

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039438**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.01.27

(21) Номер заявки
202190131

(22) Дата подачи заявки
2019.07.15

(51) Int. Cl. **E21B 47/00** (2012.01)
E21B 47/06 (2012.01)
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 47/10 (2012.01)

(54) МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ ТРУБ

(31) **1811590.7**(32) **2018.07.15**(33) **GB**(43) **2021.04.30**(86) **PCT/GB2019/051969**(87) **WO 2020/016559 2020.01.23**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ГЕОМЕК ЭНЖИНЕРИНГ
ЛИМИТЕД (GB)**

(72) Изобретатель:
Сантарелли Фредерик Джозеф (NO)

(74) Представитель:
Рыбина Н.А. (RU)

(56) US-A1-2012155508
US-B1-6993963
US-A1-2004253734

(57) Предложен способ мониторинга состояния колонны труб (10) в нагнетательной скважине (12). Базовое измерение потери на трение в колонне труб производится путем получения откликов давления на устье и в забое для ряда расходов при нагнетании. По прошествии определенного периода времени отклики давления на устье (34) и в забое снимаются при остановке скважины. Анализ мгновенного давления при остановке насоса (ISIP) на устье и в забое при остановке обеспечивает потерю на трение в колонне труб для последнего расхода при нагнетании перед остановкой. Может быть выполнено сравнение с базовым измерением потери на трение, чтобы указать на ухудшение внутренней поверхности колонны труб, если потеря на трение увеличилась. Базовое измерение может быть выполнено с применением испытания ступенчатым изменением давления или путем анализа комбинированного ISIP.

B1**039438****039438****B1**

Настоящее изобретение относится к мониторингу состояния в колонне труб в стволе скважины и, более конкретно, хотя и не исключительно, к способу мониторинга состояния колонны труб в водонагнетательной скважине без проведения операций внутри скважины.

В типичной скважине пробуривают ствол, который затем обсаживают. Обсадная колонна представляет собой колонну труб или трубу, которая вставляется в секции с постепенно уменьшающимся диаметром для направления ствола скважины и предотвращения обрушения. Цемент помещается в кольцевое пространство снаружи обсадной колонны для повышения ее прочности. Дополнительная колонна труб, называемая хвостовиком, может быть подвешена к обсадной колонне для увеличения глубины скважины. Указанная колонна труб перфорируется в предполагаемой зоне добычи, а колонна труб меньшего диаметра, эксплуатационная колонна насосно-компрессорных труб, проходит из зоны добычи обратно к устью скважины. Естественный выход флюидов, таких как нефть, газ и вода, может быть извлечен через указанную эксплуатационную колонну насосно-компрессорных труб. Также флюиды могут закачиваться в указанную зону через колонну труб меньшего диаметра. Обычно относящиеся к нагнетательным скважинам флюиды, такие как вода, сточные воды, рассол, химические вещества и CO_2 , закачиваются в пористые горные пласты под землей. Нагнетательные скважины имеют ряд применений, включая увеличение добычи нефти, долгосрочное хранение (CO_2), утилизация отходов, добычу полезных ископаемых и предотвращение притока соленой воды.

Колонна труб подвержена экстремальным температурам, давлению и химическому воздействию. В результате внутренняя поверхность указанной колонны труб может подвергаться коррозии и химическому или механическому истиранию, вызывая шероховатость, точечную коррозию и потерю материала. Отложения и накипь также могут прилипать к указанной внутренней поверхности. Это ухудшение или износ гладкой внутренней поверхности указанной металлической колонны труб также повлияет на любую программу нагнетания, поскольку это снизит забойное давление (ВНР, bottom hole pressure) в перфорационных отверстиях. Для нагнетания ВНР равняется давлению насоса плюс гидростатическое давление минус потери на трение. Гидростатическое давление представляет собой давление на глубине, создаваемое объемом флюида в колонне труб. На поверхности оно равно нулю и линейно увеличивается с глубиной. Потеря на трение в колонне труб зависит от расхода потока, диаметра колонны труб и коэффициента шероховатости колонны труб. Коэффициент шероховатости изменяется с износом. Потеря на трение нелинейно возрастает с увеличением расхода при нагнетании. Следовательно, износ колонны труб и его влияние на потери на трение необходимо правильно учитывать, так как, например, в программе нагнетания для гидроразрыва слишком высокая оценка приведет к нагнетанию при давлении ниже давления гидроразрыва и не сможет увеличить сеть трещин, тогда как слишком низкая оценка может привести к давлению гидроразрыва, превышающему нормативные требования, и риску обеспечения сети трещин, проходящей до водоносного горизонта.

Современные методы мониторинга износа в колонне труб основаны на мониторинге давления в кольцевом пространстве между концентрическими колоннами труб для обнаружения утечек и проведения периодических инспекций. Инспекция достигается путем спуска каротажного инструмента в ствол скважины. Эти инструменты спускают на тросе или проволоке. Указанный инструмент содержит различные инструменты, предназначенные для измерения размеров колонны труб, таких как внутренний диаметр ("каверномер") и толщина стенок по длине колонны труб. Однако такие инспекции требуют проведения операций в скважине, и скважину необходимо на время вывести из эксплуатации.

Следовательно, целью настоящего изобретения является предоставление способа мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине, который устраняет по меньшей мере некоторые из недостатков известного уровня техники.

В соответствии с первым аспектом настоящего изобретения предоставляется способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине, включающий этапы:

(a) измерение первого отклика забойного давления внутри скважины на расположении забоя в скважине и первого отклика устьевого давления на устье скважины для совокупности базовых расходов при нагнетании флюида в скважину;

(b) определение потери на трение в колонне труб между расположением забоя и устьем на основе первого отклика устьевого давления и первого отклика забойного давления при каждом из базовых расходов при нагнетании для обеспечения базового измерения потери на трение в колонне труб относительно базовых расходов при нагнетании;

(c) после первого периода времени;

(d) измерение второго отклика забойного давления и второго отклика устьевого давления для мониторируемого расхода при нагнетании флюида в скважину;

(e) определение потери на трение в колонне труб между расположением забоя и устьем скважины на основе второго отклика устьевого давления и второго отклика забойного давления при мониторируемом расходе при нагнетании для обеспечения мониторируемого измерения потери на трение в колонне труб при мониторируемом расходе при нагнетании;

(f) анализ указанного мониторируемого измерения путем проведения сравнения с указанным базовым измерением для определения любого изменения потери на трение за указанный первый период времени;

(g) применение увеличения потери на трение в течение указанного первого периода времени в качестве индикатора ухудшения состояния колонны труб; и
при этом способ характеризуется тем, что:

указанный второй отклик забойного давления и указанный второй отклик устьевое давления измеряют при остановке скважины.

Таким образом, потеря на трение в колонне труб может быть автоматически вычислена при каждой остановке, а состояние колонны труб отмониторировано в течение срока службы нагнетательной скважины. Поскольку в указанном технологическом процессе могут применяться измерения с датчиков, уже имеющихся в скважине, то данный процесс не требует проведения операций в скважине. Кроме того, поскольку нагнетательная скважина обычно останавливается, нет никаких затрат, связанных с мониторингом состояния ни во время простоя, ни с оборудованием для мониторинга.

Предпочтительно этапы (d) - (g) повторяются для по меньшей мере двух остановок. Более предпочтительно, чтобы этапы (d) - (g) повторялись для каждой остановки. Таким образом, период времени можно рассматривать как время между последовательными остановками. Таким образом, можно построить график зависимости потери на трение в колонне труб от расхода при нагнетании для мониторинга изменения потери на трение и последующего ухудшения колонны труб.

Предпочтительно мониторируемый расход при нагнетании определяется по последнему расходу при нагнетании перед остановкой. Поскольку расход при нагнетании всегда известен при остановке, нет необходимости в дополнительном оборудовании для измерения этого значения.

В одном варианте осуществления базовое измерение потери на трение определяется в диапазоне расходов при нагнетании путем выполнения этапов (a) и (b) как части испытания ступенчатым изменением давления. Таким образом, характеристическая кривая потери на трение может быть получена в качестве базового измерения для лучшего последующего сравнения при любом расходе при нагнетании.

Предпочтительно измерение потери на трение на этапах (d) и (e) является частью анализа мгновенного давления при остановке насоса (ISIP, Instantaneous Shut-In Pressure). Более предпочтительно, ISIP анализируется для второго отклика забойного давления и второго отклика устьевого давления.

В одном варианте осуществления базовое измерение потери на трение определяется в диапазоне расходов при нагнетании путем выполнения этапов (a) и (b) в виде серии остановок и анализа ISIP.

Предпочтительно базовое измерение потери на трение выполняется с недавно установленной колонной труб. Таким образом, мониторинг состояния колонны труб может быть осуществлен в течение всего срока службы колонны труб.

Остановки могут быть предусмотренными или непредусмотренными. Таким образом, данные, непрерывно собираемые устьевыми и забойными датчиками давления, могут быть проанализированы при каждой остановке для выполнения указанного способа.

Предпочтительно вычисление потерь на трение с применением отклика забойного давления и отклика устьевого давления корректируется с учетом гидростатического давления на каждой глубине внутри скважины.

Способ может включать дополнительные этапы по спуску устройства для каротажа колонны труб, в случае если определяется ухудшение состояния колонны труб. Указанное устройство для каротажа колонны труб может представлять собой многорычажный каверномер или тому подобное. Способ может включать больше дополнительных этапов, связанных с заменой колонны труб.

Способ может включать определение параметров нагнетания флюида для нагнетательной скважины по изменению мониторируемой потери на трение колонны труб. Таким образом, может быть оптимизировано нагнетание флюида в скважину.

Предпочтительно отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются при скорости дискретизации, составляющей по меньшей мере одно измерение за 10 с. Более предпочтительно отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются при скорости дискретизации, составляющей по меньшей мере одно измерение за секунду. Таким образом, частота скорости дискретизации измерения может соответствовать типу отклонения, т.е. частота может быть ниже для жесткого отклонения.

Предпочтительно отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются в один и тот же момент времени посредством синхронизации часов забойного датчика давления и устьевого датчика давления. Это улучшает качество сравнения для вычисления потери на трение.

Предпочтительно расход при нагнетании измеряется с помощью расходомера на устье. Предпочтительно расход при нагнетании измеряется со скоростью, составляющей по меньшей мере одно измерение каждые 30 с (0,03 Гц). Более предпочтительно расход при нагнетании измеряется со скоростью, составляющей по меньшей мере одно измерение каждую секунду (1 Гц).

Предпочтительно отклики забойного давления, отклики устьевого давления и расход при нагнетании собираются в один и тот же момент времени посредством синхронизации часов забойного датчика давления, устьевого датчика давления и расходомера. Это улучшает качество сравнения для вычисления потери на трение.

Соответственно графические материалы и описание следует рассматривать как иллюстративные по

своей природе, а не как ограничительные. Кроме того, применяемые в настоящем документе термины и формулировки приведены исключительно в целях описания, и их не следует воспринимать как ограничивающие объем, такие слова, как "включающий", "содержащий", "имеющий", "состоящий из" или "относящийся к" и их формы, применены в широком значении и включают объект, указанный после них, эквиваленты и дополнительный не указанный объект и не исключают другие дополнения, компоненты, числа или этапы. Аналогично, термин "содержащий" считается синонимичным терминам "включающий" или "состоящий из" для применимых целей правового характера. Любое упоминание документов, актов, материалов, устройств, статей и т.п. включено в описание исключительно для предоставления контекста для настоящего изобретения. То, что любой из этих элементов или все из них образуют часть уровня техники на основании общедоступного знания в области техники, относящейся к настоящему изобретению, не подразумевается или преподносится. Предполагается, что все цифровые значения в описании модифицированы наречием "около". Следует понимать, что все единственные формы элементов или любых других компонентов, описанных в настоящем документе, включают их множественные формы и наоборот.

Несмотря на то, что описание будет относиться к верхнему и нижнему, наряду с самым верхним и самым нижним, их следует понимать как относительные термины по отношению к стволу скважины, и что наклон ствола скважины, хотя и показан вертикально на некоторых фигурах, может быть наклонным. Это известно в области горизонтальных скважин и, в частности, для сланцевых пластов.

Далее исключительно в качестве примера варианты осуществления настоящего изобретения будут описаны со ссылкой на сопроводительные фигуры, на которых:

фиг. 1 представляет собой график зависимости потери на трение в колонне труб от расхода при нагнетании для иллюстрации мониторинга состояния в колонне труб согласно варианту осуществления настоящего изобретения;

фиг. 2 представляет собой схематическое изображение скважины, в которой должен быть реализован способ по настоящему изобретению;

фиг. 3 представляет собой схематическое изображение трубы, демонстрирующее принцип измерения потери на трение;

фиг. 4 представляет собой иллюстративный график зависимости потери на трение от расхода потока флюида через трубу;

фиг. 5 представляет собой график зависимости потери на трение в колонне труб от расхода при нагнетании по результатам испытания ступенчатым изменением давления, выполненного на скважине в соответствии с фиг. 2.

фиг. 6 представляет собой график зависимости давления от времени, иллюстрирующий измерение отклика давления при остановке скважины в соответствии с фиг. 2;

фиг. 7 представляет собой график зависимости потери на трение в колонне труб от расхода при нагнетании для потерь на трение при испытании ступенчатым изменением давления и потерь на трение при нескольких ранних остановках; и

фиг. 8 представляет собой график зависимости потери на трение в колонне труб от расхода при нагнетании для ранних и поздних остановок.

Первоначально сделана ссылка на фиг. 2 графических материалов, которая иллюстрирует нагнетательную скважину 12, содержащую колонну труб 10, на которой желательно выполнить мониторинг состояния с помощью способа согласно варианта осуществления настоящего изобретения.

Нагнетательная скважина 12 пробурена традиционным образом с применением обсадной колонны 14 для поддержки ствола 16 скважины через большую часть покрывающей породы 18 к месту расположения пласта 20. Обсадная колонна 14 цементируется на месте между обсадной колонной 14 и стенкой 22 ствола скважины. Ствол 16 скважины продолжается в пласт 20, при этом стенка 22 ствола скважины на вскрытой поверхности 23 в песчаном пласте теперь доступна через целевой или перфорированный хвостовик 24, который поддерживается подвеской 26 хвостовика на нижней части обсадной колонны 14. Колонна труб 10 для неглубоких скважин спускается в обсадную колонну 14 вместе с эксплуатационным пакером 28, обеспечивающим уплотнение между колонной труб 10 и обсадной колонной 14, предотвращая прохождение флюидов через кольцевое пространство 30 между ними.

На поверхности 32 находится стандартное устье 34. Устье 34 представляет собой канал 36 для входа или выхода флюида из скважины 12, который может осуществляться посредством насоса 38. Устьевые датчики расположены на устье 34 и обычно представляют собой датчик температуры, объединенный с датчиком 40 давления и датчиком расхода или расходомером 44.

Скважинный датчик 42 давления, известный в отрасли, опускается из блока 46 сбора данных на поверхности 32 к месту над эксплуатационным пакером 28. Скважинный датчик 42 давления обычно объединяет скважинный датчик температуры и давления. Датчик 42 устанавливают в оправке с боковым карманом в колонне труб 10. Данные передаются по кабелю большой емкости (не показан), расположенному в кольцевом пространстве 30. Датчик 14 может быть стандартным датчиком, хотя для настоящего изобретения датчик 14 должен иметь возможность записывать данные о забойном давлении с высокой скоростью сбора данных. Этого можно добиться с помощью кварцевого датчика. Указанный сигнал записы-

вается как аналоговый сигнал, а порт обеспечивает аналого-цифровой преобразователь, настроенный на желаемую скорость сбора данных. Эту скорость сбора данных можно рассматривать как частоту дискретизации. Указанная частота дискретизации может быть установлена до того, как датчик 42 и порт будут установлены в скважине 12, или управляющий сигнал может быть отправлен из блока 46 к порту через кабель для изменения частоты дискретизации. Блок 46 также обеспечивает синхронизацию часов для измерения отклика давления/температуры на каждом датчике 40, 42 давления вместе с расходомером 44.

Для настоящего изобретения частота дискретизации датчиков 40, 42 составляет более 0,1 Гц и более предпочтительно более 1 Гц. Может быть достаточно измерения каждые 10 с, но в идеале, чтобы датчиками 40, 42 регистрировалось измерение каждую секунду. Расходомер измеряет с частотой не менее одного измерения каждые 30 с (0,03 Гц) и в лучшем случае один раз в секунду (1 Гц), чтобы соответствовать датчикам 40, 42. На поверхности 32 данные передаются в блок 46 сбора данных. Блок 46 может управлять несколькими датчиками, применяемыми на скважине 12. Блок 46 также может быть применен для координации, когда следы давления регистрируются датчиками 40, 42, чтобы они совпадали с операцией нагнетания, например, путем управления насосами 38 или путем обнаружения изменения расхода на расходомере 44. Блок 46 будет содержать процессор и запоминающее устройство. Блок 46 также будет содержать передатчик и приемник, так что управляющие сигналы могут быть отправлены в блок 46 с блока дистанционного управления. Таким образом, данные могут быть проанализированы удаленно.

Как можно увидеть на фиг. 2, внутренняя поверхность 48 колонны труб 10 будет подвергаться воздействию флюидов, входящих и, возможно, выходящих из скважины 12. При установке на поверхности 48 могут быть остатки "резьбовой смазки", представляющей собой состав, применяемый при свинчивании соединений в колонне труб 10. Во время работы частицы и химические вещества внутри указанного флюида подвергаются повышенному давлению и температуре в скважине и могут вызвать отложения на поверхности 48. Это может быть обнаружено как накипь. Кроме того, поверхность 48 будет подвержена коррозии, которая может вызвать шероховатость, точечную коррозию и потерю материала. Все это пагубно сказывается на состоянии колонны труб.

Состояние колонны труб и, в частности, ее шероховатость обеспечивают потерю на трение через колонну труб. Это регулируется уравнением Дарси-Вейсбаха, которое связывает потерю давления из-за трения вдоль заданной длины трубы со средней скоростью потока флюида для несжимаемого флюида. Ссылаясь на фиг. 3, давления P1 и P2 на длине L колонны труб диаметром D с флюидом со скоростью v и плотностью ρ флюида, проходящего через нее, дают измеряемую потерю на трение, $\Delta P_{\text{тр}} = P1 - P2$. $\Delta P_{\text{тр}}$ определяется законом Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P_{\text{тр}}/L = f D \rho v^2 / (2D).$$

Если коэффициент трения fD является функцией шероховатости (ϵ) трубы, вязкости (μ) флюида и т.д., то $fD = F(\epsilon, \mu \text{ и т.д.})$.

В лаборатории потеря на трение $\Delta P_{\text{тр}}$ может быть измерена как разность давлений между двумя датчиками давления при различных значениях расхода потока Q. Типичная зависимость проиллюстрирована на фиг. 4, на которой показан график 54 зависимости потери на трение 50 от расхода потока 52. Это показывает типичную эмпирическую взаимосвязь между потерей на трение, $\Delta P_{\text{тр}} = P1 - P2$ и расходом потока Q - полиномом второго порядка с нулевой точкой пересечения при нулевом расходе. Таким образом, хотя закон потери на трение может быть смоделирован и измерен в лабораторных условиях, в скважине шероховатость трубы может варьироваться на порядки и, следовательно, является очень большой неизвестной величиной.

Возвращаясь к фиг. 2, мы можем рассмотреть потери на трение для типовой водонагнетательной скважины 12. $\Delta P_{\text{тр.общ}}$ представляет собой общую потерю на трение между устьем 34 скважины и вскрытой поверхностью 23 в песчаном пласте. $\Delta P_{\text{тр.нз}}$ представляет собой общую потерю на трение в нижнем заканчивании, то есть между скважинным датчиком 42 давления и вскрытой поверхностью 23 в песчаном пласте. $\Delta P_{\text{тр.вз}}$ представляет собой общую потерю на трение между устьем 34 и скважинным датчиком 42 давления. Это может быть рассмотрено как потеря на трение в колонне труб 10, $\Delta P_{\text{тр}}$, поскольку скважинный датчик 42 давления обычно расположен близко к нижнему концу колонны труб 10. Как указывалось ранее, в вертикальной скважине существует гидростатическое давление, и это требует корректировки при любых вычислениях.

В данной области техники известны испытания ступенчатым изменением давления для определения давления разрыва в пласте в нагнетательной скважине. При этом оцениваются потери на трение и определяется забойное давление, которое обеспечит давление, достаточное для создания трещин в пласте, но не приведет к развитию трещин, проходящих за пределы разрешенных нормативных требований. В настоящем изобретении заявители поняли, что испытания ступенчатым изменением давления могут быть применены для измерения потери на трение в колонне труб.

В скважине 12 расход при нагнетании может быть изменен за счет расхода насосов 38 и измерен расходомером 44 для обеспечения эквивалентного расхода потока. На скважинном датчике 42 давления непрерывно измеряется отклик давления, и таким образом забойное давление (ВНР) может быть измерено для каждого расхода при нагнетании. Одновременно с этим на устьевом манометре 44 непрерывно

измеряется отклик давления, и таким образом устьевое давление (WHP, wellhead pressure) также может быть измерено для каждого расхода при нагнетании. Из фиг. 2 потеря на трение в колонне труб 10, $\Delta P_{\text{тр.н}}$, может быть вычислена из BHP минус WHP, со значением, откорректированным для плотности флюида и соответствующего гидростатического столба. Результаты испытания ступенчатым изменением давления на скважине показаны на фиг. 5. Потеря на трение 50 в колонне труб (фунт/кв. дюйм) нанесены на график в зависимости от расхода при нагнетании 60 (баррель/мин) с полиномом 56 2-го порядка, подобранным к данным, чтобы получить характеристическую кривую.

Хотя испытания ступенчатым изменением давления могут выполняться на скважине через периодические интервалы времени и данные наносятся на график для сравнения, чтобы увидеть любое увеличение потери на трение, которое может указывать ухудшение колонны труб 10, это не является идеальным. Это связано с тем, что испытания ступенчатым изменением давления обычно не проводятся на скважине. Чтобы выполнить испытания ступенчатым изменением давления, нужно будет вмешаться в стандартную работу скважины, и во время испытания ступенчатым изменением давления скважина не будет использоваться с ее оптимальной производительностью. Следовательно, это означает, что выполнение испытаний ступенчатым изменением давления связано с соответствующими затратами.

Таким образом, настоящее изобретение представляет способ мониторинга состояния, в котором потеря на трение может быть измерена при остановке. При остановке в скважине 12 происходит изменение давления, когда выключаются насосы 38 или закрывается клапан 35 в канале 36. Скважинный датчик 42 давления и устьевой датчик 40 давления регистрируют изменение давления. При остановке датчики 40, 42 давления являются постоянно регистрирующими, и порт предпочтительно настроен на высокую частоту дискретизации, то есть 0,1 Гц или выше. Если остановка выполняется быстро, на графике зависимости давления от времени, то есть отклика давления, будет отображаться волна давления гидравлического удара с пиками и впадинами, иллюстрирующими отражение волны давления гидравлического удара от жестких отражателей в пласте 20. Если остановка происходит медленно, ударная волна будет слишком усечена для анализа. Расход при нагнетании будет последним записанным расходом потока, измеренным расходомером 44 при остановке. На фиг. 6 показан стандартный отклик 58 давления при остановке 62. Видно, что кривая 64 расхода при нагнетании постоянна и падает до нуля в точке 62 остановки во время 68. Видно, что отклик 58 давления изменяется от постоянного значения до волны 66 давления гидравлического удара. Применяя анализ мгновенного давления при остановке насоса (ISIP), отклик давления на устьевом датчике 40 даст общую потерю на трение, $\Delta P_{\text{тр.н.общ}}$, в то время как анализ ISIP на скважинном датчике 42 давления даст потерю на трение в нижнем заканчивании, $\Delta P_{\text{тр.н.нз}}$. Следовательно, $\Delta P_{\text{тр.н.общ}} - \Delta P_{\text{тр.н.нз}} = \Delta P_{\text{тр.н}}$, потеря на трение в колонне труб 10 при заданном расходе при нагнетании Q. Наиболее точные измерения будут получены, если датчики 40, 42 синхронизированы по времени.

Поскольку остановки, предусмотренные или непредусмотренные, происходят чаще, чем остановки для испытаний ступенчатым изменением давления, указанные данные могут быть собраны с большей периодичностью и без связанных с этим затрат, поскольку указанные датчики всегда проводят измерения. Таким образом, можно провести измерение потери на трение без проведения операций в скважине.

В предпочтительном варианте осуществления способ включает выполнение испытания ступенчатым изменением давления с вновь установленной колонной труб для создания базового измерения потери на трение. Затем после каждой остановки выполняется анализ мгновенного давления при остановке насоса (ISIP) на основе откликов устьевого и забойного давления для получения значения $\Delta P_{\text{тр.н}}$ для потери на трение в колонне труб при измеренном расходе при нагнетании при остановке на расходомере 44. Значение $\Delta P_{\text{тр.н}}$ может быть сравнено с базовым измерением. Если потеря на трение увеличивается, может быть применено проведение операций в скважине в виде каротажа, например, с помощью многорычажного каверномера для более точного измерения ухудшения внутренней поверхности 48 колонны труб 10. Затем может быть принято решение о том, следует ли заменить колонну труб 10. Измерение измененной потери на трение также может быть применено для более точного прогнозирования параметров нагнетания, чтобы гарантировать достижение давления разрыва, если это необходимо.

На фиг. 7 показана потеря на трение 50 в зависимости от расхода при нагнетании 60 в скважине 12 согласно варианту осуществления настоящего изобретения. В этом случае начальные испытания ступенчатым изменением давления были выполнены при новой установке колонны труб. Это обеспечивает кривую 70 базового измерения. При закачке первых 25 000 баррелей воды в скважину 12 произошел ряд остановок. При каждой остановке был проведен комбинированный анализ ISIP для отклика BHP и отклика WHP, чтобы определить потерю на трение в колонне труб при последнем записанном расходе при нагнетании перед остановкой. Они нанесены на график как отдельные точки 72. На этой фигуре показано очень быстрое уменьшение потери на трение в колонне труб, когда точки 72 перемещаются ниже исходной кривой 70 базового измерения. Это указывает на то, что при первом нагнетании воды в скважину колонна труб 10 была очищена и таким образом улучшена потеря на трение. Предполагается, что "резьбовая смазка", применяемая для свинчивания соединений в колонне труб 10, останется на внутренней поверхности 48 и при первоначальном нагнетании воды она будет смыта.

Сами базовые измерения могут быть получены из откликов, полученных при более ранних оста-

новках с применением комбинированного анализа ISIP. Это проиллюстрировано на фиг. 8, когда точки 72 в соответствии с фиг. 7 теперь используются в качестве базовых измерений, взятых из ранних остановок. Для фиг. 8 серия остановок была проанализирована с помощью комбинированного анализа ISIP, чтобы задать потерю на трение после нагнетания в скважину 1,25 тысяч баррелей. Это проиллюстрировано в точках 74. Если исключить очень ранние остановки, как базовые измерения на ранних ISIP 72, так и более поздние остановки на поздних ISIP 74 попадают в одну и ту же тенденцию. Таким образом, сравнение базового измерения 72 с последующими измерениями 74 показывает, что нет значительного изменения в потере на трение. Следовательно, можно считать, что нет заметного ухудшения состояния колонны труб 10 за период времени проведения измерений.

Чтобы проверить достоверность результатов измерений 74 поздних ISIP, были проведены дополнительные испытания ступенчатым изменением давления (SRT, step rate test) на поздних этапах эксплуатации скважины. На фиг. 1 показаны все измерения, объединенные на едином графике зависимости потери на трение 50 в колонне труб 10 от расхода при нагнетании 60. Части, подобные тем, что изображены на более ранних фигурах, имеют одинаковые ссылочные позиции для облегчения понимания. На фиг. 1 видно, что поздние SRT 76 представляет собой кривую, которая близко соответствует позднему комбинированному анализу ISIP 74. Это подтверждает применение анализа мгновенного давления при остановке насоса как средства измерения потери на трение в нагнетательной скважине. Это также демонстрирует его применение для мониторинга состояния колонны труб. В данном случае считается, что колонна труб находится в отличном состоянии и не претерпела изменений с момента первоначальной очистки, т.е. без обнаруживаемых отложений, коррозии, накипи и т.д.

Основное преимущество настоящего изобретения состоит в том, что оно обеспечивает способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине, который не требует проведение операций в скважине, поскольку данные могут собираться автоматически при каждой остановке.

Еще одно преимущество настоящего изобретения состоит в том, что оно обеспечивает способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине, в котором применяется оборудование, уже присутствующее на скважине и в скважине.

Вышеприведенное описание изобретения было представлено в целях иллюстрации и описания и не предназначено для того, чтобы быть исчерпывающим или ограничивать изобретение точной раскрытой формой. Описанные варианты осуществления были выбраны и описаны для наилучшего объяснения принципов данного изобретения и его практического применения, чтобы тем самым дать возможность другим специалистам в данной области техники наилучшим образом применять данное изобретение в различных вариантах осуществления и с различными модификациями, которые подходят для конкретного предполагаемого применения. Следовательно, могут быть включены дополнительные модификации или улучшения, не выходящие за рамки предполагаемого в данном документе объема изобретения. Например, хотя скважина описана и показана как вертикальная, данное изобретение может быть применено в скважинах любого отклонения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине, включающий этапы:

(a) измерение первого отклика забойного давления внутри скважины на расположении забоя в скважине и первого отклика устьевого давления на устье скважины для совокупности базовых расходов при нагнетании флюида в скважину;

(b) определение потери на трение в колонне труб между расположением забоя и устьем на основе первого отклика устьевого давления и первого отклика забойного давления при каждом из базовых расходов при нагнетании для обеспечения базового измерения потери на трение в колонне труб относительно базовых расходов при нагнетании;

(c) после первого периода времени;

(d) измерение второго отклика забойного давления и второго отклика устьевого давления для мониторируемого расхода при нагнетании флюида в скважину;

(e) определение потери на трение в колонне труб между расположением забоя и устьем скважины на основе второго отклика устьевого давления и второго отклика забойного давления при мониторируемом расходе при нагнетании для обеспечения мониторируемого измерения потери на трение в колонне труб при мониторируемом расходе при нагнетании;

(f) анализ указанного мониторируемого измерения путем проведения сравнения с указанным базовым измерением для определения любого изменения потери на трение за указанный первый период времени;

(g) применение увеличения потерь на трение в течение первого периода времени в качестве индикатора ухудшения состояния колонны труб;

при этом способ характеризуется тем, что указанный второй отклик забойного давления и указанный второй отклик устьевого давления измеряют при остановке скважины.

2. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по п.1, отличающийся

тем, что этапы (d) - (g) повторяют по меньшей мере для двух остановок.

3. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по п.1 или 2, отличающийся тем, что этапы (d) - (g) повторяют для каждой остановки.

4. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что мониторируемый расход при нагнетании определяют по последнему расходу при нагнетании перед остановкой.

5. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что базовое измерение потери на трение определяют в диапазоне расходов при нагнетании путем выполнения этапов (a) и (b) как части испытания ступенчатым изменением давления.

6. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что измерение потери на трение на этапах (d) и (e) является частью анализа мгновенного давления при остановке насоса (ISIP).

7. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по п.6, отличающийся тем, что ISIP анализируют для второго отклика забойного давления и второго отклика устьевого давления.

8. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из пп.1-4, отличающийся тем, что базовое измерение потери на трение определяют с помощью анализа ISIP в диапазоне расходов при нагнетании путем выполнения этапов (a) и (b) в виде серии остановок.

9. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что базовое измерение потери на трение выполняют для вновь установленной колонны труб.

10. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что остановка является предусмотренной.

11. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из пп.1-9, отличающийся тем, что остановка является непредусмотренной.

12. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что вычисление потери на трение с применением отклика забойного давления и отклика устьевого давления корректируют с учетом гидростатического давления на каждой глубине в скважине.

13. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что включает дополнительные этапы спуска устройства для каротажа колонны труб в случае определения ухудшения состояния колонны труб.

14. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по п.13, отличающийся тем, что устройство для каротажа колонны труб представляет собой многорычажный каверномер.

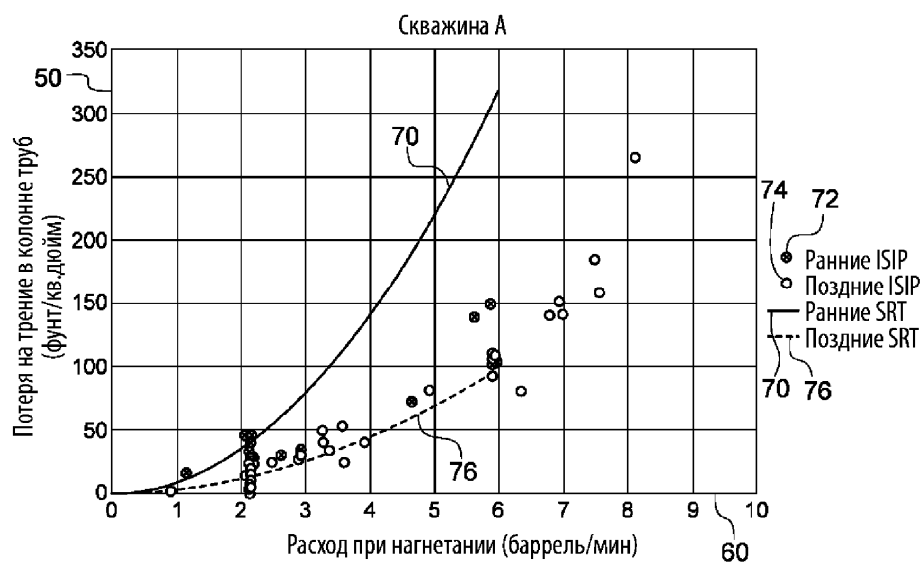
15. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что включает дополнительные этапы замены колонны труб в случае, если определяют ухудшение состояния колонны труб.

16. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что включает определение параметров нагнетания флюида для нагнетательной скважины по изменению мониторируемой потери на трение колонны труб.

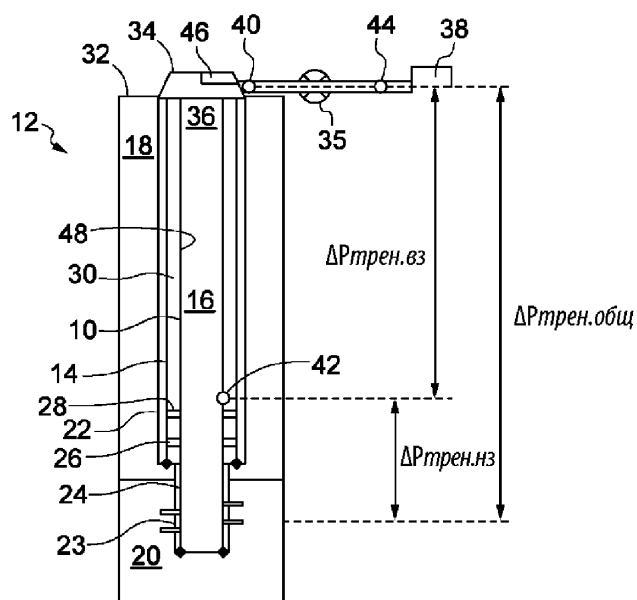
17. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются при скорости дискретизации, составляющей по меньшей мере одно измерение за 10 с.

18. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по п.17, отличающийся тем, что отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются при скорости дискретизации, составляющей по меньшей мере одно измерение за секунду.

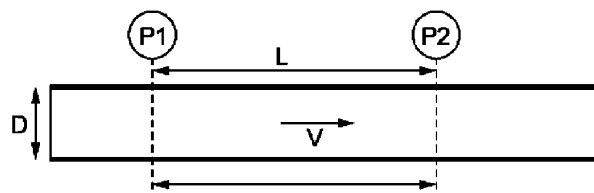
19. Способ мониторинга состояния колонны труб в нагнетательной скважине по любому из предшествующих пунктов, отличающийся тем, что отклики забойного давления и отклики устьевого давления собираются в один и тот же момент времени посредством синхронизации часов забойного датчика давления и устьевого датчика давления.



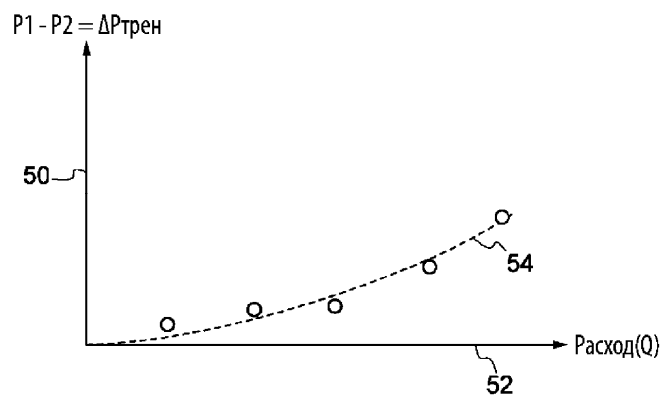
Фиг. 1



Фиг. 2



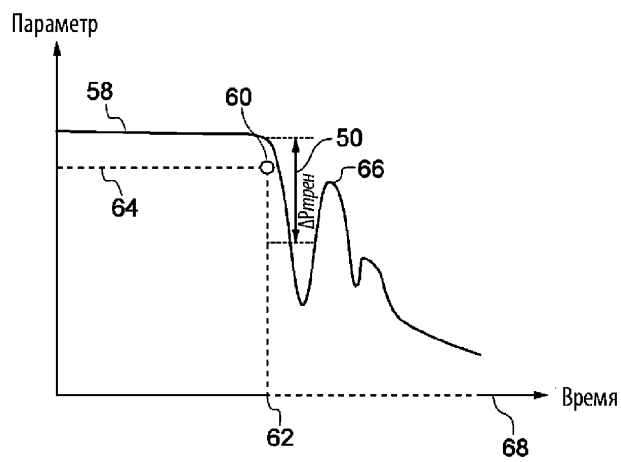
Фиг. 3



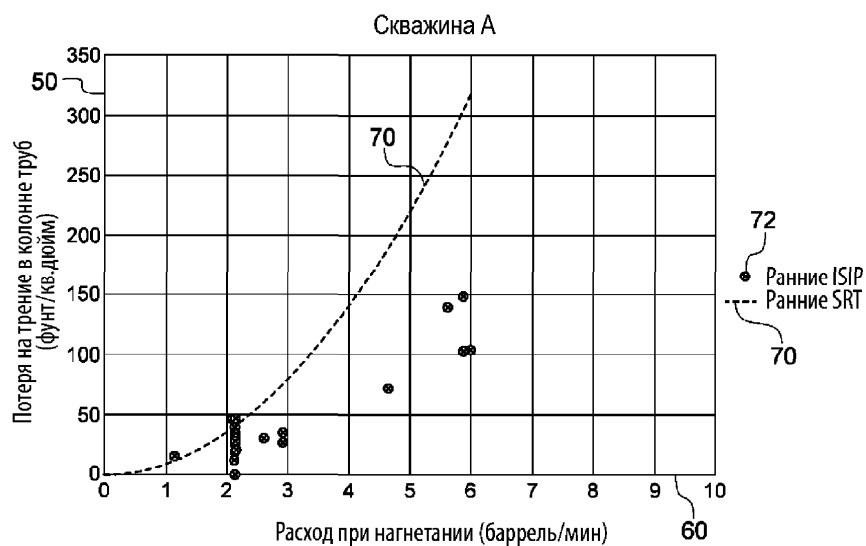
Фиг. 4



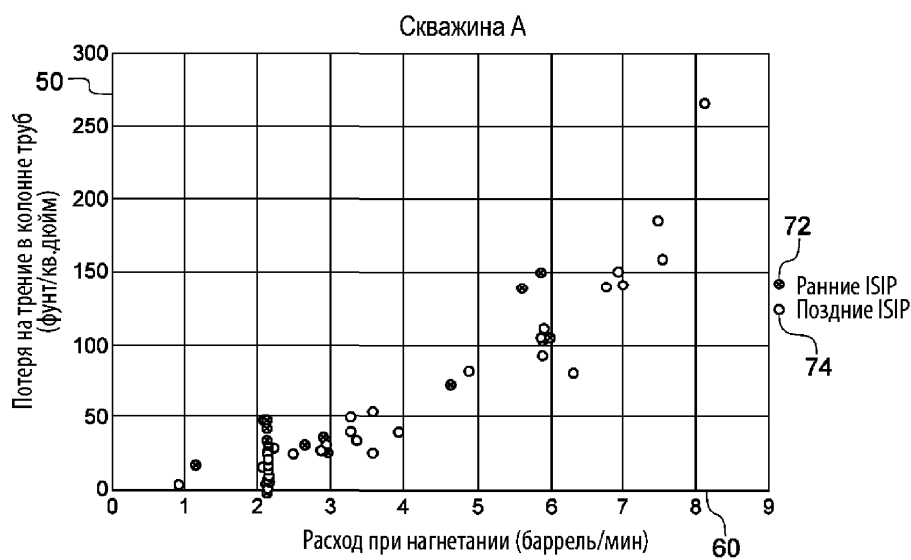
Фиг. 5



Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2