

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **033702**

(13) **B1**

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

**(45)** Дата публикации и выдачи патента  
**2019.11.18**

**(21)** Номер заявки  
**201291311**

**(22)** Дата подачи заявки  
**2011.05.23**

**(51)** Int. Cl. *E21B 47/12* (2006.01)  
*G01V 9/00* (2006.01)  
*E21B 47/06* (2006.01)

---

**(54) СПОСОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ДАТЧИКОВ  
ВО ВРЕМЯ ОБРАБОТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

---

**(31)** 12/785,142

**(32)** 2010.05.21

**(33)** US

**(43)** 2013.06.28

**(86)** PCT/US2011/037561

**(87)** WO 2011/146923 2011.11.24

**(71)(73)** Заявитель и патентовладелец:  
**ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.  
(NL); ШЛЮМБЕРГЕР ХОЛДИНГЗ  
ЛИМИТЕД (VG)**

**(72)** Изобретатель:  
**Венг Сяовэй (US), Пипчук Даг (CA),  
Бергос Рекс (US), Тарди Филипп М.  
дж. (FR)**

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

**(56)** US-B2-6585044  
US-A1-20090198478  
US-B1-6595294

---

**(57)** Способ для определения распределения потока в формации, имеющей образованный ствол скважины, который включает этапы размещения датчика в скважине, где этот датчик вырабатывает сигнал обратной связи, представляющий по меньшей мере одно из температуры или давления, измеряемых датчиком, нагнетание жидкости в ствол скважины и по меньшей мере в участок формации рядом с датчиком, остановку скважины на заранее заданный период остановки, создание имитационной модели, представляющей по меньшей мере одну из характеристик смоделированной температуры или характеристик смоделированного давления формации во время периода останова, создание модели данных, представляющей по меньшей мере одну из характеристик фактической температуры или характеристик фактического давления формации во время периода останова, где модель данных получается из сигнала обратной связи, сравнение модели данных с имитационной моделью и регулировку параметров имитационной модели для практического соответствия модели данных.

---

**B1**

**033702**

**033702**

**B1**

### Уровень техники

Утверждения в этом разделе просто предоставляют справочную информацию, относящуюся к настоящему изобретению, и не вправе представлять собой известный уровень техники.

Настоящее изобретение в целом относится к обработке скважины и разработке пластового резервуара, и в частности к способу определения распределения потока в скважине во время обработки.

Гидроразрыв пласта, кислотная обработка под давлением ниже давления гидроразрыва и другие виды обработки пласта для интенсификации притока в плановом порядке проводятся в нефтяных и газовых скважинах для повышения добычи углеводородов. Скважины во время обработки пласта для интенсификации притока часто включают большую секцию перфорированной обсадной колонны или открытый ствол скважины и имеют значительные различия в петрофизических и механических свойствах горной породы. В результате жидкость для обработки, закачиваемая в скважину, может попадать не во все желаемые несущие слои углеводородов, нуждающиеся в обработке для интенсификации притока. Для достижения эффективной интенсификации притока при обработке в жидкостях для обработки часто используются материалы для селективного гидроразрыва пласта, такие как химический или зернистый материал, что помогает уменьшить приток в более проницаемые слои, которые больше не нуждаются в интенсификации притока, и увеличить приток в менее проницаемые слои.

Один способ включает выполнение обработки с помощью гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра, которые могут быть расположены в скважине для направления жидкости непосредственно рядом со слоями, которые необходимо закупорить при перекачивании отклонителя потока, и рядом со слоями, которые нуждаются в интенсификации притока, при перекачивании жидкости для воздействия на пласт. Однако технология работы с гибкими насосно-компрессорными трубами малого диаметра требует знания оператором того, какие слои необходимо обрабатывать отклонителем потока, а какие слои обрабатывать жидкостью для воздействия на пласт. В скважине с длинными перфорированными или открытыми интервалами с весьма неоднородными и неизвестными реологическими свойствами, типичными для горизонтальных скважин, эффективная обработка требует знания распределения потока в обрабатываемом интервале.

Общепринятое измерение потока в скважине, как правило, выполняется путем гидродинамического каротажа с использованием расходомера для измерения скорости добычи углеводородов или скорости нагнетания в скважину в зависимости от глубины. На основе регистрируемого расхода в стволе скважины добыча из нее или скорость нагнетания в каждый интервал глубин формации определяется, исходя из измеренного осевого расхода в этом интервале. Общепринятое измерение потока обоснованно применимо при условии, что распределение потока в скважине не меняется в течение периода времени, когда проводится регистрация.

Однако при обработке для интенсификации притока распределение потока в скважине может быстро меняться вследствие либо обработки слоев формации для увеличения их объема потока, либо временного снижения объема потока в результате отклоняющих агентов. Для определения эффективности интенсификации или отклонения в скважине желательнее мгновенное измерение, дающее "снимок" распределения потока в скважине. К сожалению, таких способов всего несколько.

Одна методика для практически мгновенного измерения - это технология оптоволоконного измерения распределенной температуры. Обычно измерение распределенной температуры включает оптоволоконно, расположенное в стволе скважины (например, посредством постоянной оптоволоконной линии, зацементированной в обсадной трубе, оптоволоконной линии, развернутой с помощью гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра или устройства с талевым канатом для работ в скважине). Оптоволоконно измеряет распределение температуры по длине на основе оптических временных интервалов (например, оптического измерения отраженного сигнала, широко используемого в телекоммуникационной отрасли).

Одним из преимуществ технологии измерения распределенной температуры является способность получать за короткий промежуток времени распределение температуры вдоль скважины без необходимости перемещения датчика, как при традиционном каротаже скважин, которое может быть очень продолжительным. Технология измерения распределенной температуры эффективно обеспечивает "снимок" профиля температуры в скважине. Технология измерения распределенной температуры была использована для измерения изменения температуры в скважине после нагнетания жидкости для интенсификации притока, из чего можно качественно оценить распределение потока нагнетаемой жидкости. Вывод о распределении потока обычно основывается на величине возврата температуры во время периода останова после нагнетания жидкости в ствол скважины и окружающие участки формации. Нагнетаемая жидкость обычно холоднее, чем температура формации, и слой формации, получающий больший расход жидкости во время нагнетания, имеет более длительное время возврата температуры по сравнению со слоем или зоной формации, которая получает относительно меньший поток жидкости.

Как неограничивающий пример на фиг. 1 показано графическое изображение 2 множества вызванных нагнетанием жидкости температурных профилей 4 слоистой формации 6 во время шестичасового периода времени возврата температуры согласно известному уровню техники. Как показано, ось X 8 графического изображения 2 представляет температуру в Кельвинах (K), а ось Y 9 графического изобраа-

жения 2 представляет глубину в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. Как показано, проницаемость каждого слоя слоистой формации б оценивается в единицах миллидарси (мД). Слои формации б, имеющие относительно высокую проницаемость, получают больше жидкости во время нагнетания, и период времени возврата температуры относительно дольше (то есть после определенного периода времени изменение в температуре меньше, чем изменения в температуре слоев, имеющих более низкую проницаемость). Слои формации б, имеющие относительно низкую проницаемость, получают меньше жидкости во время нагнетания, и период времени возврата температуры относительно короче (то есть после определенного периода времени изменение в температуре больше, чем изменения в температуре слоев, имеющих более высокую проницаемость).

Путем получения и анализа нескольких температурных кривых измерения распределенной температуры во время периода останова может быть определено распределение скоростей нагнетания по различным слоям формации. Однако имеющиеся приемы и способы интерпретации измерения распределенной температуры основываются на визуализации изменения температуры в журнале данных измерения распределенной температуры и в лучшем случае выражаются в качественной форме. Принятые способы интерпретации еще более усложняются в случаях, когда химически активные жидкости, такие как кислота, закачиваются в скважину, где эта химически активная жидкость реагирует с породой формации и может повлиять на температуру формации, что приводит к ошибочной интерпретации. Для достижения эффективной интенсификации притока необходимы более точные способы интерпретации измерения распределенной температуры, которые помогут инженерам определить распределение потока в скважине и соответственно внести коррективы в обработку.

В этом описании изобретения предлагается несколько способов для количественного определения распределения потока из измерения распределенной температуры. Эти способы подробно рассматриваются ниже.

### **Сущность изобретения**

Вариант воплощения способа определения распределения потока в формации, имеющей образованную в ней скважину, включает этапы: размещение датчика в стволе скважины, причем этот датчик вырабатывает сигнал обратной связи, представляющий по меньшей мере одно из температуры и давления, измеряемых датчиком; нагнетание жидкости в ствол скважины и, по меньшей мере, в участок формации рядом с датчиком; остановку скважины на заранее заданный период остановки; создание имитационной модели, представляющей по меньшей мере одну из характеристик смоделированной температуры и характеристик смоделированного давления формации во время периода останова; создание модели данных, представляющей по меньшей мере одну из характеристик фактической температуры и характеристик фактического давления формации во время периода останова, где модель данных получают из сигнала обратной связи; сравнение модели данных с моделью интенсификации притока; регулировку параметров модели интенсификации притока для практического соответствия модели данных.

В варианте воплощения способ определения распределения потока в формации, имеющей образованную в ней скважину, включает этапы: размещение датчика в стволе скважины, где датчик обеспечивает практически постоянный контроль температуры вдоль заранее заданного интервала и где датчик генерирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком; нагнетание жидкости в ствол скважины и по меньшей мере в участок формации рядом с этим интервалом; остановку скважины на заранее заданный период остановки; создание имитационной модели, представляющей тепловые смоделированные характеристики по меньшей мере отрезка интервала в период остановки; создание модели данных, представляющих фактические тепловые характеристики по меньшей мере отрезка интервала, где модель данных получается из сигнала обратной связи; сравнение этой модели данных с имитационной моделью; регулировку параметров имитационной модели для практического соответствия модели данных.

В варианте воплощения способ определения распределения потока в формации, имеющей образованную в ней скважину, включает этапы: а) размещение датчика распределенной температуры на волокне, простирающемся вдоль интервала в скважине, где датчик распределенной температуры обеспечивает практически постоянный контроль температуры вдоль интервала и причем датчик вырабатывает сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеряемую этим датчиком; б) нагнетание жидкости в скважину и по меньшей мере в участок формации рядом с интервалом; в) остановку скважины на заранее заданный период остановки; г) создание имитационной модели, представляющей тепловую смоделированную характеристику отрезка интервала во время периода останова; д) создание модели данных, представляющей фактическую температурную характеристику отрезка интервала, где модель данных получается из сигнала обратной связи; е) сравнение модели данных с имитационной моделью; г) регулировку параметров имитационной модели для практического соответствия модели данных; и) повторение этапов от д) до г) для каждого из множества отрезков, определяющих интервал в стволе скважины, с целью создания профиля потока, показательного для всего интервала.

### **Краткое описание чертежей**

Эти и другие особенности и преимущества настоящего изобретения будут лучше поняты после обращения к нижеследующему подробному описанию при рассмотрении его вместе с прилагаемыми фигурами.

На фиг. 1 показано графическое изображение множества профилей смоделированной температуры слоистой формации во время шестичасового периода времени возврата температуры согласно известному уровню техники.

Фиг. 2 является схематической диаграммой варианта воплощения системы обработки скважины.

На фиг. 3 показано графическое представление варианта воплощения профиля смоделированной температуры и профиля фактически измеренной температуры обработки ствола скважины в первый период времени.

На фиг. 4 представлено графическое изображение, показывающее профиль смоделированной температуры и профиль фактически измеренной температуры обработки ствола скважины, показанный на фиг. 3, взятый во второй период времени.

На фиг. 5 представлено схематическое изображение, показывающее вариант воплощения множества профилей измеренной температуры, взятых в период дискретного времени во время периода остановки обработки скважины.

На фиг. 6 показано графическое представление температуры относительно времени для подинтервалов профиля, представленного на фиг. 5.

На фиг. 7 показано графическое представление интерпретированного профиля потока обработки ствола скважины, представленного на фиг. 5.

На фиг. 8А показано графическое изображение профиля измеренной температуры слоистой формации, представленной на фиг. 1.

На фиг. 8В показано графическое изображение интерпретированной температуры жидкости перед нагнетанием в слоистую формацию, представленную на фиг. 1.

На фиг. 8С показано графическое изображение интерпретированной температуры слоистой формации, представленной на фиг. 1, до процедуры нагнетания.

На фиг. 8D показано графическое изображение интерпретированного объема жидкости, нагнетаемой в слоистую формацию, представленную на фиг. 1, при различных ее глубинах.

#### **Подробное описание изобретения**

На фиг. 2 показан вариант воплощения системы обработки скважины согласно изобретению, в общем обозначенной 10. Как показано, система 10 включает нагнетатель(и) 12 жидкости, датчик 14 и процессор 16. Понятно, что система 10 может включать дополнительные компоненты.

Нагнетатель 12 жидкости обычно является гибкими насосно-компрессорными трубами малого диаметра, которые могут быть расположены в скважине, образованной в формации, для избирательного направления жидкости на определенную глубину или слой формации. Например, нагнетатель 12 жидкости может направить отклонитель непосредственно рядом со слоем формации для закупорки этого слоя и сведения к минимуму его проницаемости. В качестве еще одного примера, нагнетатель 12 жидкости может направлять жидкость для воздействия на пласт рядом со слоем для интенсификации притока. Как очевидно специалистам в области обработки скважин, для направления жидкостей к различным глубинам и слоям могут использоваться и другие средства. Кроме этого, понятно, что для обработки различных слоев определенной формации могут использоваться различные жидкости для обработки, отклонители и жидкости для воздействия на пласт.

Обычно датчик 14 по технологии измерения распределенной температуры включает оптоволоконно 18, расположенное в стволе скважины (например, посредством постоянной оптоволоконной линии, зацементированной в обсадной трубе, оптоволоконной линии, развернутой с помощью гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра или устройства с талевым канатом для работ в скважине). Оптоволоконно 18 измеряет распределение температур по своей длине на основе оптических временных интервалов (например, оптического измерения отраженного сигнала). В некоторых вариантах воплощения датчик 14 включает устройство 19 для измерения давления для измерения распределения давления в скважине и окружающей формации. В некоторых вариантах воплощения датчик 14 аналогичен датчику по технологии измерения распределенной температуры, описанной в патенте США № 7055604 В2.

Процессор 16 находится в состоянии передачи данных с датчиком 14 для получения от него сигналов данных (например, сигнала обратной связи) и анализа сигналов на основе, например, заранее заданного алгоритма, математического процесса или уравнения. Как показано на фиг. 2, процессор 16 анализирует и оценивает полученные данные на основе набора 20 команд. Набор 20 команд, который может быть воплощен в любом программноносителе компьютера, включает исполняемые команды процессора по настройке процессора 16 для выполнения различных задач и расчетов. Как неограничивающий пример, набор 20 команд может включать полный набор уравнений, управляющих физическими явлениями потока жидкости в формации, потока жидкости в стволе скважины, взаимодействие жидкости/формации (например, горной породы) в химически активной жидкости для воздействия на пласт, поток жидкости в изломе и его деформацию в случае гидравлического разрыва пласта, теплопроводность в стволе скважины и в формации. Как еще один неограничивающий пример, набор 20 команд включает универсальную численную модель для карбонатной кислотной обработки, такой как описанная в документе Общества инженеров-нефтяников (ОИН) № 107854 под названием "Экспериментально проверенная модель "кротовой норы" для самоотклонения и обычных кислот в карбонатных породах при условиях радиального по-

тока" под авторством P. Tardy, B. Lecerf и Y. Christanti. Специалистам в области обработки скважин понятно, что для моделирования потока жидкости и теплопроводности в стволе скважины и прилегающих формациях могут использоваться любые уравнения. Кроме того, понятно, что процессор 16 может выполнять различные функции, такие, например, как управление различными настройками датчика 14 и нагнетателя 12 жидкости.

Как неограничивающий пример, процессор 16 включает устройство 22 хранения. Устройство 22 хранения может быть одним накопителем или несколькими устройствами хранения данных. Более того, устройство 22 хранения может быть твердотельной системой хранения, магнитной системой хранения, оптической системой хранения или любой другой подходящей для хранения системой или устройством. Понятно, что устройство 22 хранения приспособлено для хранения набора 20 команд. В некоторых вариантах воплощения данные, полученные из датчика 14, такие как, например, результаты измерения температуры и результаты измерения давления, история предыдущих измерений и расчетов, сохраняются в устройстве 22 хранения. Другие данные и информация, такие, например, как параметры, вычисленные процессором 16 и база данных петрофизических и механических свойств различных формаций, могут сохраняться в устройстве 22 хранения. Кроме того, понятно, что некоторые известные параметры и численные модели для различных формаций и жидкостей могут сохраняться в устройстве 22 хранения и затем извлекаться процессором 16.

Как неограничивающий пример, процессор 16 включает программируемое устройство или компонент 24. Понятно, что программируемое устройство или компонент 24 может поддерживать связь с любым другим компонентом системы 10, таким как, например, нагнетатель 12 жидкости и датчик 14. В некоторых вариантах воплощения программируемый компонент 24 выполнен для управления и контроля функций процессора 16. В частности, программируемый компонент 24 выполнен для управления анализом сигналов данных (например, сигнала обратной связи, вырабатываемого датчиком 14), получаемых от процессора 16. Понятно, что программируемый компонент 24 может быть выполнен для хранения данных и информации в устройстве 22 хранения и для получения данных и информации из устройства 22 хранения.

В некоторых вариантах воплощения пользовательский интерфейс 26 поддерживает связь, непосредственно или опосредствованно, по меньшей мере с одним из нагнетателей 12 жидкости, датчиком 14 и процессором 16, что позволяет пользователю выборочно взаимодействовать с ними. Как неограничивающий пример, пользовательский интерфейс 26 является человеко-машинным интерфейсом, позволяющим пользователю выборочно и вручную изменять параметры расчетной модели, созданной процессором 16.

При эксплуатации жидкость нагнетается в формацию (например, слоистую геологическую формацию) для удаления или обхода прискважинного повреждения, которое может быть вызвано проникновением бурового раствора или иными механизмами, или для создания гидроразрыва, простирающегося на сотни футов в формацию, с целью усиления производительности скважины. Температура нагнетаемой жидкости обычно ниже, чем температура каждого из слоев формации. В течение периода нагнетания более холодная жидкость отводит тепловую энергию из ствола скважины и прилегающих зон формации. Как правило, чем выше величина притока в формацию, тем больше нагнетаемый объем жидкости (то есть глубина ее проникновения в формацию) и тем более охлаждена зона. В случае гидроразрыва пласта нагнетаемая жидкость входит в созданный гидроразрыв и охлаждает зону, прилегающую к поверхности излома. После прекращения закачивания теплопроводность из пластового резервуара постепенно согревает жидкость в стволе скважины. Там, где часть формации не получает приток во время нагнетания, возврат тепла в скважину происходит быстрее вследствие меньшего охлаждения зоны, тогда как формация, получившая больший приток, возвращает тепло в скважину медленнее.

На фиг. 3 показано графическое изображение 28, отображающее профиль 30 смоделированной температуры и профиль 32 фактически измеренной температуры обработки ствола скважины (например, кислотная обработка в горизонтальной скважине в карбонатной формации) в первый период времени. Как неограничивающий пример, первый период времени возникает сразу же после начала процедуры остановки (например, прекращение обработки ствола скважины и прекращение потока жидкости в формацию или подобное). Как показано, ось X 34 графического изображения 28 представляет температуру в градусах Цельсия (°C), а ось Y 36 графического изображения 28 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. В некоторых вариантах воплощения профиль 30 смоделированной температуры основывается по меньшей мере на одном из оцениваемых петрофизических, механических и термических свойств формации, тепловых свойствах (например, теплопроводности и теплоемкости) нагнетаемой жидкости и реологических свойствах нагнетаемой жидкости и формации. Как неограничивающий пример, оцениваемые свойства формации могут задаваться пользователем вручную. Как еще один неограничивающий пример, оцениваемые свойства могут быть сгенерированы процессором 16 на основе сохраненных данных и известной или оцениваемой информации о формации. Понятно, что профиль смоделированного давления (не показан) может быть сгенерирован процессором 16 на основе оцененных свойств формации. Профиль 32 фактической измеренной температуры основан на данных, полученных датчиком 14 во время остановки после периода нагнетания жидкости.

На фиг. 4 показано графическое изображение 38, отображающее профиль 40 смоделированной тем-

пературы и профиль 42 фактически измеренной температуры обработки ствола скважины (например, кислотной обработки в горизонтальной скважине в карбонатной формации) во второй период времени. Как неограничивающий пример, второй период времени составляет примерно четыре часа после первого периода времени. Понятно, что может использоваться любой период времени. Как показано, ось X 44 графического изображения 38 представляет температуру в градусах Цельсия ( $^{\circ}\text{C}$ ), а ось Y 46 графического изображения 38 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. В некоторых вариантах воплощения профиль смоделированной температуры 40 основывается по меньшей мере на одном из оцениваемых петрофизических, механических и термических свойств формации, тепловых свойствах (например, теплопроводности и теплоемкости) нагнетаемой жидкости и реологических свойствах нагнетаемой жидкости и формации. Как неограничивающий пример, оцениваемые свойства формации могут задаваться пользователем вручную. Как еще один неограничивающий пример, оцениваемые свойства могут быть сгенерированы процессором 16 на основе сохраненных данных и известной информации о размещении формации. Понятно, что профиль смоделированной температуры (не показан) может быть сгенерирован процессором 16 на основе оцененных свойств формации. Фактически измеренная температура 32 основывается на данных, полученных датчиком 14 во время остановки после периода нагнетания жидкости.

Как наглядный пример, слой формации на определенной глубине согласно оценкам имеет первый набор петрофизических свойств, имеющих конкретную проницаемость, а профили 30, 40 смоделированных температур генерируются на основе модели оцененных свойств формации (например, прогрессивная имитируемая модель). Однако, где фактически измеренные температуры 32, 42 не выровнены с профилями 30, 40 смоделированных температур, пользователь изменяет по меньшей мере одно из оцененных свойств формации и параметров модели, которой руководствуется, для создания профилей 30, 40 смоделированных температур таким образом, что профили 30, 40 смоделированных температур практически соответствуют фактически измеренным температурам 32, 42. Таким образом, модель, используемая для создания профилей 30, 40 смоделированной температуры обновляется на основе фактических измерений датчика 14. Понятно, что обновленная модель может использоваться в качестве базовой модели для будущих приложений на такой же или аналогичной формации. Кроме того, понятно, что распределение потока в формации может быть количественно определено из обновленной модели.

На фиг. 5-7 показан способ определения распределения потока в формации согласно другому варианту воплощения настоящего изобретения. Как неограничивающий пример, распределение потока в формации определяется с использованием алгоритма численной инверсии. Как еще один неограничивающий пример, кривая смоделированной температуры (то есть симитированная модель) создается для заданного расхода, температуры жидкости для нагнетания и начальной температуры формации для любой заданной глубины путем решения модели теплопередачи для численных конечных разностей с целью моделирования конвективного потока более холодной жидкости в проницаемую формацию, что очевидно для специалистов в данной области техники.

На фиг. 5 показано схематическое изображение 47, отображающее множество из измеренных профилей 48 температуры, каждый из измеренных температурных профилей 48 взят в дискретном периоде времени  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$  во время периода остановки после нагнетания. Как показано, ось X 49 графического изображения 47 представляет температуру, а ось Y 50 графического изображения 47 представляет глубину формации, измеренную от заранее заданного уровня поверхности. В некоторых вариантах воплощения интересующий интервал 52 ствола скважины разделяется на множество отрезков 54 заранее заданной профильной длины. Для каждого из отрезков 54 профиль измеренной температуры отображается относительно времени, как показано на фиг. 6.

В частности, на фиг. 6 показано графическое изображение 56, отображающее множество дискретных температурных измерений 58 датчика 14, каждое из измерений взято в дискретные периоды времени  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$  соответственно. Расчетная температурная кривая 60 (то есть имитируемая модель) смоделирована пересекать дискретные 58 измерения. Как показано, ось X 62 графического изображения 56 представляет время, а ось Y 64 графического изображения 56 представляет температуру.

В частности, измерения 58 температуры для конкретного одного из отрезков 54 сравниваются с расчетной температурной кривой 60. В некоторых вариантах воплощения алгоритм численной оптимизации применяется к измерениям 58 измеренной температуры и расчетной температурной кривой 60 для нахождения "наилучшего соответствия" и сведения к минимуму разности ошибки между ними. Например, алгоритм численной оптимизации является суммой квадратов разницы между значениями данных измерений 58 температуры и соответствующих точек вдоль расчетной температурной кривой 60. Как еще один пример, множество входных параметров для генерации расчетной температурной кривой 60 (то есть имитируемая модель) автоматически изменяются для получения наилучшего соответствия между расчетной температурной кривой 60 и измерениями 58 температуры. В некоторых вариантах воплощения входные параметры включают расход во время нагнетания, температуру жидкости, начальную температуру формации и скорость потока во время остановки, например. Понятно, что число дискретных комбинаций входных параметров может сгенерировать такую же расчетную температурную кривую. Таким образом, среднее значение входных параметров может использоваться для процедуры подгонки между

расчетной температурной кривой 60 и измерениями 58 температуры.

Поскольку расчетная температурная кривая 60 "подгоняется" к измерениям 58 температуры, измененные входные параметры расчетной температурной кривой 60 представляют средний расход, температуру жидкости и начальную температуру формации. Профиль потока (т.е. профиль объема жидкости, нагнетаемой в течение периода нагнетания) можно получить, повторяя процесс сравнения и подгонки, описанный выше для остальных отрезков 54. Как пример, на фиг. 7 показано графическое изображение 65, отображающее профиль 66 потока (т.е. распределение потока). Как показано, ось X 67 графического изображения 65 представляет объем закачанной жидкости, а ось Y 68 графического изображения 65 представляет глубину формации, измеренную от заранее заданного уровня поверхности.

На фиг. 8A-8D показан пример применения алгоритма численной инверсии для синтетических данных, сгенерированных числовым имитатором, как показано на фиг. 1. В частности, на фиг. 8A показано графическое изображение 69, отображающее профиль 70 первой измеренной температуры, взятый в первый период времени, и профиль 72 второй измеренной температуры, взятый во второй период времени. Как неограничивающий пример, первый период времени - сразу же после начала процедуры остановки, а второй период времени - 6 ч после первого периода времени. Понятно, что может использоваться любой период времени. Как показано, ось X 74 графического изображения 69 представляет температуру в Кельвинах (K), а ось Y 76 графического изображения 69 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности.

При работе расчетная температурная кривая (то есть симитированная модель) создается на основе численной конечно-разностной модели теплопередачи для моделирования конвективного потока более холодной жидкости в проницаемую формацию, как это понятно специалистам в данной области. Как неограничивающий пример, входные параметры модели теплопередачи включают оценки расхода во время нагнетания, температуру жидкости, начальную температуру формации и расход во время останова. Температурные профили 70, 72, сравниваются с расчетной кривой аналогичным путем, показанным на фиг. 6. В некоторых вариантах воплощения алгоритм численной оптимизации применяется к профилям 70, 72 измеренной температуры и расчетной кривой для автоматического нахождения "наилучшего соответствия" и сведения к минимуму разности ошибки между температурными профилями 70, 72 и расчетной кривой. Как неограничивающий пример, входные параметры изменяются таким образом, чтобы полученная расчетная температурная кривая практически совпадала с соответствующим одним из профилей 70, 72 температуры. Поскольку расчетная кривая "подгоняется" к соответствующему одному из профилей 70, 72 температуры, измененные входные параметры расчетной кривой представляют средний расход, температуру жидкости и начальную температуру формации, как показано на фиг. 8B, 8C и 8D соответственно. Понятно, что количество дискретных комбинаций входных параметров может генерировать такую же расчетную температурную кривую. Таким образом, среднее значение входных параметров может использоваться для процедуры подгонки между расчетной температурной кривой и температурой 70, 72.

В частности, на фиг. 8B показано графическое изображение 78, отображающее инверсную (т.е. интерпретированную из алгоритма инверсии) температурную кривую 80 для закачанной жидкости. Как показано, ось X 82 графического изображения 78 представляет температуру в Кельвинах (K), а ось Y 84 графического изображения 78 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. На фиг. 8C показано графическое изображение 86, отображающее профиль средней температуры 88 для формации до получения нагнетаемой жидкости (со стандартным отклонением, показанным в виде затененной области). Как показано, ось X 90 графического изображения 86 представляет температуру в Кельвинах (K), а ось Y 92 графического изображения 86 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. На фиг. 8D показано графическое изображение 94, отображающее кривую смоделированного среднего объема 96 для нагнетаемой жидкости (со стандартным отклонением, показанным в виде затененной области). Как показано, ось X 98 графического изображения 94 представляет объем в кубических метрах нагнетаемой жидкости в одном метре формации ( $m^3/m$ ), а ось Y 100 графического изображения 94 представляет глубину формации в метрах (м), измеренную от заранее заданного уровня поверхности. Таким образом, кривая температуры 80, профиль температуры 88 и кривая объема 96 обеспечивают точный профиль распределения потока для формации, на который можно положиться при последующих процессах обработки.

В одном варианте воплощения данные температуры, измеренные датчиком 14, сравниваются с набором предварительно созданных расчетных кривых, называемых типовыми кривыми. Типовые кривые обычно находятся в безразмерной форме с безразмерными переменными, выраженными в виде сочетания физических переменных. Температурные данные, полученные из датчика 14, предварительно обрабатываются с целью представления в безразмерной форме и наложения на расчетные типовые кривые. Смещением измеренных температурных данных для нахождения самой соответствующей типовой кривой можно определить физические параметры, которые соответствуют этой самой подходящей типовой кривой, включая расход в формацию. Выполняя ту же процедуру для всех глубин, можно построить профиль потока вдоль ствола скважины, как и в предыдущих способах. Пример методики типовых кривых для интерпретации измерения распределенной температуры описывается в заявке на патент

США № 2009/0216456.

Здесь были обсуждены несколько способов интерпретации измерения распределенной температуры. Эти способы связаны с использованием математической модели (имитируемой модели) для прогнозирования ожидаемой температурной характеристики и сравнения этого прогноза с фактическими измерениями (модель измеренных данных). С помощью регулирования параметров имитируемой модели для соответствия модели измеренных данных выводится распределение потока в скважине. Специалистам в данной области техники понятно, что для достижения соответствия с измеренными данными измерения распределенной температуры могут использоваться различные температурные модели или различные способы. Однако такие вариации соответствуют духу этого изобретения.

Интерпретированный профиль потока обеспечивает область стимуляции специалистам-практикам с глубокими знаниями для принятия решений в реальном времени с целью адаптации работы по интенсификации притока для получения максимальной эффективности такой интенсификации. Работа по интенсификации притока может включать следующие мероприятия: расположение гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра в зоне, которая не была эффективно интенсифицирована, для максимизации притока в эту зону; расположение гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра, которые уже были полностью стимулированы, с целью определения отвлекающего агента временно закупорить зону так, чтобы жидкость для интенсификации притока могла течь в другие зоны, которые нуждаются в дальнейшей стимуляции, а не терять жидкость в зоне уже стимулированной; переключение обрабатываемой жидкости, если она показала свою неэффективность; переключение переключателя, если он показал неэффективность; и установка временных штекеров или других видов механического барьера в скважине с целью изоляции уже стимулированных зон для позволения отдельных обработок оставшихся зон. На профиль потока, сгенерированный вариантами воплощения изобретения, описанными здесь, можно полагаться и при других работах.

Для максимизации эффективности интенсификации притока работа по интенсификации притока может быть так спланирована, что будет состоять из нескольких циклов нагнетания, следующих через периоды остановки, при которых получают данные измерения распределенной температуры. С целью предоставления оператору распределения потока в скважине данные измерения распределенной температуры сразу же анализируются, а это может использоваться для корректировки графика последующей обработки при необходимости максимизировать эффективность интенсификации притока. Следовательно, в результате оптимизированной интенсификации притока добыча в скважине может быть максимально повышена.

Предыдущее описание было представлено со ссылкой на предпочтительные в настоящее время варианты воплощения изобретения. Специалистам в данной области техники понятно, что модификации и видоизменения в описанных конструкциях и способах работы могут быть осуществлены без отхода от принципа и объема этого изобретения. Соответственно вышеприведенное описание не следует рассматривать как относящееся только к конструкциям, точно описанным и показанным в сопроводительных чертежах, но скорее следует рассматривать его с учетом этого и как поддержку для нижеследующих пунктов формулы изобретения, которые должны иметь свой полный и достаточный объем.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения профиля потока в формации, имеющей ствол скважины, образованный в ней, содержащий
  - размещение датчика в стволе скважины;
  - формирование сигнала обратной связи посредством датчика, причем сигнал обратной связи представляет по меньшей мере одно измерение датчика;
  - нагнетание жидкости в ствол скважины и, по меньшей мере, в участок формации рядом с датчиком;
  - остановку скважины на заранее заданный период остановки;
  - задание интересующего интервала ствола скважины;
  - измерение характеристик интересующего интервала с помощью датчика в дискретные периоды времени;
  - построение графика по измеренным характеристикам интересующего интервала ствола скважины в зависимости от времени;
  - сравнение измерений интересующего интервала с расчетной кривой измерений;
  - аппроксимацию расчетной кривой с учетом измерений;
  - определение объемного профиля потока для интересующего интервала посредством разделения интересующего интервала ствола скважины на множество отрезков;
  - повторение измерения, построение графика, сравнение и аппроксимацию расчетной кривой для каждого из множества отрезков и
  - определение для каждого из отрезков объемного профиля потока для всего интересующего интервала ствола скважины.
2. Способ по п.1, в котором формирование представляет собой формирование сигнала обратной



связи, представляющего по меньшей мере одно из температуры и давления.

3. Способ по п.1, в котором определение представляет собой определение объема нагнетенной жидкости в зависимости от глубины скважины.

4. Способ по п.1, в котором разделение представляет собой разделение множества отрезков на отрезки с заранее заданной профильной длиной.

5. Способ по п.1, в котором жидкость является по меньшей мере одним из отклоняющих агентов и жидкостью для интенсификации притока.

6. Способ по п.1, в котором аппроксимация представляет собой аппроксимацию с помощью алгоритма численной оптимизации.

7. Способ по п.1, в котором размещение датчика осуществляют с помощью гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра.

8. Способ по п.1, в котором размещение датчика в стволе скважины осуществляют посредством размещения датчика распределенных температур и представляющего собой оптоволокно, размещенное в стволе скважины.

9. Способ определения распределения потока в формации, имеющей ствол скважины, образованный в ней, содержащий

размещение датчика в стволе скважины, причем датчик обеспечивает практически постоянный контроль температуры вдоль заранее заданного интервала ствола скважины и причем датчик формирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком;

нагнетание жидкости в ствол скважины и, по меньшей мере, в участок формации рядом с этим интервалом;

остановку скважины на заранее заданный период остановки;

разделение заранее заданного интервала на множество отрезков;

измерение характеристик температуры каждого из отрезков в дискретных периодах времени;

построение графика по измеренным значениям температуры в каждом из отрезков в зависимости от времени;

сравнение измерений температуры каждого из отрезков с расчетной кривой измерений;

аппроксимацию расчетной кривой с учетом измерений в каждом из отрезков;

определение распределения потока для всего интересующего интервала;

применение определенного распределения потока для последующего процесса обработки.

10. Способ по п.9, в котором разделение представляет собой разделение множества отрезков на отрезки с заранее заданной профильной длиной.

11. Способ по п.9, в котором датчик выполнен по технологии определения распределенных температур, представляет собой оптоволокно, размещенное вдоль интервала в стволе скважины.

12. Способ по п.9, в котором жидкость является по меньшей мере одним из: отклоняющего агента и жидкости для интенсификации притока.

13. Способ по п.9, в котором этап аппроксимации представляет собой аппроксимацию с использованием алгоритма численной оптимизации.

14. Способ по п.9, в котором применение содержит мгновенный анализ распределения потока в скважине и корректировку при необходимости графика последующей обработки для максимизации эффективности интенсификации притока и добычи в скважине.

15. Способ по п.9, в котором определение представляет собой определение объема нагнетенной жидкости в зависимости от глубины скважины.

16. Способ определения распределения потока в формации, имеющей ствол скважины, образованный в ней, содержащий

размещение распределенного температурного датчика на волокне, проходящем вдоль интервала в стволе скважины, при этом распределенный температурный датчик обеспечивает практически постоянный температурный контроль по интервалу и при этом датчик формирует сигнал обратной связи, представляющий температуру, измеренную датчиком;

нагнетание жидкости в стволе скважины и по меньшей мере в часть формации, смежной с интервалом;

остановку скважины на заранее заданный период остановки;

измерение первого показателя температуры во время периода остановки;

измерение второго показателя температуры после периода остановки;

сравнение первого и второго измерения температуры с расчетной кривой измерений;

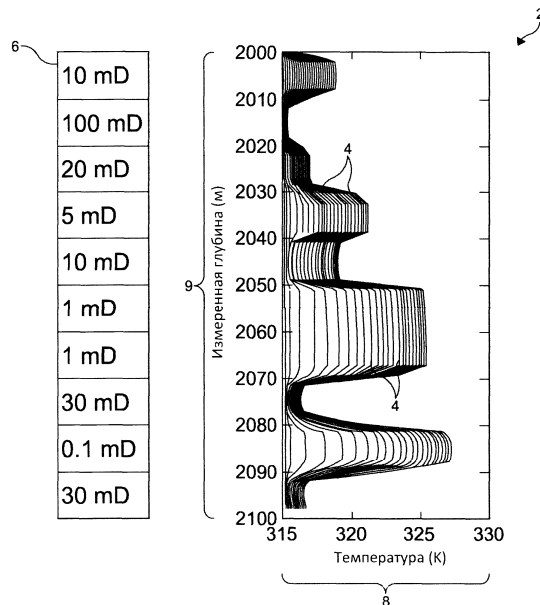
аппроксимацию расчетной кривой с учетом первого или второго измерения температуры для определения инверсной температурной кривой для нагнетаемой жидкости, профиля средней температуры для интервала скважины до приема нагнетаемой жидкости и кривой среднего объема для нагнетаемой жидкости.

17. Способ по п.16, в котором размещение датчика в стволе скважины осуществляют с помощью гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра.

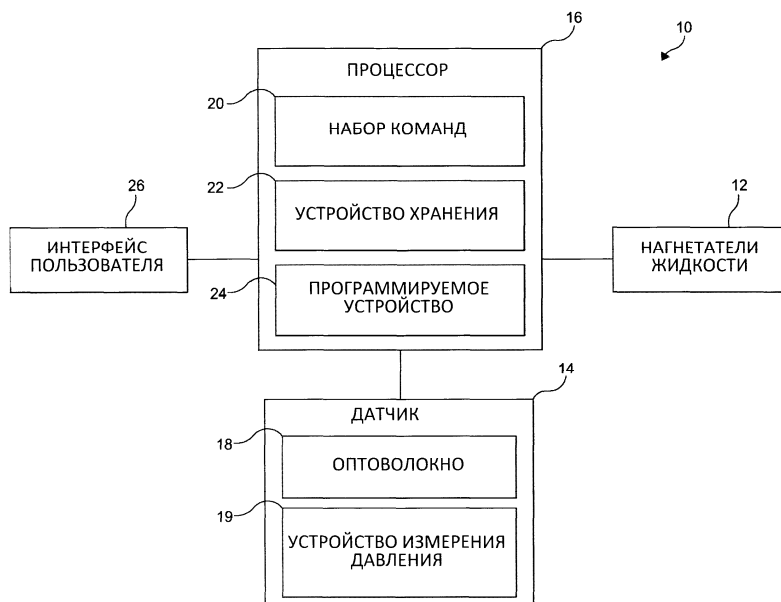
18. Способ по п.17, дополнительно содержащий применение профиля потока для получения максимальной эффективности операции интенсификации для максимизации эффективности интенсификации

притока и добычи в скважине.

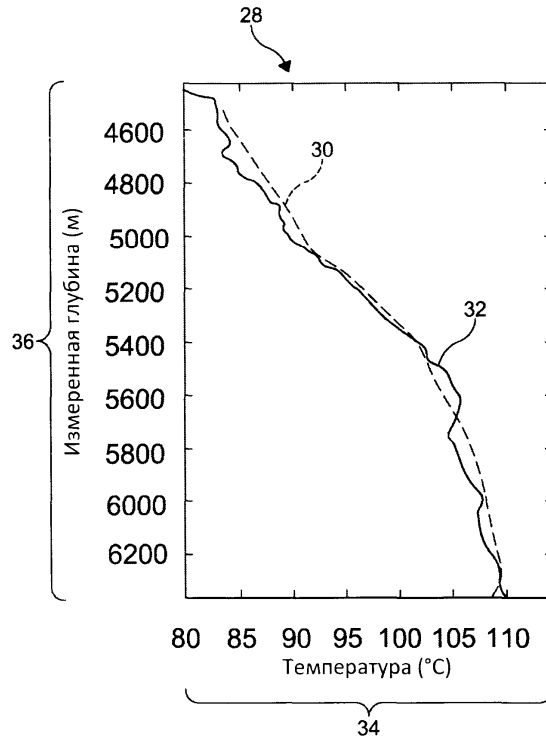
19. Способ по п.18, дополнительно содержащий выполнение операции интенсификации притока, содержащей по меньшей мере одно из: расположение гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра в зоне, которая не была эффективно интенсифицирована, для максимизации притока в эту зону; расположение гибких насосно-компрессорных труб малого диаметра в зоне, которая уже была полностью стимулирована, для подачи отклоняющего агента так, чтобы временно закупорить зону так, чтобы жидкость для интенсификации притока могла течь в другие зоны, которые нуждаются в дальнейшей стимуляции; переключение обрабатываемой жидкости, если она показала свою неэффективность; переключение отклоняющего агента, если он показал неэффективность; и установка временной пробки или других видов механического барьера в скважине с целью обеспечения отдельной обработки оставшейся зоны или зон.



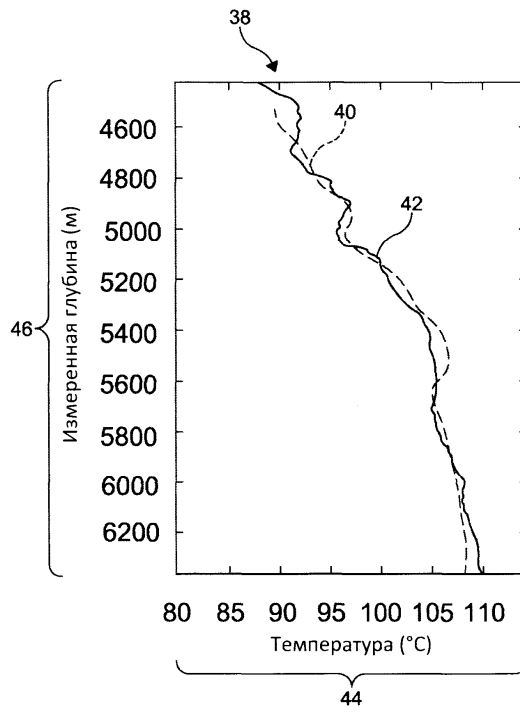
Фиг. 1 Предшествующий уровень техники



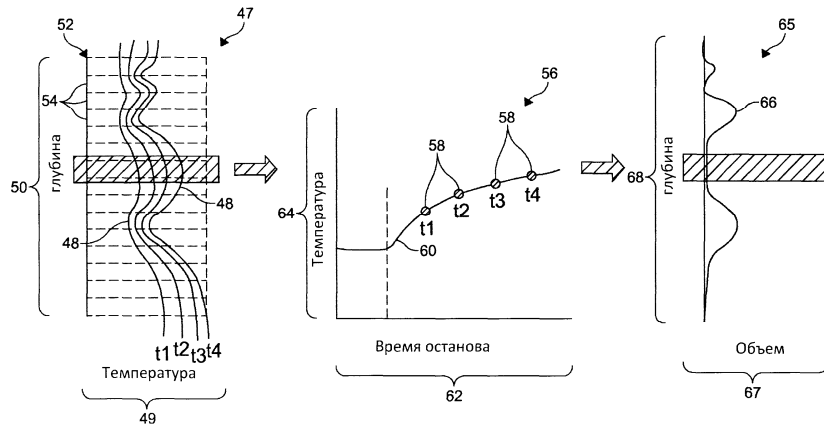
Фиг. 2



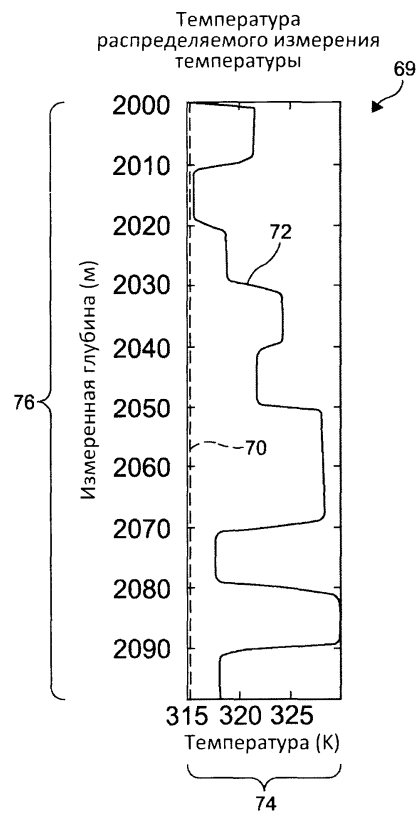
Фиг. 3



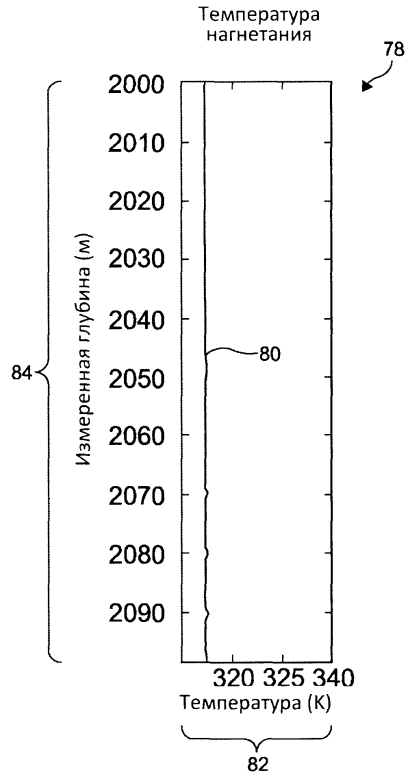
Фиг. 4



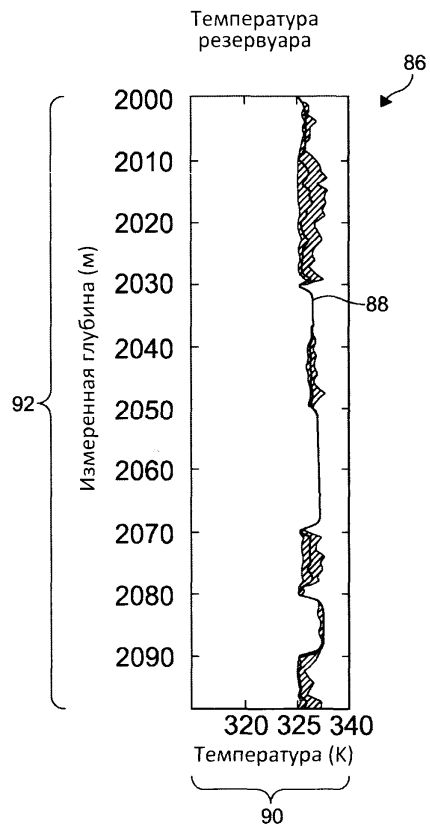
Фиг. 5-7



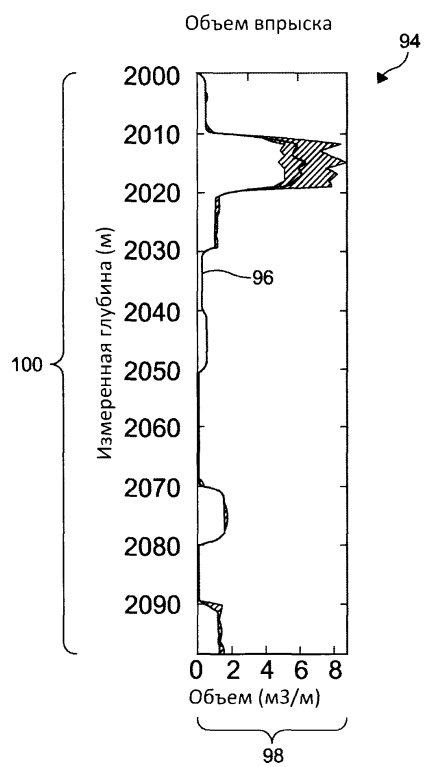
Фиг. 8А



Фиг. 8В



Фиг. 8С



Фиг. 8D

