При подъеме, расширении снаружи или выкачивании ЭЦП уменьшается. В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения эту информацию можно использовать вместе с гидравлической моделью и другой информацией с целью оптимизации параметров бурения для поддержания ЭЦП в пределах зоны безопасного давления и определенного коэффициента безопасности режима работы или пользователя, таким образом, предусмотренная операция может быть выполнена более эффективно и безопасно.

На фиг. 4 показана таблица 400 операций и важные параметры бурения, влияющие на эквивалентную циркуляционную плотность (например, 210 по фиг. 2) в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

При спуске или подъеме единственными значимыми параметрами бурения являются положение блока и скорость блока. Скорость потока и скорость вращения бурильной колонны удерживаются постоянными и нулевыми. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока и скорости блока.

При бурении важными параметрами бурения являются положение блока, скорость блока, скорость потока и скорость вращения бурильной колонны, каждый из которых можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока, скорости блока, скорости потока и скорости вращения бурильной колонны.

При расширении важными параметрами бурения являются положение блока, скорость потока и скорость вращения бурильной колонны, каждый из которых можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока, скорости потока и скорости вращения бурильной колонны.

При обработке смыванием важными параметрами бурения являются положение блока, скорость блока и скорость потока, каждый из которых можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во

время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока, скорости блока и скорости потока.

При циркуляции важным параметром бурения является скорость потока, которую можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки скорости потока.

При плавном перемещении важными параметрами бурения являются положение блока, скорость блока и скорость потока, каждый из которых можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока, скорости блока и скорости потока.

При выкачивании важными параметрами бурения являются положение блока, скорость блока и скорость потока, каждый из которых можно регулировать и менять. ЭЦП можно регулировать во время этой операции посредством настройки одного или нескольких из положения блока, скорости блока и скорости потока.

На фиг. 5 показана автоматизированная система 500 бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Буровое оборудование (самостоятельно не показано) может содержать множество наземных датчиков, которые выполнены с возможностью измерения одного или нескольких из скорости вращения, скорости потока, положения блока и скорости блока в реальном времени. Например, наземные датчики могут предусматривать один или несколько датчиков 510 скорости вращения, которые могут быть выполнены с возможностью измерения скорости вращения верхнего привода/стола ротора, который вращает бурильную колонну, один или несколько датчиков 520 скорости потока, которые могут быть выполнены с возможностью измерения скорости потока бурового раствора, который насосы для бурового раствора доставляют в забой скважины, и один или несколько датчиков 530 блока, которые могут быть выполнены с возможностью измерения положения и/или скорости блока. В конкретных вариантах осуществления могут также использоваться один или несколько необязательных расположенных в забое скважины датчиков 540. Один или несколько расположенных в забое скважины датчиков 540 могут быть выполнены с возможностью измерения одного или нескольких из давления, скорости потока, температуры и плотности бурового раствора в забое скважины. Один или несколько наземных датчиков 510, 520 и 530 и один или несколько необязательных расположенных в забое скважины датчиков 540 предоставляют свои соответствующие данные в качестве входного сигнала, передаваемого в автоматизированную систему 500 бурения на основе модели. В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения автоматизированная система 500 бурения на основе модели может содержать гидравлический блок 550 моделирования, моделирующее устройство 560 ведущих параметров и модуль 570 управления.

Гидравлический блок 550 моделирования может непрерывно создавать модель в реальном времени давления в стволе скважины или ЭЦП для предусмотренного ствола скважины на основе данных, включающих без ограничения глубину воды, глубину скважины, диаметр обсадной колонны, внутренний диаметр, угол наклона, диаметр подъемного механизма, конфигурацию бурильной колонны, геотермический градиент, гидротермический градиент, на основе данных, предоставленных одним или несколькими наземными датчиками, включающих без ограничения измеренную скорость 510 вращения, измеренную скорость 520 потока и измеренные положение блока или скорость 530, и на основе данных, предоставленных одним или несколькими необязательными расположенными в забое скважины датчиками 540, включающих без ограничения измеренную скорость потока в забое скважины, измеренную температуру в забое скважины и измеренную плотность бурового раствора в забое скважины. Благодаря использованию одного или нескольких из данных, гидравлический блок 550 моделирования может подсчитать и вывести давление в стволе скважины или ЭЦП для предусмотренного ствола скважины в реальном времени. Специалисту в данной области техники будет понятно, что гидравлический блок 550 моделирования может быть реализован в программном обеспечении, которое выполнено с возможностью выполнения на стандартном компьютере или в качестве части системы, изготовленной на заказ, такой как, например, встроенная система или промышленная система. В дополнение, специалисту в данной области техники будет понятно, что гидравлическое моделирование, которое создает модель давления в стволе скважины или эквивалентную циркуляционную плотность, хорошо известно в данной области техники.

Моделирующее устройство 560 ведущих параметров может вводить смоделированную ЭЦП, предоставленную гидравлическим блоком 550 моделирования, и текущее положение смоделированной ЭЦП в отношении зоны безопасного давления, предоставленное модулем 570 управления, и ограничения ствола скважины, включая без ограничения поровое и сминающее давление на нижнем конце и давление гидроразрыва на верхнем конце вместе с коэффициентом безопасности, предварительно заданным пользователем, и минимальным и максимальным значением для каждого параметра бурения, поддающегося изменению, а также размером шага изменений значения, которые возможны для каждого параметра бурения. Тогда как ЭЦП находится в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, моделирующее устройство 560 ведущих параметров может определять оптимальную последовательность параметров бурения для изменения (или вводить предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения) и определять оптимальные

значения параметров бурения для каждого изменения параметра в последовательности изменений. Другой набор ограничений может быть предусмотрен каждым элементом агрегатов, которым нужно управлять в пределах его собственной области эксплуатационных режимов.

В конкретных случаях, когда поровое давление выше сминающего давления, предварительно заданные коэффициенты безопасности могут включать с одной стороны величину смещения в процентах от порового давления в пределах зоны безопасного давления, а с другой стороны - величину смещения в процентах от давления гидроразрыва в пределах зоны безопасного давления. В других случаях, когда сминающее давление выше порового давления, предварительно заданные коэффициенты безопасности могут включать с одной стороны величину смещения в процентах от сминающего давления в пределах зоны безопасного давления, а с другой стороны - величину смещения в процентах от давления гидроразрыва в пределах зоны безопасного давления. Когда предусмотренная операция имеет тенденцию к изменению ЭЦП в отношении одной или другой стороны зоны безопасного давления, оптимизация выбирает соответствующий коэффициент безопасности на этой соответствующей стороне в качестве границы для оптимизации.

Для большинства операций требуется изменение более чем одного параметра бурения в последовательном порядке. Например, для операций бурения может потребоваться опускание долота (параметр положения блока), включение насосов для бурового раствора (параметр скорости потока) и запуск вращения бурильной колонны (параметр скорости вращения). У оператора или бурового мастера может быть предпочтение в отношении последовательности изменений этих параметров бурения, такое как, например, включение сначала насосов для бурового раствора (параметр скорости потока), затем опускание долота (параметр положения блока), а потом запуск вращения бурильной колонны (параметр скорости вращения). У других может быть другое предпочтение в отношении последовательности изменений этих параметров бурения. В таком случае оператор или буровой мастер может вводить это предпочтение в автоматизированную систему 500 бурения на основе модели (т.е. посредством модуля 570 управления), которая затем попытается обеспечить оптимальные условия в пределах предусмотренных ограничений. Альтернативно автоматизированная система 500 бурения на основе модели (т.е. посредством модуля 570 управления) может автоматически определять оптимальную последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения. Поскольку бурение имеет тенденцию к увеличению ЭЦП, в качестве границы для оптимизации может использоваться величина смещения коэффициента безопасности от давления гидроразрыва.

В конкретных вариантах осуществления, где присутствует предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения для предусмотренной операции, моделирующее устройство 560 может, для каждого параметра бурения для изменения в заданной пользователем последовательности, перечислять все комбинации изменений значений параметров бурения и их смоделированные ЭЦП с целью определения оптимального значения параметра бурения. Все комбинации могут быть пронумерованы, начиная с первого параметра бурения для изменения, при этом все другие параметры бурения придерживаются своих текущих значений, с последующим определением смоделированной ЭЦП для каждого возможного значения параметра бурения для изменения. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве оптимального значения параметра бурения для выбранного параметра бурения для изменения. Этот процесс затем можно повторить для каждого параметра бурения для изменения в заданной пользователем последовательности. Каждый повтор процесса может использовать результат последнего повтора в качестве начального условия для значений параметров бурения для этого повтора. Следовательно, оператор или буровой мастер может определять последовательность параметров бурения для изменения, но моделирующее устройство 560 определяет оптимальное значение параметра бурения для каждого изменения в последовательности.

В других вариантах осуществления, где моделирующее устройство 560 ведущих параметров определяет оптимальную последовательность для изменения параметров бурения, моделирующее устройство 560 может перечислять все перестановки изменений последовательности в параметрах бурения, все комбинации изменений значений параметров бурения для каждой перестановки и их смоделированные ЭЦП с целью определения оптимальной последовательности параметров бурения для изменения и оптимальной последовательности значений параметров бурения.

В конкретных вариантах осуществления пронумерованный список может быть создан посредством выбора первого параметра бурения для изменения с сохранением всех других значений параметров бурения постоянными и последующего определения смоделированной ЭЦП для каждого возможного значения параметра для выбранного параметра бурения для изменения. Этот процесс повторяется для каждого параметра бурения, способного к изменению. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве первого оптимального параметра бурения для изменения и первого оптимального значения параметра бурения. Если насчитывается более одного параметра бурения для изменения, этот про-

цесс повторяется подобным образом, за исключением того, что предыдущий повтор оптимального параметра бурения сохраняется постоянным с его оптимальным значением параметра бурения, выбирают другой параметр бурения для изменения, а все другие значения параметра бурения, при наличии, сохраняются постоянными. Может быть определена смоделированная ЭЦП для каждого возможного значения параметра для выбранного параметра бурения для изменения. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве следующего оптимального параметра бурения для изменения и следующего оптимального значения параметра бурения. Этот процесс повторяется в отношении стольких параметров бурения, сколько необходимо упорядочить для предусмотренной операции. Следовательно, моделирующее устройство 560 определяет оптимальную перестановку или последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения для этих изменений.

В других вариантах осуществления пронумерованный список может быть создан посредством определения всех перестановок последовательностей параметров бурения и, для каждой последовательности, всех комбинаций значений параметров бурения для каждой последовательности с целью определения наибольшего суммарного изменения ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления. Например, если операция предусматривает три параметра бурения для изменения, существует шесть потенциальных перестановок или последовательностей параметров бурения для изменения. Для каждой последовательности могут быть определены все комбинации значений параметров бурения для каждого параметра бурения для изменения и полученная смоделированная ЭЦП для каждого из них. По окончании пронумерованный список содержит все потенциальные перестановки или последовательности параметров бурения для изменения, все потенциальные комбинации значений параметров бурения для каждой последовательности и фактическую ЭЦП для каждого из них. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может устанавливать оптимальную последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения.

Модуль 570 управления, наряду с вычислением положения смоделированной ЭЦП в отношении зоны безопасного давления, получает в качестве входного сигнала с моделирующего устройства 560 ведущих параметров оптимальную последовательность параметров бурения для изменения (или предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения), а также оптимальные значения параметров бурения, которые затем используются с целью изменения фактических параметров бурения бурового оборудования 515, 525 и/или 535, или выводит предложенное изменение на экран 580 для ручной настройки буровым мастером. В конкретных вариантах осуществления модуль 570 управления может изменять соответствующий параметр настройки бурового оборудования, такой как, например, параметр 515 настройки скорости вращения, параметр 525 настройки скорости потока или параметр 535 настройки блока в последовательности согласно оптимальной или заданной пользователем последовательности с целью автоматического изменения параметров 515, 525 и/или 535 бурения на их оптимальные значения. В других вариантах осуществления модуль 570 управления может выводить оптимальную последовательность параметров бурения для изменения (или предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения) и оптимальные значения параметров бурения на экран 580 для ручной настройки буровым мастером. В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения модуль 570 управления может быть реализован в программном обеспечении, которое может быть выполнено на стандартном компьютере, или в качестве части системы, изготовленной на заказ, такой как, например, встроенная система или промышленная система. Специалисту в данной области техники будет понятно, что гидравлический блок 550 моделирования, моделирующее устройство 560 ведущих параметров и модуль 570 управления могут быть реализованы в качестве части одной и той же системы или дискретных систем, которые работают совместно в качестве компьютерной системы, с целью достижения требуемого результата.

На фиг. 6 показан способ 600 автоматизированного бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Способ 600 автоматизированного бурения на основе модели включает на этапе 610 нахождение ограничений ствола скважины и агрегата. Ограничения ствола скважины могут включать без ограничения поровое и сминающее давление на нижнем конце и давление гидроразрыва - на верхнем конце, включая коэффициент безопасности, предварительно заданный пользователем, минимальное и максимальное значения для каждого параметра бурения, поддающегося изменению, а также размер шага изменений значений, которые возможны для каждого параметра бурения. Некоторые или все из ограничений ствола скважины могут предоставляться в качестве входного сигнала, передаваемого в автоматизированную систему бурения на основе модели (500 по фиг. 5 посредством модуля 570 управления), тогда как некоторые могут предоставляться гидравлическим блоком моделирования (например, гидравлическим блоком 550 моделирования по фиг. 5) или моделирующим устройством ведущих параметров (например, моделирующим устройством 560 ведущих параметров по фиг. 5).

На этапе 620 может быть найдена зона безопасного давления. Зона безопасного давления, как правило, предоставляется в качестве входного сигнала, например, передаваемого в автоматизированную систему бурения на основе модели (500 по фиг. 5 через модуль 570 управления), оператором на основе его геологического анализа и моделей, но может быть определена посредством моделирующего устройства ведущих параметров (560 по фиг. 5) или модуля управления (570 по фиг. 5). В случаях, если поровое давление выше сминающего давления, зона безопасного давления может представлять собой градиент давления, установленный поровым давлением в качестве нижней границы давления и давлением гидроразрыва в качестве верхней границы давления вдоль глубины ствола скважины. В случаях если сминающее давление выше порового давления, зона безопасного давления может представлять собой градиент давления, установленный сминающим давлением в качестве нижней границы давления и давлением гидроразрыва в качестве верхней границы давления вдоль глубины ствола скважины. Зона безопасного давления может предоставляться в качестве входного сигнала, передаваемого в автоматизированную систему бурения на основе модели (500 по фиг. 5) или определяться моделирующим устройством ведущих параметров (560 по фиг. 5) или модулем управления (570 по фиг. 5).

На этапе 630 может быть найден коэффициент безопасности (570 по фиг. 5). Определенный согласно режиму работы или пользователем коэффициент безопасности может быть предварительно задан оператором и, как правило, основан на толерантности оператора к риску. Коэффициент безопасности может быть выражен в виде отклонения в процентах или смещения от предусмотренной границы зоны безопасного давления. Например, коэффициент безопасности для нижней границы может представлять собой величину смещения в процентах от порового давления или сминающего давления, которое находится в пределах зоны безопасного давления. Подобным образом коэффициент безопасности для верхней границы может представлять собой величину смещения в процентах от давления гидроразрыва, которое находится в пределах зоны безопасного давления. Коэффициенты безопасности могут предоставляться в качестве входного сигнала, передаваемого в автоматизированную систему бурения на основе модели (500 по фиг. 5). В целях оптимизации коэффициенты безопасности могут рассматриваться в качестве границ зоны безопасного давления. В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения модуль управления (570 по фиг. 5) может предлагать коэффициент безопасности для использования пользователем.

На этапе 640 ЭЦП может определяться в реальном времени на основе гидравлической модели. Гидравлический блок моделирования (550 по фиг. 5) может создавать модель ЭЦП в реальном времени на основе данных, включающих без ограничения глубину воды, глубину скважины, диаметр обсадной колонны, внутренний диаметр, угол наклона, диаметр подъемного механизма, конфигурацию бурильной колонны, геотермический градиент, гидротермический градиент, на основе данных, предоставленных одним или несколькими наземными датчиками, включающих без ограничения измеренную скорость вращения (510 по фиг. 5), измеренную скорость потока (520 по фиг. 5) и измеренное положение блока и/или скорости блока (530 по фиг. 5), и на основе данных, предоставленных одним или несколькими необязательными расположенными в забое скважины датчиками (540 по фиг. 5), включающих без ограничения измеренную скорость потока в забое скважины, измеренную температуру в забое скважины и измеренную плотность бурового раствора в забое скважины. Благодаря использованию одного или нескольких элементов данных, гидравлический блок моделирования (550 по фиг. 5) автоматизированной системы бурения на основе модели (500 по фиг. 5) может подсчитывать и выводить ЭЦП в реальном времени на постоянной основе.

На этапе 650 может быть определено, возможна ли оптимизация в пределах коэффициентов безопасности зоны безопасного давления. Модуль управления (570 по фиг. 5) автоматизированной системы бурения на основе модели (500 по фиг. 5) может непрерывно определять местоположение текущей ЭЦП в отношении зоны безопасного давления и коэффициентов безопасности. Если проводимая текущая операция увеличивает давление в стволе скважины, определить возможность оптимизации можно посредством определения того, является ли текущая ЭЦП меньше величины смещения коэффициента безопасности от давления гидроразрыва. Подобным образом, если проводимая текущая операция уменьшает давление в стволе скважины, определить возможность оптимизации можно посредством определения того, является ли текущая ЭЦП больше величины смещения коэффициента безопасности от порового или сминающего давления.

На этапе 660, когда ЭЦП находится в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления, можно определить оптимальную последовательность параметров бурения для изменения (или конкретное предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения) и оптимальные значения параметров бурения. В конкретных вариантах осуществления, где присутствует предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения для предусмотренной операции, моделирующее устройство ведущих параметров (560 по фиг. 5) может, для каждого параметра бурения для изменения в заданной пользователем последовательности, перечислять все комбинации изменений значений параметров бурения и их смоделированные ЭЦП с целью определения оптимального значения параметра бурения. Пронумерованный список может создаваться, начиная с первого параметра бурения для изменения, при этом все другие параметры бурения придерживаются своих текущих значений, с последующим определением смодели-

рованной ЭЦП для каждого возможного значения параметра бурения для изменения. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве оптимального значения параметра бурения для выбранного параметра бурения для изменения. Этот процесс затем можно повторить для каждого параметра бурения для изменения в заданной пользователем последовательности. Каждый повтор процесса может использовать результат последнего повтора в качестве начальных условий для значений параметров бурения для этого повтора. Следовательно, оператор или буровой мастер может определять последовательность параметров бурения для изменения, но моделирующее устройство ведущих параметров (560 по фиг. 5) может определять оптимальное значение параметра бурения для каждого изменения в последовательности.

В других вариантах осуществления, где моделирующее устройство ведущих параметров (560 по фиг. 5) определяет оптимальную последовательность для изменения параметров бурения, моделирующее устройство ведущих параметров (560 по фиг. 5) может перечислять все перестановки изменений последовательности в параметрах бурения, все комбинации изменений значений параметров бурения для каждой последовательности и их смоделированные ЭЦП с целью определения оптимальной последовательности параметров бурения для изменения и оптимальной последовательности значений параметров бурения для проводимой операции. В конкретных вариантах осуществления пронумерованный список может быть создан посредством выбора первого параметра бурения для изменения с сохранением всех других значений параметров бурения постоянными и последующего определения смоделированной ЭЦП для каждого возможного значения параметра для выбранного параметра бурения для изменения. Этот процесс повторяется для каждого параметра бурения, способного к изменению. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве первого оптимального параметра бурения для изменения и первого оптимального значения параметра бурения. Если насчитывается более одного параметра бурения для изменения, этот процесс повторяется подобным образом, за исключением того, что предыдущий повтор оптимального параметра бурения сохраняется постоянным с его оптимальным значением параметра бурения, выбирают другой параметр бурения для изменения, а все другие значения параметра бурения, при наличии, сохраняются постоянными. Может быть определена смоделированная ЭЦП для каждого возможного значения параметра для выбранного параметра бурения для изменения. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может быть выбран в качестве следующего оптимального параметра бурения для изменения и следующего оптимального значения параметра бурения. Этот процесс повторяется в отношении столько параметров бурения, сколько необходимо упорядочить для предусмотренной операции. Следовательно, моделирующее устройство 560 определяет оптимальную перестановку или последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения для этих изменений.

В других вариантах осуществления все комбинации могут быть перечислены посредством определения всех перестановок последовательностей параметров бурения и, для каждой последовательности, всех комбинаций значений параметров бурения с целью определения наибольшего суммарного изменения ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления. Например, если операция предусматривает три параметра бурения для изменения, существует шесть потенциальных перестановок или последовательностей параметров бурения для изменения. Для каждой последовательности определяются все комбинации значений параметров бурения для каждого параметра бурения для изменения и полученная смоделированная ЭЦП для каждого из них. По окончании пронумерованный список содержит все потенциальные перестановки последовательностей параметров бурения для изменения, все потенциальные комбинации значений параметров бурения для каждой последовательности и фактическую ЭЦП для каждого из них. Пронумерованный список затем может быть упорядочен в соответствии с наибольшим изменением смоделированной ЭЦП в отношении, но без превышения, подходящего коэффициента безопасности зоны безопасного давления, который затем может устанавливать оптимальную перестановку или последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения.

На этапе 670 последовательность одного или нескольких параметров бурения может быть изменена или выведена на экран (580 по фиг. 5). В конкретных вариантах осуществления модуль управления (570 по фиг. 5) может автоматически изменять соответствующий параметр настройки бурового оборудования, такой как, например, параметр настройки скорости вращения (515 по фиг. 5), параметр настройки скорости потока (525 по фиг. 5) или параметр настройки блока (535 по фиг. 5), соответствующий оптимальной последовательности параметров бурения для изменения и оптимальным значениям параметров бурения. В других вариантах осуществления модуль управления (570 по фиг. 5) может выводить оптимальную последовательность параметров бурения для изменения и оптимальные значения параметров бурения на экран (580 по фиг. 5) для ручной настройки буровым мастером.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения энергонезависимый

машиночитаемый носитель содержит инструкции программного обеспечения, которые при исполнении процессором могут осуществлять способ 600 в полном объеме или частично в рамках автоматизированной системы бурения на основе модели (500 по фиг. 5).

На фиг. 7 показана компьютерная система 700 для автоматизированной системы 500 бурения на основе модели в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Автоматизированная система 500 бурения на основе модели может использовать одну или несколько компьютерных систем 700. Дополнительно разные аспекты автоматизированной системы 500 бурения на основе модели могут распределяться среди одной или нескольких используемых компьютерных систем 700. Компьютерная система 700 может содержать один или несколько компьютеров 705, каждый из которых содержит одну или несколько печатных плат (не показаны) или гибкую электронику (не показана), на которых (которой) могут быть размещены один или несколько процессоров (не показаны) и системная память (не показана). Каждый из одного или нескольких процессоров (не показаны) может представлять собой одноядерный процессор (не показан) или многоядерный процессор (не показан). Многоядерные процессоры (не показаны), как правило, содержат множество процессорных ядер (не показаны), размещенных на одной и той же физической матрице, или множество процессорных ядер (не показаны), размещенных на составной матрице, которые размещены в одном и том же механическом блоке. Компьютерная система 700 может содержать одно или несколько устройств ввода/вывода, таких как, например, устройство 710 отображения, клавиатуру 715, мышь 720 и/или любое другое устройство 725 взаимодействия человека с компьютером. Одно или несколько устройств ввода/вывода может (могут) быть интегрировано (интегрированы) в компьютер 705. Устройство 710 отображения может представлять собой сенсорный экран, который содержит датчик касания (не показан), выполненный с возможностью распознавания касания. Сенсорный экран позволяет пользователю контролировать разные аспекты компьютерной системы 700 посредством касания или жестов. Например, пользователь может взаимодействовать непосредственно с объектами, представленными на устройстве 710 отображения, посредством касания или жестов, которые распознаются датчиком касания и воспринимаются компьютером 705 как входной сигнал.

Компьютерная система 700 может содержать одно или несколько локальных устройств 730 хранения. Локальное устройство 730 хранения может представлять собой твердотельное запоминающее устройство, модуль твердотельного запоминающего устройства, накопитель на жестком диске, модуль накопителя на жестком диске или любой другой энергонезависимый машиночитаемый носитель. Локальное устройство 730 хранения может быть интегрировано в компьютер 705. Компьютерная система 700 может содержать одно или несколько устройств 740 сетевого интерфейса, которые обеспечивают сетевой интерфейс для компьютера 705. Сетевой интерфейс может представлять собой технологию Ethernet, Wi-Fi, Bluetooth, WiMAX, Fibre Channel или любой другой сетевой интерфейс, пригодный для упрощения сетевых коммуникаций. Компьютерная система 700 может содержать одно или несколько сетевых устройств 740 хранения в дополнение или вместо одного или нескольких локальных устройств 730 хранения. Сетевое устройство 740 хранения может представлять собой твердотельное запоминающее устройство, модуль твердотельного запоминающего устройства, накопитель на жестком диске, модуль накопителя на жестком диске или любой другой энергонезависимый машиночитаемый носитель. Сетевое устройство 750 хранения может не совмещаться с компьютером 705 и может быть доступным для компьютера 705 через один или несколько сетевых интерфейсов, предоставленных одним или несколькими устройствами 735 сетевого интерфейса. Специалисту в данной области техники будет понятно, что компьютер 705 может представлять собой сервер, рабочую станцию, стационарный компьютер, переносной компьютер, нетбук, планшет или любой другой тип компьютерной системы в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения.

Преимущества одного или нескольких вариантов осуществления настоящего изобретения могут включать одно или несколько из следующего.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения в системе и способе автоматизированного бурения на основе модели определяют оптимальную последовательность параметров бурения для изменения для предусмотренной операции (или вводят конкретное предпочтение пользователя в отношении последовательности параметров бурения для изменения) и определяют оптимальные значения параметров бурения, таким образом ЭЦП поддерживается близкой к рабочему подходящему коэффициенту безопасности зоны безопасного давления.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ автоматизированного бурения на основе модели предотвращает потери бурового раствора, гидравлические удары и обрушение ствола скважины.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ автоматизированного бурения на основе модели уменьшает или устраняет ошибку человека в принятии решений относительно подходящих параметров бурения для определенной операции бурения.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ автоматизированного бурения на основе модели уменьшает или устраняет непродуктивное время простоя.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ авто-

матизированного бурения на основе модели уменьшает промежуток времени, необходимый для осуществления разных операций бурения, таким образом повышая производительность и снижая затраты.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ автоматизированного бурения на основе модели максимально увеличивает скорость спуска, одновременно поддерживая давление в стволе скважины в пределах зоны безопасного давления, а также определенного коэффициента безопасности режима работы или пользователя.

В одном или нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения система и способ автоматизированного бурения на основе модели максимально увеличивает скорость подъема, одновременно поддерживая давление в стволе скважины в пределах зоны безопасного давления, а также определенного коэффициента безопасности режима работы или пользователя.

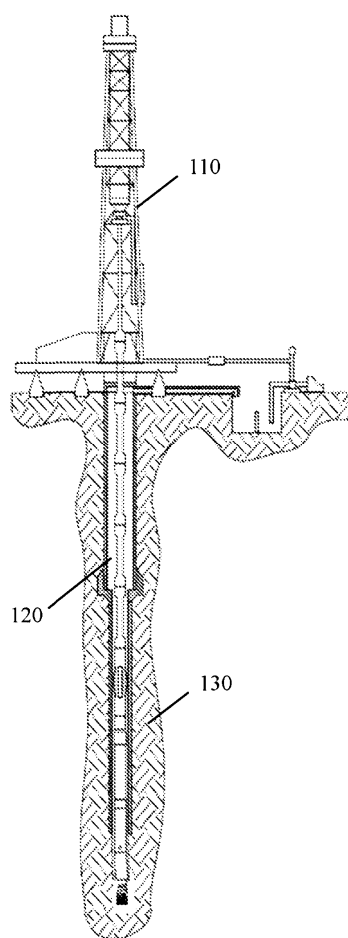
Несмотря на то, что настоящее изобретение было описано относительно вышеуказанных вариантов осуществления, специалисты в данной области техники, обладая преимуществами этого раскрытия, поймут, что могут быть разработаны другие варианты осуществления в пределах объема настоящего изобретения, как описано в этом документе. Соответственно объем изобретения должен быть ограничен прилагаемыми пунктами формулы изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

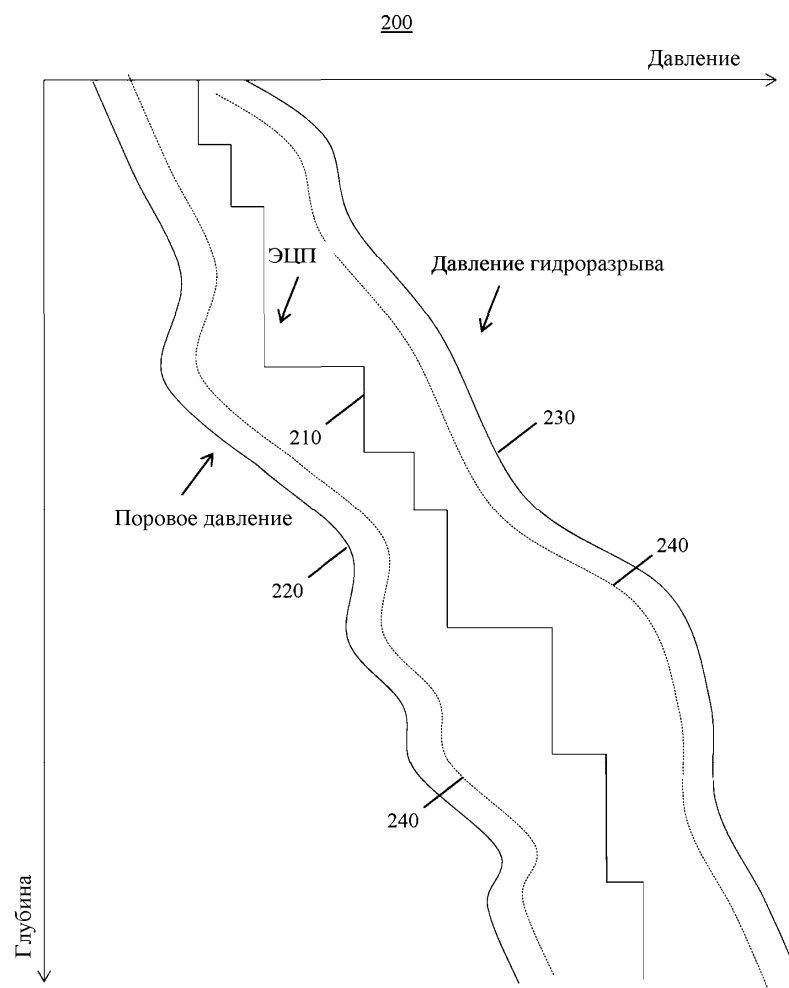
1. Способ автоматизированного бурения на основе модели, включающий
 - нахождение зоны безопасного давления и коэффициентов безопасности в пределах зоны безопасного давления;
 - определение эквивалентной циркулирующей плотности в реальном времени на основе гидравлической модели;
 - непрерывное определение того, находится ли эквивалентная циркулирующая плотность в пределах коэффициентов безопасности зоны безопасного давления;
 - при нахождении эквивалентной циркулирующей плотности в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности:
 - перебор всех перестановок последовательных изменений параметров бурения для вида проводимой операции, при этом каждая перестановка включает последовательность параметров бурения для изменения;
 - для каждой перестановки: перебор всех комбинаций значений параметров бурения и вычисление смоделированной эквивалентной циркулирующей плотности для каждой комбинации значений параметров бурения;
 - определение оптимальной последовательности параметров бурения для изменения и оптимальных значений параметров бурения на основании комбинации, имеющей наибольшее изменение смоделированной эквивалентной циркулирующей плотности; и
 - изменение параметров бурения на их оптимальные значения в последовательности, соответствующей оптимальной последовательности параметров бурения для изменения.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно включает нахождение ограничений ствола скважины.
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что зона безопасного давления ограничена с одной стороны поровым давлением, а с другой стороны - давлением гидроразрыва.
4. Способ по п.3, отличающийся тем, что предварительно заданные коэффициенты безопасности включают с одной стороны величину смещения в процентах, которая больше, чем поровое давление, а с другой стороны - величину смещения в процентах, которая меньше, чем давление гидроразрыва.
5. Способ по п.1, отличающийся тем, что зона безопасного давления ограничена с одной стороны сминающим давлением, а с другой стороны давлением гидроразрыва.
6. Способ по п.5, отличающийся тем, что предварительно заданные коэффициенты безопасности включают с одной стороны величину смещения в процентах, которая больше чем сминающее давление, а с другой стороны величину смещения в процентах, которая меньше чем давление гидроразрыва.
7. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидравлическая модель определяет эквивалентную циркулирующую плотность в реальном времени на основе параметров, включающих одно или несколько из измеренной скорости вращения на поверхности, измеренной скорости потока на поверхности, измеренного положения блока на поверхности и измеренной скорости блока на поверхности.
8. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидравлическая модель определяет эквивалентную циркулирующую плотность в реальном времени на основе параметров, включающих одно или несколько из измеренного давления в забое скважины, измеренной скорости потока в забое скважины, измеренной температуры в забое скважины и измеренной плотности бурового раствора в забое скважины.
9. Способ по п.1, отличающийся тем, что гидравлическая модель определяет эквивалентную циркулирующую плотность в реальном времени на основе параметров, включающих одно или несколько из глубины воды, глубины скважины, диаметра обсадной колонны, внутреннего диаметра, угла наклона, диаметра подъемного механизма, конфигурации бурильной колонны, геотермического градиента и гидротермического градиента.

10. Система для осуществления способа по п.1, содержащая множество наземных датчиков, выполненных с возможностью измерения одного или нескольких параметров бурового оборудования в реальном времени;
- блок гидравлического моделирования, выполненный с возможностью создания модели в реальном времени эквивалентной циркулирующей плотности на основе одного или нескольких параметров бурового оборудования;
- модуль управления, выполненный с возможностью непрерывного определения того, находится ли эквивалентная циркулирующая плотность в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления; и
- устройство прямого моделирования параметров, выполненное с возможностью, когда эквивалентная циркулирующая плотность находится в пределах предварительно заданных коэффициентов безопасности зоны безопасного давления:
- перебора всех перестановок последовательных изменений параметров бурения для вида проводимой операции, при этом каждая перестановка включает последовательность параметров бурения для изменения;
- для каждой перестановки: перебора всех комбинаций значений параметров бурения и вычисления смоделированной эквивалентной циркулирующей плотности для каждой комбинации значений параметров бурения; и
- определения оптимальной последовательности параметров бурения для изменения и оптимальных значений параметров бурения на основании комбинации, имеющей наибольшее изменение смоделированной эквивалентной циркулирующей плотности,
- при этом модуль управления автоматически изменяет параметры бурения на их оптимальные значения в последовательности, соответствующей оптимальной последовательности параметров бурения для изменения.
11. Система по п.10, отличающаяся тем, что один или несколько параметров бурового оборудования включают одно или несколько из измеренной скорости вращения на поверхности, измеренной скорости потока на поверхности, измеренного положения блока на поверхности, измеренной скорости блока, измеренного давления в забое скважины, измеренной скорости потока в забое скважины, измеренной температуры в забое скважины и измеренной плотности бурового раствора в забое скважины.
12. Система по п.11, отличающаяся тем, что блок гидравлического моделирования создает модель в реальном времени эквивалентной циркулирующей плотности на основе параметров бурового оборудования, включающих одно или несколько из измеренной скорости вращения на поверхности, измеренной скорости потока на поверхности, измеренного положения блока на поверхности, измеренной скорости блока на поверхности, измеренного давления в забое скважины, измеренной скорости потока в забое скважины, измеренной температуры в забое скважины и измеренной плотности бурового раствора в забое скважины.
13. Система по п.10, отличающаяся тем, что блок гидравлического моделирования создает модель в реальном времени эквивалентной циркулирующей плотности на основе параметров, включающих одно или несколько из глубины воды, глубины скважины, диаметра обсадной колонны, внутреннего диаметра, угла наклона, диаметра подъемного механизма, конфигурации бурильной колонны, геотермического градиента и гидротермического градиента.
14. Система по п.10, отличающаяся тем, что зона безопасного давления ограничена с одной стороны поровым давлением, а с другой стороны - давлением гидроразрыва.
15. Система по п.14, отличающаяся тем, что предварительно заданные коэффициенты безопасности включают с одной стороны величину смещения в процентах, которая больше, чем поровое давление, а с другой стороны - величину смещения в процентах, которая меньше, чем давление гидроразрыва.
16. Система по п.10, отличающаяся тем, что зона безопасного давления ограничена с одной стороны сминающим давлением, а с другой стороны - давлением гидроразрыва.
17. Система по п.16, отличающаяся тем, что предварительно заданные коэффициенты безопасности включают с одной стороны величину смещения в процентах, которая больше, чем сминающее давление, а с другой стороны - величину смещения в процентах, которая меньше, чем давление гидроразрыва.

100



Фиг. 1



Фиг. 2

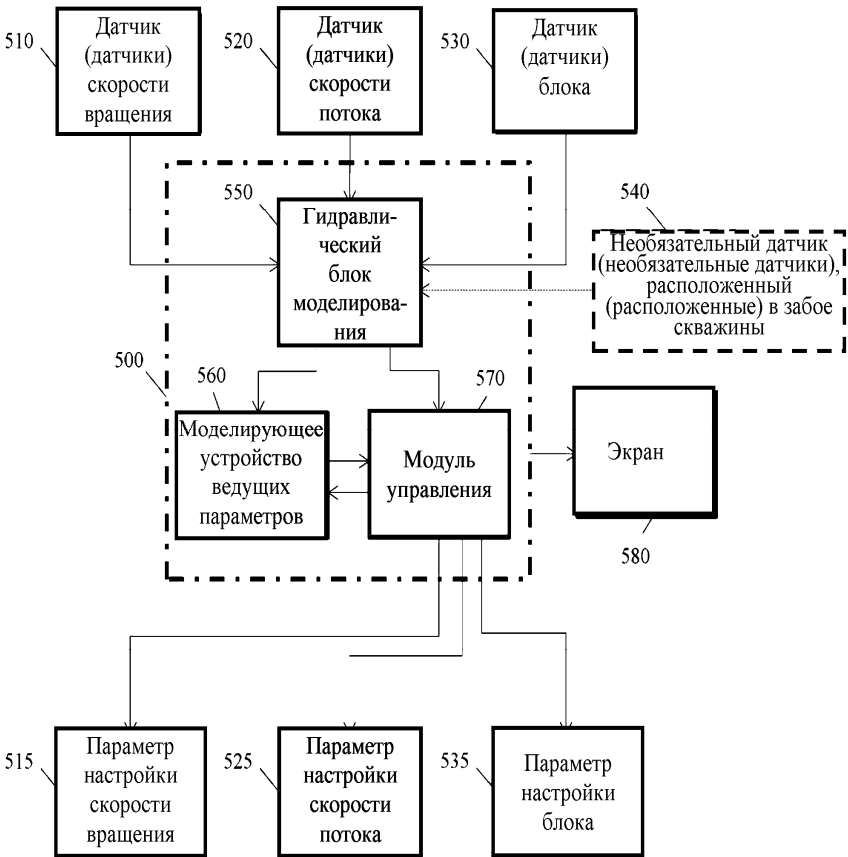
300

ДЕЙСТВИЕ	ЭФФЕКТ
По мере увеличения об/мин	ЭЦП увеличивается
По мере уменьшения об/мин	ЭЦП уменьшается
По мере увеличения скорости потока	ЭЦП увеличивается
По мере уменьшения скорости потока	ЭЦП уменьшается
Во время спуска	ЭЦП увеличивается
Во время подъема	ЭЦП уменьшается
При расширении внутри	ЭЦП увеличивается
При расширении снаружи	ЭЦП уменьшается
При обработке смыванием	ЭЦП увеличивается
При выкачивании	ЭЦП уменьшается

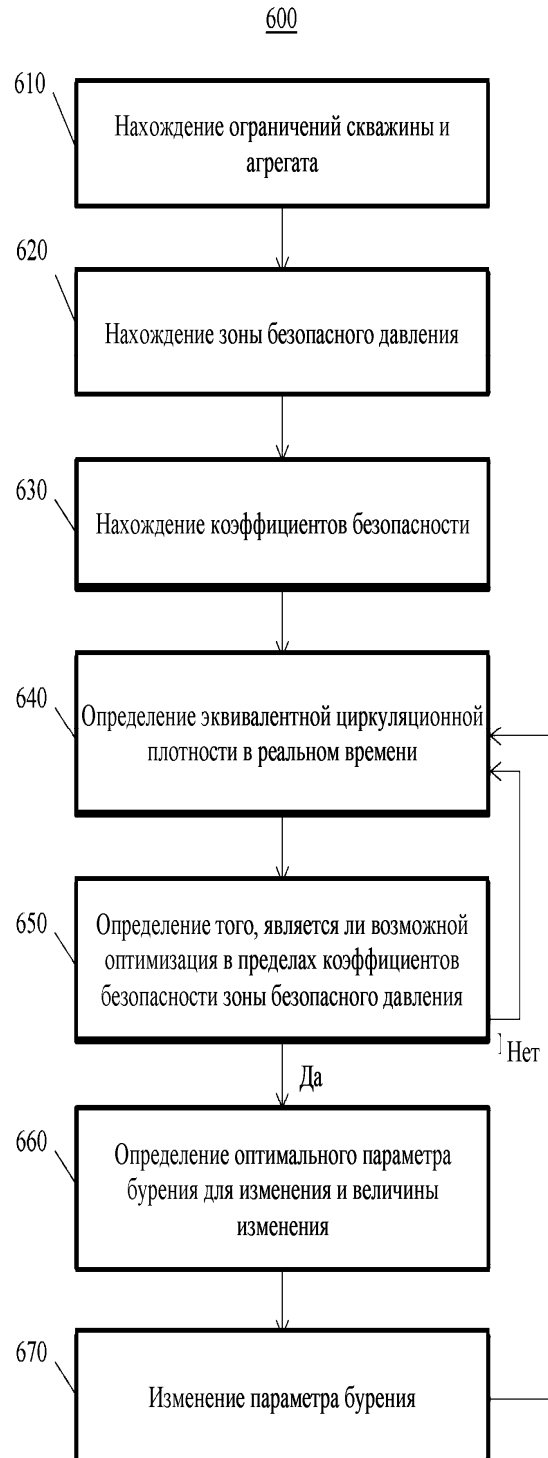
Фиг. 3

ОПЕРАЦИИ	ВАЖНЫЕ ПАРАМЕТРЫ
Спуск/подъем	Положение блока и скорость блока (глубина погружения долота) (скорость потока, а также величина об/мин постоянная и равная нулю)
Бурение	Положение блока и скорость блока (глубина погружения долота), скорость потока, а также об/мин регулируются и могут изменяться
Расширение	Положение блока, скорость потока, а также об/мин регулируются и могут изменяться
Обработка смыванием	Положение блока, скорость блока, а также скорость потока регулируются и могут изменяться
Циркулирование	Скорость потока регулируется и может изменяться
Скольжение	Положение блока, скорость блока, а также скорость потока регулируются и могут изменяться
Выкачивание	Положение блока, скорость блока, а также скорость потока регулируются и могут изменяться

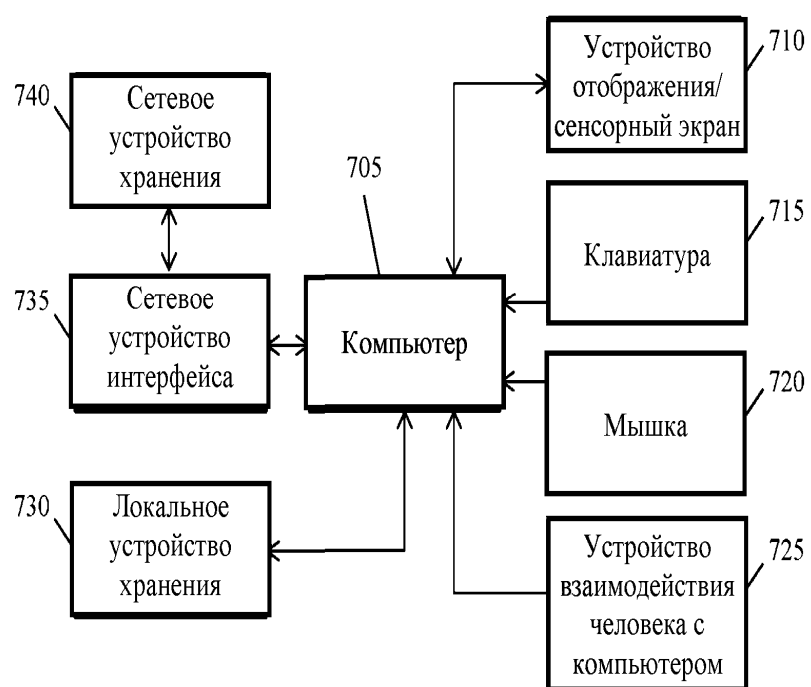
Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7

