

页岩气井生产管柱优选研究与应用

王庆蓉¹ 陈家晓¹ 蔡道钢¹ 杨智¹ 陈珂²

1. 中国石油西南油气田公司工程技术研究院, 四川 成都 610017;
2. 四川页岩气勘探开发有限责任公司, 四川 成都 610056

摘要:页岩气井开发初期产量高,大部分井直接采用空套管投产,可有效带液生产。在放压放产生产制度下,井口压力快速降到输压,然后出现带液生产异常,井筒积液,甚至水淹停产,造成气井生命周期急剧缩短。为此,必须下入生产管柱并实施后续排水采气工艺。开发初期并未形成明确的生产管柱下入技术指导现场生产,因此在页岩气规模上产时无法做到在科学合理的计划下有步骤高效地推进实施生产管柱下入。立足页岩气井后期生产低压、小产、长水平段等特点,通过开展最大产气量、井筒压力损失、抗气体冲蚀能力计算,井筒流动规律、携液能力分析,并从辅助后期排水采气工艺实施考虑,结合大量现场应用分析,提出了生产管柱的油管尺寸、下入时机、管柱结构及下入深度、配套工具等优选生产管柱技术要求。明确优选生产管柱技术,指导现场高效推进实施,应用规模呈逐年增长的趋势。应用效果表明,该技术有效降低了气井递减率,为后续排水采气措施的及时实施及维护气井产能提供了技术基础。

关键词:页岩气井;优选管柱;下入时机;油管尺寸;管柱结构;下入深度

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2022.01.011

Research on and application of production string optimization in shale gas wells

WANG Qingrong¹, CHEN Jiaxiao¹, CAI Daogang¹, YANG Zhi¹, CHEN Ke²

1. Engineering Technology Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China;
2. Sichuan Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chengdu, Sichuan, 610056, China

Abstract: In the early stage of shale gas well development, the production is high and most of the wells are directly put into production with hollow casing, which can effectively enhance production with liquid. Under the production system of releasing pressure, the wellhead pressure quickly drops to transmission pressure, and then there are abnormal production with liquid, wellbore liquid accumulates, production shutdown by floods, which causes dramatic drop to the life cycle of gas wells. For this purpose, it is necessary to lower the production string and implement the follow-up drainage and gas recovery process. No clear string lowering technology has been developed to guide field production in the early stage, so it is impossible to promote the implementation in a systematic and efficient manner under a scientific and reasonable plan when shale gas production is on a large scale. Based on the characteristics of

收稿日期:2021-07-07

基金项目:“十三五”国家油气重大专项项目37课题四“页岩气排采工艺技术及应用”(2017ZX05037-004)

作者简介:王庆蓉(1990-),女,四川成都人,工程师,学士,主要从事川渝气田排水采气工艺的科研工作。E-mail:wang_qr@petrochina.com.cn

shale gas wells production in late stage, such as low pressure, long horizontal section, etc., through the analysis on maximum gas production, wellbore pressure loss, gas erosion resistance calculation, wellbore flow law, liquid carrying capacity, and assisting drainage & gas recovery in late stage, combined with a large number of field application analysis, technical requirements are put forward for optimizing string such as lowering timing, tubing size, string structure and lowering depth, etc. The application results show that this technology can effectively reduce the decline rate of gas wells and provide a technical basis for the timely implementation of subsequent drainage & gas recovery measures and maintenance of gas well productivity.

Keywords: Shale gas well; Optimizing string; Lowering timing; Tubing size; String structure; Lowering depth

0 前言

页岩气井开发初期,产量、井口压力快速增加,产气量达到峰值,大部分井直接采用空套管投产。当产量快速下降时,需及时下入生产管柱提高页岩气井的携液能力。采用生产管柱后,产量再次大幅度波动,应采取排水采气工艺辅助气井排液生产。针对页岩气井的生产特点,在产量出现波动前就应该根据气井不同生产阶段及时针对性地采取优选管柱、柱塞、泡排等工艺措施消除积液影响,有效提高单井产量。下入生产管柱作为延长页岩气井自喷期的重要手段以及后期采取柱塞、泡排等排水采气工艺的基础,优选管柱工艺研究对页岩气规模开发并提高采收率有重要意义。目前,生产管柱下入的时机更多凭借现场经验实施,如何选择生产管柱尺寸、设置管柱结构与后期接替排采工艺更好结合的一系列优选管柱技术暂未形成,本文通过对气井携液生产的重要影响因素进行计算分析,并结合现场实际提出一体化优选管柱技术,为延长气井稳产期起到支撑作用。

1 页岩气井下入生产管柱面临的难题

根据页岩气井的生产特征,大致可将页岩气井采气期分为三个阶段:第一阶段为页岩气井开发初期,井口压力、产量快速增加,气产量达到峰值,大部分井直接采用空套管投产;第二阶段气井井口压力、产量快速下降,需及时下入生产管柱提高页岩气井的携液能力,延长自喷期;第三阶段为气井生产中后期采用生产管柱后,产量、压力再次大幅度波动,出现井口压力快速下降至输压、气水产量同步大幅下降的现象,此时应采取一定的排水采气工艺措施来保证页岩气的正常采出。因此,科学合理的生产管柱技术是稳定气井生产并为排水采气提供工艺基础的技术保障。但该研究前期技术存在需要攻关的难点:一方面,投产后的早期,放压放产生产方式下,不同气井井口压力、产量变化的差异性大,对生产管柱下入时间影响大,各井生产状况差别大,简单的生

产管柱下入时间普适性不强;另一方面,受钢丝作业能力限制,缺少生产管柱在井斜角 $50^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 井段内的生产流动压力温度剖面实测数据,全井筒不同管径在后期低压小产条件下的生产流动特征缺乏实测数据支撑分析,生产管柱下入深度优化难度大。页岩气井规模上产速度快、井数多,积液对页岩气空套管生产井的影响越来越明显。下入生产管柱能够有效提高气井携液能力,因此亟需形成明确的生产管柱下入技术来指导现场生产。

2 页岩气井优选生产管柱工艺技术

2.1 生产管柱尺寸

页岩气套管生产井陆续出现自喷带液困难时,及时下入生产管柱能有效提高气井的携液能力,但不同尺寸油管的适应性和携液生产效果不同,主要影响因素有生产管柱的最大产气量、抗气体冲蚀能力、井筒压力损失、携液能力。因此,从这四个方面对常用内径42.8 mm、50.67 mm、62 mm的生产管柱进行对比分析。根据现场实际生产情况,页岩气井日产气量低于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水量低于 5 m^3 时应下入生产管柱。因此,分析在井口压力2 MPa、日产气量 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产水量 5 m^3 条件下,常用三种管径的最大理论产气量,结果表明不同管径生产管柱的最大理论产气量均能满足生产需求。同时计算出不同管径生产管柱的最低临界冲蚀流量为 $12.97 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,因此,长宁页岩气田目前配产 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 均不会产生冲蚀。从井筒压力损失对比,内径50.67 mm和内径62 mm生产管柱井筒压力损失仅0.1 MPa,而内径42.8 mm与内径50.67 mm生产管柱相比,井筒压力损失超过0.6 MPa。携液能力方面,井口流压越高,内径越大,则临界携液流量越大。经过计算,产气量 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上时,内径50.67 mm生产管柱能满足携液要求,产气量 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上时,内径62 mm生产管柱能满足携液要求,见图1。综合从辅助带液、稳定生产、经济效益考虑,推荐选用内径50.67 mm的生产管柱作为主要生产管柱。

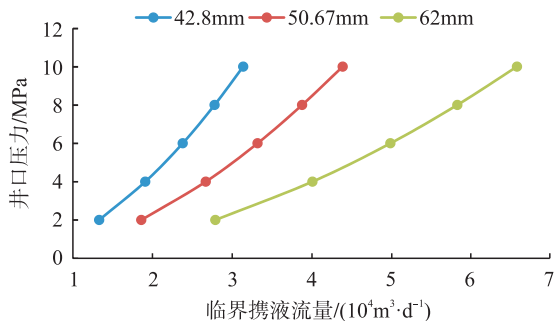


图1 不同尺寸生产管柱临界携液流量图

Fig.1 Critical liquid carrying flow of production string of different sizes

2.2 生产管柱下入时机

气井投产初期采用套管生产,过早或过晚下入生产管柱均不利于充分发挥气井产能。在气井产能充足时过早采用生产管柱生产,高产条件下生产管柱内摩阻大导致井筒压力损失增加,产量或井口压力会因此低于空套管生产。例如:相对于空套管生产,若保持井口生产压力不变,早期采用内径 50.67 mm 生产管柱生产,产量将下降 30%,采用油套环空生产,产量将下降 5%;若保持产量不变,早期采用内径 50.67 mm 生产管柱生产,井口生产压力将下降 3~5 MPa。随着气井的不断开采,产能和压力不断降低,当气井携液能力逐渐下降后,若未及时下入生产管柱来提高气井携液能力,会出现积液现象,甚至水淹停产。下入生产管柱可以在气井套管生产出现不稳定前及时切换生产通道,保持稳定带液生产,最大限度减少积液对气井的影响。根据长宁区块页岩气生产动态分析,当套压下降到 4 MPa 后,气井产量低于 $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,套管生产井携液会出现困难。考虑到带压下生产管柱作业时间以及地层压力递减情况,应在套压高于 10 MPa 之前下入生产管柱。

2.3 生产管柱下入深度

页岩气井直井段、斜井段、水平井内流动规律差异大,滑脱现象主要出现在斜井段。垂直管一般以环状流的形式携带液体,越接近临界携液点,液膜越厚,液滴直径越大;倾斜管管底液膜存在明显的滑脱现象,呈现来回下降又上升的过程,部分液体直接被携带至垂直管,而部分管底厚液膜会回流至倾斜管末端,然后重新被携带上升;水平管以波动液膜携液为主,形成的液滴较少,水平管内的临界携液流量是最低的。通过不同尺寸生产管柱水平段压力损失模拟计算可知,在井口压力 3 MPa,产气量 $2.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量 $3 \text{ m}^3/\text{d}$ 条件下,水平井段流动压力损失相对较小,均在 1 MPa 以内。生产管柱下入到水平段增加了压力损失,因此建议生产管柱下入至水平段以上。考虑井筒积液特点,为减少滑脱损失,降低井筒流动压力损失,生产管柱下深应位于射孔顶部以上,管鞋处井斜角 $70^\circ \sim 80^\circ$,由于页岩气井出

砂,井筒会沉砂,为了避免生产管柱砂埋并利于携带积液,下倾井生产管柱宜下入至射孔段顶部以上 10 m 左右;上倾井生产管柱宜下至 A 点以上,且管鞋垂深应高于射孔最大垂深 10~20 m,具体到单井时还需考虑井筒积液特点及带水采气需求,同时满足管鞋处井斜角 $\geq 70^\circ$,见图 2。

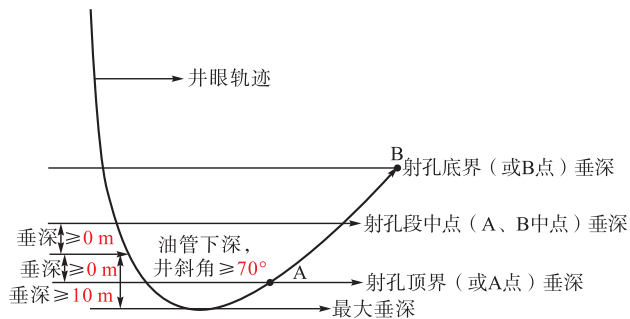


图2 上倾井生产管柱下入深度示意图

Fig.2 Tubing depth in updip well

2.4 生产管柱配套工具

压力下深受井斜限制,液面位置不清楚,回声仪液面测试解释精度缺乏参照。回音标可通过数据库分析,指导环空及生产管柱内测试解释,辅助试井测试解释,解决回声仪测试液面的解释精度难题。同时考虑为后续的柱塞工艺实施提前准备,降低大斜度段坐放柱塞卡定器的施工难题,减少绳索作业风险。生产管柱柱上预置柱塞工作筒,可降低在大斜度段坐放卡定器的风险,使柱塞应用最大井斜 68.8° ,保障柱塞有效沉没,提高柱塞工艺的应用效果。

3 优选管柱工艺应用情况

优选管柱工艺技术总体成熟,有利于延长气井生命周期、稳定生产,已大规模推广。截至 2020 年 12 月 31 日,长宁区块累计下入生产管柱 268 口。2018 年后,半年内下入生产管柱井占比达到 90%,2020 年达到 95%,优选管柱工艺的应用呈逐年增长的趋势,为后续排水采气措施的及时实施、有效维护气井产能提供了技术基础。根据长宁区块页岩气生产动态分析,当套管生产井的井口压力接近输压时,就会出现带液生产困难,产量大幅度波动,甚至水淹停产的现象。优选管柱工艺的应用情况表明,套管生产水淹井在内径 50.67 mm 生产管柱生产条件下,提高了带液生产能力,初期日产气量恢复到 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,在 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右日产气量水平上相对稳产了 13 个月,见图 3。另一方面,在套管生产井的井口压力未接近输压时,采用生产管柱生产,可以消除套管生产的积液阶段,并明显降低产量递减率,见图 4。总体上,套管出现波动后 4 个月内,及时下入生产管柱生产的井,能有效改善带液效果,增加带液生产稳定性,普遍有一定的产能恢复。

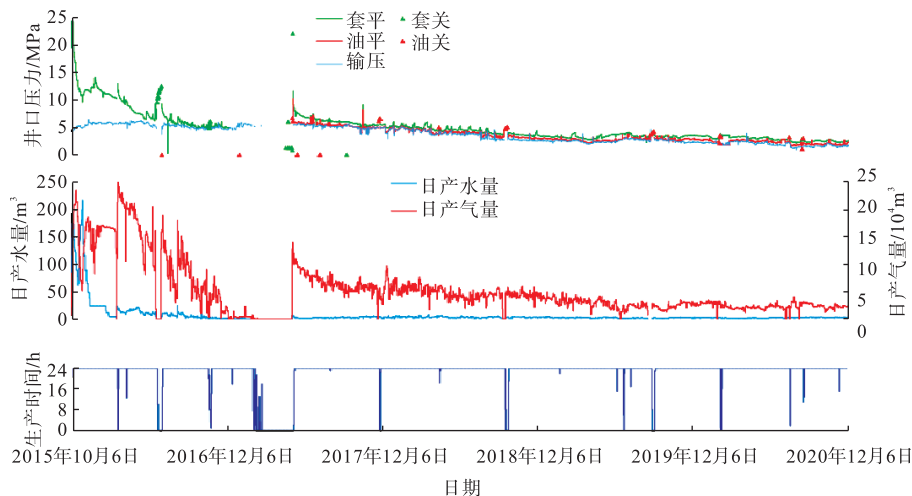


图3 生产管柱增强带液生产能力代表井采气曲线图

Fig. 3 tubing enhancement with fluid production capacity represents a well gas recovery curve

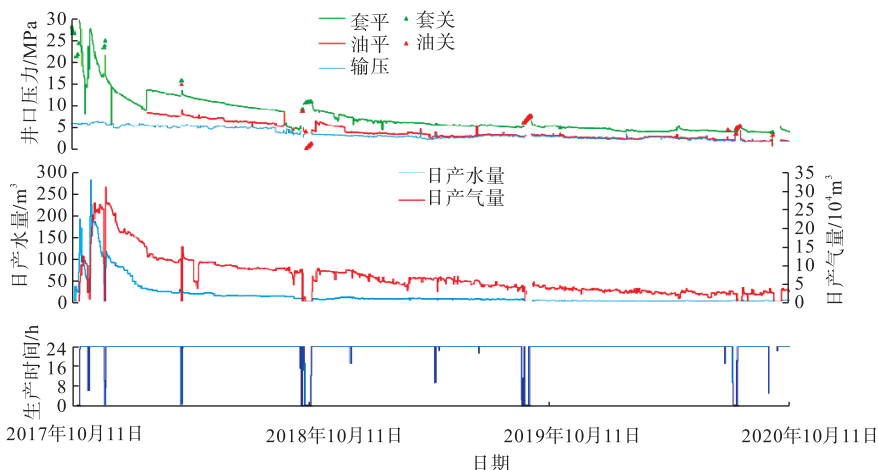


图4 早期下入生产管柱井消除套管生产积液阶段代表井采气曲线图

Fig. 4 The early stage of eliminating fluid in casing production represents a well gas recovery curve

4 结论

1) 综合生产管柱理论计算不同尺寸生产管柱最大理论产气量、井筒压力损失、抗气体冲蚀能力、携液能力,并从辅助带水、稳定生产、经济效益考虑,推荐选用内径 50.67 mm 的生产管柱作为页岩气长宁区块主要生产管柱。

2) 当套压下降到 4 MPa 后,气井产量低于 $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,套管生产井携液会出现困难。在套管产量、压力等出现波动后,及时下入生产管柱生产,能有效改善带液效果,增加带液生产稳定性,延长气井生命周期。考虑到带压下生产管柱作业时间以及地层压力递减情况,应在套压高于 10 MPa 之前下入生产管柱。

3) 页岩气上倾井生产管柱下入至 A 点以上,管鞋垂深原则上应超过 A、B 点中间位置的垂深。下倾井中采用大通径桥塞完成的井,生产管柱下至第一个桥塞面 10

m 左右位置;压裂后套管为全通径的井,生产管柱下入至 A 点端第一个射孔段顶部 10 m 左右。

4) 推荐生产管柱柱上带回音标,可通过建立数据库,指导环空及生产管柱内测试解释,辅助试井测试解释,解决回声仪测试液面解释精度难题,同时生产管柱柱上宜预置柱塞工作筒,可降低在大斜度段坐放卡定器的风险,保障柱塞有效沉没。

参考文献:

- [1] 张宏录,刘海蓉. 中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析[J]. 天然气工业,2012,32(12):49-51.
ZHANG Honglu, LIU Hairong. State of the art and effects of dewatering & recovery of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32 (12): 49-51.
- [2] 郭玲玲,李岩,吴学松,等. 含水气井积液诊断及分析新方法[J]. 天然气技术与经济,2016,10(2):43-46.

- GUO Lingling, LI Yan, WU Xuesong, et al. A new approach for diagnosing and analyzing liquid loading in water-bearing gas wells [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2016, 10 (2): 43-46.
- [3] 贾友亮,李辰,惠艳妮,等.气井井筒积液量计算方法研究[J].*天然气技术与经济*,2016,10(4):41-43.
JIA Youliang, LI Chen, HUI Yanni, et al. A method to calculate liquid-loading volume in gas wells [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2016, 10 (4): 41-43.
- [4] 刘建仪,李颖川,杜志敏.高气液比气井气液两相节流预测数学模型[J].*天然气工业*,2005,25(8):85-87.
LIU Jianyi, LI Yingchuan, DU Zhimin. Mathematical model of gas/liquid bi-phase throttling prediction for gas wells with high gas/liquid ratio [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25 (8): 85-87.
- [5] 陈德春,徐悦新,孟红霞,等.气井气液两相管流压降计算模型评价与优选[J].*断块油气田*,2017,24(6):840-843.
CHEN Dechun, XU Yuexin, MENG Hongxia, et al. Evaluation and optimization of pressure drop calculation models for gas-liquid two-phase pipe flow in gas well [J]. *Fault-block Oil and Gas Field*, 2017, 24 (6): 840-843.
- [6] 刘晓娟,胥元刚,彭缓缓,等.倾斜井筒气液两相流的模型化方法[J].*石油钻采工艺*,2009,31(3):52-57.
LIU Xiaojuan, XU Yuangang, PENG Huanhuan, et al. Mechanistic modeling of two-phase flow in deviated wells [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2009, 31 (3): 52-57.
- [7] 刘永辉,罗程程,刘通,等.水平气井井筒气液两相流型预测[J].*西南石油大学学报(自然科学版)*,2019,41(3):107-112.
LIU Yonghui, LUO Chengcheng, LIU Tong, et al. Prediction of gas-liquid two-phase flow patterns in horizontal gas wells [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41 (3): 107-112.
- [8] 张烈辉,梅青艳,李允,等.提高边水气藏采收率的方法研究[J].*天然气工业*,2006,26(11):101-103.
ZHANG Liehui, MEI Qingyan, LI Yun, et al. The method of improving recovery efficiency of edge water drive gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26 (11): 101-103.
- [9] 张宏录,许科,高咏梅,等.页岩气排采工艺技术适应性分析及对策[J].*油气藏评价与开发*,2020,10(1):96-101.
ZHANG Honglu, XU Ke, GAO Yongmei, et al. Analysis and countermeasures for adaptability of drainage and recovery technology for shale gas [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10 (1): 96-101.
- [10] 廖开贵,李颖川,杨志,等.产水气藏气液两相管流动态规律研究[J].*石油学报*,2009,30(4):607-612.
LIAO Kaigui, LI Yingchuan, YANG Zhi, et al. Study on pressure drop models of gas-liquid two-phase pipe flow in gas reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30 (4): 607-612.
- [11] 张晓锋.四川威远区块页岩气水平井排水采气工艺技术优选[J].*中国石油和化工标准与质量*,2019,39(10):205-206.
ZHANG Xiaofeng. Optimization of drainage gas recovery technology for horizontal shale gas wells in Weiyuan block of Sichuan Province [J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2019, 39 (10): 205-206.
- [12] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].*石油勘探与开发*,2016,43(2):166-178.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43 (2): 166-178.
- [13] 孟红霞,徐悦新,陈德春,等.气井井筒积液高度计算模型研究[J].*复杂油气藏*,2019,12(1):81-85.
MENG Hongxia, XU Yuexin, CHEN Dechun, et al. Calculation model for height of liquid loading in gas wellbore [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2019, 12 (1): 81-85.
- [14] 魏纳,孟英峰,李悦钦,等.井筒连续携液规律研究[J].*钻采工艺*,2008,31(6):88-90.
WEI Na, MENG Yingfeng, LI Yueqin, et al. Research on liquids continuous removal laws in gas well [J]. *Drilling & Production Technology*, 2008, 31 (6): 88-90.
- [15] 张公社,崔金榜,刘东,等.气井井筒积液与排液周期预报技术[J].*石油天然气学报*,2008,30(6):328-331.
ZHANG Gongshe, CUI Jinbang, LIU Dong, et al. Predicting technology on liquid loading and flowing cycle in gas wells [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30 (6): 328-331.
- [16] 商绍芬,严鸿,吴建,等.四川盆地长宁页岩气井生产特征及开采方式[J].*天然气勘探与开发*,2018,41(4):69-75.
SHANG Shaofen, YAN Hong, WU Jian, et al. Production characteristics and development modes of shale-gas wells, Changning Gasfield, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2018, 41 (4): 69-75.
- [17] 李丽,汪雄雄,刘双全,等.水平井筒气水流动规律及影响因素[J].*石油学报*,2019,40(10):1244-1254.
LI Li, WANG Xiongiong, LIU Shuangquan, et al. Gas-water flow law in horizontal wellbore and its influencing factors [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40 (10): 1244-1254.
- [18] 牛朋,马焕英.基于实验研究的水平井气液两相流流型判别修正[J].*中国海上油气*,2019,31(5):139-146.
NIU Peng, MA Huanying. Experimental research-based gas-liquid two-phase flow patterns discrimination correction for horizontal wells [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31 (5): 139-146.
- [19] MCQUILLAN K W, WHALLEY P B. Flow patterns in vertical two-phase flow [J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 1985, 11 (2): 161-175.
- [20] MUKHERJEE H, BRILL J P. Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow [J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 1985, 11 (3): 299-315.