

УДК 519.688: 622.276

МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ИНДИКАТОРНОЙ КРИВОЙ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Нгуен Тхак Хоай Фьонг,

аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений
Института природных ресурсов Национального исследовательского
Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск,
пр. Ленина, 30. E-mail: nguyenuongtpu1512@gmail.com

Сергеев Виктор Леонидович,

доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных
месторождений Института природных ресурсов Национального
исследовательского Томского политехнического университета,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения информативности результатов стационарных газодинамических исследований скважин, сокращением количества режимов и длительности исследований скважин, уменьшением выбросов газа в атмосферу.

Цель исследования. Разработка метода идентификации и интерпретации стационарных газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой, позволяющего учитывать дополнительную априорную информацию, повысить точность определения пластового давления и фильтрационных параметров, сократить время исследований.

Методы исследования. Использованы теоретические и практические разработки в области газодинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем, оптимизации функций и линейной алгебры. В основе предлагаемого метода использовалась интегрированная система моделей индикаторной кривой с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта. Определение параметров модели индикаторной кривой, представляющей двучленный закон фильтрации Форхгеймера, и управляющих параметров, определяющих значимость (вес) экспертных оценок, проводилось путем решения двух оптимизационных задач с использованием квадратичных показателей качества. Для апробации метода использовались промысловые данные стационарных газодинамических исследований скважин месторождения Тюменской области по индикаторной кривой и экспертные оценки пластового давления и фильтрационных параметров пласта.

Результаты. Разработан метод идентификации и интерпретации стационарных газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой, позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию, определять наилучшим, в смысле заданных показателей качества, образом пластовое давление и коэффициенты фильтрационных сопротивлений. На примере обработки результатов газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой показано, что метод позволяет повысить точность определения пластового давления, коэффициентов фильтрационного сопротивления, сократить количество режимов и длительность исследований.

Ключевые слова:

Идентификация, интерпретация, газодинамические исследования скважин, индикаторная кривая, интегрированные системы моделей, априорная информация, газоконденсатные месторождения.

Введение

Газодинамические исследования скважин (ГДИС) на стационарных режимах фильтрации по индикаторной кривой (ИК) являются в настоящее время одним из основных методов получения информации о текущем состоянии скважины и ее призабойной зоны [1–10]. При интерпретации ГДИС на стационарных режимах фильтрации часто используется двучленный закон фильтрации Форхгеймера [3–5, 11–18]. В данном случае модель ИК, представляющая зависимость потерь пластовой энергии от дебита скважины, имеет вид

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = aq + bq^2, \quad (1)$$

где $p_{пл}^2$, p_3^2 – пластовое и забойное давление соответственно; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; q – дебит скважины.

В работах [3–5, 11] коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b в модели ИК (1) предлагается оценивать методом наименьших квадратов при известном значении пластового давления. Однако использование такой технологии идентификации ИК, основанной на модели (1) и методе наименьших квадратов, в реальных промысловых условиях вызывает значительные трудности, связанные с определением пластового давления, обеспечением устойчивости оценок, повышением их точности, сокращением режимов и длительности исследований скважин, уменьшением выбросов газа в атмосферу.

В данной работе рассматривается метод идентификации ИК на основе технологии интегрированных моделей [19, 20] с учетом дополнительной априорной информации, позволяющий наряду с коэффициентами фильтрационного сопротивления определять пластовое давление, повысить точность

определения фильтрационных параметров и сократить количество режимов исследований скважин.

Модели и алгоритмы идентификации индикаторной кривой

Основой предлагаемого метода идентификации является интегрированная система моделей (ИСМ) ИК с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении $p_{пл}$ и коэффициенты фильтрационного сопротивления a, b :

$$\begin{cases} y_i^* = f(a, b, p_{пл}^2, q_i) + \xi_i = p_{пл}^2 - aq_i - bq_i^2 + \xi_i, \\ \bar{p}_{пл}^2 = p_{пл}^2 + v, \bar{a} = a + \eta_1, \bar{b} = b + \eta_2, i = \overline{1, n}, \end{cases} \quad (2)$$

где $y_i^* = p_{i,3}^2, q_i$ – значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером i ; $\bar{p}_{пл}^2, \bar{a}, \bar{b}$ – дополнительные априорные данные и экспертные оценки квадрата пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления; n – число режимов испытания скважины; $\xi_i, \eta_j, j = \overline{1, 3}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п.

Рассмотрим процедуру определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и пластового давления ИСМ ИК (2), представленной для удобства в матричном виде:

$$\begin{cases} Y^* = F\alpha + \xi, \\ \bar{\alpha} = \alpha + \eta, \end{cases} \quad (3)$$

где $F = (x_{i,j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3})$ – матрица значений дебита скважины на разных режимах ее работы, в которой $x_{i,1} = 1, x_{i,2} = -q_i, x_{i,3} = -q_i^2$; $\alpha = (\alpha_1 = p_{пл}^2, \alpha_2 = a, \alpha_3 = b)$ – вектор неизвестных значений параметров модели ИК; $\bar{\alpha} = (\bar{\alpha}_j, j = \overline{1, 3})$ – вектор дополнительных априорных данных и экспертных оценок квадрата пластового давления $\bar{\alpha}_1 = \bar{p}_{пл}^2$ и фильтрационных параметров пласта $\bar{\alpha}_2 = \bar{a}, \bar{\alpha}_3 = \bar{b}$. Идентификация ИСМ ИК (3) с использованием технологии интегрированных моделей заключается в решении двух оптимизационных задач [19, 20]:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta), \quad (4)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha^*(\beta)), \quad (5)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$). Комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (3) $\Phi(\alpha, \beta) = \Phi(J_0(\alpha), J_a(\alpha, \beta))$ представляет заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества модели индикаторной кривой

$$J_0(\alpha) = \sum_{i=1}^n \psi_0(y_i^* - \alpha_1 + \alpha_2 q_i + \alpha_3 q_i^2) \quad (6)$$

и частного показателя качества моделей дополнительных априорных сведений

$$J_a(\alpha, \beta) = \sum_{j=1}^3 \beta_j \psi_a(\bar{\alpha}_j - \alpha_j), \quad (7)$$

где $\beta = (\beta_j, j = \overline{1, 3})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений, а ψ_0, ψ_a – заданные функции.

Результаты интерпретации газодинамических исследований скважин по ИК

Результаты интерпретации стационарных газодинамических исследований скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1–7 и в табл. 1, 2. На рис. 1 приведены измеренные значения забойного давления и дебита скважин № 1 и № 2, изображенные линиями 1 и 2 соответственно.

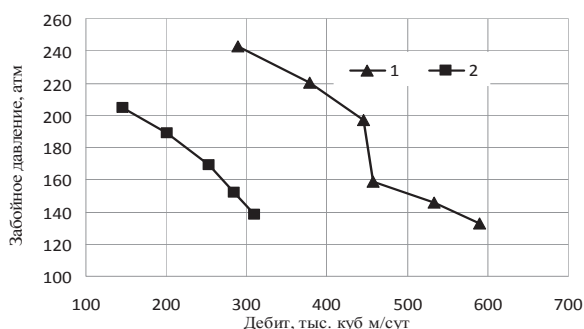


Рис. 1. Индикаторные кривые скважин № 1, № 2

Fig. 1. Indicator diagrams of wells no. 1, 2

На рис. 2–7 (линия 1) приведены оценки пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления на разных режимах работы скважин, полученные путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ):

$$(F^T F + W(\beta))\alpha(\beta) = (F^T Y^* + W(\beta) \bar{\alpha}). \quad (8)$$

Отметим, что СЛАУ следует из (4) [19] при использовании комбинированного показателя качества

$$\Phi(\alpha, \beta) = \|Y^* - F\alpha\|^2 + \|\bar{\alpha} - \alpha\|_{W(\beta)}^2,$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$; $W(\beta) = \text{diag}(\beta_1, \beta_2, \beta_3)$ – диагональная матрица управляющих параметров.

Линией 2 (см. рис. 2–7) изображены оценки пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления, полученные традиционным методом наименьших квадратов путем решения СЛАУ

$$(F^T F)\alpha(0) = F^T Y^*, \quad (9)$$

следующей из (8) при значениях управляющих параметров β , равных нулю.

Используемые значения вектора дополнительных априорных данных α – приведены в табл. 1. Оценки вектора управляющих параметров β^* определялись путем решения оптимизационной задачи (5) методом деформированного многогранника [21].

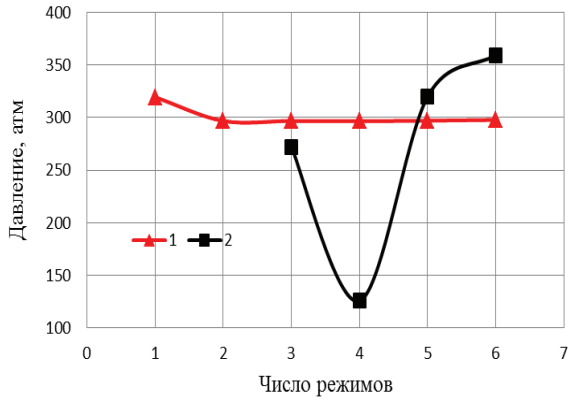


Рис. 2. Оценки пластового давления скважины № 1

Fig. 2. Estimates of reservoir pressure of well no. 1

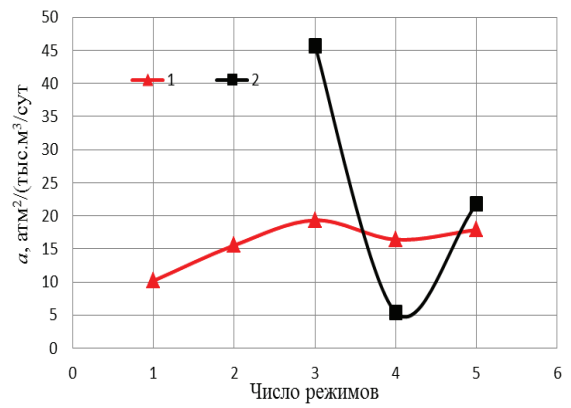


Рис. 5. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a скважины № 2

Fig. 5. Estimates of filtration resistance coefficient a of well no. 2

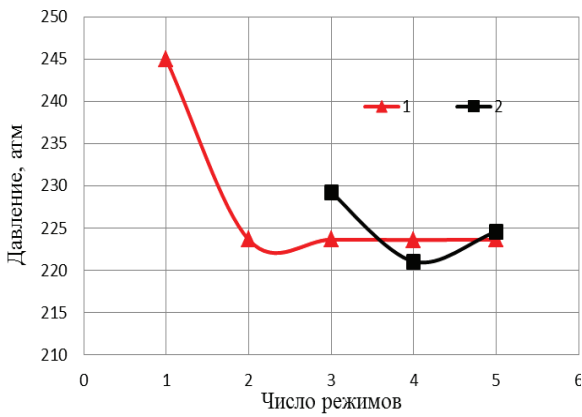


Рис. 3. Оценки пластового давления скважины № 2

Fig. 3. Estimates of reservoir pressure of well no. 2

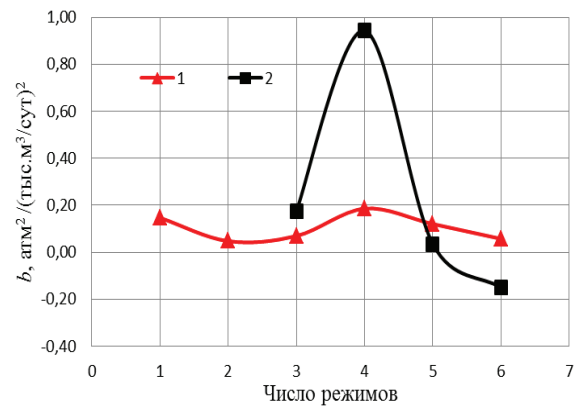


Рис. 6. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b скважины № 1

Fig. 6. Estimates of filtration resistance coefficient b of well no. 1

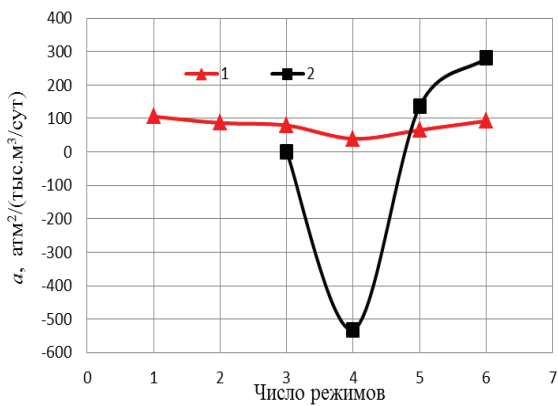


Рис. 4. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления a скважины № 1

Fig. 4. Estimates of filtration resistance coefficient a of well no. 1

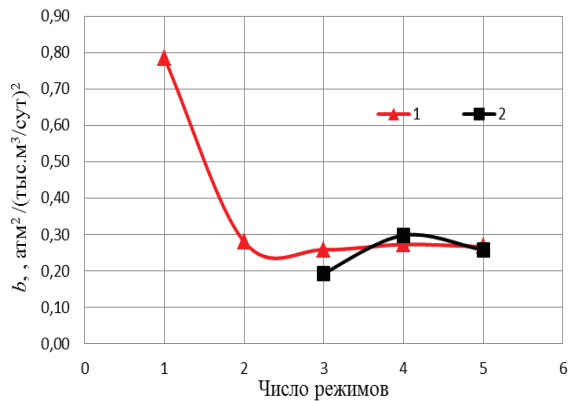


Рис. 7. Оценки коэффициента фильтрационного сопротивления b скважины № 2

Fig. 7. Estimates of filtration resistance coefficient b of well no. 2

Таблица 1. Дополнительные априорные данные и экспертные оценки

Table 1. Additional a priori information and expert estimates

Скважины Wells	Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm	Коэффициенты фильтрационного сопротивления Filtration resistance coefficients	
		\bar{a} , атм ² /(тыс. м ³ /сут) \bar{a} , атм ² /(10 ³ м ³ /d)	\bar{b} , атм ² /(тыс. м ³ /сут) ² \bar{b} , атм ² /(10 ³ м ³ /d) ²
1	312	100	0,1
2	245	20	0,4

В табл. 2 приведены оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления и пластового давления, полученные на основе метода интегрированных моделей (ИМ) путем решения СЛАУ (8) и метода наименьших квадратов (НК) путем решения СЛАУ (9).

Из рис. 1–7 и табл. 2 видно, что предложенный метод, модели (2), (3) и алгоритмы интерпретации ИК (4)–(8) позволяют более точно определять пластовое давление, коэффициенты фильтрационного сопротивления и сократить число режимов исследования скважин по сравнению с традиционной технологией интерпретации, основанной на методе наименьших квадратов (9).

Выводы

1. Предложен метод идентификации и интерпретации стационарных газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой, позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию о пластовом давлении и коэффициентах фильтрационного сопротивления.
2. На примерах интерпретации данных газодинамических исследований двух газовых скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения показано, что предложенный метод, моде-

Таблица 2. Результаты обработки ИК скважин № 1, № 2 Уренгойского газоконденсатного месторождения

Table 2. Results of processing indicator diagram of wells no. 1, 2 of the Urenгой gas condensate field

Номер режима исследования Number of testing mode	Скважины/Wells	Метод Method	Оценки коэффициентов фильтрационного сопротивления a' , b' Estimates of filtration resistance coefficients a' , b'		Оценки пластового давления Estimates of reservoir pressure $p_{nn}^* = \alpha'_{1,n}(\beta_n^*)$, атм $p_{nn} = \alpha'_{1,n}(\beta_n^{**})$, атм
			$a' = \alpha'_{2,n}(\beta_n^*)$, атм ² /(тыс. м ³ /сут) $a' = \alpha'_{2,n}(\beta_n^*)$, атм ² /(10 ³ м ³ /D)	$b' = \alpha'_{3,n}(\beta_n^*)$, атм ² /(тыс. м ³ /сут) ² $b' = \alpha'_{3,n}(\beta_n^*)$, атм ² /(10 ³ м ³ /D) ²	
2	1	ИМ ИМ	86,82	0,05	296,95
		ИМ ИМ	15,54	0,28	223,61
3	1	ИМ ИМ	79,59	0,07	296,92
		НК НК	0,81	0,18	272,15
	2	ИМ ИМ	19,34	0,26	223,63
		НК НК	45,73	0,19	229,25
4	1	ИМ ИМ	39,61	0,19	296,67
		НК НК	-530,97	0,27	125,86
	2	ИМ ИМ	16,41	0,27	223,59
		НК НК	5,40	0,30	221,03
5	1	ИМ ИМ	65,66	0,12	297,13
		НК НК	136,86	0,03	320,24
	2	ИМ ИМ	17,89	0,27	223,62
		НК НК	21,79	0,26	224,57
6	1	ИМ ИМ	92,90	0,06	297,90
		НК НК	280,48	-0,15	359,5

ли и алгоритмы идентификации и интерпретации позволяют определять пластовое давление, повысить точность оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления, сократить время проведения исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 2000. – 257 p.
3. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
4. Алиев З.С., Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
5. Гасумов Р.А., Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Методика обработки данных гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 3. – С. 8–11.
6. Эрлагер мл.Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
8. Васильев Ю.Н., Дубинина Н.И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. – М.: ООО «НЕДРА – Бизнесцентр», 2008. – 116 с.

9. Карнаузов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженеров по исследованию скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.
10. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина, М.Р. Камардинов, Т.А. Деева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
11. Лапшин В.И. Интерпретация результатов газодинамических исследований скважин (при установленном режиме фильтрации) // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2015. – № 3 (23). – С. 36–41.
12. Оптимизация газодинамических исследований на газовых месторождениях А.В. Нурмакин, А.Н. Лапердин, С.Г. Кочетов, А.С. Епрынецев // Научно-технический журнал «Геология, география и глобальная энергия». – 2011. – № 41. – С. 186–189.
13. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
14. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Иш-каев, В.М. Хусаинов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.
15. Айрапетов А.Л. Уточнённый метод обработки результатов ГДИ вертикальных газовых скважин последовательной сме-

- ной установившихся отборов // Сборник трудов 69-й Международной молодежной научной конференции нефти и газа / Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2015. – С. 18–26.
16. Houpert A. On the flow of gases in porous media // Revue de L'Institut Francais du Petrole. – 1959. – № 14 (11). – P. 1468–1684.
17. Al-Hussainy R., Ramey Jr.H.J., Crawford P.B. The flow of real gases through porous media // J. Pet. Technol. – 1966. – № 18 (5). – P. 624–636.
18. Rawlins E.L., Schellhardt M.A. Back pressure data on natural gas wells and their application to production practices. – USA, 1936. – 210 p.
19. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Современные гидродинамические исследования скважин: труды международного форума исследователей скважин и второй научно-практической конференции. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 188–196.
20. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
21. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 03.11.2015 г.

UDC 519.688: 622.276

IDENTIFICATION METHOD OF INDICATOR DIAGRAM BY INTERPRETING THE MEASURED RESULTS OF GAS-DYNAMIC WELL TESTING

Phuong T.H. Nguyen,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: nguyenphuongtpu1512@gmail.com

Viktor L. Sergeev,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

The relevance of this work is caused by the need to increase informativeness of the results of gas-dynamic well testing in stabilized flow conditions, to reduce the number of modes, duration of testing and gas emissions into the atmosphere.

The main aim of the study is to develop a method for identification and interpretation of the measured results of gas-dynamic well testing by indicator diagram allowing to take into account additional prior information, improve the accuracy of determining the reservoir pressure and flow parameters, reduce the time of testing.

The methods used in the study are the theoretical and practical developments in gas-dynamic well testing, system analysis, system identification, optimization of functions and linear algebra. The proposed method is based on using an integrated systems models of indicator diagram with a priori information and expert assessments of reservoir pressure and filtration reservoir parameters. Defining the parameters of the model of indicator diagram, which is represented by the binomial Forchheimer filtering law, and the control parameters that determine the importance (weight) of the expert assessments carried out by solving two optimization problems using quadratic quality indicators. For approbation of the method used production data of stabilized gas-dynamic well testing by indicator diagram and expert assessments of reservoir pressure and filtration reservoir parameters of the gas-condensate field in Tyumen region.

The results. The authors proposed to develop a method for identification and interpretation of the measured results of gas-dynamic well testing by indicator diagram, which allows to take into account additional prior information, to determine most accurately the formation pressure and filtration resistance coefficients. The results of data processing of gas-dynamic well testing by indicator diagram have shown that the method can improve the accuracy of determining the reservoir pressure, filtration resistance coefficients, reduce the number of modes and duration of testing.

Key words:

Identification, interpretation, gas-dynamic well testing, indicator diagram, integrated systems models, a priori information, gas-condensate fields.

REFERENCES

- Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Issledovanie neftnyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Study of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 269 p.
- Horne R.N. *Modern well test analysis. A computer-aided approach*. Palo Alto, California, Petroway, inc., 2000. 257 p.
- Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Well test guide]. Moscow, Nauka Publ., 1995. 523 p.
- Aliev Z.S., Zotov G.A. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction of complex well test of gas and gas-condensate fields]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 301 p.
- Gasumov R.A., Tolpaev V.A., Akhmedov K.S. Metodika obrabotki dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Methods of analysis of well test data]. *Neftpromyslovoe delo*, 2011, no. 3, pp. 8–11.
- Erlager R. (jr.). *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin* [Methods of well test]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Sciences Press, 2006. 512 p.
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. *Gidrodinamicheskie i promyslovo-tekhnologicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic and industrial and technological research of wells]. Moscow, MAKS Press, 2008. 476 p.
- Vasilev Yu.N., Dubinina N.I. *Matematicheskie osnovy obrabotki rezultatov gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Mathematical foundations of processing the results of gas-dynamic well testing]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2008. 116 p.
- Karnaukhov M.L., Pyankova E.M. *Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin: spravochnik inzhenerov po issledovaniyu skvazhin* [Modern methods of well test: manual for engineers]. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2010. 432 p.
- Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina K.E., Kamardinov M.R., Deeva T.A. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin* [Well test]. Tomsk, TPU Publ. house, 2004. 340 p.
- Lapshin V.I. Interpretatsiya rezultatov gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin (pri ustanovivshemsya rezhime filtratsii) [Interpretation of the results of gas well testing (in stabilized flow conditions)]. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik «Vesti gazovoy nauki»*, 2015, no. 3 (23), pp. 36–41.
- Nurmakin A.V., Laperdin A.N., Kochetov S.G., Epryntsev A.S. Optimizatsiya gazodinamicheskikh issledovaniy na gazovykh mestorozhdeniyakh [Optimization of gas dynamic well test of gas fields]. *Geology, geography and global energy*, 2011, no. 41, pp. 186–189.
- Vyakhirev R.I., Korotaev Yu.P., Kabanov N.I. *Teoriya i opyt dobychi gaza* [Theory and experience of gas exploration]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 479 p.
- Khisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G., Nikashev O.A., Gubaydullin A.A., Ishkaev R.K., Khusainov V.M. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezultatov izmereniy* [Well test and methods of processing the measured results]. Moscow, VNIIOENG Press, 1999. 227 p.
- Ayrapetov A.L. Utochnennyy metod obrabotki rezultatov GDI vertikalnykh gazovykh skvazhin posledovatelnoy smenoy ustanovivshikhsya otborov [The corrected method for interpretation of well tests of vertical gas wells]. *Sbornik trudov 60 Mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii nefti i gaza* [Proc. 69th Int. Youth Scien. Conf. of Oil and Gas]. Moscow, 2015. pp. 18–26.
- Houpert A. On the flow of gases in porous media. *Revue de L'Institut Francais du Petrole*, 1959, no. 14 (11), pp. 1468–1684.
- Al-Hussainy R., Ramey Jr.H.J., Crawford P.B. The flow of real gases through porous media. *J. Pet. Technol.*, 1966, no. 18 (5), pp. 624–636.
- Rawlins E.L., Schellhardt M.A. *Back pressure data on natural gas wells and their application to production practices*. USA, 1936. 210 p.
- Sergeev P.V., Sergeev V.L. Integrirovannye sistemy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin s uchedom apriornoy informatsii [Integrated systems identification of well test with a priori information]. *Trudy mezhdunarodnogo foruma issledovateley skvazhin i vtoroy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Sovremennye gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin»* [Proc. of 2nd scient.-prac. confer. of int. forum of well testing researchers]. Moscow, Institute of oil and gas business Press, 2004. pp. 188–196.
- Sergeev V.L. *Integrirovannye sistemy identifikatsii* [Integrated systems of identification]. Tomsk, TPU Publ. house, 2011. 198 p.
- Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in the examples and problems]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2002. 544 p.

Received: 3 November 2015.