РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.1/4

© Хижняк Г.П., Амиров А.М., Савицкий Я.В., 2012

ВОЗМОЖНОСТИ УЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Я.В. Савицкий*

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми,
*Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь, Россия

Пермский край является «старым» нефтедобывающим районом с длительным опытом эксплуатации нефтяных месторождений. За период эксплуатации нефтяных месторождений для территории исследования накоплен большой статистический материал, в том числе характеризующий достигнутые в различных геолого-технологических условиях разработки показатели коэффициентов извлечения нефти. В этих условиях для решения различных прогнозных задач, в том числе для эффективного проектирования разработки месторождений, возможно эффективно применять аналого-статистические методы. Анализ влияния различных геолого-технологических показателей на перспективы нефтеизвлечения необходимо проводить главным образом на эксплуатационных объектах поздних стадий разработки. С учетом этого фонд эксплуатационных объектов на основе анализа динамики геолого-технологических показателей классифицирован на стадии разработки.

Раздельно для визейских терригенных и турнейских карбонатных объектов разработки Пермского края рассмотрено влияние коэффициента вытеснения на коэффициент извлечения нефти. Анализ выполнен на основе фактических данных эксплуатации более чем 650 объектов разработки Пермского края с учетом применяемых на них систем разработки (с реализацией поддержания пластового давления и на естественном режиме). Установлены значимые статистические различия для характеристик разработки залежей с различным типом литологии коллекторов (карбонатные и терригенные залежи), с применением поддержания пластового давления и на естественном режиме.

Предложены статистические модели оценки коэффициентов извлечения нефти в зависимости от коэффициентов вытеснения. Полученные в результате проведенного анализа значения коэффициента охвата соответствуют фактически достигаемым значениям при существующих технологиях разработки в Пермском крае, что свидетельствует о надежности обоснования коэффициентов вытеснения.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, коэффициент вытеснения, коэффициент охвата, эксплуатационный объект, стадия разработки, система разработки, поддержание пластового давления, естественный режим разработки, технологические показатели разработки.

POSSIBILITIES OF THE DISPLACEMENT FACTOR CORRECTION WHILE EVALUATING THE RECOVERY RATIO IN DIFFERENT GEOLOGIC SETTINGS OF THE TERRIGENOUS AND CARBONATE RESERVOIRS OF THE PERM REGION

G.P. Hizhniak, A.M. Amirov, Ja.V. Savitsky*

Perm branch of the LLC «LUKOIL-Inzhiniring» «PermNIPNeftef» in Perm,
*Perm State University National Research, Perm, Russia

Perm is the "old" oil-producing area with a long experience in operating oil fields. During the period for the exploitation of oil fields research a large statistical material has been accumulated, including describing the progress made in various geological and technological conditions for the development of indicators of recovery rates of oil. In this conditions for the solution of different estimated tasks, as well as for the effective layout of the field development it is possible to use analogue statistic methods. Analysis of the influence of different geological and production data on the prospects for oil extraction should be carried out mainly on the operational facilities of advanced development. In accordance with this fund operational facilities based on an analysis of the dynamics of geological and technological indicators is classified under development.

Separately for the Tournaisian Visean terrigenous and carbonate development targets of the Perm region the influence of displacement rate on the oil recovery factor are considered. The analysis is based on actual operating data for more than 650 design objects of the Perm region, taking into account applicable to the systems they develop (with the implementation of pressure maintenance and in natural mode). Significant statistical differences for the characteristics of the deposits development with different types of lithology reservoirs (carbonate and terrigenous deposits), with reservoir pressure maintenance, and a natural mode is established.

The statistical model for estimating the coefficients of oil extraction, depending on the coefficients of the displacement is suggested. The resulting analysis correspond to the values of the coverage actually reaches the value of existing technologies for development in the Perm region, which indicates the displacement efficiency.

Keywords: recovery factor, displacement efficiency, coverage rate, production facility, the stage of development, system development, maintenance of reservoir pressure, a natural mode of development, technological development indicators.

Введение

Величина коэффициента извлечения нефти (КИН) является одним из основных показателей эффективности проектируемых и реализуемых систем разработки. Несмотря на наличие многолетнего опыта расчета КИН, до сих пор не существует единого универсального способа решения этой научной задачи. Из существующих методик наиболее часто используются покоемкоэффициентный метод [1], статистическое моделирование [2], метод аналогии, геолого-технологическое моделирование, метод расчета технологических показателей.

Очевидно, что в процессе разработки нефтяного месторождения на КИН влияет большое количество факторов как геологических, обусловленных особенностями эксплуатационных объектов, так и технологических, определенных условиями разработки [3]. Для территории Пермского края обоснована целесообразность применения при оценке основных технологических показателей разработки и КИН многомерных статистических зависимостей [4–6], основой построения которых должны являться геолого-технологические показатели разработки.

Выделение эксплуатационных объектов поздних стадий разработки

Коэффициент вытеснения ($K_{вт}$) является составной частью коэффициента извлечения нефти. Оценка тесноты связи между $K_{вт}$ и КИН проводилась с учетом стадийного характера разработки нефтяных месторождений. Отнесение состояния разработки объекта к стадии разработки принимается согласно работам [7–10] следующим образом.

Первая стадия разработки – стадия разбуривания скважин основного фонда и освоения системы заводнения для поддержания пластового давления. Основные характеристики: обводненность от 0 до 13 %, выработка – 20 % извлекаемых запасов нефти. Средний темп отбора жидкости составляет от 0 до 2 %.

Вторая стадия разработки – стадия относительно высокого уровня добычи нефти. Характеризуется ростом обводненности от 13 до 40 %, средний темп отбора жидкости составляет 6 %, выработка – 20–45 %.

Третья стадия разработки – стадия значительного падения добычи нефти при разработке нефтяного объекта. Характерна значительная обводненность – 35–55 %, выработка – 38–65 %. Средний темп отбора жидкости изменяется от 9 до 11 %.

Четвёртая стадия – стадия разработки нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся низкими уровнями добычи нефти, постепенным сокращением действующего фонда скважин, обводненностью – больше 50 % и выработкой – больше 60 %, со значительным падением среднего темпа отбора жидкости.

К поздним стадиям разработки отнесены третья и четвертая стадии. На основе вышеприведенных критериев эксплуатационные объекты Пермского края классифицированы по различным стадиям разработки.

Обоснование статистических зависимостей коэффициентов извлечения нефти от коэффициентов вытеснения

Сопоставление коэффициентов вытеснения и извлечения нефти проведено для выборки, включающей терригенные и карбонатные продуктивные отложения 135 месторождений Пермского края, разрабатываемых как с поддержанием пластового давления (ППД), так и на естественном режиме (Е), для всех стадий разработки, а также объекты, не разрабатываемые в настоящее время (НР).

Рассматривались следующие объекты разработки: верхнекаменноугольные карбонатные верейские и башкирские залежи; визейские терригенные залежи; карбонатные турнейско-фаменские залежи; терригенные девонские залежи.

Исследовался линейный вид зависимости КИН от $K_{вт}$:

Рис. 1. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для визейских терригенных и карбонатных залежей, 1–4-я стадии разработки

$$K_{ИН} = A_1 \cdot K_{вт} + A_2. \quad (1)$$

На рис. 1 приведено поле корреляции КИН и $K_{вт}$ для всех залежей генеральной совокупности ($n = 666$), из которой видно, что связь между коэффициентами существует, но недостаточно тесная – средняя относительная погрешность ($\Delta_{отн}$) аппроксимации данных линейной зависимостью равна 31,1 %.

Значительно в большей степени КИН контролируется коэффициентом вытеснения при рассмотрении различных типов эксплуатационных объектов с учетом или без реализации на эксплуатационном объекте системы ППД [11, 12]. Так, для статистической выборки из визейских терригенных залежей теснота связи между КИН и $K_{вт}$ существенно выше (рис. 2). Анализ проведен для 214 залежей, из которых 144 разрабатываются с применением ППД и 70 – на естественном режиме.

При выделении групп терригенных залежей зависимости вида (1) имеют различные коэффициенты A_1 и A_2 , характеристики аппроксимации для различных режимов и стадий разработки приведены в таблице. Отклонения от уравнения регрессии обусловлены, в частности, различным охватом процессом вытеснения из выделенных объектов.

Для 70 эксплуатационных объектов, разрабатываемых на естественном режиме, теснота корреляционной связи КИН– $K_{вт}$ существенно ниже, что обусловлено рядом с другими факторами более широким

Рис. 2. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для визейских терригенных залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и на естественном режиме разработки: а – 1–4-я стадии; б – 3–4-я стадии; в – 4-я стадия

для этих объектов диапазоном изменения коэффициента охвата ($K_{охв}$) пластов процессом вытеснения. При этом режиме наибольшее влияние на КИН оказывают продуктивность пластов и плотность сетки скважин. Помимо этого, для объектов на ранних стадиях выработки в ряде случаев имеет место занижение геологических запасов и, как следствие, завышение КИН.

Построение прогнозных статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти

Наиболее устойчивые связи наблюдаются для залежей, разрабатываемых с ППД (144 объекта). При этом положительная корреляция для величины КИН с ростом $K_{вт}$ значительно усиливается на 3–4-й стадиях разработки – средняя относительная погрешность линейной аппроксимации $\Delta_{отн} = 12,3$ %, на первых двух стадиях разброс данных существенно выше $\Delta_{отн} = 17,1$ % (рис. 3).

Таблица 1

Характеристики аппроксимации зависимости КИН от $K_{вт}$
уравнением $КИН = A_1 \cdot K_{вт} + A_2$ для визейских терригенных отложений

Залежи	Режимы	Стадии разработки	Количество точек n	Коэффициенты уравнения регрессии		Коэффициент корреляции R	Коэффициент вытеснения, д.ед.		Коэффициент извлечения нефти, д.ед.		Средняя относительная погрешность аппроксимации $\Delta_{отп}$, %
				A_1	A_2		$K_{вт\min}$	$K_{вт\max}$	$КИН_{\min}$	$КИН_{\max}$	
Терр+карб	ППД+E+НР	1-4	666	0,5390	0,0110	0,245	0,413	0,784	0,025	0,636	31,1
Терр	ППД+E	1-4	214	0,8115	-0,0966	0,297	0,507	0,706	0,043	0,636	20,0
		3-4	97	0,7843	-0,0249	0,362	0,510	0,706	0,266	0,636	15,7
		4	63	0,6628	0,0641	0,243	0,556	0,700	0,309	0,636	13,6
	Е	1-4	70	0,5211	0,0205	0,209	0,510	0,687	0,043	0,535	23,8
		3-4	17	0,5813	0,0266	0,260	0,510	0,684	0,150	0,535	21,6
		4	8	-0,2916	0,5937	0,131	0,569	0,652	0,331	0,515	13,8
	ППД	1-4	144	0,8274	-0,0768	0,334	0,507	0,706	0,187	0,636	16,5
		1-2	65	0,5679	0,0422	0,255	0,507	0,687	0,187	0,551	17,1
		3	24	0,6512	0,0365	0,402	0,547	0,706	0,296	0,601	11,5
		4	55	0,6957	0,0520	0,261	0,556	0,700	0,309	0,636	12,7
		3-4	79	0,6177	0,0879	0,271	0,547	0,706	0,296	0,636	12,3

Примечание: терр – терригенные; карб – карбонатные.

Рис. 3. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для визейских терригенных залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления: а – 1-4-я стадии разработки; б – 1-2-я стадии разработки; в – 3-4-я стадии разработки

Объясняется это тем, что на 1-2-й стадиях большие, по сравнению с 3-4-й стадиями, отклонения связаны с неточной оценкой КИН. На 3-4-й стадиях КИН, как правило, уточняется, что ведет к усилению связи. Аналогичный результат получен при анализе разработки турнейских карбонатных отложений. Сопоставление коэффициентов вытеснения и коэффициентов извлечения нефти проведено для выборки, включающей турнейские карбонатные продуктивные отложения месторождений Пермского края, разрабатываемых как с поддержанием пластового давления, так и на естественном режиме для всех стадий разработки. В анализе участвовали 66 залежей 45 месторождений, из них 29 залежей разрабатываются с применением ППД, и 37 – на естественном режиме. Как при анализе визейских терригенных отложений Пермского края, для турнейских карбонатных отложений исследовался линейный вид (1) зависимости КИН от $K_{вт}$.

При выделении групп в турнейских залежах, как и в визейских терригенных, зависимости вида (1) имеют различные коэффициенты A_1 и A_2 , характеристики аппроксимации для различных режимов и стадий разработки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики аппроксимации зависимости КИН от $K_{вт}$ уравнением $КИН = A_1 \cdot K_{вт} + A_2$ для турнейских карбонатных залежей Пермского края

Режимы	Стадии разработки	Количество точек n	Коэффициенты уравнения регрессии		Коэффициент корреляции r	Коэффициент вытеснения, д.ед.		Коэффициент извлечения нефти, д.ед.		Средняя относительная погрешность аппроксимации $\Delta_{отн}, \%$
			A_1	A_2		$K_{вт\min}$	$K_{вт\max}$	$КИН_{\min}$	$КИН_{\max}$	
ППД+Е	1–4	66	0,7949	-0,1177	0,42	0,421	0,708	0,100	0,517	18,6
Е	1–4	37	1,1478	-0,3396	0,48	0,494	0,708	0,100	0,517	25,0
ППД	1–4	29	0,5313	0,0526	0,48	0,421	0,647	0,200	0,440	10,7
	1–2	12	0,5989	-0,0017	0,28	0,508	0,613	0,200	0,432	17,7
	3–4	17	0,6017	0,0198	0,76	0,421	0,647	0,283	0,440	6,5

Рис. 4. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для турнейских карбонатных залежей, режимы ППД+Е, 1–4-я стадии разработки

Рис. 5. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для турнейских карбонатных залежей, режим Е, 1–4-я стадии разработки

На рис. 4 приведено поле корреляции КИН и $K_{вт}$ для всей генеральной совокупности турнейских объектов ($n = 66$). Недостаточно тесная связь между коэффициентами (средняя относительная погрешность $\Delta_{отн}$ аппроксимации данных линейной зависимостью, равная 18,6 %) объясняется тем, что при естественном режиме диапазон из-

Рис. 6. Зависимость КИН от коэффициента вытеснения $K_{вт}$ для турнейских карбонатных залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления: а – 1–2-я стадии разработки; б – 3–4-я стадии

менения коэффициента охвата широкий, и это ведет к ослаблению зависимости конечного КИН от $K_{вт}$ – разброс точек больше, средняя относительная погрешность $\Delta_{отн}$ аппроксимации данных линейной зависимостью равна 25,0 % (рис. 5).

Значительно в большей степени КИН контролируется коэффициентом вытеснения при рассмотрении только залежей, разрабатываемых с ППД (рис. 6). При этом положительная корреляция для величины КИН с ростом $K_{вт}$ значительно усиливается на 3–4-й стадиях разработки – средняя относительная погрешность линейной аппроксимации $\Delta_{отн} = 6,5 \%$ (см. рис. 6, б), на первых двух стадиях разброс данных существенно выше – $\Delta_{отн} = 17,7 \%$ (см. рис. 6, а).

Заключение

По результатам проведенных исследований могут быть сделаны следующие выводы.

1. Важной характеристикой при оценке КИН является коэффициент вытеснения. Установлены значимые статистические различия влияния коэффициента вытеснения на КИН для залежей с различным типом литологии коллекторов (карбонатные и терригенные залежи).

2. На примере визейских терригенных и турнейских карбонатных коллекторов установлены значимые различия для залежей, разрабатываемых с применением ППД и на естественном режиме. Влияние на КИН коэффициента вытеснения зна-

чительно усиливается при применении систем с ППД.

3. При малом значении свободного члена A_2 в линейной зависимости КИН– $K_{вт}$ коэффициент A_1 , равный тангенсу угла наклона прямой, характеризует величину коэффициента охвата $K_{охв}$. По результатам проведенного анализа $K_{охв}$ для визейских терригенных и турнейских карбонатных залежей находится в диапазоне (0,6–0,7), что соответствует фактически достигаемым значениям при существующих технологиях разработки в Пермском крае и свидетельствует о надежности обоснования коэффициентов вытеснения.

Список литературы

1. Методика определения нефтеотдачи пластов и укрупненных технологических показателей разработки нефтяных залежей при заводнении (Утв. Б.П. Усачевым) / Гос. ин-т по проектированию и исслед. работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть». – Самара, 1994.
2. РД 39-0147035-214-86. Метод. руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986.
3. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.
4. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 112–115.
5. Воеводкин В.Л., Галкин С.В., Поплыгин В.В. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 45–47.
6. Оценка возможностей определения коэффициентов извлечения нефти по обобщенным статистическим моделям (на примере территории Пермского края) / В.И. Галкин, С.В. Галкин, А.Н. Аношкин, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 51–53.
7. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994.
8. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений / ВНИИОЭНГ. – М., 1995. – 496 с.
9. Галкин С.В., Кошкин К.А., Поплаухина Т.Б. Анализ структуры фонда эксплуатационных объектов при оперативной оценке остаточных запасов нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 37–39.
10. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края / Г.П. Хижняк, Т.Б. Поплаухина, С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 8. – С. 42–45.
11. Исследование эффективности заводнения при разработке ряда нефтяных месторождений Пермского края / В.И. Галкин, С.В. Галкин, В.Г. Пермьяков, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 48–50.
12. Галкин С.В., Пермьяков В.Г. Исследование влияния кратности промывки на коэффициент извлечения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 35–37.

References

1. Metodika opredeleniia nefteotdachi plastov i ukрупnennykh tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki neftiannykh zalezheĭ pri zavodnenii [Method for determination of oil recovery and technological parameters of the integrated development of oil deposits in the flooding]. Samara: Gos. in-t po proektirovaniu i issled.rabotam v nef. promyshlennosti «Giprovestokneft'», 1994.
2. RD 39-0147035-214-86. Metod. rukovodstvo po raschetu koeffitsientov izvlecheniia nefi iz nedr [Methodological guidance on the calculation of recovery rates of oil from the depths]. Moscow, 1986.
3. Galkin S.V., Poplauhina T.B., Raspopov A.V., Hizhnjak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniia nefi dlia mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Problems and prospects for exploration and development of small oil fields]. *Nefianoe hoziaĭstvo*, 2009, no. 4, pp. 38–39.
4. Poplygin V.V., Galkin S.V. Prognoznaia ekspres-ocenka pokazatelei razrabotki neftiannykh zalezheĭ [Prognostic rapid assessment of indicators of oil deposits]. *Nefianoe khoziaĭstvo*, 2011, no. 3, pp. 112–115.
5. Voevodkin V.L., Galkin S.V., Poplygin V.V. Prognozirovaniie debitov nefi pri tekhniko-ekonomicheskom obosnovanii proektov osvoeniia i poiskov mestorozhdenii territorii VKMKS [Prediction of production rates of oil in the feasibility study, project development and searches of deposits territory VKMKS]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 45–47.
6. Galkin V.I., Galkin S.V., Anoshkin A.N., Akimov I.A. Otsenka vozmozhnostei opredeleniia koeffitsientov izvlecheniia nefi po obobshchennym statisticheskim modeliam (na primere territorii Permskogo kraia) [Evaluation of options determining the coefficients of the oil recovery in generalized statistical models (on the example of Perm region)]. *Geologĭia, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10, pp. 51–53.
7. Amelin I.D., Surguchev M.L., Davydov A.V. Prognoz razrabotki neftiannykh zalezheĭ na pozdnei stadiia [Forecast of development of oil deposits in the late stage]. Moscow: Nedra, 1994.
8. Gavura V.E. Geologĭia i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii [Geology and development of oil and gas fields]. Moscow: VNIOENG, 1995. 496 s.
9. Galkin S.V., Koshkin K.A., Poplauhina T.B. Analiz struktury fonda ekspluatatsionnykh obektov pri operativnoi ocenke ostatochnykh zapasov nefi [Analysis of the structure fund operating facilities for the rapid assessment of the residual of oil reserves]. *Geologĭia, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 37–39.
10. Hizhniak G.P., Poplauhina T.B., Galkin S.V., Efimov A.A. Opyt primeneniia metodiki otsenki koeffitsienta neftevytesneniia pri proektirovanii razrabotki neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Experience of application methodology for assessing the coefficient of oil displacement in the design of the development of oil deposits of Perm kray]. *Geologĭia, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 8, pp. 42–45.
11. Galkin V.I., Galkin S.V., Permiakov V.G., Akimov I.A. Issledovanie effektivnosti zavodneniia pri razrabotke riada neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Investigation of the efficiency of water flooding in the development of several oil fields of Perm kray]. *Geologĭia, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 48–50.
12. Galkin S.V., Permiakov V.G. Issledovanie vliianiia kratnosti promyvki na koeffitsient izvlecheniia nefi. *Geologĭia, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 35–37.

Об авторах

Хижняк Григорий Петрович (Пермь, Россия) – ведущий научный сотрудник филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Амиров Алексей Маратович (Пермь, Россия) – инженер отдела исследования методов повышения нефтеотдачи пластов на керне Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Савицкий Ян Владимирович (Пермь, Россия) – студент специальности геология и геохимия горючих полезных ископаемых Пермского государственного национального исследовательского университета (614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: yanpgu@gmail.com).

About the authors

Khizhniak Grigoriy P. (Perm, Russia) – senior research fellow subsidiary LLC «LUKOIL-Engineering», «PermNIPIneft» in Perm, associate professor of mining department, Perm National Research Polytechnic University (614066, Perm, Soviet Army str., 29; e-mail: vestniknpnu@mail.ru).

Amirov Alexey M. (Perm, Russia) – engineer, research methods of higher-oil recovery in the core, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm (614066, Perm, ul. Soviet Army, 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Savitsky Jan V. (Perm, Russia) – student majoring geology and geochemistry of fossil fuels, Perm State University National Research (614990, Perm, ul. Bukireva, 15; e-mail: yanpgu@gmail.com).