



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/00 (2019.02); E21B 49/00 (2019.02)

(21)(22) Заявка: 2019100279, 09.01.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.01.2019

Дата регистрации:
13.12.2019

Приоритет(ы):
(22) Дата подачи заявки: 09.01.2019

(45) Опубликовано: 13.12.2019 Бюл. № 35

Адрес для переписки:
629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул.
Геологоразведчиков, 9, ООО "Газпром добыча
Ямбург", для технического отдела

(72) Автор(ы):
Кирсанов Сергей Александрович (RU),
Пономарев Александр Иосифович (RU),
Меркулов Анатолий Васильевич (RU),
Сопнев Тимур Владимирович (RU),
Арабский Анатолий Кузьмич (RU),
Кожухарь Руслан Леонидович (RU)

(73) Патентообладатель(и):
Общество с ограниченной ответственностью
"Газпром добыча Ямбург" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2475646 C1, 20.02.2013. RU
2657917 C1, 18.06.2018. RU 2346148 C1,
10.02.2009. RU 2123582 C1, 20.12.1998. RU
2014146091 A, 10.06.2016. US 2009194274 A1,
06.08.2009. US 20020082815 A1, 27.06.2002.

(54) СПОСОБ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу адаптации гидродинамической модели с учетом неопределенности геологического строения. Техническим результатом является минимизация погрешности расчета технологических показателей разработки месторождения с применением гидродинамических моделей. Способ включает проведение геофизических, газодинамических, гидродинамических исследований скважин, отбор керна, проведение петрофизических исследований, обобщение материалов по изучению геологического строения, построение геологической модели месторождения, определение распределения фаций по площади месторождения по данным петрофизических и геофизических исследований, определение минимального, максимального и наиболее вероятного значений коэффициентов песчанистости, пористости,

нефтегазонасыщенности, проницаемости, эффективных нефтегазонасыщенных толщин для каждой ячейки (блока) трехмерной модели месторождения, оценку геологических показателей в межскважинном пространстве, расчет показателей разработки на гидродинамической модели. В базу данных автоматической системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) и/или информационно-управляющей системы (ИУС) вводят рассчитанные на гидродинамической модели показатели разработки и допустимые отклонения. Осуществляют контроль фактических показателей разработки по приборам, установленным на скважинах, и записывают результаты этих измерений в свою базу данных. Проводят проверку отклонения расчетных показателей от фактически измеренных. Формируют блок информации о фактических

текущих и исторических показателей разработки, которые передаются по каналам связи на дополнительную обработку. Строят трехмерное распределение погрешности расчета адаптируемого показателя разработки по гидродинамической модели. Определяют аналитическую зависимость между геологическими параметрами, участвующими в адаптации, и адаптируемым показателем разработки. Определяют значения геологических параметров для каждой ячейки (блока) трехмерной модели. Для каждой ячейки проверяют соответствие значений заданных параметров. Если величина геологического параметра выходит за границы вероятностных отклонений, ему присваивают соответственно максимальное или минимальное вероятное значение. Продолжают процесс адаптации для других ячеек (блоков) модели до достижения заданной погрешности. Передают уточненные расчетные данные в базу данных АСУ ТП и/или

ИУС для дальнейшего контроля за разработкой месторождения. В случае невозможности обеспечения заданной точности расчета показателей определяют геологические параметры с наибольшей степенью неопределенности и высоким влиянием на показатели разработки. Определяют зоны месторождения с максимальной погрешностью расчета показателей разработки и в выявленных зонах месторождения проводят дополнительные геофизические, петрофизические, гидродинамические исследования для локального уточнения геологических параметров, и по результатам дополнительных исследований проводят повторную процедуру адаптации гидродинамической модели, после чего соответствующие параметры загружают в базу данных для дальнейшего контроля за разработкой месторождения. 1 з.п. ф-лы, 2 ил., 1 табл.

1 С 7 0 6 0 7 R U

R U 2 7 0 9 0 4 7 С 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 43/00 (2019.02); E21B 49/00 (2019.02)(21)(22) Application: **2019100279, 09.01.2019**(24) Effective date for property rights:
09.01.2019Registration date:
13.12.2019

Priority:

(22) Date of filing: **09.01.2019**(45) Date of publication: **13.12.2019 Bull. № 35**

Mail address:

**629306, YANAO, g. Novyj Urengoj, ul.
Geologorazvedchikov, 9, OOO "Gazprom dobycha
Yamburg", dlya tekhnicheskogo otdela**

(72) Inventor(s):

**Kirsanov Sergej Aleksandrovich (RU),
Ponomarev Aleksandr Iosifovich (RU),
Merkulov Anatolij Vasilevich (RU),
Sopnev Timur Vladimirovich (RU),
Arabskij Anatolij Kuzmich (RU),
Kozhukhar Ruslan Leonidovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"Gazprom dobycha Yamburg" (RU)**

(54) **METHOD OF ADAPTATION OF HYDRODYNAMIC MODEL OF PRODUCTIVE FORMATION OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSIT TAKING INTO ACCOUNT UNCERTAINTY OF GEOLOGICAL STRUCTURE**

(57) Abstract:

FIELD: machine building.

SUBSTANCE: invention relates to a method of adapting a hydrodynamic model taking into account uncertainty of a geological structure. Method includes geophysical, gas-dynamic, hydrodynamic investigations of wells, core sampling, petrophysical studies, generalization of materials on geological structure study, construction of a geological model of the deposit, determination of distribution of facies along the area of the deposit based on petrophysical and geophysical survey data, determination of minimum, maximum and most probable values of coefficients of sand content, porosity, oil and gas saturation, permeability, effective oil and gas-saturated thicknesses for each cell (block) of the three-dimensional model of the deposit, evaluation of geological indices in the inter-well space, calculation of development indices on the hydrodynamic model. Development parameters and permissible tolerances calculated for the hydrodynamic model are entered into the database of the automatic process control system (APCS) and / or information-control

system (ICS). Actual development indices are monitored on instruments installed on wells, and results of these measurements are recorded in their data base. Deviation of design values from actually measured deviations is checked. Block of information on actual current and historical development indices is generated, which are transmitted via communication channels for additional processing. Three-dimensional distribution of calculation error of adapted development index is plotted by hydrodynamic model. Analytic relationship between geological parameters involved in adaptation and an adaptable development index is determined. Values of geological parameters for each cell (block) of the three-dimensional model are determined. Values of the specified parameters are checked for each cell. If the value of the geological parameter exceeds the limits of probabilistic deviations, the maximum or minimum probable value is assigned accordingly. Adaptation process for other cells (blocks) of the model is continued until the specified error is achieved. Refined calculation data are transmitted to APCS and

/ or ICS data base for further control over deposit development. If it is impossible to provide specified accuracy of calculation of parameters, geological parameters with the highest degree of uncertainty and high influence on development indices are determined. Field zones are determined with maximum error of development indices calculation and additional geophysical, petrophysical, hydrodynamic investigations are performed in identified zones of the deposit for local refinement of geological parameters, and based on the

results of additional studies, a repeated procedure of adapting the hydrodynamic model is carried out, after which corresponding parameters are loaded into a database for further monitoring of development of the deposit.

EFFECT: minimization of calculation error of technological indices of deposit development with application of hydrodynamic models.

1 cl, 2 dwg, 1 tbl

R U 2 7 0 9 0 4 7 C 1

R U 2 7 0 9 0 4 7 C 1

Изобретение относится к области добычи природного газа, нефти и конденсата, а именно к процедуре адаптации гидродинамических моделей для корректного прогноза технологических показателей разработки месторождений.

5 При построении гидродинамических моделей с историей разработки возникают отклонения расчетных показателей разработки от фактических показателей, наблюдаемых на месторождении. Применение математических моделей, не соответствующих фактическим показателям разработки недопустимо, поскольку ведет к принятию неверных технических решений при проектировании разработки и обустройстве месторождения.

10 Известен способ адаптации фильтрационных потоков к фактическим показателям разработки [Красовский А.В., Свентский С.Ю., Лысов А.О., Атеполихин В.В. «Комплексное геолого-технологическое моделирование крупного газового месторождения на примере Заполярного НГКМ» - сборник докладов XVII науч. - практ. конф. ТюменНИИгипрогаз «Проблемы развития газовой промышленности», 2014, С. 15 101-103]

Способ включает введение коэффициентов множителей порового объема или коэффициента проницаемости в определенных областях месторождения для снижения погрешности расчета показателей разработки на гидродинамической модели.

20 Существенным недостатком данного способа является то, что при его реализации не учитывают геологические особенности месторождения и в процессе адаптации могут возникнуть зоны месторождения с аномальными значениями пористости и проницаемости, которые будут выходить за границы максимальных и минимальных значений, полученных при петрофизических и геофизических исследованиях скважин и пластов.

25 Известен способ получения трехмерного распределения проницаемости пласта, в котором результаты гидродинамических исследований скважин используют для построения геологических и гидродинамических моделей (Патент RU №2479714).

30 Способ включает определение по результатам гидродинамических исследований скважин, вскрывающих пласт, осредненных по разрезу значений текущей фазовой проницаемости, пересчет текущей фазовой проницаемости на первоначальную проницаемость по нефти в присутствии остаточной воды с учетом термобарических условий в пласте и информации об относительных фазовых проницаемостях для каждой исследованной скважины, расчет зависимости изменения первоначальной проницаемости по разрезу с учетом результатов геофизических исследований в открытом стволе и 35 профилей притоков пластовых флюидов, их корреляцию и построение трехмерного распределения проницаемости.

Представленный способ позволяет строить трехмерное распределение коэффициента проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин.

40 Существенным недостатком указанного способа является то, что он не позволяет уточнить большинство геологических параметров, влияющих на фильтрацию нефти и газа в пласте. Также представленный способ не может использоваться для определения коэффициента проницаемости в межскважинном пространстве.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому является способ построения геологической и гидродинамической модели (Патент RU №2475646).

45 Суть известного способа заключается в том, что для построения геологической и гидродинамической моделей производят определение условий формирования пород по вещественному составу, а также по текстурным и структурным диагностическим признакам (литолого-фациальный анализ (ЛФА)), минералого-петрографический

анализ осадочных пород исследуемого объекта, интерпретацию материалов геофизических исследований скважин (ГИС), обработку данных методами многомерной математической статистики.

5 Существенным недостатком известного способа является то, что он не позволяет уточнять показатели разработки и выявлять геологические особенности строения месторождений, для месторождения с историей разработки, по которым показатели разработки, рассчитанные по гидродинамической модели, существенно отклоняются от фактических показателей разработки.

10 Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является минимизация погрешности расчета технологических показателей разработки месторождения с применением гидродинамических моделей за счет снижения неопределенности геологического строения месторождения и оперативного реагирования на отклонение расчетных показателей разработки от фактических.

15 Техническим результатом, достигаемым от реализации изобретения, является повышение точности определения сроков и объема ввода производственных мощностей, снижение затрат на топливный газ дожимных компрессорных станций и химические реагенты, используемые при добыче и промышленной обработке скважинной продукции за счет точного прогноза динамики пластового давления и состава добываемого флюида; повышение конечного коэффициента извлечения УВС за счет корректного
20 распределения добычи углеводородного сырья по скважинам и площадям месторождения.

Указанная задача решается, а технический результат достигается тем, что проводят геофизические исследования скважин и петрофизические исследования кернового материала. Собирают информацию обо всех гидродинамических исследованиях скважин.
25 Собирают данные обо всех показателях разработки и всех работах, проводимых на скважинах за всю историю разработки. Рассчитывают погрешности определения коэффициентов песчаности, пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости, эффективных нефтегазонасыщенных толщин, распределения фаций по скважинам.

30 Производят построение геологической модели месторождения. Построение геологической модели включает в себя этапы создания:

- 1) структурной модели;
- 2) литологической модели;
- 3) фациальной модели;
- 4) модели флюидалных контактов;
- 35 5) трехмерного распределения коэффициента песчаности;
- 6) трехмерного распределения коэффициента пористости;
- 7) трехмерного распределения коэффициента насыщения;
- 8) трехмерного распределения коэффициента проницаемости.

40 Выбирают алгоритм построения геологической модели, обеспечивающий возможность производить многовариантное геологическое моделирование и другие математические операции, позволяющие оценить максимальное, минимальное и наиболее вероятное значение геологических параметров для каждой области трехмерного пространства месторождения с учетом погрешности определения геологических параметров по скважинным данным и с учетом погрешностей математического
45 моделирования в межскважинном пространстве. Соотношение между минимальными и максимальными значениями и наиболее вероятными значениями геологических параметров в области трехмерного пространства будет сильно различаться в зависимости от степени удаленности точки пространства от фактических данных по

скважинам. Вблизи скважин с выполненным комплексом ГИС неопределенность геологического строения будет, в первую очередь, обусловлена погрешностями определения исходных данных (ГИС, лабораторные исследования и т.д.). На удалении от скважин диапазон изменения геологических параметров будет больше, чем вблизи скважин, поскольку на погрешности определения параметров пластов в скважинах по комплексу петрофизических, геофизических и гидродинамических исследований накладывается неопределенность интерполяции/экстраполяции значений геологических параметров в межскважинном пространстве.

В гидродинамический симулятор загружают наиболее вероятные пространственно-распределенные значения геологических параметров. Используют данные о свойствах горных пород и насыщающих их флюидов, а также данные об истории разработки месторождения, проводят гидродинамический расчет. Добавляют в гидродинамическую модель плановые объемы добычи и рассчитывают прогнозные показатели разработки.

Прогнозные расчеты показателей разработки загружают в базу данных АСУ ТП и/или ИУС. АСУ ТП и/или ИУС с заданным шагом дискретизации регистрирует информацию с датчиков, установленных на скважинах, с показаниями давлений, расходов и составов добываемых флюидов. Эти данные передаются в базу данных АСУ ТП и/или ИУС с помощью телеметрии. В базу данных АСУ ТП и/или ИУС также загружают предельно допустимые отклонения каждого показателя разработки для каждой скважины/группы скважин. Базовые значения погрешностей расчета показателей разработки приведены во «Временном регламенте оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, предоставляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС», принятом расширенным заседанием ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012. При необходимости и соответствующем обосновании, в зависимости от решаемых производственных задач, связанных с проектированием разработки и обустройства месторождения, допускается установка более строгих ограничений на погрешности расчета показателей разработки исходя из требований нормативной документации, технологических и геологических особенностей месторождения. При определении допустимых отклонений также учитывают погрешность расчета фактических технологических показателей средствами телеметрии.

Параллельно с передачей данных телеметрии в базу данных, АСУ ТП и/или ИУС анализирует поступающие данные и определяет расхождение между расчетными и фактическими показателями разработки. При отклонении фактических значений параметров разработки от расчетных свыше предельно допустимого значения АСУ ТП и/или ИУС выдает оператору сообщение об ошибке и выгружает текущие и исторические данные о показателях разработки, которые передает по каналу связи для дальнейшей специальной обработки в программное обеспечение геологического и гидродинамического моделирования.

Используя эти данные, определяют чувствительность ключевых показателей разработки к геологическим параметрам. Составляют стратегию адаптации гидродинамической модели, в которой описано, какие показатели разработки какими геологическими параметрами будут адаптированы. По результатам геологического и гидродинамического моделирования определяют показатели разработки, характеризующиеся максимальной погрешностью расчета, а также максимальным влиянием на планирование разработки. Исходя из выбранных показателей разработки, выбирают геологические параметры для адаптации. Геологические параметры выбирают

на основании данных о чувствительности показателя разработки к конкретному геологическому параметру и по степени неопределенности его расчета.

После каждой итерации производят сравнение рассчитанного значения показателя разработки с фактическим показателем, определяют погрешность его расчета и делают заключение о достижении требуемой погрешности расчета. При достижении требуемой погрешности расчета адаптацию заканчивают. Если требуемая погрешность не достигнута, производят модификацию следующего геологического параметра. Алгоритм адаптации гидродинамической модели представлен на фиг. 1.

Модификацию геологических параметров производят с использованием следующих трехмерных распределений:

- 1) погрешность показателя разработки;
- 2) минимально возможное значение геологического параметра;
- 3) максимально возможное значение геологического параметра;
- 4) наиболее вероятное значение геологического параметра.

Трехмерное распределение погрешности показателя разработки получают интерполяцией невязки показателя разработки, с высокой степенью дискретизации, определенной по работающему интервалу продуктивного пласта в скважинах. Для этого замеренные фактические показатели разработки интерполируют: пересчитывают по физическим формулам на глубину работающего интервала каждой из скважин и определяют значение показателя по всему интервалу продуктивного пласта/объекта разработки с шагом дискретизации, превышающим размерность геологической сетки. Рассчитывают невязку показателя разработки по работающему интервалу продуктивного пласта/объекта разработки в скважинах с высокой степенью дискретизации по формуле:

$$\Delta T(MD) = T_{\text{замер}}(MD) - T_{\text{расчет}}(MD),$$

где $\Delta T(MD)$ - невязка показателя разработки по работающему интервалу продуктивного пласта в скважине;

$T_{\text{замер}}(MD)$ - замеренное значение показателя разработки по работающему интервалу продуктивного пласта в скважине;

$T_{\text{расчет}}(MD)$ - рассчитанное по гидродинамической модели значение показателя разработки по работающему интервалу продуктивного пласта в скважине;

MD - глубина вдоль ствола скважины.

Затем по скважинным данным строят трехмерное распределение невязки показателя разработки. Трехмерное распределение невязки, построенное таким образом, учитывает не только изменение невязки по площади залежи, но и по разрезу. Это важно для многопластовых залежей и залежей с большим этажом нефтегазоносности.

Трехмерное распределение максимального и минимального значения каждого из геологических параметров получают при анализе геологической модели. Данные параметры получают, например, при помощи многовариантного моделирования. Полученные в результате многовариантного моделирования ансамбли геологических параметров анализируют и определяют допустимые диапазоны варьирования геологических параметров для каждой области трехмерного пространства месторождения. Таким образом, максимальные и минимальные значения геологических параметров будут определены отдельно для каждой области залежи и будут учитывать особенности геологического строения и геологической изученности месторождения.

В зависимости от геологических особенностей месторождения все этапы построения геологической модели разделяют на «влияющие» на результат построения других

этапов моделирования и «не влияющие».

Для «зависимых» геологических параметров невозможно заранее определить максимальное и минимальное значение геологического параметра. Расчет трехмерных распределений максимального и минимального значения геологических параметров будет зависеть от математической связи между «зависимым» и «влияющим» параметрами. Связь «зависимого» и «влияющего» параметров бывает двух видов:

1) зависимый геологический параметр пересчитывают напрямую из «влияющего» параметра (например, пересчет коэффициента проницаемости по петрофизической формуле (корреляции) из коэффициента пористости);

2) «влияющий» геологический параметр используют при построении трехмерного распределения «зависимого» геологического параметра (например, расчет коэффициента нефтегазонасыщенности с использованием коэффициента пористости).

В первом случае трехмерное распределение максимального и минимального значения «зависимого» геологического параметра определяют путем расчета из «влияющего» параметра, и поэтому минимальное и максимальное возможное значение параметра отсутствует. Такой «зависимый» параметр используют для адаптации при существовании нескольких формул зависимостей, в которых определяют минимальные и максимальные возможные значения «зависимого» параметра при одинаковых значениях «влияющего» параметра. Во втором случае трехмерное распределение максимального и минимального значения зависимого геологического параметра определяют после проведения адаптации «влияющего» геологического параметра.

Типовая схема построения геологической модели представлена на фиг. 2. В зависимости от степени изученности месторождения и геологических особенностей месторождения, представленная схема может варьироваться для различных месторождений, в том числе и на одном месторождении на различных этапах его разработки. В данной схеме приведены основные связи между геологическими параметрами, позволяющие раскрыть суть реализации способа.

На предварительном этапе адаптации гидродинамической модели осуществляют: построение геологической модели, определение минимальных, максимальных и наиболее вероятных значений каждого пространственно-распределенного геологического параметра, расчет гидродинамической модели с использованием наиболее вероятных значений геологических параметров, определение погрешности расчета адаптируемых показателей разработки.

На первом этапе адаптации гидродинамической модели производят корректировку карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Диапазон изменения эффективных нефтегазонасыщенных толщин зависит от структурного каркаса месторождения, глубин контактов флюидов и литологической модели месторождения. В зависимости от вклада каждого параметра в погрешность построения карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин при уточнении карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин в геологическую модель вносят соответствующие правки в структурную модель, модель насыщения и литологическую модель. В зависимости от условий построения геологической модели, контур залежи либо фиксируют, либо рассчитывают по результатам адаптации. При использовании фиксированного контура залежи, определяют линию изопахит, в границах которой производят уточнение карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин. При расчете уточненной карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин, соблюдают допустимый диапазон значений для каждой области месторождения. Расчет гидродинамической модели с каждым уточненным вариантом карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин требует

перестроения всех геологических параметров, поскольку карта эффективных толщин влияет на все последующее геологическое моделирование. Для снижения влияния от изменения фациальной модели, коэффициентов песчаности, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности на первом этапе адаптации, сохраняют средние значения коэффициентов песчаности, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности по месторождению и по площади залежи, а также сохраняют наиболее вероятное распределение фаций по площади залежи.

На втором этапе проводят уточнение фациальной модели месторождения. При наличии на месторождении разделения коллекторов на фации определяют распределение фаций по объему коллектора. В соответствии с уточненной картой эффективных нефтегазонасыщенных толщин рассчитывают соотношение фаций по площади месторождения. После того, как рассчитана уточненная литологическая и структурная модели, оценивают граничные значения содержания каждой фации по площади месторождения. Вместе с новым распределением фаций перестраивают все трехмерные распределения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности с наиболее вероятными значениями, поскольку эти параметры варьируются от одной фации к другой. Настройку распределения фаций по площади месторождения реализуют, например, с использованием двумерных трендов распределения фации. Такое построение модели распространения фаций по объему месторождения позволяет гибко настраивать соотношение фаций по площади месторождения.

На третьем этапе адаптации проводят уточнение коэффициента песчаности. Значение коэффициента песчаности рассчитывают для каждой области месторождения исходя из наиболее вероятного значения и в диапазоне между минимальным и максимальным возможными значениями в конкретной области месторождения. Если построение трехмерного распределения коэффициента пористости или любого другого коэффициента, участвующего в расчете гидродинамической модели, зависит от коэффициента песчаности, то проводят перестроение всех зависимых трехмерных распределений. Если коэффициент пористости и остальные параметры не зависят от коэффициента песчаности, то уточнение коэффициента песчаности проводят без изменения остальных геологических параметров.

На четвертом этапе производят расчет коэффициента пористости. Его расчет аналогичен расчету коэффициента песчаности. Трехмерное распределение коэффициента нефтегазонасыщенности строят с учетом коэффициента пористости, поэтому проводят перестроение коэффициента нефтегазонасыщенности при каждой итерации расчета коэффициента пористости. Коэффициент проницаемости напрямую пересчитывают по корреляции с коэффициентом пористости, поэтому на каждой итерации пересчитывают трехмерное распределение проницаемости с учетом изменений пористости по объему залежи.

На пятом этапе проводят расчет трехмерного распределения коэффициента проницаемости. При этом учитывают то, что использование петрофизической зависимости лишает коэффициент проницаемости «гибкости» по отношению к коэффициенту пористости, поскольку для одного значения коэффициента пористости существует только одно возможное значение коэффициента проницаемости. При этом определяют погрешности расчета коэффициента проницаемости с этапа определения петрофизической формулы (корреляции). Допустимые минимальные и максимальные значения коэффициента проницаемости для одинаковых значений коэффициента пористости определяют по коэффициенту корреляции между коэффициентом пористости и коэффициентом проницаемости, определенным по керновым измерениям.

На шестом этапе проводят расчет коэффициента нефтегазонасыщенности. Методика расчета аналогична расчету коэффициента пористости и песчаности.

Расчет модифицированных трехмерных распределений геологических параметров с использованием результатов расчета минимального и максимального значения геологического параметра, невязки показателя разработки при определении геологических параметров гидродинамической модели с наиболее вероятными их значениями, производят по формуле:

$$P(x) = (p(x)_{ijk})_{m \times n \times p} \quad (1)$$

$$P_{min} = (\min_{1 \leq x \leq r} p(x)_{ijk})_{m \times n \times p} \quad (2)$$

$$P_{max} = (\max_{1 \leq x \leq r} p(x)_{ijk})_{m \times n \times p} \quad (3)$$

$$K_1 = (k_{1ijk})_{m \times n \times p} \quad (4)$$

$$K_2 = (k_{2ijk})_{m \times n \times p} \quad (5)$$

$$F = (f_{ijk})_{m \times n \times p} \quad (6)$$

$$T_{fact} = (t_{factijk})_{m \times n \times p} \quad (7)$$

$$T_{rasc} = (t_{rascijk})_{m \times n \times p} \quad (8)$$

$$T_{nev} = T_{fact} - T_{rasc} \quad (9)$$

$$P_{modijk} = P(v)_{ijk} + K_{1ijk} * K_{2ijk} * d \quad (10)$$

$$K_{1ijk} = \begin{cases} 0, & |F_{ijk}| \leq c \\ \frac{|F_{ijk}| - c}{1 - c}, & c < |F_{ijk}| < 1 \\ 1, & |F_{ijk}| \geq 1 \end{cases} \quad (11)$$

$$F_{ijk} = \frac{T_{neviijk} - a}{\max(t)_{neviijk} - b} \quad (12)$$

$$K_{2ijk} = \begin{cases} P_{minijk} - P(v)_{ijk}, & \text{при } F_{ijk} < 0 \\ P_{maxijk} - P(v)_{ijk}, & \text{при } F_{ijk} \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

$x, v, r, i, j, k, m, n, p \in N$
 $x \in [1; b]$
 $v \in [1; b]$
 $a \in (-1; 1)$
 $b \in (0; 1]$
 $c \in [0; 1]$
 $d \in (0; 1]$

где P - матрица пространственного распределения геологического параметра;
P_{min} - матрица пространственного распределения минимальных геологических параметров во всех реализациях геологической модели;

P_{max} - матрица пространственного распределения максимальных геологических параметров во всех реализациях геологической модели;

K₁ - матрица пространственного распределения коэффициента, учитывающего погрешность расчета пластового давления;

K_2 - матрица пространственного распределения коэффициента, учитывающего варьирование геологического параметра;

F - матрица пространственного распределения качественного параметра, погрешности расчета адаптируемого показателя разработки;

5 T_{fact} - матрица пространственного распределения фактического значения показателя разработки;

T_{rasc} - матрица пространственного распределения расчетного значения показателя разработки;

10 T_{nev} - матрица пространственного распределения невязки расчетного значения показателя разработки;

x - порядковый номер реализации геологической модели;

r - общее количество реализаций геологической модели;

15 v - порядковый номер геологической реализации модели с наиболее вероятным геологическим строением, определенным экспертным путем;

i - номер столбца трехмерной сетки геологической модели;

j - номер строки трехмерной сетки геологической модели;

k - номер слоя трехмерной сетки геологической модели;

m - общее количество столбцов трехмерной сетки геологической модели;

20 n - общее количество строк трехмерной сетки геологической модели;

p - общее количество слоев трехмерной сетки геологической модели;

$r(x)_{ijk}$ - значение геологического параметра в ячейке геологической модели с координатами i;j;k, в реализации геологической модели номер x;

25 K_{1ijk} - значение коэффициента, учитывающего погрешность расчета пластового давления, в ячейке геологической модели с координатами i;j;k;

K_{2ijk} - значение коэффициента, учитывающего варьирование геологического параметра, в ячейке геологической модели с координатами

f_{ijk} - значение качественного параметра, погрешности расчета адаптируемого

30 показателя разработки, в ячейке геологической модели с координатами i;j;k;

$t_{factijk}$ - значение фактического показателя разработки в ячейке геологической модели с координатами i;j;k;

$t_{rascijk}$ - значение расчетного показателя разработки в ячейке геологической модели с координатами i;j;k;

35 $(\delta)_{deltaijk}$ - элемент матрицы T_{delta} ;

$max(\delta)_{deltaijk}$ - элемент матрицы T_{delta} с максимальным значением;

a - переменный адаптационный коэффициент;

b - переменный адаптационный коэффициент;

c - переменный адаптационный коэффициент;

40 d - переменный адаптационный коэффициент.

Коэффициент K_2 определяет величину отклонения геологического параметра от наиболее вероятного значения в абсолютном выражении. Коэффициент K_1 описывает закон определения доли коэффициента K_2 , на которую будет изменяться наиболее вероятное значение геологического параметра. Параметр F равен отношению погрешности адаптируемого показателя разработки в области трехмерного пространства к максимальной погрешности показателя разработки по залежи. В зависимости от значения параметра F залежь делится на 3 области. В первой области

коэффициент K_1 равен нулю, поэтому изменение базового геологического параметра не происходит. В данную область попадают участки месторождения с низкими погрешностями расчета гидродинамической модели. Во второй области коэффициент $0 < K_1 < 1$, в данной области происходит плавная модификация базового геологического параметра. В третьей области коэффициент K_1 равен 1. В данную область попадают участки залежи с максимальной погрешностью и поэтому значение модифицированного геологического параметра принимают равным минимальному/максимальному значению геологического параметра. В формуле (12) зависимость между коэффициентом K_1 и погрешностью показателя разработки линейная. При различных геологических условиях используют и другие виды зависимости, например, в формуле (14) представлена квадратичная зависимость:

$$F_{ijk} = \frac{\frac{T_{nevik} * |T_{nevik}| - a}{(max t_{nevik})^2}}{b} \quad (14)$$

В зависимости от условий конкретного месторождения, используют различные виды зависимости между коэффициентом K_1 и погрешностью показателя разработки: линейная, квадратичная, кубическая, логарифмическая и т.д.

Адаптацию гидродинамической модели производят подбором адаптационных коэффициентов a, b, c, d , для каждого геологического параметра. Влияние коэффициентов адаптации на геологические параметры показано в таблице 1:

Таблица 1

Адаптационный коэффициент	Описание	Значение по умолчанию
a	Задаёт зоны с обратной зависимостью геологических параметров от погрешности показателя разработки	0
b	Увеличивает объём залежи с максимальным изменением геологического параметра	1
c	Увеличивает объём залежи с сохранением базового значения геологического параметра	0
d	Снижает максимальное изменение геологического параметра	1

Далее проводят серию расчетов гидродинамических моделей с различными адаптационными коэффициентами. Определяют значения адаптационных коэффициентов, при которых значения погрешности адаптируемого показателя разработки минимальны.

При достижении требуемой погрешности расчета адаптируемого показателя разработки, на гидродинамической модели рассчитывают уточненные прогнозные показатели разработки при плановых объемах добычи, которые загружают в базу

данных АСУ ТП для дальнейшего контроля разработки месторождения.

Если же после процедуры адаптации гидродинамической модели погрешность расчета выходит за допустимые рамки, проводят дополнительные геофизические, петрофизические и гидродинамические исследования скважин. Для проведения исследований выбирают зоны с наиболее высоким расхождением расчетного и фактического показателей разработки месторождения. Выбирают геологический параметр для дополнительного исследования с учетом вероятностного диапазона изменения геологического параметра в конкретной области месторождения, а также с учетом влияния геологического параметра на адаптируемый показатель разработки.

После проведения дополнительных исследований, производят повторную процедуру адаптации гидродинамической модели с учетом новых базовых значений уточненных геологических параметров, а также с учетом нового диапазона вероятного значения геологического параметра.

Далее, при выполнении требований к точности расчета исторических показателей разработки на гидродинамической модели производят расчет прогнозных показателей разработки, которые загружают в АСУ ТП в качестве уточненных значений уставок для дальнейшего мониторинга разработки месторождения.

Применение данного способа позволяет повысить качество прогноза показателей разработки, месторождений нефти и газа с использованием гидродинамических моделей. В процессе адаптации гидродинамической модели происходит уточнение геологической модели и снижение неопределенностей геологических параметров по всему объему месторождения. Также заявленный способ позволяет увеличить точность подсчета запасов и расчета распределения запасов по площади месторождения. На основании уточненных данных о запасах УВС и прогнозах показателей разработки производят уточнение определения оптимального срока ввода необходимых производственных мощностей, прогноз объемов добычи флюидов, требуемых ГТМ и т.д.

(57) Формула изобретения

Способ адаптации гидродинамической модели с учетом неопределенности геологического строения нефтегазоконденсатных месторождений, включающий: проведение геофизических, газодинамических, гидродинамических исследований скважин, отбор керна, проведение петрофизических исследований, обобщение материалов по изучению геологического строения, построение геологической модели месторождения, определение распределения фаций по площади месторождения по данным петрофизических и геофизических исследований, определение минимального, максимального и наиболее вероятного значений коэффициентов песчанистости, пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости, эффективных нефтегазонасыщенных толщин для каждой ячейки (блока) трехмерной модели месторождения, которые определяют на основании погрешностей геофизических и петрофизических исследований, а также с учетом вероятностного характера оценки геологических показателей в межскважинном пространстве, расчет показателей разработки на гидродинамической модели с использованием наиболее вероятных значений геологических параметров, оценку погрешности расчета показателей разработки на гидродинамической модели путем сравнения с фактическими данными, выбор показателей разработки месторождения, оказывающих наибольшее влияние на планирование добычи и вызывающих наибольшую погрешность ее расчета на гидродинамической модели, выбор геологических параметров, оказывающих наибольшее влияние на расчет показателей разработки месторождения и вызывающих

наибольшую погрешность их расчета, регулярное сопоставление фактических показателей разработки с рассчитанными на гидродинамической модели, отличающийся тем, что с целью повышения точности расчета показателей разработки месторождения в базу данных автоматической системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) и/или информационно-управляющей системы (ИУС) вводят рассчитанные на гидродинамической модели показатели разработки и допустимые отклонения рассчитанных показателей разработки месторождения по каждой скважине, после чего с заданной дискретизацией АСУ ТП и/или ИУС осуществляет контроль фактических показателей разработки по приборам, установленным на скважинах, и записывает результаты этих измерений в свою базу данных, одновременно АСУ ТП и/или ИУС проводит проверку отклонения расчетных показателей от фактически измеренных и при превышении предельно допустимых отклонений расчетных показателей разработки от фактических АСУ ТП и/или ИУС выдает сообщение оператору с указанием показателя разработки, для которого нарушено допустимое отклонение, и одновременно АСУ ТП и/или ИУС формирует блок информации о фактических текущих и исторических показателях разработки, который передает по каналам связи на дополнительную обработку в блок программ трехмерного геологического и гидродинамического моделирования для оперативного запуска процесса анализа сложившейся ситуации, в ходе которого строят трехмерное распределение погрешности расчета адаптируемого показателя разработки по гидродинамической модели, определяют аналитическую зависимость между геологическими параметрами, участвующими в адаптации, и адаптируемым показателем разработки, рассчитанным на гидродинамической модели, определяют значения геологических параметров для каждой ячейки (блока) трехмерной модели, позволяющие минимизировать погрешность расчета адаптируемого показателя разработки на гидродинамической модели, для каждой ячейки (блока) проверяют соответствие значений заданных параметров установленным для данной ячейки (блока) пределам вероятностной вариации значений соответствующих геологических параметров, величина которых обусловлена погрешностями петрофизических и геофизических измерений, погрешностями определения коэффициентов песчаности, пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости, эффективной нефтегазонасыщенной толщины, распределением фаций в межскважинном пространстве, и, если величина геологического параметра выходит за границы вероятностных отклонений, ему присваивают соответственно максимальное или минимальное вероятное значение и продолжают процесс адаптации для других ячеек (блоков) модели до достижения заданной погрешности расчетных показателей истории разработки при соблюдении допустимых отклонений расчетных показателей разработки от фактических, определяют прогнозные показатели разработки и передают уточненные расчетные данные в базу данных АСУ ТП и/или ИУС для дальнейшего контроля за разработкой месторождения, а в случае невозможности обеспечения заданной точности расчета показателей разработки по результатам проведенной адаптации гидродинамической модели определяют геологические параметры с наибольшей степенью неопределенности и высоким влиянием на показатели разработки, определяют зоны месторождения с максимальной погрешностью расчета показателей разработки и в выявленных зонах месторождения проводят дополнительные геофизические, петрофизические, гидродинамические исследования для локального уточнения геологических параметров, и по результатам дополнительных исследований проводят повторную процедуру адаптации гидродинамической модели, после чего соответствующие параметры загружают в базу данных АСУ ТП и/или ИУС для дальнейшего контроля за разработкой

месторождения.

5

10

15

20

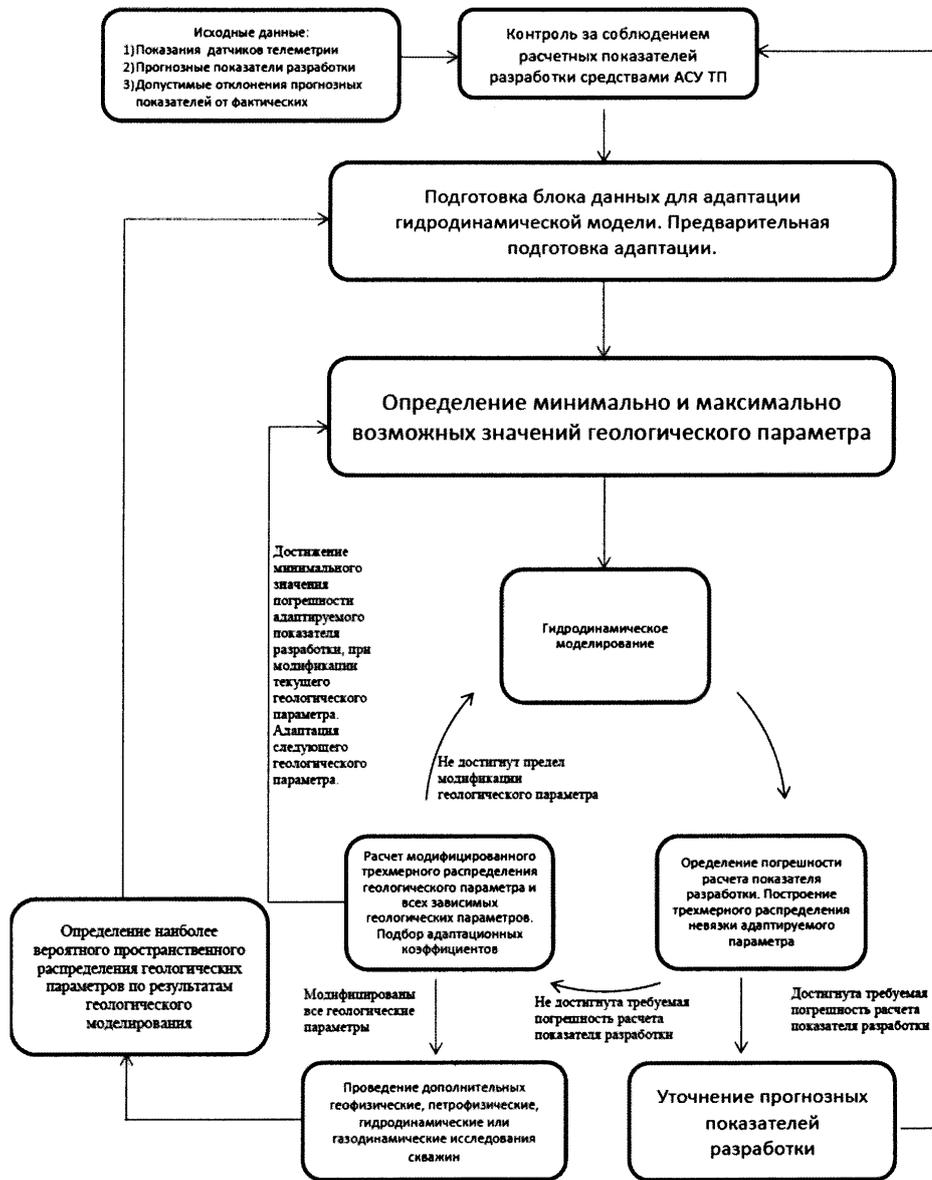
25

30

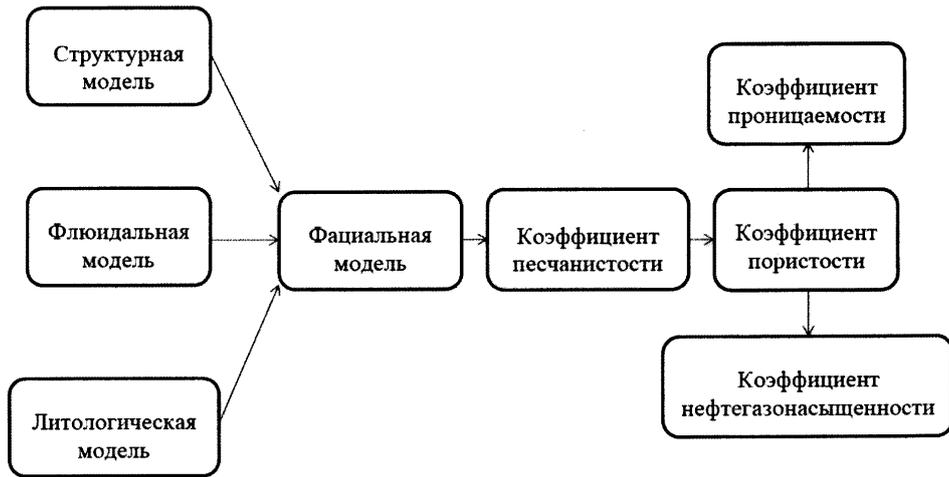
35

40

45



Фиг. 1. Алгоритм адаптации гидродинамической модели



Фиг. 2. Типовая схема построения геологической модели