

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **043886**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.06.30**

(21) Номер заявки  
**201390132**

(22) Дата подачи заявки  
**2011.07.19**

(51) Int. Cl. **G01V 9/00** (2006.01)  
**E21B 47/06** (2012.01)  
**G01V 8/24** (2006.01)

---

(54) **СИСТЕМА И СПОСОБ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА**

---

(31) **12/838,945**

(32) **2010.07.19**

(33) **US**

(43) **2013.06.28**

(86) **PCT/US2011/044561**

(87) **WO 2012/012449 2012.01.26**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.**  
**(NL)**

(72) Изобретатель:  
**Зиауддин Муртаза (US), Пипчук**  
**Дуглас (CA), Кхан Вакар (PK), Браун**  
**Джордж А. (GB)**

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

(56) **US-A1-20090091320**  
**US-A-05473939**  
**US-A1-20070143023**  
**US-A1-20080083273**  
**US-B1-6233524**  
**US-A-06021377**

---

(57) Предложен способ для определения распределения потока в пласте, имеющем ствол скважины, созданный в нем, который содержит этапы позиционирования датчика внутри ствола скважины, где датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий по меньшей мере один из следующих параметров: температуру и давление, измеренное датчиком; закачивание флюида в ствол скважины и по меньшей мере в часть пласта, прилегающего к датчику; закрытие ствола скважины в течение заранее установленного периода останова; генерирование имитационной модели, представляющей по меньшей мере одну из следующих характеристик: смоделированные температурные характеристики и смоделированные характеристики давления пласта во время периода останова; генерирование модели данных, представляющей по меньшей мере одну из следующих характеристик: фактических температурных характеристик и фактических характеристик давления пласта в период останова, где модель данных получают из сигнала обратной связи; сравнение модели данных с имитационной моделью и регулирование параметров имитационной модели для практического совпадения с моделью данных.

---

**043886**  
**B1**

**043886**  
**B1**

### Уровень техники

Утверждения в этом разделе всего лишь обеспечивают дополнительную информацию, относящуюся к настоящему раскрытию сущности изобретения, и не могут представлять известный уровень техники.

Настоящее раскрытие сущности изобретения относится, в общем случае, к обработке ствола скважины и разработке коллектора и, в частности, к системе и способу для определения характеристик коллектора во время работ в стволе скважины, таких как, не ограничиваясь перечисленным, операция обработки ствола скважины, операции бурения с отрицательным дифференциальным давлением, или тому подобное.

В настоящее время волоконно-оптическая технология распределенного измерения температуры (РИТ)(DTS) предоставляет средства для практически мгновенного измерения температуры в стволе скважины. В типичном случае РИТ включает волоконно-оптический кабель, расположенный в стволе скважины (например, за счет постоянной волоконно-оптической линии связи, зацементированной в обсадной колонне, причем волоконно-оптическая линия связи размещается с использованием гибких насосно-компрессорных труб или устройства для работы в скважине с помощью талевого канала). Волоконно-оптический кабель измеряет распределение температуры вдоль его длины, используя оптическое измерение во временной области (например, оптическую временную рефлектометрию (ОВР)(OTDR), которая широко используется в индустрии телекоммуникаций).

Одним из преимуществ технологии РИТ является способность собирать за короткий промежуток времени распределение температуры вдоль скважины, без необходимости перемещать датчик, как при традиционном каротаже скважины, которое может потребовать много времени. Технология РИТ эффективно обеспечивает "моментальный снимок" температурного профиля в скважине. Технология РИТ использовалась для измерения изменений температуры в стволе скважины после закачивания с целью возбуждения скважины, на основании которых может быть выполнена качественная оценка распределения потока закачиваемого флюида.

Закачивание порций горячего флюида в ствол скважины является другим полезным способом для профилирования потока с помощью распределенного измерения температуры (РИТ).

Традиционный способ генерирования порции горячего флюида включает закачивание в коллектор большого объема флюида и, затем закрытие скважины с целью нагрева флюидов над продуктивным пластом. Температура флюидов рядом с продуктивным пластом возрастает значительно медленнее, поскольку продуктивный пласт значительно холоднее из-за флюидов, закачанных раньше. Такой дифференциальный нагрев создает температурный фронт, который может быть отслежен с помощью РИТ для профилирования потока.

За счет получения и анализа нескольких температурных профилей РИТ, могут быть определены характеристики и свойства потока для различных слоев пласта.

Ниже подробно рассматриваются несколько способов количественной характеристики коллектора и определения распределения потока в нем на основании измерения РИТ.

### Сущность изобретения

Вариант осуществления способа для определения характеристик пласта, содержащего ствол скважины, созданный в нем, содержит этапы: позиционирование датчика внутри ствола скважины, где датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру в нем; закачивание флюида в ствол скважины; генерирование модели данных, представляющей температурные характеристики пласта, где модель данных получают из сигнала обратной связи; и анализ модели данных на основании набора команд для экстраполяции характеристик пласта.

В другом варианте осуществления способ для определения характеристик пласта, содержащего ствол скважины, созданный в нем, содержит этапы: позиционирование датчика внутри ствола скважины, где датчик обеспечивает практически постоянный мониторинг температуры вдоль заранее установленного интервала ствола скважины, и где датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком; закачивание первого флюида в ствол скважины и, по меньшей мере, в часть пласта, примыкающего к интервалу; генерирование модели данных, представляющей фактические тепловые характеристики по меньшей мере части участка интервала, где модель данных получают из сигнала обратной связи; и анализ модели данных, на основании набора команд для экстраполяции характеристик пласта.

В еще одном варианте осуществления способ для определения характеристики пласта, содержащий ствол скважины, созданный в нем, содержит этапы:

а) позиционирование распределенного датчика температуры внутри ствола скважины, где датчик обеспечивает практически постоянный мониторинг температуры вдоль заранее установленного интервала ствола скважины, и где датчик генерирует сигнал обратной связи представляющий температуру, измеренную датчиком;

б) размещения гибких насосно-компрессорных труб в ствол скважины;

в) закачивания первого флюида через гибкие насосно-компрессорные трубы в ствол скважины;

г) генерирование модели данных, представляющей тепловые характеристики, по меньшей мере, части участка интервала, где модель данных получают из сигнала обратной связи;

д) анализ модели данных на основании набора команд для экстраполяции характеристик пласта; и  
 е) повторение этапов - от этапа с) до этапа е) - для каждой из совокупности частей участков, определяющих интервал внутри ствола скважины, с целью генерирования профиля, представляющего весь интервал.

#### Краткое описание чертежей

Эти и другие характеристики и преимущества настоящего изобретения будут более понятны со ссылкой на приведенное ниже подробное описание при рассмотрении совместно с прилагаемыми чертежами, где:

фиг. 1 - это структурная схема варианта осуществления системы обработки ствола скважины;

фиг. 2 - это схематическое представление системы обработки ствола скважины на фиг. 2, показывающее графическое изображение соответствующей диаграммы термометрии скважины, измеренной системой.

#### Подробное описание изобретения

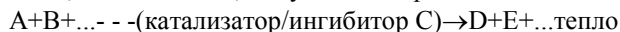
Со ссылкой на фиг. 1, 2 представлен вариант осуществления системы определения характеристик коллектора, указанной, в общем случае, позицией 10. Как показано, система 10 включает устройство (устройства) закачивания флюида 12, скважинный датчик 13, расположенный рядом со стволом скважины 11, дебитомер 14 и процессор 15. Понятно, что система 10 может включать дополнительные узлы.

Устройство закачивания флюида 12, в типичном случае, включает гибкие насосно-компрессорные трубы 16, которые могут быть размещены в стволе скважины, таком как ствол скважины 11, созданный в пласте, для избирательного направления флюида на определенную глубину или в определенный слой пласта. Например, устройство закачивания флюида 12 может направлять закупоривающий агент в непосредственной близости к слою пласта, чтобы закрыть пласт и минимизировать проводимость слоя. В качестве другого примера, устройство закачивания флюида 12 может направлять флюид для воздействия на пласт рядом со слоем для его возбуждения. Понятно, что можно использовать другие средства для направления флюидов (например, буровых растворов) на различные глубины и в различные слои, что очевидно для специалиста в области бурения и обработки ствола скважины. Также понятно, что для обработки различных слоев конкретного пласта могут использоваться различные буровые растворы, жидкости для обработки пласта, закупоривающие агенты и жидкости для возбуждения пласта.

В некоторых вариантах осуществления изобретения первый флюид или химический реагент закачивается в ствол скважины через гибкие насосно-компрессорные трубы 16, а второй флюид или химический реагент закачивается в ствол скважины через кольцевое пространство 17, созданное между стволом скважины 11 и гибкими насосно-компрессорными трубами 16. Понятно, что второй химический реагент может закачиваться между участком пласта и наружным корпусом гибких насосно-компрессорных труб 16 с использованием других средств закачивания или трубопровода.

Первый химический реагент и второй химический реагент выбираются таким образом, чтобы генерировать порцию горячего флюида при смешивании. В качестве примера, не имеющего ограничительно-го характера, первый химический реагент - это азотнокислый натрий ( $\text{NaNO}_2$ ), а второй химический реагент - это хлорид аммония ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ), а химическая реакция для генерирования порции горячего флюида с целью профилирования потока с РИТ -это:  $\text{NaNO}_2 + \text{NH}_4\text{Cl} \rightarrow \text{NaCl} + \text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$ . Химическая реакция генерирует тепло и азот в газовой фазе ( $\text{N}_2$ ). В качестве примера, не имеющего ограничительно-го характера, реакция является высокоэкзотермической (~80 Ккал/моль), а скорость реакции может регулироваться за счет рН системы. Разность температур вследствие реакции может регулироваться за счет концентрации реагентов. Понятно, что реагенты - азотнокислый натрий ( $\text{NaNO}_2$ ) и хлорид аммония ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) очень хорошо растворимы в воде. Также понятно, что к флюидам/химическим реагентам для вспенивания и захвата газообразного  $\text{N}_2$  может добавляться поверхностно-активное вещество, чтобы изолировать флюиды/химические реагенты и, таким образом, обеспечить мониторинг на дополнительное время.

Экзотермические реакции, в общем виде, могут быть выражены как:



Чтобы произошла реакция, необходимо присутствие всех реагентов (т.е. А и В в приведенном выше примере). Желательно время от времени регулировать скорость реакции, которая может изменяться за счет присутствия катализатора или ингибитора С, упомянутых выше. Как указывалось выше, пример экзотермической реакции, подходящей для генерирования порции горячего флюида для профилирования потока с помощью РИТ - это:  $\text{NaNO}_2 + \text{NH}_4\text{Cl} \rightarrow \text{NaCl} + \text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$ . Реакция в этом примере катализируется кислотой, и, поэтому, скорость реакции (т.е. ускорение или замедление реакции), может регулироваться за счет регулирования рН реакции.

Реакция может регулироваться за счет разделения реагентов и/или катализатора/ингибитора и, затем, регулирования зоны смешивания реагентов с целью задания выделения тепла в конкретную зону или зоны. Реакция может регулироваться за счет разделения реагентов путем закачивания реагентов из разных направлений потоков (например, один реагент - через гибкие насосно-компрессорные трубы 16, а другой реагент - через кольцевое пространство 17). Реакция может регулироваться за счет регулирования местоположения зоны смешивания путем изменения скоростей закачивания А и В. Реакция может регу-

лироваться путем разделения реагентов на два отдельных флюида и закачивания двух флюидов последовательно, например, в гибкие насосно-компрессорные трубы 16, с опциональным буферным раствором между флюидами. В такой ситуации объем буферного раствора определяет время реакции, а реакция будет происходить на поверхности раздела. Реакция может регулироваться за счет герметизации или генерирования на месте одного из реагентов, катализатора или ингибитора для реакции. Для таких реакций, в которых катализатор необходим в малых концентрациях, может оказаться более легким отделение катализатора. Для указанной выше реакции кислотный катализатор для реакции (например, щавелевая или лимонная кислота) может быть герметизирован в этилцеллюлозе или в парафине (воске). Если используется парафин, он может плавиться по мере движения флюидов через ствол скважины и высвобождать катализатор для реакции. Реакция также может регулироваться путем нанесения катализатора на поверхность, где желательно проводить реакцию, такую как, не ограничиваясь указанным, наружная поверхность гибких насосно-компрессорных труб 16. Реакция также может регулироваться путем закачивания реагентов в качестве жидкости для предварительной промывки скважины или жидкости для промывки скважины после обработки, где реакция, и, следовательно, порция горячего флюида будут возникать во время обратного потока, когда реагенты смешиваются. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера,  $\text{NH}_4\text{Cl}$  может закачиваться в гибкие насосно-компрессорные трубы 16 в качестве жидкости для промывки скважины после обработки для интенсификации притока. Жидкость для обработки и жидкость для промывки скважины после обработки ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) протекают назад через кольцевое пространство 17, а за ними следует  $\text{NaNO}_2$  (т.е. второй реагент), закачиваемый в гибкие насосно-компрессорные трубы 16. Возле зон от ствола скважины 11 будут создаваться порции горячего флюида, которые выносят  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , когда  $\text{NaNO}_2$  вступает в реакцию с  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , который можно использовать в качестве индикатора для очистки конкретной зоны (т.е. если в данный момент детектируется вытекающий из этого слоя  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , то это будет означать, что зона еще не очищена, и может потребоваться больший перепад давления, или тому подобное).

Скважинный датчик 13 в типичном случае включает технологию распределенного измерения температуры (РИТ), включающую волоконно-оптический кабель 18, размещенный в стволе скважины (например, по постоянной волоконно-оптической линии связи, зацементированной в обсадной колонне, причем волоконно-оптическая линия связи размещается с использованием гибких насосно-компрессорных труб или устройства для работы в скважине с помощью талевого канала). Волоконно-оптический кабель 18 измеряет распределение температуры по его длине, используя оптическое измерение во временной области (например, оптическую временную рефлектометрию). В некоторых вариантах осуществления изобретения скважинный датчик 13 включает устройство измерения давления 19 для измерения распределения давления в стволе скважины и окружающем пласте. Здесь в некоторых вариантах осуществления изобретения скважинный датчик 13 аналогичен технологии РИТ, раскрытой в патенте США № 7055604 В2. Для измерения температур в стволе скважины практически в реальном масштабе времени могут использоваться и другие датчики температуры ствола скважины.

Дебитометр 14 в типичном случае представляет собой расходомер для измерения, по меньшей мере, добычи углеводородов (т.е. дебита газа) из ствола скважины. Однако, понятно, что может быть использован любой датчик или устройство для измерения дебита газа конкретного ствола скважины.

Процессор 15 обменивается данными со скважинным датчиком 13 для получения сигналов данных (например, сигнала обратной связи) от него и анализа сигналов на основании, например, заранее установленного алгоритма, математического процесса или уравнения. Как показано на фиг. 1, процессор 15 анализирует и оценивает полученные данные на основании набора команд 20. Набор команд 20, который может быть реализован внутри любого машиночитаемого носителя, включает выполняемые процессором команды для выбора конфигурации процессора 15 с целью выполнения комплекса задач и расчетов. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, набор команд 20 может включать полный комплект уравнений, определяющий физическое явление потока флюида в пласте, поток флюида в стволе скважины, взаимодействие флюид - пласт (например, горная порода) в случае флюида для реакционного возбуждения, поток флюида в трещине и ее деформацию в случае гидравлического разрыва, и передачу тепла в ствол скважины и в пласт. В качестве другого примера, не имеющего ограничительного характера, набор команд 20 включает полную численную модель для кислотной обработки карбоната, такой как описанная в Society Petroleum Engineers (SPE) Paper 107854, под заголовком "An Experimentally Validated Wormhole Model for Self-Diverting and Conventional Acids in Carbonate Rocks Under Radial Flow Conditions", авторами P. Tardy, B. Lecerf и Y. Christanti. Понятно, что для моделирования потока флюида и передачи тепла в ствол скважины и прилегающий пласт могут быть использованы любые уравнения, что очевидно для специалиста в области обработки ствола скважины. Также понятно, что процессор 15 может осуществлять множество функций, таких как управление различными установками скважинного датчика 13 и, например, устройства закачивания флюида 12.

В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, процессор 15 включает запоминающее устройство 22. Запоминающее устройство 22 может быть единственным запоминающим устройством или может представлять собой несколько запоминающих устройств. Кроме того, запоминающее устройство 22 может быть системой твердотельных запоминающих устройств, системой магнитных запо-

минающих устройств, системой оптических запоминающих устройств или любой другой подходящей системой запоминающих устройств или запоминающим устройством. Понятно, что запоминающее устройство 22 приспособлено для хранения набора команд 20. В некоторых вариантах осуществления изобретения данные, полученные от скважинного датчика 13, хранятся в запоминающем устройстве 22, например, такие как измерение температуры и измерение давления, и, например, данные о предыдущих измерениях и расчетах. В запоминающем устройстве 22 могут храниться другие данные и информация, такие, например, как параметры, рассчитанные процессором 15, база данных петрофизических и механических свойств различных пластов, база данных естественных трещин в конкретном пласте, и таблицы данных, используемые при характеристике коллектора в различных бурительных операциях (например, при характеристике бурения с отрицательным дифференциальным давлением). Также понятно, что некоторые известные параметры и численные модели для различных пластов и флюидов могут храниться в запоминающем устройстве 22 для извлечения процессором 15.

В качестве другого примера, не имеющего ограничительного характера, процессор 15 включает программируемое устройство или узел 24. Понятно, что программируемое устройство или узел 24 может обмениваться информацией с любым другим узлом системы 10, таким, например, как устройство закачивания флюида 12 и скважинный датчик 13. В некоторых вариантах осуществления изобретения программируемый узел 24 приспособлен для управления и контроля вычислительными функциями процессора 15. При этом программируемый узел 24 приспособлен для контроля анализа сигналов данных (например, сигнала обратной связи, генерируемого скважинным датчиком 13), полученных процессором 15. Понятно, что программируемый узел 24 может быть приспособлен для хранения данных и информации в запоминающем устройстве 22, и извлечения данных и информации из запоминающего устройства 22.

В некоторых вариантах осуществления изобретения интерфейс пользователя 26, обменивается информацией, прямо или косвенно, по меньшей мере, с одним из устройств закачивания флюида 12, скважинным датчиком 13 и процессором 15, чтобы позволить пользователю избирательно взаимодействовать с ними. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, интерфейс пользователя 26 представляет собой интерфейс человек-машина, позволяющий пользователю избирательно и в ручном режиме изменять параметры расчетной модели, генерируемой процессором 15.

При использовании скважинный датчик 13 располагается вдоль интервала внутри ствола скважины для обеспечения практически непрерывного мониторинга температуры вдоль интервала, где скважинный датчик 13 генерирует сигнал обратной связи, представляющий измеренную таким образом температуру. В некоторых вариантах осуществления изобретения генерируется модель данных, представляющая температурные характеристики пласта, полученные из сигнала обратной связи. Процессор 15 анализирует модель данных, основываясь на наборе команд 20, чтобы экстраполировать характеристики пласта, включая профиль потока ствола скважины. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, процессор 15 анализирует модель данных (например, диаграмму термометрии скважины в реальном масштабе времени) путем сравнения температурных характеристик пласта, по меньшей мере, с одним из следующих параметров: геотермальный градиентом, динамическим забойным давлением и устьевым давлением. В качестве другого примера, не имеющего ограничительного характера, модель данных сравнивается с известными данными каротажа или расчетными петрофизическими характеристиками (включая естественные трещины) пласта на различных глубинах. Понятно, что этот процесс может повторяться для каждого из совокупности частей участков, определяющих интервал внутри ствола скважины для того, чтобы сгенерировать профиль, представляющий весь интервал.

В качестве иллюстративного примера фиг. 2 включает графическое изображение 28, показывающее диаграмму термометрии скважины 30 (т.е. модель данных) практически в реальном масштабе времени и заранее установленный геотермальный градиент 32 для пласта, содержащего созданный в нем ствол скважины. Понятно, что диаграмма термометрии скважины 30 основывается на данных, собранных скважинным датчиком 13. Как показано, ось X 34 графического изображения 28 представляет температуру, а ось Y 36 графического изображения 28 представляет глубину пласта, измеренную относительно заранее установленного уровня на поверхности. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, процессор 15 анализирует диаграмму термометрии скважины 30 на основании набора команд 20, чтобы идентифицировать профили распределения температур, такие как локализованные уменьшения температуры (т.е. наиболее перспективные зоны 38), вызванные поступлением в ствол скважины газа. За счет анализа температуры по всему интервалу ствола скважины практически в реальном масштабе времени может быть получена более точная характеристика ствола скважины. Точная характеристика может усовершенствовать решения по заканчиванию скважины (особенно для гидравлического разрыва пласта), чтобы учесть целевые точки по притоку газа для поэтапного заканчивания скважины.

В некоторых вариантах осуществления изобретения система определения характеристик ствола скважины 10 применима к операциям бурения с отрицательным дифференциальным давлением (UBD)(БОДД). Во время операции БОДД давление в стволе скважины поддерживается более низким, чем давление флюида в пласте, где осуществляется бурение. По мере бурения скважины, флюид пласта протекает в ствол скважины и на поверхность. Понятно, что при бурении с отрицательным дифференциальным давлением в малопроницаемых коллекторах, в общем случае, отсутствует добыча воды и в ти-

пичном случае отсутствует нефть/конденсат. Поэтому любой охлаждающий эффект, наблюдаемый за счет анализа температурных характеристик, представленных моделью данных, происходит за счет притока газа в ствол скважины (т.е. за счет эффекта Джоуля-Томпсона, связанного с расширением газа). Поскольку измерение температуры скважинным датчиком 13 происходит непрерывно и вдоль интервала ствола скважины, любые изменения скважинного давления приводят к изменению температуры, что обеспечивает оценку проводимости коллектора.

В некоторых вариантах осуществления изобретения флюид закачивается в пласт (например, в пласт слоистой горной породы) для удаления или обхода повреждения вблизи от скважины, которое может быть вызвано проникновением бурового раствора или другими механизмами, или для создания гидравлического разрыва, который простирается на сотни футов в пласт с целью увеличения производительности скважины. Температура закачиваемого флюида в типичном случае меньше, чем температура каждого из слоев пласта. На протяжении периода закачивания более холодный флюид забирает тепловую энергию из ствола скважины и окружающих зон пласта. В типичном случае, чем выше скорость притока в пласт, тем больше объем закачиваемого флюида (т.е. глубина его проникновения в пласт) и тем больше охлажденная область. В случае гидравлического разрыва закачиваемый флюид поступает в созданный гидравлический разрыв и охлаждает область, примыкающую к поверхности разрыва. Когда закачивание прекращается, теплопередача из коллектора постепенно нагревает флюид в стволе скважины. Там, где часть пласта не получила приток во время закачивания, она будет снова нагреваться быстрее за счет меньшей охлажденной области, в то время как пласт, получивший больший приток, снова нагревается медленнее.

В некоторых вариантах осуществления изобретения порция горячего флюида создается в стволе скважины. При этом первый химический реагент закачивается по гибким насосно-компрессорным трубам 16 в ствол скважины, а второй химический реагент закачивается через кольцевое пространство 17. Порция горячего флюида создается там, где смешиваются первый химический реагент и второй химический реагент. Порция горячего флюида может быть обнаружена скважинным датчиком 13. Однако порция горячего флюида также может быть обнаружена и другими датчиками температуры. Понятно, что оператор может использовать температурный пик порции горячего флюида для локализации поверхности раздела между первым химическим реагентом и вторым химическим реагентом (местоположение поверхности раздела важно во многих вариантах моделирования).

В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, первый и второй химические реагенты для создания порции горячего флюида закачиваются совместно; однако, время (и, следовательно, местоположение) для создания порции горячего флюида могут регулироваться за счет скорости реакции. В качестве примера, не имеющего ограничительного характера, реакция является автокаталитической. В качестве другого примера, не имеющего ограничительного характера, скорость реакции может регулироваться путем герметизации одного из химических реагентов (такого как этилцеллюлоза или парафин (воск)). При этом, когда начинается реакция между первым химическим реагентом и вторым химическим реагентом, увеличение температуры расплавляет воск. При частичном расплавлении воска высвобождается больше первого и второго химических реагентов, что приводит к дальнейшему увеличению скорости реакции, которая еще больше расплавляет воск, высвобождая, таким образом, большее количество первого и второго химических реагентов. В некоторых вариантах осуществления изобретения наружная стенка гибких насосно-компрессорных труб 16 также может быть покрыта одним из химических реагентов (например,  $\text{NaNO}_2$ ). Соответственно, будет наблюдаться "разогрев" или температурный пик там, где другой химический реагент (например,  $\text{NH}_4\text{Cl}$ ) вступает в контакт с химическим реагентом, покрывающим гибкие насосно-компрессорные трубы 16. Когда генерируется порция горячего флюида, скважина может разрабатываться для расчета профиля потока от входа и отслеживания температурного пика порции горячего флюида в стволе скважины.

Система 10 и способы, описанные здесь, обеспечивают средства для того, чтобы охарактеризовать коллектор в различных операциях бурения, включая бурение с отрицательным дифференциальным давлением. Используя постоянное отслеживание температуры практически в реальном масштабе времени в дополнение к другим измерениям (поверхностным и скважинным), система 10 может экстраполировать свойства коллектора.

Приведенное выше описание было представлено со ссылкой на предпочтительные в настоящий момент варианты осуществления изобретения. Специалисты в рассматриваемой области техники и технологии, к которым относится это изобретение, согласятся с тем, что модификации и изменения в описанных структурах и способах эксплуатации могут применяться без существенного отхода от сущности и объема этого изобретения. Соответственно, вышеизложенное описание не следует рассматривать как относящееся только к точно описанным и показанным на сопроводительных чертежах структурам, а, преимущественно, следует рассматривать как соответствующие приведенной ниже формуле изобретения и как ее обоснование, подразумевающее ее наиболее полную и добросовестную область применения.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения по меньшей мере одной характеристики пласта, имеющего ствол скважины, созданный в нем, содержащий

позиционирование датчика внутри ствола скважины, при этом датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру в стволе скважины, при этом датчик представляет собой датчик, выполненный по технологии распределенного измерения температуры (РИТ), и имеет волоконно-оптический кабель, расположенный вдоль интервала внутри ствола скважины;

закачивание флюида в ствол скважины;

генерирование модели данных, представляющей температурные характеристики пласта в реальном масштабе времени, при этом модель данных получают из сигнала обратной связи, обусловленного закачиваемым флюидом; и

сравнение модели данных, по меньшей мере, с заранее заданным геотермальным градиентом пласта, для определения характеристик пласта, представляющих собой по меньшей мере одно из профиля температуры потока, входящего в ствол скважины из пласта, и профиля температуры потока в стволе скважины.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап осуществления в стволе скважины операции бурения с отрицательным дифференциальным давлением.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап мониторинга текущего дебита углеводорода, вытекающего из ствола скважины, при этом экстраполяция включает сравнение текущего дебита и температурных характеристик.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап мониторинга давления в стволе скважины, при этом экстраполяция включает сравнение давления в стволе скважины и температурных характеристик.

5. Способ по п.1, в котором позиционирование содержит позиционирование датчика внутри ствола скважины посредством размещения гибкой насосно-компрессорной трубы в стволе скважины.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что флюид является по меньшей мере одним из следующего: закупоривающий агент, жидкость для возбуждения пласта и буровой раствор.

7. Способ определения по меньшей мере одной характеристики пласта, имеющего ствол скважины, созданный в нем, содержащий

позиционирование датчика внутри ствола скважины, при этом датчик обеспечивает практически постоянный мониторинг температуры вдоль заранее установленного интервала ствола скважины, при этом датчик представляет собой датчик, выполненный по технологии распределенного измерения температуры (РИТ), и имеет волоконно-оптический кабель, расположенный вдоль заранее заданного интервала внутри ствола скважины, и причем датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком;

закачивание первого флюида в ствол скважины и по меньшей мере в часть пласта, примыкающего к интервалу;

генерирование модели данных, представляющей фактические теплофизические характеристики по меньшей мере части участка интервала, при этом модель данных получают из сигнала обратной связи, возникающего вследствие закачивания первого флюида; и

идентификация температурного профиля в пласте и сравнение сгенерированной модели данных, по меньшей мере, с заранее заданным геотермальным градиентом пласта для определения характеристик пласта, представляющих собой по меньшей мере одно из профиля температуры потока, входящего в ствол скважины из пласта, и профиля температуры потока в стволе скважины.

8. Способ по п.7, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап осуществления в стволе скважины операции бурения с отрицательным дифференциальным давлением.

9. Способ по п.7, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап мониторинга текущего дебита углеводорода, вытекающего из ствола скважины, где идентификация включает сравнение текущего дебита и температурных характеристик.

10. Способ по п.7, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап мониторинга давления в стволе скважины, где идентификация включает сравнение давления в стволе скважины и температурных характеристик.

11. Способ по п.7, отличающийся тем, что при идентификации используют по меньшей мере одну из следующих каротажных диаграмм: естественной трещины в пласте и петрофизических свойств пласта.

12. Способ по п.7, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап закачивания второго флюида в ствол скважины для генерирования порции горячего флюида,

при этом первый флюид закачивают через гибкие насосно-компрессорные трубы, расположенные в стволе скважины.

13. Способ по п.12, отличающийся тем, второй флюид закачивают через кольцевое пространство гибких насосно-компрессорных труб, расположенных в стволе скважины.

14. Способ определения по меньшей мере одной характеристики пласта, имеющего ствол скважи-

ны, созданный в нем, содержащий:

а) позиционирование датчика распределенной температуры внутри ствола скважины посредством размещения гибкой насосно-компрессорной трубы в стволе скважины, при этом датчик обеспечивает практически постоянный мониторинг температуры вдоль заранее установленного интервала ствола скважины, причем датчик представляет собой датчик, выполненный по технологии распределенного измерения температуры (РИТ), и имеет волоконно-оптический кабель, расположенный вдоль заранее заданного интервала внутри ствола скважины, и причем датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком;

б) закачивание первого флюида через гибкие насосно-компрессорные трубы и в ствол скважины;

в) генерирование модели данных, представляющей температурные характеристики по меньшей мере части участка интервала, при этом модель данных получают из сигнала обратной связи, возникающего вследствие закачивания первого флюида;

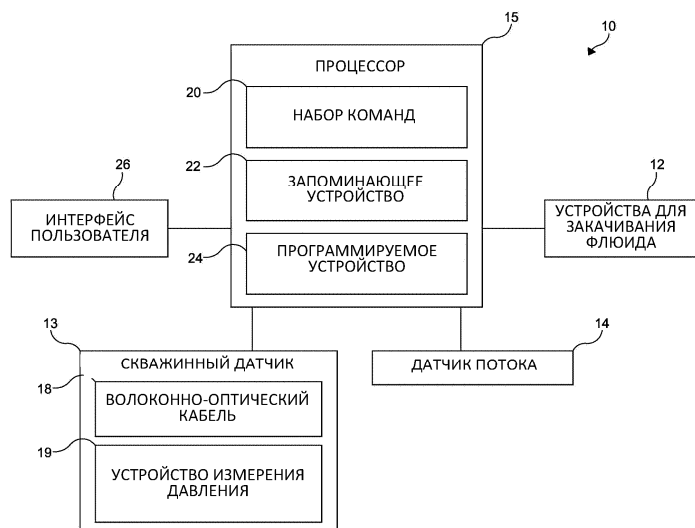
г) сравнение модели данных, по меньшей мере, с заранее заданным геотермальным градиентом пласта; и

повторение этапов - от этапа б) до этапа г) - для каждого из множества частей участков, определяющих интервал внутри ствола скважины для получения улучшенной характеристики всего интервала, причем характеристики пласта представляют собой по меньшей мере одно из профиля температуры потока, входящего в ствол скважины из пласта, и профиля температуры потока в стволе скважины.

15. Способ по п.14, отличающийся тем, что дополнительно содержит этап закачивания второго флюида в ствол скважины с целью генерирования порции горячего флюида.

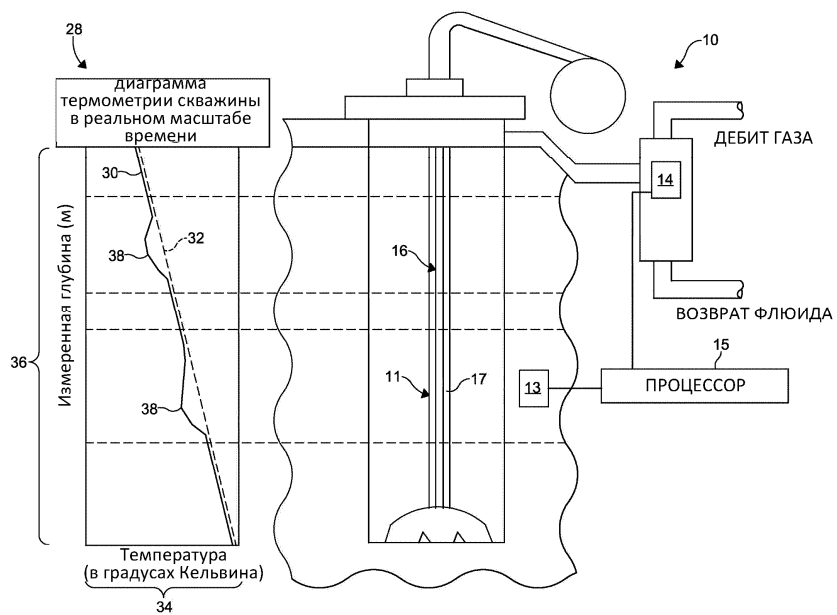
16. Способ по п.15, отличающийся тем, что первый флюид содержит первый реагент, а второй флюид включает второй реагент.

17. Способ по п.14, в котором улучшенная характеристика используется для усовершенствования последующего решения по заканчиванию скважины.



Фиг. 1





Фиг. 2

