

Ольга Анатольевна ЯДРЫШНИКОВА¹
Александр Евгеньевич АЛТУНИН²

УДК 519.8

КОМПЛЕКС ПРОГРАММ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

¹ начальник отдела, Тюменский нефтяной научный центр
oayadrishnikova@rosneft.ru

² кандидат технических наук, старший эксперт,
Тюменский нефтяной научный центр
aealtunin@rosneft.ru

Аннотация

В нефтегазовой отрасли для оценки запасов углеводородов необходима обработка большого объема разнородной геолого-геофизической информации. Существуют высокие риски неправильной оценки запасов углеводородов в случае, когда данная информация неточна или отсутствует.

Подсчет запасов нефти и газа выполняется при недостаточности данных, особенно на стадии изучения месторождений, поэтому особый интерес при оценке запасов представляют методы в вероятностной и нечеткой реализациях, т. к. детерминированная оценка не дает знаний о погрешности расчетов. Необходима адекватная оценка подсчетных параметров в затрудненных условиях нетрадиционных, сложнопостроенных, перспективных месторождений углеводородов. Многообещающей считается современная технология «Цифровой керн». Требуется комплексный подход к решению проблем с использованием всех видов данных о сложных нефтегазовых объектах.

Основными методами работы являются вероятностные методы, методы теории нечетких множеств и нечеткой логики, методы распознавания образов. В статье представлен ком-

Цитирование: Ядрышникова О. А. Комплекс программ для оценки запасов углеводородов и подсчетных параметров в условиях неопределенности / О. А. Ядрышникова, А. Е. Алтунин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 249-265.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-249-265

плекс программ, в котором используется комплексный подход, реализованы как модель подсчета запасов, так и определение подсчетных параметров с применением новых современных интеллектуальных вычислительных технологий обработки информации при оценке запасов углеводородов в условиях неопределенности:

- вероятностные и нечеткие методы оценки запасов и определение подсчетных параметров в условиях различных видов неопределенности и риска для газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений;
- комплексная оценка песчаности и нефтенасыщенных участков по фотографиям керна в дневном ультрафиолетовом свете;
- распознавание трещин, определение геометрических характеристик, трещиноватой пористости и проницаемости по микроснимкам петрографических шлифов и томограммам керна.

Комплекс программ предназначен для повышения качества при оценке запасов углеводородов, повышения достоверности определения подсчетных петрофизических параметров при недостатке или отсутствии данных.

Ключевые слова

Комплекс программ, фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете, критерии оценки песчаности и нефтенасыщенности, параметры трещиноватости, фотографии шлифов, томограммы керна, распознавание образов, оценка запасов углеводородов в условиях неопределенности.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-249-265

Введение

В настоящее время важным направлением развития современной российской экономики и нефтегазовой отрасли является цифровизация. Эффективные цифровые технологии позволяют вовлечь в разработку перспективные ресурсы нетрадиционных, сложнопостроенных запасов углеводородов.

Оценка запасов углеводородов, являясь важной задачей в нефтегазовой индустрии, производится на основе анализа большого объема геологической, промысловой и геофизической информации. В настоящее время для оценки запасов применяются такие программы, как Petrel, Irap RMS, Excel, для вероятностной оценки — Crystall ball, подсчетные параметры определяются с использованием ПО TechLog. Оценка запасов и определение подсчетных параметров происходят в разных приложениях. Необходимо учитывать сложность, уникальность объектов исследования, большой объем, низкое качество и неполноту имеющихся данных.

Разработка конструктивных методов анализа геолого-промысловой информации в условиях неопределенности и программная реализация методов значительно отстает от потребностей практики. Все это приводит к существенному снижению достоверности оценки запасов. Как следствие, это является причиной экономических рисков при развитии месторождений углеводородов.

В таких условиях необходимо развитие существующих и создание новых интеллектуальных вычислительных технологий. При разработке программных комплексов для месторождений углеводородов требуется учитывать большую размерность решаемых задач, необходимость использования вероятностных и нечетких методов, технологию Big Data. При работе в условиях неопределенности большую роль играют методы распознавания петрофизических свойств по косвенным данным, цифровизация, интеллектуальный анализ данных на основе современных методов Data Mining.

Актуальным является реализация в комплексе программ новых численных методов, способствующих адекватной оценке запасов углеводородов.

Цель работы — создание комплекса программ, в котором реализованы конструктивные методы для повышения качества при оценке запасов углеводородов, повышение достоверности определения подсчетных петрофизических параметров при недостатке или отсутствии данных.

В статье описан основной реализованный функционал программ, входящих в комплекс, и эффективные численные методы, с помощью которых решаются актуальные задачи оценки запасов.

Комплекс программ для оценки запасов углеводородов

Комплекс программ решает практические задачи, связанные с повышением достоверности оценки запасов углеводородов и подсчетных петрофизических параметров при отсутствии или недостатке данных. В комплексе реализованы вычислительные технологии оценки запасов углеводородов с применением вероятностных и нечетких методов, определение подсчетных параметров методами распознавания образов и свойств. На рис. 1 представлена схема разработанного комплекса программ.

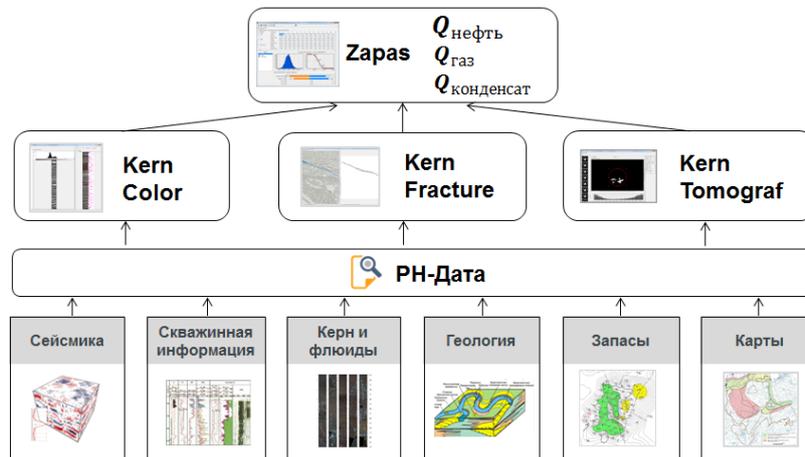


Рис. 1. Схема разработанного комплекса программ

Fig. 1. The developed complex of programs

Подсчетные параметры для оценки запасов получают изучением скважинных данных, включающим материалы геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов и т. д. При недостатке и отсутствии данных, при затруднительных условиях, таких как тонкослоистые коллекторы, недостаток разрешающей способности геофизических исследований скважин (ГИС), отсутствие четкой границы коллектор — неколлектор, возможно применение данного комплекса программ.

Входными данными для комплекса являются альтернативные высокоточные современные источники информации: цифровые фотографии керна; фотографии шлифов, сделанные поляризационным микроскопом; результаты рентгеновских томограмм, выполненных на рентгеновском компьютерном томографе.

Комплекс программ решает один класс задач по функционалу и предназначен для проведения численных экспериментов. В комплекс входят следующие программы:

- *Zapas* — оценка запасов углеводородов объемным методом по неточным геолого-промысловым данным с применением вероятностной и нечеткой модели подсчета запасов;
- *Kern Color* — оригинальная цифровая обработка фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете для предварительной оценки петрофизических параметров, комплексная оценка степени песчаности и нефтенасыщенных участков для повышения достоверности определения подсчетных петрофизических параметров при недостатке и отсутствии данных;
- *Kern Fracture* — автоматизированная система распознавания трещин и получение фактических данных о трещиноватости, измерение геометрических параметров трещин по снимкам петрографических шлифов;
- *Kern Tomograf* — автоматизированная система обработки результатов рентгеновского компьютерного томографа на единичных образцах. Оценка качества образцов для отбраковки перед специальными исследованиями;
- *РН-Дата* — единая точка доступа к информации из разных источников, созданная с использованием ГИС-ориентированной модели.

Математические методы оценки запасов в условиях неопределенности

Вероятностная реализация оценки запасов

В комплексе программ реализован расчет начальных запасов нефти, газа и конденсата объемным методом. Объемный метод часто используется для оценки запасов на всех этапах геологоразведочных работ и опытной эксплуатации месторождений углеводородов [4].

Данный метод подсчета запасов нефти заключается в определении значения массы нефти, которая приведена к стандартным условиям находящегося в пу-

стотном пространстве коллектора [4]. Начальные геологические запасы нефти рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{нефть}} = F \cdot h_{\text{эф.н}} \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \sigma_{\text{н}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{нефть}}$ — значение начальных геологических запасов нефти, тыс. т; F — значение площади залежи, тыс. м²; $h_{\text{эф.н}}$ — значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, м; $k_{\text{п}}$ — значение коэффициента открытой пористости, доли ед.; $k_{\text{н}}$ — значение коэффициента нефтенасыщенности, доли ед.; θ — значение пересчетного коэффициента усадки нефти, доли ед.; $\sigma_{\text{н}}$ — значение плотности нефти при стандартных условиях, т/м³.

Объемный метод расчета запасов газа состоит в определении объема порового пространства коллектора в залежи газа в газовых шапках. Для подсчета начальных запасов свободного газа залежи объемным методом используется формула:

$$Q_{\text{газ}} = F \cdot h_{\text{эф.г}} \cdot k_{\text{п}} \cdot \left[\frac{P_0 \cdot \alpha_0 - P_{\text{ост}} \cdot \alpha_{\text{ост}}}{P_{\text{ост}}} \right] \cdot \left[\frac{T + T_{\text{ст}}}{T + T_{\text{пл}}} \right], \quad (2)$$

где $Q_{\text{газ}}$ — начальные геологические запасы свободного газа, млн м³; F — площадь залежи, тыс. м²; $h_{\text{эф.г}}$ — эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; $k_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости, доли ед.; P_0 — среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 — поправки при сжимаемости газа при значении давления P_0 , доли ед.; $P_{\text{ост}}$ — остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_{\text{ост}}$ — поправка на сжимаемость газа при давлении $P_{\text{ост}}$, доли ед.; T — абсолютная температура, равная -273 °С; $T_{\text{ст}}$ — стандартная температура, равная 20 °С; $T_{\text{пл}}$ — средняя пластовая температура в залежи, °С.

Формула расчета геологических запасов конденсата, содержащегося в газе:

$$Q_{\text{конденсат}} = Q_{\text{газ}} \cdot \Pi, \quad (3)$$

где $Q_{\text{конденсат}}$ — геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т; $Q_{\text{газ}}$ — начальные геологические запасы свободного газа, млн м³; Π — потенциальное содержание конденсата, г/м³.

Расчет запасов по средним значениям подсчетных параметров не дает адекватное значение. Детерминированная модель расчета не показывает погрешностей расчета значений запасов. Подсчетные параметры на стадии геологоразведки, когда присутствует наибольшая неопределенность, представляют собой неточно заданные значения. Кроме того, международная классификация запасов требует вероятностную оценку нахождения углеводородов месторождений. Поэтому для учета неопределенностей комплекс программ, кроме детерминированной модели, реализует вероятностную и нечеткую модель оценки запасов.

Параметры при вероятностном подходе являются случайными величинами, значения полученных запасов — это функция случайных величин. Наиболее

широко используемый метод вероятностной оценки — это метод Монте-Карло (ММК) [8]. Интегральная функция вероятностей $F(Q < Q_0)$ — это кривая, которая рассчитывается по совместной плотности распределения факторов-сомножителей:

$$F(Q < Q_0) = \int \dots \int_{x_1 \cdot x_2 \cdot \dots \cdot x_n < Q_0} f(x_1, x_2, \dots, x_n) dx_1 dx_2 \dots dx_n, \quad (4)$$

Обычно на практике вместо распределения F используют функцию $P(Q > Q_0) = 1 - F(Q < Q_0)$, показывающую вероятность, что значения запасов окажутся не менее Q_0 . По ней определяются величины запасов, соответствующие вероятностям P10, P50, P90.

В программе также строятся графики чувствительности (диаграммы «торнадо»), которые показывают влияние на результирующую оценку неопределенностей входных параметров (рис. 2).

Хорошо известны недостатки метода Монте-Карло: он требует большого числа вычислений, не вычисляет при редких событиях, расчеты при одних и тех же исходных данных различаются.

Метод Монте-Карло с использованием расчета по методу латинского гиперкуба становится более эффективным с более быстрой сходимостью, т. к. устойчивые результаты получаются при меньшем на порядок числе испытаний. В комплексе программ реализован метод латинского гиперкуба, подробное описание которого приводится в статье авторов [3].

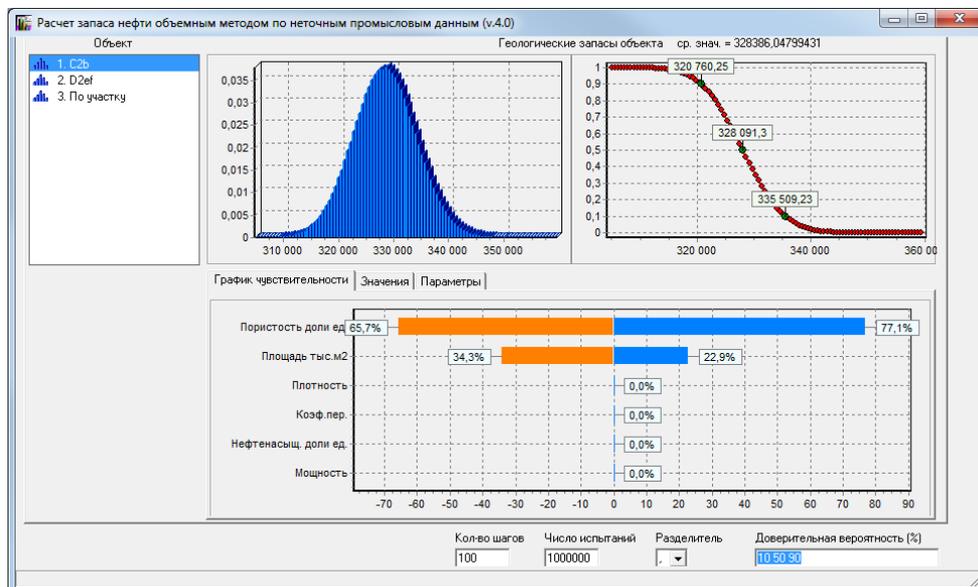


Рис. 2. Пример расчета в ПО «Zapas»

Fig. 2. Example calculation in program of “Zapas”

Гиперкуб строится по принципу разбиения диапазона значений каждого параметра на области равной вероятности, из которых при каждой итерации выбирается параметр (рис. 3).

Этот метод, в отличие от ММК, более эффективный: необходимо на порядок меньше испытаний для получения стабильных результатов. К недостаткам относится квази-случайность результата.

Для получения устойчивых результатов применяют численные операции, произведенные с плотностями вероятностей случайных значений вместо самих случайных значений. Используется вероятностная дискретная модель:

$$P(Q_i) = \sum_{x_1 \cdot x_2 \cdot \dots \cdot x_n = Q_i} f_1(x_1) \cdot f_2(x_2) \cdot \dots \cdot f_n(x_n) \Delta x_1 \Delta x_2 \dots \Delta x_n, \quad (5)$$

где суммируются сочетания подсчетных параметров, произведение которых равно Q_i .

Данный подход подробно описан в статье [2]. При умножении используется конденсация вероятностей. При этом суммируются вероятности тех элементов, которые попадают в дискретный интервал. В данном случае конденсация проводится с промежуточными результатами операций перемножения, а не над итоговыми значениями. При одном числе испытаний численный метод работает быстрее из-за того, что не нужно моделировать все исходные вероятностные распределения при каждой итерации.

При вероятностном вычислении конденсация вероятностных распределений снижает размерность задачи. Проведены вычислительные эксперименты для реальных залежей, которые показали удовлетворительные результаты по сравнению с реализацией метода Монте-Карло.

Степень неопределенности оценки запасов зависит от достоверности исходных данных. При вероятностном расчете запасов необходимо учитывать значение коэффициента риска:

$$P_g = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4, \quad (6)$$

где P_1 — вероятность наличия резервуара; P_2 — вероятность наличия ловушки УВ; P_3 — вероятность заполнения ловушки углеводородами; P_4 — вероятность сохранности залежи УВ.

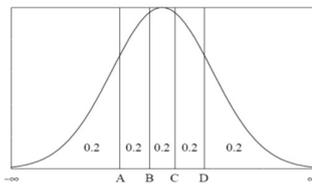


Рис. 3. Стратифицированные выборки латинским гиперкубом

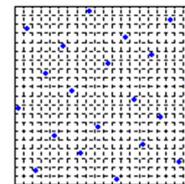
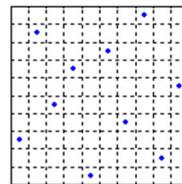
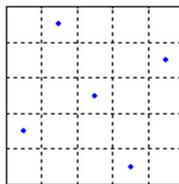


Fig. 3. The stratified selections by Latin hypercube method

Значения запасов, рассчитанные без учета и с учетом коэффициента риска, существенно различаются [2] (рис. 4).

Нечеткая реализация оценки запасов

В начале освоения углеводородных месторождений исходных данных для получения функций распределения вероятностей по каждому подсчетному параметру бывает недостаточно. Поэтому возникает необходимость представления всей информации на основе теории нечетких множеств, задание подсчетных параметров функциями принадлежности [1]. Некоторые современные подходы описаны в работе [11], где представлено управление данными при нетрадиционных запасах.

Функция принадлежности описывается формулой:

$$\mu_0(Q_{\text{нефть}}) = \max_U [\mu(F) \wedge \mu(h_{\text{н.эф}}) \wedge \mu(k_{\text{п}}) \wedge \mu(k_{\text{н}})], \quad (7)$$

$$U = \{(F, h_{\text{н.эф}}, k_{\text{п}}, k_{\text{н}}) | F \cdot h_{\text{н.эф}} \cdot k_{\text{п}} \cdot k_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \rho = Q_{\text{нефть}}\}.$$

Используется аналогичный подход с численными операциями с плотностями вероятностей случайных величин с конденсацией вероятностных распределений. Но при этом не производится суммирование значений вероятностей, попадающих в дискретные интервалы диаграммы, а происходит нахождение максимума функций принадлежности для всех значений из указанного интервала диаграммы [3]. Такой подход основан на принципе Беллмана — Заде [10], применяемый в нечетких условиях, при котором решение принимается с максимальной степенью принадлежности нечеткому множеству. Произведены практические расчеты для реальных нефтяных залежей Западной Сибири.

Найти результирующую функцию принадлежности $\mu_0(Q_{\text{н}})$ по формуле (7) аналитическими методами трудно, поэтому применяются численные методы, в частности обратное вычисление, описанное в статье [3]. В результате функция принадлежности вычисляется последовательно по r -сечениям входных функций принадлежности (рис. 5).

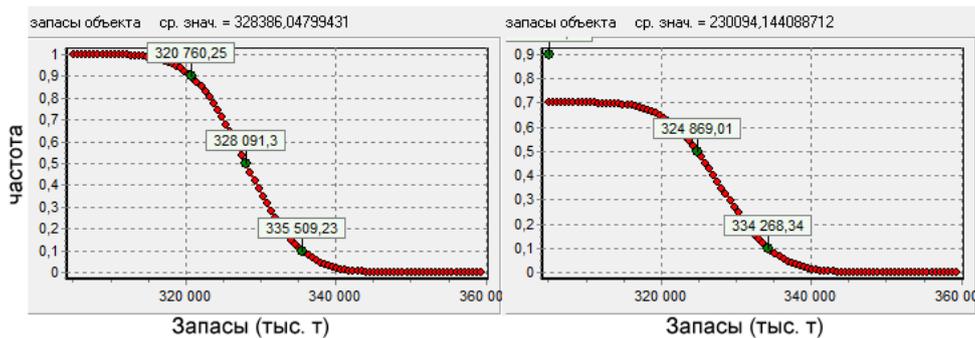


Рис. 4. Обрисованная оценка запасов

Fig. 4. Risk reserves assessment

Обратное вычисление основывается на том, что результирующая функция принадлежности считается последовательным применением алгебраической операции по дискретным r -уровням исходных функций:

$$\sigma_r(A \circ B) = \sigma_r(A) \circ \sigma_r(B). \quad (8)$$

С использованием процедуры нечеткого имитационного моделирования ММК и процедуры расчета функции для выходной переменной, входные параметры задаются равномерным распределением. При небольшом количестве итерации вычисляется максимальное и минимальное значение функции u без построения функции накопленных частот, таким образом, определяем выходные переменные, как r -уровневые множества.

Предложенный метод получает анализ неопределенностей неизвестной программы («черного ящика»), моделирующей объект. Неопределенность входных значений может быть задана как вероятностно, так и нечетко.

Методы оценки подсчетных параметров с альтернативных источников информации

Для достоверной оценки запасов, кроме реализации самой формулы объемным методом в вероятностной и нечеткой постановке, требуется адекватное определение подсчетных петрофизических параметров: площадь, мощность, пористость, нефтенасыщенность. Особую сложность представляют ситуации при недостатке и отсутствии данных, при затруднительных условиях, таких как тонкослоистые коллекторы, недостаточное разрешение геофизических исследований скважин.

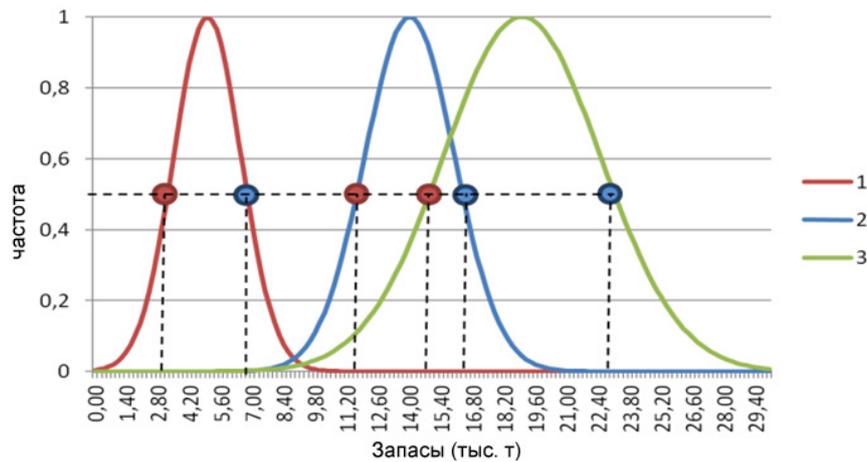


Рис. 5. Численный метод на примере сложения по дискретным уровням двух нечетких величин

Fig. 5. Example of numerical method for addition on discrete levels of two indistinct sizes

В комплексе программ реализованы методики, альтернативные стандартным вариантам определения подсчетных параметров по высокоточным цифровым данным. Альтернативными источниками информации являются цифровые фотографии ядра, петрографические шлифы, компьютерные томограммы ядра.

Методы распознавания свойств

Для предварительной оценки коллекторских свойств применяется метод комплексной оценки степеней песчаности и нефтенасыщенности по цифровым фотографиям ядерного материала. Методика подробно описана в статье [9]. В методе используется известная формула цветного зрения для получения яркости:

$$Y_{\text{яркость}} = 0,299 \cdot R + 0,587 \cdot G + 0,114 \cdot B. \quad (9)$$

Реализовано автоматизированное нахождение отсечки глинистых и песчаных слоев с использованием значения 0,5 на гистограмме накопленных частот.

Реализована оценка нефтенасыщенных участков ядра по фотографиям в дневном свете [7] путем искусственного осветления участков с преобладающей красной компонентой. Реализована комплексная оценка степени песчаности и нефтенасыщенных участков, интервалов коллекторов с использованием спектральных преобразований (рис. 6).

На спектральном расхождении цветов реализованы критерии определения комплексной оценки степени песчаности и нефтенасыщенных участков (рис. 7).

Методы распознавания образов

При оценке запасов углеводородов важной задачей является адекватный расчет объема пустотного пространства. В настоящее время задача должна решаться

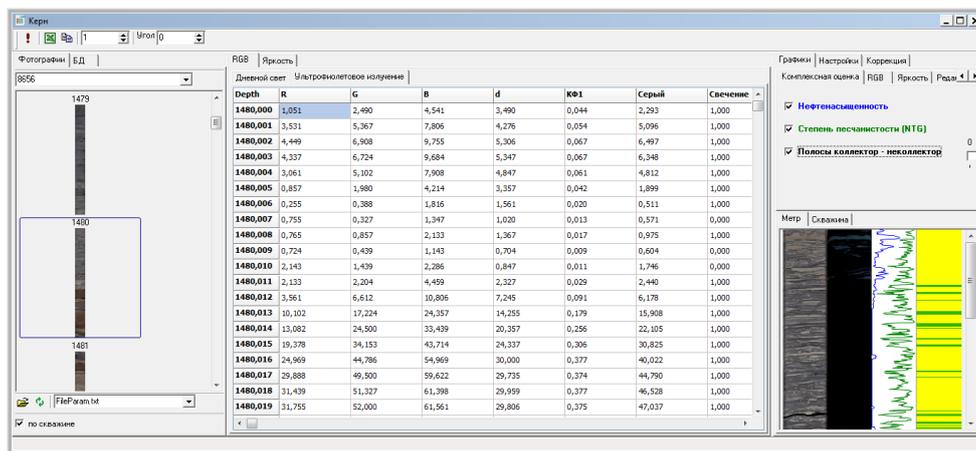


Рис. 6. Пример расчета параметров в ПО KernColor

Fig. 6. Example calculation of parameters in program KernColor

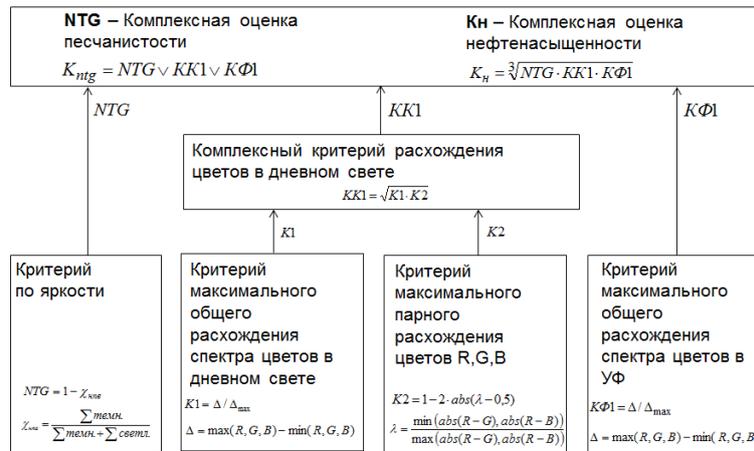


Рис. 7. Комплексная оценка степени песчаности

Fig. 7. Complex degree assessment of sandiness

современными подходами обработки данных на компьютере, а не вручную. Перспективной считается современная технология «Цифровой керн».

В комплексе программ реализованы методы распознавания и получения характеристик трещин, таких как раскрытость, интенсивность, протяженность по фотографиям петрографических шлифов и разрезов томограмм керна. Формулы представлены в статье [6]. Измерение длины трещины определяется по ее скелетизированному изображению (рис. 8).

$$S_T = N \cdot S_{пикс.},$$

$$b = S_T / L,$$

где S_T — площадь трещины; $S_{пикс.}$ — площадь пикселя; N — количество темных пикселей; L — длина трещины; b — ширина трещины (раскрытость); d — максимальное расстояние от отрезка BC, вычисляемое по формуле:

$$d = \frac{|(y_B - y_C)x_A + (x_C - x_B)y_A + (x_By_C - x_Cy_B)|}{\sqrt{(y_B - y_C)^2 + (x_C - x_B)^2}}$$

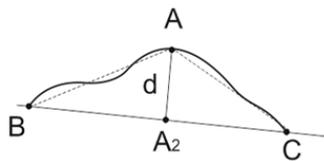


Рис. 8. Измерение протяженности трещины

Fig. 8. Measurement of length of a crack

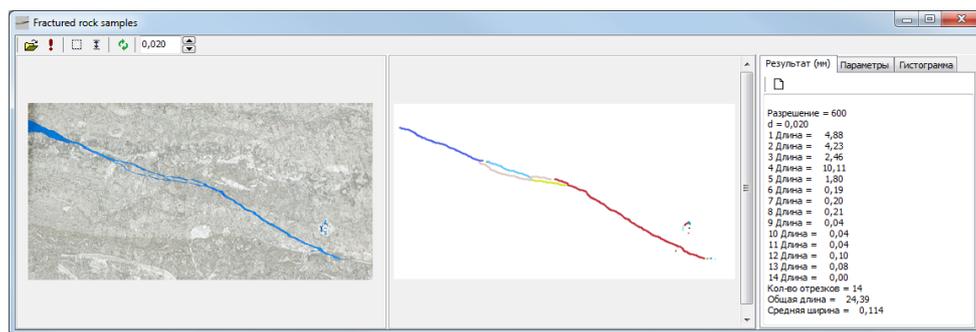


Рис. 9. Пример расчета геометрических параметров трещины

Fig. 9. Example of calculation of geometrical parameters of a crack

По методике Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ) далее рассчитываются параметры: поверхностная плотность трещин, коэффициент трещиноватой пористости, коэффициент трещинной проницаемости [6]. Пример расчета геометрических параметров трещины приведен на рис. 9.

Комплекс программ позволяет производить автоматизированную обработку результатов рентгеновского компьютерного томографа (РКТ) на единичных образцах. Выполняется оценка качества образцов для отбраковки перед исследованиями. Анализ данных РКТ — перспективное направление. В планах стоит развитие функционала программы в части автоматизированного совмещения 3D-моделей, полученных на различных этапах фильтрационного эксперимента, а также обработка, визуализация, анализ результатов РКТ, полученных на различных этапах фильтрационного эксперимента.

Погрешность расчета не превышает 3%, что доказано вычислительными экспериментами в сравнении с ручным расчетом.

Основное преимущество автоматизированной обработки данных — это эффективность расчетов и достоверность результатов.

Комплекс программ имеет свидетельство о государственной регистрации в Роспатенте № 2017662359 от 03.11.2017 г. [5].

Заключение

Представлен комплекс программ для проведения вычислительных экспериментов для обработки информации при оценке запасов углеводородов в условиях неопределенности.

Уникальность данного продукта состоит в том, что он осуществляет комплексный подход решения задачи оценки запасов с применением эффективных численных методов. Реализованы современные вычислительные технологии, а именно:

- 1) Оценка запасов углеводородов объемным методом с применением вероятностной и нечеткой реализацией для газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений с применением эффективных численных методов:

- при вероятностной оценке применяется модифицированный, с использованием латинского гиперкуба, метод Монте-Карло; как альтернативный вариант расчета используются численные операции случайных величин с пошаговой конденсацией значений плотностей вероятностей для решения задач большой размерности из-за уменьшения количества операций для каждого испытания;
 - при нечеткой оценке предлагается новый алгоритм определения результирующей функции принадлежности по оценке запасов с применением прямого метода, который является альтернативным методу конденсации при вероятностных распределениях, и решением обратной задачи путем нечеткого имитационного моделирования.
- 2) Определение подсчетных параметров при оценке запасов углеводородов в условиях различных видов неопределенностей и риска с применением альтернативных современных, высокоточных источников информации с применением следующих эффективных методов:
- комплексная оценка песчаности и нефтенасыщенных участков по цифровым фотографиям керна в дневном ультрафиолетовом свете при затруднительных условиях, таких как тонкослоистые коллекторы, недостаток разрешающей способности геофизических исследований скважин (ГИС);
 - автоматизированное распознавание трещин, определение геометрических характеристик, трещиноватой пористости и проницаемости по микроснимкам петрографических шлифов и томограммам керна.

Комплекс программ предназначен для улучшения качества при оценке запасов углеводородов, повышения достоверности определения подсчетных петрофизических параметров при недостатке или отсутствии данных.

Достоверность работы комплекса подтверждается реальными расчетами для месторождений Западной Сибири и других месторождений России.

Перспективы развития комплекса программ — это решение задач большой размерности, например, обработка данных компьютерной томографии в 3D, применение в технологии «Цифровой керн».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 2. С. 85-99. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99
2. Алтунин А. Е. Использование альтернативных и модифицированных вероятностных методов для оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов /

- А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 3. С. 42-47.
3. Алтунин А. Е. Методы анализа различных видов неопределенности при моделировании нефтегазовых объектов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 38. С. 66-72.
 4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. М.: Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт; Тверь: Тверьгеофизика, 2003. 258 с.
 5. Программный комплекс для оценки запасов углеводородов и подсчетных параметров в условиях неопределенности: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2017662359 Рос. Федерация / О. А. Ядрышникова, А. Е. Алтунин, М. В. Семухин. № 2017618962; заявл. 06.09.2017; опублик. 03.11.2017.
 6. Семухин М. В. Разработка системы распознавания трещин для получения экспериментальных данных по снимкам петрографических шлифов керна / М. В. Семухин, О. А. Ядрышникова, М. Ф. Серкин и др. // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 27-31.
 7. Способ оценки нефтенасыщенности керна горных пород по фотографиям образцов в дневном свете: пат. 2654372 Рос. Федерация / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, А. В. Мальшаков, О. А. Ядрышникова. № 2016147453; заявл. 02.12.2016; опублик. 17.05.2018.
 8. Ужга-Ребров О. И. Управление неопределенностями / О. И. Ужга-Ребров. Резекне: RA Izdevniecība, 2004. Ч. 1: Современные концепции и приложения теории вероятностей. 292 с.
 9. Ядрышникова О. А. Комплексные критерии для получения псевдо-каротажной кривой оценки песчаности (NTG) по фотографиям керна в дневном свете и ультрафиолетовом излучении / О. А. Ядрышникова // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: материалы VI Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. С. 110-114.
 10. Bellman R. E. Decision-Making in a Fuzzy Environment / R. E. Bellman, L. A. Zadeh // Management Science. Vol. 17. No 4. 1970. Pp. B-141-B-164.
 11. Mohaghegh S. D. Shale Analytics: Data-Driven Analytics in Unconventional Resources / S. D. Mohaghegh. USA: Springer, 2017. 287 с. DOI: 10.1007/978-3-319-48753-3

Olga A. YADRYSHNIKOVA¹
Alexander Ye. ALTUNIN²

UDC 519.8

**COMPLEX OF PROGRAMS FOR ASSESSING THE RESERVES
OF HYDROCARBONS AND SUBCALCULATING PARAMETERS
IN THE CONDITIONS OF UNCERTAINTY**

¹ Section Head, Tyumen Petroleum Research Center
oayadrishnikova@rosneft.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Senior Expert,
Tyumen Petroleum Research Center
aealtunin@rosneft.ru

Abstract

In the oil and gas industry, a large amount of heterogeneous geological and geophysical information is necessary to assess hydrocarbon reserves. There are high risks of incorrect assessment of hydrocarbon reserves in the absence or inaccurate information.

In this article, the authors estimate oil and gas reserves in the cases, when there is insufficient data, especially at the stage of exploration of deposits. Therefore, the methods of probabilistic and fuzzy implementations are of particular interest since deterministic estimation does not provide knowledge about the calculation error. An adequate assessment of the estimated parameters in difficult conditions, unconventional, and complex built-up promising hydrocarbon reserves is required. The modern technology “Digital Kern” is considered promising. A comprehensive approach to solving problems using all kinds of data on complex oil and gas facilities is required.

The authors have used probabilistic methods, methods of the theory of fuzzy sets and fuzzy logic, as well as methods of pattern recognition. This article presents a set of programs that uses an integrated approach and implements both a model for calculating reserves and

Citation: Yadryshnikova O. A., Altunin A. Ye. 2018. “Complex of Programs for Assessing the Reserves of Hydrocarbons and Subcalculating Parameters in the Conditions of Uncertainty”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 4, pp. 249-265.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-249-265

determining the estimated parameters using new modern intelligent computing technologies for processing information in assessing hydrocarbon reserves under uncertainty. They include:

- probabilistic and fuzzy methods for estimating reserves and determining estimated parameters under conditions of various types of uncertainty and risk for gas, gas condensate and oil fields;
- comprehensive assessment of sandiness and oil-saturated areas from core photographs in daylight ultraviolet light;
- recognition of cracks, determination of geometrical characteristics, fractured porosity and permeability from micrographs of petrographic thin sections and core tomograms.

This software complex is intended to improve the quality in the assessment of hydrocarbon reserves, improve the reliability of determining the estimated petrophysical parameters in the absence or absence of data.

Keywords

Complex of programs, core photos in the day and UV light, evaluation criteria of net-to-gross, characteristics for reservoir-scale fractures, tomograms core-sample, pattern recognition, hydrocarbon reserves in the uncertainty conditions.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-249-265

REFERENCES

1. Altunin A. E., Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A. 2017. "Probabilistic and Fuzzy Models to Evaluate Uncertainties and Risks Related to HC Reserves Estimation". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 2, pp. 85-99. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99
2. Altunin A. E., Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A. 2013. "Ispol'zovaniye al'ternativnykh i modifitsirovannykh veroyatnostnykh metodov dlya otsenki neopredelennostey i riskov pri podschete zapasov uglevodorodov" [The Use of Alternative and Modified Probabilistic Methods to Evaluate Uncertainties and Risks When Estimating Hydrocarbon Reserves]. Rosneft Research and Technology Bulletin, no 3, pp. 42-47.
3. Altunin A. E., Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A. 2015. "Metody analiza razlichnykh vidov neopredelennosti pri modelirovanii neftegazovykh ob'yektov" [Analysis Methods of Various Uncertainty Types for Modeling Oil and Gas Targets]. Rosneft Research and Technology Bulletin, no 38, pp. 66-72.
4. Petersilye V. I., Poroskun V. I., Yatsenko G. G. (eds.). 2003. Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'yemnym metodom [Methodical Recommendations about Calculation of Geological Oil and Gas Reserves by a Volume Method]. Moscow-Tver: All-Russian Research Geological Oil Institute, Tvergeofizika.
5. Yadryshnikova O. A., Altunin A. E., Semukhin M. V. 2017. Software state registration certificate No 2017662359 "Programmnyy kompleks dlya otsenki zapasov uglevodorodov i podschetnykh parametrov v usloviyakh neopredelennosti" [Program Complex for Reserves Assessment Hydrocarbons and Subcalculating Parameters in the Uncertainty Conditions]. Applied 6 September. Published 3 November.

6. Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A., Serkin M. F. et al. 2017. "Razrabotka sistemy raspoznavaniya treshchin dlya polucheniya eksperimental'nykh dannykh po snimkam petrograficheskikh shlifov kerna" [Development of the System Cracks Recognition for Receiving Experimental Data According to Pictures of Petrographic Core Shlif]. Oil Industry, no 5, pp. 27-31.
7. Altunin A. E., Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A. et al. 2018. Patent No 2654372 "Sposob otsenki neftenasyshchennosti kerna gornyykh porod po fotografiyam obraztsov v dnevnom svete" [Assessment Way of Oil Saturation Rocks Core according To Samples Photos in a Daylight].
8. Uzhga-Rebrov O. I. 2004. Upravleniye neopredelennostyami [Uncertainty Management]. Vol. 1. Sovremennyye kontseptsii i prilozheniya teorii veroyatnostey [Modern Concepts and Applications of Probability Theory]. Rezekne: RA Izdevnieciba.
9. Yadryshnikova O. A. 2015. "Kompleksnyye kriterii dlya polucheniya psevdokarotazhnoy krivoy otsenki peschanistosti (NTG) po fotografiyam kerna v dnevnom svete i ul'traioletovom izluchenii" [Complex Criteria for Receiving Pseudo-Logging Curve Assessment of Sandiness (NTG) according to Core Photos in a Daylight and Ultra-Violet Radiation]. Proceedings of the 6th Russian Research Conference "Novyye informatsionnyye tekhnologii v neftegazovoy otrasli i obrazovanii", pp. 110-114. Tyumen: Industrial university of Tyumen.
10. Bellman R. E., Zadeh L. A. 1970. "Decision-Making in Fuzzy Environment". Management Science, vol. 17, no 4, pp. B-141-B-164.
11. Mohaghegh S. D. 2017. Shale Analytics: Data-Driven Analytics in Unconventional Resources. USA: Springer. DOI: 10.1007/978-3-319-48753-3