

УДК 553.982.2

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ШЕРШНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Черных Ирина Александровна¹,
irina.chernykh@lp.lukoil.com

Галкин Владислав Игнатьевич²,
vgalkin@pstu.ru

Пономарева Инна Николаевна²,
permpolitech@gmail.com

¹ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,
Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29.

Актуальность. Проблема достоверного определения забойного давления является актуальной для большей части добывающего фонда механизированных скважин нефтяных месторождений Пермского края. Непосредственное измерение забойного давления в таких скважинах затруднительно, а глубинными измерительными системами оснащено только треть добывающего фонда. Для остальных скважин определение забойного давления осуществляется путем пересчета устьевых параметров. Разработанные в России и за рубежом методики пересчета основаны на расчете характеристик многофазного потока на различных участках ствола скважины, и, как показывают многочисленные исследования, их применение сопровождается невысокой достоверностью определения забойного давления. Для Шершневского нефтяного месторождения разработаны три индивидуальные методики определения забойного давления, две из них основаны на расчете характеристик многофазного потока. Третья методика основана на использовании многомерной статистической модели. Представляется актуальным проведение сравнительного анализа и оценки достоверности результатов, обеспечиваемых этими методиками.

Цель исследования: оценка достоверности трех методик определения забойного давления на основании анализа данных параллельных глубинных и устьевых измерений в нефтяных скважинах Шершневского месторождения.

Объект исследования: нефтяные скважины Шершневского месторождения, оборудованные глубинными насосами.

Методика исследования основана на использовании известных методов математической статистики.

Результаты исследования позволили сделать вывод, что методики определения забойных давлений, основанные на расчете характеристик многофазного потока, сопровождаются значительной погрешностью. Методика, основанная на использовании многомерной статистической модели, характеризуется более высокой точностью расчетов и рекомендуется к практическому применению для определения забойных давлений при эксплуатации добывающих скважин Шершневского месторождения.

Ключевые слова:

Нефтяная скважина, забойное давление, мониторинг забойного давления, многомерные математические модели, корреляционный анализ, коэффициент корреляции.

Введение

Определение забойного давления является важнейшей задачей мониторинга эксплуатации добывающих скважин. На нефтяных месторождениях Пермского края добыча нефти ведется в основном механизированным способом, и наличие в скважине насосного оборудования затрудняет непосредственное измерение давления на забое, например, глубинными манометрами.

Одним из применяемых способов определения забойного давления при эксплуатации механизированных скважин является его пересчет из величины давления на приеме насоса, которое, в свою очередь, измеряется с использованием соответствующих датчиков. Так, на рассматриваемом в статье Шершневском месторождении примерно 30 % скважин добывающего фонда оборудованы глубинными измерительными системами у приема насоса. Для остальных скважин определение забойного давления осуществляется путем пересчета устьевых параметров (динамический уровень и за-

трубное давление), и адекватность применяемых для этого методик является решающим фактором, характеризующим достоверность выполненного расчета.

В российской и зарубежной практике известно большое количество самых разнообразных методик определения забойного давления [1–12], и все они основаны на расчете характеристик многофазного потока на различных участках ствола скважины.

Детальный сравнительный обзор зарубежных методик расчета характеристик многофазного потока в стволе скважины приведен в [13]. На основе выполненной оценки достоверности демонстрируемых результатов авторы пришли к выводу о невысокой точности этих методов. Аналогичный вывод получен авторами [14] в результате анализа достоверности ряда российских методик расчета характеристик многофазного потока. Таким образом, определение забойного давления путем его вычисления по тем или иным методикам, основанным

на расчете характеристик многофазного потока, не может быть однозначно достоверным.

Абсолютно иной подход к определению забойного давления при эксплуатации механизированных скважин продемонстрирован в [15]. Разработанная для Юрчукского месторождения методика, основанная на построении многомерных статистических моделей, входными параметрами которых являются показатели, определение которых при эксплуатации скважин не сопровождается трудностями, показала высокую эффективность. В результате сделан вывод о целесообразности разработки аналогичных подходов и для других месторождений региона.

В дальнейшем многомерные статистические модели для определения забойного давления были разработаны также для еще одного представительного месторождения региона – Шершневого (залежь нефти в терригенных тульско-бобриковских отложениях).

Обзор методик определения забойного давления, разработанных для Шершневого месторождения

К распространенным на практике методикам определения забойного давления по данным устьевых замеров следует отнести алгоритмы, предложенные ООО «Универсал-Сервис» и Пермским национальным исследовательским политехническим университетом (ПНИПУ). Обе методики основаны на выделении в стволе скважины характерных интервалов и расчете показателей многофазного потока в этих интервалах.

Сравнению результатов определения значений забойного давления по трем указанным методикам посвящена настоящая статья. Анализ выполнен с применением известных методов математической статистики [16–20]. Для сопоставления моделей использованы данные 112 измерений значений забойного давления по 11 скважинам, оснащенным глубинными измерительными системами. С использованием выполненных параллельно устьевых замеров для этих же скважин произведен расчет забойного давления по методикам «Универсал-Сервис» (далее $P_{заб}^{М-УС}$) и ПНИПУ ($P_{заб}^{М-ПНИПУ}$). По известным значениям показателей эксплуатации скважин для тех же дат выполнены расчеты забойного давления с использованием многомерных статистических моделей (далее – $P_{заб}^{МММ}$). Методика построения многомерных моделей для определения значений $P_{заб}^{МММ}$ изложена в [15].

При вычислении забойного давления по модели «Универсал-Сервис» используются значения динамического уровня H_d (м), затрубного давления $P_{затр}$ и плотности жидкости $\rho_{ж}$ (кг/м³). При обосновании модели для вычисления значений $P_{заб}^{М-ПНИПУ}$ используются следующие показатели: дебит жидкости $Q_{ж}$ (м³/сутки), пластовое давление $P_{пл}$ (МПа), глубина погружения насоса под динамический уровень $H_{погр}$ (м), H_d , $P_{затр}$. При построении многомерных моделей использованы следующие показатели: H_d , $P_{затр}$, обводненность продукции B (%), $Q_{ж}$,

дебит нефти – Q_n (т/сутки), глубина скважины до водо-нефтяного контакта ($ВНК-H_{внк}$ (м)), глубина погружения насоса $H_{нас}$ (м), $H_{погр}$. Многомерные модели построены с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемых моделях выполнен при помощи метода наименьших квадратов.

Обобщенная многомерная модель, построенная для рассматриваемого объекта разработки, имеет вид:

$$P_{заб}^{МММ} = 0,874 + 0,085316P_{заб}^{М1} + 0,312329(P_{заб}^{М1}, P_{заб}^{М2}) + 0,700238(P_{заб}^{М1-1}, P_{заб}^{М1-2}, P_{заб}^{М2-1}, P_{заб}^{М2-2}). \quad (1)$$

Многомерная модель получена при объединении нескольких временных моделей, построенных для различных классов, выделенных при детальном анализе общей выборки. Модели для выделенных классов имеют следующие виды:

$$P_{заб}^{М2-2} = -1364,96 - 0,02H_d + 0,50Q_n + 0,67H_{ВНК} - 0,24Q_{ж} + 5,35P_{затр} + 0,08B + 0,01H_{нас}; \quad (2)$$

$$P_{заб}^{М2-1} = -59,749 + 0,0453Q_{ж} - 0,0185H_{нас} + 0,003H_{погр} + 0,048H_{ВНК}, \quad (3)$$

$$P_{заб}^{М1-2} = -311,432 + 0,177B - 0,171H_{ВНК} - 0,005H_d - 0,014H_{нас} + 1,748P_{затр}, \quad (4)$$

$$P_{заб}^{М1-1} = -62,452 + 0,0924Q_n - 0,0083H_{нас} + 0,0405H_{ВНК}, \quad (5)$$

$$P_{заб}^{М2} = -75,837 - 0,0032H_d - 0,0065H_{нас} + 0,0306Q_{ж} + 0,0483H_{ВНК}, \quad (6)$$

$$P_{заб}^{М1} = -302,410 - 0,004H_d + 0,163H_{ВНК} + 0,189B - 1,475P_{затр} - 0,011H_{нас} + 0,029Q_n, \quad (7)$$

$$P_{заб}^M = -206,749 - 0,04H_d + 0,112H_{ВНК} - 0,05H_{нас} + 0,015Q_{ж} + 0,714P_{затр}. \quad (8)$$

Сравнительный анализ методик определения забойного давления, разработанных для Шершневого месторождения

Сравнение средних значений данных, полученных по трем методикам, выполнено с помощью t -критерия Стьюдента. Известно, что различие в средних значениях считается статистически значимым, если $t_p > t_t$. Значения t_t определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ($\alpha=0,05$). Сравнение прогнозных средних значений с фактическими средними значениями $P_{заб}$ приведено в табл. 1.

Отсюда видно, что средние прогнозные значения $P_{заб}^{М-УС}$ и $P_{заб}^{М-ПНИПУ}$ статистически не отличаются от

средних фактических значений $P_{заб}$. При этом необходимо отметить, что величины уровня значимости p очень близки к значениям 0,05. Средние значения фактических и рассчитанных с использованием многомерных моделей забойных давлений статистически не отличаются со значительной большей надежностью.

Таблица 1. Сравнение средних значений показателей

Table 1. Comparison of average values of indicators

Статистические характеристики показателей Statistical characteristics of indicators				Критерии Criteria	
$P_{заб}$	$P_{заб}^{М-У}$	$P_{заб}^{М-ПНИПУ}$	$P_{заб}^{МММ}$	t/p	χ^2/p
МПа/MPa					
9,17±3,33	8,57±3,61	–	–	1,339164 0,181887	1,921678 0,445391
	–	8,60±3,45	–	1,245433 0,214285	1,908392 0,385124
	–	–	9,24±2,97	-0,000104 0,999917	0,001356 0,996341

Для более глубокого статистического анализа значений фактического и рассчитанного тремя анализируемыми способами забойного давления выполнены сравнения их распределений (табл. 2).

При сравнении плотностей распределений показателей, приведенных в табл. 2, в изучаемых классах применялась статистика Пирсона (χ^2). Значения критерия χ^2 приведены в табл. 1. Из таблицы видно, что по критерию χ^2 изучаемые показатели статистически не различаются, но степень различия фактических и рассчитанных по методикам «Универсал-Сервис» и ПНИПУ забойных давлений значительно больше, чем между $P_{заб}$ и $P_{заб}^{МММ}$.

При дальнейшем анализе выполнены расчеты коэффициентов парной корреляции между забойными давлениями (табл. 3), а также построены поля корреляции (рис. 1).

Отсюда видно, что во всех трех вариантах наблюдаются значимые корреляционные связи между фактическими и рассчитанными значениями

Таблица 2. Распределение значений забойных давлений

Table 2. Distribution of bottom hole pressures values

Показатели	Интервалы изменения $P_{заб}$, МПа/Intervals of change in bottom hole pressure, MPa										
	0–2	2–4	4–6	6–8	8–10	10–12	12–14	14–16	16–18	18–20	20–22
$P_{заб}$	–	0,035	0,223	0,134	0,160	0,267	0,142	0,009	–	0,017	0,008
$P_{заб}^{М-УС}$	–	0,026	0,389	0,080	0,035	0,330	0,098	0,044	–	–	–
$P_{заб}^{М-ПНИПУ}$	0,008	0,035	0,267	0,187	0,062	0,276	0,012	–	0,027	0,008	–
$P_{заб}^{МММ}$	–	–	0,214	0,133	0,232	0,241	0,142	0,017	–	0,017	–

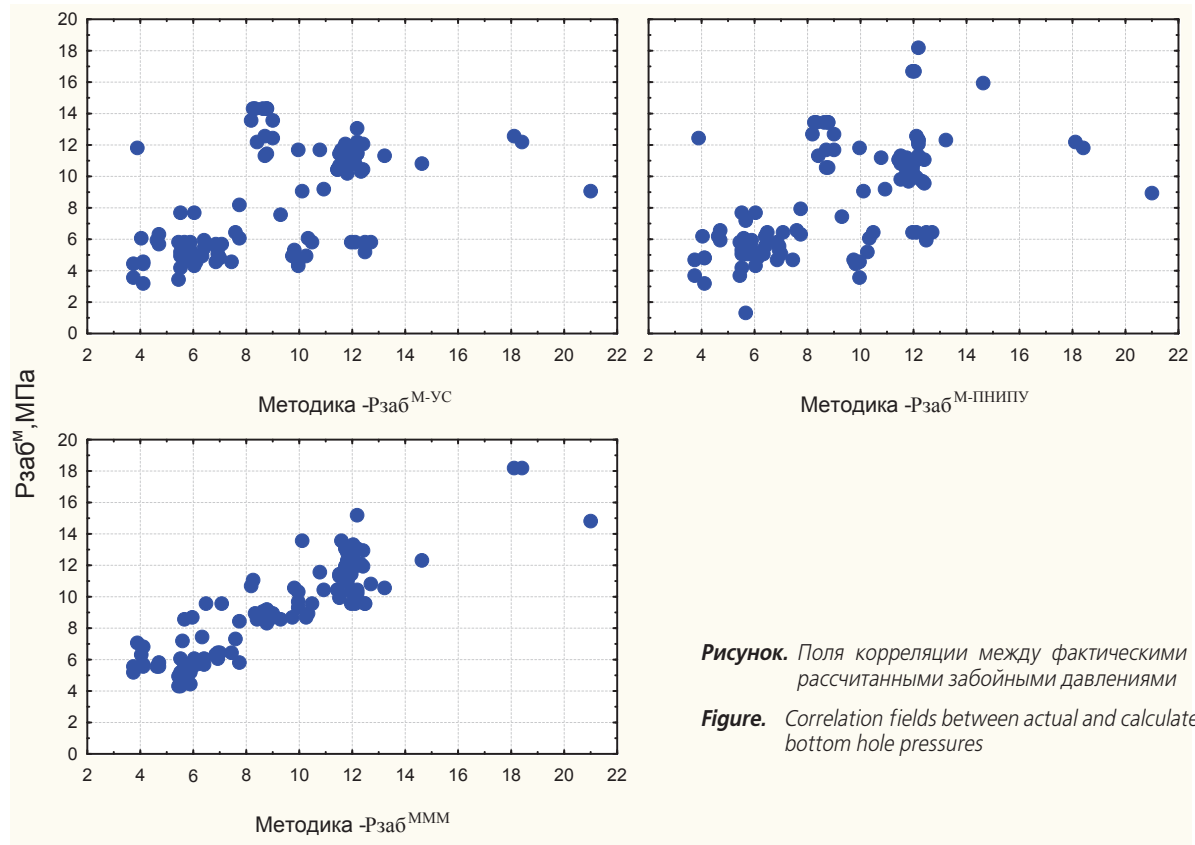


Рисунок. Поля корреляции между фактическими и рассчитанными забойными давлениями

Figure. Correlation fields between actual and calculated bottom hole pressures

забойных давлений. Максимальное значение коэффициента корреляции ($r=0,89$) получено при сравнении значений $P_{заб}$ и $P_{заб}^{MMM}$, что свидетельствует о более высокой достоверности определения забойного давления при использовании многомерных статистических моделей. Данный вывод подтверждается видом корреляционных полей, представленных на рис. 1.

Таблица 3. Корреляционная матрица

Table 3. Correlation matrix

Показатели Indices	$P_{заб}$	$P_{заб}^{M-yc}$	$P_{заб}^{M-ПНИПУ}$	$P_{заб}^{MMM}$
$P_{заб}$	1,00	0,59*	0,60*	0,89*
$P_{заб}^{M-yc}$	0,59*	1,00	0,94*	0,69*
$P_{заб}^{M-ПНИПУ}$	0,60*	0,94*	1,00	0,70*
$P_{заб}^{MMM}$	0,89*	0,69*	0,70*	1,00

Примечание: * – значимые корреляционные связи.

Note: * – significant correlation.

Из анализа представленных корреляционных полей видно, что между фактическими и рассчитанными по методикам «Универсал-Сервис» и ПНИПУ забойными давлениями имеются достаточно сложные соотношения в различных частях графиков. Корреляционное поле между $P_{заб}$ и $P_{заб}^{MMM}$ характеризуется значительно более тесной корреляционной

связью, а само поле корреляции значительно более однородное, чем в первых двух случаях.

Заключение

Таким образом, можно констатировать, что наилучшие результаты определения забойного давления получены при использовании многомерной математической модели. Приведенные данные показывают, что с помощью построения многомерных статистических моделей можно с достаточно высокой точностью определять значение забойного давления в скважинах, необорудованных глубинными измерительными системами.

Принципиальным преимуществом этого метода является использование в качестве входных параметров значения таких показателей эксплуатации, определение (измерение) которых в процессе эксплуатации скважин не сопровождается какими-либо трудностями и может быть осуществлено достаточно точно.

Поскольку построенные модели применимы только для расчета забойных давлений в работающих добывающих скважинах тульско-бобриковской залежи Шершневого месторождения, представляется целесообразным построение подобных моделей и для других объектов разработки, характеризующихся достаточной долей скважин с глубинными измерительными системами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wells / A.M. Ansari et al. // SPE Production & Facilities. – May 1994. – V. 09. – № 2. – P. 143–152.
2. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes // Journal of Petroleum Technology. – May 1973. – V. 25. – № 05. – P. 607–617.
3. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells // Proc. 6th World Petroleum Congress Section II. – Frankfurt am Main, 1963. – P. 451–465.
4. Hagedorn A.R., Brown K.E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits // Journal of Petroleum Technology. – April 1965. – V. 17. – № 04. – P. 475–484.
5. Hasan A.R., Kabir C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells // SPE Prod. Eng. – May 1998. – V. 3. – № 02. – P. 263–272.
6. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. Monograph 17, SPE. – Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers Incorporated, 1999. – 384 p.
7. Orkiszewski J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes // Journal of Petroleum Technology. – June 1967. – V. 19. – № 6. – P. 829–838.
8. Podio A.L., McCoy J.N., Becker D. Integrated Well Performance and Analysis // SPE Computer Applications. – June 1992. – P. 43–48. DOI: 10.2118/24060-PA.
9. Лекомцев А.В., Желанов Е.В., Черных И.А. Статистический подход к оценке забойных давлений в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 98–101.
10. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. К оценке забойных давлений при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5. – № 4. – С. 29–32.
11. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследований скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 84–90.
12. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневого месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 30–31.
13. Бикбулатов С.М., Пашали А.А. Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. № 2. URL: http://ogbus.ru/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf (дата обращения: 10.06.2017).
14. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 37–39.
15. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта Тл-Бб Юрчукского месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 21. – С. 320–328.
16. Черных И.А. Оценка информативности результатов механизированных скважин дистанционными приборами, спущенными под глубинный насос // НТВ «Каротажник». – 2010. – Вып. 191. – С. 67–76.
17. Selection of Representative Models for Decision Analysis Under Uncertainty / L.A.A. Meira, G.P. Coelho, A.A.S. Santos, D.J. Schiozer // Computers & Geosciences. – March 2016. – V. 88. – P. 67–82.
18. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.

19. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
20. Аренс Х., Лейтер Ю. Многомерный дисперсионный анализ / пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 231 с.

Поступила 14.06.2017 г.

Информация об авторах

Черных И.А., начальник отдела геофизики ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Пономарева И.Н., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 553.982.2

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE METHODS FOR DEFINING BOTTOM HOLE PRESSURE AT WELL OPERATION OF SHERSHNEVSKY FIELD

Irina A. Chernykh¹,
irina.chernykh@lp.lukoil.com

Vladislav I. Galkin²,
vgalkin@pstu.ru

Inna N. Ponomareva²,
permpolitech@gmail.com

¹ «LUKOIL-PERM»,
62, Lenin street, Perm, 614990, Russia.

² Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance. The problem of reliable bottom hole pressure determination is relevant for the most part of the mining fund of mechanized wells in the oil fields of the Perm Krai. Direct measurement of bottom hole pressure in such wells is difficult, and a small part of the mining fund is equipped with deep measuring systems. For the remaining wells, the bottom hole pressure is determined when the wellheads are recalculated. The methods developed in Russia and abroad are based on calculation of the characteristics of the multiphase flow at various sections of the wellbore. Their use is accompanied by low reliability. Three separate methods for determining bottom hole pressure were developed for the Shershnevsky oil field. Two of them are based on calculation of multiphase flow characteristics. The third method is based on the use of a multidimensional statistical model. It is relevant to carry out a comparative analysis and assess the reliability of these techniques.

The main aim of research is to evaluate the reliability of three methods of determining bottom hole pressure based on the analysis of the data of parallel deep and wellhead measurements in the oil producing wells of the Shershnevsky field.

Object of research is oil wells of the Shershnevsky field, operated by downhole pumps.

Method of the research is based on the use of the known methods of mathematical statistics.

Research results allowed us to conclude that the methods of determining bottom hole pressures, based on calculation of the multiphase flow characteristics, are accompanied by a significant error. The method based on the use of a multivariate statistical model is characterized by higher accuracy of calculations and it is recommended for practical use for determining bottom hole pressures during the exploitation of production wells of the Shershnevsky field.

Key words:

Oil producing well, bottom hole pressure, bottom hole pressure monitoring, multidimensional mathematical models, correlation analysis, correlation coefficient.

REFERENCES

1. Ansari A.M. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores. *SPE Production & Facilities*, May 1994, vol. 09, no. 2, pp. 143–152.
2. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, May 1973, vol. 25, no. 05, pp. 607–617.
3. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells. *Proc. 6th World Petroleum. Congress. Section II*. Frankfurt am Main, 1963, pp. 451–465.
4. Hagedorn A.R., Brown K.E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. *Journal of Petroleum Technology*, April 1965, vol. 17, no. 04, pp. 475–484.
5. Hasan A.R., Kabir C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells. *SPE Prod. Eng.*, May 1998, vol. 3, no. 02, pp. 263–272.
6. Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase Flow in Wells. Monograph 17*, SPE. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers Incorporated, 1999. 384 p.
7. Orkiszewski J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, June 1967, vol. 19, no. 6, pp. 829–838.
8. Podio A.L., McCoy J.N., Becker D. Integrated Well Performance and Analysis. *SPE Computer Applications*, June 1992, pp. 43–48. DOI: 10.2118/24060-PA.
9. Lekomtsev A.V., Zhelanov E.V. Statistical approach to evaluation of bottomhole pressures in producing wells. *Oil industry*, 2016, no. 10, pp. 98–101. In Rus.
10. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A. K otsenke zaboynykh davlenii pri ekspluatatsii skvazhin elektrosentrobezhnymi nasosami [On estimation of bottomhole pressures in wells operation with electric centrifugal pumps]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 29–32.
11. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A. Determination of pressure at the reception of electric centrifugal pumps based on well research data. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2012, no. 4, pp. 84–90. In Rus.
12. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. Evaluation of bottomhole pressures in production wells of the Shershnevsky deposit. *Oil industry*, 2011, no. 10, pp. 30–31. In Rus.
13. Bikbulatov S.M., Pashali A.A. Analysis and choice of methods for calculating the pressure gradient in the wellbore. *Electronic scientific journal. Oil and gas business*, 2005, no. 2. Available at: http://ogbus.ru/authors/Bikbulatov/Bikbulatov_1.pdf (accessed 10 June 2017). In Rus.

14. Lekomtsev A.V., Martuyushev D.A. Comparative analysis of methods of determining bottomhole pressure during well drilling studies. *Oil Industry*, 2014, no. 6, pp. 37–39. In Rus.
15. Chernykh I.A. Determination of bottomhole pressure with the help of multidimensional statistical models (on the example of the Tl-Bb layer of the Yurchuk field). *Vestnik PNIPU. Geology, oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 21, pp. 320–328. In Rus.
16. Chernykh I.A. Otsenka informativnosti rezultatov mekhanizirovannykh skvazhin distantsionnymi priborami, spushchennymi pod glubinnyi nasos [Evaluation of informative value of the results of mechanized wells by remote instruments, descended under a deep pump]. *NTV «Khotarazhnik»*, 2010, no. 191, pp. 67–76.
17. Meira L.A.A., Coelho G.P., Santos A.A.S., Schiozer D.J. Selection of Representative Models for Decision Analysis under Uncertainty. *Computers & Geosciences*, March 2016, vol. 88, pp. 67–82.
18. Putilov I.S. *Razrabotka tekhnology kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmeshcheniya mestorozhdeniy nefii i gaza* [Development of technologies for comprehensive study of geological structure and location of oil and gas fields]. Perm, Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University, 2014. 285 p.
19. Dementiev L.F. *Primenenie matematicheskoy statistiki v neftegazopromyslovyi geologii* [Application of mathematical statistics in oil and gas field geology]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 255 p.
20. Ahrens H., Leyter Yu. *Mnogomerny dispersionny analiz* [Multidimensional variance analysis]. Translated from English. Moscow, Financy i statistika Publ., 1985. 231 p.

Received: 14 June 2017.

Information about the authors

Irina A. Chernykh, head of the department, «LUKOIL-PERM».

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc., professor, head of the department, Perm National Research Polytechnic University.

Inna N. Ponomareva, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.