



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013135469/03, 28.12.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
28.12.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
30.12.2010 US 61/460,372;
28.02.2011 US 61/464,134

(43) Дата публикации заявки: 10.02.2015 Бюл. № 4

(45) Опубликовано: 20.11.2015 Бюл. № 32

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 20070156377 A1, 05.07.2007. US 7079952 B2, 18.07.2006. US 7369979 B1, 06.05.2008. US 20100042458 A1, 18.02.2010.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 30.07.2013

(86) Заявка РСТ:
IB 2011/055998 (28.12.2011)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2012/090175 (05.07.2012)

Адрес для переписки:
129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, строение 3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

**ГАНГУЛИ Утпал (US),
ОНДА Хитоси (US),
ВЭН Сяовэй (US)**

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

(54) СИСТЕМА И СПОСОБ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ В СКВАЖИНЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к разработке, осуществлению и использованию результатов операций интенсификации, выполняемых на буровой. Техническим результатом является получение более точных данных о параметрах интенсификации для буровой. Способ включает выполнение определения характеристик резервуара при помощи модели определения характеристик резервуара для генерации геомеханической модели на основе объединенных данных о буровой, генерацию плана интенсификации путем выполнения планирования

бурения, расчет участков, расчет интенсификации и прогноз добычи на основе геомеханической модели, причем расчет участков содержит методику моделирования для идентификации классификаций на основе, по меньшей мере, одной диаграммы, по меньшей мере, одного параметра резервуара, объединенного с диаграммой напряжения для определения участков интенсификации в скважине на буровой, оптимизацию плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в цикле с обратной связью, пока не будет

создан оптимизированный план интенсификации
и выполнение оптимизированного плана

интенсификации. 3 н. и 26 з.п. ф-лы, 14 ил.

R U 2 5 6 9 1 1 6 C 2

R U 2 5 6 9 1 1 6 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 44/00 (2006.01)
E21B 43/26 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: **2013135469/03, 28.12.2011**

(24) Effective date for property rights:
28.12.2011

Priority:

(30) Convention priority:
30.12.2010 US 61/460,372;
28.02.2011 US 61/464,134

(43) Application published: **10.02.2015** Bull. № 4

(45) Date of publication: **20.11.2015** Bull. № 32

(85) Commencement of national phase: **30.07.2013**

(86) PCT application:
IB 2011/055998 (28.12.2011)

(87) PCT publication:
WO 2012/090175 (05.07.2012)

Mail address:
129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, stroenie 3,
OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"

(72) Inventor(s):
GANGULI Utpal (US),
ONDA Khitosi (US),
VEhN Sjaovehj (US)

(73) Proprietor(s):
ShLJuMBERGER TEKNOLODZhI B.V. (NL)

(54) SYSTEM AND METHOD OF WELL PRODUCTION INTENSIFICATION

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to designing, implementation and use of result of the intensification operations executed at the drill rig. The method includes the reservoir characteristics determination using the model of the reservoir characteristics determination to generate geomechanical model based on the summary drill rig data, generation of the intensification plan by the drilling planning, calculation of the areas, intensification and forecast of the production output based on the geomechanical model, at that calculation of the areas contains the modelling method to identify

the classification based on at least one diagram of at least one reservoir parameter combined with stress diagram to determine the intensification areas in the well, optimisation of the intensification plan by recalculation of the intensification and forecast of the production output under cycle with feedback, until creation of the optimised intensification plan and implementation of the optimised intensification plan.

EFFECT: reception of the more accurate data for the intensification parameters for the drilling rig.

29 cl, 14 dwg

RU 2 569 116 C 2

RU 2 569 116 C 2

ССЫЛКИ РОДСТВЕННЫЕ ЗАЯВКИ

[1] Данная заявка истребует приоритет, заявленный в предварительной заявке на патент США 61/464,134, зарегистрированной 28 февраля 2011 года, и в предварительной заявке США 61/460,372, зарегистрированной 30 декабря 2010 года, под заглавием
5 «ИНТЕГРИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ РЕЗЕРВУАРОЦЕНТРИЧНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ И РАСЧЕТА ИНТЕНСИФИКАЦИИ», которые в полном объеме включены в этот документ путем ссылки.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

[2] Настоящее описание относится к методике выполнения нефтепромысловых операций. В частности, настоящее описание относится к методикам выполнения операций интенсификации, таких как перфорация, заканчивание и/или гидроразрыв, в подземную
10 формацию, имеющую по меньшей мере один резервуар. Высказывания в этом разделе просто предоставляют справочную информацию, относящуюся к настоящему изобретению, и могут не представлять известный уровень техники.

[3] Нефтепромысловые операции можно выполнять для нахождения и сбора ценных скважинных текучих сред, таких как углеводороды. Нефтепромысловые операции могут включать, например, разведку, бурение, оценку скважины, заканчивание, добычу, интенсификацию притока и анализ нефтяного месторождения. Разведочные операции могут включать сейсморазведку, используя, например, сейсмостанцию для отправки и
20 получения скважинных сигналов. Бурение может включать продвижения скважинного инструмента в землю для образования ствола скважины. Оценка скважины может включать развертывание скважинного инструмента в стволе скважины для получения скважинных измерений и/или для извлечения скважинных проб. Заканчивание может включать цементирование и крепление обсадными трубами ствола скважины для
25 подготовки к добыче. Добыча может включать развертывание насосно-компрессорной колонны в стволе скважины для транспортировки флюидов из резервуара на поверхность. Интенсификация может включать, например, перфорацию, гидроразрыв пласта, нагнетание и/или другие операции интенсификации для облегчения получения флюидов из резервуара.

[4] Анализ нефтяного месторождения может включать, например, оценку информации о месте расположения буровой и различных операциях и/или выполнении работ по плану бурения скважины. Такая информация может быть, например, петрофизической информацией, собранной и/или проанализированной петрофизиком; геологической информацией, собранной и/или проанализированной геологом; или геофизической информацией, собранной и/или проанализированной геофизиком. Петрофизическая, геологическая и геофизическая информация может быть проанализирована отдельно с каждым потоком данных. Оператор-человек может вручную переместить и проанализировать данные с помощью нескольких средств программного обеспечения и приборов. План бурения может использоваться для разработки нефтепромысловых
40 операций на основе информации, собранной о буровой.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[5] Это краткое изложение дано для представления выбора решений, которые далее подробно описаны. Это изложение не предназначено для идентификации главных или существенных особенностей объекта изобретения, а также не предназначено для
45 использования в качестве средства, ограничивающего область применения объекта изобретения.

[6] Методики, описанные здесь, относятся к операциям интенсификации, включающим определение резервуарных характеристик с помощью данных геомеханической модели

и объединенных данных буровой (например, петрофизических, геологических, геомеханических и геофизических). Кроме того, операции интенсификации могут включать планирование бурения, промежуточный расчет, расчет интенсификации и прогноз добычи в петле обратной связи. План интенсификации может быть оптимизирован путем выполнения расчета интенсификации и прогноза добычи в петле обратной связи. Кроме того, оптимизация может быть выполнена с помощью подготовки и планирования бурения в петле обратной связи. План интенсификации может выполняться и оптимизироваться в реальном времени. Данный план интенсификации может основываться на определении участков для нетрадиционных резервуаров, таких как резервуары песчаника с плотным газом и сланца.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[7] Варианты воплощения способа и системы для выполнения операции интенсификации скважины описаны со ссылкой на следующие фигуры. Как и позиционные обозначения, они предназначены для обозначения сходных элементов с целью обеспечения согласованности. Для ясности не каждый компонент может быть помечен в каждом чертеже.

На фиг.1.1-1.4 представлены схемы, иллюстрирующие различные нефтепромысловые операции на буровой;

На фиг.2.1-2.4 представлены схемы данных, собираемых в операциях на фиг.1.1-1.4.

На фиг.3.1 представлена схема буровой, иллюстрирующая различные операции интенсификации скважины.

На фиг.3.2-3.4 представлены схемы различных разрывов пластов на буровой из фиг.3.1.

На фиг.4.1 представлена блок-схема с изображением операции интенсификации скважины.

На фиг.4.2 и 4.3 показаны схематические диаграммы, изображающие части операции интенсификации скважины.

На фиг.5.1 показана структурная схема, а на фиг.5.2 - карта технологического процесса, иллюстрирующая способ определения участков операции интенсификации в формациях с плотным газом в уплотненных песчаниках.

На фиг.6 показана структурная схема набора результатов исследований для получения взвешенных сводных результатов исследований.

На фиг.7 представлена структурная схема показателя качества резервуара, полученного из первых и вторых данных.

На фиг.8 показана структурная схема сводного показателя качества, полученного из показателя качества заканчивания и резервуара.

На фиг.9 показана структурная схема с изображением участков на основе профиля напряжения и сводного показателя качества.

На фиг.10 показана структурная схема регулирования границ участков для повышения однородности сводных показателей качества.

На фиг.11 показана структурная схема постадийного разделения на основе сводного показателя качества.

На фиг.12 показана схема размещения перфорационных отверстий на основе показателя качества.

На фиг.13 показана блок-схема, иллюстрирующая способ операции интенсификации для сланцевого резервуара.

На фиг.14 показана блок-схема, иллюстрирующая способ выполнения операции скважинной интенсификации.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

[8] Нижеследующее описание включает примеры систем, аппаратов, способов и последовательностей указаний, которые воплощают методики предмета рассмотрения. Однако понятно, что описанные воплощения могут быть осуществлены без этих
5 конкретных деталей.

[9] Настоящее описание относится к разработке, осуществлению и использованию результатов операций интенсификации, выполняемых на буровой. Операции интенсификации могут выполняться с помощью резервуароцентричного, комплексного
10 подхода. Эти операции интенсификации могут содержать комплексный расчет интенсификации на основе междисциплинарной информации (например, используемой петрофизиком, геологом, геомехаником, геофизиком и инженером-промысловиком), многоскважинных применений и/или многоэтапных нефтепромысловых операций (например, заканчивание, интенсификация и добыча). Некоторые приложения могут разрабатываться с учетом нетрадиционных буровых приложений (например, газ в
15 плотных породах песчаника, сланцы, карбонат, уголь и т.д.), комплексных буровых приложений (например, многоскважинные) и различных моделей разрыва пласта (например, обычная плоскостная модель «двухкрыльного» излома для песчаных пластовых резервуаров или сложных моделей сетевого излома для естественно трещиноватых пластовых резервуаров с низкой проницаемостью) и тому подобное. В
20 данном контексте нетрадиционные резервуары относятся к резервуарам, таким как газ в плотных песчаниках, песок, сланцы, карбонат, уголь и т.п., где формация не является равномерной или пересекается естественными изломами (все другие резервуары считаются обычными).

[10] Операции по интенсификации скважины могут также выполняться с помощью
25 оптимизации, адаптации под конкретные типы резервуаров (например, газ в плотном песчанике, сланцы, карбонат, уголь и т.д.), интеграции критериев оценки (например, критерии резервуара и заканчивания) и интеграции данных из различных источников. Операции интенсификации могут быть выполнены вручную с помощью обычных методик для отдельного анализа потока данных, с отдельным отключаемым анализом
30 или включающим человека-оператора, вручную перемещающего данные и интегрирующего данные с использованием нескольких видов программного обеспечения и приборов. Кроме того, данные операции интенсификации могут быть интегрированы, например, упорядочены путем максимального привлечения междисциплинарных данных в автоматическом или полуавтоматическом режиме.

35 НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОПЕРАЦИИ

[11] На фиг.1.1-1.4 показаны различные нефтепромысловые операции, которые могут быть выполнены на буровой, а на фиг.2.1-2.4 показана различная информация, которая может быть собрана на буровой. На фиг.1.1-1.4 показана упрощенная схема типичного месторождения нефти или буровой 100, имеющей подземную формацию 102,
40 содержащую, например, резервуар 104, и показаны различные нефтепромысловые месторождения, выполняемые на буровой 100. На фиг.1.1 показана операция разведки, выполняемая разведочным инструментом, например сейсмостанцией 106.1, для измерения свойств подземной формации. Разведочная операция может быть операцией сейсморазведки для выработки звуковых колебаний. На фиг.1.1 одно такое звуковое
45 колебание 112, генерируемое источником 110, отражается от ряда горизонтов 114 в земной формации 116. Звуковые(ое) колебания(ие) 112 могут быть приняты датчиками, такими как сейсмоприемники-геофоны 118, расположенные на поверхности земли, и геофоны 118 вырабатывают электрические выходные сигналы, называемые приемными

данными 120 на фиг.1.1.

[12] В ответ на полученный образец различных параметров (например, амплитуды и/или частоты) звуковых(ого) колебаний(ия) 112 геофоны 118 могут производить электрические выходные сигналы, содержащие данные о подземной формации.

5 Полученные данные 120, могут подаваться в качестве входных данных на компьютер 122.1 сейсмостанции 106.1, и в ответ на эти входные данные компьютер 122.1 может генерировать выходные сейсмические и микросейсмические данные 124. Выходные сейсмические данные 124 могут храниться, передаваться или дополнительно обрабатываться как желаемые, например, путем сокращения объема используемых
10 данных.

[13] На фиг.1.2 показаны буровые операции, выполняемые буровым инструментом 106.2, подвешенным к установке 128 и введенной в подземные формации 102 для образования ствола скважины 136 или другого канала. Емкость для бурового раствора 130 может использоваться для извлечения бурового раствора в бурильные инструменты
15 через поточную линию 132 для циркуляции бурового раствора через буровые инструменты и вверх по стволу скважины 136 обратно к поверхности. Буровой раствор может фильтроваться и возвращаться в емкость для бурового раствора. Циркуляционная система может использоваться для хранения, управления или фильтрации протекающих буровых растворов. На этой иллюстрации бурильные инструменты выдвинуты в
20 подземные формации для достижения резервуара 104. Каждая скважина может быть нацелена на один или несколько резервуаров. Бурильные инструменты могут быть адаптированы для измерения свойств в скважинных условиях с помощью геофизических исследований в скважине во время бурения. Кроме того, инструмент для геофизических исследований во время бурения может быть адаптирован для получения керновой
25 пробы 133, как показано, или удален, так что керновая проба может быть получена с помощью другого инструмента.

[14] Наземный блок 134 может использоваться для связи с буровыми инструментами и/или работами вне месторождения. Наземный блок может связываться с буровыми инструментами для отправки команд бурильным инструментам и для получения данных
30 из него. Наземный блок может обеспечиваться вычислительными возможностями для получения, хранения, обработки и/или анализа данных из операции. Наземный блок может собирать данные, полученные в ходе операции бурения и вырабатывать выходные данные 135, которые могут храниться или передаваться. Вычислительные возможности, например, в наземном блоке, могут быть расположены в различных местах около
35 буровой и/или в удаленных местах.

[15] Датчики (S) могут быть расположены около нефтяного месторождения для сбора данных, касающихся различных операций, как описано ранее. Как показано, датчик (S) может быть размещен в одном или более местах в бурильных инструментах и/или в буровой установке для измерения параметров бурения, таких как нагрузка на
40 долото, момент на долото, давления, температуры, производительность, составы, скорость вращения и/или другие параметры операции. Датчики (S) могут располагаться в одном или нескольких местах в циркуляционной системе.

[16] Данные из датчиков могут быть собраны наземным блоком и/или другими источниками сбора данных для анализа или другой обработки. Данные из датчиков
45 могут использоваться отдельно или в сочетании с другими данными. Данные могут быть собраны в одну или несколько баз данных и/или переданы на или вне места буровой. Все или выбранные части данных могут использоваться выборочно для анализа и/или прогнозирования операции текущей и/или других скважин. Данные могут

быть данными за прошлые периоды, данными реального времени или их сочетанием. Данные реального времени могут быть использованы в режиме реального времени или сохраняться для последующего использования. Кроме того, для дальнейшего анализа эти данные могут сочетаться с данными прошлых периодов или другой информацией. Данные могут храниться в отдельных базах данных или быть объединены в одну базу данных.

[17] Собранные данные могут быть использованы для выполнения анализа, например, моделирования операций. Например, выходные сейсмические данные могут использоваться для выполнения геологического, геофизического и/или анализа технологии разработки резервуара. Данные из резервуара, ствола скважины, поверхности и/или обработанные данные могут использоваться для выполнения моделирования резервуара, ствола скважины, геологического, геофизического или иного моделирования. Выходные данные из операции могут быть сгенерированы непосредственно из датчиков или после некоторой предварительной обработки или моделирования. Эти выходные данные могут выступать в качестве информации для дальнейшего анализа.

[18] Данные могут накапливаться и сохраняться в наземном блоке 134. Один или более наземных блоков могут быть размещены на буровой или подсоединены удаленно. Наземный блок может быть одним блоком или сложной сетью блоков, используемых для выполнения необходимых функций управления данными на всем месторождении. Наземный блок может быть ручной или автоматической системой. Наземный блок 134 может управляться и/или регулироваться пользователем.

[19] Наземный блок может быть оснащен приемопередатчиком 137, что позволит обеспечить связь между наземным блоком и различными частями текущего месторождения или другими местами. Кроме того, наземный блок 134 может быть оснащен или функционально подключен к одному или нескольким управляющим устройствам для активации механизмов на буровой 100. В таком случае наземный блок 134 может отправлять командные сигналы на месторождение в ответ на полученные данные. Наземный блок 134 может принимать команды через приемопередатчик или может сам передавать команды управляющему устройству. Для анализа данных (локально или удаленно), принятия решений и/или активации управляющего устройства может быть предусмотрено устройство обработки данных. Таким образом, операции могут быть выборочно скорректированы на основе собранных данных. Части операции, такие как управление, бурение, нагрузка на долото, подача насосов или другие параметры, на основе данной информации могут быть оптимизированы. Эти регулировки могут выполняться автоматически на основе компьютерного протокола и/или вручную оператором. В некоторых случаях планы бурения могут быть скорректированы для выбора оптимальных рабочих условий или во избежание проблем.

[20] На фиг.1.3 показана канатная операция в скважине, выполняемая с помощью канатного инструмента 106.3, спускаемого в скважину на канате, подвешенном на установке 128, в ствол скважины 136 фиг.1.2. Канатный инструмент 106.3 может быть адаптирован для развертывания в стволе скважины 136 для генерации каротажных диаграмм, выполнения скважинных испытаний и/или сбора проб. Канатный инструмент 106.3 может использоваться для предоставления другого способа и аппарата для выполнения операции сейсморазведки. Канатный инструмент 106.3 из фиг.1.3 может, например, иметь источник 144 взрывной, радиоактивной, электрической или акустической энергии, который отправляет электрические сигналы в окружающие подземные формации 102 и флюиды в ней и/или получает из нее.

[21] Канатный инструмент 106.3 может быть оперативно подключен к, например, геофонам 118 и компьютеру 122.1 сейсмостанции 106.1 на фиг.1.1. Кроме того, канатный инструмент 106.3 может предоставлять данные наземному блоку 134. Наземный блок 134 может собирать данные, полученные в ходе канатной операции, и производить
 5 выходные данные 135, которые могут храниться или быть отправлены дальше. Канатный инструмент 106.3 может располагаться на разных глубинах в стволе скважины для обеспечения разведки или других сведений о подземной формации.

[22] Датчики (S) в качестве контрольно-измерительных устройств могут быть расположены около буровой 100 для сбора данных, касающихся различных операций,
 10 описанных ранее. Как показано, датчик (S) позиционируется в канатном инструменте 106.3 для измерения скважинных параметров, к которым относятся, например, пористость, проницаемость, состав флюидов и/или другие параметры операции.

[23] На фиг.1.4 показана операция добычи, выполняемая с помощью инструмента добычи 106.4, развернутого из технологического модуля или фонтанного устьевого
 15 оборудования 129, в законченный ствол скважины 136 из фиг.1.3 для извлечения флюида из скважинных резервуаров к наземному оборудованию 142. Флюид выходит из резервуара 104 через отверстия в обсадной колонне (не показана) и проходит в инструмент добычи 106.4 в стволе скважины 136 и в наземное оборудование 142 через сеть сбора 146.

[24] Датчики (S) могут быть расположены около месторождения для сбора данных, касающихся различных операций, как описано ранее. Как показано, датчик (S) может располагаться в инструменте добычи 106.4 или связанном с ним оборудовании, таком
 20 как фонтанное устьево оборудование 129, сеть сбора, наземное оборудование и/или оборудование добычи, для измерения параметров флюида, таких как состав флюида, скорости потока, давления, температуры и/или других параметров операции добычи.

[25] Хотя показаны только упрощенные конфигурации буровой, следует понимать, что месторождение или буровая 100 может охватывать часть площади земли, моря и/или
 25 воды, на которой размещена одна скважина или более. Кроме того, добыча может включать нагнетательные скважины (не показаны) для дополнительного восстановления или для хранения углеводородов, углекислого газа или воды, например. Одна или несколько единиц оборудования сбора может оперативно может подсоединяться к одной буровой или более для избирательного сбора скважинных флюидов из буровой (х).

[26] Следует понимать, что на фиг.1.2-1.4 показаны инструменты, которые могут
 35 использоваться для измерения не только свойств нефтяного месторождения, но и свойств рудных залежей, водоносных горизонтов, хранилищ и других подземных объектов. Кроме того, хотя показаны определенные инструменты сбора данных, понятно, что могут использоваться различные измерительные приборы (например, канатные, для измерения во время бурения (MWD), каротажа во время бурения (LWD), получения
 40 ядерной пробы и т.д.), способные измерять параметры, такие как сейсмическое полное время прохождения сигнала в прямом и обратном направления, плотность, удельное сопротивление, темп добычи и т.п., подземных формаций и/или ее геологических формаций. Для сбора и/или контроля нужных данных различные датчики (S) могут быть расположены в различных местах вдоль ствола скважины и/или средств
 45 мониторинга. Из удаленных мест могут также предоставляться и другие источники данных.

[27] Конфигурация месторождений на фиг.1.1-1.4 показывает примеры буровой 100 и различных операций, которые могут использоваться с методиками, приведенных в

настоящем документе. Часть или все из месторождений могут быть на земле, воде и/или море. Кроме того, хотя показано одно месторождение, измеряемое в одном месте, технология разработки пластовых резервуаров может быть использована с любым сочетанием одного или более месторождений, одного или более технологических объектов и одной или более буровых.

[28] На фиг. 2.1-2.4 показаны графические примеры данных, собираемых с помощью инструментов на фиг.1.1-1.4, соответственно. На фиг.2.1 показана сейсмотрасса 202 подземной формации из фиг.1.1, полученная сейсмостанцией 106.1. Сейсмическая трасса может использоваться для предоставления данных, например ответа в двух направлениях в течение времени. На фиг.2.2 показано керновую пробу 133, взятую инструментами бурения 106.2. Керновая проба может использоваться для предоставления данных, таких как график плотности, пористость, проницаемость или другие физические свойства керновой пробы по длине керна. Испытания на плотность и вязкость могут выполняться на флюидах в керне при различных давлениях и температурах. На фиг.2.3 показано каротажную диаграмму 204 подземной формации из фиг.1.3, полученную с помощью спускаемого в скважину инструмента 106.3. Каротажная кривая, полученная от зонда на каротажном кабеле, может показывать удельное сопротивление или другие измерения формации при различных глубинах. На фиг.2.4 показано кривую спада добычи или график 206 флюида, протекающего через подземную формацию из фиг.1.4, измеренный на наземном оборудовании 142. Кривая спада добычи может показать дебит нефтеотдачи Q как функцию времени t .

[29] На соответствующих графиках на фиг.2.1, 2.3 и 2.4 показаны примеры статических измерений, которые могут описать или предоставить информацию о физических характеристиках формации и резервуаров, содержащихся в ней. Эти измерения могут быть проанализированы для определения свойств формации(й) и точности измерений и/или проверки на наличие ошибок. Участки кривой каждого из соответствующих измерений могут быть выровнены и промасштабированы для сравнения и проверки свойств.

На фиг.2.4 показан пример динамического замера свойств флюида через скважину. Когда флюид проходит через скважину, то осуществляются измерения его свойств, таких как производительность, давление, состав и т.п. Как описано ниже, статические и динамические измерения могут быть проанализированы и использованы для создания моделей подземной формации для определения ее характеристик. Подобные измерения можно также использовать для измерения изменений в свойствах формаций с течением времени.

ОПЕРАЦИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

[30] На фиг.3.1 показаны операции интенсификации, выполняемые на буровых 300.1 и 300.2. Буровая 300.1 включает установку 308.1, имеющую вертикальную скважину 336.1, простирающуюся в формацию 302.1. Буровая 300.2 включает установку 308.2, имеющую скважину 336.2, и установку 308.3, имеющую скважину 336.3, простирающуюся вниз в подземную формацию 302.2. Хотя буровые 300.1 и 300.2 показаны с конкретными конфигурациями установок со скважинами, следует понимать, что на одной или более буровых могут быть размещены одна или более установок с одной или более скважинами.

[31] Скважина 336.1 простирается от буровой 308.1 через нетрадиционные резервуары 304.1-304.3. Скважины 336.2 и 336.3 простираются от установок 308.2 и 308.3 к нетрадиционному резервуару 304.4. Как показано, нетрадиционные резервуары 304.1-304.3 являются песчаными резервуарами с плотным газом, а нетрадиционный резервуар

304.4 - это сланцевый резервуар. В данной формации могут присутствовать один или несколько нетрадиционных резервуаров (например, плотного газа, сланцев, карбоната, угля, тяжелой нефти и т.п.) и/или обычных резервуаров.

[32] Операции интенсификации на фиг.3.1 могут быть выполнены самостоятельно или в сочетании с другими нефтепромысловыми операциями, такими как нефтепромысловые операции, представленные на фиг.1.1 и 1.4. Например, скважины 336.1-336.3 могут быть измерены, пробурены, испытаны и из них происходит добыча, как показано на фиг.1.1-1.4. Операции интенсификации, выполняемые на буровых 300.1 и 300.2, могут включать, например, перфорацию, гидроразрыв пласта, нагнетание и т.п. Операции интенсификации могут выполняться параллельно с другими нефтепромысловыми операциями, такими как операции заканчивания скважин и добычи (см., например, фиг.1.4). Как показано на фиг.3.1 скважины 336.1 и 336.2 были закончены и в них выполнены отверстия 338.1-338.5 для облегчения добычи.

[33] Скважинный инструмент 306.1 размещается в вертикальной скважине 336.1, прилегающей к песчаному резервуару с плотным газом 304.1, для выполнения скважинных измерений. Пакеры 307 размещаются в стволе скважины 336.1 для изоляции части прилегающих перфорационных отверстий 338.2. После образования отверстий около ствола скважины флюид может нагнетаться через эти перфорации в формацию для создания и/или расширения изломов в ней с целью интенсификации добычи из резервуаров.

[34] Резервуар 304.4 формации 302.2 перфорирован и пакеры 307 размещены для изоляции ствола скважины 336.2 около отверстий 338.3-338.5. Как показано в горизонтальной скважине 336.2, пакеры 307 размещены на участках St_1 и St_2 ствола скважины. Как также показано, скважина 304.3 может быть подсасывающей (или опытной) скважиной, простирающейся через формацию 302.2, и достигать резервуара 304.4. Один или более стволов скважин могут быть размещены в одной или более буровых. Возможно размещение нескольких скважин.

[35] В различные резервуары 304.1-304.4 для облегчения добычи флюидов могут быть продлены изломы. Примеры изломов, которые могут быть образованы, схематически показаны на фиг.3.2 и 3.4 около скважины 304. Как показано на фиг.3.2, естественные изломы 340 расходятся по слоям около скважины 304. Отверстия (или пучки отверстий) 342 могут образовываться около скважины 304, а флюид 344 и/или флюиды, смешанные с расклинивающим наполнителем 346, могут быть введены через отверстия 342. Как показано на фиг.3.3, гидроразрыв пласта может выполняться путем нагнетания через отверстия 342, создания изломов вдоль плоскости, имеющей максимальное напряжение σ_{hmax} , и вскрытия и расширения природных изломов.

[36] На фиг.3.4 показан другой вид операции разрыва пласта около ствола скважины 304. На этом виде изломы 348 от гидроразрыва пласта расходятся радиально от скважины 304. Изломы от гидроразрыва пласта могут использоваться для достижения карманов микросейсмических событий 351 (показаны схематично как точки) около скважины 304. Операция гидроразрыва пласта может использоваться как часть операции интенсификации для предоставления путей с целью облегчения перемещения углеводородов в стволе скважины 304 для добычи.

[37] На фиг.3.1 датчики (S) могут быть расположены около месторождения для сбора данных, касающихся различных операций, описанных ранее. Некоторые датчики, такие как геофоны, могут быть расположены около формаций во время гидроразрыва пласта для измерения микросейсмических волн и выполнения микросейсмического сопоставления. Данные из датчиков могут собираться в наземном блоке 334 и/или в

других источниках сбора данных для анализа или другой обработки, как ранее описывалось (см., например, наземный блок 134). Как показано, наземный блок 334 связан с сетью 352 и другими компьютерами 354.

[38] Инструмент интенсификации 350 может предоставляться как часть наземного блока 334 или других частей буровой для выполнения операций интенсификации. Например, информация, получаемая во время одной или нескольких операций интенсификации, может использоваться в плане бурения для одной или нескольких скважин, одной или более буровых и/или одного или нескольких резервуаров. Инструмент интенсификации 350 может быть функционально связан с одной или более установками и/или буровыми и использоваться для получения данных, обработки данных, отправки сигналов управления и т.д., как будет описано далее в настоящем документе. Инструмент интенсификации 350 может включать блок определения характеристик резервуара 363 для создания геомеханической модели, блок планирования интенсификации 365 для выработки планов интенсификации, устройство оптимизации 367 для оптимизации планов интенсификации, блок реального времени 369 для оптимизации в режиме реального времени оптимизированного плана интенсификации, блок управления 368 для избирательной корректировки операции интенсификации на основе оптимизированного плана интенсификации в режиме реального времени, корректировщик текущей информации 370 для обновления модели определения характеристик резервуара на основе оптимизированного плана интенсификации в режиме реального времени и данных ретроспективной оценки и калибратор 372 для калибровки оптимизированного плана интенсификации, что будет описано ниже в настоящем документе. Блок планирования интенсификации 365 может включать инструмент расчета участков 381 для выполнения расчета участков, блок расчета интенсификации 383 для выполнения расчета интенсификации, инструмент прогнозирования добычи 385 для прогнозирования добычи и инструмент плана бурения 387 для генерации планов бурения.

[39] Данные буровой, используемые в операции интенсификации, могут варьировать от, например, керновых проб до петрофизической интерпретации на основе каротажных диаграмм для трехмерных сейсмических данных (см., например, фиг.2.1-2.4). К расчету интенсификации могут быть привлечены, например, петротехнические эксперты по нефтяным месторождениям для выполнения ручных процессов с целью сопоставления различных частей информации. Интеграция информации может потребовать ручного манипулирования несвязанными рабочими потоками и мероприятиями, такими как очерчивание зон резервуара, определение желаемых зон вскрытия пласта, оценка ожидаемого роста гидроразрыва пласта при данных конфигурациях оборудования вскрытия, решение о целесообразности размещения другой скважины или нескольких скважин для лучшей интенсификации формации и т.п. Данный расчет интенсификации может, кроме прочего, с целью облегчения операции интенсификации включать полуавтоматическую или автоматическую интеграцию, обратную связь и управление.

[40] Операции интенсификации для обычных и нетрадиционных резервуаров можно выполнить, исходя из знания данного резервуара. Характеристики резервуаров могут использоваться, например, при планировании бурения, определении оптимальных целевых зон для перфорации и расчета участков, расчета нескольких скважин (например, с интервалом и ориентацией) и генерации геомеханических моделей. Расчет интенсификации может быть оптимизирован на основе результирующего прогноза добычи. Эти расчеты интенсификации могут включать интегрированный резервуароцентричный технологический процесс, который включает компоненты

расчета, реального времени (РВ) и ретроспективной оценки обработки. Разработка заканчивания скважины и интенсификации может выполняться с использованием междисциплинарных данных о скважине и резервуаре.

5 [41] На фиг.4.1 показана блок-схема 400, отображающая операцию интенсификации, такую как показанная на фиг.3.1. Блок-схема 400 представляет собой итеративный процесс, в котором используется комплексная информация и анализ для разработки, осуществления и обновления операции интенсификации. Способ предполагает оценку предварительной обработки 445, планирование интенсификации 447, оптимизацию обработки в реальном времени 451 и обновление расчета/модели 453. Часть или вся
10 блок-схема 400 может быть итерирована для регулирования операций интенсификации и/или расчетных операций дополнительной интенсификации в существующих или дополнительных скважинах.

[42] Оценка предварительной интенсификации 445 включает получение характеристик резервуара 460 и генерацию трехмерной геомеханической модели 462. Получение
15 характеристики резервуара 460 может быть сгенерировано путем объединения информации, такой как информация, собранная на фиг.1.1-1.4, для выполнения моделирования с использованием объединенного сочетания информации из предшествующих независимых технических режимов или дисциплин (например, петрофизика, геолога, геомеханика и геофизика, и предыдущих результатов операций
20 по гидроразрыву пласта). Такое получение характеристик резервуаров 460 может быть создано с использованием методик комплексного статического моделирования для генерации геомеханической модели 462, как описано, например, в заявке на патент США под номерами 2009/0187391 и 2011/0660572. Так, например программное обеспечение, такое как PETREL™, VISAGE™, TECHLOG™ и GEOFRAME™, которое
25 можно приобрести у компании SCHLUMBERGER™, может использоваться для выполнения оценки предварительной обработки 445.

[43] Получение характеристик резервуаров 460 может включать сбор различной информации, например, данных, связанных с подземной формацией и разработку одной или нескольких моделей резервуара. Собранная информация может включать, например,
30 информацию об интенсификации, такую как (продуктивная) зона резервуара, геомеханическая зона (напряжения), распределение естественной трещиноватости. Получение характеристик резервуара 460 может осуществляться таким образом, что информация об интенсификации включается в оценки предварительной интенсификации. Генерация геомеханической модели 462 может имитировать подземные формации в
35 стадии разработки (например, генерация численного представления состояния напряжения и скальные механические свойства для данного геологического профиля в месторождении или бассейне).

[44] Обычное геомеханическое моделирование можно использовать для генерации геомеханической модели 462. Примеры методик геомеханического моделирования
40 представлены в заявке на патент США №2009/0187391. Геомеханическая модель 462 может быть создана с помощью информации, собранной, например, из нефтепромысловых операций, представленных на фиг.1.1-1.4, 2.1-2.4 и 3. Например, в трехмерной геомеханической модели в расчет принимаются различные ранее собранные данные о резервуаре, включая сейсмические данные, собранные во время ранних
45 исследований формации и данных каротажа, собранных из бурения одной или более разведочных скважин перед добычей (см., например, фиг.1.1-1.4). Геомеханическая модель 462 может использоваться для предоставления, например, геомеханической информации для различных нефтепромысловых операций, таких как выбор глубины

установки обсадной колонны, оптимизация количества обсадных труб, бурение стабильных скважин, расчет заканчиваний, выполнение интенсификации трещинообразования и т.п.

5 [45] Сгенерированная геомеханическая модель 462 может использоваться в качестве входных данных при выполнении планирования интенсификации 447. Трехмерная геомеханическая модель может быть построена для определения потенциальных буровых скважин. В одном из вариантов воплощения, когда формация существенно однородна и существенно свободна от значительной естественной трещиноватости и/или барьеров высокого напряжения, можно предположить, что данный объем флюида 10 для гидроразрыва пласта, закачиваемого при данном расходе в течение данного периода времени, будет генерировать существенно идентичную сеть изломов в формации. Керновые пробы, как показано на фиг.1.2 и 2.2, могут предоставлять информацию, полезную при анализе свойств трещиноватости формации. Для участков резервуара, проявляющего подобные свойства, несколько скважин (или ответвлений) могут быть 15 размещены на существенно равном расстоянии друг от друга и вся формация будет достаточно интенсифицирована.

[46] Планирование интенсификации 447 может включать планирование бурения 465, расчет участков 466, расчет интенсификации 468 и прогноз добычи 470. В частности, геомеханическая модель 462 может быть входными данными для планирования бурения 20 465 и/или расчета участков 466 и расчета интенсификации 468. Некоторые варианты воплощения могут включать полуавтоматизированные способы для идентификации, например, расстояния между скважинами и их ориентации, расчета многостадийной перфорации и расчета гидроразрыва пласта. Для решения вопроса широкого разброса характеристик в углеводородных резервуарах некоторые из вариантов воплощения 25 могут содержать специально предназначенные способы для сред целевого резервуара, таких как, но не ограничиваясь этим, формаций с плотным газом в плотных породах, песчаными резервуарами, естественно трещиноватыми сланцевыми резервуарами или другими нетрадиционными резервуарами.

[47] Планирование интенсификации 447 может включать полуавтоматический способ, 30 используемый для определения потенциальных буровых скважин путем разбиения подземных формаций на множественный набор дискретных интервалов, характеризующий каждый интервал на основе информации, такой как геофизические свойства формации и ее близость к естественным изломам, затем перегруппировка нескольких интервалов в одну или несколько буровых скважин с каждой буровой, 35 содержащей скважину или ответвление скважины. Интервал и ориентация нескольких скважин могут быть определены и использованы для оптимизации добычи из резервуара. Характеристики каждой скважины могут быть проанализированы для планирования участков и планирования интенсификации. В некоторых случаях может предоставляться консультант заканчивания, например, для анализа вертикальных или почти 40 вертикальных скважин в песчаном резервуаре с плотным газом, сопровождаемым рекурсивным уплотняющим потоком.

[48] Планирование бурения 465 может выполняться для разработки нефтепромысловых операций до начала выполнения таких нефтепромысловых операций на буровой. Планирование бурения 465 может использоваться для определения, 45 например, оборудования и эксплуатационных параметров для выполнения нефтепромысловых операций. Некоторые такие эксплуатационные параметры могут включать, например, перфорированные места, рабочие давления, флюиды для интенсификации и некоторые другие параметры, используемые при интенсификации.

Информация, собранная из различных источников, таких, как данные из предыдущих периодов, известные данные и нефтепромысловые замеры (например, показанные на фиг.1.1-1.4), могут быть использованы при разработке плана бурения. В некоторых случаях моделирование может использоваться для анализа данных, применяемых при составлении плана бурения. План бурения, сгенерированный при планировании интенсификации, может получать входную информацию из расчета участков 466, расчета интенсификации 468 и прогноза добычи 470 так, чтобы информация, касающаяся интенсификации и/или влияющая на нее, оценивалась в плане бурения.

[49] Кроме того, в качестве входной информации для расчета участков 466 может использоваться планирование бурения 465 и/или геомеханическое моделирование 462. Для определения некоторых рабочих параметров интенсификации в расчете участков 466 можно использовать данные о резервуаре и другие данные. Например, расчет участков 466 может включать определение границ в скважине для выполнения операций интенсификации, как описано ниже в настоящем документе. Примеры расчета участков описаны в заявке на патент США №2011/0247824. Расчет участков может предоставлять входную информацию для выполнения расчета интенсификации 468.

[50] Расчет интенсификации определяет различные параметры интенсификации (например, размещение перфорационных отверстий) для выполнения операций интенсификации. Расчет интенсификации 468 может использоваться, например, для моделирования изломов. Примеры моделирования изломов описаны в заявке на патент США №2008/0183451, 2006/0015310, и в издании РСТ № WO 2011/077227. Расчет интенсификации может включать использование различных моделей для определения плана интенсификации и/или части интенсификации плана бурения.

[51] Расчет интенсификации может включать в себя трехмерные модели резервуара (модели формации), которые могут быть результатом сейсмической интерпретации, интерпретации геонаправления бурения, геологической или геомеханической модели земли как отправной точки (модель зоны) для расчета заканчивания. Для некоторых расчетов интенсификации может быть использован алгоритм моделирования изломов для чтения трехмерной геомеханической модели и запуска прямого моделирования с целью прогнозирования развития изломов. Этот процесс может быть использован так, что при операциях интенсификации может быть учтена пространственная неоднородность сложного резервуара. Кроме того, некоторые способы могут включать трехмерные наборы пространственных данных для получения показателя и затем использование этого показателя с целью размещения и/или выполнения скважинной операции, и в некоторых случаях, нескольких стадий скважинных операций, как будет описано далее в этом документе.

[52] Расчет интенсификации может использовать трехмерные модели резервуара для предоставления информации об естественной трещиноватости в данной модели. Информация о естественной трещиноватости может использоваться, например, при разрешении некоторых ситуаций, таких, как случаи, когда гидравлический разрыв пласта увеличивается и сталкивается с естественным изломом (см., например, фиг.3.2-3.4). В таких случаях излом может продолжать расти в том же направлении и отклоняться вдоль плоскости естественного излома или останавливаться, в зависимости от угла падения и других геомеханических свойств резервуара. Эти данные могут обеспечить понимание, например, размеров и структур резервуара, местонахождения продуктивных зон и границ, уровней максимального и минимального напряжения в различных местах формации и существования и распределения естественных изломов в формации. В результате этого моделирования могут быть образованы неплоскостные

(то есть сетевые) изломы или дискретные сетевые изломы. Для некоторых рабочих потоков возможна интеграция эти прогнозируемых моделей трещинообразования на одном трехмерном холсте, на который накладываются микросейсмические события (см., например, фиг.3.4). Эта информация может быть использована при расчете изломов и/или при калибровках.

[53] Кроме того, при расчете интенсификации может использоваться микросейсмическое отображение, что позволяет понять сложный рост изломов. Возникновение сложного роста изломов может происходить в нетрадиционных резервуарах, таких как сланцевые резервуары. Характер и степень сложности трещинообразования можно проанализировать для выбора оптимальной стратегии расчета интенсификации и заканчивания. Моделирование изломов может использоваться для предсказания геометрии излома, которая может быть откалибрована, а расчет оптимизирован на основе микросейсмического отображения и оценки в реальном времени. Рост изломов можно истолковать, исходя из существующих моделей гидроразрыва пласта. Моделирование и/или истолкование распространения некоторых сложных гидроразрывов пласта может также выполняться для нетрадиционных резервуаров (например, песчаник и сланец с плотным газом), как будет описано далее в настоящем документе. Свойства резервуара и первоначальные предположения моделирования можно исправить, а расчет изломов оптимизировать на основе микросейсмической оценки.

[54] Примеры моделирования сложных изломов предоставляются в документе SPE 140185, все содержимое которого включено в данный документ по ссылке. Это моделирование сложных изломов иллюстрирует применение двух способов моделирования сложных изломов в сочетании с микросейсмическим отображением для характеристики сложности изломов и оценки заканчивания. Первая методика моделирования сложного излома является аналитической моделью для оценки сложности изломов и расстояний между прямоугольными изломами. Вторая методика использует вычислительную модель с координатной сеткой, которая позволяет выполнять сложные геологические описания и оценку распространения сложных изломов. Эти примеры иллюстрируют, как варианты воплощения могут использоваться для оценки влияния изменений в расчете изломов в каждой геологической среде на сложность изломов. Для количественной оценки влияния изменений в расчете изломов с использованием модели сложных изломов, несмотря на присущие неопределенности в геомеханической модели и «реальный» рост изломов, микросейсмическое отображение и моделирование сложных изломов могут быть интегрированы для истолкования микросейсмических измерений, а также калибровки комплексной модели интенсификации. Подобные примеры показывают, что степень сложности изломов может варьировать в зависимости от геологических условий.

[55] Прогноз добычи 470 может включать оценку добычи, исходя из планирования бурения 465, расчета участков 466 и расчета интенсификации 468. Результат расчета интенсификации 468 (то есть модели имитируемых изломов и модель входного резервуара) может переноситься на рабочий процесс прогнозирования добычи, где на данных моделях может работать обычный аналитический или цифровой имитатор резервуара и прогнозировать добычу углеводородов, исходя из динамических данных. Преддобычный прогноз 470 может быть полезным, например, для количественного подтверждения процесса планирования интенсификации 447.

[56] Часть или все планирование интенсификации 447 может осуществляться итерационно, как показано стрелками потока. Как показано, оптимизации могут быть

обеспечены после расчета участков 466, расчета интенсификации 468 и прогноза добычи 470 и могут использоваться в качестве обратной связи для оптимизации 472 планирования бурения 465, расчета участков 466 и/или расчета интенсификации 468. Оптимизации могут выполняться выборочно для использования результатов части или
 5 всего планирования интенсификации 447 и выполнения итерации по желанию в различных частях процесса планирования интенсификации и получения оптимизированного результата. Планирование интенсификации 447 может выполняться вручную или быть интегрировано, используя часть автоматизированной оптимизации, как схематически показано оптимизацией 472 в петле обратной связи 473.

10 [57] На фиг.4.2 схематически изображена часть операции планирования интенсификации 447. Как показано на этой фигуре, расчет участков 446, расчет интенсификации 468 и прогноз добычи 470 может быть итерирован в петле обратной связи 473 и оптимизирован 472 для создания оптимизированного результата 480, такого как оптимизированный план интенсификации. Этот итеративный способ позволяет
 15 использовать входную информацию и результаты, сгенерированные расчетом участков 466 и расчетом интенсификации 468, для «обучения друг у друга» и выполнять итерацию с прогнозом добычи для постоянной оптимизации.

[58] Различные части операции интенсификации могут быть разработаны и/или оптимизированы. Примеры оптимизации изломов описаны, например, в патенте США
 20 №6508307. В другом примере финансовая информация, как расходы на изломы, которые могут повлиять на операции, могут также предоставляться в планировании интенсификации 447. Оптимизация может выполняться путем оптимизации расчета участков по отношению к добыче при учете входной финансовой информации. Такие финансовые входы могут включать расходы на различные операции интенсификации
 25 на различных стадиях в стволе скважины, как показано на фиг.4.3.

[59] На фиг.4.3 показана операция при различных интервалах и связанных с ней чистых приведенных стоимостей. Как показано на фиг.4.3, различные расчеты участков 455.1 и 455.2 могут быть рассмотрены с учетом участка чистой приведенной стоимости 457. Участок чистой приведенной стоимости 457 - это график, отображающий чистую
 30 приведенную стоимость после уплаты налогов (ось Y) по отношению к среднеквадратичному отклонению чистой приведенной величины (ось X). Различные расчеты участков могут быть выбраны, исходя из финансового анализа участка 457 чистой приведенной стоимости. Методики оптимизации расчета изломов с участием финансовой информации, такой как чистая приведенная стоимость, описываются,
 35 например, в патенте США №7908230, полное содержание которого включено в этот документ путем ссылки на него. Различные методики, например, моделирование методом Монте-Карло, могут выполняться при анализе.

[60] Возвратимся вновь к фиг.4.1, где различные дополнительные функции могут быть включены в планирование интенсификации 447. Например, при необходимости
 40 построить в формации несколько скважин может быть привлечен советник по многоскважинному планированию. Если должно быть образовано несколько скважин, то советник по многоскважинному планированию может предоставить интервал и ориентацию этих нескольких скважин, а также самые лучшие места в каждой для перфорирования и обработки формации. В данном документе термин «несколько
 45 скважин» может относиться к нескольким скважинам, каждая из которых независимо пробуривается из поверхности земли в подземную формацию; термин «несколько скважин» может также означать несколько ответвлений, начинающихся в одной скважине, которые пробуриваются из поверхности земли (см., например, фиг.3.1).

Ориентация скважин и ответвлений может быть вертикальной, горизонтальной или любая между ними.

[61] Когда несколько скважин планируются или пробуриваются, моделирования могут повторяться для каждой скважины, так что каждая скважина имеет план участков, перфорационный план и/или план интенсификации. После этого при необходимости многоскважинное планирование может быть отрегулировано. Например, если интенсификация излома в одной скважине показывает, что в результате интенсификации совпадут близлежащая скважина с планируемой перфорационной зоной, то близлежащая скважина и/или запланированная перфорационная зона в близлежащей скважине может быть устранена или изменена. Напротив, если операция по гидроразрыву пласта не может проникнуть в конкретную зону формации либо потому, что продуктивная зона просто слишком далеко, чтобы скважина могла эффективно интенсифицировать эту продуктивную зону, либо потому, что наличие естественного излома или барьера высокого напряжения не дает скважине первого излома эффективно интенсифицировать продуктивную зону, вторая скважина/ответвление или новая зона перфорации могут быть включены для предоставления доступа к этой необработанной области. В трехмерной модели резервуара могут быть учтены модели интенсификации и указано подходящее место для бурения второй скважины/ответвления или для добавления дополнительной перфорационной зоны. Пространственное местоположение X'-Y'-Z' может обеспечить нефтепромысловым операторам легкость в работе.

ПОСТПЛАНИРОВАНИЕ ОПЕРАЦИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

[62] Варианты воплощения могут также включать оптимизацию обработки в реальном времени (или отслеживание работы) для анализа операции интенсификации и обновления плана интенсификации во время операций фактической интенсификации. Оптимизация обработки в реальном времени может выполняться в ходе выполнения плана интенсификации на буровой (например, выполнения гидроразрыва пласта, нагнетания или иной интенсификации резервуара в скважине). Оптимизация обработки в реальном времени может включать калибровочные испытания, выполнение плана интенсификации, сгенерированного при планировании интенсификации, и нефтепромысловую интенсификацию в реальном времени.

[63] Калибровочные испытания могут необязательно выполняться путем сравнения результата планирования интенсификации (то есть модели имитируемых изломов) с наблюдаемыми данными. Некоторые варианты воплощения могут интегрировать калибровку в процесс планирования интенсификации, выполнять калибровку после планирования интенсификации и/или применять калибровку в режиме реального времени во время выполнения интенсификации или при любом другом процессе обработки. Примеры калибровки для операций излома или иных операций интенсификации описываются в Заявке на патент США №2011/0257944, все содержимое которой включено в данный документ путем ссылки на нее.

[64] На основе плана интенсификации, созданного при планировании интенсификации (и калибровке, если выполняется), может быть выполнена нефтепромысловая интенсификация. Нефтепромысловая интенсификация может включать измерение в реальном времени, интерпретацию в реальном времени, расчет интенсификации в реальном времени, добычу в реальном времени и управление в реальном времени. Измерение в реальном времени может быть выполнено на буровой при использовании, например, датчиков S, как показано на фиг.3.1. Наблюдаемые данные могут быть сгенерированы с помощью измерений в реальном времени. Наблюдения из скважины, обрабатываемой интенсификацией, такой как давления внизу

забоя и на поверхности, могут быть использованы для калибровки моделей (обычное давление соответствует рабочему процессу). Кроме того, сюда может быть включена и технология микросейсмического контроля. Такие данные пространственных/временных наблюдений можно сравнить с прогнозируемой моделью изломов.

5 [65] Интерпретация в реальном времени 463 может выполняться на месте или удаленно на основе собранных данных. Расчет интенсификации 465 и прогноз добычи 467 в реальном времени могут быть выполнены аналогично расчету интенсивности 468 и прогнозу добычи 470, но на основе дополнительной информации, получаемой в ходе фактической нефтепромысловой интенсификации 455, выполняемой на буровой.
10 Оптимизация 471 может предоставляться для итерации в реальном времени расчета интенсификации 465 и прогноза добычи 467 в ходе нефтепромысловой интенсификации. Интенсификация в реальном времени 455 может включать, например, гидроразрыв пласта в реальном времени. Примеры гидроразрыва пласта в реальном времени описываются в Заявке на патент США №2010/0307755, все содержимое которой
15 включено в данный документ путем ссылки на нее.

[66] Управление в реальном времени 469 может обеспечиваться для регулирования операции интенсификации на буровой во время сбора информации и получения понимания рабочих условий. Управление в реальном времени 469 обеспечивает петлю обратной связи для выполнения 448 нефтепромысловой интенсификации 455. Управление
20 в реальном времени 469 может быть выполнено, например, с помощью наземного блока 334 и/или скважинных инструментов 306.1-306.4 для изменения рабочих условий, таких как местонахождения перфораций, давления нагнетания и т.п. Хотя особенности нефтепромысловой интенсификации 455 описываются как действующие в режиме реального времени, одна или более из функций оптимизации обработки в реальном
25 времени 451 может выполняться в режиме реального времени или по желанию.

[67] Информация, получаемая в процессе оптимизации обработки в реальном времени 451, может использоваться для обновления процесса и обратной связи с характеристиками резервуара 445. Обновление расчета/модели 453 включает оценку постобработки 475 и модель обновления 477. Оценка постобработки включает в себя
30 анализ результатов оптимизации обработки в реальном времени 451 и регулирование при необходимости входной информации и планов для использования на других буровых или в других скважинных приложениях.

[68] Оценка постобработки 475 может использоваться в качестве входных данных при обновлении модели 477. Необязательно, данные, собранные из последующего
35 бурения и/или добычи, могут быть поданы обратно к характеристикам резервуара 445 (например, трехмерная модель геологической среды) и/или планированию интенсификации 447 (например, модуль планирования бурения 465). Информация может обновляться для удаления ошибок при первоначальном моделировании и имитации, для исправления недостатков в первоначальном моделировании и/или для обоснования
40 имитации. Например, интервал или ориентация скважин может быть скорректирована с учетом новых обнаруженных данных. Когда модель обновится 477, этот процесс может повторяться по желанию. Одна или несколько буровых, скважин, операций интенсификации или вариаций может осуществляться с помощью способа 400.

[69] В данном примере операция интенсификации может выполняться путем
45 построения трехмерной модели подземной формации и выполнения полуавтоматического способа с участием деления подземной формации на множество дискретных интервалов, характеризующих каждый интервал на основе свойств подземной формации на интервале, группировке интервалов в одном или нескольких

местах бурения, и бурение скважины в каждом месте бурения.

ПРИЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ПЕСЧАНИКА С ПЛОТНЫМ ГАЗОМ

[70] Подается пример расчета интенсификации и направленного вниз рабочего потока, полезного для нетрадиционных резервуаров, включающих песчаник с плотным газом (см., например, резервуары 304.1-304.3 на фиг.3.1). Для рабочего потока резервуара песчаника с плотным газом может использоваться способ расчета обычной интенсификации (т.е. гидравлический разрыв пласта), такой как модель одно- или многослойного плоскостного излома.

[71] На фиг.5А и 5В показаны примеры участков, включающих резервуар песка с плотным газом. Советник по многостадийному заканчиванию может обеспечить планирование резервуара для резервуара песчаника с плотным газом, где множество тонких слоев богатых на углеводороды зон (например, резервуары 304.1-304.3 на фиг.3.1) могут быть рассеяны по большей части формации рядом со стволом скважины (например, 336.1). Модель может использоваться для разработки модели зоны около ствола скважины, в которой могут быть охвачены ключевые характеристики, такие как (продуктивная) зона резервуара и геомеханическая зона (зона напряжения).

[72] На фиг.5А показано диаграмму 500 части ствола скважины (например, скважины 336.1 на фиг.3.1). Диаграмма может быть графиком замеров, таких как удельное сопротивление, проницаемость, пористость или другие параметры резервуаров, зарегистрированных вдоль ствола скважины. В некоторых случаях, как показано на фиг.6, несколько диаграмм 600.1, 600.2 и 600.3 могут быть объединены в сводную диаграмму 601 для использования в способе 501. Комбинированная диаграмма 601 может быть основана на взвешенной линейной комбинации нескольких диаграмм, а соответствующие входные ограничения могут быть также соответственно взвешенными.

[73] Диаграмма 500 (или 601) может коррелировать со способом 501, включающим анализ диаграммы 500 для определения (569) границ 568 с интервалами вдоль диаграммы 500, исходя из предоставляемых данных. Границы 568 могут использоваться для идентификации (571) продуктивных зон 570 вдоль ствола скважины. Единица излома 572 может быть задана (573) вдоль ствола скважины. Промежуточный расчет может быть выполнен (575) для определения участков 574 вдоль ствола скважины. Наконец, перфорационные отверстия 576 могут быть рассчитаны (577) вдоль мест на участках 574.

[74] Полуавтоматический способ может использоваться для определения разбиения интервала обработки на несколько наборов дискретных интервалов (несколько участков) и вычисления конфигурации мест перфорации на основе этой входной информации. Информация (петрофизическая) о резервуаре и информация (геомеханическая) о заканчивании может быть соответственно и одновременно учтена в модели. Границы зоны могут определяться на основе входных данных каротажа. Для определения зон могут использоваться данные механического напряжения. Можно выбрать любые иные входные данные каротажа или сочетание этих данных, которые представляют формацию резервуара.

[75] Продуктивные зоны резервуара могут быть импортированы из внешнего рабочего потока (например, петрофизическая интерпретация). Рабочий поток может предоставить способ определения продуктивной зоны, исходя из нескольких ограничений данных каротажа. В последнем случае каждое входное значение данных (то есть данные по умолчанию) может включать водонасыщенность (S_w), пористость (Φ), собственную проницаемость (K_{int}) и объем глины (V_{cl}), но могут быть использованы и другие подходящие данные. Значения каротажа могут быть

дискриминированы по своим пороговым значениям. Когда все пороговые условия будут выполнены, соответствующая глубина может быть помечена как продуктивная зона. Для устранения непродуктивных зон в конце могут применяться пороговые условия минимальной толщины продуктивной зоны, КН (проницаемость, умноженная на высоту зоны) и PPGR (градиент порового давления). Эти продуктивные зоны могут быть введены в зонную модель на основе механического напряжения. Во избежание создания крошечных зон может быть проверено условие минимальной толщины. Кроме того, могут быть выбраны продуктивные зоны и объединена граница на основе напряжения. В другом варианте воплощения трехмерные модели зоны, представляемые процессом моделирования резервуара, могут использоваться в качестве базовых границ и выходных зон, тонких зон, и могут быть вставлены.

[76] Для каждой обнаруженной продуктивной зоны может быть выполнен расчет оценки роста высоты простого излома, исходя из полезного давления или давления обработки забоя, а перекрывающиеся продуктивные зоны объединены для образования единицы излома (FracUnit). Участки интенсификации могут быть определены на основе одного или нескольких следующих условий: минимальная чистая высота, максимальная полная высота и минимальное расстояние между участками.

[77] Набор единиц FracUnit может сканироваться и будут рассматриваться возможные комбинации последовательных FracUnits. Определенные сочетания, которые нарушают определенные условия, могут быть выборочно исключены. Допустимые идентифицированные сочетания могут выступать в качестве сценариев для участков. Максимальная высота брутто (=длина участка) может варьировать и комбинаторные проверки запускаются повторно для каждого из вариантов. Для определения окончательных ответов часто встречающиеся сценарии для участков могут быть подсчитаны из набора всех выходов. В некоторых случаях может быть и не найдено никакого «выхода», поскольку ни один расчет участков не будет удовлетворять всем условиям. В таком случае пользователь может указать приоритеты среди входных условий. Например, в процессе нахождения оптимального решения максимальная полная высота может соответствовать, а минимальное расстояние между участками может быть проигнорировано.

[78] Места перфорационных отверстий, плотность перфорации и их количество могут быть определены на основе качества продуктивной зоны, если вариации механического напряжения в пределах участка незначительны. Если вариации механического напряжения высоки, то может выполняться способ ограниченного входа для определения распределения отверстий среди единиц излома. Необязательно пользователь может выбрать использование способа ограниченного входа (например, постадийно). В пределах каждой FracUnit расположение перфорации может определяться выбранной КН (проницаемость, умноженная на длину перфорации).

[79] Советник по многостадийному заканчиванию может быть задействован при планировании резервуара с газовым сланцем. Где большинство добывающих скважин являются по существу горизонтально пробуренными (или пробуренными с отклонением от вертикали) целая боковая секция скважины может находиться внутри целевой резервуарной формации (см., например, резервуар 304.4 на фиг.1). В таких случаях изменчивость свойств резервуара и свойств заканчивания может оцениваться отдельно. Интервал обработки может быть разделен на ряд смежных интервалов (многоступенчатый). Секционирование может быть сделано таким образом, чтобы как свойства резервуара так и свойства заканчивания были аналогичны на каждой стадии для уверенности, что результат (расчет заканчивания) предполагает максимальный

охват контактов резервуара.

[80] В данном примере операции интенсификации могут выполняться с помощью частично автоматического способа для определения лучшего расчета многостадийной перфорации в скважине. Модель зоны вблизи скважины может быть разработана на основе ключевых характеристик, таких как продуктивная зона резервуара и геомеханическая зона напряжения. Интервал обработки может быть разделен на несколько вариантов набора дискретных интервалов, и может быть вычислена конфигурация размещения перфорации в стволе скважины. Может использоваться технология расчета интенсификации, включая однослойные или многослойные плоскостные модели излома.

СЛАНЦЕВЫЕ ПРИМЕНЕНИЯ

[81] На фиг.7-12 показаны участки для нетрадиционного приложения, содержащего резервуар с газовым сланцем (например, резервуар 304.4 на фиг.3.1). На фиг.13 показан соответствующий способ 1300 для «зонной» интенсификации сланцевого резервуара. Для газовых сланцевых резервуаров может использоваться описание естественно трещиноватых резервуаров. Естественные изломы могут быть смоделированы как набор плоских геометрических объектов, известный как сети дискретных изломов (см., например, фиг.3.2-3.4). Входные данные естественного излома могут сочетаться с трехмерной моделью резервуара для учета неоднородности сланцевых резервуаров и моделей сетевого излома (в отличие от модели плоского излома). Данная информация может применяться для прогнозирования распространения гидроразрыва пласта.

[82] Советник по заканчиванию для проникающих формаций сланцевых резервуаров в горизонтальных скважинах иллюстрируется на фиг.7-12. Советник по заканчиванию может генерировать многостадийный расчет интенсификации, содержащий непрерывный набор интервалов участков и последовательный набор участков. Дополнительные входные данные, такие как информация о зонах разломов или другая информация об интервалах, также могут быть включены в расчет интенсификации во избежание размещения участков.

[83] На фиг.7-9 показано создание сводного показателя качества для сланцевого резервуара. Качество резервуара и качество заканчивания вместе с боковым сегментом буровой скважины могут быть оценены. Показатель качества резервуара может включать, например, различные требования или спецификации, такие как общий органический углерод больше или около 3%, газ на месте (GIP) больше, чем около 100 стандартный кубический фут/фт³, кероген больше, чем высокий, пористость сланца больше около 4% и относительная проницаемость к газу (Kгаз) больше, чем около 100 nD. Показатель качества заканчивания может включать, например, различные требования или спецификации, таких как напряжение, которое «низкое», удельное сопротивление, которое более чем около 15 Ом-м, глину, которая составляет менее 40%, модуль упругости Юнга больше, чем о 2×10⁶ фунтов на кв. дюйм, коэффициент Пуассона менее 2, пористость по данным нейтронного каротажа - менее около 35% и пористость по плотностному каротажу больше, чем около 8%.

[84] На фиг.7 схематически показано сочетание данных 700.1 и 700.2. Данные 700.1 и 700.2 могут быть объединены для генерации показателя качества резервуара 701. Данные могут быть данными резервуара, такими как данные о проницаемости, удельном сопротивлении, пористости из ствола скважины. Эти данные были скорректированы в квадратный формат для оценки. Показатель качества может быть разделен (1344) по участкам на основе сравнения данных 700.1 и 700.2 и отнесен по двоичным данным к хорошим (G) и плохим (B) интервалам. Для рассматриваемой скважины любой интервал,

где все условия качества резервуара соответствуют, может быть помечен как хороший, а все остальные - как плохие.

5 [85] Другие показатели качества, такие как показатель качества заканчивания, могут быть образованы подобным способом с использованием применимых данных (например, модуля Юнга, коэффициента Пуассона и т.п. для данных заканчивания). Показатели качества, такие как качество резервуара 802 и качество заканчивания 801, могут быть объединены (1346) для образования сводного показателя качества 803, как показано на фиг.8.

10 [86] На фиг.9-11 показано определение участков для сланцевого резервуара. Сводный показатель качества 901 (который может быть сводным показателем качества 803 на фиг.8) сочетается (1348) с данными напряжения 903, сегментированного на блоки напряжения с помощью разностей градиентов напряжения. Результатом является комбинированный показатель напряжения и сводного качества 904, разделенный на классификации GB, GG, BB и BG на интервалах. Участки могут определяться вдоль 15 показателя качества 904 с помощью использования данных градиента напряжения 903 для определения границ. Предварительный набор границ участков 907 определяется в тех местах, где разность градиентов напряжений превышает определенное значение (например, значение по умолчанию может быть 0,15 фунтов на кв. дюйм на фут). Этот процесс может создавать набор блоков с однородным напряжением вдоль 20 комбинированного показателя напряжения и качества.

[87] Блоки напряжения могут быть скорректированы к нужному размеру блоков. К примеру, блоки с небольшим напряжением могут быть удалены, где интервал меньше минимальной длины участка, путем слияния с соседним блоком для образования сводного улучшенного показателя качества 902. Один из двух соседних блоков, который 25 имеет меньшую разность градиента напряжения, может использоваться как объединяющий целевой. В другом примере блоки, имеющие большее напряжение, могут быть разделены, где интервал больше максимальной длины участка для образования другого улучшенного сводного показателя качества 905.

[88] Как показано на фиг.10, большой блок 1010 может быть разбит (1354) на 30 несколько блоков 1012 для образования участков А и В, где интервал больше, чем максимальная длина участка. После разделения улучшенный сводный показатель качества 1017 может быть образован и затем разделен на не - ВВ сводный показатель качества 1019 с участками А и В. В некоторых случаях, как показано на фиг.10, группирования крупных блоков ВВ с не - ВВ блоками, такими как блоки GG, в пределах 35 того же участка можно избежать.

[89] Если блок ВВ является достаточно большим, как показатель качества 1021, то показатель качества может быть смещен (1356) в свой собственный участок, как показано в смещенном показателе качества 1023. Дополнительные ограничения, например искривление ствола скважины, наличие естественных и/или вызванных 40 изломов, могут проверяться с целью сделать характеристики участка однородными.

[90] Как показано на фиг.11, процесс на фиг.10 может применяться для генерации показателя качества 1017 и разделения на блоки 1012, показанные как участки А и В. Блоки ВВ могут быть идентифицированы в показателе качества 1117 и разделены на смещенный показатель качества 1119, имеющий три участка А, В и С. Как показано на 45 фиг.10 и 11, по желанию могут генерироваться различные номера участков.

[91] Как показано на фиг.12, пучки отверстий (или перфораций) 1231 могут быть размещены (1358) на основе результатов классификации участков и сводного показателя качества 1233. В расчетах сланцевых заканчиваний перфорации могут размещаться

равномерно (на равном расстоянии, например, в 75 футов (22, 86 м)). Следует избегать перфорационных отверстий вблизи границы участков (например, 50 футов (15, 24 м)). Сводный показатель качества может проверяться на каждом месте перфорации. Перфорация в блоках ВВ может быть перемещена рядом с ближайшим блоком GG, GB или VG, как указано горизонтальной стрелкой. Если перфорация попадает в блок VG, то далее могут быть сделаны более мелкие переклассификации GG, GB, VG, ВВ и перфорации размещены на расстояние, не содержащим ВВ.

[92] Балансировка напряжения может выполняться для обнаружения мест, где значения градиента напряжения сходны (например, в пределах 0,05 фунтов на кв. дюйм на фут) в пределах участка. Например, если пользовательский вход - 3 перфорации на участок, то можно осуществить поиск лучшего (то есть с более низким градиентом напряжения) местоположения, которое удовлетворяет условиям (например, где расстояние между перфорациями находятся в пределах диапазона градиента напряжения). Если не находится, то поиск может продолжаться с целью найти следующее лучшее место, и это повторяется до тех пор, пока он не находит, например, три места для установления трех перфораций.

[93] Если формация не является однородной или пересекается значительными естественными изломами и/или высоконапряженными барьерами, то необходимо дополнительное планирование бурения. В одном из вариантов воплощения подземная формация может быть разделена на несколько наборов отдельных дискретных объемов, и каждый объем может быть охарактеризован, исходя из информации, такой как геофизические свойства формации и его близость к естественным изломам. Для каждого фактора такой показатель, как G (хорошо), B (плохо) или N (нейтрально) может быть присвоен объему. Несколько факторов затем могут быть соединены вместе для образования сводного показателя, например GG, GB, GN и так далее. Объем с несколькими B указывает на местоположение, которое с меньшей вероятностью будет пронизано трещинными интенсификациями. Объем с одним или более G может свидетельствовать о месте, которое, скорее всего, будет обработано трещинной интенсификацией. Несколько объемов могут быть сгруппированы на одной или нескольких буровых, где каждая буровая представляет потенциальное место размещения скважины или ответвления. Интервал и ориентация нескольких скважин могут быть оптимизированы для обеспечения всей формации достаточной интенсификацией. При потребности данный процесс можно повторить.

[94] Хотя на фиг.5А-6 и фиг.7-12 показана конкретная методика для определения участков, различные части при необходимости могут быть объединены. В зависимости от буровой площадки в расчете участков возможны вариации.

[95] На фиг.14 показана блок-схема, иллюстрирующая способ (1400) выполнения процесса интенсификации. Способ предполагает получение (1460) петрофизических, геологических и геофизических данных о буровой площадке, выполнение (1462) определения характеристик резервуаров с помощью модели определения характеристик резервуара для создания геомеханической модели на основе комплексных петрофизических, геологических и геофизических данных (см., например, планирование предварительной интенсификации 445). Этот способ включает в себя создание (1466) плана интенсификации на основе геомеханической модели. Это создание (1466) может включать, например, планирование бурения 465, расчет участков 466, расчет интенсификации 468, прогноз добычи 470 и оптимизацию 472 при планировании 447 из фиг.4. План интенсификации затем оптимизируется (1464) повторением (1462) в цикле с постоянной обратной связью, пока не получится оптимизированный план

интенсификации.

[96] Кроме этого, данный способ может включать выполнение (1468) калибровки оптимизированного плана интенсификации (например, 449 на фиг.4). Кроме того, этот способ может также включать выполнение (1470) плана интенсификации, измерение (1472) данных в реальном времени во время выполнения плана интенсификации, выполнение расчета интенсификации в реальном времени и прогноза добычи (1474) на основе данных в реальном времени, оптимизацию в режиме реального времени (1475) оптимизированного плана интенсификации повторением расчета интенсификации в реальном времени и прогноза добычи до тех пор, пока не получится оптимизированный план интенсификации в режиме реального времени, и контроль (1476) операции интенсификации на основе оптимизированного плана интенсификации в режиме реального времени. Этот способ может также включать оценку (1478) плана интенсификации после завершения плана интенсификации и обновление (1480) модели определения характеристик резервуара (см., например, обновление расчета/модели 453 на фиг.4). Шаги могут выполняться в различном порядке и повторяться по желанию.

[97] Хотя выше были описаны подробно только несколько вариантов воплощения настоящего изобретения, специалистам в данной области техники понятно, что в пределах сферы применения идеи этого изобретения возможны многие видоизменения. Следовательно, такие видоизменения должны быть включены в область применения данного изобретения, как это определено в формуле изобретения. В пунктах формулы изобретения части формулы изобретения «средства плюс функция» предназначены для охвата описанных здесь структур, как выполняющих описанную функцию, и не только структурные эквиваленты, но и также эквивалентные структуры. Таким образом, хотя гвоздь и винт не могут быть структурными эквивалентами, в том смысле, что гвоздь использует цилиндрическую поверхность для крепления деревянных частей вместе, тогда как винт использует винтовую поверхность, в среде крепления деревянных частей гвоздь и винт могут быть эквивалентными структурами. Заявитель определено выражает намерение не применять 35 U.S.C. §112, пункт 6, для каких-либо ограничений какого-либо из пунктов формулы изобретения, представленных в этом документе, за исключением тех, в которых в формуле изобретения непосредственно используются слова «предназначен для» вместе со связанными с ними функциями.

В данном примере операция интенсификации может быть выполнена с привлечением оценки изменчивости свойств резервуара и свойств заканчивания отдельно в течение интервала обработки в скважине, проникающей в подземную формацию, разбиение интервала обработки в набор смежных интервалов (свойства резервуара и заканчивания могут быть аналогичными внутри каждого секционированного интервала обработки, расчет сценария обработки интенсификацией с помощью набора плоских геометрических объектов (сеть дискретных изломов) для разработки трехмерной модели резервуара, и сочетание данных естественного излома с трехмерной моделью резервуара для учета неоднородности формации и прогноза распространений гидравлического разрыва пласта.

Формула изобретения

1. Способ выполнения операции интенсификации для буровой, имеющей резервуар, размещенный в подземной формации, включающий:

выполнение определения характеристик резервуара при помощи модели определения характеристик резервуара для генерации геомеханической модели на основе объединенных данных о буровой;

генерацию плана интенсификации путем выполнения планирования бурения, расчет участков, расчет интенсификации и прогноз добычи на основе геомеханической модели, причем расчет участков содержит методику моделирования для идентификации классификаций на основе, по меньшей мере, одной диаграммы, по меньшей мере, одного параметра резервуара, объединенного с диаграммой напряжения для определения участков интенсификации в скважине на буровой;

оптимизацию плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в цикле с обратной связью, пока не будет создан оптимизированный план интенсификации и

выполнение оптимизированного плана интенсификации.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что объединенные данные буровой содержат интегрированное сочетание петрофизических, геомеханических, геологических и геофизических данных.

3. Способ по п. 2, отличающийся тем, что дополнительно включает измерение по меньшей мере части этого сочетания петрофизических, геомеханических, геологических и геофизических данных на буровой.

4. Способ по п. 1, отличающийся тем, что оптимизация плана интенсификации включает повторение планирования бурения, расчета участков, расчета интенсификации и прогноза добычи в петле обратной связи, пока не будет сгенерирован оптимизированный план интенсификации.

5. Способ по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно включает измерение данных в реальном времени из буровой во время выполнения оптимизированного плана интенсификации.

6. Способ по п. 5, отличающийся тем, что дополнительно включает выполнение интерпретации в реальном времени на основе данных, измеряемых в реальном времени.

7. Способ по п. 6, отличающийся тем, что дополнительно включает выполнение расчета интенсификации и прогноза добычи в реальном времени на основе интерпретации в реальном времени.

8. Способ по п. 7, отличающийся тем, что дополнительно включает оптимизацию в реальном времени оптимизированного плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в реальном времени в петле обратной связи, пока не будет сгенерирован оптимизированный план интенсификации.

9. Способ по п. 8, отличающийся тем, что дополнительно включает управление операцией интенсификации на основе оптимизированного плана интенсификации в реальном времени.

10. Способ по п. 9, отличающийся тем, что дополнительно включает оценку буровой после выполнения оптимизированного плана интенсификации.

11. Способ по п. 10, отличающийся тем, что дополнительно включает обновление модели определения характеристик резервуара на основе оценки.

12. Способ по п. 11, отличающийся тем, что дополнительно включает повторение выполнения определения характеристик резервуара, генерацию и оптимизацию при помощи обновленной модели определения характеристик резервуара.

13. Способ по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно включает калибровку плана интенсификации скважины.

14. Способ по п. 13, отличающийся тем, что дополнительно включает выполнение калиброванного оптимизированного плана интенсификации скважины.

15. Способ по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно включает обновление модели определения характеристик резервуара на основе оценки данных в реальном

времени, собранных во время выполнения оптимизированного плана интенсификации.

16. Способ по п. 1, отличающийся тем, что расчет участков дополнительно содержит определение границ по диаграмме ствола скважины, идентификации продуктивных зон вдоль ствола скважины на основе границ; указания единиц излома в продуктивных зонах; расчета участков на основе единиц излома и расчета мест перфорации на основе рассчитанных участков.

17. Способ по п. 1, отличающийся тем, что расчет участков выполняют путем генерации ряда показателей качества из ряда диаграмм, сочетания ряда показателей качества для образования сводного показателя качества; сочетания сводного показателя качества с диаграммой напряжения для образования объединенного показателя напряжения и сводного качества, определения классификаций для блоков объединенного показателя напряжения и сводного качества, определения участков вдоль объединенного показателя напряжения и сводного качества на основе классификаций и перфораций скважины в выбранных участках на основе классификаций.

18. Способ по п. 1, отличающийся тем, что расчет интенсификации выполняют с помощью модели излома.

19. Способ по п. 1, отличающийся тем, что прогноз добычи выполняют с использованием финансовых входных данных.

20. Способ по п. 1, отличающийся тем, что резервуар содержит, по меньшей мере, один песчаный резервуар с плотным газом и сланцевый резервуар.

21. Система выполнения операции интенсификации для буровой, имеющей резервуар, размещенный в подземной формации, содержащая:

инструмент интенсификации, содержащий:

блок определения характеристик резервуара, который выполняет определение характеристик резервуара с помощью модели определения характеристик резервуара для генерации геомеханической модели на основе данных буровой, содержащих объединенные данные буровой;

блок планирования интенсификации, который генерирует план интенсификации путем выполнения планирования бурения, расчета участков, расчета интенсификации и прогноза добычи на основе геомеханической модели, причем расчет участков содержит методику моделирования для идентификации классификаций на основе, по меньшей мере, одной диаграммы, по меньшей мере, одного параметра резервуара, объединенного с диаграммой напряжения для определения участков интенсификации в скважине на буровой; и

оптимизатор, который оптимизирует план интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в петле обратной связи, пока оптимизированный план интенсификации не будет сгенерирован,

по меньшей мере, один скважинный инструмент, размещенный в стволе скважины, и функционально подключаемый к инструменту интенсификации, причем по меньшей мере один скважинный инструмент содержит по меньшей мере один датчик для измерения параметров буровой.

22. Система по п. 21, отличающаяся тем, что, по меньшей мере, один скважинный прибор содержит по меньшей мере канатный инструмент, бурильный инструмент, перфорационный инструмент, нагнетательный инструмент или их сочетание.

23. Система по п. 21, отличающаяся тем, что дополнительно содержит блок, который выполняет оптимизацию в реальном времени оптимизированного плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в реальном времени, пока не будет сгенерирован оптимизированный план интенсификации.

24. Система по п. 23, отличающаяся тем, что дополнительно содержит обновитель, который обновляет модель определения характеристик резервуара на основе оптимизированного плана интенсификации в реальном времени.

25. Система по п. 21, отличающаяся тем, что инструмент интенсификации размещается в наземном блоке, скважинном инструменте или их сочетании.

26. Система по п. 21, отличающаяся тем, что дополнительно содержит калибратор для калибровки оптимизированного плана интенсификации.

27. Система по п. 21, отличающаяся тем, что блок планирования интенсификации содержит инструмент расчета участков, инструмент расчета интенсификации и инструмент планирования бурения.

28. Система по п. 21, отличающаяся тем, что дополнительно содержит наземный блок, функционально соединяемый с оптимизатором.

29. Способ выполнения операции интенсификации для буровой, имеющей резервуар, размещенный в подземной формации, включающий:

выполнение определения характеристик резервуара при помощи модели определения характеристик резервуара для генерации геомеханической модели на основе объединенных данных о буровой;

генерацию плана интенсификации путем выполнения планирования бурения, расчет участков, расчет интенсификации и прогноз добычи на основе на геомеханической модели;

оптимизацию плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в цикле с обратной связью, пока не будет создан оптимизированный план интенсификации;

выполнение в реальном времени оптимизированного плана интенсификации на буровой;

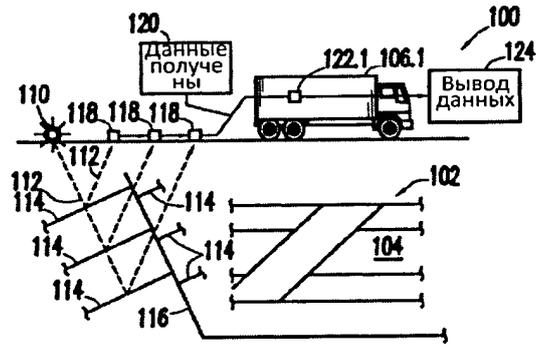
оптимизацию в реальном времени оптимизированного плана интенсификации путем повторения расчета интенсификации и прогноза добычи в реальном времени в петле обратной связи, пока не будет сгенерирован оптимизированный план интенсификации;

и обновление модели определения характеристик резервуара на основе оптимизированного плана интенсификации в реальном времени.

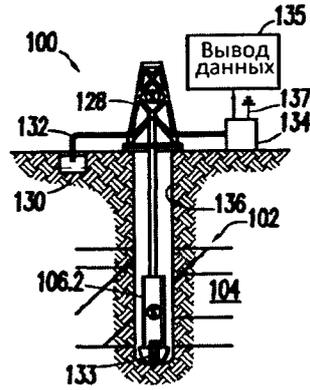
35

40

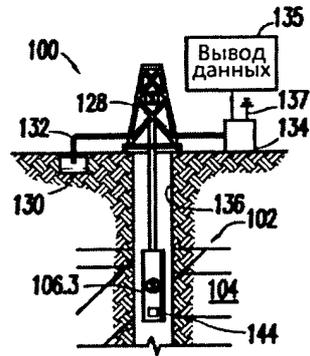
45



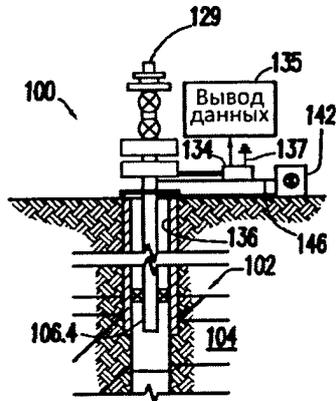
Фиг. 1.1



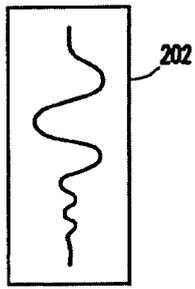
Фиг. 1.2



Фиг. 1.3



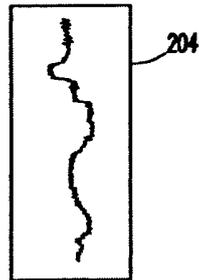
Фиг. 1.4



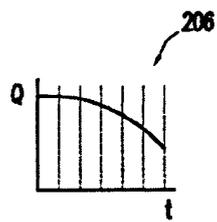
Фиг. 2.1



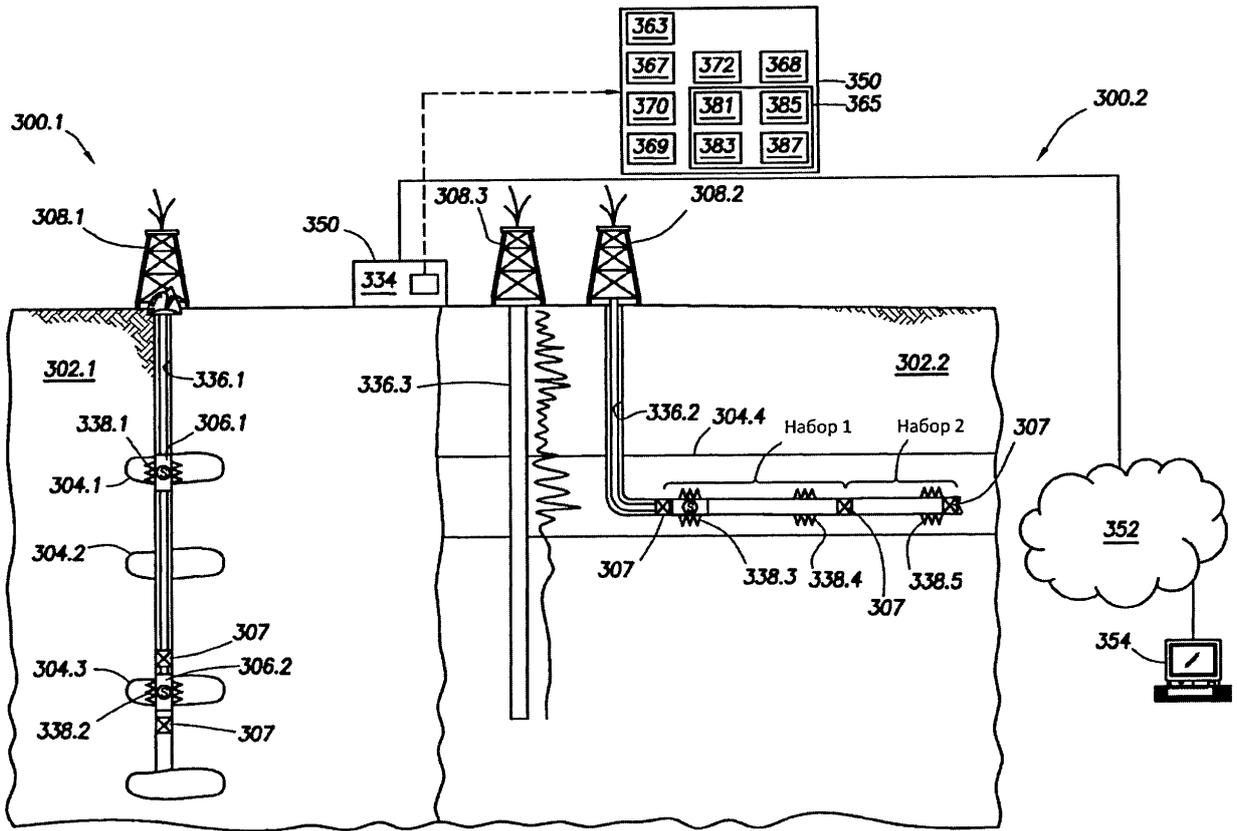
Фиг. 2.2



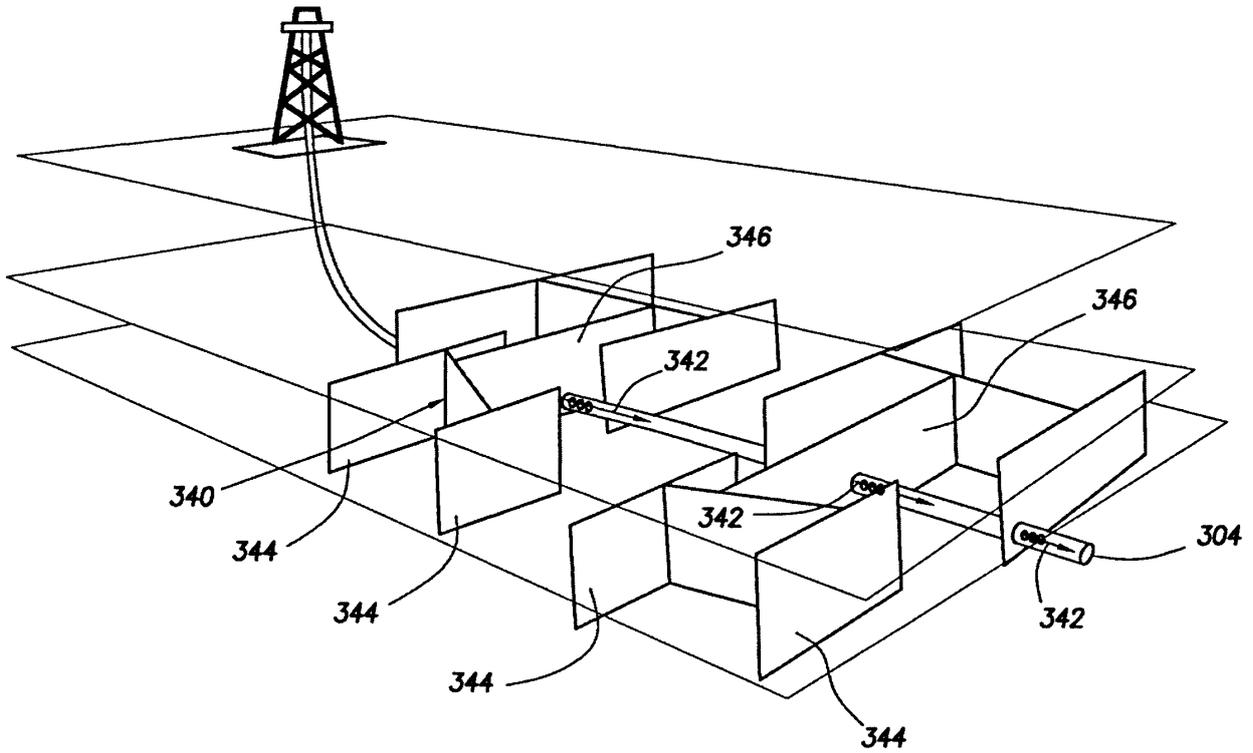
Фиг. 2.3



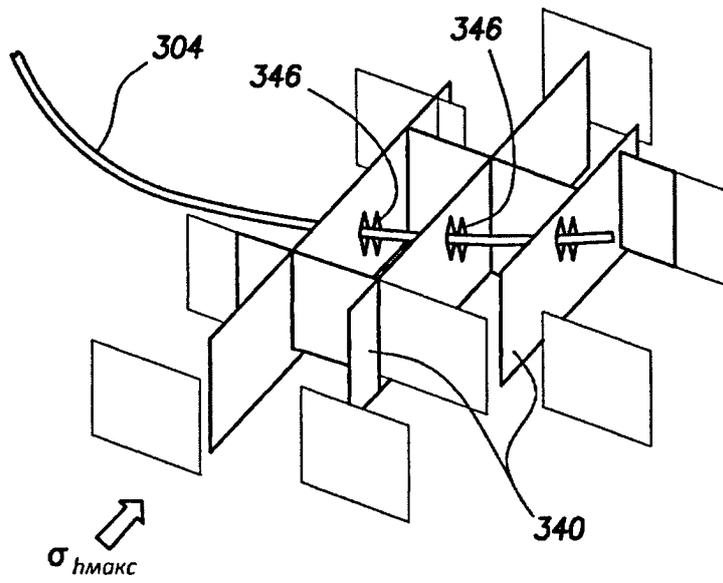
Фиг. 2.4



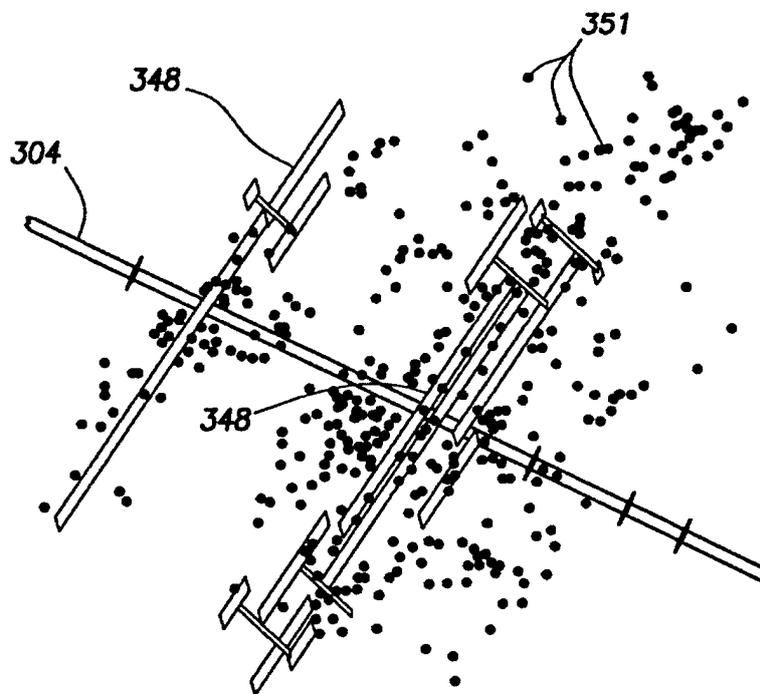
Фиг. 3.1



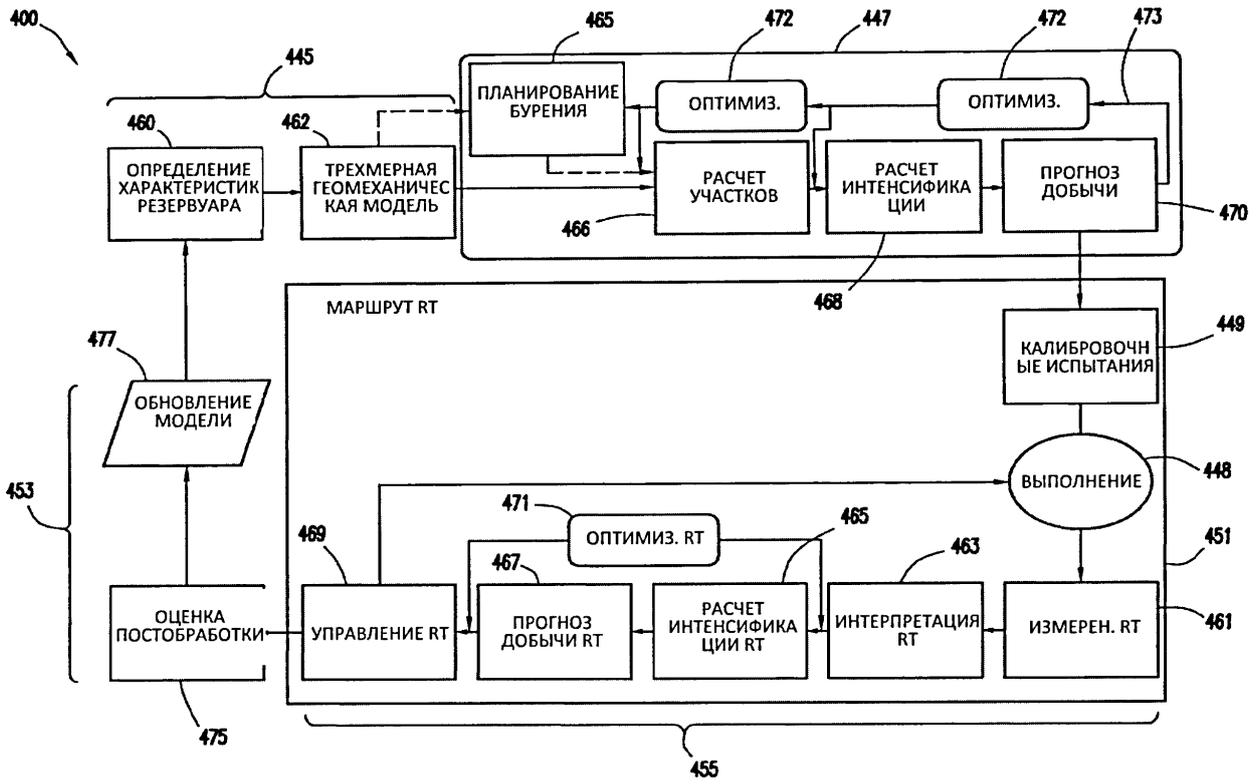
Фиг. 3.2



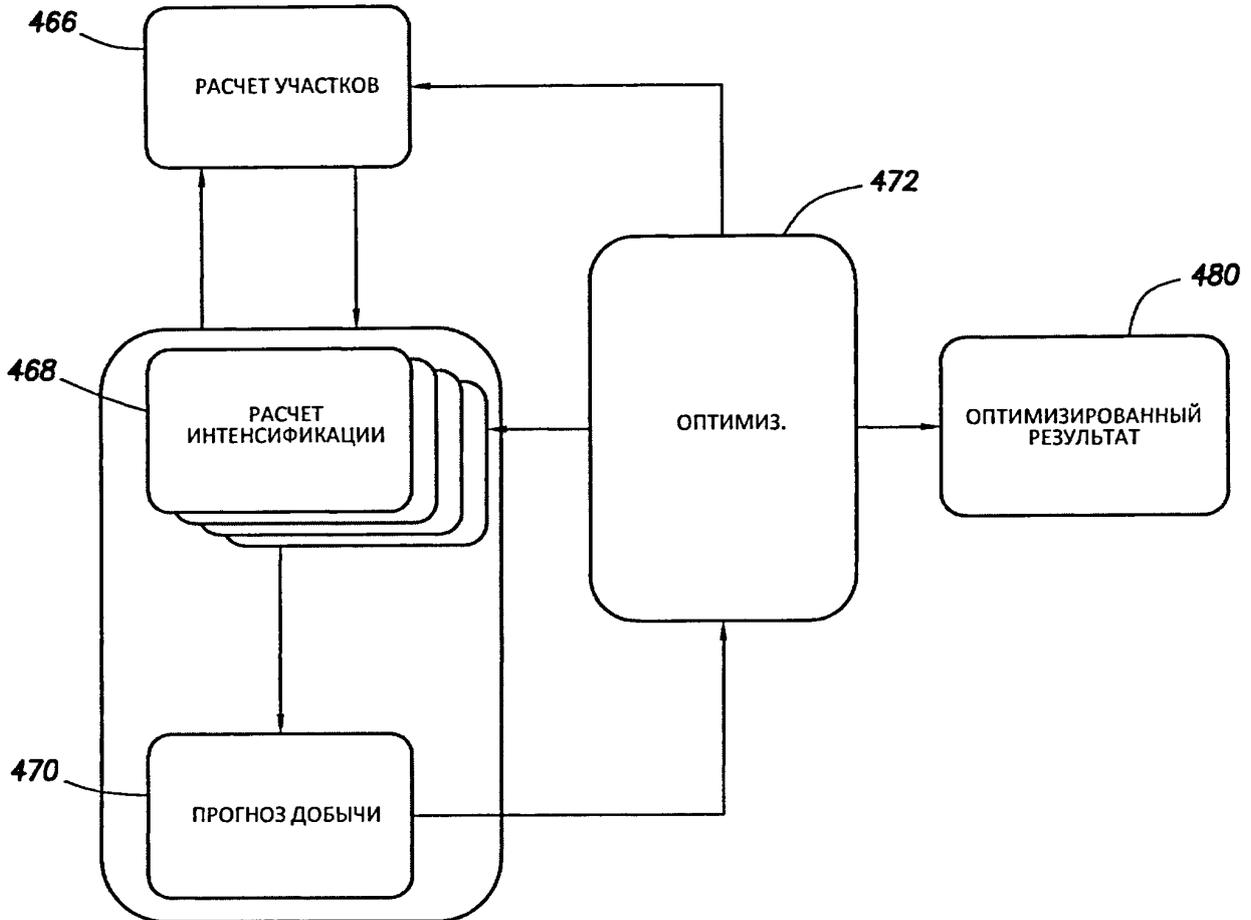
Фиг. 3.3



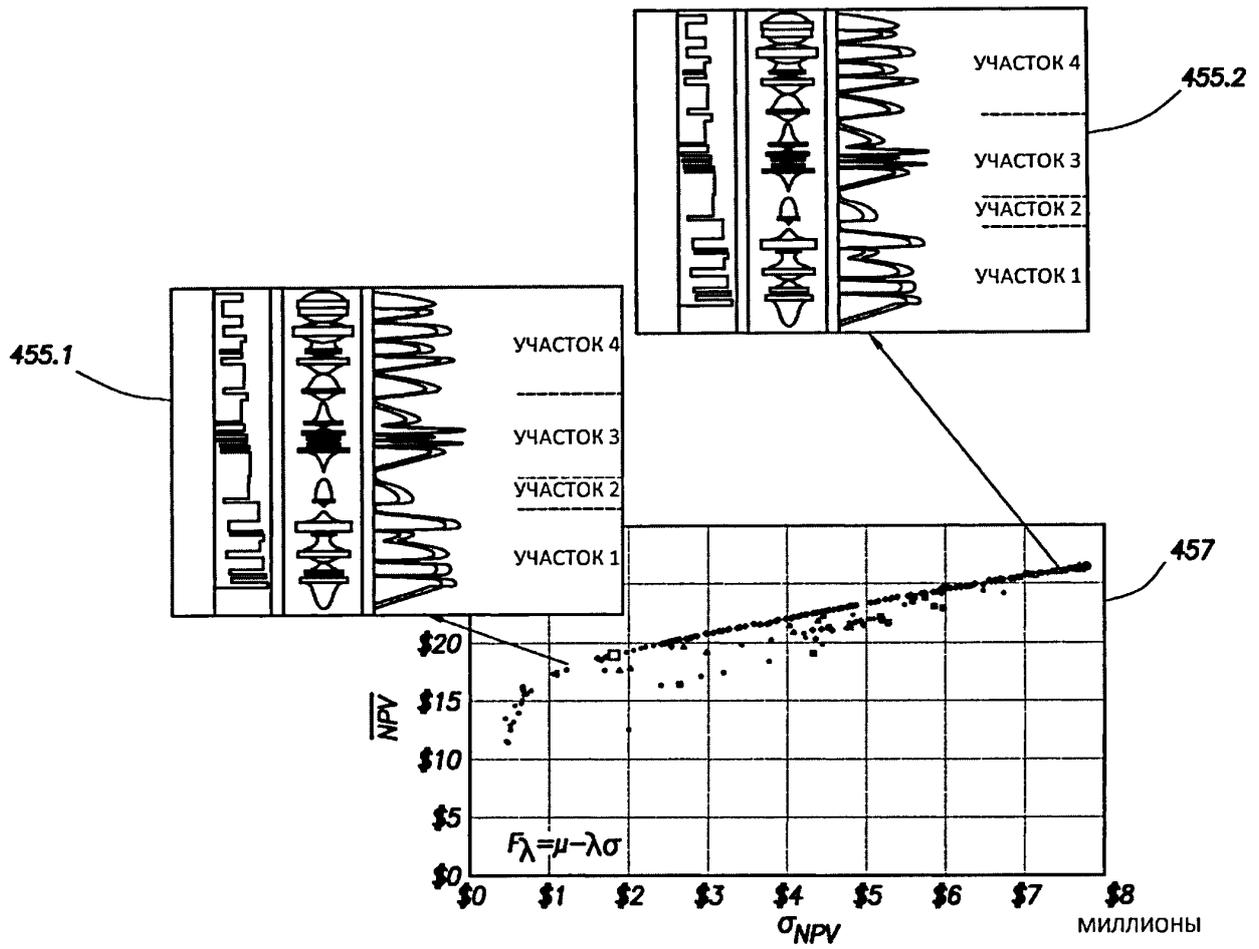
Фиг. 3.4



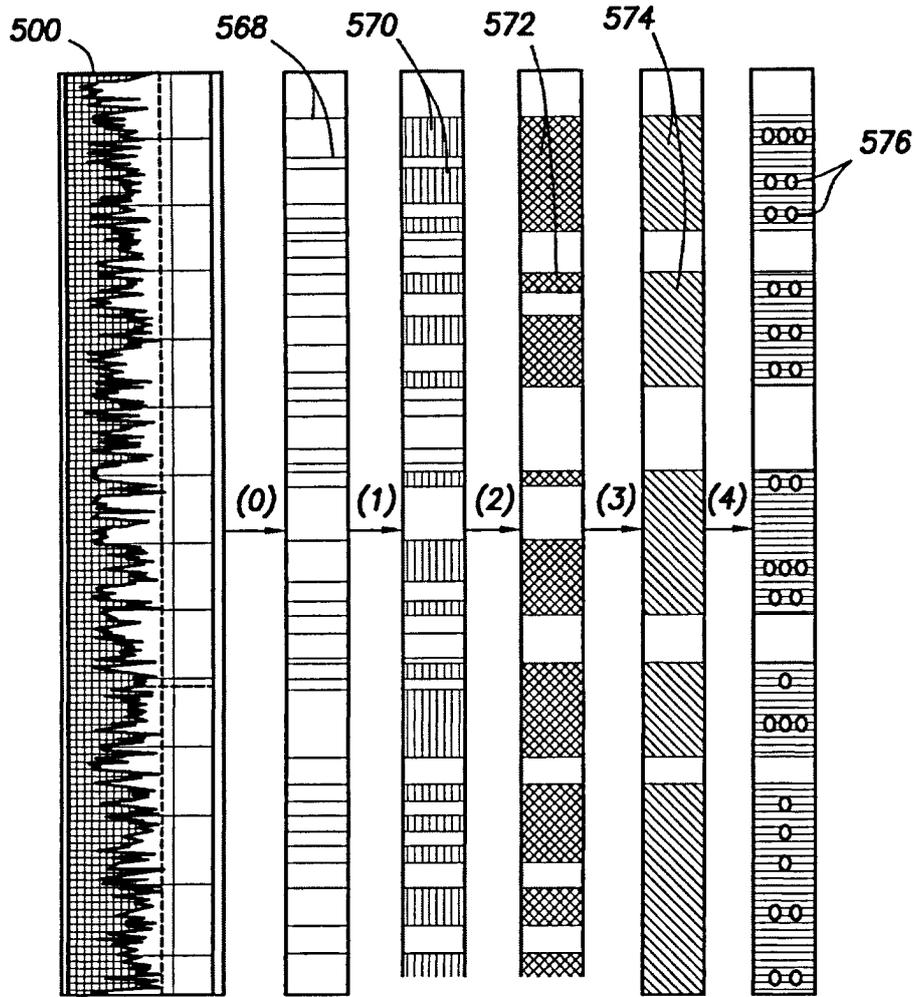
Фиг. 4.1



Фиг. 4.2



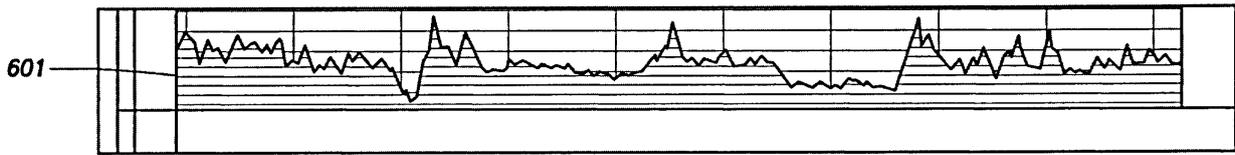
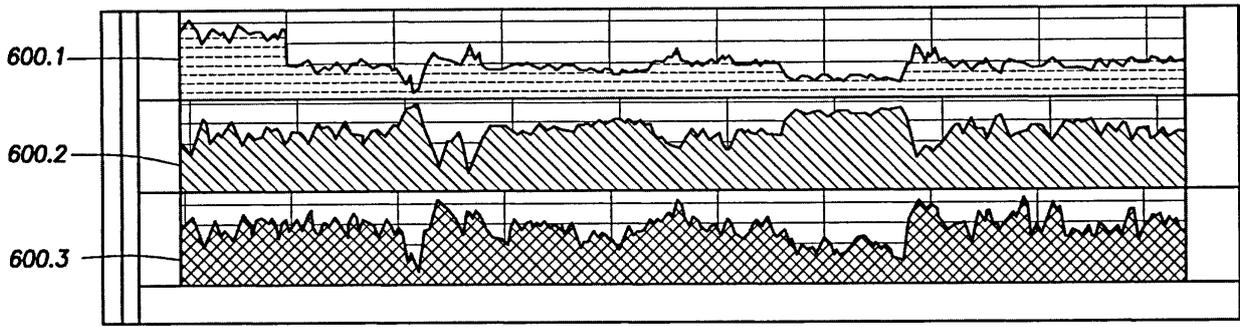
Фиг. 4.3



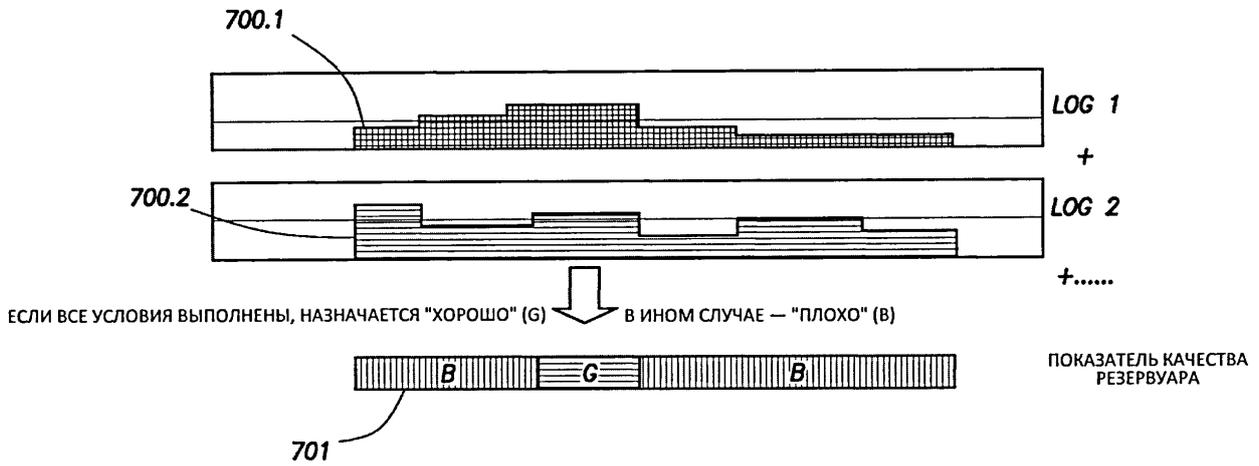
Фиг. 5.1



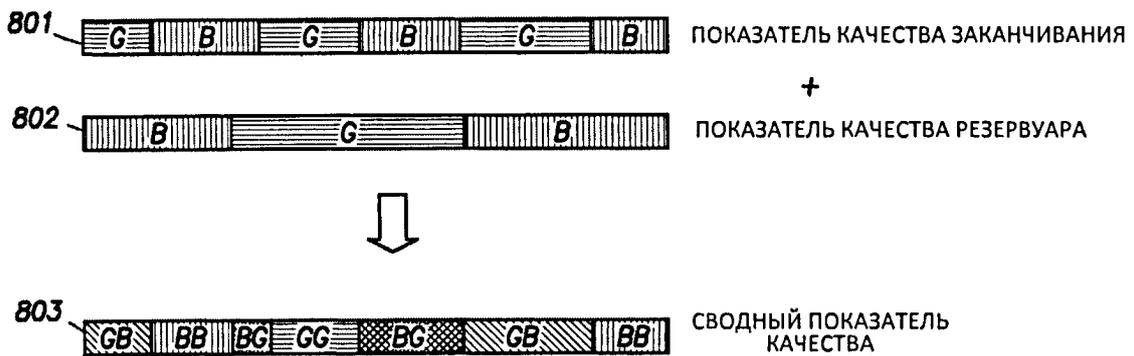
Фиг. 5.2



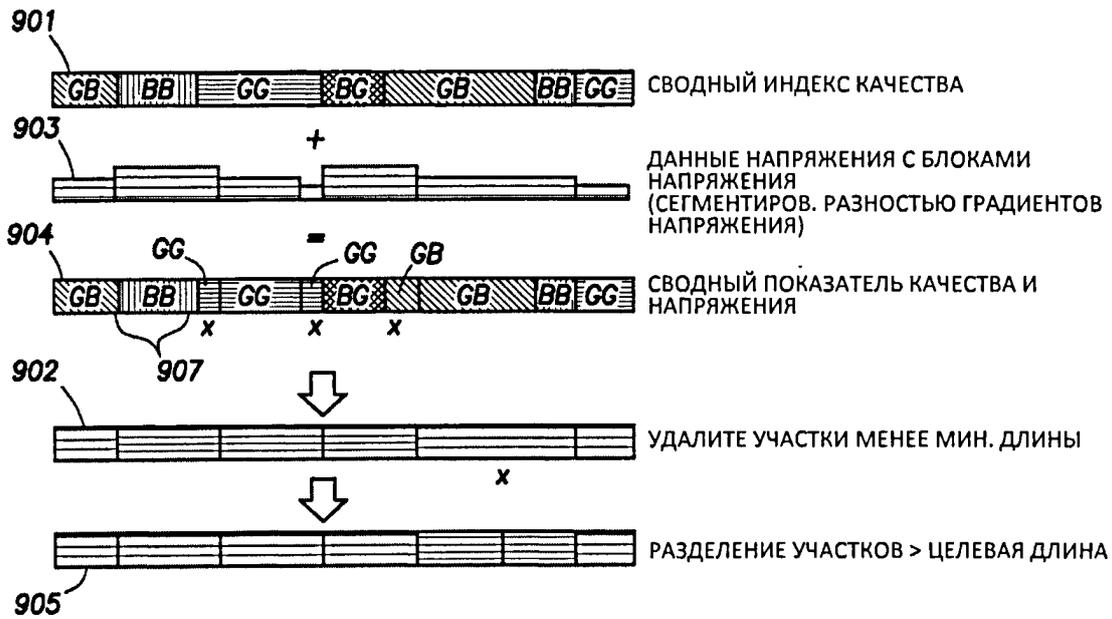
Фиг. 6



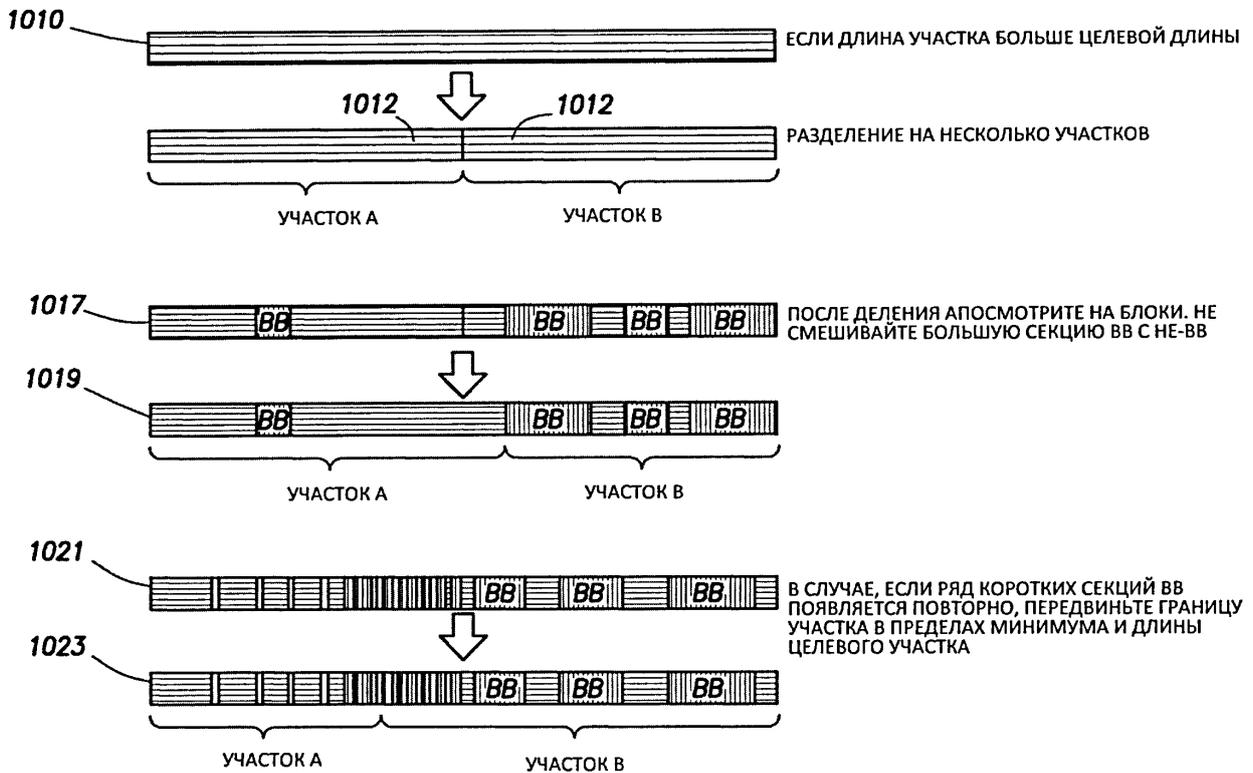
Фиг. 7



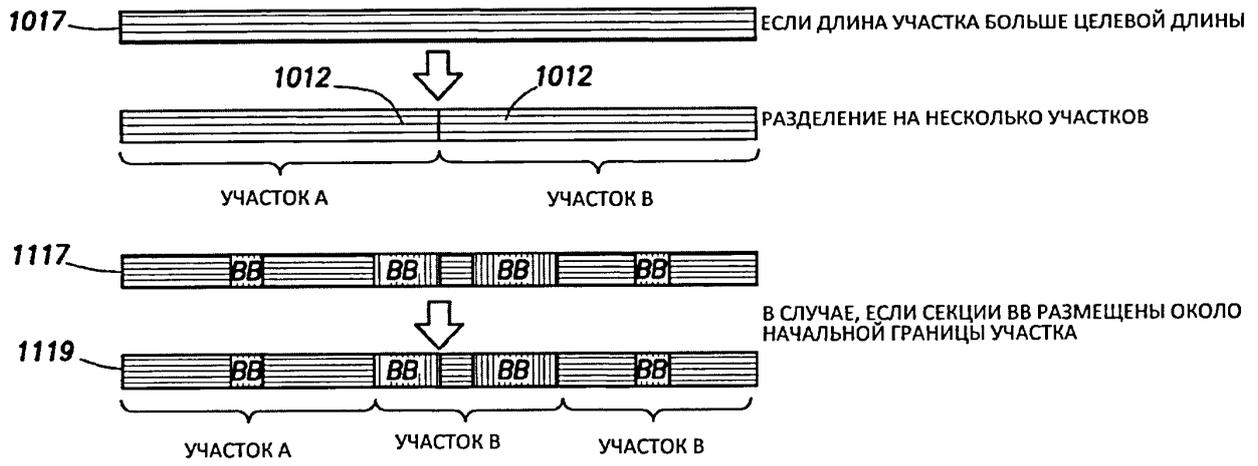
Фиг. 8



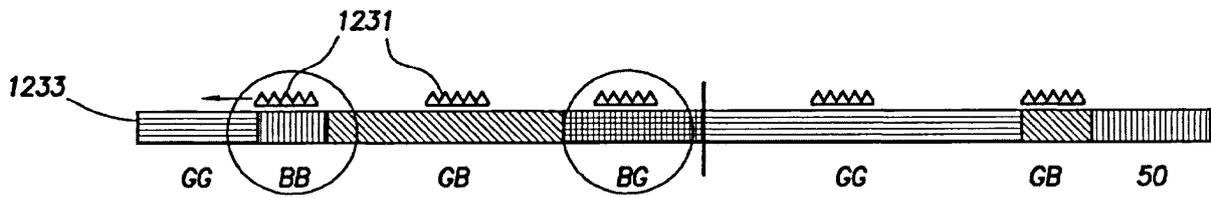
Фиг. 9



Фиг. 10

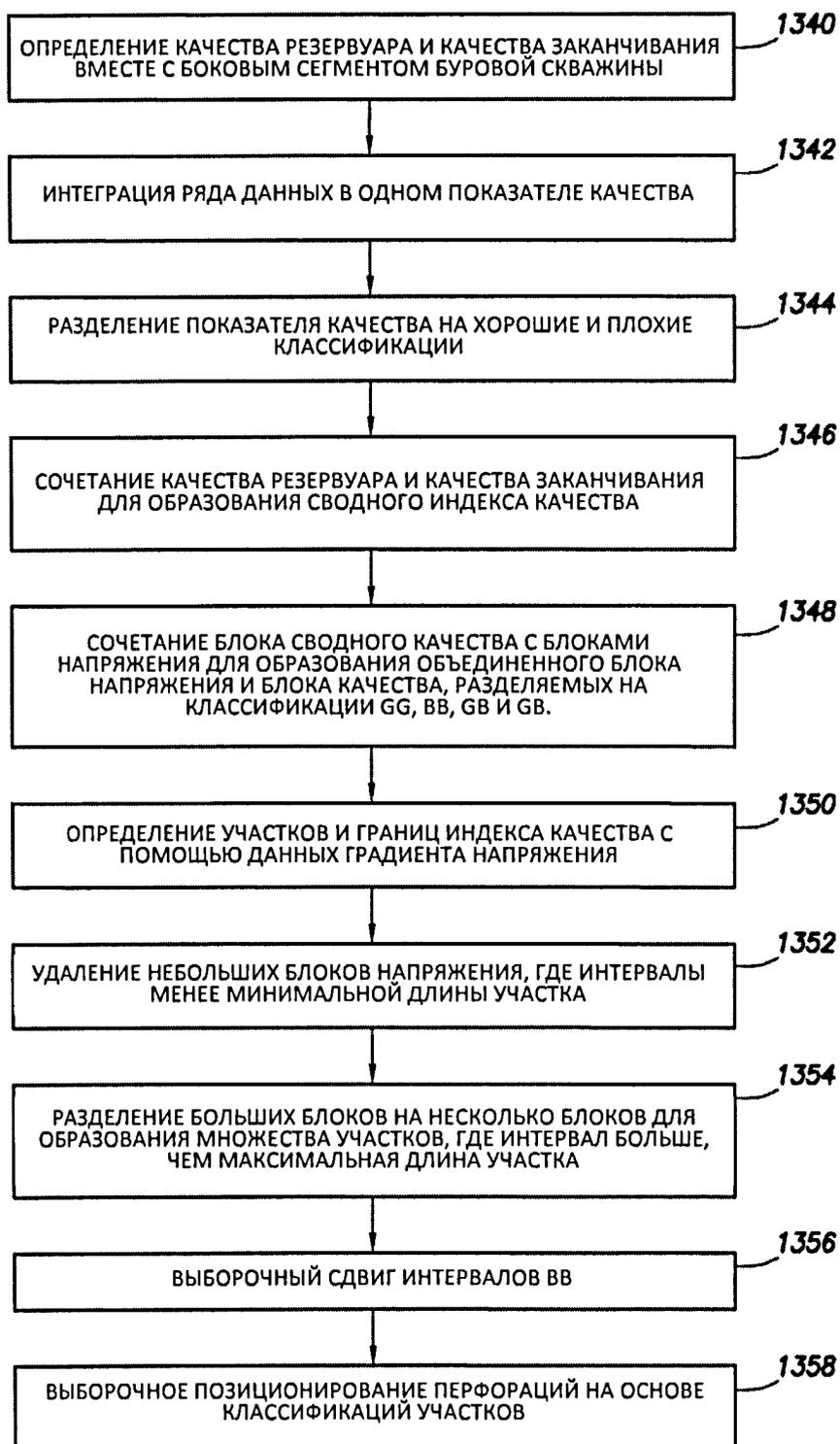


Фиг. 11

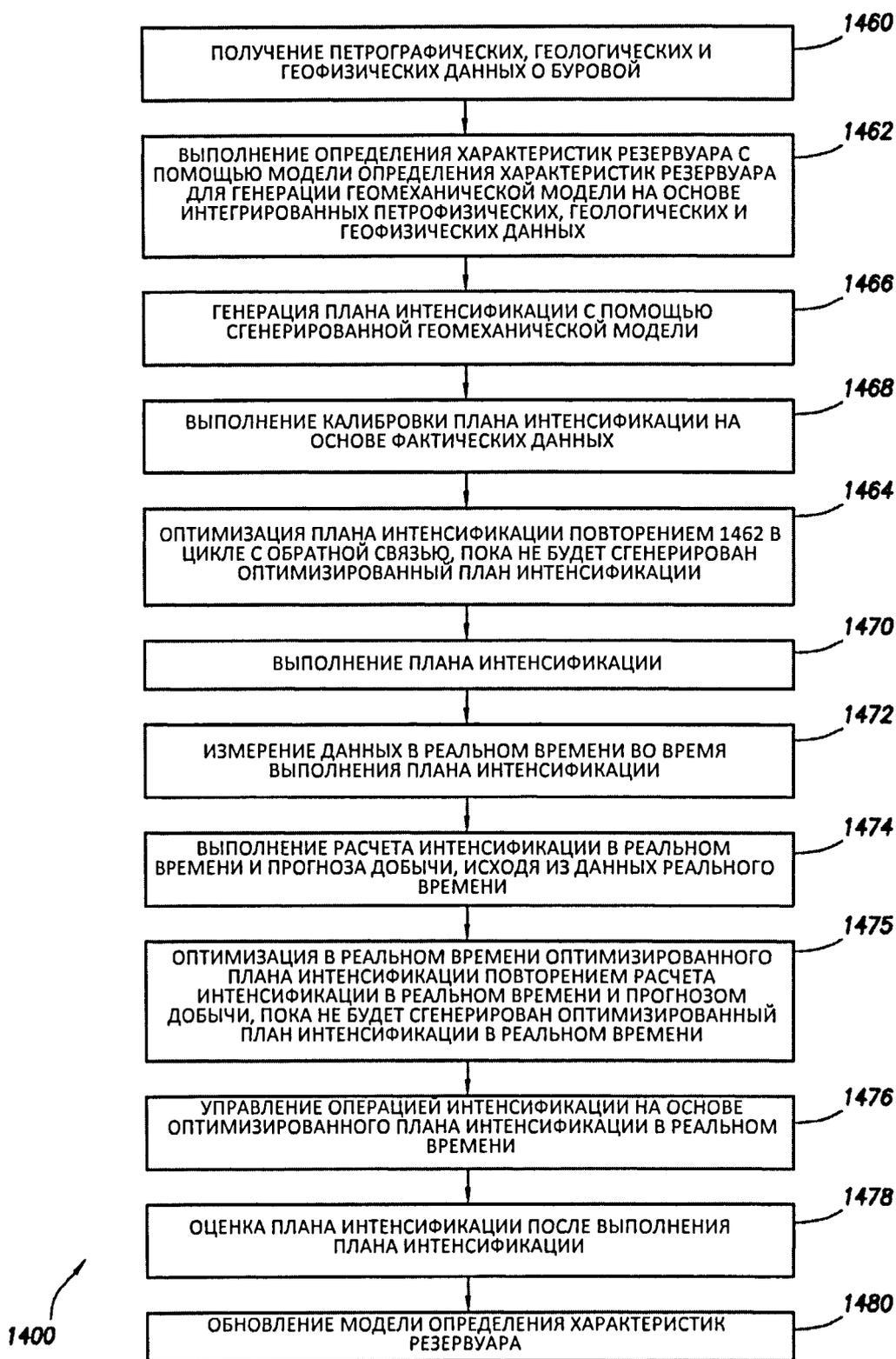


Фиг. 12

1300



Фиг. 13



Фиг. 14