

Моделирование нефтегазоносного бассейна Аляски и перспективы для Сибири



Basin Modeling in Alaska & the Outlook for Siberia

Шенк , О., Спахич , Д., Берд , К.Дж., и Питерс , К.Е.

Schenk, O., Spahic, D., Bird, K.J., and Peters, K.E.

В последние годы моделирование бассейнов седиментации и нефтегазоносных систем стало неотъемлемой частью проектов по изучению динамики областей доказанной и перспективной нефтегазоносности. Основные задачи, решаемые программами моделирования нефтегазоносных бассейнов, – это восстановление истории геологического развития региона и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с последующей оценкой возможности формирования экономически перспективных залежей жидкых и газообразных углеводородов. Подобные исследования, проводимые на стадии планирования геологоразведочных работ, способствуют снижению рисков при бурении поисковых и разведочных скважин. Рассматриваемая технология основана на динамическом моделировании основных термодинамических процессов, обуславливающих генерацию, миграцию и накопление углеводородов в направлении вектора геологического времени, т.е., в направлении от древнейших времен к настоящему (Hantschel and Kauerauf, 2009; Peters,

Basin and petroleum system modeling is an indispensable tool used to examine the dynamics of sedimentary basins and their associated fluids, in order to evaluate if past conditions were suitable enough for the generation of hydrocarbons, which ultimately could have been preserved there. Basically, modeling helps to reduce hydrocarbon exploration risk. This technology uses deterministic computations to forward simulate (i.e., past to present) the thermal history of a basin and the associated generation, migration, and accumulation of hydrocarbons (Hantschel and Kauerauf, 2009; Peters, 2009). Schlumberger's advanced basin and petroleum system modeling software PetroMod* predicts the extent and timing of hydrocarbon generation from source rocks, reconstructs the basin architecture, migration pathways, locations of potential traps and accumulations, and evaluates the risk based on various geologic, geochemical, or fluid-flow assumptions (Peters et al., 2009).

Simulations of petroleum-geologic processes through time can be computed in 1D, 2D and 3D to evaluate the geohistory of a well or pseudo-well (1D), a cross section (2D) and/or multi-layered maps (3D). These computations require a conceptual model of the basin history (e.g.,

* Mark of Schlumberger

2009). Высокотехнологичный программный комплекс PetroMod* компании «Шлюмберже», предназначенный для моделирования седиментационных бассейнов и нефтегазоносных систем, осуществляет прогноз времени генерации и масштаб миграции углеводородов из нефтегазоматеринских пород, реконструкцию структуры бассейна, путей миграции флюидов и оценку наиболее вероятного положения в разрезе потенциальных ловушек и скоплений УВ на основании решения системы дифференциальных уравнений, описывающих основные геологические и геохимические процессы. (Peters et al., 2009).

Моделирование геохимических и геологических процессов во времени может производиться в 1D размерности, если речь идет о восстановлении геологической истории по стволу скважины (или псевдо-скважины), в размерности 2D при работе с геологическим профилем и в 3D, если используется набор карт геологических границ исследуемого региона.

Подобные расчеты требуют наличия концептуальной геолого-стратиграфической модели развития седиментационного бассейна с идентификацией основных периодов накопления и эрозии (размыва) осадков. Степень детальности концептуальной модели определяется объемом и качеством фактических данных по региону, т.е. для малоизученных территорий в качестве начального приближения рекомендуется использование обобщенной (треновой) 2D или 3D геолого-стратиграфической модели с выделением лишь основных структурных элементов и циклов осадконакопления. На основании входной информации строится 2D или 3D цифровая геологическая модель, суть которой в соблюдении исходной геологической интерпретации разреза. Даже если исследования проводятся в краевых областях, где отсутствуют какие-либо данные о наличии в разрезе нефтегазоматеринских отложений, использование процедур бассейнового моделирования все равно может быть весьма полезным для прогноза вероятной нефтегазоносности, т.к. получаемая модель нефтегазоносной системы позволяет проверить одновременно несколько гипотез о составе и свойствах нефтегазогенерирующих отложений и возможном объеме спротуцированных углеводородов (Peters et al., 2009).

Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем является итерационным многоступенчатым процессом, состоящим из двух основных стадий: собственно построения сеточной модели и ее динамического восстановления в выбранном диапазоне геологической истории (Рис.1.),

* Марка Шлюмберже

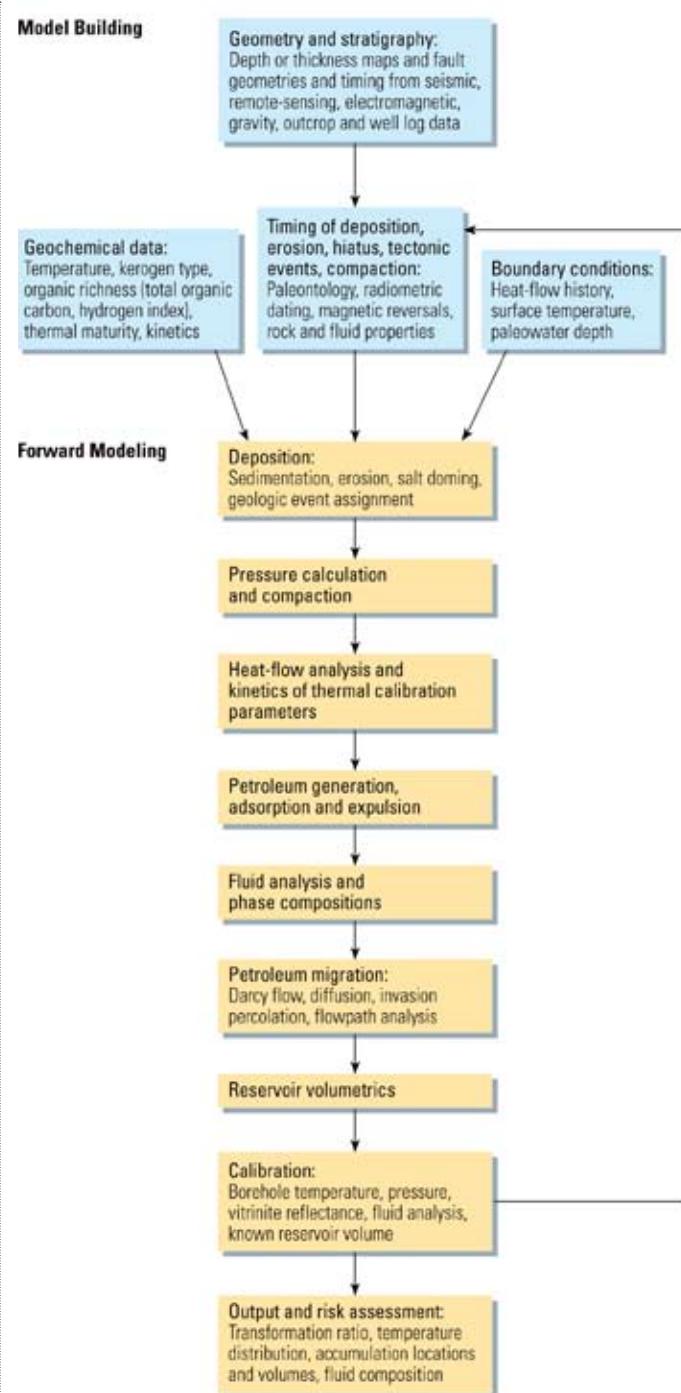


Figure 1. The multiple, interrelated steps of basin and petroleum system modeling (from Al-Hajeri et al., 2009).

deposition and erosion of the strata). Data availability determines the complexity of the conceptual models, e.g., in poorly explored areas a simple sketch of basin stratigraphy and architecture in two or three dimensions (2D or 3D) is recommended as a starting point. A 2D model based on a geologic type section or a 3D model based on subsurface maps from seismic data might be constructed to capture a geologic interpretation of the study area. Even in frontier areas where source rocks have not been identified, basin and petroleum system modeling is a powerful predictive tool,

более подробно этот процесс описан в работах Al-Hajeri et al. (2009) and Peters et al. (2009)).

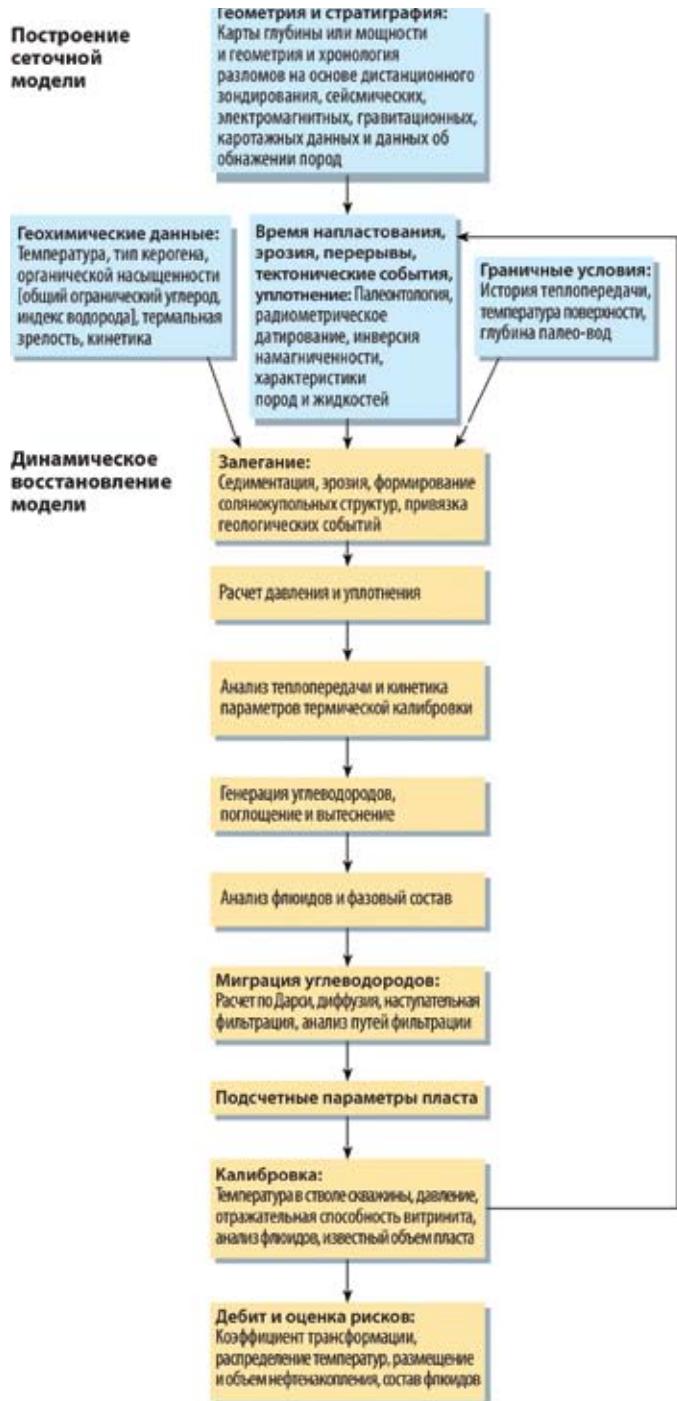


Рисунок 1. Итерационный многоступенчатый процесс моделирования бассейнов и нефтегазоносных систем (по Al-Hajeri et al., 2009).

Основная цель данной публикации, представляющей откалиброванную 3D модель нефтегазоносной системы Северного склона Аляски, - доказать возможность применения разработанной методики для оценки перспектив основных нефтегазоносных бассейнов на территории Российской Федерации.

because of the easy flexibility it provides in examining multiple hypotheses of source rock richness and thickness and the volumes and compositions of hydrocarbons that might have been generated (Peters et al., 2009).

Basin and petroleum-system modeling is an iterative process with many interrelated steps, consisting of two main stages: model building and forward modeling (Fig. 1; see Al-Hajeri et al. (2009) and Peters et al. (2009) for detailed description of the workflow).

By presenting the calibrated Alaska North Slope 3D petroleum system model, the main aim of this paper is to evaluate the applicability of the same simulation technology on diverse Russian basins. Similar to northern Alaska, the Siberia petroleum provinces are characterized by some regions that are largely explored and developed, whereas other areas are still in the early exploration phase and so far have not been investigated in detail. As the largest oil producing province, the West Siberian basin supplies approximately 70 percent of the oil and 90 percent of the gas produced in the Russian Federation (EIA, 1997). However, huge amounts of undiscovered resources likely remain, and therefore detailed modeling will be essential to understand the key uncertainties of the petroleum systems and to explore more efficiently. This is briefly discussed with respect to the existing Alaska North Slope 3D petroleum system model, which reconstructs, quantifies, and evaluates the individual petroleum systems, burial history, thermal evolution, migration, accumulation, and preservation of hydrocarbons (Schenk et al., 2011). The results of this geological framework provide an assessment of the remaining potential hydrocarbon resources in this remote, but prolific province. Based on this modeling experience we suggest applying the same modeling principles to Siberian basins located at the central and western part of Siberian platform. This will i) increase understanding of existing and hypothetical petroleum systems, ii) help to assess the remaining potential hydrocarbon resources on a regional scale, iii) help to reduce hydrocarbon exploration risk, and iv) provide a consistent approach to compare and evaluate prospects using one of the most recent and important developments, that is local grid refinement.

East and West Siberian Petroleum Provinces – Geological Complexity and Traditional Exploration

Sedimentary basins across Russian Federation are characterized by several large hydrocarbon provinces containing between 2269 and 2325 known oil and gas fields (Kalamkarov, 2003) (Fig. 2), of which the West Siberian and the East Siberian basins are the most prominent. These two hydrocarbon provinces are characterized by different basin evolutions but both contain large volumes of hydrocarbons. The East Siberian province is a Meso-Neoproterozoic Riphean sedimentary basin (~1650–650 Ma) representing one of the oldest productive

26-29 March 2012, Moscow

www.russianshelf.com



RUSSIA 2012 OFFSHORE

7th Annual Conference & Exhibition

KEY SPEAKERS INCLUDE:

- Valery Yazev
Vice-speaker
RUSSIAN STATE DUMA

- Aleksandr Mandel
General Director
GAZPROM NEFT SHELF

- Pierre Nergurarian
General Director
TOTAL E&P RUSSIE

- Maxim Marchenko
Deputy Vice President
SHTOKMAN DEVELOPMENT AG

- Sergey Donskoy
General Director
ROS GEOLOGIYA

- Mikhail Tsemkalo
Deputy Director
GAZFLOT

- Yuri Makhoshvili
Minister for Industry,
Transport and Natural Resources
ASTRAKHAN REGION

- Osmal Sapayev
Deputy General Manager, E&P Department
LUKOIL

Geology Focus Day:

26 March 2012

Understand the differences between Russian and Western resource classification and estimates as well as learn the latest news on geological exploration in Russia.

Conference "Russia Offshore":

27-28 March 2012

News and updates on major current and planned oil and gas projects. Learn about the Russian state policy and operators' strategy in Russian offshore development, navigation and transportation solutions.

Exhibition and Technical Presentations:

27-28 March 2012

'See first hand' the best business solutions for the oil and gas industry. 'Discover the most' efficient practices among oil and gas companies presented by the industry leaders.

HSE focus day:

29 March 2012

Health and safety as well as ecological standards in offshore development will be discussed at VNIIGAS Gazprom centre.

Co-organised with 

To find out more please contact Jivko Gadjourov on j.gadjourov@theenergyexchange.co.uk
Alternatively you can call on +44 (0) 207 067 1815

LEAD SPONSOR



TOTAL

SPONSORS AND EXHIBITORS



MANAGING RISK



EVENT ORGANISER



Наиболее схожими по условиям нефтегазонакопления являются нефтегазоносные провинции Сибири, где, так же как и на севере Аляски, есть районы с развитой нефтегазодобывающей и геологоразведочной промышленностью и районы, где освоение месторождений нефти и газа только начинается и объем накопленных данных еще невелик. На территории крупнейшего в России Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна добывается порядка 70 % нефти и 90% газа в стране (EIA, 1997). Тем не менее, предполагается, что в регионе и сейчас присутствует большой объем недоизученных запасов углеводородов и именно детальная модель бассейна может дать ключ к пониманию механизмов их генерации и распределения в разрезе осадочного чехла, и тем самым способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ. Существующие неопределенности в оценке потенциала сибирских нефтегазоносных провинций кратко изложены в данной статье с целью сравнительного анализа с уже существующей 3D моделью нефтегазоносной системы бассейна Северного склона Аляски. Процесс моделирования включал в себя реконструкцию, количественный анализ и оценку отдельных нефтегазогенерационных систем, восстановление истории захоронения осадков, изменения термального режима, миграции, накопления и сохранения скоплений сгенерированных УВ. (Schenk et al., 2011). Проведенная работа по восстановлению геологического строения и истории развития региона позволила более точно оценить оставшийся углеводородный потенциал этой удаленной, но перспективной провинции. Опираясь на полученный опыт успешного моделирования, мы предлагаем использовать разработанный подход к оценке перспектив нефтегазоносных бассейнов, расположенных в центральной и западной частях Сибирской платформы. Выполнение подобного проекта может способствовать : i) более глубокому пониманию строения уже известных и еще неразведенных нефтегазоносных систем, ii) уточнению оценки оставшегося углеводородного потенциала в регионе и вероятных ресурсов нефти и газа, iii) снижению рисков при проведении геологоразведочных работ, iv) обеспечению системного подхода к оценке новых участков с использованием новейшей технологии локального измельчения сетки и детализации модели.

Восточно-Сибирская и Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции – сложности геологического строения и традиционные подходы к изучению

В пределах седиментационных бассейнов на территории Российской Федерации выделяются несколько нефтегазоносных провинций, объединяющих от 2269 до 2325 уже известных месторождений нефти и газа (Kalamkarov, 2003) (Рис.2), среди которых несомненно самыми крупными являются Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская

hydrocarbon provinces in the world (e.g., Everett, 2010). A recent estimate of the hydrocarbon productive potential of this basin is 29,953 MMBOE (IHS, 2010). The evolution of this very old and large petroleum province is characterized by several sedimentary megacycles, which resulted in accommodation of thick sedimentary deposits (Frolov et al., 2011). The megacycles are distinguished by unconformities with accompanying erosion. The youngest deposits of each megacycle are carbonaceous sediments. The entire depositional system was subsequently deformed by a Neoproterozoic orogenic event. The province is characterized by multiple source and reservoir rocks. Peters et al. (2007) provide biomarker and isotope evidence for the genetic oil families in East Siberia, three of which originated from different organofacies of Precambrian marine marl source rock. However, direct oil-to-source rock correlations are lacking and more understanding is needed for the effect of the complex tectonodeformation history on type of trap structures (Frolov et al., 2011). Considering such uncertainties, a dynamic basin and petroleum system model can provide important information on the timing of trap formation in relation to the process of hydrocarbon generation, migration, and accumulation.



Рисунок 2. Схема границ распространения основных седиментационных бассейнов и нефтегазоносных провинций на территории Российской Федерации (а) Карта нефтяных регионов. (б) Обобщенный разрез Восточно-Сибирского седиментационного бассейна в направлении восток-запад, отражающий основные структурные элементы бассейна (модификация версии Каламкарова, 2003).

Figure 2. Graphic showing main sedimentary basins and hydrocarbon provinces of Russian Federation (a) Map of petroleum regions. (b) Generalized east – west geological cross-section of a part of the East Siberian basin depicting basin geometry (modified after Kalamkarov, 2003).

The West Siberian hydrocarbon province is the largest oil and gas producing basin in Russia. Most discovered hydrocarbon relates to the well understood Mesozoic petroleum systems (Bazhenov-Neocomian; Togur-Tyumen; e.g., Peters et al., 1994; Ulmishek, 2003; Vyssotski et al., 2005). Hydrocarbon-rich Mesozoic deposits accumulated after giant basalt emplacements

нефтегазоносные провинции. Эти два нефтегазоносных бассейна характеризуются различными условиями формирования, но в недрах обоих содержатся большие объемы углеводородов. Возраст Восточно-Сибирского бассейна оценивается как мезо-неопротерозой-рифейский (~1650-650 миллионов лет) и это делает соответствующую ему нефтегазоносную провинцию одной из древнейших из ныне известных в мире (e.g., Everett, 2010). По последним оценкам, нефтегазогенерационный потенциал бассейна оценивается в 29,953 ММВОЕ (~ 3,792 млн. т.) (IHS, 2010). История эволюции этого древнего и обширного региона включает несколько седиментационных мегациклов, которые привели к формированию мощного осадочного чехла (Frolov et al., 2011). Мегацикли исторически разделялись перерывами в осадконакоплении и четко идентифицируются в разрезе границами стратиграфических несогласий и эрозии нижележащих отложений. Наиболее молодыми в пределах каждого мегацикла являются карбонатные отложения. Вся толща осадков была деформирована и смята в складки во время неопротерозойской складчатости. В пределах провинции выделяется несколько нефтегазоносных систем. В работе Peters et al. (2007) представлены биомаркеры и анализ изотопного состава УВ для нескольких генетических групп нефти с месторождений Восточной Сибири, три группы нефти однозначно были сгенерированы в пределах различных органофаций морских известковистых глин докембрийского возраста. Однако четких корреляционных зависимостей между составом нефти и исходными нефтематеринскими породами найдено не было, поэтому было рекомендовано провести дополнительные исследования по идентификации влияния сложных деформационных и геотектонических процессов на формирование структурных ловушек в регионе (Frolov et al., 2011). Принимая во внимание уровень существующих неопределенностей, можно предположить, что именно динамическая модель бассейна и сопряженных нефтегазоносных систем может помочь в определении соотношения во времени процессов генерации углеводородов, формирования структурных ловушек и возможной миграции и накопления в них нефти и газа.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей на территории Российской Федерации. Большая часть открытых здесь скоплений нефти и газа приурочена к двум нефтегазоносным системам мезозойского возраста – (баженовско-неокомской и тогурско-тюменской ; e.g., Peters et al., 1994; Ulmishek, 2003; Vyssotski et al., 2005). Насыщенные органическим веществом осадки мезозоя накапливались по всей территории бассейна после обширного разлива базальтовой лавы примерно на границе перми и триаса.

at about the Permian-Triassic boundary. According to Brink (2009) these basalt flows are associated with accreted crust suggesting that the basin's subsidence cannot be explained by classical stretching models (e.g., McKenzie (1978) and Wernicke (1981) and references cited therein) so that additional analysis and calibration of the basin's thermal development and subsidence rate are required. Nevertheless, despite such complex geological development, easily assessable hydrocarbon accumulations associated with these major "younger Siberian" prospects are largely explored. Apart from large Cretaceous prospects, the West Siberian basin hosts smaller and thus "less prospective" Jurassic and Paleozoic prospects, which are much less understood (e.g., Karodigin and Nezhdanov, 1988; Ablya et al., 2008), because in addition to the Mesozoic burial, Hercynian deformation, pre-Triassic uplift and erosion as well as early Triassic rifting control these older petroleum systems. By using petroleum system software these so-called "less-prospective" prospects now can be evaluated and quantified in more detail.

Both Siberian provinces show major differences in the exploration strategy, as exemplified by the ratio of number of wells versus seismic data. While in West Siberia the density of wells clustered around hydrocarbon accumulations is very high and only relatively few seismic datasets exist, the situation in East Siberia is reversed. According to the Energy Information Administration Report from 1997 (EIA, 1997) individual reservoir data are available in 70 percent of the fields across the West Siberian province. For both Siberian hydrocarbon provinces, the major initial difficulty is relatively poor integration, management and maintenance of exploration data (such as seismic and well data) that subsequently could lead to an incomplete investigation of petroleum systems and their mechanisms. Consequently, such polarized and non-integrative exploration resulted in production oscillations (as described within the same Energy report). West Siberian intensive production was interrupted by the two phases of oil production decline (8.5 to 4.1 million barrels per day) between 1988 and 1994 and a slight decline from 22.6 to 21.9 trillion cubic feet per year (61.9 to 60.0 billion cubic feet per day) of gas between 1991 and 1993. Phases of production decline raised concerns about the potential of the basin as a long term supplier of oil and gas. However, the sum of the estimated ultimate recovery (EUR) from discovered (EIA) and undiscovered resources (Ulmishek 2003) indicate that significant potential remains in the West Siberian Basin.

In order to better understand key uncertainties of Siberian hydrocarbon systems, we illustrate this advanced prediction technology by presenting the Alaskan North Slope model computed entirely in PetroMod – Schlumberger's petroleum system modeling software.

По предположению Brink (2009), эти лавовые потоки связаны со сросшимися участками земной коры и, следовательно, процесс погружения бассейна не может быть описан с точки зрения классической теории стретчинга (растяжения) литосферы (e.g., McKenzie (1978) и Wernicke (1981) и ссылки в данной работе) и для корректного моделирования термодинамической обстановки и скорости погружения бассейна с последующей калибровкой необходимы дополнительные лабораторные исследования. Но, несмотря на столь сложную историю геологического развития, легкодоступные скопления углеводородов этих «самых молодых» сибирских нефтегазоносных систем достаточно хорошо изучены. Кроме высокопродуктивных крупных залежей в меловых отложениях, на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна вскрыты, так называемые, «мало-перспективные» залежи углеводородов в юрских и палеозойских отложениях, генезис которых значительно менее понятен (e.g., Karodgin and Nezhdanov, 1988; Ablya et al., 2008), так как на формирование залежей в этих более древних нефтегазоносных системах оказало влияние не только общее погружение бассейна в мезозойское время, но и герцинская складчатость, подъем территории в пред-

Case study – Alaskan North Slope

The Alaska North Slope, including the adjacent Beaufort and Chukchi continental shelves, is one of the remaining petroleum exploration frontiers, and is estimated to contain most of the undiscovered oil and gas resources in the North American Circum-Arctic (Gautier et al., 2009). We presented a calibrated 3D model of the Alaska North Slope region that was constructed and analyzed in collaboration with the U.S. Geological Survey. This study reconstructs, quantifies, and evaluates the development of the individual petroleum systems, burial history, and thermal evolution, as well as migration, accumulation, and preservation of hydrocarbons.

The geologically complex Northern Alaska petroleum province evolved through the tectonic stages of passive margin, rift, foreland basin, and foreland fold and thrust belt. Petroleum was generated from several source rock units, and many reservoirs show evidence of mixing of hydrocarbon source types. Rift-related structures and a regional break-up unconformity are critical trapping and migration components of the largest oil and gas accumulations. In addition, stratigraphic traps that developed during extensional and compressional tectonic regimes show significant resource potential in Jurassic

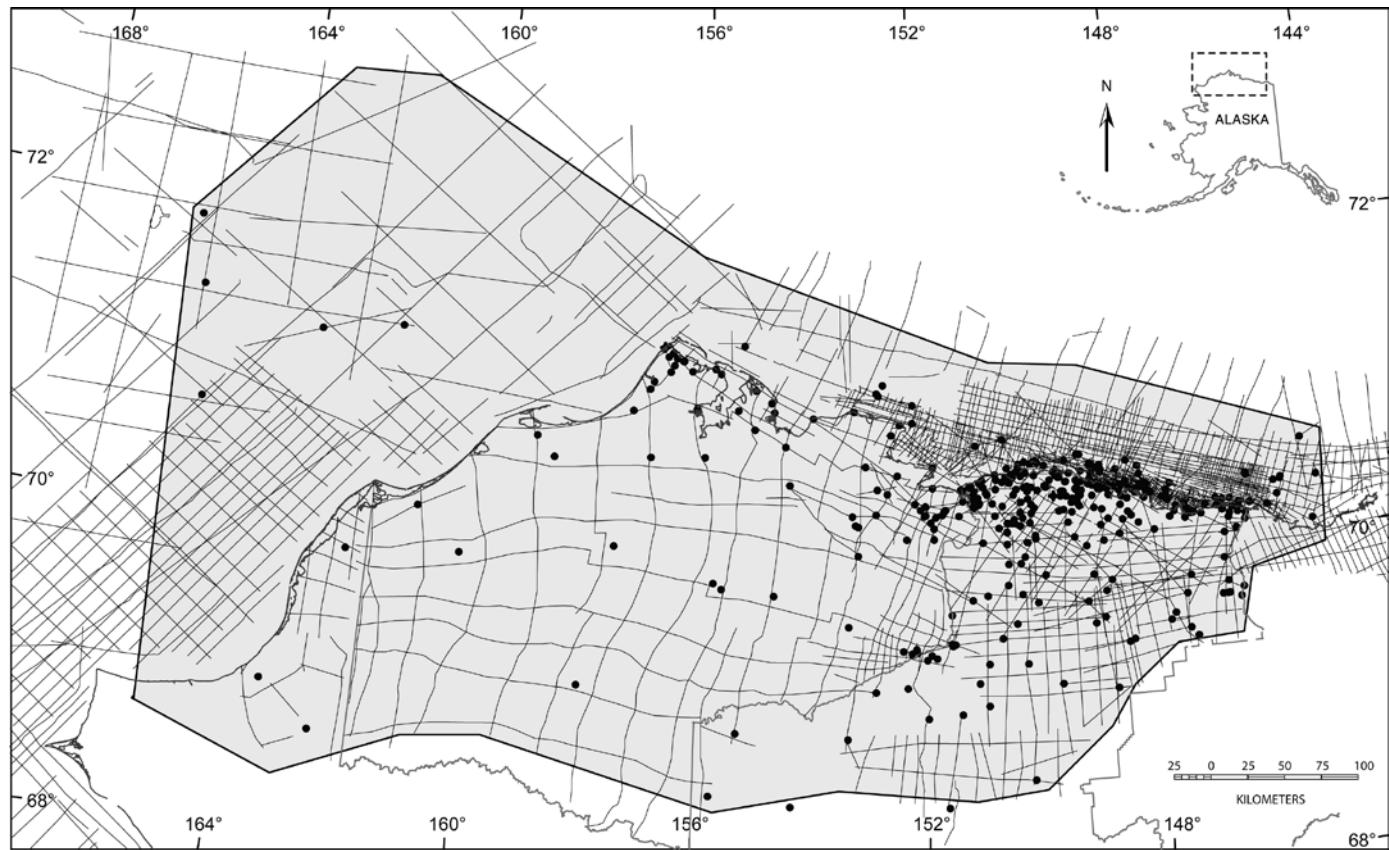


Рисунок 3. Обзорная карта региона модели бассейна Северного склона Аляски с расположением сети сейсмических наблюдений и скважин, данные по которым были использованы при расчете структурных планов и карт изопахит, ставших основанием для построения каркаса трехмерной геологической модели.

Figure 3. Location of the northern Alaska study area showing the seismic lines and wells used in generating structure and isopach maps incorporated in the model.

триасовый период и развитие рифтовой системы в раннем триасе. С помощью бассейнового моделирования эти «мало-перспективные» системы и залежи в них могут быть сейчас более детально проанализированы и изучены.

На примере двух Сибирских нефтегазоносных провинций можно наблюдать разницу в подходах к планированию геологоразведочных работ, в частности, анализируя соотношение объемов сейсморазведочных работ и бурения. В то время, как в Западно-Сибирском регионе плотность сетки разведочных скважин, сконцентрированных в районах доказанной нефтегазоносности, достаточно высока и относительно немного данных сейсморазведки, в Восточной Сибири соотношение практически обратное. Согласно данным Отчета управления информации в энергетике (EIA, 1997), для 70 % месторождений Западной Сибири есть характеристики залежей по результатам вскрытия всех пластов. Для обеих провинций характерны начальные трудности в изучении, связанные со слабой интеграцией и управлением сбора и хранения геологоразведочных материалов (таких как материалы площадной сейсморазведки, поискового и разведочного бурения), что, соответственно, ведет к снижению уровня изученности нефтегазоносных систем и механизмов их формирования. Как следствие столь неравномерной изученности и несогласованности в проведении геологоразведочных работ, по данным того же отчета, возникают значительные колебания в уровне добычи. Интенсивный процесс освоения месторождений углеводородного сырья в Западной Сибири испытал две фазы значительного спада производства. Первая фаза наблюдалась в период с 1988 по 1994 год, когда среднесуточная добыча нефти упала с 8.5 до 4.1 млн баррелей в сутки, вторая фаза охарактеризовалась незначительным падением объемов добычи газа - с 22.6 до 21.9 трл. куб.футов газа в год (61.9 до 60.0 млрд.куб. футов в день) в период с 1991 по 1993 гг. Столь ощущимое падение уровня добычи заставило некоторых экспертов засомневаться в способности России сохранить статус надежного поставщика нефти и газа на международный рынок. Однако оценка извлекаемых запасов (EUR) из открытых (EIA) и еще неоткрытых (Ulmishek 2003) месторождений показала, что остаточный углеводородный потенциал Западно-Сибирского бассейна еще очень велик.

Далее мы проиллюстрируем, каким образом можно снизить степень неопределенности в оценке потенциала нефтегазоносных систем Сибирских провинций, на примере применения разработанной нами методики для построения модели нефтегазоносной системы Северного склона Аляски. Вся методика реализована на базе программного комплекса компании «Шлюмберже» PetroMod.

through Cenozoic shelf and turbidite sequences. Regional modeling of the tectonic and sedimentologic evolution of Northern Alaska through time provides an opportunity to integrate and analyze many aspects of petroleum system development. The model encompasses 275,000 m² (832 x 520 km with a grid spacing of 1 km; Fig. 3) and includes the Chukchi platform, the Beaufort continental shelf, and the foothills of the Brooks Range. The model is based on 48,000 km of newly interpreted 2D seismic and a database of 400 wells that include calibration and geochemical data. Particular attention was paid to mapping onlap and truncation relations developed during passive margin and rifting stages (Mississippian to Early Cretaceous) in recognition of their importance as hydrocarbon migration pathways and traps.

The overlying Brookian Sequence with a total thickness of up to 8,000 m was deposited during Cretaceous and Cenozoic time in a foreland basin filled by longitudinal progradation from WSW to ENE (Bird, 2001). The reconstruction of this paleo-geometry—diachronous deposition, facies variation, and thickness distribution as well as variations in paleo-basin geometry—was one key element of this study. These time-transgressive deposits were reconstructed by using timelines rather than formations. They were mapped from surface traces and shelf edges. The effects of multiple Tertiary erosion events were also taken into account.

Contour maps of original TOC (TOCo) and HI (Hlo) for source rocks were taken from Peters et al. (2006) and extrapolated to the limits of the present study. Thermally immature source rock samples were analyzed using the new ‘Phase Kinetics’ procedure developed and calibrated for PVT-controlled prediction of hydrocarbon phases and properties, such as API and GOR (di Primio and Horsfield, 2006). The results of the analysis were assigned to the respective source rocks.

Abundant well data for the Alaska North Slope allowed calibration of both pressure and temperature in the subsurface. The pressure was calibrated in two steps (rock compressibility and permeability). Heat flow was calibrated against vitrinite reflectance and later cross-checked with corrected bottom-hole temperature data.

Forward deterministic computations were applied to simulate the burial history of the rock units and the generation-migration-accumulation of petroleum within a 3D cube through time (e.g., Hantschel and Kauerauf, 2009). A key aspect of the 3D Alaska North Slope model is that it incorporates the time-transgressive deposition of the Cretaceous-Tertiary Brookian Sequence, the thickness difference between the foothill region and the Barrow Arch, and the diachronous pulses of Tertiary uplift and erosion (Fig. 4).

Практический пример – модель нефтегазоносного бассейна Северного склона Аляски

Северный склон Аляски и соседние с ним материковые шельфовые зоны Чукотского моря и моря Бофорта являются элементами окраинного седиментационного бассейна, который по оценкам экспертов содержит большую часть еще неразведанных запасов нефти и газа в арктическом секторе Северной Америки (Gautier et al., 2009). Мы представляем вашему вниманию откалиброванную и проанализированную 3D модель нефтегазоносного бассейна Северного склона Аляски, которая явилась результатом нашей совместной работы с Американским геологическим комитетом (U.S.G.S.). В ходе работы над проектом была выполнена реконструкция, количественная и качественная оценка степени развития отдельных нефтегазоносных систем, восстановлена история захоронения осадков, изменения термального режима и спрогнозированы возможные пути миграции, скопления и консервации сгенерированных УВ.

Тектоническое развитие достаточно сложной по своему геологическому строению нефтегазоносной провинции Северного склона Аляски происходило последовательно в обстановках пассивной окраины бассейна, зоны рифта, фронтальной части бассейна седиментации и фронтальной складчато-надвиговой зоны.

Генерация углеводородов происходила в нескольких нефтематеринских толщах, и смешанный тип нефти в продуктивных горизонтах подтверждает наличие в разрезе бассейна нескольких нефтегазопродуцирующих толщ. Наиболее крупные залежи нефти и газа контролируются структурными элементами рифта и региональной поверхностью размыва, оказавшими решающее влияние на процессы миграции УВ и формирование структурных ловушек. Кроме того, достаточно большой потенциальный объем ресурсов углеводородов приурочен к стратиграфическим ловушкам, сформировавшимся в результате активизации процессов растяжения и сжатия земной коры, соответственно в юрских и кайнозойских отложениях фаций шельфа и турбидитовых потоков.

Восстановление региональной динамической модели тектонического и седиментационного развития бассейна Северного склона Аляски позволило обобщить и проанализировать многие аспекты формирования нефтегазоносной системы. Площадь модели составляет порядка 275,000 км² (грид размерностью 832 x 520 км с расстоянием между узлами сетки 1 км, Рис.3), включая территорию Чукотской платформы, континентальный шельф моря Бофорта и подножье хребта Брукса. Основанием для построения модели послужили результаты недавно завершенной интерпретации > 48,000 погонных километров 2D сейсмосъемки и информация по более, чем 400 скважинам, включая данные калибровки и

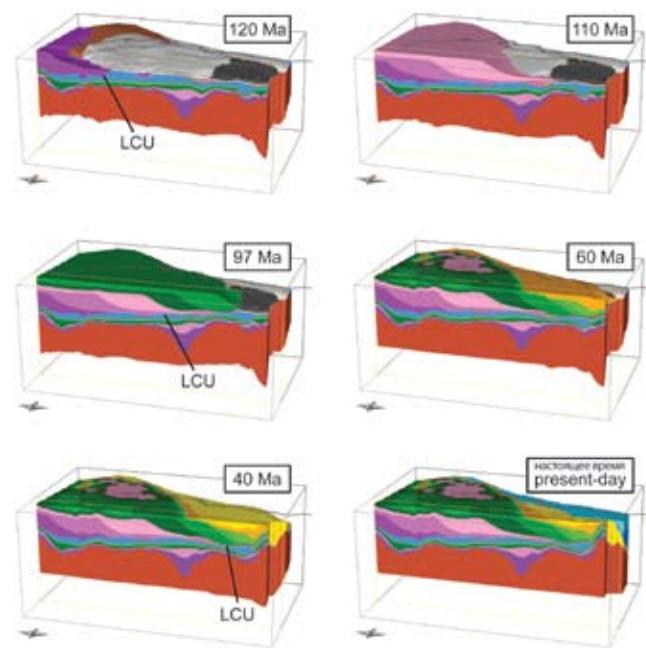


Рисунок 4. Результаты моделирования процесса прогибания брукского комплекса и серии третичных эрозий в северной части Аляски на нескольких временных этапах. Обратите внимание на поверхность LCU (нижнемеловое несогласие).

Figure 4. Modeled progradation of the Brookian Sequence and multiple Tertiary erosion across northern Alaska for selected timeslices. Note position of the LCU (Lower Cretaceous Unconformity).

The model results indicate that the thermal maturity of Pre-Brookian deposits were controlled mainly by progradation of the Brookian Sequence (Fig. 5). The time-transgressive deposition of the Brookian Sequence in combination with overall basin geometry also controls hydrocarbon generation and the direction of migration.

Most migration pathways were directed toward the north with hydrocarbons accumulating mainly in combination structural-stratigraphic traps along the Barrow Arch, such as Prudhoe Bay field. At this super-giant accumulation, North America's largest, trap formation on the rift shoulder preceded expulsion, resulting in a major accumulation. Biomarkers show that Prudhoe Bay oil is a mixture of oils derived from the Triassic Shublik Formation and Cretaceous Hue Shale with lesser input from the Jurassic Kingak Shale (Peters et al., 2008). These results are consistent with the 3D model (Fig. 6): the Shublik and Kingak source rocks started to expel hydrocarbons during the Cretaceous, mainly in the foreland basin, which migrated northward to the rift shoulder. During Tertiary time burial was mainly restricted to the easternmost parts of the foreland basin and the passive margin north of the rift shoulder where associated tilting and subsidence resulted in hydrocarbon generation from the Hue Shale. These hydrocarbons were expelled downward into a zone related to the Lower

геохимического анализа. Особое внимание уделялось картированию зон перекрытия (налегания) и срезания пластов, сформировавшихся на территории бассейна на стадиях режима пассивной окраины и рифтогенеза (в период от миссисипианского яруса до нижнего мела), так как было установлено, что именно эти зоны играли решающую роль в процессе миграции углеводородов и формировании ловушек.

Перекрывающий брукский комплекс, с общей мощностью порядка 8,000 м, был сформирован в меловое и кайнозойское время в условиях фронтального седиментационного бассейна, последовательно заполнявшегося полосообразными проградационными отложениями, ориентированными с запада-юго-запада на восток-северо-восток (Bird, 2001). Одной из ключевых задач, выполненных в ходе работы над региональной моделью, была реконструкция палео-геометрии данной толщи, включая прослеживание границ контактов разновозрастных отложений, вариации фациального состава и мощности отложений, вариации геометрии палео-бассейна. Трангрессивные циклы восстанавливались путем прослеживания границ одновозрастных отложений, а не границ формаций. Карттирование проводилось в зоне между границей поверхности земли и кромкой шельфа. Кроме того, учитывалось влияние нескольких циклов перерыва и эрозии осадков в третичном периоде.

В построении модели были использованы ранее построенные карты общего содержания органического вещества ТОС (TOC) и водородного индекса HI (H₂O) (Peters et al (2006), экстраполированные до границ модели. Термически недозрельные образцы нефтегазоматеринских пород были проанализированы с помощью новой методики "Phase Kinetics", разработанной и откалиброванной в соответствии с законами термодинамики для прогноза фазового состояния углеводородов, была проведена оценка основных свойств, таких как плотность и газовый фактор (API и GOR) (di Primo and Horsfield, 2006). Полученные результаты были увязаны с соответствующими нефтегазогенерирующими комплексами.

Обширный скважинный материал из бассейна Северного склона Аляски позволил провести точную калибровку значений температур и давлений по всему разрезу региона. Давление калибровалось в два этапа (по сжимаемости и проницаемости пород). Тепловой поток калибровался по показателям отражательной способности витринита и далее сверялся со скорректированными показателями забойных температур в скважинах.

История захоронения осадков бассейна и все сопутствующие физические процессы генерации-

Cretaceous (break-up) Unconformity (LCU) along which they migrated toward the Barrow Arch, resulting in late-stage contribution of Hue oil in the Prudhoe Bay field.

Debate persists over the reasons for failure of the Mukluk wildcat well. At the time of drilling, the Mukluk prospect was estimated to contain 1.5 billion bbl of recoverable oil in a Prudhoe Bay look-alike structural-stratigraphic trap, although subsurface imaging was uncertain due to difficulty in assessing seismic velocities through permafrost. Drill cuttings and core data showed extensive oil stain in the target formation. It was referred to at the time as the most expensive dry hole in the world. The Mukluk rocks indicated that oil had once been in the structure, but had migrated away. A crucial element or process of the petroleum system was missing. The 3D model shows that initially petroleum accumulated, but later spilled to the southeast toward the Kuparuk River field through a thin sandstone overlying the break-up unconformity during Tertiary tilting. This example at Mukluk indicates the strength of the technology of basin and petroleum system modeling in predicting generation, migration and accumulation, but also remigration and losses from potential structures.

The 3D petroleum system modeling study of the Alaska North Slope represents one of the largest regional-scale computer models of a sedimentary basin to date and is unique with respect to complexity and details. It provides excellent opportunities for analysis of both regional and local geologic features using 'local grid refinement' as indicated by the modeling results of the Mukluk failure. Finally, it provides a training set that shows how to build a regional model of a very complex sedimentary basin. Data availability ranged from regions of early exploration to regions of field development at the prospect scale (see Fig. 3).

Summary

The Alaskan model shows how petroleum system modeling can be used to understand and evaluate the impact of numerous geological uncertainties, to minimize exploration risk, and to evaluate regions where focused, future investigation should be conducted. Furthermore, this successful modeling practice emphasizes applications to the complex Siberian petroleum province. The dynamic petroleum system modeling workflow is the optimal solution that provides inexpensive integration of input datasets (geological, geophysical, petrophysical, geochemical), allowing subsequent quantification and prediction of the extent and timing of petroleum systems. In fact, there are attempts to reconstruct East Siberian basin development through geological history. For example, Everett (2010) applied one-dimensional modeling of a pseudo-well from Kovyktinskoe Field to test the possibility of in-place source rock position. However, for more demanding petroleum system modeling and more reliable prognosis of hydrocarbon routes, type, quality and volume of accumulations, already interpreted 2D seismic lines, 3D seismic cubes, geochemical and well data need to be integrated within the PetroMod software and subsequently

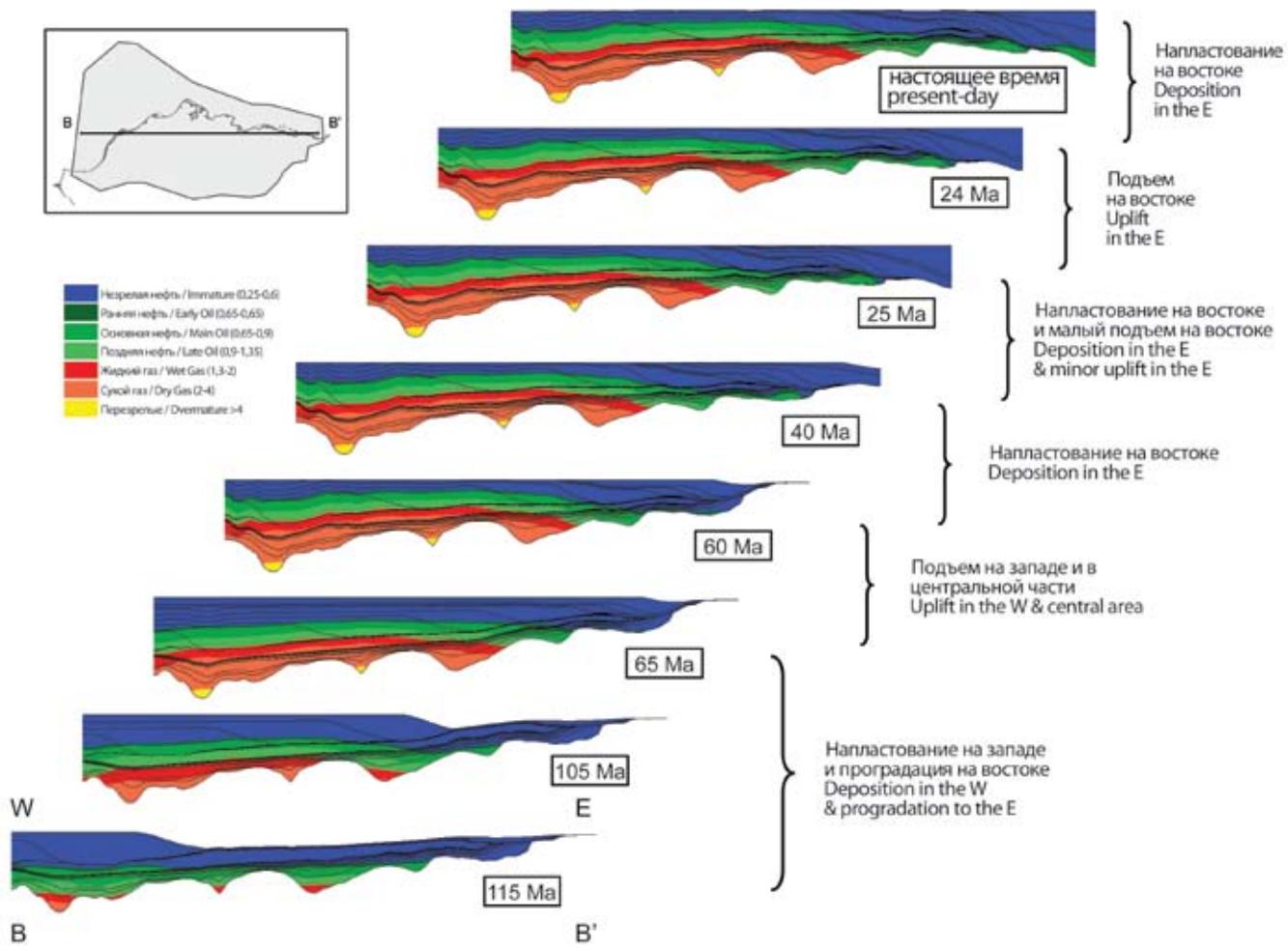


Рисунок 5. Реконструированный профиль палеогеометрии бассейна по направлению запад-восток, демонстрирующий влияние прогибания брукского комплекса на зрелость нефтематеринских пород.

Figure 5. Reconstructed paleo-geometry along a west-east cross-section showing the effect of the prograding Brookian Sequence on maturity.

миграции-накопления углеводородов моделировались в 3D масштабе в направлении от самых древних отложений до настоящего времени (e.g., Hantschel and Kauerauf, 2009). Основополагающей особенностью трехмерной модели Северного склона Аляски является включение в общую модель бассейна трансгрессивной последовательности отложений мела - брукско-третичного возраста, с учетом разницы в мощности отложений между периклиналью и сводовой частью вала, и несинхронизированных во времени периодов воздымания бассейна и эрозии в третичный период (Рис.4).

Результаты моделирования показали, что степень термальной зрелости до-брюксских отложений контролировалась, в основном, скоростью прогибания брукской толщи (Рис. 5). Также существенное влияние на генерацию и миграцию углеводородов оказали собственно процессы накопления трансгрессивного брукского комплекса и изменение общей геометрии бассейна.

used as input data to create dynamic models in 2D and/or 3D environments. The choice of 2D or 3D depends on available data and particular exploration and/or production interest. The modeling can be applied at a single well or throughout an entire hydrocarbon province.

The Alaskan case study shows how a calibrated PetroMod dynamic model helps to (i) more accurately reconstruct the regional source rock burials, (ii) constrain regional temperature and pressure conditions including maturity predictions, (iii) determine migration paths and distances or to evaluate the quality of trap seal and (iv) determine of volume of trapped hydrocarbons. Such calculations in the software will reduce risk and help to evaluate the impact of well-known uncertainties associated with the Siberian petroleum system: hydrocarbon maturity variations, migration paths, reservoir rock distribution, in-reservoir alteration (e.g., Gratzer et al., 2011), seal quality, the exact prognosis of deposition chronology, and/or biodegradation level (Everett, 2010). The Siberian PetroMod dynamic model consequently provides

IX МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2012

17-18 мая 2012, Москва



6 ПРИЧИН ПОСЕТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ



ПРИСОЕДИНИЙТЕСЬ К ЛИДЕРАМ: ведущее мероприятие отрасли, ежегодно проходящее при поддержке компании «Газпром»

КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ: открытый доступ к перспективным технологиям и успешному опыту ведущих российских и международных компаний мира по освоению шельфовых месторождений

ДВУХДНЕВНЫЙ ФОРМАТ: 2 крайне насыщенных дня, позволяющих получить максимум оперативной и актуальной информации о шельфовых проектах арктических, дальневосточных и южных морей

200+ ДЕЛЕГАТОВ ЕЖЕГОДНО: представители высшего управленческого звена (руководство компаний-операторов или профильных подразделений)

МАКСИМУМ ОБЩЕНИЯ: дискуссии, круглые столы и другие интерактивные формы заседаний, а также широкие возможности для неформального общения с представителями ведущих российских и мировых игроков отрасли

ПОСТОЯННЫЕ УЧАСТИКИ: крупнейшие компании-операторы на российском шельфе – Газпром, Роснефть и ЛУКОЙЛ

9

лет ведущему мероприятию отрасли, ежегодно проходящему при поддержке ОАО «Газпром»

200+

ведущих игроков отрасли

40+

авторитетных спикеров-экспертов

2

максимально интенсивных конференцеских дней, раскрывающих самые актуальные аспекты развития индустрии

19

лет успешной практики RPI в сфере организации и проведения отраслевых форумов и конференций

ДЕНЬ 1 «БИЗНЕС-АСПЕКТЫ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РОССИИ И СНГ»

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

- Государственная политика недропользования на шельфе в России и за рубежом
- Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе
- Текущее развитие и планы реализации крупнейших российских шельфовых проектов
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

ДЕНЬ 2 «ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА: ТЕХНОЛОГИИ, ИНФРАСТРУКТУРА, БЕЗОПАСНОСТЬ»

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

- Инновационные технологии и оборудование для шельфовых нефтегазовых проектов
- Технические сложности реализации проектов в сложных климатических условиях
- Развитие промысловой и транспортной инфраструктуры шельфовых проектов
- Промышленная безопасность, охрана окружающей среды, охрана труда при реализации проектов на шельфе

МЕДИА-ПАРТНЕРЫ



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32

ElkanovaO@rpi-inc.com

www.rpi-conferences.com

Основная миграция углеводородов происходила в северном направлении, что привело к формированию большей части залежей, включая месторождение Прадо Бей, в ловушках комбинированного структурно-стратиграфического типа вдоль антиклинали (свода) Барроу. На крупнейшем в Северной Америке месторождении Прадо Бей процесс формирования ловушки на борту рифта предшествовал началу выжимания сгенерированных углеводородов из нефтематеринских пород, что и привело к формированию этой сверхгигантской залежи. Анализ биомаркеров показал, что нефти на месторождении являются смесью углеводородов, сгенерированных, в основном, в пределах свиты шублик триасового возраста и сланцевой толщи Хью мелового возраста с небольшой примесью нефтей свиты кингак юрского возраста (Peters et al., 2008). Данный вывод хорошо согласуется с результатами 3D моделирования (Рис.6): вытеснение углеводородов из свит шублик и кингак началось в меловой период, преимущественно в зоне развития фронтального бассейна, постепенно смещавшейся в северном направлении к борту рифта. В третичный период захоронение осадков происходило, главным образом, только в самой восточной части фронтального бассейна и на пассивной окраине борта рифта, где сопровождавший этот процесс наклон и погружение осадков привели к генерации углеводородов в сланцах свиты Хью. Эти углеводороды затем выжимались вниз по простирианию пластов в зону, ограниченную поверхностью нижнемелового перерыва (несогласие LCU), вдоль которой они мигрировали в направлении к антиклинали Барроу, что и привело в дальнейшем к примешиванию нефтей свиты Хью к нефтям месторождения Прадо Бей.

До сих пор продолжаются дебаты вокруг неудачной поисковой скважины Муклук. В период бурения скважины извлекаемые запасы нефти на исследуемой площади оценивались в 1.5 млрд. баррелей и предположительно локализовались в структурно-стратиграфической ловушке, аналогичной месторождению Прадо Бей, хотя процесс сейсморазведочных работ был сильно затруднен помехами в записи волновых данных при прохождении через толщи вечномерзлых пород и четких результатов интерпретации не было получено. Образцы бурового шлама и отобранного из скважины керна показывали наличие интенсивных нефтепроявлений в целевом интервале разреза. В свое время эта скважина считалась самой дорогой «сухой» скважиной в мире. Анализ пород скважины Муклук показал, что когда-то нефть присутствовала в структуре, но затем мигрировала дальше. В нефтегазоносной системе отсутствовал основополагающий элемент или процесс. Построенная нами 3D модель подтвердила, что изначально нефть накапливалась в ловушке, но затем перетекла на юго-восток в направлении

time – cost effectiveness, allowing much better commercial viability of exploration. Most importantly, a calibrated 3D Siberian model will assure more accurate assessments of future well locations across the province and will save exploration costs. Such a regional study can easily be managed by combining all capabilities of 1D, 2D, and 3D modeling in one project. The project contains all exploration data, which can easily be updated by integration of new well and seismic data and their interpretation; i.e., PetroMod is not only a dedicated modeling software, but also an indispensable tool for effective exploration data management on a regional scale.

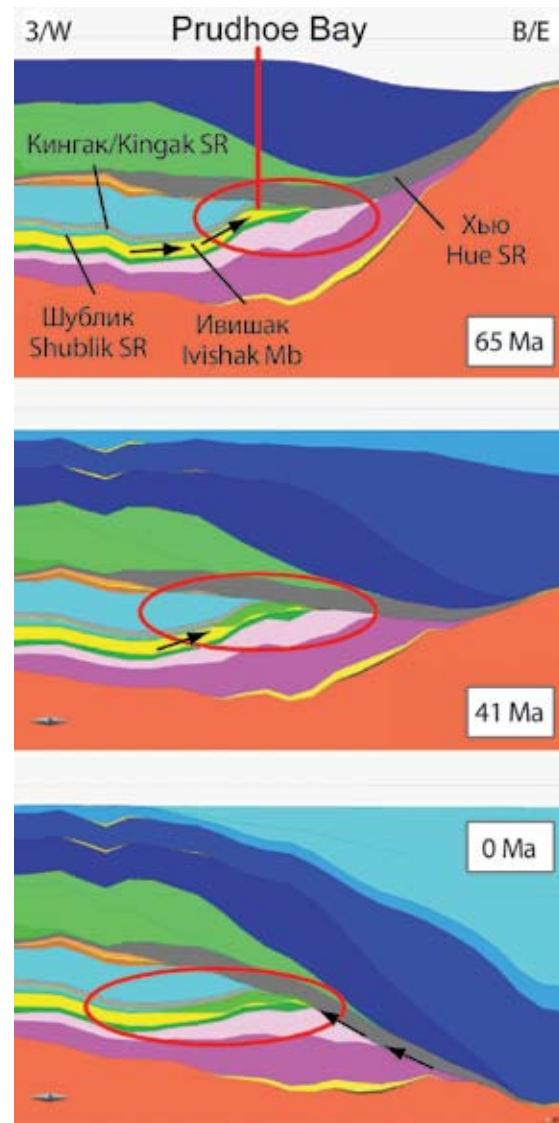


Рисунок 6. Разрез в направлении запад-восток через модель развития месторождения Прадо Бей в кайнозойскую эру. Примешивание нефтей из свиты Хью связано со сдвигом в восточном направлении зоны погружения бассейна и в результате накопления и прогибания мощного брукского комплекса.

Figure 6. Modeled Cenozoic development of the Prudhoe Bay field along a west-east profile. Contribution of Hue oil is related to eastward-shifted subsidence as result of the prograding Brookian Sequence.

POWERTEC

RUSSIA & CIS

The Regions Leading **Media Source for Power Generation**

6,500 Copies Distributed Bi-Annually

Backed by the Regions Leading Authorities

Print & Digital Issues

Unparalleled Market Penetration



Contact us at:

info@powertecrussia.com

www.powertecrussia.com

меторождения Купарук-Ривер по тонкому слою песчаников, перекрывающих границу размыва, предположительно в период общего наклона бассейна в третичный период. Пример скважины Муклук показывает, насколько эффективной может быть технология бассейнового моделирования и моделирования нефтегазоносных систем не только в процессе прогноза генерации, миграции, накопления углеводородов, но в идентификации возможных перетоков и потерь УВ из потенциально перспективных структур.

Проект создания трехмерной модели бассейна Северного склона Аляски представляет собой пример одной из самых крупных региональных цифровых моделей осадочного бассейна на сегодняшний день, уникальной по степени сложности и детализации. Как было показано на примере исследования неудачи скважины Муклук, модель предоставляет уникальную возможность для анализа регионального и локального геологического строения с помощью технологии «локального измельчения сетки». В ходе выполнения проекта был сформирован уникальный обучающий набор данных, позволяющий освоить технологию построения региональных моделей осадочных бассейнов сложного геологического строения. Степень изученности территории широко варьируется от районов начальной стадии поисковых работ до районов пробной промышленной эксплуатации на стадиях детальной доразведки (смотрите Рис.3).

Выводы

Модель бассейна Аляски показала, как моделирование нефтегазоносной системы может быть использовано для улучшения понимания и более точной оценки влияния геологических неопределенностей на историю формирования разреза, для минимизации рисков геологоразведочного процесса и правильного определения регионов, наиболее перспективных для будущего инвестирования. Кроме того, приведенный пример успешного моделирования ориентирован на дальнейшее применение методики в изучении сложнопостроенных нефтегазоносных провинций Сибирского региона. Методика динамического моделирования нефтегазоносных систем представляет собой оптимальный экономичный способ интеграции всех имеющихся данных (геологических, геофизических, петрофизических и geoхимических) с последующей количественной оценкой и прогнозом направлений распространения и времени формирования системы. Попытки смоделировать историческое развитие Восточно-Сибирского бассейна проводятся уже и сейчас.

Например, Everett (2010) использовал одномерное моделирование по стволу псевдо-скважины Ковыктинского месторождения для проверки

гипотезы наличия нефтегазоматеринских пород в точке исследования. Однако, для более тщательного исследования нефтегазоносной системы и более точного прогноза и оценки направлений движения, типа, состава и объема углеводородов, необходимо собрать все имеющиеся данные по интерпретации 2D и 3D сейсморазведки, скважинную и geoхимическую информацию для последующей загрузки в PetroMod и создания полноценной динамической 2D или 3D модели. Выбор между 2D и 3D масштабом зависит от доступности соответствующих данных и наличия определенной заинтересованности со стороны геологов и разработчиков. Моделирование может быть проведено как по разрезу одной скважины, так и по всей провинции в целом.

Пример практического применения методики на Аляске показал, что калибровка динамической модели в PetroMod помогает (i) более аккуратно восстанавливать региональную историю захоронения нефтегазоматеринских пород, (ii) корректно задавать граничные условия давлений и температур, включая степень зрелости органического вещества, (iii) определять направления и расстояние миграции, оценивать качество ловушек и покрышек и (iv) рассчитывать объем углеводородов, заключенный в ловушке. Подобные расчеты, проведенные программными средствами, помогают снизить риски и оценить влияние на систему хорошо известных неопределенностей, связанных с Сибирской нефтегазоносной системой, таких как: колебания в степени зрелости органического вещества, неопределенность путей миграции, сложное распределение пород-коллекторов, изменения в строении резервуара (e.g., Gratzer et al., 2011), качество ловушки, не возможность точного прогноза времени осадконакопления и (или) степени биодеградации (Everett, 2010). Следствием создания динамической модели бассейнов Сибири в PetroMod может стать разработка эффективной финансово-временной стратегии реализации проекта разведки данного региона. И, что более важно, откалиброванная региональная 3D модель может послужить надежной основой для более точного заложения будущих скважин на территории провинции и позволит сэкономить компаниям большой объем финансовых средств. Подобная работа может быть легко реализована с помощью комбинирования в одном проекте всей линейки моделирования в 1D, 2D, 3D масштабах. Данный проект, построенный на основании всех имеющихся результатов интерпретации, может быть легко обновлен при получении новых результатов сейсмических и скважинных исследований, т.к. PetroMod - это не только уникальная программа для моделирования, но еще и не заменимый инструмент для эффективной организации и хранения всех материалов геологоразведочных работ.