

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ БАШКИРСКОГО ПЛАСТА НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ СИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Е. Кочнева, Т.В. Моисеева

Пермский государственный национальный
исследовательский университет, Пермь, Россия

Детально изучена геологическая неоднородность коллекторов башкирского пласта Сивинского месторождения. Приведена характеристика макро- и микронеоднородности по площади и разрезу, а также определено влияние этого фактора на процесс извлечения нефти. В процессе работы изучен геологический разрез и установлена тектоническая приуроченность месторождения, изучена нефтегазоносность, литолого-фациальные особенности продуктивных пластов, проанализированы данные о песчаности и расчлененности продуктивных пластов, построены и проанализированы структурная карта изучаемого объекта, карта эффективных нефтенасыщенных толщин, карта проницаемости и карта текущих отборов и закачки, исследовано геологическое строение по геологическому профилю, построены графики зависимости основных промысловых показателей (дебитов нефти, обводненности) от параметров неоднородности (эффективных нефтенасыщенных толщин, проницаемости). В заключение сделан вывод о влиянии геологической неоднородности на процесс извлечения нефти.

Ключевые слова: Верхнекамская впадина, Сивинское месторождение, пласты Бш₁ и Бш₂, геологическая неоднородность, микро- и макронеоднородность пласта, эффективные нефтенасыщенные толщины, проницаемость, обводненность, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, проницаемости, текущих отборов и закачки, зависимости дебита нефти от эффективных нефтенасыщенных толщин, от проницаемости, зависимость обводненности от проницаемости.

INFLUENCE OF GEOLOGICAL RESERVOIR HETEROGENEITY OF BASHKIR FORMATION ON THE OIL EXTRACTION PROCESS OF SIVINSKOE FIELD

O.E. Kochneva, T.V. Moiseeva

Perm State National Research University, Perm, Russian Federation

In this paper we study in detail the geological heterogeneity of reservoir formation of the Bashkir layer of Sivinskoe field. The characteristic of macro- and microheterogeneity in size and section was presented, and the effect of this factor on the process of oil extraction was determined. In the process geological section was studied and tectonic confinement field was determined, petroleum potential, lithological and facies characteristics of productive strata were studied, data on the sandy and dissection of productive reservoirs were analyzed, the structural map of the object, the map of effective oil-saturated thickness, permeability of the map and the map of the current selections and injection were constructed and analyzed, the geological structure of the geological profile were analyzed, plots of the main commercial parameters (flow rates of oil, water content) on the parameters of the inhomogeneity (effective oil-saturated thickness, permeability) were constructed. In the end it was concluded that there is an influence of geological heterogeneity on the process of oil extracting.

Keywords: Verkhnekamskaia depression, Sivinskoe field, layers Bsh₁ and Bsh₂, geological heterogeneity, micro- and macroinhomogeneity of reservoir, effective oil-saturated thickness, permeability, water content, effective oil-saturated thickness, permeability, download the current selections maps, dependings on oil production from the effective oil-saturated thickness and permeability, the dependence of water content on the permeability.

Сивинское месторождение нефти в административном отношении расположено в одноименном районе Пермского края, в 112 км к западу от областного центра – г. Перми. Оно было открыто в 1967 г. в результате поисково-разведочного бурения.

Разрез месторождения изучен по материалам поисковых и разведочных скважин от рифейских до четвертичных отложений [1–3]. Тип разреза терригенно-карбонатный. В тектоническом отношении приурочено к северной части Верещагинского вала Верхнекамской впадины. Сивинская структура имеет неправильную форму и разделена на два поднятия: Сивинское и Южно-Сивинское.

Промышленная нефтеносность на Сивинском поднятии установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласт В₃) и башкирского яруса (пласты Бш₁, Бш₂), на Южно-Сивинском поднятии – в карбонатных отложениях башкирского яруса (пласт Бш₁) [4].

В настоящее время отмечается снижение дебитов нефти на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, что связано с падением пластового давления. Данный фактор приводит к тому, что возникает необходимость введения системы поддержания пластового давления [5–7].

С целью получения необходимой информации для выбора правильной системы разработки и методов интенсификации притока нефти необходимо изучение геологической неоднородности пластов, которая оказывает непосредственное влияние на процесс извлечения нефти [8, 9].

Таким образом, целью данной работы являлось изучение макро- и микронеоднородности коллекторов по площади и разрезу, а также влияния этого фактора на процесс извлечения нефти.

Анализ неоднородности башкирского пласта

В данной работе для исследования был выбран эксплуатационный объект Бш. В процессе разбуривания месторождения существенно изменилось представление о его геологическом строении, было установлено, что залежь нефти башкирского яруса состоит из двух пластов – Бш₁ и Бш₂. Ввиду большого количества данных по пласту Бш₁ этот пласт был выбран для более детального изучения.

Коллекторы представлены известняками детритовыми, детритово-биоморфными, с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. Детрит фораминиферовый, водорослевый, отмечаются обломки и гравий известняков. Цемент кальцитовый, порового и пойкилитового типа, поры в основном внутриформенные. Продуктивная толща характеризуется достаточно высокой степенью микро- и макронеоднородности [10, 11].

Микронеоднородность выражается в значительной изменчивости коллекторских свойств: эффективная нефтенасыщенная толщина варьируется от 0 до 6,0 м, пористость – от 7,7 до 25,0 %, проницаемость – от 0,059 до 0,856 мкм² (таблица).

Макронеоднородность выражается в присутствии в разрезе нескольких продуктивных горизонтов и наличии зон выклинивания и замещения коллекторов по площади.

При анализе геологического профиля (рис. 1) было установлено, что залежь пласта Бш₁₊₂ является достаточно неоднородной. Коллекторами являются органо-генные известняки, которые в районе скв. 3 замещаются плотными непроницаемыми породами. Ловушка пластово-сводового типа (по Броду), литологически экранированная, замещения и выклинивания коллекторов (по Бакирову) [12, 13].

Пласты Бш₁ и Бш₂ прослеживаются во всех скважинах. В каждом пласте выделяется до шести проницаемых пропластков.

Коэффициент песчаности пласта Бш₁ равен 0,3; коэффициент расчлененности – 3,29. Коэффициент песчаности пласта Бш₂ равен 0,23; коэффициент расчлененности – 2,95. Оба пласта являются достаточно расчлененными, поэтому необходимо применять методы воздействия, направленные на вовлечение в разработку неработающих пропластков [14–16].

По результатам анализа карт эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Бш₁ объект является достаточно неоднородным по площади.

Значения эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Бш₁ значительно варьируются – от 0 до 6 м. На карте были вы-

делены две зоны: зона с относительно повышенными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин (более 3 м) и зона со значениями меньше 3 м. Наибольшие значения по пласту характерны для юго-восточной части залежи (Сивинское поднятие), с максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин в скв. 245 (6,0 м) и скв. 262 (5,2 м). Наименьшие значения характерны для северной и юго-западной частей залежи, со средними значениями по скважинам ~2 м. Для ряда скважин характерны зоны замещения плотными непроницаемыми породами (скв. 3, 5, 6).

В ходе анализа карты проницаемости пласта Бш₁ также был сделан вывод о том, что эксплуатационный объект обладает высокой степенью микронеоднородности (рис. 2).

Значения проницаемости пласта Бш₁ изменяются в диапазоне от 0,059 до 0,856 мкм². В ходе работы на карте про-

Эффективные нефтенасыщенные толщины и проницаемости пластов Бш₁

Номер скважины	Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта Бш ₁ , м	Проницаемость пласта Бш ₁ , мкм ²
2	3,4	0,856
234	3,4	0,291
276	4,4	0,133
279	3,4	0,233
231	3,8	0,117
244	1,4	0,192
245	6,0	–
253	3,0	0,365
254	3,2	0,512
262	5,2	0,160
277	3,8	0,107
278	3,0	0,624
226	2,2	0,248
269	2,4	0,298
255	3,6	0,456
252	2,8	0,111
217	2,0	0,179
216	2,2	0,204
239	2,6	0,071
248	3,2	0,059
249	1,2	0,114
236	1,4	0,523
237	3,8	0,099
232	3,6	0,078

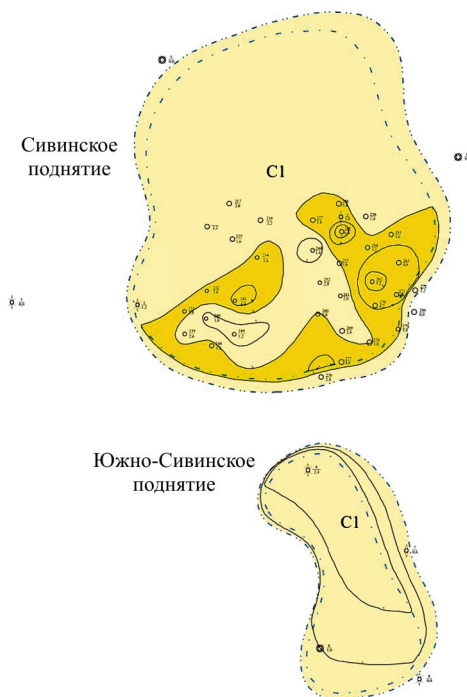
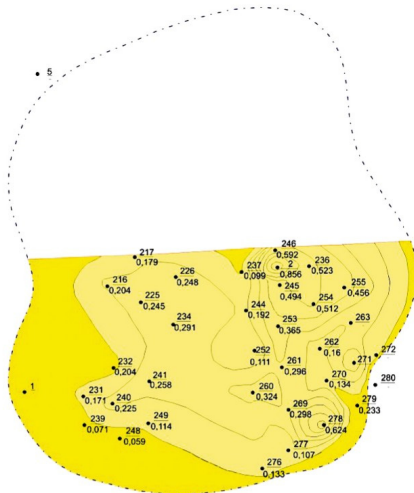


Рис. 1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин башкирского нефтяного пласта Бш₁

ницаемости пласта Бш₁ согласно классификации коллекторов А.А. Бакирова были выделены зоны со средними значениями проницаемости (0,01–0,1 мкм²) и зоны с повышенными значениями, соответствующими хорошо проницаемым коллекторам (0,1–1,0 мкм²). Максимальные значения проницаемости характерны для скв. 2 (0,856 мкм²) и скв. 278 (0,624 мкм²), расположенных в юго-восточной части залежи. Для скв. 232, 237, 239, 248, расположенных в юго-западной и центральной частях залежи, характерны наименьшие значения проницаемости (среднее значение по скважинам равно 0,077 мкм²).

С целью определения влияния геологической неоднородности на процесс извлечения нефти были построены зависимости дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины (рис. 3) и проницаемости (рис. 4), а также зависимость обводненности от проницаемости (рис. 5).



Условные обозначения:

- 239 номер скважины
- 0,071 проницаемость, мкм
- изолинии проницаемости
- граница изученности залежи
- контур нефтеносности

- хорошо проницаемые (0,1–1 мкм²)
- среднепроницаемые (0,01–0,1 мкм²)

Рис. 2. Карта проницаемости башкирского нефтяного пласта Бш₁

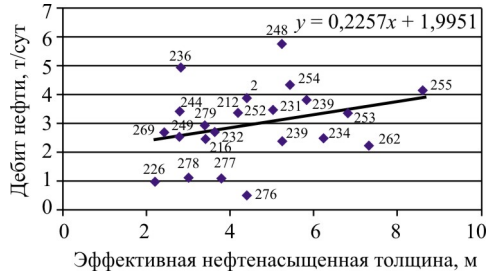


Рис. 3. Зависимость дебита нефти от суммарной эффективной нефтенасыщенной толщины пластов Бш₁ и Бш₂

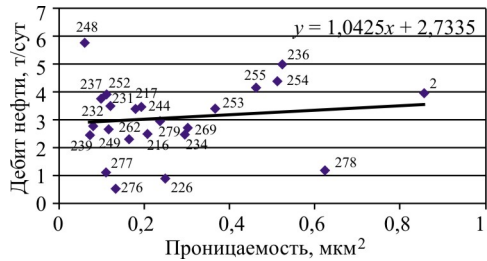


Рис. 4. Зависимость дебита нефти от средней проницаемости пластов Бш₁ и Бш₂

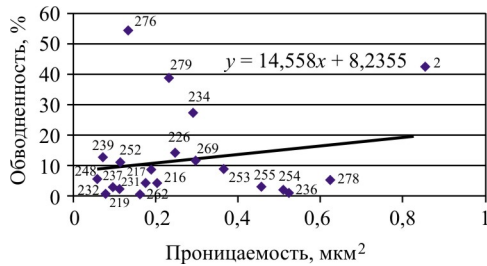
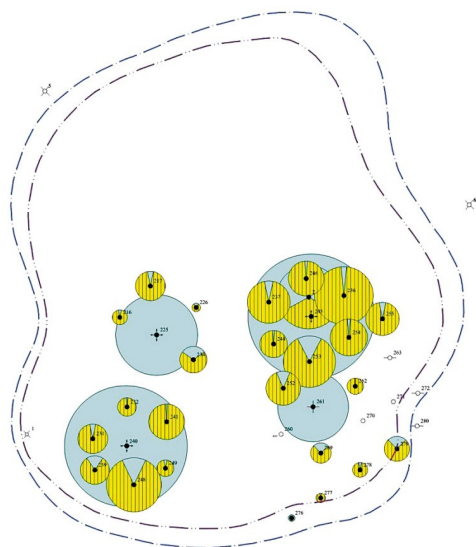


Рис. 5. Зависимость обводненности от средней проницаемости пластов Бш₁ и Бш₂

В ходе анализа построенных зависимостей был сделан вывод о том, что с ростом эффективных нефтенасыщенных толщин и показателей проницаемости происходит увеличение дебита нефти. Невысокие дебиты (<1,15 т/сут), характерные для ряда скважин (№ 226, 276, 277, 278), связаны с относительно низкими значениями проницаемости продуктивных отложений (<0,3 мкм²), вскрытых в перечисленных скважинах, а также расположением их вблизи контуров нефтеносности.



- | | |
|---|---|
| <p>Условные обозначения:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● скв. добывающие на пл. Бш ⊕ скв. нагнетательные на пл. Бш ⊘ скв. ликвидированные ⊖ скв. в консервации ○ скв. водозаборная ○ скв. добывающие на пл. В₃ --- внешний контур нефтеносности пл. Бш --- внутренний контур нефтеносности пл. Бш | <p>Способ эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> — механизированный (ШГН) ● — 1 см радиуса — 4 т/сут ⊕ — 1 см радиуса — 10 м³/сут <p>Масштаб: 1:25000</p> |
|---|---|

Рис. 6. Карта текущих отборов и закачки. Пласт Бш

Обводненность скважин также зависит от проницаемости (см. рис. 5): с увеличением фильтрационных параметров происходит рост обводненности скважины. Высокие значения обводненности скв. 2, 234, 276, 279 связаны с попаданием их в радиус влияния закачки нагнетательных скважин.

В ходе анализа карты текущих отборов и закачки пласта Бш (рис. 6) было установлено, что скв. 222, 240, 245 и 261 являются нагнетательными, а ряд добывающих скважин попадает в радиус влияния закачки этих скважин, что непосредственно сказывается на росте обводненности.

Добывающие скважины 231, 232, 239, 241, 248, 249 попадают в радиус влияния

закачки скв. 240, а добывающие скважины 2, 236, 237, 246, 253, 254, 255 – скв. 245. В основном количество извлеченной нефти в скважинах значительно выше, чем отбор воды. И только в скв. 2 отбор воды превышает количество извлекаемой нефти (~1,3 раза), что связано с высокой проницаемостью пород в скважине (0,856 мкм²) и наиболее близкой расположенностью к нагнетательной скв. 245.

Таким образом, в результате проведенных работ можно сделать вывод о том, что исследуемый объект Бш₁₊₂ обладает достаточно высокой макро- и микронеоднородностью, которая значительно влияет на процесс извлечения нефти.

Выводы

В результате проведенного исследования можно сделать вывод о том, что на процесс извлечения нефти оказывают значительное влияние геологические факторы:

- литологические особенности (тип коллектора, состав пород, цемент и др.);
- фильтрационно-емкостные параметры (пористость, проницаемость);
- эффективные нефтенасыщенные толщины пластов;
- расчлененность разреза и выдержанность пластов по площади.

Чем сложнее геологическое строение месторождения и неоднороднее эксплуатационный объект, тем сложнее выбрать рациональную систему разработки месторождения. От правильного выбора системы разработки зависят технологические факторы, например, такие как влияние закачки нагнетательных скважин, с которым может быть связан рост обводненности продукции, и, как следствие, обводненность влияет на сам процесс извлечения нефти. Поэтому при выборе системы разработки необходимо учитывать как геологические, так и технологические факторы.

Список литературы

1. Ожгибесов В.П. Общая стратиграфия. Геология Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции: Общие и региональные унифицированные стратиграфические подразделения девона, карбона и перми: справ.-метод. материал для студентов, аспирантов и преподавателей геологического факультета / сост. В.П. Ожгибесов; Перм. ун-т. – Пермь, 2011.
2. Решение регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы (Ленинград, 1988 г.) с региональными схемами. – Рассм. и утв. Межвед. стратигр. комитетом 26 янв. 1989 г. – Ленинград: МСК, 1990.
3. Стратиграфический кодекс России / отв. ред. А.И. Жамойда. – 3-е изд. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с. (Утв. Науч.-ред. советом Роснедра 27.10.2005, протокол № 241-1).
4. Технологическая схема разработки Сивинского месторождения / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2004. – 284 с.
5. Мелкишев О.А., Дурников В.И. Генетические особенности карбонатных коллекторов зоны сочленения Соликамской депрессии и передовых складок Урала // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – № 5. – С. 17–22.
6. Миронов В.В., Козлова И.А. Особенности геологического строения и условий разработки силурийских залежей Верхневожеевского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 7–12.
7. Ефимов А.А., Кочнева О.Е. Исследование приемистости отложений башкирского яруса Сибирского месторождения в различных фациальных условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 16–25.
8. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
9. Хаин Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: Олимп-Бизнес, 2008. – 726 с.
10. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 321 с.
11. Хант М. Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 706 с.
12. Галкин В.И., Кочнева О.Е. Геология нефти и газа: учеб.-метод. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 113 с.
13. Грей Ф. Добыча нефти. – М.: Олимп-Бизнес, 2001. – 416 с.
14. Мелкишев О.А., Кривошеков С.Н. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 33–41.
15. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 7–15.
16. Галкин В.И., Александрова Т.В., Костарев Г.С. Совершенствование методики оценки перевода ресурсов в запасы // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 7–14.

References

1. Ozhgibesov V.P. Obshchaia stratigrafiia. Geologiia Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii: Obshchie i regional'nye unifitsirovannye stratigraficheskie podrazdeleniia devona, karbona i permi [General stratigraphy. Geology of the Volga-Ural oil and gas province: General and regional unified stratigraphic subdivisions Devonian, Carboniferous and Permian]. Perm: Permskii universitet, 2011. 8 p.
2. Reshenie regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniia po srednemu i verkhnemu paleozoiu Russkoi platformy (Leningrad, 1988 g.) s regional'nymi skhemami [The decision of the regional stratigraphic meeting on the middle and upper Paleozoic of the Russian Platform. With regional schemes]. Leningrad: MSK, 1990.
3. Zhamoida A.I. Stratigraficheskii kodeks Rossii [Stratigraphic Code of Russia]. St. Petersburg: Izdatel'stvo Vserossiiskogo nauchno-issledovatel'skogo geologicheskogo instituta, 2006. 96 p.
4. Tekhnologicheskaiia skhema razrabotki Sivinskogo mestorozhdeniia [Development plan Sivinskogo field]. Perm: PermNIPIneft', 2004. 284 p.

5. Melkishev O.A., Durnikin V.I. Geneticheskie osobennosti karbonatnykh kolektorov zony sochleneniia Solikamskoi depressii i peredovykh skladok Urala [Genetic features of the carbonate reservoirs junction zone of Solikamskaya depression and the Urals advanced folds]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya, geoinformatsionnye sistemy, gorno-neftianoe delo*, 2010, no. 5, pp. 17–22.

6. Mironov V.V., Kozlova I.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniia i uslovii razrabotki siluriiskikh zalezhei Verkhnevozeiskogo mestorozhdeniia [Features of the geological structure and conditions of working out of silurian deposits of the Verhnevozejsky deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 2, pp. 7–12.

7. Efimov A.A., Kochneva O.E. Issledovanie priemistosti otlozhenii bashkirskogo iarusia Sibirskogo mestorozhdeniia v razlichnykh fatsial'nykh usloviakh [Investigation of deposits injectivity bashkir layer in various fields of Siberian facies conditions]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 16–25.

8. Zhdanov M.A. Neftepromyslovaia geologiya i podschet zapasov nefti i gaza [Oil field geology and evaluation of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1981. 453 p.

9. Khain N.Dzh. Geologiya, razvedka, burenie i dobycha nefti [Geology, exploration, drilling and production of oil]. Moscow: Olimp-Biznes, 2008. 726 p.

10. Ivanova M.M., Dement'ev L.F., Cholovskii I.P. Neftegazopromyslovaia geologiya i geologicheskie osnovy razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza [Geology and geological basis for the development of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1985. 321 p.

11. Khant M. Dzh. Geokhimiia i geologiya nefti i gaza [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 1982. 706 p.

12. Galkin V.I., Kochneva O.E. Geologiya nefti i gaza: uchebno-metodicheskoe posobie [Geology of oil and gas: a teaching aid]. Perm: Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2011. 113 p.

13. Grei F. Dobycha nefti [Oil production]. Moscow: Olimp-Biznes, 2001. 416 p.

14. Melkishev O.A., Krivoshekov S.N. Stokhasticheskaiia otsenka prognoznykh resursov nefti na poiskovo-otsenochnom etape geologo-razvedochnykh rabot [Stochastic evaluation of oil resources forecast on the stage of geological exploration work]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 4, pp. 33–41.

15. Luzina D.V., Krivoshekov S.N. Analiz fatsial'nykh zon i kolektorskikh svoistv tuneisko-famenskikh rifogennykh postroek Solikamskoi depressii [Analysis of facial zones and collecting properties tournaisian-famennian reef buildings of Solikamskaya depression]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 7–15.

16. Galkin V.I., Aleksandrova T.V., Kostarev G.S. Sovershenstvovanie metodiki otsenki perevoda resursov v zapasy [Improvement of methods for estimating resource transfer into reserves]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 6, pp. 7–14.

Об авторах

Кочнева Ольга Евгеньевна (Пермь, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры региональной и нефтегазовой геологии Пермского государственного национального исследовательского университета (614000, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: olgakochneva777@yandex.ru).

Моисеева Татьяна Васильевна (Пермь, Россия) – Пермский государственный национальный исследовательский университет (614000, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: mois_tan@mail.ru).

About the authors

Ol'ga E. Kochneva (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Department of Regional and Oil and Gas Geology, Perm State National Research University (614000, Perm, Bukireva st., 15; e-mail: olgakochneva777@yandex.ru).

Tat'iana V. Moiseeva (Perm, Russian Federation) – Perm State National Research University (614000, Perm, Bukireva st., 15; e-mail: mois_tan@mail.ru).

Получено 28.08.2013