РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.031 © Ерофеев А.А., Ильчибаев А.А., 2013

ОЦЕНКА ЭФФЕКТА СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ШАГИРТСКО-ГОЖАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Ерофеев, А.А. Ильчибаев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Приведены результаты исследования коэффициента влияния ствола скважины на примере добывающих скважин Шагиртско-Гожанского нефтяного месторождения. Осложнения при гидродинамических исследованиях (ГДИ) связаны в первую очередь с большой продолжительностью процесса восстановления давления. Установлено, что обработка кривых восстановления давления (КВД) без учета влияния объема ствола скважины на процесс восстановления давления может приводить к существенным погрешностям. Показаны основные способы определения коэффициента влияния ствола скважины. Качественная и количественная оценка коэффициента влияния ствола скважины осуществлялась при обработке КВД, получаемых в процессе ГДИ скважины на неустановившихся режимах, в программном комплексе Saphir компании «KAPPA». Проанализированы данные гидродинамических исследований для 10 скважин, эксплуатирующих объекты Т и Тл-Бб, за период с 2005 по 2011 г. Показаны зависимости коэффициента влияния ствола от различных параметров работы скважин, формы КВД и фильтрационных свойств пласта. Выявлено, что процессы, происходящие в стволе скважины после остановки ее на исследование, в существенной степени влияют на форму кривой восстановления давления. Установлено, что с увеличением депрессии на пласт возрастает и коэффициент влияния ствола скважины, а следовательно, и проявление процессов в стволе скважины в большей степени влияет на форму КВД, что может приводить к недовосстановленности давления и снижению достоверности результатов гидродинамических исследований скважин.

Ключевые слова: добывающая скважина, гидродинамические исследования скважины, кривая восстановления давления, проницаемость пласта, скин-фактор, пластовое давление, продуктивность, послеприток, эффект ствола скважины.

THE BOREHOLE EFFECT EVALUATION ACCORDING TO THE HYDRODYNAMIC RESEARCHES INTERPRETATION OF SHAGIRTSKO-GOZHANSKOYE FIELD WELLS

A.A. Erofeev, A.A. Il'chibaev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

The results of borehole influence coefficient investigation on example of wells Shagirtsko-Gozhanskoye oilfield are considered. Complications of hydrodynamic studies associated primarily with a long pressure recovery process. It was found that handling pressure recovery curves, excluding the impact of the volume of the wellbore pressure on the recovery process can lead to significant errors. The basic methods for determining the borehole influence coefficient are showed. Qualitative and quantitative assessment of the borehole influence coefficient was carried out while processing pressure recovery curves obtained during hydrodynamic studies well on transient modes in the software package Saphir of company KAPPA. The paper analyzes data for hydrodynamic studies of 10 wells operating objects T and T-Bb, for the period between 2005 and 2011. The dependence of the borehole influence coefficient from various well operation parameters, pressure recovery curves form and filtration properties of the formation is showed. It is revealed that the processes occurring in the wellbore after stopping it for study have a significant influence on shape of the pressure recovery curve. It has been established that with increasing depression on a layer rate the borehole influence coefficient increases too, and consequently the expression of processes in the wellbore to a greater influence on the shape of pressure recovery curves, which can lead to incomplete restoration of pressure and dynamic well test results becomes less reliable.

Keywords: production well, hydrodynamic researches of wells, pressure build-up curve, permeability, skin factor, reservoir pressure, productivity, afterflow, borehole influence coefficient.

Введение

Проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является неотъемлемой частью контроля за разработкой нефтяных месторождений, позволяет оценивать успешность реализуемых геолого-технических мероприятий. В то же время интерпретация результатов ГДИС, особенно в условиях сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами, имеет определенные трудности. Причины, осложняющие интерпретацию кривых восстановления давления (КВД), могут быть различными: интерференция соседних скважин при длительном снятии КВД, неоднородность коллектора, процессы происходящие в стволе скважины, а также приток жидкости в скважину после остановки [1, 2]. Основные расчетные формулы, используемые при обработке результатов ГДИ, получены в предположении о бесконечном пласте и мгновенном прекращении притока на забое при остановке скважины [3]. Поскольку продолжительность большого количества ГДИ недостаточна для достижения границ пласта, то наличие этих границ или совсем не влияет на форму КВД, или это влияние практически неощутимо. Условие мгновенной остановки скважины не обеспечивается применяемыми технологиями проведения исследования, так как между устьем скважины и забоем имеется ствол скважин определенного объема. В работающей скважине перед ее закрытием ствол заполнен полностью или частично газожидкостной смесью. После закрытия на устье происходит изменение забойного давления во времени и пластовый флюид продолжает поступать в ствол скважины за счет сжатия газожидкостной смеси [4]. Исходя из этого в процессе обработки КВД необходимо учитывать влияние объема ствола скважин на изменение давления.

Геолого-физическая характеристика рассматриваемой залежи

Объектом исследования является терригенная залежь в тульско-бобриковских отложениях и карбонатная залежь в турнейских отложениях Шагиртско-Гожанского нефтяного месторождения.

В статье приводятся результаты анализа данных исследований, характеризующих состояния удаленной и призабойной зон пласта восьми добывающих скважин, эксплуатирующих пласт Тл-Бб, и двух скважин, эксплуатирующих пласт Т на Шагирско-Гожанском месторождении. Геолого-физическая характеристика залежи приведена в табл. 1.

Таблица 1

Параметры	Объекты	
	Тл-Бб	Т
Средняя глубина залегания, м	1360	1425
Тип коллектора	терригенный	карбонатный
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	3,5–5,7	3,3–5,7
Пористость, %	19	12
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	887–895	901
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	38,1–41,2	42
Газосодержание, м^3/т	18,7–20,1	15,5
Начальное пластовое давление, МПа	14,6	14,5
Содержание серы в нефти, %	2,55–2,84	2,96
Содержание парафина в нефти, %	3,41–3,99	3,93

Шагиртско-Гожанское месторождение расположено в Куединском районе Пермского края, открыто в 1954 г., эксплуатируется с 1965 г., степень выработки запасов составляет 61 %. Рассматриваемые в статье скважины эксплуатируют тульско-бобриковскую залежь на двух площадях месторождения (Гожанская и Шагиртская), турнейскую залежь – на Гожанской площади. Запасы нефти залежей Тл-Бб и Т относятся к трудноизвлекаемым, так как вязкость пластовой нефти превышает 30 мПа·с, что вызывает осложнения не только при добыче нефти, но и при проведении исследований на скважинах [5]. Осложнения при ГДИ связаны в первую очередь с большой

продолжительностью процесса восстановления давления [6]. Рассмотрим способы учета влияния эффекта ствола скважины.

Учет эффекта ствола скважины при обработке КВД

В большинстве случаев при проведении ГДИ скважина закрывается на исследование на устье. Таким образом, забой и устье всегда разделяет ствол скважины, что вызывает отставание изменения давления по времени между забоем и устьем. Этот эффект называется эффектом ствола скважины. Длительность проявления эффекта ствола скважины – это время между фактической остановкой скважины и моментом времени, когда прекращается приток жидкости в ствол скважины. Существует несколько способов учета эффекта ствола скважины [7, 8]. Один из них – учет сжатия/расширения жидкости в объеме ствола скважины путем определения коэффициента C по формуле

$$C = V_w \cdot c_w, \qquad (1)$$

где V_w – объем ствола скважины; c_w – сжимаемость жидкости.

Также коэффициент C может быть определен по формуле, учитывающей рост уровня жидкости в скважине:

$$C = 144\frac{A}{\rho}, \qquad (2)$$

где A – площадь сечения ствола скважины; ρ – плотность жидкости.

Качественная и количественная оценка коэффициента влияния ствола скважины осуществлялась при обработке КВД скважин в программном комплексе Saphir. Программа позволяет проводить интерпретацию кривых на основе различных моделей пласта (однородный, модель с двойной пористостью), различных моделей границ пласта (наличие разломов и их геометрия), а также различных моделей скважин. В соответствии с простейшей моделью учета ствола скважины коэффициент C – постоянная величина [9], однако в реальных условиях это не всегда так. Изменение этого коэффициента приводит к изменению значений определяемых фильтрационных свойств коллектора. При обработке КВД в Saphir использовался алгоритм с автоматическим подбором модели пласта.

Обработка результатов гидродинамических исследований

Для оценки влияния коэффициента эффекта ствола скважины на результаты ГДИ рассмотрены КВД по скважинам № 109; 361; 388; 409; 1117; 1170; 2115; 2128, эксплуатирующим объект Т, и по скважинам № 1106 и 2147, эксплуатирующим объект Тл-Бб. На рассматриваемой выборке скважин проводились гидродинамические исследования на неустановившихся отборах в период с 2006 по 2011 г. Обработка исследований была выполнена в программном комплексе Saphir. При этом интерпретация КВД в скважинах тульско-бобриковской залежи проводилась с использованием однородной модели пласта, а для КВД скважин турнейской залежи использована модель двойной пористости. Первая модель при интерпретации имитирует терригенный пласт, вторая – карбонатный пласт с естественной трещиноватостью, матрица которого также обладает фильтрационной способностью [10–12].

В качестве примера на рис. 1 приведена интерпретация КВД скв. № 109 (объект Т), полученной в апреле 2010 г. (табл. 2), на рис. 2 приведена КВД скв. № 2147 (объект Тл-Бб), полученной в июне 2006 г. (табл. 3).

Снятие КВД на скв. № 2147 было выполнено за 14 дней, при этом выход на асимптоту зафиксирован существенно раньше, чем в предыдущем примере. В первую очередь это связано с фильтрационными свойствами рассматриваемых объектов, однако коэффициент эффекта ствола скважины при обработке данной КВД был равен $1{,}36 \cdot 10^{-6}$ м^3/Па.

Таблица 2

Исходные данные для КВД скв. № 109

Время измерений, мин	0	26	5675	46 100	65 520	81 248	90 185	97 157	104 614	109 281	112 605	115 254	116 631
Давление на забое, МПа	6,05	6,07	6,92	8,72	9,20	9,57	9,72	9,85	9,96	10,03	10,05	10,07	10,06

Таблица 3

Исходные данные для КВД скв. № 2147

Время измерений, мин	0	20	40	60	82	120	160	241	1619	5837	11 457	17 278	20 234
Давление на забое, МПа	7,282	7,299	7,353	7,407	7,443	7,504	7,576	7,717	9,017	10,384	10,807	10,984	10,958

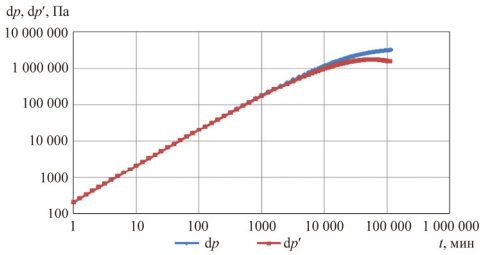


Рис. 1. Обработка КВД скв.109

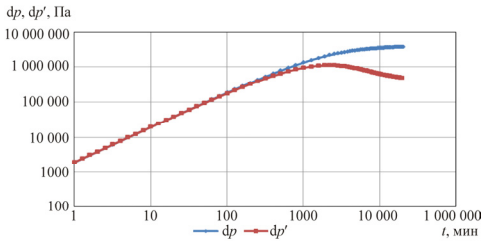


Рис. 2. Обработка КВД скв. 2147

Также стоит отметить, что обе КВД имели практически полное восстановление забойного давления (более 98 %) [13, 14] [1].

Исследование на скв. № 109 продолжалось около 80 дней, и, как видно из рис. 1, радиальный приток на КВД был зафиксирован только в конечный промежуток времени, что свидетельствует о существенном проявлении эффекта послепритока. При обработке данных по скв. № 109 был получен коэффициент эффекта ствола скважины C, равный $7{,}81 \cdot 10^{-6}$ м^3/Па.

Оценка коэффициента влияния ствола скважины

Результаты обработки КВД и показатели эксплуатации скважины представлены в табл. 4. Скважины, эксплуатирующие объект Тл-Бб в период с сентября 2005 г. по декабрь 2010 г., работали с дебитом по жидкости от 5,3 до 31,8 м^3/сут, при этом депрессия по скважинам изменялась в широком диапазоне от 0,51 до 7,99 МПа. Скважины объекта Т являются низкодебитными (до 4,5 м^3/сут) и обладают низкой продуктиностью (до 1,97 м^3/сут·МПа). Рассматривая результаты обработки КВД по скважинам, установили, что коэффициент влияния ствола скважины, определяющий продолжительность послепритока, не зависит от дебита скважины до остановки и также не определяется величиной коэффициента продуктивности скважин, однако достаточно точной корреляционной зависимостью описывается связь этого коэффициента с величиной депрессии на пласт до остановки скважины на исследование.

Для объекта Т

$$C = 1{,}16 \cdot 10^{-7} \cdot \Delta p^{3{,}34}. \qquad (3)$$

[1] РД 39-100–91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. М., 1991. 541 с.

Таблица 4

Результаты обработки КВД

Номер скв.	Дата исследования	Дебит жидкости $Q_ж$, м^3/сут	Забойное давление $p_{заб}$, МПа	Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, м^3/(сут·МПа)	Проницаемость пласта в удаленной зоне $k_{у.з.п}$, мкм^2	Скин-фактор s	Коэффициент влияния ствола скважины, м^3/Па
Объект Т									
Скв. 361	февраль 2006	18,3	7,02	14,61	7,59	2,12	0,020	5,30	1,41E-05
	январь 2009	16,9	5,99	13,98	7,99	2,06	0,033	1,33	2,50E-05
	апрель 2010	14,0	6,09	14,55	8,46	1,57	0,059	2,74	2,36E-05
Скв. 109	апрель 2010	6,3	6,05	10,84	4,79	1,32	0,018	–3,10	7,81E-06
Скв. 388	октябрь 2007	22,1	11,21	15,51	4,30	4,79	0,423	–3,93	1,71E-06
	июль 2009	34,7	7,91	15,29	7,38	4,55	–	–3,17	6,52E-06
	ноябрь 2010	5,3	6,68	12,84	6,16	0,83	0,113	–2,08	3,27E-06
Скв. 409	сентябрь 2005	31,8	8,45	11,21	2,77	8,20	–	–4,71	4,04E-06
	март 2007	30,0	7,52	11,17	3,65	3,64	0,232	–3,86	1,57E-06
	ноябрь 2007	30,5	7,41	11,13	3,72	3,47	–	–3,76	5,32E-06
Скв. 1117	февраль 2010	10,0	13,66	14,17	0,51	1,57	–	–4,33	1,18E-08
Скв. 1170	май 2008	29,5	7,44	14,86	7,42	3,92	0,166	–5,63	9,40E-06
Скв. 2115	декабрь 2009	17,0	3,72	6,43	2,71	5,88	0,225	–3,61	9,22E-07
	декабрь 2010	6,7	3,97	6,39	2,42	2,69	0,081	–4,34	4,74E-07
Скв. 2128	август 2008	30,0	10,25	11,91	1,66	17,94	0,370	–4,90	1,36E-06
Объект Тл-Бб									
Скв. 1106	май 2008	1,9	10,49	11,89	1,40	1,36	0,012	–2,56	2,28E-07
	май 2009	2,0	10,53	13,93	3,40	0,59	0,011	–3,72	6,32E-07
	октябрь 2009	2,0	10,45	14,62	4,17	0,48	–	–0,59	1,43E-06
Скв. 2147	июнь 2006	4,1	7,24	11,24	4,00	1,02	0,018	–1,74	1,36E-06
	июнь 2008	4,5	6,31	10,64	4,33	1,04	0,118	–0,24	2,03E-06
	июль 2009	4,5	8,06	10,34	2,28	1,97	0,195	–0,319	4,20E-07
	февраль 2010	4,3	7,66	10,47	2,81	1,53	0,103	–1,33	6,61E-07
	октябрь 2010	4,2	7,02	9,71	2,69	1,56	–	0,04	3,38E-07
	июнь 2011	4,1	6,81	10,13	3,32	1,24	0,075	5,25	1,11E-06

Для объекта Тл-Бб

$$C = 9,23 \cdot 10^{-8} \cdot \Delta p^{1,88}. \qquad (4)$$

Зависимости коэффициента C от депрессии приведены на рис. 3, 4. Отмечено также, что влияние эффекта ствола скважины выше для ГДИС, проведенных на объекте Т, так как депрессии на скважинах этого объекта выше, чем на скважинах тульско-бобриковской залежи.

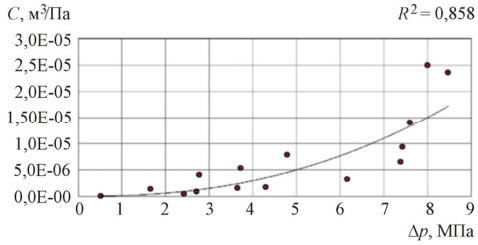


Рис. 3. Зависимость коэффициента C от Δp (объект Т)

С увеличением депрессии на пласт возрастает и коэффициент влияния ствола скважины, а следовательно, и проявление процессов в стволе скважины в большей степени влияет на форму КВД, что может приводить к недовосстановленности давления и снижению достоверности результатов ГДИС.

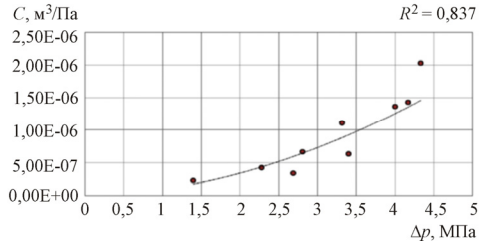


Рис. 4. Зависимость коэффициента C от Δp (объект Тл-Бб)

Заключение

Анализируя результаты, полученные при обработке КВД, можно сделать следующие выводы:

– процессы, происходящие в стволе скважины после остановкии ее на исследование, в существенной степени влияют на форму кривой восстановления давления, что может приводить к снижению информативности результатов ГДИС;

– основным параметром, определяющим величину коэфффициента влияния ствола скважины, является перепад пластового и забойного давления в момент остановки скважины.

Список литературы

1. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

2. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells // Proceedings: Third World Pet. Congress. – 1951. – Sect. II. – P. 503–521.

3. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.

4. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин: пер. с англ. / ООО «Премиум Инжиниринг». – М., 2011. – 687 с.

5. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Турбаков М.С. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 3. – С. 12–15.

6. Оценка влияния послепритока на результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин / А.А. Ерофеев, В.А. Мордвинов, И.Н. Пономарева, В.В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 49–51.

7. Dynamic Data Analysis v4.12.02 / O. Houze, D. Viturat, O.S. Fjaere [et al.]. – Kappa, 2011. – 557 p.

8. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // World oil. – 1983. – May. – P. 95–106

9. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis // Petroleum Technology. – 1959. – № 3. – P. 38–43.

10. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells // Proceedings: Third World Pet. Congress.– 1951. – Sect. II. – P. 503–521.

11. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. – 415 с.

12. Earlaugher R.C.Jr., Kerch K.M. Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching // J. Pet. Tech. – 1974. – № 26. – P. 793–800.

13. К определению продолжительности исследования скважин методом восстановления давления / В.А. Мордвинов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, А.С. Иванова // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 11. – С. 63–65.

14. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 98–100.

References

1. Shagiev R.G. Issledovanie skvazhin po KVD [Wells study on KVD]. Moscow: Nauka, 1998. 304 p.

2. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells. *Proceedings: Third World Pet. Congress*. 1951, sect. II, pp. 503–521.

3. Chernov B.S., Bazlov M.N., Zhukov A.I. Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin i plastov [Hydrodynamic studies of wells and reservoirs]. Moscow: Gostoptexizdat, 1960. 319 p.

4. Chodri A. Gidrodinamicheskie issledovaniya neftyanyx skvazhin [Hydrodynamic studies of oil wells]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2011. 687 p.

5. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Turbakov M.S. Ocenka uslovij primeneniya metodov obrabotki krivyx vosstanovleniya davleniya skvazhin v karbonatnyx kollektorax [Assessment of the conditions of pressure recovery curves processing methods application in carbonate reservoirs]. *Inzhener-neftyanik*, 2011, no. 3, pp. 12–15.

6. Erofeev A.A., Mordvinov V.A., Ponomareva I.N., Poplygin V.V. Ocenka vliyaniya poslepritoka na rezul'taty interpretacii dannyx gidrodinamicheskix issledovanij skvazhin [Estimation of afterflow effect influence on the results of the well test interpretation]. *Neftyanoe xozyajstvo*, 2013, no. 4, pp. 49–51.

7. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis v4.12.02. Kappa, 2011. 557 p.

8. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, pp. 95–106.

9. Pollard P. Evaluation of Acid Treatments From Pressure Buildup Analysis. *Petroleum Technology*, 1959, no. 3, pp. 38–43.

10. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells. *Proceedings: Third World Pet. Congress*, 1951, sect. II, pp. 503–521.

11. Basniev K.S. Podzemnaya gidromexanika [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra, 1993. 415 p.

12. Earlaugher R.C.Jr., Kerch K.M. Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching. *J. Pet. Tech*, 1974, no. 26, pp. 793–800.

13. K opredeleniyu prodolzhitel'nosti issledovaniya skvazhin metodom vosstanovleniya davleniya / V.A. Mordvinov, I.N. Ponomareva, A.A. Erofeev, A.S. Ivanova // Neft', gaz i biznes, 2012, no. 11, pp. 63–65.

14. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. K opredeleniyu plastovogo davleniya pri gidrodinamicheskix issledovaniyax skvazhin v karbonatnyx kollektorax [To definition of reservoir pressure at hydrodynamic researches of wells of the carbonate collector]. *Neftyanoe xozyajstvo*, 2011, no. 4, pp. 98–100.

Об авторах

Ерофеев Артем Александрович (Пермь, Россия) – ассистент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

Ильчибаев Артем Альбертович (Пермь, Россия) – студент Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29).

About the authors

Erofeev Artem Aleksandrovich (Perm, Russia) – assistent of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: erofeev.a@bk.ru).

Il'chibaev Artem Al'bertovich (Perm, Russia) – student, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29).

Получено 28.02.2013