

## ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.1

УДК: 553.98.(470.53)

© Савич А.И., Мельник Е.В., 2014

### ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕНОСНОСТИ И РАЙОНИРОВАНИЯ БЕРЕЗНИКОВСКОГО ПАЛЕОПЛАТО

А.И. Савич, Е.В. Мельник

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет, Пермь, Россия

Представлен анализ нефтеносности Березниковского палеоплато на примере открытых месторождений углеводородного сырья. Цель работы – прогноз нефтеносности ресурсной базы Березниковского палеоплато. В статье рассмотрены особенности изменения свойств флюидов (плотность нефти и пластовой воды, газонасыщенность пластовой нефти, вязкость нефти, содержание смол, асфальтенов, парафинов и пр.) по месторождениям Березниковского палеоплато. Перечислены применяемые критерии классификационных признаков для выделения зоны нефтегазонакопления Березниковского палеоплато по работам прошлых лет. Изменение физико-химических свойств нефтей приведено в виде графиков по трем нефтегазоносным комплексам – верхнедевонско-турнейскому, верхневизейско-башкирскому карбонатным и ниже-средневизейскому терригенному. На графиках физико-химических характеристик пластовых флюидов можно выделить четкую линейную зональность. На площади палеоплато линии равных значений плотности нефти распределены по линиям меридионального направления. К северо-восточной части депрессии и передовым складкам Урала приурочены наиболее легкие нефти нафтеново-метанового типа, характеризующиеся меньшим содержанием серы, смол, асфальтенов. В результате анализа, с учетом гидрохимических особенностей пластовых вод, были выделены две подзоны нефтегазонакопления Б1 и Б2 в пределах Березниковского палеоплато, в которых отмечаются закономерности распределения физико-химических свойств нефтей и степень заполнения ловушек. Отмечено различие физико-химических свойств нефтей фаменско-турнейского комплекса для Соликамской депрессии. Проведенный анализ особенностей нефтеносности подтверждает принципиальную схему формирования конденсатогенных вод в Соликамской впадине, сформированную В.Г. Поповым, Ю.А. Яковлевым (2002).

Область применения результатов работ является планирование геолого-разведочных работ в Соликамской депрессии, подсчет запасов углеводородного сырья, проектирование разработки месторождений.

**Ключевые слова:** месторождение, нефть, залежь, флюид, физико-химические свойства нефтей, газосодержание, фазовое состояние, Березниковское палеоплато, нефтегазогеологическое районирование, гидрохимическая зональность.

### SPECIFICITY OF OIL CONTENT AND ZONING OF THE BEREZNIKOVSKOE PALEOPLATEAU

A.I. Savich, E.V. Melnik

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

The aim of the work is to analyze oil content of the Bereznikovskoe paleoplateau, as exemplified by open hydrocarbon deposits. The paper forecasts oil potential of the Bereznikovskoe paleoplateau resource base. The article describes peculiarities of fluid properties (density of oil and produced water, gas saturation of reservoir oil, oil viscosity, content of resins, asphaltenes, paraffins, etc.) on the fields of the Bereznikovskoe paleoplateau. On the basis of the previous works the applied criteria of classification features are listed to identify oil and gas accumulation zone of the Bereznikovskoe paleoplateau. The change of physicochemical oil properties is depicted on the diagrams including three oil-and-gas bearing complexes, namely Verkhnedevonsko-turneiskii, Verkhnevizeisko-bashkirskii (carbonate) and Nizhne-srednevizeiskii (terrigenous). The diagrams of physicochemical properties of reservoir fluids show clear linear zoning. The north-eastern depression area and the Ural's front folds are associated with the lightest naphthene-methane oils, having lower content of sulphur, resins, asphaltenes. The analysis, including hydrochemical features of reservoir waters, allowed identification of two subzones of oil and gas accumulation within the Bereznikovskoe paleoplateau, in which regularity of physicochemical oil properties distribution and oil traps filling degree is found. The difference in physicochemical properties of the Famensko-turneiskii complex for the Solikamskaia depression is observed. The analysis of the oil content confirms the principle scheme of condensatogenic waters of the Solikamskaia depression, offered by V.G. Popov and Yu.A. Yakovlev (2002).

The results may be applied in planning exploration in the Solikamskaia depression, estimation of hydrocarbon reserves, reservoir engineering.

**Keywords:** field, oil, reservoir, fluid, physical and chemical properties of oil, gas content, phase state, the Bereznikovskoe paleoplateau, petroleum zoning, hydrogeochemical zoning.

## Введение

Березниковское девонско-турнейское палеоплато приурочено к Центральной части Соликамской депрессии (СолД), которая содержит залежи нефти в нижнепермском карбонатном, верейском терригенно-карбонатном, визейско-башкирском и верхнедевонско-турнейском карбонатных, а также ниже-средне-визейском терригенном нефтегазоносных комплексах (НГК). На Березниковском палеоплато по состоянию на 01.01.2014 открыто 23 месторождения углеводородного сырья. По фазовому состоянию два месторождения отнесены к газоконденсатно-нефтяным (Маговское, Жилинское), два к нефтегазоконденсатным (Цепельское, Ескинское), два к газонефтяным (Ширяевское, Усть-Долгинское), остальные 19 месторождений отнесены к нефтяным.

Остаточные извлекаемые запасы нефти карбонатных комплексов составляют 59 %, из них верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс содержит 33 % запасов, верейский и визейско-башкирский – 26 %, визейский терригенный – 41 %. В целом СолД обладает высокими перспективами ресурсов, в фонде подготовленных числится 16 структур, в том числе две находятся в бурении.

Основой Березниковского палеоплато является верхнедевонско-турнейский комплекс пород, образованный в условиях резко дифференцированного осадконакопления в период формирования Камско-Кинельской системы прогибов. К структурам облекания позднедевонских рифовых массивов приурочено подавляющее большинство нефтяных залежей визейских терригенных и среднекаменноугольных карбонатных комплексов.

В настоящее время нет единого мнения об отношении Березниковского палеоплато к зоне нефтегазоаккумуляции (ЗНГА). Ряд авторов с учетом структурных и фациальных факторов формирования нефтегазоносных комплексов отно-

сят Березниковское и Гежское палеоплато к Гежско-Уньвинской ЗНГА [1–3]. Ю.А. Жуков (1999) считает, что Березниковское палеоплато приурочено к Центрально-Соликамской ЗНГА, а Гежское – к Северно-Соликамской ЗНГА. Позднее в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» эти зоны переименовали в Березниковскую и Гежскую ЗНГА [4, 5]. При этом «зоной нефтегазоаккумуляции является территория, где уже открыты или прогнозируются ассоциации смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, входящих в единую группу генетически связанных между собой ловушек, приуроченных к одной и той же структуре более высокого порядка или структурно-фациальной зоне» [5], т.е. при выборе классификационных признаков авторы ограничиваются двумя основными критериями – тектоническим и литолого-фациальным, при этом не учитывают геохимические условия территорий, в том числе фазовое состояние и физико-химические свойства УВ, а также гидрогеохимическую зональность [6].

## Постановка вопроса

При изучении особенностей Березниковской ЗНГА анализировались изменения свойств флюидов (плотность нефти и пластовой воды, газонасыщенность, вязкость нефти, содержание смол, асфальтенов, парафинов и пр.). В результате анализа, с учетом гидрохимических особенностей пластовых вод, были выделены две группы месторождений.

Первая группа месторождений сосредоточена в северной и восточной части палеоплато; вторая группа – в западной части; обе – в меридиональном направлении. К первой группе отнесены Озёрное, Цепельское, Гагаринское, Мысыинское, Восточно-Гагаринское, Маговское, Усть-Долгинское, Ескинское, Ширяевское, Тарховское, Боровицкое, Осокинское, Ростовицкое, Жилинское, Бельское, Сибирское и Уньвинское месторожде-

ния. Эти месторождения условно отнесены к подзоне Б2 (Березниковская – 2 ЗНГН). Вторая группа месторождений, сосредоточенная в западной части (Логовское, им. Архангельского и Сухарева, Юрчукское, Чашкинское, Проворовское, Шершневецкое месторождения), – подзона Б1 (Березниковская – 1 ЗНГН). Графики изменения характеристик пластовых флюидов приведены на рис. 1–6.

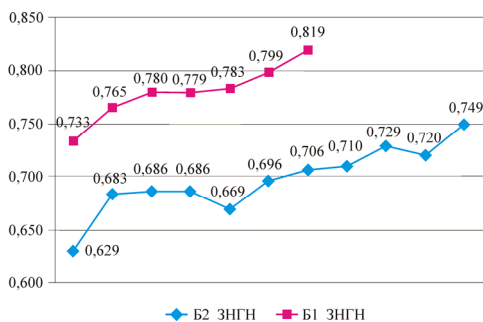


Рис. 1. Изменение плотности нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>, пласт Т-Фм

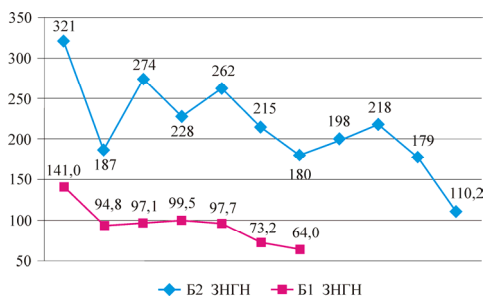


Рис. 2. Изменение газосодержания нефти, м<sup>3</sup>/т, пласт Т-Фм

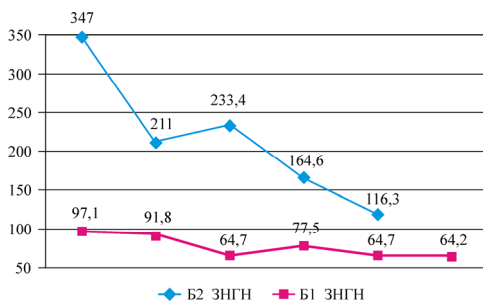


Рис. 3. Изменение плотности нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>, пласт Тл + Бб

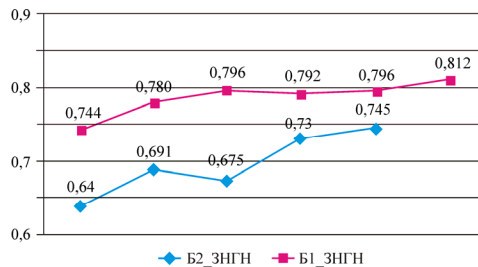


Рис. 4. Изменение газосодержания нефти, м<sup>3</sup>/т, пласт Тл + Бб

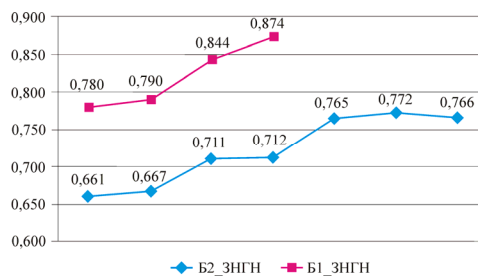


Рис. 5. Изменение плотности нефти в пластовых условиях, г/см<sup>3</sup>, пласт Бш + Срп

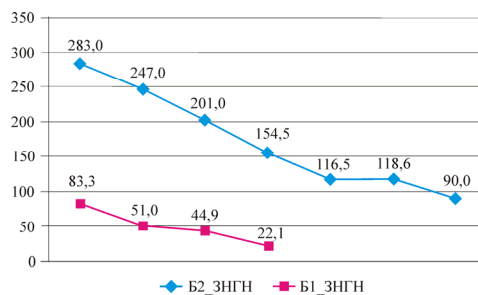


Рис. 6. Изменение газосодержания нефти, м<sup>3</sup>/т, пласт Бш + Срп

### Изменение физико-химических свойств нефтей по НГК

*Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК.* На северо-востоке плато открыты нефтяные, газоконденсатно-нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные залежи, на западе – нефтяные залежи.

В северо-восточной части плато встречены легкие нефти с удельным весом от 0,629 до 0,749 г/см<sup>3</sup> (см. рис. 1, 2), парафиновые (2,86–5,69 %) и высокопарафиновые (6,44 % – Уньвинское), мало-

сернистые и сернистые (0,56–1,16 %), малосмолистые и смолистые (5,43–12,84 %), с повышенным и высоким газосодержанием от 110 до 321 м<sup>3</sup>/т.

В западной части палеоплато нефти легкие и средней плотности с удельным весом от 0,733 до 0,819 г/см<sup>3</sup>, парафиновые (3,89–5,68 %) и высокопарафиновые – (7,31 % – Проворовское), малосернистые и сернистые (0,64–1,64 %), смолистые (8,69–13,92 %), с более низким газосодержанием от 64 до 99 м<sup>3</sup>/т.

*Нижне-средневизейский терригенный НГК.* На северо-востоке плато открыты нефтяные, газоконденсатно-нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, на западе – нефтяные залежи.

В северо-восточной части площади тульские и бобриковские нефти, легкие с удельным весом от 0,640 до 0,745 г/см<sup>3</sup>, парафиновые (2,34–4,77 %), малосмолистые и смолистые (3,8–11,44 %), с повышенным и высоким газосодержанием от 116 до 347 м<sup>3</sup>/т (см. рис. 3, 4).

На западе плато встречены легкие, средней плотности нефти с удельным весом от 0,744 до 0,812 г/см<sup>3</sup>, парафиновые (3,36–5,65 %) и высокопарафиновые (6,8 %), смолистые (5,65–13,03 %), с более низким газосодержанием от 64 до 97 м<sup>3</sup>/т.

*Верхневизейско-башкирский карбонатный НГК.* На северо-востоке плато открыты нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные залежи, на западе – нефтяные залежи.

В северо-восточной части плато встречены легкие нефти с удельным весом от 0,661 до 0,804 г/см<sup>3</sup>, малопарафиновые и парафиновые (0,62–4,33 %), малосмолистые и смолистые (5,95–13,88 %), с повышенным и высоким газосодержанием от 90 до 283 м<sup>3</sup>/т (см. рис. 5, 6).

На западе плато встречены легкие, средней плотности нефти с удельным весом от 0,780 до 0,874 г/см<sup>3</sup>, парафиновые (2,71–4,43 %), смолистые и высокосмолистые (9,39–19,51 %), с более низким газосодержанием от 22 до 83,3 м<sup>3</sup>/т.

На графиках физико-химических характеристик пластовых флюидов можно выделить четкую линейную зональность. На площади палеоплато линии равных значений плотности нефти распределены по линиям меридионального направления.

Необходимо отметить различие физико-химических свойств нефтей фаменско-турнейского комплекса для Соликамской депрессии. Установлено, что именно к северо-восточной части депрессии и передовым складкам Урала приурочены наиболее легкие нефти нафтенно-метанового типа, характеризующиеся меньшим содержанием серы, смол, асфальтенов [7]. Процессы генерации газообразных углеводородов и подземного испарения воды протекают на глубине 5–7 км в девонско-вендских отложениях, где  $T > 1000$  °С, а  $p > 50$  МПа. Отсюда из зоны газообразования происходит восходящая струйная миграция значительных количеств водоуглеродных смесей на глубину 1,9–2,4 км во франско-турнейский карбонатный комплекс.

#### **Анализ физико-химических свойств пластовых вод**

Проведенный анализ свойств пластовых вод свидетельствуют о существовании в северо-восточной части Березниковского палеоплато (Гагаринское, Озёрное, Тарховское, Цепельское) отчетливой инверсионной гидрогеохимической зональности (таблица).

В интервале P<sub>1a</sub>–C<sub>1v</sub> по мере увеличения глубины с 0,8 до 1,9–2,2 км минерализация воды последовательно возрастает от 15–50 до 230–260 г/л, а затем в карбонатном комплексе D<sub>3fr</sub>–C<sub>1t</sub> снижается до 160–30 г/л (в основном за счет Cl, Na и Ca). Этот гидрогеохимический феномен сопровождается ослаблением метаморфизации и ростом сульфатности вод, уменьшением содержания брома (с 1250 до 100 мг/л), резким усилением щелочности (концентрация HCO<sub>3</sub> увеличивается с 50 до 1200 мг/л) и йодоносности вод

(с 10–20 до 60–70 и даже до 130–140 мг/л). Проведенный анализ особенностей нефтеносности подтверждает принципиальную схему формирования конденсатогенных вод в Соликамской впадине, сформированную В.Г. Поповым, Ю.А. Яковлевым [8]. Образование опресненных растворов в северо-восточной части СолД

связано с процессами дистилляции воды из исходных пластовых рассолов в газовую углеводородную фазу в условиях высоких температур (до 100–150 °С и более) и дальнейшей подземной конденсации воды при снижении температуры до 30–500 °С по мере восходящей миграции газодонного флюида (рис. 7).

Свойства пластовых вод

Месторождение	ГКН	Плотность воды в пл. усл., кг/м <sup>3</sup>	Вязкость воды в пл. усл., мПа·с	Минерализация, г/л	Тип разреза
Гагаринское	C <sub>1s</sub>	1127	1,53	179,2	Гидрогеохимическая инверсия
	C <sub>2b</sub>	1171	1,49	249,4	
	C <sub>1t</sub> + D <sub>3fm</sub>	1133	1,17	194,4	
Озёрное	C <sub>1s</sub>	1129	1,52	187	
	C <sub>2b</sub>	1161	1,48	233,8	
	C <sub>2v</sub>	Пониженная минерализация			
	C <sub>1t</sub> + D <sub>3fm</sub>	1101	1,06	164,1	
Шершнёвское	C <sub>2m</sub>	1109	1,05	135	Нормальный гидрогеохимический
	C <sub>2b</sub>	1181	1,57	250,9	
	C <sub>1v</sub>	1172	1,44	263,1	
	C <sub>1t</sub> + D <sub>3fm</sub>	1172–1190	1,34–1,47	253–268	

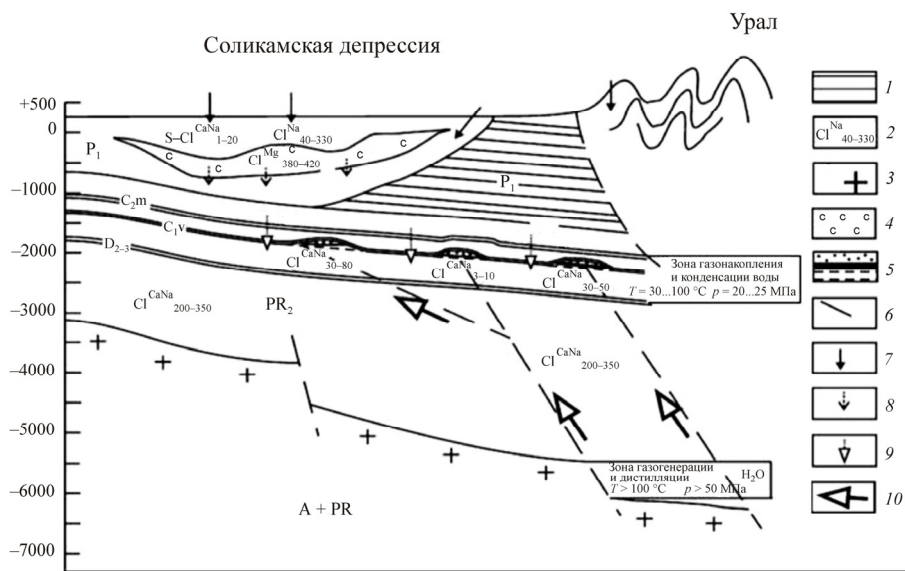


Рис. 7. Принципиальная схема формирования конденсатогенных вод в Соликамской впадине [9]: 1 – слабопроницаемые глинистые породы; 2 – индекс химического состава и минерализации подземных вод; 3 – кристаллический фундамент бассейна; 4 – нижнепермская эвапоритовая формация; 5 – флюидная система «углеводородный газ – нефть – конденсатогенная вода»; 6 – флюидопроницаемый разлом; направление миграции флюидов: 7 – инфильтрационного; 8 – молекулярно-диффузионного; 9 – плотностной конвекции; 10 – водоуглеводородного конденсатогенного

### Заклучение

Таким образом, в результате выполненных работ выделено две подзоны нефтегазоаккумуляции в пределах Березниковского палеоплато – Б1 и Б2, в которых отмечаются закономерности распределения физико-химических свойств нефтей и степень заполнения ловушек.

Установленные закономерности необходимо учитывать при планировании геолого-разведочных работ, подсчете запасов нефти, проектировании разработки месторождений, а также при зонально-локальном прогнозе перспектив нефтегазоносности [10].

### Список литературы

1. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь: Кн. изд-во, 1971. – 291 с.
2. Проворов В.М., Проворов М.В., Неганов В.М. Нефтегазогеологическое районирование центральных районов Пермского края в связи с дальнейшим освоением ресурсов нефти и газа // Вестник Пермского университета. Геология / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2008. – Вып. 10 (26). – С. 8–16.
3. Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского Прикамья [Электронный ресурс] // Нефтегазопромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 1–28. – URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov_2.pdf) (дата обращения: 15.03.2014).
4. Михайлов Д.Г. Развитие тектонического картирования Пермского края в связи с прогнозом нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – № 4. – С. 20.
5. Обобщение результатов ГРП на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования / Д.Г. Михайлов, В.В. Макаловский [и др.]; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ-нефть». – Пермь, 2011. – 310 с.
6. Попов В.Г., Яковлев Ю.А. Особенности гидрогеохимической зональности Соликамской депрессии // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион. науч.-практ. конф. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2000. – С. 229–230.
7. Фрик М.Г., Титова Г.И., Васянина Д.И. Оценка фазового состояния флюидов на северо-востоке Пермского края // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 48–51.
8. Попов В.Г., Яковлев Ю.А. Гидрогеохимическая инверсия в зоне рассолов Соликамской впадины // Гидрогеология и карстоведение: межвуз. сб. науч. тр. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2002. – Вып. 14. – С. 64–72.
9. Попов В.Г. Геохимия и формирование конденсатогенных вод в Соликамской депрессии // Геологический сб. № 6. Информ. материалы / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск, 2010. – С. 258–261.
10. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики и прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – М., 2010. – № 7. – С. 28–31.

### References

1. Sharonov L.V. Formirovanie nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii severnoi chasti Volgo-Ural'skogo basseina [Formation of oil and gas deposits in the northern part of Volgo-Ural'sky basin]. Perm': Knizhnoe izdatel'stvo, 1971. 291 p.
2. Provorov V.M., Provorov M.V., Neganov V.M. Nef'tegazogeologicheskoe raionirovanie tsentral'nykh raionov Permskogo kraia v svyazi s dal'neishim osvoeniem resursov nef'ti i gaza [Geological oil and gas zonation of the central areas of Perm kray in relation to further development of oil and gas resources]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2008, no.10 (26), pp. 8–16.
3. Bychkov S.G., Neganov V.M., Michurin A.V. Nef'tegazogeologicheskoe raionirovanie territorii Permskogo Prikam'ia [Geological oil and gas zonation of Permskoe Prikamye]. *Nef'tegazopromyslovoe delo*, 2010, no. 2, pp. 1–28, available at: [http://www.ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bychkov/Bychkov_2.pdf) (accessed 15 February 2013).
4. Mikhailov D.G. Razvitie tektonicheskogo kartirovaniia Permskogo kraia v svyazi s prognozom nef'tegazonosnosti [Development of tectonic mapping in connection with forecast of oil-and-gas content]. *Nef'tegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2012, no. 4, p. 20.

5. Mikhailov D.G., Makalovskii V.V. [et al.] Obobshchenie rezul'tatov GRR na territorii Permskogo kraia s tsel'iu utocneniia geologicheskogo, tektonicheskogo stroeniia, syr'evoi bazy i neftegazogeologicheskogo raionirovaniia [Summary of oil and gas exploration in Perm kray for the purpose of revising geologic, tectonic model, raw materials base and oil and gas zonation]. Perm': PermNIPIneft', 2011. 310 p.

6. Popov V.G., Jakovlev Ju.A. Osobennosti gidrogeohimicheskoi zonal'nosti Solikamskoi depressii [Specificity of hydrogeochemical zonation of the Solikamskaya depression]. *Materialy regional'noj nauchno-prakticheskoi konferencii "Geologija i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala"*. Permskij gosudarstvennyj universitet, 2000, pp. 229–230.

7. Frik M.G., Titova G.I., Vasjanina D.I. Ocenka fazovogo sostojaniia fljuidov na severo-vostoke Permskogo kraja [Evaluation of fluid phase in the north-eastern part of Perm kray]. *Geologija nefiti i gaza*, 2008, no. 3, pp. 48–51.

8. Popov V.G., Jakovlev Ju.A. Gidrogeohimicheskaja inversija v zone rassolov Solikamskoi vpadiny [Hydrogeochemical inversion in brine area of Solikamskaya basin]. *Mezhvuzovskij sbornik nauchnyh trudov "Gidrogeologija i karstovedenie"*. Permskij gosudarstvennyj universitet, 2002, no. 14, pp. 64–72.

9. Popov V.G. Geohimija i formirovanie kondensatogennyh vod v Solikamskoi depressii [Geochemistry and formation of condensatogenic waters in Solikamskaya depression]. *Geologicheskij sbornik № 6. Informacionnye materialy*. Novocherkassk: Juzhno-Rossijskij gosudarstvennyj tehničeskij universitet, 2010, pp. 258–261.

10. Krivoshhekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka verojatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of probabilistic and statistical method to forecast oil-and-gas content in structures]. *Neftepromyslovoe delo*, Moscow, 2010, no. 7, pp. 28–31.

#### Об авторах

**Савич Александр Ильич** (Пермь, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: savichai@yandex.ru).

**Мельник Екатерина Владимировна** (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: qwer6977@yandex.ru).

#### About the authors

**Aleksandr I. Savich** (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Department of Geology of Oil and Gas, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: savichai@yandex.ru).

**Ekaterina V. Mel'nik** (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: qwer6977@yandex.ru).

Получено 3.04.2014

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Савич А.И., Мельник Е.В. Особенности нефтеносности и районирования Березниковского палеоплато // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 7–13.

Please cite this article in English as:

Savich A.I., Melnik E.V. Specificity of oil content and zoning of the Bereznikovskoe paleoplateau. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 7–13.