

顺南区块裂缝性储层置换式气侵影响因素研究

黄国平^{1,2}, 何世明¹, 汤 明¹, 刘 洋², 雷 鸣³

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500; 2. 中国石化西北油田分公司企业管理处, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司第五钻井工程分公司, 河北河间 062465)

摘 要:塔河油田顺南区块塔中北坡奥陶系鹰山组上段属于碳酸盐岩裂缝孔洞型储层, 钻进该层段时气侵现象严重, 现场常采用提高钻井液密度和循环排气的方式处理气侵。为解决裂缝性储层在高密度钻井液条件下易发生漏失、循环排气方式处理时间较长等问题, 对裂缝性储层置换式气侵发生时间的影响因素进行了研究。通过建立漏失速率模型与置换式气侵模型, 分析了裂缝宽度、高度、长度, 地层压力、压差及钻井液的黏度、密度对气侵发生时间的影响。研究发现, 裂缝宽度越小、高度和长度越大, 钻井液黏度越大、密度越小, 以及地层压力越低、压差越大时, 气侵发生时间越长。研究表明, 现场施工中合理控制钻井液密度和压差, 可以控制和减小置换式气侵速度。

关键词: 裂缝性储层; 气侵; 气液置换; 气侵模型; 钻井液; 顺南区块

中图分类号: TE28⁺3 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2018)05-0021-05

A Study on the Effect of Displacement Gas Cut on Fractured Reservoirs in Shunnan Block

HUANG Guoping^{1,2}, HE Shiming¹, TANG Ming¹, LIU Yang², LEI Ming³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University), Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. Department of Enterprise Management, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. The No. 5 Drilling Engineering Branch, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Hejian, Hebei, 062465, China)

Abstract: The upper section of Ordovician Yingshan Formation on Tazhong Northern Slope of Shunnan Block in the Tahe Oilfield belongs to a type of porous fractured carbonate reservoir. In this type reservoir, gas cut is the most serious during drilling, and this gas cut is often treated by increasing the density of drilling fluid and circulating the drilling fluid to exhaust the gas in the field. In order to solve the problems of high density drilling fluid, including its tendency to leak, and long treatment time required for exhaust circulation, researchers studied the factors that most influenced the gas cut time of gas-liquid displacement in the fractured reservoir. The viscosity and density of the drilling fluid on time required for gas cut were analyzed by building the leaking rate model and a gas cut model. Thus it was possible to evaluate effects of width, height and length of fracture, formation pressure and pressure difference. It was found that gas cut is slower under conditions of smaller width, greater height and length of fracture, greater viscosity and smaller density of drilling fluid, as well as lower pressure and greater pressure difference of formation. Therefore, proper drilling fluid density and pressure difference control measure are necessary for field operation to effectively inhibit and reduce the displacement gas cut rate.

Key words: fractured reservoir; gas cut; gas-liquid displacement; gas cut model; drilling fluid; Shunnan Block

塔河油田顺南区块塔中北坡奥陶系鹰山组上段属于碳酸盐岩裂缝孔洞型储层^[1], 具有裂缝和孔洞发育、分布规律复杂、埋藏深和温度高等特点, 埋深达 7 200.00 m, 温度最高达 200 °C, 压力高达 180 MPa。钻进鹰山组上段过程中气侵严重, 现场常采用提高钻井液密度和循环排气的方式来处理气侵, 但在高密度钻井液条件下易发生漏失, 循环排气

收稿日期: 2018-05-08; 改回日期: 2018-08-15。

作者简介: 黄国平(1981—), 男, 重庆人, 2003年毕业于新疆石油学院化学工程专业, 高级经济师, 主要从事石油工程技术方面的研究工作。E-mail: 40259400@qq.com。

通信作者: 何世明, hesming@sina.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目“基于流-固-化耦合理论的欠平衡钻水平井井壁失稳机理研究”(编号: 51474186)、“基于多场耦合理论的页岩气水平井井壁失稳机理研究”(编号: 51574202)、“高温高压高含酸性气体的海相裂缝性地层溢流机理研究”(编号: 51774247)和四川省科技项目“高温高压裂缝性地层重力置换溢流机理与工业化应用研究”(编号: 2018JY0460)联合资助。

方式处理时间较长,导致钻井时效低,作业成本增加,其中部分井气侵导致的井下复杂情况处理时间接近3个月,超过全井钻井周期的1/5,储层段钻井时效低至7.06%,严重制约着该区块碳酸盐岩油气藏的勘探开发进程。因此,有必要深入分析顺南区块鹰山组上段的气侵问题,以找到解决该问题的合理有效的工程技术措施。笔者结合顺南区块前期及周边的现场钻井资料^[2],分析了测井、地质资料,初步明确了鹰山组地层的裂缝特征及分布情况,认为该地层以置换式气侵为主;建立了漏失速率模型与气液置换式气侵模型,分析了裂缝宽度、高度、长度,地层压力、压差及钻井液黏度、密度对发生气侵所需要时间(以下简称气侵发生时间)的影响。

1 置换式气侵模型的建立

置换式气侵的发生主要与裂缝特征相关。从大量现场数据以及国内外研究结果可知^[2-3],所有裂缝类型中发生置换式气侵且对钻井安全影响较大的多为垂直裂缝,目前在钻进这类裂缝地层时,多采用近平衡或平衡压力钻井技术,当钻遇垂直裂缝时,由于钻井液与气体密度相差悬殊,钻井液将沿裂缝下端进入地层,发生漏失现象,一般漏失量较小,现场不容易及时发现。为此,笔者建立了单条裂缝的漏失模型^[4],并建立了体现单条裂缝中钻井液漏失速率与裂缝宽度、裂缝高度、裂缝长度、钻井液密度和黏度之间关系的数学模型;同时,基于克拉伯龙方程,考虑气体压力变化和侵入量等的影响,建立了压差作用下侵入裂缝钻井液体积的模型,迭代求解出地层置换式气侵发生时间,以期对置换式气侵发生时间影响因素分析提供理论基础。

1.1 漏失速率模型

假设钻遇单条垂直裂缝,钻井液为牛顿流体,在压差作用下钻井液发生漏失^[5],则其几何模型如图1所示。

根据牛顿流体在裂缝中流动的平板流理论,建立了体现单条裂缝中钻井液漏失速率与裂缝宽度、裂缝高度、裂缝长度、钻井液密度和黏度之间关系的数学模型:

$$Q = \frac{H\omega^3}{12\mu} \left(\frac{p_w - p_1 + \rho g H}{L} \right) \quad (1)$$

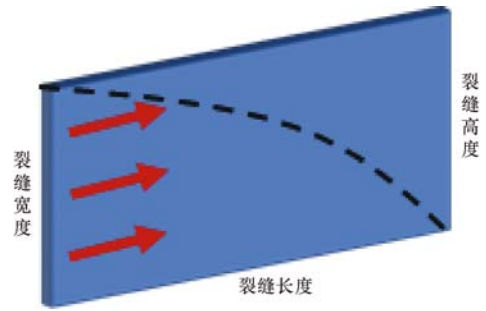


图1 单条裂缝漏失几何模型

Fig. 1 Geometric model of single fracture leakage

式中: Q 为单条裂缝中钻井液的漏失速率, m^3/s ; H 为裂缝垂直高度, m ; ω 为裂缝宽度, m ; μ 为钻井液表观黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; p_w 为钻井液有效液柱压力, MPa ; p_1 为裂缝中气体被压缩后的压力, MPa ; L 为裂缝长度, m ; ρ 为钻井液密度, kg/m^3 。

1.2 气液置换式气侵模型

钻井液侵入前,裂缝中的气体(天然气)具有可压缩性,其压力、温度、体积参数满足理想气体状态方程:

$$pV = nRT \quad (2)$$

式中: p 为理想气体的压力, MPa ; V 为理想气体的体积, m^3 ; n 为理想气体物质的量, mol ; R 为理想气体常数, $\text{m}^3 \cdot \text{Pa}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为理想气体的热力学温度, K 。

结合实际,井深一定时,地层温度在裂缝中气体被压缩前后的变化非常小,可以近似认为是不变的,因此有:

$$p_0 V_0 = p_1 V_1 \quad (3)$$

式中: p_0 为裂缝中气体受到的原始压力, MPa ; V_0 为裂缝中气体的原始体积, m^3 ; V_1 为裂缝中气体压缩后的体积, m^3 。

在实际钻井中,当钻遇裂缝时,由于正压差作用,钻井液进入裂缝,占据了裂缝空间,压缩了地层气体,引起裂缝内压力变化,因此有:

$$V_1 = V_0 - V_f \quad (4)$$

式中: V_f 为在压差作用下 t_s 时刻钻井液侵入裂缝的体积, m^3 。

V_f 可以表示为:

$$V_f = \int_0^{t_s} Q dt \quad (5)$$

式中: t_s 为钻井液漏失时间, s 。

将式(1)代入式(5),可得:

$$V_f = \int_0^s \frac{H\omega^3}{12\mu} \left[\frac{p_w - p_1 + \rho g H}{L} \right] dt \quad (6)$$

再由式(3)、式(4)可得:

$$p_1 = \frac{p_0 V_0}{V_0 - V_f} \quad (7)$$

由式(7)可知,钻井过程中只要钻井液侵入裂缝地层,必然会导致裂缝地层中气体压力上升,裂缝空间越小,对钻井液侵入越敏感,裂缝中气体压力变化幅度越大;如果裂缝空间体积较大,则对钻井液侵入的敏感度较低,在钻井液侵入量少的情况下,裂缝中气体的压力不会显著升高。

结合式(6)、式(7)可知,当裂缝内压力 p_1 大于井底压力 p_w 时,才会开始出现气液置换现象,所以 $p_1 = p_w$ 是发生气液置换现象的临界点。由此可得开始发生置换时的漏失量为:

$$V_f = \frac{V_0 (p_w - p_0)}{p_w} \quad (8)$$

其中 $V_0 = LH\omega$ (9)

结合式(6)一式(8),可以利用迭代法求解出地层发生置换式气侵所需要的时间。

地层发生置换式气侵的时间与钻井液发生漏失的时间直接相关,气侵发生时间的长短与裂缝的深度、宽度、高度,钻井液密度,裂缝原始压力以及有效液柱压差等参数息息相关。

2 置换式气侵发生时间影响因素分析

裂缝性地层发生气液置换式气侵,是由于井筒内钻井液在正压差作用下进入裂缝,占据裂缝空间,压缩裂缝内气体,使裂缝内压力升高^[6]。裂缝性地层气液置换现象受诸多因素的影响,如钻井液漏失速度、垂直裂缝的几何特征和钻井液流变性能^[7]。所以,在前述数学模型的基础上,在其他参数不变的情况下,分别分析了裂缝宽度、高度、长度,钻井液的黏度、密度及裂缝地层压力、压差对置换式气侵发生时间的影响规律。

2.1 裂缝宽度

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其高度为 3.00 m,长度为 5.00 m,钻井液密度为 1.5 kg/L,钻井液表观黏度为 40 mPa·s,地层压力为 100 MPa,钻井液液柱有效压力为 103 MPa,分析裂缝宽度对置换式气侵发生时间的影响规律,结果如图 2 所示。

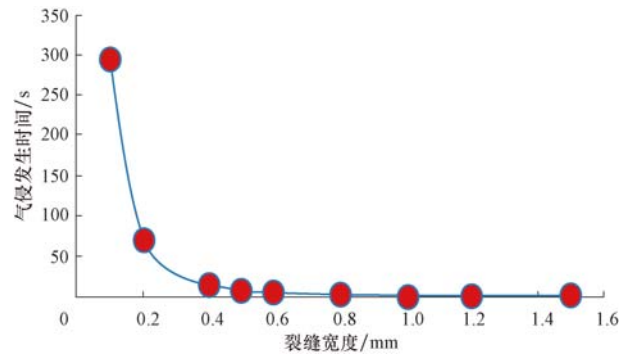


图 2 裂缝宽度对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 2 The effect of fracture width on gas cut time by gas-liquid displacement

从图 2 可以看出,裂缝宽度对置换式气侵发生时间的影响非常明显,裂缝越宽,越容易发生置换式气侵,气侵发生时间越短。

2.2 裂缝高度

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其长度为 5.00 m,宽度为 0.5 mm,钻井液密度为 1.5 kg/L,钻井液表观黏度为 40 mPa·s,地层压力为 100 MPa,钻井液液柱有效压力为 103 MPa,分析裂缝高度对置换式气侵发生时间的影响规律,结果如图 3 所示。

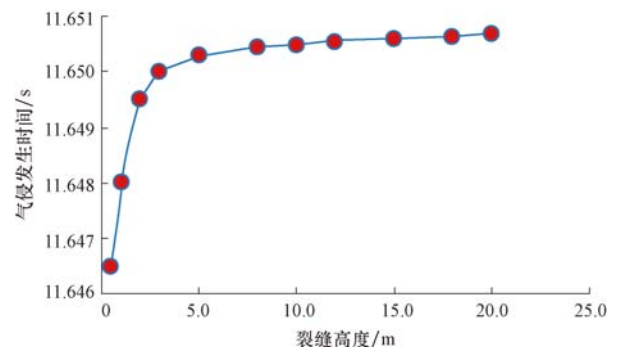


图 3 裂缝高度对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 3 The effect of fracture height on gas cut time by gas-liquid displacement

从图 3 可以看出,随着裂缝高度增大,气侵发生时间增长幅度较小,且随着裂缝高度的不断增大,气侵发生时间趋于平稳。

2.3 裂缝长度

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其高度为 3.00 m,宽度为 0.5 mm,钻井液密度为 1.5 kg/L,钻井液表观黏度为 40 mPa·s,地层压力为 100 MPa,钻井液液柱有效压力为 103 MPa,分析裂缝长度对

置换式气侵发生时间的影响规律,结果如图4所示。

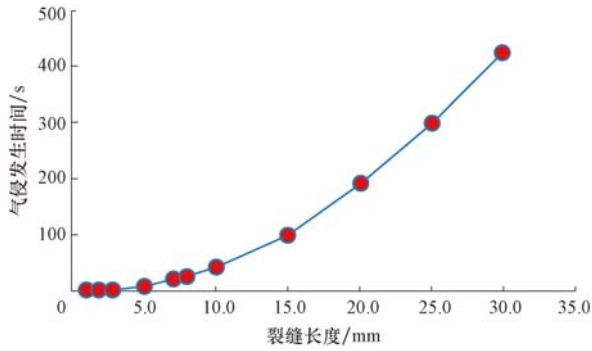


图4 裂缝长度对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 4 The effect of fracture length on gas cut time by gas-liquid displacement

从图4可以看出,随着裂缝长度增大,气侵发生时间逐渐增长,且增长幅度较大;裂缝长度越大,气侵发生时间越长。

2.4 钻井液黏度

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其长度为5.00 m,高度为3.00 m,宽度为0.5 mm,钻井液密度为1.5 kg/L,地层压力为100 MPa,钻井液液柱有效压力为103 MPa,分析钻井液黏度对置换式气侵发生时间的影响规律,结果如图5所示。

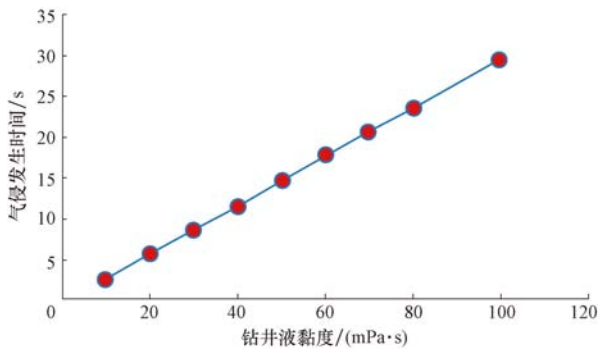


图5 钻井液黏度对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 5 The effect of drilling fluid viscosity on gas cut time by gas-liquid displacement

从图5可以看出,随着钻井液黏度升高,气侵发生时间呈线性增长,黏度越大,气侵发生时间越长。

2.5 钻井液密度

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其长度为5.00 m,高度为3.00 m,宽度为0.5 mm,钻井液表观黏度为40 mPa·s,地层压力为100 MPa,钻井液液柱有效压力为103 MPa,分析钻井液密度对置换

式气侵发生时间的影响规律,结果如图6所示。

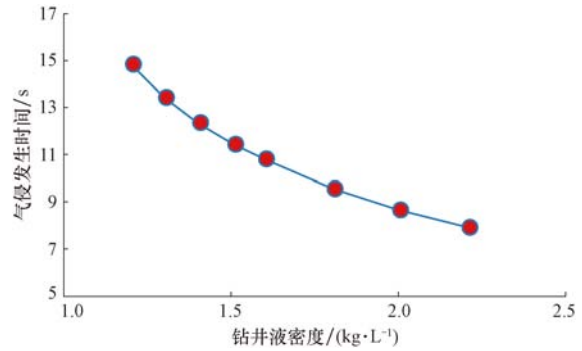


图6 钻井液密度对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 6 The effect of drilling fluid density on gas cut time by gas-liquid displacement

从图6可以看出,随着钻井液密度升高,气侵发生时间缩短;密度越高,气侵发生时间越短,气侵会加速。由此可知,提高钻井液密度不但不能缓解气侵,还会促使气侵速度加快。

2.6 裂缝地层压力

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其长度为5.00 m,高度为3.00 m,宽度为0.5 mm,钻井液密度为1.5 kg/L,钻井液表观黏度为40 mPa·s,钻井液液柱有效压力为103 MPa,分析地层压力对置换式气侵发生时间的影响规律,结果如图7所示。

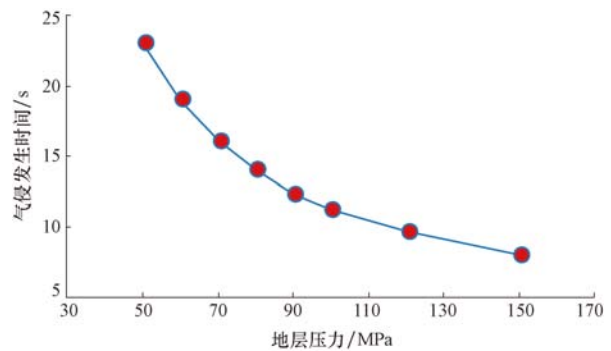


图7 地层压力对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 7 The effect of formation pressure on gas cut time by gas-liquid displacement

从图7可以看出,随着地层压力升高,气侵发生时间逐渐缩短,在压力较高地层,气侵相对容易发生。

2.7 压差

假设在钻井过程中钻遇一条裂缝,其长度为5.00 m,高度为3.00 m,宽度为0.5 mm,钻井液密度

为 1.5 kg/L, 钻井液表观黏度为 40 mPa·s, 分析压差对置换式气侵发生时间的影响规律, 结果如图 8 所示。

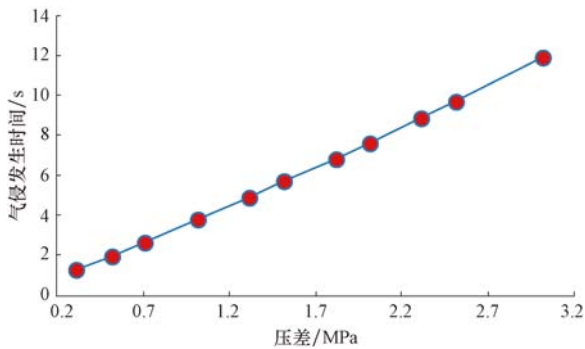


图 8 压差对置换式气侵发生时间的影响

Fig. 8 The effect of pressure difference on gas cut time by gas-liquid displacement

从图 8 可以看出, 随着压差增大, 气侵发生时间增长。现场钻井作业中出现了静止后循环全烃值高、排气时间长情况, 充分证明减小压差可以导致气侵加速。

通过上述置换式气侵发生时间影响因素分析可知: 1) 置换式气侵发生时间一般较短; 2) 漏失速率越大, 气侵发生越快; 3) 所有因素中裂缝宽度因素的影响最为显著, 裂缝宽度越大气侵越快; 4) 其他影响较大的因素有钻井液黏度、钻井液密度、地层压力及压差。

3 结论与建议

1) 顺南区块钻进鹰山组上段地层时存在气侵严重、高密度钻井液易发生漏失等问题, 建立了漏失速率模型与气液置换式气侵模型, 并利用该模型分析了该区块裂缝性储层的置换式气侵发生时间影响因素。

2) 裂缝性储层置换式气侵发生时间的影响规律为: 裂缝宽度越小、高度和长度越大, 钻井液黏度越大、密度越小, 地层压力越低、压差越大, 气侵发生时间越长。

3) 钻井液密度和作业压差是影响钻进稳定性的主要因素, 钻进顺南区块鹰山组上段地层时建议采取合理控制钻井液密度和压差的工程技术措施, 减小并控制置换式气侵速度。

参 考 文 献

References

- [1] 俞新永, 周建东, 滕学清. 塔里木轮南奥陶系碳酸盐岩高压油气藏水平井及大斜度井欠平衡钻井技术[J]. 天然气工业, 1999, 19(2): 63-68.
YU Xinyong, ZHOU Jiandong, TENG Xueqing. Under balance pressure drilling techniques of the horizontal well and high angle deviated hole in Ordovician carbonate rock high-pressure reservoirs in Lunnan Region of the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(2): 63-68.
- [2] 易浩, 杜欢, 贾晓斌, 等. 塔河油田及周缘超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 75-81.
YI Hao, DU Huan, JIA Xiaobin, et al. The optimal design of a casing program for ultra-deep wells in the Tahe Oilfield and its periphery[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 75-81.
- [3] 王沫, 杜欢, 伊尔齐木, 等. 顺南井区优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 50-54.
WANG Mo, DU Huan, Eerqm, et al. Optimal and fast drilling technology for Shunnan Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(3): 50-54.
- [4] 朱义东, 张伟, 刘伟新, 等. 地层破裂压力计算模型及分析[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(2): 92-94.
ZHU Yidong, ZHANG Wei, LIU Weixin, et al. Calculation model and analysis of formation fracture pressure[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2013, 27(2): 92-94.
- [5] 王贵, 曹成, 蒲晓林, 等. 塔河油田桑塔木组钻井液优化与室内评价[J]. 钻采工艺, 2015, 38(5): 73-76.
WANG Gui, CAO Cheng, PU Xiaolin, et al. Optimization and laboratory study for drilling fluids of Sangtamou Group in Tahe Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5): 73-76.
- [6] 张兴全, 周英操, 刘伟, 等. 欠平衡气侵与重力置换气侵特征及判定方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(1): 95-102.
ZHANG Xingquan, ZHOU Yingcao, LIU Wei, et al. A method for characterization and identification of gas kicks caused by underbalanced pressure and gravity displacement[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(1): 95-102.
- [7] 卓鲁斌, 葛云华, 张富成, 等. 碳酸盐岩油气藏气侵早期识别技术[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 2): 174-180.
ZHUO Lubin, GE Yunhua, ZHANG Fucheng, et al. An early identification technique for gas cut in carbonate reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 2): 174-180.

[编辑 令文学]