

## Роснефть: бассейновое моделирование для оценки перспектив нефтегазоносности акваторий

## Rosneft: Basin Modeling to Assess the Hydrocarbon Potential of Offshore Areas

Н.А. Малышев, д.г.-м.н., В.В. Обметко, к.г.-м.н. (ОАО «НК «Роснефть»),  
А.А. Бородулин (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

N.A. Malyshev, V.V. Obmetko (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),  
A.A. Borodulin (RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

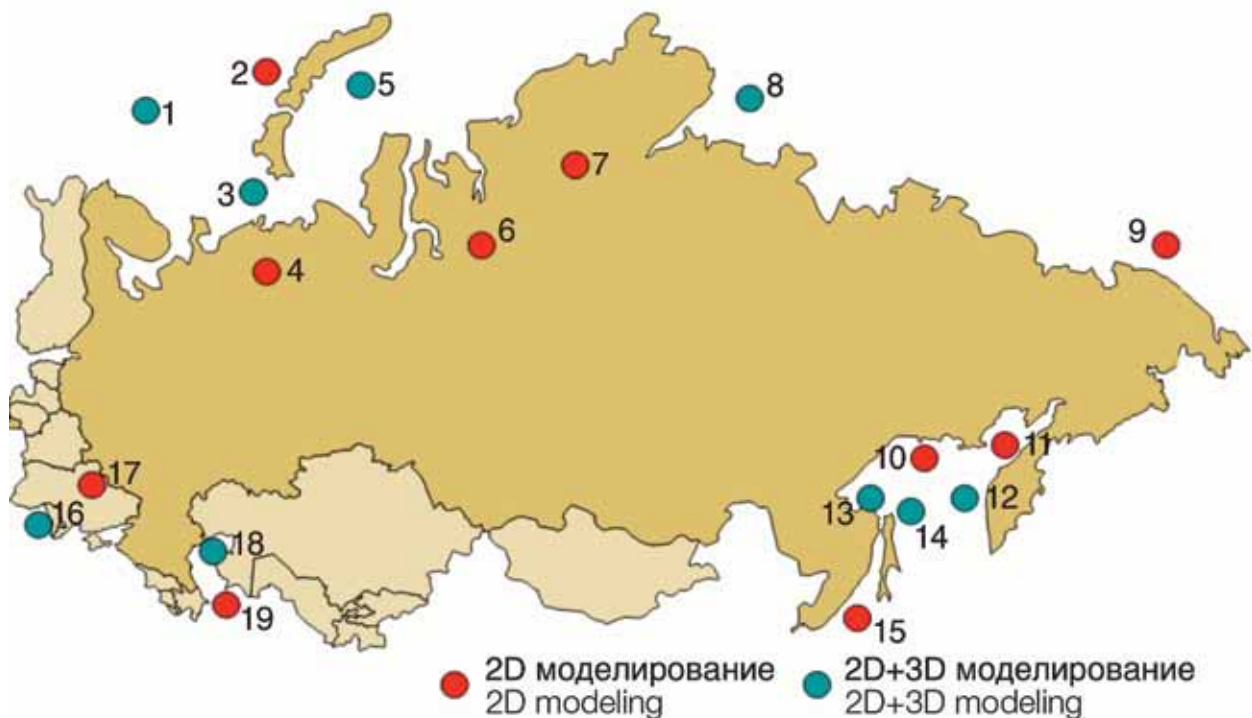
В последние годы в связи с истощением ресурсной базы в старых нефтедобывающих районах России возникла необходимость освоения труднодоступных регионов Крайнего Севера, Восточной Сибири и шельфов морей. Проведение геолого-разведочных работ (ГРП) в этих регионах связано с большими технологическими сложностями и высокими финансовыми затратами. В связи с этим возникает необходимость снижения рисков бурения непродуктивных скважин.

Для уменьшения геологических рисков при выборе участков, планировании и выполнении ГРП в ОАО «НК «Роснефть» с 2004 г. проводится моделирование формирования углеводородных систем. Моделирование выполняется на основе программных продуктов компании Beicip Franlab (BF) – TemisSuite, LOCAS/CERES, Dionisos и Qubes по двум направлениям: 1) на региональном этапе – для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных осадочных бассейнов; 2) на поисковой стадии – для выбора первоочередных объектов и прогноза пластовых давлений в залежах. Всего с 2004 г. выполнено 19 проектов по различным регионам России с построением более 50 2D и 3D моделей (рис. 1).

The depletion of the resource base in Russia's historical oil producing regions had brought about the necessity of developing remote areas in the Far North, Eastern Siberia and offshore regions. Performing geological exploration works (GEW) in these regions entails technological challenges and high financial expenditures. In this context, the risks of drilling nonproductive wells have to be minimized.

Modeling of hydrocarbon systems formation is applied at Rosneft Oil Company OJSC since 2004 to minimize geological risks during area selection, planning and geological exploration works. The modeling is performed using Beicip Franlab (BF) - TemisSuite, LOCAS/CERES, Dionisos and Qubes software products in two phases: 1) at the regional stage - for evaluation of oil and gas bearing potential of poorly explored sedimentary basins; 2) at the prospecting stage- for selection of primary assets and forecasting formation pressure in accumulations. A total of 19 projects have been performed since 2004 in various regions of Russia with creation of over fifty 2D and 3D models (fig. 1).

**Fig. 1. Regions and areas for which Rosneft performed 2D and 3D modeling of hydrocarbon systems formation:**  
1 – “Grey zone”; 2 – Admiralteyskiy swell; 3 – Pechora sea;  
4 – Chernyshov ridge; 5 – South Kara basin; 6 – Vancor



**Рис. 1.** Регионы и участки, для которых в ОАО «НК «Роснефть» выполнено 2D и 3D моделирование формирования углеводородных систем: 1 – «Серая зона»; 2 – Адмиралтейский мегавал; 3 – Печорское море; 4 – гряда Чернышова; 5 – Южно-Карский бассейн; 6 – Ванкорское месторождение; 7 – Енисей-Хатангский прогиб; 8 – море Лаптевых, 9 – Чукотское море; 10 – Лисянский, Кашеваровский, Магаданский бассейны; 11 – залив Шелехова; 12 – Западно-Камчатский шельф; 13 – Астрахановский, Западно-Шмидтовский участки; 14 – Восточно-Шмидтовский, Кайган-Васюканский, Венинский участки; 15 – Татарский пролив; 16 – Черное море; 17 – Западно-Кубанский прогиб; 18 – Северный Каспий; 19 – Туркменский шельф

### Методический подход

Наиболее важным для корректного прогноза перспектив нефтегазоносности является геологическое наполнение модели разноранговых объектов (от бассейна до залежи), которое включает оценку развития в разрезе и по площади нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), коллекторов и флюидоупоров, тепловой истории региона, наличия и продолжительности перерывов, размывов и др. Полный набор этих данных имеется в лучшем случае на объектах, находящихся на поисковой стадии ГРП. На региональном этапе исследований при подготовке исходной информации для моделирования проводится комплексный анализ всех имеющихся геологических, геофизических и геохимических данных. Особенно это актуально для слабоизученных осадочных бассейнов шельфов морей России.

field; 7 – Yenisei-Khatanga trough; 8 – Laptev sea; 9 – Chukchi sea; 10 – Lisyansk, Kashevarovsk and Magadan basins; 11 – Shelikhov gulf; 12 – West Kamchatka shelf; 13 – Astrakhan, West Schmidt areas; 14 – East Schmidt, Kaygan-Vasyukan, Veninsk areas; 15 – Tatar Strait; 16 – Black sea; 17 – West Kuban trough; 18 – North Caspian; 19 – Turkmen shelf

### Technical Approach

The most important issue for correct forecasting of oil and gas bearing prospects is completeness of geological data in the model for various range objects (from basin to accumulation), including evaluation of development of source rock intervals (SRI), reservoirs and impermeable seals in section and areally, thermal history of the region, presence and permeability of faults, extent and duration of perturbations, erosions etc. A full set of such data is available for assets in prospecting stage of GEW at best. At the regional stage of the research during the preparation of initial modeling information, a complex analysis of all available geological, geophysical and geochemical data is performed. This is especially important for frontier sedimentary basins of Russia's shelf regions.

Complex approach to study of sedimentary basins includes:

- » collection and analysis of accumulated geological and geophysical data, including well drilling results, descriptions of natural outcrops, seismic and gravity-magnetic data, laboratory analytical results;
- » creation of a single seismic project, interpretation of new data or re-interpretation of earlier seismic data;
- » creation of a structural model and tectonic zoning of the region;

Комплексный подход к изучению осадочных бассейнов включает:

- » сбор и анализ накопленной геолого-геофизической информации, включающей результаты бурения скважин, описания обнажений естественных выходов горных пород, сейсмические и гравимагнитные материалы, результаты лабораторно-аналитических исследований;
- » создание единого сейсмического проекта, интерпретацию новых и переинтерпретацию более ранних сейсмических данных;
- » построение структурной модели и тектоническое районирование региона;
- » реконструкцию истории развития региона, обстановок осадконакопления с использованием сейсмофациального (сиквенс-стратиграфического) анализа.

На основе этого комплекса данных в дальнейшем осуществляется моделирование формирования углеводородных систем, проводятся нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов и геологических рисков, ранжирование перспективных объектов и подготовка рекомендаций по дальнейшим направлениям ГРП [1].

По шельфам морей России в ОАО «НК «Роснефть» к настоящему времени собран значительный объем сейсмических материалов (более 250 тыс. км), а также скважинных данных (более 20 скважин). Для бассейнового анализа использовались также многочисленные фондовые отчеты и научные публикации.

Переинтерпретация сейсмических материалов на основе программного обеспечения Open Works (Landmark) и Kingdom позволила существенно уточнить, а в ряде случаев создать принципиально новые структурно-тектонические модели строения и формирования осадочных бассейнов на российском арктическом шельфе [2, 3].

Реконструкция истории развития того или иного региона проводится с учетом всей накопленной геологической информации: литолого-фациального состава отложений; ранее выполненных палеогеографических реконструкций, характера и масштабов установленных в разрезе перерывов в осадконакоплении и др. На основе этих материалов с учетом данных по скважинам на прилегающей суше выполняется стратификация отражающих горизонтов, актуализируются палеогеографические построения. Анализ источников сноса позволяет прогнозировать возможное распространение, состав и свойства коллекторов. В дополнение к этому для оценки развития резервуаров и флюидопорывов в плане и в разрезе по сейсмическим данным выполняется

- » reconstruction of regional history and sedimentation conditions using seismic facies (sequence stratigraphic) analysis.

This complex data is then used for modeling the formation of hydrocarbon systems, performance of oil and gas geological zoning, estimation of resources and geological risks, ranging the prospective assets and for preparation of recommendations for further directions of GEW [1].

Up to the present time Rosneft has collected a significant volume of seismic data for Russian sea shelves (over 250 thousand km), as well as well data (over 20 wells). Also, numerous reports and scientific publications were used for basin analysis.

Re-interpretation of seismic data in Open Works (Landmark) and Kingdom software has contributed some significant adjustments and in a number of cases, allowed to create principally new structural tectonic models for formation and morphology of sedimentary basins in Russian Arctic shelf [2, 3].

History reconstruction for any given region is done with consideration of all accumulated geological information: lithology facial composition of sediments; earlier performed paleogeographic reconstructions; type of scale of nondepositional hiatus detected in section and etc. Stratification of reflecting horizons and actualization of paleogeographic constructions is performed based on this data with consideration of adjacent onshore well data. Analysis of the source area allows possible forecasting of the reservoirs distribution, composition and properties. In addition to this, seismic facies and sequence stratigraphic analysis are performed for the estimation of the reservoir and the impermeable seals distribution in the plan and in the section based on the seismic data. This is the first time such an approach is used for a number of regions (Laptev sea shelf and the Russian part of the Chukchi sea shelf).

Oil Company Rosneft OJSC created and is constantly updating a geochemical database with a purpose of forecasting the development and composition of SRI in the sedimentary basins of the Arctic shelf. Considering these materials along with the paleogeographic and lithology facies reconstructions of the region, the distribution features of source rock are evaluated.

### **Modeling Hydrocarbon System Formation**

The modeling of hydrocarbon systems formation itself is done primarily in the TemisSuite software. The cycle consists of 1D, 2D and 3D modeling. Data preparation includes the creation of structural models, the reconstruction of eroded formation thicknesses, forecasting of reservoir and impermeable seals distribution and the source rock in the section and area. The modeling process includes calibration of the thermal model, assessment of how the most critical parameters (scale of



сейсмофациальный и сиквенс-стратиграфический анализ. Такой подход для ряда регионов (шельфы моря Лаптевых и российской части Чукотского моря) применен впервые.

С целью прогноза развития и состава НГМТ в осадочных бассейнах арктического шельфа в ОАО «НК «Роснефть» создана и постоянно обновляется геохимическая база данных. С учетом этих материалов, а также выполненных палеогеографических и литолого-фациальных реконструкций региона оценивается характер распространения нефтегазоматеринских пород.

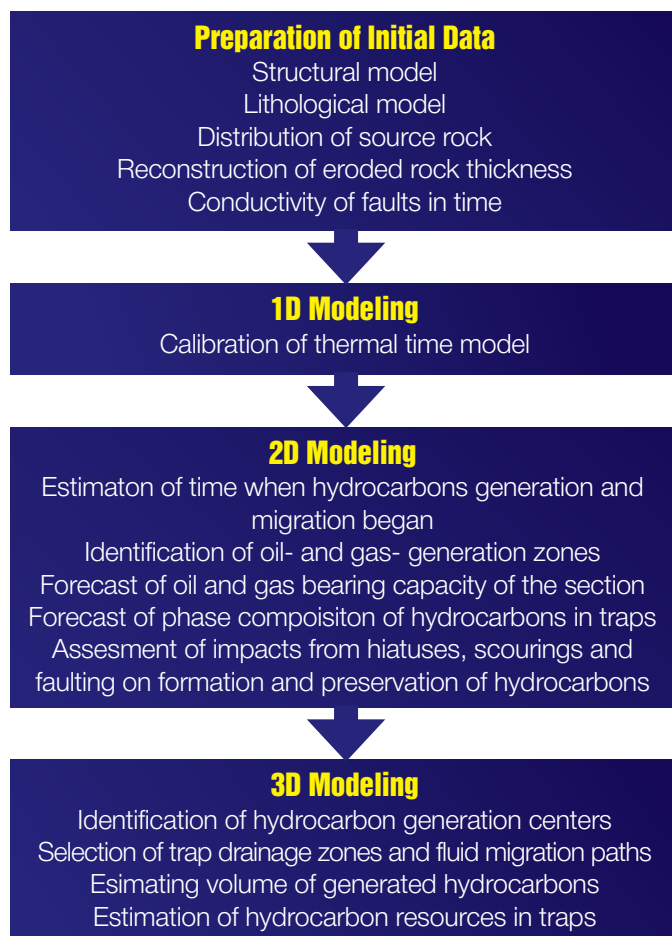
### Моделирование формирования углеводородных систем

Собственно моделирование формирования углеводородных систем выполняется преимущественно в пакете TemisSuite. Цикл состоит из 1D, 2D и 3D моделирования. Подготовка данных включает создание структурной модели, восстановление толщин эродированных отложений, прогноз распространения коллекторов,



**Рис. 2.** Блок-схема последовательности моделирования формирования углеводородных систем Тепловая история.

erosion processes and faulting) influence the formation and preservation of formations and forecasting of the reservoir saturation with carbohydrates (fig. 2).



**Fig. 2.** Block scheme showing sequence of modeling for hydrocarbon system formation.

The scarcely available data for the sedimentary basins of the shelf creates a number of problems mainly related to the numerous uncertainties. This is why the authors perform multi-version modeling of the hydrocarbon accumulations formation and evaluate the model's sensitivity to changes of certain parameters. Usually, pessimistic, optimistic and most probable scenarios are assessed. Without a doubt, most uncertainties may only be resolved after drilling appraisal or prospecting wells.

Let us review some of the problems and approaches to their resolution showcasing various basins of the shelf.

### Stratification and completeness of the section.

Ambiguities of the stratification and the completeness of the sedimentary section is typical for the least explored sedimentary basins in The Eastern Arctic [3-10]. The reason for this is the absence of deep wells on the shelf and the impossibility of definite reflection identification to the wells drilled in the American sector of Chukchi sea and along Laptev sea coast.

флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород в разрезе и по площади. При моделировании проводятся калибровка тепловой модели, оценка влияния наиболее критичных параметров (масштаба эрозионных процессов и разломов) на формирование и сохранность залежей, выполняется прогноз углеводородонасыщения резервуаров (рис. 2).

Низкая степень изученности осадочных бассейнов шельфа обуславливает ряд проблем, связанных главным образом с наличием множества неопределенностей. В связи с этим авторами проводятся многовариантное моделирование формирования скоплений углеводородов и оценка чувствительности модели к изменению того или иного параметра. Обычно оцениваются пессимистичный, оптимистичный и наиболее вероятный варианты. Безусловно, большая часть неопределенностей может быть снята только после бурения параметрических или поисковых скважин.

Рассмотрим на примере различных бассейнов шельфа некоторые проблемы и подходы к их решению.

#### **Стратификация и полнота разреза.**

Неоднозначность стратификации и полноты разреза осадочного чехла характерна для наименее изученных осадочных бассейнов восточной Арктики [3-10]. Вызвано это отсутствием глубоких скважин на шельфе и невозможностью однозначной привязки отражающих сейсмических горизонтов к скважинам, пробуренным в американском секторе Чукотского моря и на побережье моря Лаптевых.

Для западной части шельфа моря Лаптевых, где взгляды на различное стратиграфическое наполнение разреза осадочного чехла различаются наиболее существенно, моделирование выполнялось как для варианта развития здесь пермско-кайнозойского разреза, так и для варианта с меньшим стратиграфическим интервалом – в объеме, включающем только апткайнозойские отложения. В первом варианте моделирование показало, что значительно большим заполнением углеводородами характеризуются бортовые и наиболее приподнятые структуры региона. Кроме того, обозначилось преимущественно насыщение структур нефтью. По результатам второго варианта отмечаются максимальное заполнение углеводородами наиболее погруженных в бассейне ловушек и газовый состав насыщающих их флюидов.

**Тепловая история.** Моделирование с учетом различной тепловой истории проводится по всем исследуемым бассейнам. При этом учитываются современные замеры (как правило, единичные)

For the western part of the Laptev sea shelf, where the views on the stratigraphic composition of the sedimentary section disagree the most, modeling was performed both for the version of the Permian-Cenozoic scenario and for the version with smaller stratigraphic intervals, in volumes including only the Apt-Cenozoic formations. For the first version, the model revealed that the edges and most elevated structures of the region feature significantly higher hydrocarbon content. The structures that were primarily saturated with oil were identified. The results of the second version emphasize the maximum hydrocarbon content for most of the immersed traps in the basin and the gas composition of fluids filling these traps.

**Thermal history.** The modeling, considering all the various thermal histories is conducted for all the basins under review. With that, both modern heat flow measurements (as a rule they are sporadic) on the surface and the formation temperatures are based on well data as well as the principal indicators of the paleotemperatures – vitrinite reflectance values (Ro) for both core and natural outcrops. The analysis of the region's thermal activity periods related to rifting and magmatism is also important. Usually, different options are analyzed either at constant heat flow or heat flow differentiated in time. Modeling for Laptev sea shelf revealed that changes to the heat flow have a significant impact on the time when hydrocarbons began to generate and migrate, as well as the extent to which the traps were filled with hydrocarbons and on phase composition of fluids in forecasted formations. Resolving thermal history related uncertainties is possible by calibrating the models based on drilling results, increasing the number of modern heat flow measurements and more precise reconstruction of region's thermal activity phases.

**Analysis of source rock intervals.** The next important component for modeling is consideration of the SRI structure peculiarities and their geochemical characteristics. In regards to the least explored sedimentary basins of the eastern Arctic and north of the Sea of Okhotsk, various researches have significantly different positions on the assessment of development of various oil and gas bearing rock potential in the section. The authors are studying the SRI in well section and in outcrops on islands and in coastal onshore areas as well as attract the data for the nearest analogous sedimentary basins. Ambiguity of initial data on the position in sections and the SRI characteristics explains the necessity for multi-version modeling with consideration of various source rock characteristics. For the shelf areas where siliceous SRI are developed in sections, modeling is also done with consideration of various kinetic characteristics of kerogen. With that, modeling shows ambiguous results. For example, various kinematic kerogen characteristics have an insignificant impact on the type of traps and on the extent to which they are filled for the Sea of Okhotsk aquatic area, because siliceous source rock here have just entered the oil generation phase and

теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам, а также главный показатель палеотемператур – значения отражающей способности витринита (Ro) как по керну, так и по породам из естественных обнажений. Важен также анализ периодов тепловой активизации региона, связанных с рифтогенезом и магматизмом. Обычно анализируются разные варианты при постоянном или дифференцированном во времени тепловом потоке. Моделирование по шельфу моря Лаптевых показало, что с изменением теплового потока существенно изменяются время начала генерации и миграции углеводородов, степень заполнения ловушек и фазовый состав флюидов в прогнозируемых залежах. Устранение неопределенностей, связанных с тепловой историей, представляется возможным путем калибровки моделей по результатам бурения, увеличения числа замеров современного теплового потока и более точной реконструкции этапов тепловой активизации региона.

**Анализ нефтегазоматеринских толщ.** Следующей важной составляющей при моделировании является учет особенностей строения НГМТ, их геохимической характеристики. В отношении наименее изученных осадочных бассейнов восточной Арктики и севера Охотского моря разные исследователи существенно расходятся в оценке развития в разрезе различных по нефтегазоматеринскому потенциалу пород. Авторами проводится изучение НГМТ в разрезах скважин и обнажений на островах и прилегающей к акватории части суши, а также привлекаются данные по ближайшим осадочным бассейнам-аналогам. Неоднозначность исходных данных по положению в разрезе и характеристикам НГМТ обуславливает проведение многовариантного моделирования с учетом различных характеристик нефтегазоматеринских пород. По участкам шельфов, где в разрезах развиты кремнистые НГМТ, моделирование выполняется также с учетом различной кинетической характеристики керогена. При этом моделирование дает неоднозначные результаты. Например, разные кинематические характеристики керогена незначительно влияют на характер и степень заполнения ловушек в акватории Охотского моря, так как кремнистые нефтегазоматеринские породы здесь только вступили в главную фазу нефтегенерации и не оказали существенного воздействия на заполнение ловушек и фазовый состав углеводородов. В то же время в Южно-Карском бассейне эти факторы проявляются в большей степени, так как кремнистые НГМТ здесь преимущественно уже реализовали свой генерационный потенциал. Наибольшее влияние на характер насыщения разреза углеводородами отмечается при изменении таких показателей, как толщины НГМТ, содержание и тип органического вещества.

have not impacted significantly the phase composition of hydrocarbons and the filling of traps here. At the same time, in the South Kara basin these factors are manifested to a greater extent since siliceous SRI here have primarily completed their generation potential. Altering such factors as SRI thickness, content and type of organic matter has the largest impact on the saturation of section with hydrocarbons.

**Evaluation of impacts from nondepositional hiatus and the extent of rock erosion.** Modeling with consideration of various extents of rock erosion revealed that eroded sections below 300-500 m amplitude as well as large erosions which happened before the main stage of hydrocarbon generation began have insignificant impact to the formation and preservation of accumulations. Thus, significant by its scale pre-Jurassic rock erosion in the North Chukchi basin had an overall negative impact to hydrocarbon accumulations formation in overlying units due to the erosion of Shublik, one of the principal Triassic source rock formations for the section. In section below the erosion surface, pre-Jurassic processes had a positive impact, contributing to formation of stratigraphic type traps. The main hydrocarbon generation and migration stage here took place at a later time. Similar situations are noted for sedimentary basins in the northern part of the Sea of Okhotsk.

Large hiatuses and erosions that happened here either after or during the main phase of oil and gas generation and migration from the source to the traps had a negative impact of formation and preservation of hydrocarbon accumulations. Thus, modeling revealed an almost entire destruction of hydrocarbon accumulations in near-edge zones of uplifts, along the Wrangel-Herald oblique slip faults zone in North Chukchi trough during early Cretaceous and early Cenozoic erosions.

**Evaluation of faulting impacts.** Experience of modeling with consideration of various conductivity of faults shows that at the regional phase, in absence of data on conductive role of faults given large uplifts and not very significant vertical amplitude of faults, no significant differences are found in regards to saturation of attic zones of structures. Modeling the impacts of fault tectonics at this stage may be neglected as it only introduces more uncertainties into the model. The fault tectonics factor is expedient in modeling prospecting areas, when it is possible to use analogue fields benchmarking to assess conductivity of faults varying in scale, type and direction.

Overall, based on 2D modeling experience for hydrocarbon systems formation at Rosneft, usually 12 to 20 versions of the model are calculated. Final conclusions about prospective capacity of assets and their ranging are based on correlation of favorable and unfavorable scenarios of hydrocarbon accumulation formation processes.



### Оценка влияния перерывов в осадконакоплении и масштабов эрозии пород.

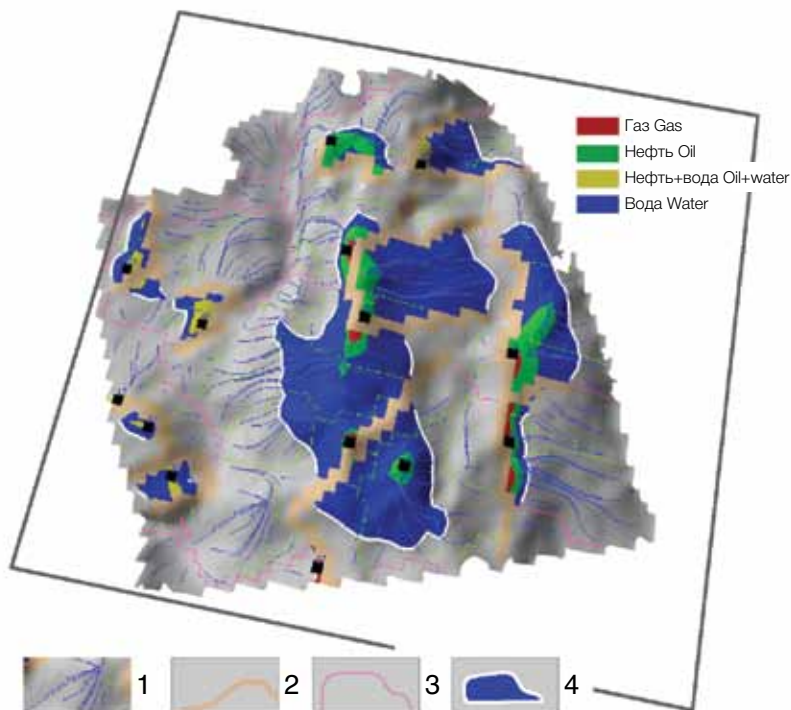
Моделирование с учетом различных масштабов эрозии пород показало, что размывы амплитудой менее 300-500 м, а также крупные размывы, происходившие до начала основного этапа генерации углеводородов, несущественно влияют на формирование и сохранность залежей. Так, значительная по масштабам предъюрская эрозия пород в Северо-Чукотском бассейне, в целом негативно повлияла на формирование залежей в вышележащих комплексах из-за размыва одной из основных в разрезе нефтематеринских пород триасовой формации Шублик. В разрезе ниже эрозионной поверхности предъюрские процессы сыграли положительную роль, способствуя формированию ловушек стратиграфического типа. Основной этап генерации и миграции углеводородов здесь протекал позднее. Сходная ситуация отмечена и для осадочных бассейнов в северной части Охотского моря.

Негативно на процессы формирования и сохранности скоплений углеводородов повлияли крупные перерывы и размывы, происходившие после либо во время основной фазы генерации и миграции нефти и газа из очагов в ловушки. Так, моделирование показывает, что в Северо-Чукотском прогибе во время раннемелового и раннекайнозойского размывов произошло практически полное разрушение залежей углеводородов в прибортовой зоне поднятий, вдоль зоны взброснадвигов Врангеля – Геральда.

**Оценка влияния разломов.** Опыт моделирования с учетом различной проводимости разломов показывает, что на региональном этапе при отсутствии данных о проводящей роли разломов, крупных размерах поднятий и не столь значительной вертикальной амплитуде разломов существенных отличий в насыщении сводовых частей структур не отмечается. Моделированием влияния разломной тектоники на этом этапе можно пренебречь, так как оно вносит только больше неопределенностей в модель. Фактор разломной тектоники целесообразно учитывать при моделировании на поисковых участках, когда по соседним месторождениям-аналогам возможно судить о проводимости разломов различных масштаба, типов и направлений.

В целом по опыту 2D моделирования формирования углеводородных систем в ОАО «НК «Роснефть»

Three-dimensional modeling is typically done for the most probable scenario. It is aimed at determination of maturity of principal source rock in research area, selection of hydrocarbon generation centers, estimations on volume of generated and migrated hydrocarbons, detection of drainage zones for prospective assets and evaluation of phase composition of fluids in the accumulations (fig. 3). In presence of statistical regional data on the scale of



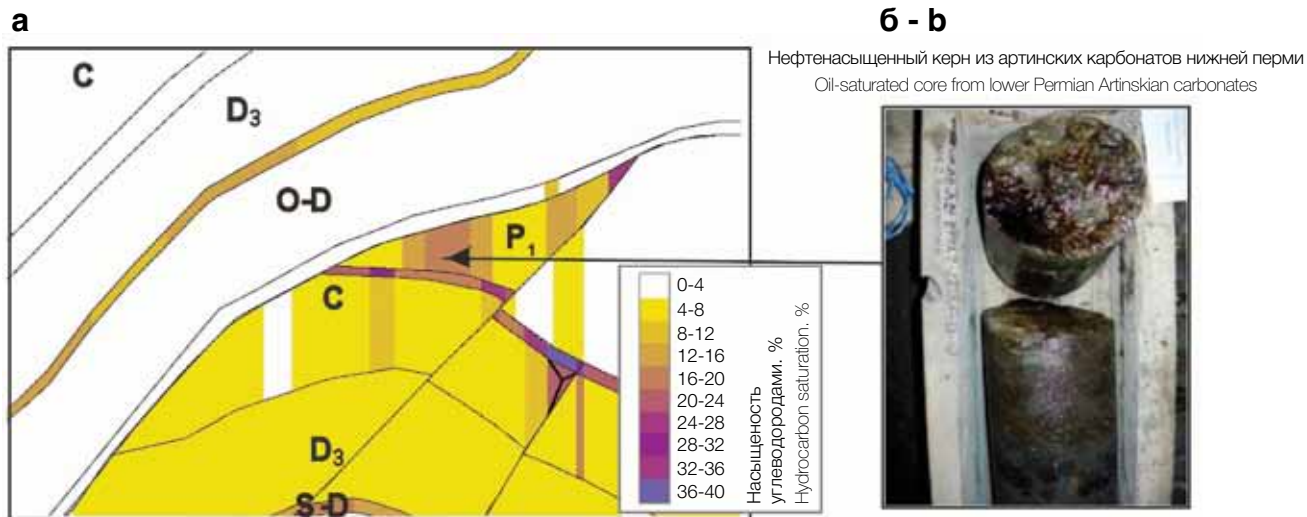
**Рис. 3.** Результаты 3D моделирования насыщения углеводородами палеогеновых отложений на северо-западном шельфе о. Сахалин: 1 – пути миграции флюида; 2 – литологические и тектонические экраны; 3 – зоны дренирования; 4 – ловушки

**Fig. 3.** Results of 3D modeling for saturation of paleogene deposits at north-western shelf of Sakhalin island: 1 – fluid migration paths; 2 – lithological and tectonic seals; 3 – drainage zones; 4 – traps

hydrocarbon losses during migration, 3D modeling is used for quantitative resources evaluation for possible formations.

**Results of basin modeling application.** The first results of basin analysis application at Oil Company Rosneft OJSC were obtained for the Vankor region in 2004. (N.A. Malyshev et al, 2004).

In 2006, LOCAS software was used to model the formation and infilling with hydrocarbons for the structurally complex Vorgamysyur asset at the Chernyshov ridge in the Timano-Pechora basin (fig. 4). Based on the modeling results, favorable forecasting for hydrocarbon saturation of the lower Permian and Carboniferous formations in underthrust, part of the Vorgamysyur structure, was obtained. Drilling of well 2 Vorgamysyurskaya confirmed the forecast. Lower Permian



**Рис. 4.** Результаты моделирования насыщения углеводородами (а) и бурения на Воргамусюрской поднадвиговой структуре (б)

**Fig. 4.** Results of modeling hydrocarbon saturation (a) and drilling at Vorgamysyurskaya underthrust structure (b)

рассчитывается обычно от 12 до 20 вариантов модели. Итоговые заключения о перспективности объектов и их ранжирование основаны на данных анализа соотношения благоприятных и неблагоприятных сценариев процессов формирования скоплений углеводородов.

Трехмерное моделирование выполняется, как правило, для наиболее вероятного сценария. Оно направлено на определение зрелости основных нефтематеринских толщ по площади исследований, выделение очагов генерации углеводородов, оценку объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов, выявление зон дренирования для перспективных объектов и оценку фазового состава флюидов в залежах (рис. 3). При наличии статистических данных по региону о масштабах потерь углеводородов при миграции 3D моделирование используется для количественной оценки ресурсов возможных залежей.

#### Результаты применения бассейнового моделирования.

Первые результаты использования бассейнового анализа в ОАО «НК «Роснефть» были получены по Ванкорскому региону в 2004 г. (Н.А. Малышев и другие, 2004 г.).

В 2006 г. в пакете LOCAS было выполнено моделирование формирования и заполнения углеводородами сложнопостроенного Воргамусюрского объекта на гряде Чернышева в Тимано-Печорском бассейне (рис. 4). По результатам моделирования получен благоприятный прогноз насыщения углеводородами нижнепермских и каменноугольных отложений в поднадвиговой

carbonates manifested an oil inflow of 2 m<sup>3</sup>/day. Due to poor reservoir properties of lower Permian carbonates and insignificant reserves, this formation was declared non-commercial.

In 2007-2012 based on the results of complex research on the oil and gas bearing prospects for Russian sea shelves using basin modeling technology, hydrocarbon resources were re-estimated, prospective assets were ranged and recommendations were prepared on licensing and further GEW directions for the shelves of the Pechora, Barents, Kara, Laptev, Chukchi, Caspian, Black Seas and Sea of Okhotsk.

#### References

1. Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", 2010, no. 1, pp. 20-28.
2. Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. et al., Materials of XLII Tectonic Meeting, Geologiya polyarnykh oblastey zemli (Geology of the polar areas of the Earth), V. 2, Moscow: Geos Publ., 2009, pp. 32-37.
3. Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. et al., Materials of XLII Tectonic Meeting, Tektonika i geodinamika skladchatykh pojasov i platform fanerozoia (Tectonics and geodynamics of the fold belts and Phanerozoic platforms), V. 2, Moscow: Geos Publ., 2009, pp. 23-29.
4. Andieva T.A., Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 2008, V. 3, no. 1.
5. Vinogradov V.A., Gusev E.A., Lopatin B.G.,



части Воргамусюрской структуры. Бурение скв. 2 Воргамусюрская подтвердило прогноз. Из нижнепермских карбонатов получен приток нефти дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. Из-за низких коллекторских свойств нижнепермских карбонатов и незначительных запасов залежь оказалась непромышленной.

В 2007-2012 г.г. по результатам комплексного изучения перспектив нефтегазоносности шельфов морей России с применением технологий бассейнового моделирования переоценены ресурсы углеводородов, выполнено ранжирование перспективных объектов и подготовлены рекомендации по лицензированию и дальнейшим направлениям ГРП на шельфах Печорского, Баренцева, Карского, Лаптевых, Чукотского, Охотского, Каспийского и Черного морей.

### Список литературы

1. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – № 1. – С. 20-28.
2. Новые представления о строении и формировании осадочного чехла моря Лаптевых. В сб. Геология полярных областей земли. Материалы XLII Тектонического совещания: Т. 2/Н.А. Малышев, В.В. Обметко, А.А. Бородулин [и др.]. – М.: Геос, 2009. – С. 32-37.
3. Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря. В сб. Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя. Материалы XLIII Тектонического совещания. Т. 2/Н.А. Малышев, В.В. Обметко, А.А. Бородулин [и др.]. – М.: Геос, 2010. – С. 23-29.
4. Андиева Т.А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 1.
5. Виноградов В.А., Гусев Е.А., Лопатин Б.Г. Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России. В сб. Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. – Вып. 5. – С. 202-212.
6. Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых//Геотектоника. – 2000. – № 6. – С. 43-58.
7. Заварзина Г.А., Шкарубо С.И. Тектоника западной части шельфа моря Лаптевых//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3.

Proceedings of the All-Russian Research Institute of Geology and Mineral Resources of the World Ocean VNIIOkeangeologia "Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona" (Geological and geophysical characteristics of the lithosphere in the Arctic region), St. Petersburg, VNIIOkeangeologia, 2004, V. 5, pp. 202-212.

6. Drachev S.S., Geotektonika – Geotectonics, 2000, no. 6, pp. 43-58.

7. Zavarzina G.A., Shkarubo S.I., Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 2012, V. 7, no. 3.

8. Ivanova N.M., Sekretov S.B., Geologicheskoe stroenie akvatoriy Mirovogo okeana (Geological structure of the world's oceans), Leningrad: Publ. of NPO "Sevmorgeo", 1989, pp.77-91

9. Petrovskaya N.A., Materials of XLII Tectonic Meeting, Geologiya polyarnykh oblastey zemli (Geology of the polar areas of the Earth), 2009, V. 2, Moscow: Geos Publ., pp.112-115.

10. Cramer D., Franke D., Indikations for an active petroleum system in the Laptev sea, NE Siberia, Journal of Petroleum Geology, 2005, no. 28(4), pp. 369-384.

The article was published in the "Oil Enterprise" magazine ("Neftyanoye Khozyaystvo"), No.11, 2012, pp.14-17. Printed with permission from the Editorial Board.

8. Иванова Н.М., Секретов С.Б. Разрез осадочного чехла центральной части моря Лаптевых (по данным МОВ ОГТ). В сб. Геологическое строение акваторий Мирового океана. – Л.: НПО «Севморгео», 1989. – С. 77-91.

9. Петровская Н.А. Некоторые черты геологического строения Восточно-Сибирского и Чукотского морей. В сб. Геология полярных областей земли. Материалы XLII Тектонического совещания: Т. 2. – М.: Геос, 2009. – С. 112-115.

10. Cramer D., Franke D. Indikations for an active petroleum system in the Laptev sea, NE Siberia//Journal of Petroleum Geology. – 2005. – № 28(4). – P. 369-384.

Статья была опубликована в журнале «Нефтяное хозяйство», №11, 2012, стр. 14-17.  
Публикуется с разрешения редакции.