

В работе обсуждается стохастический способ определения геологического риска при локализации перспективных геологических объектов и оценке величины ресурсов УВ с использованием данных сейсморазведки.

Предлагаемая технология позволяет рассматривать набор факторов неопределенности исходных данных: погрешности структурных построений, неопределенности прогноза толщин и положения контактов, диапазонный характер оценок фильтрационно-емкостных свойств: пористости, насыщенности, плотности и т.д. Важным исходным этапом технологии является количественная оценка неопределенности входных данных. Далее применяется имитационное моделирование погрешностей исходных данных для того, чтобы измерить их влияние на неопределенность локализации геологических объектов (ловушек, залежей и пр.) и на диапазон возможных значений величины ресурсов. При моделировании факторов риска используются стохастические методы, в частности имитационное моделирование полей погрешностей и статистическое моделирование по методу Монте-Карло.

Имитационное моделирование полей ошибок применяется для учета результатов погрешностей структурных построений в межскважинном пространстве. При этом осуществляется аккуратный учет как данных сейсморазведки, так и скважинных данных; результаты представлены функциями достоверности локализации и функциями риска величины ресурсов; на их основании оцениваются макрохарактеристики, позволяющие осуществлять количественную оценку различных факторов геологического риска.

## ОЦЕНКА И УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ 3D СЕЙСМИЧЕСКИХ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

А.Г. АВЕРБУХ  
Н.Л. ИВАНОВА

Центральная Геофизическая Экспедиция (ЦГЭ)

г. Москва

### QUANTIFICATION AND RESULTS ASSESSMENT FOR 3D SEISMIC-BASED MAPPING ERRORS

A.G. Averbukh, N.L. Ivanova

This paper discusses the seismic-based stochastic approach to geological risk quantification while localization of geological objects and estimating resources of hydrocarbons. That technique considers a complex of input uncertainty factors: mapping errors, uncertainty of thickness and contact mark prediction, ambiguity of porosity, saturation, density, etc. forecasting. Important part of this procedure is quantitative assessment of input data reliability. Next we simulate listed uncertainties in order to evaluate their influence on the following results: uncertainty of geological object localization and range of estimated resource value. We use stochastic technique in the risk factors modeling process, particularly error field simulation and Monte-Carlo modeling.

A simulation modeling technique is proposed to model crosswell-space structural mapping error fields. This includes statistical estimation of seismic exploration error field parameters using well data; modeling of equiprobable structure map implementations plausible in terms of estimated error parameters; stochastic assessment for trap localization reliability function and for risk function in the hydrocarbon resources estimating; determination of macro-characteristics that quantitatively characterize various aspects of the geological risk.

### INTRODUCTION

The technique highlighted in this paper stochastically assesses geological risk caused by uncertainties in structural mapping, by ambiguously defined contacts and at times by a ranged user-specified porosity, saturation, fluid and density factors characteristics for a hydrocarbon pool. In addition to the traditional definition of a geological risk as probability of "loss" in estimating the resources, we also consider the error risk in localizing a productive trap, for which purpose we employ the reliability function.

As a result, trap localization reliability function is estimated. Such function describes the probability for each point on the initial structure map to fall within the structural closure. Analysis of the reliability function, thus obtained, allows quantitative characteristics to be applied to assess the error risk in localizing the structure.

Quantile estimators of the spatial structural characteristics (amplitudes and area size) are helpful in quantitatively providing optimistic, pessimistic and basic versions for the respective geometry parameters.

By additional modeling of effective thickness and contact position uncertainties we estimate pool localization reliability function, in particular, we product its internal and external parts contouring.

We use similar approach for the boring efficiency characteristics stochastic mapping. By possible variants of pool localization statistical analysis we construct expected value function of criterion, followed for well position definition.

In the multiplicative scheme of the volumetric method applied to estimating the resources, the geometry uncertainty is

### ВВЕДЕНИЕ

Сейсмические построения выполняются с определенным уровнем точности, поэтому их использование всегда является источником неопределенности. Так как структурная карта является одним из главных материалов, на основании которых решается комплекс дальнейших геолого-геофизических задач, таких как локализация и оконтуривание перспективных геологических объектов, оценка величины ресурсов, обоснование положения точек под бурение, необходимо иметь методологию, позволяющую учитывать влияние погрешностей исходных данных и оценивать вызванный ими геологический риск.

Предлагаемая технология осуществляет стохастический анализ факторов геологического риска, вызванного неопределенностями как структурных построений, так и характеристиками залежи УВ (отметок контактов, толщин, коллекторских свойств).

Одновременно с традиционным определением геологического риска как вероятности «потери», вызванных переоценкой величины ресурсов, мы рассматриваем риск при локализации ловушек, залежей; для его описания применяется площадная характеристика риска – функция достоверности локализации того или иного объекта.

Неопределенность структурных построений задается параметрами их точности или погрешностей. Эти погрешности являются пространственно зависимыми, поэтому при их моделировании должны применяться соответствующие методы. В предположении стационарности поля ошибок они задаются вариограммой, которая параметризуется такими характеристиками, как среднеквадратичная ошибка и радиус вариограммы.

Для измерения степени влияния ошибок на дальнейшие выводы выполняется имитационное моделирование полей ошибок, на основании которых получаются допустимые равновероятные реализации структурной карты. Такой подход позволяет учесть конфигурацию исходного структурного плана, положение экраняющих элементов, скважинную информацию.

Функция достоверности локализации ловушки оценивает для каждой точки карты вероятность ее принадлежности замкнутой структуре. Анализ функции достоверности позволяет получать площадные количественные характеристики геологического риска при локализации, в частности оценивать структурную составляющую при оценке вероятности геологического успеха (POS).

Оценки квантилей пространственных характеристик (амплитуды и площади) ловушки полезны для выполнения оптимистической, пессимистической и базовой оценок геометрических параметров ловушки.

Проводя одновременное моделирование неопределенностей толщин и положения контактов, оцениваются функции достоверности локализации залежи, проводится ее стохастическое оконтуривание.

Подобный подход используется для стохастического картирования параметров, анализируемых при выборе точки под бурение. Проводя статистический анализ множества допустимых вариантов, оцениваются среднее значение, мода и медиана как варианты базовых оценок исследуемых параметров; среднеквадратичная ошибка и положения квантилей порядка 10% и 90% дают информацию о точности прогноза.

При применении мультипликативной схемы объемного метода оценки величины ресурсов выполняется одновременное рассмотрение как факторов структурного риска, так и неопределенностей коллекторских свойств. В результате оценивается не только функция риска, позволяющая оценить уровень геологического риска для фиксированного значения суммарной величины ресурсов, но и площадной вариант этого параметра, оценивающий распределение линейного ресурса в каждой точке рассматриваемого участка. Визуализация такого результата представляется картой линейного ресурса, соответствующей заданному уровню риска.

### МАТЕРИАЛЫ, МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Используя вариограммные оценки ошибок, моделируется и анализируется множество равновероятных реализаций структурных карт. ►

Каждая новая реализация представляет собой результат наложения допустимого варианта ошибок на исходную структурную карту. Учет скважинной информации производится соблюдением нулевой ошибки в точке скважины; величина ошибки в межскважинном пространстве увеличивается по мере удаления из зоны корреляции скважины. Рисунок 1 иллюстрирует различные варианты структурных карт (1.b, 1.c), полученных на основании исходной карты (1.a). Очевидно, что конфигурация, положение и пространственные характеристики замкнутых объектов, выделяемых на таких картах, могут существенно различаться.

Рассмотрим функцию достоверности  $d(x,y)$  локализации ловушек, определяющую для каждой точки  $(x,y)$  исходной структурной сетки вероятность принадлежности ее ловушке. Такая функция является интегральной характеристикой влияния погрешностей структурных построений на локализацию ловушек.

Функция достоверности описывает стохастический вариант локализации ловушки; она является эффективным инструментом количественной оценки и визуализации риска локализации. Линии равного уровня ее поверхности ограничивают полигоны фиксированного уровня надежности, соответствующего отметке изолинии. В частности, полигоны уровней риска 10%, 50% и 90% (см. рис. 2) характеризуют оптимистический, базовый и пессимистический варианты локализации замкнутой структуры.

При дополнительном рассмотрении неопределенностей толщин и отметок контактов выполняется также оценка достоверности локализации залежи, см. рис. 3, 5. Рис. 4 иллюстрирует оценку функции достоверности для водо-нефтяной зоны залежи, где отметка ВНК определяется как процент заполнения продуктивной ловушки со значениями из диапазона [50% – 100%].

На основании имитационного моделирования получается выборка пространственных параметров (амплитуд, площадей, объемов), по которой выполняется оценка значений уровня риска 10%, 50% и 90%, среднего значения и медианы, среднеквадратичной ошибки. В таблице I приведен пример стохастической оценки пространственных характеристик залежи. Сравнение базовых оценок (уровня риска 50% и среднего значения) с вариантом детерминистической оценки позволяет сделать вывод о завышенности последней оценки.

Функции риска для пространственных параметров ловушки (см. рис. 6 и табл. I) используются для количественной оценки риска величин геометрических характеристик ловушек.

Для количественного описания геологического риска при оценке величины ресурсов производится дополнительное моделирование неопределенностей толщин, положения контактов и коллекторских свойств. Неопределенность прогноза уровня контактов описывается диапазонами возможных значений относительного процента заполнения продуктивной ловушки или абсолютных отметок контактов, а также вариограммными параметрами поля

ошибок в случае, если задана поверхность контакта. Подобный подход используется и для описания неопределенностей всех оставшихся параметров: если они задаются одним постоянным значением, то точность определяется диапазоном; если учитывается латеральная неоднородность параметра, описываемая картой, то необходима информация о вариограммных параметрах соответствующих ошибок.

Далее величина ресурсов на каждой из итераций определяется согласно формуле,  $Q_i = V_i \cdot \rho_i \cdot \theta_i$ , где  $\rho_i$  и  $\theta_i$  – плотность и объемный коэффициент соответственно,  $V_i$  – насыщенный объем, вычисляемый по правилу:  $V_i = \sum_{(x_k, y_k)} V_i(x_k, y_k, Th(x_k, y_k)) \cdot \Phi_i(x_k, y_k) \cdot S_{oi}(x_k, y_k)$ . Здесь  $V_i(x_k, y_k, Th(x_k, y_k))$  – объем коллектора в ячейке сетки, вычисленный по соответствующей структурной сетке  $(x_k, y_k)$  и значению эффективной толщины  $Th(x_k, y_k)$  в этой точке с учетом структурных погрешностей и неопределенностей контактов,  $\Phi_i(x_k, y_k)$  и  $S_{oi}(x_k, y_k)$  – значения коэффициентов пористости и насыщенности соответственно, учитывающие ошибки прогноза этих свойств. Результатами являются карты линейного ресурса для заданных уровней риска (рис. 7 иллюстрирует пример карт плотности ресурсов для уровней риска 10%, 50% и 90%), так и функции риска для суммарных ресурсов (рис. 8); также традиционным видом отчетов являются таблицы макрохарактеристик распределения суммарных ресурсов (Таблица II).

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая технология количественной оценки геологического риска использует имитационный процесс, учитывающий неопределенности всего комплекса исходных данных, рассматривая как сейсмическую, так и скважинную информацию. Такой подход позволяет максимально учесть специфику исходных данных одновременно с информацией об их неопределенности, что существенно при принятии решений в УВ-проектах. На основе предлагаемой технологии, используя оригинальный продукт NupеrTrar, по заказам ведущих нефтяных компаний (Роснефть, Лукойл, Зарубежнефть, ТНК-ВР и др.) выполнен количественный анализ рисков на ряде изученных сейсморазведкой и бурением объектов, расположенных в Западно-Сибирском, Тимано-Печерском, Северо-Африканском, Южно-Китайском, Сахалине и других бассейнах. ■

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. O. Dubrule, 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. 2003 Distinguished Short Course. Distinguished Instructor Series, No. 6. Tulsa, Okla.
2. Ivanova N.L., Averbukh A.G., Graf S.Yu., 2007. On velocity analysis application for mapping error quantification. In: Petroleum Geostatistics 2007, Cascais, Portugal, 10–14 September 2007. Abstracts.
3. Иванова Н.Л., Авербух А.Г., Граф С.Ю., 2008. Оценка погрешности, надежности и риска 3D сейсмических структурных построений. EAGE 69th Conference & Exhibition, Санкт-Петербург, Россия, 6–11 Апрель, 2008.
4. Кивелиди, В.Х., Старобинец, М.Е., Эскин, В.М., 1982. Вероятностные методы в сейсморазведке. М.: Недра.

considered concurrently with the uncertainty in oil-water contact positions and in the values of porosity, saturation, fluid and density factor (PSFD) parameters. As a result, the stochastic estimation of resource values (RV) density map and risk function are determined.

They permit the user-specified resource magnitude to bring in correspondence with its quantitative estimate of the RV risk level. This provides the basis for computing macro-characteristic values for the resources, in particular, optimistic, pessimistic and basic versions for the estimates as well as rms error value for the hydrocarbon resource magnitude. The aggregated form of geological risk quantification is stochastic density maps of resources, which can also be estimated as a result of our work.

#### MATERIALS, METHODS AND RESULTS

Provided the structural mapping error field is stationary and used error parameters estimators we construct the set of possible mapping error field realizations.

Each of the error map implementations is the result of laying every next error map over the initial structure map. Figure 1 shows various versions of structure maps (1.b, 1.c) created by laying error maps over the initial map (1.a). This figure illustrates that configurations and spatial characteristics of a closure may differ substantially from one another on different map implementations and from the original structure map configuration.

Let consider trap localization reliability function  $d(x,y)$ , which specifies for each point  $(x,y)$  of initial structural grid probability of its belonging to the trap. It is an integral characteristic of mapping errors influence to possible location of the trap.

Reliability function represents stochastic variant of trap location; this characteristic is an effective tool of the risk quantification and visualisation while trap localization. Areas bounded by reliability function level isolines – could be referred to as polygons of respective reliability or validity within each of such isoline. In particular, polygons of 10% ( ), 50% ( ) and 90% ( ) reliability levels (see Figure 2) represent optimistic, basic and pessimistic versions of the areal tie for the closed structure.

Under additional information about effective thickness and water-oil contact (WOC) position, one can assess pool localization reliability degree, see Fig. 3, 5. Figure 4 illustrates the estimator of water-oil contact zone localization reliability function, where WOC position was specified as a relative spillpoint variation range [50% – 100%].

Simulation modeling allows sample values of spatial characteristics (amplitudes, area size, volume) to be produced on which basis 10%, 50% and 90% quantiles, average value and RMS error are assessed. Table I shows examples of stochastic estimates for pool spatial characteristics. A comparison between statistical basic characteristics (50% risk level and average value) and the values from the basic map (Table I) permits conclusion that the deterministic assessment is overestimated.

Risk functions for spatial characteristics presented in Fig. 6 (refer also to Table I) can be employed to quantitatively assess risk level in determining the values for spatial characteristics.

In order to quantitatively assess error risk level in estimating the hydrocarbon resources, the uncertainties in oil-water contact determination and acceptable ranges of capacity parameter values have to be further modeled. In our study, the degree of uncertainty in oil-water contact positions was specified as a relative spillpoint variation range or as a subsea oil-water contact position variation. The uncertainty in porosity-saturation characteristics is shown as porosity maps and oil saturation maps, also as parameter variability of such characteristics, as well as ranges of fluid factor values and hydrocarbon density values. Then, RV sample elements can be defined at each simulation modeling step using the following formulas: , where and – independently modeled densities and fluid factor respectively, – oil saturation volume computed using:

Here, – reservoir volume at a map grid point computed from structure maps and from effective thickness maps with user-specified allowance for possible seismic exploration errors and accounting for oil-water contact positions, and – respective porosity values from porosity maps and oil saturation values from oil saturation maps, the values are corrected for errors in user-specified porosities and saturations. Study results may be presented as maps showing resource density for specified risk level (Fig. 7 illustrates example of resources density map with 10%, 50% and 90% reliability levels polygons), or as a risk function (see Fig. 8) or as resource value macro-characteristics (Table II).