

Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей

(на примере Ванкорского месторождения)

Drilling Risk Assessment at the Vankor Field

Е.О. Черкас (ОАО «НК «Роснефть-НТЦ»),
Д.А. Антоненко, П.В. Ставинский (ОАО «НК «Роснефть»)

Ye. O. Cherkas (OJSC NK Rosneft-NTC),
D. A. Antonenko and P. V. Stavinsky (OJSC NK Rosneft)

Введение

При бурении горизонтальных скважин особые требования предъявляются к качеству прогноза структуры и фильтрационно-емкостных свойств пласта на значительном удалении от ствола. Однако имеющиеся в настоящее время в распоряжении геологов инструменты прогноза параметров пласта обладают той или иной погрешностью измерений. Это неизбежно вносит неопределенности в модели и увеличивает риски, связанные с проводкой горизонтального ствола. С учетом высокой стоимости проектов и определенной неоднозначности любой модели данный вопрос требует особого внимания. Некорректное описание резервуара может привести к увеличению некупаемых издержек на освоение месторождения. Для типичной геологической модели можно выделить четыре основных источника неопределенностей: 1) качество данных и интерпретация; 2) структурная и стратиграфическая модели; 3) геолого-статистическая модель и ее параметры; 4) неопределенность, связанная с равновероятностными реализациями. В идеальном случае неопределенность по мере освоения месторождения снижается.

На Ванкорском месторождении, которое находится на этапе разработки, основными проблемами, связанными с учетом неопределенностей, являются следующие: 1) снижение рисков при проводке горизонтальных стволов; 2) составление программы доразведки месторождения; 3) уточнение схемы разбуривания.

В статье предлагается методика анализа неопределенностей геологической модели.

Introduction

Drilling of horizontal holes imposes special requirements on reliability when predicting of reservoir structure and quality within a large radius from the borehole. However, the reservoir prediction tools currently available to geologists suffer, to some extent or another, from measurement errors, which inevitably leads to modeling uncertainty and increases risks associated with drilling of horizontal holes. In view of the high costs involved in horizontal drilling projects and uncertainties inherent in any model, it has become imperative to address this issue. Incorrect reservoir description may result in large irrecoverable field development costs. In a typical geological model, four major sources of uncertainty may be identified: (1) data quality and interpretation; (2) structural and stratigraphic models; (3) geological-statistical model and its parameters; and (4) uncertainty related to equiprobable realizations. In an ideal case, uncertainty decreases as the field becomes more developed.

As regards the Vankor field, which is currently under development, the most challenging tasks from the uncertainty standpoint are as follows: (1) reducing risks associated with horizontal drilling; (2) putting together a program for detailed exploration; and (3) refining the drilling program.

This article proposes a method for analyzing uncertainties inherent in geological models. Modeling based on this method will yield data (in the form of maps) representing the quantitative distribution of uncertainties in determining the presence of a reservoir and its properties, which must be used to evaluate potential drilling risks.

Результатом моделирования с применением данной методики является информация (в виде карт), отражающая количественное распределение неопределенностей наличия и свойств коллектора, которые должны использоваться для оценки возможных рисков при бурении скважин.

Общая информация о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено на территории Красноярского края. В статье будет рассмотрен один из пяти продуктивных горизонтов месторождения с начальными геологическими запасами около 390 млн. т. Месторождение открыто в 1988 г., в промышленную эксплуатацию не введено. На момент выполнения работы число скважин, вскрывших исследуемый горизонт, составило 27. По типу залежь относится к пластовым, сводовым. Коллектор – терригенный.

Ванкорское поднятие представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. Доминирующая обстановка осадконакопления – мелководье (баровый комплекс).

Методика работы

Для оценки комплексной неоднозначности, отражающей точность всех параметров геологической модели, хорошо подходит параметр «достоверность подсчета геологических запасов нефти». Данный параметр зависит от основных характеристик залежи и поэтому может служить мерой точности построения модели. Для оценки достоверности расчета объема запасов необходимо оценить погрешность расчета каждого параметра, входящего в применяемую расчетную формулу

$$STOIIP = GRV \cdot N/G \cdot \varphi \cdot S_o \cdot \rho_o \cdot \theta_o,$$

где STOIIP – геологические запасы нефти; GRV – общий объем породы; N/G – песчанистость; φ – пористость; S_o – нефтенасыщенность; ρ_o – плотность нефти; θ_o – коэффициент усадки нефти.

Для этого была разработана общая методика для работы с каждым параметром:

- 1) оценка возможного изменения значения каждого входного параметра;
- 2) задание среднеквадратичного отклонения;
- 3) построение карт средних значений параметра с фиксированными значениями в точках скважин и учетом среднеквадратичного отклонения в межскважинном пространстве;
- 4) оценка дисперсии параметра;
- 5) построение карты дисперсии геологических запасов перемножением карт дисперсий по всем параметрам при условии их независимости (условие введено для упрощения оценки).

General Information about the Field

The Vankor gas and oil field is located in the Krasnoyarsk Krai. This article deals with one of five productive reservoirs with about 390 million tonnes of original oil in place. The field was discovered in 1988 and is yet to be put into commercial production. As of this study, there were 27 wells already drilled into the reservoir of interest. The deposit is a layer-uplifted pool, and the reservoir is terrigenous.

The Vankor uplift is an isometric structure extending from the south northward. The predominant depositional environment was shallow-water (barrier-bar complex).

Method

The best criterion for assessing the overall ambiguity determining the accuracy of geological model parameters is the “validity of the oil-in-place estimate”. This criterion is dependent upon the basic characteristics of the reservoir and, therefore, may serve as a measure of accuracy in constructing the model. To evaluate the validity of the reserve estimate, one must evaluate the calculation accuracy of every parameter in the calculation formula

$$STOIIP = GRV \cdot N/G \cdot \varphi \cdot S_o \cdot \rho_o \cdot \theta_o,$$

where STOIIP stands for “stock tank oil initially in place”, GRV stands for “gross rock volume”, N/G stands for “net-to-gross”, φ is porosity, S_o is oil saturation, ρ_o is oil density, and θ_o is the oil shrinkage factor.

To this end, a general procedure was established for handling each parameter, namely:

- (1) estimating possible variations in the value of each input parameter;
- (2) defining the RMS deviation;
- (3) mapping mean values of the parameter, with fixed values assigned to individual wells and taking into account the RMS deviation in the crosshole space;
- (4) estimating parameter variance; and
- (5) mapping oil-in-place variance by multiplying out variance maps for all parameters, provided that they are independent (this condition has been introduced to simplify the estimation process).

Uncertainty Calculation Approach

The principle of accounting for uncertainties is as follows: At first, one should estimate the possible error of the measurements determining the RMS deviation. Then, this error is multiplied by a random surface whose spread of values follows a Gaussian curve with mathematical expectation equal to zero and a variance equal to unity. Finally, the result is added to the reference surface:

$$S_r + S_{bc} + U_{1\sigma} \cdot U_{sgs},$$

where S_r is one of the surface realizations, S_{bc} is

Метод расчета неопределенностей

Принцип учета неопределенностей заключается в следующем. Сначала определяется возможная погрешность измерений, задающая среднеквадратичное отклонение. Затем эта погрешность перемножается со стохастической поверхностью, разброс значений которой следует нормальному распределению с математическим ожиданием, равным нулю, и дисперсией, равной единице. Далее результат складывается с базовой поверхностью:

$$S_r + S_{bc} + U_{1\sigma} \cdot U_{sgs},$$

где S_r – одна из реализаций поверхности; S_{bc} – базовая поверхность; $U_{1\sigma}$ – поверхность, либо константа, задающая ошибку среднеквадратичного отклонения; U_{sgs} – стохастическая поверхность ошибок со значениями вокруг нуля (+ и -).

Характеристическими особенностями поверхности ошибок является то, что в точках скважин ошибки принимают нулевое значение, с удалением от скважин ошибок как плавно, так и резко. Таким образом, среднеквадратичное отклонение зависит от качества данных и расстояния от скважин.

Недостатком данного подхода является то, что радиус вариограммы ошибок неизвестен. Он не может быть принят равным радиусу вариограмм при моделировании оцениваемого свойства из-за их «разнонацеленности». Кроме того, случайно моделируемые ошибки должны принимать как положительные, так и отрицательные значения, так как возможные сценарии лежат по обе стороны от базовой интерпретации. Радиус выбирает интерпретатор на основе субъективных оценок протяженности вариаций ошибок. Слишком большой радиус приводит к тому, что конечная карта неопределенностей сглаживается, и информация частично или полностью теряется. Выбор слишком маленького радиуса приведет к слишком «зашумленной» картине.

Структурная неопределенность: наличие коллектора

На начальном этапе разработки месторождения одним из первоочередных является вопрос о наличии коллектора в не охваченных разведочным бурением частях месторождения. Анализ неопределенностей может дать информацию о степени неоднозначности выделения коллектора. В качестве параметра для анализа можно рассмотреть положение внешнего контура водонефтяного контакта (ВНК). Схема работы следующая: 1) получить поверхность по кровле коллектора (среднее значение); 2) внести ошибку в среднее значение; 3) получить контуры пересечений для множественной реализации кровли коллектора с множественной реализацией поверхностей ВНК.

the reference surface, $U_{1\sigma}$ is a surface or a constant determining the RMS deviation error, and U_{sgs} is a random surface of errors with + and - values around zero.

A characteristic feature of the error surface is the fact that errors at well points acquire zero value, to increase gradually as one moves away from the wells. Thus, the RMS deviation depends on data quality and distance to the well. This approach suffers from the drawback that the range of the error variogram is unknown. It cannot be taken as equal to the variogram ranges used in the modeling of a property of interest because of their heterogeneity. Besides, randomly modeled errors may acquire positive as well as negative values because possible scenarios lie on either side of the baseline interpretation. The variogram range is selected by the interpreter based on subjective estimates of the error variance length. If the range is excessive, the final uncertainty map is smoothed out with partial or complete loss of information. If the range is too small, one will end up with a heavily “noisy” picture.

Uncertainties in Reservoir Structure

One of the burning questions during the early phases of field development is whether oil is present in field areas not covered by exploratory drilling. Analyzing uncertainties may give a feel about the degree of uncertainty in identifying the presence of oil. One of the criteria for such analysis is the position of the top of the OWC. Analysis should proceed along the following lines: (1) delineate a surface over the top of a reservoir (average value); (2) introduce an error into the average value; and (3) derive intersection contours for multiple realizations of the top of reservoir and OWC surfaces.

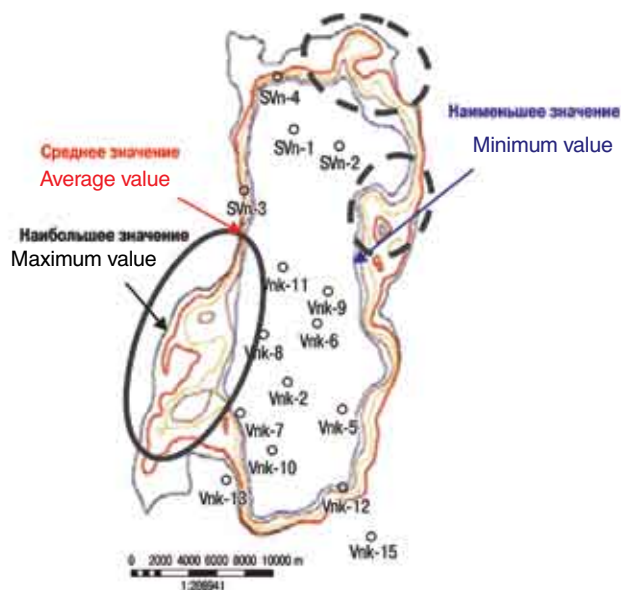


Рис. 1. Множественная реализация внешнего контура ВНК

Figure 1: Multiple realization of OWC top

Для Ванкорского месторождения был получен набор из 200 контуров пересечений кровли коллектора с поверхностью ВНК. Крайние значения представлены на рис. 1. Из него видно, что неопределенность положения внешнего контура ВНК, которая складывается из неопределенности положения кровли коллектора и поверхности ВНК, может привести к существенной погрешности в определении геологических запасов. На Ванкорском месторождении в 23 % случаев из набора множественной реализации коллектор на участке, не охваченном разведочным бурением (спорный объект обведен черной сплошной линией), отсутствовал. Уже после выполнения данной работы на спорном объекте была пробурена скважина, которая не выявила нефтенасыщенного коллектора на указанной территории в пределах рассматриваемого пласта. Таким образом, высокая вероятность отсутствия коллектора, показанная на модели, подтвердилась на практике.

В ходе работы были выявлены еще два объекта, характеризующиеся большой неопределенностью в вопросе наличия коллектора (обведены штриховой линией).

Структурная неопределенность: объем породы

Погрешность подсчета общего объема породы складывается из неопределенности положения границ

A set of 200 contours of the top of reservoir-OWC intersection contours has been obtained for the Vankor field. The extreme values are shown in Figure 1. It can be seen that uncertainty in the position of the OWC top, which is essentially the sum total of uncertainties in the positions of the top of reservoir and the OWC, may give rise to a serious error in oil-in-place estimates. In the Vankor field, no reservoir was present within the area marked by the solid black line in 23% of cases out of the set of multiple realizations. A well drilled into the questionable target after this work had been completed failed to reveal any presence of oil. Thus, the high likelihood of absence of oil, predicted by modeling, was corroborated by real evidence. In the course of this work, two other areas characterized by great uncertainty as regards presence of oil were identified (marked by broken lines).

Structural Uncertainty: Rock Volume

Uncertainty in the position of reservoir boundaries and contact determination contribute the error in the gross rock volume measurement. As regards the structural modeling error, its major source is the ambiguity of structural surfaces in the crosshole space. The error grows with distance from the wells and is zero in their immediate vicinity.

The error in determining the position of reservoir boundaries was selected based on the quality of seismic data. For the Vankor field, it was assigned as ± 15 m.

Сегодня Акер Арктик располагает в г. Хельсинки, Финляндия новыми средствами для проведения модельных ледовых испытаний.

Aker Arctic



ваш главный
Партнер по ледовым
технологиям

Акер Арктик предлагает разработку проекта полностью и проектную поддержку судовладельцам, верфям и другим операторам. Начато строительство арктических судов новых серий, включая первые в мире челночные танкера для экспорта добываемой в Арктике нефти.

Aker Arctic Technology Inc.
Merenkulkijankatu 6
FI- 00980 HELSINKI, Finland
Tel.: +358 10 670 2477
Fax: +358 10 670 2527
Info@akerarctic.fi

www.akerarctic.fi

пласта и точности локализации контактов. Источником погрешности в структурном моделировании является неоднозначность построения структурных поверхностей в межскважинном пространстве. Погрешность увеличивается с удалением от скважин и равна нулю в непосредственной близости от них.

Ошибка в определении положения границ пласта выбиралась исходя из погрешности сейсмических данных. Для Ванкорского месторождения она составляет ± 15 м.

Для оценки возможного разброса значений положения ВНК в скважинах были использованы результаты опробований целевого пласта. Разброс значений определялся как разница между наибольшей и наименьшей отметками положения ВНК. Для Ванкорского месторождения разброс в значениях ВНК составил 15 м.

Радиусы вариограммы в данном случае выбирались исходя из сейсмической информации о пласте и расстояния между скважинами.

В результате были построены карты возможных ошибок определения положения подошвы, кровли пласта и ВНК. По контуру месторождения средний разброс в положениях подошвы и кровли пласта составляет около 5-6 м. Неопределенность положения ВНК в среднем составляет 6-10 м. Наибольших значений неопределенность достигает к краям контура и между двумя блоками Ванкорского месторождения.

Объем породы рассчитывался как произведение общей толщины породы в ячейке и площади ячейки. На рис. 2 представлена карта возможных отклонений общего объема породы от средних значений.

На основе результатов анализа структурных неопределенностей можно сделать выводы о наличии коллектора в не охваченных разведочным бурением частях месторождения. Эта информация полезна на этапе принятия решений о доразведке месторождения. Информация о возможных отклонениях в положении границ пласта и контактов при наличии коллектора необходима при принятии решений при разработке месторождений, особенно при расчете бурения горизонтальных скважин.

Неопределенность в коллекторских свойствах пласта

Карты дисперсий коллекторских свойств пласта строят следующим образом. На вход подаются точки нулевой дисперсией – отметки корреляции по скважинам. На основе алгоритма с применением непрерывного распределения Гаусса и заданных параметров вариограмм строят поверхности ошибок для свойства с некоторым заданным отклонением от среднего значения. Параметры вариограммы задаются

Estimation of the spread of OWC values was based on the results of well tests in target sands. The spread of values was defined as the difference between the highest and lowest OWC levels. In the case of the Vankor field, the spread of OWC values was 15 m.

In this case, selection of variogram ranges was based on seismic data pertaining to the reservoir and well spacing. As a result, maps of potential errors in determination of the top and bottom of the reservoirs as well as OWC were produced. Within the boundaries of the field, the average spread of reservoir top and bottom positions is about 5 to 6 m. Uncertainty in OWC position approaches maximum toward the field boundary and between the two blocks of the Vankor field. The rock volume was calculated as the product of gross thickness within a cell times the cell area. Figure 2 is a map showing possible deviations of the gross rock volume from average values.

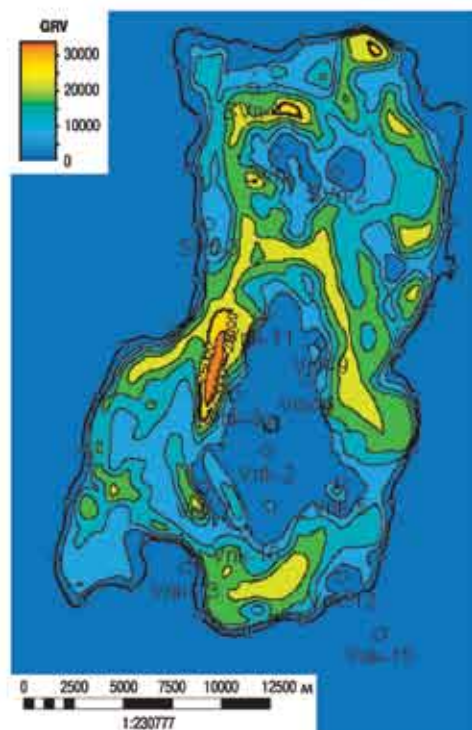


Рис. 2. Карта возможных отклонений общего объема породы от средних значений
Figure 2: Map of possible deviations of gross rock volume from its average values

Proceeding from the results of analysis of structural uncertainties, one can draw conclusions as to the presence of oil in field areas yet to be covered by exploratory drilling. This information is useful in deciding whether additional exploration of the field is needed. Information about possible variations in reservoir boundaries and OWC levels in the presence of oil is instrumental in decision-making processes as part of the field development strategy, especially when it comes to drilling of the horizontal holes.

исходя из условий осадконакопления (баровые тела, достаточно большая выдержанность свойств по латерали) и расстояния между скважинами. Все реализации поверхностей ошибок свойства сводятся к одной карте дисперсии этого свойства при заданном уровне отклонения от среднего.

Коэффициент песчаности

Основными причинами погрешности выделения продуктивных интервалов в скважинах являются разрешающая способность методов геофизических исследований скважин (ГИС), точность определения фильтрационно-емкостных свойств методами ГИС, погрешность применения критических значений для выделения коллектора. Для оценки неопределенности в коллекторских свойствах пласта прежде всего следует задать отклонение от среднего значения. Отклонение коэффициента песчаности предлагается выбирать по гистограмме распределения из модели (на основе керновых данных), поскольку оценивается неопределенность подсчетных параметров модели.

Из рис. 3, I видно, что наибольшая плотность распределения коэффициента песчаности в соответствии с моделью близка к интервалу 15 %-ного отклонения от среднего значения. Отклонение коэффициента песчаности от среднего значения в межскважинном пространстве достигает 4-5 %.

Коэффициент пористости

Причины погрешности определения пористости методика измерений, погрешность приборов, субъективные факторы. Отклонение выбирается на основе распределения пористости, полученной по данным ГИС и увязанной с керновыми данными (рис. 3, II). Из рис. 3, II видно, что наибольшая плотность значений пористости соответствует интервалу 0,18-0,22. Этот разброс значений соответствует 10 %-ному отклонению от средней пористости. В межскважинном пространстве отклонение значений пористости достигает 0,6 %, по краям месторождения – 0,8%. Представленная карта дает представление об областях, требующих уточнения данных.

Коэффициент нефтенасыщенности

Причинами погрешности определения нефтенасыщенности являются качество интерпретации данных ГИС, точность определения сопротивления пласта-коллектора, уровень УЗВ, высота подъема над УЗВ, капиллярные кривые и др.

Согласно модели наибольшая плотность распределения коэффициента нефтенасыщенности достигается в интервале 0,4-0,7, что соответствует расхождению с осредненным значением 25 % (см. рис. 3, III). В межскважинном пространстве отклонение нефтенасыщенности от среднего значения достигает 4-5 %.

Uncertainty in Reservoir Properties

Variances of reservoir properties are mapped as follows. The input data include zero-variance points or, in other words, correlation marks by wells. An algorithm using a continuous Gaussian distribution and predetermined variogram parameters provide the basis for constructing error surfaces for a property with a given deviation from the mean. Variogram parameters are assigned based on the depositional environment (barrier-bar features, pronounced lateral consistency of properties) and well spacing.

All realizations of error surfaces for a given property are reduced to a single variance map of this property at the assigned level of deviation from the mean.

Net-to-Gross Ratio

The primary sources of error in identification of pay zones in wells include the resolution of logs, accuracy when determining reservoir quality by logging, and error in the use of critical values to identify a reservoir. In order to assess uncertainty in reservoir properties, one must first know the deviation from the mean. It is recommended to select the deviation of the net-to-gross ratio from the mean on a distribution bar chart of the model (tied to log data), because we are dealing essentially with assessment of the uncertainty inherent in the model's volumetrics. As can be inferred from Figure 3(I) the maximum net-to-gross ratio distribution density in accordance with the model is close to the interval of 15% deviation from the mean. The deviation of the net-to-gross ratio from the mean in the crosshole space is close to 4-5%.

Porosity Ratio

The sources of porosity determination error include measurement techniques, instrument error, and subjective factors. The deviation was selected from porosity distribution based on log data in correlation with core data (Fig. 3(II)). It can be seen from Figure 3(II) that the maximum density of porosity values coincides with the 0.18-0.22 interval. This spread of values corresponds to 10% deviation from mean porosity. In the crosshole space, the deviation of porosity values is 0.6%, increasing to 0.8% toward field boundaries. The map indicates areas requiring updated data.

Oil Saturation Factor

The error in determining the oil saturation factor stems from the quality of interpretation of log data, reservoir resistivity determination error, groundwater level, height above groundwater level, capillary curve, etc.

According to the model, the distribution of the oil saturation factor is at its maximum in the 0.4-0.7 interval, which corresponds to a 25% deviation from the mean (Fig. 3(III)). In the crosshole space, the deviation of oil saturation from the mean is 4.5%.

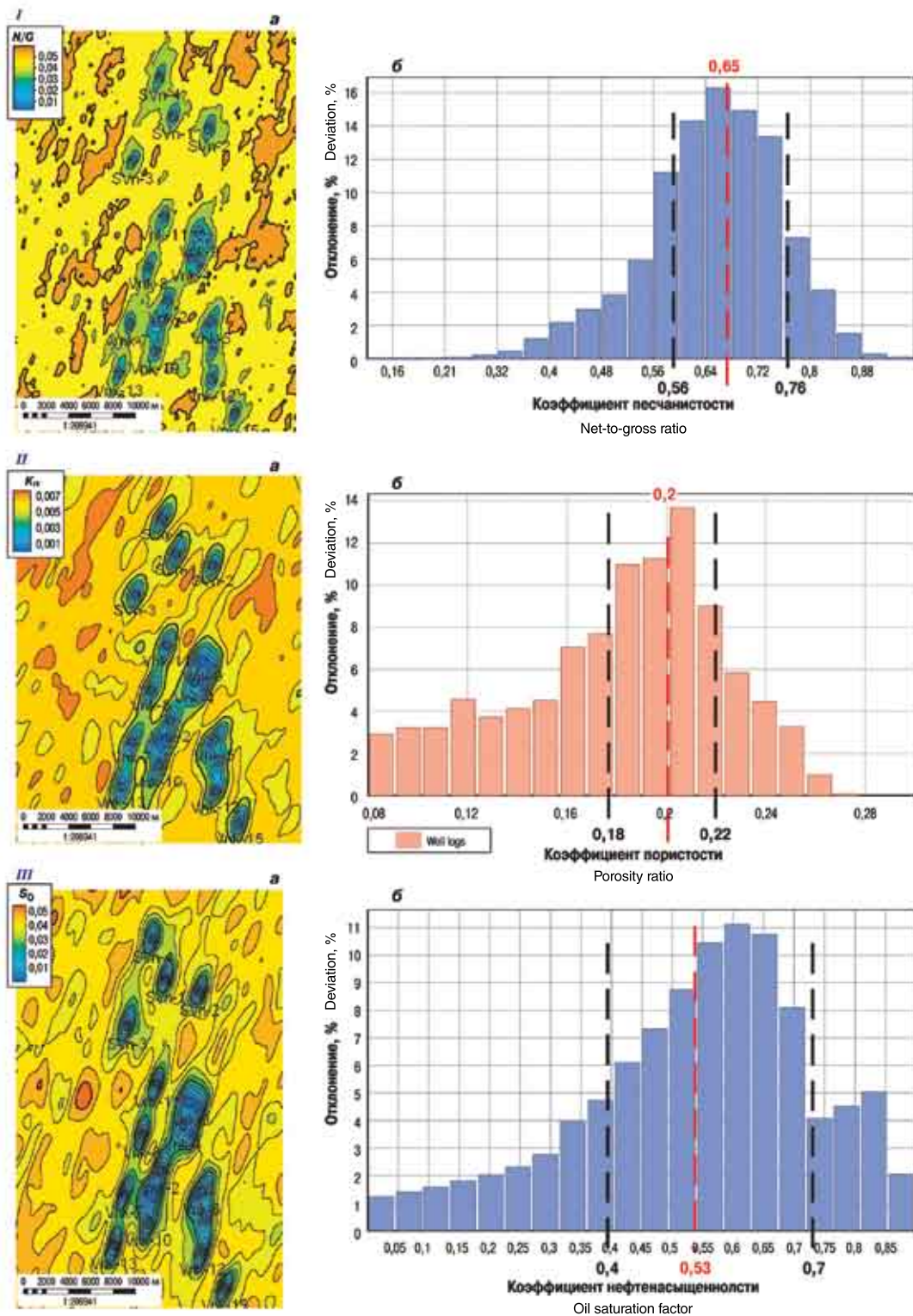


Рис. 3. Карта отклонений от среднего значения (а) и гистограмма распределения по модели (б) коэффициентов песчаности (I), пористости (II) и нефтенасыщенности (III)

Figure 3: Map of deviations from the mean (a) and bar chart of net-to-gross ratio (I), porosity ratio (II) and oil saturation factor (III) distribution as per model (b)

Uncertainty in Oil Properties

The oil shrinkage factor and density at the surface were determined as the average of a number of analyzed samples. To take the determination error into account, distribution functions were created with due account for the results of analysis of all oil samples in surface and reservoir conditions. The distributions provided the basis for calculation of oil parameter variances.

Uncertainty of Oil-in-place Estimates

After mapping of variances of each parameter in the oil-in-place estimation formula, variances of oil-in-place estimates are mapped by multiplying out variance maps for all parameters, provided that they are independent. A map of uncertainties inherent in the density of oil in place is shown in Figure 4.

According to the map, the overall uncertainty in field reserves may amount to about 10% of original oil in place.

A set of structural maps and maps of reservoir parameters with whatever errors they contained was used to produce a set of Vankor field reserve density maps, and estimation was made of the probability density and cumulative frequency functions for oil-in-place reserves expressed in tonnes. Over a set of one hundred calculations, the spread of oil-in-place estimates is within $\pm 10\%$ of the mean.

Неопределенность в свойствах нефти

Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях определялись как среднее по анализу набора проб. Для учета погрешности были созданы функции распределения, учитывающие результаты анализа всех проб нефти в поверхностных и пластовых условиях. На основе распределений были рассчитаны дисперсии параметров нефти.

Неопределенность в геологических запасах

После того, как были построены карты дисперсий для каждого из входящих в формулу подсчета геологических запасов параметров, строится карта дисперсии геологических запасов перемножением карт дисперсий по всем параметрам при допущении их независимости.

Карта неопределенностей плотности геологических запасов нефти представлена на **рис. 4**. Согласно карте общая неопределенность по запасам месторождения может составить около 10 % балансовых запасов.

По набору структурных карт и карт параметров резервуара с учетом возможной ошибки был построен набор карт плотности запасов Ванкорского месторождения, оценены функции плотности вероятностей и накопленной частоты для геологических запасов в тоннах. По набору из 100 реализаций разброс значений геологических запасов составляет $\pm 10\%$ среднего значения. Согласно диаграмме чувствительности запасов к основным расчетным параметрам наибольшее влияние на неопределенность в запасах нижнего пласта оказывает коэффициент нефтенасыщенности, хотя в большинстве случаев – общий объем породы. Это можно объяснить тем, что наибольшая неопределенность в объеме породы наблюдается в краевых частях и между двумя блоками месторождения, а эти участки характеризуются ухудшенными коллекторскими свойствами (см. **рис. 3**).

Заключение

Предложенная методика оценки общей неопределенности геологических запасов позволяет планировать дальнейшие исследования на месторождении, корректировать схему разработки с целью наиболее эффективного снижения совокупных геологических рисков, а следовательно, дает возможность повысить рентабельность проекта.

According to the diagram of sensitivity of oil reserves to the major estimation parameters, the most tangible impact on uncertainty in oil reserves within the bottom portions of the reservoir is produced by oil saturation, although in most cases it is the gross rock volume. This can be explained by the fact that most of the uncertainty is associated with the edges of the field and the space between two of its blocks, where rocks exhibit poorer reservoir properties (see **Fig. 3**).

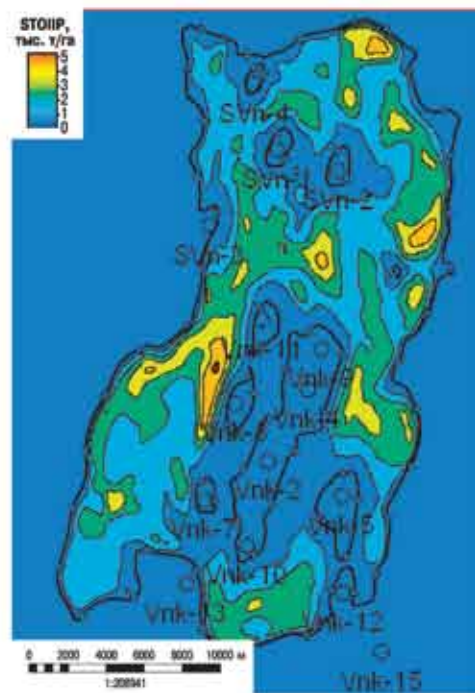


Рис. 4. Карта отклонений от среднего значения плотности геологических запасов нефти

Figure 4: Map of deviations of oil-in-place density from the mean

Conclusion

The proposed method for assessing the overall uncertainty inherent in oil-in-place estimates makes it possible to plan detailed exploration of the field and to refine the reservoir management plan in order to reduce the combined geological risks and, consequently, increase the profitability of the project.

This article was published in the NK Rosneft Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-tekhnicheskiy Vestnik OAO NK Rosneft, No. 3, 2008, pp. 6-10) and won the third prize in the 2008 competition for the best publication in the newsletter. Printed with permission from the Editorial Board.