

长庆特低渗透油藏注水动态裂缝及 井网加密调整模式研究

王文环¹, 彭缓缓¹, 李光泉², 雷征东¹, 吕文峰¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中石化石油工程技术服务有限公司, 北京 100101)

摘 要:为改善长庆特低渗透油藏中高含水期水驱开发效果, 进一步提高采收率, 综合运用储层地质力学、油藏工程及数值模拟等方法, 研究了注水动态裂缝开启机理及延伸规律, 给出了不同方向裂缝开启压力界限。当注水压力超过现今最小水平主应力时, 单方向注水动态裂缝开启; 注水压力越高, 现今最大、最小水平主应力差越小, 注采井连线与最大水平主应力方向夹角越小, 越容易产生多方向注水动态裂缝。根据不同缝网匹配油藏剩余油分布规律, 采取了不同的井网加密调整模式, 限定注水压力控制多方向裂缝开启, 沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝线性注水、侧向基质驱替等措施, 改善了水驱效果, 提高了油藏水驱采收率, 为提高特低渗透油藏水驱采收率提供了新思路。

关键词:低渗透油藏 注水动态裂缝 井网调整 长庆油田

中图分类号:TE348; TE33⁺1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)01-0106-05

Research on Water Flooding Dynamic Fractures to Optimize Infill Drilling Spacing in Ultra-Low Permeability Reservoirs, Changqing Oilfield

Wang Wenhuan¹, Peng Huanhuan¹, Li Guangquan², Lei Zhengdong¹, Lü Wenfeng¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083, China; 2. Sinopec Oilfield Service Corporation, Beijing, 100101, China)

Abstract: To improve water flooding effects and enhance the oil recovery of ultra-low permeability reservoirs passing a high water cut, reservoir geomechanics, engineering and numerical simulation were combined to reveal the opening mechanism and propagation of dynamic fractures and define the pressure limits required to open fractures in different directions. When injection pressure exceeds minimum horizontal stress, dynamic fractures will open in the orientation of maximum horizontal stress. High injection pressure and low stress difference between maximum and minimum horizontal stresses would result in a low-angle between injection-production well orientation and the maximum horizontal stress direction, in which multiple dynamic fractures might be generated in various directions. Effective infilling modes and optimized spacing for reservoirs with different well pattern could help to improve water flooding effect and dramatically enhance the recovery of hydrocarbon, along with avoiding frac interference. The proposed development mode as linear water flooding well pattern along maximum horizontal stress, lateral matrix displacement, limit injection pressure and control multiple fractures opening, provides a new approach for improving water flooding recovery in ultra-low permeability reservoirs.

Key words: low permeability reservoir; water flooding dynamic fracture; pattern modification; Changqing Oilfield

长庆油田特低渗透油藏经过 20 多年的注水开发, 已逐步进入中、高含水期, 含水上升快、产量递减幅度大, 水驱采收率仅 20%。为了进一步改善特低渗透油藏水驱开发效果, 前人在井网合理优化调整方面开展了大量的研究工作^[1-8], 从井网与油井人工压裂裂缝适配性角度出发, 提出了大井距、小排距的菱形反九点、五点矩形等注水井网。

收稿日期:2014-11-05; **改回日期:**2014-01-13。

作者简介:王文环(1965—), 女, 山东平原人, 1991年毕业于石油大学(华东)石油地质勘查专业, 2000年获石油大学(华东)石油与天然气工程专业硕士学位, 2005年获中国石油大学(华东)油气田开发工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事低渗透油气田开发工作。

联系方式:(010)83597231, wangwenhuan@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司油气田开发重大科技项目“低渗、特低渗透油田油藏工程与数模方法研究”(编号:2011B-1205)资助。

笔者对长庆 A 油田多个不同缝网匹配油藏现场生产资料进行分析发现,在特低渗透油藏注水开发过程中,除了天然裂缝、油井人工压裂裂缝外,还存在注水动态裂缝,而且注水动态裂缝是油藏水驱及剩余油分布的主控因素。注水动态裂缝的产生增强了储层的非均质性,使油藏由单一孔隙型介质变为孔隙-裂缝性双重介质;注入水沿动态裂缝方向突进,油井暴性水淹,导致注入水无效循环,难以对裂缝侧向基质形成驱替,大大降低了油藏的存水率和水驱波及体积。

为此,笔者开展了不同缝网匹配油藏注水动态裂缝开启机理、延伸规律及有效井网加密调整模式研究,建立了注水动态裂缝开启压力计算方法,给出了避免多方向动态裂缝开启的合理注水压力界限,并形成了不同缝网匹配油藏合理井网加密调整模式。

1 注水动态裂缝开启延伸机理

1.1 注水动态裂缝的响应特征

长庆 A 油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的中东部,地层产状平缓,地层倾角约 0.5° ,天然裂缝不发育^[9-11],平均渗透率 2.3 mD。该油田于 20 世纪 90 年代初投入开发,油井全部压裂,人工压裂裂缝半长约 100.00 m,方向为现今最大水平主应力方向 NE67.5°^[12];注水井均未压裂。但是,注水井试井资料解释裂缝半长不断增长,解释渗透率为岩心渗透率的数十倍;注水指示曲线出现明显拐点,随着注水压力升高,吸水指数突然增大,表现出明显的裂缝吸水特征(见图 1)。

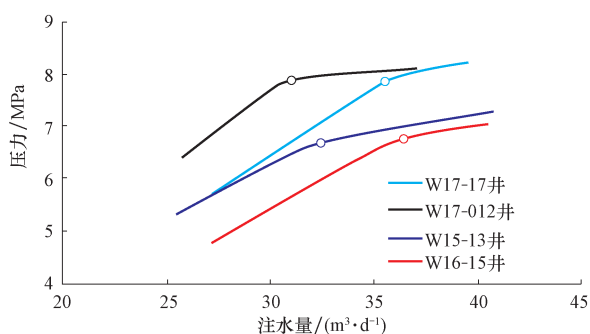


图 1 典型注水井注水指示曲线

Fig. 1 Flooding indication curves of typical injection wells

1.2 注水动态裂缝开启延伸机理

孙松岭等人研究认为^[13-15],裂缝的开启受现今水平主应力和天然裂缝双重因素控制,在注水开发

过程中,天然裂缝开启顺序取决于天然裂缝走向与现今最大水平主应力方向的夹角,夹角越小,天然裂缝就越容易开启,即沿最大水平主应力方向的天然裂缝首先开启,随着注水压力升高,其他方向的天然裂缝将依次开启。笔者认为,注水动态裂缝的开启与天然裂缝无关,主要取决于注水压力及各注采井连线方向现今水平地应力的分布。当注水压力大于某一注采井连线方向现今水平地应力时,该注采井连线上就会开启裂缝。

从不同方向现今水平地应力变化轨迹曲线(见图 2)可以看出,当注采井连线与现今最大水平主应力方向夹角为 θ 时,该方向现今水平地应力可表示为:

$$p_{ki} = p_{kmin} + (p_{kmax} - p_{kmin}) \sin \theta \quad (1)$$

式中: p_{ki} 为不同注采井连线方向现今水平地应力, MPa; p_{kmin} 为现今最小水平主应力, MPa; p_{kmax} 为现今最大水平主应力, MPa; θ 为注采井连线与现今最大水平主应力方向的夹角, ($^\circ$)。

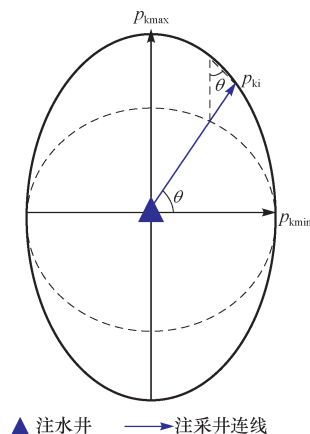


图 2 现今水平地应力变化曲线

Fig. 2 Horizontal stresses change curve

由此可见,注水动态裂缝最先沿现今最大水平主应力方向的注采井连线开启;随着注水压力升高,当其超过其他注采井连线方向现今水平地应力时,该方向就开启裂缝。因此,现今最大、最小水平主应力差越小,注采井连线与现今最大水平主应力方向的夹角越小,就越容易开启多方向裂缝。

2 注水动态裂缝开启及剩余油分布规律

2.1 不同缝网匹配油藏注水动态裂缝开启及水淹规律

长庆 A 油田主要存在 4 种缝网匹配井网形式:

注水井排与现今最大水平主应力方向(NE67.5°)成22.5°的正方形反九点井网、注水井排与现今最大水平主应力方向成0°的正方形反九点井网、菱形反九点井网和五点矩形井网(见图3)。该油田现今最大水平主应力为23.0 MPa,最小水平主应力为21.0 MPa,现今最大水平主应力方向注水动态裂缝开启临界压力为21.0 MPa。该油田平均中深为1 300.00 m,因此现今最大水平主应力方向注水动态裂缝开启的注水压力为8.0 MPa。同理,计算出不同注采井连线方向注水动态裂缝开启的注水压力界限,注水井排与现今最大水平主应力方向成22.5°的正方形反九点井网,其多方向注水动态裂缝开启的注水压力界限为8.8 MPa(见图3(a));0°正方形反九点井网、0°菱形反九点井网以及0°五点矩形井网的多方向注水动态裂缝开启注水压力界限分别为9.4、8.9和10.0 MPa(见图3(b)—(d))。由此可见,注采井连线与现今最大水平主应力方向夹角越小,多方向注水动态裂缝开启的注水压力界限越低,越容易产生多方向注水动态裂缝。

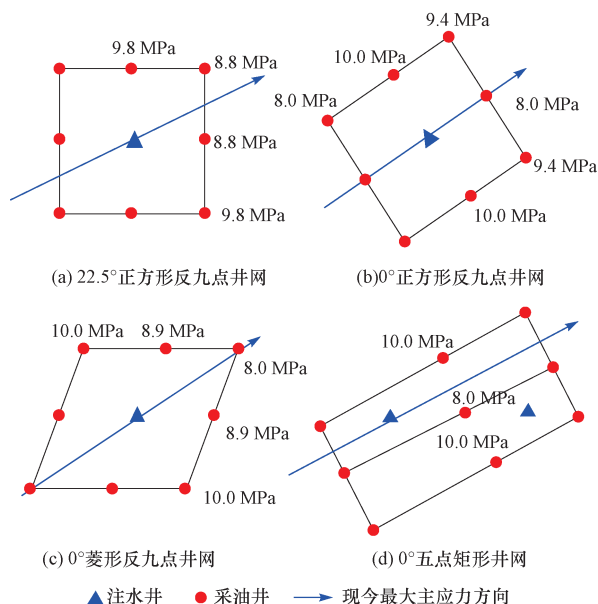


图3 不同类型井网动态裂缝开启压力

Fig. 3 Dynamic fracture open pressure under different well patterns

目前,长庆A油田实际注水压力基本稳定在8.0 MPa左右。因此,只有现今最大水平主应力方向开启了动态裂缝,而其他方向没有开启裂缝。实际生产表明,22.5°的正方形反九点井网沿现今最大水平主应力方向跨井组油井暴性水淹,0°正方形反九点井网及菱形反九点井网沿现今最大水平主应力方向的油井也暴性水淹,0°五点矩形井网含水稳定,

无水淹油井。

2.2 不同缝网匹配油藏剩余油分布规律

在研究水淹规律的基础上,采用方向性压敏效应表征注水动态裂缝开启延伸特征,非线性渗流理论表征裂缝侧向基质驱替特征,对不同缝网匹配特低渗透油藏剩余油分布规律进行了模拟,结果见图4。由图4可以看出,由于长庆A油田仅开启了现今最大水平主应力方向注水动态裂缝,不同缝网匹配油藏剩余油均沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝两侧呈近条带状分布,目前注入水仅波及至裂缝两侧100.00 m左右的区域,即注水动态裂缝控制了剩余油的分布。

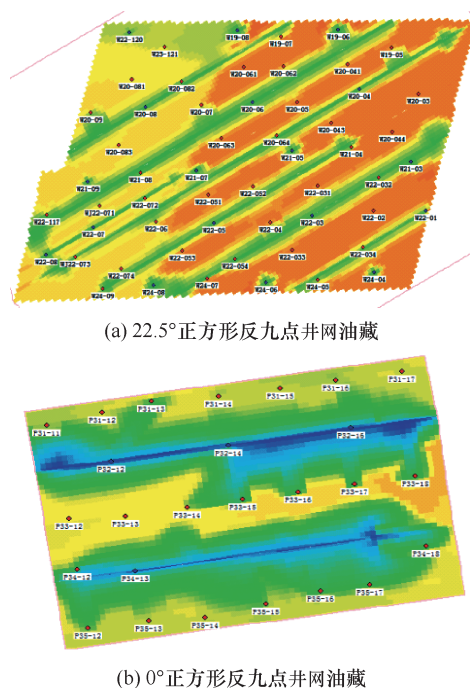


图4 不同缝网匹配油藏剩余油分布

Fig. 4 Remain oil distribution under different well pattern-fracture matching types

3 不同缝网匹配油藏井网加密调整模式

基于长庆特低渗透油藏裂缝开启压力及剩余油分布规律,提出了限定注水压力控制多方向裂缝开启、沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝线性注水、侧向基质驱替的开发理念。因此,油藏注水压力应维持在现今最小水平主应力左右,避免多方向注水动态裂缝开启;转注现今最大水平主应力方向水淹油井,降低注入水无效循环;侧向100.00 m外

区域进行油井加密,最终形成沿现今最大主应力方向注水动态裂缝线性注水、侧向基质驱替的线性井网加密调整模式。

对于原井网为 $300\text{ m} \times 300\text{ m}$ 的 22.5° 正方形反九点井网,转注跨井组水淹油井,沿现今最大水平主应力方向形成高压水线,且侧向加密油井,调整为 $220\text{ m} \times 130\text{ m}$ 线性侧向驱替井网(见图 5(a));原 $300\text{ m} \times 300\text{ m}$ 的 0° 正方形反九点井网,转注水淹边井,侧向加密油井,调整为 $300\text{ m} \times 150\text{ m}$ 线性侧向驱替井网(见图 5(b));原 $480\text{ m} \times 160\text{ m}$ 的 0° 菱形反九点井网,转注水淹角井,侧向加密油井,调整为 $150\text{ m} \times 160\text{ m}$ 的线性侧向驱替井网(见图 5(c)); $520\text{ m} \times 120\text{ m}$ 矩形井网适应性较好,暂时不做调整(见图 5(d))。

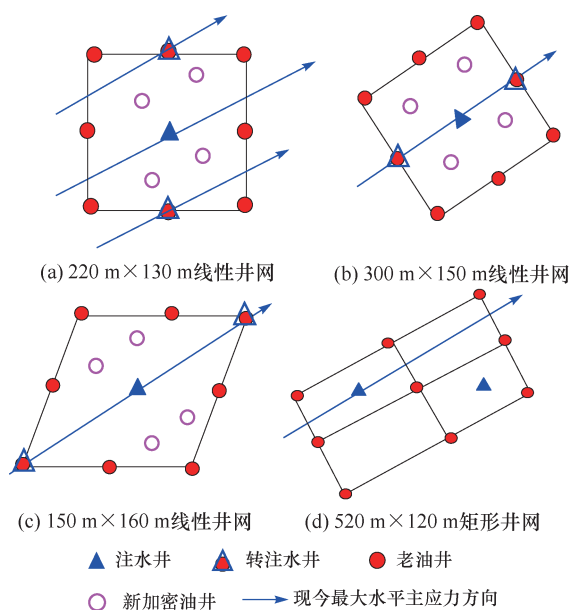


图 5 不同类型井网加密调整模式

Fig. 5 Infilling modes of different well patterns

4 现场应用效果分析

长庆 A 油田 WY 油藏于 1990 年投入开发,原井网为 22.5° 正方形反九点井网,综合含水 56% ,含水上升率为 3.3% ,水驱矛盾日益突出。根据以上研究结果,对其进行了综合加密调整试验,转注最大水平主应力方向水淹油井、侧向加密油井,将原井网调整加密为 $220\text{ m} \times 130\text{ m}$ 的线性注水井网(见图 5(a));同时注水压力控制在 8.8 MPa 以下,避免多方向动态裂缝开启。

加密调整后,平均单井产油量由 1.6 t/d 升至 1.8 t/d ,采油速度由调整前的 0.8% 提高至 1.3% ,

综合含水由 56% 降至 50% ,水驱采收率由原来的 25% 升至 30% (见图 6),加密调整效果显著。

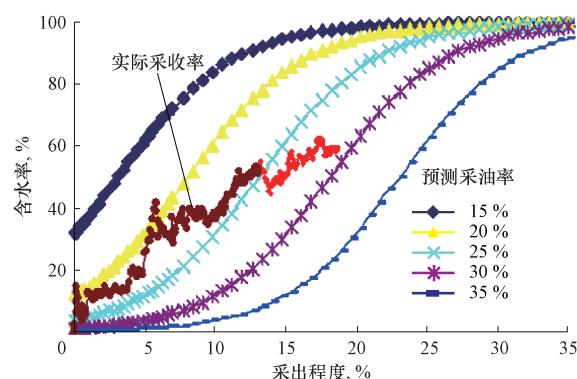


图 6 WY 油藏加密前后含水与采出程度关系曲线

Fig. 6 Water cut vs. recovery percentage of WY reservoir before and after well infilling

5 结论

1) 特低渗透油藏长期注水开发后会产生储层注水动态裂缝,导致油井暴性水淹,降低水驱波及体积,因此注水动态裂缝是控制水驱及剩余油分布规律的关键因素。

2) 注水动态裂缝的开启与注水压力和现今水平地应力大小密切相关,根据建立的不同注、采井连线现今水平地应力计算公式,可以确定不同缝网匹配特低渗透油藏多方向动态裂缝开启的压力界限,有效指导注水措施制定。

3) 针对已形成现今最大水平主应力单方向动态裂缝的特低渗透油藏,建议转注现今最大水平主应力方向水淹油井,并在裂缝侧向加密,最终形成注水井排与现今最大水平主应力方向一致的线性井网模式,改善水驱开发效果。

参考文献

References

- [1] 张璋,何顺利,刘广峰. 低渗透油藏裂缝方向偏转时井网与水力裂缝适配性研究[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 98-101. Zhang Zhang, He Shunli, Liu Guangfeng. An investigation of suitability between well pattern and hydraulic fracture system with deflected orientation in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3): 98-101.
- [2] 樊兆琪,程林松,耿昌浩,等. 低渗透油藏储层非均质性评价与井网调整新方法[J]. 石油勘探技术, 2013, 41(2): 93-98. Fan Zhaoqi, Cheng Linsong, Geng Changhao, et al. A new approach for heterogeneity evaluation and well pattern adjust-

- ment in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 93-98.
- [3] 苏玉亮, 吴春新, 高丽, 等. 特低渗透油藏水驱油注水界限的确定[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 82-86.
Su Yuliang, Wu Chunxin, Gao Li, et al. Determination of waterflooding limits for driving an ultra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 82-86.
- [4] 刘伟伟, 苏月琦, 王茂文, 等. 特低渗透油藏压裂井注采井距与注水见效关系[J]. 断块油气田, 2012, 19(6): 736-739.
Liu Weiwei, Su Yueqi, Wang Maowen, et al. Relationship of injector-producer spacing and waterflooding response for fracturing wells in ultra-low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(6): 736-739.
- [5] 王玫珠, 杨正明, 王学武, 等. 大庆外围特低渗透油藏非线性渗流周期注水研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(3): 327-331.
Wang Meizhu, Yang Zhengming, Wang Xuewu, et al. Study on cycle water injection considering non-linear flow of ultra-low permeability reservoir in periphery part of Daqing Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(3): 327-331.
- [6] 王文环. 低渗透油田合理注采井距的确定: 以纯41块沙4段低渗透油田为例[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(3): 78-80.
Wang Wenhuan. Determination of the reasonable producer-injector spacing in low-permeability reservoir: field case in the Sha-4 Section of the Chun-41 Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(3): 78-80.
- [7] 高宝国, 滑辉, 丁文阁, 等. 低渗透油田特高含水期开发技术对策: 以渤南油田义11井区为例[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6): 97-99, 103.
Gao Baoguo, Hua Hui, Ding Wenge, et al. Technical treatment in extra-high water cut stage for low permeable reservoir: case study of Yi11 Area, Bonan Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 97-99, 103.
- [8] 邹桂丽, 王新杰, 李祥珠, 等. 低渗透油藏五点井网裂缝参数优化研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(11): 16-19, 28.
Zou Guili, Wang Xinjie, Li Xiangzhu, et al. Low permeability reservoirs at five o'clock pattern fracture parameters optimization research[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(11): 16-19, 28.
- [9] 李彩云, 李忠兴, 周荣安, 等. 安塞油田长6特低渗透储层特征[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2001, 16(6): 30-33.
Li Caiyun, Li Zhongxing, Zhou Rongan, et al. Characteristics of Chang-6 extra-low permeability reservoir in Ansai Oilfield[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2001, 16(6): 30-33.
- [10] 杨华, 刘显阳, 张才利, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组低渗透岩性油藏主控因素及其分布规律[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3): 1-6.
Yang Hua, Liu Xianyang, Zhang Caili, et al. The main controlling factors and distribution of low permeability lithologic reservoirs of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(3): 1-6.
- [11] 高永利, 孙卫, 张昕, 等. 鄂尔多斯盆地延长组特低渗透储层微观地质成因[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2013, 43(1): 13-19.
Gao Yongli, Sun Wei, Zhang Xin, et al. Microscopic geologic origin for ultra-low permeability reservoir of Yanchang Groups, Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2013, 43(1): 13-19.
- [12] 唐汝众, 李根生. 双重介质低渗透储层的压裂诊断与施工工艺[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(4): 57-59.
Tang Ruzhong, Li Gensheng. Fracturing diagnosis and execution technology for low-permeability dual-media reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4): 57-59.
- [13] 孙松岭, 李琦, 李娟, 等. 低渗透砂岩储层构造裂缝预测及开启性分析[J]. 特种油气藏, 2007, 14(1): 30-33.
Sun Songling, Li Qi, Li Juan, et al. Prediction and analysis of the opening of tectonic fracture in low permeability sandstone reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(1): 30-33.
- [14] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 75-123.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low permeability sandstone reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2008: 75-123.
- [15] 于雷, 车飞, 刘建, 等. 姬塬油田长4+5储层裂缝特征及其对注水开发的影响[J]. 低渗透油气田, 2013, 18(3): 68-71.
Yu Lei, Che Fei, Liu Jian, et al. Fracture characteristics of Chang4+5 Reservoirs and its effect on waterflooding in Jiyuan Oilfield[J]. Low Permeability Oil & Gas Fields, 2013, 18(3): 68-71.

[编辑 滕春鸣]