

УДК 622.276 © Анурьев М.К., Гуляева Т.М., Лекомцев А.В., Чернышев Д.В., 2013

## **К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ТЕМПОВ СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ДАННЫМ ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

**М.К. Анурьев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцев\*, Д.В. Чернышев\***

Филиал «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми,  
Пермь, Россия

\*Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет, Пермь, Россия

Приводится обоснование выделения зон для геолого-гидродинамического моделирования и статистической обработки геолого-промышленной информации при проектировании геолого-технических мероприятий (ГТМ). Выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ, их планирование и обоснование участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования является достаточно актуальной задачей, обусловленной отсутствием единого подхода. Усилить обоснованность планирования мероприятий возможно добавлением промежуточного этапа анализа выработки запасов нефти между фильтрационной моделью всего объекта и секторной геолого-гидродинамической моделью участка залежи путем оценки падения объемов добычи нефти в скважин в пределах границы рассматриваемого сектора.

Проведен краткий сравнительный анализ программных продуктов, позволяющих оценивать темпы падения добычи. При наличии в них ряда недостатков разработан алгоритм, реализованный в программном продукте MS Excel в виде макроса и позволяющий рассчитывать текущие (фактические) и прогнозные темпы падения добычи нефти как по скважинам, так и по пласту в целом. В его основе лежат характеристики вытеснения (кривые обводнения), предложенные Н.В. Сипачевым, Л.Г. Пасевичем, А.М. Пирвердяном, С.Н. Камбаровым, Б.Ф. Сазоновым, а также характеристика с постоянным нефтесодержанием.

В работе также приведены результаты расчета по одному из месторождений Пермского Прикамья, представленные в виде карт распределения темпов падения добычи в пределах пласта. Выделены районы скважин с высокими значениями искомого показателя. Анализ полученных результатов позволяет оценивать области с низкой эффективностью разработки и предварительно выбирать скважины-кандидаты для воздействия на них с целью интенсификации добычи нефти и участки пласта для секторного геолого-гидродинамического моделирования.

**Ключевые слова:** темп падения добычи нефти, добыча нефти, выработка запасов, разработка нефтяных месторождений.

## **TO FORECAST THE OIL PRODUCTION DECLINE RATE BASED ON HISTORY DATA OF DEVELOPING OIL DEPOSITS**

**M.K. Anur'ev, T.M. Gulyaeva, A.V. Lekomcev\*, D.V. Chernyshev\***

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Perm, Russia  
\*Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

Within the framework of article authors explain the rationale for the allocation of areas of geological and hydrodynamic modeling and statistical analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures (GTM). Selection of wells for well intervention, planning and justification of sites for sector geological and hydrodynamic modeling is an actual problem, due to the lack of a unified approach. It is possible to strengthen the validity of planning adding an intermediate stage of analysis of oil production between the filtration model of the object and sector geological hydrodynamic modeling of the reservoir by measuring the fall in oil production wells within the boundary of the sector.

The article describes the proposed algorithm implemented in a software in the form of MS Excel macros. Algorithm allows to calculate the current (actual) and forecast the rate of decline in oil production for wells and the formation as a whole. It is based on displacement characteristics (watering curves) proposed N.V. Sipachev, L.G. Pasevich, A.M. Pirverdyan, S.N. Kambarov, B.F. Sazonov as well as characteristic with constant oil content.

The paper also presents the results of a calculation on one of the fields of Perm Perm region presented in the form of distribution maps of decline rates within the formation. Analysis of the results allows to identify the area of the low development efficiency and select well-candidates for well interventions for stimulate production of oil and sector geological and hydrodynamic modeling.

**Keywords:** rate of decline in oil production, oil production, development of reserves, the development of oil fields.

## Введение

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов в России составляет более 60 %, месторождения вступают на поздние стадии, и для более эффективной их разработки требуется применение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных в первую очередь на создание условий для равномерной выработки запасов нефти продуктивных пластов и оптимизации сроков разработки [1].

Выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ и обоснование участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования является достаточно актуальной задачей, обусловленной отсутствием единого подхода. Фактические эффективность и успешность мероприятия зависят не только от модельной эффективности, но и, в первую очередь, от заранее выбранного участка с обоснованными скважинами-кандидатами. Поэтому уже на начальной стадии проектирования появляется возможность снизить вероятность низкой модельной технологической эффективности и осуществить процесс планирования поэтапно. Расширить обоснованность планирования возможно добавлением промежуточного этапа анализа выработки запасов нефти между фильтрационной моделью всего объекта и секторной геолого-гидродинамической моделью участка залежи путем оценки падения объемов добычи нефти скважин в пределах границы рассматриваемого сектора [2, 3].

Планирование ГТМ при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, а также оценка запасов должны осуществляться с учетом технико-экономических расчетов [4, 5]. При геолого-экономической оценке запасов нефти, в том числе по международным стандартам SPE и SEC [6], используется прогноз годового темпа падения добычи и действующего фонда скважин на длительный период разработки [7]. Анализ темпов падения

добычи нефти по отдельным скважинам и пластам позволяет прогнозировать годовые отборы нефти, а также осуществлять выбор скважин-кандидатов для проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов без использования сложных и трудоемких расчетов с помощью гидродинамических симуляторов.

## Алгоритм для экспресс-оценки темпов падения добычи нефти по скважинам и по пласту

Известны программные продукты для расчета темпов падения дебитов скважин и прогнозирования отборов нефти на длительный срок. В качестве примера рассмотрены два из них, основанные на использовании характеристик вытеснения. Программа Q15 предназначена для отбора зависимостей характеристик вытеснения и последующего прогноза темпа падения добычи нефти по скважинам  $T_c$  в отдельности [8]. Эта программа не адаптирована к работе с большими базами данных и обладает невысокой оперативностью вследствие ручного ввода исходных данных. Другая программа АРМ РРМ обладает оперативностью и возможностью интеграции основных используемых баз данных. Недостатком данного программного продукта является отсутствие возможности расчета темпа падения добычи нефти по пласту  $T_p$  и сравнения его с  $T_c$ . При выборе скважин-кандидатов для проведения ГТМ неучет данного условия может привести к серьезным технологическим ошибкам и необоснованным экономическим расходам.

Учитывая описанные недостатки, авторы разработали алгоритм оценки темпов падения добычи нефти и прогнозирования данных показателей. Особенностью полученного алгоритма является возможность сравнения темпа падения добычи нефти по скважине со средним его значением по пласту. Для наглядного представления результатов расчета воз-

можно построение карт текущих и прогнозных  $T_c$  и  $T_n$  с помощью известных графических редакторов. Алгоритм расчета реализован в программном продукте MS Excel в виде макроса [9], который позволяет работать практически с любыми базами данных, что облегчает и упрощает процесс расчета искомым показателей. В его основе лежат характеристики вытеснения (кривые обводнения), предложенные Н.В. Сипачевым, Л.Г. Пасевичем, А.М. Пирвердяном, С.Н. Камбаровым, Б.Ф. Сазоновым, а также характеристика с постоянным нефтесодержанием (табл. 1). Анализ возможности и точности использования существующих характеристик вытеснения показал, что для случая, когда базовым методом разработки является заводнение для экстраполяции фактических данных, могут рекомендоваться указанные выше характеристики вытеснения [10–12]. Кривые обводнения представляют собой зависимости между накопленными отборами нефти, воды и жидкости и характеризуют процесс обводнения скважин (участка) в зависимости от накопленной добычи жидкости. Эти методы не могут быть использованы в период добычи безводной нефти.

Т а б л и ц а 1

Промыслово-статистические методы прогноза активных извлекаемых запасов нефти

№ п/п	Название характеристики вытеснения	Характеристика вытеснения
1	Сипачева–Пасевича (1972)	$Q_n = \frac{Q_{ж}}{a + b \cdot Q_{ж}}$
2	Сазонова (1973)	$Q_n = a + b \cdot \ln Q_{ж}$
3	Камбарова (1974)	$Q_n = a - \frac{b}{Q_{ж}}$
4	Пирвердяна (1970)	$Q_n = a - \frac{b}{\sqrt{Q_{ж}}}$
5	Метод постоянного нефтесодержания	$Q_n = a + b \cdot Q_{ж}$

Условно представленные промыслово-статистические методы прогноза показателей разработки можно разделить на четыре группы [13]:

**I группа** – кривые вытеснения по типу методов С.Н. Назарова, Н.В. Сипачева. Одна из существующих групп методов принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора (ВНФ) с накопленными отборами пластовых флюидов ( $Q_n$ ,  $Q_v$ ,  $Q_{ж}$ ).

**II группа** – кривые вытеснения по типу методов Б.Ф. Сазонова и С.Н. Камбарова. Результаты этих методов менее подвержены влиянию прогноза различного рода коррекций и изменений в системе разработки.

**III группа** – кривые вытеснения по типу метода А.М. Пирвердяна. При определенной степени допущений динамика накопленных отборов нефти имеет вид степенной зависимости от динамики накопленных отборов жидкости.

**IV группа** – кривые вытеснения по типу метода постоянного нефтесодержания. При расчете с помощью данного метода основным допущением является постоянство нефтесодержания продукции. В дифференциальной форме характеристика имеет вид  $f_n = \text{const}$ , где  $f_n$  – нефтесодержание.

Расчет  $T_c$  и  $T_n$  в предложенном алгоритме осуществляется по следующей схеме:

1) производится ввод исходных данных, включающих накопленную добычу нефти и накопленные отборы воды на определенные моменты текущего времени (обычно – по годам);

2) задается время расчета прогнозных показателей  $T_c$  и  $T_n$ ;

3) по исходным данным путем решения дифференциальных уравнений определяются коэффициенты  $a$  и  $b$  в формулах характеристик вытеснения, представленных в табл. 1;

4) осуществляется автоматический выбор аппроксимирующей зависимости, имеющей максимальное значение коэф-

фициента корреляции или минимальные среднеквадратичные отклонения;

5) на основе выбранной характеристики вытеснения рассчитывается текущий и прогнозный темп падения добычи нефти по формуле

$$T = \frac{Q_{i-1} - Q_i}{Q_{i-1}}, \quad (1)$$

где  $Q_{i-1}$  – это добыча нефти за предшествующий год;  $Q_i$  – добыча нефти за текущий год.

Операция прodelывается как для конкретной скважины, так и для пласта в целом. Примеры диалогового окна и расчета фактического и прогнозного темпов падения добычи нефти по пласту в тестовом режиме приведены на рис. 1.

Характеристики вытеснения	R <sup>2</sup>	Темпы падения добычи нефти	
		факт	прогноз
Сипачева-Посевича	0,9911215	0,185	0,321
Пирвердяна	0,9912211	0,178	0,235
Камбарова	0,9922981	0,166	0,2
Сазонова	0,9899422	0,19	0,276
Пост. н/содержание	0,9867796	0,218	0,378

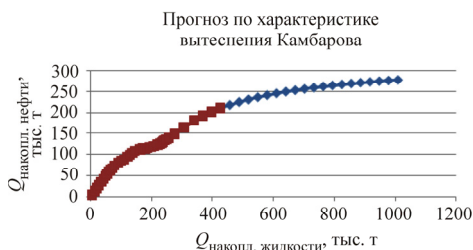


Рис. 1. Пример расчета в тестовом режиме

В программе предусмотрены некоторые ограничения по введению исходных данных. Если скважина за последние пять

лет находилась в простое, расчет по данной скважине не может быть проведен и пользователю будет предложено выбрать другую скважину. Очевидно, это связано с возникновением значительной погрешности при анализе темпов падения добычи нефти в районе данной скважины.

Если значение  $T_c > T_n$ , в диалоговом окне появляется индикация (ячейка «внимание»), что означает ухудшенные условия работы скважины по сравнению с пластом. В этом случае необходим детальный анализ данной скважины с установлением причины несоответствия добывных показателей показателям по пласту.

Результаты расчета фактических и прогнозных показателей по каждой обработанной скважине формируются в виде базы данных темпов падения добычи нефти. Для проведения анализа результатов расчета могут быть использованы графические программные продукты, позволяющие представить показатели сформированной базы данных  $T_c$  в виде карты распределения темпов добычи в пределах пласта, созданной в программных продуктах, например ArcView, imageWrap и т.д.

### Апробация алгоритма, реализованного в программном продукте

Для одного из месторождений Верхнего Прикамья, эксплуатация которого ведется 11 добывающими скважинами, реализован расчет фактических и прогнозных показателей на 20 лет по описанному выше алгоритму. За исходные данные были приняты показатели накопленной добычи нефти и жидкости по каждой скважине за исключением тех скважин, которые находятся в ликвидации. По результатам расчета было выявлено, что наиболее близкой характеристикой вытеснения являлась зависимость, предложенная Камбаровым. Прогнозные значения темпа падения добычи нефти для всех скважин оказались положительными, однако для скв. № 74 и 218 этот

показатель оказался ниже фактического на текущую дату. Очевидно, что за рассматриваемый период снижение добычи нефти замедляется при существующей системе разработки. Остальные скважины имеют тенденцию к росту  $T_c$ . Значительное увеличение данного показателя наблюдается по скв. № 265 и 271. В среднем по пласту темп снижения добычи нефти уменьшается на 13,6 % за установленный период разработки (табл. 2).

По данным табл. 2 с помощью программы ArcView построены карты темпов снижения добычи нефти на текущий и прогнозный периоды разработки пласта (рис. 2).

При анализе карт можно отметить значительное снижение добычи нефти в районе скв. № 269, 255 и 274 при существующей системе поддержания пластового давления (ППД). Предварительно оценив пластовое давление, а также остаточные

запасы нефти в зонах дренирования пласта отмеченными скважинами (примерно 45 % от всех остаточных запасов), можно сделать вывод о слабой выработке запасов и низкой эффективности системы ППД.

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Представлена схема подхода к выбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ, основанному на оценке падения объемов добычи нефти скважин и анализа выработки остаточных извлекаемых запасов.

2. С помощью предложенного программного продукта возможно обосновывать участки для секторного геолого-гидродинамического моделирования.

3. Исследование и анализ темпов падения добычи с помощью предложенного алгоритма позволяет предварительно оценивать годовые отборы нефти и остаточные запасы.

Таблица 2

Результаты расчета темпов падения добычи по скважине и по пласту в целом

Номер скважины	Характеристика вытеснения	Коэффициент корреляции	Темп падения добычи нефти					
			по скважине			по пласту		
			факт	прогноз	$\Delta$	факт	прогноз	$\Delta$
74	Камбарова	0,992	0,185	0,166	-0,019	0,176	0,2	0,024
218		0,927	0,352	0,124	-0,228			
220		0,999	0,214	0,236	0,022			
255		0,999	0,213	0,855	0,642			
264		0,997	0,450	0,755	0,305			
265		0,861	-1,081	0,046	1,127			
269		1	0,418	0,927	0,509			
270		0,993	0,377	0,755	0,378			
271		0,728	-0,878	0,091	0,969			
274		0,997	0,099	0,919	0,82			
276		0,964	-0,059	0,164	0,223			

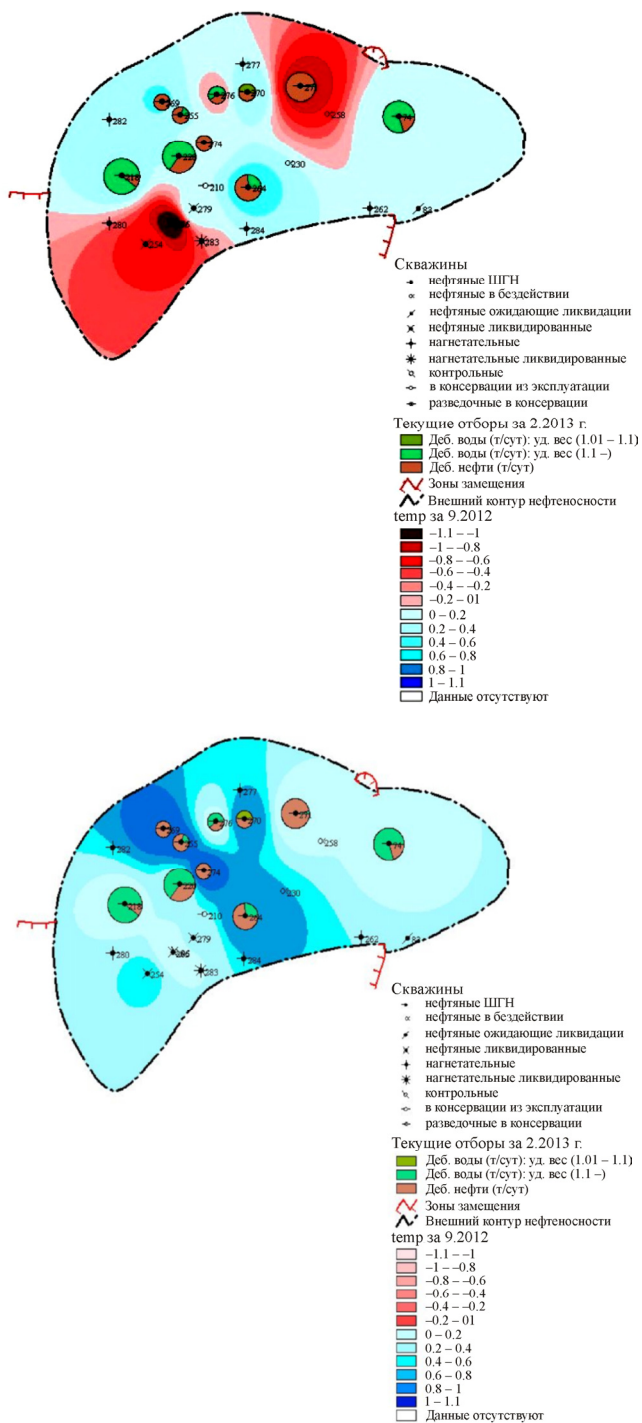


Рис. 2. Карты темпов снижения добычи нефти на текущий и прогнозный период разработки пласта

Список литературы

1. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений / Б.Т. Багишев, В.В. Исаичев, С.В. Кожакин [и др.]. – М.: Недра, 1973.
2. Еленец А.А. Планирование бурения вторых стволов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения // Нефть и газ Западной Сибири: материалы междунар. науч.-техн. конф. / Тюм. гос. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2011. – Т. 1. – С. 194–197.
3. Inclusions of well test interpretation and sector model simulation into a full field model: an integration modeling approach / N. Al-Mohannadi, O. Seybold, J. Dawans, G. Reijnders // *International Petroleum Technology Conference*, 7–9 December 2009, Doha, Qatar. – Doha, 2009. – P. 12–14.
4. Brock W., Rothschild M., Stiglitz E. Stochastic capital theory. Joan Robinson and modern economic theory. – New York: MacMillan Press, 1989. – 591–622.
5. Hill J.H. Geological and Economical Estimate of Mining Projects. – London, 1993.
6. Catalogue of international standards used in the oil & gas industry. Report № 362 / The international association of oil and gas producers. – 2012. – 127 p. – URL: [www.ogp.org.uk/pubs/362.pdf](http://www.ogp.org.uk/pubs/362.pdf) (дата обращения: 25.05.2012).
7. Поплаухина Т.Б. Разработка статистических моделей для оценки остаточных извлекаемых запасов нефти: на примере территории Пермского края: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2009. – 23 с.
8. Методические указания ОАО «ЛУКОЙЛ». Методика оценки технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов / В.Ф. Лесничий [и др.]; ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2001.
9. Блаттнер П. Использование Microsoft Office Excel 2003. Спец. издание: пер. с англ. – М.: Вильямс, 2005. – 64 с.
10. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой // Нефтепромысловое дело / Всерос. науч.-исслед. ин-т орг. упр. и экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 1976. – С. 5–7.
11. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
12. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея – Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 10. – С. 62–65.
13. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: учеб. пособие / Удмурт. ун-т. – Ижевск, 2008. – 147 с.

References

1. Bagishev B.T., Isaichev V.V., Kozhakin S.V. [et al.]. Regulirovanie processa razrabotki neftyanykh mestorozhdenij [Managing the development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1973.
2. Elenec A.A. Planirovanie bureniya vtorykh stvolov na pozdnej stadii razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya [Planning sidetracks drilling at the late stage of oil field development]. *Materialy mezhdunarodnoj nauchno-texnicheskoi konferencii Tyumenskogo gosudarstvennogo neftegazovogo universiteta "Nefi' i gaz Zapadnoj Sibiri"*. Tyumen', 2011, vol. 1, pp. 194–197.
3. Al-Mohannadi N., Seybold O., Dawans J., Reijnders G. Inclusions of well test interpretation and sector model simulation into a full field model: an integration modeling approach. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, 2009, pp. 12–14
4. Brock W., Rothschild M., Stiglitz E. Stochastic capital theory. Joan Robinson and modern economic theory. *New York: MacMillan Press*, 1989, pp. 591–622.
5. Hill J.H. Geological and Economical Estimate of Mining Projects. London, 1993.
6. Catalogue of international standards used in the oil & gas industry. Report № 362. *The international association of oil and gas producers*, 2012, p. 127, available at: [www.ogp.org.uk/pubs/362.pdf](http://www.ogp.org.uk/pubs/362.pdf) (accessed 25 May 2012).
7. Poplaxina T.B. Razrabotka statisticheskix modelej dlya ocenki ostatochnyx izvlekaemyx zapasov nefiti: na primere territorii Permskogo kraja [Development of statistical models for estimating remaining recoverable oil reserves: on example of the Perm Krai]. Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences. Perm', 2009, 23 p.

8. Lesnichij V.F. Metodicheskie ukazaniya OAO "LUKOIL". Metodika ocenki texnologicheskoy e'fektivnosti metodov povysheniya nefteodachi plastov [Methodical instructions JSC "LUKOIL". Methods of assessing technological efficiency enhanced oil recovery methods]. Moscow: LUKOIL, 2001.

9. Blattner P. Ispol'zovanie Microsoft Office Excel 2003. [Using Microsoft Office Excel 2003]. Moscow: Vil'yams, 2005. 64 p.

10. Kazakov A.A. Prognozirovanie pokazatelej razrabotki mestorozhdenij po xarakteristikam vytesneniya nefi vodoj [Forecasting of field development indicators according to the characteristics of oil displacement by water]. *Neftepromyslovoe delo*, 1976, pp. 5–7.

11. Mirzadzhanzade A.X., Xasanov M.M., Baxtizin R.N. E'tyudy o modelirovanii slozhnyx sistem neftegazodobychi. Nelinejnost', neravnovesnost', neodnorodnost' [Etudes on the modeling of complex oil and gas production systems. Nonlinearity, disequilibrium, heterogeneity]. Ufa: Gilem, 1999. 462 p.

12. P'yankov V.N. Algoritmy identifikacii parametrov modeli Bakleya – Leveretta v zadachax prognoza dobychi nefi [Algorithms for identifying Buckley – Leverett model parameters in tasks of oil production forecast]. *Neftyanoe khozjajstvo*, 1997, no. 10, pp. 62–65.

13. Savel'ev V.A., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Geologo-promyslovye metody prognoza nefteodachi [Geological and field methods for predicting of oil recovery]. Izhevsk: Udmurtskij universitet, 2008. 147 p.

#### Об авторах

**Анурьев Максим Константинович** (Пермь, Россия) – начальник отдела проектирования и разработки ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614990, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

**Гуляева Татьяна Михайловна** (Пермь, Россия) – инженер отдела проектирования и разработки ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614990, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

**Лекомцев Александр Викторович** (Пермь, Россия) – ассистент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: alex.lekومتsev@mail.ru).

**Чернышев Дмитрий Владимирович** (Пермь, Россия) – студент Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29).

#### About the authors

**Anur'ev Maksim Konstantinovich** (Perm, Russia) – head of the design and development of Branch of LCC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm (614066, Perm, Soveckoj Armii st., 29).

**Gulyaeva Tat'yana Mihajlovna** (Perm, Russia) – engineer of the design and development of Branch of LCC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm (614066, Perm, Sovetckoj Armii st., 29).

**Lecomcev Aleksandr Viktorovich** (Perm, Russia) – postgraduate student of department of development oil and gas deposits, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: alex.lekومتsev@mail.ru).

**Chernyshev Dmitriy Vladimirovich** (Perm, Russia) – student Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29).

Получено 28.02.2013