

页岩气水平井分段压裂排采规律研究

蒋廷学¹, 卞晓冰¹, 王海涛¹, 刘致屿²

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘要:目前页岩气水平井压裂后排采主要依靠现场经验, 规律性不强。为此, 通过挖掘气藏数值模型的功能, 并结合井筒流动模型, 初步研究了页岩气水平井分段压裂排采规律。基于正交设计原理, 考虑了页岩基质参数、裂缝参数及生产参数等 13 个影响因素。结果表明, 影响压后返排率的因素按影响程度排序依次为破胶液黏度、压力系数、井底流压、段数、单段注入量、裂缝半长、日排液量、返排时机、导流能力、束缚水饱和度、裂缝形态、裂缝支撑剖面和吸附气含量。为了取得最好的压裂后排采效果, 上述不可控参数可作为选井、选段的重要依据, 而可控参数可用于对压裂施工参数进行优化调整。该成果已在涪陵焦石坝区块的页岩气水平井压裂中成功应用, 压裂后排采效果显著, 多口应用井压裂后获得 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的产量, 且稳产前景良好。

关键词:页岩气 水平井 分段压裂 排采规律 数值模拟

中图分类号: TE357.1⁺1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)05-0021-05

Flow Back Mechanism Study of Multi-Stage Fracturing of Shale Gas Horizontal Wells

Jiang Tingxue¹, Bian Xiaobing¹, Wang Haitao¹, Liu Zhiyu²

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China)

Abstract: At present, flowback management after fracturing of shale gas horizontal wells mainly depends on field experience. By combining gas reservoir simulation model and wellbore flow model, multistage fracturing flowback pattern of shale gas horizontal wells was simulated preliminarily. Based on the orthogonal design method, 13 factors including rock matrix, fracture, and production are taken into consideration. The results indicate that the factors affecting flowback recovery rank in descending sequence as viscosity of gel breaking fluid, pressure coefficient, bottom hole flowing pressure, total stages, fluid volume injected per stage, half fracture length, flowback rate, flowback time, fracture conductivity, irreducible water saturation, fracture shape, propped fracture profile, and adsorption gas content. To optimize flowback effect, controllable factors among those mentioned above can be used to adjust fracture treatment parameters, and the uncontrollable factors can be used in well and interval candidate selection. The research results have been put into application in shale gas fracturing in Jiaoshiba Block of Fuling in Chongqing, the flowback and production effect after fracturing is very encouraging, where gas production of several horizontal wells reach more than $100,000 \text{ m}^3/\text{d}$ after fracturing, and the decline rate is very low.

Key words: shale gas; horizontal well; multi-stage fracturing; flowback pattern; numerical simulation

在页岩气水平井分段压裂优化设计中, 压裂后的排采设计一直较为薄弱。国外对页岩气压裂后排采规律的研究不多^[1-4], 大部分基于统计分析, 而且部分模型研究考虑因素单一^[5-6], 难以全面衡量返排的主控因素。国外的压裂后返排率一般为 10%~50%, 且不同盆地、不同区块、不同井的返排率都不尽相同, 规律性也不强。国内页岩气水平井压裂后返排似乎更无规律可循: 有的初

收稿日期: 2013-07-20; **改回日期:** 2013-09-02。

作者简介: 蒋廷学(1969—), 男, 江苏东海人, 1991年毕业于石油大学(华东)采油工程专业, 2007年获中国科学院流体力学专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事水力压裂机理、优化设计方法、及现场试验及后评估研究等工作。系本刊编委。

联系方式: (010)84988612, lffy-jtx@sohu.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“页岩气网络压裂机理及设计方法研究”(编号:P11013)部分研究内容。

期产气后来突然不再出气,如东峰 2 井;有的返排率高,但产量低,如彭页 HF-1 井;有的返排率低,但高产,如焦页 HF1 井。国内相关研究更少,仅蒋廷学等人^[7]建立了适用于常规砂岩油气藏单一裂缝模型压裂后自喷期间的返排模型。但对压裂后排采规律认识不清会导致各种问题:由于普遍存在过顶替现象,如果排采过迟或过慢,会导致缝口处导流能力大幅降低,甚至出现“包饺子”现象;反之,如排采过早或过快,会导致井筒出砂及支撑剂二次运移,影响裂缝的有效支撑。为从原理上解决上述问题,笔者充分挖掘已有气藏数值模拟软件的功能,并与井筒流动模型相结合,初步建立了能考虑多因素的页岩气水平井分段压裂排采模拟方法,并进行了大量的模拟方案研究,得出了一些规律性的认识,以给页岩气压裂后的排采设计提供一些参考。

1 模拟方法的建立

常规的气藏数值模型常用固定的压力和饱和度对气藏进行初始化,采用质量守恒方程、气体运动方程及等温吸附方程联立求解气水两相流的压力分布和饱和度分布,然后模拟预测压裂后的产量动态及压力变化,但这样并不能模拟压裂后压裂液的返排这一复杂的气液两相流过程。笔者通过模拟压裂液的注入过程对气藏进行初始化,然后进行压裂后排采预测。主要的模拟思路如下:

1) 复杂裂缝的设置(见图 1)。总的思路按“等效导流能力”设置(见图 2),即放大裂缝宽度,裂缝内渗透率按比例缩小,使裂缝的导流能力保持不变。该方法经过常规油气藏的多年验证,不但模拟精度不降低,还可减少代数方程组的“奇异”性,增加收敛速度,缩短运算时间。此外,网络裂缝的设置,采用相互连通的次生裂缝与主裂缝沟通,次生裂缝的导流能力与主裂缝相比按 1:5 设置。

2) 压力分布及饱和度分布(见图 3、图 4)。预置不同类型的裂缝几何形态及尺寸,按实际井的压裂施工总液量及井口压力等,模拟压裂液的实际注入过程,以精细刻画压后返排开始时的压力分布及气水饱和度分布。

3) 设置一定的生产制度,模拟返排及生产过程中的气水两相流动规律,即压裂后返排率与峰值产气量及其递减的规律。如条件成熟,可模拟多井及多段的情况。

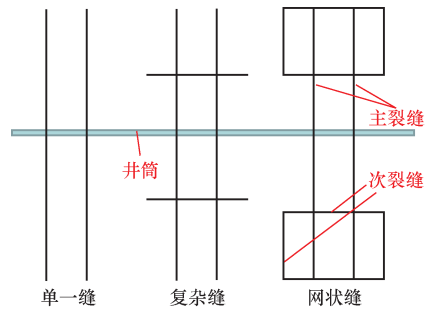


图 1 网络裂缝示意

Fig. 1 Sketch map of fracture network

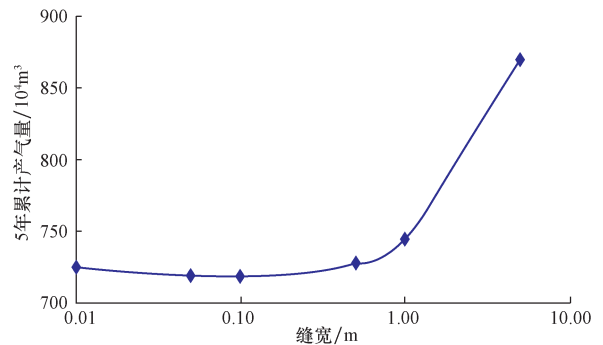


图 2 不同缝宽对应的产气量

Fig. 2 Change of production with fracture width

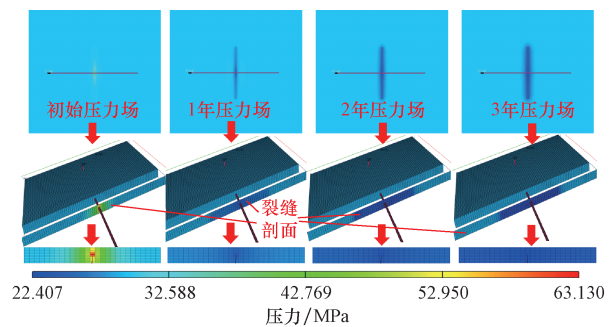


图 3 返排过程中的压力分布

Fig. 3 Pressure distribution during flowback

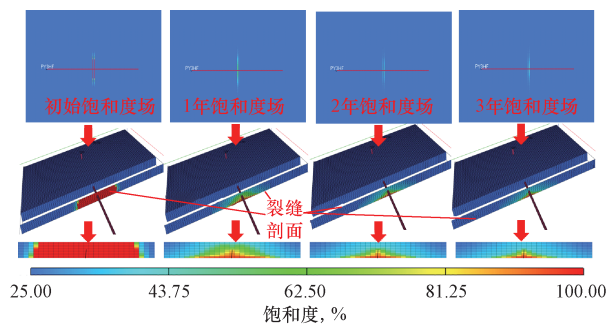


图 4 返排过程中的饱和度分布

Fig. 4 Saturation distribution during flowback

2 模拟方案的正交化设计

压裂后排采模拟基础参数见表 1。

表 1 压裂后排采模拟基础参数
Table 1 Basic parameters for flowback simulation

参 数	数 值	参 数	数 值
气藏大小	2 000 m×1 500 m×60 m	压裂级数	1 级 2 簇
网格数量	122×75×10	簇间距/m	20
地层静压力/MPa	30	模拟注入量/m ³	1 900
含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	3.91	入井压裂液黏度/(mPa·s)	4.0
吸附气含量/(m ³ ·t ⁻¹)	1.26	破胶压裂液黏度/(mPa·s)	0.5
平均渗透率/ μ D	0.100	单一裂缝半长/m	300
平均孔隙度/%	4.6	裂缝导流能力/(D·cm)	2
初始含水饱和度/%	25	井底流压/MPa	22

考虑了 13 个影响因素,如每个因素取 3 个值,则正常模拟的方案数会高达 3¹³(即 159 万以上),显

然是不现实的。为此,采用正交设计法进行方案设计,仅需模拟 27 个方案,具体见表 2。

表 2 压裂后排采模拟方案
Table 2 Orthogonal design for flowback simulation

方案	段数	裂缝形态	裂缝半长/m	裂缝导流/(D·cm)	井底流压/MPa	单段注入量/m ³	破胶液黏度/(mPa·s)	压力系数	吸附气含量/%	日排液量/m ³	含水饱和度/%	返排时机	缝高剖面
1	12	单一缝	200	1	19	1 200	0.5	0.8	20	24	25	立即返排	等缝高
2	12	单一缝	200	1	22	1 800	1.0	1.0	40	84	40	关井 3 个月	2/3 缝面积
3	12	单一缝	200	1	25	2 400	10.0	1.2	60	144	55	关井半年	1/2 缝面积
4	12	复杂缝	300	2	19	1 200	0.5	1.0	40	84	55	关井半年	1/2 缝面积
5	12	复杂缝	300	2	22	1 800	1.0	1.2	60	144	25	立即返排	等缝高
6	12	复杂缝	300	2	25	2 400	10.0	0.8	20	24	40	关井 3 个月	2/3 缝面积
7	12	网络缝	400	3	19	1 200	0.5	1.2	60	144	40	关井 3 个月	2/3 缝面积
8	12	网络缝	400	3	22	1 800	1.0	0.8	20	24	55	关井半年	1/2 缝面积
9	12	网络缝	400	3	25	2 400	10.0	1.0	40	84	25	立即返排	等缝高
10	18	单一缝	300	3	19	1 800	10.0	0.8	40	216	25	关井 3 个月	1/2 缝面积
11	18	单一缝	300	3	22	2 400	0.5	1.0	60	36	40	关井半年	等缝高
12	18	单一缝	300	3	25	1 200	1.0	1.2	20	126	55	立即返排	2/3 缝面积
13	18	复杂缝	400	1	19	1 800	10.0	1.0	60	36	55	立即返排	2/3 缝面积
14	18	复杂缝	400	1	22	2 400	0.5	1.2	20	126	25	关井 3 个月	1/2 缝面积
15	18	复杂缝	400	1	25	1 200	1.0	0.8	40	216	40	关井半年	等缝高
16	18	网络缝	200	2	19	1 800	10.0	1.2	20	126	40	关井半年	等缝高
17	18	网络缝	200	2	22	2 400	0.5	0.8	40	216	55	立即返排	2/3 缝面积
18	18	网络缝	200	2	25	1 200	1.0	1.0	60	36	25	关井 3 个月	1/2 缝面积
19	24	单一缝	400	2	19	2 400	1.0	0.8	60	168	25	关井半年	2/3 缝面积
20	24	单一缝	400	2	22	1 200	10.0	1.0	20	288	40	立即返排	1/2 缝面积
21	24	单一缝	400	2	25	1 800	0.5	1.2	40	48	55	关井 3 个月	等缝高
22	24	复杂缝	200	3	19	2 400	1.0	1.0	20	288	55	关井 3 个月	等缝高
23	24	复杂缝	200	3	22	1 200	10.0	1.2	40	48	25	关井半年	2/3 缝面积
24	24	复杂缝	200	3	25	1 800	0.5	0.8	60	168	40	立即返排	1/2 缝面积
25	24	网络缝	300	1	19	2 400	1.0	1.2	40	48	40	立即返排	1/2 缝面积
26	24	网络缝	300	1	22	1 200	10.0	0.8	60	168	55	关井 3 个月	等缝高
27	24	网络缝	300	1	25	1 800	0.5	1.0	20	288	25	关井半年	2/3 缝面积

3 模拟结果讨论

按上述正交方案进行 13 个参数的模拟分析,对应分析排水采气过程中的日产气(累计产气)、日产

液(累计产液)与返排率等曲线。以压力系数为例,模拟压力系数分别为 0.8、1.0、1.2 和 1.4,井底流压定为 22 MPa,则对应曲线见图 5—7。

为了更加直观,对不同压力系数下的累计产气量作图,结果如图 8 所示。

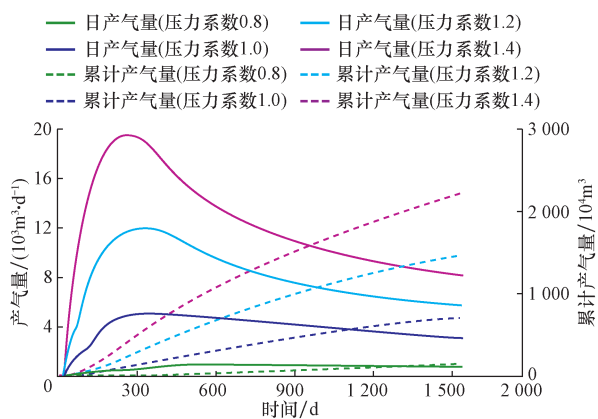


图5 不同压力系数下日产气量与累计产气量动态

Fig. 5 Daily and cumulative gas production under different pressure coefficient during flowback

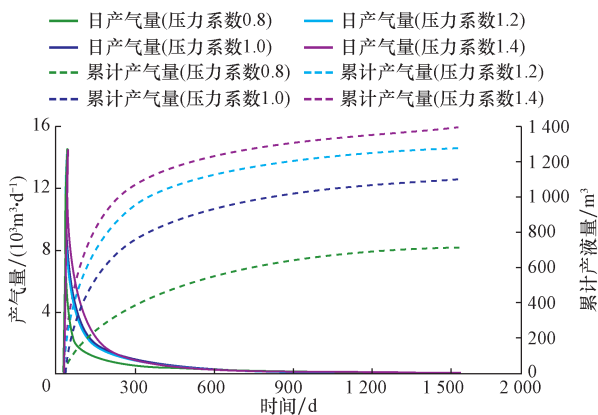


图6 不同压力系数下日产液量与累计产液量动态

Fig. 6 Daily and cumulative water production under different pressure coefficient during flowback

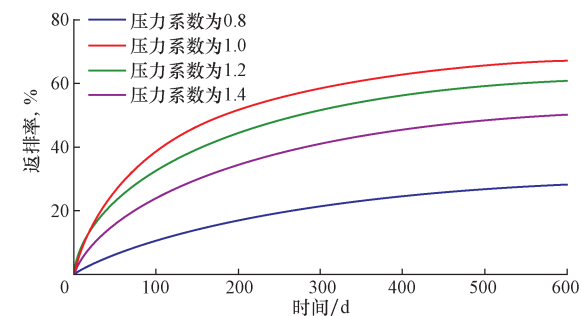


图7 不同压力系数下的返排率曲线

Fig. 7 Flowback rate under different pressure coefficient

由上述模拟结果可知,压力系数越大,峰值产气量越大,返排率越高。快速排液阶段集中在初期3个月,主要为单一主裂缝排液。依此类推,最终可得出13个因素的影响程度(见表3)。

根据方差分析结果知,有8个因素对5年累计产气量影响显著,而13个因素的排序为:压力系数>缝高剖面>吸附气含量>段数>裂缝形态>导流能力>井底流压>破胶液黏度>单段注入

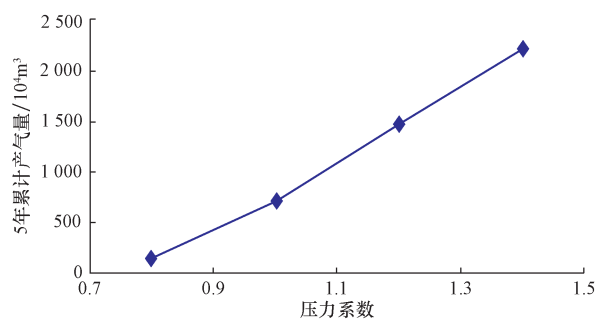


图8 不同压力系数下的累计产气量曲线

Fig. 8 Cumulative gas production under different pressure coefficient

表3 13个参数的累产气影响程度显著性对比

Table 3 Impacts of the 13 parameters on cumulative gas production

参数	F 比	F 临界值	显著性
段数	18.347	5.14	显著
裂缝形态	17.426	5.14	显著
裂缝半长	2.427	5.14	
导流能力	14.488	5.14	显著
井底流压	13.857	5.14	显著
单段注入量	2.880	5.14	
破胶液黏度	13.736	5.14	显著
压力系数	175.970	5.14	显著
吸附气含量	25.204	5.14	显著
日排液量	1.878	5.14	
束缚水饱和度	0.694	5.14	
返排时机	2.658	5.14	
缝高剖面	32.544	5.14	显著

量>返排时机>裂缝半长>日排液量>束缚水饱和度和。同理可知,有4个因素对5年返排率影响显著,而13个因素的排序为:破胶液黏度>压力系数>井底流压>段数>单段注入量>裂缝半长>日排液量>返排时机>导流能力>束缚水饱和度>裂缝形态>缝高剖面>吸附气含量。

4 井筒流动模拟

将页岩气水平井压裂返排分为3阶段:返排初期(油嘴放喷)、返排中期(敞放)、返排后期(下泵)。借助井筒流动模拟,针对不同阶段井筒内流体的流动特性,与气藏模拟结果耦合,优化不同阶段的返排制度。

以返排后期为例。根据实际生产数据,可绘制气井水相流入流出曲线(如某井曲线见图9)。气藏流入大于油管流入的区域为稳定生产区域;对于不同生产时期内的水相 IPR 曲线,气水两相稳定生产区域在协调点附近。

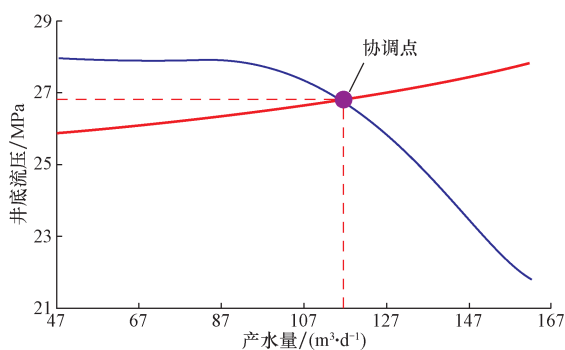


图 9 气井水相流入流出曲线示例

Fig. 9 IPR curve of water phase for the example gas well

由图 9 知, 示例气井的生产协调点为井底流压 26.8 MPa 和产水量 $116.5 \text{ m}^3/\text{d}$ 所对应的点。

依据水相生产曲线的协调点, 确定下泵后的气井理想产量。借助井筒流动分析软件进行电泵设计。采用逐级计算方法, 所需电泵级数为 34 级。根据所选参数计算得到电泵生产动态曲线和电泵特性曲线, 最终确定的主要下泵参数: 设计产液量 $116.5 \text{ m}^3/\text{d}$, 下泵深度 2 700 m, 电泵级数 34, 泵效 63.5%, 电泵功率 6.5 kW, 电泵频率 45 Hz, 油管内径 188 mm。

5 现场应用

以上研究成果在涪陵焦石坝页岩气区块进行了应用。该区块影响压裂后返排的地质因素主要有压力系数、束缚水饱和度及吸附气含量等, 但都不可人为控制。其余 10 个因素都为可控制参数, 根据影响程度排序为: 破胶液黏度、井底流压、段数、单段注入量、裂缝半长、日排液量、返排时机、导流能力、裂缝形态、裂缝支撑剖面。为此, 对破胶尤其是同步破胶问题进行了分析, 给出 15 段压裂及 20 段压裂两种模式下不同段的破胶浓度剖面; 通过在不同井口压力下采用不同的放喷油嘴, 对井底流压进行了阶段控制; 段数主要根据其经济性确定; 单段注入量采用中等规模(太低影响产气效果, 太高会延长排液周期, 故采用折中的方法); 日排液量以不影响裂缝吐砂为原则, 尽量快排; 返排时机因裂缝较复杂, 单缝宽度有限, 不影响裂缝闭合及支撑剂纵向支撑, 故压裂后尽快返排; 其他参数有的会相互影响, 如单段规模与裂缝半长等, 在此不再赘述。该区块应用上述综合排液措施后效果显著, 多口水平井的产量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 显示出巨大的商业性开发潜力。

6 结论与建议

1) 应用节点系统分析原理, 将基质—裂缝—井底—井口的整个流动作为大系统, 初步建立了页岩气水平井分段压裂排采的优化方法。

2) 通过模拟分析, 初步得出页岩气压裂后的排采规律为: 压裂后返排液在大尺度裂缝内优先流动; 压力降低后, 也会在小尺度天然裂缝内流动(靠近主裂缝优先, 远井天然裂缝次之); 页岩基质由于存在纳米级孔隙, 返排要克服巨大的毛管力, 几乎不可能流动。

3) 研究结果表明, 返排周期偏长, 出现峰值气的时间普遍在 8~15 个月之间。各种因素对压裂后产气及产液的影响程度不同。共同的影响因素为压力系数、段数、破胶液黏度、单段规模、裂缝复杂性和缝高剖面等。

4) 目前的研究工作仅以单段进行模拟, 段间干扰研究有待深化, 如不同段的破胶液黏度不同; 仅以单井进行模拟, 如多井同步压裂同步排采效果应比单井好; 目前仅进行了返排的数值模拟研究, 今后应建立水平井多段压裂的返排物理模拟(时机研究, 如电模拟), 更好地优化页岩压后的排采时机及制度。

参 考 文 献

References

- [1] Elmer W G, Elmer S J, Elmer T E. New single-well standalone gas lift process facilitates Barnett shale fracture-treatment flowback [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(1): 59-64.
- [2] Cheng Y. Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas shale reservoirs [R]. SPE 127863, 2010.
- [3] Crafton J W. Flowback performance in intensely naturally fractured shale gas reservoirs [R]. SPE 131785, 2010.
- [4] King G E, Leonad D. Utilizing fluid and proppant tracer results to analyze multi-fractured well flow back in shales; a framework for optimizing fracture design and application [R]. SPE 140105, 2011.
- [5] Clarkson C R. Modeling 2: phase flowback of multi-fractured horizontal wells completed in shale [R]. SPE 162593, 2012.
- [6] Agrawal S, Sharma M M. Impact of liquid loading in hydraulic fractures on well productivity [R]. SPE 163837, 2013.
- [7] 蒋廷学, 胥云, 张绍礼, 等. 水力压裂后返排期间放喷油嘴尺寸的动态优选方法 [J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 54-59. Jiang Tingxue, Xu Yun, Zhang Shaoli, et al. Optimization of choke size during flowing back after hydraulic fracturing [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 54-59.

[编辑 令文学]