

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201992246** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.02.13

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

(22) Дата подачи заявки
2018.03.28

(54) СПОСОБ БУРЕНИЯ СТВОЛОВ СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ОПТИМИЗИРОВАННОЙ К РЕЖИМАМ ПРЕРЫВИСТОЙ ВИБРАЦИИ

(31) 62/479,909

(72) Изобретатель:

(32) 2017.03.31

**Бейли Джеффри Р., Пэйетт Грегори С.
(US)**

(33) US

(86) PCT/US2018/024880

(74) Представитель:

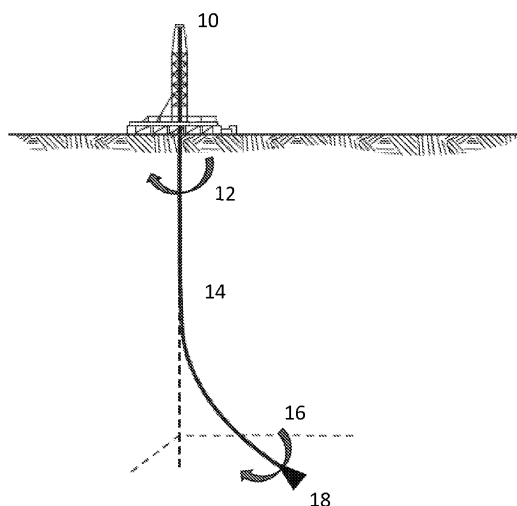
(87) WO 2018/183527 2018.10.04

Медведев В.Н. (RU)

(71) Заявитель:

**ЭКСОНМОБИЛ АПСТРИМ РИСЕРЧ
КОМПАНИ (US)**

(57) В общем, настоящее раскрытие относится к области бурильных работ. Более конкретно, настоящее раскрытие относится к способам бурения скважин с использованием бурового оборудования, точнее с использованием буровых компоновок, и прогнозирования условий модифицированной бурильной работы на основании предполагаемых изменений конфигурации бурильной колонны и/или параметров бурения. В раскрытие включены способы бурения скважин с использованием способа выбора компоновок модифицированных бурильных колонн и/или измененных параметров бурения.



201992246 A1

201992246

A1

**СПОСОБ БУРЕНИЯ СТВОЛОВ СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОНОВКИ
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ОПТИМИЗИРОВАННОЙ К РЕЖИМАМ ПРЕРЫВИСТОЙ
ВИБРАЦИИ**

Описание

ПЕРЕКРЕСТНАЯ ССЫЛКА НА РОДСТВЕННУЮ ЗАЯВКУ

[001] По этой заявке испрашивается преимущество приоритета предварительной заявки № 62/479909 на патент США, поданной 31 марта 2017 года, под названием "Method for drilling wellbores utilizing a drill string assembly optimized for stick-slip vibration conditions", раскрытие которой полностью включено в эту заявку путем ссылки.

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

[002] В общем, настоящее раскрытие относится к области бурильных работ. Более конкретно, настоящее раскрытие относится к способам бурения скважин с использованием бурового оборудования, конкретнее, компоновок бурильных колонн, конструкцию которых модифицируют с учетом измеряемых и прогнозируемых режимов прерывистой вибрации, определяемых на основании данных о бурильных работах, получаемых из пробуриваемой скважины или отдельной скважины.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

[003] В этот раздел различные аспекты из предшествующего уровня техники, которые могут быть связаны с некоторыми вариантами осуществления настоящего изобретения, включены для содействия лучшему пониманию некоторых из различных способов и применений заявленных объектов изобретения. В соответствии с этим следует понимать, что положения, изложенные в этом разделе, следует рассматривать в этом свете и необязательно как приобщение к предшествующему уровню техники.

[004] Известно, что вибрации, возникающие в компоновках бурильных колонн во время процесса бурения, потенциально оказывают сильное влияние на механическую скорость проходки (ROP) и представляют сложную проблему при стремлении снизить время и затраты на бурение подземных скважин. Компоновки бурильных колонн (или бурильные колонны) вибрируют во время бурения по различным причинам, связанным с одним или несколькими параметрами бурения. Например, скорость вращения (RPM – число оборотов в минуту), нагрузка на долото (WOB), конструкция

долота, вязкость бурового раствора и т.д. могут влиять на склонность к вибрации данного бурового инструмента во время бурильной работы. Измеренная глубина (MD), свойства породы, состояние ствола скважины и конфигурация бурового инструмента также могут влиять на вибрации при бурении. Используемый в этой заявке термин «параметры бурения» охватывает характеристики и/или элементы как бурового оборудования (например, компоновки бурильной колонны), так и бурильных работ.

[005] Используемый в этой заявке термин «компоновка бурильной колонны» (или «бурильная колонна» или «буровая компоновка») относится к узлам компонентов, используемых при бурильных работах. Примеры компонентов, которые совместно или индивидуально могут считаться частью бурильной колонны, включают в себя разрушающие породу устройства, долота, фрезы, расширители, компоновки низа бурильной колонны, утяжеленные бурильные трубы, бурильные колонны, соединители, переводники, стабилизаторы, приборы для измерений в процессе бурения и т.д. Примеры буровых установок могут включать в себя верхний привод, систему управления буровой установкой и т.д. и могут причиной возникновения определенных ограничивающих условий. Развертывание плохо переносящих вибрацию конструкций компоновок буровых инструментов и проведение буровых работ в условиях сильных забойных вибраций может приводить к снижению скорости проходки, сокращению срока службы компоновок буровых инструментов, увеличению количества спусков и подъемов, повышению количества отказов скважинных инструментов и возрастанию непродуктивного времени.

[006] Для бурового долота с запрессованными резцами часто требуется больший крутящий момент, чем для соответствующего шарошечного конического долота, при бурении аналогичных пластов в сравнимых условиях, хотя оба долота могут претерпевать одинаковую крутильную вибрацию. Коэффициент трения долота описывает, какой крутящий момент требуется долоту для бурения в зависимости от нагрузки на долото, при этом более действенные долота имеют более высокие коэффициенты трения. Повышенный крутящий момент долота и флуктуации крутящего момента долота могут приводить к усилению явления, известного как «прерывистое скольжение», к неустойчивой скорости вращения долота даже в случае, когда число оборотов на поверхности остается по существу постоянным. При чрезмерном прерывистом скольжении могут

возникать серьезные повреждения компоновок бурильной колонны и связанного с ними оборудования. Долота с высокими коэффициентами трения обычно подвергаются большим крутильным прерывистым вибрациям, чем долота с низкими коэффициентами трения, но они могут бурить с более высокими скоростями. Шарошечные конические долота в ряде случаев могут подвергаться большей осевой вибрации, чем соответствующие долота с запрессованными резцами. Хотя осевые вибрации могут быть снижены при замене долот с запрессованными резцами на шарошечные конические долота, при некоторых бурильных работах с долотом любого вида могут оставаться проблемы, связанные с осевой вибрацией. Долота с запрессованными резцами могут серьезно повреждаться при осевых вибрациях, поскольку пластина долота из поликристаллического алмазного композита (PDC) может отцепляться от подложки при очень сильной осевой вибрации. Известно, что осевые вибрации являются проблемой для вращающихся трехшарошечных конических долот, поскольку при классической трехлепестковой забойной схеме создается движение по оси долота. Известны сложные математические и рабочие способы измерения и анализа забойных вибраций. Однако для них обычно требуются значительное количество данных, большие вычислительные ресурсы и специалист для использования и интерпретации.

[007] Обычно серьезное нарушение нормальной работы при осевой вибрации может проявляться как подсакивание долота на забое, которое может приводить к моментальному снижению контакта или даже к моментальной полной потере контакта между породной формацией и режущей поверхностью бурового долота на протяжении части цикла вибрации. Такие осевые вибрации могут быть причиной смещения резцов из поликристаллического алмазного композита, а трехшарошечные конические долота могут повреждаться при соударении с пластом. Нарушающая нормальную работу осевая вибрация может возникать на других местах компоновки бурильной колонны. Другие режущие элементы компоновки бурильной колонны также могут подвергаться подобному воздействию. Небольшие колебания нагрузки на долото (WOB) могут приводить к неэффективности бурения, ведущему к пониженной скорости проходки. Например, глубина резания (DOC) долота обычно изменяется с изменением нагрузки на долото, что приводит к флуктуациям крутящего момента долота, вследствие чего наводятся крутильные вибрации. Результирующие связанные крутильно-осевые

вибрации могут быть в числе наиболее повреждающих картин вибрации, поскольку это экстремальное движение затем может приводить к образованию поперечных вибраций.

[008] Некоторые заявки на патенты и технические статьи посвящены математическим способам и процессам определения в реальном времени состояний прерывистого скольжения работающих буровых систем и в них предложены способы оповещения оператора бурения о вероятном возникновении состояний прерывистого скольжения. Другие системы анализа данных/управления представляют собой основанные на знаниях системы, которые при анализе данных могут получать сведения о том, при каких условиях вероятно возникновение прерывистого скольжения. Эти системы выдают многочисленные сигналы оператору бурения, когда имеется вероятность возникновения таких состояний или когда они возникают, которые означают, что оператор должен изменить параметры бурения для минимизации состояния прерывистого скольжения или выполнить операции управления, чтобы минимизировать состояние прерывистого скольжения и в то же время максимизировать рабочие параметры, такие как скорость проходки (ROP).

[009] Разработанные в последнее время способы оптимизации конструкции компоновки низа бурильной колонны (БНА) (патент США № 9483586) и параметров бурения для получения устойчивой вибрационной характеристики, а также использование мониторинга в реальном времени удельной механической энергии (MSE) для контроля эффективности бурения (патент США № 7896105) направлены на значительное улучшение характеристик бурения. Удельная механическая энергия является особенно полезной при идентификации проявлений неэффективности, возникающих в результате, например, использования изношенных долот, плохой передачи нагрузки на долото и биения. При этих функциональных нарушениях снижается скорость проходки и повышается затрачиваемая механическая энергия вследствие возникновения паразитных крутящих моментов, при этом возрастает удельная механическая энергия. Возможность мониторинга в реальном времени удельной механической энергии позволяет бурильщику выполнять корректирующее действие. Одно из значительных преимуществ анализа удельной механической энергии заключается в том, что не требуются работающие в реальном времени скважинные приборы, которые непосредственно определяют опасность вибрации, которые

являются дорогими и склонными к прекращению функционирования в неблагоприятных условиях бурения.

[010] Делались многочисленные попытки исследовать и/или моделировать эти сложные крутильные и осевые вибрации, некоторые из которых рассмотрены в этой заявке для иллюстрации преимуществ, обеспечиваемых технологиями, изложенными в настоящем раскрытии. Проект 29 ассоциации инженеров-буровиков был общей отраслевой программой многих партнеров, инициированной с целью разработки моделирующих приборов для анализа вибраций компоновки буровых инструментов. Основное внимание в программе обращалось на построение основанной на импедансе, частотно-зависимой модели масса-пружина-амортизатор с использованием методологии передаточных функций для моделирования осевых и крутильных вибраций. Эти передаточные функции описывают отношение состояния поверхности к состоянию на долоте. Граничные условия для осевых вибраций определяются пружиной, амортизатором на верхней части компоновки буровых инструментов (для представления буровой установки) и простым осевым возмущением на долоте (силой или смещением). При крутильных вибрациях долото моделировали как свободный конец (без жесткости между долотом и породой) с демпфированием. Кроме того, в этой работе показано, что скважинные явления, такие как подсакивание долота на забое и прерывистое скольжение, можно наблюдать с поверхности. Хотя в проекте 29 ассоциации инженеров-буровиков показано, что скважинные явления могут наблюдаться с поверхности, в нем не делается попытка определенно представить это в количественной форме. Результаты этой попытки опубликованы в виде "Coupled axial, bending and torsional vibration of rotating drill string", DEA Project 29, Phase III Report, J.K. Vandiver, Massachusetts Institute of Technology, и "The effect of surface and downhole boundary conditions on the vibration of drill strings", F. Clayer et al., SPE 20447, 1990.

[011] Кроме того, в патентах США № 5852235 (патенте '235) и № 6363780 (патенте '780) описаны способы и системы для вычисления режима бурового долота, прикрепленного к концу бурильной колонны. В патенте '235 предложен способ оценивания в реальном времени мгновенной скорости вращения долота на забое скважины с учетом измерений, выполняемых в верхней части бурильной колонны, и усеченной модели. В патенте '780 предложен способ вычисления R_f , функции основной частоты колебаний

нагрузки на крюк (WHO), деленной на среднюю мгновенную скорость вращения на поверхности бурильной колонны. R_{wob} является функцией стандартного отклонения сигнала, представляющего нагрузку на долото (WOB), оцениваемую с помощью усеченной физической модели бурильной колонны, основанной на измерении сигнала, представляющего нагрузку на крюк (WON), деленную на среднюю нагрузку на долото (WOB_0), определяемую на основании массы бурильной колонны и средней нагрузки на крюк (WON_0), при этом любой опасный режим продольного движения бурового долота определяется в реальном времени по значениям R_f и R_{wob} .

[012] Для этих способов требуется возможность оперативного спуска инструмента в скважину и усеченная модель, в которую можно включать поднабор измерений в качестве входных данных и создавать выходные данные, которые точно соответствуют остальным измерениям. Например, в патенте '235 в усеченную модель можно включать сигнал скорости вращения на поверхности в качестве входных данных и после этого вычислять скорость вращения на забое и крутящий момент на поверхности в качестве выходных данных. Однако оценки представляющих интерес величин, таких как скорость вращения на забое, не могут быть достоверными за исключением тех случаев, в которых получают близкое соответствие между вычисленными и измеренными крутящими моментами на поверхности. Для этого обычно необходимо непрерывно подстраивать параметры модели, поскольку крутящий момент, измеряемый на поверхности, может изменяться не только вследствие крутильных вибраций, но также вследствие изменений породных формаций, характеристик долота, схемы ствола скважины и т.д., которые не охватываются усеченной моделью. Хотя для усеченной модели делается попытка согласования динамики, связанной с релевантными режимами вибрации, и общего тренда измеряемого сигнала, обусловленного такими дополнительными эффектами, подстроенные параметры модели могут отклоняться от значений, представляющих состояние вибрации буровой компоновки. Это отклонение может приводить к неточным оценкам требуемых параметров.

[013] Еще один недостаток таких способов заключается в том, что для эффективного использования и понимания таких систем необходимо иметь специализированное программное обеспечение, обученный персонал и вычислительные возможности при каждой бурильной работе.

[014] В опубликованной заявке на патент (WO2010/064031) под

названием "Method and apparatus for estimating the instantaneous rotational speed of a bottom hole assemble" содержится продолжение предшествующей работы в этой области в виде развития публикации IADC/SPE Publication 18049, "Torque feedback used to cure slip-stick motion" и предшествующей родственной работы. Одной важной мотивацией этих попыток является образование управляющего сигнала для буровой установки, чтобы регулировать энергию, подводимую к системе привода ротора для снижения крутильных вибраций бурильной колонны. Раскрыта простая бурильная колонна, выполняющая функцию элемента жесткости между системой привода ротора на поверхности и компоновкой низа бурильной колонны. Из модели бурильной колонны исключены инерция, трение, демпфирование и несколько параметров ствола скважины. Кроме того, в заявке '031 отсутствует средство для определения оценки крутильной вибрации путем сравнения со скважинными данными, предложено только простое средство для вычисления забойных крутильных вибраций при использовании базовой модели крутильной пружины, предлагается мало средств для оценивания наземных измерений, не рассматривается мониторинг наземных измерений для обнаружения осевой вибрации долота и результаты мониторинга не используются для полного оценивания степени или опасности прерывистого скольжения, наблюдаемого в течение выбранного интервала бурения. В этой заявке дается только общая оценка мгновенной скорости вращения в забое долота для получения входных данных для наземной системы управления приводом. Такие способы не позволяют осуществлять диагностическое оценивание и индикацию нарушения функции забоя.

[015] Другие патенты относятся к усовершенствованным способам оценивания амплитуд эффективной вибрации компоновки бурильной колонны на забое, например вблизи бурового долота, на основании оценки выбранных наземных рабочих параметров и к использованию информации для повышения качества бурильных работ (патент США № 8977523). В этом способе данные, полученные при скважинных бурильных работах, могут использоваться для определения оценки опасности нарушения кручения (TSE), которая затем используется в системе для определения рабочих параметров бурения, чтобы минимизировать прерывистые (особенно опасные прерывистые) вибрации во время бурения скважины. Статья под названием "Drillstring mechanics model for surveillance, root cause analysis and mitigation of torsional and axial vibrations"

была представлена на конференции и выставке по бурению 2013 SPE/IADC в Амстердаме, Нидерланды, 5–7 марта 2013 года (SPE/IADC Presentation № 163420). В ней описываются способы, аналогичные способам в патенте США № 8977523 для системы мониторинга, в которой используются поступающие в реальном времени эксплуатационные данные скважины, вычисляется текущее значение оценки опасности нарушения кручения и образуется диаграмма максимального/минимального числа оборотов в минуту компоновки бурильной колонны, которая отображается оператору бурения для мониторинга бурения. В этой статье определяется соотношение между сопротивлением при прерывистом скольжении и скоростью вращения (числом оборотов в минуту). Кроме того, известно, что в первом приближении крутящий момент долота является линейным в зависимости от коэффициента μ трения и также нагрузки на долото (WOB). Оператор может изменять фактическую бурильную работу, например регулировать число оборотов в минуту, нагрузку на долото, скорость проходки и другие параметры, чтобы поддерживать бурильную работу на участке с минимизацией состояний прерывистого скольжения и фактических прерывистых вибраций.

[016] Все эти системы для мониторинга и управления работой по бурению скважины являются полезными при бурильных работах, но только после проектирования и установки компоновки бурильной колонны. Никакая из этих систем не обеспечивает инженера по бурению способом проектирования бурильной колонны, который был бы полезным для оптимизации или улучшения режимов прерывистого скольжения предполагаемой бурильной работы. В предшествующем уровне техники после установки компоновки бурильной колонны осуществляют регулирование бурильных работ в пределах допустимых режимов для выбранной компоновки бурильной работы. То есть, в предшествующем уровне техники управление бурильной работой осуществляют не в наиболее эффективных режимах, поскольку неоптимизированный выбор компоновки бурильной колонны становится ограничивающим фактором во время бурильной работы.

[017] В настоящее время большая часть конструкций бурильной колонны основана на технической информации, полученной из предшествующих бурильных работ, с дополнительными сведениями из пробуриваемой скважины. Это часто приводит к выбору бурильной колонны, конструкция которой не является оптимальной в условиях, в которых пробуривают скважину. Это отсутствие адекватных способов проектирования часто приводит к использованию при

бурильных работах неподходящих неоптимизированных компоновок бурильных колонн. Являющиеся результатом этого вибрации, которые возникают в процессе бурения, приводят к необходимости выполнять бурение в неоптимальных, ограниченных по меньшей мере частично, условиях для ограничения прерывистых вибраций до допустимых уровней, чтобы минимизировать повреждение или преждевременный износ бурильной колонны и связанного с ней оборудования. Другой вариант на этой стадии заключается в подъеме и изменении конструкции бурильной колонны до другой конструкции, благодаря которой по мнению инженеров будут создаваться меньшие вибрации в заданных условиях бурения. Этот способ проб и ошибок является очень затратным вариантом, приводящим к дополнительному удорожанию оборудования и потере чистого времени бурения.

[018] Хотя рассмотренными способами из предшествующего уровня техники обеспечивается обзор существующих бурильных колонн/бурильных работ, ими не обеспечивается технически обоснованный способ расчета свойств компоновки бурильной колонны, при которых минимизируются прерывистые вибрации в предполагаемых условиях бурения скважины. Остается необходимость в таком технически обоснованном упреждающем расчете бурильной колонны, согласованном с рабочими условиями, для минимизации возникающих прерывистых вибраций.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[019] Настоящее раскрытие относится к способам прогнозирования условий модифицированной бурильной работы на основании предполагаемых измерений в конфигурации бурильной колонны и/или параметров бурения. Более конкретно, в него включены способы бурения скважин с использованием способа выбора модифицированных компоновок бурильных колонн и/или измененных параметров бурения.

[020] Согласно одному варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

- a) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих первоначальную бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, которая была использована для бурения участка ствола скважины или другого ствола скважины;
- b) определение первоначальной оценки опасности нарушения кручения (TSE_{init}) для по меньшей мере части бурильной работы;
- c) определение эталонного значения теоретического качания

удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) при первоначальной бурильной работе;

d) определение по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, при этом модифицированная бурильная колонна отличается от первоначальной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения, при этом измененный параметр бурения отличается от первоначального параметра бурения, или сочетания из них, для модифицированной бурильной работы;

e) определение эталонного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$) при модифицированной бурильной работе;

f) вычисление оценки опасности нарушения кручения (TSE_{mod}) при модифицированной бурильной работе с использованием по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения или сочетания из них при использовании по меньшей мере одного из i) отношения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) и модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$); ii) отношения скорости вращения на поверхности (SRPM) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе; или iii) отношения значений забойного крутящего момента (DTOR) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе;

g) выбор одного из i) первоначальной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения, ii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, или iii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения; и

h) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбор из этапа (g).

[021] Согласно другому варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте содержащий:

а) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом первоначальные параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), измеренную глубину (MD) и теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для первоначальной бурильной колонны и для модифицированной бурильной колонны;

б) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

с) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

д) определения распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

е) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

ф) выбор одного из следующих в качестве выбранной бурильной колонны и выбранных параметров бурения: первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения из (а и б); первоначальной бурильной колонны вместе с измененными параметрами бурения из (с); модифицированной бурильной колонны вместе с первоначальными параметрами бурения из (д); или модифицированной бурильной колонны вместе с измененными параметрами бурения из (е), при этом выбор основывают на распределении качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для каждого из четырех случаев; и

г) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбранную бурильную

колонну и выбранные параметры бурения из этапа f).

[022] Согласно еще одному варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности, скорость вращения на поверхности бурильной колонны, измеренную глубину и теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) выбор требуемого значения теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) при бурильной работе с использованием конструкции модифицированной бурильной колонны на основании полного распределения данных о качании удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны;

д) проектирование модифицированной бурильной колонны на основании требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы;

е) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

ф) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей модифицированную бурильную колонну.

[023] Согласно еще одному варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание удельного

крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) и скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения долота бурильной колонны (BRPM), и использование первоначальной бурильной колонны;

b) вычисление полного распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) вычисление теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

d) выбор конечной бурильной колонны из по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

e) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

f) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[024] Согласно еще одному варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

a) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения бурового долота бурильной колонны (BRPM) и измеренную глубину (MD) при использовании первоначальной бурильной колонны;

b) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) вычисление распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при использовании по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref});

d) выбор или проектирование конечной бурильной колонны на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} ; и

e) бурение ствола скважины в подземном пласте при

использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[025] Согласно еще одному варианту осуществления объект изобретения, изложенный в этой заявке, включает в себя способ бурения ствола скважины в подземном пласте содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения бурового долота бурильной колонны (BRPM) и измеренную глубину (MD) при использовании первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) вычисление распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при использовании по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref});

д) выбор или проектирование конечной бурильной колонны на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} ; и

е) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

На чертежах:

[026] фиг. 1 – вид буровой установки на поверхности вместе с бурильной колонной, при этом показан крутящий момент, прикладываемый на поверхности и к буровому долоту при вращении трубы и долота;

[027] фиг. 2А – иллюстрация зарегистрированных данных бурения и вычисленных значений, описанных в этой заявке, для интервала бурения в скважине 1;

[028] фиг. 2В – иллюстрация зарегистрированных данных бурения и вычисленных значений, описанных в этой заявке, для интервала бурения в скважине 2;

[029] фиг. 3 – вычисленные на основе модели значения ΔTQS_{ref} для случая бурильных колонн из скважин 1 и 2 из раздела

«Пример»;

[030] фиг. 4А – иллюстрация распределения качания крутящего момента на поверхности для скважины 1;

[031] фиг. 4В – иллюстрация распределения скорости вращения (числа оборотов в минуту) на поверхности для скважины 1;

[032] фиг. 4С – иллюстрация распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту для скважины 1;

[033] фиг. 4D – иллюстрация распределения TSE_{TQ} для скважины 1, для которого использованы данные из фиг. 4С для качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту и значение $\Delta TQS_{ref,1}$ для скважины 1 из фиг. 3;

[034] фиг. 4Е – иллюстрация распределения TSE_{BRPM} для скважины 1;

[035] фиг. 4F – иллюстрация распределения крутящего момента на долоте для скважины 1;

[036] фиг. 5А – иллюстрация распределения TSE_{TQ} для модифицированных работ в скважине 1, вычисленного с использованием отношения 0,37 на основании данных из фиг. 4D;

[037] фиг. 5В – иллюстрация распределения TSE_{BRPM} для модифицированных работ в скважине 1, вычисленного с использованием отношения 0,37 на основании данных из фиг. 4Е;

[038] фиг. 6А – иллюстрация данных о качании крутящего момента на поверхности для скважины 2;

[039] фиг. 6В – иллюстрация распределения скорости вращения на поверхности для скважины 2;

[040] фиг. 6С – иллюстрация распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту для скважины 2;

[041] фиг. 6D – иллюстрация распределения TSE_{TQ} для скважины 2 с использованием данных из фиг. 6С и значения $\Delta TQS_{ref,2}$ для скважины 2 из фиг. 3;

[042] фиг. 6Е – иллюстрация распределения TSE_{BRPM} для скважины 2;

[043] фиг. 6F – иллюстрация крутящего момента на долоте для скважины 2; и

[044] фиг. 7 – результаты вычисления TSE для скважины 1, скважины 1 (mod) и скважины 2.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

[045] В нижеследующем подробном описании конкретные аспекты

и признаки заявленных объектов изобретения описываются применительно к нескольким примерам способов и вариантов осуществления. Однако в той части, в которой нижеследующее описание является характерным для конкретного варианта осуществления или конкретного использования предложенных технических решений, оно предполагается только иллюстративным и всего лишь представляющим краткое описание примеров вариантов осуществления. Кроме того, в случае, когда конкретный аспект или признак описывается применительно к конкретному варианту осуществления, такой аспект или признак может быть обнаружен и/или реализован в других вариантах осуществления настоящего изобретения. В соответствии с этим заявленное изобретение не ограничено конкретными вариантами осуществления, описанными ниже, а точнее, изобретение включает в себя все варианты, модификации и эквиваленты, попадающие в объем прилагаемых многочисленных абзацев и заявленного объекта изобретения.

[046] Определения некоторых терминов, используемых в этой заявке приведены ниже.

[047] Термин «компоновка бурильной колонны» (или «бурильная колонна» или «буровая компоновка») относится к набору соединенных трубных компонентов, которые используются при бурильных работах по бурению скважины через подземный пласт. Примеры компонентов, которые могут совместно или индивидуально считаться частью бурильной колонны, включают в себя разрушающие породу устройства, такие как буровые долота, фрезы и развертки; компоновки низа бурильной колонны; утяжеленные бурильные трубы; бурильную трубу; переходники; переводники; стабилизаторы; расширители с цилиндрическими шарошками; приборы для измерения в процессе бурения (ИПВ); приборы каротажа во время бурения (КВБ) и т.д.

[048] Термин «подземный пласт» относится к телу или участку геологического слоя, структуры, формации или других подземных твердых тел или накопленного материала, имеющему непрерывные характеристики, в достаточной степени отличающиеся от характеристик других геологических слоев, картирование которых можно выполнять, например, сейсмическими способами. Пласт может быть телом геологического слоя из породы преимущественно одного вида или из сочетания пород различных видов или фракцией слоя, имеющей с ним по существу общий набор характеристик. Пласт может состоять из одного или нескольких содержащих углеводороды

подземных пластов. Следует отметить, что термины «пласт», «содержащий углеводороды подземный пласт», «коллектор» и «интервал» могут использоваться на равных основаниях, а в общем случае могут использоваться для обозначения постепенно уменьшающихся подземных областей, зон или объемов. Более конкретно, в общем случае геологический пласт может быть самой большой подземной областью; коллектор углеводородов или подземный пласт в общем случае может быть областью в геологическом пласте и в общем случае может быть содержащей углеводороды зоной, пластом, коллектором или интервалом, имеющим нефть, газ, тяжелую нефть и любое сочетание из них. Интервал или продуктивный интервал обычно может быть отнесен к подобласти или части коллектора. Содержащая углеводороды зона, или продуктивный пласт, может быть отделена от других содержащих углеводороды зон зонами с меньшей проницаемостью, такими как аргиллиты, сланцы или подобные сланцам (сильно уплотненные) пески. В одном или нескольких вариантах осуществления содержащая углеводороды зона может включать в себя тяжелую нефть в дополнение к песку, глине или другим пористым твердым телам.

[049] Термин «бурильная работа» относится к процессу образования подземного ствола скважины, проходящего через различные подземные пласты, предназначенного для добычи подземных минералов. Бурильную работу проводят при использовании буровой установки, позволяющей поднимать и спускать бурильную колонну, состоящую из соединений трубных элементов различных размеров. Буровое долото расположено на конце бурильной колонны, и его используют для проходки сквозь подземные пласты с помощью механизмов, разрушающих и/или разрезающих породу. Энергия, необходимая для продвижения бурового долота, обеспечивается двигателями, которые приводят во вращение бурильную трубу и расположенные ниже буровую компоновку и буровые насосы, которые обеспечивают прохождение бурового раствора через буровую компоновку и обратно через кольцевое пространство. Бурильную работу обычно выполняют последовательно на участках, при этом каждый участок называется «участком ствола скважины». Пробуренная скважина обычно имеет несколько участков ствола скважины, которые могут включать в себя кондукторный участок ствола скважины, наземный участок ствола скважины, различные промежуточные участки ствола скважины и продуктивный участок ствола скважины. Пробуренная скважина иногда включает в себя

один или несколько «боковых отводов», при этом боковой отвод представляет собой вспомогательный ствол скважины, пробуренный в сторону от основного ствола скважины, обычно для обхода неиспользуемого участка основного ствола скважины. Термин «соседняя скважина» относится к скважине, которая находится вблизи представляющей интерес скважины, однако в этой заявке отсутствует различие между участком соседней скважины и ранее пробуренным участком упомянутой выше скважины, поскольку оба обеспечивают получение исторических параметров бурения, которые можно анализировать, чтобы определять набор параметров бурения для последующего интервала бурения.

[050] Термин «параметры бурения» относится к измеряемым физическим или рабочим параметрам бурильных работ и/или бурового оборудования, а также параметрам, которые могут быть вычислены на основании их и являются полезной информацией при мониторинге, в процессе выполнения работы или прогнозирования бурильных работ. Параметры бурения включают в себя, но без ограничения ими, TSE , TSE_{TQ} , TSE_{BRPM} , TQ , ΔTQ_{SS} , ΔTQS , ΔTQS_{ref} , T , $SRPM$, $BRPM$, MD , WOB , $DTOR$, D и μ , которые в дальнейшем все определены и описаны в этой заявке.

[051] Термин «оценка опасности нарушения кручения» или «TSE» относится к оценке величины угловых (или вращательных) вибраций буровой компоновки вблизи бурового долота или выше забойного турбинного двигателя (в случае, когда забойный турбинный двигатель является одним из компонентов буровой компоновки). В соответствии с определением нулевое значение TSE указывает на отсутствие вращательных (угловых) вибраций. Значение TSE, равное 1, означает состояние полного прерывистого скольжения буровой компоновки, гармоническое состояние буровой компоновки, характеризующееся тем, что долото периодически мгновенно останавливается и затем ускоряется до угловой скорости, которая в два раза больше скорости вращения, прикладываемой на поверхности. Значения TSE выше 1 связаны с опасными условиями прерывистого скольжения, которые могут быть связаны с временным заклиниванием долота или даже вращением долота в обратную сторону. TSE можно оценивать на основании измерений, получаемых с помощью скважинных датчиков, или измерений, получаемых от датчиков, встроенных в наземное оборудование, используемых в сочетании с моделью механики буровой компоновки. Важно отметить, что TSE можно нормировать

другими эквивалентными способами, например, выражать в процентах состояния полного прерывистого скольжения.

[052] Термин « TSE_{TQ} » относится к оценке опасности нарушения кручения (TSE), которую получают при использовании данных от датчиков, встроенных в наземное оборудование, и модели механики буровой компоновки. Модель механики буровой компоновки представляет собой основанную на физических свойствах математическую модель, которая обеспечивает получение соотношения между флуктуациями скорости вращения буровой компоновки и флуктуациями крутящего момента на поверхности. В по меньшей мере одной такой модели число оборотов в минуту буровой компоновки, которое достигается на поверхности при бурильных работах (то есть, в системе приведения во вращение или вблизи нее), является входным параметром.

[053] Термин « TSE_{BRPM} » относится к оценке опасности нарушения кручения (TSE), которую получают на основании измерений, получаемых датчиками, расположенными на скважинном оборудовании. Датчики и скважинное оборудование могут непосредственно регистрировать скорость вращения в скважине и/или минимальную и максимальную скорость вращения в скважине. Эти величины вместе со скоростью вращения на поверхности или средней скоростью вращения, измеряемой скважинными датчиками, могут использоваться для оценивания TSE_{BRPM} без необходимости в механической модели буровой компоновки.

[054] На фиг. 1 показана буровая установка (10) на поверхности вместе с бурильной колонной (14) и долотом (18), при этом показан крутящий момент, прикладываемый на буровую установку или поверхности (10), для вращения бурильной колонны (12) и вращения долота (16). В варианте осуществления скважину или часть существующей скважины пробуривают на месте расположения буровой скважины или соседнюю скважину пробуривают вблизи места расположения предполагаемой буровой скважины. Соседние скважины часто используют для получения информации о подземной геологии и условиях, необходимых для планирования и проектирования буровой скважины. Соседние скважины могут быть скважинами, пробуриваемыми специально для планирования конструкции буровой скважины, или могут быть существующими эксплуатационными или ранее существовавшими эксплуатационными скважинами вблизи места расположения предполагаемой буровой скважины, на основании которых могут быть получены подземная

геология и условия для места расположения предполагаемой буровой скважины. Аналогично этому, можно использовать данные, полученные при предшествующем бурении на месте бурения предполагаемой буровой скважины или ранее полученные из существующей соседней скважины (скважин).

[055] Скорости вращения при бурении, нагрузка на долото, вид долота, данные о крутящем моменте и конфигурация бурильной колонны могут быть получены на основании бурения соседних скважин. Из этих соседних скважин можно получать ценные данные, если конструкция и конфигурация их аналогична конструкции и конфигурации предполагаемой новой буровой скважине. В частности, данные можно анализировать для достижения понимания и количественного оценивания прерывистых вибраций, чтобы, как описано в этой заявке, снижать эти вибрации.

[056] В предложенном способе нижеследующая информация может быть получена в различные моменты времени (и необязательно на различных глубинах) во время бурильной работы на соседней скважине. Некоторыми из используемых в этой заявке терминов являются следующие: TSE – оценка опасности нарушения кручения; TSE_{TQ} – оценка опасности нарушения кручения, основанная на данных о качании крутящего момента или моделирования; TSE_{BRPM} – оценка опасности нарушения кручения на основании данных о числе оборотов в минуту бурового долота (BRPM) или моделирования; TQ – измеряемый на поверхности крутящий момент бурильной колонны; ΔTQ – качание крутящего момента на поверхности в течение одного периодического цикла прерывистого скольжения; ΔTQ_{ss} – теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении, которое является функцией числа оборотов в минуту; ΔTQS – качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту ($\Delta TQ/SRPM$); ΔTQS_{ref} – теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту бурильной колонны, измеряемое на глубине долота; T – теоретический период прерывистого скольжения бурильной колонны на измеренной глубине долота; SRPM – число оборотов в минуту на поверхности, скорость вращения бурильной колонны, измеряемая на поверхности в оборотах в минуту; BRPM – число оборотов в минуту долота, скорость вращения бурильного долота, измеряемая на буровом долоте в оборотах в минуту; MD – измеренная глубина долота; WOB – нагрузка на долото, нагрузка, прикладываемая вдоль

оси долота; DTOR – крутящий момент на забое скважины, прилагаемый крутящий момент, который может включать в себя компоненты крутящего момента долота, крутящего момента забойного двигателя и/или трения трубы при скольжении по стенке буровой скважины, сообразно обстоятельствам; D – диаметр пробуриваемого ствола скважины; и μ – коэффициент трения долота, безразмерный коэффициент трения долота (определяемый как «крутящий момент долота/3×WOB×D»).

[057] Безразмерная оценка прерывистого скольжения (или оценка опасности нарушения кручения (TSE)) может быть определена на основании данных о качании крутящего момента на поверхности, эталонного значения качания удельного крутящего момента и числа оборотов в минуту на поверхности по формуле:

$$TSE_{TQ_i} = \frac{\text{Качание крутящего момента } \Delta TQ_i}{\Delta TQS_{ref} \times \text{Средняя } (SRPM_i)}, \quad (1)$$

где i – индекс выборки, связанный с измерениями данных во времени и вычисленными величинами, которые зависят от измерений данных во времени. Величины качания крутящего момента (ΔTQ_i) и средней ($SRPM_i$) представляют собой оценки качания крутящего момента на поверхности (то есть, максимальное качание крутящего момента на поверхности за вычетом минимального крутящего момента на поверхности) и среднего числа оборотов в минуту на поверхности ($SRPM$) во временном окне $\Delta t_i = t_i - t_{i-P}$ (при некотором целом числе $P > 1$), где t_i – время, связанное с индексом i выборки. Временное окно соответствует некоторому значению, которое больше, чем теоретический период T прерывистого скольжения буровой компоновки, или равно ему и является функцией измеренной глубины долота. Качание (i -тое) крутящего момента можно оценивать несколькими различными способами, включая:

$$\begin{aligned} &\text{Качание крутящего момента } \Delta TQ_i = \\ &\max (TQ_i, TQ_{i-1}, \dots, TQ_{i-P}) - \min (TQ_i, TQ_{i-1}, \dots, TQ_{i-P}). \end{aligned} \quad (2)$$

[058] Кроме того, возможны другие способы оценивания качания крутящего момента ΔTQ_i . Например, имеются описанные в литературе способы оценивания качания крутящего момента ΔTQ_i , в соответствии с которыми удаляют тренды из среднего значения сигнала крутящего момента на поверхности, чтобы иметь случаи, в которых среднее значение является возрастающим или уменьшающимся (см. US8977523). Кроме того, средняя ($SRPM_i$) может быть оценена несколькими различными способами, включая:

$$\text{Средняя } (SRPM_i) = \text{медианная } (SRPM_i, SRPM_{i-1}, \dots, SRPM_{i-P}), \quad (3)$$

$$\text{Средняя } (SRPM_i) = \text{средняя } (SRPM_i, SRPM_{i-1}, \dots, SRPM_{i-P}), \quad (4)$$

$$\text{Средняя } (SRPM_i) = SRPM_j, \quad (5)$$

где $i-P \leq j \leq i$. В этом раскрытии ссылки на среднюю (SRPM) могут относиться к любой из приведенных выше форм для средней по интервалу, то есть к уравнению (3), (4) или (5). На основе приведенных выше формул выполняют оконные расчеты, включающие измеренные значения крутящего момента TQ на поверхности и среднее число оборотов в минуту на поверхности (SRPM). Кроме того, возможны другие способы оценивания i -того качания крутящего момента и i -той средней скорости вращения на поверхности ($SRPM_i$), и они известны специалисту в данной области техники и описаны более подробно в патенте США № 8977523, который включен в эту заявку путем ссылки.

[059] Величина ΔTQS_{ref} представляет собой теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности (то есть, максимальный крутящий момент на поверхности за вычетом минимального крутящего момента на поверхности в продолжение цикла прерывистого скольжения) при полном прерывистом скольжении на скорость вращения на поверхности. Параметры T и ΔTQS_{ref} являются величинами, которые могут быть оценены с помощью модели механики бурения и зависят от геометрии компонентов бурильной колонны, реологии бурового раствора и измеренной глубины долота (MD). Одна модель механики бурения для определения ΔTQS_{ref} подробно описана в патенте США № 8977523, который включен в эту заявку путем ссылки. Другой связанной ссылкой является статья SPE Paper 163420, опубликованная в журнале Drilling and Completions: Ertas D., Bailey J.R., Wang L. and Pastusek P.E. (2014, December 1), "Drillstring Mechanics Model for Surveillance, Root Cause Analysis and Mitigation of Torsional Vibrations", Society of Petroleum Engineers, doi: 10.2118/163420-PA.

[060] Хотя модель, раскрытая выше, является примером динамической модели бурильной колонны, содержащей решение волнового уравнения в частотной области для уравнений движения, имеются другие модели, которые могут попадать в объем динамической модели, предназначенной для этих целей. Например, может быть адекватным использование простой одноэлементной модели пружины или же модели, которая включает в себя пружину, массу и/или демпфирующие элементы. Кроме того, моделирование во

временной области можно использовать для вычисления качания крутящего момента при полном прерывистом скольжении с получением значений для ΔTQS_{ref} , нормированных по отношению к скорости вращения на поверхности.

[061] В ином случае ΔTQS_{ref} можно оценить в случае, если для соседней скважины имеются как наземные, так и скважинные данные. Результаты анализа данных об оценках опасности нарушения кручения из скважинных данных и расчетные данные о качании удельного крутящего момента на поверхности можно использовать для оценивания эталонного значения ΔTQS_{ref} в состоянии полного прерывистого скольжения. Кроме того, это оценивание можно выполнять для многочисленных глубин долота, чтобы аппроксимировать ΔTQS_{ref} по мере изменения длины компоновки бурильной колонны.

[062] Величина оценки опасности нарушения кручения представляет собой оценку основного режима кручения буровой компоновки и дает показатель нарушения функции кручения при бурильной работе. Этот параметр нормируют таким образом, чтобы значение 0 указывало на отсутствие крутильных вибраций и значение 1 указывало на полное прерывистое скольжение (состояние, характеризующееся периодической мгновенной остановкой бурового долота). В случае опасности возникновения прерывистого скольжения оценка опасности нарушения кручения может становиться намного больше, чем значение 1. Оценку опасности нарушения кручения можно использовать для дополнительного оценивания минимального и максимального числа оборотов в минуту долота (BRPM) по формулам:

$$BRPM_i^{min} = \max [(1 - TSE_i) \cdot \text{средняя} (SRPM_i), 0], \quad (6)$$

$$BRPM_i^{max} = (1 + TSE_i) \cdot \text{средняя} (SRPM_i). \quad (7)$$

[063] В уравнении (6) предполагается, что буровое долото не вращается в обратном направлении; однако это предположение может быть нестрогим. Полевые данные для соседней скважины, получаемые с датчиков, встроенных в наземное оборудование буровой компоновки, могут быть обработаны для определения нарушения функции кручения. Нарушение функции кручения можно характеризовать при использовании оценки опасности нарушения кручения и/или вычисленного фактического качания крутящего момента (ΔTQ), при этом фактическое качание крутящего момента на поверхности может быть определено как:

$$\Delta TQ = \max (TQ_i, TQ_{i-1}, \dots, TQ_{i-p}) - \min (TQ_i, TQ_{i-1}, \dots, TQ_{i-p}). \quad (8)$$

[064] Теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении (ΔTQ_{ss}) определяют для интервала длины Р в зависимости от скорости вращения на поверхности (SRPM) по формуле:

$$\Delta TQ_{ss\ i} = \Delta TQS_{ref} \cdot \text{средняя} (SRPM_i, SRPM_{i-1}, \dots, SRPM_{i-p}). \quad (9)$$

[065] Эта формула позволяет количественно оценивать теоретическое качание крутящего момента на поверхности в случае, когда буровое долото испытывает действие состояния полного прерывистого скольжения. Иначе говоря (в предположении моделирования механики бурения способами, упомянутыми в разделе «Уровень техники»), значение ΔTQ_{ss} должно быть равно значению ΔTQ в случае, когда буровая компоновка находится в состоянии полного прерывистого скольжения при наличии скорости вращения на поверхности (SRPM). Когда число оборотов в минуту на поверхности является относительно постоянным и ΔTQ_{ref} может быть слабо изменяющейся функцией измеряемой глубины долота, значение теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении (ΔTQ_{ss}) является по существу постоянным. Как рассматривалось выше, значение оценки опасности нарушения кручения, равное 1, указывает на то, что бурильная колонна находится в состоянии полного прерывистого скольжения (состоянии, характеризующемся тем, что буровое долото периодически мгновенно останавливается). При значениях TSE_{TQ} выше 1 бурильная колонна находится в состоянии опасного прерывистого скольжения. Расширенные операции (или высокий процент рабочего времени) при значениях TSE_{TQ} выше 1 может приводить к снижению срока службы долота или бурильной колонны, механическому повреждению или отказу механической части. Поэтому в отличие от предшествующего уровня техники предпочтительно, чтобы можно было делать расчетную оценку изменений TSE_{TQ} , которые влияют на модифицированную бурильную колонну, на основании данных из существующей скважины.

[066] Данные о числе оборотов в минуту бурового долота (BRPM) могут быть получены в виде временной последовательности в течение бурильной работы в соседней скважине при использовании первоначальной бурильной колонны. Эти измерения скорости вращения бурового долота обычно получают от скважинной измерительной аппаратуры, расположенной в бурильной колонне,

предпочтительно на буровом долоте или вблизи него, и принимают и регистрируют при использовании устройств передачи данных и способов, известных в данной области техники. В ином случае эти данные можно регистрировать в «режиме памяти» для извлечения впоследствии на поверхности. Распределение оценок опасности нарушения кручения, получаемых на основании данных о скорости вращения долота с использованием первоначальной бурильной колонны может быть вычислено при использовании уравнения (10). Способ вычисления, предназначенный для определения оценки опасности нарушения кручения, в этом варианте осуществления назван способом TSE_{BRPM} (способом оценки опасности нарушения кручения на основе данных о скорости вращения долота или моделирования) в отличие от способа, использованного выше для определения TSE_{TQ} (оценки опасности нарушения кручения на основании данных о качении крутящего момента и скорости вращения и физической модели). Средняя (средн.) скорость долота (BRPM) должна быть равна средней скорости на поверхности (SRPM) на протяжении достаточно продолжительных временных интервалов, на которых отсутствует результирующая угловая деформация бурильной колонны.

$$TSE_{BRPM_i} = \frac{\max(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-P}) - \text{средн.}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-P})}{\text{Средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-P})},$$

(10)

где i – индекс выборки, связанный с измерениями во времени данных о скорости вращения. В приведенной выше формуле представлены величины, в том числе измеряемое число оборотов в минуту, необходимые для выполнения оконных вычислений, где временное окно $\Delta t_i = t_i - t_{i-P}$ (при некотором целом числе $P > 1$) выбирают так, чтобы имелось некоторое значение, которое больше теоретического периода T прерывистого скольжения буровой компоновки. В некоторых случаях вычисление, аналогичное этому, может выполняться скважинной электроникой, а результирующее значение TSE_{BRPM} вычисляется подрядчиком, возможно, даже без сохранения данных о числе оборотов в минуту долота.

[067] При использовании распределения TSE_{BRPM} из данных скважины 1, $\Delta TQS_{ref,init}$ для первоначальной бурильной колонны и $\Delta TQS_{ref,mod}$ для предполагаемой (то есть модифицированной) бурильной колонны новое распределение TSE_{BRPM} может быть оценено для

модифицированной бурильной колонны при использовании уравнения (11), в котором индекс mod означает модифицированную колонну.

$$\text{TSE}_{\text{BRPM mod } i} = \text{TSE}_{\text{BRPM init } i} \cdot \frac{\Delta\text{TQS}_{\text{ref,init}}}{\Delta\text{TQS}_{\text{ref,mod}}}, \quad (11A)$$

где $\text{TSE}_{\text{BRPM init } i}$ – оценка опасности нарушения кручения, основанная на скорости вращения долота первоначальной бурильной колонны при индексе i выборки; $\text{TSE}_{\text{BRPM mod } i}$ – оценка опасности нарушения кручения, основанная на скорости вращения долота модифицированной бурильной колонны при индексе i выборки; $\Delta\text{TQS}_{\text{ref,init}}$ – теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на скорость вращения долота первоначальной бурильной колонны на измеренной глубине долота; и $\Delta\text{TQS}_{\text{ref,mod}}$ – теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на скорость вращения долота модифицированной бурильной колонны на измеренной глубине долота.

[068] Хотя уравнение (11A) является характерным для случая, когда оценку опасности нарушения кручения находят на основании скважинных данных о скорости вращения (TSE_{BRPM}), аналогичное уравнение (уравнение (11B)) можно образовать на основании данных о крутящем моменте на поверхности (TSE_{TQ}).

$$\text{TSE}_{\text{TQ mod } i} = \text{TSE}_{\text{TQ init } i} \cdot \frac{\Delta\text{TQS}_{\text{ref,init}}}{\Delta\text{TQS}_{\text{ref,mod}}}, \quad (11B)$$

где $\text{TSE}_{\text{TQ init } i}$ – оценка опасности нарушения кручения, основанная на качании крутящего момента первоначальной буровой колонны при индексе i выборки; $\text{TSE}_{\text{TQ mod } i}$ – оценка опасности нарушения кручения, основанная на качании крутящего момента модифицированной буровой колонны при индексе i выборки; $\Delta\text{TQS}_{\text{ref,init}}$ – теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на скорость вращения долота первоначальной бурильной колонны на измеренной глубине долота; и $\Delta\text{TQS}_{\text{ref,mod}}$ – теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на скорость вращения долота модифицированной бурильной колонны на измеренной глубине долота.

[069] В дополнение к проектированию или выбору альтернативных конструкций бурильной колонны на основании данных об оценке опасности нарушения кручения для первоначальной бурильной колонны способы, изложенные в этой заявке, можно также

использовать для выбора и изменения дополнительных параметров бурения на основании оценки опасности нарушения кручения и/или информации о качании крутящего момента, получаемой при работе с первоначальной бурильной колонной.

[070] Эти дополнительные параметры бурения могут включать в себя измененную скорость вращения на поверхности бурильной колонны, коэффициент трения долота (μ), нагрузку на долото (WOB), диаметр (D) ствола скважины и/или другие источники крутящего момента на забое скважины. Эти соотношения показаны в этой заявке и специалисту в данной области техники должно быть понятно, что их можно использовать отдельно или в любом сочетании для изменения рабочих параметров первоначальной бурильной колонны или модифицированной бурильной колонны при использовании приведенных ниже уравнений. Если для проекта модифицированной бурильной колонны выбирать уточненные параметры бурения, то оценку опасности нарушения кручения для первоначальной бурильной колонны и модифицированной бурильной колонны можно вычислять различными способами, описанными ранее в этой заявке, и включать в формулы для определения одного или нескольких требуемых параметров бурения. Уточненный набор параметров бурения может быть выбран для конструкции первоначальной бурильной колонны без модифицирования конструкции бурильной колонны, затем информация, полученная из скважины, пробуренной с помощью первоначальной бурильной колонны, может быть использована для определения одного или нескольких измененных параметров бурения при последующем использовании первоначальной бурильной колонны.

[071] Из уравнения (1) можно вывести следующее уравнение.

$$[072] \quad TSE_{\text{mod}} = TSE_{\text{init}} \cdot \frac{\Delta TQS_{\text{ref init}}}{\Delta TQS_{\text{ref mod}}} \cdot \frac{SRPM_{\text{init}}}{SRPM_{\text{mod}}} \cdot \frac{\mu_{\text{mod}} \cdot WOB_{\text{mod}} \cdot D_{\text{mod}}}{\mu_{\text{init}} \cdot WOB_{\text{init}} \cdot D_{\text{init}}}.$$

(12)

[073] Имеются несколько скважинных приборов, которые измеряют крутящий момент очень близко к долоту. При использовании данных о крутящем моменте на забое скважины нет необходимости в члене $\mu \times WOB \times D$, использованном выше. В искривленных или горизонтальных скважинах имеются дополнительные источники крутящего момента на забое скважины, такие как трение между трубой и стенкой ствола скважины и использование забойных двигателей. Эти значения могут быть измеренными, моделированными или могут быть сочетанием измеренных и моделированных значений.

Специалисты в данной области техники имеют представление о моделях крутящего момента и тормозящего трения и применении их для богатых углеводородами скважин. Когда член DTOR (крутящий момент на забое скважины) включает в себя компоненты крутящего момента долота, крутящего момента двигателя и/или обусловленные трением труб источники крутящего момента на забое скважины, это уравнение становится:

$$[074] \quad TSE_{mod} = TSE_{init} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref\ init}}{\Delta TQS_{ref\ mod}} \cdot \frac{SRPM_{init}}{SRPM_{mod}} \cdot \frac{DTOR_{mod}}{DTOR_{init}}. \quad (13)$$

[075] При наличии данных о бурении для первоначальной бурильной колонны (обозначенной нижним индексом *init*) это соотношение можно использовать для предсказания оценки опасности нарушения кручения для модифицированной бурильной колонны (TSE_{mod}) путем изменения любого сочетания из или всех переменных (то есть, $\Delta TQS_{ref\ mod}$, $SRPM_{mod}$, μ_{mod} , WOB_{mod} , D_{mod} и/или $DTOR_{mod}$). Подобным образом это уравнение можно использовать при подстановке скважинных данных, применяемых в уравнениях (10) и (11). Кроме того, если не изменять конфигурацию бурильной колонны, теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности (ΔTQS_{ref}) и измененные значения можно использовать для прогнозирования необходимых изменений скорости вращения и источников крутящего момента на забое скважины при использовании той же самой бурильной колонны.

[076] В одном из этих вариантов осуществления оптимизированная измененная скорость вращения на поверхности ($SRPM$) может быть определена для первоначальной бурильной колонны или модифицированной бурильной колонны. Уравнение (9) для первоначальной бурильной колонны может быть использовано в следующем виде (с нижним индексом *init*):

$$\Delta TQ_{ss\ init} = \Delta TQS_{ref, init} \cdot \text{средняя } (SRPM_{init}). \quad (14)$$

[077] После отделения уравнения (14) от уравнения $\Delta TQ_{ss\ mod}$ для модифицированной бурильной колонны эта формула обращается в:

$$\Delta TQ_{ss\ mod} = \Delta TQ_{ss\ init} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref, mod} \cdot \text{средняя } (SRPM_{mod})}{\Delta TQS_{ref, init} \cdot \text{средняя } (SRPM_{init})}. \quad (15)$$

[078] Из этого уравнения ясно, что можно вычислить уточненный рабочий параметр скорости вращения на поверхности (средняя ($SRPM_{mod}$)) на основании информации о бурении для первоначальной бурильной колонны, теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности (ΔTQS_{ref}) для

первоначальной и модифицированной бурильных колонн и требуемого теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении (ΔTQ_{ss}) для первоначальной бурильной колонны в измененных условиях скорости вращения на поверхности. В данном случае, поскольку оба значения $\Delta TQ_{S_{ref}}$ в уравнении (1) относятся к первоначальной бурильной колонне, эти значения исключаются как из числителя, так и знаменателя для упрощения в соответствии с представленным ниже (где нижний индекс $init\ 1$ относится к параметрам первоначальной бурильной колонны, определяемым на основании фактических измерений при бурении, и нижний индекс $init\ 2$ относится к первоначальной бурильной колонне с предложенными измененными параметрами бурения):

$$\Delta TQ_{SS\ init\ 2} = \Delta TQ_{SS\ init\ 1} \cdot \frac{\text{средняя (SRPM}_{init\ 2})}{\text{средняя (SRPM}_{init\ 1})}. \quad (16)$$

[079] Из этого уравнения ясно, что можно вычислить уточненный рабочий параметр скорости вращения на поверхности (среднюю ($SPRM_{init\ 2}$)) для первоначальной бурильной колонны на основании требуемого значения ΔTQ_{ss} при уточненных бурильных работах. При желании в уравнении (16) можно использовать скорость вращения долота (среднюю ($BRPM$)) вместо данных о средней скорости вращения на поверхности (средней ($SRPM$)).

[080] Кроме того, изменение крутящего момента долота является линейной функцией произведения коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (WOB) и диаметра (D) ствола скважины. Соответственно этому для данной бурильной колонны уравнение (1) при постоянной скорости вращения бурового долота становится:

$$[081] \quad TSE_{TQ_i} = \frac{\text{Качание крутящего момента } \Delta TQ_i}{\Delta TQ_{S_{ref}} \cdot \text{средняя (SRPM}_i)}. \quad (17)$$

$$[082] \quad TSE_{TQ\ init\ 2} = TSE_{TQ\ init\ 1} \cdot \frac{\mu_{init\ 2} \cdot WOB_{init\ 2} \cdot D_{init\ 2}}{\mu_{init\ 1} \cdot WOB_{init\ 1} \cdot D_{init\ 1}}. \quad (18)$$

[083] Из этого уравнения ясно, что можно вычислить уточненный коэффициент $\mu_{init\ 2}$ трения бурового долота (рабочий параметр), уточненную нагрузку на долото ($WOB_{init\ 2}$) и/или уточненный диаметр ($D_{init\ 2}$) ствола скважины для первоначальной бурильной колонны на основании заданного значения TSE_{TQ} для уточненных бурильных работ. При большем крутящем моменте на долоте возрастает TSE_{TQ} и меньшем крутящем моменте снижается

TSE_{TQ} .

[084] В этой заявке описывается способ выбора свойств бурильной колонны и связанных рабочих параметров при бурении ствола скважины компоновкой бурильной колонны в подземном пласте на основании снижения или оптимизации степени и/или величины прерывистых вибраций, испытываемых компоновкой бурильной колонны в условиях выполнения работ по бурению ствола скважины. То есть, способ включает в себя процедуры по выбору свойств бурильной колонны и связанных параметров бурения, необходимых для бурения ствола скважины в подземном пласте со сниженными или оптимизированными параметрами крутильных вибраций, на основании анализа полевых данных, получаемых во время бурильной работы по соседству при использовании удаленной на небольшое расстояние бурильной колонны, и характеристик крутильной вибрации для определения характеристик предложенной (или модифицированной) бурильной колонны.

[085] Сущность способа изобретения заключается в оценивании изменения распределения данных о крутильной вибрации (оценивании опасности нарушения кручения), когда свойства бурильной колонны и рабочие параметры изменяют, вследствие чего может быть вычислена степень ожидаемых крутильных вибраций в состоянии прерывистого скольжения. Путем количественного оценивания, в какой степени полностью прерывистое скольжение сохраняется в измененных условиях, можно определить, является ли оно приемлемым или необходимо изменить конструкцию. Таким образом, данные о бурильных полевых работах могут быть собраны и использованы количественно итерационным способом для достижения улучшенных характеристик бурения.

[086] Режим крутильной вибрации бурильной колонны может считаться приемлемым, если он не является режимом полностью прерывистой вибрации. В большинстве случаев небольшие амплитуды крутильной вибрации являются предпочтительными, но как только состояние системы доходит до полного прерывистого скольжения, то можно говорить, что наступило критическое состояние нарушения функции бурения. Поэтому способы изобретения основаны на применении уравнений преобразования оценки опасности нарушения кручения (TSE), приведенных выше, для представления измененного распределения TSE_{mod} , чтобы иметь низкую вероятность (P -значение) превышения значения 1, на основании первоначального распределения TSE_{mod} из соседней скважины или предшествующего

интервала бурения.

[087] Поскольку в предложенных технических решениях могут допускаться различные модификации и альтернативные формы, примеры вариантов осуществления, рассмотренные выше, показаны только для примера. Однако в этом случае следует понимать, что изобретение не предполагается ограниченным конкретными вариантами осуществления, рассмотренными в этой заявке. Иллюстративные неисключительные примеры описаний некоторых систем и способов в объеме настоящего раскрытия представлены ниже в нескольких пронумерованных абзацах. Предшествующие абзацы не предполагаются отражающими полный набор описаний и не предполагаются определяющими минимальные или максимальные объемы или необходимые элементы настоящего раскрытия. Вместо этого в них представлены иллюстративные примеры, при этом другие описания с более широким или более узким объемом находятся в объеме настоящего раскрытия. В действительности, предложенные технические решения изобретения охватывают все модификации, эквиваленты и варианты, попадающие в рамки сущности и в объем описания, представленного в этой заявке.

[088] **ПРИМЕР**

[089] Методологии, описанные в этой заявке, можно пояснить при использовании данных из двух скважин. На фиг. 2А и 2В представлены исходные данные о бурении и вычисленные значения, относящиеся к крутильным вибрациям, наблюдавшимся в двух буровых скважинах, названных скважиной 1 и скважиной 2. Параметры из данных, входящие в перечень, показанный на фиг. 2А и 2В, являются такими же, как параметры бурения, описанные выше, и с аналогичными буквенными обозначениями. Как видно на последующих графиках и рассмотрено в дальнейшем в этой заявке, крутильные вибрации являются сильно выраженными в скважине 1 и значительно ослабленными в скважине 2.

[090] Параметры бурильных колонн, для которых получены данные, представленные на фиг. 2А и 2В, показаны в таблицах 1А и 1В. Как рассматривалось выше, эталонная модель механики бурения, раскрытая в патенте США № 8977523 и также рассмотренная в SPE 163420, может быть применена к этим двум бурильным колоннам. На фиг. 3 показаны результаты применения этой динамической модели бурильной колонны для двух бурильных колонн. Значение теоретического качания удельного крутящего момента при полном прерывистом скольжении (ΔTQS_{ref}) составляет 0,125 кфунт-

сила ·фут/об/мин (169,5 Н·м/об/мин) для скважины 1 и 0,178 кфунт-сила ·фут/об/мин (241,4 Н·м/об/мин) для скважины 2, что свидетельствует о повышении на 42% эффективной жесткости на кручение бурильной колонны из скважины 2.

Таблица 1А. Информация о конструкции бурильной колонны 1

Предмет/компонент	НД, дюймы (см)	ВД, дюймы (см)	Длина, футы (м)
6-5/8 БТ	6,625 (16,8)	5 (12,7)	6000 (1829)
5-7/8 БТ	5,875 (14,9)	5,05 (12,8)	5553 (1693)
5-7/8 ТБТ	5,875 (14,9)	3,875 (9,8)	552 (168)
6-5/8 ТБТ	6,625 (16,8)	4,5 (11,4)	125 (38)
Утяжеленные БТ	8,25 (21,0)	3,0 (7,6)	68 (21)
Утяжеленные БТ	9,5 (24,1)	3,0 (7,6)	375 (114)

Таблица 1В. Информация о конструкции бурильной колонны 2

Предмет/компонент	НД, дюймы (см)	ВД, дюймы (см)	Длина, футы (м)
6-5/8 БТ	6,625 (16,8)	5,375 (13,7)	11500 (3505)
6-5/8 ТБТ	6,625 (16,8)	4,5 (11,4)	627 (191)
Утяжеленные БТ	8,25 (21,0)	3,0 (7,6)	68 (21)
Утяжеленные БТ	9,0 (22,9)	3,0 (7,6)	175 (53)

При этом:

БТ – бурильная труба;

ТБТ – тяжелая бурильная труба;

НД – наружный диаметр;

ВД – внутренний диаметр.

[091] На фиг. 4А и 6А показаны распределения (то есть, столбчатые графики) качания крутящего момента на поверхности, полученные при использовании данных для двух скважин из фиг. 2А и 2В, соответственно. На графиках распределения также показаны распределения кумулятивных вероятностей в виде кривых со звездочками. Например, на фиг. 4А можно видеть, что на основании данных вероятность (или Р-значение) качания крутящего момента в скважине 1, превышающего 30 кфунт-сила ·фут (40680 Н·м), составляет около 0,3, а Р-значение для качания крутящего момента, превышающего 40 кфунт-сила ·фут (54240 Н·м), практически равно 0.

[092] На фиг. 4В и 6В для каждой скважины показано распределение скорости вращения на поверхности при бурильных

работах. Качание удельного крутящего момента на число оборотов в минуту может быть вычислено по точкам путем деления регистрируемого качания ΔTQ_i крутящего момента в течение цикла на среднюю скорость вращения на поверхности (SRPM) в течение интервала с получением дорожек данных качания удельного крутящего момента, ΔTQS , показанных на фиг. 2А и 2В. Распределения этих данных ΔTQS отображены на фиг. 4С и 6С.

[093] Кроме того, уравнение (1) используют для вычисления TSE_{TQ} для каждой скважины, в этом случае для каждой выборки данных и цикла крутящего момента, который регистрируется. Предпочтительно иметь наземные данные, регистрируемые с интервалами выборок не меньше чем 1 с. Соответствующие распределения TSE_{TQ} для скважины 1 и скважины 2 показаны на фиг. 4D и 6D, соответственно. Распределения кумулятивных вероятностей TSE_{TQ} в двух скважинах существенно различаются. На фиг. 4D Р-значение для оценки опасности нарушения кручения больше 1 составляет около 0,85, тогда как на фиг. 6D Р-значение составляет 0,05. Это указывает на намного большую опасность прерывистого скольжения в скважине 1.

[094] Что касается скважины 1 (и связанной с ней бурильной колонной 1), то во время работы регистрировали качание крутящего момента на поверхности и скорость вращения на поверхности. Распределение качания крутящего момента на поверхности показано на фиг. 4А, при этом среднее значение составляет 25,9 кфунт-сила·фут (35120 Н·м). Распределение скорости вращения на поверхности показано на фиг. 4В, при этом среднее значение составляет 91 об/мин. Следует отметить, что на фиг. 4А–4F и 6А–6F столбцами показано фактическое распределение данных для измеренного и вычисленного параметра. Как отмечалось выше, кривой со звездочкой (*) показано распределение кумулятивных вероятностей (в %) измеренного или вычисленного параметра. На основании этих данных было вычислено качание удельного крутильного момента, и распределение показано на фиг. 4С, при этом на интервале среднее значение составляет 0,28 кфунт-сила·фут/об/мин (380 Н·м/об/мин).

[095] Значение теоретического качания удельного крутящего момента при полном прерывистом скольжении (ΔTQS_{ref}) для бурильной колонны 1 (которая использовалась в буровой скважине 1) было вычислено при использовании проектной информации для бурильной колонны 1, показанной в таблице 1А. Как показано на фиг. 3,

вычисленное значение ΔTQS_{ref} для бурильной колонны 1 составляет 0,125 кфунт-сила·фут/об/мин (170 Н·м/об/мин). Это меньше половины среднего значения ΔTQS , вычисленного для зарегистрированных данных, показанных на фиг. 4С. Поэтому на основании данных можно заключить, что бурильная колонна не имеет достаточной несущей способности по качанию крутящего момента для нагрузок, которые встречаются при эффективных бурильных работах.

[096] В соответствии со способами, раскрытыми в этой заявке, при использовании значения ΔTQS_{ref} для бурильной колонны 1 было вычислено распределение TSE_{TQ} для скважины и оно показано на фиг. 4D. Среднее значение TSE_{TQ} составляет 2,2 и около 85% распределения превышает $TSE=1,0$ (границу состояния полного прерывистого скольжения). Как можно видеть из фиг. 4D, эта бурильная колонна 1 испытывает действие опасных состояний прерывистого скольжения (то есть, $TSE>1$) на большей части стадии работы.

[097] Данные из скважины 1 также включают в себя данные мониторинга забойного крутящего момента (долота) и числа оборотов в минуту. Фактический крутящий момент на долоте для скважины 1 показан на фиг. 4F, при этом среднее значение его составляет 8,8 кфунт-сила·фут (11933 Н·м). При использовании способов, раскрытых в этой заявке для вычисления TSE на основании скважинных данных (то есть, уравнений для TSE_{BPRM}), было вычислено и показано на фиг. 4E распределение TSE_{BPRM} для скважины 1, при этом среднее значение составляет 1,04. Как можно видеть из фиг. 4E, из значения TSE_{BPRM} на основании скважинных данных следует, что бурильная колонна 1 испытывает действие опасных состояний прерывистого скольжения (то есть, $TSE>1$) на большей части стадии работы.

[098] Применением уравнения (13) к первоначальным распределениям для скважины 1 с измененными параметрами можно оценивать степень усовершенствования, которую можно ожидать при надлежащем изменении конструкции. В этом случае измененные параметры для скважины 2 можно применять к данным о скважине 1.

[099] В этом случае параметры бурильной колонны были изменены от указанных в таблице 1A описания до указанных в таблице 1B, при этом получено повышение ΔTQS_{ref} от 0,125 до 0,178 кфунт-сила·фут/об/мин (241 Н·м/об/мин). Скорость вращения на поверхности была повышена от среднего значения 91 до 126 об/мин. Размер ствола скважины был уменьшен и конструкция долота была

изменена, при этом было увеличено число лопастей и облегчено вооружение долота, так что предполагалось снижение крутящего момента на забое скважины (DTOR) приблизительно на 30%. Поскольку скважинные данные о крутящем моменте долота имелись, для совместимости с массивом данных скважины 2 ниже используется вычисленное отношение 0,73, которое в достаточной степени соответствует вышеупомянутому значению.

$$[100] \quad TSE_2 = TSE_1 \cdot \frac{\Delta TQS_{ref\ 1}}{\Delta TQS_{ref\ 2}} \cdot \frac{SRPM_1}{SRPM_2} \cdot \frac{DTOR_2}{DTOR_3}.$$

Поэтому

$$TSE_{1,mod} = TSE_{1,init} \cdot \frac{125}{178} \cdot \frac{91}{126} \cdot \frac{6,4}{8,8},$$

$$TSE_{1,mod} = TSE_{1,init} \cdot (0,70) \cdot (0,72) \cdot (0,73),$$

$$TSE_{1,mod} = (0,37) \cdot TSE_{1,init}.$$

[101] Применение этого масштабирующего множителя к данным о TSE_{TQ} показано на фиг. 4D, а на фиг. 5A представлен график, на котором показано распределение TSE_{TQ} для модифицированной скважины 1, вычисленное на основании данных из фиг. 4D и модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения. Затем тот же самый масштабирующий множитель может быть применен к данным о TSE_{BRPM} , показанным на фиг. 4E, вследствие чего получается измененная карта, показанная на фиг. 5B, на которой показано вычисленное распределение TSE_{BRPM} для работ на модифицированной скважине 1, основанное на данных из фиг. 4E и данных о модифицированной бурильной колонне и измененных параметрах бурения.

[102] В скважине 2 такой же трудный пласт был встречен на интервале, соответствующем интервалу в скважине 1. Информация на фиг. 6A–6F (основанная на фактических данных о скважине 2 и бурильной колонне 2 и параметрах бурения) аналогичным образом, как это уже описывалось, соответствует информации на фиг. 4A–4F (основанной на фактических данных о скважине 1 и бурильной колонне 1 и параметрах бурения). Регистрация данных, вычисленные параметры бурения и получающиеся в результате графики и чертежи для фиг. 6A–6F соответствуют такой же методологии, которая описана для соответствующих фиг. 4A–4F в этом примере.

[103] В таблице 2 представлена часть сводных данных, описанных выше для трех случаев: фактические данные для скважины 1 при использовании первоначальной бурильной колонны и

первоначальных параметров бурения для фактической работы по бурению скважины (скважины 1), данные для скважины 1, преобразованные при использовании модифицированной бурильной колонны и измененных параметрах бурения (для скважины 1 (модифицированной (mod)), и фактические данные для скважины 2 при использовании модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения для фактической работы по бурению скважины (скважины 2), приведенные для сравнения.

Таблица 2. Значения TSE для скважины 1, скважины 1 (модифицированной (mod)) и скважины 2

Вид TSE	Показатель	Скважина 1	Скважина 1 (mod)	Скважина 2
TSE _{TQ}	Средний	2,23	0,83	0,62
	P (TSE>1)	0,85	0,15	0,05
TSE _{BRPM}	Средний	1,04	0,39	0,30
	P (TSE>1)	0,70	0,00	0,01

[104] На фиг. 7 дано графическое представление этих данных, на котором показано, что моделированные данные, полученные в соответствии с вариантами осуществления настоящего раскрытия, описанные в этой заявке, являются с большой степенью точности коррелированными с фактическими данными. Можно видеть, что следует ожидать значительного ослабления прерывистого скольжения, если использовать модифицированную бурильную колонну и измененные параметры, которые в действительности были использованы в скважине 2, при работе в исходной скважине 1. Кроме того, преобразование распределения TSE для скважины 1 при использовании модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения, которые были использованы в скважине 2, обеспечивает хорошую аппроксимацию фактических измеряемых распределений, наблюдаемых при бурении скважины 2. Эти результаты свидетельствуют, что этим способом обеспечиваются приемлемая техническая точность решения задачи пересчета предела прерывистой вибрации.

[105] В примере варианта осуществления модифицированная бурильная колонна, измененный рабочий параметр или та или другая могут определены на основании оценки опасности нарушения кручения (TSE_{init}) при бурильной работе. В примере варианта осуществления представлен способ бурения ствола скважины в подземном пространстве, содержащий:

a) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих первоначальную бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, которая использовалась для бурения части ствола скважины или другого ствола скважины;

b) определение первоначальной оценки опасности нарушения кручения (TSE_{init}) для по меньшей мере части бурильной работы;

c) определение эталонного значения для теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) при первоначальной бурильной работе;

d) определение по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, при этом модифицированная бурильная колонна отличается от первоначальной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения, при этом измененный параметр бурения отличается от первоначального параметра бурения, или сочетания из них, для модифицированной бурильной работы;

e) определение эталонного значения для теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$) при модифицированной бурильной работе;

f) вычисление оценки опасности нарушения кручения (TSE_{mod}) для модифицированной бурильной работы при использовании по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения или сочетания из них при использовании по меньшей мере одного из

i) отношения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом перемещении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) и модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$);

ii) отношения скорости вращения на поверхности (SRPM) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работы; или

iii) отношения значений забойного крутящего момента (DTOR) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе;

g) выбор одной из

i) первоначальной бурильной колонны и по меньшей мере

одного измененного параметра бурения,

ii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, или

iii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения;
и

h) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбор из этапа (g).

[106] Согласно другому примеру варианта осуществления может быть способ, основанный на первоначальных параметрах бурения, включающих качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения бурильной колонны на поверхности (SRPM), измеренную глубину (MD) и теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) первоначальной бурильной колонны, в котором использованы вычисления и способы, упомянутые выше. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, описанный в этой заявке, содержит:

a) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих бурильную работу при использовании первоначальной бурильной колонны, при этом первоначальные параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения бурильной колонны на поверхности (SRPM), измеренную глубину (MD) и теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для первоначальной бурильной колонны и для модифицированной бурильной колонны;

b) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы при использовании первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

c) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для бурильной работы при использовании первоначальной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

d) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для бурильной работы при использовании модифицированной бурильной

колонны и первоначальных параметров бурения;

е) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для бурильной работы при использовании модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

ф) выбор одного из следующих в качестве выбранной бурильной колонны и выбранных параметров бурения: первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения из (а и б); первоначальной бурильной колонны с измененными параметрами бурения из (с); модифицированной бурильной колонны с первоначальными параметрами бурения из (д); или модифицированной бурильной колонны с измененными параметрами бурения из (е), при этом выбор основан на распределении качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для каждого из четырех случаев; и

г) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбранную бурильную колонну и выбранные параметры бурения из этапа ф).

[107] В то же время согласно еще одному примеру варианта осуществления в этой заявке описан способ бурения ствола скважины в подземном пласте, который содержит:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу при использовании первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности, скорость вращения бурильной колонны на поверхности, измеренную глубину и теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) выбор требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) при бурильной работе для модифицированной конструкции бурильной колонны на основании полного распределения данных о качании удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для бурильной работы с использованием

первоначальной бурильной колонны;

d) проектирование модифицированной бурильной колонны на основании требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы;

e) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

f) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей модифицированную бурильную колонну.

[108] Различные предложенные компоновки бурильной колонны и конфигурации компоновок бурильной колонны можно быстро проверять при использовании вариантов осуществления, приведенных в этой заявке, чтобы находить предполагаемую конструкцию бурильной колонны для работ по бурению скважины с уменьшенной или оптимизированной наведенной при кручении вибрацией в условиях бурильных работ. В таком случае с помощью способов, изложенных в этой заявке, надлежащая бурильная колонна может быть выбрана для бурения ствола скважины, при выполнении которого можно уменьшать или оптимизировать продолжительность (или процентную долю) времени, в течение которого компоновка бурильной колонны будет испытывать опасное прерывистое скольжение. Бурильную колонну, выбранную с использованием этого способа, выбранную бурильную колонну, затем можно использовать для бурения ствола скважины в подземном пласте.

[109] Ключевые идеи этих процедур и методологий дополнительно поясняются с обращением к фиг. 4А. На этом чертеже показаны данные о фактическом качании крутящего момента для скважины 1, рассмотренные в разделе «Пример» в этой заявке. На фиг. 4В показан график данных о скорости вращения на поверхности бурильной колонны и на фиг. 4С показаны данные о качании крутящего момента бурильной колонны на число оборотов в минуту. ΔTQS_{ref} бурильной колонны может быть определено при использовании вычислений и способов, рассмотренных выше. В этом случае, как показано на фиг. 2 из раздела «Пример», на основании физической конфигурации бурильной колонны, показанной в таблице 1 из раздела «Пример», ΔTQS_{ref} бурильной колонны было определено как равное 125 фунт-сила·фут/об/мин (170 Н·м/об/мин). Кроме того, при использовании способов, раскрытых выше, может быть

определено распределение TSE_{TQ} для первоначальной бурильной колонны. Оно показано на фиг. 4D из раздела «Пример».

[110] Соответственно, согласно еще одному примеру варианта осуществления в этой заявке описан способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) и скорость вращения бурильной колонны на поверхности (SRPM) или скорость вращения долота бурильной колонны (BRPM) и использование первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление полного распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) вычисление теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

д) выбор конечной бурильной колонны на основании по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

е) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

ф) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[111] В ином случае распределения оценок опасности нарушения кручения (TSE) для существующей бурильной колонны могут быть получены различными способами, раскрытыми в этой заявке, и распределение TSE может быть вычислено для по меньшей мере части бурильной работы при использовании по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}). На основании этой информации можно выбирать или проектировать конечную бурильную колонну на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} . Соответственно, согласно еще одному примеру варианта осуществления в этой заявке описывается способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения долота бурильной колонны (BRPM) и измеренную глубину (MD) при использовании первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) вычисление распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref});

д) выбор или проектирование конечной бурильной колонны на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} ; и

е) бурение ствола скважины в подземной формации при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[112] Таким образом, различные предполагаемые конструкции бурильной колонны можно быстро контролировать, чтобы определять предполагаемую конструкцию бурильной колонны для работ по бурению скважины. В таком случае этим способом можно выбирать надлежащую бурильную колонну для бурения ствола скважины, при выполнении которого можно уменьшать или оптимизировать продолжительность (или процентную долю) времени, в течение которого компоновка бурильной колонны будет испытывать опасное прерывистое скольжение, и использовать бурильную колонну, выбранную с использованием этого способа, а выбранную бурильную колонну использовать для бурения ствола скважины в подземном пласте. Кроме того, процессы, описанные в этой заявке, можно использовать для определения измененных рабочих параметров, чтобы оптимизировать состояние прерывистого скольжения для существующей или частично модифицированной бурильной колонны или для бурильной работы с использованием бурильной колонны. Согласно еще одному варианту осуществления в этой заявке описывается способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

a) получение значения по меньшей мере одного первоначального параметра бурения, характеризующего бурильную работу с использованием бурильной колонны, выбранного из скорости вращения бурильной колонны на поверхности (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола (D);

b) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием бурильной колонны;

c) определение значения по меньшей мере одного измененного параметра бурения, выбранного из скорости вращения бурильной колонны на поверхности (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола скважины (D), при этом значение по меньшей мере одного измененного параметра бурения отличается от значения по меньшей мере одного первоначального параметра бурения; и

d) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения.

[113] Способы, раскрытые в этой заявке, представляют собой новые и полезные способы в области технологии бурения, которые можно использовать, чтобы оптимизировать конструкцию оборудования для выполнения процессов бурения ствола скважины, что позволит выполнять процессы бурения ствола скважины с большей степенью надежности, с меньшими затратами времени, и которые являются экономически более эффективными, чем предшествующие способы.

[114] Согласно другим вариантам осуществления настоящее изобретение включает в себя объекты изобретения, изложенные ниже.

[115] Первый вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

a) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих первоначальную бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, которая была использована для бурения участка ствола скважины или другого ствола скважины;

b) определение первоначальной оценки опасности нарушения кручения (TSE_{init}) для по меньшей мере части бурильной работы;

c) определение эталонного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном

прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) при первоначальной бурильной работе;

d) определение по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, при этом модифицированная бурильная колонна отличается от первоначальной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения, при этом измененный параметр бурения отличается от первоначального параметра бурения, или сочетания из них, для модифицированной бурильной работы;

e) определение эталонного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$) при модифицированной бурильной работе;

f) вычисление оценки опасности нарушения кручения (TSE_{mod}) при модифицированной бурильной работе с использованием по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения или сочетания из них при использовании по меньшей мере одного из i) отношения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) и модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$); ii) отношения скорости вращения на поверхности (SRPM) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе; или iii) отношения значений забойного крутящего момента (DTOR) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе;

g) выбор одного из i) первоначальной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения, ii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, или iii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения; и

h) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбор из этапа (g).

[116] Второй вариант осуществления. Способ по первому варианту осуществления, в котором оценку TSE_{init} , определяемую на этапе (b), вычисляют на основании данных о крутящем моменте на поверхности при первоначальной бурильной работе.

[117] Третий вариант осуществления. Способ по первому варианту осуществления, в котором оценку TSE_{init} , определяемую на этапе (b), вычисляют на основании данных о скорости вращения долота при первоначальной бурильной работе.

[118] Четвертый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 3, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,init}$, определяемую на этапе (c), вычисляют на основании динамической модели первоначальной бурильной колонны.

[119] Пятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 4, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,init}$, определяемую на этапе (c), вычисляют на основании данных, регистрируемых во время первоначальной бурильной работы с первоначальной бурильной колонной.

[120] Шестой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 5, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,mod}$, определяемую на этапе (e), вычисляют на основании динамической модели модифицированной бурильной колонны.

[121] Седьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 5%.

[122] Восьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 10%.

[123] Девятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 1 по 6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 33%.

[124] Десятый вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение первоначальных параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом первоначальные параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM),

измеренную глубину (MD) и теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для первоначальной бурильной колонны и для модифицированной бурильной колонны;

b) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

c) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

d) определения распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

e) определение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

f) выбор одного из следующих в качестве выбранной бурильной колонны и выбранных параметров бурения: первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения из (a и b); первоначальной бурильной колонны вместе с измененными параметрами бурения из (c); модифицированной бурильной колонны вместе с первоначальными параметрами бурения из (d); или модифицированной бурильной колонны вместе с измененными параметрами бурения из (e), при этом выбор основывают на распределении качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для каждого из четырех случаев; и

g) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей выбранную бурильную колонну и выбранные параметры бурения из этапа f).

[125] Одиннадцатый вариант осуществления. Способ по десятому варианту осуществления, в котором первоначальные параметры бурения получают на основании ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

[126] Двенадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 10 по 11, в котором выбираемую бурильную колонну и выбираемые параметры бурения на этапе f) выбирают так, что меньше чем 33% распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) выбранной бурильной колонны.

[127] Тринадцатый вариант осуществления. Способ по любому из вариантов осуществления с 10 по 11, в котором выбираемую бурильную колонну и выбираемые параметры бурения на этапе f) выбирают так, что меньше чем 10% распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) выбранной бурильной колонны.

[128] Четырнадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 10 по 13, в котором качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны определяют при средней скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), отличающейся от использованной на этапе d).

[129] Пятнадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 10 по 14, в котором качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны определяют при измеренной глубине бурового долота (MD), отличающейся от использованной на этапе d).

[130] Шестнадцатый вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности, скорость вращения на поверхности бурильной колонны, измеренную глубину и теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) первоначальной бурильной

колонны;

б) вычисление распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) выбор требуемого значения теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы с использованием конструкции модифицированной бурильной колонны на основании полного распределения данных о качании удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны;

д) проектирование модифицированной бурильной колонны на основании требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы;

е) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

ф) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей модифицированную бурильную колонну.

[131] Семнадцатый вариант осуществления. Способ по шестнадцатому варианту осуществления, в котором параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой скважине или соседней скважине.

[132] Восемнадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 16 по 17, в котором модифицированную бурильную колонну проектируют так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) модифицированной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) модифицированной бурильной колонны.

[133] Деятнадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 16 по 17, в котором модифицированную бурильную колонну проектируют так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего

момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) модифицированной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) модифицированной бурильной колонны.

[134] Двадцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 16 по 19, в котором проект модифицированной бурильной колонны, основанный на требуемом значении теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}), для бурильной работы на этапе d) выбирают исходя из средней скорости вращения на поверхности (SRPM) и глубины долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от полученных на этапе a).

[135] Двадцать первый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 16 по 20, в котором фактическое значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы модифицированной бурильной колонны находится в пределах $\pm 33\%$ требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

[136] Двадцать второй вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 16 по 20, в котором фактическое значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы модифицированной бурильной колонны находится в пределах $\pm 10\%$ требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

[137] Двадцать третий вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) и скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения долота бурильной колонны (BRPM), и

использование первоначальной бурильной колонны;

b) вычисление полного распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) вычисление теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

d) выбор конечной бурильной колонны из по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

e) выбор параметров бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

f) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[138] Двадцать четвертый вариант осуществления. Способ по двадцать третьему варианту осуществления, в котором этап b) включает в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

[139] Двадцать пятый вариант осуществления. Способ по двадцать четвертому варианту осуществления, в котором оценку TSE для первоначальной бурильной колонны вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{TQi} = \frac{\text{Качание крутящего момента}_i}{\Delta TQS_{ref} \times \text{средняя (SRPM}_i)}.$$

[140] Двадцать шестой вариант осуществления. Способ по двадцать четвертому варианту осуществления, в котором оценку TSE для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{BRPM \text{ mod } i} = TSE_{TQ \text{ init } i} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref, init}}{\Delta TQS_{ref, mod}}.$$

[141] Двадцать седьмой вариант осуществления. Способ по двадцать третьему варианту осуществления, в котором оценка TSE на этапе b) представляет собой оценку TSE_{BRPM} , определяемую на основании скважинных данных при использовании формулы:

$$TSE_{BRPMi} = \frac{\max(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p}) - \text{средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}{\text{Средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}.$$

[142] Двадцать восьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 23 по 27, в котором

параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

[143] Двадцать девятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 23 по 28, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

[144] Тридцатый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 23 по 28, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

[145] Тридцать первый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 23 по 28, в котором распределение TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны определяют при средней скорости вращения на поверхности (SRPM) и глубине бурового долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от использованных на этапе b) для определения полного распределения TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны.

[146] Тридцать второй вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

а) получение параметров бурения, характеризующих бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения бурового долота бурильной колонны (BRPM) и измеренную глубину (MD) при использовании первоначальной бурильной колонны;

б) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

с) вычисление распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при использовании по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref});

d) выбор или проектирование конечной бурильной колонны на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} ; и

e) бурение ствола скважины в подземном пласте при использовании буровой системы, содержащей конечную бурильную колонну.

[147] Тридцать третий вариант осуществления. Способ по тридцать второму варианту осуществления, в котором этапы b) и c) включают в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

[148] Тридцать четвертый вариант осуществления. Способ по тридцать третьему варианту осуществления, в котором TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны и TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения ΔTQS_{ref} вычисляют при использовании формулы:

$$TSE_{TQi} = \frac{\text{Качание крутящего момента}_{i}}{\Delta TQS_{ref} \times \text{средняя (SRPM)}_i}.$$

[149] Тридцать пятый вариант осуществления. Способ по тридцать третьему варианту осуществления, в котором TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения ΔTQS_{ref} вычисляют при использовании формулы:

$$TSE_{BRPM \text{ mod } i} = TSE_{TQ \text{ init } i} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref, \text{init}}}{\Delta TQS_{ref, \text{mod}}}.$$

[150] Тридцать шестой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 35, в котором этап b) включает в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

[151] Тридцать седьмой вариант осуществления. Способ по тридцать второму варианту осуществления, в котором оценка TSE на этапе b) представляет собой оценку TSE_{BRPM} , определяемую на основании скважинных данных при использовании формулы:

$$TSE_{BRPMi} = \frac{\max(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p}) - \text{средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}{\text{Средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}.$$

[152] Тридцать восьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 37, в котором параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

[153] Тридцать девятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 38, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

[154] Сороковой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 38, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

[155] Сорок первый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 40, в котором распределение TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) определяют при средней скорости вращения на поверхности (RPM) и глубине долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от использованных на этапе b) для определения полного распределения TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны.

[156] Сорок второй вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 41, в котором теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны находится в пределах $\pm 33\%$ по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной

работе.

[157] Сорок третий вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 32 по 41, в котором теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны находится в пределах $\pm 10\%$ по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

[158] Сорок четвертый вариант осуществления. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий:

a) получение значения по меньшей мере одного первоначального параметра бурения, характеризующего бурильную работу с использованием бурильной колонны, выбранной исходя из скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола (D);

b) вычисление распределения оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием бурильной колонны;

c) определение значения по меньшей мере одного измененного параметра бурения, выбранного из скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола (D), при этом значение по меньшей мере одного измененного параметра бурения отличается от значения по меньшей мере одного первоначального параметра бурения; и

d) бурение ствола скважины при использовании бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения.

[159] Сорок пятый вариант осуществления. Способ по сорок четвертому варианту осуществления, кроме того дополнительно содержащий получение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS).

[160] Сорок шестой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 44 по 45, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой скорость вращения на поверхности (SRPM) и по меньшей мере один измененный параметр бурения представляет собой скорость вращения

на поверхности (SRPM) .

[161] Сорок седьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 44 по 46, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой нагрузку на долото ($\bar{W}$) и по меньшей мере один измененный параметр бурения представляет собой нагрузку на долото ($\bar{W}$) .

[162] Сорок восьмой вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 44 по 47, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой коэффициент трения бурового долота (μ) и по меньшей мере один измененный дополнительный параметр бурения представляет собой коэффициент трения бурового долота (μ) .

[163] Сорок девятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 44 по 48, в котором этап с) кроме того включает в себя выбор модифицированного бурового долота, которое отличается от бурового долота, используемого на этапе а), для получения параметров бурения, характеризующих бурильную работу, и этап d) кроме того включает в себя бурение ствола скважины в подземном пласте с использованием модифицированного бурового долота .

[164] Пятидесятый вариант осуществления. Способ по любому одному из вариантов осуществления с 44 по 49, в котором по меньшей мере один дополнительный параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой диаметр ствола (D) и по меньшей мере один измененный дополнительный параметр бурения представляет собой диаметр ствола (D) .

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий этапы, на которых:

a) получают первоначальные параметры бурения, характеризующие первоначальную бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, которая была использована для бурения участка ствола скважины или другого ствола скважины;

b) определяют первоначальную оценку опасности нарушения кручения (TSE_{init}) для по меньшей мере части бурильной работы;

c) определяют эталонное значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) при первоначальной бурильной работе;

d) определяют по меньшей мере одну модифицированную бурильную колонну, при этом модифицированная бурильная колонна отличается от первоначальной бурильной колонны, по меньшей мере один измененный параметр бурения, при этом измененный параметр бурения отличается от первоначального параметра бурения, или сочетание из них, для модифицированной бурильной работы;

e) определяют эталонное значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$) при модифицированной бурильной работе;

f) вычисляют оценку опасности нарушения кручения (TSE_{mod}) при модифицированной бурильной работе с использованием по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, по меньшей мере одного измененного параметра бурения или сочетания из них, используя по меньшей мере одно из

i) отношения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту для первоначальной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,init}$) и модифицированной бурильной колонны ($\Delta TQS_{ref,mod}$);

ii) отношения скорости вращения на поверхности (SRPM) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе; или

iii) отношения значений забойного крутящего момента (DTOR) при первоначальной бурильной работе и модифицированной бурильной работе;

- g) выбирают одно из
 - i) первоначальной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения,
 - ii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны, или
 - iii) по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны и по меньшей мере одного измененного параметра бурения;
- и

h) пробуривают ствол скважины в подземном пласте, используя буровую систему, содержащую выбор из этапа (g).

2. Способ по п. 1, в котором оценку TSE_{init} , определяемую на этапе (b), вычисляют на основании данных о крутящем моменте на поверхности при первоначальной бурильной работе.

3. Способ по п. 1, в котором оценку TSE_{init} , определяемую на этапе (b), вычисляют на основании данных о скорости вращения долота при первоначальной бурильной работе.

4. Способ по любому одному из п.п. 1-3, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,init}$, определяемую на этапе (c), вычисляют на основании динамической модели первоначальной бурильной колонны.

5. Способ по любому одному из п.п. 1-4, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,init}$, определяемую на этапе (c), вычисляют на основании данных, регистрируемых во время первоначальной бурильной работы с первоначальной бурильной колонной.

6. Способ по любому одному из п.п. 1-5, в котором эталонную величину $\Delta TQS_{ref,mod}$, определяемую на этапе (e), вычисляют на основании динамической модели модифицированной бурильной колонны.

7. Способ по любому одному из п.п. 1-6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 5%.

8. Способ по любому одному из п.п. 1-6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 10%.

9. Способ по любому одному из п.п. 1-6, в котором критерий в процессе выбора на этапе (g) включает в себя Р-значение распределения кумулятивных вероятностей, превышающего $TSE_{mod}=1$ так, что Р-значение меньше чем 33%.

10. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте,

содержащий этапы, на которых:

а) получают первоначальные параметры бурения, характеризующие бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом первоначальные параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), измеренную глубину (MD) и теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для первоначальной бурильной колонны и для модифицированной бурильной колонны;

б) вычисляют распределение качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

с) определяют распределение качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

д) определяют распределение качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и первоначальных параметров бурения;

е) определяют распределение качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны и измененных параметров бурения;

ф) выбирают одно из следующих в качестве выбранной бурильной колонны и выбранных параметров бурения: первоначальную бурильную колонну и первоначальные параметры бурения из (а и б); первоначальную бурильную колонну вместе с измененными параметрами бурения из (с); модифицированную бурильную колонну вместе с первоначальными параметрами бурения из (д); или модифицированную бурильную колонну вместе с измененными параметрами бурения из (е), при этом выбор основывают на распределении качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для каждого из четырех случаев; и

г) пробуривают ствол скважины в подземном пласте, используя

буровую систему, содержащую выбранную бурильную колонну и выбранные параметры бурения из этапа f).

11. Способ по п. 10, в котором первоначальные параметры бурения получают на основании ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

12. Способ по любому одному из п.п. 10-11, в котором выбираемую бурильную колонну и выбираемые параметры бурения на этапе f) выбирают так, что меньше чем 33% распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) выбранной бурильной колонны.

13. Способ по любому из п.п. 10-11, в котором выбираемую бурильную колонну и выбираемые параметры бурения на этапе f) выбирают так, что меньше чем 10% распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) выбранной бурильной колонны.

14. Способ по любому одному из п.п. 10-13, в котором качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны определяют при средней скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), отличающейся от использованной на этапе d).

15. Способ по любому одному из п.п. 10-14, в котором качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием модифицированной бурильной колонны определяют при измеренной глубине бурового долота (MD), отличающейся от использованной на этапе d).

16. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий этапы, на которых:

а) получают параметры бурения, характеризующие бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности, скорость вращения на поверхности бурильной колонны, измеренную глубину и теоретическое качание крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на

число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) первоначальной бурильной колонны;

b) вычисляют распределение качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) выбирают требуемое значение теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы с использованием конструкции модифицированной бурильной колонны на основании общего распределения данных о качании удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) при бурильной работе с использованием первоначальной бурильной колонны;

d) проектируют модифицированную бурильную колонну на основании требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы;

e) выбирают параметры бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

f) пробуривают ствол скважины в подземном пласте, используя буровую систему, содержащую модифицированную бурильную колонну.

17. Способ по п. 16, в котором параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой скважине или соседней скважине.

18. Способ по любому одному из п.п. 16–17, в котором модифицированную бурильную колонну проектируют так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) модифицированной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) модифицированной бурильной колонны.

19. Способ по любому одному из п.п. 16–17, в котором модифицированную бурильную колонну проектируют так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) модифицированной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном

прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) модифицированной бурильной колонны.

20. Способ по любому одному из п.п. 16–19, в котором проект модифицированной бурильной колонны, основанный на требуемом значении теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы на этапе d) выбирают исходя из средней скорости вращения на поверхности (SRPM) и глубины долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от полученных на этапе a).

21. Способ по любому одному из п.п. 16–20, в котором фактическое значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы модифицированной бурильной колонны находится в пределах $\pm 33\%$ требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

22. Способ по любому одному из п.п. 16–20, в котором фактическое значение теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для бурильной работы модифицированной бурильной колонны находится в пределах $\pm 10\%$ требуемого значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

23. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий этапы, на которых:

a) получают параметры бурения, характеризующие бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) и скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения долота бурильной колонны (BRPM), и используют первоначальную бурильную колонну;

b) вычисляют полное распределение оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) вычисляют теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на

число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

d) выбирают конечную бурильную колонну из по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны;

e) выбирают параметры бурения для работы модифицированной бурильной колонны; и

f) пробуривают ствол скважины в подземном пласте, используя буровую систему, содержащую конечную бурильную колонну.

24. Способ по п. 23, в котором этап b) включает в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

25. Способ по п. 24, в котором оценку TSE для первоначальной бурильной колонны вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{TQi} = \frac{\text{Качание крутящего момента}_i}{\Delta TQS_{ref} \times \text{средняя (SRPM}_i)}.$$

26. Способ по п. 24, в котором оценку TSE для по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{BRPM \text{ mod } i} = TSE_{TQ \text{ init } i} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref, init}}{\Delta TQS_{ref, mod}}.$$

27. Способ по п. 23, в котором оценка TSE на этапе b) представляет собой оценку TSE_{BRPM} , определяемую на основании скважинных данных при использовании формулы:

$$TSE_{BRPMi} = \frac{\max(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p}) - \text{средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}{\text{Средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}.$$

28. Способ по любому одному из п.п. 23–27, в котором параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

29. Способ по любому одному из п.п. 23–28, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

30. Способ по любому одному из п.п. 23–28, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной

бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

31. Способ по любому одному из п.п. 23–28, в котором распределение TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одной модифицированной бурильной колонны определяют при средней скорости вращения на поверхности (SRPM) и глубине бурового долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от использованных на этапе b) для определения полного распределения TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны.

32. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий этапы, на которых:

a) получают параметры бурения, характеризующие бурильную работу с использованием первоначальной бурильной колонны, при этом параметры бурения включают в себя качание крутящего момента на поверхности (ΔTQ), скорость вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM) или скорость вращения бурового долота бурильной колонны (BRPM) и измеренную глубину (MD) при использовании первоначальной бурильной колонны;

b) вычисляют распределение оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны;

c) вычисляют распределение TSE для по меньшей мере части бурильной работы, используя по меньшей мере одно выбранное значение теоретического качания крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref});

d) выбирают или проектируют конечную бурильную колонну на основании распределения TSE для по меньшей мере части бурильной работы при по меньшей мере одном выбранном значении ΔTQS_{ref} ; и

e) пробуривают ствол скважины в подземном пласте, используя буровую систему, содержащую конечную бурильную колонну.

33. Способ по п. 32, в котором этапы b) и c) включают в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

34. Способ по п. 33, в котором TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны и TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения ΔTQS_{ref} вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{TQi} = \frac{\text{Качание крутящего момента}_i}{\Delta TQS_{ref} \times \text{средняя (SRPM}_i)}.$$

35. Способ по п. 33, в котором TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения ΔTQS_{ref} вычисляют, используя формулу:

$$TSE_{BRPM \text{ mod } i} = TSE_{TQ \text{ init } i} \cdot \frac{\Delta TQS_{ref, init}}{\Delta TQS_{ref, mod}}.$$

36. Способ по любому одному из п.п. 32–35, в котором этап b) включает в себя вычисление ΔTQS_{ref} для первоначальной бурильной колонны.

37. Способ по п. 32, в котором оценка TSE на этапе b) представляет собой оценку TSE_{BRPM} , определяемую на основании скважинных данных при использовании формулы:

$$TSE_{BRPM1} = \frac{\max(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p}) - \text{средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}{\text{Средняя}(BRPM_i, BRPM_{i-1}, \dots, BRPM_{i-p})}.$$

38. Способ по любому одному из п.п. 32–37, в котором параметры бурения получают из ранее пробуренного участка ствола в той же самой или соседней скважине.

39. Способ по любому одному из п.п. 32–38, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 33% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

40. Способ по любому одному из п.п. 32–38, в котором конечную бурильную колонну выбирают так, что меньше чем 10% полного распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS) для конечной бурильной колонны больше, чем теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны.

41. Способ по любому одному из п.п. 32–40, в котором распределение TSE для бурильной работы с использованием по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref})

определяют при средней скорости вращения на поверхности (RPM) и глубине долота (MD) бурильной колонны, отличающихся от использованных на этапе b) для определения полного распределения TSE для бурильной работы с использованием первоначальной бурильной колонны.

42. Способ по любому одному из п.п. 32-41, в котором теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны находится в пределах $\pm 33\%$ по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

43. Способ по любому одному из п.п. 32-41, в котором теоретическое качание удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту (ΔTQS_{ref}) конечной бурильной колонны находится в пределах $\pm 10\%$ по меньшей мере одного выбранного значения теоретического качания удельного крутящего момента на поверхности при полном прерывистом скольжении на число оборотов в минуту при бурильной работе.

44. Способ бурения ствола скважины в подземном пласте, содержащий этапы, на которых:

a) получают значение по меньшей мере одного первоначального параметра бурения, характеризующего бурильную работу с использованием бурильной колонны, выбранной исходя из скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола (D);

b) вычисляют распределение оценки опасности нарушения кручения (TSE) для по меньшей мере части бурильной работы с использованием бурильной колонны;

c) определяют значение по меньшей мере одного измененного параметра бурения, выбранного из скорости вращения на поверхности бурильной колонны (SRPM), коэффициента трения бурового долота (μ), нагрузки на долото (W) и диаметра ствола (D), при этом значение по меньшей мере одного измененного параметра бурения отличается от значения по меньшей мере одного первоначального параметра бурения; и

d) пробуривают ствол скважины, используя бурильную колонну

и по меньшей мере один измененный параметр бурения.

45. Способ по п. 44, кроме того дополнительно содержащий получение распределения качания удельного крутящего момента на поверхности на число оборотов в минуту (ΔTQS).

46. Способ по любому одному из п.п. 44–45, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой скорость вращения на поверхности (SRPM) и по меньшей мере один измененный параметр бурения представляет собой скорость вращения на поверхности (SRPM).

47. Способ по любому одному из п.п. 44–46, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой нагрузку на долото ($\bar{W}$) и по меньшей мере один измененный параметр бурения представляет собой нагрузку на долото ($\bar{W}$).

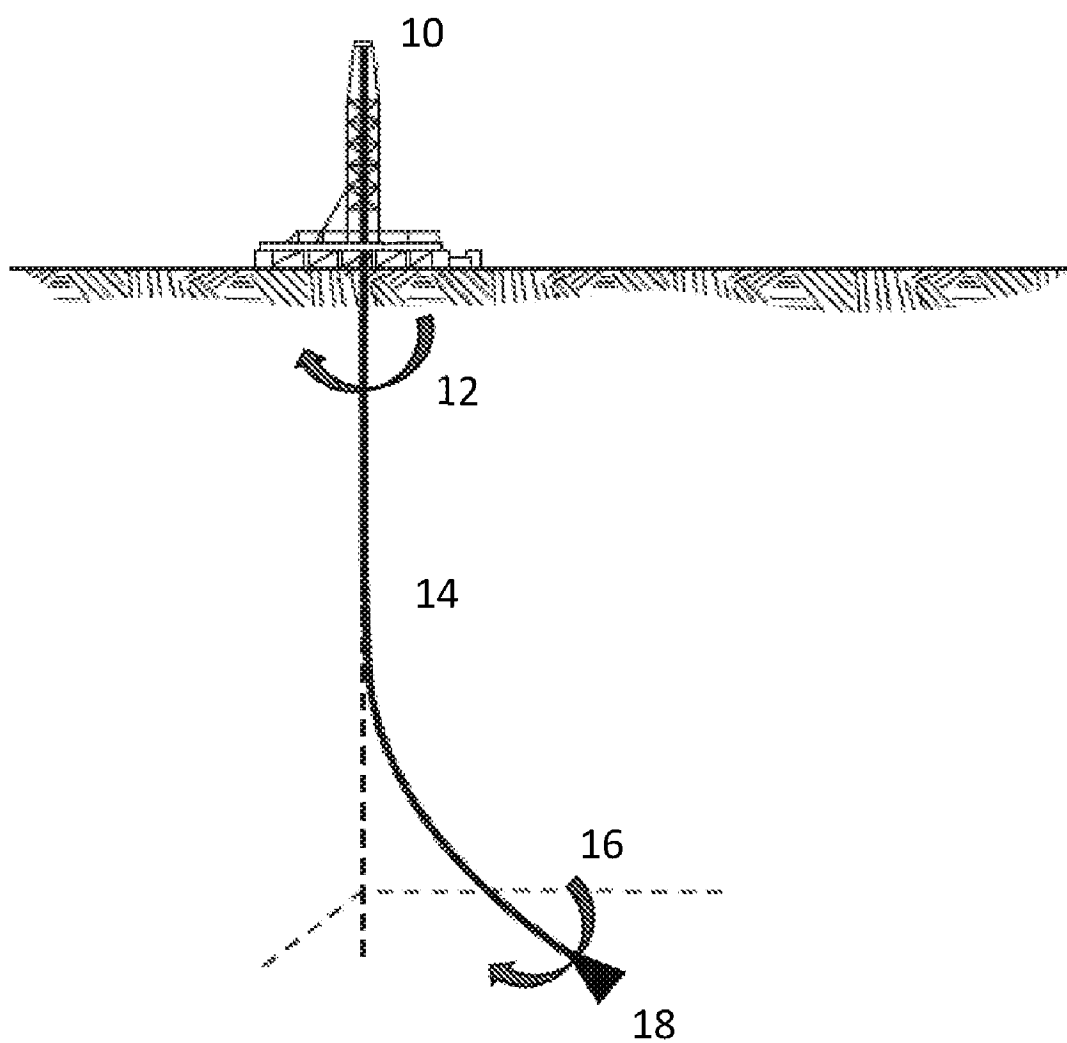
48. Способ по любому одному из п.п. 44–47, в котором по меньшей мере один параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой коэффициент трения бурового долота (μ) и по меньшей мере один измененный дополнительный параметр бурения представляет собой коэффициент трения бурового долота (μ).

49. Способ по любому одному из п.п. 44–48, в котором этап с) кроме того включает в себя выбор модифицированного бурового долота, которое отличается от бурового долота, используемого на этапе а), для получения параметров бурения, характеризующих бурильную работу, и этап d) кроме того включает в себя бурение ствола скважины в подземном пласте с использованием модифицированного бурового долота.

50. Способ по любому одному из п.п. 44–49, в котором по меньшей мере один дополнительный параметр бурения, характеризующий бурильную работу с использованием бурильной колонны, представляет собой диаметр ствола (D) и по меньшей мере один измененный дополнительный параметр бурения представляет собой диаметр ствола (D).

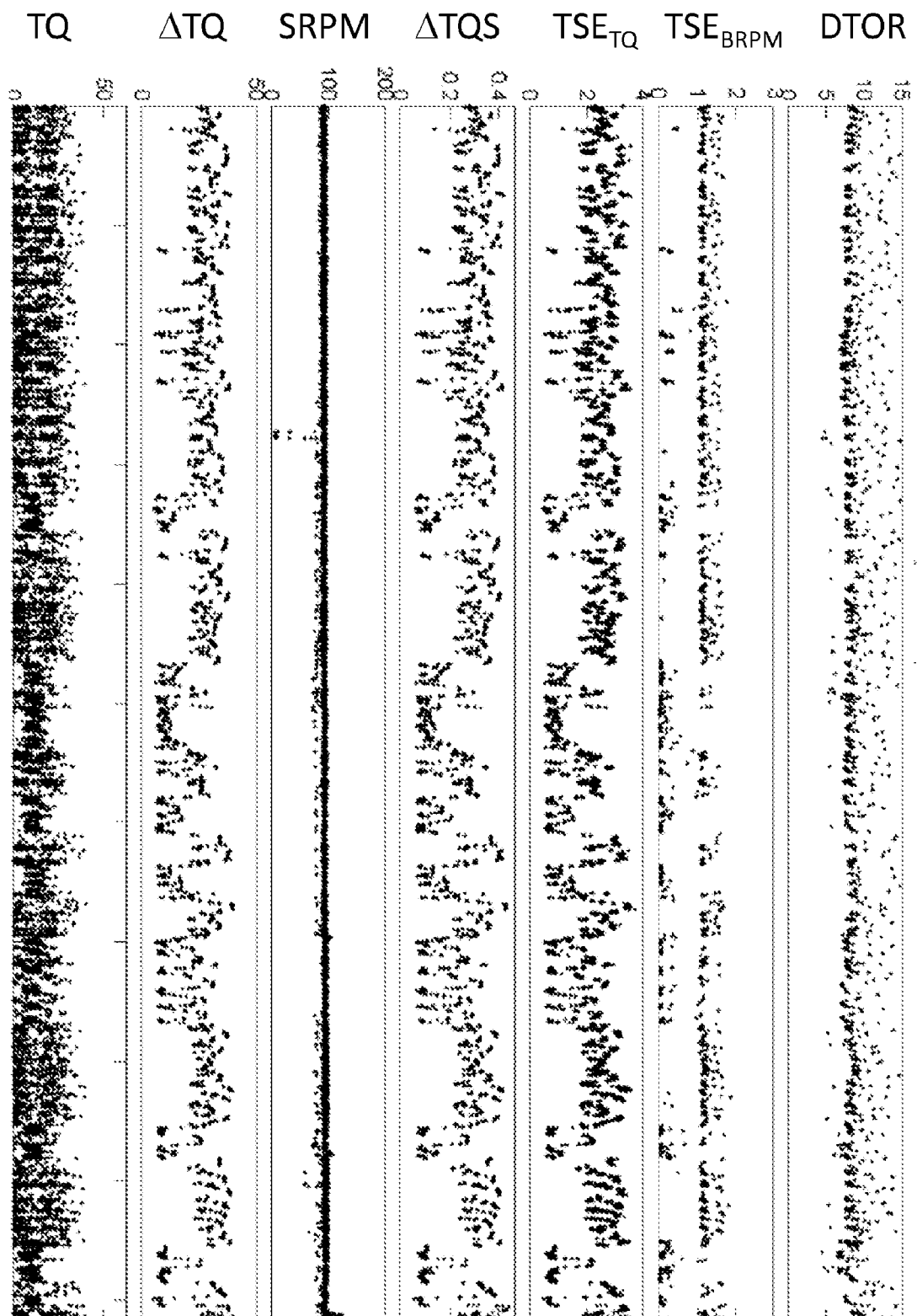
По доверенности

ФИГ.1



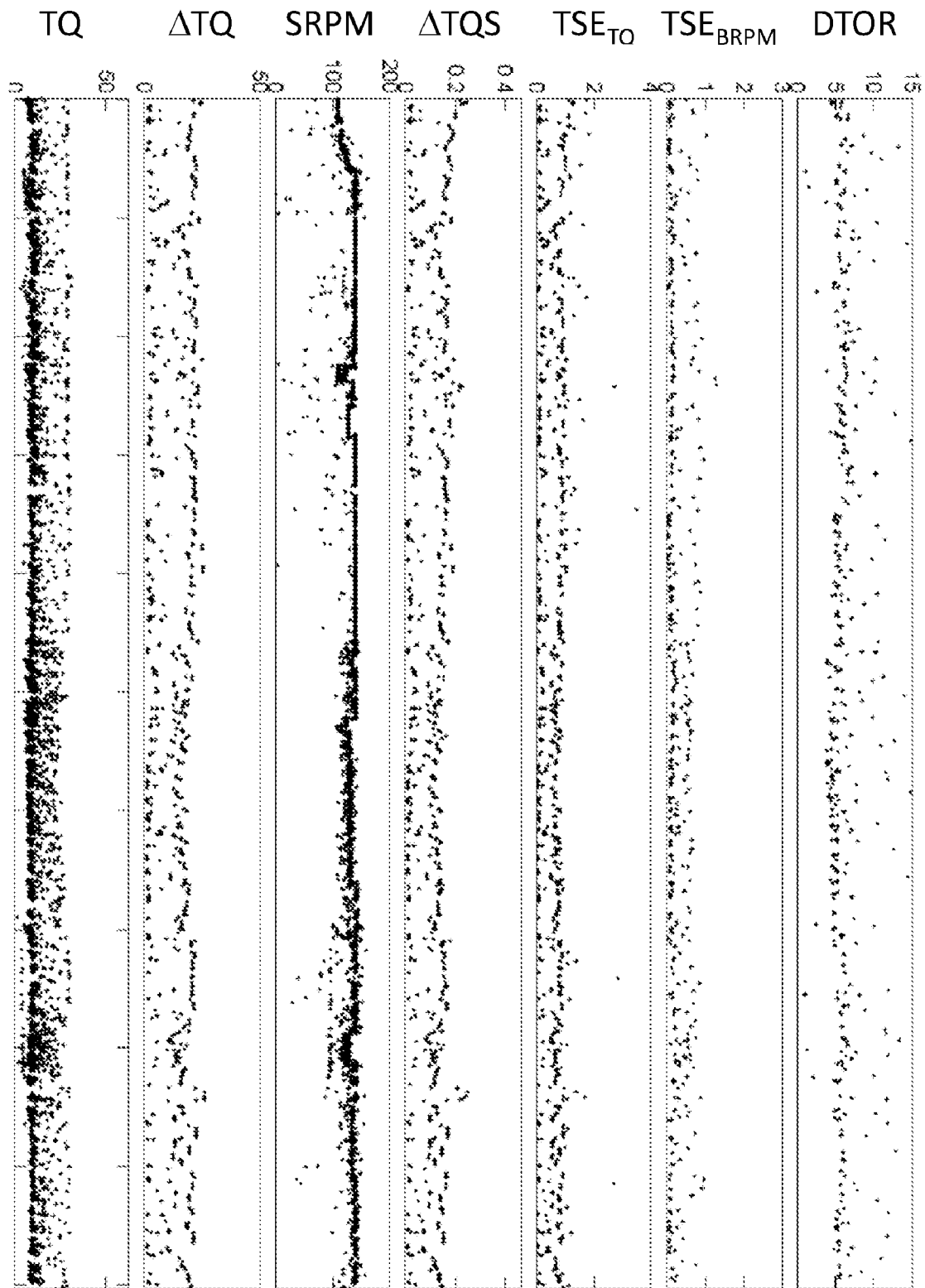
ФИГ.2А

Данные для скважины 1

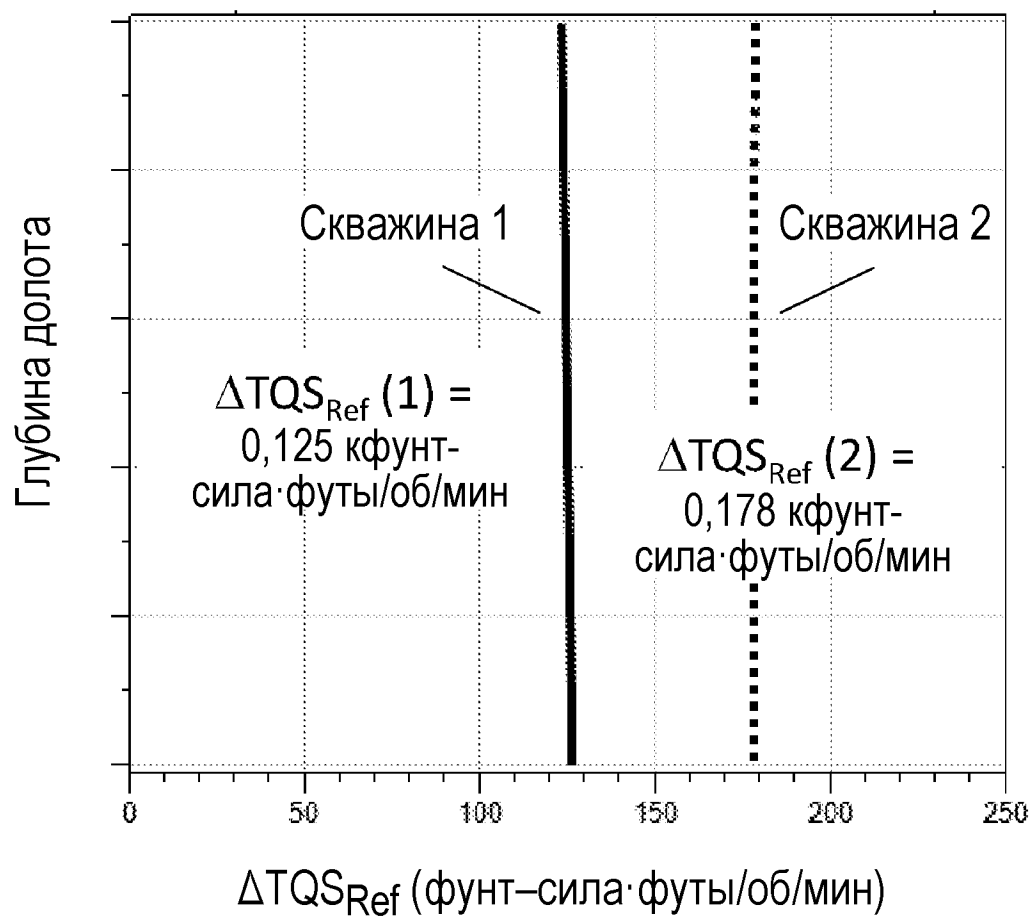


ФИГ.2В

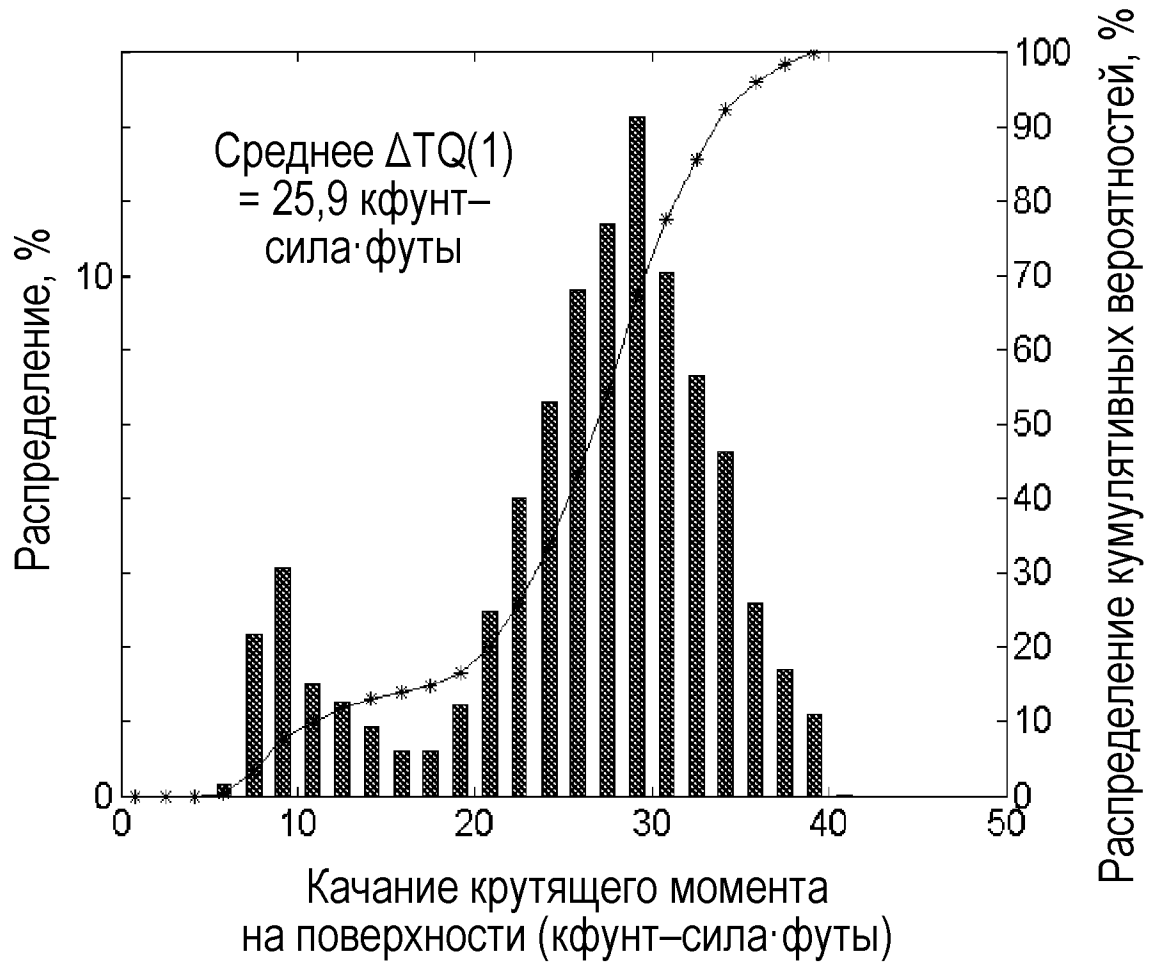
Данные для скважины 2



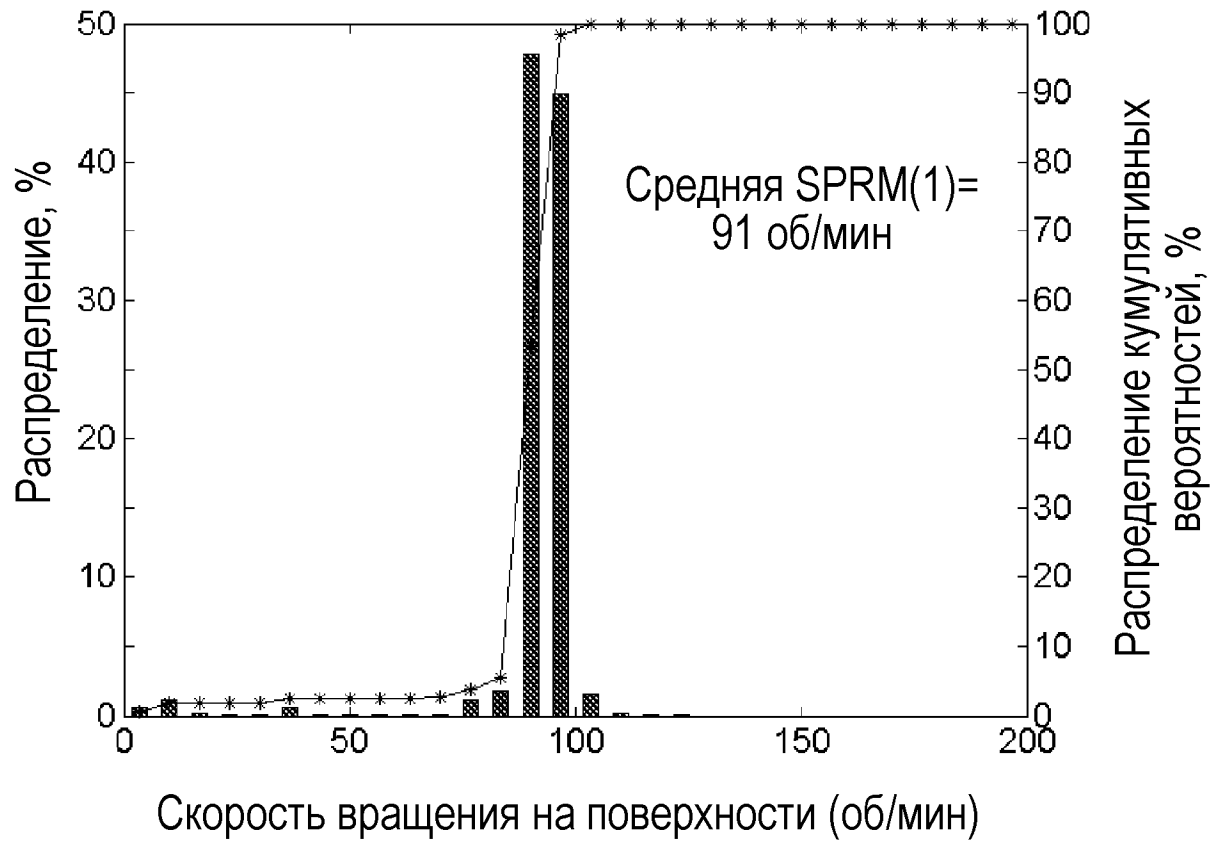
ФИГ.3



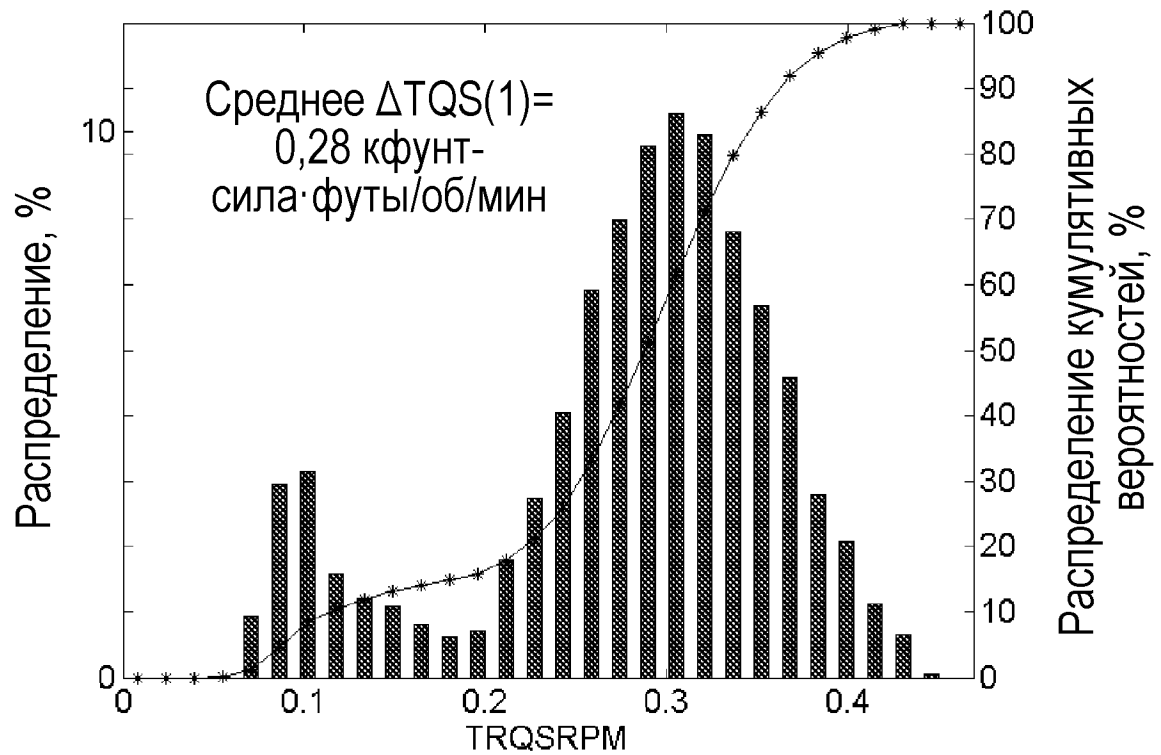
ФИГ.4А



ФИГ.4В

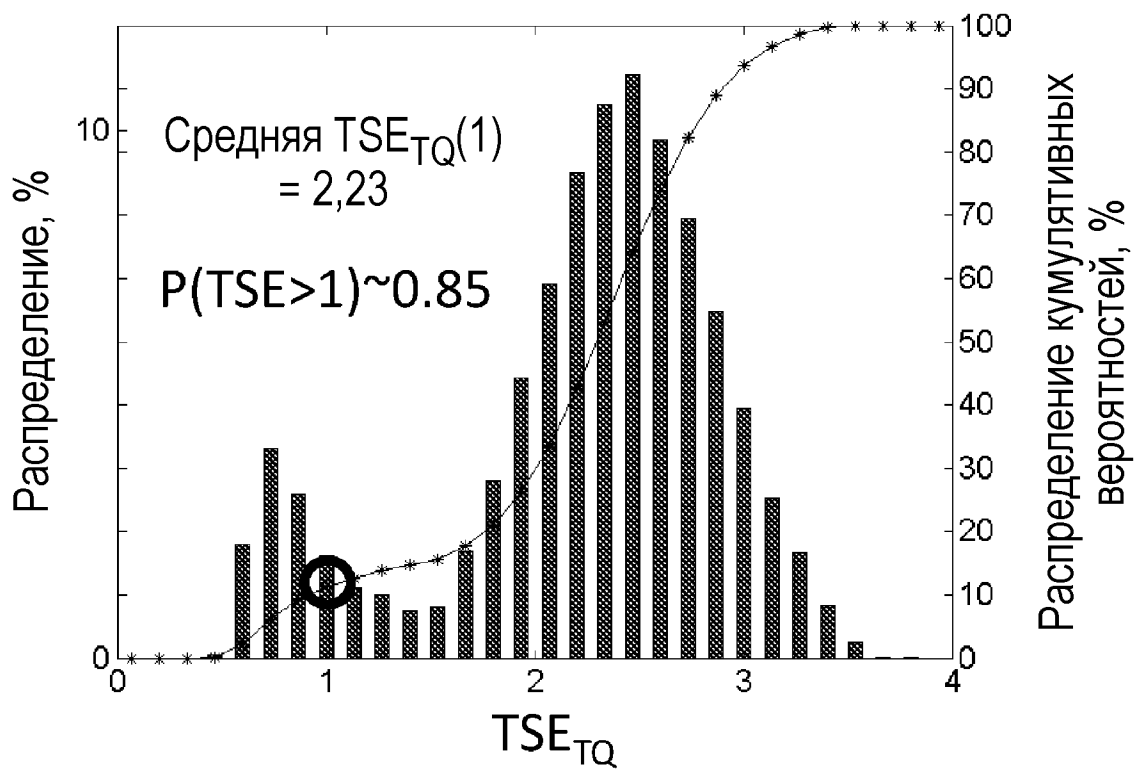


ФИГ.4С

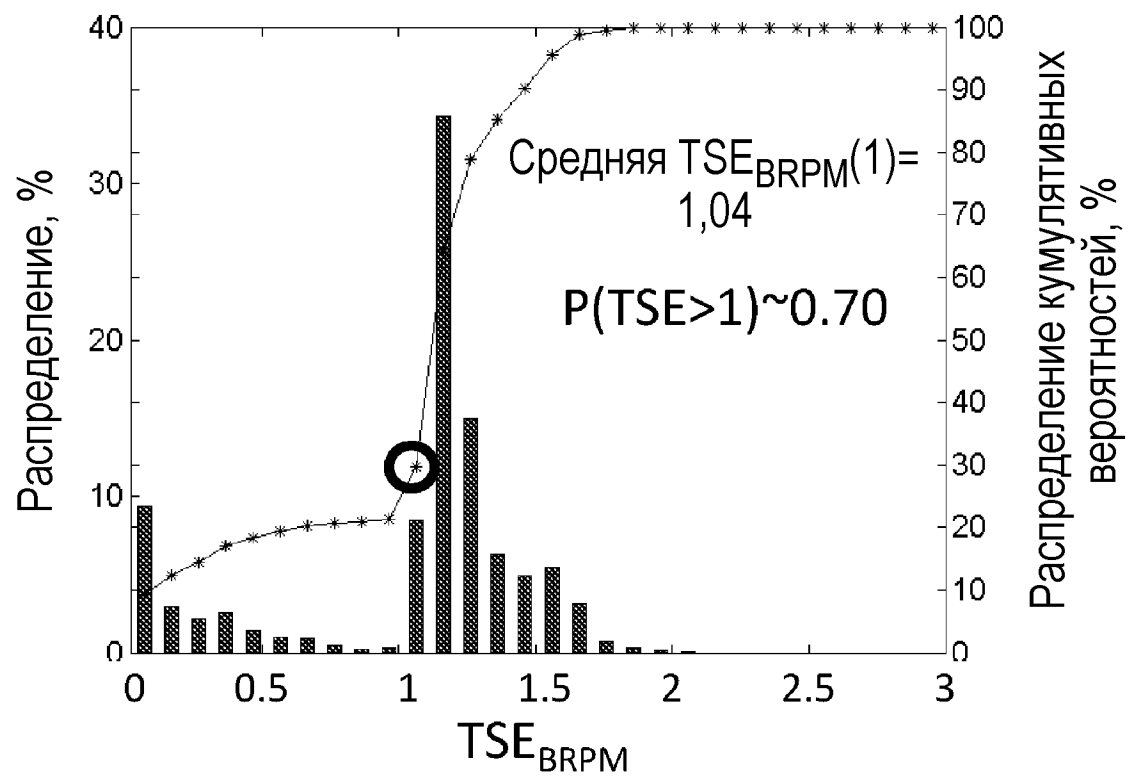


Качание удельного крутящего момента на
поверхности на число оборотов в минуту
(кфунт–сила·футы/об/мин)

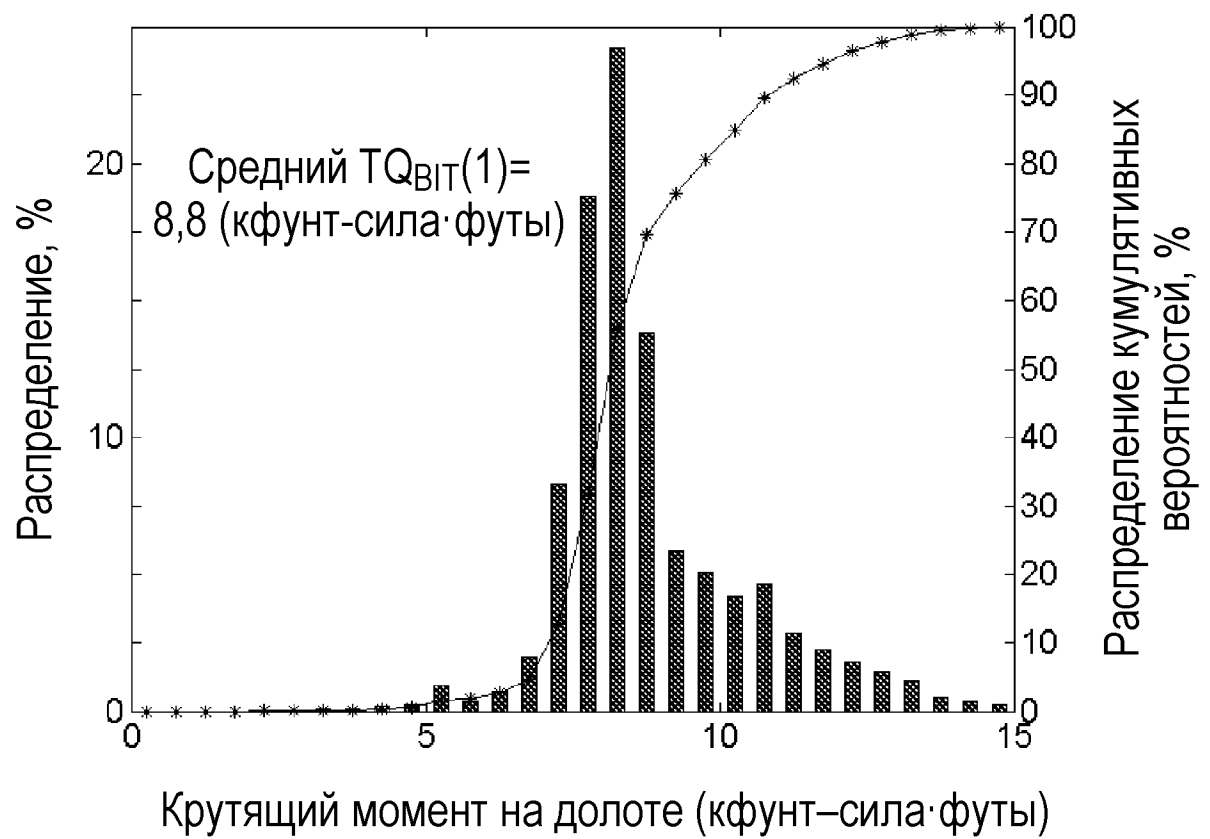
ФИГ.4D



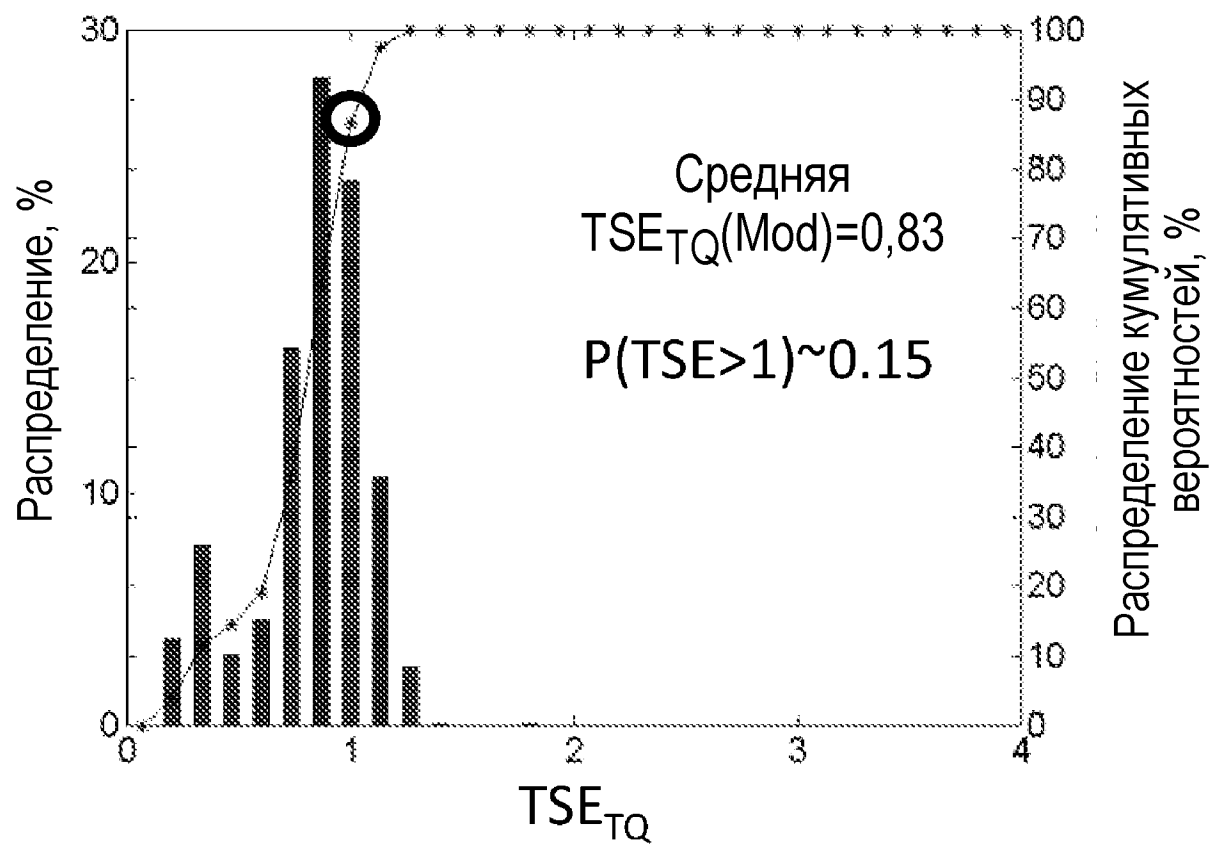
ФИГ.4Е



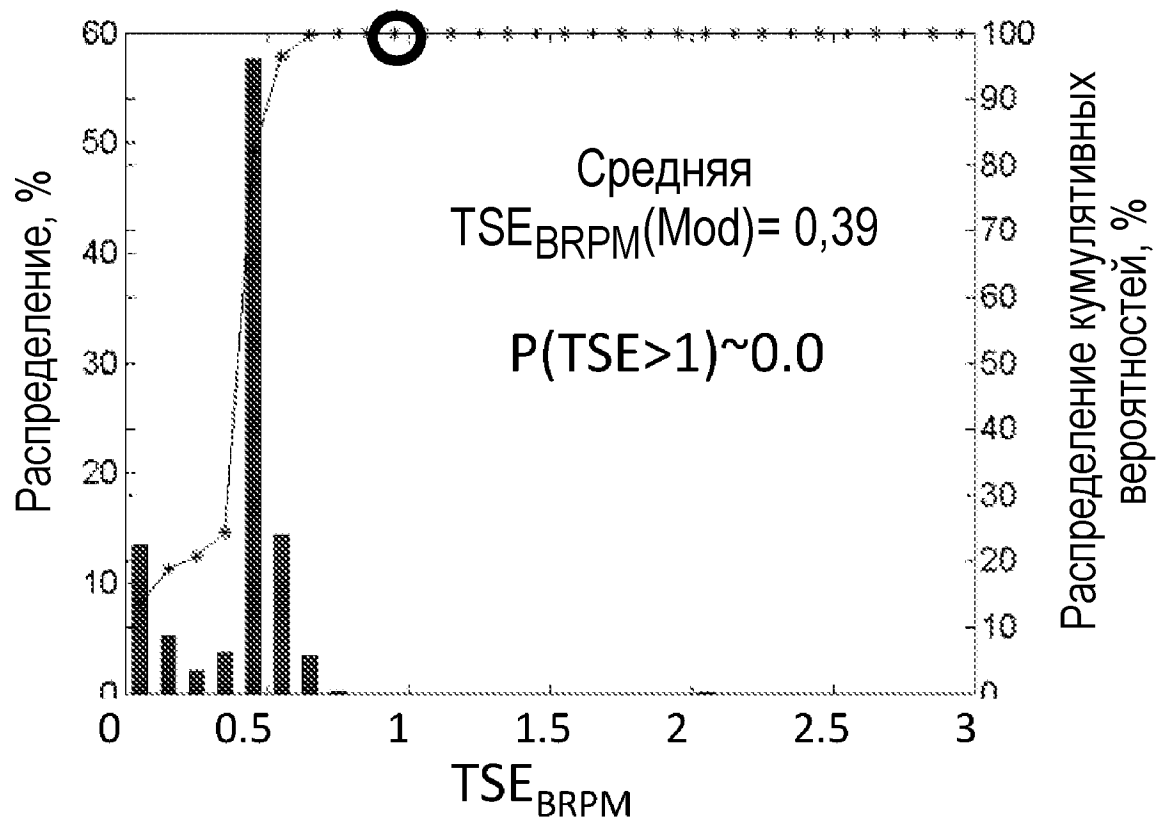
ФИГ.4F



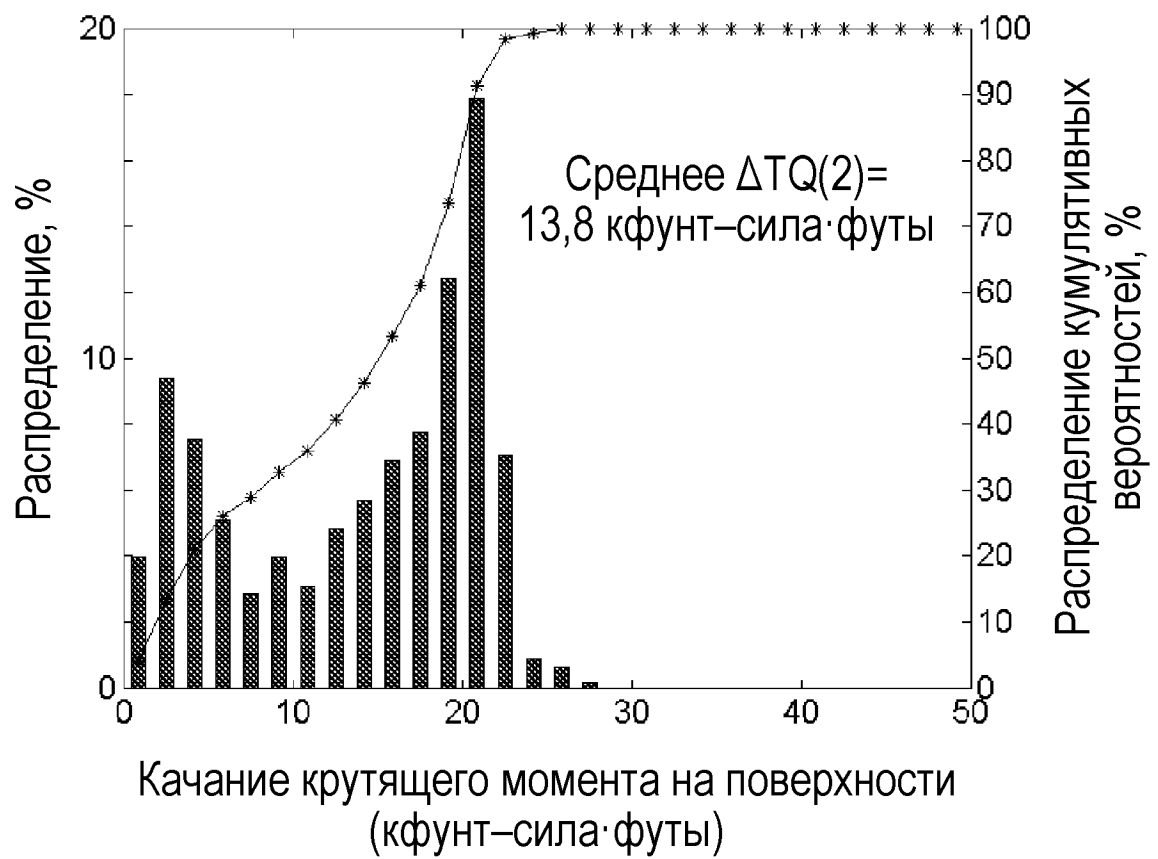
ФИГ.5А



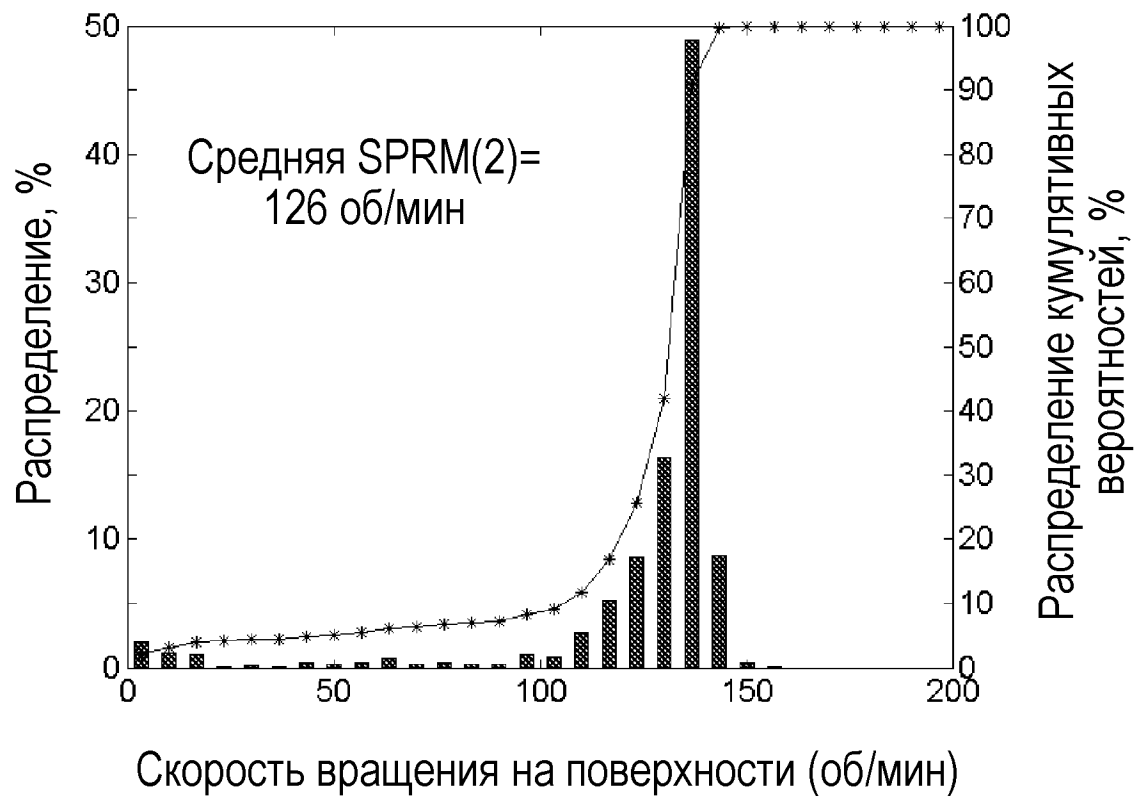
ФИГ.5В



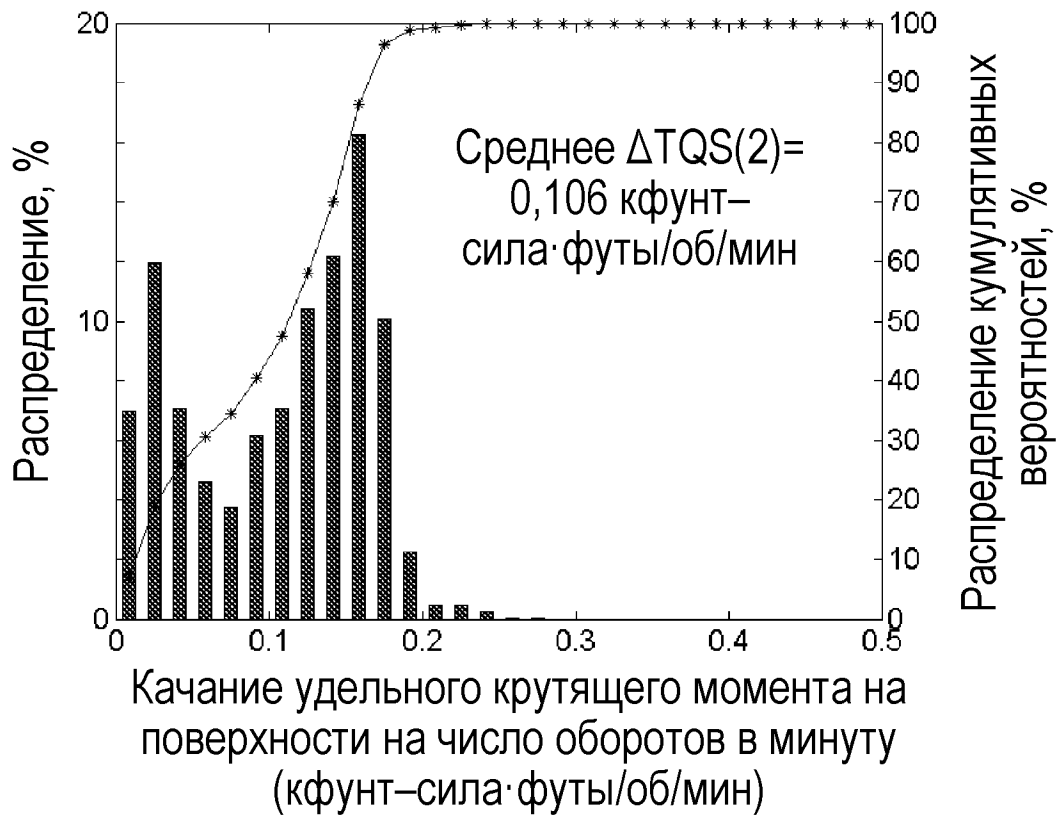
ФИГ.6А



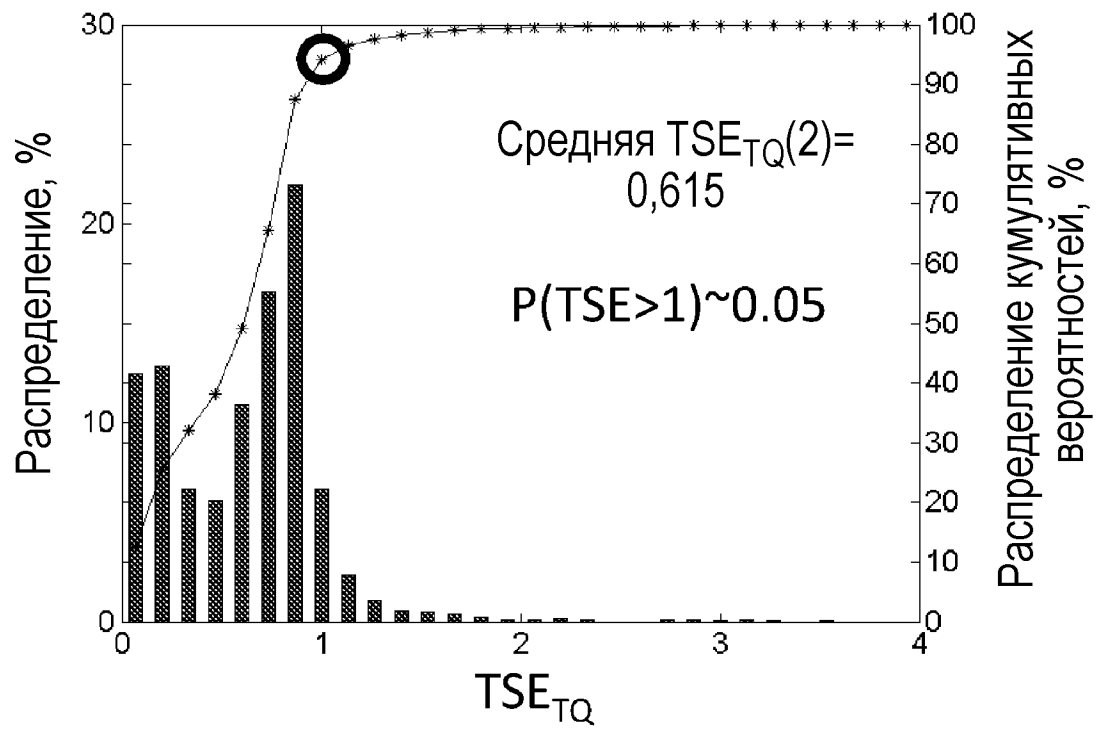
ФИГ.6В



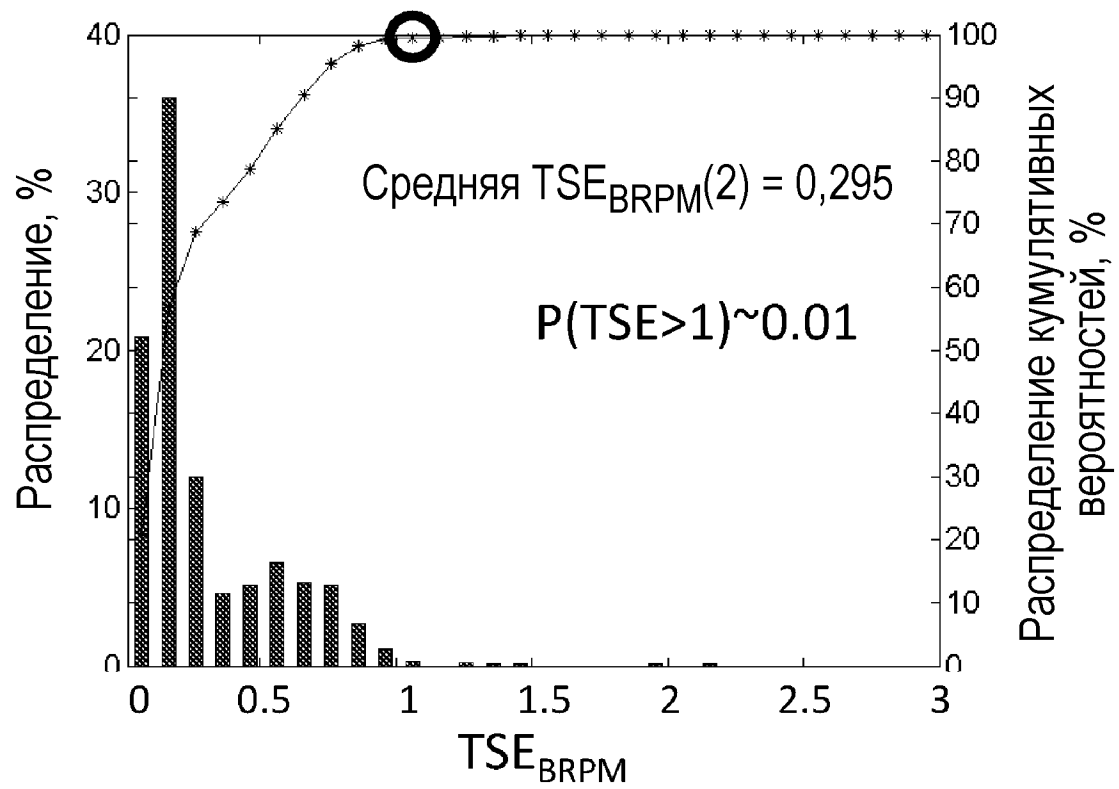
ФИГ.6С



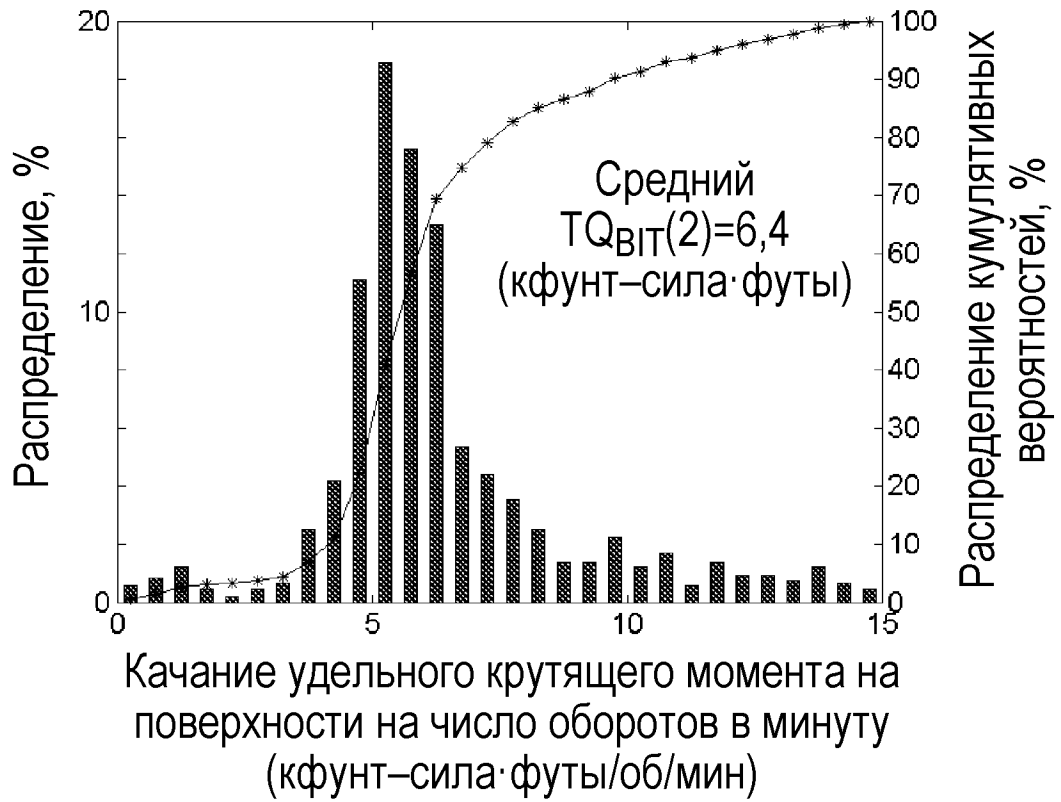
ФИГ.6D



ФИГ.6Е



ФИГ.6F



ФИГ.7

