

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **201891496** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.03.23

(51) Int. Cl. **E21B 49/00** (2006.01)
E21B 47/06 (2012.01)

(22) Дата подачи заявки
2018.05.23

(54) УЛУЧШЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ИЛИ ОТНОСЯЩИЕСЯ К НИМ

(31) **1708293.4**

(32) **2017.05.24**

(33) **GB**

(86) **PCT/GB2018/051395**

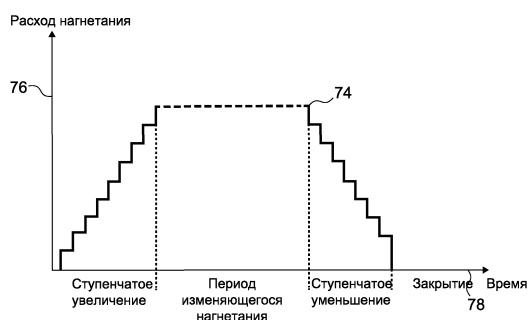
(87) **WO 2018/215764 2018.11.29**

(71) Заявитель:
ГЕОМЕК ИНЖИНИРИНГ ЛТД (GB)

(72) Изобретатель:
Сантарелли Фредерик Джозеф (NO)

(74) Представитель:
Нилова М.И. (RU)

(57) Способ обеспечения программы нагнетания в скважину, в котором исследование приемистости скважины осуществляют на действующей скважине, предназначенной для преобразования в нагнетательную скважину в разработке месторождения. Воду нагнетают в скважину за последовательность испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды или циклов нагнетания, данные моделируют для определения характеристик температурного напряжения скважины, а посредством моделирования резервуара определяют оптимальные параметры нагнетания обеспечения максимальной добычи посредством программы нагнетания в скважину. Характеристики температурного напряжения являются теми, которые должны были быть получены ранее из керновых образцов при бурении скважины. Могут быть исследованы другие скважины на месторождении, и отдельные характеристики температурного напряжения каждой скважины могут быть совмещены в модели резервуара для оптимизированной разработки месторождения.



A1

201891496

201891496

A1

УЛУЧШЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ИЛИ ОТНОСЯЩИЕСЯ К НИМ

Настоящее изобретение относится к нагнетанию текучих сред в скважины и, более конкретно, к способу исследования приемистости скважины в существующих скважинах для оценки характеристик эффекта температурного напряжения для моделирования резервуара и таким образом, чтобы лучше определить параметры нагнетания для скважины, такой как нагнетательная скважина, для общего освоения месторождения.

Известная добыча углеводородного сырья в основном нацелена на увеличение коэффициента извлечения из скважины. Это связано с тем, что все области, которые могут содержать нефть, уже разработаны, кроме тех, которые находятся в удаленных и особо важных с точки зрения охраны окружающей среды регионах планеты (например, Арктика и Антарктика). Несмотря на наличие огромных объемов нетрадиционных углеводородов, таких как высоковязкая нефть, нефтяные сланцы, сланцевый газ и газовые гидраты, многие технологии разработки этих ресурсов являются либо очень энергоемкими (например, нагнетание пара в тяжелую нефть), либо непростыми с политической/экологической точки зрения (например, гидравлический разрыв пласта для извлечения сланцевого газа).

Для улучшения коэффициента извлечения скважины, в настоящее время распространена практика нагнетания текучих сред, в частности воды, в резервуар через нагнетательные скважины. В этом типе способов увеличения нефтеотдачи пласта применяют нагнетаемую воду для увеличения пониженного давления внутри резервуара и также перемещения нефти в такой участок, из которого она может быть извлечена. Повторное нагнетание пластовой воды также обеспечивает экологические преимущества.

В данной области техники модели пластов используют для анализа, оптимизации и прогнозирования добычи. Такие модели используют для исследования сценариев нагнетания для максимальной добычи и для обеспечения параметров нагнетания для программы нагнетания. Такая программа нагнетания может быть использована для бурения новых исследовательских скважин для выполнения функции нагнетательных скважин или преобразования действующих эксплуатационных скважин в нагнетательные скважины. Геологические, геофизические, петрофизические, каротажные, керновые данные и данные текучей среды обычно используют для создания моделей резервуара. Большинство из этих данных доступны только при бурении скважины и, следовательно, модели полагаются на

использование исторических данных и предположений о том, что физические свойства пласта не изменятся со временем. В действительности, свойства породы в пласте обычно получают путем выполнения измерений на керновых образцах, доступных только при бурении скважины.

5

Известный недостаток такого способа заключается в ограничении используемых моделей и в том, что они основаны на данных, полученных из керновых образцов. Несмотря на, что существует множество технологий для содержания и транспортировки керновых образцов таким образом, чтобы они отражали скважинные условия в лаборатории, многие измерения не обеспечивают возможность масштабирования от лаборатории к скважине, и отсутствуют подходящие методы укрупнения сетки. Дополнительно, для действующей нагнетательной скважины, или для эксплуатационной скважины, которую преобразуют в нагнетательную скважину, любая ошибка в значении, выражающем физические свойства, имеет большую вероятность закрепления через модели и, при возможном наличии нескольких нагнетательных скважин на месторождении прогнозы, основанные на этих совмещенных факторов, могут быть далеки от действительных значений.

Дополнительно при нагнетании холодной текучей среды в теплый подземный резервуар, вокруг нагнетательной скважины будет происходить охлаждающий эффект. Это изменяет нагрузки в области с измененной температурой. Следовательно, давление разрыва вокруг нагнетательной скважины будет изменяться со временем. Величина колебаний будет зависеть от характеристик температурного напряжения пласта. Хотя они теоретически могут быть измерены на керновом образце в лаборатории, такое измерение, зависящее от соотношения давления/температуры, не может быть масштабировано с достаточной точностью, и было обнаружено что многие факторы не учитываются при попытках масштабирования до размеров скважины.

Патент США 8,116,980, выданный ENI S.p.A., описывает процесс испытания для испытания безотходной углеводородной скважины для получения общей информации о резервуаре, включающий следующие этапы: нагнетание в резервуар подходящей жидкой или газообразной текучей среды, совместимой с углеводородами резервуара и горной породой, при постоянном расходе или посредством стадий с постоянным расходом и измерения по существу в непрерывном режиме расхода и давления нагнетания в забое скважины; закрытие скважины и измерение давления и возможно температуры во время периода падения (падения давления); обработка измеренных данных падения с целью оценки

опорного давления текучих сред (P_{av}) и свойств резервуара: фактического коэффициента проницаемости (k), проводимости (kh), неоднородности по площади или барьеров проницаемости и действительного скин-фактора (S); вычисление продуктивности скважины. Такое исследование приемистости на действующей скважине имеет

5 преимущество по сравнению с обычным эксплуатационным испытанием скважины в отсутствии необходимости утилизации добываемых углеводородов с сопутствующими вопросами касательно безопасности защиты окружающей среды. Однако такое исследование в настоящее время ограничивается определением свойств текучей среды, в частности, проницаемости, и нарушения эксплуатационных свойств пласта в измерении

10 скин-фактора, для определения продуктивности скважины.

Следовательно, задача настоящего изобретения заключается в обеспечении способа для программы нагнетания в скважину, в котором для определения характеристик температурного напряжения действующей скважины используют исследование

15 приемистости скважины.

Другая задача настоящего изобретения заключается в обеспечении способа для программы нагнетания в скважину, в котором исследование приемистости скважины используют для определения более точных значений для параметров, используемых в интерпретации

20 данных исследования скважины.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предложен способ для программы нагнетания в скважину, включающий следующие этапы:

- (a) нагнетание текучей среды в скважину;
- 25 (b) изменение расхода нагнетаемой текучей среды;
- (c) измерение давления, температуры и расхода в скважине при изменении расхода для обеспечения данных измерений;
- (d) подбор первой модели к данным измерений для оценки одной или более характеристик температурного напряжения скважины;
- 30 (e) ввод указанной одной или более характеристик температурного напряжения во вторую модель; и
- (f) определение параметров нагнетания из второй модели для скважины.

Таким образом путем точного определения характеристик температурного напряжения во время запуска скважины могут быть определены параметры нагнетания для локализации нагнетания с большей эффективностью нагнетания.

- 5 Дополнительно, путем определения характеристик температурного напряжения в скважине во второй модели используют более точные калибровочные данные, чем доступные из измерений на оригинальных керновых образцах.

Предпочтительно расход изменяют для образования нескольких циклов нагнетания, в
 10 которых за каждым периодом нагнетания следует закрытие скважины. Таким образом разрыв может происходить на первом цикле, а усиленное охлаждение зоны на следующих этапах. Эти этапы могут рассматриваться как испытания путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды. Предпочтительно давление разрыва измеряют на датчике давления. Более предпочтительно расход ступенчато увеличивают на каждом периоде
 15 нагнетания. Предпочтительно расход ступенчато уменьшают в конце каждого периода нагнетания. Более предпочтительно повышение и сдерживание дебита скважины используют для определения значения давления разрыва (P_{frac}), причем для каждого цикла нагнетания обеспечивают два значения. Закрытие скважины может являться жестким, а давление закрытия трещин (P_{clos}) может быть определено.

20 Предпочтительно продолжительность периода нагнетания варьируется между циклами нагнетания. Предпочтительно время закрытия скважины является фиксированным.

Предпочтительно первая модель описывает увеличение температурных напряжений вокруг
 25 скважины на данных измерений для оценки указанной одной или более характеристик температурного напряжения. Предпочтительно указанная одна или более характеристик температурного напряжения включает параметр (AT) температурного напряжения. Предпочтительно указанная одна или более характеристик температурного напряжения включает напряжение (σ) в пласте. Более предпочтительно указанная одна или более
 30 характеристик температурного напряжения включает минимальное напряжение (σ_{min}) в пласте.

Предпочтительно вторая модель является моделью резервуара или моделью гидроразрыва. Такие модели известны в данной области техники для проектирования и оптимизации

скважины. Таким образом настоящее изобретение может использовать модели и способы, известные в данной области техники.

Предпочтительно давление, температуру и расход измеряют на поверхности скважины.

- 5 Таким образом могут быть лучше определены параметры нагнетания, основанные на этих значениях.

Предпочтительно датчик давления, датчик температуры и измеритель расхода расположены на устье скважины. Более предпочтительно обеспечен один или более
10 скважинных датчиков. Скважинные датчики могут представлять собой датчики давления и/или температуры. Предпочтительно частота съема данных датчиков составляет меньше чем 1 Гц. Более предпочтительно частота съема данных датчиков составляет от 0,2 Гц до 1 Гц.

- 15 Предпочтительно скважинные датчики передают данные к поверхности в реальном времени. Альтернативно скважинные датчики содержат цифровые манометры, на которых хранят данные измерений.

- 20 Предпочтительно способ включает этап измерения давления для различных температур нагнетаемой текучей среды. Таким образом может быть обеспечено лучшее получение характеристик влияний охлаждающего эффекта.

- Предпочтительно способ включает этап измерения давления и расхода во время первого цикла нагнетания и закрывания/испытания путём скачкообразного изменения расхода
25 нагнетаемой воды и определения того, что произошел разрыв. Таким образом могут быть приняты корректирующие меры для обеспечения того, чтобы разрыв происходил во втором цикле нагнетания, и закрытия. Предпочтительно параметры для второго цикла нагнетания определяют из первого цикла нагнетания. Таким образом может быть оптимизировано расписание изменения расхода и продолжительность нагнетания с высоким расходом.
30 Предпочтительно эти этапы повторяют для следующих циклов нагнетания/испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды.

- Предпочтительно нагнетаемая текучая среда является водой. Таким образом нагнетаемая вода будет любой доступной возле нагнетательной скважины. Нагнетаемая текучая среда
35 может быть обработана, например, бактерицидом или ингибитором солевых отложений.

Нагнетаемая текучая среда может дополнительно включать загуститель. Способ может включать этап введения загустителя в текучую среду во время нагнетания. Таким образом, загуститель может быть добавлен, если разрыв не был достигнут на первом цикле нагнетания.

5

Предпочтительно параметры нагнетания в скважину выбирают из группы, содержащей: температуру нагнетаемой текучей среды, расход текучей среды на насосе, продолжительность нагнетания текучей среды и объем нагнетания текучей среды.

- 10 Предпочтительно способ включает другой этап осуществления нагнетания в скважину с использованием параметров нагнетания в скважину.

Предпочтительно способ повторяют для одной или более скважин, а вторая модель совмещает данные из всех скважин для определения отдельных параметров нагнетания в скважину. Таким образом общий нагнетаемый объем в месторождении может поддерживаться для обеспечения идеального баланса масс.

Соответственно, чертежи и описание следует рассматривать как иллюстративные, а не ограничительные по своей сущности. Кроме того, используемые в настоящем документе термины и формулировки приведены исключительно в целях описания, и их не следует воспринимать как ограничивающие объем, такие слова, как «включающий», «содержащий», «имеющий», «состоящий из» или «относящийся к» и их формы, применены в широком значении и включают предмет, указанный после них, эквиваленты и дополнительный не указанный предмет, и не исключают другие дополнения, компоненты, числа или этапы. Аналогично, термин содержащий считается синонимичным терминам включающий или состоящий из для применимых целей правового характера. Любое упоминание документов, актов, материалов, устройств, статей и т.п. включено в описание исключительно для предоставления контекста для настоящего изобретения. То, что любой из этих элементов или все из них образуют часть уровня техники на основании общедоступного знания в области техники, относящейся к настоящему изобретению, не подразумевается или преподносится. Предполагается, что все цифровые значения в описании модифицированы наречием «приблизительно». Следует понимать, что все единственные формы элементов или любых других компонентов, описанных в настоящем документе, включают их множественные формы и наоборот.

Несмотря на использование в этом описании терминов верх и низ, а также верхний и нижний, следует понимать, что они являются относительными в соответствии со стволом скважины и наклоном ствола скважины, которая несмотря на изображение вертикальной на некоторых фигурах, может быть наклонной или даже горизонтальной.

5

Далее исключительно в качестве примера варианты реализации настоящего изобретения будут описаны со ссылкой на сопроводительные чертежи, на которых:

10

На фиг. 1 показано схематическое изображение разработки месторождения, содержащей эксплуатационную скважину и нагнетательные скважины, на которых осуществляют исследования приемистости скважины в соответствии с вариантом реализации настоящего изобретения;

15

На фиг. 2 показан график давления разрыва в зависимости от времени, иллюстрирующий изменение давления разрыва для скважины с повторным нагнетанием пластовой воды без существенного изменения давления в резервуаре;

20

На фиг. 3 показан график расхода нагнетания в зависимости от времени во время исследования приемистости скважины в одном цикле нагнетания;

25

На фиг. 4 показан график давления раскрытия трещины и давления в резервуаре в зависимости от времени вокруг нагнетательной скважины, график давления в зависимости от времени во время исследования приемистости скважины и первой модели, подобранной под данные измерений;

30

На фиг. 5 показан график наиболее подходящих характеристик температурного напряжения со временем;

На фиг. 6 показан график давления раскрытия трещины и давления в резервуаре в зависимости от времени вокруг нагнетательной скважины; и

На фиг. 7 показан анализ истории давления разрыва на четырех водонагнетательных скважинах.

Сначала делается ссылка на фиг. 1, на которой изображена разработка нефтяного месторождения для повторного нагнетания пластовой воды, в целом обозначенная цифровым обозначением 10, содержащая эксплуатационную скважину 11 и четыре нагнетательные скважины 12а-с, при этом нагнетательные скважины являются действующими скважинами, на которых будет проводиться исследование приемистости скважины в соответствии с вариантом реализации настоящего изобретения. На фиг. 1 скважина 12а показана полностью вертикальной с одним пластовым интервалом 22, но следует понимать, что при практическом применении скважина 12а может быть по существу горизонтальной. Также размеры сильно изменены для выделения значимых участков, представляющих интерес. Бурение скважины 12а осуществляют обычным способом, образуя обсадную колонну 24 для поддержания ствола 26 скважины через длину перекрывающей горной породы 28 к месту расположения пласта 22. Пласт 22 представляет собой обычный нефтяной резервуар. Для определения расположения пласта 22 и для определения свойств скважины 12а при бурении скважины 12а были применены стандартные способы, известные специалистам в данной области техники.

Эксплуатационная насосно-компрессорная колонна 30 проходит через обсадную колонну 24, а обсадные трубы 32, выполненные в форме эксплуатационного хвостовика, подвешены на подвесном устройстве 34 для хвостовика у основания эксплуатационной насосно-компрессорной колонны 30 и проходят в ствол 26 скважины через пласт 22. Эксплуатационный пакер 38 обеспечивает уплотнение между эксплуатационной насосно-компрессорной колонной 30 и обсадной колонной 24, предотвращая прохождение текучих сред через кольцевое пространство между ними. Обсадная колонна 24 и эксплуатационный хвостовик 32 могут быть неподвижно зацементированы. Отверстия были образованы в эксплуатационном хвостовике 32 для обеспечения доступа к пласту. Все эти операции были бы осуществлены в качестве стандартной технологии бурения и заканчивания скважины 12а в пласте 22. Скважина 12а могла быть эксплуатационной скважиной. Там, где скважина 12а была закончена как нагнетательная скважина, эксплуатационный хвостовик 32 может вместо этого представлять собой перфорированный хвостовик. Также может присутствовать другое эксплуатационное оборудование скважины, такое как фильтр скважины с необсаженным стволом с пакерами, например. Это эксплуатационное оборудование скважины также известно в данной области техники.

На поверхности 18 расположено стандартное устье 54 скважины. Устье 54 скважины обеспечивает канал (не показанный) для прохождения текучих сред в скважину 12а. Устье

54 скважины также обеспечивает канал 58 для нагнетания текучих сред от насосов 56. Устьевые датчики 60 расположены на устье 54 скважины, и их управление обеспечено блоком 20 сбора данных, который также собирает данные от устьевых датчиков 60. Устьевые датчики 60 включают температурный датчик, датчик давления и датчик расхода.

- 5 Датчики 60 выполнены с частотой взятия замеров от 0,2 Гц до 1 Гц. Могут быть использованы и другие частоты взятия замеров, но они должны быть достаточными для измерения изменений в давлении при постепенном повышении расхода и при закрытии скважины. Все из поверхностных компонентов на устье 54 скважины являются стандартными.

10

В этом варианте реализации также предоставлен скважинный датчик 14 давления. Скважинные датчики 14 давления известны в данной области техники и их используют от блока 20 на поверхности 18 до участка над эксплуатационным пакером 38. Скважинный датчик 14 давления обычно совмещает в себе скважинный датчик температуры и давления.

- 15 Датчик 14 установлен в оправке с боковым карманом в эксплуатационной насосно-компрессорной колонне 30. Данные передают через кабель 16, расположенный в кольцевом пространстве 40. Датчик 14 может представлять собой стандартный датчик, хотя для настоящего изобретения датчик 14 должен быть выполнен с возможностью записи данных скважинного давления со скоростью регистрации данных, составляющей от 0,2 Гц до 1 Гц, что находится в диапазоне известных датчиков. Альтернативно, датчик 14 может представлять собой извлекаемый датчик с запоминающим устройством, в котором записанные данные хранят на встроенном запоминающем устройстве для последующего анализа при извлечении датчиков. Это только предоставит исторические данные по сравнению с наблюдением в реальном времени, доступным посредством датчика 14, соединенного посредством кабеля, и устьевых датчиков 60.
- 20
- 25

- На поверхности 18 данные передают на блок 20 сбора данных. Блок 20 выполнен с возможностью управления множеством датчиков, используемыми на скважине 12а. Блок 20 может также быть использован для координации совпадения времени регистрации записей давления на датчике 14 с операцией нагнетания, например, путем управления насосами 56 или путем определения изменения в расходе на устьевых датчиках 60. Таким образом все датчики 14, 60 будут иметь одинаковый тактовый сигнал. Блок 20 будет включать процессор и систему запоминающего устройства. Блок 20 будет также содержать передатчик и приемник, чтобы обеспечивать отправку сигналов управления на блок 20 от
- 30

удаленного блока управления и возможность удаленного анализа данных измерений в реальном времени.

Используемые насосы 56 и вода будут представлять собой те, которые имеются в наличии на поверхности. Таким образом, в контексте того, что скважины 12а-с являются разработочными скважинами (нагнетательными скважинами), имеется ограничение существующей неизменной инфраструктурой. Заканчивание скважин 12а-с является неизменным. Наземное оборудование, относящееся к насосной системе, которая может быть общей для нескольких скважин, и ее производительность также является неизменной.

Вода, ее состав и качество также определено заранее, хотя может быть обеспечена возможность обработки воды химическими веществами, например, бактерицидом или ингибиторами солевых отложений. Также может быть использован загуститель, но его добавление может требоваться только если разрыв не был достигнут при первом нагнетании.

Для анализа данных требуется рассмотреть, как определять температурные напряжения. Принята во внимание работа Т.К. Perkins и J.A. Gonzalez: 'Changes in Earth Stresses around a Wellbore Caused by Radially Symmetrical Pressure and Temperature Gradients'. SPE Journal, April, стр. 129 –140, 1984 и 'The Effect of Thermoelastic Stresses on Injection Well Fracturing'. SPE Journal, February, стр. 78 –88, 1985, включенные в настоящий документ посредством ссылки. Обе эти работы описывают изменения температуры вследствие нагнетания текучей среды при постоянной температуре («ВНТ», температура на забое), причем температура на забое отличается от температуры пород в нетронутом резервуаре (T_{res}). В свою очередь обеспечивается изменение нагрузок в области с измененной температурой. В частности, изменение ($\Delta\sigma$) давления выражено количественно следующим уравнением (отрицательное напряжение):

$$\Delta\sigma = k AT (ВНТ - T_{res}) \quad \dots(1)$$

- k выражает коэффициент формы, а Перкинс (Perkins) и Гонзалес (Gonzalez) предоставили формулы для круглого и эллиптического диска;

- AT выражает параметр температурного напряжения, относящийся к термоэластичным свойствам пласта посредством:

$$AT = \alpha T E / (1 - \nu) \quad \dots(2)$$

- αT выражает температурное расширение пласта

- E выражает модуль Юнга пласта

- ν выражает коэффициент Пуассона пласта

Из этого следует, что давление разрыва вокруг нагнетательной скважины будет изменяться со временем и, следовательно, параметр температурного напряжения является ключевым фактором в разработке программы нагнетания в скважину и выборе параметров нагнетания.

5 С точки зрения развития трещин гидроразрыва, ограничение нагнетания по существу зависит от трех основных параметров:

- Чистота воды, которая может быть контролирована на поверхности, но которая вероятно будет ухудшаться вследствие циркуляции в трубопроводе и обсадных трубах;
- 10 • Естественная разница нагрузки между песком и глинистым сланцем в верхней части резервуара при наличии; и
- Уменьшение давления разрыва вокруг нагнетательной скважины вследствие охлаждающего эффекта.

15 Последний из этих факторов будет иметь место на протяжении срока эксплуатации резервуара. Однако при повторного нагнетании пластовой воды, его величина будет уменьшаться со временем вследствие добавления большего количества пластовой воды в нагнетаемую смесь. Это происходит, когда пластовая вода повышает температуру нагнетаемой смеси. При рассмотрении эффективности нагнетания за несколько лет, на протяжении которых программа нагнетания может функционировать, процент пластовой воды, температура, повреждающие твердые частицы и капли нефти, и давление разрыва увеличиваются с течением срока эксплуатации скважины, причем также увеличивается риск утечки из зоны нагнетания при нагнетании на протяжении срока эксплуатации

20 скважины.

25

Таким образом изменяющиеся во времени последствия параметра температурного напряжения свидетельствуют о высокой важности количественного выражения этого параметра перед осуществлением любой программы разработки месторождения.

30 Со ссылкой на фиг. 2, показан график давления 62 разрыва в зависимости от времени 64, иллюстрирующий изменение давления разрыва для скважины с повторным нагнетанием пластовой воды с постоянным давлением в резервуаре. Можно полагать, что на графике 66 представлены три этапа. На первом этапе 68 один или два дня могут быть заняты разрывом

35 скважины с «высокой» температурой на забое с использованием геотермического

градиента для способствования высокой температуре на забое, см. уравнения выше. В этом случае наблюдается резкое уменьшение давления разрыва за короткий период времени. На втором этапе 70 холодную (морскую) воду нагнетают с большим расходом, при этом обеспечивается постепенное увеличение холодной зоны вокруг скважины и коэффициента (k) формы. В этом случае наблюдается более медленное уменьшение давления разрыва за более длительный период времени, т.е. нескольких месяцев, в отличие от нескольких дней. Именно этот второй этап используется в исследовании приемистости скважин в настоящем изобретении. Третий этап 72 может рассматриваться как начало процесса повторного нагнетания пластовой воды.

10 Для определения параметра температурного напряжения осуществляют исследование приемистости на скважине 12а. С использованием конфигурации, изображенной на фиг. 1, осуществляют повторные измерения давления разрыва во время испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды (step rate tests) и/или анализа
15 падения давления после циклов нагнетания.

Далее рассмотрен пример последовательности исследования приемистости скважины с осуществлением испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды с потоком и закрытием, как показано на фиг. 3. На фиг. 3 изображено одно испытание путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды или цикл нагнетания, повторяемый
20 на различных периодах нагнетания с установленными периодами закрытия скважины. Для каждого испытания 74 путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды воду нагнетают с расходом Q 76 нагнетания в скважину 12 на протяжении периода времени 78, а затем скважину 12 закрывают на следующий период времени. Каждый период нагнетания
25 становится прогрессивно длиннее.

Для периода нагнетания нагнетание осуществляют непрерывно и с высоким расходом 76. Каждый период нагнетания становится прогрессивно длиннее, причем продолжительность каждого периода закрытия скважины остается установленной. Таким образом закрытие
30 скважины может иметь продолжительность 12 часов с начальной частотой закрытия скважин, составляющей один раз в день, затем до одного раза в неделю, и затем постепенно до одного раза в месяц. Этот способ увеличивает зону в пласте, подвергаемую воздействию температурного эффекта во время каждого цикла нагнетания и, таким образом, отклоняется от члена k в уравнении (1). С использованием расписания повышения и сдерживания дебита
35 скважины расход нагнетания ступенчато повышают и понижают в начале и в конце каждого

цикла нагнетания, соответственно. Это обеспечивает определение значения P_{frac} . Хотя это и не является предпочтительным, закрытие скважины может являться жестким для обеспечения значения P_{clos} . Закрытие скважины может быть проанализировано известным в данной области техники способом путем использования классических анализов падения давления для определения дополнительных параметров, таких как давление в резервуаре, произведение kh , режима потока и т.д. Эти данные могут быть использованы в качестве калибровочных данных во второй модели.

Испытание проверяют и анализируют в реальном времени на участке или удаленно. Первый цикл нагнетания анализируют во время его закрытия скважины для подтверждения факта разрыва и определения, при каком давлении/расходе он произошел. При отсутствии разрыва, может быть произведена замена насосов или может быть рассмотрено внедрение загустителя для увеличения вязкости текучей среды. В случае явной поломки, это должно быть учтено. Второй цикл может быть модифицирован на основании результатов первого цикла, из которых могут быть произведены улучшения в форме модификаций расписания изменения расхода и продолжительности нагнетания с высоким расходом. Анализ повторяют для каждого цикла.

Со ссылкой на фиг. 4, изображен график изменения давления 78 в зависимости от времени 80, причем данные изображены в форме отдельных точек 82a-i измерений испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды. Затем подбирают модель 84, описывающую увеличение температурных напряжений вокруг скважины, к данным измерений для оценки параметра (AT) температурного напряжения и минимального напряжения (σ_{min}) в пласте. Специалистам в данной области техники будет понятно, что подбор может быть ручным подбором или осуществлен посредством использования линейной функции Лангранжа.

Каждый цикл нагнетания обеспечивает два значения P_{frac} . Модель подбирают к этим данным для извлечения наилучших значений параметра (AT) температурного напряжения и минимального напряжения (σ_{min}) в пласте. Каждый новый цикл нагнетания обеспечивает два новых значения P_{frac} . Модель повторно подбирают ко всей совокупности данных, включая эти новые значения, для вычисления AT и σ_{min} . Процесс повторяют для каждого цикла до стабилизации наилучших совпадений для AT и σ_{min} . Это показано на фиг. 5, изображающей значения 86 с наилучшим совпадением 88 после n циклов в пределах стабилизированной полосы 90 пропускания в зависимости от времени или объема 92.

Полный анализ закрытия каждого цикла обеспечивает обеспечение и контроль качества необработанного набора данных *Pfrac* и позволяет определить возможные источники ошибки, например, вариация давления в резервуаре.

- 5 Специалистам в данной области техники будет понятно, что могут быть использованы решения в замкнутой форме или числовые модели. В любом из этих случаев обеспечивается дискретизация истории нагнетания (расход Q нагнетания и температура на забое): более конкретно, создается кривая температуры на забое в зависимости от нагнетаемого объема (V).

10 Для решений в замкнутой форме устанавливают распределение температуры в области, подверженной тепловой конвекции; ядерные решения, предложенные Перкинсом и Гонзалесом, используют в сочетании с теоремой суперпозиции – т.е. линейной задачей – для вычисления изменений нагрузки в области, подверженной температурным эффектом; и
 15 вычисляют колебание давления разрыва рядом со скважиной в зависимости от времени. На фиг. 6 показано изображение измеренного колебания давления 94 разрыва в зависимости от времени 96 вокруг нагнетательной скважины. Это показано в реальном времени 98 и в качестве ретроспективного анализа 100. Это иллюстрирует то, что давление 102 в резервуаре, но в основном температура нагнетания и образование холодных зон, влияют на
 20 давление разрыва.

Для числовых моделей два решения могут обеспечить вычисление колебания давления разрыва вокруг скважины в зависимости от времени. «Классический» способ включает использование модели потока, которая учитывает тепловую конвекцию (обычно на основе
 25 метода конечных разностей) и затем ее связывают с механической моделью (обычно на основе метода конечных элементов). Альтернативно, может быть использована полностью связанная модель, одновременно вычисляющая расход, теплопередачу и механические свойства. Однако это требует сложных численных методов решения, не распространенных в нефтедобывающей промышленности – например, смешанный элемент, измельчение сетки
 30 и т.д.

В любом из этих случаев может быть также рассмотрена модель гидроразрыва, т.е. числовая модель или асимптотические решения (модель трещины Перкинса-Керна-Нордгерна («РКН»), Геертсма Клерк («GdK») и т.д.).

Наилучшие совпадения для значений AT и σ_{min} могут быть внедрены в модель резервуара или другие модели, известные специалистам в данной области техники, из которых могут быть вычислены параметры нагнетания. Эти параметры нагнетания будут являться температурой нагнетаемой текучей среды, расходом текучей среды на насосе, продолжительностью нагнетания текучей среды и объемом нагнетания текучей среды.

Если разработка 10 месторождения содержит больше чем одну нагнетательную скважину, исследование приемистости скважины предпочтительно осуществляют на каждой нагнетательной скважине 12а-с. Наилучшие совпадения для значений AT и σ_{min} определяют для каждой скважины 12а-с, и вводят эти значения в модель резервуара, выполненную с возможностью прогноза всей разработки 10. При этом параметры нагнетания для скважин 12а-с выбирают таким образом, чтобы удовлетворять общую потребность в объеме повторного нагнетания пластовой воды, при этом обеспечивая идеальный баланс масс. Другие факторы, которые необходимо учитывать, такие как имеют ли скважины 12а-с один общий насос, могут ограничивать выбираемые параметры нагнетания.

Для того, чтобы проиллюстрировать важность определения значений параметра (AT) температурного напряжения и минимальной нагрузки (σ_{min}), делается ссылка на фиг. 7. Это обеспечивает анализ истории на четырех водонагнетательных скважинах. Указанные четыре соседние скважины расположены в одном резервуаре на расстоянии нескольких сотен метров друг от друга. Толщина, пористость и давление в резервуаре измеряют из заканчивания и сведений бурового журнала отдельных скважин. Значение давления в резервуаре устанавливают на подготовительном этапе. Траектория нагружения была установлена в качестве константы 0,8. Значения параметра температурного напряжения и минимальной нагрузки вычисляют для каждой скважины с использованием доступных данных измерений. Они демонстрируют колебание, составляющее 84%, в параметре температурного напряжения между скважинами через неоднородности пласта. Также присутствует колебание, составляющее 13%, в минимальной нагрузке по скважинам, которое указывает на воздействие трещин. Такие большие колебания в значениях параметра (AT) температурного напряжения и минимального напряжения (σ_{min}) сильно влияют на производительность скважин и коэффициент выработки в эксплуатации. Таким образом ранее определение этих характеристик температурного напряжения для каждой скважины обеспечивает оптимальную программу нагнетания.

Следовательно, исследование приемистости скважины обеспечивает две основных информационных составляющих, требуемых для оптимального планирования разработки месторождения:

–Значение глобального параметра температурного напряжения для разработки системы нагнетания воды.

–Глобальные параметры потока резервуара путем интерпретации исследований скважины, которые могут быть использованы в качестве калибровочных точек для модели резервуара.

Принципиальное преимущество настоящего изобретения заключается в обеспечении способа для программы нагнетания в скважину, в котором исследование приемистости скважины используют для определения характеристик температурного напряжения действующей скважины во время запуска.

Другое преимущество настоящего изобретения заключается в обеспечении способа для программы нагнетания в скважину, в котором исследование приемистости скважины используют для определения более точных значений для параметров, используемых в интерпретации данных исследования скважины.

Предшествующее описание изобретения было представлено в целях иллюстрации и описания, и не является исчерпывающим или ограничивающим настоящее изобретение в точной раскрытой форме. Описанные варианты реализации были выбраны и описаны с целью наиболее эффективного пояснения принципов изобретения и его практического применения, чтобы позволить специалистам в данной области техники наиболее эффективно использовать изобретение в различных вариантах реализации и с различными модификациями, в соответствии с конкретным предполагаемым применением. Следовательно, другие модификации или улучшения могут быть осуществлены без отклонения от объема изобретения, предусмотренного в настоящем документе.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

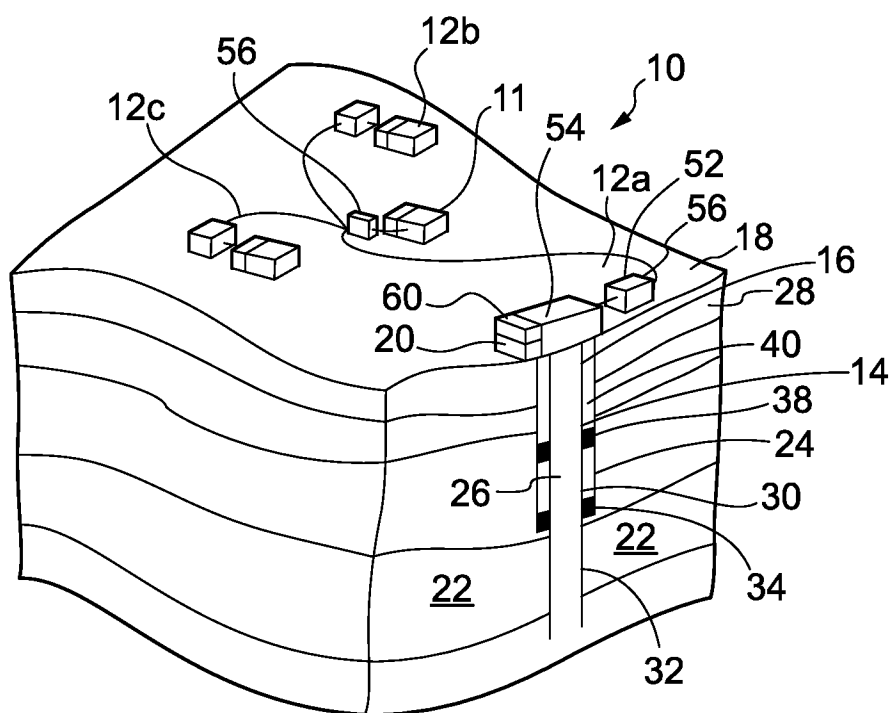
1. Способ для программы нагнетания в скважину, включающий следующие этапы:
 - (a) нагнетание текучей среды в скважину;
 - (b) изменение расхода нагнетаемой текучей среды;
 - (c) измерение давления, температуры и расхода в скважине при изменении расхода для обеспечения данных измерений;
 - (d) подбор первой модели к данным измерений для оценки одной или более характеристик температурного напряжения скважины;
 - (e) ввод указанной одной или более характеристик температурного напряжения во вторую модель и
 - (f) определение параметров нагнетания из второй модели.
2. Способ по п. 1, включающий этапы осуществления последовательности испытаний путём скачкообразного изменения расхода нагнетаемой воды и измерения давления разрыва.
3. Способ по п. 1, включающий этапы осуществления циклирования нагнетания и анализа падения давления.
4. Способ по любому предыдущему пункту, включающий этап ступенчатого увеличения расхода до максимального значения за период нагнетания.
5. Способ по любому предыдущему пункту, включающий этап ступенчатого уменьшения расхода от максимального значения за период нагнетания.
6. Способ по любому предыдущему пункту, включающий этапы закрытия скважины на установленные периоды времени между увеличивающимися периодами нагнетания.
7. Способ по любому предыдущему пункту, в котором первая модель описывает увеличение температурных напряжений вокруг скважины на данных измерений для оценки характеристики температурного напряжения.

8. Способ по любому предыдущему пункту, в котором указанная одна или более характеристик температурного напряжения представляет собой параметр температурного напряжения.
- 5
9. Способ по любому предыдущему пункту, в котором указанная одна или более характеристик температурного напряжения представляет собой минимальное значение напряжения в пласте.
- 10
10. Способ по любому предыдущему пункту, в котором вторая модель представляет собой модель резервуара.
11. Способ по любому предыдущему пункту, в котором вторая модель представляет собой модель гидроразрыва.
- 15
12. Способ по любому предыдущему пункту, в котором давление, температура и расход измеряют датчиками на поверхности скважины.
13. Способ по любому предыдущему пункту, в котором указанный по меньшей мере один скважинный датчик используют для измерения давления в скважине.
- 20
14. Способ по п. 12 или п. 13, в котором частота съема данных датчиков составляет 1 Гц или менее.
- 25
15. Способ по п. 14, в котором частота съема данных датчиков составляет от 0,2 Гц до 1 Гц.
16. Способ по любому предыдущему пункту, в котором данные измерений анализируют в реальном времени.
- 30
17. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает этап измерения давления для различных температур нагнетаемой текучей среды.

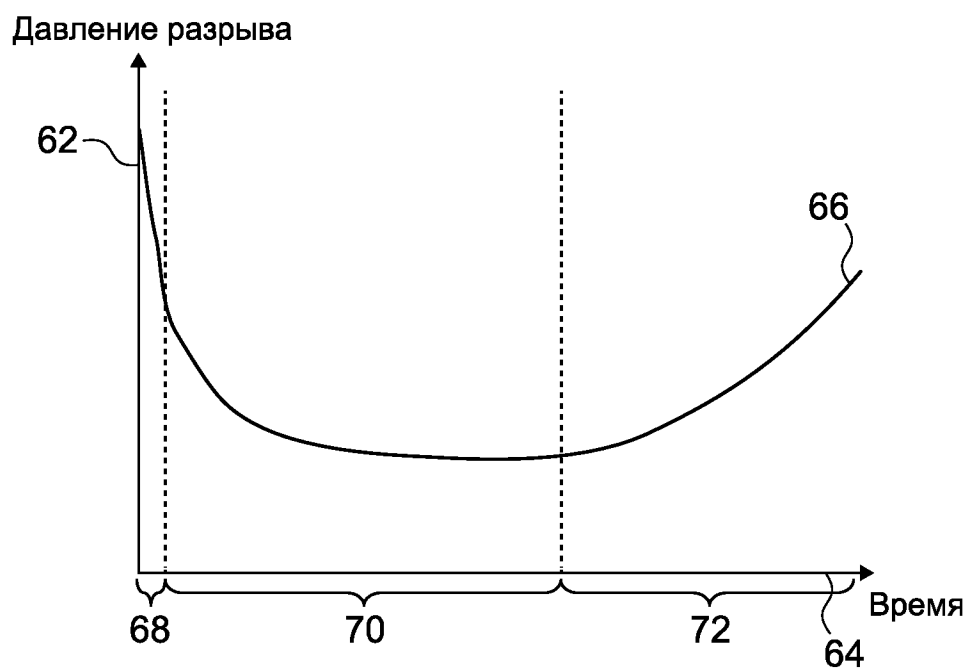
18. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает этап измерения давления и расхода во время первого цикла нагнетания и определения того, произошел ли разрыв.
- 5 19. Способ по п. 18, в котором параметры для второго цикла нагнетания определяют из первого цикла нагнетания.
20. Способ по п. 19, в котором этап повторяют для последующих циклов нагнетания.
- 10 21. Способ по любому предыдущему пункту, в котором нагнетаемая текучая среда представляет собой воду.
22. Способ по п. 21, в котором нагнетаемую текучую среду выбирают из группы, содержащей: фильтрованную морскую воду или нефильтрованную морскую воду.
- 15 23. Способ по п. 21 или п. 22, в котором нагнетаемая текучая среда подвергается химической обработке.
- 20 24. Способ по любому из пунктов 21 - 23, в котором нагнетаемая текучая среда содержит загуститель.
- 25 25. Способ по любому предыдущему пункту, в котором параметры нагнетания в скважину выбирают из группы, содержащей: температуру нагнетаемой текучей среды, расход текучей среды на насосе, продолжительность нагнетания текучей среды и объем нагнетания текучей среды.
- 30 26. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает другой этап осуществления нагнетания в скважину с использованием параметров нагнетания в скважину.
27. Способ по любому предыдущему пункту, в котором способ включает дополнительный этап осуществления этапов на одной или более дополнительных

скважинах, а вторая модель совмещает характеристики температурного напряжения со всех скважин для определения отдельных параметров нагнетания в скважину.

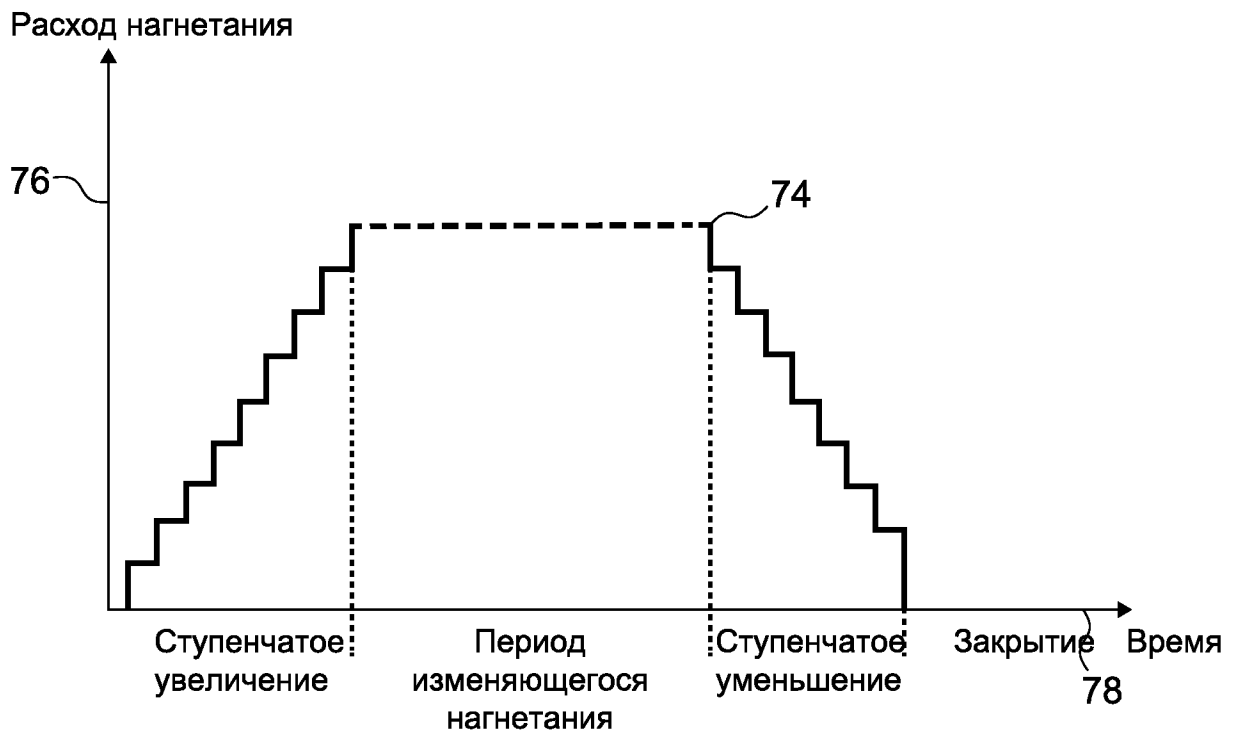
1/4



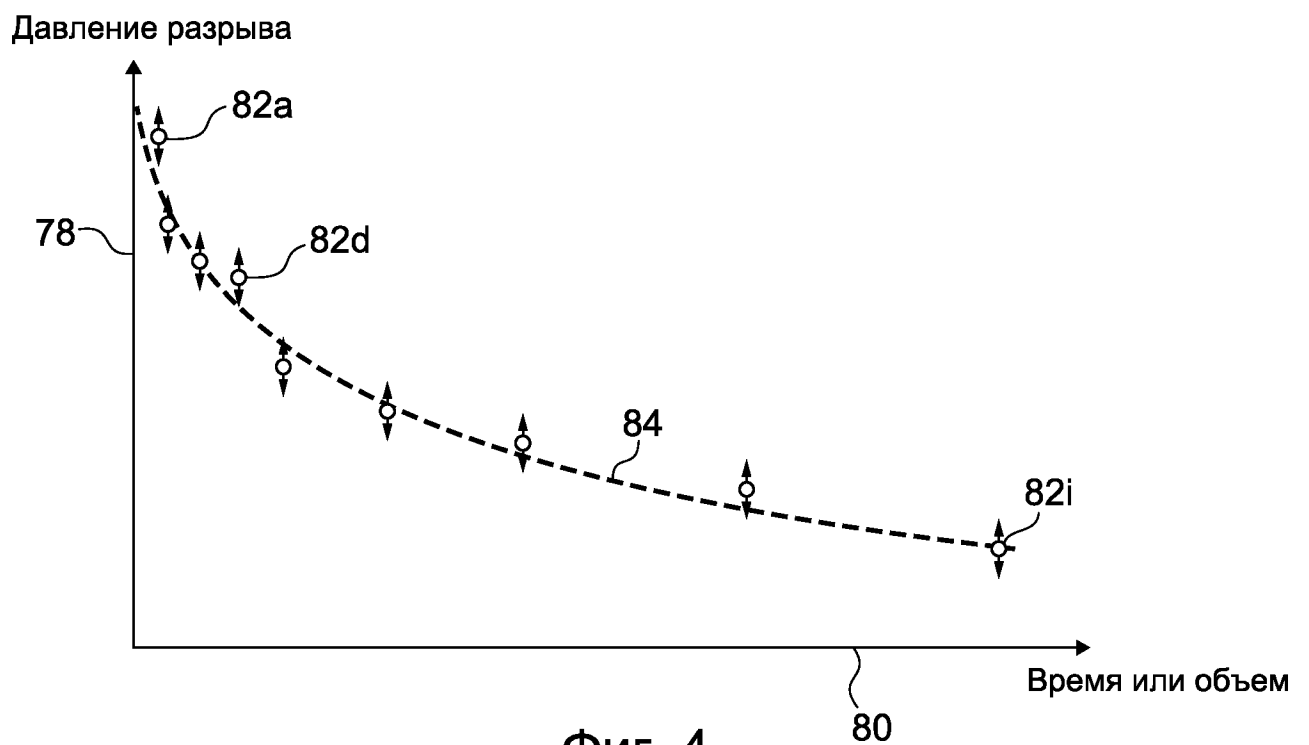
Фиг. 1



Фиг. 2

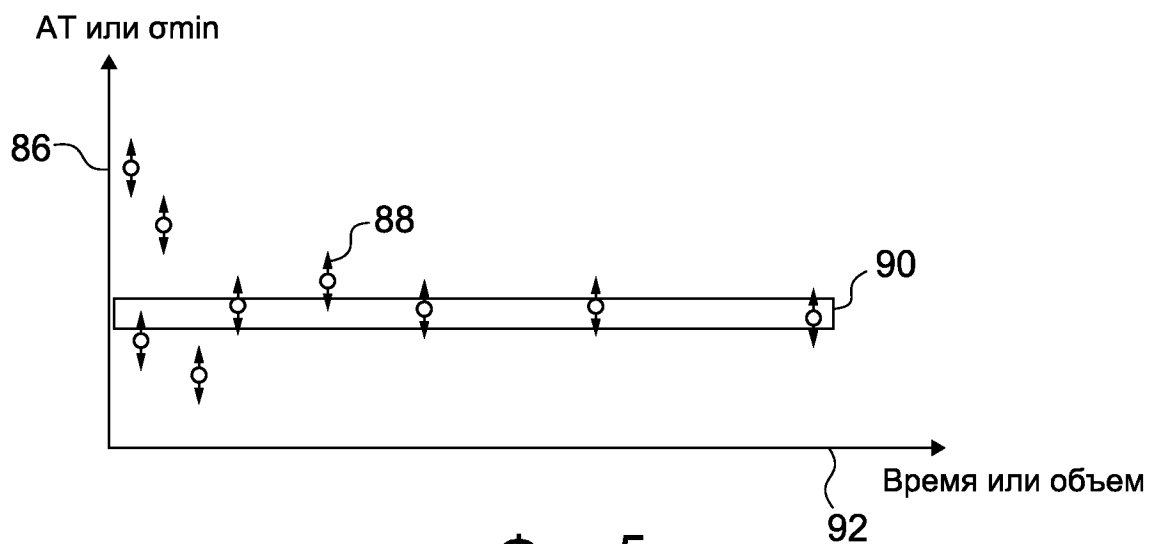


Фиг. 3

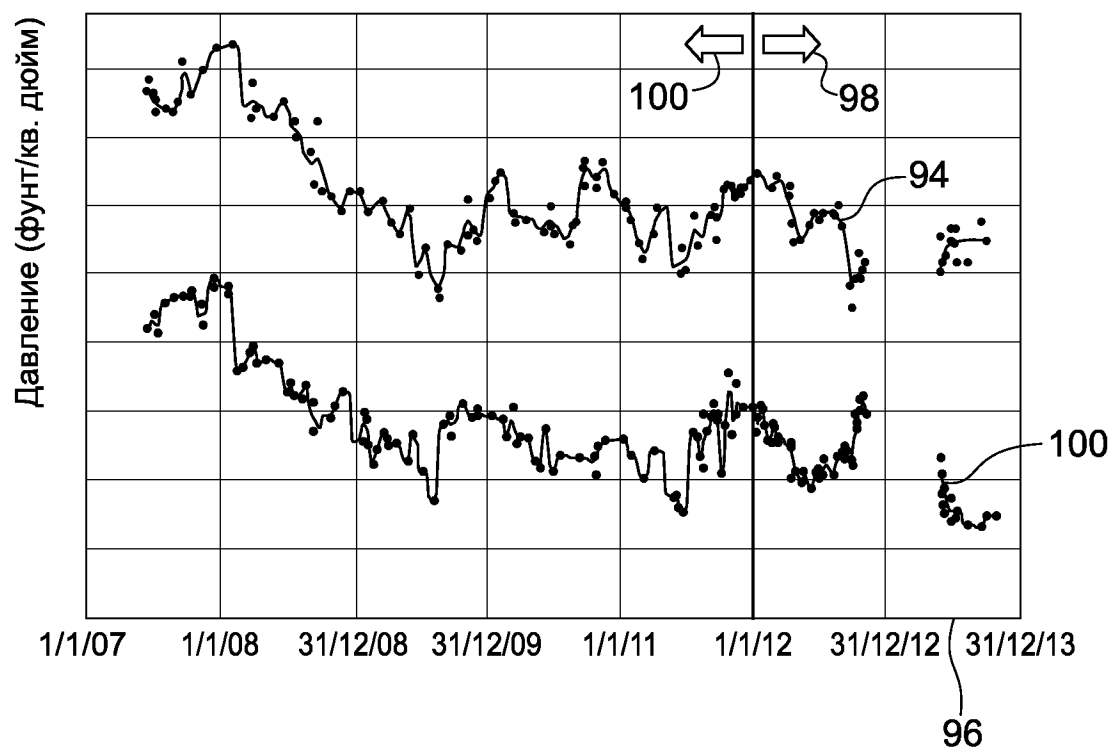


Фиг. 4

3/4



Фиг. 5



Фиг. 6

СКВАЖИНА	ТОЛЩИНА (м)	ПОРИСТОСТЬ (%)	ДАВЛЕНИЕ В РЕЗЕРВУАРЕ (фунт/кв. дюйм)	ТРАЕКТОРИЯ НАГРУЖЕНИЯ (фунт/кв. дюйм/ фунт/кв. дюйм)	ПАРАМЕТР ТЕМПЕРАТУР- НОГО НАПРЯЖЕНИЯ (фунт/кв. дюйм/°C)	МИНИМАЛЬНАЯ НАГРУЗКА (фунт/кв. дюйм)
1	30,78	22,1	4764	0,8	27,5	7200
2	34,44	24	4966	0,8	15	6750
3	16,15	22,6	4826	0,8	27,5	7500
4	36,42	23,4	4571	0,8	17	6650

4/4

Фиг. 7