

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **047010**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.05.27

(51) Int. Cl. **G01V 9/00** (2006.01)
G06F 30/20 (2020.01)

(21) Номер заявки
202392979

(22) Дата подачи заявки
2023.11.21

(54) **СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

(43) **2024.05.22**

(96) **2023000189 (RU) 2023.11.21**

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

(56) RU-C1-2778354
US-A1-20140136172
EA-A1-200700256
EA-B1-000585
EA-A1-200200504
CA-A1-3090095
CN-A-114429026

(72) Изобретатель:
**Мещерякова Анастасия Сергеевна,
Севостьянов Андрей Игоревич,
Сабалевский Сергей Владимирович,
Тимиргалин Азамат Аскатович,
Кондратьев Артем Юрьевич, Волков
Георгий Владимирович, Мукминов
Искандер Раисович, Березовский
Юрий Сергеевич, Макаревич Елена
Владимировна, Дворецкая Екатерина
Александровна (RU)**

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

(57) Группа изобретений относится к способам для определения участков залежей или месторождений нефти со схожими свойствами и может быть применена в нефтедобывающей промышленности. Изобретение позволяет проводить классификацию участков залежи в разных масштабах: уровни классификации - координатный, зональный и объектный. При этом классификацию по классам, зонам и типам соответствующего уровня осуществляют на основе конкретных полученных параметров об участках залежей нефти, что позволяет учесть все полученные параметры. Технический результат, на достижение которого направлена группа изобретений, заключается в повышении точности и достоверности определения участков залежей со схожими свойствами за счет иерархической классификации участков залежей нефти со схожими свойствами и, соответственно, увеличении показателя добычи нефти.

047010
B1

047010
B1

Группа изобретений относится к способам для определения участков залежей или месторождений нефти со схожими свойствами и может быть применена в нефтедобывающей промышленности.

Известен способ классификации фациальных ассоциаций, при осуществлении которого получают каротажные кривые скважины, после чего каротажные кривые обрабатывают, масштабируя и нормализуя их, затем параметрам каротажных кривых присваивают весовые коэффициенты, выделяют на основе этого фациальные ассоциации и осуществляют кластеризацию скважин в соответствии с фациальными ассоциациями [WO 2020185808, дата публикации: 17.09.2020 г., МПК G01V 11/00; G01V 99/00].

Общим признаком известного технического решения и способа по настоящей группе изобретений является выделение и возможность кластеризации скважин по фациальным ассоциациям. При этом недостатком известного технического решения является его ограниченный функционал, который из-за ограниченного объема входных данных не позволяет провести классификацию участков залежей по различным параметрам, в том числе по разным масштабам, тем самым снижая эффективность классификации.

Известен способ анализа геологического бассейна, при осуществлении которого получают данные параметров бассейна и на их основе производят региональный анализ бассейна, сейсмический анализ бассейна, структурный анализ бассейна, анализ резервуаров бассейна, анализ экранов бассейна, анализ исходных данных о бассейне и анализ моделирования бассейна, после чего результаты проведенного анализа могут использовать для выявления аналогичных геологических бассейнов [RU 2491579, дата публикации: 27.08.2013 г., МПК G01V 1/28; G06F 19/00].

Общим признаком известного технического решения и способа по настоящей группе изобретений является получение параметров геологического бассейна. При этом недостатком известного технического решения является его низкая точность и ограниченные функциональные возможности из-за того, что сбор и анализ данных проводится только на региональном (координатном) уровне, при этом для выявления аналогичных геологических бассейнов используются "сырые", неподготовленные данные, вследствие чего становится возможным неточное выявление аналогов только на уровне геологических бассейнов.

В качестве прототипа выбран способ для классификации участков залежей нефти со схожими свойствами, при осуществлении которого подготавливают геодинамические параметры для продуктивных пластов разрабатываемых участков залежей, ранжируют параметры геодинамического состояния продуктивных пластов, ранжируют продуктивные пласты по величине параметров геодинамического состояния в каждой группе залежи, подбирают оптимальное количество классов классификации и классифицируют участки залежей нефти по выбранным классам [RU 2753903, дата публикации: 24.08.2021 г., МПК G01V 9/00; G01V 99/00; G06F 30/20].

Общим признаком известного технического решения и способа по настоящей группе изобретений является классификация участков залежей по выбранным классам. При этом недостатком прототипа является низкая точность определения участков залежей со схожими свойствами из-за осуществления классификации участков залежей сразу по всем доступным геодинамическим параметрам, вследствие чего предоставляемые сведения, с практической точки зрения, имеют низкую информативность и зачастую не могут отразить все особенности нефтегазоносного бассейна, представляющего собой крайне сложный и неоднородный объект, как в плане, так и в разрезе.

В частности, известный подход не позволяет учесть все взаимосвязи между всеми типами геологических объектов в разных масштабах, что не позволяет получить объективные данные об особенностях осадконакопления, истории развития бассейна, характеристиках нефтематеринских пород и флюидов, заполнивших залежи, глубине и интенсивности погружения бассейна, а также о термобарических условиях, которые совокупно с вышеуказанными параметрами влияют на карбонатизацию горной породы. Кроме того, известный подход не предоставляет возможности ознакомления с важными данными о фациальной зональности геологических объектов на участках залежей.

Таким образом, ограниченный результат и низкая точность известного способа определения участков залежей нефти со схожими свойствами, приводит к отсутствию знаний об особенностях геологического строения нефтегазоносного бассейна в разных масштабах и отсутствию сведений о взаимосвязях между типами его геологических объектов, что исключает не только возможность определения оптимальной стратегии разработки залежей со схожими свойствами на ранних стадиях, но и возможность применения оптимальных технологических решений при разработке таких залежей, а также исключает возможность обмена опытом, ввиду чего необходимо создание иного способа, отвечающего современным требованиям.

Техническая проблема, на решение которой направлена группа изобретений, заключается в необходимости совершенствования и повышении эффективности способа определения участков залежей нефти со схожими свойствами.

Технический результат, на достижение которого направлена группа изобретений, заключается в повышении точности и достоверности определения участков залежей со схожими свойствами за счет

иерархической классификации участков залежей нефти со схожими свойствами и, соответственно, увеличении показателя добычи нефти.

Дополнительный технический результат, на достижение которого направлена группа изобретений, заключается в повышении информативности сведений об участках залежей нефти со схожими свойствами.

Технический результат достигается за счет того, что способ добычи нефти включает следующие этапы (вариант 1):

получение параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин и координат об исследуемом участке залежи нефти;

определение участков залежей нефти со схожими свойствами, относящихся к соответствующим классам и зонам нефтегазоносного бассейна координатного уровня, типам участков залежей нефти зонального уровня, классам фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня путем отнесения исследуемого участка залежи нефти к предварительно сформированным соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней,

при этом для получения предварительно сформированных классов, зон и типов каждого из соответствующих уровней осуществляют

получение параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна, параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин участков залежей нефти,

определение на координатном уровне классов и зон нефтегазоносного бассейна с их координатами путем осуществления кластеризации зон нефтегазоносного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна,

определение на зональном уровне типов участков залежей нефти путем осуществления кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида и параметров, влияющих на разработку,

определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей путем осуществления кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе результатов геофизических исследований скважин;

при этом отнесение исследуемого участка залежи нефти к тем или иным классу, зоне и типу каждого из соответствующих уровней осуществляют следующим образом:

сопоставление координат исследуемого участка с имеющимися координатами классов и зон нефтегазоносного бассейна участков залежей координатного уровня,

сопоставление значений параметров, влияющих на подвижность флюида и параметров, влияющих на разработку исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами типов участков залежей зонального уровня,

сопоставление значений параметров результатов геофизических исследований скважин исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня,

определение тех классов, зон и типов на соответствующих уровнях, на которых значения параметров исследуемого участка залежи равны или наиболее близки к параметрам участков залежей нефти к соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней;

выбор участка залежи нефти для разработки;

осуществление разработки участка залежи нефти и добыча нефти из залежи.

Также технический результат достигается за счет того, что способ определения участков залежей нефти со схожими свойствами включает следующие этапы (вариант 2):

получение параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна, параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин участков залежей нефти,

определение на координатном уровне классов и зон нефтегазоносного бассейна с их координатами путем осуществления кластеризации зон нефтегазоносного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна,

определение на зональном уровне типов участков залежей нефти путем осуществления кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида и параметров, влияющих на разработку,

определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей путем осуществления кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе результатов геофизических исследований скважин,

определение участков залежей нефти со схожими свойствами, относящихся к соответствующим классам и зонам нефтегазоносного бассейна координатного уровня, типам участков залежей нефти зонального уровня, классам фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня.

Также технический результат достигается за счет того, что система для определения участков залежей нефти со схожими свойствами включает пользовательский интерфейс, процессор, память и машиночитаемые инструкции для выполнения процессором способа определения участков залежей нефти со схожими свойствами по варианту 2.

Таким образом, совокупность существенных признаков группы изобретений при определении участков залежей нефти со схожими свойствами (значениями параметров на разных уровнях) позволяет учитывать все наиболее значимые взаимосвязи между всеми типами геологических объектов в разных масштабах, в том числе на координатном (региональном), зональном и объектном уровнях, и позволяет получить объективные данные об особенностях осадконакопления, истории развития бассейна, характеристиках нефтематеринских пород и флюидов, заполнивших залежи, глубине и интенсивности погружения бассейна, а также о термобарических условиях, которые совокупно с вышеуказанными параметрами влияют на характеристики залежей углеводородов, а также обеспечивает возможность ознакомления с важными данными о фациальной зональности геологических объектов на участках залежей. Т.е. изобретение позволяет проводить классификацию участков залежи в разных масштабах: уровни классификации - координатный, зональный и объектный. При этом классификацию по классам, зонам и типам соответствующего уровня осуществляют на основе конкретных полученных параметров (для каждого уровня они свои) об участках залежей нефти, что позволяет учесть все полученные параметры.

Благодаря этому обеспечивается достижение технического результата, заключающегося в повышении точности и достоверности определения участков залежей со схожими свойствами за счет иерархической классификации участков залежей нефти со схожими свойствами и, соответственно, увеличении показателя добычи нефти (углеводородов), тем самым расширяются возможности и повышается эффективность способа определения участков залежей нефти со схожими свойствами.

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

Из уровня техники известен способ для классификации участков залежей нефти со схожими свойствами, в котором классификация осуществляется сразу по всем параметрам геодинамического состояния продуктивных пластов, а итоговая классификация осуществляется по этим параметрам в соответствии с обозначенным количеством классов.

Однако из уровня техники не известен способ для определения участков залежей нефти со схожими свойствами, основанный на масштабированной иерархической кластеризации нефтегазоносного бассейна по наиболее значимым для разработки и добычи нефти параметрам. Применение такого системного подхода к анализу геологических особенностей бассейна не только не известно из уровня техники, но и обеспечивает достижение синергетического эффекта, который заключается в возможности определения оптимальной стратегии разработки залежей на ранних стадиях и применения оптимальных технологических решений при разработке аналогичных залежей за счет выделения данных об особенностях геологического строения нефтегазоносного бассейна в разных масштабах и взаимосвязях между типами его геологических объектов.

Ввиду этого группа изобретений соответствует критерию патентоспособности "изобретательский уровень".

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

Изобретения из группы изобретений связаны между собой и образуют единый изобретательский замысел, что свидетельствует о соответствии группы изобретений критерию патентоспособности "единство изобретения".

Определение на координатном уровне классов и зон нефтегазоносного бассейна осуществляют путем кластеризации зон нефтегазоносного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна. При реализации изобретения параметры геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна могут включать, по меньшей мере, геометрические параметры пространства аккомодации, тектонические параметры, фильтрационно-емкостные параметры и параметры термобарического режима (термобарические параметры). 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. Дополнительно при реализации изобретения для более точного определения участков залежей нефти со схожими свойствами кластеризацию зон нефтегазоносного бассейна для определения классов и зон нефтегазоносного бассейна могут осуществлять по каждому отдельному параметру, под чем подразумевается кластеризация отдельно по геометрическим параметрам пространства аккомодации, тектоническим параметрам, фильтрационно-емкостным параметрам и параметрам термобарического режима. Геометрические параметры аккомодации могут включать высоту шельфа, длину склона, угол наклона склона, протяженность тел Ачимовской толщи. Фильтрационно-емкостные параметры могут включать эффективную толщину, расчлененность, проницаемость и

пористость. Термобарические параметры могут включать пластовое давление, термофизические свойства флюида.

Определение на зональном уровне типов участков залежей нефти осуществляют путем кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида и параметров, влияющих на разработку. При реализации изобретения параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, могут включать, по меньшей мере, коэффициент аномальности (АВПД), среднюю проницаемость по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), среднюю эффективную мощность коллектора, разломы (данные о наличии или отсутствии разломов), среднюю вязкость флюида в пластовых условиях, газовый фактор и др. При этом для более точного определения участков залежей нефти со схожими свойствами коэффициентам аномальности могут задавать разные весовые коэффициенты. При реализации изобретения параметры, влияющие на разработку, могут включать, по меньшей мере, коэффициент продуктивности скважин, стартовый дебит нефти, фактический дебит нефти и жидкости и их темпы падения. Значения этих и других параметров могут быть также получены в результате проведения геологических исследований. Параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, могут включать контрастность канала/фона, контрастность распределительного канала/лопасти, контрастность лопасти/фона, перекрытие лопастей, разветвленность, извилистость и перекрытие система каналов подводных конусов выноса, линейные размеры объектов, мощность, эффективная мощность, проницаемость по керну.

Дополнительно для более точного определения участков залежей нефти со схожими свойствами, тиражирования наиболее успешных технологий добычи нефти и увеличения количества добытого углеводорода, результаты кластеризации координатного и зонального уровней могут быть совмещены.

Определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей осуществляют путем кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе результатов (кривых) геофизических исследований скважин. Это позволяет обнаруживать и кластеризовать фациальные зоны внутри геологических тел, идентифицированных на зональном уровне. При реализации изобретения фациальные ассоциации зон конуса выноса участков залежей могут быть представлены в виде дна бассейна, межлопастных отложений, дистальной части конуса выноса, проксимальной части конуса выноса и каналов. При реализации изобретения результаты ГИС могут представлять собой результаты гамма-каротажа.

Для обеспечения точности кластеризации при реализации изобретения фациальные ассоциации зон конуса выноса могут получать с применением модели машинного обучения, к оцифрованным результатам (кривым) геофизических исследований скважин. При этом в наиболее предпочтительном варианте в качестве алгоритма машинного обучения могут использовать алгоритм случайный лес (RandomForest), который характеризуется устойчивостью к выбросам, быстрой скоростью обучения и возможностью интерпретации полученных результатов. Обучение алгоритма выделению фациальных ассоциаций могут осуществлять на заранее размеченных датасетах, содержащих кривые геофизических исследований скважин.

Дополнительно для повышения точности определения участков залежей со схожими свойствами на основе полученной иерархической классификации модель машинного обучения могут оценивать путем кросс-валидации.

При реализации изобретения, кластеризацию на координатном, зональном и объектном уровнях могут осуществляться любыми известными алгоритмами, однако предпочтительнее осуществлять с применением метода K-Means (k-средних), так как он имеет наиболее высокую точность.

При реализации изобретения дополнительно для исследуемого участка нефти могут определить наиболее близкий участок залежи нефти из соответствующего типа участков залежей зонального уровня. Для определения наиболее близкого участка залежи из соответствующего типа зонального уровня могут определить с помощью методов дерева решений и k-ближайших соседей.

Группа изобретений поясняется следующими фигурами.

На фиг. 1 показана общая схема способа добычи нефти.

На фиг. 2 - параметры пространства аккомодации для единичной клиноформы, где H - высота шельфа, L - длина склона, R - протяженность АТ (Ачимовская толща), α - угол наклона склона.

На фиг. 3 - результирующая карта кластеризации классов и зон нефтегазоносного бассейна на основе тектонических параметров координатного уровня.

На фиг. 4 - результирующая карта кластеризации классов и зон нефтегазоносного бассейна на основе термобарических параметров координатного уровня.

На фиг. 5 - таблица с параметрами типов участков залежей нефти, полученная при кластеризации на основе параметров, влияющих на подвижность флюида в пласте зонального уровня; осуществлен ввод значений параметров, влияющих на насыщение объектов месторождения.

На фиг. 6 - результат сопоставления данных, полученных на координатном и зональном уровнях, при этом выделены шесть зон, характеризующихся разным набором параметров.

На фиг. 7 - результат кластеризации залежей нефти с учетом геологической типизации (зональный уровень), выделены месторождения, попавшие в один кластер по геологическим параметрам.

На фиг. 8 - результат кластеризации участков залежей нефти по коэффициенту продуктивности скважин на зональном уровне.

На фиг. 9 - результат выделения фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей и валидация прогноза на основе фациальных ассоциаций по скважинам на объектном уровне.

На фиг. 10 - трехосная диаграмма зависимости процентного содержания фациальных ассоциаций по гамма-каротажу от мощности пласта в скважинах.

На фиг. 11 - результат кластеризации участков залежей нефти по фациальным ассоциациям на объектном уровне.

На фиг. 12 - функциональная схема системы для определения участков залежей нефти со схожими свойствами.

Для иллюстрации возможности реализации и более полного понимания сути группы изобретений ниже представлен вариант ее осуществления, который может быть любым образом изменен или дополнен, при этом настоящая группа изобретений ни в коем случае не ограничивается представленным вариантом.

Способ добычи нефти могут осуществлять на основе Западносибирского нефтегазоносного бассейна в период формирования Ачимовской толщи (АТ).

Способ определения участков залежей нефти со схожими свойствами (фиг. 1) реализуется рядом основных этапов, обеспечивающих сбор данных и последующую кластеризацию, и типизацию объектов на трех иерархических уровнях: координатном (региональном), зональном и объектном. На этапе 100 получают (для получения координатного, зонального и объектного уровней):

- а) геологические особенности условий формирования нефтегазоносного бассейна;
- б) параметры, влияющие на подвижность флюида и параметры, влияющие на разработку;
- в) результаты гамма-каротажей скважин.

А) В качестве геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна получают геометрические параметры пространства аккомодации, тектонические параметры, фильтрационно-емкостные параметры и термобарические параметры.

Геометрические характеристики бассейна на момент накопления каждого циклита описывают параметрами пространства аккомодации: высотой шельфовой части, крутизной и длиной склона, а также расстоянием распространения тел АТ для каждого клиноциклита в каждой точке его распространения, которые получают на основе построенной региональной структурной модели АТ, которую в свою очередь формируют на основе сейсмических и скважинных данных.

Полученные параметры пространства аккомодации представлены на фиг. 2, где H - высота шельфа, L - длина склона, R - протяженность АТ, α - угол наклона склона.

Для получения тектонических параметров используют карту кровли юрского комплекса, на поверхности которого непосредственно залегает АТ, а также карты плотности разломов по горизонтам. В качестве фильтрационно-емкостных параметров используют данные о расчлененности, эффективной толщине, проницаемости и пористости. В качестве параметров термобарического режима используют данные о пластовом давлении и термofизических свойствах флюидов, полученных в процессе PVT исследования.

Б) Для отложений АТ характерно два основных типа геологических объектов: конусы выноса и оползни. По современным представлениям о строении конусов выноса в любом из них можно выделить три фациальные зоны, различающиеся по количеству и размеру турбидитовых каналов и песчаности отложений: зона одного основного питающего турбидитового канала, которая включает также фации прируслового вала, подводных кривассовых каналов и лопастей; зона крупных ответвляющихся турбидитовых каналов, которая включает также фации прируслового вала, кривассовых каналов и лопастей; зона фронтальных лопастей с многочисленными мелкими (меньше 100 м шириной) переплетающимися и разветвляющимися терминальными турбидитовыми каналами.

Таким образом, для получения параметров, влияющих на подвижность флюида в пласте, исследуют вышеупомянутые объекты, описывая их качественные и количественные параметры: контрастность подводящий канал/фон (зоны одного основного питающего турбидитового канала), контрастность распределительные каналы/лопасти (зона крупных ответвляющихся турбидитовых каналов), контрастность лопасти/фон (зона фронтальных лопастей), перекрытие лопастей, разветвленность извилистость и перекрытие систем каналов подводных конусов выноса, линейные размеры объектов (длина, ширина и их соотношение), мощность, эффективная мощность, проницаемость по керну и по ГДИС.

Совокупно с параметрами геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна полученный перечень включает следующие параметры:

- количество точек питания (КВ), шт;
- линейная плотность точек питания на км бровки шельфа, д. ед.;
- разломы (1 - да, 0 - нет);
- эффективная толщина коллектора ГИС, м;
- проницаемость ГИС, мД;
- длина разломов D , км;

ширина разломов W , км;
 газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 стабильное содержание конденсата, $\text{г}/\text{м}^3$;
 коэффициент аномальности (АВПД) $P_{\text{пл}}$, д. ед.;
 $P_{\text{пл}}$, Мпа;
 $P_{\text{нас}}$, Мпа;
 μ нефти, сП;
 высота шельфа, H , м;
 длина склона, L , км;
 протяженность, R , км;
 угол наклона склона, α , °;
 структура, Struct, м;
 отношение эффективной части коллектора к общей мощности пласта, NTG, д. ед.;
 расчлененность, ед.

После этого получают параметры, влияющие на разработку. Среди таких параметров представлены коэффициент продуктивности скважин;
 стартовый дебит нефти;
 фактический дебит нефти и жидкости и их темпы падения.

В) Кривые гамма-каротажей скважин получают посредством проведения геофизического исследования скважин посредством зонда.

Этап 110, на котором осуществляют определение на координатном уровне классов зон нефтегазоносного бассейна, реализуют путем кластеризации классов и зон нефтегазоносного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна, среди которых геометрические параметры пространства аккомодации, тектонические параметры, фильтрационно-емкостные параметры и термобарические параметры.

Для кластеризации на координатном уровне анализируют нетипичные значения параметров и выбирают метод кластеризации (например, с использованием паплайн).

Например, для выявления нетипичных значений используют алгоритмы Isolation Forest, Local Outlier Factor и критерий вылета за $Q1-1.5IQR$ и $Q3+1.5IQR$. В случае если 3 из 6 алгоритмов дают флаг вылета, точку обозначают, как вылет. Таким образом, на ранней стадии выявляют и отфильтровывают ошибки при построении карт.

На этапе кластеризации за базу выбирают алгоритмы K-means++ и Expectation Maximization (EM). Далее с их помощью перебирают параметры этих алгоритмов и комбинации исходных данных, которые выдают наибольшее значение метрики Silhouette Score, которую рассчитывают по следующим формулам:

$$swc = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N S_{x_j}$$

$$S_{x_j} = \frac{b_{p_j} - a_{p_j}}{\max(a_{p_j}, b_{p_j})}$$

где SWC - Silhouette Score, b_{p_j} - расстояние между точками разных кластеров, a_{p_j} - расстояние между точками одного кластера. По отбивке лучшие комбинации сохраняют для дальнейшей геологической интерпретации.

После выполнения кластерного анализа получены классы (по параметрам геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна), на основании которых выделяют зоны (области) преимущественного распространения того или иного класса.

На основе проведенной кластеризации по параметрам пространства аккомодации, в частности по высоте склона и углу наклона бровки шельфа, получают карту (на фигуре не показана), тем самым делят АТ на координатном (региональном) уровне на 3 кластера "Север", "Запад", "Восток", что наиболее полно отражает характер заполнения бассейна и особенности расположения источников сноса.

При кластеризации АТ по тектоническим параметрам на карте (фиг. 3) выделяют 3 области: южная зона, зона рифта, северная зона Ямало-Карской депрессии. Отдельно выделяют Мессояхский порог.

При кластеризации АТ по фильтрационно-емкостным параметрам на карте выделяются северная и южная части территории, между толщинами и расчлененностью которых существуют различия. В то время как зона с максимальными толщинами и расчлененностью ориентирована вдоль центральной наиболее погруженной части бассейна и соответствует валанжин-готеривским клиноформным комплексам.

При кластеризации АТ по термобарическим параметрам, на карте (фиг. 4) территорию разделяют на три области (зоны): южный, северный и отдельно выделяют наиболее погруженную часть северной зоны, где наблюдают максимальное пластовое давление и высокий коэффициент аномальности.

Этап 120, на котором осуществляют определение на зональном уровне типов участков залежей нефти, реализуют путем кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида в пласте, и параметров, влияющих на разработку.

Для этого сначала осуществляют кластеризацию по параметрам, влияющим на подвижность флюида в пласте. В результате выполнения кластеризации сначала выделяют четыре основных типа. Однако данная зональность требует детализации и дополнительно была выполнена кластеризация для каждого из четырех типов. С целью выявления наиболее значимых параметров кластеризацию сначала выполняют без исключения или присвоения каким-либо параметрам весовых коэффициентов. Для кластеризации используют алгоритм K-Means++.

Затем параметры ранжируют по важности и достоверности исходных данных и выбирают ключевые факторы и оценки чувствительности к ним. Для более точной кластеризации коэффициентам аномальности задают разные весовые коэффициенты. Выполняют несколько экспериментов с делением параметров на группы. В результате выделяют наиболее значимые параметры, представленные на фиг. 5, и осуществляют итоговую типизацию залежей нефти.

После этого для более точного определения участков залежей нефти со схожими свойствами и тиражирования наиболее успешных технологий добычи нефти с учетом особенностей геологического строения, совмещают результаты кластеризации регионального и зонального уровней (фиг. 6), в результате чего выделяют шесть зон. Т.е. берут результаты регионального уровня по зонам (на фиг. 6 показан результат координатного уровня, состоящий из 6 зон (Север Ямало-Карской депрессии, Мессояхский вал, Юг Ямало-Карской депрессии, Юг Ямало-Карской депрессии (наиболее погруженная часть), влияние Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, Среднеобская региональная ступень (Восточная и Западная часть)) и определяют, какие типы зонального уровня соответствуют той или иной зоне регионального уровня.

Затем с учетом проведенной геологической типизации осуществляют кластеризацию залежей нефти по параметрам, влияющим на разработку.

Затем осуществляют кластеризацию залежей с учетом геологической типизации (фиг. 7), где выделяют месторождения, попавшие в один кластер по геологическим параметрам. После этого осуществляют кластеризацию месторождений по коэффициенту продуктивности скважин (фиг. 8), стартовому дебиту нефти и фактическому дебиту нефти и жидкости и их темпам падения.

Этап 130, на котором осуществляют определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей, реализуют путем кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе кривых гамма-каротажей скважин.

Для этого сначала определяют фациальные ассоциации зон конуса выноса на основе кривых гамма-каротажа (ГК), данные которых анализируют с применением алгоритма машинного обучения.

В качестве алгоритма машинного обучения используют алгоритм случайный лес (RandomForest), который характеризуется устойчивостью к выбросам, быстрой скоростью обучения и возможностью интерпретации полученных результатов.

В качестве обучающей выборки используют данные уже размеченных ГК объектов, расположенных в северной, западной и восточной частях Западносибирского бассейна. При этом образы гамма-каротажа оцифровывают методом статистического описания сигнала. Такие параметры, как расчлененность, тренд песчаности, цикличность, описывают с точки зрения математической статистики параметрами дисперсии, полинома n -й степени и автокорреляции в плавающем окне. Такой метод позволяет расширить пространство параметров: помимо абсолютных и нормированных значений метода ГК, получают еще и описательные статистики, характеризующие образы, которые зачастую наблюдает человек исследуя разрез АТ.

Для обучения алгоритма используют следующие параметры ГК кривых:

абсолютные значения ГК;

значения двойного разностного параметра по ГК;

среднее, максимальное, минимальное значение ГК в выбранном плавающем окне;

дисперсия ГК в плавающих окнах разного размера (5, 10, 50 отсчетов ГК);

сглаженные значения ГК (окна сглаживания 15, 25, 35).

С применением алгоритма машинного обучения к имеющимся параметрам ГК получают следующие фациальные ассоциации:

дно бассейна и межлопастные отложения;

дистальная часть конуса выноса;

проксимальная часть конуса выноса и каналы.

Качество модели машинного обучения оценивают путем кросс-валидации: одну из скважин обучающей выборки скрывают и в дальнейшем на ней проводят оценку согласно метрике F1. В расчете оценки участвуют только интервалы коллектора по причине того, что АТ в обучающей выборке более чем на 50% состоит из мощных глинистых прослоев. Таким образом, результирующая оценка F1 score оказалась равной ~0,72.

Валидация прогноза на основе фациальных ассоциаций по скважинам представлена на фиг. 9, где левая колонка - исходная разметка, правая колонка - результат прогноза при исключении скважины из обучающей выборки.

После этого выполняют кластеризацию скважин по фациальным ассоциациям.

В частности, кластеризацию скважин осуществляют на 3 класса. Разделение на классы выполняют на основе соотношения фациальных ассоциаций по ГК, мощности фациальных ассоциаций и расчлененности коллектора в разрезе скважин.

На трехосной диаграмме (фиг. 10) по осям отложено процентное содержание фациальных ассоциаций по ГК от мощности пласта в скважинах. Цвет точки обозначает принадлежность скважины к классу, выделенному по соотношению фациальных ассоциаций по ГК, мощности фациальных ассоциаций и расчлененности коллектора в разрезе скважины.

Результаты проведенной кластеризации объектного уровня представлены на фиг. 11.

Для класса 1 характерна малая мощность пласта и средняя мощность фаций коллектора.

Для класса 2 характерна средняя мощность пласта, средняя суммарная мощность проксимальной и дистальной части конуса выноса, высокая расчлененность разреза.

Для класса 3 характерна большая суммарная мощность проксимальной и/или дистальной части, низкая расчлененность.

На основании всех полученных данных обеспечивается возможность типизации нефтегазонасного бассейна по геологическим и геомеханическим характеристикам, и перед началом разработки предоставляется возможность определения периметра тиражирования и сокращения срока подбора технологий, а также более эффективного вовлечения запасов в разработку. Помимо этого, предоставляется возможность комплексной и многокритериальной оценки вероятности успешности и обоснованности технологического сценария для каждого типа АТ, что позволит впоследствии снизить капитальные расходы на разработку. Этап 140, на котором осуществляют определение участков залежей нефти со схожими свойствами путем получения информации о классах зон нефтегазонасного бассейна, полученных на координатном (региональном) уровне, классах участков залежей нефти, полученных на зональном уровне, и классах фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на объектном уровне. Т.е. на данном этапе после проведения типизации получают участки залежей со схожими свойствами, т.е. те, которые попали в один и тот же класс, зону или тип соответствующего уровня. Также получают параметр, влияющие на подвижность флюида, параметры, влияющих на разработку, результаты геофизических исследований скважин и координаты об исследуемом участке залежи нефти. На этапе 150 определяют участки залежей нефти со схожими свойствами, относящиеся к соответствующим классам и зонам нефтегазонасного бассейна координатного уровня, классам типам участков залежей нефти зонального уровня, классам фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня путем отнесения исследуемого участка залежи нефти к предварительно сформированным соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней (что описано выше).

Определение участков залежей со схожими свойствами могут осуществлять за счет графического интерфейса, посредством которого вводят пользовательский запрос, содержащий значения параметров участка залежи, сервера, сопоставляющего значения параметров участка залежи в пользовательском запросе с имеющейся в хранилище информацией о классах: зон нефтегазонасного бассейна, полученных на координатном (региональном) уровне, участков залежей нефти, полученных на зональном уровне, и фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей, полученных на объектном уровне, определения тех классов на уровнях, значения параметров внутри которых наиболее близки к параметрам участков залежи в пользовательском запросе, определения участков залежей нефти, относящихся к соответствующим классам. И передаче на графический интерфейс информации об обнаруженном участке залежи нефти со схожими свойствами.

На основе этих данных на этапе 160 определяют наиболее предпочтительный объект залежи нефти с учетом данных и после всех подготовительных работ, на этапе 170 осуществляет разработку залежи нефти с последующей ее добычей из залежи.

На зональном уровне при вводе параметров пользователь может добавить любой параметр из базы знаний и задать как фиксированное значение, так и вероятностное (P10-P50-P90). Каждому параметру может быть присвоен вес от 0 до 10. Вес параметров по умолчанию равен 1. Аналог ищутся по всем параметрам, которые ввел пользователь, с учетом заданных весов. Мера сходства считается для всех залежей в долях единицы, при расчете залежь считается аналогом, если мера схожести превышает пороговое значение 0,58. Пользователь может задавать фильтры по всем значениям из базы знаний, а также может фильтровать залежи по расстоянию от планируемого участка. В случае если какие-то параметры являются неизвестными они заполняются из полученного списка аналогов с учетом фильтрации выполненной пользователем. Если пользователь пропускает этап подбора аналогов, то аналогами считаются все залежи того же типа на зональном уровне.

Система определения участков залежи со схожими свойствам по способам по варианту 2 и 3 реализуется посредством пользовательской компьютерной системы 200 (фиг. 12), 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 повышении точности и достоверности определения участков залежей со схожими свойствами за счет иерархической классификации участков залежей нефти со схожими свойствами, и соответственно, увеличение показателя добычи нефти, тем самым расширяются возможности и повышается эффективность способа.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ добычи нефти, который включает следующие этапы:

получение параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин и координат об исследуемом участке залежи нефти;

определение участков залежей нефти со схожими свойствами, относящихся к соответствующим классам и зонам нефтегазонасного бассейна координатного уровня, типам участков залежей нефти зонального уровня, классам фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня путем отнесения исследуемого участка залежи нефти к предварительно сформированным соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней,

при этом для получения предварительно сформированных классов, зон и типов каждого из соответствующих уровней осуществляют

получение параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазонасного бассейна, параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин участков залежей нефти,

определение на координатном уровне классов и зон нефтегазонасного бассейна с их координатами путем осуществления кластеризации зон нефтегазонасного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазонасного бассейна,

определение на зональном уровне типов участков залежей нефти путем осуществления кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида, и параметров, влияющих на разработку,

определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей путем осуществления кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе результатов геофизических исследований скважин;

при этом отнесение исследуемого участка залежи нефти к тем или иным классу, зоне и типу каждого из соответствующих уровней осуществляют следующим образом:

сопоставление координат исследуемого участка с имеющимися координатами классов и зон нефтегазонасного бассейна участков залежей координатного уровня,

сопоставление значений параметров, влияющих на подвижность флюида и параметров, влияющих на разработку исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами типов участков залежей зонального уровня,

сопоставление значений параметров результатов геофизических исследований скважин исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня,

определение тех классов, зон и типов на соответствующих уровнях, на которых значения параметров исследуемого участка залежи равны или наиболее близки к параметрам участков залежей нефти к соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней;

выбор участка залежи нефти для разработки;

осуществление разработки участка залежи нефти и добыча нефти из залежи.

2. Способ по п.1, в котором на координатном уровне геологические особенности условий формирования нефтегазонасного бассейна включают геометрические параметры пространства аккомодации, тектонические параметры, фильтрационно-емкостные параметры и термобарические параметры.

3. Способ по п.2, в котором геометрические параметры аккомодации включают высоту шельфа, длину склона, угол наклона склона, протяженность тел Ачимовской толщи.

4. Способ по п.2, в котором фильтрационно-емкостные параметры включают эффективную толщину, расчлененность, проницаемость и пористость.

5. Способ по п.2, в котором термобарические параметры включают пластовое давление, термофизические свойства флюида.

6. Способ по п.1, в котором на координатном уровне кластеризацию зон нефтегазонасного бассейна для определения классов зон нефтегазонасного бассейна осуществляют по каждому отдельному параметру.

7. Способ по п.1, в котором на зональном уровне параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, включают, по меньшей мере, коэффициент аномальности, средней проницаемости, средней эффективной мощности коллектора, данные о наличии или отсутствии разломов, средней вязкости флюида в пластовых условиях и газовом факторе.

8. Способ по п.7, в котором параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, включают контрастность канала/фона, контрастность распределительного канала/лопасти, контрастность лопасти/фона, перекрытие лопастей, разветвленность, извилистость и перекрытие системы каналов подводных конусов выноса, линейные размеры объектов, мощность, эффективную мощность, проницаемость по керну.

9. Способ по п.7, в котором коэффициентам аномальности задают разные весовые коэффициенты.

10. Способ по п.1, в котором на зональном уровне параметры, влияющие на разработку, включают, по меньшей мере, коэффициент продуктивности скважин, стартовый дебит нефти, фактический дебит нефти и жидкости и их темпы падения.

11. Способ по п.1, в котором на координатном уровне кластеризацию для определения классов зон нефтегазоносного бассейна осуществляют с применением метода k-средних.

12. Способ по п.1, в котором на зональном уровне кластеризацию для определения классов участков залежей нефти осуществляют с применением метода k-средних.

13. Способ по п.1, в котором осуществляют совмещение результатов кластеризации зон нефтегазоносного бассейна, полученных на координатном уровне, и результатов кластеризации участков залежей нефти, полученных на зональном уровне.

14. Способ по п.1, в котором на объектном уровне кластеризацию для определения классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса осуществляют с применением метода k-средних.

15. Способ по п.1, в котором на объектном уровне полученные фациальные ассоциации зон конуса выноса участков залежей представлены в виде дна бассейна, межлопастных отложений, дистальной части конуса выноса, проксимальной части конуса выноса и каналов.

16. Способ по п.1, в котором результаты геофизических исследований скважин представляют собой результаты гамма-каротажа.

17. Способ по п.1, в котором на объектном уровне фациальные ассоциации зон конуса выноса получают с применением модели машинного обучения к результатам геофизических исследований скважин.

18. Способ по п.17, в котором в качестве модели машинного обучения используют RandomForest.

19. Способ по п.17, в котором модель машинного обучения оценивают путем кросс-валидации.

20. Способ по п.1, в котором дополнительно для исследуемого участка нефти определяют наиболее близкий участок залежи нефти из соответствующего типа зонального уровня.

21. Способ по п.20, в котором для определения наиболее близкого участка залежи из соответствующего типа зонального уровня определяют с использованием методов дерева решений и k-ближайших соседей.

22. Способ определения участков залежей со схожими свойствами, который включает следующие этапы:

получение параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна, параметров, влияющих на подвижность флюида, параметров, влияющих на разработку, результатов геофизических исследований скважин участков залежей нефти;

определение на координатном уровне классов и зон нефтегазоносного бассейна с их координатами путем осуществления кластеризации зон нефтегазоносного бассейна на основе параметров геологических особенностей условий формирования нефтегазоносного бассейна;

определение на зональном уровне типов участков залежей нефти путем осуществления кластеризации участков залежей нефти на основе параметров, влияющих на подвижность флюида, и параметров, влияющих на разработку;

определение на объектном уровне классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей путем осуществления кластеризации фациальных ассоциаций зон конуса выноса, полученных на основе результатов геофизических исследований скважин;

определение участков залежей нефти со схожими свойствами, относящихся к соответствующим классам и зонам нефтегазоносного бассейна координатного уровня, типам участков залежей нефти зонального уровня, классам фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня.

23. Способ по п.22, в котором на координатном уровне геологические особенности условий формирования нефтегазоносного бассейна включают, по меньшей мере, геометрические параметры пространства accommodations, тектонические параметры, фильтрационно-емкостные параметры и термобарические параметры.

24. Способ по п.23, в котором геометрические параметры accommodations включают высоту шельфа, длину склона, угол наклона склона, протяженность тел Ачимовской толщи.

25. Способ по п.23, в котором фильтрационно-емкостные параметры включают эффективную толщину, расчлененность, проницаемость и пористость.

26. Способ по п.23, в котором термобарические параметры включают пластовое давление, термофизические свойства флюида.

27. Способ по п.22, в котором на координатном уровне кластеризацию зон нефтегазонасного бассейна для определения классов и зон нефтегазонасного бассейна осуществляют по каждому отдельному параметру.

28. Способ по п.22, в котором на зональном уровне параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, включают, по меньшей мере, коэффициент аномальности, средней проницаемости, средней эффективной мощности коллектора, данные о наличии или отсутствии разломов, средней вязкости флюида в пластовых условиях и газовом факторе.

29. Способ по п.28, в котором параметры, влияющие на подвижность флюида в пласте, включают контрастность канала/фона, контрастность распределительного канала/лопасти, контрастность лопасти/фона, перекрытие лопастей, разветвленность, извилистость и перекрытие системы каналов подводных конусов выноса, линейные размеры объектов, мощность, эффективную мощность, проницаемость по керну.

30. Способ по п.28, в котором коэффициентам аномальности задают разные весовые коэффициенты.

31. Способ по п.22, в котором на зональном уровне параметры, влияющие на разработку, включают коэффициент продуктивности скважин, стартовый дебит нефти, фактический дебит нефти и жидкости и их темпы падения.

32. Способ по п.22, в котором на координатном уровне кластеризацию для определения классов и зон нефтегазонасного бассейна осуществляют с применением метода k-средних.

33. Способ по п.22, в котором на зональном уровне кластеризацию для определения типов участков залежей нефти осуществляют с применением метода k-средних.

34. Способ по п.22, в котором осуществляют совмещение результатов кластеризации зон нефтегазонасного бассейна, полученных на координатном уровне, и результатов кластеризации участков залежей нефти, полученных на зональном уровне.

35. Способ по п.22, в котором на объектном уровне кластеризацию для определения классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса осуществляют с применением метода k-средних.

36. Способ по п.22, в котором на объектном уровне полученные фациальные ассоциации зон конуса выноса участков залежей представлены в виде дна бассейна, межлопастных отложений, дистальной части конуса выноса, проксимальной части конуса выноса и каналов.

37. Способ по п.22, в котором результаты геофизических исследований скважин представляют собой результаты гамма-каротажа.

38. Способ по п.22, в котором на объектном уровне фациальные ассоциации зон конуса выноса получают с применением модели машинного обучения к результатам геофизических исследований скважин.

39. Способ по п.38, в котором в качестве модели машинного обучения используют RandomForest.

40. Способ по п.38, в котором модель машинного обучения оценивают путем кросс-валидации.

41. Способ по п.22, в котором дополнительно относят исследуемый участок залежи нефти к тем или иным классу, зоне и типу каждого из соответствующих уровней следующим образом:

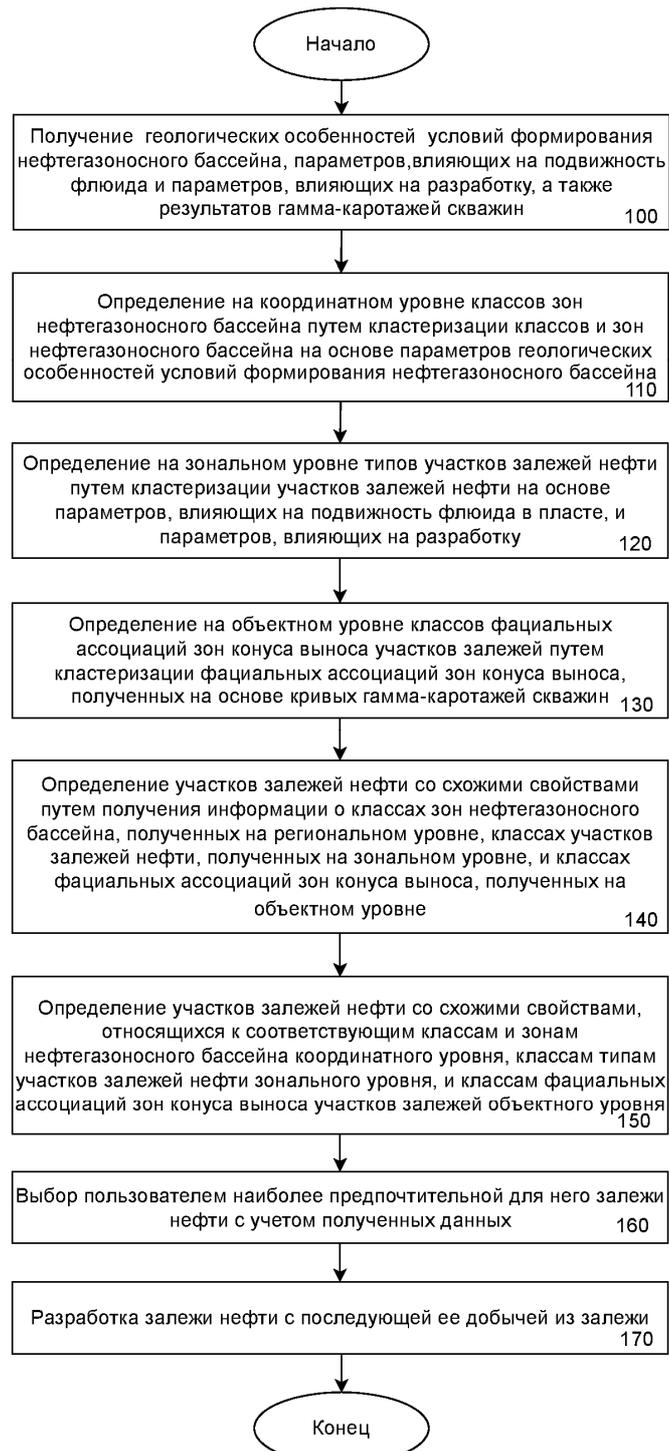
сопоставление координат исследуемого участка с имеющимися координатами классов и зон нефтегазонасного бассейна участков залежей координатного уровня;

сопоставление значений параметров, влияющих на подвижность флюида, и параметров, влияющих на разработку исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами типов участков залежей зонального уровня;

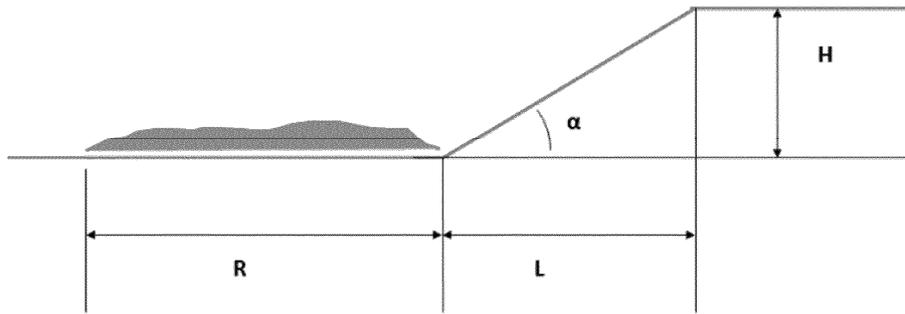
сопоставление значений параметров результатов геофизических исследований скважин исследуемого участка залежи с имеющимися параметрами классов фациальных ассоциаций зон конуса выноса участков залежей объектного уровня;

определение тех классов, зон и типов на соответствующих уровнях, на которых значения параметров исследуемого участка залежи равны или наиболее близки к параметрам участков залежей нефти к соответствующим классам, зонам и типам соответствующих уровней.

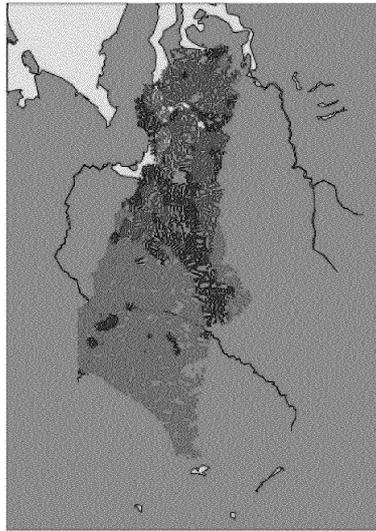
42. Система для определения участков залежей нефти со схожими свойствами, включающая по крайней мере один процессор, оперативную память и машиночитаемые инструкции для выполнения способа определения участков залежи нефти по любому из пп.22-41.



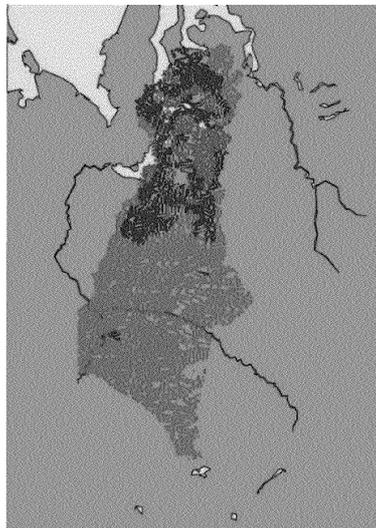
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

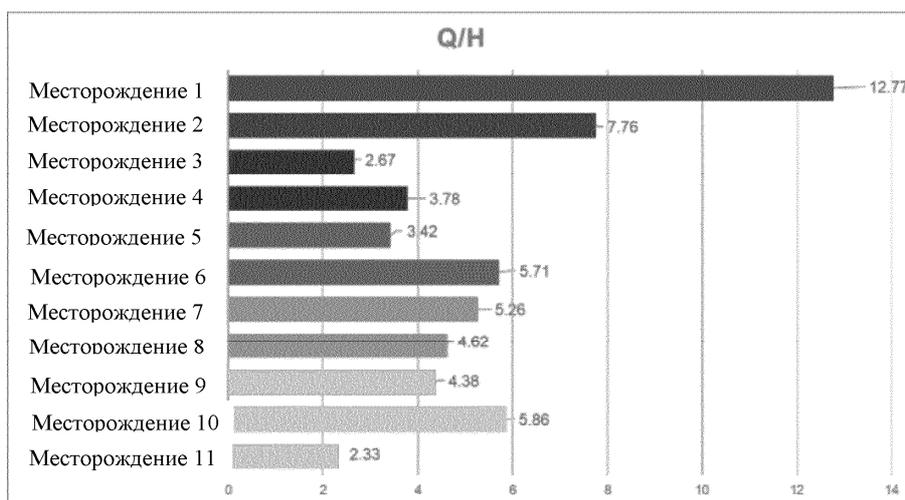
Тип	Разломы*	Нэфф ГИС, м	Кпр ГИС, мД	Коэф. АВПД	Вязкость флюида	Газовый фактор	Насыщение
1	0,0	11,2	22,07	1,00	1,03	50	Н
2	0,8	11,0	0,26	1,59	0,05	2775	ГК
3	1,1	8,2	1,56	1,03	0,63	150	Н
4	0,5	8,0	2,11	1,02	3,64	38	Н
5	0,4	15,0	0,56	1,55	0,20	493	Н
6	0,0	10,0	2,44	1,03	0,77	134	Н

*Разломы – (0 – разломы отсутствуют, 1 – единичные разломы, 2 – кулисы)

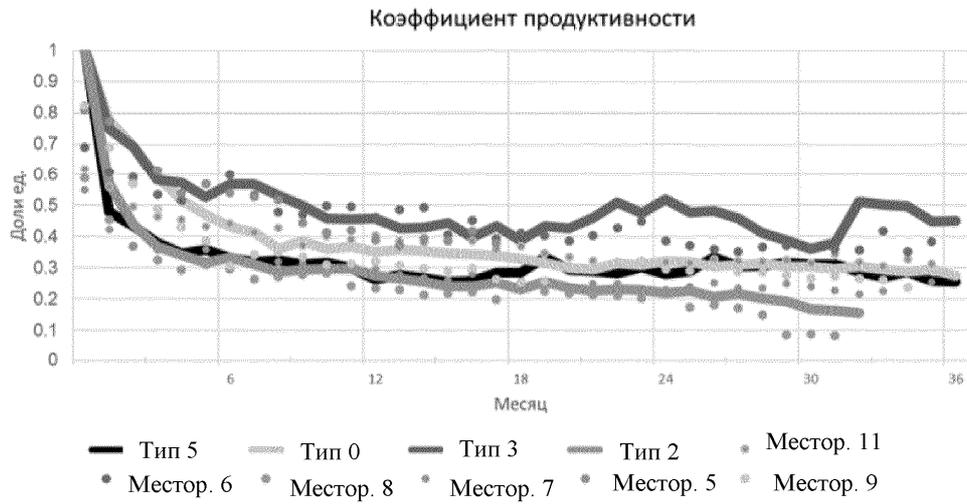
Фиг. 5

Зона координатного уровня	Название зон координатного уровня	Типы зонального уровня
1	Север Ямало-Карской депрессии	-
2	Мессояхский вал	2, 5
3	Юг Ямало-Карской депрессии	
4	Юг Ямало-Карской депрессии (наиболее погруженная часть)	2, 5
5	Влияние Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта	4, 3, 6
6	Среднеобская региональная ступень (Восточная и Западная часть)	1,6

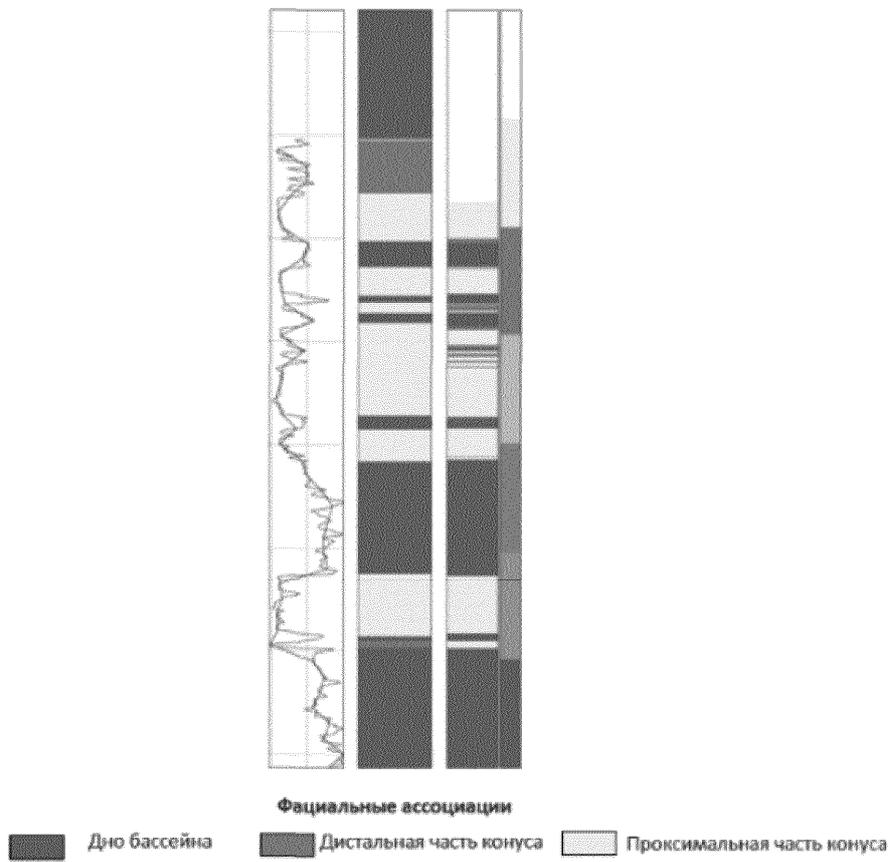
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



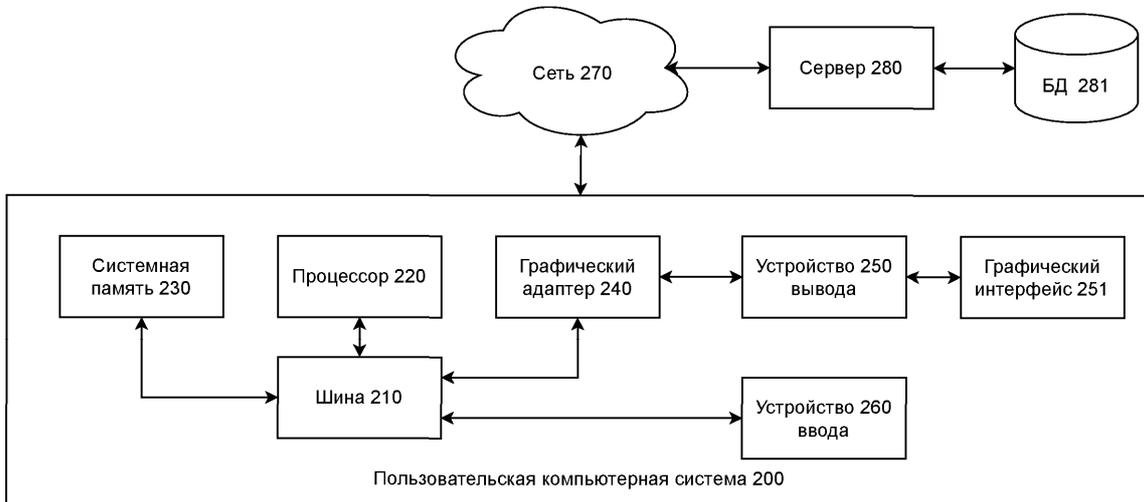
Фиг. 9



Фиг. 10

Класс	Типовой разрез	Мощность общая, м	Н проксимальной части конуса, м	Н дистальной части конуса, м	Н дна/межфеновых отложений, м	Красч(нормир по Нглин)	Кпр, мД	Кп, %	PI (1 мес)	PI (6 мес)
● Класс 1		34,5	10,0	5,1	19,2	0,17	6,6	0,18	0,17	0,06
● Класс 2		41,5	6,2	6,7	28,5	0,18	6,1	0,18	0,17	0,07
● Класс 3		48,1	16,5	15,3	16,4	0,12	7,1	0,18	0,29	0,11

Фиг. 11



Фиг. 12

