



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2010119067/03, 01.10.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
01.10.2008

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
12.10.2007 US 60/979,578
29.09.2008 US 12/240,609

(43) Дата публикации заявки: 20.11.2011 Бюл. № 32

(45) Опубликовано: 10.08.2013 Бюл. № 22

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: WO 2007084741 A2, 26.07.2007. RU 2298817 C2, 10.05.2007. RU 2005133037 A, 10.05.2007. WO 2006119119 A2, 09.11.2006.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 12.05.2010

(86) Заявка РСТ:
US 2008/078446 (01.10.2008)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2009/048776 (16.04.2009)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

ДОЗЬБЕР Джорж К. (US)

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

**(54) ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БУРОВОЙ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу оценки вероятности добычи на буровой площадке. Техническим результатом является определение продуктивных пластов-коллекторов. Способ содержит этапы, на которых собирают данные из разведочной скважины и выполняют анализ неопределенности данных. Подготавливают разведочную скважину для прохождения потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в

стволе разведочной скважины. Идентифицируют начальную скорость потока углеводородов из ствола разведочной скважины. Выполняют выбранный способ заканчивания разведочной скважины. Определяют вторую скорость потока углеводородов из ствола скважины для идентификации увеличенного количества добычи вследствие восстановительного мероприятия. В ответ на идентификацию увеличившегося количества добычи вследствие восстановительного мероприятия оценивают

результаты для ствола скважины с использованием модели одной скважины и

масштабируют результаты до уровня месторождения. 2 н. и 18 з.п. ф-лы, 9 ил.

R U 2 4 8 9 5 7 1 C 2

R U 2 4 8 9 5 7 1 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 49/00 (2006.01)
G06N 7/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2010119067/03, 01.10.2008**

(24) Effective date for property rights:
01.10.2008

Priority:

(30) Convention priority:
12.10.2007 US 60/979,578
29.09.2008 US 12/240,609

(43) Application published: **20.11.2011 Bull. 32**

(45) Date of publication: **10.08.2013 Bull. 22**

(85) Commencement of national phase: **12.05.2010**

(86) PCT application:
US 2008/078446 (01.10.2008)

(87) PCT publication:
WO 2009/048776 (16.04.2009)

Mail address:

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

(72) Inventor(s):

DOZ'ER Dzhorz K. (US)

(73) Proprietor(s):

ShLJuMBERGER TEKNOLODZhi B.V. (NL)

(54) **PRELIMINARY ANALYSIS OF DRILLING SITE FOR PLANNING OF DEPOSITE MINING**

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: method includes stages, at which the following is carried out: data is collected from an exploratory hole, and analysis of data uncertainty is carried out. The exploratory hole is prepared for flow passage by means of at least one recovery action in the exploratory hole shaft. The initial speed of the hydrocarbon flow is identified from the exploratory hole shaft. The selected method of

exploratory hole finishing is selected. The second speed of hydrocarbon flow is determined from the well shaft to identify increased amount of production as a result of the recovery action. In response to identification of the increased amount of production as a result of the recovery action, they assess results for the well shaft using a model of one shaft, and results are scaled to the deposit level.

EFFECT: determination of active reservoirs.

20 cl, 9 dwg

RU 2 489 571 C2

RU 2 489 571 C2

Область техники изобретения

Настоящее изобретение относится к способам и системам для использования при сборе данных месторождения. В частности, изобретение касается способа, устройства и системы для оценки вероятности добычи на буровой площадке.

Уровень техники

В обычной фазе разведки потенциальных буровых площадок, после того, как локализована содержащая углеводород структура, или посредством сейсмической или других методик, осуществляется бурение множества разведывательных скважин на месторождении. С помощью этих разведывательных скважин определяется вероятность разработки месторождения как экономически целесообразного промышленного месторождения. То есть, операционные инженеры определяют, может ли быть осуществлена добыча из месторождения, достаточная для покрытия огромных капитальных затрат, необходимых для разработки месторождения. Проще говоря, задается вопрос "является ли выгодным разрабатывать это месторождение"? Однако, информация, которая собирается из разведочных скважин, часто не обеспечивает адекватной информации для операционных инженеров для принятия информированного решения. Когда сигнальные свойства формации являются "хорошими", например, формация имеет высокую пористость, высокую насыщенность, высокий профиль естественного притока, и высокую проницаемость, полезная информация может быть получена только из разведочных скважин, и может быть сделано обоснованное информированное решение относительно экономической разработки месторождения. Для большинства случаев, основная разведка строится вокруг оценки этих разведочных скважин. Если информация описывает хорошую проницаемость и характеристики потока, может быть выполнено несколько простых тестов для определения информации о размере и объеме месторождения.

Однако когда сигнальные свойства формации не являются хорошими, например, пласт-коллектор имеет низкую проницаемость или пористость, информация, собранная из разведочных скважин может не содержать каких-либо полезных данных. Даже после того, как были затрачены миллионы долларов на бурение нескольких разведочных скважин, если свойства пласта-коллектора не обеспечивают обоснованных данных, данные, собранные из разведочных скважин могут не обеспечить адекватную информацию для принятия обоснованного решения о дальнейшей разработке месторождения. Операторы прекращают работы, зная немного больше, чем до того, как была пробурена любая разведочная скважина. Достаточно много месторождений вследствие этого незаслуженно помечаются как непродуктивные или экономически нецелесообразные, вследствие того, что адекватная информация о площадке является недоступной.

Сущность изобретения

В свете описанных выше проблем, задачей настоящего изобретения является создание способа для оценки вероятности разработки площадки на месторождении. Способ содержит этап, на котором собирают данные из разведочной скважины и выполняют анализ неопределенности данных. Способ содержит этап, на котором подготавливают разведочную скважину для прохождения потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в стволе разведочной скважины. Способ содержит этап, на котором идентифицируют начальную скорость потока углеводородов из ствола разведочной скважины. Способ содержит этап, на котором выполняют выбранный способ заканчивания разведочной скважины. Способ содержит этап, на котором определяют вторую скорость потока углеводородов из

скважины для идентификации увеличенного количества добычи вследствие восстановительного мероприятия. Способ содержит этап, на котором оценивают результаты для скважины с использованием односкважинной модели в ответ на идентификацию увеличенного количества добычи вследствие восстановительного мероприятия. Способ содержит этап, на котором масштабируют результаты до уровня месторождения.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этапы сбора данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности дополнительно содержит этап, на котором идентифицируют информацию из скважинных каротажных диаграмм, диаграмм газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией из разведочной скважины. Сбор данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности дополнительно содержит этапы, на которых получают характеристики околоскважинной сети разрывов или как единой зоны пористости или как зоны с двойной пористостью.

Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором получение характеристик околоскважинной сети разрывов дополнительно содержит этап, на котором получают характеристики околоскважинной сети разрывов по данным сейсморазведки путем идентификации, по меньшей мере одной сейсмической скорости, сейсмического сдвига и сейсмического сопротивления.

Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором сбор данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности на данных дополнительно содержит этап, на котором разрабатывают модель одной скважины для включения в нее данных.

Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап разработки модели одной скважины включает в себя включение информации из скважинных каротажных диаграмм, диаграмм газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией, полученной из разведочной скважины, а также измерений, полученных из скважины. Этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит этапы, на которых игнорируют эффекты из скважин внутри месторождения, которые не влияют на разведочные скважины. Этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит этапы, на которых разрабатывают непрерывную модель скважины из модели одной скважины, причем непрерывная модель скважины дает пошаговую оценку параметров разведочной скважины, так что на площадке могут быть идентифицированы различные горизонты и потенциальные пласты-коллекторы.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этапы сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности данных дополнительно содержат этап, на котором выполняют анализ неопределенности на основании отклонений для определения диапазонов вероятности.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и этап выполнения анализа неопределенности на основании отклонений для определения диапазонов вероятности дополнительно включает в себя

для каждой литологии в разведочной скважине этапы, на которых идентифицируют диапазон пористостей, идентифицируют диапазон насыщенностей в разведочной скважине и идентифицируют диапазон проницаемостей. Этап выполнения анализа неопределенности дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют статистическое распределение вероятности для каждого горизонта разведочной скважины. Этап выполнения анализа неопределенности дополнительно включает в себя этап, на котором выполняют анализ вероятности типа Монте-Карло на статистическом распределении вероятности для получения анализа вероятности риска для полной вероятности добычи на буровой площадке, при этом анализ вероятности риска включает в себя наилучший сценарий развития событий, ожидаемый сценарий и наихудший сценарий развития событий.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором выполняют прогнозирование продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, включает в себя этап, на котором идентифицируют количество добывающих скважин, необходимых для применения на месторождении для того, чтобы обеспечить экономическую целесообразность месторождения. Этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют наиболее вероятный сценарий развития событий и наиболее вероятное количество скважин, необходимых для достижения экономического порога на основании ожидаемого сценария. Этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют основное движение денежных средств из наибольшей чистой приведенной стоимости на основании наилучшего сценария развития событий, ожидаемого сценария и наихудшего сценария развития событий.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины, включает в себя этап, на котором обрабатывают контакт породы с разведочной скважиной для подготовки разведочной скважины для протекания углеводорода, при этом этап обработки включает в себя, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы на которых осушают формацию для выпаривания водных пробок, осуществляют кислотное травление контакта породы со скважиной и используют ультразвуковые техники для разрушения любых пробок. Этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины дополнительно включает в себя этапы, на которых нагнетают с помощью гибких труб в разведочную скважину азотно-спиртовую смесь для растворения любых водных пробок и выпаривают любую воду, с которой происходит контакт. Этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины дополнительно

включает в себя этапы, на которых выполняют закрытие ствола скважины перед началом потока для поглощения азотно-спиртовой смеси.

5 Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап идентификации начальной скорости потока углеводородов из ствола разведочной скважины включает в себя этапы, на которых вводят скоростную подъемную колонну в испытательный инструмент буровой колонны для преодоления эффектов нагрузки флюида в разведочной скважине. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором изолируют углеводородный горизонт разведочной скважины с помощью испытательного инструмента буровой колонны для идентификации, по меньшей мере, одного из продуктивного объема, давления, проницаемости или протяженности углеводородного горизонта. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют температурный профиль при постоянном давлении пласта-коллектора разведочной скважины путем идентификации температурного градиента в оптоволоконном кабеле и выводят заключение о потоке из разведочной скважины на основании температурного профиля. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют, производит ли углеводородный горизонт эмиссию.

25 Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап выполнения выбранного способа заканчивания разведочной скважины включает в себя этап, на котором выбирают стратегию перфорирования, причем стратегия перфорирования является стратегией перфорирования при пониженном давлении или стратегией перфорирования при повышенном давлении.

30 Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором выполняют диагностическую процедуру нагнетания в разведочной скважине для определения естественного напряжения разрывов в околоскважинном пространстве, и оценивают среду напряжения и среду проницаемости в околоскважинном пространстве. Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют тип флюида, тип расклинивающего наполнителя и выбор насоса для разрыва формации для максимизации выхода из углеводородного горизонта и продуктивного покрытия буровой площадки. Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют профиль после разрыва путем выполнения промывки с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы и анализа обратного притока через кольцеобразный зазор.

45 Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап оценки результатов для буровой площадки с использованием модели одной скважины дополнительно содержит этап, на котором выполняют сбор данных после разрыва и анализ неопределенности разведочной скважины после разрыва. Этап оценки результатов для буровой площадки с использованием модели одной скважины дополнительно содержит этап, на котором определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап определения предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва дополнительно содержит этап, на котором определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и оценивают дренируемую область на месторождении, вносящую вклад в увеличение добычи углеводорода.

Еще одной задачей изобретения является создание способа оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, в котором этап масштабирования результатов на уровень месторождения содержит этапы, на которых в ответ на определение предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и оценку дренируемой области на месторождении, вносящей вклад в увеличение добычи углеводорода, идентифицируют количество скважин, которые необходимо разместить для дренирования месторождения за определенный период времени.

В виду этих проблем, задачей настоящего изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении. Способ содержит этапы, на которых собирают данные из разведочной скважины и выполняют анализ неопределенности данных. Способ содержит этапы, на которых подготавливают разведочную скважину для прохождения потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в стволе разведочной скважины. Способ содержит этапы, на которых определяют начальный поток углеводородов из ствола разведочной скважины. Способ содержит этапы, на которых выполняют выбранный способ заканчивания на разведочной скважине. Способ содержит этапы, на которых определяют вторую скорость потока углеводородов из скважины для определения увеличения уровня добычи вследствие восстановительного мероприятия. Способ содержит этапы, на которых оценивают результаты для скважины с использованием односкважинной модели в ответ на определение увеличения уровня добычи вследствие восстановительного мероприятия. Способ содержит этапы, на которых масштабируют результаты до уровня месторождения.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этапы сбора данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности дополнительно содержит этапы, на которых идентифицируют информацию из скважинных каротажных диаграмм, диаграмм газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией, полученную из разведочной скважины. Сбор данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности дополнительно содержит этапы, на которых получают характеристики околоскважинной сети разрывов или как единой зоны пористости или как зоны с двойной пористостью.

Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором получение характеристик околоскважинной сети разрывов дополнительно содержит этап, на котором получают характеристики околоскважинной сети разрывов по данным сейсморазведки путем идентификации, по меньшей мере одной сейсмической скорости, сейсмического сдвига и сейсмического сопротивления.

Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа управления

буровой операцией на месторождении, в котором сбор данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором разрабатывают модель одной скважины для включения в нее данных.

5 Еще одной задачей настоящего изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап разработки модели одной скважины включает в себя использование информации из скважинных каротажных диаграмм, диаграмм газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией, 10 полученной из разведочной скважины, а также измерений, полученных из скважины. Этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит этапы, на которых игнорируют эффекты из скважин внутри месторождения, которые не являются эффектами из разведочной скважины. Этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит этапы, на которых разрабатывают непрерывную 15 модель скважины из модели одной скважины, где непрерывная модель скважины дает пошаговую оценку параметров разведочной скважины, так что на площадке могут быть идентифицированы различные горизонты и потенциальные пласты-коллекторы.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этапы сбора данных из разведочной 20 скважины и выполнения анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором выполняют анализ неопределенности на основании отклонений для определения диапазонов вероятности.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и этап выполнения анализа неопределенности на основании отклонений для 25 определения диапазонов вероятности дополнительно включает в себя для каждой литологии в разведочной скважине этапы, на которых идентифицируют диапазон пористостей, идентифицируют диапазон насыщенностей в разведочной скважине и идентифицируют диапазон проницаемости. Этап выполнения анализа 30 неопределенности дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют статистическое распределение вероятности для каждого горизонта в разведочной скважине. Этап выполнения анализа неопределенности дополнительно включает в себя этап, на котором выполняют анализ вероятности типа Монте-Карло на 35 статистическом распределении вероятности для получения анализа вероятности риска для полной вероятности добычи на буровой площадке, при этом анализ вероятности риска включает в себя лучший сценарий развития событий, ожидаемый сценарий и худший сценарий развития событий. 40

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором выполняют прогнозирование продуктивности для структуры, формирующей 45 обобщенные данные.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, включает в себя 50 этап, на котором определяют, сколько добывающих скважин требуется построить на месторождении для того, чтобы обеспечить экономическую целесообразность месторождения. Этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, дополнительно включает в себя этап, на котором

идентифицируют наиболее вероятный сценарий развития событий и наиболее вероятное количество скважин, необходимых для достижения экономического порога на основании ожидаемого сценария. Этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, дополнительно
5 включает в себя этап, на котором идентифицируют основное движение денежных средств из наибольшей чистой приведенной стоимости на основании наилучшего сценария развития событий, ожидаемого сценария и наихудшего сценария развития событий.

10 Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины, включает в себя этап, на котором обрабатывают
15 контакт породы с разведочной скважиной для подготовки разведочной скважины для протекания углеводорода, при этом этап обработки включает в себя, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы на которых осушают формацию для выпаривания водных пробок, осуществляют кислотное травление контакта породы со скважиной и используют ультразвуковые методики для
20 разрушения любых пробок. Этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины дополнительно включает в себя этапы, на которых нагнетают с помощью гибких труб в разведочную скважину азотно-спиртовую смесь для
25 растворения любых водных пробок и выпаривают любую воду, с которой происходит контакт. Этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одной восстановительной операции в стволе разведочной скважины дополнительно включает в себя этапы, на которых выполняют закрытие ствола скважины перед началом потока для поглощения азотно-спиртовой смеси.

30 Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап идентификации начальной скорости потока углеводородов из ствола разведочной скважины включает в себя этап, на котором вводят скоростную подъемную колонну испытательного инструмента буровой колонны для преодоления эффектов нагрузки флюида в разведочной
35 скважине. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором изолируют углеводородный горизонт разведочной скважины с помощью испытательного инструмента буровой колонны для идентификации, по меньшей мере, одного из
40 продуктивного объема, давления, проницаемости или протяженности углеводородного горизонта. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют температурный профиль при постоянном давлении пласта-коллектора разведочной скважины путем идентификации температурного
45 градиента в оптоволоконном кабеле и выводят заключение о потоке из разведочной скважины на основании температурного профиля. Этап идентификации начальной скорости потока углеводорода из ствола разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют, производит ли углеводородный
50 горизонт эмиссию.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап выполнения выбранного способа заканчивания разведочной скважины включает в себя этап, на котором выбирают

стратегию перфорирования, где стратегия перфорирования является стратегией перфорирования при пониженном давлении или стратегией перфорирования при повышенном давлении. Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором выполняют диагностическую процедуру нагнетания в разведочной скважине для определения естественного напряжения разрывов в околоскважинном пространстве, и оценивают среду напряжения и среду проницаемости в околоскважинном пространстве. Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют тип флюида, тип расклинивающего наполнителя и выбор насоса для разрыва формации для максимизации выхода из углеводородного горизонта и продуктивного покрытия буровой площадки. Этап выполнения выбранного способа завершения разведочной скважины дополнительно включает в себя этап, на котором идентифицируют профиль после разрыва путем выполнения промывки с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы и анализа обратного притока через кольцеобразный зазор.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап оценки результатов для буровой площадки с использованием модели одной скважины дополнительно содержит этап, на котором выполняют сбор данных после разрыва и анализ неопределенности разведочной скважины после разрыва. Этап оценки результатов для буровой площадки с использованием модели одной скважины дополнительно содержит этап, на котором определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва.

Еще одной задачей изобретения является создание способа управления буровой операцией на месторождении, в котором этап определения предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва дополнительно содержит этап, на котором определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и оценивают дренируемую область на месторождении, вносящую вклад в увеличение добычи углеводорода.

Еще одной задачей изобретения является создание способа для управления буровой операцией на месторождении, в котором этап масштабирования результатов на уровень месторождения содержит этапы, на которых в ответ на определение предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и оценку дренируемой области на месторождении, вносящей вклад в увеличение добычи углеводорода, идентифицируют количество скважин, которые необходимо разместить для дренирования месторождения за определенный период времени.

Настоящим описанные варианты осуществления описывают новый способ для оценки вероятности добычи на буровой площадке. Процесс состоит из четырех этапов: 1) сбор данных и анализ неопределенности; 2) подготовка буровой площадки; 3) выбор обработки/выполнение работы; и 4) оценка и масштабирование до уровня месторождения.

Краткое описание чертежей

Новые признаки, считающиеся характеристикой изобретения, излагаются в прилагающейся формуле изобретения. Однако само изобретение, как и предпочтительный способ использования, его дополнительные задачи и преимущества

будут поняты наилучшим образом со ссылкой следующее подробное описание иллюстративного варианта осуществления со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых:

5 Фиг.1 является графическим представлением сети системы сбора данных в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления;

Фиг.2 является диаграммой, иллюстрирующей буровую площадку, с которой получают данные в соответствии с предпочтительным вариантом осуществления настоящего изобретения;

10 Фиг.3 является диаграммой системы обработки данных в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления настоящего изобретения;

Фиг.4 является диаграммой потоков данных, показывающей потоки информации между различными компонентами настоящего изобретения в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления;

15 Фиг.5 является блок-схемой этапов обработки для оценки вероятности добычи на буровой площадке в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления;

Фиг.6 является блок-схемой этапов обработки для сбора данных из разведочной скважины и выполнения над ними анализа неопределенности в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления;

20 Фиг.7 является блок-схемой этапов процесса подготовки скважины для анализа добычи при малом дебите в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления настоящего изобретения;

Фиг.8 является блок-схемой этапов процесса для выбора обработки для стимуляции скважины, применяемой к скважине в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления; и

Фиг.9 является блок-схемой этапов процесса для оценки скважины после разрыва, и масштабирования модели одной скважины для обеспечения анализа на уровне месторождения в соответствии с предпочтительным вариантом осуществления.

30 Подробное описание предпочтительных вариантов воплощения изобретения

В обычной фазе разведки потенциальных буровых площадок после локализации содержащей углеводороды структуры, или при помощи сейсмических или при помощи других методик, на месторождении осуществляется бурение множества разведочных скважины. Из этих разведочных скважин делается определение того, может ли месторождение быть разработано в экономически выгодное добывающее месторождение. То есть, операционные инженеры определяют, может ли из месторождения быть осуществлена добыча, достаточная для покрытия огромных капитальных затрат, необходимых для разработки скважины. Настоящее изобретение обеспечивает способы, устройства и системы для оценки вероятности добычи на месторождении.

45 Таким образом, иллюстративные варианты осуществления описывают "легкий" план разработки месторождения, что является предварительным анализом, который может быть выполнен за приемлемое время. Часто во время разработки компании пытаются и разрабатывают полную трехмерную численную модель всего месторождения и затем пытаются угадать, как много скважин необходимо разместить на месторождении. Настоящая модель разрабатывает модель одной скважины (или множества разведочных скважин) и затем экстраполирует данные из этой одной скважины на все месторождение.

Описываемые здесь варианты осуществления описывают новый способ для оценки

вероятности добычи на буровой площадке. Процесс содержит следующие четыре этапа: 1) сбор данных и анализ неопределенности; 2) подготовка скважины; 3) выбор обработки/ выполнение работ; и 4) оценка и масштабирование на уровень месторождения.

5 На Фиг. 1 представлена схема сетевой системы сбора данных, в которой может быть воплощен предпочтительный вариант осуществления настоящего изобретения. В этом примере, сетевая система 100 сбора данных является сетью вычислительных устройств, в которой могут быть воплощены различные варианты осуществления
10 настоящего изобретения. Сетевая система 100 сбора данных в этих примерах используется для сбора данных, анализа данных, и принятия решений относительно жизненного цикла различных природных ресурсов, таких как нефть и газ. Различные стадии в этом жизненном цикле включают в себя разведку, оценку, разработку пласта-коллектора, снижение добычи и ликвидация пласта-коллектора. В этих различных
15 фазах сетевая система 100 сбора данных используется для принятия решений для правильного расположения ресурсов для гарантии того, что пласт-коллектор достигнет своего потенциала добычи.

Сетевая система 100 сбора данных включает в себя сеть 102, которая является
20 средой, используемой для обеспечения соединений между различными устройствами и компьютерами между собой в сетевой системе 100 сбора данных. Сеть 102 может включать в себя соединения, такие как проводные, беспроводные линии связи, или оптоволоконные кабели. Данные могут быть доставлены вручную, сохраненные на устройстве хранения, таком как жесткий диск, DVD диск или флэш-память.

25 В этом изображенном примере, буровые площадки 104, 106, 108, и 110 имеют компьютеры или другие вычислительные устройства, которые производят данные, касающиеся скважин, расположенных на этих буровых площадках. В этих примерах, буровые площадки 104, 106, 108, и 110 расположены в географическом регионе 112. В
30 этом примере этот географический регион является одним пластом-коллектором. Конечно, эти буровые площадки могут быть расположены в отдельных географических регионах и/или над множеством пластов-коллекторов, в зависимости от конкретного воплощения. Эти буровые площадки могут быть буровыми площадками, которые только разрабатываются или в которых уже начата добыча. В
35 этих примерах, буровые площадки 104 и 106 имеют проводные линии 114 и 116 связи с сетью 102. Буровые площадки 108 и 110 имеют беспроводные линии 118 и 120 связи с сетью 102.

Аналитический центр 122 является местом, в котором системы обработки данных,
40 такие как серверы, расположены для обработки данных, собранных с буровых площадок 104, 106, 108 и 110. Конечно, в зависимости от конкретного воплощения, могут быть представлено множество аналитических центров. Эти аналитические центры могут быть, например, офисными или размещенными на площадке в регионе 112, в зависимости от конкретного воплощения. В этих иллюстративных
45 вариантах осуществления, аналитический центр 122 анализирует данные с буровых площадок 104, 106, 108 и 110 с использованием процессов для разных вариантов осуществления настоящего изобретения.

В изображенном примере, сетевая система 100 сбора данных является Интернетом с
50 сетью 102, представляющей всемирной совокупностью сетей и шлюзов, которые используют стек протоколов управления передачей/интернет протоколов (ТСР/ІР) для соединения друг с другом. В сердце интернета лежит опорная сеть из высокоскоростных линий передачи данных между главными узлами или главными

компьютерами, состоящими из тысяч коммерческих, правительственных, образовательных и других компьютерных систем, которые маршрутизируют данные и сообщения. Конечно, сетевая система 100 сбора данных также может быть реализована в виде некоторого числа различных типов сетей, таких как, например, интранет, локальная сеть (LAN), или территориально распределенная сеть (WAN). Фиг.1 предназначен для примера, и не является архитектурным ограничением для различных вариантов осуществления.

На Фиг.2 изображена диаграмма, иллюстрирующая буровую площадку, с которой получают данные, в соответствии с предпочтительным вариантом осуществления настоящего изобретения. Буровая площадка 200 является примером буровой площадки, такой как буровая площадка 104 на Фиг.1. Данные, полученные с буровой площадки 200, в этих примерах называются многомерными данными.

В этом примере, буровая площадка 200 расположена на формации 202. Во время создания скважины 204 в формации 202 получают различные образцы. Например, образец 206 керна может быть получен наряду с пробой 208 боковой стенки. Далее, может быть использован каротажный инструмент 210 для получения другой информации, такой как измерения давления и информация о коэффициенте пористости. Далее, при создании скважины 204 могут быть получены шлам и диаграммы газового каротажа.

Другая информация, такая как сейсмическая информация, также может быть получена с использованием сейсмического устройства 212. Эта информация может быть собрана системой 214 обработки данных и передана в аналитический центр, такой как аналитический центр 122 на Фиг.1, для анализа. Например, сейсмические измерения, сделанные сейсмическим устройством 212, могут быть собраны системой 214 обработки данных и отправлены для дальнейшей обработки.

Информация, собранная на буровой площадке 200 может быть разделена на группы непрерывных данных и группы дискретных данных. В этих примерах, непрерывные данные могут быть данными буровой площадки или лабораторными данными, и дискретные данные также могут быть данными буровой площадки или лабораторными данными. Данные буровой площадки являются данными, полученными посредством измерений, выполненных в скважине, в то время как лабораторные данные получают из измерений, полученных из образцов с буровой площадки 200. Например, непрерывные скважинные данные включают в себя, например, сейсмические данные, каротажную диаграмму/комплекс каротажных диаграмм и измерения во время бурения. Непрерывные лабораторные данные включают в себя, например, профили напряженности и информацию гамма-каротажа. Дискретные данные буровой площадки включают в себя, например, боковые пробы, буровой шлам, измерения давления и измерения для определения движения газа. Дискретные лабораторные данные могут включать в себя, например, лабораторные измерения, выполненные на пробах или кернах, полученных с буровой площадки 200. Конечно, различные иллюстративные варианты осуществления могут быть применены к любым непрерывным данным буровой площадки, непрерывным лабораторным данным, дискретным данным буровой площадки и дискретным лабораторным данным в дополнение или взамен проиллюстрированных в этих примерах.

Изображения образцов керна и других данных, измеренных или собранных устройствами на буровой площадке 200 могут быть отправлены в систему 214 обработки данных для передачи в аналитический центр. Более конкретно,

многомерные данные могут быть введены или приняты системой 214 обработки данных для передачи в аналитический центр для обработки. В качестве альтернативы, в зависимости от конкретного воплощения некоторые или все обработки многомерных данных с буровой площадки 200 могут быть выполнены с использованием системы 214 обработки данных. Например, система 214 обработки данных может быть использована для предварительной обработки данных или выполнения всего анализа данных с буровой площадки 200. Если весь анализ выполняется с использованием системы 214 обработки данных, то результаты могут быть переданы в аналитический центр для совмещения с результатами с других буровых площадок для обеспечения дополнительных результатов.

На Фиг.3 изображена диаграмма системы обработки данных в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления настоящего изобретения. В этом иллюстративном примере система 300 обработки данных включает в себя шину связи 302, которая обеспечивает связь между процессором 304, памятью 306, постоянным хранилищем 308, узлом 310 связи, узлом 312 ввода/вывода (I/O), и дисплеем 314.

Процессор 304 служит для выполнения инструкций для программного обеспечения, которые могут быть загружены в память 306. Процессор 304 может быть набором из одного или более процессоров, или может быть многоядерным процессором, в зависимости от конкретной реализации. Далее, процессор 304 может быть выполнен с использованием одной или более разнородными процессорными системами, в которой главный процессор представлен с дополнительными процессорами на одном чипе. В качестве другого иллюстративного примера, процессор 304 может быть симметричной многопроцессорной системой, содержащей множество однотипных процессоров.

Память 306, в этих примерах, может быть, например, памятью с произвольным доступом или любым другим подходящим временным или постоянным устройством хранения. Постоянное хранилище 308 может принимать различные формы в зависимости от конкретной реализации. Например, постоянное хранилище 308 может содержать один или более компонентов или устройств. Например, постоянное хранилище 308 может быть жестким диском, флэш-памятью, перезаписываемым оптическим диском, перезаписываемой магнитной лентой, или некоторой комбинацией описанного. Носитель, используемый в постоянном хранилище 308, может быть также сменным. Например, для постоянного хранилища 308 может быть использован сменный жесткий диск.

Узел 312 связи, в этом примере, обеспечивает соединение с другими системами обработки данных или устройствами. В этих примерах, узел 310 связи является картой сетевого интерфейса. Узел 310 связи может обеспечивать соединение посредством использования физических и/или беспроводным каналов связи.

Узел 312 ввода/вывода позволяет осуществлять ввод и вывод данных с другими устройствами, которые могут быть подсоединены к системе 300 обработки данных. Например, узел 312 ввода/вывода может обеспечивать соединение для пользовательского ввода посредством клавиатуры или мыши. Далее, узел 312 ввода/вывода может отправлять выходные данные на принтер. Дисплей 314 обеспечивает механизм отображения информации пользователю. Инструкции для операционной системы и приложения или программы расположены в постоянном хранилище 308. Эти инструкции могут быть загружены в память 306 для выполнения процессором 304. Процессы различных вариантов осуществления могут быть выполнены процессором 304 с использованием компьютерно-применимых инструкций,

которые могут быть расположены в памяти, такой как память 306. Эти инструкции известны как программный код, компьютерно-используемый программный код или компьютерно-читаемый программный код, который может быть прочитан и выполнен процессором 304. Программный код в различных вариантах осуществления может быть воплощен на различном физическом или материальном читаемом носителе, таком как память 306 или хранилище 308.

Программный код 316 расположен в функциональной форме на компьютерно-читаемом носителе 318 и может быть загружен или передан в систему 300 обработки данных для выполнения процессором 304. Программный код 316 и компьютерно-читаемый носитель 318 образуют в этих примерах компьютерный программный продукт 320. В одном примере, компьютерно-читаемый носитель 318 может быть в материальной форме, такой как, например, оптический или магнитный диск, который вставляется или размещается в носителе, который является частью постоянного хранилища 308 для передачи в запоминающее устройство, такое как жесткий диск, который является частью постоянного хранилища 308. В материальной форме, компьютерно-читаемый носитель 318 также может принимать форму постоянного хранилища, такого как жесткий диск или флэш-память, которые подсоединяются к системе 300 обработки данных. В материальной форме, компьютерно-читаемый носитель 318 также известен как компьютерный перезаписываемый носитель хранения.

В качестве альтернативы, программный код 316 может быть передан системе 300 обработки данных с компьютерно-читаемого носителя 318 через линию связи с узлом 310 связи и/или через соединение с узлом 312 ввода/вывода. Линия связи и/или соединение может быть в этих примерах физическим или беспроводным. Компьютерно-читаемый носитель может принимать форму нематериального носителя, такого как линии связи или беспроводные передачи, содержащие программный код.

Различные компоненты, проиллюстрированные для системы 300 обработки данных, не предназначены для представления архитектурных ограничений способов реализации различных вариантов осуществления. Различные иллюстративные варианты осуществления могут быть воплощены в системе обработки данных, включающей в себя компоненты в дополнение или взамен компонентов, проиллюстрированных для системы 300 обработки данных. Другие компоненты, показанные на Фиг.3, могут отличаться от показанных иллюстративных примеров.

Например, система шин может быть использована для воплощения шины 302 связи и может включать в себя одну или более шин, таких как системная шина или шина ввода/вывода. Конечно, система шин может быть реализована с использованием любого подходящего типа архитектуры, которая обеспечивает передачу данных между различными компонентами или устройствами, подключенными к системе шин. Дополнительно, узел связи может включать в себя одно или более устройств, используемых для передачи и приема данных, таких как модем или сетевой адаптер. Далее память может быть, например, памятью 306 или кэшем, таким, который можно найти в контроллере шины или памяти, который может быть представлен в шине связи 302.

На Фиг.4 изображена блок-схема, показывающая поток информации между различными компонентами настоящего изобретения в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления. Фиг.4 показывает поток данных между компонентами системы обработки данных, такими как системам 214 обработки данных на Фиг.2, и скважинными измерительными инструментами, такими как

каротажный инструмент 210 на Фиг.2. Система 310 обработки данных выполняет компонент 412 программного обеспечения. Система обработки данных может быть обрабатывающей системой 214 на Фиг.2. Система 410 обработки данных принимает каротажную информацию 414 из скважинного устройства 416. Скважинное устройство 416 может быть каротажным инструментом 210 на Фиг.2.

В ответ на прием каротажной информации 414, компонент 312 программного обеспечения рассчитывает вероятность экономической целесообразной добычи на месторождении на основании каротажной информации 414. Компонент 412 программного обеспечения может затем создать модели месторождения и другой выход 418, который может быть доставлен оператору или инженеру месторождения. Оператор или инженер может использовать информацию в своих расчетах экономической ценности буровой площадки, включающих в себя планирование местоположений и количество любых буровых площадок добывающих скважин.

На Фиг.5 показана блок-схема обрабатывающих этапов для оценки вероятности добычи на буровой площадке в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления. Процесс 500 является процессом для разработки буровой площадки, такой как буровая площадка 200 на Фиг.2. Части процесса 500 являются процессами программного обеспечения, которые выполняются в компоненте программного обеспечения, таком как компонент 412 программного обеспечения на Фиг.4, системы обработки данных, такой как аналитический центр 122 на Фиг.1 и система 214 обработки данных на Фиг.2.

Процесс 500 начинается со сбора данных из разведочной скважины и выполняет анализ неопределенности данных (этап 510). Процесс 500 определяет на каждом этапе разработки разведочной скважины, какие остаточные свойства известны на данный момент, и из них определяет, данные какого типа требуется собрать. Когда статистическая группа данных собрана из небольшого количества разведочных скважин, процесс 500 расширяет эту статистическую группу данных для создания статистического диапазона вероятности вокруг собранных данных. Данные могут быть сегментированы на высокие, средние и низкие значения.

Процесс 500 продолжается при подготовке скважины к потоку (этап 520). В зависимости от измеренных свойств пласта-коллектора, высокие, средние и низкие значения, задающие диапазон вероятности, информируют оператора о том, как дальше подготавливать разведочную скважину так, чтобы лучшие данные, включающие в себя динамический поток углеводородов пласта-коллектора, могут быть получены в следующий период испытания. Данные динамического потока позволяют процессу 500 определить спрогнозированную модель добычи, которая затем может быть использована для определения базовых экономических показателей скважины. Процесс 500 затем вводит информацию в модель одной скважины, которая выполняет анализ вероятности, и может создавать визуализации ожидаемой добычи месторождения и дренажной сети на основании диапазона вероятности.

Для каждой визуализации, построенной вокруг идентифицированного диапазона вероятности может быть выполнен анализ вероятности типа Монте-Карло для определения полной вероятности добычи на буровой площадке. Анализ Монте-Карло является просто одним способом для обеспечения релевантного статистического анализа системы, имеющей большое количество переменных. Также могут быть использованы другие подобные статистические обработки. Подобный анализ выполняется на каждом идентифицированном слое внутри месторождения, так что для каждого горизонта месторождения разрабатывается виртуальная симуляция

пласта-коллектора. Для каждого случайного набора комбинаций вероятностей определяется литология пласта-коллектора. Исходя из литологии пласта-коллектора выполняется анализ добычи для каждого горизонта и, затем, выполняется распределение по данным. Затем становится известным наиболее вероятный диапазон добывающих скважин на месторождении.

Процесс 500 продолжается путем выполнения выбора обработки и выполнения работ (этап 530) на, по меньшей мере, одной разведочной скважине. Обработка скважины содержит одно или более восстановительных мероприятий, таких как, например, кислотное травление или гидравлический разрыв. После выполнения восстановительных мероприятий выполняется определение того, насколько больше было добыто из необработанной скважины по сравнению с обработанной с помощью восстановительного мероприятия. То есть, выполняется определение того, насколько много увеличился поток углеводорода вследствие выполнения восстановительного мероприятия.

И наконец, процесс 500 оценивает результаты для модели одной скважины и масштабирует эти результаты до уровня месторождения (этап 540), после чего процесс завершается. На основании полученного диапазона вероятностей может быть сгенерирован план разработки месторождения. Возможное определение того, как много скважин потребуется для размещения на месторождении для каждого диапазона вероятности, может быть идентифицировано в целях разработки месторождения. Экономический анализ данных также может быть выполнен для определения целесообразности разработки пласта-коллектора на месторождении.

Таким образом, процесс 500 в основном обеспечивает "легкий" план разработки. Процесс 500 является предварительным анализом, который может быть сделан за управляемый промежуток времени, в противовес разработке полной трехмерной численной модели всего месторождения и последующей попытке угадать, как много скважин нужно разместить на месторождении. Настоящая модель разрабатывает модель для одной скважины (или множества разведочных скважин) и экстраполирует данные для этой одной скважины на все месторождение.

На Фиг.6 представлена блок-схема этапов обработки для сбора данных из разведочных скважин и выполнения на них анализа неопределенности в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления. Процесс 600 является процессом программного обеспечения, выполняемом в компоненте программного обеспечения, такого как компонент 412 программного обеспечения на Фиг.4, выполняемый в системе обработки данных, такой как аналитический центр 122 на Фиг.1 и система 214 обработки данных на Фиг.2. Процесс 600 является более подробным описанием этапа 510 на Фиг.5.

Процесс 600 начинается с получения ключевых параметров (этап 610). Ключевые параметры определяются из скважинных каротажных диаграмм и других данных, полученных из разведочной скважины, такой как буровая площадка 200 на Фиг.2, и измеренных каротажным инструментом, таким как каротажный инструмент 210 на Фиг.2.

Ключевые параметры являются комбинацией непосредственных измерений и наблюдений. Главным аспектом этого является понимание диапазона проницаемости на буровой площадке, так чтобы можно было бы использовать правильную методологию для получения ключевых параметров. В одном иллюстративном варианте осуществления, если буровая площадка находится в среде с высокой проницаемостью, оператор будет знать, что потенциал потока любого из пластов-

коллекторов на буровой площадке будет иметь ключевые параметры, которые сильно отличаются от ключевых параметров, которые могут наблюдаться на буровой площадке в среде с низкой проницаемостью. Это может быть определено даже перед

5 началом каротажа скважины для определения потенциала потока пласта-коллектора. На макро масштабе получают буровые наблюдения и получают анализ этих буровых наблюдений, или из газового каротажа или бурения с обратной циркуляцией. На микро уровне, тип каротажа, который может быть выполнен во время бурения, может

10 меняться для определения диапазона проницаемости для пласта-коллектора. Процесс 600 продолжается описанием околоскважинной сети разрывов (этап 620). То есть, процесс 600 определяет, является ли пласт-коллектор зоной с единой пористостью, состоящей из ненарушенной трещинами породы пласта-коллектора, или является ли пласт-коллектор зоной с двойной пористостью, состоящей из нарушенной трещинами породы пласта-коллектора. Определение описания может быть выполнено

15 сейсмическим способом, например, с использованием сейсмического устройства 212 на Фиг.2. Благодаря пониманию того, является ли ближайшая к стенке скважины область зоной с единой пористостью или зоной с двойной пористостью, может быть

20 выполнено лучшее определение того, как описать скважину, т.е. имеет ли зона простую проницаемость породы (единую проницаемость) или проницаемость породы и разрывы в ней (двойная пористость). Если зона является зоной с двойной пористостью, например, зона имеет разрывы, описание разрыва и вблизи и на удалении от скважины должно быть сделано с помощью процесса 600. Это ближайшее

25 и удаленное описание может быть выполнено с использованием инструмента для измерения скорости/сдвига/сопротивления, который может быть сейсмическим устройством 212 на Фиг.2. Процесс 600 продолжается разработкой модели одной скважины для включения в

30 нее известных данных (этап 630). Модель одной скважины может быть определена путем комбинации всех измеренных данных из скважины, таких как данные газового каротажа, и всех измерений на удалении от скважины, таких как сейсмические данные. Модель одной скважины из этих собранных данных является релевантной для скважины и на некотором расстоянии от скважины. Модель одной скважины

35 предполагает, что имеется только одна скважина на месторождении, и игнорирует влияние других скважин на месторождении. Модель одной скважины дает, тем самым, упрощенный численный анализ потока углеводородов из пласта-коллектора в скважину.

40 Информация из каротажных диаграмм включается в модель одной скважины, что обеспечивает определение того, что происходит непосредственно в скважине. Информация в модели одной скважины может быть разбита на непрерывную модель скважины, что дает пошаговую оценку параметров в скважине, так что могут быть

45 идентифицированы различные горизонты и потенциальные пласты-коллекторы в скважине. Каждый горизонт в скважине может представлять конкретную литологию внутри скважины. Сама скважина может иметь множество литологий. Каждая литология имеет диапазон пористостей, насыщенностей, проницаемостей и других параметров, измеренных в разных точках на месторождении. Вследствие этого,

50 в одном иллюстративном варианте осуществления, если на месторождении пробурены три разведочные скважины, каждая разведочная скважина будет иметь группу параметров для каждой своей литологии.

Процесс 600 затем выполняет анализ неопределенности на основе отклонения для

определения диапазонов вероятности (этап 640). Из множества разведочных скважин и диапазонов пористостей, насыщенностей, проницаемостей, и других параметров, связанных с каждой из литологий, может быть определена вероятность параметров на основании наблюдаемых свойств каждой из литологий.

5 Три разведочные скважины могут быть масштабированы для получения приближения значений, которые будут представлены на месторождении. Такой же анализ выполняется для каждой из разведочных скважин.

10 Например, в иллюстративном варианте осуществления, на месторождении были пробурены три разведочных скважины - скважина 1, скважина 2 и скважина 3. Каждая разведочная скважина пересекает три горизонта, имеющих разную литологию - горизонт А, горизонт В и горизонт С. То есть, каждый горизонт имеет отдельные свойства пористости, насыщенности и проницаемости, которые измеряются отдельно. Статистический анализ выполняется для каждого свойства внутри каждого горизонта. 15 То есть, горизонт А скважины 1 сравнивается только с горизонтом А скважин 2 и 3. Горизонт А скважины 1 не сравнивается с горизонтами В и С из любой из трех скважин.

20 Статистическое распределение вероятности может, таким образом, быть идентифицированным для каждого горизонта. Имеется диапазон для каждого параметра каждого горизонта внутри месторождения. Получаются среднее, срединное, низкое и высокое значения.

25 Анализ неопределенности типа Монте-Карло может быть выполнен для определения полной вероятности добычи на буровой площадке. Анализ Монте-Карло является просто одним способом для обеспечения релевантного статистического анализа системы, имеющей большое количество переменных. Также могут быть использованы другие подобные статистические обработки.

30 Подобный анализ выполняется на каждом идентифицированном слое внутри месторождения, так что для каждого горизонта месторождения разрабатывается виртуальная симуляция пласта-коллектора. Для каждого случайного набора комбинаций вероятностей определяется литология пласта-коллектора. Исходя их литологии пласта-коллектора выполняется анализ добычи для каждого горизонта и, затем, выполняется распределение по данным. Затем становится известным наиболее 35 вероятный диапазон добывающих скважин на месторождении.

В одном иллюстративном варианте осуществления статистическая оценка вероятности типа Монте-Карло выполняется на данных статистической вероятности для создания анализа вероятности риска. Анализ Монте-Карло выполняет любое 40 количество итераций. Из этих итераций могут быть получены сценарий (p90) наилучшего развития событий, сценарий (p50) ожидаемого развития событий, и сценарий (p10) наихудшего развития событий. Комбинация параметров, введенных в оценку вероятности Монте-Карло, воспроизводит неопределенность, свойственную бурению добывающих скважин на месторождении.

45 Каждая визуализация сценария, например, сценария p90, сценария p50 и сценария p10, выражается в графике добычи. Точно также, суммарный график добычи может быть сделан для каждой визуализации. Выполнение распределения результатов визуализации приводит к суммарному распределению добычи.

50 Процесс 600 затем выполняет прогнозирование продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные (этап 650), после чего процесс завершается. Из кумулятивного распределения добычи может быть сделано определение того, как много скважин нужно применить на месторождении для того, чтобы сделать

месторождение экономически выгодным. Для каждого из сценариев p10, p50 и p90 спрогнозировано определенное число скважин. Процесс 600 определяет, какой из сценариев наиболее вероятен, и количество скважин, необходимое для достижения экономической целесообразности, на основании наиболее вероятного сценария.

5 Сценарий p90 развития событий обычно требует меньшего количества скважин, которые требуется применить на месторождении для дренирования месторождения за желаемый с экономической точки зрения промежуток времени.

Процесс 600 может выполнять предсказание продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные. На основании оценочных рабочих затрат месторождения процесс 600 может запустить анализ того, что нужно сделать для обеспечения наибольшей чистой приведенной стоимости (NPV) на основании каждого из сценариев p10, p50 и p90. Этот анализ обеспечит базовое движение денежных средств. Поскольку число скважин, требуемых для достижения экономической целесообразности, было ранее определено, комбинируя это определение с базовым движением денежных средств, процесс 600 может определить ожидаемую экономическую отдачу от месторождения. Все эти данные могут быть затем использованы для определения плана разработки месторождения.

10 На Фиг.7, представлена блок-схема процесса подготовки скважины для анализа добычи при низком дебете описывается в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления настоящего изобретения. Процесс 700 является процессом, происходящим в разведочной скважине, такой как скважина 204 на Фиг.2. Процесс 700 является более детальным описанием этапа 520 на Фиг.5.

25 Подготовка скважины процесса 700 обычно происходит внутри пластов-коллекторов с низкой проницаемостью, то есть, пласт-коллектор не имеет достаточного внутреннего давления для получения измеримого потенциала потока. Обычно разведочная скважина пробурена с относительно большим по диаметру отверстием в пласте-коллекторе - 15,875 см. Это отверстие большого диаметра было выбрано для измерения естественного потока, поступающего из пласта-коллектора. Однако, если пласт-коллектор имеет проницаемость 0,5 миллиарда или менее, может не быть достаточного естественного потока, даже если в пласте-коллекторе присутствует значительное количество углеводородов (на протяжении всей скважины для извлечения какого бы то ни было флюида из скважины). Таким образом, скважина не течет, или течет на скорости, которая не поддается измерению. Скважина создаст давление, и углеводород может быть обнаружен в пласте-коллекторе. Однако любая попытка измерения потока из скважины не даст устойчивой скорости потока. Таким образом, процесс 700 пытается привести скважину в состояние, благоприятное для потока при низких скоростях.

Процесс 700 начинается с обработки поверхности контакта для подготовки скважины для потока углеводорода (этап 710). Подготовка включает в себя удаления повреждений скважины и осушение формации.

45 Во время бурения скважины естественная пористость формации может быть нарушена или заблокирована, что препятствует правильному вытеканию флюидов пласта-коллектора в скважину. Повреждение скважины обычно вызывается проникновением бурового раствора, бурового шлама, других частиц или даже растворенных частиц в воде пласта-коллектора. Для получения точной информации относительно возможных продуктивных характеристик пласта-коллектора, повреждение скважины должно быть устранено. Устранение повреждения из скважины содержит различные механизмы для разблокировки пор формации вокруг

скважины. В качестве не ограничивающего примера, устранение повреждения может быть достигнуто путем осушения формации для выпаривания водных пробок, кислотного травления поверхности скважины, и использования любых ультразвуковых методик для рассеивания любых пробок.

5 Процесс 700 затем выполняет промывку азотно-спиртовой смесью с помощью насосно-компрессорной трубы (этап 720). Формация осушается для удаления любых потенциальных водных пробок вокруг скважины. Сопло гибкой насосно-компрессорной трубы обычно опускается в скважину. Флюид, газ или их смесь затем
10 выпускается в скважину. Обычно выбираемая смесь флюид/газ должна легко смешиваться с водой и иметь низкую температуру испарения и иметь низкую влажность или парциально давление водяного пара. Эти свойства гарантируют, что флюид будет легко растворять любые водные пробки и выпаривать любую содержащуюся в них воду. Флюид может быть азотно-спиртовой смесью. Скважина
15 затем обрабатывается флюидной смесью.

Скважина затем закрывается перед началом потока для возможности впитывания (этап 730). Скважина затем изолируется и смесь может впитаться в породу вокруг скважины. Когда низкое давление пара в смеси выпаривает водные пробки из
20 скважины, флюиды пласта-коллектора могут течь в скважину более свободно.

Процесс 700 продолжается подготовкой измерений эмиссии из пласта-коллектора с низкой скоростью потока (этап 740).

Через некоторое время скважина открывается. Скоростная подъемная колонна (СПК) испытательного инструмента буровой колонны вводится в скважину на
25 глубине середины формации (этап 750).

СПК является трубкой малого диаметра, опускаемой внутрь добывающей насосно-компрессорной трубы в качестве улучшающей меры для решения проблем с давлением жидкости. В пластах-коллекторах, имеющих низкие давления, может быть
30 недостаточно скорости для доставки всех жидкостей из скважины. Со временем, эти жидкости аккумулируются и ухудшают добычу. Скоростная подъемная колонна уменьшает область потока и увеличивает скорость потока, что позволяет доставлять жидкости из скважины. Скоростные подъемные колонны обычно опускаются с использованием насосно-компрессорной трубы в качестве трубопровода скоростной
35 подъемной колонны. Безопасная работа под давлением и быстрая мобилизации позволяют скоростным подъемным колоннам в насосно-компрессорной трубе обеспечивать эффективное по стоимости решение для обеспечения давления в газовых скважинах.

40 Тестирование буровой колонны является процедурой для определения продуктивного объема, давления, проницаемости или протяженности (или их комбинации) углеводородного пласта-коллектора. Несмотря на то, что для решения этого доступны несколько разных проприетарных наборов оборудования, основной идеей является изолирование интересующей зоны с помощью временных пакеров.
45 Затем, один или более клапанов открываются для добычи флюидов пласта-коллектора через буровую трубу и скважина может течь некоторое время. Наконец, оператор перекрывает скважину, закрывает клапаны, удаляет пакеры и поднимает инструменты из скважины. В зависимости от требований и целей для тестирования,
50 длительность может быть короткой (один час и менее) или длинной (несколько дней или недель), и может быть более одного периода протекания и периода поднятия давления. Тестирующее устройство буровой колонны может быть каротажным инструментом 210 на Фиг.2.

Тестирующее устройство буровой колонны может быть оптическим скважинным датчиком и пакетом уплотнения, таким как iCOIL, устанавливаемым на оптоволоконном кабеле инструментом насосно-компрессорной трубы, поставляемым компанией Schlumberger Ltd., который позволяет измерять корреляцию глубины, забойного давления и температуры в режиме реального времени. Информация передается в кабину управления, позволяя мгновенно принимать решения.

Применения этой технологии включают в себя вызов притока при помощи азота, стимулирование породы, очистку, сдвиг циркуляционного клапана, каротаж, перфорирование, цементирование, и размещение пробок, поскольку данные в режиме реального времени улучшают эффективность обработки.

Поток из пласта-коллектора затем определяется при постоянном давлении пласта-коллектора (этап 760). В одном иллюстративном варианте осуществления, скоростная подъемная колонна может включать в себя оптоволоконный кабель, способный измерять профиль температуры. С помощью записи температурного градиента внутри скважины, как это определяется оптоволоконным кабелем, может быть определен поток из конкретных точек пласта-коллектора, например, отдельных слоев пласта-коллектора. Один иллюстративный вариант осуществления, тем самым, не измеряет поток из скважины с помощью вертушечного расходомера, а выводит скорость потока из температурного градиента, зарегистрированного оптоволоконным кабелем. Затем могут быть идентифицированы различные зоны в скважине, в которых есть изменение температуры. Изменение температуры может быть измерено с помощью наземного оборудования и обработано системой обработки данных, такой как аналитический центр 122 на Фиг.1, и системой 214 обработки данных на Фиг.2.

В ответ на измерение различного потока на поверхности, скважина закрывается на поверхности для многостадийного анализа повышения давления, и на тестовом устройстве буровой колонны и на нижнем конце скоростной подъемной колонны (этап 770). Скважина закрывается опять, и давление возрастает. Давление в скважине затем измеряется на различных интервалах вдоль проходящего в насосно-компрессорной трубе оптоволоконного кабеля. Скважинное давление измеряется в забое, и прямо на нижнем конце обсадной колонны. Это множество измерений давления внутри скважины обеспечивает очень подробное повышение, позволяющее понимать возможные эффекты, возникающие внутри скважины.

Затем выполняется анализ данных для определения потоковых характеристик пласта-коллектора (этап 780), после чего процесс завершается. Значения давления, профили пористости, профили температуры, а также информация, полученная из анализа скважинным пластоиспытателем (DST), которая была получена из скважины, направляются в систему обработки данных, такую как аналитический центр 122 на Фиг.1, и системой 214 обработки данных на Фиг.2. Из этой информации идентифицируются конкретные горизонты внутри скважины, производящие эмиссию. Идентификация добычи может быть затем использована для определения проницаемости разрабатываемого пласта в скважине с точностью до 1 миллиарда.

На Фиг.8 показана блок-схема процесса для выбора обработки для стимуляции скважины, применяемой к скважине, в соответствии с иллюстративным вариантом осуществления. Процесс 800 является более подробным описанием этапа 530 на Фиг.5.

Процесс 800 начинается с выбора способа заканчивания для максимизации централизации разрывов и минимизации околоскважинных эффектов (этап 810). Способ заканчивания является стратегией перфорации, которая выбирается в

зависимости от определенных характеристик породы, окружающей скважину.

Стратегии перфорирования определяются профилем напряжения породы внутри различных слоев. Выбранная стратегия перфорирования может быть при избыточном давлении или при пониженном давлении внутри скважины. Выбранная стратегия перфорирования может использовать любые перфорационные системы или другие системы на основе профиля напряжения породы или других соглашений.

Перфорационные системы могут включать в себя, но не ограничены ими, перфорационными системами с высокой плотностью зарядов, высоко эффективными перфорационными системами, заглушенными перфорационными системами, ленточными перфорационными системами, выносящими обломки корпусными перфорационными системами, бескорпусными перфорационными системами, и каркасными поворотными перфорационными системами.

Стратегия перфорирования при пониженном давлении включает в себя уменьшение давления внутри, так что скважинное давление является меньшим, чем давление окружающего пласта-коллектора. Вследствие того, что обломки из перфорации обильно вытекают в скважину и не нагнетаются в перфорации пласта-коллектора, стратегия перфорации при пониженном давлении часто дает более чистые перфорации, что приводит к большей добыче. Однако, выполнение перфорирования при пониженном давлении является более сложным и дорогим по сравнению с выполнением перфорирования при повышенном давлении. Таким образом, должно быть выполнено определение того, оправдывают ли порода и ожидаемый выход дополнительную сложность перфорирования при пониженном давлении.

Наоборот, стратегия перфорирования при повышенном давлении поддерживает давление скважины, которое является большим, чем давление в окружающем пласте-коллекторе. Таким образом, обломки из перфораций обычно разлетаются от скважины в перфорации. Перфорирование при повышенном давлении обычно выбирается там, где есть необходимость в быстром анализе, или где необходим перфоратор большего размера с более высокой плотностью зарядов для перфорирования породы. Однако выбор того, выполнять ли перфорирование при повышенном давлении или перфорирование при пониженном давлении сильно зависит от того, перевешивает ли ожидаемый экономический эффект скважины добавочное время добычи и затраты, требуемые системой перфорирования при пониженном давлении.

Процесс 800 затем выполняет диагностическое нагнетание скважины для получения критичной информации о пласте-коллекторе (этап 820).

Диагностические нагнетания являются нагнетаниями флюида в скважину перед любой основной гидростатической обработкой скважины. Нагнетания флюида обычно выполняются для определения напряжения закрытия, магнитуды околоскважинного трения (или искривления разрыва), а также количество эффективных перфораций, принимающих флюид. Для более лучшего определения оценки напряжения и проницаемости среды в околоскважинной области обработки разрывов предваряют процедурой диагностического нагнетания. Разрывы природного напряжения, вдоль которых гидравлические обработки будут стремиться распространяться, и могут быть лучше идентифицированы.

Процесс 800 затем определяет тип флюида, тип расклинивающего наполнителя и выбор насоса для максимизации генерации и продуктивного покрытия (этап 830).

Идеальный разрывающий флюид должен выполнять две роли. Идеальный разрывающий флюид должен, во-первых, быть способным легко нести

расклинивающий наполнитель вглубь только что созданных гидравлических разрывов. Разрывающий флюид должен затем легко вытекать из разрыва, оставляя расклинивающий наполнитель на месте. Обычно используются разрывающие флюиды, такие как гуар и другие полимерные системы. Однако в зависимости от породы и скважинной среды, могут быть использованы другие природные или полимерные разрывающие флюиды. Операторы используют различные размеры зерна и типы расклинивающего наполнителя, которые включают в себя природный песок, специально просеянный песок, покрытый смолой песок, и средние или высокопрочные искусственные керамические расклинивающие наполнители, в зависимости от напряжения формации и давления закрытия разрыва. Расклинивающие наполнители для расклинивания должны обеспечивать эффективную постоянную проницаемость для облегчения удаления углеводорода. Идеальные расклинивающие наполнители должны предотвращать проникновение песка, миграцию тонких частиц, минимизировать встраивание расклинивающего наполнителя в мягкую породу, и поддерживать проводимость разрыва без разрушения расклинивающего наполнителя.

Последнее время операторы отдают предпочтение более крупным, прочным и более проводимым расклинивающим наполнителям, чем природному песку. Искусственные керамические материалы стали желательным расклинивающим наполнителем для поддержания проводимости разрыва под более высокими напряжениями, существующими в глубоких формациях. Эти более крупные и прочные расклинивающие наполнители снабжены более однородной сферической формой по сравнению с природным песком, что помогает предотвратить встраивание, одновременно сохраняя проводимость разрыва.

Насос, выбранный для гидравлического разрыва, должен обеспечивать достаточное давление для преодоления внутреннего давления пласта-коллектора, и нагнетать разрывающий флюид и расклинивающий наполнитель в гидравлические разрывы. Однако насос не должен быть настолько мощным, чтобы вызвать дополнительное разрушение пласта-коллектора нагнетанием расклинивающего наполнителя или избыточного разрывающего флюида в пористую структуру окружающей породы. Таким образом, правильный выбор насоса учитывает скважинное давление, а также информацию, собранную о породе из бурового отчета. Центробежные насосы, диафрагменные насосы и забойные пневматические насосы, а также другие насосы, известные в данной области техники, являются целесообразными альтернативами, обеспечивающими учет этих обозначенных ограничений конкретным насосом.

Разрывающий флюид нагнетается в скважину со скоростью, достаточной для увеличения забойного давления до значения, превышающего градиент разрыва породы. Увеличенное давление затем заставляет породу разрываться, что позволяет разрывающему флюиду проникать и расширять разрыв дальше в формацию.

Процесс 800 обеспечивает в режиме реального времени анализ обработки данных о давлении сразу после разрыва (этап 840). Скважинный датчик и пакет являются iCOIL, устанавливаемым на оптоволоконном кабеле инструментом насосно-компрессорной трубы, который делает возможным измерение корреляции глубины и забойного давления и температуры в режиме реального времени. Информация передается в кабину управления, позволяя быстро принимать решения. Применение для технологии DSP2 включает в себя подъем с помощью азота, стимуляцию породы, промывки, сдвиг циркуляционного клапана, каротаж, перфорирование, цементирование и установку пробок, везде, где данные в режиме реального времени

увеличивают эффективность операционной обработки. Другим преимуществом технологии DSP2 является возможность отсоединения забойных инструментов посредством шарового замка, а не освобождение вытягиванием вдоль оси.

5 Процесс 800 затем выполняет очистку насосно-компрессорной трубы и анализ обратного притока через кольцеобразный зазор для получения профиля после разрыва (этап 850), после чего процесс завершается. Устройство очистки насосно-компрессорной трубы используется для очистки забоя скважины от осадков, образовавшихся вследствие разрыва. Скважинный датчик и пакет уплотнения, такие
10 как каротажный инструмент 210 на Фиг.2, опускается обратно в скважину, вдоль насосно-компрессорной трубы. Обратный приток из скважины анализируется для получения профиля скважины после разрыва.

На Фиг.9 показана блок-схема этапов процесса для оценки скважины после разрыва и масштабирования модели одной скважины для обеспечения анализа уровня месторождения, в соответствии с предпочтительным вариантом осуществления.
15 Процесс 900 является более подробным описанием этапа 540 на Фиг.5.

Процесс 900 начинается с выполнения сбора данных и анализа неопределенности скважины после разрыва (этап 910). Подобно этапам 710-750 на Фиг.7 как
20 описывалось выше, разрабатывается профиль потока скважины. Поверхность контакта породы и скважины обрабатывается для подготовки скважины к потоку углеводорода. Подготовка включает в себя удаление повреждения из скважины и осушение формации.

Во время процесса разрыва, естественная пористость формации может быть
25 нарушена или заблокирована, что препятствует флюидам пласта-коллектора правильно вытекать в скважину. Повреждение скважины обычно вызывается проникновением бурового раствора, бурового шлама, других частиц или даже растворенных частиц в воде пласта-коллектора. Для получения точной информации относительно возможных
30 продуктивных характеристик пласта-коллектора, повреждение скважины должно быть устранено. Устранение повреждения из скважины содержит различные механизмы для разблокировки пор формации вокруг скважины. В качестве не ограничивающего примера, устранение повреждения может быть достигнуто путем осушения формации для выпаривания водных пробок, кислотного травления
35 поверхности скважины, и использования любых ультразвуковых техник для рассеивания любых пробок.

Промывка азотно-спиртовой смесью с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы может быть выполнена снова. Формация осушается для удаления любых
40 потенциальных водных пробок вокруг скважины. Сопло гибкой насосно-компрессорной трубы обычно опускается в скважину. Флюид, газ или их смесь затем выпускается в скважину. Обычно выбираемая смесь флюид/газ должна легко смешиваться с водой и иметь низкую температуру испарения и иметь низкую влажность или парциально давление водяного пара. Эти свойства гарантируют, что
45 флюид будет легко растворять любые водные пробки и выпаривать любую содержащуюся в них воду. Флюид может быть азотно-спиртовой смесью. Скважина затем обрабатывается флюидной смесью.

Скважина закрывается перед началом потока, чтобы дать спирту впитаться.
50 Скважина затем изолируется и смесь может впитываться в породу вокруг скважины. Низкое давление пара в смеси выпаривает водные пробки из скважины, позволяя флюидам пласта-коллектора течь в скважину более свободно. Через некоторое время, когда давление в скважине стабилизируется, скважина открывается. Скоростная

подъемная колонна внутри испытательного инструмента буровой колонны вставляется в скважину на глубине середины формации.

Скважине затем позволяют течь с помещенной в ней iCOIL, опять действующей как скоростная подъемная колонна. Затем выполняется другое считывание температур с помощью оптоволоконного кабеля. Путем сравнения потока из скважины до разрыва с профилем потока, полученным после разрыва, может быть сделано определение относительно количества потока, непосредственно относящегося к разрыву (или другой стимуляции/обработки), которая была применена к скважине. Как только скважина очищена, давление может быть опять повышено. Может иметь место DST или определение давления в iCOIL. (iCOIL является "информационным кольцом", которое является информационным/изображающим устройством в режиме реального времени, которое определяет температуру и давление в режиме реального времени.

Процесс 900 затем обеспечивает прогнозирование дренажной сети (этап 920). На основании прогнозов добычи скважин до разрыва, собранных из информации на основании прогнозов до выполнения разрыва, скорость потока после разрыва может быть наложена на модели пласта-коллектора до разрыва. Путем наложения скорости потока после разрыва на модели пласта-коллектора до разрыва, может быть установлена ясная картина спрогнозированной добычи скважины после разрыва и результирующая дренажная сеть на месторождении.

В одном иллюстративном варианте осуществления, разрыв определенной длины обнаруживается как сгенерированный вследствие гидроразрыва пласта-коллектора. На основании распространения разрыва может быть сделана оценка дренируемой области на месторождении, которая вносит вклад в увеличение добычи углеводорода в профиле потока после разрыва.

Процесс 900 продолжается масштабированием модели одной скважины на несколько скважин, требующих построения, на основании экономических параметров, установленных клиентом и месторождением (этап 930).

В одном иллюстративном варианте осуществления, разрыв определенной длины обнаруживается как сгенерированный вследствие гидроразрыва пласта-коллектора. На основании распространения разрыва может быть сделана оценка дренируемой области на месторождении, которая вносит вклад в увеличение добычи углеводорода в профиле потока после разрыва.

Если дренирование на месторождении предполагается постоянным, и размер дренируемой области известен, процесс 900 может масштабировать модель одной скважины и приблизительно определить, сколько скважин нужно разместить на месторождении для дренирования месторождения за определенный период времени.

Процесс 900 затем обеспечивает простой анализ экономичности и потока денежных средств (этап 940), после чего процесс завершается. Анализ экономичности и потока денежных средств одинаков с анализом этапа 650 процесса на Фиг.6, за исключением того, что теперь распределение вероятности сдвинуто вправо на основании увеличенной добычи разорванных/перфорированных скважин. Процесс 900 может выполнять распределение вероятности на основании коммуникативной добычи. Значения r_{10} , r_{50} и r_{90} увеличиваются из их значений до разрыва на основании увеличенной добычи разорванных/перфорированных скважин.

Процесс 900 выполняет прогнозирование продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные. Операционные издержки учитываются. Процесс 900 запускает анализ того, какая конфигурация насосов на месторождении собирается обеспечить наибольшее значение чистой приведенной стоимости (NPV) на

основании каждого из случаев p10, p50 и p90 для обеспечения индикации базового потока денежных средств. Из этого анализа потока денежных средств, процесс 900 идентифицирует число скважин, необходимых для дренирования месторождения, и различные времена для выполнения этого на основании случаев p10, p50 и p90.

5 Экономическая отдача может быть рассчитана, поскольку время инвестиции известно. Из этих данных может быть сгенерирован план разработки месторождения.

Таким образом, иллюстративные варианты осуществления описывают "легкий" план развития месторождения, что является предварительным анализом, который 10 может быть сделан за приемлемое время. Часто во время разработки месторождения, компании стремятся и разрабатывают полную трехмерную численную модель всего месторождения, и, затем пытаются догадаться, сколько нужно скважин разместить на месторождении. Настоящая модель разрабатывает модель одной скважины (или множества разведочных скважин) и затем 15 экстраполирует данные из этой одной скважины на все месторождение.

Описываемые здесь варианты осуществления описывают новый способ для оценки вероятности добычи на буровой площадке. Процесс содержит следующие четыре этапа: 1) сбор данных и анализ неопределенности; 2) подготовка буровой площадки; 20 3) выбор обработки/ выполнение работ; и 4) оценка и масштабирование на уровень месторождения.

Несмотря на то, что вышеизложенное представлено в целях иллюстрации, объяснения и описания определенных вариантов осуществления изобретения в 25 конкретных подробностях, модификации и адаптации описанных способов, систем и других вариантов осуществления станут понятны специалистам в данной области техники и могут быть сделаны без выхода на пределы объема или сущности изобретения.

30 Формула изобретения

1. Способ оценки вероятности добычи на буровой площадке на месторождении, содержащий этапы, на которых:

собирают данные из разведочной скважины и выполняют анализ неопределенности 35 данных;

подготавливают разведочную скважину для прохождения потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в стволе разведочной скважины;

идентифицируют начальную скорость потока углеводородов из ствола разведочной 40 скважины;

выполняют выбранный способ заканчивания разведочной скважины; определяют вторую скорость потока углеводородов из ствола скважины для идентификации увеличенного количества добычи вследствие восстановительного мероприятия;

45 в ответ на идентификацию увеличившегося количества добычи вследствие восстановительного мероприятия оценивают результаты для ствола скважины с использованием модели одной скважины; и

масштабируют результаты до уровня месторождения.

50 2. Способ по п.1, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности на данных дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

идентифицируют информацию из каротажных диаграмм, газового каротажа и бурения с обратной циркуляцией, полученную из разведочной скважины; и получают характеристику околоскважинной сети разрывов как зоны с единой пористостью или как зоны с двойной пористостью.

5 3. Способ по п.2, в котором этап получения характеристик околоскважинной сети разрывов дополнительно содержит этап, на котором получают характеристики околоскважинной сети разрывов по данным сейсморазведки путем идентификации, по меньшей мере, одной сейсмической скорости, сейсмического сдвига и сейсмического сопротивления.

10 4. Способ по п.1, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором разрабатывают модель одной скважины для включения в нее данных.

15 5. Способ по п.4, в котором этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

включают в модель информацию из каротажных диаграмм, газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией, полученную из разведочной скважины, а также измерения, полученные из скважины;

20 игнорируют (не учитывают) эффекты из скважин на месторождении, которые не влияют на разведочную скважину; и

разрабатывают непрерывную модель скважины из модели одной скважины, где непрерывная модель скважины дает пошаговую оценку параметров разведочной скважины, так чтобы в скважине могли быть идентифицированы различные горизонты и потенциальные пласты-коллекторы.

25 6. Способ по п.1, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором выполняют анализ неопределенности на основании отклонения для определения диапазонов вероятностей.

30 7. Способ по п.6, в котором этап выполнения анализа неопределенности на основе отклонения для определения диапазонов вероятностей дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

35 для каждой литологии в разведочной скважине идентифицируют диапазон пористостей, идентифицируют диапазон насыщенностей в разведочной скважине, и идентифицируют диапазон проницаемостей;

40 идентифицируют статистическое распределение вероятности для каждого горизонта разведочной скважины; и

выполняют анализ вероятности типа Монте-Карло на статистическом распределении вероятности для получения анализа вероятности риска для полной вероятности добычи на буровой площадке, где анализ вероятности риска включает в себя наилучший сценарий развития событий, ожидаемый сценарий развития событий и наихудший сценарий развития событий.

45 8. Способ по п.1, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнение анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором выполняют прогнозирование продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные.

9. Способ по п.8, в котором этап выполнения прогнозирования продуктивности для структуры, формирующей обобщенные данные, дополнительно содержит, по меньшей

мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

идентифицируют количество добывающих скважин, необходимых для применения на месторождении для того, чтобы обеспечить экономическую целесообразность месторождения;

5 идентифицируют наиболее вероятный сценарий и наиболее вероятное количество скважины, необходимые для достижения экономического порога на основании ожидаемого сценария; и

идентифицируют базовое движение денежных средств из чистой приведенной
10 стоимости на основании наилучшего сценария развития событий, ожидаемого сценария развития событий и наихудшего сценария развития событий.

10. Способ по п.1, в котором этап подготовки разведочной скважины для потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в стволе разведочной скважины, дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап,
15 выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

обрабатывают контакт породы с разведочной скважиной для подготовки разведочной скважины для протекания углеводорода, при этом этап обработки включает в себя, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в
20 себя этапы, на которых осушают формацию для выпаривания водных пробок, осуществляют кислотное травление контакта породы со скважиной и используют ультразвуковые методики для разрушения любых пробок;

нагнетают с помощью гибких труб в разведочную скважину азотно-спиртовую смесь для растворения любых водных пробок и выпаривают любую воду, с которой
25 происходит контакт; и

выполняют закрытие ствола скважины перед началом потока для поглощения азотно-спиртовой смеси.

11. Способ по п.1, в котором этап идентификации начальной скорости потока углеводородов из ствола разведочной скважины дополнительно содержит, по
30 меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

вводят скоростную подъемную колонну в испытательный инструмент буровой колонны для преодоления эффектов нагрузки флюида в разведочной скважине;

35 изолируют углеводородный горизонт разведочной скважины с помощью испытательного инструмента буровой колонны для идентификации, по меньшей мере, одного из продуктивного объема, давления, проницаемости или протяженности углеводородного горизонта;

40 идентифицируют температурный профиль при постоянном давлении пласта-коллектора разведочной скважины путем идентификации температурного градиента в оптоволоконном кабеле и выводят заключение о потоке из разведочной скважины на основании температурного профиля; и

идентифицируют производит ли углеводородный горизонт эмиссию.

45 12. Способ по п.1, в котором этап выполнения выбранного способа заканчивания разведочной скважины дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

50 выбирают стратегию перфорирования, где стратегия перфорирования является стратегией перфорирования при пониженном давлении или стратегией перфорирования при повышенном давлении;

выполняют диагностическую процедуру нагнетания в разведочной скважине для определения естественного напряжения разрывов в околоскважинном пространстве, и

оценивают среду напряжения и среду проницаемости в околоскважинном пространстве;

идентифицируют тип флюида, тип расклинивающего наполнителя и выбор насоса для разрыва формации для максимизации выхода из углеводородного горизонта и продуктивного покрытия буровой площадки; и

идентифицируют профиль после разрыва путем выполнения промывки с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы и анализа обратного притока через кольцеобразный зазор.

13. Способ по п.1, в котором этап оценки результатов для буровой площадки с использованием модели одной скважины дополнительно содержит этапы, на которых: выполняют сбор данных после разрыва и анализ неопределенности разведочной скважины после разрыва; и определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва.

14. Способ по п.13, в котором этап определения предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва дополнительно содержит этап, на котором: определяют предварительный прогноз дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и оценивают дренируемую область на месторождении, вносящую вклад в увеличение добычи углеводорода.

15. Способ по п.14, в котором этап масштабирования результатов до уровня месторождения дополнительно содержит этап, на котором:

в ответ на определение предварительного прогноза дренажной сети разведочной скважины после разрыва на основании полученной длины разрыва, порожденного гидроразрывом пласта-коллектора, и на оценку дренируемой области на месторождении, вносящей вклад в увеличение добычи углеводорода, идентифицируют количество скважин, которые необходимо разместить для дренирования месторождения за определенный период времени.

16. Способ управления буровой операцией для месторождения, имеющего буровую площадку с буровым инструментом, проникающим в подземную формацию, содержащую геологическую структуру и пласт-коллектор, содержащий этапы, на которых:

собирают данные из разведочной скважины и выполняют анализ неопределенности данных;

подготавливают разведочную скважину для прохождения потока путем выполнения, по меньшей мере, одного восстановительного мероприятия в стволе разведочной скважины;

определяют начальный поток углеводородов из ствола разведочной скважины; выполняют выбранный способ заканчивания на разведочной скважине;

определяют вторую скорость потока углеводородов из скважины для определения увеличения уровня добычи вследствие восстановительного мероприятия;

оценивают результаты для скважины с использованием единой модели скважины в ответ на определение увеличения уровня добычи вследствие восстановительного мероприятия; и

масштабируют результаты до уровня месторождения.

17. Способ по п.16, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности на данных дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

идентифицируют информацию из каротажных диаграмм, газового каротажа, и бурения с обратной циркуляцией, полученную из разведочной скважины; и получают характеристики околоскважинной сети разрывов как зоны с одинарной пористостью или как зону с двойной пористостью.

5 18. Способ по п.17, в котором этап получения характеристик околоскважинной сети разрывов дополнительно содержит этап, на котором получают характеристики околоскважинной сети разрывов по данным сейсморазведки путем идентификации, по меньшей мере, одной сейсмической скорости, сейсмического сдвига и сейсмического сопротивления.

10 19. Способ по п.16, в котором этап сбора данных из разведочной скважины и выполнения анализа неопределенности данных дополнительно содержит этап, на котором разрабатывают модель одной скважины для включения в нее данных.

15 20. Способ по п.19, в котором этап разработки модели одной скважины дополнительно содержит, по меньшей мере, один этап, выбранный из группы, включающей в себя этапы, на которых:

включают в модель информацию из каротажных диаграмм, газового каротажа и бурения с обратной циркуляцией, полученную из разведочной скважины, а также измерения, полученные из скважины;

20 игнорируют (не учитывают) эффекты из скважин на месторождении, которые не влияют на разведочную скважину; и

разрабатывают непрерывную модель скважины и модели одной скважины, где непрерывная модель скважины дает пошаговую оценку параметров разведочной скважины, так чтобы в скважине могли быть идентифицированы различные горизонты и потенциальные пласты-коллекторы.

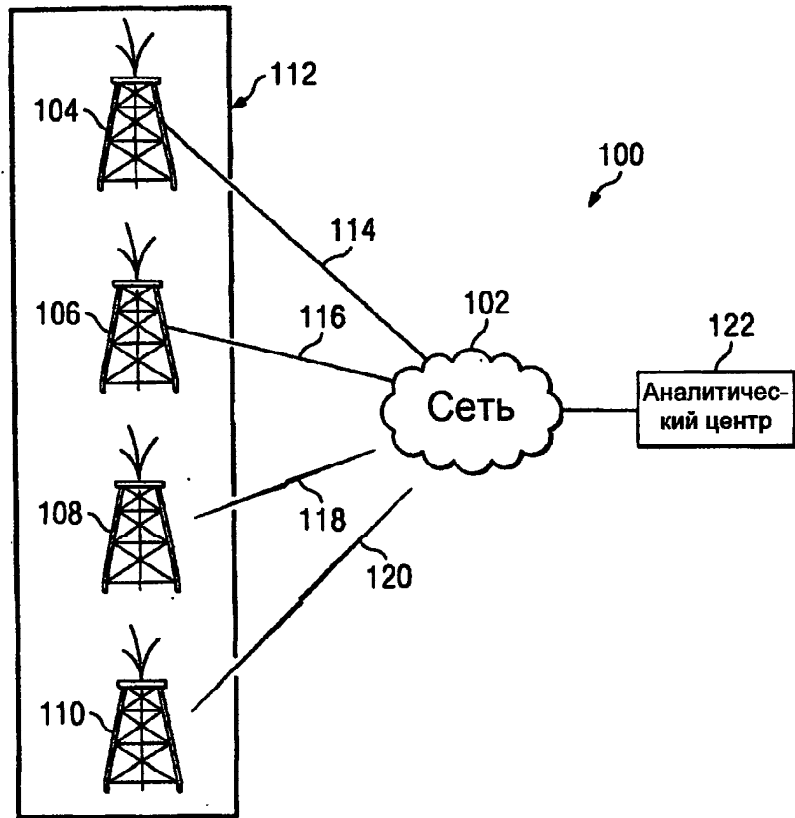
30

35

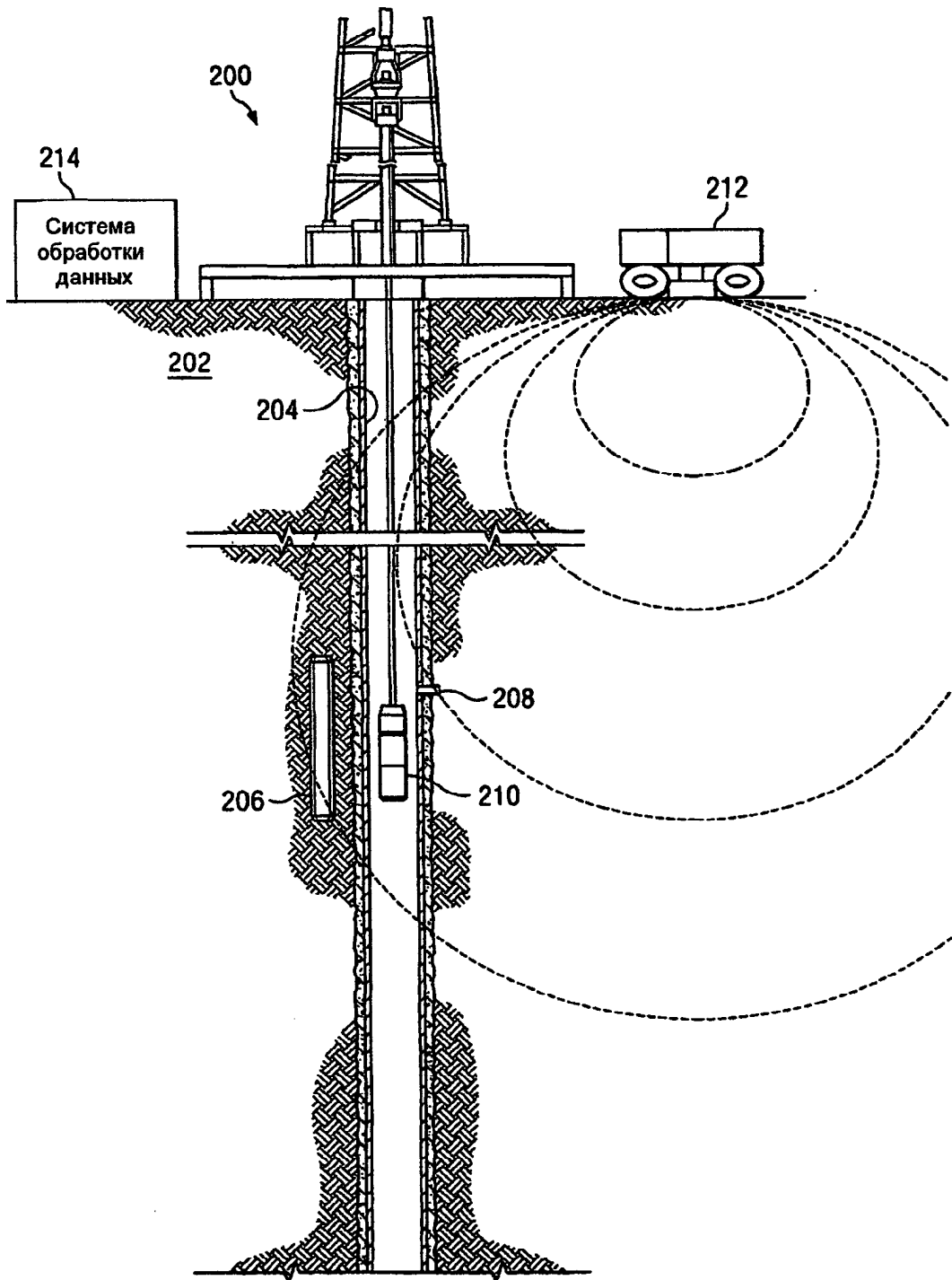
40

45

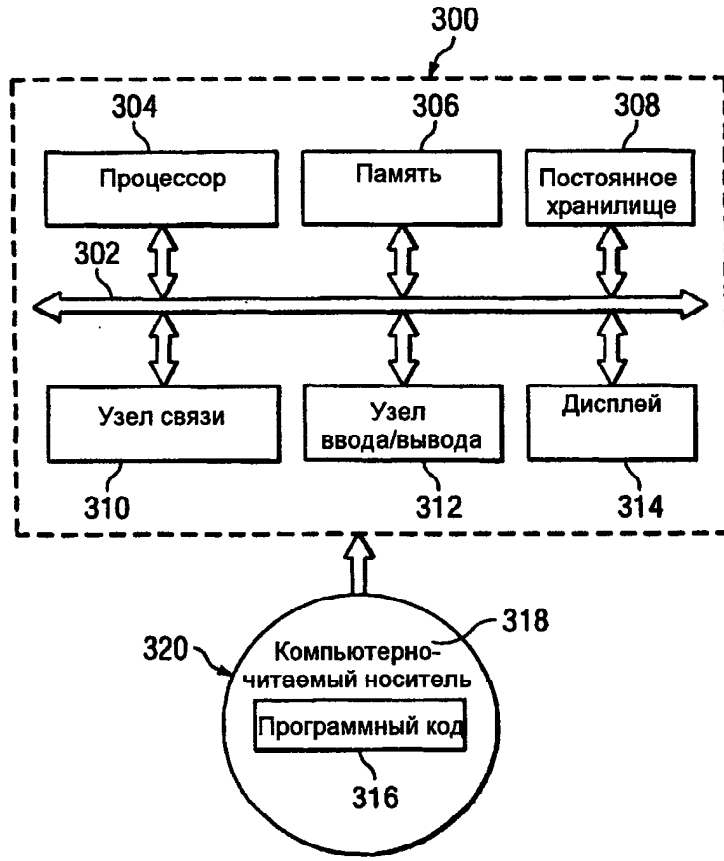
50



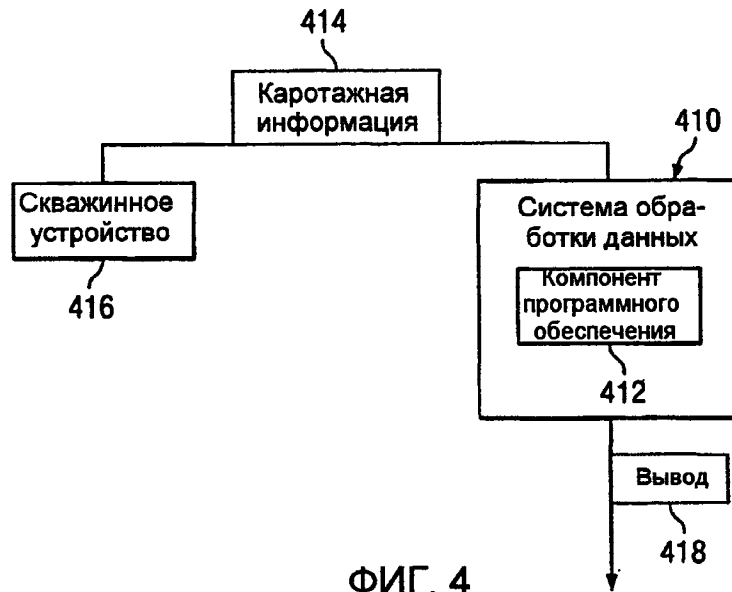
ФИГ. 1



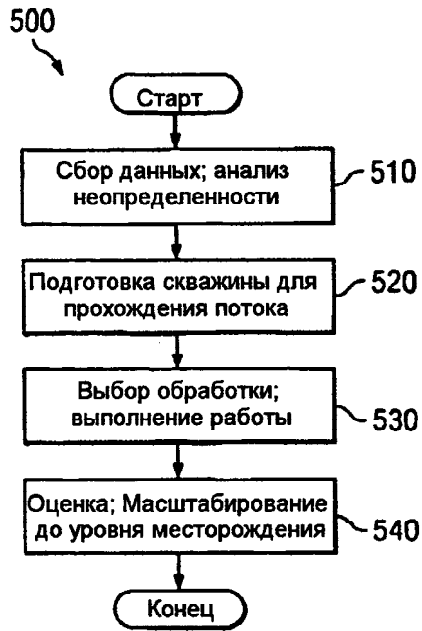
ФИГ. 2



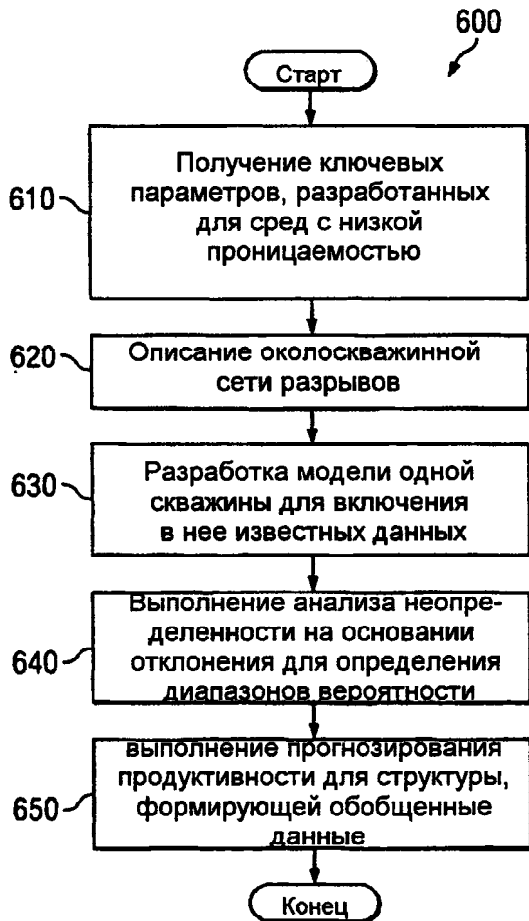
ФИГ. 3



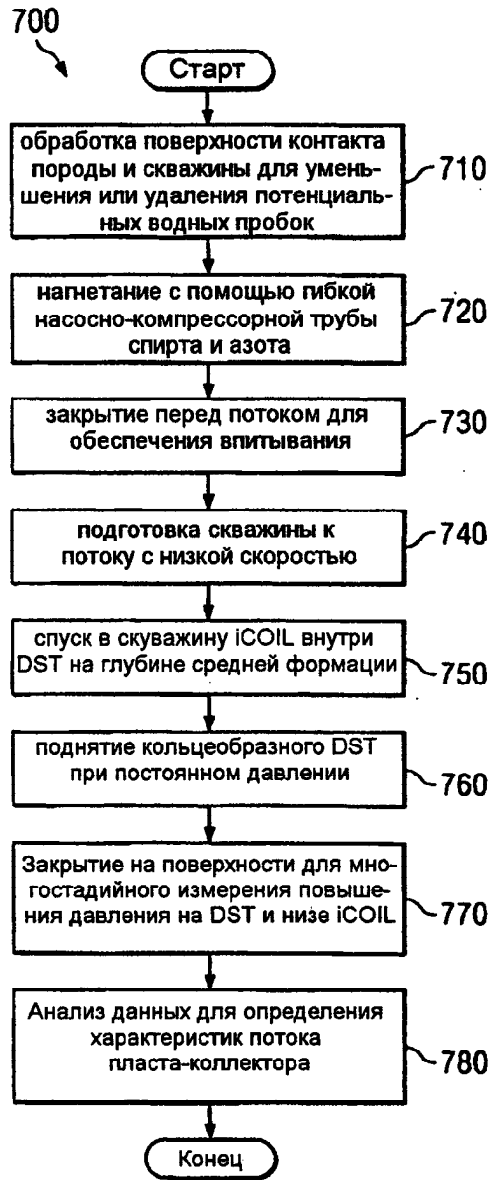
ФИГ. 4



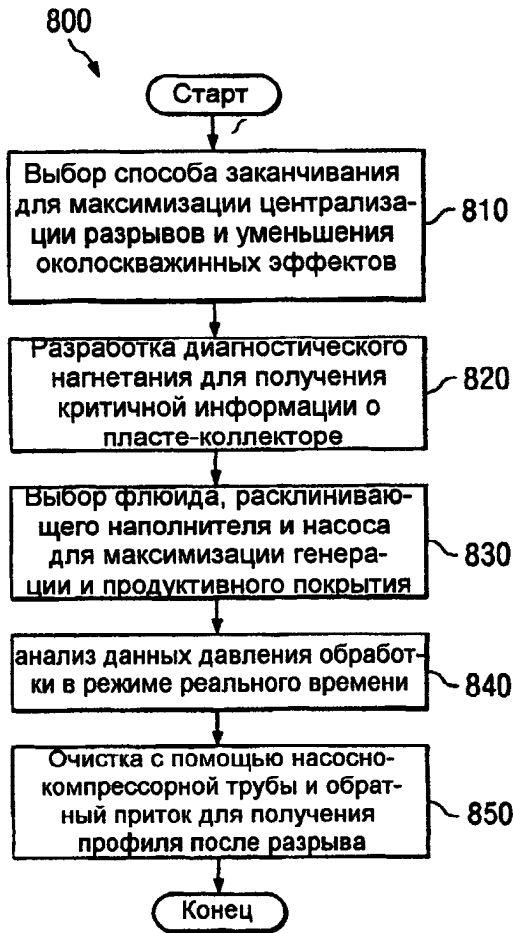
ФИГ. 5



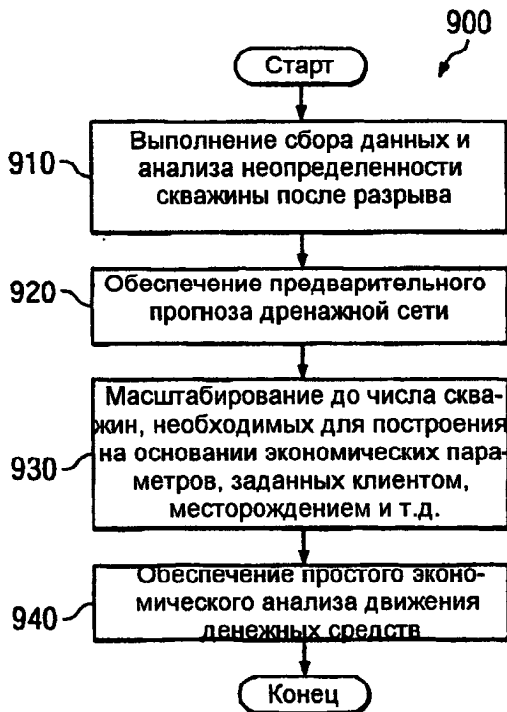
ФИГ. 6



ФИГ. 7



ФИГ. 8



ФИГ. 9