

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020015

渤海 P 油田层内生成 CO₂ 调驱技术

郑玉飞, 李 翔, 徐景亮, 于 萌

(中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300459)

摘 要: 针对渤海 P 油田储层非均质性强、注水强度大, 注入水突进和无效循环导致水驱开发效率低的问题, 开展了层内生成 CO₂ 调驱技术研究。通过生气效率评价试验优选出最优生气体系, 并利用 Waring-Blender 法和填砂管流动试验优选了配套发泡剂和稳定剂。室内试验结果表明: 最优生气体系为生气剂 A+释气剂 D, 其生气效率可达 96.2%; 发泡剂体系为 0.2% 发泡剂 2+0.1% 发泡剂 5, 其发泡体积为 740 mL, 析液半衰期为 219 s; 发泡体系中加入稳定剂 1, 对渗透率 2 000~10 000 mD 填砂模型的封堵率在 90% 以上。渤海 P 油田 15 个注采井组应用了层内生成 CO₂ 调驱技术, 累计增注量 69 986 m³, 累计增油量 33 413 m³, 有效率达 100%, 有效期长达 5 个月。研究表明, 层内生成 CO₂ 调驱技术对渤海 P 油田具有良好的适用性, 解决了注水开发存在的问题。

关键词: 层内生成 CO₂; 调剖; 生气剂; 释气剂; 发泡剂; 实验室试验; 渤海 P 油田

中图分类号: TE357.4

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)02-0108-05

In-Situ CO₂ Generation Technology in Bohai P Oilfield

ZHENG Yufei, LI Xiang, XU Jingliang, YU Meng

(Oilfield Production Division, China Oilfield Services Limited, Tianjin, 300459, China)

Abstract: In order to solve the problem of low water flooding development efficiency caused by strong reservoir heterogeneity, high water injection intensity, injected water influx and ineffective circulation in the Bohai P Oilfield, a study of in-situ CO₂ generation technology was carried out. Firstly, the optimal gas generation system was selected by evaluating gas generation efficiency. Then, the foaming agent and blocking agent were screened by the Waring-Blender method and sandpack column flow experiment. Laboratory test results showed that gas generation efficiency could reach 96.2% when the gas system was blowing agent A + gas release agent D. The optimal foaming agent system was 0.2% foaming agent 2 + 0.1% foaming agent 5. The foaming volume was 740 mL and the half-life of dissolve-out liquid could be maintained for 219 seconds. When blocking agent 1 was added in the foaming system, the plugging rate could be maintained above 90% in the sandpack column with a permeability of 2 000-10 000 mD. The in-situ CO₂ generation technology had been used in 15 injector producer pairs of the Bohai P Oilfield, resulting in the enhancement of accumulative oil recovery of 33 413 m³ by injecting 69 986 m³ of CO₂ in total, with the effective rate reaching 100% and effective period up to 5 months, which indicated that in-situ CO₂ generation technology had good applicability in Bohai P Oilfield and dissolves the problems existing in the water flood development of this field.

Key words: in-situ CO₂ generation; profile control; blowing agent; gas release agent; foaming agent; laboratory testing; Bohai P Oilfield

渤海 P 油田位于渤海中南部海域, 由多个断块组合而成, 在纵向上具有多套油水系统, 属于典型的疏松砂岩稠油油藏, 以陆相河流相、三角洲相沉积为主, 平面及纵向非均质性强。该油田采用大段防砂、强注强采的开发模式, 水驱开发效率低, 目前油田综合含水率已达 83.1%, 但采出程度仅 15.1%; 另外, 由于注入水水质差、注水强度高, 致使注水井无机堵塞严重, 注水压力长期居高不下, 难以满足配注要求^[1]。

收稿日期: 2019-09-13; 改回日期: 2019-12-12。

作者简介: 郑玉飞 (1986—), 男, 山东日照人, 2010 年毕业于中国石油大学 (华东) 应用化学专业, 2013 年获中国石油大学 (华东) 油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事海上油田增产增注技术研究。E-mail: zhengyf4@cosl.com.cn。

通信作者: 李翔, lixiang20@cosl.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项课题“渤海油田高效开发示范工程” (编号: 2016ZX05058-003)、中海油服科技攻关项目“SZ36-1 油田层内生成 CO₂ 调驱关键技术优化研究及应用” (编号: YSB15YF002) 和“N+1 轮层内生成 CO₂ 调驱效果优化研究与应用” (编号: YSB19YF019) 部分研究内容。

为解决该问题,经广泛调研发现,层内生成 CO₂ 调驱技术无需天然气源、注入工艺简单,能够很好地克服常规 CO₂ 驱的局限性,得到国内外学者的广泛关注,并开展了相关研究和矿场试验^[2-6]。1999 年, Kh. Kh. Gumersky 等人^[7] 最先发现碳酸(氢)盐在地层条件下能够与酸发生反应生成大量的 CO₂,并于 2000–2004 年在 Novo-Pokursky 油田开展了矿场驱油试验,3 个月累计增油量超过 2 700 t;2010 年, B. J. B. Shiau 等人^[8] 系统研究了可在储层自发生成 CO₂ 的氨基甲酸铵和氨基甲酸甲酯等化学药剂及其调驱机理。国内也相继开展了层内生成 CO₂ 调驱技术研究和先导性试验,邓建华等人^[9] 依据层内生成 CO₂ 的机理研制了 KD-79 单液生 CO₂ 体系和 KD-79 双液生 CO₂ 体系,驱替试验表明,这 2 种体系都可以起到调剖、驱油的作用;赵仁保等人^[10] 利用填砂管进行了层内自生 CO₂ 的试验研究,结果表明向生 CO₂ 体系中添加起泡剂可有效控制 CO₂ 气体在高渗管中的窜流;2008 年 3 月开始,河南油田魏岗和江河井区的 9 口井实施了层内生 CO₂ 深部解堵增注措施,措施后平均注入压力为 3.64 MPa,累计增注量 61 179 m³,有效期长达 322 d^[11];2016 年,李文轩等人^[12] 通过室内试验筛选出以盐酸和小苏打为主剂的层内自生 CO₂ 解堵体系,矿场试验表明,该体系具有优良的的暂堵分流能力和增油效果。

笔者针对渤海 P 油田的储层特征及开发特点,提出采用集调剖、驱油、增注于一体的层内生成 CO₂ 调驱技术,然后通过室内试验优选了适用于渤海 P 油田的生 CO₂ 体系及配套的泡沫体系,并将其规模化应用于现场,取得了良好的调整注水井吸水剖面、降压增注和稳油控水效果,为渤海 P 油田的高效开发提供了技术手段。

1 层内生成 CO₂ 调驱基本原理

层内生成 CO₂ 调驱技术通过向目的层分段塞交替注入生气剂和释气剂,2 种药剂在油层内发生化学反应放热并释放出 CO₂ 气体,与注入的发泡体系共同作用于油层。该技术在保留常规 CO₂ 驱优点的同时克服了其缺点,能够同时实现近井调剖、解堵和远井驱油的功能,其具体作用原理如下:

1) 解堵作用。生气剂和释气剂反应放热可解除有机堵塞,起降压增注作用。

2) 调剖作用。生成的 CO₂ 与发泡体系作用形

成 CO₂ 泡沫,并与添加的稳定剂配合,可以封堵高渗层,改善水驱效果。

3) 驱油作用。CO₂ 溶于原油,使原油体积膨胀,原油黏度和油水界面张力降低。

4) 降黏作用。生气剂与释气剂发生化学反应放出的热量可以降低原油的黏度。

2 层内生成 CO₂ 调驱关键技术

针对渤海 P 油田储层非均质性严重和近井地带污染等问题,根据调剖、解堵和驱油一体化的思路,进行层内生气调剖关键技术研究,主要进行了生气体系优选、泡沫体系筛选和稳定剂优选。

2.1 生气体系优选

利用化学反应釜考察了生气剂和释气剂对生气量和生气速率的影响,以获得最优生气体系。层内生气试验装置如图 1 所示。

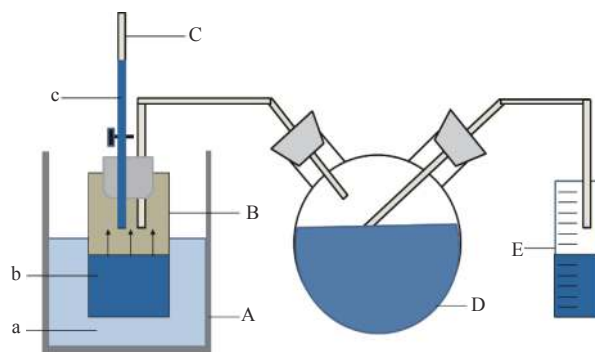


图 1 层内生气试验装置

Fig.1 Experimental device of in-situ CO₂

A. 水浴锅; B. 广口烧瓶; C. 酸式滴定管; D. 二口烧瓶; E. 量筒;
a. 清水; b. 生气剂溶液; c. 释气剂或缓释体系

分别选用相同浓度的生气剂 A、B 和 C 与释气剂 D、E 和 F,预先将生气剂 A、B 和 C 溶液置于图 1 中的广口烧瓶中,然后用酸式滴定管加入相同浓度的释气剂 D、E 和 F,考察其生气量和生气效率,60 ℃ 下的生气效果见表 1。

从表 1 可以看出,生气剂 A、B 和 C 与释气剂 D 反应的生气量最大,生气效率最高,生气量在 280 mL 左右,生气效率均达到 96.0% 以上。考虑经济性和稳定性,选择生气剂 A+释气剂 D 的生气体系。

2.2 泡沫体系筛选

2.2.1 发泡剂筛选

在 100 mL 模拟地层水中分别加入不同量的发泡剂,配制发泡剂溶液,采用 Waring Blender 法考察其发泡体积和析液半衰期,结果如图 2、图 3 所示。

表1 不同生气体系的生气效果 (60℃)

Table 1 Statistics of system components and gas generation effects (60℃)

生气体系	生气量/mL	理论生气量/mL	生气效率, %
生气剂A+释气剂D	279	290	96.2
生气剂B+释气剂D	280	290	96.6
生气剂C+释气剂D	279	290	96.2
生气剂A+释气剂E	242	290	83.4
生气剂B+释气剂E	249	290	85.9
生气剂C+释气剂E	267	290	92.1
生气剂A+释气剂F	66	290	22.8
生气剂B+释气剂F	78	290	26.9
生气剂C+释气剂F	123	290	42.4

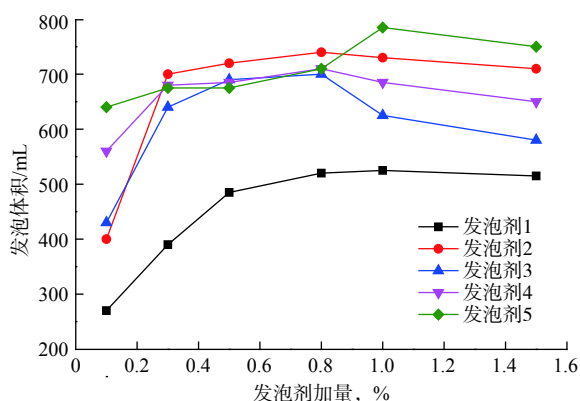


图2 不同发泡剂在不同加量下的发泡体积

Fig.2 Changes of foaming volume with the concentration of different foaming agents

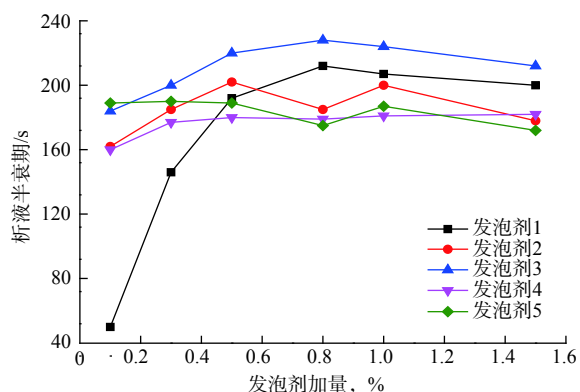


图3 不同发泡剂在不同加量下的析液半衰期

Fig.3 Changes of half-life time with the concentration of different foaming agents

从图2和图3可以看出,发泡剂加量较小时,不同发泡剂的发泡体积和析液半衰期均随着加量增加

而增加;但发泡剂加量过大时,其发泡体积和析液半衰期反而略有下降。这是因为发泡剂加量增加到一定程度时,其分子在气液表面排列的无序度增加,致密度降低,造成泡沫液膜强度减弱,稳定性随之降低。从图2和图3还可以看出:发泡剂2~5不仅发泡体积大,且泡沫的稳定性好,因此选取发泡剂2~5进行复配,进行下一步筛选。

2.2.2 发泡剂复配筛选

发泡剂加量控制在0.3%,将发泡剂2~5分别以2:1和1:2的比例进行复配,考察复配后的发泡性能,结果如图4所示(图4中,发泡体系1为发泡剂2和发泡剂3按2:1复配;发泡体系2为发泡剂2和发泡剂3按1:2复配;发泡体系3为发泡剂2和起泡剂4按2:1复配;发泡体系4为发泡剂2和发泡剂4按1:2复配;发泡体系5为发泡剂2和发泡剂5按2:1复配;发泡体系6为发泡剂2和发泡剂5按1:2复配;发泡体系7为发泡剂3和发泡剂4按2:1复配;发泡体系8为发泡剂3和发泡剂4按1:2复配;发泡体系9为发泡剂3和发泡剂5按2:1复配;发泡体系10为发泡剂3和发泡剂5按1:2复配;发泡体系11为发泡剂4和发泡剂5按2:1复配;发泡体系12为发泡剂4和发泡剂5按1:2复配)。从图4可以看出,发泡体系5(发泡剂2和发泡剂5以2:1的比例复配)的发泡体积为740 mL,析液半衰期达219 s,表现出优良的协同效应。因此,选0.2%发泡剂2+0.1%发泡剂5作为发泡体系。

2.3 稳定剂的筛选

为保证泡沫在渗流过程中能封堵优势渗流通道,需要加入稳定剂。利用渗透率2 000~10 000 mD的填砂模型进行流动试验,考察泡沫加入不同稳定剂后对不同渗透率渗流通道的封堵能力,结果如图5所示。从图5可以看出,泡沫加入稳定剂1对高渗透流通道的封堵率基本保持在90%左右,封堵性能最好;泡沫加入稳定剂2对低渗透流通道的封堵性较好,但由于其溶解性好,易被冲刷,封堵率随渗透率升高下降很快,稳定性较差;泡沫加入稳定剂3和稳定剂4的封堵性能比加入稳定剂1差,但比加入稳定剂2强。综上所述,选用稳定剂1。

3 现场应用

渤海P油田先后进行了5批次15井组的层内生成CO₂调驱作业,累计注入调剖剂15 423 m³,措施后累计增注量69 986 m³,累计增油量达33 413 m³,

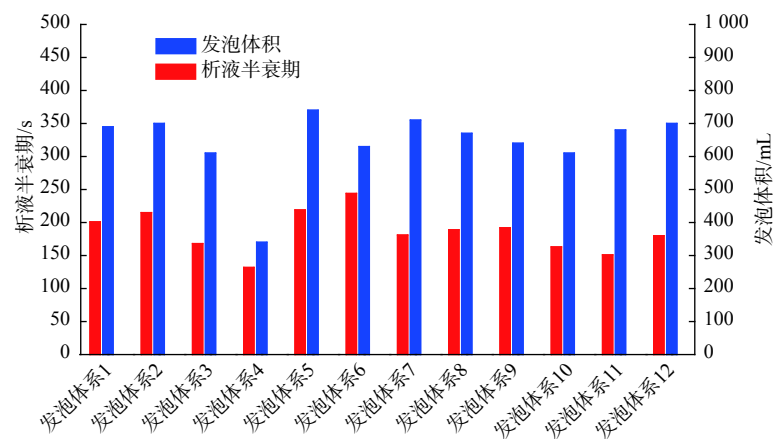


图 4 不同发泡体系的发泡体积和半衰期

Fig.4 Foam volume and half-life of different foaming systems

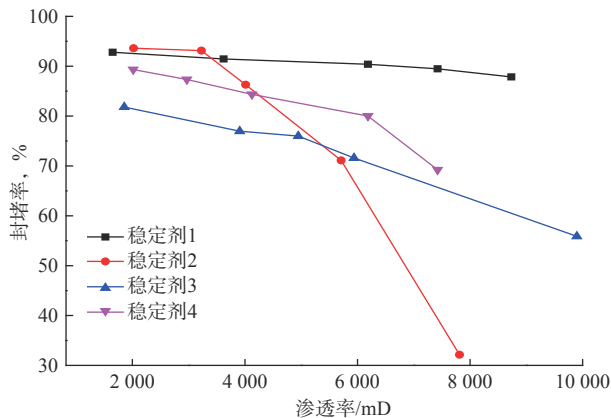


图 5 泡沫加入不同稳定剂后的封堵性能

Fig.5 Comparison of plugging performance of plugging systems with different stabilizers

措施成功率 100%，取得了显著的调剖、降压增注和稳油控水效果。下面以渤海 P 油田 B1 注采井组为例介绍该技术的具体应用情况。

根据渤海 P 油田 B1 注采井组的地质油藏特征，利用室内优选的生气体系和发泡体系，进行层内生成 CO₂ 方案设计，以降低该井组注水井的注入压力，增加注水量的同时提高驱油效率，提高油田产油量。具体步骤为：

- 1)根据注水井和生产井的井距、注水层有效厚度、油层孔隙度等油藏资料，利用层内生成 CO₂ 数学模型，计算出措施井注入药剂的量。
- 2)根据井组的具体情况确定药剂的段塞组合，以确保药剂在地层中能充分混合反应。B1 注采井组注水井 B1 井的注入段塞组合如表 2 所示。
- 3)按照设计在钻井液池中配制药剂溶液，分别使用钻井泵和酸化泵以油管正注的方式将生气剂、释气剂和稳定剂笼统注入目的层位，作业方式为不

表 2 B1 井层内生成 CO₂ 注入段塞组合

Table 2 Slug formation form in-situ CO₂ generation in Well B1

注入顺序	生气剂体积/m ³	隔离水体积/m ³	释气剂体积/m ³
段塞1	60	3	60
段塞2	60	3	60
段塞3	60	3	60
段塞4	30	3	30
段塞5	30	3	30
段塞6	30	3	30
段塞7	30	3	30

动管柱作业，施工周期短，作业成本低。

4)注入过程中根据现场地层吸水测试结果不断优化药剂注入排量。前期控制注入速度，使药剂优先进入高渗层进行封堵；后期适当提高注入速度，启动低渗层。

表 3 为 B1 注采井组注水井 B1 井应用层内生成 CO₂ 调驱技术前后吸水剖面测试结果。由表 3 可知，应用层内生成 CO₂ 调驱技术后，强吸水层的吸水能力降低，弱吸水层的吸水能力增强，如吸水能力较弱的第 4 小层的吸水量占比大幅提高（从 5% 增至 73%），而主力吸水层第 3 小层的吸水量占比显著减小（从 69% 降至 13%），表明层内生成 CO₂ 调驱技术取得了良好的调剖效果。

应用层内生成 CO₂ 调驱技术后，注水井 B1 井的视吸水指数提高了 24.6%，累计增注量达 20 721 m³。与注水井 B1 井对应的 8 口受效生产井累计净增油量 2 430 m³，考虑递减后的增油量 4 724 m³，平均有效期长达 5 个月。

表3 层内生成CO₂调驱技术应用前后注水井B1井吸水剖面测试结果

Table 3 Comparison of water absorption profile in Well B1 before and after measurement of in-situ CO₂ generation

小层号	吸水量占比, %	
	应用前	应用后
1	25	5
2	1	9
3	69	13
4	5	73

4 结 论

1) 针对渤海P油田注水开发存在的问题, 采用了集调剖、驱油和增注于一体的层内生成CO₂调驱技术, 通过室内试验优选出了层内生成CO₂体系配方: 生气剂A+释气剂D构成生气体系, 0.2%起泡剂2+0.1%发泡剂5+稳定剂1构成发泡体系。

2) 现场应用表明, 层内生成CO₂调驱技术可以解决渤海P油田注水开发存在的问题, 建议在该油田推广应用。

参 考 文 献

References

- [1] 梁丹, 吕鑫, 蒋珊珊, 等. 渤海油田分级组合深部调剖技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(2): 104-109.
LIANG Dan, LYU Xin, JIANG Shanshan, et al. The technology of classified combination of deep profile control in the Bohai Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(2): 104-109.
- [2] 张博, 徐景亮, 李翔, 等. 层内生成CO₂技术提高采收率机理研究及应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017, 32(3): 94-98.
ZHANG Bo, XU Jingliang, LI Xiang, et al. Mechanism research and application of enhancing oil recovery by in-situ CO₂ generating technology[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2017, 32(3): 94-98.
- [3] 杨寨, 郑玉飞. 渤海油田多轮次层内生成CO₂调驱效果优化研究[J]. 断块油气田, 2019, 26(1): 123-126.
YANG Zhai, ZHENG Yufei. Study on multi-round profile control effect optimization of in-situ carbon dioxide generation in Bohai Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(1): 123-126.
- [4] 薄其众, 戴涛, 杨勇, 等. 胜利油田樊142块特低渗透油藏CO₂驱油储层压力动态变化研究[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(6): 93-98.
BO Qizhong, DAI Tao, YANG Yong, et al. Research on the changes in formation pressure performance of CO₂ flooding in the ultra-low permeability oil reservoir: Block Fan 142 of the Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 93-98.
- [5] 王飞, 李兆敏, 李松岩, 等. 自生热泡沫体系在多孔介质中协同作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(3): 130-135.
WANG Fei, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Mechanism study of a chem-pyrogenic-foam system in porous media[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016, 40(3): 130-135.
- [6] JIA Xiaofei, MA Kuiqian, LIU Yingxian, et al. Enhance heavy oil recovery by in-situ carbon dioxide generation and application in China offshore oilfield[R]. SPE 165215, 2013.
- [7] GUMERSKY Kh Kh, DZHAFAROV I S, SHAKHVERDIEV A Kh, et al. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery[R]. SPE 65170, 2000.
- [8] SHIAU B J B, HSU T, ROBERT B L, et al. Improved chemical flood efficiency by in situ CO₂ generation[R]. SPE 129893, 2010.
- [9] 邓建华, 赵健, 庄羽竹, 等. 层内自生CO₂吞吐技术室内研究[J]. 内蒙古石油化工, 2013(19): 101-103.
DENG Jianhua, ZHAO Jian, ZHUANG Yuzhu, et al. Laboratory study on in-layer self-generating CO₂ huff and puff technology[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013(19): 101-103.
- [10] 赵仁保, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 自生气凝胶泡沫体系单液法深部调剖剂可行性研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 362-365.
ZHAO Renbao, YUE Xiang'an, HOU Jirui, et al. Feasibility study of authigenic gas gelling/foaming fluid as indepth profiling agent injected in single slug[J]. Oilfield Chemistry, 2005, 22(4): 362-365.
- [11] 张国萍, 肖良, 胡艳霞, 等. 层内生气提高采收率技术在中原断块油田的应用[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 60-61.
ZHANG Guoping, XIAO Liang, HU Yanxia, et al. Applications of in situ gas generating for enhanced oil recovery to Zhongyuan faulted block oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(5): 60-61.
- [12] 李文轩, 秦延才, 毛源, 等. 一种新型地下自生泡沫酸化技术的研究与应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(4): 35-37.
LI Wenxuan, QIN Yancai, MAO Yuan, et al. Research and application of a new type of underground self-generating foam acidification technology[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(4): 35-37.

[编辑 刘文臣]