

致密油气藏压后压降分析方法的优化与应用

敬季昀, 郭布民, 周彪, 邢云龙

(中海油田服务股份有限公司油田生产研究院, 天津 300459)

摘要: 压后压降测试分析对于获取致密油气藏储层参数、优化致密储层压裂设计有着十分重要的意义。但目前常用的压后压降分析方法存在闭合压力分析结果无法验证, 裂缝几何尺寸计算不准确, 无法获取储层有效渗透率等问题。为此, 通过分析裂缝闭合后压降特征得到了另一种储层闭合压力分析方法以验证常规方法的分析结果, 基于 G 函数和拟三维裂缝模型对裂缝几何参数求解方法进行了优化, 推导了利用闭合后拟线性流数据快速获取致密储层有效渗透率的方法, 并通过现场施工实例验证了上述优化方法在致密油气藏压后压降分析中的实用性与准确性。

关键词: 压后压降分析; 闭合压力; 裂缝几何参数; 拟线性流; 有效渗透率; 致密油气藏

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Optimization and application of the pressure decline analysis method for hydraulic fracturing in tight reservoirs

Jing Jiyun, Guo Bumin, Zhou Biao and Xing Yunlong

(Research Institute of Production Optimization, China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: Pressure decline analysis for hydraulic fracturing is very important for the formation evaluation and the optimization of fracturing design. But in the practical application, some problems of the pressure decline analysis were existed such as the unverifiable closure pressure, inaccurate geometric parameters of fracture and lack of formation effective permeability. Another way of obtaining closure pressure based on analysis on the character of pressure decline after fracture closure was introduced to verify the analysis result of conventional methods at first. An optimization method to achieve the fracture geometric parameters was given on the basis of G -function and pseudo-3D fracturing model at the second. Then the method of achieving reservoir effective permeability with the pressure data of quasi-linear flow after fracture closure was proposed. At last, a case was analyzed with the improved method and the calculation results verify the suitability and accuracy of this method.

Key words: pressure decline analysis for fracturing, closure pressure, fracture geometric parameters, quasi-linear flow, effective permeability, tight reservoir

水力压裂是目前开发致密油气藏最有效的手段。随着元坝致密砂岩气藏、玛湖致密砂砾岩油藏、徐深致密火山岩气藏等大型致密油气藏的发现与开采, 高效的压裂施工变得越来越重要。为了更好地指导压裂施工, 人们常通过分析压后压降测试曲线以获取地层参数、了解地层特征、评价压裂施工效果, 并在此基础上优化压裂施工设计以实现更好的增产效益。目前现场主要使用 G 函数方法获取储层闭合压力^[1-3], 但该方法的分析结果易受裂缝延伸性

质的影响却又无法进行验证^[3]。现场在利用压降数据求解裂缝几何尺寸时通常采用二维裂缝模型的分析方法^[4], 但该方法不能描述缝高的扩展, 而全三维裂缝模型求解过程十分复杂^[5], 并不适宜现场使用。在现有的压后压降测试分析方法中储层有效渗透率可通过分析裂缝闭合后的拟径向流压降数据来获取^[6], 但是致密储层径向流的出现往往需要十分漫长的压降观测时间^[7], 因此, 该方法并不适用于致密油气藏。为此, 从获取储层闭合压力、裂缝几何尺寸、

收稿日期: 2018-01-11。

第一作者简介: 敬季昀(1989—), 男, 工程师, 油气藏压裂及测试工艺研究。

储层有效渗透率等三个方面对致密储层压后压降测试分析方法进行了优化,并通过实例分析和计算验证了本文优化方法的适用性与准确性。

1 储层闭合压力分析方法的优化

利用 G 函数获取储层闭合压力往往是通过分析裂缝闭合前的压力降落数据,但由于裂缝闭合前压降数据受裂缝延伸性质的影响,所以会干扰裂缝闭合点的准确求取^[3]。裂缝闭合后压降数据不受裂缝延伸性质影响,因此这里通过分析裂缝闭合后的压降特征并结合 F 函数^[6]推导了一种获取储层闭合压力的新方法。

当人工裂缝规模较小时可将闭合前的裂缝滤失视为缝长方向若干瞬态径向点源的注入过程,则裂缝闭合后的井底压降可由式(1)表示^[8]:

$$\Delta p = p_w - p_i = \frac{\mu}{4\pi K h} \sum_{i=1}^N \frac{q_1(x_i, t_i) t_i x_i}{t - t_i} e^{-\frac{\phi \mu c_i x_i^2}{4K(t-t_i)}} \quad (1)$$

式中: Δp 为井底压差,MPa; p_w 为井底压力,MPa; p_i 为储层原始压力,MPa; K 为储层渗透率, μm^2 ; h 为储层厚度,m; μ 为液体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; x_i 为沿裂缝方向的单位滤失长度; t_i 为沿裂缝方向每个滤失单元的单位滤失时间; $q_1(x_i, t_i)$ 为裂缝每个位置在每个时间点的滤失量, m^3 ; c_i 为储层综合压缩系数, MPa^{-1} 。

当人工裂缝规模较大时可将闭合前的裂缝滤失视为缝长方向若干瞬态线性点源的注入过程,则裂缝闭合后的井底压降可由式(2)表示^[9]:

$$\Delta p = \frac{1}{\phi c_i} \sqrt{\frac{\mu \phi c_i}{\pi K h}} \sum_{i=1}^N \frac{q_1(x_i, t_i) t_i x_i}{\sqrt{t - t_i}} e^{-\frac{\phi \mu c_i x_i^2}{4K(t-t_i)}} \quad (2)$$

因为裂缝总滤失量等于注液总量,裂缝滤失时间等于裂缝闭合时间,所以可以得到以下关系式:

$$\sum_{i=1}^N q_1(x_i, t_i) t_i x_i = V_i; \quad \sum_{i=1}^N t_i = t_c; \quad \sum_{i=1}^N x_i = x_f \quad (3)$$

式中: V_i 为注液总量, m^3 ; x_f 为裂缝半长,m; t_c 为裂缝闭合时间,min。

将式(3)代入式(1)、(2)可得到裂缝闭合后的井底压降方程:

$$\Delta p = \begin{cases} \frac{V_i \mu}{4\pi K h t_c} \frac{t_c}{t - t_c} e^{-\frac{\phi \mu c_i x_f^2 t_c}{4K(t-t_c)}} & \text{裂缝滤失为径向点源} \\ \frac{1}{\phi c_i} \sqrt{\frac{\mu \phi c_i}{\pi K h}} \frac{V_i}{\sqrt{t_c}} \frac{1}{\sqrt{t - t_c}} e^{-\frac{\phi \mu c_i x_f^2 t_c}{4K(t-t_c)}} & \text{裂缝滤失为线性点源} \end{cases} \quad (4)$$

对式(4)进行简化并引入 F 函数^[6]则可得到裂缝闭合后井底压降方程的无因次形式:

$$\begin{cases} P_{D1} = F_{D1} e^{-F_{D1}} & \text{裂缝滤失为径向点源} \\ P_{D2} = \sqrt{F_{D2}} e^{-F_{D2}} & \text{裂缝滤失为线性点源} \end{cases} \quad (5)$$

式中:

$$P_{D1} = \frac{\phi c_i x_f^2 \pi h}{V_i} \Delta p \quad F_{D1} = \frac{\phi c_i x_f^2 \pi^2}{16kt_c} F^2$$

$$P_{D2} = \frac{\phi c_i x_f \pi^2 h^2}{16V_i} \Delta p \quad F_{D2} = \frac{\phi \mu c_i x_f^2 \pi^2}{16kt_c} F^2$$

$$F = \sqrt{(1+(t-t_c)/\chi t_c)} - \sqrt{(t-t_c)/\chi t_c} \quad \chi = 16/\pi^2$$

对式(5)求导,可得:

$$\begin{cases} P'_{D1} = (1 - F_{D1}) e^{-F_{D1}} & \text{裂缝滤失为径向点源} \\ P'_{D2} = \left(\frac{1}{2\sqrt{F_{D2}}} - \sqrt{F_{D2}} \right) e^{-F_{D2}} & \text{裂缝滤失为线性点源} \end{cases} \quad (6)$$

从式(5)、(6)看出,无论是将闭合前的裂缝滤失视为若干瞬时径向点源或是若干线性点源,裂缝闭合后的井底压降方程及其压降导数方程均成指数形式。因此可以做 $\Delta p - F^2$ 和 $dp_w/dF^2 - F^2$ 的双对数曲线,在裂缝闭合后曲线会呈斜率不变的直线形式,而该直线的起始点即裂缝闭合点,对应的井底压力即为储层闭合压力。

2 裂缝几何参数分析方法的优化

了解人工裂缝几何参数对于致密油气藏的压裂施工优化十分重要。因为二维模型不能描述缝长与缝高的关系,全三维模型数值处理非常复杂并不适用现场^[10],所以结合拟三维模型进行压降分析更切合实际应用。由体积平衡可知,停泵后裂缝体积减小量等于停泵后的总滤失量,结合 G 函数定义^[11]和拟三维模型^[12]可得停泵后裂缝体积减小量及总滤失量的表达式:

$$\Delta V_f(t_p, t) = \frac{\pi(1-v^2)}{2E} H_w L_p \beta_s M_p^* G(\delta) ;$$

$$V_{\text{loss}}(t_p, t) = 4C_L H_p L_p \sqrt{t_p} G(\delta) \quad (7)$$

式中: E 为杨氏模量,MPa; v 为泊松比; H_w 为最大井底缝高,m; L_p 为裂缝长度,m; p^* 为拟合压力,MPa; C_L 为裂缝滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; H_p 为储层滤失高度,m; t_p 为泵注时间,min; β_s 为停泵后缝内压力与井底压力比值; $G(\delta)$ 为 G 函数^[14]。

由 $\Delta V_f = V_{\text{loss}}$ 和式(7)可得裂缝滤失系数表达式:

$$C_L = \frac{\pi H_w^2 \beta_s M(1-v^2)}{8EH_p \sqrt{t_p}} p^* \quad (8)$$

引入式(9)缝高方程,利用牛顿法对其进行求解即可获得井底最大缝高 H_w :

$$ISIP - S_1 = \sqrt{\frac{2}{\pi H_w}} K_1 + \frac{2}{\pi} \Delta S \arccos \frac{H_p}{H_w} \quad (9)$$

式中: $ISIP$ 为井底瞬时停泵压力,MPa; K_1 为应力强度因子^[13]; ΔS 为隔层与目的层最小水平主应力差值,MPa。

在求得 H_w 和储层闭合压力的基础上即可求解停泵时最大裂缝宽度^[12]:

$$W_{\max}(t_p) = \frac{2(1-v^2)H_w}{E}(ISIP - S_1) - \frac{4(1-v^2)H_w}{\pi E} \Delta S \left(\cos^{-1} \frac{H_p}{H_w} - \frac{H_p}{H_w} \ln \frac{H_w + \sqrt{H_w^2 - H_p^2}}{H_p} \right) \quad (10)$$

式中: S_1 为储层最小水平主应力(可近似等于储层闭合压力),MPa。

由于停泵时压裂裂缝体积与总滤失量之和等于总注液量,则在根据式(8)~(10)求得裂缝滤失系数、最大缝高、最大缝宽后可得人工裂缝长度(双翼)及压裂液效率为:

$$L_p = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} H_w W_{\max}(t_p) M \beta_s + \frac{16}{3} C H_p \sqrt{t_p}} \quad (11)$$

$$\eta = \frac{\pi H_w L_p W_{\max}(t_p) M}{4Q}$$

式中: Q 为总注入液量, m^3 。

3 储层有效渗透率分析方法的优化

裂缝闭合后裂缝将较快地进入拟线性流阶段^[4],而致密油气藏拟径向流阶段的出现一般要经历漫长的压降观测时间^[5]。因此,这里提出了利用闭合后拟线性流压降数据获取致密储层有效渗透率的方法。

裂缝闭合后拟线性流阶段的压降方程可以表达为以下形式^[6]:

$$p_w(t) - p_i = 129C_L \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_i}} \left[\left(\frac{2}{\pi} \right) \sin^{-1} \left(\sqrt{\frac{t_c}{t}} \right) \right] \quad (12)$$

式中: k 为储层有效渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; ϕ 为储层孔隙度; c_i 为储层综合压缩系数,MPa⁻¹。

将式(12)进行简化处理,可以得到以下形式:

$$p_w(t) - p_i = mX \quad (13)$$

其中:

$$m = 129C_L \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_i}}, \quad X = \frac{2}{\pi} \sin^{-1} \left(\sqrt{\frac{t_c}{t}} \right)$$

由式(13)可以看出,在裂缝闭合后的拟线性流阶段 $p_w(t) - p_i$ 与 X 成直线的形式,获取该直线的斜率 m 再结合式(8)求得的 C_L 即可求解储层有效渗透率 k 。然而 p_i 取值的差异会明显影响直线斜率,从而影响拟线性流的识别和 m 的求取。因此这里对式(13)做如下变换以消除 p_i 的影响:

$$p_w(t) - p_i = mX = m\sqrt{X^2} \quad (14)$$

式(14)两边对 X^2 求导可得:

$$X^2 \frac{d(p_w(t) - p_i)}{d(X^2)} = X^2 \frac{d(p_w(t))}{d(X^2)} = 0.5m\sqrt{X^2} \quad (15)$$

式(15)两边取对数,可得:

$$\lg \left(X^2 \frac{d(p_w(t))}{d(X^2)} \right) = 0.5 \lg X^2 + \lg(0.5m) \quad (16)$$

由式(16)可得,做 $X^2 d(p_w)/d(X^2)$ 与 X^2 的双对数曲线可消除 p_i 的影响,在曲线中获取斜率为0.5的直线则可识别拟线性流阶段,利用该直线截距求得 m ,再结合式(8)求得的 C_L 即可求解储层有效渗透率 k :

$$k = \frac{16\,641\pi\mu C_L^2}{m^2 \phi c_i} \quad (17)$$

4 实例应用分析

LM-7井位于鄂尔多斯盆地某致密气区块,该井本溪组在主压裂前进行了小型压裂压降测试,这里利用上文优化方法对其压降测试数据进行计算分析。LM-7井本溪组小型压裂的基础数据见表1。

LM-7井本溪组在压裂过程中井内未下入封隔器,套压能较好反映井底的压力动态,因此,这里通过

表1 LM-7井本溪组储层基础数据及小型压裂基础数据

Table 1 Basic data of well LM-7 about reservoir and mini-fracturing

储层中深/m	储层厚度/m	储层岩石泊松比	储层岩石杨氏模量/ 10^4 MPa	储层、隔层最小水平主应力差/MPa	储层孔隙度,%	泵注时间/min	压降测试时间/min	液体黏度/ $(mPa \cdot s)$	注入液量/ m^3	井底瞬时停泵压力/MPa	储层综合压缩系数/ $(10^{-4} MPa^{-1})$
1940	8.9	0.23	3.6	2	7.5	10.3	100	1	24.2	40.8	8.34

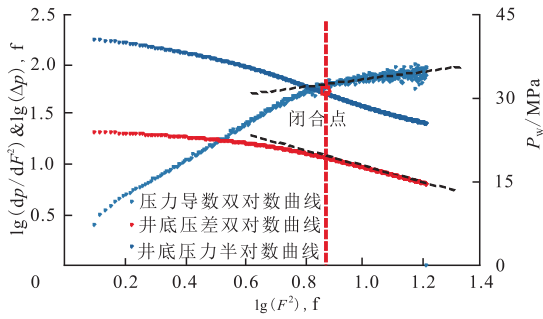


图1 LM-7井本溪组小型压裂F函数特征曲线
Fig. 1 F function characteristic curve of mini-fracturing of well LM-7

套压监测数据折算井底压力,再利用前文方法绘制小型压裂的 $\Delta p - F^2$ 及 $dp_w/dF^2 - F^2$ 双对数曲线(图1)。

从图1可以看出,通过识别F函数特征曲线($\Delta p - F^2$ 双对数曲线及 $dp_w/dF^2 - F^2$ 双对数曲线)中末端直线的起始点可以清晰辨别出裂缝闭合点。由图1得到LM-7井本溪组小型压裂闭合点所对应的裂缝闭合时间为21.7 min,储层闭合压力为32.17 MPa。该井利用G函数方法求得闭合压力为33.12 MPa,与本文方法求得的结果十分相近,说明了本文方法的可靠性。但本文方法是通过分析裂缝闭合后压降特征获得,不受闭合前裂缝延伸特征的影响,因此,可以在实际应用过程中与G函数方法的求解结果进行互相验证。

再利用前文方法求解裂缝几何参数,首先绘制G函数特征曲线(图2)。

图2可以看出,G函数叠加导数曲线呈微弱下凹的趋势,说明裂缝突破了储层,在隔层里有少量延伸。由式(9)算得停泵时裂缝高度为10.3 m,略大于储层有效厚度8.9 m,与G函数叠加导数曲线呈现的缝高特征相符。图2可得拟合压力 $p^* = 4.17$ MPa,将其与求得的裂缝高度代入式(8)可得储层滤失系数

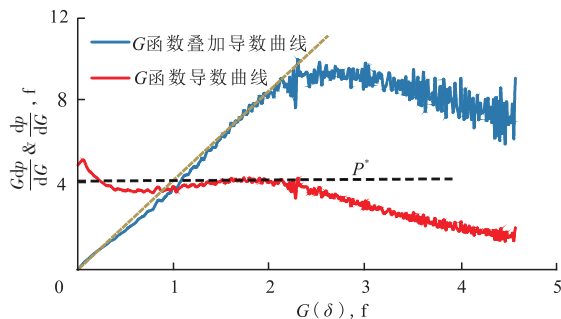


图2 LM-7井本溪组小型压裂G函数特征曲线
Fig. 2 G function characteristic curve of mini-fracturing of well LM-7

C_L 为 $2.43 \times 10^{-4} \text{ m/min}^{0.5}$ 。再在此基础上根据式(10)~(11)算得井底最大缝宽 W_{\max} 为5.5 mm,裂缝双翼全长 L_p 为181 m,液体效率 η 为64.2%。

该井压裂过程中进行了全程微地震裂缝监测,由监测数据反演得小型压裂停泵时裂缝全长为190 m(图3)。这与本文计算结果相差较小,说明本文优化得到的裂缝几何参数分析方法具有较高的准确性。

接下来利用本文优化方法求解储层有效渗透率,首先根据式(16)绘制裂缝闭合后 $X^2 d(p_w)/d(X^2)$ 与 X^2 的双对数曲线(图4)。

从图4中获取斜率为0.5的直线段即可识别裂缝闭合后的拟线性流压降阶段,由图4可得裂缝闭合后13~31 min裂缝流态为拟线性流阶段。读取该直线段截距并根据式(16)求得 m ,将其与求得的 C_L 一起代入式(17)即可获得储层有效渗透率为 $0.303 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与该井压前压力恢复测试求得的有效渗透

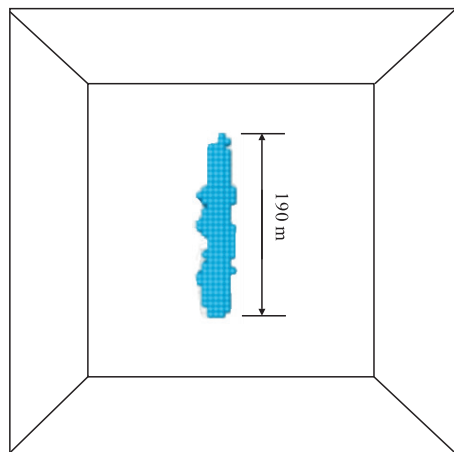


图3 LM-7井本溪组小型压裂停泵时刻微地震监测裂缝形态

Fig. 3 Fracture morphology of mini-fracturing from microseismic monitoring of well LM-7

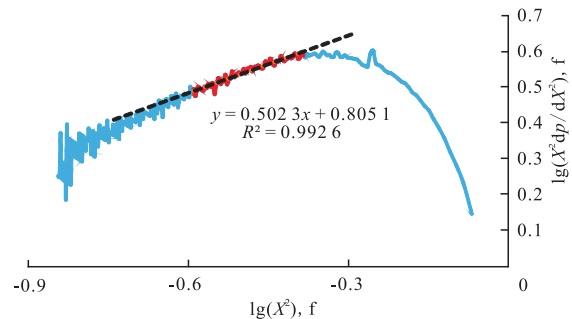


图4 LM-7井本溪组小压裂缝闭合后拟线性双对数曲线
Fig. 4 Log-log plot of quasi-linear flow after fracture closure of well LM-7

率 $0.282 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 十分相近,但相比于漫长的压力恢复测试,这里在小型压裂停泵后观测压降仅53 min即得到了分析结果,说明本文提出的方法具有较强的可靠性和现场适用性。

5 结论

1) 在瞬态点源扩散理论的基础上通过分析裂缝闭合后的压降特征得出了另一种求解致密储层闭合压力的分析方法,通过实例计算表明该方法可清晰直观地识别裂缝闭合点,因此,可对常规压降分析方法的求解结果进行验证以提高闭合压力获取的准确性。

2) 基于 G 函数和拟三维裂缝模型可以得到利用压后压降数据获取裂缝几何参数的优化方法,在对 G 函数特征曲线进行分析的基础上应用此方法即可获取压裂裂缝几何参数、压裂液滤失系数及压裂液效率,经实例应用和微地震裂缝监测数据验证可得该方法简便可行且具有较高的计算准确性。

3) 以拟线性流压降方程为基础得到了通过压后压降分析快速获取致密储层有效渗透率的优化方法。应用该方法可识别裂缝闭合后的拟线性流阶段,并利用该阶段的压降数据求解储层有效渗透率。通过实例计算表明该方法准确度高,且能利用较短时间内的压降测试数据得到分析结果,具有较高的实用性和可靠性。

参考文献

- [1] 薛成国,何青,陈付虎,等.测试压裂分析方法在富县探区的应用研究[J].油气藏评价与开发,2014,4(1):54-57.
- [2] 张彬奇.测试压裂分析技术在渤海B油田的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(6):33-37.
- [3] 赵文,张遂安,孙志宇,等.基于 G 函数曲线分析的压后裂缝复杂性评估研究[J].科学技术与工程,2016,16(33):29-33.
- [4] Nolte K G. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models[J]. Formation Evaluation, 1986, 1(6): 571-583.
- [5] 王素玲,姜民政,刘合.基于损伤力学分析的水力压裂三维裂缝形态研究[J].岩土力学,2011,32(7):2205-2210.
- [6] Nolte K G, Maniere J L. After-closure analysis of fracture calibration tests[C]// paper SPE-38676-MS presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 1997, San Antonio, Texas, USA.
- [7] Barree R D, Miskimins J L, Gilbert J V. Diagnostic fracture injection tests: common mistakes, misfires, and misdiagnoses[C]// paper SPE-169539-MS presented at SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting, 17-18 April 2014, Denver, Colorado, USA.
- [8] Gu H, Elbel J L, Nolte K G, Cheng D, et al. Formation permeability determination using impulse-fracture injection[C]// paper SPE-25425-MS presented at SPE Production Operations Symposium, 21-23 March 1993, Oklahoma City, Oklahoma, USA.
- [9] Gringarten A C, Ramy H J. The use of the point source solution and Green's function for solving unsteady flow problem in reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973, 13(5): 285-296.
- [10] 陈勉.水力裂缝几何形态研究进展[C]//第六次全国岩石力学与工程学术大会论文集.北京:科学出版社,2000:54-62.
- [11] Nolte K G. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models[J]. Formation Evaluation, 1986, 1(6): 571-583.
- [12] Palmer I D, King N S, Sparks D P. The character of coal fracture treatments in Oak Grove Field, Black Warrior Basin[C]// paper SPE-22914-MS presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October 1991, Dallas, Texas, USA.
- [13] 王瀚.水力压裂垂直裂缝形态及缝高控制数值模拟研究[D].合肥:中国科学技术大学,2013.
- [14] 赵志红,魏瑞,梁豪.水平井分段压裂测试获取地层参数[J].油气井测试,2015,24(3):31-34.

(编辑 尹淑容)