

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.6

УДК 550.8.02

© Кочнева О.Е., Лимонова К.Н., 2014

ОЦЕНКА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН И ПРОДУКЦИИ ЯСНОПОЛЯНСКОЙ ЗАЛЕЖИ МОСКУДЫНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Е. Кочнева, К.Н. Лимонова*

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
Пермь, Россия

Задачи исследования – изучить данные о добыче нефти и жидкости, объемах закачки, обводненности, пластовом давлении; построить необходимые для анализа карты, графики, гистограммы; сделать выводы и дать рекомендации по дальнейшей эксплуатации обводняющихся добывающих скважин.

Для оценки обводненности скважин была рассмотрена яснополянская залежь Москудынского месторождения. Яснополянский надгоризонт (Тл + Бб) – основной объект разработки. Были построены и проанализированы карта эффективных нефтенасыщенных толщин и карта проницаемости.

Для оценки зависимости обводненности, проницаемости, дебита жидкости и эффективной нефтенасыщенной толщи были построены поля корреляции и проведены линии регрессии.

Выявленные зависимости подтверждают значительное влияние неоднородности пластов на обводненность скважин, а также указывают на то, что наибольшее влияние все-таки оказывает применяемая на месторождении система разработки.

Оценка обводненности скважин и продукции залежи показала, что мероприятия по регулированию обводненности неэффективны и требуют существенной доработки. При характеристике системы поддержания пластового давления стоит отметить ее низкую эффективность. Необходимо предпринять меры, направленные на повышение нефтеотдачи.

Ключевые слова: Москудынское месторождение, яснополянский надгоризонт, обводненность, проницаемость, дебит жидкости, эффективная нефтенасыщенная толща, карта проницаемости, поля корреляции.

EVALUATION WATER CUTTING WELLS AND PRODUCT YASNOPOLYANSKAYA SUPERHORIZON MOSKUDINSKOGO DEPOSIT

O.E. Kochneva, K.N. Limonova*

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Perm State National Research University, Perm, Russian Federation

Tasks – to examine the data on oil and liquids, injection volume, water cutting, reservoir pressure, build required to analyze maps, graphs, histograms, draw conclusions and make recommendations for further use watered wells.

To estimate the water cut wells were constructed and analyzed map neftenasyschennnyh effective thickness and permeability map.

To estimate the dependence of water content, permeability, fluid flow rate and the net pay thickness were constructed and conducted field correlation regression line.

Identified depending confirm a significant heterogeneity impact layers (variability net pay thickness and permeability) on water cutting wells, and also indicate that the greatest impact has yet applied the system in the field of development.

Evaluation of water cut wells and production deposits of showed that measures to regulate water content are not effective and require significant improvement. Characterizing the system of reservoir pressure maintenance (RPM), it is worth noting its low efficiency.

Keywords: Moskudinskoe deposit, superhorizon Yasnaya Polyana, water cutting, permeability, fluid flow rate, effective the net pay thickness, permeability map, field correlation.

Обводненность продукции большинства разрабатываемых месторождений России – серьезная и распространенная проблема нефтяной промышленности.

Обводненность – это повышенное содержание воды при заводнении. Заводнение нефтяных месторождений – это закачка воды в нефтяные пласты в целях поддержания и восстановления пластового давления и баланса пластовой энергии. При заводнении обеспечиваются высокие темпы добычи нефти, сравнительно высокая степень извлечения нефти из недр [1, 2].

Москудыньское месторождение расположено на территории Куединского района Пермского края, в 230 км к юго-западу от г. Перми, в 30 км к западу от ст. Куеда.

Яснополянский надгоризонт (Тл + Бб) – основной объект разработки. В промышленной эксплуатации находится с 1979 г. Закачка воды в пласт начата в 1987 г., были введены под закачку 11 скважин. В 2005–2006 гг. фонд действующих нагнетательных скважин составил 36. Накопленная закачка на 1 января 2007 г. – 18 840,9 тыс. м³. Используется площадная семиточечная система разработки с размещением скважин по сетке 400×400 м и с полимерным заводнением [3].

Выделенные в единый объект разработки тульские и бобриковские отложения находятся на 3-й стадии разработки [4]. Однако текущая обводненность отложений существенно не согласуется с выработкой запасов, а именно при обводненности 77,6 % текущий КИН составил 9,5 %, отбор от утвержденных НИЗ достиг лишь 32,1 %. При этом темп отбора, достигнутый при максимальной добыче нефти в 1991 г. (366,5 тыс. т), снизился до 1,03 % в 2005 г., при росте обводненности от 60,1 до 80,5 %, и увеличился до 2,16 % в 2006 г.

Фактические показатели годовой добычи нефти по месторождению ниже, чем в проекте. Так, в 2001–2005 гг. фактическая добыча нефти составляла лишь

60 % от проектной, а в 2006 г. – 78 %. Фактическая добыча нефти по объектам также ниже проектной. Так, для объекта Бб + Тл_{2-б} + Тл_{2-а} фактическая добыча нефти ниже проектной на 49 % в 2001 г. и на 38 % в 2006 г.

Таким образом, можно сделать вывод, что фактические показатели разработки ниже проектных по добыче нефти, фонду добывающих скважин, закачке воды.

С самого начала поддержания пластового давления по яснополянскому объекту и до 1996 г. имело место существенная перекомпенсация отборов жидкости закачиваемой водой, что, вероятно, привело к преждевременному обводнению близлежащих добывающих скважин.

Начальное пластовое давление по яснополянскому объекту – 14,6 МПа. Текущее пластовое давление на 1 января 2006 г. составляет 13,4 МПа, что ниже начального на 1,2 МПа. Давление насыщения нефти 8,2 МПа.

С учетом анализа динамики отборов нефти и жидкости Москудыньского месторождения по годам, а также динамики обводненности и действующего фонда можно отметить, что с ростом действующего фонда происходило увеличение отбора жидкости. Максимальный отбор жидкости (1432,4 тыс. т) приходится на 2001 г., когда число действующих добывающих скважин было наибольшим (309). Максимальные годовые отборы нефти отмечены в 1991–1992 гг. (389,6 и 387,8 тыс. т), а также дебиты по нефти (8,2 и 7,2 т/сут). Из 433 скважин месторождения на 1 января 2007 г. добыча нефти была получена в 371 скважине. По состоянию на 1 января 2007 г. на одну участвующую в добыче скважину приходится 19,15 тыс. т нефти и 51,5 тыс. т жидкости от общей накопленной добычи [3].

Средний дебит действующих скважин за 2006 г. составляет по нефти 4,7 т/сут, по жидкости – 14,8 т/сут, при среднегодовой обводненности 68,1 %.

Проведем анализ выработки запасов по объектам. Яснополянский надгоризонт

(Тл + Бб) является основным объектом и по количеству действующих скважин (56 %) и по добыче нефти (55,4 % – годовой и 73,3 % – накопленной). В 2006 г. в добыче нефти горизонта участвовало 154 скважины. Годовые отборы за 2006 г. по нефти и жидкости составили 243,9 и 1089,5 тыс. т.

По яснополянскому надгоризонту отмечается рост годового отбора и дебита по жидкости с вводом новых добывающих скважин. Максимальный отбор жидкости приходится на 2001 г. (1160,6 тыс. т).

Максимальный отбор нефти был достигнут в 1991 г. – 366,5 тыс. т, темп отбора НИЗ составил 2,32. Начиная с 1992 г., несмотря на увеличение количества действующих добывающих скважин, наблюдалось падение отборов нефти.

Количество скважин яснополянского объекта, пребывавших в добывающем фонде, – 228; количество скважин, из которых была получена нефть, – 215.

В 2006 г. скважины яснополянского надгоризонта работают с низкими дебитами по нефти. Большая часть скважин – 85 из 154 (55 %) – работают с дебитом нефти от 1 до 3 т/сут.

С обводненностью от 50 до 99 % работает 109 скважин (68,6 %). С дебитом по жидкости от 10 до 200 т/сут работает 78 скважин (51 %).

Таким образом, анализ выработки запасов нефти, проведенный по яснополянскому надгоризонту, позволил установить: неполное подключение нефтенасыщенных толщин в разработку; большие объемы попутно добываемой воды; неравномерность движения фронта заводнения; неравномерные по этапам разработки объемы выработки запасов, происходящих на скважины [5, 6].

Основной объем добычи нефти достигается в период высокой обводненности (от 35 до 82 %), а в период малого обводнения (30–35 % – период стабильной обводненности, который можно принять за безводный период) отбира-

лось всего лишь 20 % от накопленной добычи, приходящейся на скважину.

В ходе 15-летней истории падения добычи нефти (1992–2006 гг.) средний дебит скважин по жидкости сначала снижался, затем возрастал, также увеличивались и годовые отборы жидкости, и коэффициент эксплуатации скважин. Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой с 1988 г. превышала 100 % (1989 г. – 191 % и 2006 г. – 116 %) [3].

Объединение залежей в единый эксплуатационный яснополянский объект целесообразно из следующих соображений [7, 8]:

- залежи нефти приурочены к диапазону глубин 1461–1488 м;

- коллекторы имеют идентичный физико-литологический состав. Средние значения коэффициента пористости находятся в пределах от 20 до 21 %, нефтенасыщенности – от 0,79 до 0,85 д.е, коэффициент проницаемости 0,757–1,037 мкм²;

- проницаемость пластов отличается менее чем в 1,5 раза, что является допустимым при объединении пластов для совместной эксплуатации;

- средние значения нефтенасыщенных толщин находятся в диапазоне от 1,8 до 2,9 м, коэффициент песчаности – от 0,6 до 0,97 д.е, коэффициент расчлененности – от 1,13 до 2,74 д.е;

- средние величины плотности нефти в пластовых условиях 0,900–0,903 т/м³;

- вязкость нефти в пластовых условиях 68,58–98,28 мПа·с;

- утвержденные в ГКЗ МПР и стоящие на государственном балансе запасы нефти на 1 января 2005 г. приведены в целом по яснополянскому надгоризонту.

Однако следует отметить, что добычные возможности бобриковского пласта все-таки хуже (коэффициенты расчлененности и прерывистости в 3 раза выше, а вязкость нефти достигает 98 мПа·с в сравнении с 68 мПа·с на тульском пласте). Проведенный анализ показал, что при совместной разработке эти различия приводят в конце истории разработки

(1 января 2005 г.) к существенным различиям в пластовом давлении и обводненности продукции. Так, на бобриковском пласте обводненность на 1 января 2005 г. достигает 89 % в сравнении с 79 % на тульском пласте. Очевидно, что выработка пластов идет по-разному и для более полной выработки каждого пласта на данном этапе предпочтительнее выглядит раздельная разработка.

Планируется, что пробуренные совместные скважины будут продолжать совместную работу на оба пласта. Обводненные зональные интервалы на одном из двух пластов следует изолировать, и скважины необходимо перевести полностью на другой пласт.

Новые проектные скважины планируются к *раздельной работе* – либо только на тульском, либо только на бобриковском пласте.

Пласты Тл2а и Тл2б также вмещают 8 (3 + 5) залежей. Пласты характеризуются практически одинаковой пористостью и нефтенасыщенностью, средние значения проницаемости по залежам находятся в диапазоне 1,037–0,953 мкм². Бурение новых скважин на объекте Тл планируется проводить в период с 2009 по 2022 г. За этот период вводится из бурения 134 вертикальных скважины. В 2011 г. предполагается провести зарезку 19 боковых горизонтальных стволов длиной 200 м.

Объект разработки Бб включает 18 залежей. Для отложений пласта характерна резкая литологическая изменчивость, обширные зоны глинизации. Бурение новых скважин на объекте Бб планируется проводить в период с 2010 по 2021 г. За этот период вводится из бурения 7 скважин (5 добывающих и 2 нагнетательных) на горизонт Бб и 15 одновременно-раздельных с Тл.

Для анализа обводненности скважин были построены и проанализированы карта эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 1) и карта проницаемости (рис. 2).

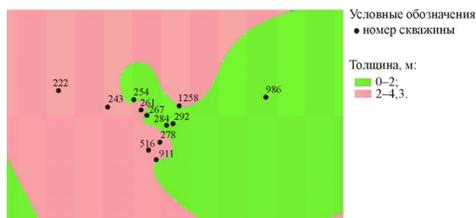


Рис. 1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Тл2-б

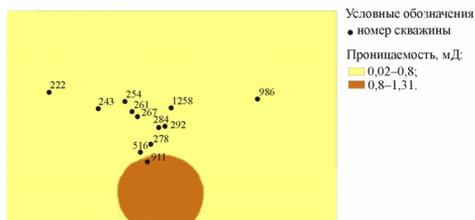


Рис. 2. Карта проницаемости пласта Тл2-б

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин была построена по пласту Тл_{2-б} (см. рис. 1), так как этот пласт является самым продуктивным. Всю карту делим на две зоны, которым присваиваем соответствующие значения толщины в метрах. С востока к центру карты протянулась зона минимальных значений 0–2 м, в ней располагаются скв. 986, 1258, 254, 267, 284, 292. Вторая зона, толщина которой 2,0–4,3 м, занимает большую часть карты, к ней относятся скв. 261, 222, 243, 576, 911, 278.

Карта проницаемости (см. рис. 2) также была построена по пласту Тл_{2-б}. Можно выделить две зоны, которым соответствуют значения проницаемости пласта. Зона минимальных значений от 0,02–0,8 мД занимает большую часть карты и протягивается с запада на восток, в ее пределах расположены скв. 222, 243, 254, 261, 267, 284, 292, 278, 516, 1258, 986. На юге карты выделена вторая зона 0,8–1,31 мД, к ней относится одна скв. 911.

На рассматриваемых картах зоны повышенных значений эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости совпадают.

С учетом оценки зависимостей обводненности, проницаемости, дебита жидкости и эффективной нефтенасыщенной толщины построили поля корреляции и провели линии регрессии (рис. 3, 4). Все построенные графики носят линейный характер и характеризуют коэффициент продуктивности исследованных скважин.

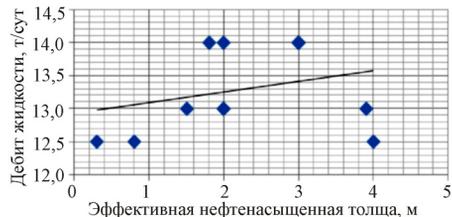
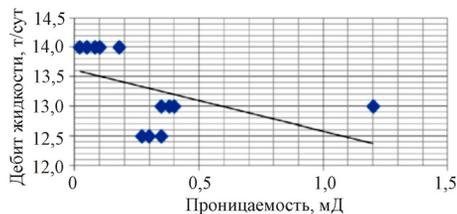


Рис. 3. Влияние различных параметров на величину дебита нефти

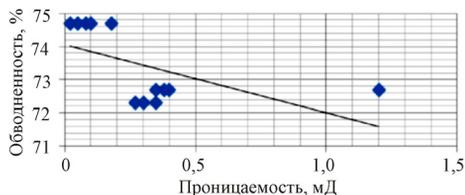
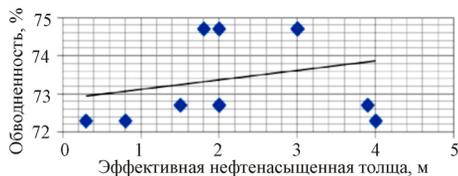


Рис. 4. Влияние различных параметров на обводненность

Полученные зависимости доказывают значительное влияние неоднородности пластов (изменчивость эффективных нефтенасыщенных толщин и проницае-

мости) на обводненность скважин, а также указывают на то, что наибольшее влияние все-таки оказывает применяемая на месторождении система разработки [9, 10].

Заключение

И так, основной объем добычи нефти обеспечивается в период высокой обводненности, в то же время в период малого обводнения отбиралось всего лишь 20 % от накопленной добычи, приходящейся на скважину [11], поэтому кроме традиционных мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи, следует провести мероприятия по разукрупнению яснополянского надгоризонта на два самостоятельных объекта разработки – Тл и Бб. Перевод скважин на другие объекты разработки является достаточно эффективным, в связи с чем скважины на участках с высокой выработкой запасов нефти и большой обводненностью (95 % и более) рекомендуется использовать в качестве возвратного фонда на других объектах.

Было рассмотрено несколько вариантов разработки исследуемого объекта. Рекомендуемый вариант рассчитан на использование полимерного заводнения. Рабочим агентом является биополимер полисахарид БП-92. Закачка водного раствора биополимера БП-92 концентрацией 2 кг/м³ осуществляется в объеме 10 % от порового пространства пласта. Закачка осуществляется во все нагнетательные скважины пласта после полного разбухания залежи (с 2023 по 2028 г.), после чего продолжается закачка воды до конца разработки. При этом достигается увеличение вязкости вытесняющего агента воды и снижается относительная вязкость нефти (68,58–98,28 мПа·с). Следует провести комплекс мероприятий по выводу скважин из бездействия и консервации. В некоторых малодобитных скважинах можно опробовать глубокопроникающий гидроразрыв [12, 13].

Исходя из результатов проведенного анализа, можем сделать вывод, что геологические показатели и показатели разработки комплексно влияют на обводнение скважин. Быстрому росту обводненности способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи. В результате чего в районе влияния нагнетательных скважин происходит опережающий прорыв закачиваемой в пласт воды по высокопроницаемым каналам и пропласткам в добывающие скв. 911, 516. Для ограничения водопритока в

этом случае рекомендуется обработка призабойной зоны пласта гидрофобизатором с целью уменьшения фазовой проницаемости по воде [14, 15].

Альтернативным решением является бурение бокового ствола вблизи кровли пласта, что позволит увеличить расстояние до ВНК и при работе с пониженной депрессией приведет к уменьшению эффекта конусообразования [15]. В скважинах, обводненность которых достигает 98 %, экономически невыгодно применение каких-либо методик ограничения водопритока, поэтому рекомендуется вывести ее из эксплуатации или перевести в класс нагнетательных.

Список литературы

1. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти / под ред. К.Р. Уразакова. – М: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 374 с.
2. Горная энциклопедия: в 5 т. Т. 2. Геосфера-Кенай / под ред. Е.А. Козловского. – М.: Сов. энцикл., 1985. – 575 с.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Москудынского месторождения / ОАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2007. – 528 с.
4. Дополнения к стратиграфическому кодексу России / ВСЕГЕИ-МСК. – СПб., 2000. – 112 с.
5. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. – Саратов: Колледж, 2003. – 97 с.
6. Elphick J., Seright R. A Classification of Water Problem Types // The Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification "Water and Gas Shutoff", august 6–8. – Houston; Texas; USA, 1997. – 126 p.
7. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
8. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов / Е.О. Антонова, Г.В. Крылова, А.Д. Прохоров, О.А. Степанов. – М: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 307 с.
9. Erik Flügel. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. – Berlin: Springer, 2004. – 265 p.
10. James Lee Wilson. Carbonate facies in geologic history. – Berlin; New York: Springer-Verlag, 1975. – 357 p.
11. Устимов С.К. Прогнозирование коэффициента извлечения нефти в процессе разработки месторождений. – М., 2007. – 24 с.
12. Clyde H. Moore. Carbonate diagenesis and porosity. – Amsterdam: Elsevier, 1989. – 224 p.
13. Wayne M. Ahr Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. – EPUB E-Book, 2011. – 302 p.
14. Абрикосов И.Х., Гутман И.С. Общая нефтяная и нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 1982. – 266 с.
15. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазпромысловая геология: учеб. для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 414 с.

References

1. Andreev V.V., Urazakov K.R., Dalimov V.U. Spravochnik po dobyche nefiti [Handbook on oil production]. Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2000. 374 p.
2. Kozlovskii E.A. Gornaia entsiklopediia: Geosfera-Kenai [Mountain Encyclopedia: Geosphere-Kenai]. Moscow: Sovetskaia entsiklopediia, 1985, vol. 2. 575 p.

3. Dopolnenie k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Moskuđinskogo mestorozhdeniia [Addition to technological development scheme Moskuđinskogo deposit]. Perm: JSC "LUKOIL-PERM", 2007. 528 p.
4. Dopolneniia k stratigraficheskomu kodeksu Rossii [Additions to the Russian Stratigraphic Code]. St.-Petersburg: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii geologicheskii institut imeni A.P. Karpinskogo. Mezhdovedomstvennyi stratigraficheskii komitet, 2000. 112 p.
5. Demakhin S.A., Demakhin A.G. Selektivnye metody izoliatsii vodopritoka v neftianye skvazhiny [Selective methods of water shut-in oil wells]. Saratov: Kolledzh, 2003. 97 p.
6. Elphick J., Seright R. A Classification of Water Problem Types. *The Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification "Water and Gas Shutoff"*. Houston; Texas; USA, 1997. 126 p.
7. Zhdanov M.A. Neftepromyslovaia geologiia i podschet zapasov nefii i gaza [Oil field geology and Calculation of oil and gas reserves]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1981. 453 p.
8. Antonova E.O., Krylov G.V., Prokhorov A.D., Stepanov O.A. Osnovy neftegazovogo dela [Fundamentals of oil and gas affairs]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. 307 p.
9. Erik Flügel. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2004. 265 p.
10. James Lee Wilson. Carbonate facies in geologic history. Berlin; New York: Springer-Verlag, 1975. 357 p.
11. Ustimov S.K. Prognozirovaniie koeffitsienta izvlecheniia nefii v protsesse razrabotki mestorozhdenii [Prediction of oil recovery factor in the process of development of deposits]. Moscow, 2007. 24 p.
12. Clyde H. Moore. Carbonate diagenesis and porosity. Amsterdam: Elsevier, 1989. 224 p.
13. Wayne M. Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. EPUB E-Book, 2011. 302 p.
14. Abrikosov I.Kh., Gutman I.S. Obshchaia nefianaia i neftepromyslovaia geologiia [The total oil and oil-field geology]. Moscow: Nedra, 1982. 266 p.
15. Ivanova M.M., Cholovskii I.P., Bragin Iu.I. Neftegazopromyslovaia geologiia [Oil and gas geology]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. 414 p.

Об авторах

Кочнева Ольга Евгеньевна (Пермь, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: Olgakochneva777@yandex.ru).

Лимонова Кристина Николаевна (Пермь, Россия) – магистрант кафедры минералогии и петрографии Пермского государственного национального исследовательского университета (г. Пермь, ул. Беляева, 40Г–58; e-mail: lim-89@mail.ru).

About the authors

Ol'ga E. Kochneva (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in geological and mineralogical sciences, associate professor of oil and gas geology department of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: Olgakochneva777@yandex.ru).

Kristina N. Limonova (Perm, Russian Federation) – undergraduate student of mineralogy and petrography department of Perm State National Research University (614000, Perm, Beliaeva st., 40G–58; e-mail: lim-89@mail.ru).

Получено 05.02.2014