

文章编号: 0253-9985(2005)05-0698-05

大牛地致密低渗透气藏启动压力梯度及应用

王昔彬, 刘传喜, 郑荣臣

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 在相同含水饱和度和压力下, 大牛地致密低渗透气藏的启动压力梯度随有效渗透率增加而减小, 随含水饱和度的增加

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing)

Abstract Start-up pressure gradient of the tight gas reservoirs in Daniudi gas field decreases with increasing effective permeability under constant water saturation, and increases with increasing water saturation. The calculation formula for the drainage radius of gas well at production plateau is deducted from unstable percolation theory. If start-up pressure is taken into consideration and gas well production is identical, the drainage radius of gas well at production plateau increases with effective permeability. If effective permeability is identical, the drainage radius of gas wells at production plateau decreases with increasing gas well production. The minimum well spacing at a certain production condition can be calculated by the drainage radius of gas well at production plateau. The production plateau of gas well will not be shortened by well interference only when the real well spacing is larger than minimum well spacing.

Key words start-up pressure gradient; minimum well spacing; gas drainage radius; tight gas reservoir; Daniudi

大牛地气田位于陕西省榆林市与内蒙古自治区伊金霍洛旗交界地区的塔巴庙勘探区块内 (面积 $2\,003.7\text{ km}^2$), 构造上属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部。截止到 2004 年底, 累计探明天然气储量 $2\,615 \times 10^8\text{ m}^3$ 。主要目的层为上古生界石炭系太原组、二叠系山西组与下石盒子组, 其中主要开发层系为石盒子组 2+3 段 (以下简称盒 2+3 段)。大牛地气田属于典型的致密低渗砂岩气藏^[1~4]。气藏埋深 2 500~3 000 m, 单层厚度 7~8 m, 单井钻遇厚度 10~20 m。储层物性差, 盒 2+3 段孔隙

度为 3%~12%, 平均 7.9%, 岩心空气渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \sim 1.5 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 平均 $0.94 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 储层条件下气藏的有效渗透率更低。

气田开发过程中, 泄气半径是一个非常重要的参数, 是确定开发井距的主要依据。目前, 气井的泄气半径主要用试井解释的探测半径^[5]来表示。对于大牛地致密低渗气藏而言, 用试井解释的探测半径作为泄气半径有其不足之处, 试井解释探测半径的大小主要与开井生产和关井恢复时间的长短有关。致密低渗气藏由于导压系数小^[6], 压力波传

基金项目: 中国石化科技攻关项目“大牛地气田致密低渗气藏开发关键技术研究”(P04087)

第一作者简介: 王昔彬, 男, 34 岁, 工程师, 油气田开发

收稿日期: 2005-07-20

播慢, 开井生产或者压力恢复时间较短时, 试井解释的探测半径并不能代表气井的泄气半径。

本文通过模拟大牛地低渗气藏储层条件下的气体低速渗流, 得出了低速条件下气体的启动压力梯度; 利用气体不稳定渗流理论, 推导出了稳产期泄气半径的计算公式; 建立了不同配产条件下稳产期泄气半径与储层有效渗透率的关系, 由此计算一定产量下气藏开发的最小井距。

1 启动压力梯度

启动压力梯度^[7]定义为作用在流体上的压差达到一定程度时, 流体克服粘滞力开始流动时的压力梯度。国内外学者对气藏中是否存在启动压力梯度一直存在较大的争议。周克明^[8]和吴凡^[9]等人在气体渗流特征和启动压力梯度的实验测定方面做了大量的工作, 结果表明致密低渗气藏中气体渗流时存在启动压力梯度。由于其实验条件是基于常压条件进行的, 没有考虑储层上覆压力的影响, 实验结果难以反映储层的实际情况。通过模拟岩心在地层上覆压力和不同饱和度条件下的气体低速渗流试验, 可测得气体渗流时的启动压力梯度。

1.1 实验

为了使实验能够比较准确地模拟储层条件, 实验条件为: 围压恒等于地层上覆压力, 实验过程中岩心含水饱和度变化误差小于 3%。首先通过实验测量不同压差下的气体流量, 然后绘制出气体流量与压力平方梯度关系曲线 (图 1) 和克氏回归曲线 (图 2)。

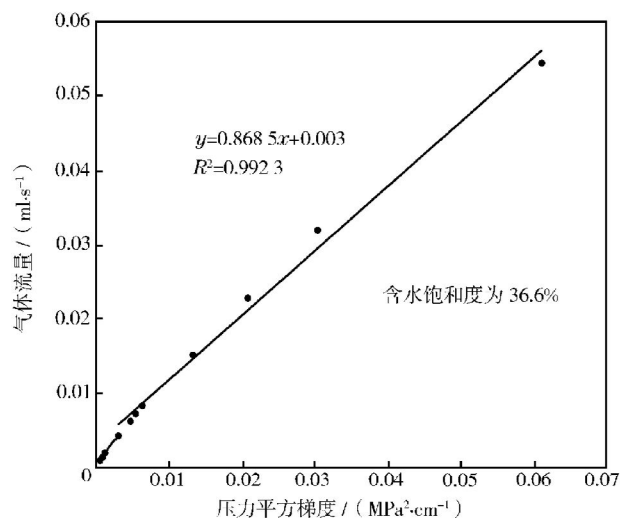


图 1 大 15 井岩心在束缚水饱和度下渗流曲线
Fig. 1 Percolation curve through core from Da15 well at irreducible water saturation

从图 1 可以看出, 当压力平方梯度小于 $0.01 \text{ MPa}^2 / \text{cm}^2$ 时, 气体表现出低速非达西流特征。这一点在克氏回归曲线上 (图 2) 表现得更明显, 即, 气体渗流曲线表现出 3 个区域。

气-固粘滞力区 (iv): 气体压差很小的条件下, 随着压差增大, 气体有效渗透率迅速增加。表明该区内气体分子逐渐克服气-固粘滞力, 流动能力逐渐增加。

滑脱效应区 (⊖): 压差高于临界压差 (C 点) 时, 气体有效渗透率随压差增加而下降。表明该区内气体微观渗流阻力以滑脱效应为主, 压差增加, 滑脱效应逐渐减弱。

低速紊流区 (⊙): 压差继续增加, 气体有效渗透率逐渐减小。表明该区内随着压差的增加, 气体低速紊流阻力增加 (即分子间相互碰撞加剧), 流动能力逐渐减小。

气藏启动压力梯度就是岩心两端的压差增大过程中, 气体克服气固间粘滞力开始流动时的最大压力梯度, 即图 2 中 C 点所对应的启动压力梯度。

1.2 与渗透率和含水饱和度的关系

为了进一步研究不同渗透率和不同含水饱和度储层的启动压力梯度, 从大牛地致密低渗气藏选择了不同储层的 7 块代表性岩心, 通过实验测定不同岩心束缚水饱和度下启动压力梯度值, 建立启动压力梯度与有效渗透率关系 (图 3)。测定每个岩心在不同含水饱和度的启动压力梯度, 建立启动压力梯度与含水饱和度关系 (图 4)。

从启动压力梯度与有效渗透率以及含水饱和

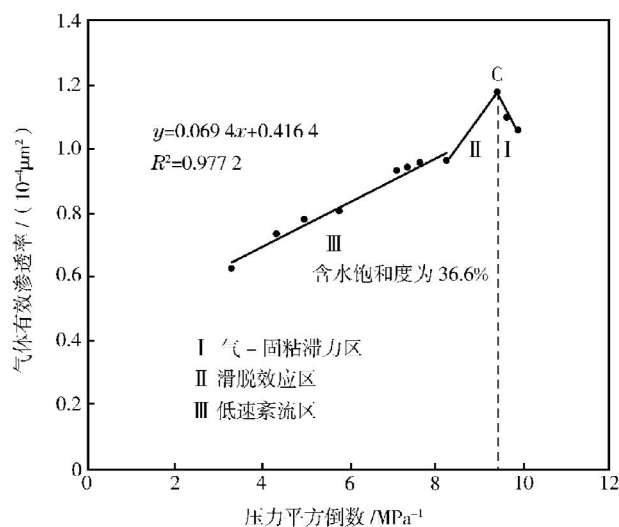


图 2 大 15 井束缚水条件下克氏回归曲线
Fig. 2 Klinkenberg regression curve at irreducible water saturation in Da15 well

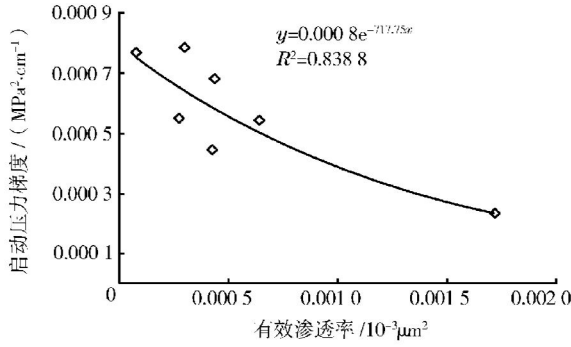


图 3 束缚水条件下启动压力梯度与有效渗透率的关系

Fig. 3 Start-up pressure gradient vs effective permeability at irreducible water saturation

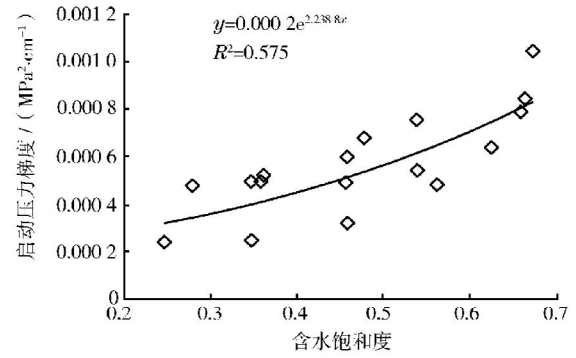


图 4 启动压力梯度与含水饱和度的关系

Fig. 4 Start-up pressure gradient vs water saturation

度关系曲线可以得出:

- 1) 在束缚水饱和度条件下, 气藏有效渗透率增加, 启动压力梯度减小, 两者呈指数变化关系;
- 2) 随着岩心含水饱和度增加, 气藏的启动压力梯度增加, 两者呈指数变化关系。

2 在气田开发中的应用

2.1 稳产期泄气半径

根据气体渗流理论^[10], 无限大地层任意点不稳定渗流的典型解为

$$P_i^2 - P^2(r, t) = \frac{Q_g \mu P_a Z T_f}{2\pi k h T_a} \left| -E \left| -\frac{r^2}{4\eta t} \right| \right| \quad (1)$$

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu C_t} \quad (2)$$

将式 (2) 代入式 (1) 得

$$P_i^2 - P^2(r, t) = \frac{1.842 Q_g \mu P_a Z T_f}{k h T_a} \left| -E \left| -\frac{2.893 5 \phi \mu C_t r^2}{k t} \right| \right| \quad (3)$$

式中 P_i 为原始地层压力, MPa; $P(r, t)$ 为气藏中 r 位置处 t 时刻地层压力, MPa; P_a 为标准状况下的压力, 0.101 325 MPa; Q_g 为气井产量, m^3/d ; μ 为平均压力下气体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; T_f 为气藏温度, K; T_a 为标准状况下的温度, K; k 为气藏有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为气藏有效厚度, m; r 为气藏中任意一点与井的距离, m; C_t 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; ϕ 为储层孔隙度, 小数; t 为时间, d; E_i 为幂积分函数; Z 为平均压力下的天然气压缩因子, 无因次; η 为导压系数, m^2/d 。

当气井开采到稳产期结束时, 式 (3) 可以表示为

$$P_i^2 - P_{wfa}^2 = \frac{1.842 Q_g \mu P_a Z T_f}{k h T_a} \ln \left| \frac{0.194 4 k t}{r_w^2 \phi \mu C_t} \right| \quad (4)$$

式中 P_{wfa} 为废弃井底流压, MPa; r_w 为井筒半径, m。

由 (4) 式可以计算稳产期结束所需时间

$$t_{\text{end}} = \frac{5.144 r_w^2 \phi \mu C_t}{k} \exp \left| \frac{0.542 (P_i^2 - P_{wfa}^2) k h T_a}{Q_g \mu P_a Z T_f} \right| \quad (5)$$

式中 t_{end} 为稳产期结束时的生产时间, d。

在这里, 稳产期泄气半径 R_e 是指气井稳产期结束时气藏中气体开始流动的位置与井的距离。如果考虑气体的启动压力梯度, 则 (5) 式应该改写为

$$t_{\text{end}} = \frac{5.144 r_w^2 \phi \mu C_t}{k} \exp \left| \frac{0.542 (P_i^2 - P_{wfa}^2 - 100 R_e b) k h T_a}{Q_g \mu P_a Z T_f} \right| \quad (6)$$

式中 R_e 为稳产期泄气半径, m; b 为启动压力梯度, MPa/cm^2 。

由式 (3) 可知, 当稳产期结束时, R_e 处的压力变化关系式为

$$P_i^2 - P^2(R_e, t_{\text{end}}) = \frac{1.842 Q_g \mu P_a Z T_f}{k h T_a} \left| -E \left| -\frac{2.893 5 \phi \mu C_t R_e^2}{k t_{\text{end}}} \right| \right| \quad (7)$$

根据启动压力梯度的定义, 当 $r = R_e$ 时, $P_i^2 - P^2(R_e, t_{\text{end}}) = 100 b R_e$, 则式 (7) 可改写为

$$-E \left| -\frac{2.893 5 \phi \mu C_t R_e^2}{k t_{\text{end}}} \right| = \frac{54.2 b R_e k h T_a}{Q_g \mu P_a Z T_f} \quad (8)$$

将 (6) 式代入 (8) 可得

$$-E \left| -0.562 5 \frac{R_e^2}{r_w^2} \exp^{-1} \right|$$

$$\left| \frac{0.542(P_i^2 - P_{wfa}^2 - 100bR_e)khT_a}{Q_g \Psi P_a Z T_f} \right|$$
$$= \frac{54.2R_e khT_a}{Q_g \Psi P_a Z T_f}$$

(9)

式 (9) 为一个关于 R_e 的隐式方程, 可以用计算机程序求解。用公式 (9) 还可以计算出不同配产条件下气井稳产期泄气半径与有效渗透率的关系 (图 5)。

从图 5 中可以看出: 气井稳产期泄气半径不但与有效渗透率有关, 还与气井的实际配产有关。当气井配产相同时, 有效渗透率增加, 气井稳产期泄气半径增加; 当有效渗透率相同时, 气井配产增加, 气井稳产期泄气半径减小。

2.2 最小井距

气井实际生产过程为: 开发初期, 气井以定产量生产, 井底流压不断下降, 当井底流压下降到废弃井底流压后, 气井的稳产期结束并进入产量递减阶段。由此可以看出, 在一定产量下, 当井距大于两口井稳产期泄气半径之和时, 气井的稳产期不会增加, 井距的大小只能影响气井产量递减快慢; 反之, 当井距小于两口井稳产期泄气半径之和时, 则气井的稳产期将会缩短。因此, 气井稳产期泄气半径就是在不影响气井稳产时间的最小井距。只有当气井的实际井距大于最小井距时, 才不会因为井间干扰缩短气井的稳产时间。

最小井距的计算公式为

$$d = R_{eA} + r_{eB}$$

(10)

式中 d 为气井最小井距, m; R_{eA} 为 A 井稳产期的泄气半径, m; R_{eB} 为 B 井稳产期的泄气半径, m。

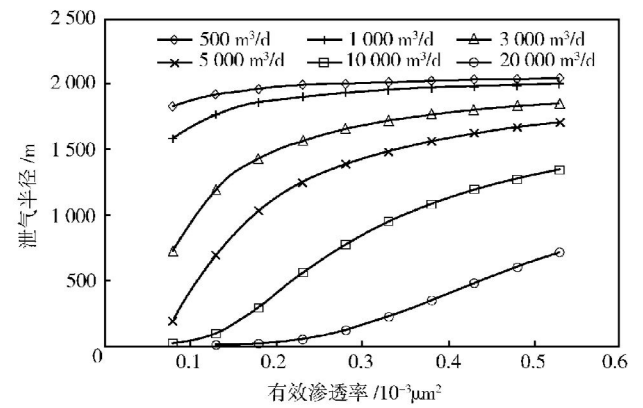


图 5 气井不同配产条件下稳产期泄气半径与有效渗透率的关系

Fig. 5 Drainage radius at production plateau vs effective permeability of gas well at different proration conditions

大牛地气田大 15 井区共有 4 口生产井, 分别为大 15、大开 5、大开 6 和大开 17 井。根据各井实际配产和有效渗透率可以计算各井的稳产期泄气半径 (表 1)。

利用公式 (9) 可以计算目前配产条件下两口井之间的最小井距, 并与实际井距进行对比 (表 2)。

从表 2 可以看出, 大 15 井区的实际井距均大于最小井距, 表明在目前产量条件下, 各井都不会因为井距不合理导致气井稳产时间缩短。

表 1 大 15 井区各井稳产期的泄气半径

Table 1 Drainage radii of gas wells at production plateau in Da15 wellblock

井 名	有效渗透率 / 10 ⁻³ μm ²	气井产量 / (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	稳产期泄气 半径 /m
大 15	0.43	2.0	481
大开 5	0.13	0.5	696
大开 6	0.26	1.2	490
大开 17	0.17	0.8	468

表 2 大 15 井区目前配产条件下的最小井距和实际井距对比

Table 2 Correlation of minimum well spacing and real well spacing at the present proration condition in Da15 wellblock

井 名	实际井距 /m	最小井距 /m
大 15- 大开 5	2 300	1177
大 15- 大开 6	1 300	971
大 15- 大开 17	1 700	949

3 结论

1) 致密低渗气藏的启动压力梯度与气藏有效渗透率和含水饱和度均有密切关系。在相同含水饱和度条件下, 启动压力梯度随有效渗透率增加而减小; 含水饱和度增加, 气藏的启动压力梯度增加。

2) 考虑启动压力梯度条件下, 气井稳产期泄气半径与气井产量和有效渗透率都有关系。产量相同, 有效渗透率增加, 气井稳产期泄气半径增加; 有效渗透率相同, 气井产量增加, 气井稳产期泄气半径减小。

3) 根据气井稳产期的泄气半径可以计算出一定配产条件下的最小井距, 为评价井距的合理性提供可靠的依据。

参 考 文 献

1 王昔彬, 刘传喜, 郑祥克, 等. 低渗特低渗气藏剩余气分布的描述 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 401~ 403

- Wang Xibin, Liu Chuanxi, Zheng Xiangke, et al. Quantitative description of remaining gas distribution in low and extremely low permeability gas reservoir [J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(4): 401-403
- 2 古莉, 于兴河, 李胜利, 等. 低效气藏地质特点和成因探讨 [J]. *石油与天然气地质*, 2004, 25(5): 577-581
- Gu Li, Yu Xinghe, Li Shengli, et al. A discussion on geologic features and genesis of low-efficiency gas reservoir [J]. *Oil & Gas Geology*, 2004, 25(5): 577-581
- 3 李文厚, 魏红红, 马振芳, 等. 苏里格庙气田碎屑岩储集层特征与天然气富集规律 [J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(4): 387-391
- Li Wenhui, Wei Honghong, Ma Zhenfang, et al. Characteristics of detrital reservoirs and regularity of gas concentration in Sulige-miao gas field [J]. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(4): 387-391
- 4 李宏伟, 袁士义, 朱怡翔, 等. 河流相地层相分异与沉积物体积分配规律 [J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(3): 356-360
- Li Hongwei, Yuan Shiyi, Zhu Yixiang, et al. Facies differentiation and sedimentation volume partition of fluvial strata [J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(3): 356-360
- 5 试井手册编写组. 试井手册 (下) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1992. 48-49
- Compiler group. *Well-test handbook* (下) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992. 48-49
- 6 林加恩. 实用试井分析方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 17-18
- Li Ji'en. *Applied well-test interpretation methods* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996. 17-18
- 7 牟学益, 刘永祥. 低渗透油田启动压力梯度研究 [J]. *油气地质与采收率*, 2001, 8(5): 58-59
- Mou Xueyi, Liu Yongxiang. The research of starting pressure gradient [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, 8(5): 58-59
- 8 周克明, 李宁, 袁小玲. 残余水状态下低渗储层气体低速渗流机理 [J]. *天然气工业*, 2003, 23(6): 103-106
- Zhou Kaming, Li Ning, Yuan Xiaoling. Gas percolation mechanism of low permeability reservoir with low speed under residual water condition [J]. *Natural Gas Industry*, 2003, 23(6): 103-106
- 9 吴凡, 孙黎娟, 乔国安, 等. 气体渗流特征及启动压力规律研究 [J]. *天然气工业*, 2001, 21(1): 82-84
- Wu Fan, Sun Lijuan, Qiao Guo'an, et al. A research on gas flow property and starting pressure phenomenon [J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(1): 82-84
- 10 张建国, 雷光伦, 张艳玉. 油气层渗流力学 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1997. 125-129
- Zhang Jianguo, Lei Guanglun, Zhang Yanyu. *Percolating mechanics in oil & gas reservoirs* [M]. Dongying: Shandong Petroleum University Press, 1997. 125-129

(编辑 高 岩)

(上接第 687 页)

- Li Jingning, Wei Guoqi, Li Dongxu. Natural gas exploration prospects in superposed basins western China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(1): 1-6
- 5 康竹林, 翟光明. 中国的前陆盆地与油气聚集 [J]. *石油学报*, 1995, 16(4): 1-8
- Kang Zhulin, Zhai Guangming. Foreland basins and their hydrocarbon potential in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1995, 16(4): 1-8
- 6 何登发, 吕修祥, 林永汉, 等. 前陆盆地分析 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 1-212
- He Dengfa, Lu Xiuxiang, Lin Yonghan, et al. *Foreland basin analysis* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996. 1-212
- 7 贾承造, 何登发, 雷振宇, 等. 前陆冲断带油气勘探 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 1-351
- Jia Chengzao, He Dengfa, Lei Zhenyu, et al. *Oil and gas prospecting in foreland basins* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000. 1-351
- 8 De Celles P G, Giles K A. Foreland basin system [J]. *Basin Research*, 1996, 8: 105-123
- 9 马力, 支家生. 中国南方油气勘探的主要问题与勘探方向 [J]. *南方油气地质*, 1994, 1(1): 15-29
- Ma Li, Zhi Jiasheng. The main problem and prospecting direction of oil and gas in southern China [J]. *Southern Oil & Gas Geology*, 1994, 1(1): 15-29
- 10 王根海. 中国南方海相地层油气勘探现状与建议 [J]. *石油学报*, 2000, 21(5): 1-6
- Wang Genhai. Present situation and proposal for prospecting petroleum in marine sequences in southern China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(5): 1-6
- 11 马新华, 魏国齐, 钱凯, 等. 我国中西部前陆盆地天然气勘探的几点认识 [J]. *石油与天然气地质*, 2000, 21(2): 114-117
- Ma Xinhua, Wei Guoqi, Qian Kai, et al. Recognition of natural gas exploration in foreland basins of central-west China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2000, 21(2): 114-117
- 12 金之钧, 汤良杰, 杨明慧, 等. 陆缘和陆内前陆盆地主要特征及含油气性研究 [J]. *石油学报*, 2004, 25(1): 8-18
- Jin Zhijun, Tang Liangjie, Yang Minghui, et al. Geological characteristics and hydrocarbon potential in epicontinental and intracontinental foreland basins [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(1): 8-18
- 13 尹福光, 许效松, 万方, 等. 楚雄前陆盆地的油气特征 [J]. *石油与天然气地质*, 2000, 21(4): 308-312
- Yin Fuguang, Xu Xiaosong, Wan Fang, et al. Hydrocarbon features of foreland basin in Chuxiong [J]. *Oil & Gas Geology*, 2000, 21(4): 308-312

(编辑 高 岩)