

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202393584** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2024.07.08

(22) Дата подачи заявки
2023.12.29

(51) Int. Cl. *E21B 7/04* (2006.01)
G06F 17/18 (2006.01)
G06F 15/16 (2006.01)
G06N 3/02 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

(96) **2023000231 (RU) 2023.12.29**

(71) Заявитель:
**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ
НЕФТЬ" (RU)**

(72) Изобретатель:

**Кондратьев Артем Юрьевич, Волков
Георгий Владимирович, Мукминов
Искандер Раисович, Пичугин
Захар Алексеевич, Макушева
Мария Владимировна, Орлов
Евгений Геннадьевич, Сайфутдинов
Азат Ниязович, Березовский
Юрий Сергеевич, Трушко Артём
Станиславович (RU)**

(74) Представитель:

Чугункина Л.А. (RU)

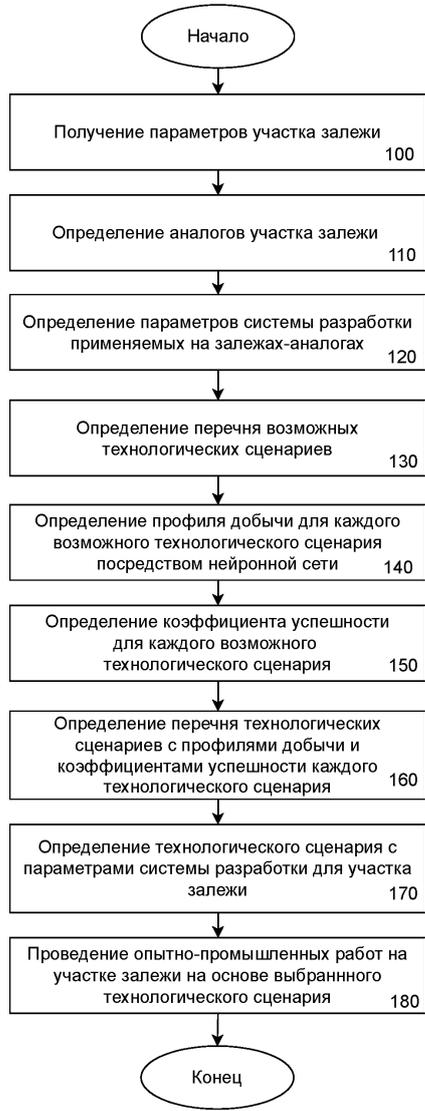
(57) Группа изобретений относится к способам проведения опытно-промышленных работ на месторождении на основе рекомендуемых технологических сценариев для заданного участка или залежи, полученного с учетом географических, геологических и геомеханических характеристик объекта разработки, технологических рисков и ограничений, а также успешности применения выбранной технологии, и может быть использовано в добывающей отрасли промышленности на нефтегазовых месторождениях. Сущность группы изобретений заключается в предложенном способе проведения опытно-промышленных работ на месторождении. Технический результат, на достижение которого направлена группа изобретений, заключается в обеспечении определения технологического сценария с параметрами системы разработки участка месторождения, обеспечивающих максимально возможную добычу углеводорода при разработке участка месторождения, за счет того, что при определении технологического сценария учитывают все возможные риски разных технологических сценариев.

A1

202393584

202393584

A1



Способ определения параметров системы разработки месторождения

Группа изобретений относится к способам проведения опытно-промышленных работ на месторождении на основе рекомендуемых технологических сценариев для заданного участка или залежи, полученного с учетом географических, геологических и геомеханических характеристик объекта разработки, технологических рисков и ограничений, а также успешности применения выбранной технологии и может быть использована в добывающей отрасли промышленности на нефтегазовых месторождениях.

Известен способ разработки месторождения полезных ископаемых, при выполнении которого осуществляют бурение как минимум первой скважины с параметрами расположения, общими для множества сценариев разработки, оценивают результат как минимум одной первой скважины, осуществляют бурение первой последовательности последующих скважин с параметрами расположения, общими для первого подмножества сценариев разработки, где первое подмножество выбирается из множества сценариев разработки на основе как минимум результата первой скважины, где первая последовательность последующих скважин включает как минимум одну скважину, при этом множество сценариев разработки заключается в предварительно рассчитанное руководство по разработке, а первое подмножество сценариев разработки выбирается путем сравнения как минимум одного результата измерения с первой скважины с множеством возможных значений как минимум одного параметра неопределенности продуктивного пласта в руководстве по разработке, при этом способ реализуется системой, где система состоит из отдельных программных модулей, при этом каждый отдельный программный модуль содержится на машиночитаемом информационном носителе, и где отдельные программные модули включают модуль построителя дерева, модуль производства руководства по разработке и модуль исполнения руководства по разработке, а предварительный расчет руководства по разработке выполняется с помощью названного модуля построителя дерева, обеспечивающего расчет объема добычи нефти, и модуля производства руководства по разработке, работающих на как минимум одном аппаратном процессоре; и выбор первого подмножества сценариев разработки выполняется с помощью названного модуля исполнения руководства по разработке, работающего на как минимум одном названном аппаратном процессоре, при этом осуществляют оценивание результата

как минимум одной первой скважины (результата бурения и/или промысловых показателей начального этапа эксплуатации) [RU2692379, дата публикации: 24.06.2019 г. МПК: G06F 17/50; E21B 49/00; E21B 41/00]. Общими признаками заявленного и известного решений являются наличие перечня (множества) технологических сценариев разработки, определение возможных значений параметров разработки для множества возможных технологических сценариев.

Известен способ выполнения операции бурения на нефтяном месторождении, при выполнении которого определяют множество факторов обследования по меньшей мере для одной буровой площадки нефтяного месторождения, определяют множество коэффициентов бурения, соответствующих по меньшей мере одному участку запланированной траектории по меньшей мере одной буровой площадки, конфигурируют модель бурения для каждой из по меньшей мере одной буровой площадки на основании множества факторов разведки и множества факторов бурения, осуществляют сбор данных бурения в режиме реального времени для создания прогнозируемой производительности бурения на основе модели бурения, определяют производительность бурения с использованием данных бурения в реальном времени, осуществляют выборочную корректировку модели бурения для создания скорректированной модели бурения в режиме реального времени путем сравнения измеренной производительности бурения с прогнозируемой производительностью бурения. Способ раскрывает возможность применения инструкций для конфигурирования модели бурения для каждой из по меньшей мере одной скважины на основе множества факторов исследования и множества факторов бурения и выборочной настройки модели бурения в отношении множества сценариев бурения для генерации оптимального сценария бурения [US2009152005A1, дата публикации: 18.06.2009 г. МПК: E21B 44/00; E21B 44/02; G06F 19/00]. Общими признаками заявленного и известного решений являются наличие множества возможных сценариев разработки, определение оптимального технологического сценария для разработки.

В качестве прототипа выбран способ проектирования скважины с использованием автоматизированной системы проектирования скважин, включающий этапы, при выполнении которых выбирают одну или несколько задач в диспетчере задач, проверяют с помощью зависимостей задач правильный порядок решения одной или нескольких задач, извлекают с помощью указанного диспетчера задач из базы данных задач один или нескольких наборов инструкций, связанных с указанной одной или несколькими задачами, выбранными в диспетчере задач и проверенных с помощью указанной зависимости задачи, извлекают указанным диспетчером задач из диспетчера доступа один или несколько наборов информации о входных данных, связанных с указанным одним или более наборами

инструкций, извлеченных указанным диспетчером задач из указанной базы данных задач, проверяют условия, что один или каждый набор входных данных в указанном количестве наборов входных данных, извлеченных указанным диспетчером задач из диспетчера доступа, получен соответствующим одним или несколькими наборами инструкций, извлеченными указанным диспетчером задач из заданного база данных задач, выполняют указанным диспетчером задач указанный один или более наборов инструкций и используют указанным диспетчером задач ранее упомянутые один или более входных данных во время выполнения операции, тем самым создавая набор результатов, регистрируют или визуально отображают указанную базой данных задачи представления заданного набора результатов на записывающем или отображающем устройстве. Представленная система вырабатывает последовательность планирования рабочих операций, используя последовательности установленных по умолчанию рабочих операций для аналогичных участков ствола скважины и конечных условий, при этом продолжительности выполнения рабочих операций извлекаются из таблиц, содержащих данные информации по умолчанию о наилучшем практическом опыте, а в процессе функционирования системы прогнозируются рабочие характеристики скважины при различных сценариях заканчивания и планируются испытания для получения характеристик добычи. Представленный способ раскрывает возможность исключения оборудования, которое по своим характеристикам не подходит для выполнения той или иной операции. При этом представленный способ позволяет на основе входных данных пользователя и параметров земных характеристик, а также различных каталогов для вычислений и представления оптимизированного проекта скважины создавать множество технологий, а также сценариев выполнения буровых работ, который предусматривает анализ экономических показателей и рисков [EA013694B1, дата публикации: 30.06.2010 г., МПК: E21B 7/04; G06F 15/16; G06F 9/50]. Общими признаками заявленного и известного решений являются наличие множества технологий (технологических сценариев) работ (разработки), определение показателей разработки для множества технологических сценариев.

Общим недостатком известных технических решений, в том числе прототипа, является невозможность определения технологического сценария разработки участка залежи и осуществления комплексной оценки рисков, которые могут возникнуть при реализации того или иного технологического сценария разработки участка залежи, поскольку все известные технические решения в том или ином виде раскрывают только сценарии разбуривания или сценарии оптимизации программы бурения в процессе проектирования скважин.

Так, например, решение из патента RU2692379 раскрывает сценарий разбуривания, состоящий из комбинации параметров расположения скважин в соответствии с оценочными и добывающими скважинами. Такой сценарий включает перечень мероприятий для выполнения в ходе разработки залежи (например, устройство производственных мощностей и инфраструктуры, бурение добывающих скважин с заданными параметрами расположения, бурение оценочных скважин и получение из них информации, получение информации из ранее пробуренных добывающих скважин). При этом в патентах US2009152005A1 и EA013694B1 раскрыты сценарии оптимизации программ бурения, траектории и конструкции конкретной скважины в зависимости от собранных данных в режиме реального времени. При этом ни одно из представленных решений не раскрывает сценарии, которые позволили бы учесть различные технологии бурения, заканчивания, гидроразрыва пласта и различные конструкции скважин (различные технологические сценарии с параметрами системы разработки).

Касательно оценки рисков – только решение EA013694B1, выбранное в качестве прототипа, раскрывает такую возможность, однако при его осуществлении учитываются лишь риски возникновения стандартных ситуаций в процессе бурения, и при этом не учитывается влияние технологических показателей эффективности (дебит добычи, коэффициенты успешности сценариев) на каждом этапе, в том числе таких как: зрелость компонент, использование новых материалов, масштабов или принципов работы, а также влияние компонентов друг на друга в общей архитектуре системы разработки. При этом решение RU2692379, выбранное в качестве аналога, раскрывает прогнозирование объема добычи на основе заранее рассчитанного варианта, что позволяет учитывать риски, однако в данной области техники такой способ прогнозирования объема добычи является тривиальным.

Вследствие этого на данный момент отсутствует способ определения параметров системы разработки месторождения для проведения опытно-промышленных работ, который позволил бы с высокой точностью определить наиболее подходящий технологический сценарий разработки участка залежи, учитывающий различные технологии, применяемые на аналогичных участках и позволяющий принять во внимание не только риски, возникающие при непосредственной разработке участка, но и риски, связанные с внедрением новых технологий и интеграцией таких технологий в существующие проекты, то есть позволяющий определить самый оптимальный технологический сценарий разработки участка залежи из множества технологических сценариев с учетом всех рисков по множеству технологических сценариев, коэффициентов успешности и предварительно определенных профилей добычи, то есть такой

технологический сценарий, при котором обеспечивается максимально возможная добыча углеводорода с учетом всех возможных рисков при разработке месторождения.

Техническая проблема, на решение которой направлена группа изобретений, заключается в необходимости расширения функциональных возможностей и необходимости совершенствования и повышения эффективности способа определения параметров системы разработки для проведения опытно-промышленных работ на месторождении.

Технический результат, на достижение которого направлена группа изобретений, заключается в обеспечении определения технологического сценария с параметрами системы разработки участка месторождения, обеспечивающих максимально возможную добычу углеводорода при разработке участка месторождения, за счет того, что при определении технологического сценария учитывают все возможные риски разных технологических сценариев.

Технический результат достигается за счет того, что способ определения параметров системы разработки месторождения включает этапы, на которых осуществляют:

- получение параметров участка залежи;
- определение аналогов участка залежи на основе параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести;
- определение параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах;
- определение перечня возможных технологических сценариев, каждый из которых состоит из набора параметров системы разработки, на основе параметров участка залежи и предварительно сформированной матрицы несовместимости технологий, в которой содержатся недопустимые технологические сценарии;
- определение профиля добычи для каждого возможного технологического сценария на основе параметров участка залежи посредством нейронной сети;
- определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария на основе матрицы, содержащей значения по меньшей мере: уровня развития технологии, уровня интеграции технологии и допустимости совместного использования технологий;
- определение перечня технологических сценариев с профилями добычи и коэффициентами успешности каждого технологического сценария;
- определение технологического сценария с параметрами системы разработки для участка залежи;
- проведение опытно-промышленных работ на участке залежи на основе выбранного технологического сценария с параметрами системы разработки.

Также технический результат достигается за счет того, что способ (вариант 2) определения параметров системы разработки месторождения включает этапы, на которых осуществляют:

- получение параметров участка залежи;
- определение аналогов участка залежи на основе параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести;
- определение параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах;
- определение перечня возможных технологических сценариев, каждый из которых состоит из набора параметров системы разработки на основе параметров участка залежи и предварительно сформированной матрицы несовместимости технологий, в которой содержатся недопустимые технологические сценарии;
- определение профиля добычи для каждого возможного технологического сценария на основе параметров участка залежи посредством нейронной сети;
- определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария на основе матрицы, содержащей значения по меньшей мере: уровня развития технологии, уровня интеграции технологии и допустимости совместного использования технологий;
- определение перечня технологических сценариев с профилями добычи и коэффициентами успешности каждого технологического сценария;
- определение технологического сценария с параметрами системы разработки для участка залежи.

Технический результат достигается за счет того, что система для определения параметров системы разработки месторождения, включающая по меньшей мере один процессор, оперативную память, и машиночитаемые инструкции для выполнения способа по варианту 2.

Под системой разработки понимается расположение добывающих и нагнетательных скважин, режим разработки, методы интенсификации притока углеводородов и гидравлического разрыва пласта (ГРП). Параметры системы разработки включают тип скважин, их конструкцию, длину горизонтального ствола скважины, вид заканчивания скважин, количество скважин на кустовой площадке, их взаимное расположение, расстояние между рядами скважин, между скважинами в ряду, плотность сетки скважин, количество стадий ГРП, массу проппанта, тип жидкости ГРП и технологические режимы закачки, что влияет на геометрию трещин ГРП и т.п.

Получение параметров участка залежи обеспечивает возможность дальнейшего определения аналогов данного участка залежи. Под участком залежи в рамках настоящей

группы изобретений подразумевается природное скопление (местоскопление, местонахождение) ископаемых углеводородов в недрах Земли, которое в результате тех или иных геологических процессов по количеству, качеству и горнотехническим условиям разработки пригодно для промышленной разработки с добычей объема углеводорода и соответственно с положительным экономическим эффектом. При реализации настоящей группы изобретений параметры участка залежи могут включать по меньшей мере: географические, геологические и геомеханические параметры. В качестве географических параметров могут быть представлены по меньшей мере: конкретные координаты местоположения участка залежи, область на карте и др. В качестве геологических параметров могут быть представлены по меньшей мере: данные о разломах, средней эффективной мощности коллектора, средней проницаемости, коэффициенте аномальности пластового давления, газовом факторе и др. В качестве геомеханических параметров могут быть представлены по меньшей мере: начальное пластовое давление, градиент горизонтального напряжения, средний динамический коэффициент Пуассона, средний динамический модуль Юнга и др. Значения этих параметров могут быть получены при проведении геологических исследований, на основе сейсмических и скважинных данных, а также на основе карт кровли комплекса, а также из иных источников.

Определение аналогов участка залежи обеспечивает возможность определения перечня параметров системы разработки, и соответственно перечня опытно-промышленных работ, проведенных на аналогах рассматриваемого участка залежи. Определение аналогов участка залежи осуществляют на основе полученных параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести. В рамках настоящего изобретения под индексом схожести подразумевается значение, показывающее насколько залежи близки друг к другу в соответствии с полученными параметрами. То есть, сравниваются параметры участка залежи и параметры других участков залежи. При реализации изобретения для расчета индекса схожести могут брать значения параметров других участков залежей из базы знаний по геологии (предварительно сформированная база с параметрами разработанных участков залежей), а также соответствующие им весовые коэффициенты (от 0 до 10, значение по умолчанию – 1) для приоритизации критериев схожести. При этом индекс схожести, рассчитываемый между двумя залежами, может принимать значения от 0 до 1, где 0 - нет схожести, 1 - объекты максимально аналогичны. Таким образом, определяют аналоги исследуемого участка залежи (аналоги, которые максимально похожи на исследуемый участок).

Определение параметров системы разработки и соответственно перечня опытно-промышленных работ, проведенных на залежах-аналогах могут осуществлять на основе

базы знаний по геологии, хранимой, например, в виде таблицы и содержащей сведения о вышеупомянутых работах с присвоенными им атрибутами.

Определение перечня возможных технологических сценариев позволяет получить перечень технологических сценариев, подходящих для разработки рассматриваемого участка залежи. В рамках настоящего изобретения этот процесс осуществляют на основе подобранных аналогов участка залежи и матрицы несовместимости технологий. В рамках настоящего изобретения технологический сценарий представляет собой набор технологий по разработке, которые в свою очередь содержат свои параметры дизайна (системы разработки), которые могут быть применены для разработки определенного участка залежи. Технологический сценарий состоит из набора технологий (решений) по части разработки, заканчивания, бурения и гидравлического разрыва пласта. При этом, каждый технологический сценарий характеризуется своим набором параметров системы разработки. При реализации изобретения перечень возможных технологических сценариев, реализованных на аналогах участка залежи, может быть определен из базы знаний по геологии или иной базы предметной области, в которой каждому участку аналогу присвоен по меньшей мере один технологический сценарий, по которому осуществлялась его разработка.

Матрица несовместимости обеспечивает возможность идентификации таких технологий или перечня технологий из обнаруженного перечня технологических сценариев разработки аналогов участка залежи, которые с учетом их дизайна не могут применяться совместно друг с другом. Такая матрица может быть получена путем моделирования технологических процессов различных сценариев (бурения, закачивания и т.п.) или путем опыта совместного применения таких технологий вместе на участке залежи. При реализации настоящей группы изобретений матрица несовместимости технологий может представлять собой таблицу, содержащую как категориальные, так и числовые параметры. При этом каждая строка таблицы может представлять собой технологический сценарий (комбинацию параметров), на который наложены определенные ограничения. Категориальные переменные соответствуют параметрам системы разработки сценария, в то время как числовые параметры (длина ствола, число стадий, тоннаж на стадию, расход рабочего агента) в матрице несовместимости означают критические величины, при превышении которых технологические сценарии считаются несовместимыми. В случае, если значение переменной в соответствующем столбце не обнаружено, то влияние компонента на совместимость отсутствует. Таким образом отсутствие технологического сценария в матрице означает его совместимость. При реализации настоящей группы

изобретений, на основе матрицы несовместимости определяют перечень возможных допустимых технологических сценариев разработки рассматриваемого участка залежи.

После этого для каждого возможного технологического сценария на основе полученных параметров участка залежи посредством нейронной сети осуществляют определение профиля добычи. В рамках настоящей группы изобретений в основе используемой нейронной сети лежит модель предсказания профиля добычи, основанная на сверточной нейронной сети, нейронной сети с прямой связью или рекуррентной нейронной сети. При реализации настоящей группы изобретений в качестве исходных данных для обучения модели могут быть представлены: расчетные значения профиля по технологическо-геологическим сценариям, результаты гидродинамического моделирования, основные и дополнительные гидродинамические расчеты, а также каталоги с конкретизацией технологических и геологических параметров для каждого технологического сценария.

Определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария позволяет оценить успешность его осуществления или риски его неосуществления на рассматриваемом участке залежи. Матрица для определения коэффициента успешности технологического сценария может представлять собой таблицу, содержащую перечень технологий, соответствующих этапам производства от бурения до повторного гидроразрыва пласта.

Для определения коэффициента успешности могут использовать матрицу, содержащую значения по меньшей мере: уровня развития технологии, уровня интеграции технологии и допустимости совместного использования технологий.

Уровень развития технологии (TRL - Technology Readiness Level) обеспечивает возможность выявления технологических показателей ее эффективности на каждом этапе проекта, предоставляет общее понимание о состоянии технологии на пути ее разработки, является средством оценки и управления рисками, принятия решений относительно финансирования и реализации технологии.

В рамках настоящей группы изобретений также используют значения показателей уровня интеграции технологии (IRL - Integration Readiness Level) и значения показателей готовности системы/технологического сценария (SRL - System Readiness Level).

Показатель интеграции технологии IRL отражает степень допустимости совместного использования технологий (чем выше значение IRL, тем более совместимыми являются технологии). Применение IRL в процессе оценки позволяет проверить, где находится зрелость технологии на шкале готовности к интеграции. Так же как TRL используется для оценки рисков, связанных с разработкой технологий, IRL

предназначается для оценки рисков связанных с интеграцией этих технологий. Показатель готовности системы/технологического сценария SRL позволяет оценить, как далеко продвинулась разработка, начиная от идеи её создания.

Помимо описанных показателей, в таблице присутствует еще один параметр - показатель готовности технологии к использованию в определенной среде (ENV-Environmental Readiness). На основании данных компонентов возможно определение как коэффициента успешности ($tCos/SRL(cos)$) для каждой технологии, входящей в технологически сценарий, так и коэффициента успешности ($tCos$) для всего сценария в целом, что расширяет возможности оценки рисков технологического сценария.

В рамках настоящей группы изобретений коэффициент ($tCos$) успешности может отображаться тремя различными способами:

- заранее вычисленный коэффициент $tCos$ успешности всего сценария и минимальный $tCos$ его компонентов (технологий);
- коэффициент $tCos$ конкретной технологии, входящей в состав технологического сценария;
- коэффициент $tCos$ всего технологического сценария.

Таким образом, совокупность существенных признаков изобретения позволяет оценить и определить успешный технологический сценарий с технологической и экономической точек зрения, а также с точки зрения существующего опыта проведения опытно-промышленных работ данного технологического сценария на аналогичных участках залежей (аналогах).

Благодаря этому обеспечивается достижение технического результата, заключающегося в обеспечении определения технологического сценария с параметрами системы разработки участка месторождения, обеспечивающих максимально возможную добычу углеводорода при разработке участка месторождения, за счет того, что обеспечивается возможность комплексной оценки рисков, которые могут возникнуть при реализации технологического сценария разработки участка залежи и таким образом упрощения, тем самым расширяются функциональные возможности и совершенствуется и повышается эффективность способа определения параметров системы разработки месторождения.

Группа изобретений обладает ранее неизвестной из уровня техники совокупностью существенных признаков, что свидетельствует о ее соответствии критерию патентоспособности «новизна».

Группа изобретений может быть выполнена из известных материалов с помощью известных средств, что свидетельствует о его соответствии критерию патентоспособности «промышленная применимость».

Из уровня техники не известны существенные признаки группы изобретений, ввиду чего оно соответствует критерию патентоспособности «изобретательский уровень».

Группа изобретений поясняется следующими фигурами.

Фиг.1 – Общая схема способа определения параметров системы разработки месторождения.

Фиг.2-4 – Пример перечня возможных технологий, входящих в технологический сценарий.

Фиг.5 –Пример шкалы для оценки значений уровня развития технологии (TRL), уровня интеграции технологии (IRL) и уровня готовности технологии к использованию в определенной среде (ENV).

Фиг.6 – Пример матрицы определения коэффициента успешности для технологического сценария разработки месторождения, в котором используется многоствольная скважина с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Фиг.7 – График оптимума, отражающий зависимость экономического параметра от изменения одного из технологических.

Фиг.8 – Система для реализации способа.

Для иллюстрации возможности реализации и более полного понимания сути изобретения ниже представлен вариант его осуществления, который может быть любым образом изменен или дополнен, при этом настоящее изобретение ни в коем случае не ограничивается представленным вариантом.

Способ определения параметров системы разработки месторождения осуществляют следующим образом (фиг. 1).

На этапе 100 получают параметры участка залежи. Получают координаты, а также геологические и геомеханические параметры, среди которых:

1. Географические – координаты и карта;
2. Геологические – параметры для типизации по геологии;
3. Геомеханические – параметры для типизации по геомеханике;

Ниже, в Таблице 1, приведены примеры геологических и геомеханических параметров участка залежи:

Таблица 1

Тип параметра	Название	Ед.измерения
---------------	----------	--------------

Геологический	Разломы	нет, единичные, системы кулисообразных разломов;
Геологический	Средняя эффективная мощность коллектора (ГИС)	м
Геологический	Средняя проницаемость (ГИС)	мД
Геологический	Коэффициент аномальности пластового давления	д.е.
Геологический	Средняя вязкость флюида в пластовых условиях	мПа·с
Геологический	Газовый фактор	м ³ /т (м ³ /м ³)
Геологический	Средняя нефтенасыщенность	д.е.
Геологический	Средняя плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³
Геологический	Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность коллектора (ГИС)	м
Геомеханический	Начальное пластовое давление	МПа
Геомеханический	Градиент горизонтального напряжения	атм./м
Геомеханический	Градиент начального давления закрытия	атм./м
Геомеханический	Средний динамический коэффициент Пуассона для песчаника	д.е.
Геомеханический	Средний динамический модуль Юнга для песчаника	ГПа
Геомеханический	Средний динамический коэффициент Пуассона для алевролита/аргиллита	д.е.
Геомеханический	Средний динамический модуль Юнга для алевролита/аргиллита	ГПа

Если какие-либо из параметров были получены с пропущенными значениями, то в дальнейшем могут использовать параметры залежей-аналогов.

После получения параметров используют для дальнейшего расчета индекса схожести и типизацию АТ.

На этапе 110 осуществляют определение аналогов участка залежи на основе параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести. Для этого параметры участка соотносят с таковыми у залежей, например, из базы знаний при помощи индекса схожести. При этом, могут соотносить только по одному типу параметра (например, только по геологическим параметрам), либо по двум типам параметров, либо по всем параметрам (геологические, геомеханические, географические).

Индекс схожести показывает, насколько залежи близки друг к другу в соответствии с полученными параметрами.

Индекс схожести, рассчитываемый между двумя залежами (залежь, по которой получили параметры и залежь, по которой уже проведена ее разработка и по которой известны параметры) с учётом весов параметров, принимает значения от 0 до 1 и считается в сотых долях единицы.

Определение индекса основывается на полученных параметрах. Поиск аналогов производится, если получен хотя бы один параметр, причём расчёт индекса происходит только по тем параметрам, которые известны по искомой исследуемой залежи, так и в залежи из базы знаний.

Общий балл за сходство определяется как средневзвешенное значение сходства:

$$\text{Similarity}(A, B) = \frac{\sum_{i=1}^n f_i(A_i, B_i) \cdot w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

где $\text{Similarity}(A, B)$ – индекс сходства между залежами А (целевая залежь) и В (залежь из базы знаний); $f_i(A_i, B_i)$ – функция расстояния между i -ми атрибутами, зависящая от типов сравниваемых параметров; w_i – вес каждого атрибута (параметра).

Для категориальных параметров значение критерия схожести равно:

$$f_i(A_i, B_i) = \begin{cases} 1, & A_i = B_i \\ 0, & A_i \neq B_i \end{cases}$$

- 1, если параметры двух залежей совпали;
- 0, если параметры двух залежей не совпали.

Для непрерывных параметров значение критерия схожести равно:

$$f_i(A_i, B_i) = \frac{\min(A_i, B_i)}{\max(A_i, B_i)}$$

Ниже в Таблице 2 приведен пример реальных исходных данных для определения индекса схожести, а также пример определения индекса схожести:

Таблица 2

№	Параметр	Значение у целевой залежи, (по которой были получены входные параметры)	Значение у залежи из базы знаний	Вес параметра
1	Эффективная мощность коллектора	7	10	2
2	Проницаемость	3	1.5	1
3	Разломы	нет	Система разломов	1
4	Вязкость	-	4	3
5	К-т АВПД	1.1	-	4

Полученные значения подставляют в функцию схожести:

$$\text{Similarity}(A, B) = \frac{\sum_{i=1}^n f_i(A_i, B_i) \cdot w_i}{\sum_{i=1}^n w_i} = \frac{\frac{7}{10} \cdot 2 + \frac{1.5}{3} \cdot 1 + 0 \cdot 1 + 0 + 0}{2 + 1 + 1 + 0 + 0} = 0.48.$$

Так как, значение индекса схожести между целевой залежью и залежью из базы знаний равно 0,48 (значение ближе к 0, чем к 1), то данная залежь из базы знаний не является аналогом целевой залежи.

Аналогично происходит сравнение параметров со всеми залежами из базы знаний по геологии.

Подбор залежей-аналогов на основе введенных параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести обеспечивает:

1. Получение залежей и их параметров из базы знаний по геологии;
2. Фильтрация залежей по ограничениям (диапазон параметров, тип АТ и т.п.);
3. Расчет индекса схожести для каждой залежи;
4. Сортировка залежей по убыванию индекса схожести;
5. Определение залежей аналогов с наибольшими значениями индекса схожести;
6. Сравнительный анализ выборки аналогов с целевой залежью;
7. Наследование или уточнение геологических и геомеханических характеристик участка залежи на основе параметров аналога;
8. Наследование или уточнение типизации по участку залежи на основе параметров аналога;
9. Определение перечня опытно-промышленных работ, проводимых на аналогах.

Таким образом, определяют:

1. Список залежей, имеющих схожие параметры с целевой исследуемой залежью, по которой получили параметры;
2. Перечень параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах;
3. Привязку к географическому кластеру целевой залежи;
4. Типизацию залежи, то есть определение класса (группа объектов с похожими свойствами) к которому принадлежит залежь.

На этапе 120 осуществляют определение параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах, которые получают на основе базы знаний. То есть, получили перечень опытно-промышленных работ, которые проводили на участках-аналогах, и соответственно получили параметры разработки.

На этапе 130 определяют перечень возможных технологических сценариев на основе подобранных аналогов участка залежи и параметров и предварительно сформированной матрицы несовместимости технологий, в которой содержатся недопустимые технологические сценарии.

Технологический сценарий представляет собой набор технологий и параметров их дизайна, которые могут быть применены для разработки определенного участка. При этом

не все технологии с учетом их дизайна могут применяться совместно друг с другом. Для идентификации таких технологий используется матрица несовместимости технологий. На фиг. 2-4 представлены примеры набора технологий технологического сценария.

Матрица несовместимости технологий представляет собой данные, например, в виде таблицы, содержащую как категориальные, так и числовые параметры. Матрица составляется по принципу несовместимости технологий, поскольку количество сценариев по совместимости очень велико, в то время как ограничения, накладываемые на сценарии, достаточно прозрачны и дублируются в разных технологических сценариях.

Каждая строка таблицы может представлять собой технологический сценарий (который состоит из комбинации параметров), на который наложены определенные ограничения. Категориальные переменные соответствуют параметрам системы разработки сценария, в то время как числовые параметры (длина ствола, число стадий, тоннаж на стадию, расход рабочего агента) в матрице несовместимости означают критические величины, при превышении которых описываемые сценарии считаются несовместимыми. Если значение параметра в соответствующем столбце отсутствует, это означает отсутствие влияния компонента на совместимость. Отсутствие сценария в матрице означает его совместимость.

В Таблице 3 приведен пример несовместимого сценария. Данная запись в матрице означает, что, если в качестве бурильного оборудования использовать винтовой забойный двигатель (ВЗД), в качестве бурового раствора – раствор на водной основе, а в качестве бурового инструмента – инструмента диаметром 102 мм, то длина ствола должна быть не более 500 м вне зависимости от марки бурового станка.

Таблица 3

Тип бурильного оборудования	Марка бурового станка	Тип бурового раствора	Тип бурового инструмента	Максимальная длина горизонтального ствола скважины	Конструкция скважины
ВЗД	Любой	Раствор на водной основе	Инструмент диаметром 102 мм	500	Стандартная

На основе матрицы несовместимости определяют перечень возможных допустимых технологических сценариев разработки рассматриваемого участка залежи.

На этапе 140 осуществляют определение профиля добычи для каждого возможного технологического сценария посредством нейронной сети.

В основе используемой нейронной сети лежит модель предсказания профиля добычи. В качестве исходных данных использовали данные, содержащие расчетные значения профиля по технологическо-геологическим сценариям, результаты гидродинамического моделирования, основные и дополнительные гидродинамические расчеты, а также каталоги с конкретизацией технологических и геологических параметров для каждого технологического сценария. Исходные данные использовались для создания датасета, на котором обучалась модель предсказания профиля добычи. Далее модель машинного обучения с использованием параметров участка залежи определила для каждого возможного технологического сценария профиль добычи.

На этапе 150 осуществляют определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария. Для этого используют матрицу, содержащую значения по меньшей мере: показателя уровня развития технологии, показателя готовности технологии к использованию и показателя допустимости совместного использования технологий. Данный этап может быть осуществлен одновременно с расчетом профиля добычи или последовательно по мере выполнения способа.

Основная задача данного этапа - оценка коэффициента $tCos$ успешности технологического сценария, состоящего из набора решений по бурению, гидроразрыва пласта и системе разработке.

Подход основан на использовании показателя уровня развития технологии для выявления технологических показателей эффективности технологии на каждом этапе проекта (TRL - Technology Readiness Level)

Шкала TRL используется для оценки зрелости компонент, включающих новые материалы, масштабы или принципы работы. Использование данной шкалы в настоящее время регулируется национальными стандартами, такими как ГОСТ Р 56861–2016 и ГОСТ Р 57194.1–2016. Пример шкалы TRL показан на фиг. 5.

В рамках настоящего изобретения дополнительно вводят значения показателей уровня интеграции (IRL- Integration Readiness Level) технологии и значения показателей уровня готовности системы/технологического сценария (SRL-System Readiness Level). Данные показатели отражают реальность того, что технологии не существуют в изоляции, а взаимодействуют по средствам связей в общей архитектуре системы.

Уровень интеграции технологий (IRL) дополняет метрики TRL интеграцией технологий. Совокупно метрики TRL и IRL всех технологий позволяют получить индекс для измерения готовности полной системы. Данный подход был адаптирован для решения задачи, связанной с оценкой готовности технологического сценария.

Уровень готовности системы оценивается как функция от TRL, IRL и ENV:

$$SRL = f(TRL, IRL, ENV),$$

где:

SRL – Уровень готовности технологического сценария;

TRL – Уровень развития технологии (УРТ);

IRL – Уровень интеграции технологии;

ENV – Уровень готовности технологии к использованию в определенной среде.

Для оценки показателей TRL, IRL, ENV принята 9-ти уровневая шкала (фиг. 5), используемая для оценки УРТ.

Для определения SRL необходимы данные:

- скважина пласт, отвечающий за строительство скважины;
- скважина-скважина, отвечающий за механизмы вытеснения углеводородов, систему поддержания пластового давления (ППД), методы увеличения нефтеотдачи.

Параметры по скважине-пласт декомпозированы в соответствии с этапами строительства скважины и отражают технологические решения для бурения и спуска обсадной колонны, конструкции скважины, бурения нижней/горизонтальной секции, спуск хвостовика, разобщение и инициацию зон гидроразрыва пласта, проведение операции гидроразрыва пласта и последующее освоение.

Все технологические элементы (параметры), входящие в сценарий, принимаются критическими, для определения коэффициента (tCos) успешности технологического сценария и последующего определения ENV используют минимальное значение коэффициента tCos, соответствующее самому не готовому технологическому сценарию.

Предлагаемый подход позволяет отразить структуру технологического сценария и даёт понимание о наборе технологий, их зрелости, готовности работать совместно и выполнять свои функции в конкретных горно-геологических условиях. Также существует возможность оценить то, на сколько готов технологический сценарий в целом и каждая ее технология в отдельности.

Матрица для расчета коэффициента (tCos) успешности технологического сценария может представлять собой таблицу, содержащую перечень технологий, соответствующих этапам производства от бурения до повторного гидроразрыва пласта. Коэффициент tCos представляет собой оценку успешности и рискованности использования конкретной технологии либо всего сценария в целом. Диапазон принимаемых им значений составляет от 0 до 1.

Каждая приведенная в матрице технология и ее дизайн (параметры) характеризуются значением показателя развития технологии TRL и значением показателя интеграции технологий IRL. Диапазон принимаемых значений данных показателей

составляет от 1 до 9. Показатель интеграции технологии IRL отражает степень допустимости совместного использования технологий (чем выше значение IRL, тем более совместимыми являются технологии).

Помимо описанных показателей в таблице присутствует еще один параметр - показатель готовности технологии работать в определенной среде (ENV). Диапазон принимаемых значений данного показателя также составляет от 1 до 9. На основании данных компонентов возможно определение как коэффициента tCos успешности для каждой технологии, входящей в технологически сценарий, так и коэффициента tCos успешности для всего сценария в целом.

Расчет коэффициента (tCos) успешности технологического сценария осуществляют следующим образом.

Коэффициент (tCos) успешности может отображаться тремя различными способами:

- заранее вычисленный коэффициент tCos успешности всего сценария и минимальный tCos его компонентов – используется для расчета EMV и отображении при ранжировании;
- коэффициент tCos конкретной технологии, входящей в состав технологического сценария – рассчитывается и может отображаться в интерфейсе при нажатии на конкретный компонент сценария;
- коэффициент tCos всего технологического сценария, полный расчет которого может выгружаться в виде таблицы Excel.

Основой для расчета является матрица tCos. В расчет данного параметра входят технологии, применяющиеся на этапах от бурения до разработки – всего 10 параметров (14 с учетом детализации по бурению): технология бурения, вид спуска обсадной колонны, конструкция скважины, вид бурения (с детализацией), спуск компоновки заканчивания, способ разобщения зон ГРП, способ инициации зон ГРП, тип ГРП, вид освоения, тип системы ППД. На фиг. 6 показаны примеры матрицы для расчета коэффициента успешности для технологического сценария разработки месторождения (для многоствольной скважины с многостадийным ГРП). Аналогично матрицы для расчёта коэффициента успешности для технологического сценарий разработки месторождения могут быть получены, например, для горизонтальной скважины с гибридным ГРП, для многоствольной скважины с гибридным ГРП.

Каждому вышеперечисленному компоненту соответствуют значения показателя: уровень развития технологии (TRL от 1 до 9), готовность технологии к использованию в условиях заданного типа АТ (ENV, от 1 до 9) и матрица интеграции технологий (IRL,

представляет собой матрицу 10x10, в точках пересечения между компонентами находятся значения готовности технологий к взаимной интеграции).

Используемые для расчета коэффициента tCos успешности технологического сценария параметры сгруппированы в два раздела (модуля): «скважина-пласт» и «скважина-скважина».

Разделение происходит в связи с тем, что некоторые параметры считаются не для каждого компонента в отдельности, а для всего модуля целиком. К модулю «скважина-скважина» относится тип системы ППД, остальные компоненты – к модулю «скважина-пласт».

Первым этапом расчета коэффициента tCos успешности является расчет ENV как среднее значение ENV элементов, входящих в него. Одновременно с этим для каждого компонента считается среднее арифметическое значение IRL – усреднение значений IRL по каждому компоненту. На основании этих параметров считаются IRL модулей. Затем, используя вышеупомянутые параметры, считается дополнительный параметр SRL как для каждого компонента, так и для всего сценария. Коэффициент tCos успешности определяется, как частное деления SRL на 9.

В системе, представленной на фиг. 8, при просмотре пользователем информации по конкретной технологии, являющейся составной частью технологического сценария, коэффициент tCos успешности элемента автоматически рассчитывается по описанному выше способу и отображается в таблице. Стоит отметить, что расчет и отображение коэффициента tCos успешности происходит только в том случае, когда рассматриваемый параметр входит в перечень входящих в матрицу tCos, т.е. для тех параметров, для которых расчет tCos возможен в принципе.

Полный расчет коэффициента tCos успешности для всего технологического сценария может выгружаться в формате .xlsx. Формируемая таблица содержит все исходные данные для расчета для конкретного сценария (TRL, ENV, IRL), промежуточные расчеты и финальные значения коэффициента tCos успешности.

В формируемой таблице также реализовано условное форматирование, облегчающее визуальное восприятие параметров. Также коэффициент tCos успешности участвует в ограничениях на генерацию технологических сценариев разработки месторождения. Если для определенной вариативности технологических параметров нет соответствующего описания расчета коэффициента tCos успешности, данный сценарий отбрасывается.

На этапе 160 осуществляют определение перечня технологических сценариев разработки месторождения с профилями добычи и коэффициентами успешности каждого

технологического сценария. Для этого используют ранжируемые технологические компоненты, которые разделены на 2 группы:

- 15 компонент, влияющих на профиль, из них 8 компонент влияет на расчет финансово-экономической модели (ФЭМ);
- 14 компонент, не влияющих на профиль, из которых 12 компонент влияют на ФЭМ.

После этого осуществляют ранжирование параметров, влияющих на ФЭМ, с учетом ограничений.

Перед генерацией сценариев были проанализированы параметры, влияющие на профиль добычи. Из которых было выделено 8 параметров которые прямо или косвенно участвуют в расчете капитальных расходов (CAPEX- capital expenditure), коэффициента $tCos$ успешности и матрицы несовместимости технологий.

По данным параметрам произведен выбор всех возможных вариантов технологических сценариев. После чего для каждого варианта произведен выбор всех возможных вариантов из параметров, не влияющих на профиль добычи с учетом ограничений и зависимостей параметров. Произведен расчет CAPEX и отсортирован по стоимости от меньшего к большему. После чего произведена проверка по матрице несовместимости технологий и рассчитан коэффициент $tCos$ успешности. Если одна из проверок не проходила, то производилось изменение параметра, не влияющего на стоимость разработки и затем брался сценарий более дорогой и так до того момента пока сценарий не удовлетворял всем условиям.

После этого осуществляют генерацию сценариев на основе базы знаний и гидродинамического моделирования с использованием рассчитанных профилей добычи для каждого сценария. Оценка дебита при том или ином технологическом сценарии должна основываться на расчетах ГДМ.

На выходе могут получать проранжированную таблицу сценариев, содержащую комбинации возможных технологий (включая, но не ограничиваясь перечнем технологий и параметрами системы разработки, представленными на фиг. 2-4), для которых оценен профиль добычи, на основе ФЭМ рассчитаны стоимостные показатели, в том числе NPV (сумма дисконтированных значений потока платежей), PI (индекс рентабельности инвестиций), соотношение CAPEX/Q (капитальных затрат к объему добычи), EMV(ожидаемая денежная стоимость), а также коэффициент $tCos$ успешности технологического сценария с учетом всех ограничений (в том числе минимальный).

По результатам работы системы выводятся обоснования предложенного варианта, среди которых:

- матрица tCos технологического сценария;
- наличие ОПР компонентов технологического сценария на объектах-аналогах;
- графики оптимума – зависимость экономического параметра от изменения одного из технологических, выбор осуществляется пользователем исходя из приемлемых рисков и имеющихся ограничений. В базовом варианте это максимальный EMV за добычу нефти. (Фиг.7).

На этапе 170 осуществляют определение технологического сценария с параметрами системы разработка для участка залежи исходя из наиболее важных показателей разработки месторождения.

Результаты данного подбора могут быть выведены следующими способами:

- таблица группировки сценариев;
- таблица рейтинга сценариев;
- график оптимума;
- пузырьковая диаграмма;
- дерево технологий.

В сгруппированной по технологиям таблице отображаются сценарии по:

- системе разработки (длина ГС, тип добывающей скважины);
- ГРП (число стадий, масса проппанта на стадию).

Данную таблицу можно ранжировать по экономическим и технологическим метрикам. И таким образом, определяют технологический сценарий для исследуемого участка, который содержит параметры системы разработки (включая, но не ограничиваясь перечнем технологий и параметрами системы разработки, представленными на фиг. 2-4), который обеспечит максимальной возможный объем добываемого углеводорода с учетом всех ограничений и параметров разработки месторождения.

На этапе 180 осуществляют проведение опытно-промышленных работ на участке залежи с учетом выбранного технологического сценария с параметрами системы разработки.

Система для определения технологического сценария разработки месторождения реализуется посредством пользовательской компьютерной системы 200 (Фиг. 8), содержащей шину 210, процессор 220, системную память 230, графический адаптер 240, устройство 250 вывода данных, графический интерфейс 251 и устройство 260 ввода данных, а также за счет подключенного к системе 200 по сети 270 сервера 280, к которому в свою очередь подключена база 281 данных, в которой хранятся сведения о месторождениях и их параметрах.

Таким образом обеспечивается достижение технического результата, заключающегося в обеспечении определения технологического сценария с параметрами системы разработки участка месторождения, обеспечивающих максимально возможную добычу углеводорода при разработке участка месторождения с учетом всех возможных рисков разных технологических сценариев, тем самым расширяются функциональные возможности и совершенствуется и повышается эффективность способа определения параметров системы разработки месторождения.

Формула изобретения

1. Способ определения параметров системы разработки месторождения, включающий этапы, на которых осуществляют:

- получение параметров участка залежи;
- определение аналогов участка залежи на основе параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести;

- определение параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах;

- определение перечня возможных технологических сценариев, каждый из которых состоит из набора параметров системы разработки на основе параметров участка залежи и предварительно сформированной матрицы несовместимости технологий, в которой содержатся недопустимые технологические сценарии;

- определение профиля добычи на основе параметров участка залежи для каждого возможного технологического сценария с использованием нейронной сети;

- определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария на основе матрицы, содержащей значения по меньшей мере: уровня развития технологии, уровня интеграции технологии и допустимости совместного использования технологий;

- определение перечня технологических сценариев с профилями добычи и коэффициентами успешности каждого технологического сценария;

- определение технологического сценария с параметрами системы разработки для участка залежи;

- проведение опытно-промышленных работ на участке залежи на основе выбранного технологического сценария с параметрами системы разработки.

2. Способ по п.1, при выполнении которого параметры участка залежи включают, по меньшей мере, географические, геологические и геомеханические параметры.

3. Способ по п.1, при выполнении которого определение параметров системы разработки на залежах-аналогах осуществляют на основе базы знаний по геологии.

4. Способ по п.1, при выполнении которого определение коэффициента успешности осуществляют для каждой отдельной технологии из возможного технологического сценария.

5. Способ по п. 1, при выполнении которого каждый технологический сценарий содержит по меньшей мере следующие данные: набор технологий по части разработки, заканчивания, бурения и гидравлического разрыва пласта.

6. Способ определения параметров системы разработки месторождения, включающий этапы, на которых осуществляют:

- получение параметров участка залежи;
- определение аналогов участка залежи на основе параметров участка залежи и рассчитанного для них индекса схожести;
- определение параметров системы разработки, применяемых на залежах-аналогах;
- определение перечня возможных технологических сценариев, каждый из которых состоит из набора параметров системы разработки на основе параметров участка залежи и предварительно сформированной матрицы несовместимости технологий, в которой содержатся недопустимые технологические сценарии;
- определение профиля добычи на основе параметров участка залежи для каждого возможного технологического сценария с использованием нейронной сети;
- определение коэффициента успешности для каждого возможного технологического сценария на основе матрицы, содержащей значения по меньшей мере: уровня развития технологии, уровня интеграции технологии и допустимости совместного использования технологий;
- определение перечня технологических сценариев с профилями добычи и коэффициентами успешности каждого технологического сценария;
- определение технологического сценария с параметрами системы разработки для участка залежи.

7. Способ по п.6, при выполнении которого параметры участка залежи включают, по меньшей мере, географические, геологические и геомеханические параметры.

8. Способ по п. 7, при выполнении которого географические параметры включают координаты местоположения участка залежи.

9. Способ по п. 7, при выполнении которого геологические параметры включают, по меньшей мере, данные о разломах, средней эффективности мощности коллектора, средней проницаемости, коэффициент аномальности пластового давления, газовый фактор.

10. Способ по п. 7, при выполнении которого геомеханические параметры включают, по меньшей мере, начальное пластовое давление, градиент горизонтального напряжения, средний динамический коэффициент Пуассона, средний динамический модуль Юнга.

11. Способ по п.6, при выполнении которого определение параметров системы разработки на залежах-аналогах осуществляют на основе базы знаний по геологии.

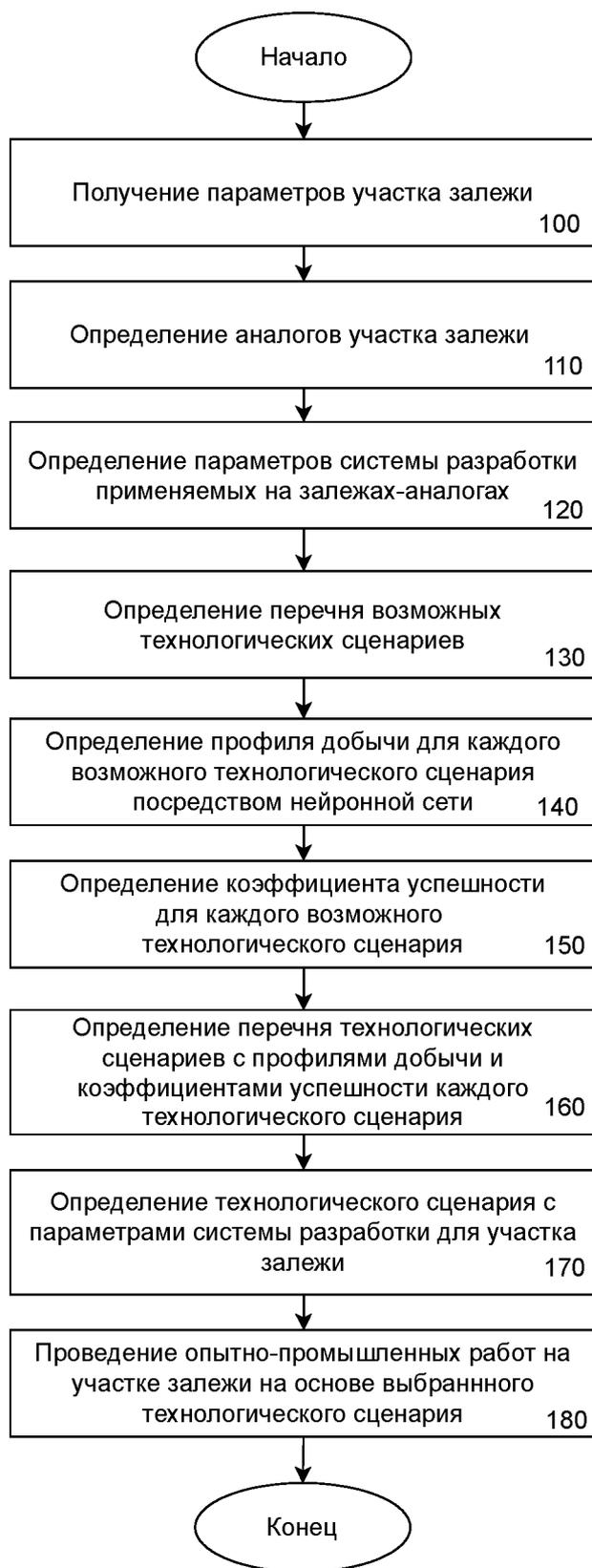
12. Способ по п. 6, при выполнении которого определение коэффициента успешности осуществляют для каждой отдельной технологии из возможного технологического сценария.

13. Способ по п. 6, при выполнении которого каждый технологический сценарий содержит по меньшей мере следующие данные: набор технологий по части разработки, заканчивания, бурения и гидравлического разрыва пласта.

14. Способ по п. 6, при выполнении которого матрицу несовместимости получают путем моделирования технологий различных технологических сценариев.

15. Система для определения параметров системы разработки месторождения, включающая по меньшей мере один процессор, оперативную память, и машиночитаемые инструкции для выполнения способа по любому из п. 6 -14.

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Фиг. 1

**СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

№	Параметр	Принимаемые значения (Определение)	Влияние			
			Профиль добычи	ФЭМ	К-т успешности	ОПР на аналогах
1	Тип бурильного оборудования	ВЗД (винтовой забойный двигатель)	-	+	+	+
		ВЗД + осциллятор	-	+	+	+
		ВЗД + осциллятор + слайдер	-	+	+	+
		РУС (ротаторно-управляемая система)	-	+	+	+
		РУС + ВЗД (Vortex)	-	+	+	+
2	Тип бурового раствора	РВО	-	+	+	+
		РУО	-	+	+	+
3	Тип бурового инструмента	102 мм	-	-	+	+
		102 мм спуск только с вращением	-	-	+	+
		89 мм марки G	-	-	+	+
		89 мм марки S	-	-	+	+
		127 мм	-	-	+	+
		127 мм марки S	-	-	+	+
		139 мм	-	-	+	+
		139 мм марки S	-	-	+	+
4	Технология заканчивания	Шаровые технологии с муфтами МГРП	-	+	+	+
		Хвостовик с полнопроходными многоразовыми муфтами МГРП	-	+	+	+
		Хвостовик с шаровыми полнопроходными многоразовыми муфтами МГРП	-	+	+	+
		Plug and Perf (разбуриваемые пробки)	-	+	+	+
		Технология полнопроходных разрывных муфт МГРП (C2C)	-	+	+	+
		Технология муфт МГРП многоразового действия, активируемых сбрасываемыми растворимыми картриджами	-	+	+	+
5	Расстояние между скважинами в ряду	От 50 до 900 с шагом 100	+	-	+	+
6	Плотность сетки скважин (ПСС)	от 30 до 100	-	-	-	-
7	Общее число скважин	от 6 до 21	-	-	-	-
8	Количество добывающих скважин	от 6 до 21	-	-	-	-
9	Количество нагнетательных скважин	от 6 до 21	-	-	-	-
10	Расстояние между рядами скважин	От 200 до 1200 с шагом 100	+	+	+	+
11	Длина горизонтального ствола	500	+	+	+	+
		1000	+	+	+	+
		1500	+	+	+	+
		2000	+	+	+	+
		2500	+	+	+	+
		3000	+	+	+	+

Фиг.2

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

12	Тип ГРП	Стандартная технология ГРП, выполняемая на сшитом геле	+	+	+	+
		Комбинированный ГРП с применением линейной несшитой жидкости и с сшитого геля	+	+	+	+
		Стандартная технология ГРП на оптимизированной низкотемпературной жидкости «холодная вода»	+	+	+	+
		Кластерный ГРП, с пульсирующей закачкой проппанта (песка) - HiWAY-55	+	+	+	+
		Кластерный ГРП, с пульсирующей закачкой проппанта (песка) - HiWAY-70	+	+	+	+
		Кластерный ГРП с кварцевым песком и керамическим проппантом	+	+	+	+
		Кластерный гибридный ГРП - HiWAY-55	+	+	+	+
		Кластерный гибридный ГРП - HiWAY-70	+	+	+	+
		Высокорасходный ГРП на сшитом геле	+	+	+	+
		Высокорасходный гибридный ГРП	+	+	+	+
		Высокорасходный ГРП на альтернативных низковязких жидкостях	+	+	+	+
		13	Число стадий	от 2 до 60 шаг 5	+	+
14	Масса проппанта на стадию	от 50 до 250 с шагом 50	+	+	+	+
15	Расход при закачке	10	-	-	-	-
		4	-	-	-	-
16	Марка бурового станка	Уралмаш 2500, ZJ30	-	+	+	+
		Уралмаш 3200, ZJ40	-	+	+	+
		Уралмаш 4500, ZJ50	-	+	+	+
		Уралмаш 5000, ZJ50	-	+	+	+
17	Конструкция скважины	Стандартная	+	+	+	+
		Двухколонная	+	+	+	+
		TAML-1	+	+	+	+
		TAML-2	+	+	+	+
		TAML-3	+	+	+	+
		TAML-4	+	+	+	+
18	Тип добывающих скважин	Наклонно-направленная скважина (ННС)	+	+	+	+

Фиг.3

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

		Горизонтальная скважина (ГС)	+	+	+	+
		Многоствольная скважина (МСС)	+	+	+	+
19	Наличие системы ПЖД	Да	+	+	+	+
		Нет	+	+	+	+
20	Тип нагнетательных скважин	Отсутствуют	+	+	+	+
		Наклонно-направленная скважина (ННС)	+	+	+	+
		Горизонтальная скважина (ГС)	+	+	+	+
		Многоствольная скважина (МСС)	+	+	+	+
21	Тип изоляции зон	Цементированный	-	+	+	+
		Нецементированный (пакера)	-	+	+	+
22	Тип инициации трещин ГРП	Стандартный (одиночный)	+	-	-	+
		Многозонный (кластерный)	+	-	-	+
23	Пространственная ориентация трещин	Вдоль ствола	+	-	-	+
		Поперёк ствола	+	-	-	+
		Под углом 45 гр	+	-	-	+
24	Диаметр долота	215,9 мм и менее (152,4 мм)	-	+	-	-
25	LWD	LWD-нейтронный	-	+	-	-
		LWD-резистивиметр	-	+	-	-
		LWD-акустика	-	+	-	-
		ГК	-	+	-	-
26	Технология бурения (транспортный ствол)	UBD	-	+	+	+
		MPD	-	+	+	+
27	Вид освоения	ГНКТ	-	+	+	+
		КРС	-	+	+	+
28	Зиппер расположение портов ГРП	Да	+	-	-	+
		Нет	+	-	-	+
29	Отношение добывающих скважин к нагнетательным	Без нагнетательных скважин	+	+	+	+
		1:2	+	+	+	+
		1:3	+	+	+	+
30	Скважин переведено в ПЖД	Любое целое число	+	-	-	+
31	Направление	Целое число в районе 30	-	+	-	+
32	Кондуктор	Целое число в районе 1350	-	+	-	+
33	Эксплуатационная колонна	Целое число в районе 3400	-	+	-	+

Фиг.4

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

VPT (TRL)	Этап ТП	Описание	IRL	Описание	ENV	Описание
9	Тиражирование	Технология тиражируется в периметре Компании.	9	Интеграция подтверждена успешными полевыми испытаниями в периметре Компании. Система находится в добыче и соответствует всем функциональным требованиям. Система работает успешно со значительной надёжностью в течении более 10% времени от срока службы.	9	Выполнено более 10 операций на объектах АТ в периметре Компании в схожих ГГУ (высокая представительность).
8	Реализация	Доработанная по результатам ОПР технология. Технология подтвердила свою работоспособность в финальной форме и при ожидаемых условиях в периметре Компании. Конец системной разработки технологии.	8	Интеграция выполнена и проверена путем достаточного и полноценного тестирования в полевых условиях. Система введена в эксплуатацию и ее функциональность протестирована в периметре Компании.	8	Выполнено от 5 до 10 операций на объектах АТ в периметре Компании в схожих ГГУ (средняя представительность).
7	Реализация	Выполнен ОПР в периметре Компании. Прототип полностью отражает запланированную систему. Итоговый прототип подтвердил свою работоспособность в полевых условиях.	7	Интеграция была подтверждена и доказана с достаточной детализацией, позволяющей выполнить полевые работы. Методика выполнения работ подтверждена, имеется необходимый инструмент и оборудование в периметре Компании.	7	Выполнено от 1 до 5 операций на объектах АТ в периметре Компании в схожих ГГУ (низкая представительность).
6	Реализация	Промышленные модели и прототипы протестированы в реальных условиях в периметре Компании. Тиражирование на других объектах в периметре (и за периметром) Компании в со схожими свойствами.	6	Детализация достаточна для обеспечения совместной работы технологий необходимых. Частично собранная система протестирована в лабораторных условиях и совместимость компонент верифицирована для полномасштабного дизайна.	6	Тиражирование на других объектах в периметре (и за периметром) Компании со схожими свойствами.
5	Определение	Собрана система из базовых элементов и подтверждена функциональность в лабораторных условиях. Базовые технологические компоненты интегрированы в систему в таком виде, что система функционирует как итоговый вариант по большинству показателей. Выполнен ОПР за периметром Компании.	5	Выполнено моделирование и расчеты по интеграции.	5	Выполнено тестирование на других объектах со схожими свойствами в периметре (и за периметром) Компании.
4	Определение	Базовые технологические компоненты интегрированы для подтверждения возможности их совместной работы по результатам лабораторных тестов.	4	Продемонстрировано, что технологии, добавляемые в систему работают совместно или на основании предыдущего полевого опыта или заводских испытаний.	4	Выполнены лабораторные тесты в заданных условиях пласта.
3	Выбор	Начата активная фаза НИОКР: аналитические исследования и лабораторные исследования, направленные на физические подтверждения аналитических предсказаний по отдельным элементам технологии.	3	Существует достаточно данных о совместимости между технологиями в пределах системы, то есть они будут работать вместе и могут быть с легкостью интегрированы.	3	Выполнено моделирование в заданных условиях пласта.
2	Оценка	Сформулирована концепция, подтверждена литературными данными. Примеры ограничиваются аналитическими данными.	2	Существующий уровень определения функциональных возможностей системы позволяет идентифицировать связь между технологиями. Концепт принял такой вид и детализацию, когда основные размеры, материалы, требуемые технологии, связи между ними и т.д. были разработаны.	2	Создан концепт, имеются аналитические данные подтверждающие работоспособность технологии в заданных условиях.
1	Поиск	Исследования статей, контакты с университетами и инновационными компаниями.	1	Взаимодействие, т.е. связь между технологиями может быть определена/охарактеризована достаточно ясно. Концепт проработан до уровня, когда физические принципы определены в виде отчета или схем.	1	Выполнен литературный обзор, собраны гипотезы о возможности технологии работать в заданных условиях.

Фиг.5

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	22	23	24	25	26									
2	Многоствольная скважина с МГРП				Модуль	Скважина-пласт											Скважина скважина	ENV элемент	ENV модуля	IRL модуля	SRL сценария	tCos сценария	SRL элемента	tCos элемента							
3					Этап	Транспортный ствол. Бурение.	Транспортный ствол. Спуск ОК.	Конструкция скважины	Бурение нижней секции	Спуск компоновки замачивания	Разобщение зон ГРП	Инициация зон ГРП	Операция ГРП	Освоение	ПД																
4					Технология	UPD	-	МСС	ВЗД (винтовой забойный двигатель)	хвостовик	Пакера	Шаровые муфты МГРП	Стандартный ГРП	ХРС	Истощение																
5					Дизайн	2700 м	2700 м	МСС	1000 м	1000 м	-	10 стадий	100 т	4300 м	-																
6					Модуль	Этап	Технология	Дизайн	TRL (урт)	Матрица IRL (готовность к интеграции)															9	7,00	7,58	7,9	0,88	9,00	1,00
7	Скважина-пласт	Транспортный ствол. Бурение.	UPD	2700 м	9	9																									
8		Транспортный ствол. Спуск ОК.	-	2700 м	9	9																	9,00	1,00							
9		Конструкция скважины	МСС	МСС	7																		6,68	0,74							
10		Бурение нижней секции	ВЗД (винтовой забойный двигатель)	1000 м	9		8		8														8,75	0,97							
11		Спуск компоновки замачивания	хвостовик	1000 м	9		8	9		9	9												8,87	0,99							
12		Разобщение зон ГРП	Пакера	-	9				9														9,00	1,00							
13		Инициация зон ГРП	Шаровые муфты МГРП	10 стадий	9				9														9,00	1,00							
14		Операция ГРП	Стандартный ГРП	100 т	9		8				9												8,75	0,97							
15		Освоение	ХРС	4300 м	9		8																8,49	0,94							
16		Скважина-скважина	ПД	Истощение	-	9		9											9				9,00	1,00							

Фиг.6

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

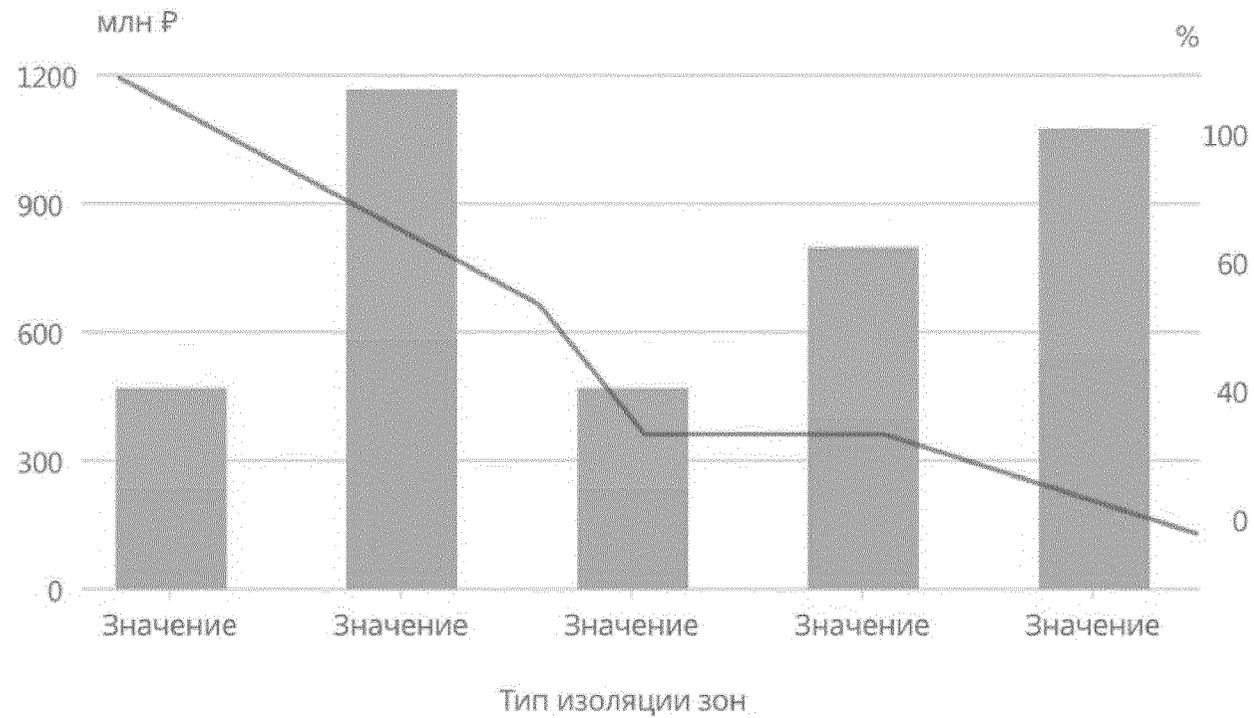
Метрика расчета

NPV × EMV × tCos × × ▾

Компонент сценария

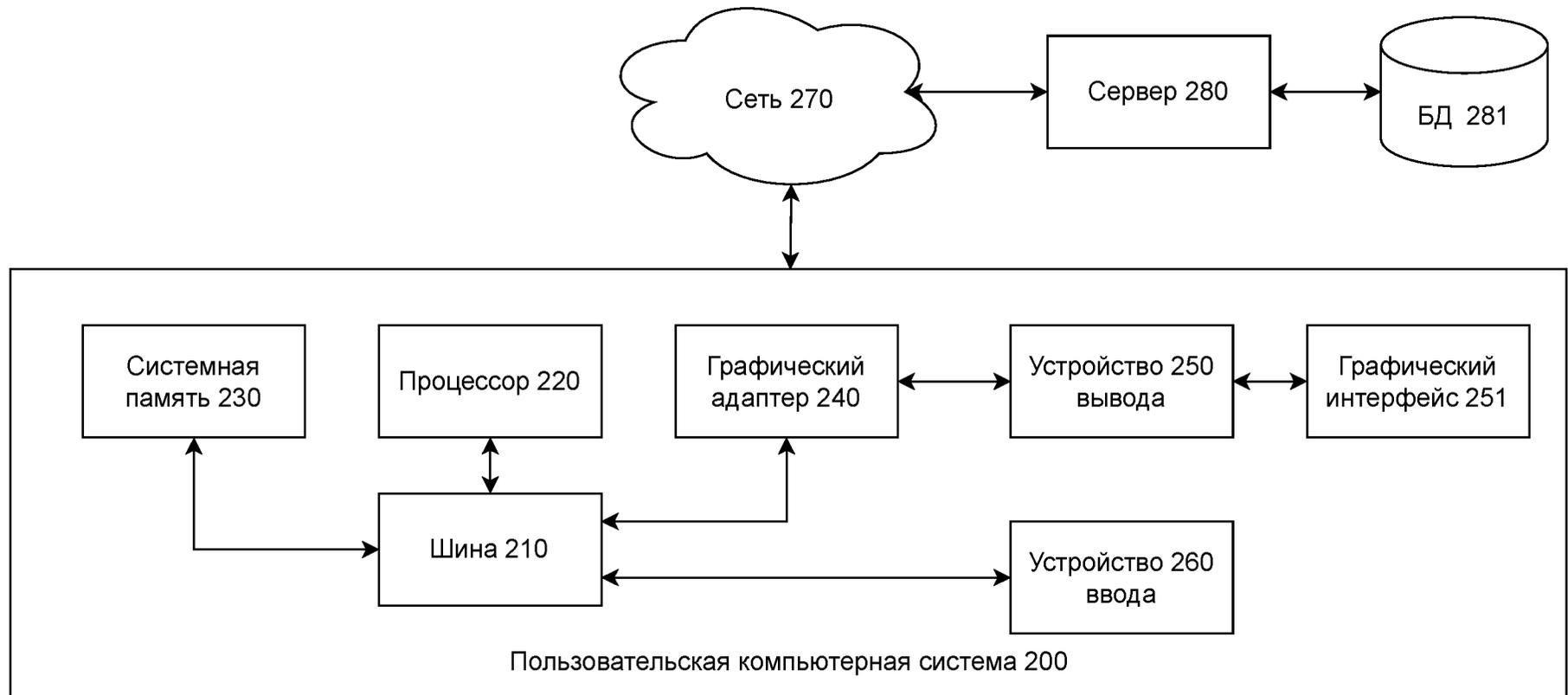
Тип изоляции зон ▾

● NPV ● EMV ● tCos



Фиг.7

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Фиг.8

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202393584А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:
См. дополнительный лист

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

E21B 7/04; G05B 13/04; G06F 17/00, 17/18, 17/40; G06F 15/16; G06N 3/02,

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если возможно, используемые поисковые термины)
EAPATIS, Espacenet, Google patents, PATENTSCOPE, Searchplatform Rospatent

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2692369 C1 (ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ НЕФТЬ") 2019-06-24	1-15
A	CA 2690169 A1 (SCHLUMBERGER CANADA LIMITED) 2010-07-20	1-15
A	US 20210348509 A1 (SAUDI ARABIAN OIL COMPANY) 2021-11-11	1-15
A	RU 2745136 C1 (ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК) 2021-03-22	1-15
A	WO 2021031543 A1 (PETROCHINA COMPANY LIMITED) 2021-02-25	1-15

 последующие документы указаны в продолжении графы

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

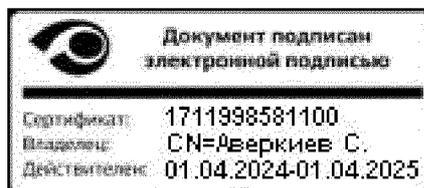
«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: 19 апреля 2024 (19.04.2024)

Уполномоченное лицо:
Начальник Управления экспертизы

С.Е. Аверкиев

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(дополнительный лист)

Номер евразийской заявки:

202393584

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ (продолжение графы А)

МПК:

E21B 7/04 (2006.01)
G06F 17/18 (2006.01)
G06F 15/16 (2006.01)
G06N 3/02 (2006.01)

СПК:

E21B 7/04
G06F 17/18
G06F 15/16
G06N 3/02
E21B 2200/20
E21B 2200/22