



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013135493/03, 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: 20.08.2015 Бюл. № 23

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 5279366 A, 18.01.1994. US
2009187391 A1, 23.07.2009 . RU 2208153 C2,
10.07.2003 . US 4584874 A, 29.04.1986(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 30.07.2013(86) Заявка РСТ:
IB 2011/055997 (28.12.2011)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2012/090174 (05.07.2012)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, строение 3,
ООО "Юридическая фирма Городисский и
Партнеры"(54) СИСТЕМА И СПОСОБ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ
В СКВАЖИНЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу для ступенчатой операции интенсификации добычи из скважины. Техническим результатом является повышение интенсификации добычи из скважины. Способ включает создание из измеренных скважинных данных набора показателей качества из множества диаграмм, использование методики моделирования для комбинирования набора показателей качества для образования сводного показателя качества, использование методики моделирования для комбинирования сводного показателя качества с данными напряжения для

(72) Автор(ы):

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

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

R U 2 5 6 1 1 1 4 C 2

C 2
4
1
1
1
1
1
2
5
6
1
1
1
R U

образования объединенного показателя напряжения и сводного качества, причем объединенный показатель напряжения и сводного качества содержит набор блоков с границами между ними, идентификацию классификаций для набора блоков, определение участков согласно объединенному показателю напряжения и сводного качества на основе классификаций и перфорирование скважины в выбранных участках, исходя из классификаций. 8 з.п. ф-лы, 14 ил.



(51) Int. Cl.
E21B 44/00 (2006.01)
E21B 43/119 (2006.01)
G06G 7/48 (2006.01)
G06F 17/50 (2006.01)

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: 2013135493/03, 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: 20.08.2015 Bull. № 23

(85) Commencement of national phase: 30.07.2013

(86) PCT application:
IB 2011/055997 (28.12.2011)

(87) PCT publication:
WO 2012/090174 (05.07.2012)

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

ONDA Khitosi (US),
GANGULI Utpal (US),
VEhN Sjaovehj (US)

(73) Proprietor(s):

ShLJuMBERGER TEKNOLODZhI B.V. (NL)

C 2

4

1

1

1

2

5

6

1

1

2

U

R
U
2
5
6
1
1
1
4
C
2

(54) SYSTEM AND METHOD OF WELL PRODUCTION INTENSIFICATION

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to method of gradual well production intensification. Method includes creation from measured well data of the set of quality parameters out of multiple diagrams, modelling method use for combination of set of quality parameters to create summary quality parameter, use of modelling method for combination of the summary quality parameter with stress data to make combined stress and summary quality index, at that the combined stress and

summary quality index contains set of blocks with borders between them, identification of classifications for set of blocks, determination of areas according to combined stress and summary quality index based on the classifications, and well perforation at selected areas based on the classification.

EFFECT: increased intensification of well production.

9 cl, 14 dwg

Перекрестная ссылка на родственные заявки

[1] По настоящей заявке потребуется преимущество в отношении Предварительной Заявки на патент США 61/464,134, поданной 28 февраля 2011 года, и в Предварительной Заявки США 61/460,372, поданной 30 декабря 2010 года и озаглавленной INTEGRATED 5 RESERVOIR CENTRIC COMPLETION AND STIMULATION DESIGN METHODS», 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 10 интенсификации, таких как перфорация, закачивание и/или гидроразрыв, в подземной формации, 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

15 скважинных флюидов, таких как углеводороды. Нефтепромысловые операции могут включать, например, разведку, бурение, оценку скважины, заканчивание, добычу, интенсификацию притока и анализ месторождения. Сейсморазведка может включать сейсморазведку, используя, например, сейсмостанцию для отправки и получения скважинных сигналов. Бурение может включать продвижения скважинного инструмента 20 в землю для образования ствола скважины. Скважинная оценка 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 подготовки к добыче. Добыча может включать развертывание насосно-компрессорной колонны в 25 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 месторождения может включать, например, оценку информации о месте

30 расположения буровой и различных операциях и/или выполнении работ по плану бурения скважины. Такая информация может быть, например, петрофизической, собранной и/или проанализированной петрофизиком; геологической информацией, собранной и/или проанализированной геологом; или геофизической информацией, собранной и/или проанализированной геофизиком. Петрофизическая, геологическая 35 и геофизическая информация может быть проанализирована отдельно с каждым потоком данных. Оператор может вручную переместить и анализировать данные с помощью нескольких средств программного обеспечения и приборов. План бурения может использоваться для разработки нефтепромысловых операций на основе информации, собранной о буровой.

40 Сущность изобретения

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

[6] Методики, описанные здесь, относятся к операциям интенсификации, включающим расчет участков. В одном из примеров воплощения данного описания изобретения способ может включать получение нескольких показателей качества из ряда записей

и сочетание ряда показателей качества для образования сводного показателя качества. Сводный показатель качества может быть применен с каротажем напряжения для образования сводного показателя качества, причем, объединенный показатель напряжения и сводный показатель качества включают ряд блоков с границами между ними. Способ может далее включать определение классификации для ряда блоков; определение участков вдоль объединенного показателя напряжения и сводного показателя качества на основе классификаций; и выборочно позиционированные перфорационные отверстия в выбранных участках на основе классификаций.

Краткое описание чертежей

- 10 [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 элемент может помечаться в каждом чертеже.
- 15 На Фиг.1.1-1.4 представлены схемы, демонстрирующие различные нефтепромысловые операции на буровой;
- На Фиг.2.1-2.4 представлены схемы данных, собранных в операциях на Фиг.1.1-1.4.
- На Фиг.3.1 представлена схема буровой, демонстрирующая различные операции интенсификации скважины.
- 20 На Фиг.3.2-3.4 представлены схемы различных разрывов на месте 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, демонстрирующие части операции интенсификации скважины.
- 25 На Фиг.5.1 показано структурную схему, а на Фиг.5.2 - схему, демонстрирующую способ определения участков операции интенсификации в формациях с газом в уплотненных песчаниках.
- На Фиг.6 показана схема набора результатов исследований для получения взвешенных сводных результатов исследований.
- 30 На Фиг.7 представлена схема показателя качества резервуара, полученного из первых и вторых данных.
- На Фиг.8 показана схема сводного показателя качества, полученного из показателя качества заканчивания и резервуара.
- На Фиг.9 показана схема с изображением участков на основе профиля напряжения
- 35 и сводного показателя качества.
- На Фиг.10 показана схема корректировки границ участков для повышения однородности сводных показателей качества.
- На Фиг.11 показана схема поэтапного разделения на основе сводного показателя качества.
- 40 На Фиг.12 показана схема размещения перфорационных отверстий на основе показателя качества.
- На Фиг.13 показана блок-схема, демонстрирующая способ операции интенсификации для сланцевого резервуара.
- На Фиг.14 показана блок-схема, демонстрирующая способ выполнения операции скважинной интенсификации.
- 45 Подробное описание
- [8] Описание, представленное ниже, включает примеры систем, устройств, способов и последовательностей указаний, которые воплощают методики предмета рассмотрения.

Однако понятно, что описанные воплощения могут быть осуществлены без этих конкретных деталей.

[9] Настоящее описание относится к разработке, осуществлению и использованию результатов операций интенсификации, выполняемых на буровой. Операции

- 5 интенсификации могут выполняться с помощью резервуароцентричного, комплексного подхода. Эти операции интенсификации могут включать комплексный расчет интенсификации на основе междисциплинарной информации (например, используемой петрофизиком, геологом, геомехаником, геофизиком и инженером-промышленником), многоскважинных применений и/или многоэтапных нефтепромысловых операций
- 10 (например, заканчивание, интенсификация и добыча). Некоторые приложения могут разрабатываться с учетом нестандартных буровых приложений (например, газ в плотных породах песчаника, сланцы, карбонат, уголь и т.д.), комплексных буровых приложений (например, многоскважинные) и различных моделей разрыва пласта (например, обычные плоскостные модель «двуухкрыльного» излома для песчаных пластовых резервуаров)
- 15 или сложных моделей сетевого излома для естественно трещиноватых пластовых резервуаров с низкой проницаемостью и тому подобное. В данном контексте нестандартные резервуары относятся к таким резервуарам, как газ в плотных песчаниках, песок, сланцы, карбонат, уголь и т.п., где формация является неравномерной или пересекается естественными изломами (все другие резервуары считаются обычными).

- 20 [10] Операции по интенсификации скважины могут также выполняться с помощью 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
- 25 методик для отдельного анализа потока данных с отдельным анализом или включать 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
- 30 полуавтоматическом режиме.

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 35 типичного месторождения нефти или буровой 100, имеющей подземную формацию 102, 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
- 40 сейсморазведки для выработки звуковых колебаний. На Фиг.1.1 одно такое звуковое колебание 112, генерируемое источником 110, отражается от ряда горизонтов 114 в земной формации 116. Звуковые колебания 112 могут быть приняты датчиками, такими как сейсмоприемники-геофоны 118, расположенные на поверхности земли, и геофоны 118 вырабатывают электрические выходные сигналы, называемые приемными данными 45 120 на Фиг.1.1.

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

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

5 обрабатываться по желанию, например путем сокращения объема используемых данных.

[13] На Фиг.1.2 показаны буровые операции, выполняемые буровым инструментом 106.2, подвешенным к установке 128 и введенным 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 через поточную линию 132 для циркуляции бурового раствора через буровой инструмент 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 10 буровых растворов. На этом чертеже бурильные инструменты выдвинуты в 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 15 в скважине во время бурения. Кроме того, инструмент для геофизических исследований во время бурения может быть адаптирован для получения керновой 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 20 инструментами для отправки команд бурильным инструментам и для получения данных из него. Наземный блок может обеспечиваться вычислительными возможностями для получения, хранения, обработки и анализа данных операции. Наземный блок может собирать данные, полученные в ходе операции бурения и выдавать выходные данные 25 135, которые могут храниться или передаваться. Вычислительные возможности, например, в наземном блоке, могут быть расположены в различных местах около буровой и/или в удаленных пунктах.

[15] Датчики (S) могут быть расположены около 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 30 установке для измерения параметров бурения, таких как нагрузка на долото, момент на долото, давление, температура, расход, состав, скорость вращения и/или другие параметры операции. Датчики (S) могут располагаться в одном или нескольких местах в циркуляционной системе.

[16] Данные с датчиков могут быть собраны наземным блоком и/или другими 35 источниками сбора данных для анализа или другой обработки. Данные с датчиков 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 отобранные, фрагменты данных могут использоваться выборочно для анализа и/или прогнозирования операций текущей и/или других скважин. Данные 40 могут быть информацией 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

5 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 операции могут быть сгенерированы

10 непосредственно с 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 подсоединенны удаленно.

15 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 20 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 25 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, 30 такие как управление, бурение, нагрузка на долото, подача насосов или другие параметры, на основе данной информации могут быть оптимизированы. Эти корректировки могут быть выполнены 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 35 проблем.

[20] На Фиг.1.3 показано канатную операцию в скважине, выполняемую с помощью канатного инструмента 106.3, спускаемого в скважину на канате, подвешенном на буровой установке 128 и в ствол скважины 136 с Фиг.1.2. Проводной инструмент 106.3 может быть приспособлен для развертывания в стволе скважины 136 для генерации 40 картажных диаграмм, выполнения скважинных испытаний и/или сбора проб. Канатный инструмент 106.3 может использоваться для обеспечения 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 и/или получает электрические сигналы для 45 окружающих подземных формаций 102 и флюидов в нем.

[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 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.

5 [22] Датчики (S) могут быть расположены около буровой 100 для сбора данных, касающихся различных операций, 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.

10 [23] На Фиг.1.4 показана операция добычи, выполняемая с помощью инструмента добычи 106.4, развернутого из технологического модуля или фонтанного устьевого оборудования 129 в законченный ствол скважины 136 на Фиг.1.3 для извлечения флюида из скважинных резервуаров к наземному оборудованию 142. Флюид (текущая среда) выходит из резервуара 104 через отверстия в обсадной колонне (не показана) и проходит 15 в инструмент добычи 106.4 в стволе скважины 136 и в наземное оборудование 142 через сеть сбора 146.

20 [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 как фонтанное устьевое оборудование 129, сеть сбора, наземное оборудование и/или оборудование добычи, для измерения параметров флюида, таких как состав флюида, скорость потока, давление, температура и/или другие параметры операции добычи.

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

30 [26] Следует понимать, что на 1.2-1.4 показаны инструменты, которые могут использоваться для измерения не только свойств месторождения, но и свойств не нефтепромысловых операций, таких как рудные залежи, водоносные горизонты, хранилища и другие подземные объекты. Кроме того, хотя показаны определенные инструменты сбора данных, понятно, что могут использоваться различные 35 измерительные приборы (например, канатные, измерение во время бурения (MWD), каротаж во время бурения (LWD), керновая проба 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 40 нужных данных различные датчики (S) могут быть расположены в различных местах вдоль ствола скважины и/или средств мониторинга. Из удаленных мест также могут предоставляться и другие источники данных.

45 [27] Конфигурация месторождений на Фиг.1.1-1.4 показывает примеры буровой 100 и различных операций, которые могут использоваться с методиками, приведенными в настоящем документе. Часть или все из месторождений могут быть землей, водой и/или морем. 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 скважин.

[28] На Фиг.2.1-2.4 показаны графические примеры данных, собираемых с помощью инструментов на Фиг.1.1-1.4, На Фиг.2.1 показано сейсмопротяжку 202 подземной формации из Фиг.1.1, полученную сейсмостанцией 106.1. Сейсмическая трасса может

- 5 использоваться для предоставления данных, например двухпутного ответа 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
- 10 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
- 15 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 от 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
- 20 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
- 25 свойств флюида через скважину. Когда флюид проходит через скважину, то осуществляются измерения его свойств, такие как расход, давление, состав и т.п. Как описано выше, статические и динамические измерения могут быть проанализированы и использованы для создания моделей подземной формации для определения ее
- 30 характеристик. Подобные измерения также можно использовать для измерения изменений в свойствах формаций стечением времени.

Операции интенсификации

- [30] На Фиг.3.1 показано 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,
- 35 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.

- 40 [31] Скважина 336.1 простирается от буровой 308.1 через нестандартные резервуары 304.1-304.3. Скважины 336.2 и 336.3 простираются от установок 308.2 и 308.3 к нестандартному резервуару 304.4. Как показано, нестандартные резервуары 304.1-304.3 являются песчаными резервуарами с плотным газом, а нестандартный резервуар 304.4 - это сланцевый резервуар. В данной формации могут присутствовать один или несколько
- 45 нестандартных 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 добыты, как показано на Фиг.1.1-1.4. Операции интенсификации, выполняемые на буровых 300.1 и 300.2, могут включать, например, перфорацию, гидроразрыв пласта и т.п. Операции интенсификации 5 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,

10 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 вводиться через эти перфорации в формацию для создания и/или расширения изломов в ней с целью интенсификации добычи из 15 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 участках St_1 и St_2 ствола скважины. Как также показано, скважина 304.3 может быть подсасывающей (или 20 опытной) скважиной, простирающейся через формацию 302.2 для достижения 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 25 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 30 пучки отверстий) 342 могут образовываться около скважины 304, а флюиды 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 вскрытие и расширение 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 вокруг скважины 304. Изломы от гидроразрыва пласта могут использоваться для достижения 35 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 при добыче.

[37] На Фиг.3.1 датчики (S) могут быть расположены около месторождения для

40 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 с датчиков могут собираться в наземном блоке 334 и/или в 45 других источниках сбора данных для анализа или другой обработки, как описывалось ранее (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 оперативно связан с одной или более

- 5 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, блока планирования интенсификации 365 для выработки планов интенсификации, устройство
- 10 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
- 15 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
- 20 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

- 25 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
- 30 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
- 35 полуавтоматическую или автоматическую интеграцию, обратную связь и управление.

[40] Операции интенсификации для обычных и нестандартных 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,

- 40 с интервалом и ориентацией) и генерации геомеханических моделей. Расчет интенсификации может быть оптимизирован на основе результирующего прогноза добычи. Эти расчеты интенсификации могут включать интегрированный резервуароцентрический технологический процесс, который включает компоненты расчета, реального времени и ретроспективной оценки обработки. Разработка
- 45 заканчивания скважины и интенсификации может выполняться с использованием междисциплинарных данных о скважине и резервуаре.

[41] На Фиг.4.1 показан блок-схема 400, отображающая операцию интенсификации, подобную тем, что показаны 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 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 10 характеристики резервуаров 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 15 по гидроразрыву пласта). Такая характеристика резервуаров 460 может быть получена с использованием методик комплексного статического моделирования для генерации геомеханической модели 462, как описано, например, в заявках на патент США под номерами 2009/0187391 и 2011/0660572. Так, например программное обеспечение, такое как PETREL™, VISAGE™, TECHLOG™, and GEOFRAME™, которое можно приобрести 20 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, 25 информацию об интенсификации, такую как продуктивная зона резервуара, зона геомеханического 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 стадии 30 разработки (например, генерация численного представления состояния напряжения и скальные механические свойства для данного геологического профиля в месторождении или бассейне).

[44] Для генерации геомеханической модели 462 можно использовать обычное геомеханическое моделирование. Примеры методик геомеханического моделирования 35 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.1.4, 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 40 исследований формации и данных каротажа, собранных при бурении 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 45 стабильных скважин, расчет заканчиваний, выполнение интенсификации трещинообразования и т.п.

[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

5 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

10 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

15 465 и/или промежуточного расчета 466 и расчета интенсификации 468. Некоторые варианты воплощения могут включать полуавтоматизированные способы для идентификации, например, расстояния между скважинами и их ориентации, расчета многоступенчатой перфорации и расчета гидроразрыва пласта. Для решения вопроса широкого разброса характеристик в углеводородных резервуарах, некоторые из

20 вариантов воплощения могут включать специально предназначенные способы для сред целевого резервуара, таких как, но не ограничиваясь этим, формации с газом в плотных породах, песчаные резервуары, естественно трещиноватые сланцевые резервуары или другие нестандартные резервуары.

[47] Планирование интенсификации 447 может включать полуавтоматический способ, 25 используемый для определения потенциальных буровых скважин путем разбивания 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,

30 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

35 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,

40 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

45 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 5 использоваться планирование бурения 465 и/или геомеханическое моделирование 462. Для определения некоторых рабочих параметров интенсификации в расчет 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 10 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 15 моделирования изломов. Примеры моделирования изломов описаны в заявке на патент США №2008/0183451, 2006/0015310 и в издании PCT 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 20 (модели формации), которые могут быть результатом сейсмической интерпретации, интерпретации геонаправления бурения, геологической или геомеханической модели среды 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 25 целью прогнозирования развития изломов. Этот процесс может быть использован так, что при операциях интенсификации может учитываться пространственная неоднородность сложного резервуара. Кроме того, некоторые способы могут включать трехмерные наборы пространственных данных для получения показателя и затем 30 использование этого показателя с целью размещения и/или выполнения скважинной операции, и в некоторых случаях, нескольких ступеней скважинных операций, как будет описано далее в этом документе.

[52] Расчет интенсификации может использовать трехмерные модели резервуара для предоставления информации о естественной трещиноватости в данной модели. Информация о естественной трещиноватости может использоваться, например, для 35 разрешения некоторых ситуаций, таких, как случаи, когда гидравлический разрыв пласта возрастает 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 40 понимание, например, размеров и структур резервуара, местонахождения продуктивных зон и границ, уровни максимального и минимального напряжений в различных местах формации и существование и распределение естественных изломов в формации. В результате этого моделирования могут быть образованы неплоскостные (то есть сетевые) изломы или дискретные сетевые изломы. Для некоторых рабочих процессов 45 возможна интеграция этих 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 присутствовать в нестандартных резервуарах, таких как сланцевые резервуары. Характер и степень сложности

- 5 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
- 10 гидроразрыва пласта. Моделирование и/или истолкование распространения некоторых сложных гидроразрывов пласта могут также выполняться для нестандартных резервуаров (например, песок и сланец с газом), как будет описано далее в настоящем документе. Свойства резервуара и первоначальные предположения моделирования можно исправить, а расчет изломов оптимизировать на основе микросейсмической оценки.

- 15 [54] Примеры моделирования сложных изломов предоставляются в документе SPE 140185, все содержание которого включено в данный документ по ссылке. Это моделирование сложных изломов демонстрирует применение двух способов моделирования сложных изломов в сочетании с микросейсмическим отображением для характеристики сложности изломов и оценки заканчивания. Первая методика
- 20 моделирования сложного излома является аналитической моделью для оценки сложности изломов и расстояний между прямоугольными изломами. Вторая методика вычислительную модель с координатной сеткой, которая позволяет выполнять сложные геологические описания и оценку распространения сложных изломов. Эти примеры демонстрируют, как варианты воплощения могут использоваться для оценки того, как
- 25 изменения в расчете изломов в каждой геологической среде влияют 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
- 30 микросейсмических измерений, а также калибровки комплексной модели интенсификации. Подобные примеры показывают, что степень сложности изломов может варьироваться в зависимости от геологических условий.

- [55] Прогноз добычи 470 может включать оценку и 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
- 40 подтверждения процесса планирования интенсификации 447.

- [56] Часть или все планирование интенсификации 447 может осуществляться итерационно, как указано 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
- 45 планирования бурения 465, промежуточного расчета 466 и/или расчета интенсификации 468. Оптимизации могут выполняться выборочно для использования результатов части или 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 автоматизированную оптимизацию, как схематически показано оптимизацией 472 в петле обратной связи 473.

[57] На Фиг.4.2 схематически изображена часть операции планирования

5 интенсификации 447. Как показано на этой фигуре, расчет участков 446, расчет интенсификации 468 и прогноз добычи 470 могут быть итерированы в петле обратной связи 473 и оптимизированы 472 для создания оптимизированного результата 480, такого как оптимизированный план интенсификации. Этот итеративный метод позволяет использовать входную информацию и результаты, сгенерированные расчетом участков 10 466 и расчетом интенсификации 468, для «обучения друг у друга» и выполнения итерации с прогнозом добычи для постоянной оптимизации.

15 [58] Различные части операции интенсификации могут быть разработаны и/или оптимизированы. Примеры оптимизации изломов описаны, например, в патенте США №6508307. В другом примере такая финансовая информация, как расходы на изломы, которые могут повлиять на операции, также могут предоставляться в планировании интенсификации 447. Оптимизация может выполняться путем оптимизации расчета участков по отношению к добыче при учете входной финансовой информации. Такие финансовые данные могут включать расходы на различные операции интенсификации на различных этапах в стволе скважины, как показано на Фиг.4.3.

20 [59] На Фиг.4.3 показано операцию при различных интервалах и связанных с ней чистых приведенных стоимостях. 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 приведенную стоимость после уплаты налогов (ось Y) по отношению к 25 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, например, в патенте США №.7908230, полное содержание которого включено в этот 30 документ путем ссылки на него. При анализе могут применяться различные методики, например, моделирование методом Монте-Карло.

35 [60] На Фиг.4.1 различные дополнительные функции могут быть включены в планирование интенсификации 447. Например, при необходимости построить в формации нескольких скважин может быть привлечен советчик по многоскважинному планированию. Если должно быть образовано несколько скважин, то советчик 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 скважин» может относиться к нескольким скважинам, каждая из которых независимо бурится с 40 поверхности земли в подземную формацию; термин «несколько скважин» может также означать несколько ответвлений, начинающихся в одной скважине, которые пробуриваются с поверхности земли (см., например, Фиг.3.1). Ориентация скважин и ответвлений может быть вертикальной, горизонтальной или любого другого рода.

45 [61] Когда планируются или пробуриваются несколько скважин, моделирование может 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 откорректировано. 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 устранина или изменена. Напротив, если операция по гидроразрыву пласта не

может проникнуть в конкретную зону формации либо потому, что продуктивная зона 5 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

10 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 предоставаться для того, чтобы облегчить работу нефтепромысловым операторам.

15 Постпланирование операций интенсификации

[62] Варианты воплощения могут также включать оптимизацию обработки в реальном времени (или отслеживание работы) 451 для анализа операции интенсификации и обновления плана интенсификации во время операций фактической интенсификации. Оптимизация обработки в реальном времени 451 может выполняться в ходе выполнения

20 плана интенсификации на буровой (например, выполняет гидроразрыв пласта, нагнетание или иную интенсификацию резервуара в скважине). Оптимизация обработки в реальном времени может включать калибровочные испытания 449, выполнение 448 плана интенсификации, сгенерированного при планировании интенсификации 447 и нефтепромысловую интенсификацию в реальном времени 455.

25 [63] Калибровочные испытания 449 могут опционально выполняться путем сравнения результата планирования интенсификации 447 (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 30 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 447 (и калибровке 449, если выполняется), может быть выполнена 448 нефтепромысловая интенсификация 445. Нефтепромысловая интенсификация 455 может включать измерение в реальном времени 461, интерпретацию в реальном времени 463, расчет интенсификации в реальном времени 465, добычу в реальном времени 467 и управление в реальном времени 469. Измерение в реальном времени 461 может быть выполнено на буровой

40 при использовании, например, датчиков S, как показано на Фиг.3.1. Наблюдаемые данные могут быть сгенерированы с помощью измерений в реальном времени 461. Наблюдения из скважины, обрабатываемой интенсификацией, такой как давление внизу забоя и на поверхности, могут быть использованы для калибровки моделей (обычное давление соответствует рабочему процессу). Кроме того, сюда может быть включена 45 и технология микросейсмического контроля. Такие данные пространственных и временных наблюдений можно сравнить с прогнозируемой моделью изломов.

[65] Интерпретация в реальном времени 463 может выполняться на месте или удаленно на основе собранных данных. Расчет интенсификации 465 и прогноз добычи

в реальном времени 467 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. Оптимизация 471 может предоставляться для итерации в реальном времени расчета интенсификации 465 и прогноза добычи 467 с ходом 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 включено в данный документ путем ссылки на нее.

10 [66] Управление в реальном времени 469 может обеспечиваться для корректировки операции интенсификации на буровой во время сбора информации и оценки понимания рабочих условий. Управление в реальном времени 469 обеспечивает петлю обратной связи для выполнения 448 нефтепромысловой интенсификации 455. Управление 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 местонахождение перфораций, давление 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 времени 451 может выполняться в режиме реального времени или по желанию.

15 20 [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 анализ результатов оптимизации обработки в реальном времени 451 и, при необходимости, корректировку входной информации и планов для использования на других буровых или в других скважинных приложениях.

25 30 [68] Оценка постобработки 475 может использоваться в качестве входных данных для обновления модели 477. При необходимости, данные, собранные из последующего бурения и/или добычи, могут подаваться обратно на характеристики резервуара 445 (например, трехмерная модель геологической среды) и/или планирование интенсификации 447 (например, модуль планирования бурения 465). Информация может обновляться для устранения ошибок в первоначальном моделировании и имитации, для исправления недостатков в первоначальном моделировании и/или для обоснования имитации. Например интервал или ориентация скважин могут быть скорректированы 35 с учетом новообнаруженных данных. После обновления модели 477, процесс может повторяться по желанию. Одна или несколько буровых, скважин, операций интенсификации или вариаций может осуществляться с помощью метода 400.

35 40 [69] В данном примере операция интенсификации может выполняться путем 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 песка с газом

45 [70] Подается пример расчета интенсификации и направленного вниз рабочего потока, полезного для нестандартных резервуаров, включающих песчаник с газом (см., например, резервуары 304.1-304.3 на Фиг.3.1). Для рабочего потока резервуара включающего песчаник с 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 газом. Советчик по многостадийному заканчиванию может обеспечить планирование

5 резервуара для резервуара с песка с газом, где множество тонких слоев зон богатых углеводородами (например, резервуары 304.1-304.3 на Фиг.3.1) могут быть рассеяны по большой 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

10 резервуара и геомеханическая зона (зона напряжения).

[72] На Фиг.5А показана диаграмма 500 части ствола скважины (например, скважины 336.1 на Фиг.3.1). Диаграмма может быть графиком замеров, таких как удельное сопротивление, проницаемость, пористость или других параметров резервуаров, зарегистрированных вдоль ствола скважины. В некоторых случаях, как показано на

15 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 проанализированной линейной комбинации нескольких диаграмм, и соответствующие входные ограничения также могут быть соответственно проанализированы.

20 [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 25 быть выполнен (575) для определения участков 574 вдоль ствола скважины. Наконец, перфорационные отверстия 576 могут быть рассчитаны (577) вдоль мест на участках 574.

25 [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. Петрофизическая информация о резервуаре и геомеханическая информация 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 35 входные данные каротажа или сочетание этих данных, которое представляет информацию резервуара.

30 [75] Продуктивные зоны резервуара могут быть импортированы из внешнего рабочего потока (например, петрофизическая интерпретация). Рабочий процесс может предоставить способ определения продуктивной зоны, исходя из нескольких 40 ограничений данных каротажа. В последнем случае каждое входное значение данных (то есть данные по умолчанию) может включать водонасыщенность (Sw), пористость (Phi), собственную проницаемость ($Kint$) и объем глины (Vcl), но могут быть использованы и другие подходящие данные. Значения каротажа могут быть дискриминированы по своим пороговым значениям. Когда все пороговые условия 45 будут выполнены, соответствующая глубина может быть помечена как продуктивная зона. Для устранения непродуктивных зон в конце могут применяться пороговые условия минимальной толщины продуктивной зоны, KN (проницаемость, умноженная на высоту зоны) и $PPGR$ (градиент порогового давления). Эти продуктивные зоны

могут быть введены в зонную модель на основе механического напряжения. Во избежание создания микрозон может быть проверено условие минимальной толщины. Кроме того, можно выбрать продуктивные зоны и границу на основе напряжения объединенные там. В другом варианте воплощения трехмерные модели зоны,

5 представляемые процессом моделирования резервуара, могут использоваться в качестве базовых границ и выходных зон; могут быть вставлены тонкие зоны.

[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 объединяются для

10 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

15 определенные условия, могут быть выборочно исключены. Допустимые идентифицированные сочетания могут выступать в качестве сценариев для участков. Максимальная высота брутто (=длина участка) может варьироваться и комбинаторные проверки запускаются повторно для каждого из вариантов. Для определения окончательных ответов часто встречающиеся сценарии для участков могут быть

20 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, для нахождения оптимального решения максимальная полная высота может соответствовать, а минимальное расстояние между участками может

25 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

30 определения распределения отверстий среди единиц излома. При необходимости пользователь может выбрать использование способа ограниченного входа (например, поэтапно). В пределах каждой FracUnit расположение перфорации может определяться выбранной КН (проницаемость, умноженная на длину перфорации).

[79] Советчик по многоступенчатому заканчиванию может привлекаться для 35 планирования 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.

40 Интервал обработки может быть разделен на ряд смежных интервалов (несколько участков). Секционирование может быть выполнено таким образом, чтобы свойства резервуара и свойства заканчивания были аналогичными на каждом этапе для уверенности, результат (расчет заканчивания) предполагает максимальный охват контактов резервуара.

45 [80] В данном примере операции интенсификации могут выполняться с помощью частично автоматического способа для определения лучшего расчета многоступенчатой 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

5 плоскостные модели излома.

Сланцевые приложения

[81] На Фиг.7-12 показаны участки для нестандартного 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.

10 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 15 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] Советчик по заканчиванию для проникающих формаций сланцевых резервуаров в горизонтальных скважинах демонстрируется на Фиг.7-12. Советчик по заканчиванию может генерировать многоступенчатый расчет интенсификации, содержащий

20 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 25 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 больше, чем около 100 scf/ 30 ft³, кероген больше, чем высокий, пористость сланца больше около 4% и относительная проницаемость к газу (Kgas) больше, чем около 100 nD. Показатель качества заканчивания может включать, например, различные требования или спецификации, такие как напряжение, которое «низкое», удельное сопротивление, которое более чем около 15 Ом-м, глину, которая составляет менее 40%, модуль упругости Юнга больше, 35 чем о 2×10^6 футов 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 сочетаться для образования показателя качества резервуара 701. Данные 40 могут быть данными резервуара, такими как данные о проницаемости, сопротивляемости и пористости, полученными из скважины. 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.

[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.

[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 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 фунт на кв. дюйм/фут). Этот процесс может создавать набор блоков с однородным напряжением вдоль комбинированного показателя напряжения и качества.

[87] Блоки напряжения могут быть скорректированы к нужному размеру блоков. К примеру блоки с небольшим напряжением могут быть удалены там, где интервал меньше минимальной длины участка путем слияния с соседним блоком для образования сводного улучшенного показателя качества 902. Один из двух соседних блоков, который имеет меньшую разность градиента напряжения, может использоваться как объединяющий целевой. В другом примере блоки, имеющие большее напряжение, могут быть разделены там, 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 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-BB сводный показатель качества 1019 с участками А и В. В некоторых случаях, как показано на Фиг.10, группирования крупных блоков 'BB' с не-'BB' блоками, такими как блоки 'GG', в пределах того же участка можно избежать.

[89] Если блок 'BB' 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 изломов, может 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 BB могут быть идентифицированы в показателе качества 1117 и разделены на смещенный показатель качества 1119, имеющий три участка А, В и С. Как показано на 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 'BB' может быть перемещена рядом с ближайшим блоком 'GG', 'GB' или 'BG', как указано горизонтальной стрелкой. Если перфорация попадает в блок 'BG', то далее могут быть сделаны более мелкие переклассификации GG, GB, BG, BB и

перфорации размещены с расстоянием, не содержащим ВВ.

[92] Выравнивание напряжения может выполняться для обнаружения мест, где значения градиента напряжения сходны (например, в пределах 0,05 фунт на кв. дюйм/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 перфорации находится 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 объему может быть присвоен такой показатель, как "G" (хорошо), "B" (плохо) или "N" (нейтрально). Затем несколько факторов 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 необходимости 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, демонстрирующая 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 участка 466, расчет интенсификации 468, прогноз добычи 470 и оптимизацию 472 при планировании 447 из Фиг.4. Затем план интенсификации 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 оптимизированной интенсификации в режиме реального времени, и контроль (1476) операции

5 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.

10 [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

15 изобретения части формулы изобретения «средства плюс функция» предназначены для охвата описанных здесь структур, как выполняющих описанную функцию, и не только структурные эквиваленты, но также и 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,

20 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, в отношении каких-либо ограничений какого-либо из пунктов формулы изобретения, представленных в этом документе, за исключением тех, в которых в формуле изобретения прямо используются слова

25 «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 подземные формации, разбиение интервала обработки в набор смежных интервалов (свойства резервуара и заканчивания 30 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 35 пласта.

Формула изобретения

1. Способ для ступенчатой операции интенсификации добычи из скважины, проходящей через резервуар, расположенный в подземной формации, причем способ 40 содержит:

создание из измеренных скважинных данных набора показателей качества из множества диаграмм;

использование методики моделирования для комбинирования набора показателей качества для образования сводного показателя качества;

45 использование методики моделирования для комбинирования сводного показателя качества с данными напряжения для образования объединенного показателя напряжения и сводного качества, причем объединенный показатель напряжения и сводного качества содержит набор блоков с границами между ними;

идентификацию классификаций для набора блоков;
определение участков согласно объединенному показателю напряжения и сводного качества на основе классификаций; и

перфорирование скважины в выбранных участках, исходя из классификаций.

5 2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что создание включает в себя измерение скважинных параметров с помощью скважинного инструмента, размещенного в скважине на буровой.

10 3. Способ по п. 1, отличающийся тем, что создание включает в себя создание показателя качества резервуара путем сочетания набора данных резервуара и создание показателя качества заканчиваний путем сочетания набора данных заканчиваний.

4. Способ по п. 3, отличающийся тем, что набор резервуарных данных и набор данных заканчиваний включают в себя набор данных удельного сопротивления, проницаемости, добычи и их сочетания.

15 5. Способ по п. 1, отличающийся тем, что классификации включают в себя одно из хорошего, плохого или их сочетаний.

6. Способ по п. 1, дополнительно включающий выборочное регулирование границ.

7. Способ по п. 6, отличающийся тем, что выборочное регулирование включает в себя выборочное удаление набора блоков, которые имеют длину меньше минимальной длины участка.

20 8. Способ по п. 6, отличающийся тем, что выборочное регулирование включает в себя разделение набора блоков, имеющих длину больше, чем максимальная длина участка.

9. Способ по п. 6, отличающийся тем, что выборочное регулирование включает в себя выборочно сдвигаемые границы, исходя из классификаций.

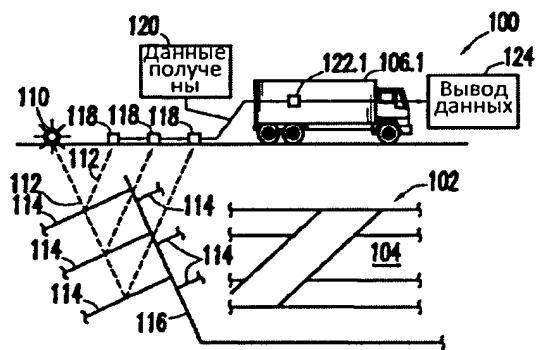
25

30

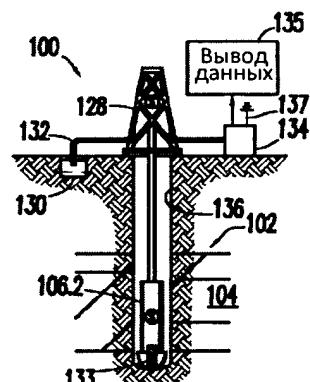
35

40

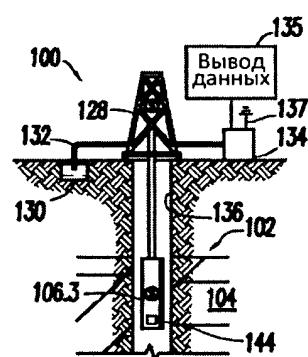
45



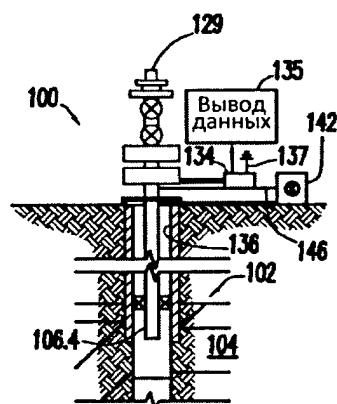
Фиг. 1.1



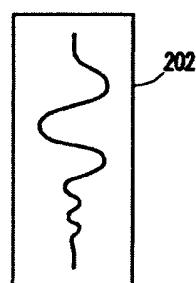
Фиг. 1.2



Фиг. 1.3



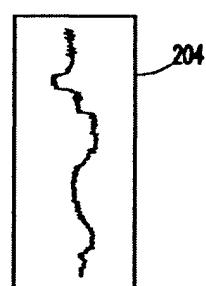
Фиг. 1.4



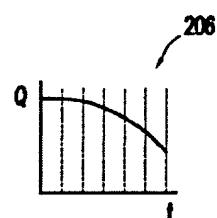
Фиг. 2.1



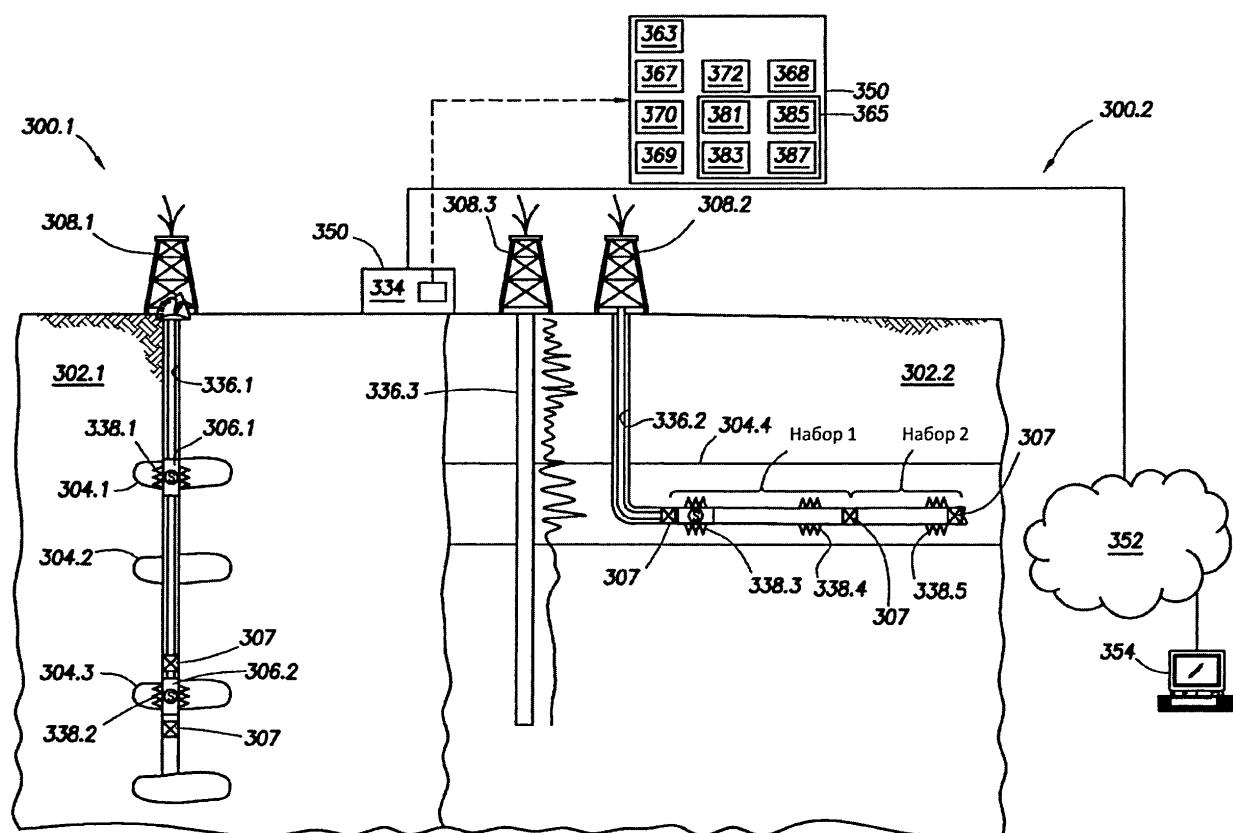
Фиг. 2.2



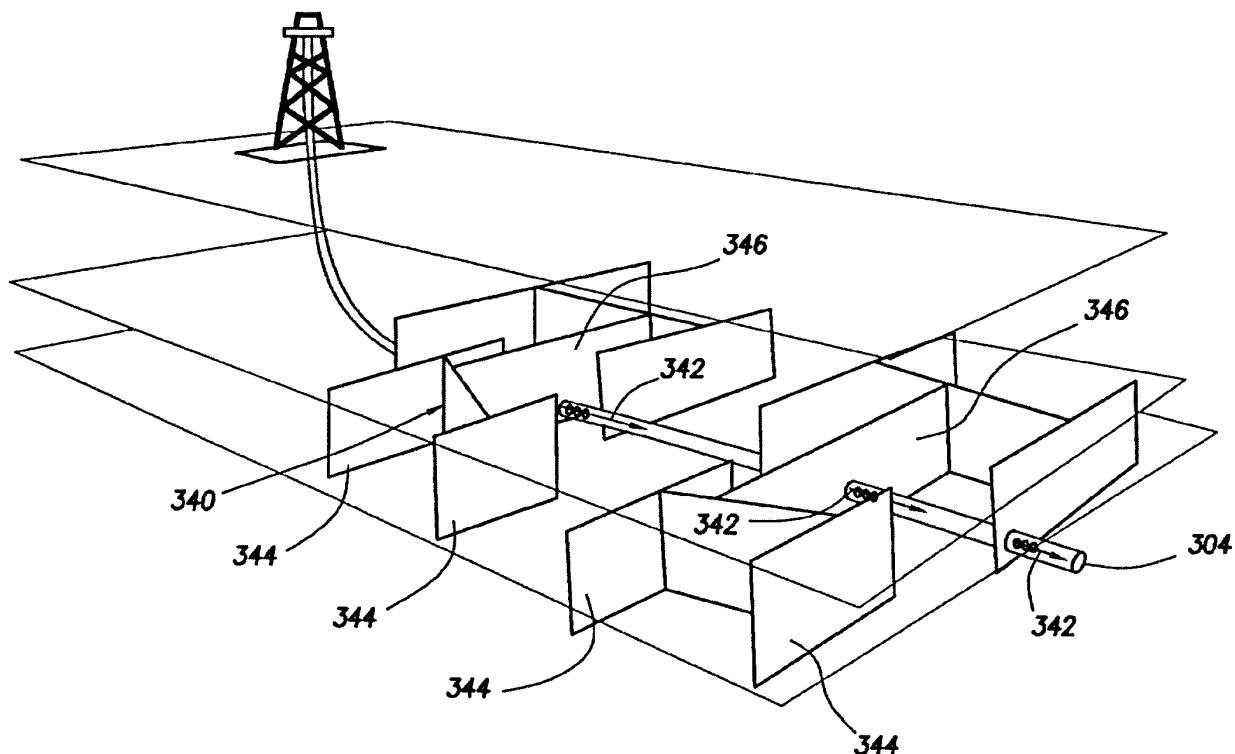
Фиг. 2.3



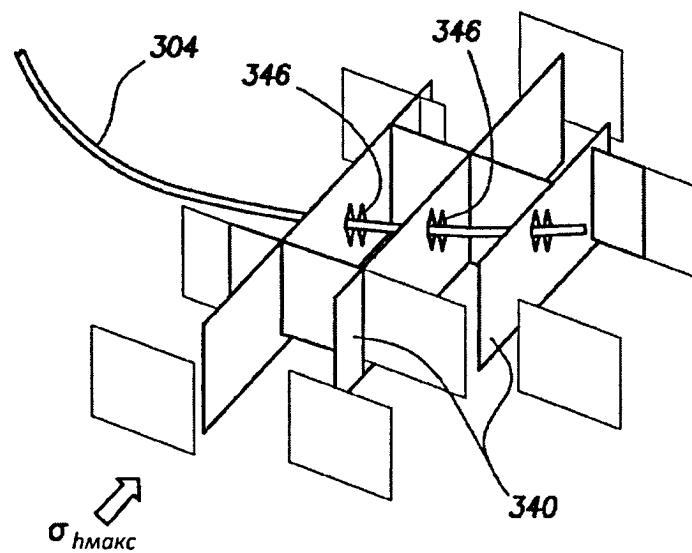
Фиг. 2.4



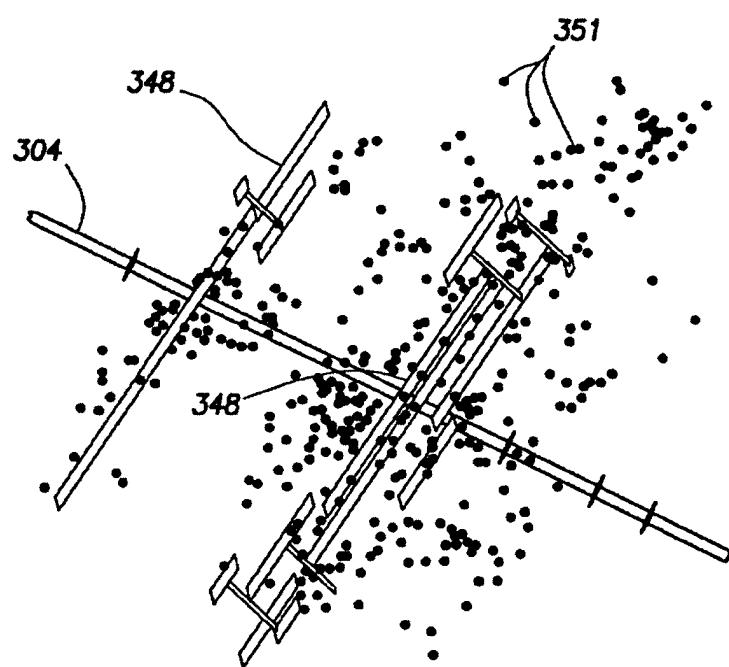
Фиг. 3.1



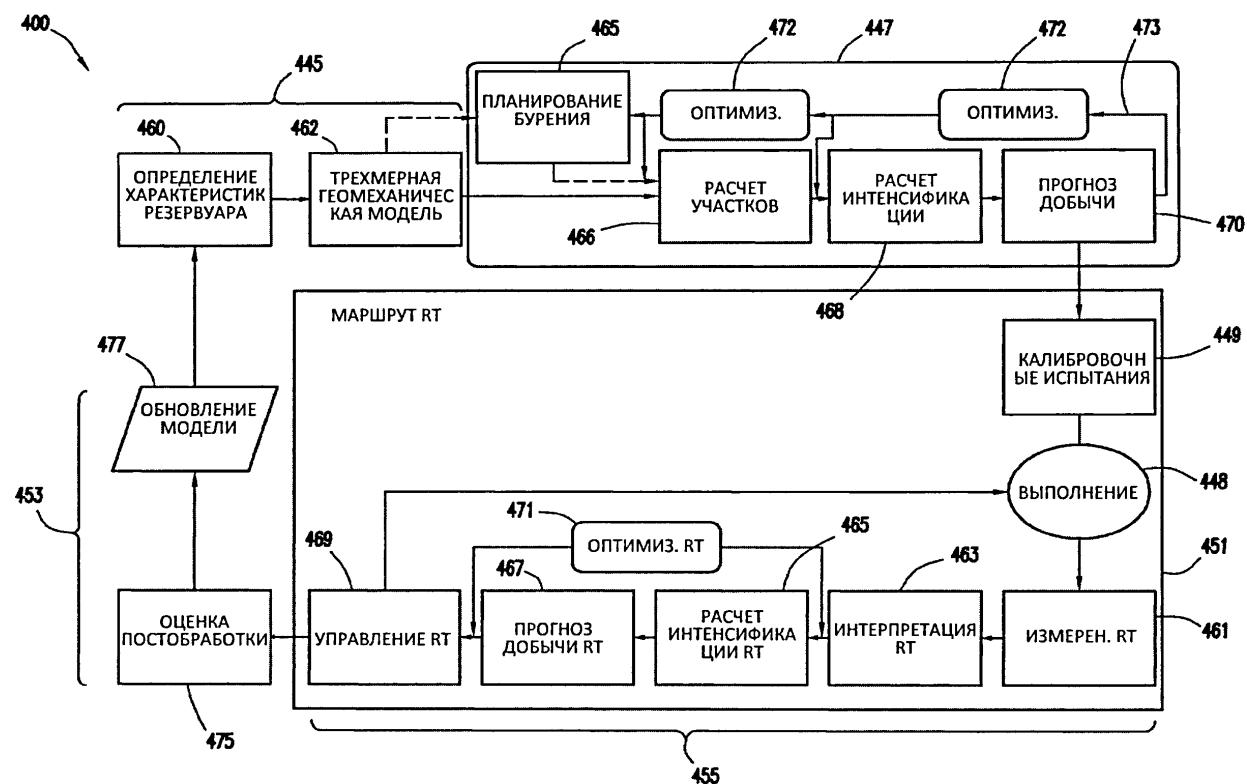
Фиг. 3.2



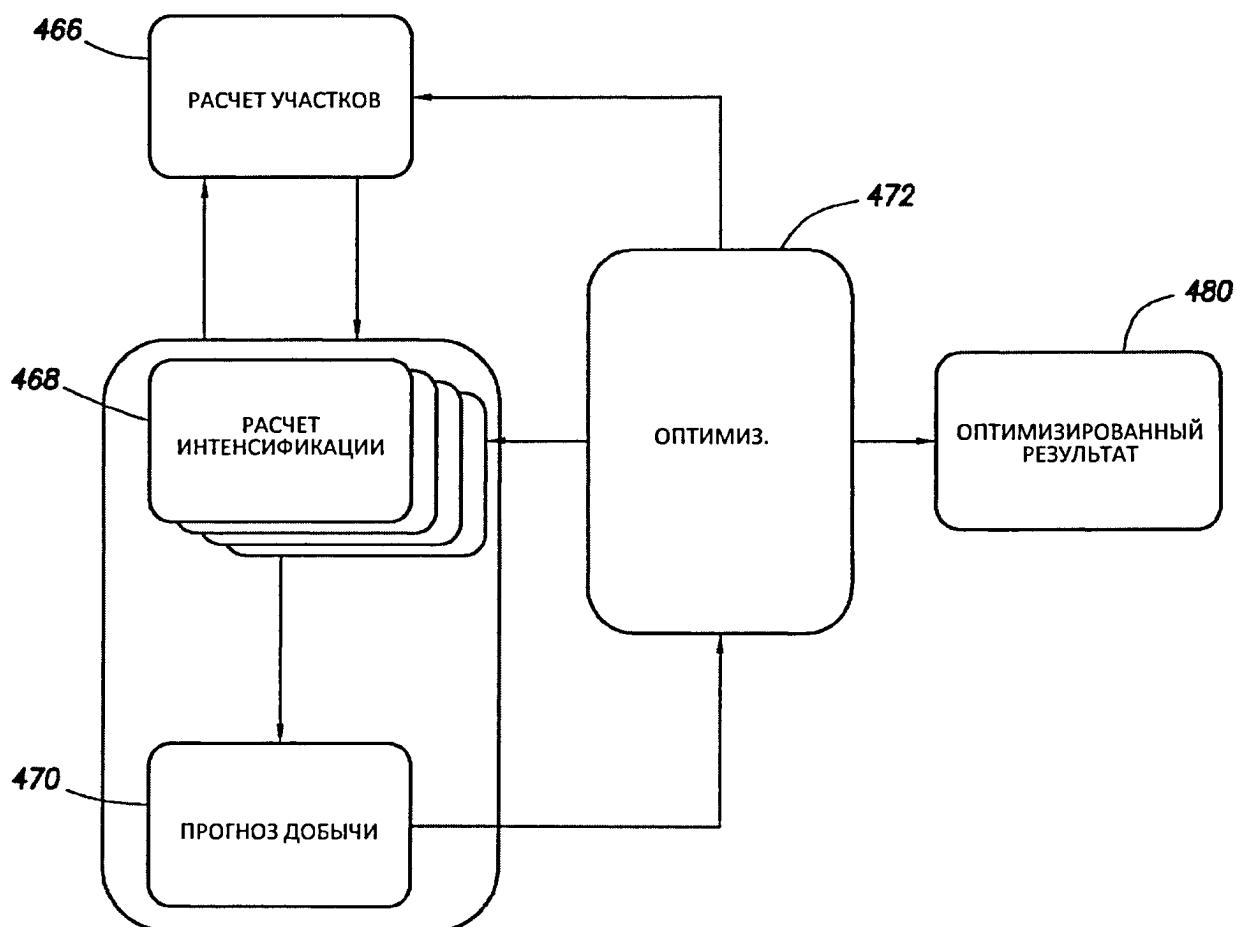
Фиг. 3.3



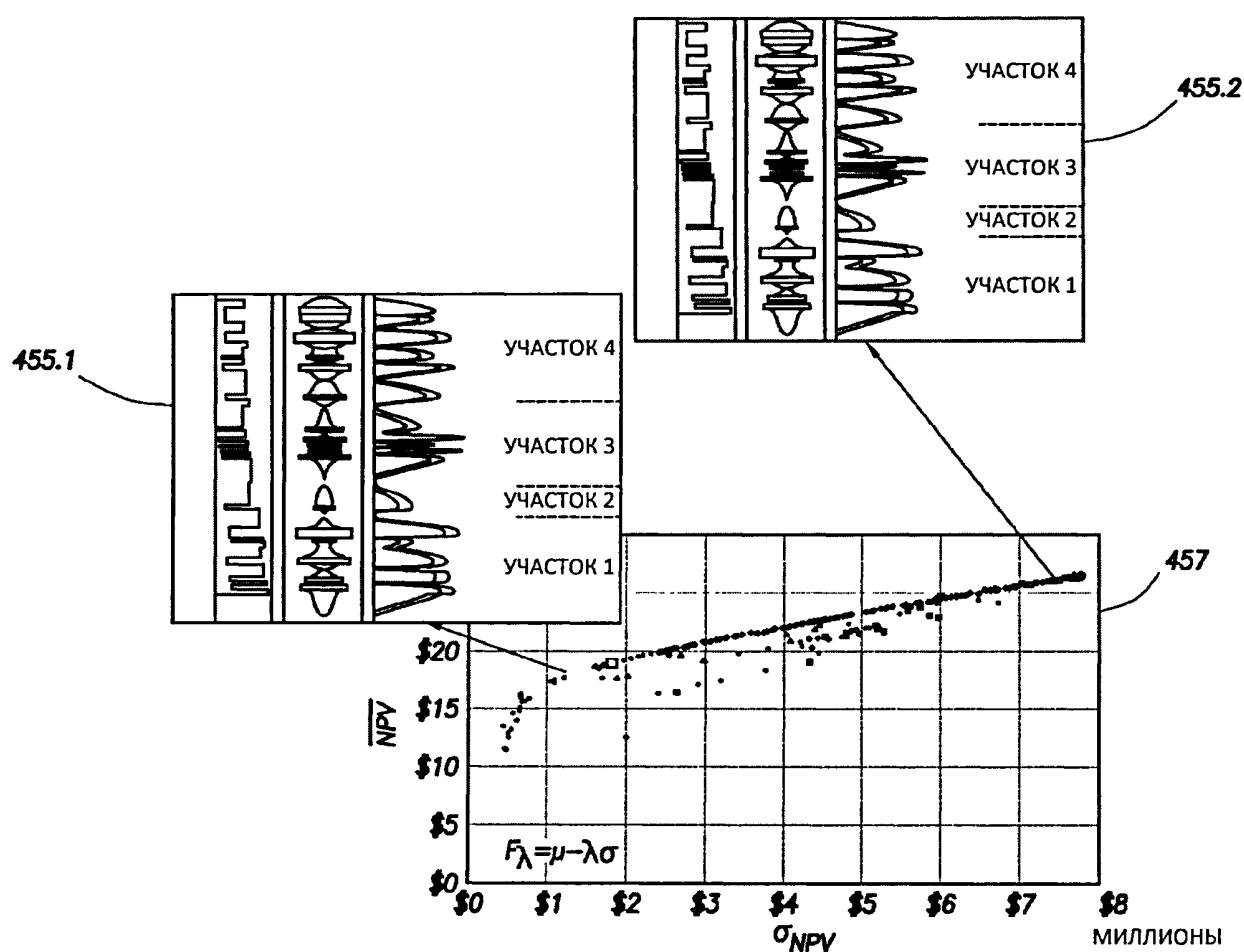
Фиг. 3.4



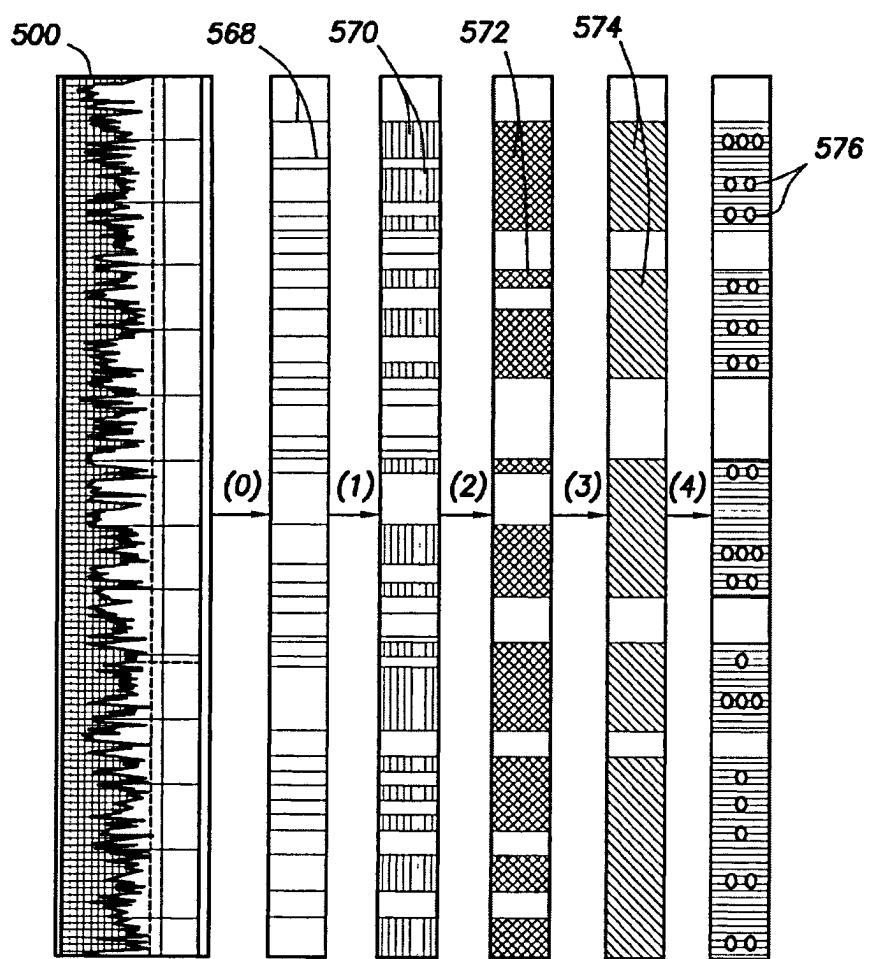
Фиг. 4.1



Фиг. 4.2



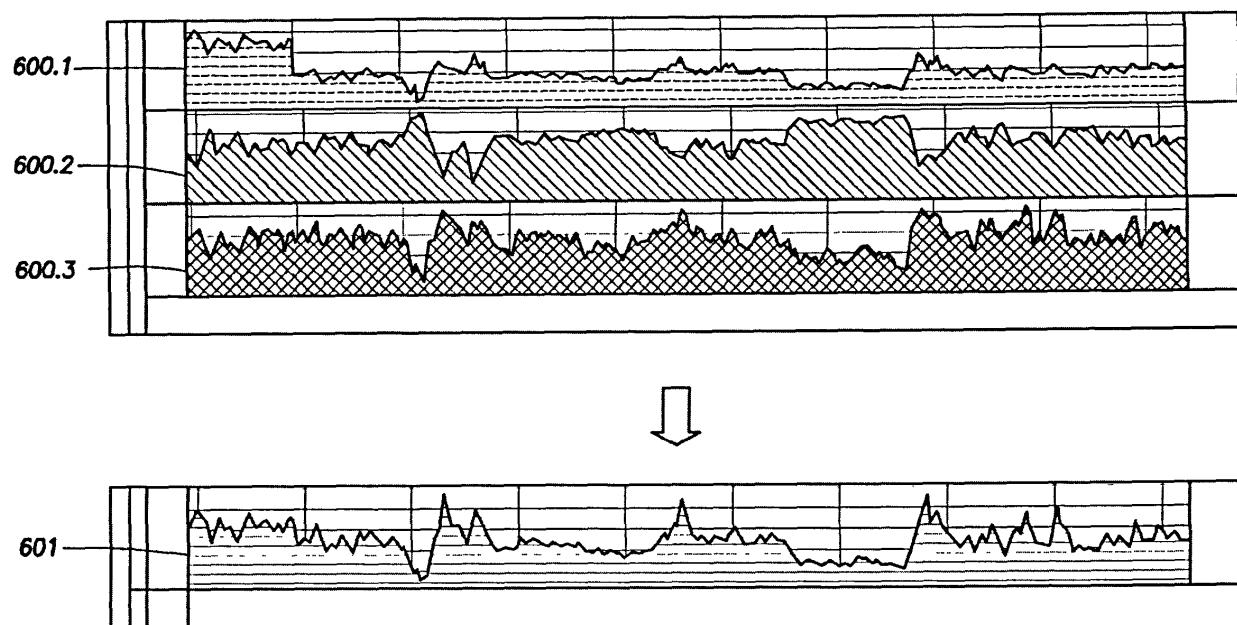
Фиг. 4.3



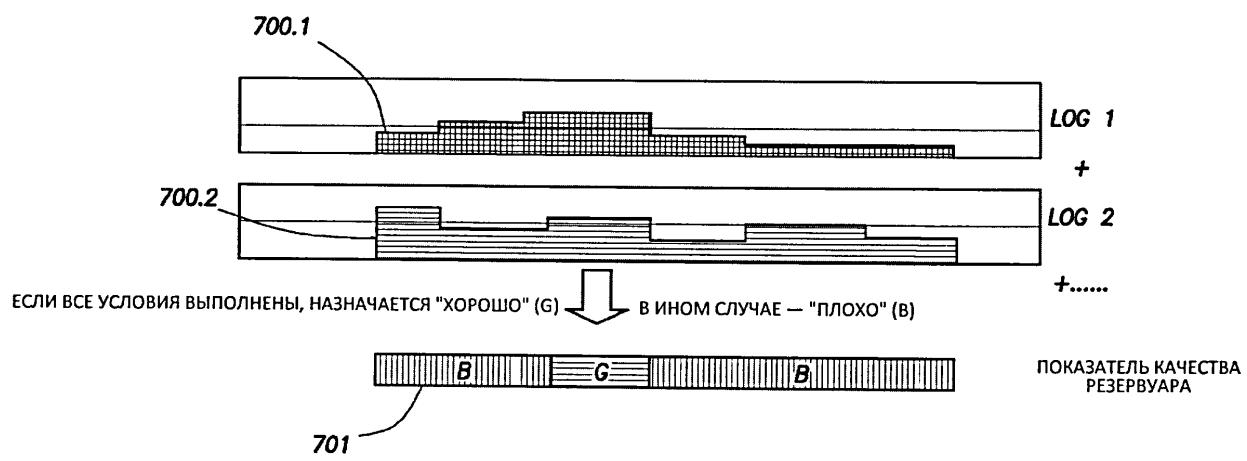
Фиг. 5.1



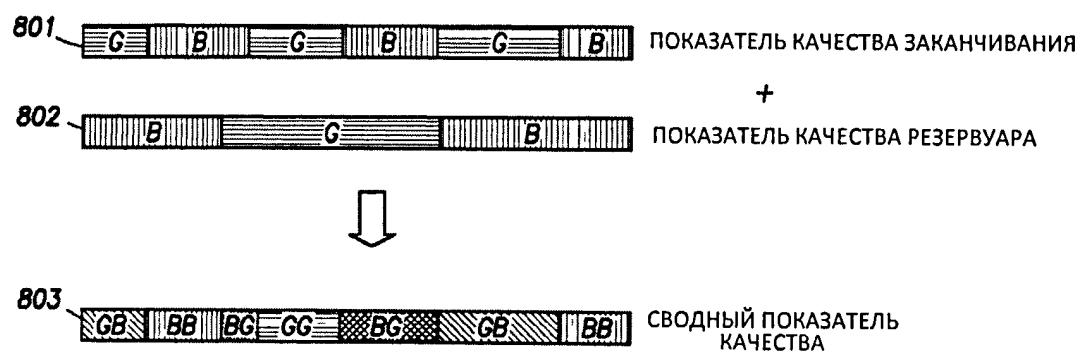
Фиг. 5.2



Фиг. 6



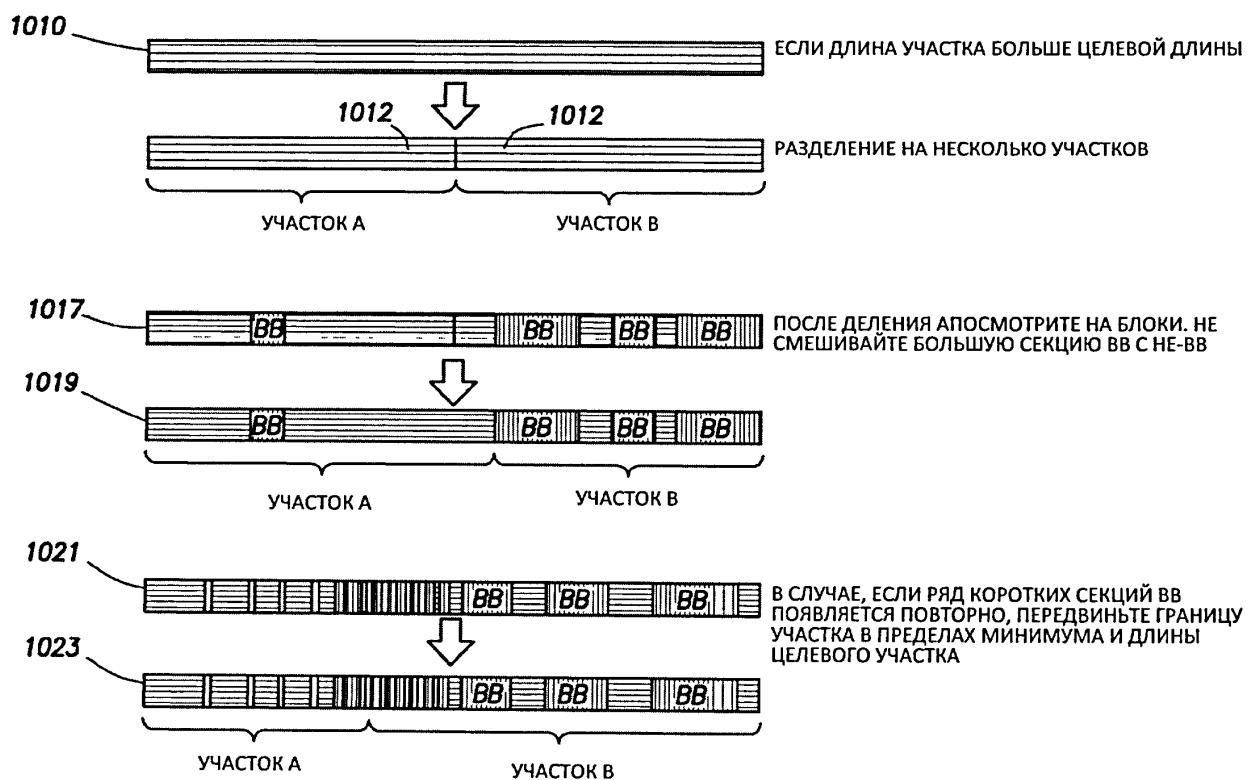
Фиг. 7



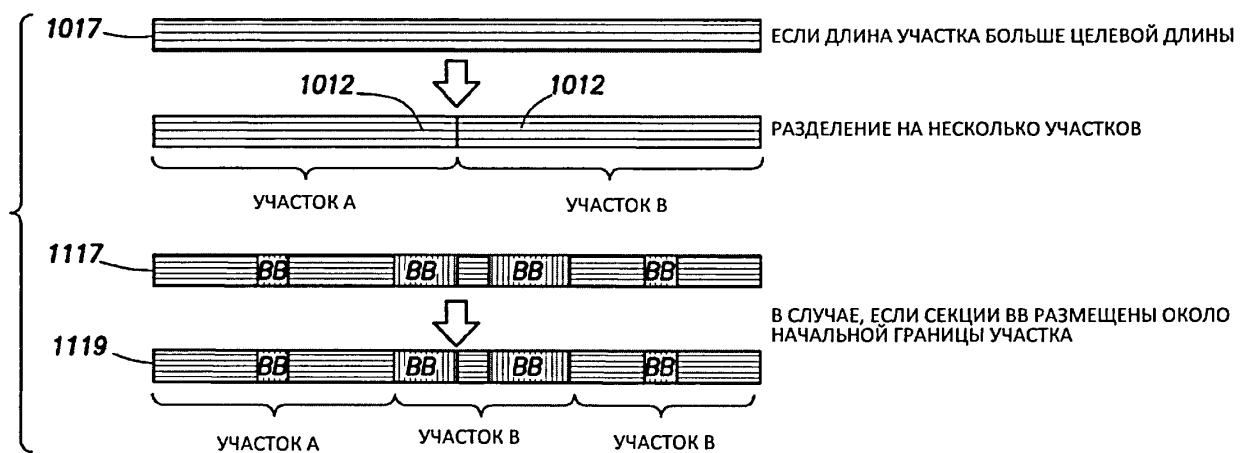
Фиг. 8



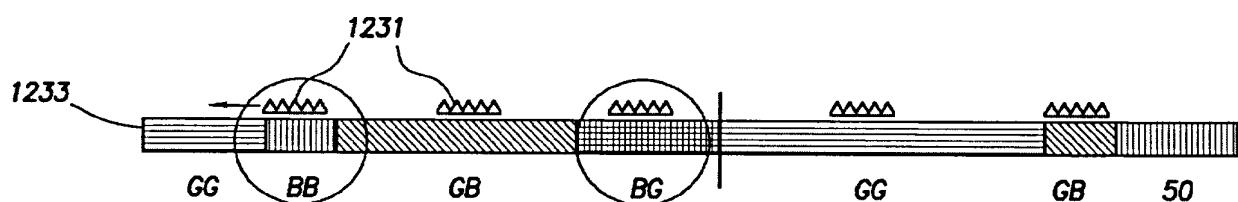
Фиг. 9



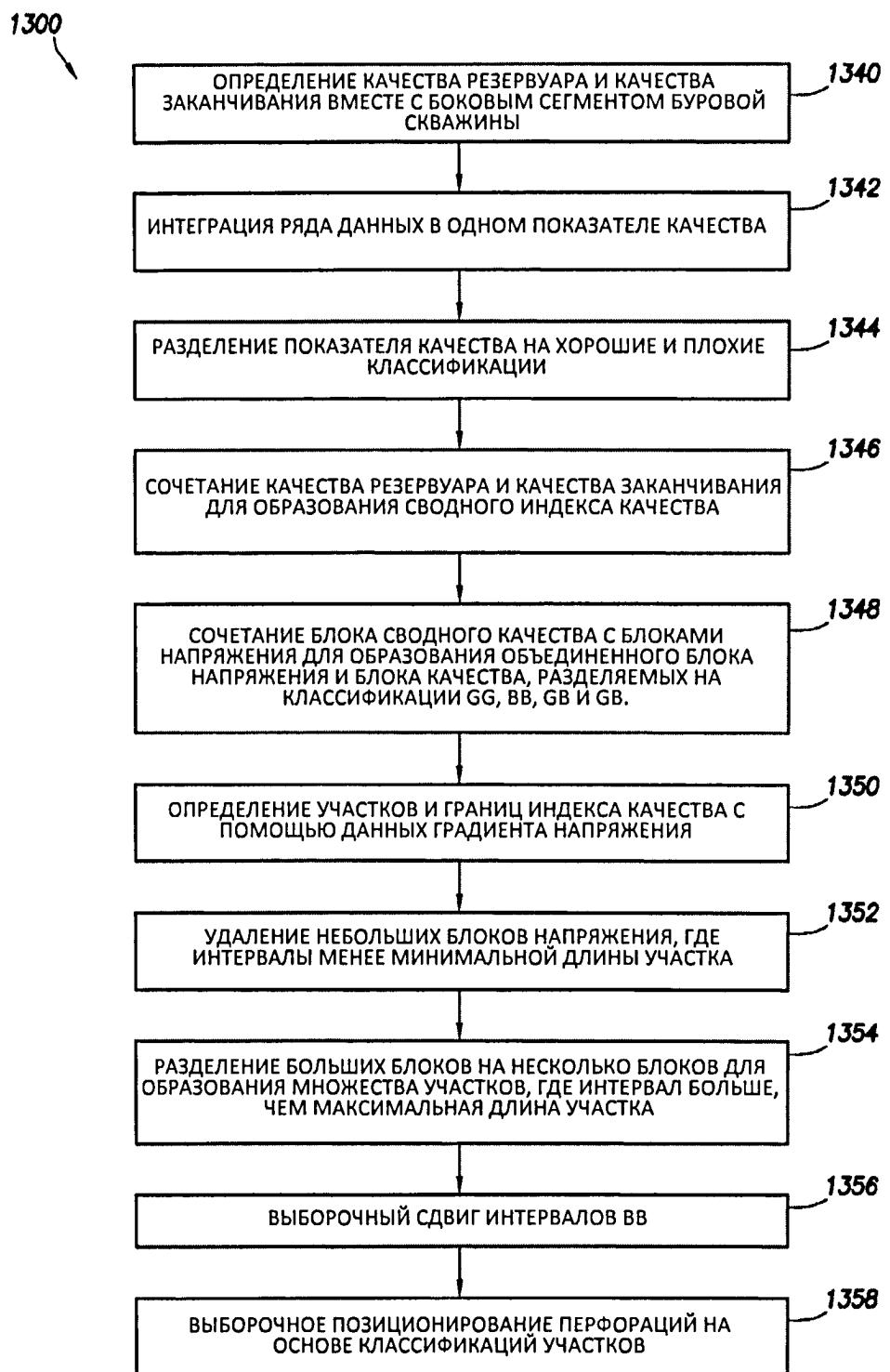
Фиг. 10



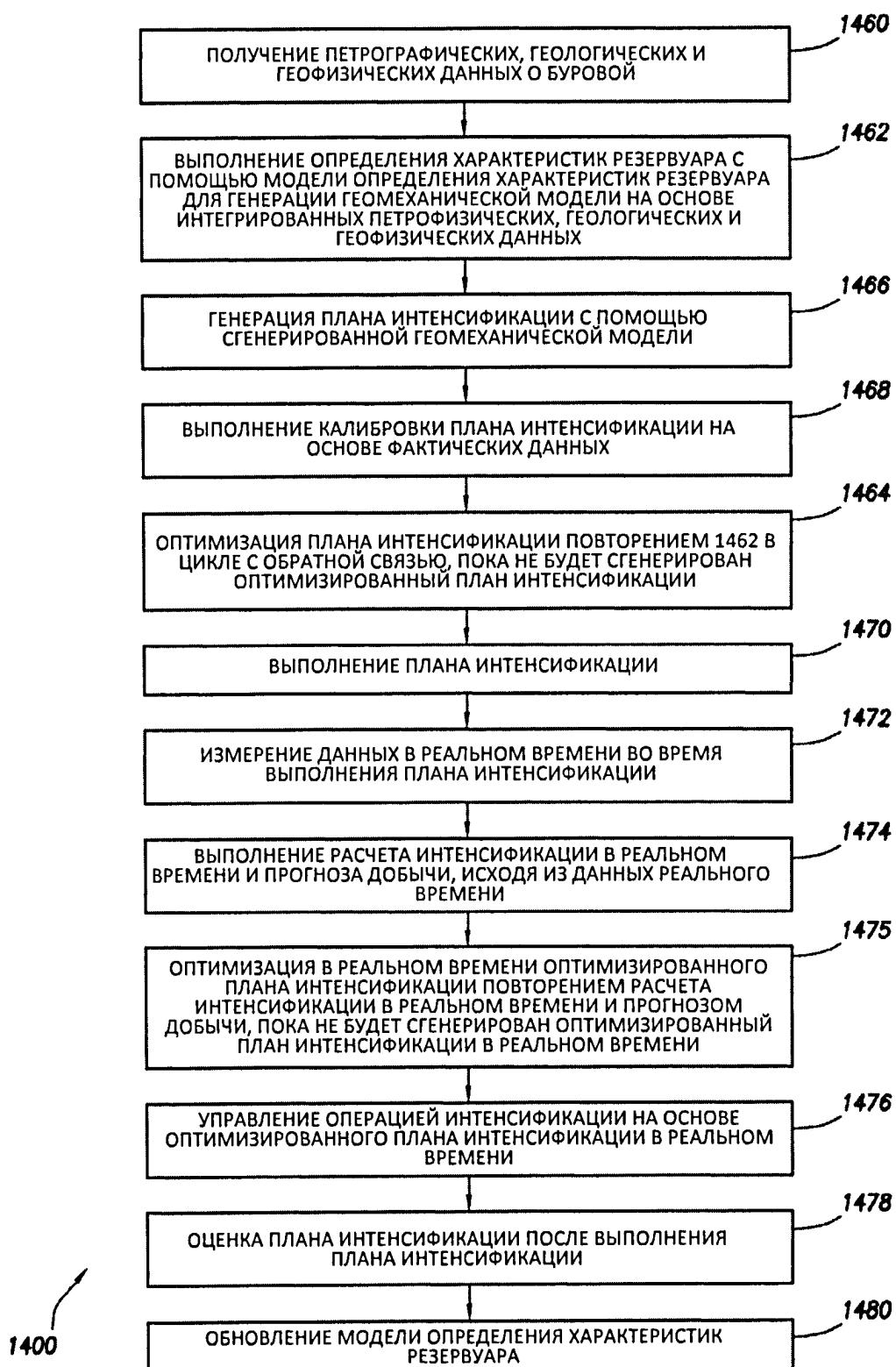
Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13



Фиг. 14