

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202293571** (13) **A1**

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

(43) Дата публикации заявки
2024.04.09

(51) Int. Cl. **G01V 11/00** (2006.01)
E21B 47/00 (2012.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.12.31

(54) **СПОСОБ, СИСТЕМА И МАШИНОЧИТАЕМЫЙ НОСИТЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОПУЩЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

(96) **2022000152 (RU) 2022.12.31**

(71) Заявитель:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ГАЗПРОМНЕФТЬ НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР" (RU)**

(72) Изобретатель:
**Осмоналиева Оксана Таалаевна,
Семенihin Артем Сергеевич,
Щепетнов Арсений Андреевич,
Кубанина Марина Евгеньевна (RU)**

(74) Представитель:
Чугункина Л.А. (RU)

(57) Изобретение относится к области геофизики и может быть использовано при поиске и разведке полезных ископаемых (нефть, газ) для определения пропущенных залежей. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей включает следующие этапы: получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии; проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС; разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности; определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности; перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределенности, принадлежащих одному геологическому объекту, определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности, перенос информации со скважины с низкой степенью неопределенности на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности; определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке; определение объектов с залежами.

A1

202293571

202293571

A1

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных
нефтегазовых залежей

Изобретение относится к области геофизики и может быть использовано при поиске и разведке полезных ископаемых (нефть, газ) для определения пропущенных залежей.

Известен способ обнаружения нефтегазовых запасов на основе широкоформатного изображения дистанционного зондирования по патенту №CN109190457В (дата публикации: 12.03.2021, МПК: G06V 20/17), согласно которому обнаруживают нефтегазовые запасы, в том числе пропущенные нефтегазовые залежи.

Общими признаками известного и заявленного способов является определение пропущенных нефтегазовых залежей.

Однако в известном способе используется подход определения по широкоформатному изображению дистанционного зондирования, что влияет на точность результата.

Известен способ определения нефтенасыщенных пластов по патенту РФ № 2517730 (дата публикации: 27.05.2014, МПК: G01V 11/00), согласно которому в скважине отбирают и исследуют керн, определяют коэффициент нефтенасыщенности по керну, проводят комплексный каротаж, определяют коэффициент нефтенасыщенности по каротажу, определяют относительный коэффициент как отношение коэффициента нефтенасыщенности по керну к коэффициенту нефтенасыщенности по каротажу, анализируют каротажные кривые скважин в терригенном разрезе продуктивного горизонта, выявляют пласты-коллекторы с кажущимися удельными сопротивлениями по индукционному каротажу менее 3 Ом·м, среди выявленных пластов выбирают пласты, в минеральном составе которых по керну и шламу отмечается наличие минералов, понижающих удельное сопротивление, а по данным каротажа отмечается повышенное содержание токопроводящих элементов, для выявленных пластов уточняют истинное значение коэффициента нефтенасыщенности умножением коэффициента нефтенасыщенности по каротажу на относительный коэффициент, полученное значение сравнивают со значениями коэффициента нефтенасыщенности для слабо нефтенасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов и соответственно относят данный пласт к слабо нефтенасыщенным или нефтенасыщенным.

Общими признаками известного и заявленного способов являются определение нефтенасыщенных интервалов.

Однако известный способ позволяет определять залежи с наименьшей точностью, так как для определения нефтенасыщенных коллекторов определяют коэффициент нефтенасыщенности.

Технической проблемой предлагаемого способа является совершенствование способа определения пропущенных нефтегазовых залежей.

Технический результат предлагаемого способа заключается в увеличении добычи углеводородов за счет повышения точности определения пропущенных залежей.

Технический результат достигается за счет того, что способ определения пропущенных нефтегазовых залежей включает следующие этапы:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:
 - выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту,
 - определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
 - перенос информации со скважины с низкой степенью неопределённости, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;
- определение объектов с залежами.

Таким образом, технический результат достигается за счет того, что осуществляют определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенности, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности путем корреляции между этими скважинами, что позволяет осуществлять перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на соответствующий интервал скважин с высокой степенью неопределенности. Это позволяет получить информацию по всем скважинам, по которым нет данных о насыщенности или ненасыщенности интервала. После переноса информации на скважины с высокой степенью неопределенности получают информацию о развитии нефтенасыщенного коллектора в пространстве (межскважинном). Это позволяет более точно получать информацию о пространственном расположении нефти, учитывая физику расположения нефти относительно воды и форму поверхности. За счет того, что осуществляют анализ на возможность перетекания нефти из исходного коллектора с наименьшей степенью неопределенности в соответствующие коллектора других скважин, также увеличивается точность определения пропущенных залежей.

Под скважинами с низкой степенью неопределенности понимают скважины, по которым получены различные каротажи и есть интерпретация данных.

Под скважинами с высокой степенью неопределенности понимают скважины, по которым каротажей нет или получено небольшое количество.

Также технический результат достигается за счет того, система для определения пропущенных нефтегазовых залежей, включающая по крайней мере один процессор, оперативную память, и машиночитаемые инструкции, выполняет следующие этапы:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:

- выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту,
- определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
- перенос информации со скважины с низкой степенью неопределённости, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;
- определение объектов с залежами.

Также технический результат достигается за счет того, что машиночитаемый носитель, содержащий машинные инструкции, выполненный с возможностью чтения данных инструкций и исполнения процессором:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:
 - выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту,
 - определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
 - перенос информации со скважины с низкой степенью неопределённости, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
 - определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;

- определение объектов с залежами.

Также технический результат достигается за счет того, что способ разработки залежей включает следующие этапы.:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:
 - выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределенности, принадлежащих одному геологическому объекту,
 - определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
 - перенос информации со скважины с низкой степенью неопределенности, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;
- определение объектов с залежами;
- осуществление разработки объектов с пропущенными залежами.

Дополнительно способ определения пропущенных нефтегазовых залежей может включать осуществление разработки объектов с пропущенными залежами.

Данные ГИС могут включать в себя, по меньшей мере, боковой каротаж, гамма-каротаж, градиент-зонд, сопротивление по индукционному каротажу, нейтрон-нейтронный каротаж, каротаж спонтанной поляризации, потенциал-зонд, данные резистивиметрии, водородосодержание.

Данные ГИС в скважинах могут получать с шагом дискретизации по стволу скважины, который могут получать в диапазоне 0,05 – 02 метра.

При передискретизации скважинных данных с относительной глубины на измерения абсолютной глубины могут выбирать шаг дискретизации по расстоянию от поверхности земли равным 0,2.

Нормировку кривых ГИС могут осуществлять следующими методами: метод ассиметричных наименьших квадратов, метод асимметричных наименьших квадратов с квадратом первой производной, метод на основе фильтра обработки сигналов, метод асимметричной полной вариации.

Выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту могут осуществлять путем проведения попарной корреляции скважин вдоль заданных путей обхода.

Выявление пересечения участков ГИС скважин с низкой степенью неопределенности могут осуществлять путем проведения попарной корреляции скважин вдоль заданных путей обхода.

Пути обхода могут получать для каждой скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности, путем

- разбиения азимута каждой скважины на сектора,
- сортировки всех скважин в каждом секторе в порядке удаления от скважины,
- определения путей обхода в каждом секторе начиная от скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности и заканчивая самой дальней скважиной в секторе.

Самой дальней скважиной в каждом секторе могут выбирать дальнюю скважину, попавшую в сектор после фильтрации скважин, которую могут осуществлять по сигму-правилу.

Для удаления аномалий в данных могут использовать следующие методы: удаление аномальных значений, удаление тренда, удаление различных единиц измерений каротажей.

Дополнительно для предобработки данных могут использовать следующие методы: логарифмирование каротажей, арифметические бинарные операции с двумя кривыми, арифметические операции с отдельными кривыми, мин-максную нормализацию, ресемплинг, преобразование главных компонент, удаление тренда

Изобретение поясняется следующими фигурами:

Фиг. 1 – блок-схема реализации изобретения;

Фиг. 2 – пример визуализации данных всего месторождения;

Фиг. 3 – пример получения результата нормировки каротажных данных (ГК);

Фиг. 4 – пример скважины с высокой степенью неопределенности и скважины с низкой степенью неопределенности;

Фиг. 5 – пример с определением путей обхода и фильтрации по сигма-правилу для выбранной скважины;

Фиг. 6 – пример полученной матрицы похожести для двух скважин;

Фиг. 7 – пример полученной поверхности залежи;

Фиг. 8 – пример поиска залежи.

Способ реализуют следующим образом.

Получают входные данные, по меньшей мере, данные ГИС, РИГИС, стратиграфии, инклинометрии. Данные ГИС в скважинах, по меньшей мере, включают следующие данные: боковой каротаж, гамма-каротаж (ГК), градиент-зонд, сопротивление по индукционному каротажу, нейтрон-нейтронный каротаж, каротаж спонтанной поляризации (ПС), потенциал зонд, данные резистивиметрии, водородосодержание. Данные ГИС представляют собой файлы (например, в формате LAS) с именем каждой скважины, содержащие поточечные записи каротажных кривых (сигналов) вдоль ствола скважины и дискретизованные по относительной глубине (относительная глубина измеряется вдоль ствола скважины, а абсолютная относительно поверхности земли). Шаг дискретизации может быть любым, достаточным для интерпретации данных. Стандартные шаги дискретизации: 0.05, 0.1, 0.2 метров. Для корректной работы должны присутствовать соответствующие каротажи ГК и ПС, однако, дополнительно могут быть использованы и другие каротажи. Данные стратиграфии являются таблицей с названиями пластов, именами скважин и отметками кровли и подошвы пластов по абсолютной и относительной глубине. Данные инклинометрии представляются собой таблицу с именами скважин, отметками абсолютной и относительной глубины. Данные РИГИС представляют собой результат интерпретации пропластков и содержат абсолютные и относительные отметки кровли и подошвы пропластков с именами скважин, свойствами коллектор/неколлектор, метками литологии и насыщения.

В некоторых вариантах реализации данные могут быть получены напрямую от приборов и датчиков, например, в процессе геофизических исследований.

В некоторых вариантах реализации данные могут быть получены из внешних источников или баз данных, файлов или иных источников.

В некоторых вариантах реализации данные могут содержать исследования керна, сейсмику, стратиграфию и пр.

Предполагается, что данные ГИС разделены по скваженно: одна скважина - один LAS файл.

Затем проводят предварительную обработку входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, выбор одного шага дискретизации (передискретизация), нормировку кривых ГИС.

Предобработка данных является важным этапом, так как существенно улучшает качество автоинтерпретации и интерпретируемость результата.

Удаление аномальных значений. Некоторые значения кривых являются аномалиями, например, слишком большие значения или отрицательные значения для большинства кривых. Точки, которые содержат такие аномалии, должны быть обнаружены и устранены (удалены) как можно раньше. Так, отрицательные значения электродметодов должны быть устранены как можно раньше, чтобы не возникало проблем при их логарифмировании. Слишком большие значения могут создавать проблемы при нормализации кривых, в частности, мин-максным скейлером (математическое преобразование, которое приводит ряд чисел, значения которых находятся в пределах какого-то \min и \max к виду от 0 до 1). При нормализации скейлером типа мин- макс слишком большие значения каротажей при преобразовании будут попадать в 1 и при этом переводить полезную часть сигнала близко к 0.

Удаление тренда. Удаление трендовой (низкочастотной) составляющей сигнала может быть полезно для моделей, не учитывающих структуру кривых вдоль всей скважины. Способ удаления тренда может различаться в зависимости от свойств сигнала. Примеры способов устранения тренда: низкочастотная линейная и нелинейная фильтрация, построение огибающей, сингулярный, спектральный анализ, вейвлет-анализ и т. д.

Удаление различных единиц измерений каротажей. Присутствие одного и того же признака в двух разных единицах, связанных нелинейным преобразованием нежелательно, так как может приводить к проблемам при обучении и шуму в предсказаниях. Для быстрой кластеризации скважин по типу единиц ИК каротажа, в каждой скважине были вычислены статистики кривой ИК (среднее, стандартное отклонение, минимальное и максимальное значение) и отсортированы по среднему значению.

Пример визуализации всего месторождения представлен на фиг.2. Зелеными ругами отмечена переходная зона между двумя типами единиц ИК кривой, красными

кругами отмечены скважины с аномальными значениями. Красная штриховая линия показывает границу между двумя типами единиц ИК.

Из фиг.2 видно, что кривые распределяются по двум классам, которые соответствуют двум типам единиц измерений. Для решения задачи приведения кривой ИК к одним единицам может быть проведен уровень в районе линии изгиба графика среднего значения (красная штриховая линия на рисунке), отделяющий скважины с разными единицами, а переходная зона была проверена визуально.

Далее рассмотрим вопросы нормировки кривых. Особенности измерения PS и GK каротажей состоит в том, что изначально они является ненормированным. Это проявляется в том, что абсолютные значения каротажей имеют тенденцию “мигрировать” с глубиной, то есть для одной и той же физической интерпретации измерений параметров будут соответствовать различные абсолютные значения. Это происходит по причине того, что исходные данные содержат тренд глинистости, их съем производится различными приборами и, часто встречается, что в разных единицах. Часто информация об этом не сохраняется.

Ниже представлены различные алгоритмы нормировки кривых ГИС и формирования производных кривых APS, DGK.

Метод асимметричных наименьших квадратов.

Метод основан на совместной минимизации L2 нормы невязки и квадрата второй производной результирующего сигнала. Чтобы получить линии глин и песков, в функционал добавляются веса для введения асимметрии. Таким образом результат оптимизации смещается к краям сигнала и создает огибающую.

Оптимизация представляет собой итеративную процедуру, при которой веса выставляются таким образом, чтобы больший вес имели точки со стороны глин или песков. Таким образом, результирующая кривая даст огибающую, которая будет линией глин или песков в зависимости от выбора параметра. Данный метод был создан для генерации гладкой огибающей, проведения базовой линии. Если λ -коэффициент сделать достаточно большим, то результирующая кривая будет иметь малую вторую производную, а соответственно, будет похожа на линейную функцию.

Алгоритм асимметричных наименьших квадратов используется для построения огибающих со стороны больших и меньших значений, а затем огибающие используются для нормировки поточечно. Асимметричный алгоритм наименьших квадратов определяется следующим образом:

$$\|Ax - y\|_w^2 = \sum_i w_i ([Ax]_i - y_i)^2$$

На каждой итерации веса ω подстраиваются по формуле, чтобы получить асимметричность:

$$w_i = \begin{cases} p & \text{if } ([Ax]_i - y_i) > 0 \\ 1 - p & \text{otherwise} \end{cases}$$

Для получения нелинейной огибающей используется следующий функционал для минимизации с той же стратегией установки весов:

$$\|x - y\|_w^2 + \lambda \|D^2 x\|^2$$

Показатель асимметрии выбирается в интервале $0.01 < p < 0.1$. Показатель сглаживания выбирается большим числом $\lambda = 10^4 - 10^7$ в зависимости от того, насколько хорошо требуется удалять огибающими высокочастотные трендовые составляющие. Дополнительно может применяться метод фильтрации резких скачков аномалий на основе сигма-правила, для регуляризации нормировки. Пример результата выполненной нормировки ГК показан на фиг. 3.

Метод асимметричных наименьших квадратов с квадратом первой производной

Аналогично предыдущему методу также может быть использована модификация способа с заменой второй производной на первую. Оптимизация квадрата первой производной должна приводить к тому, что у первой производной не должно быть больших значений. Таким образом кривая должна приближаться к функции с небольшим трендом для больших значений λ .

Метод на основе фильтра обработки сигналов.

Наиболее простой способ построить огибающую может быть создан на основе обычного фильтра обработки сигналов. Фильтр, который строит огибающую сверху выглядит следующим образом:

$$y_i = \begin{cases} \alpha x_i + (1 - \alpha)y_{i-1}, & \text{если } y_{i-1} > x_i \\ x_i, & \text{иначе} \end{cases}$$

Фильтр, который строит огибающую снизу, имеет следующий вид:

$$y_i = \begin{cases} \alpha x_i + (1 - \alpha)y_{i-1}, & \text{если } y_{i-1} < x_i \\ x_i, & \text{иначе} \end{cases}$$

Параметр α можно интерпретировать, как скорость движения фильтра к исходному сигналу, когда последний отделяется от фильтра. Этот параметр нужно выбрать в соответствии с частотной характеристикой тренда кривых.

Линии глин и песков должны быть линейными. Данный фильтр строит нелинейную огибающую, однако воспроизводит структуру сигналов с соответствующей стороны. Для того, чтобы построить линейные линии глин и песков необходимо линеаризовать результат фильтрации. Это можно сделать различными способами, здесь был реализован следующий способ:

1. Строятся огибающие с помощью фильтров выше с проходом в обе стороны.
2. Обе проходки усредняются для обеих линий глин и песков по отдельности.
3. Усредненные кривые линеаризуются с помощью линейной регрессии.
4. Линеаризованные результаты сдвигаются к минимальным и максимальным значениям сигнала соответственно, если требуется приведение к интервалу $[0, 1]$.

Метод асимметричной полной вариации.

Метод асимметричной полной вариации имеет сходство с методом асимметричных наименьших квадратов за исключением того, что происходит совместная оптимизация L_2 нормы невязки с весами и L_1 нормы n -й производной результирующей функции. Данный метод является модификацией метода полной вариации (Total Variation Denoising), но в литературе данная модификация нигде не освещена. Классический метод полной вариации является оптимизационной задачей для L_2 нормы невязки и L_1 нормы некоторого функционала от результата, которым может являться n -я производная результата:

$$F(\vec{z}) = \sum_i (y_i - z_i)^2 + \lambda \sum_i |Dz_i|,$$

Здесь D — некоторая матрица, в нашем случае производной, y — измерения, для которых следует произвести преобразование, z — результирующий сигнал.

Таким образом, первый член функционала определяет похожесть двух сигналов, а последний делает результат Dz_i разреженным, то есть увеличивает количество нулей.

Увеличение количество нулей первой производной приводит к кусочно-постоянной функции, а большое количество нулей первой производно — кусочно-линейной.

При высоком значении λ больше учитывается условие на производную результата, что приводит к линейной функции.

Веса в L2 норме можно использовать для внесения асимметрии, которая позволяет строить огибающий тренд для создания линий глин и песков. Большое значение λ сделает огибающий тренд линейным. Этот метод нормировки является самым обоснованным из предлагаемых четырех алгоритмов, так как производит линейный огибающий тренд одним действием. Оптимизация происходит аналогично асимметричным наименьшим квадратам.

В некоторых вариантах реализации осуществляются дополнительные методы преодобработки данных, выявляющие и устраняющие следующие проблемы:

- аномально высокие по модулю значения;
- константный сигнал;
- моночастотное колебание вместо информативного сигнала;
- сшивки сигналов с разными параметрами, записанных на смежных интервалах;
- низкая разрешающая способность приборов;
- разные частоты дискретизации;
- разные единицы и некалиброванность приборов;
- рассинхронизация каротажей по глубине;
- отсутствие стратиграфии между интерпретированными пластами;

Большинство аномалий обнаруживаются во время разведочного анализа данных, однако некоторые эффекты, например, рассинхронизацию каротажей, трудно обнаружить обобщенным инструментом, и они могут проявить себя на этапе анализа результата в виде плохих метрик или предсказаний. Другие аномалии, присущие системе сбора данных, например, низкая разрешающая способность, не требуют обнаружения и могут быть устранены на этапе преодобработки данных.

В рамках предварительной подготовки данных также были выполнены преобразования, требующиеся для обработки исходных данных с помощью итоговой модели. Например, могут быть применены следующие шаги преобразований:

- математические операции с кривыми;
- арифметические операции с отдельными кривыми;
- логарифмирование каротажей;

- арифметические бинарные операции с двумя кривыми;
- нормализация данных;
- мин-максная нормализация;
- ресемплинг;
- преобразование главных компонент (рса);
- преобразование единиц ПК каротажа;
- удаление тренда.

Разделяют потенциальные скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и высокой степенью неопределенности. Выбор и разделение потенциальных скважин могут осуществлять двумя способами экспертным или автоматическим. Экспертный, т.е. пользователь, имеющий представление об общем распределении неопределенностей по площади объекта, выбирает скважины, которые, по его мнению, имеют высокую вероятности гидродинамической связанности – разрез скважин. То есть, разделение скважин осуществляют на основе данных каротажей и интерпретации данных. Если каротажей по выбранной скважине нет или небольшое количество, то такая скважина относится к скважинам с высокой степенью неопределенности. Если по выбранной скважине получены различные каротажи и есть интерпретация, то такую скважину относят к скважинам с низкой степенью неопределенности. Далее идет работа алгоритмов именно с такой последовательностью скважин. Автоматический, т.е. дополнительный модуль осуществляет полный перебор возможных комбинаций скважин, которые могут входить в разрез, ограниченный некоторым значением параметра потенциальной географической связанности скважин друг с другом. Данный параметр представляет собой максимальную дистанцию от рассматриваемой скважины, в радиусе которой имеет смысл поиск взаимосвязей. Пример скважин с высокой степенью неопределенности и низкой степенью неопределенности показан на фиг. 4.

Затем осуществляют определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности.

То есть, каждая скважина с низкой степенью неопределённости, определенная на предыдущем этапе, исследуется на предмет наличия искомым нефтегазовых интервалов, а также их связанность на уровне кривых ГИС между различными скважинами. Для этого сначала осуществляется поиск пропущенных интервалов в скважинах с низкой степенью неопределенности (т.е. де-факто, в которых есть достаточное количество

данных для интерпретации). Для этого используются модели машинного обучения на базе глубоких нейронных сетей, обученные на региональных данных ГИС, включающих порядка 10,000 скважин и дообученные для конкретного объекта с помощью алгоритмов обучения с переносом. Полученные пропущенные интервалы валидируются относительно существующего РИГИС и по возможности экспертно через связанную систему визуализации.

Таким образом, получают нефтегазовые коллекторы в скважинах с низкой степенью неопределенности.

Затем осуществляют перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путем:

- выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределенности, принадлежащих одному геологическому объекту,

- определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,

- перенос информации со скважины с низкой степенью неопределенности, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности.

То есть выявляют пересечение участков ГИС скважин с низкой степенью неопределенности, принадлежащих одному геологическому объекту (скоррелированных), со скважинами с высокой степенью неопределенности и вычисление степени корреляции со скважинами с высокой степенью неопределенности. То есть, производится определение путей обхода скважин для корреляции. Для каждой скважины (центральная), содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности, азимут скважины разбивается на N (Например, $N=10$) секторов. Скважины в секторе, отсортированные в порядке удаления от нефтенасыщенной центральной скважины образуют пути корреляции. По каждому пути производится последовательная парная корреляция скважин друг с другом начиная от центральной скважины. При этом далекие скважины не участвуют в корреляции. Максимальная дальность устанавливается, например, по сигма-правилу, применяемое к удаленности от главной скважины. Такая процедура позволяет удалить аномально далекие скважины. Пример с определением путей и фильтрации по сигма-правилу представлен на фиг. 5. На фиг. показано $N=8$ секторов. Соответственно, получают последовательность скважин, которые последовательно друг с другом будут коррелироваться.

Затем осуществляют попарную корреляцию скважин вдоль заданных путей обхода (нахождение участков каротажей в различных скважинах, которые с высокой вероятностью принадлежат к одному объекту, на них ставятся метки). На основании проведенной корреляции производится последовательный перенос разметки с главной скважины в каждом секторе. На основе нормированных кривых вычисляется матрица похожести. Вычисления производятся на основе евклидовой метрики или L1 метрики. При вычислении матрицы похожести может быть использована априорная информация: разметка пластов и разметка коллекторов. Данная информация, если есть производится аналогично вычислению матрицы похожести, путем сравнения меток пластов и коллектор/неколлектор в коррелируемых скважинах соответственно. Для пары скважин производится сравнение интерпретации коллектор/неколлектор для каждой точки первой скважины с каждой точкой второй скважины. В результате получается матрица похожести с положительными откликами (значение 1) в тех точках, где коллектор совпал с коллектором или неколлектор совпал с неколлектором, и отрицательными откликами (значения 0), если коллектор совпал с неколлектором и наоборот. В точках с положительным откликом производится добавление весов -1. Аналогичная матрица строится для пластов. Обе матрицы весов, полученные на метках коллектор/неколлектор и пластов добавляются к матрице похожести, рассчитанной на сигналах. Пример расчета матрицы похожести с учетом априорной информации показан на фиг. 6. На рисунке регулярные затемненные полосы образуются благодаря сравнению коллектор/неколлектор и добавлению соответствующих весов к исходной матрице похожести. Затемненные квадраты вдоль главной диагонали появляются вследствие добавления весов от сравнения пластов. Вероятность прохождения прокладываемого пути через эти области увеличивается в ходе оптимизации, что соответствует использованию интерпретации для регуляризации результата. На основании вычисленной матрицы похожести производится применение алгоритма динамической трансформации временной шкалы, результатом которого является путь, осуществляющий поточечную корреляцию. Пример пути между двумя скважинами на фиг. 6 изображен красном пунктиром.

Если есть пересечение и высокая степень корреляции, предположения о насыщенности или ненасыщенности интервала, информация переносятся со скважины с низкой степенью неопределённости, на соответствующий интервал скважины, где это свойство находится в высокой степени неопределённости.

На основании построенного пути производится перенос разметки с одной скважины на другую для каждой пары последовательно вдоль коррелируемого пути начиная от главной скважины. Пример переноса разметки из скважин с низкой степенью неопределенности на скважину с высокой степенью неопределенности показан на фиг. 4.

Затем осуществляют выполнение структурного анализа полученного объекта на предмет возможности удержания целевого флюида в ловушке. Перенос разметки показывает развитие нефтенасыщенного коллектора в пространстве. Пространственное расположение перенесенного коллектора может быть интерполировано с помощью интерполяции двухмерными сплайнами. Результат интерполяции позволяет анализировать полученную поверхность в трехмерном пространстве на предмет пространственного расположения нефти, учитывая физику расположения нефти относительно воды и форму поверхности. Производится поиск локальных максимумов, которые анализируются на возможность перетекания нефти из исходного коллектора с наименьшей степенью неопределенности в соответствующие коллектора на построенной поверхности. На фиг. 7 показан полученный пример локального максимума.

Определение объектов с залежами. Залежью считаются все коллектора, лежащие выше исходного, и, попадающие в найденный купол, соответствующий локальному максимуму (фиг. 7). Пример определения залежи показан на фиг. 8.

Затем осуществляют разработку залежи.

Таким образом, с помощью применения заявленного изобретения достигается повышение точности определения нефтегазовых залежей, и соответственно, увеличение добычи углеводородов.

В заключение следует отметить, что приведенные в описании сведения являются примерами, которые не ограничивают объём настоящего технического решения, определённого формулой.

Формула изобретения

1. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей, который включает следующие этапы:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:
 - выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту,
 - определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
 - перенос информации со скважины с низкой степенью неопределённости, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;
- определение объектов с залежами.

2. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором дополнительно осуществляют разработку объектов с залежами.

3. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором данные ГИС включают в себя, по меньшей мере, боковой каротаж, гамма-каротаж, градиент-зонд, сопротивление по индукционному каротажу, нейтрон-нейтронный каротаж, каротаж спонтанной поляризации, потенциал-зонд, данные резистивиметрии, водородосодержание.

4. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором данные ГИС в скважинах получают с шагом дискретизации по стволу скважины.

5. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 4, при котором шаг дискретизации по стволу скважины получают в диапазоне 0,05 – 0,2 метра.

6. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором определяют одинаковый шаг дискретизации по расстоянию от поверхности земли равным 0,2.

7. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором нормировку кривых ГИС могут осуществлять следующими методами: метод ассиметричных наименьших квадратов, метод асимметричных наименьших квадратов с квадратом первой производной, метод на основе фильтра обработки сигналов, метод асимметричной полной вариации.

8. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, при котором выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту, осуществляют путем проведения попарной корреляции скважин вдоль заданных путей обхода.

9. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 8, при котором пути обхода получают для каждой скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности, путем:

- разбиения азимута каждой скважины на сектора,
- сортировки всех скважин в каждом секторе в порядке удаления от скважины,
- определения путей обхода в каждом секторе начиная от скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности и заканчивая самой дальней скважиной в секторе.

10. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 9, при котором самой дальней скважиной в каждом секторе выбирают дальнюю скважину, попавшую в сектор после фильтрации скважин.

11. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 10, при котором фильтрацию скважин осуществляют по сигма-правилу.

12. Способ определения пропущенных нефтегазовых залежей по п. 1, в котором для устранения аномалий в данных используют следующие методы: удаление аномальных значений, удаление тренда, удаление различных единиц измерений каротажей.

13. Способ по определению пропущенных нефтегазовых залежей по п.1, в котором дополнительно для предобработки данных используют следующие методы: логарифмирование каротажей, арифметические бинарные операции с двумя кривыми, арифметические операции с отдельными кривыми, мин-максную нормализацию, ресемплинг, преобразование главных компонент, удаление тренда.

14. Способ разработки залежей, который включает следующие этапы:

- получение входных данных, по меньшей мере, данных геофизических исследований скважин (ГИС), результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данных стратиграфии, данных инклинометрии;
- проведение предварительной обработки входных данных, включая изменение размерности на одинаковую размерность, определение и устранение аномалий, определение одинакового шага дискретизации, нормировка кривых ГИС;
- разделение потенциальных скважин на скважины с низкой степенью неопределенности и скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение нефтегазовых коллекторов в скважинах с низкой степенью неопределенности;
- перенос информации со скважин с низкой степенью неопределенности на скважины с высокой степенью неопределенности путём:
 - выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределенности, принадлежащих одному геологическому объекту,
 - определение интервалов скважин с высокой степенью неопределенностью, в которых данные совпадают с данными интервалов скважин с низкой степенью неопределенности,
 - перенос информации со скважины с низкой степенью неопределенности, на соответствующий интервал скважины с высокой степенью неопределенности;
- определение структурного анализа полученных нефтегазовых интервалов на предмет возможности удержания флюида в ловушке;
- определение объектов с залежами;
- осуществление разработки объектов с пропущенными залежами.

15. Способ разработки залежей по п. 14, при котором данные ГИС включают в себя, по меньшей мере, боковой каротаж, гамма-каротаж, градиент-зонд, сопротивление по индукционному каротажу, нейтрон-нейтронный каротаж, каротаж спонтанной поляризации, потенциал-зонд, данные резистивиметрии, водородосодержание.

16. Способ разработки залежей по п. 14, при котором данные ГИС в скважинах получают с шагом дискретизации по стволу скважины.

17. Способ разработки залежей по п. 16, при котором шаг дискретизации по стволу скважины получают в диапазоне 0,05 – 02 метра.

18. Способ разработки залежей по п. 14, при котором определяют одинаковый шаг дискретизации по расстоянию от поверхности земли равным 0,2.

19. Способ разработки залежей по п. 14, при котором нормировку кривых ГИС могут осуществлять следующими методами: метод ассиметричных наименьших квадратов, метод ассиметричных наименьших квадратов с квадратом первой производной, метод на основе фильтра обработки сигналов, метод ассиметричной полной вариации.

20. Способ разработки залежей по п. 14, при котором выявления интервалов скважин с низкой степенью неопределённости, принадлежащих одному геологическому объекту, осуществляют путем проведения попарной корреляции скважин вдоль заданных путей обхода.

21. Способ разработки залежей по п. 20, при котором пути обхода получают для каждой скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности, путем:

- разбиения азимута каждой скважины на сектора,
- сортировки всех скважин в каждом секторе в порядке удаления от скважины,
- определения путей обхода в каждом секторе начиная от скважины, содержащей нефтенасыщенный коллектор с низкой степенью неопределенности и заканчивая самой дальней скважиной в секторе.

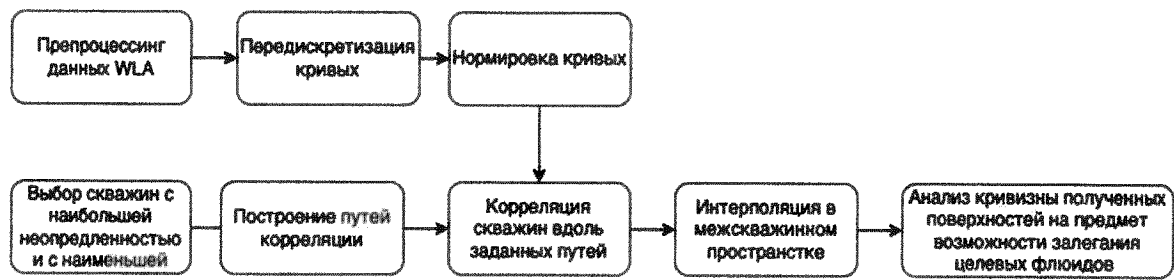
22. Способ разработки залежей по п. 21, при котором самой дальней скважиной в каждом секторе выбирают дальнюю скважину, попавшую в сектор после фильтрации скважин.

23. Способ разработки залежей по п. 22, при котором фильтрацию скважин осуществляют по сигма-правилу.

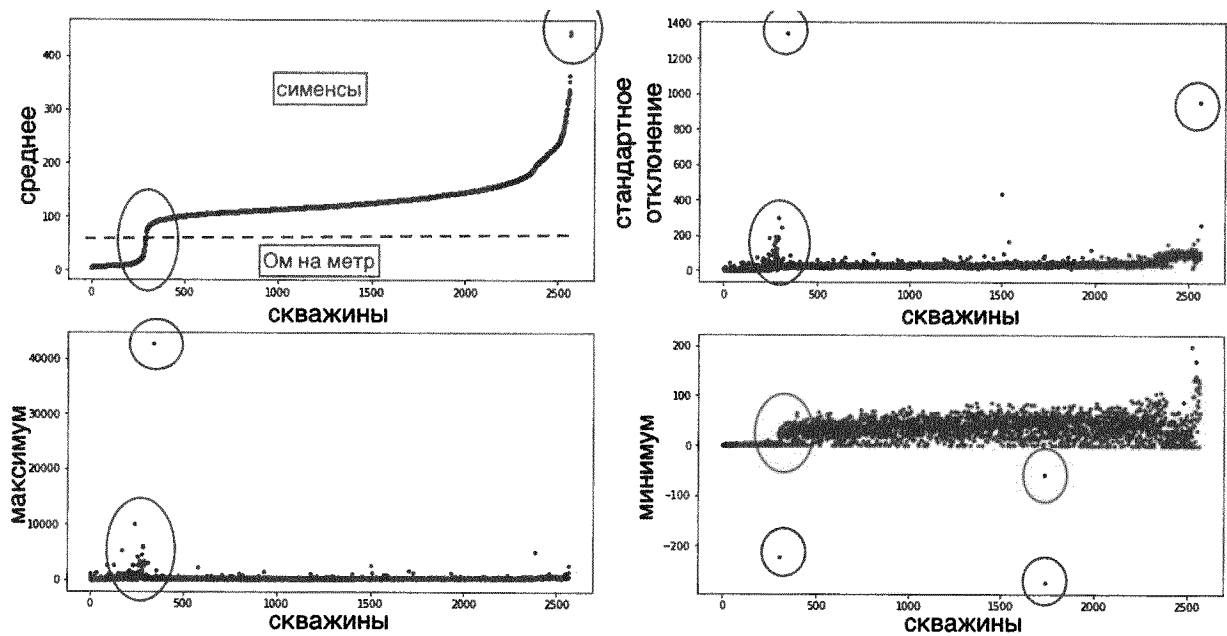
24. Способ разработки залежей по п. 14, в котором для устранения аномалий в данных используют следующие методы: удаление аномальных значений, удаление тренда, удаление различных единиц измерений каротажей.

25. Способ разработки залежей по п. 14, в котором дополнительно для предобработки данных используют следующие методы: логарифмирование каротажей, арифметические бинарные операции с двумя кривыми, арифметические операции с отдельными кривыми, мин-максную нормализацию, ресемплинг, преобразование главных компонент, удаление тренда.

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных нефтегазовых залежей

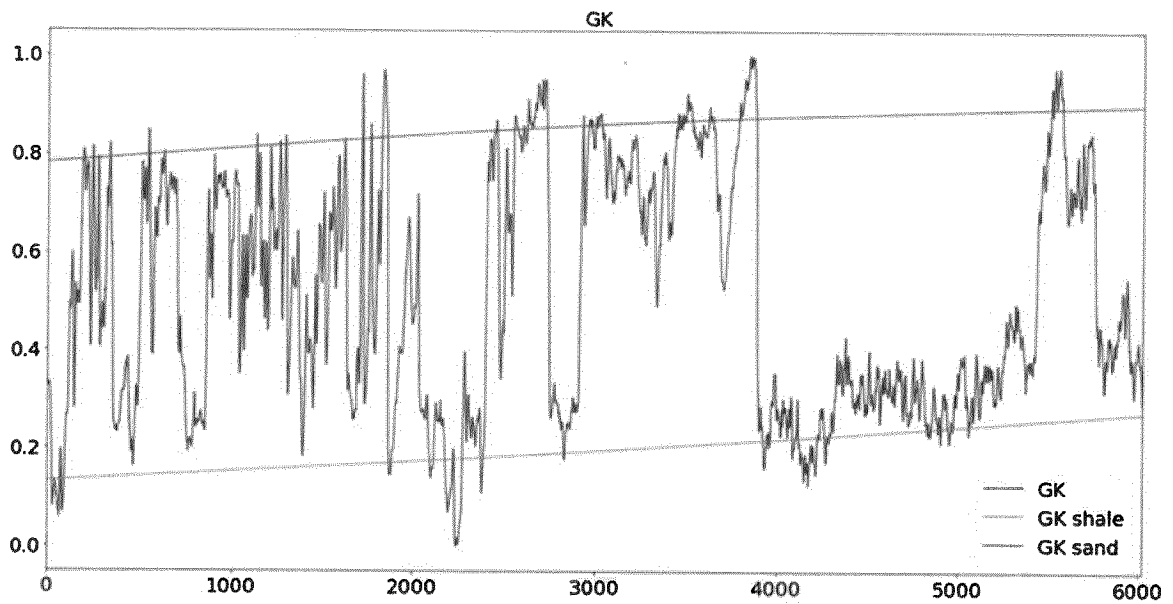


Фиг. 1

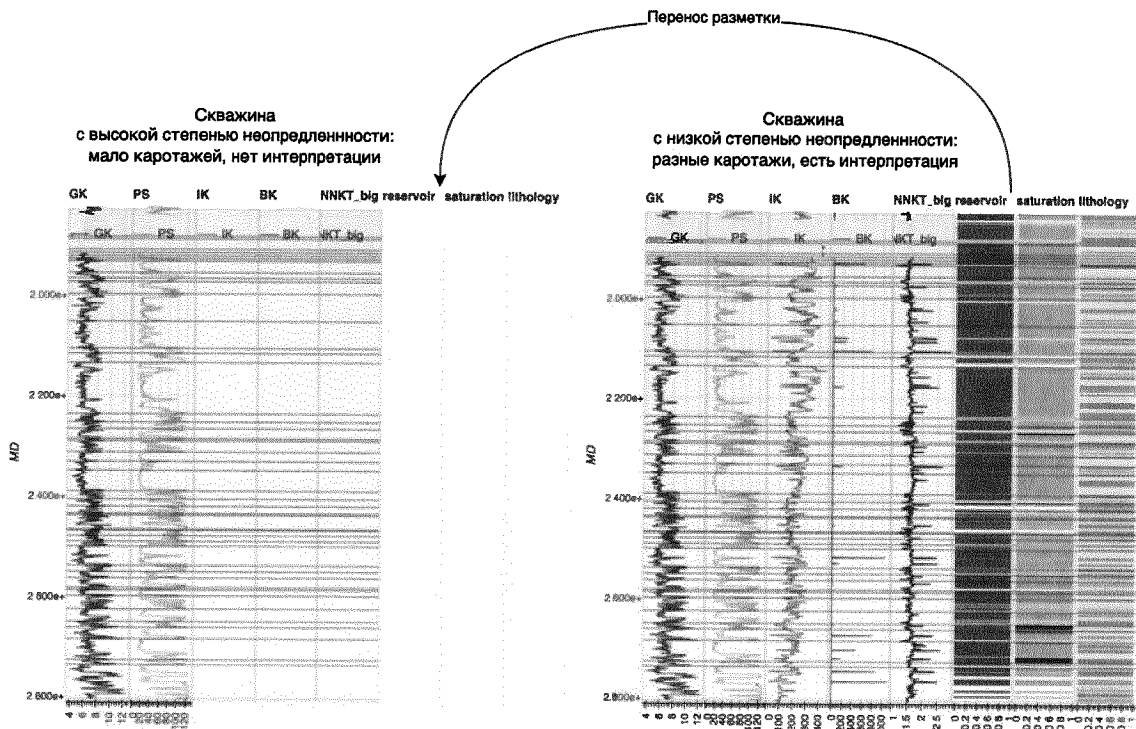


Фиг. 2

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных нефтегазовых залежей

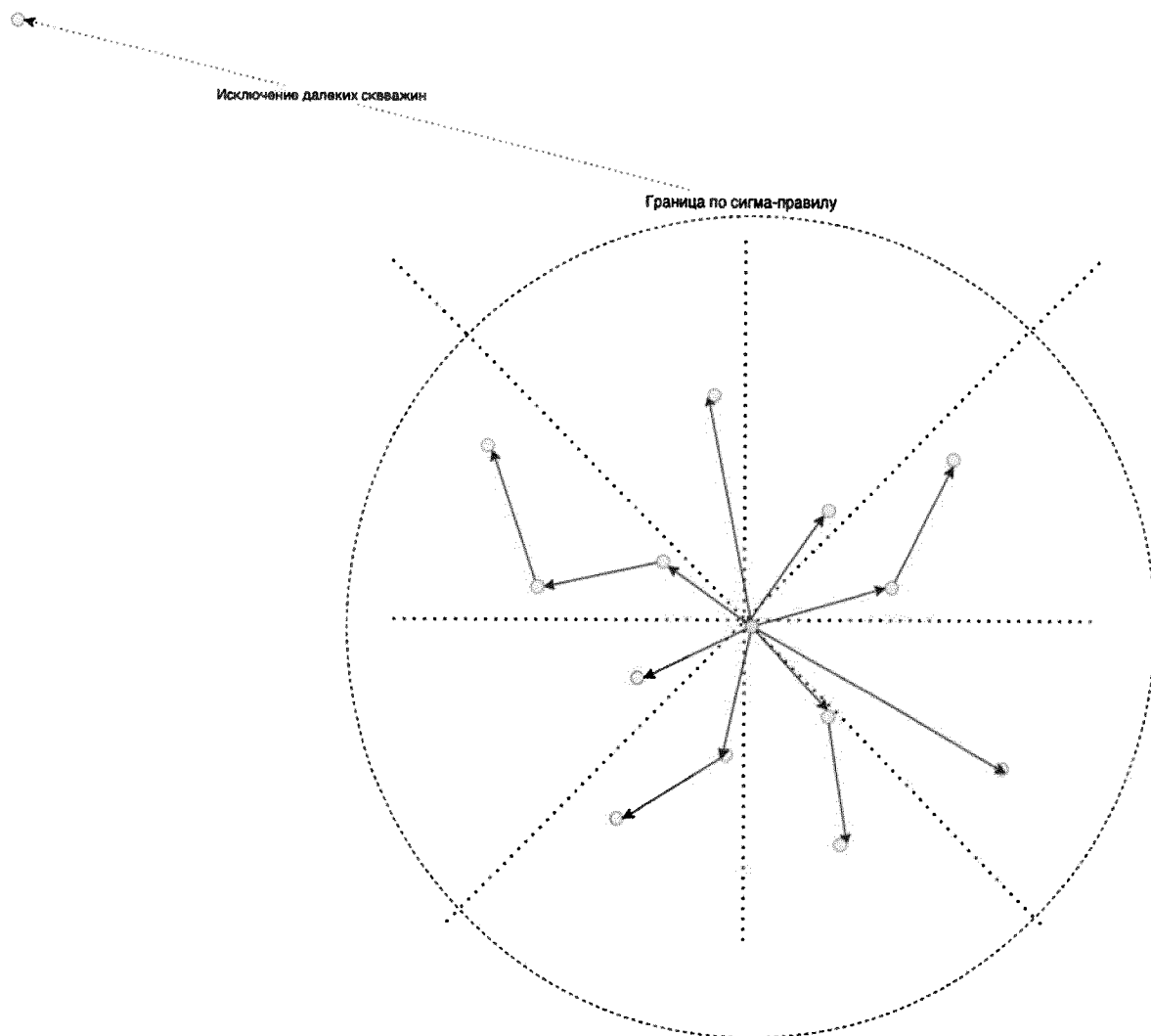


Фиг. 3



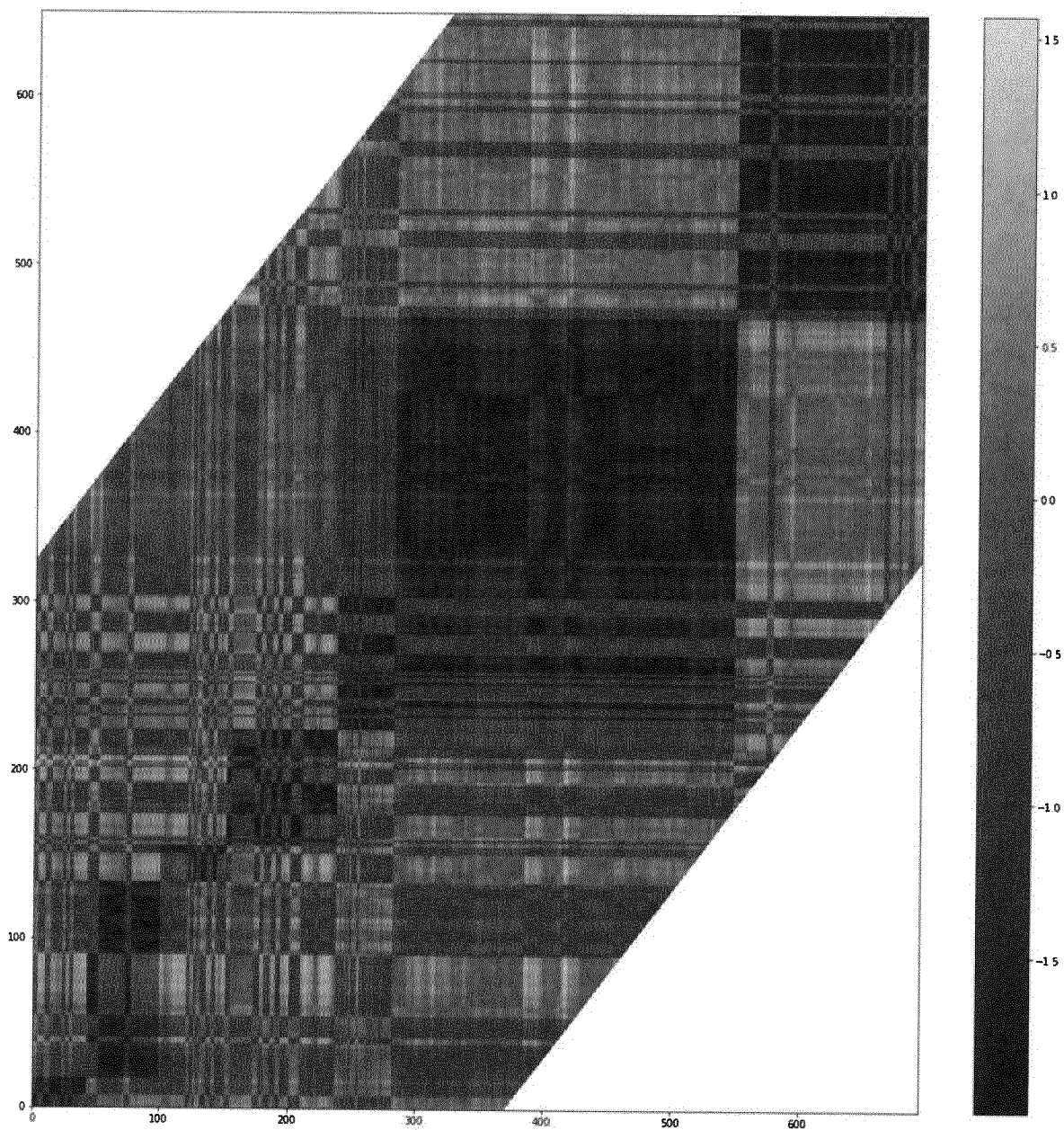
Фиг. 4

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных нефтегазовых залежей



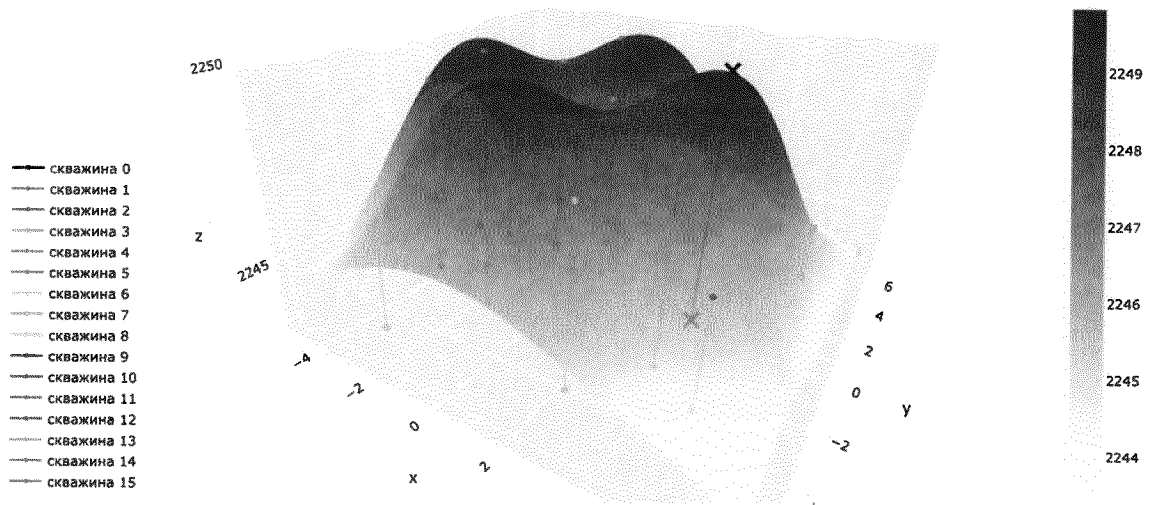
Фиг. 5

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных нефтегазовых залежей

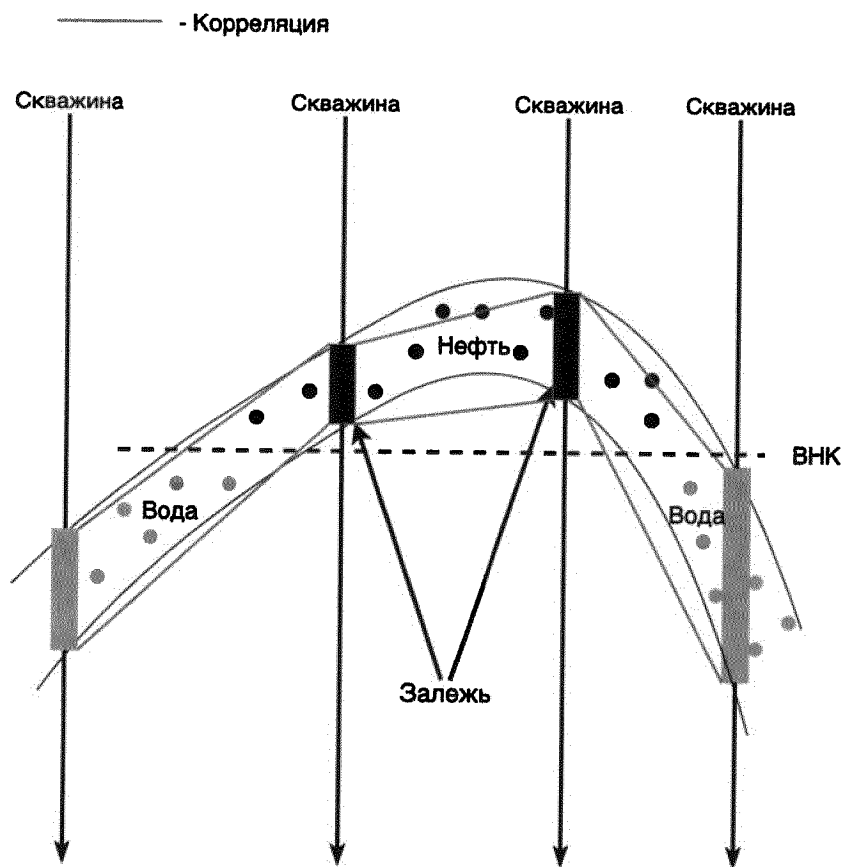


Фиг. 6

Способ, система и машиночитаемый носитель для определения пропущенных нефтегазовых залежей



Фиг. 7



Фиг. 8

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

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

Номер евразийской заявки:

202293571**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:****G01V 11/00 (2006.01)****E21B 47/00 (2012.01)**

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

E21B, G01V, G06F

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
ЕАПАТИС, Esp@cenet, PatSearch, Google Patents, PATENTSCOPE**В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ**

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
X A	БАРАШКОВ С.В. и др. Поиск пропущенных залежей: организация, реализация и результаты, Территория нефтегаз, №1-2 февраль 2017 [найдено 2023.06.09]. Найдено в < https://cyberleninka.ru/article/n/poisk-propuschennyh-zalezhey-organizatsiya-realizatsiya-i-rezultaty/viewer >, весь документ.	1-8, 12-20, 24-25 9-11, 21-23
X Y A	КОСКОВ В.Н. и др. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС, Пермский государственный технический университет, 2007 [найдено 2023.06.09]. Найдено в < https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geofizicheskie-issledovaniya-skvazhin-i-interpretatsiya-dannyh-gis.pdf >, стр.129-132, 139-145, 219, 224, 231, 238-239.	1-4, 7-8, 12-16, 19-20, 24-25 5-6, 17-18 9-11, 21-23
Y	RU 2634770 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ») 03.11.2017, реферат, формула изобретения, описание изобретения стр.5 строки 15-45.	5-6, 17-18
A	US 2010138196 A1 (CHEVRON USA INC) 03.06.2010.	1-25
A	US 2022307369 A1 (SAUDI ARABIAN OIL CO) 29.09.2022.	1-25
A	US 4440020 A (SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORP) 03.04.1984.	1-25

 последующие документы указаны в продолжении

* 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

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

«У» - 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: **11/06/2023**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,
физики и электротехники

 Д.Ф. Крылов