

PETROLEUM POTENTIAL OF THE LOWER CRETACEOUS RESERVOIRS OF NYUROL'KA MEGADEPRESSION

Petroleum potential of the lower cretaceous reservoirs of Nyurol'ka megadepression

Elizaveta N. Osipova, Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: osipovaen@list.ru

Galina A. Lobova, Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Valeriy I. Isaev, Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: isaevvi@tpu.ru

Vitaly I. Starostenko, Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine, 32, Palladin Avenue, Kiev, 03142, Ukraine. E-mail: vstar@igph.kiev.ua

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., assistant, Tomsk Polytechnic University

Galina A. Lobova, Cand Sc., associate professor, Tomsk Polytechnic University

Valeriy I. Isaev, Dr. Sc., professor, Tomsk Polytechnic University

Vitaly I. Starostenko, Dr. Sc., Academician of NASU, Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine

The relevance of the research is caused by the need of reproduction and expansion of oilfields area resource base in Tomsk region. This direction in development of oil and gas complex, increase of raw material potential is resources-saving, minimizing the volume of investment for exploration, mastering and subsequent extraction.

The main aim of the research is to identify and propose the priority areas for exploration and development of oil and gas complex of the Lower Cretaceous in the territory Nyurol'ka megadepression and structures of its framing.

Objects of researches are the slope (clinoform) parts of Neocomian cyclites – achimovka reservoir, and undaform (shallow-shelf) parts of Neocomian cyclites, shelf reservoir. Neocomian deposits are poorly studied and characterized by a complex type of traps and difficult identification of productive layers.

Methods of researches: reservoirs geomapping; computer paleotectonic reconstructions and paleotemperature modeling of sedimentary cover, including oil source sediments; selection by geotemperature criterion and mapping the centers of Bazhenov oil intense generation; evaluation of generated oil density distribution; evaluation and analysis of oil resource relative density distribution in Neocomian achimovka and shelf reservoirs; zoning of reservoirs according to the prospectivity degree.

Research results. The authors have given the volumetric-areal characterization for Neocomian Achimov and shelf reservoirs, plotted the maps of the total thickness of seven cyclites of Achimovka and five cyclites in shelf sediments; reconstructed the thermal history of bazhenov sediments in sections of thirty-nine deep wells; selected and mapped paleosources of Bazhenov oil generation on 18 key moments of geologic time; plotted the map of distribution of generated oil resource density and the maps of distribution of relative density of the accumulated resources; carried out zoning for Achimovka and shelf reservoirs; proposed the areas of priority for searching for Achimov reservoir – the area of south-eastern slope of Kaymysov arch, junction zone of Chuzik-Chizhap and Shingin mezosaddles, thirty kilometer are of sub-East-West extension in the central part of Nyurol'ka megadepression, and for shelf reservoirs – area of East-West extension, which covers the eastern half of Kulan-Igay depression and the western part of the Festival shaft (3500 km²) and the junction zone of the northern side of Nyurol'ka megadepression with the eastern slope of Kaymysov dome and south-western slope of Srednevasyugan megaswell (500 km²).

Key words:

Shelf deposits and Achimovka reservoirs of the Neocomian deposits, thermal history of the Bazhenov sediments, density of the resources of generated oils, Nyurol'ka megadepression.

The authors appreciate B.V. Belozarov for detailed paper study and commentaries contributing to better comprehension and reasoning of conclusions.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕМЕЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Осипова Елизавета Николаевна, кандидат геолого-минералогических наук, ассистент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: osipovaen@list.ru

Лобова Галина Анатольевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Исаев Валерий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: isaevvi@tpu.ru

Старостенко Виталий Иванович, доктор физико-математических наук, академик НАН Украины, директор Института геофизики НАН Украины им. С.И. Субботина, Украина, 03142, г. Киев, пр. Палладина, д. 32. E-mail: vstar@igph.kiev.ua

Актуальность исследований обусловлена необходимостью воспроизводства и расширения ресурсной базы территории нефтепромыслов Томской области. Это направление развития нефтегазового комплекса, наращивания сырьевого потенциала является ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат на разведку, освоение и последующую добычу.

Цель исследований: определить и предложить первоочередные районы для поисков и освоения нижнемелового нефтегазоносного комплекса на территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления.

Объекты исследований: склоновые (клиноформные) части циклитов неокома – ачимовский резервуар, и ундаформные (мелководно-шельфовые) части циклитов неокома – шельфовый резервуар. Отложения неокома слабоизучены и характеризуются сложным типом ловушек и трудной идентификацией продуктивных пластов.

Методы исследований: геокартинг резервуаров; компьютерные палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование разреза осадочного чехла, включая нефтематеринские отложения; выделение по геотемпературному критерию и картирование очагов интенсивной генерации баженовских нефтей; оценка распределения плотности генерированных нефтей; оценка и анализ распределения относительной плотности ресурсов нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах неокома; районирование резервуаров по степени перспективности.

Результаты исследований. Дана объемно-площадная характеристика ачимовского и шельфового резервуаров неокома – построены карты суммарных толщин семи циклитов ачимовских и пяти циклитов шельфовых отложений; реконструирована термическая история баженовских отложений в разрезах 39-ти глубоких скважин; на 18-ти ключевых моментах геологического времени выделены и закартированы палеоочаги генерации баженовских нефтей; построена карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей; построены карты распределения относительной плотности аккумулятивных ресурсов и выполнено районирование ачимовского и шельфового резервуаров; предложены первоочередные районы поисков для ачимовского резервуара – зона юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузиско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая зона субмеридиального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины; предложены первоочередные районы поисков для шельфового резервуара – зона меридионального простирания, охватывающая восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала (3500 км²), и зона сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с восточным склоном Каймысовского свода и с юго-западным склоном Средневажганского мегавала (500 км²).

Ключевые слова:

Ачимовский и шельфовый резервуары неокома, термическая история баженовских отложений, плотность ресурсов генерированных нефтей, Нюрольская мегавпадина.

Введение

Представление о клиноформном строении верхнеюрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты формировалось более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари (1962). Тектоно-седиментационной истории и нефтегазоносности нижнемеловых отложений Западной Сибири посвящен ряд новейших работ ученых и специалистов [1, 2 и др.]. В нижней части мелового разреза – неокоме, в ачимовских отложениях, открыты крупные промышленные залежи углеводородов (УВ) практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [3].

Территория исследований – юго-восток Западной Сибири, земли действующих нефтепромыслов Томской области (рис. 1, А). Нарращивание и освоение на этих землях сырьевого потенциала – одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат. Разрабатываемые здесь залежи в основном принадлежат верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК). Нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам. Однако к настоящему времени фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, наряду с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в верхнеюрской васюганской свите, приоритетными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и разведка залежей УВ в сложнопостроенных ловушках, приуроченных к нижнеюрскому и меловому (неокомскому) НГК.

Объектом настоящих прогнозных исследований являются склоновые (клиноформные) части циклитов неокома – ачимовский резервуар и ундаформные (мелководно-шельфовые) части циклитов неокома – шельфовый резервуар.

В Томской области поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию в разрезе. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [4 и др.]. Определить и предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнемелового НГК – цель проведенных исследований.

Исследования выполнены на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, выделения по геотемпературному критерию и картирования очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, анализа распределения плотности ресурсов нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах и, как следствие, последующего районирования этих резервуаров по степени перспективности.

Источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений баженовской свиты. Проблематичность возможности, дальности и вероятных механизмов миграции нефти из баженовских отложений в вышележащие коллекторы находит разрешение в результатах послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений. Так, согласно полученным результатам по Рогожниковской группе месторождений Красноленинского свода [5, 6], расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из юрской зоны (туллейской свиты) в меловые отложения оценивается в 800...1000 м (до

хантыммансийской свиты). Мигрирующие по вертикали УВ только «притормаживаются» флюидоупорами, накапливаясь в коллекторах.

При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы [7, 8]. Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите [9] позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать очаги интенсивного образования УВ из РОВ: с 85–95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Балансовая модель А.Э. Конторовича и пороговые геотемпературы ГЗН [9] подтверждаются результатами экспериментальных и теоретических исследований [10, 11 и др.].

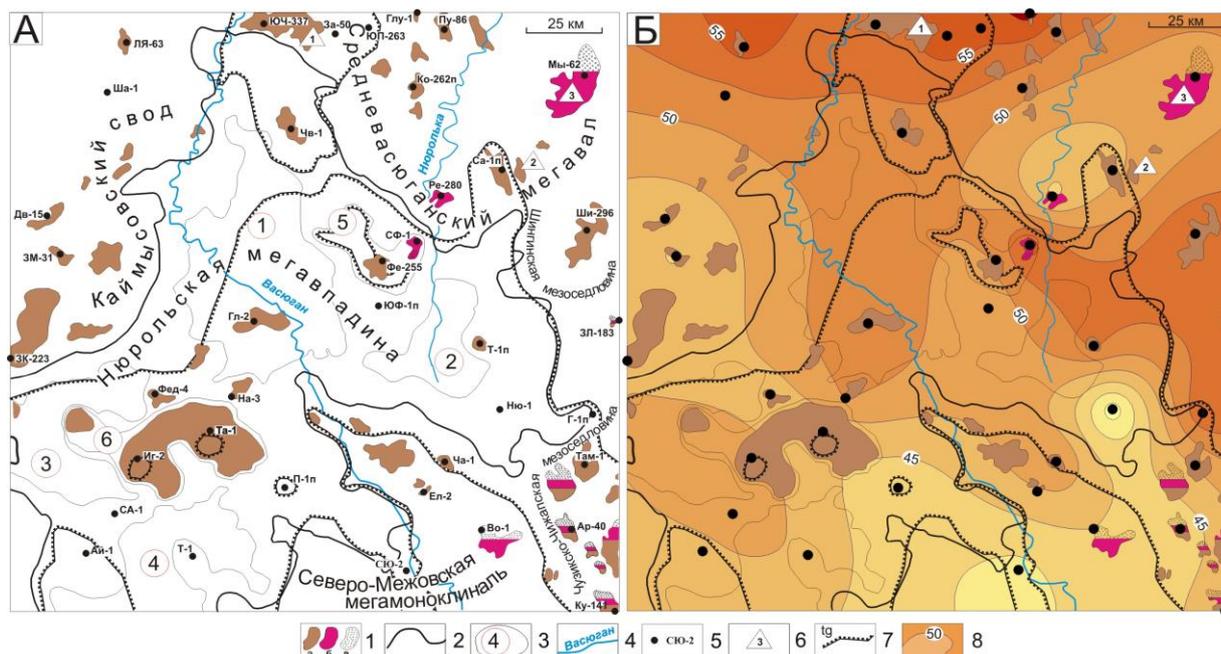


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе [14] и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б) Нюрольской мегавпадины: 1) месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2) граница Нюрольской мегавпадины; 3) структура III порядка и ее условный номер; 4) речная сеть; 5) исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) и ее условный индекс; 6) условный номер месторождения мелового НГК: 1 – Южно-Черемшанское; 2 – Южно-Мыльдзинское; 3 – Мыльдзинское; 7) граница зоны распространения тогурской свиты; 8) изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Структуры: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осево́й прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Fig. 1. Contour maps of oil-and-gas tectonic-based potential [14] (А) and heat flow density values distribution from pre-Jurassic base (Б) to Nyuro'l'ka megadepression: 1) deposits: а – oil, б – condensate, в – gas; 2) Nyuro'l'ka megadepression boundary; 3) structure of III order and its reference number; 4) river net; 5) the well under study (paleotemperature modelling) and its conventional index; 6) reference number of a deposit of a cretaceous oil and gas complex: 1 – Yuzhno-Cheremshanskoe; 2 – Yuzhno-Myldzhinskoe; 3 – Myldzhinskoe; 7) the boundary of a zone where togursk strata is spread; 8) isolines of reference density values of a heat flow from a sedimentary section base, mW/m². Structures: 1 – Kulan-Igaysk depression, 2 – Tamradskaya depression, 3 – Osevoy downfold, 4 – Tamyansk downfold; 5 – Festivalny swell, 6 – Igolsko-Talovoe arch

Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* (J_{3v}), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием Сорг (до 12 %), катагенезом середины градации $МК_1^1$ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м [8].

...

Таблица 1. Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами в меловом нефтегазоносном комплексе

Table 1. Characteristic of Nyurol'ka megadepression fields and framing structures with deposits in Cretaceous oil and gas complex

Месторождение Deposit	НГК Oil and gas complex	Фазовое состояние Phase state	Горизонт, пласт Horizon, formation
Южно-Черемшанское Yuzhno-Cheremshanskoe	Меловой Cretaceous	Нефть/Oil	$A_{2-7}, A_{9-10}, B_{4-10}, B_{12-13}$
		Газ/Gas	$A_{2-7}, B_{0, 4-13}$
Южно-Мыльджинское Yuzhno-Myldzhinskoe		Нефть/Oil	B_{9-13}
		Газ/Gas	$B_{9,10}, B_{11-12}, B_{13}$
Мыльджинское Myldzhinskoe		Газоконденсат Gas condensate	$A_{2-7}, B_{0,4-10, 12, 13}, B_{16-20}$
		Верхнеюрский Upper-Jurassic	Газоконденсат, нефть Gas condensate, oil

...

О методике палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [17]. В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

...

Заключение

Комплексный подход к изучению территории исследований – анализ геологического строения, седиментационной истории нефтегазоносных комплексов и термической истории материнских отложений, выделение резервуаров однотипных по

генезису отложений, картирование очагов интенсивной генерации и эмиграции нефтей – позволил оценить перспективы ачимовского (клиноформного) и шельфового (ундаформного) резервуаров неокома Нюрольской мегавпадины.

Районирование резервуаров по относительной плотности ресурсов определяет первоочередные зоны для проведения поисковых работ в нижнемеловых отложениях Нюрольской мегавпадины. Это главным образом зоны западной части Фестивального вала и юго-восточной части Кулан-Игайской впадины.

Авторы благодарят В.Б. Белозерова за внимательную проработку статьи и замечания, способствующие улучшению понимания и аргументации выводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 65–72.
2. Захрямина М.О. Принципиальная модель строения ачимовской толщи Сургутского и Нижневартовского сводов и ее взаимоотношение с шельфовыми пластами неокома // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 58–63.
3. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеапских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
4. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.
5. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69–82.
6. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, А.А. Жильцова, О.В. Латыпова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1. – С. 113–129.
7. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
8. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
9. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Температура и глубина образования нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 53–61.
10. Осипова Е.Н., Лобова Г.А. Геотемпературный режим баженовской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений (Нюрольская мегавпадина) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 51–56.
11. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

13. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // *Russian Journal of Pacific Geology*. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
14. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern NyuroI'ka megadepression // *Russian Geology and Geophysics*. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
15. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // *AAPG Bull.* – 1974. – V. 58. – P. 2516–2521.
16. Isaev V.I. Paleotemperature modelling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation // *Geology of the Pacific Ocean*. – 2004. – V. 23. – № 5. – P. 101–115.
17. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // *Геофизический журнал*. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
18. Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
19. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria / S.O. Akande, O.J. Ojo, B.D. Erdtmann, M. Hetenyi // *The Pacific Journal of Science and Technology*. – 2009. – V. 10. – P. 614–628.
20. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

Поступила 17.07.2014 г.

REFERENCES

1. Kontorovich V.A, Lapkovskiy V.V., Lunev B.V. Model formirovaniya neokomskogo klinoformnogo kompleksa Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii s uchetom izostazii [The model of forming the wedge-like Neocomian complex of the Western Siberian oil and gas province in view of isostasy]. *Geologiya nefiti i gaza – Geology of oil and gas*, 2014, no. 1, pp. 65–72.
2. Zakhryamina M.O. Printsipialnaya model stroeniya achimovskoy tolshchi Surgutskogo i Nizhneartovskogo svodov i ee vzaimootnoshenie s shelfovymi plastami neokoma [The principled model of Achimovsky layer of the Surgut and Nizhneartovsk arches and its relationship with shelf deposits of the Neocomian]. *Geologiya nefiti i gaza – Geology of oil and gas*, 2014, no. 1, pp. 58–63.
3. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigrafiya i paleogeografiya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri v svyazi s klinoformnym stroeniem razreza [Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of the Western Siberia in connection with the wedge-like structure of cross-section]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1093–1106.

4. Melnik I.A., Erofeev L.Ya. Fiziko-geokhimicheskaya model nizkoomnogo kollektora i ee prakticheskoe primenenie [The physical and geochemical model of low resistivity reservoir and its practical application]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 3, pp. 46–50.
5. Zhiltsova A.A., Isaev V.I., Korzhov Yu.V. Vertikalnaya geokhimicheskaya zonalnost neftegazonosnykh kompleksov (na primere Rogozhnikovskogo i Severo-Rogozhnikovskogo mestorozhdeniy) [Vertical geochemical zonality of oil-and-gas complexes (by the example of Rogozhnikovsky and North Rogozhnikovsky fields)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 69–82.
6. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latipova O.V. Raspredelenie aromaticsikh uglevodorodov v razreze otlozheniy neftegazonosnykh kompleksov (na primere mestorozhdeniy Krasnoleninskogo svoda) [Distribution of aromatic hydrocarbons in a section of deposits of oil-and-gas complexes (by the example of the fields of the Krasnoleninsky arch)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 1, pp. 113–129.
7. Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. Kerogen: metody izucheniya, geokhimicheskaya interpretatsiya [Kerogen: methods of study, geochemical interpretation]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2005. 254 p.
8. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
9. Batalin O.Yu., Vafina N.G. Temperatura i glubina obrazovaniya nefti [Temperature and depth of oil formation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2012, no. 11, pp. 53–61.
10. Osipova E.N., Lobova G.A. Geotemperaturny rezhim bazhenovskoy svity i nefteperspektivnye zony melovykh otlozheniy (Nyurolskaya megavpadina) [Geothermal regime of the Bazhenov Formation and petroleum perspective zone of the Cretaceous sediments (Nyurolsky megadepression)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 51–56.
11. Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil in southeast of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2005. 183 p.
12. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
13. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
14. Isaev V.I., Fomin A.N. Foci of oil generation of the Bazhenov- and Togur-type oils in the southern of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
15. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 58, pp. 2516–2521.
16. Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. Kompyuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala

- osadochnykh basseynov [Computer technology of the integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins]. *Geologiya nefi i gaza – Geology of oil and gas*, 2002, no. 6, pp. 48–54.
17. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mezozoysko-kaynozoytsky hod temperatur na poverkhnosti Zemli i geotermichesky rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheny (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri) [The Mesozoic and Cenozoic course of temperatures on surfaces of Earth and the geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (the southern paleoclimatic zone of Western Siberia)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80.
 18. Tissot B.R. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
 19. Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria. *The Pacific Journal of Science and Technology*, 2009, vol. 10, pp. 614–628.
 20. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoytskom osadochnom basseyne Karskogo morya (basseynovoe modelirovanie) [Historical and geological modeling of naftidogenesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologiya i Geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.

Received: 17 July 2014.