

高温高压气井试井分析软件

王一,陈殿远,邓志勇,韩鑫,张骞

中海石油(中国)有限公司湛江分公司 广东湛江 524057

通讯作者:Email:wangyi45@enooc.com.cn

项目支持:中海石油(中国)有限公司综合科研项目“东方气田群高温高压天然气藏开发关键技术研究”(YXKY-2016-ZHJ-02)”

引用:王一,陈殿远,邓志勇,等. 高温高压气井试井分析软件[J]. 油气井测试,2019,28(3):74-78.

Cite: WANG Yi, CHEN Dianyuan, DENG Zhiyong, et al. Well test analysis software for high-temperature and high-pressure gas wells[J]. Well Testing, 2019,28(3):74-78.

摘要 常规试井分析方法与软件难以对高温高压气藏进行精准解释,影响气田勘探开发决策。结合天然气高温高压实验,形成高温高压气藏流体PVT分析方法;考虑启动压力梯度和应力敏感,建立并求解高温高压气藏渗流模型;考虑高温高压气井测试过程中地层压力的变化,建立全新广义二项式产能方程。将研究成果编程,形成南海西部高温高压气井试井分析软件。应用表明,当温度、压力和CO₂等非烃含量较高时,能确保试井解释及产能分析准确性,解决传统二项式分析中斜率负异常问题,求取无阻流量。该软件可实现对高温高压气藏精准解释,为南海西部勘探开发提供技术支持。

关键词 南海西部; 高温高压气井; 试井分析; 试井软件; 无阻流量**中图分类号**:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.03.013

Well test analysis software for high-temperature and high-pressure gas wells

WANG Yi, CHEN Dianyuan, DENG Zhiyong, HAN Xin, ZHANG Qian

CNOOC China Limited, Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong 524057, China

Abstract: Conventional well test analysis methods and software are difficult to accurately interpret high-temperature and high-pressure (HTHP) gas reservoirs, thus affecting the decision-making of gas field exploration and development. Based on the HTHP experiment of natural gas, the PVT fluid analysis method of high-temperature and high-pressure gas reservoir was formed in this paper. In addition, the percolation model of HTHP gas reservoirs was established and solved considering the start-up pressure gradient and stress sensitivity. A new generalized binomial productivity equation was established considering the formation pressure change during the HTHP gas well testing. The software of well test analysis for HTHP gas wells in the west of South China Sea was formed by programming the research results. The application shows that the accuracy of well test interpretation and productivity analysis can be ensured when the content of non-hydrocarbons such as temperature, pressure and CO₂ was high, and the problem of negative slope anomaly in traditional binomial analysis can be also solved, so that the absolute open flow potential can be obtained. The software can be used to accurately interpret HTHP gas reservoirs and provide technical support for exploration and development in the western South China Sea.

Keywords: West South China Sea; HTHP gas wells; well test analysis; well test software; absolute open flow potential;

试井分析是认识高温高压气藏的关键技术,通过高温高压气井生产动态的测试来研究储层物性参数、污染程度和测试井的生产能力,分析储层之间的连通关系。高温高压气井在试井分析的PVT计算、模型拟合、产能分析阶段与常规气井均有差异,导致对气井产能认识不准确,从而影响气田开发决策。具体需要解决的问题表现在以下三个方面:

(1) 目前计算天然气偏差因子方法(如 HTP

法、HY 法、DPR 法、DAK 法、Standing-Katz 图版法等^[1-2]、经验法^[3]、实验分析法^[4-5])、计算黏度方法(如 Lee-Gon 法、Dempsey 法、Lohrenz-Bray-Clark 法等)^[6]和拟压力的计算公式^[7-8]都不能完全适用于南海西部高温高压高碳条件下的天然气PVT模型计算。

(2) 高宪等人研究了压敏储层渗透率变化规律^[9-10],田冷建立了压敏效应的气井不稳态压力动态试井曲线^[11]等,研究表明常规试井模型难以满足

南海西部高温高压气井试井精细解释需要,需考虑应力敏感影响的试井模型。

(3)研究表明高速非达西或应力敏感导致传统产能方程无法解释地层真实流动情况^[12-13],但提出的“考虑变渗透率的应力敏感气藏产能方程”^[14],“拟压力二项式产能方程”^[15],“一点法及其改进法”^[16-17]等计算产能新方法都有一定使用范围,在实际使用中仍出现高温高压气井产能计算为负的异常现象,不能分析高温高压气井产能

测试资料。

1 软件技术路线

通过对高温高压气藏已有开发成果调研与分析,进行 PVT 参数校正、试井分析和产能分析,编制高温高压气藏前处理、主模块和后处理模块,形成南海西部高温高压气井试井分析方法及辅助系统。根据需求分析,分成三条技术路线展开研究:理论分析、算法设计和软件编制(图 1)。

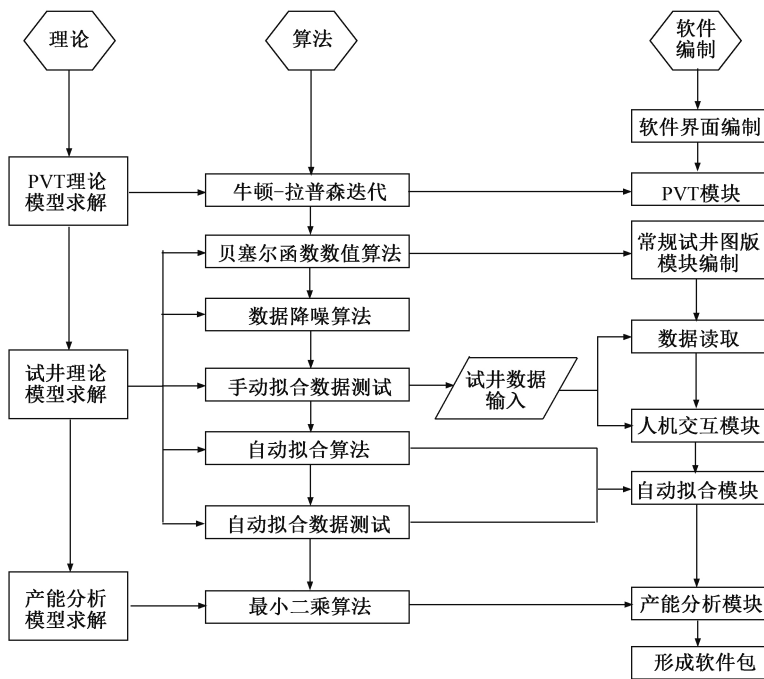


图 1 软件开发技术路线
Fig.1 Software development technology route

2 关键技术

结合软件开发技术路线,具体的创新及核心理论有以下几个方面:

2.1 高温高压气井 PVT 分析

目前商业软件中的 PVT 算法适用温度范围多在 $-273\sim 150\text{ }^{\circ}\text{C}$,压力在 $0.101\sim 60\text{ MPa}$ 之间,超过该范围计算结果误差较大。而在南海西部莺琼盆地发现的大量高温高压气藏,普遍存在三高特征:压力高,绝对压力 $55\sim 100\text{ MPa}$;温度高,储层温度 $150\sim 240\text{ }^{\circ}\text{C}$;非烃含量高,普遍含有 CO_2 ,部分气藏 CO_2 含量甚至超过 74% 。因此,本软件将引入新的计算模型解决南海西部高温高压储层传统 PVT 算法计算精度差的问题,即结合实际的天然气 PVT 实验数据,采用非线性最小二乘法建立适用于高温、高压、含 CO_2 的偏差因子计算模型,即

$$T'_{\text{pc}} = T_{\text{pc}} - \varepsilon \quad (1)$$

$$p'_{\text{pc}} = \frac{P_{\text{pc}}(T_{\text{pc}} - \varepsilon)}{T_{\text{pc}} + y_{\text{H}_2\text{S}}(1 - y_{\text{H}_2\text{S}})\varepsilon} \quad (2)$$

$$\varepsilon = 219.23y_{\text{CO}_2} - 724.49y_{\text{CO}_2}^2 + 679.19y_{\text{CO}_2}^3 \quad (3)$$

式中: T_{pc} 为常规方法计算的天然气拟临界温度; T'_{pc} 为新计算模型的天然气拟临界温度; p_{pc} 为常规方法计算的天然气拟临界压力; p'_{pc} 为新计算模型的天然气拟临界压力; $y_{\text{H}_2\text{S}}$ 为 H_2S 的摩尔分数,小数; y_{CO_2} 为 CO_2 的摩尔分数,小数; ε 为实验数据拟合的修正系数。

上述模型对含 CO_2 天然气的拟临界温压进行校正,可满足对高、中、低 CO_2 含量的全范围天然气偏差因子的预测目标。

2.2 考虑启动压力和应力敏感

传统的渗流力学都假设地层是均质的,且地层渗透率是常数,不随压力发生变化。但对于高温高压低渗气藏,有时不能将渗透率看作常数,而是压

力的函数。根据实际取样的岩心应力敏感实验结果,也验证了渗透率是压力的函数^[12-13]。

本软件建立了考虑启动压力梯度和应力敏感的物理模型,经过无因次转换,采用摄动法求解,非线性方程线性化后,最终得到考虑应力敏感的无因次压力解。

2.3 广义二项式产能评价

目前,南海西部一系列高产气井各级测试制度回归得到的常规二项式产能方程易表现出斜率负异常现象,无法获取真实产能。原因分析认为,与地层和工程因素无关,而是探井测试产能回归时,常采用原始地层压力代替平均地层压力,带来一定误差。当各级生产压差级差较大时,该影响尚不至于表现出异常。对于高产气井,各级生产压差差异小,地层压力取值的微小误差被放大,容易出现斜率负异常的现象。因此,传统二项式产能方程不完全适用于高温高压气井的产能评价。为解决此问题,引入了广义二项式产能评价新方法^[18]。该评价方法从气井测试过程中地层压力响应入手,结合物质平衡方法,推导得到测试期间动用范围内的有效平均地层压力,即

$$p_{R(t)} = p_i \left[1 - \frac{\sum_{j=1}^{n-1} q_j T_j + q_n \left(t - \sum_{j=1}^{n-1} T_j \right)}{\pi \frac{Kt}{B_{gi} \mu C_t} h (1 - S_w)} \right] \quad (4)$$

式中: n 为 t 时刻的测试级数; q_j 为第 j 级测试制度下的产量, m^3/d ; T_j 为第 j 级测试制度的测试时间, d ; p_i 为原始地层压力, MPa ; $p_{R(t)}$ 为 t 时刻平均地层压力, MPa ; K 为储层渗透率, mD ; B_{gi} 为原始天然气体积系数, m^3/m^3 ; μ 为天然气地下黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; C_t 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; h 为储层厚度, m ; S_w 为含水饱和度, 小数。

通过引入每一级测试段末的平均地层压力,解决传统二项式产能方程回归时地层压力不变引起的问题。南海西部多口高产气井实例测试,均得到斜率为正的二项式产能方程,并求得无阻流量,与试井设计方法对比,证明了该方法的合理性。

3 软件应用分析

LX1 井为高温高压气井,2017 年 8 月测试,产能测试后关井 21 h。分别采用本次自主研发试井解释软件和商业 Saphir 试井解释软件进行解释对比,双对数曲线、半对数曲线的拟合曲线如图 2-3 所示。

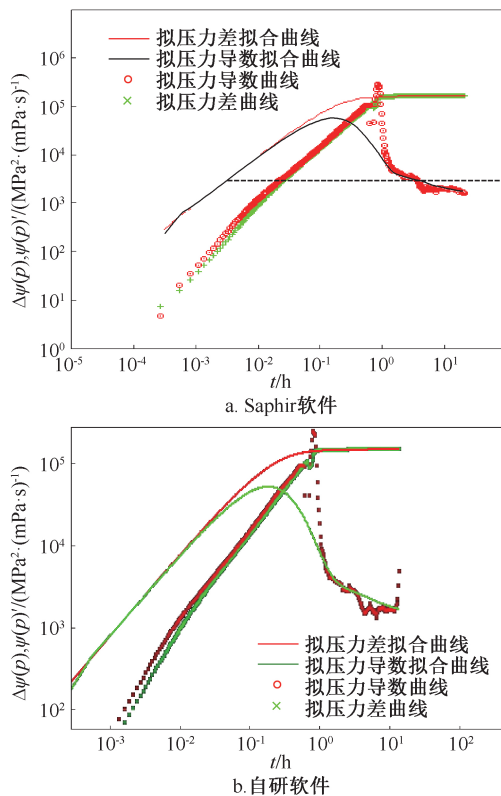


图2 LX1井压力及其导数双对数曲线对比图
Fig.2 Logarithmic curve comparison of well pressure and its derivatives in well LX1

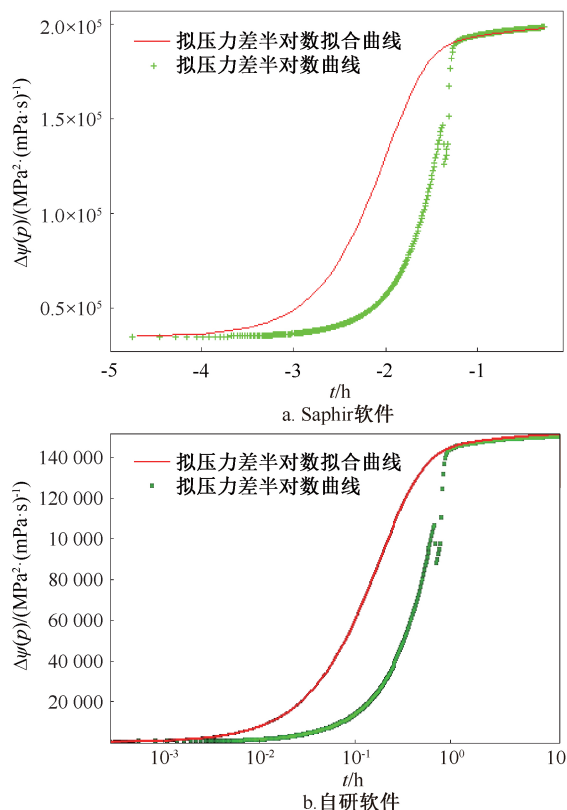


图3 LX1井半对数曲线对比图
Fig.3 Comparison plots of semi-logarithmic curve of well LX1

对原始压力数据降噪处理后的双对数曲线,两种软件得到结果一致,表明自研软件的降噪和求导算法结果与 Saphir 软件基本一致;半对数曲线也与 Saphir 一致,表明自编软件试井模型算法部分结果较为准确。

该井为高温高压低渗气井,常规二项式无法正常解释,回归二项式斜率为负,无法计算无阻流量。自研软件的产能模块集成了全新的广义二项式方法,形成二项式斜率为正,得到无阻流量 $13.7\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ (图 4)。

LX1 井在自研软件和商业软件的解释结果对比见表 1。

当温度压力和 CO_2 含量较高时,Saphir 软件的 PVT 模块计算误差较大,生成的黏度和拟压力不准确,导致试井解释结果存在一定偏差。自研软件采用了全新的 PVT 计算方法方法,对于 LX1 井这类高温高压高碳井计算结果准确度更高。

4 结论

(1)引入适用于南海西部高温高压气藏流体 PVT 分析新方法,解决了高温高压气藏流体物性参数预测难问题,计算结果相比传统方法更加准确。

表 1 LX1 井试井解释结果表
Table 1 Well test interpretation results of well LX1

软件类型	井筒储集系数/ ($\text{m}^3\cdot\text{MPa}^{-1}$)	表皮系数	渗透率/ mD	流度比	储能比	复合半径/ m	无阻流量/ ($10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)
商业软件	0.04	17.95	0.70	0.5	0.5	21.50	—
自研软件	0.04	21.50	0.85	0.5	0.5	30.00	1.37×10^5
误差/%	0	19.78	21.43	0	0	39.53	—

(2)建立全新广义二项式产能方程,能够求取高温高压气井有效无阻流量,与试井设计结果对比误差可控制在 10%以内,由于新方法回归过程考虑地层压力下降,求得无阻流量略高但更加准确。

(3)开发出具有南海西部高温高压特色的天然气 PVT 模块、试井解释模块、产能分析模块,形成了具有自主知识产权的南海西部高温高压气井试井分析软件,推广及应用于实际生产工作中,试井分析结果满足生产解释要求。

致谢:感谢中海油湛江分公司南海西部石油研究院高温高压试井科研团队的帮助与建议;感谢中海石油(中国)有限公司综合科研项目“东方气田群高温高压天然气藏开发关键技术研究”资助。

参考文献

[1] 张明禄,胡建国,屈雪峰. 应用状态方程计算天然气偏

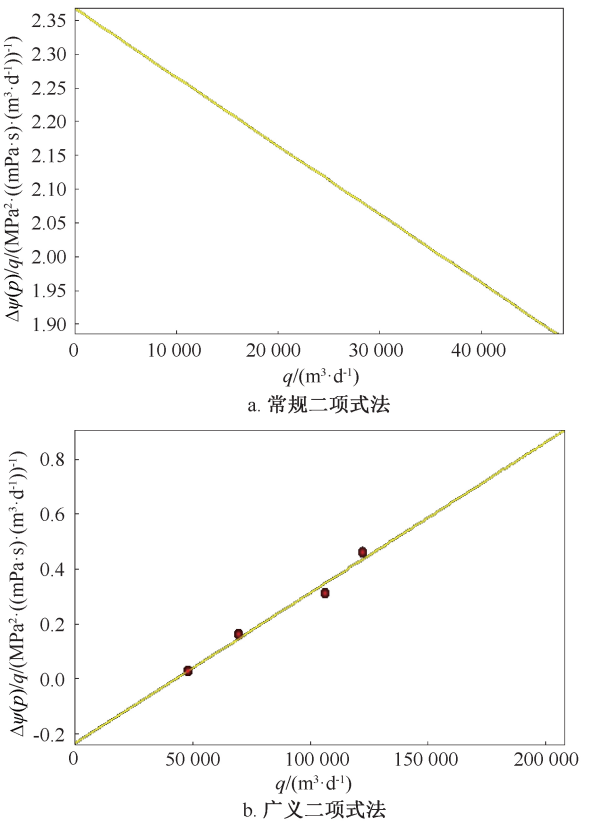


图 4 LX1 井 IPR 曲线对比图
Fig.4 IPR curve comparison chart of well LX1

差因子的方法评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(2):69-71.

ZHANG Minglu, HU Jianguo, QU Xuefeng. Evaluating the methods of calculating gas deviation factor by use of state equation [J]. Natural Gas Industry, 2003,23(2):69-71.

[2] 阳建平,肖香姣,张峰,等. 几种天然气偏差因子计算方法的适用性评价[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 154-157.

YANG Jianping, XIAO Xiangjiao, ZHANG Feng, et al. Applicability estimation of four methods of calculating the deviation factor of natural gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2007,18(1):154-157.

[3] 王刚,杨胜来,吴晓云,等. 富含 CO_2 天然气偏差因子研究[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(1):53-56.

WANG Gang, YANG Shenglai, WU Xiaoyun, et al. Study on deviation factor of CO_2 rich gas [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010,32(1):53-56.

[4] 任双双,杨胜来. 富含 CO_2 天然气井井筒偏差因子的计

- 算方法与应用[J]. 陕西科技大学学报, 2010, 28(1):17-22.
- REN Shuangshuang, YANG Shenglai. Z-factor calculation method and application of the gas well richly containing CO₂[J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology, 2010, 28(1): 17-22.
- [5] 张地洪, 鄢友军, 向新华, 等. 天然气偏差因子的实验研究[J]. 天然气工业, 2002, 22(S):107-109.
- ZHANG Dihong, YAN Youjun, XIANG Xinhua, et al. Experimental research on the deviation factor of natural gas[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(S):107-109.
- [6] 杨晓鸿, 张顺喜, 朱薇玲. 天然气黏度精确计算新模型[J]. 天然气工业, 2016, 36(12):113-118.
- YANG Xiaohong, ZHANG Shunxi, ZHU Weiling. A new model for the accurate calculation of natural gas viscosity[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12):113-118.
- [7] 田津杰, 李春兰, 黄世军, 等. 新的气藏拟压力计算经验公式[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(2):65-67.
- TIAN Jinjie, LI Chunlan, HUANG Shijun, et al. A new empirical formula of pseudo pressure calculation for real gas[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(2): 65-67.
- [8] 马时刚, 苏彦春, 王世民, 等. 拟压力不同简化形式对气井产能计算的影响[J]. 天然气勘探与开发, 2010, 33(3):30-32.
- MA Shigang, SU Yanchun, WANG Shimin, et al. Effects of pseudo pressure in differently simplified forms on productivity calculation[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33(3):30-32.
- [9] 高宪, 王晓东, 李敬函, 等. 压敏储层渗透率分布规律研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(1):88-91.
- GAO Xian, WANG Xiaodong, LI Jinghan, et al. Study on permeability distribution in pressure-sensitive reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(1):88-91.
- [10] 梁景伟, 金裘明. 压敏油藏的压力动态摄动分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2002, 21(S2):2422-2428.
- LIANG Jingwei, JIN Qiuming. Perturbation analysis of pressure transient response in stress-sensitive reservoirs[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2002, 21(2): 2242-2248.
- [11] 田冷, 何顺利. 压敏效应对试井曲线特征的影响分析[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2):297-299.
- TIAN Leng, HE Shunli. Effect of stress-sensitivity on well test curve characteristics in sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 297-299.
- [12] 温伟明, 朱绍鹏, 李茂, 等. 海上异常高压气藏应力敏感特征及产能方程——以莺歌海盆地为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(9):59-63.
- WEN Weiming, ZHU Shaopeng, LI Mao, et al. Stress sensitivity features and productivity equations of offshore abnormal high-pressure gas reservoirs: A case study from the Yinggehai basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(9):59-63.
- [13] 李丰辉, 田楠, 刘晖, 等. 异常高压低渗透油藏产能随有效压力的变化规律——以渤海南部 BZ 油田为例[J]. 中国海上油气, 2014, 26(5):58-62.
- LI Fenghui, TIAN Nan, LIU Hui, et al. The change of productivity with effective pressure in low-permeability oil reservoirs with abnormally-high pressure: A case of BZ oilfield in the southern Bohai sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(5):58-62.
- [14] 杨滨, 姜汉桥, 陈民锋, 等. 应力敏感气藏产能方程研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(5):158-160.
- YANG Bin, JIANG Hanqiao, CHEN Minfeng, et al. Deliverability equation for stress-sensitive gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology edition), 2008, 30(5):158-160.
- [15] 李浩, 劳业春, 李华, 等. 异常高压气藏产能测试分析方法[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(3):16-23.
- LI Hao, LAO Yechun, LI Hua, et al. Analysis method of the abnormal productivity test in abnormally high pressure gas reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(3):16-23.
- [16] 马时刚, 沈文杰. 海上异常高压气藏产能计算研究:以锦州-气田为例[J]. 油气井测试, 2015, 24(4):32-34.
- MA Shigang, SHEN Wenjie. The productivity calculation of abnormal high pressure gas reservoirs — Taking Jinzhou M gas field as example[J]. Well Testing, 2015, 24(4): 32-34.
- [17] 马时刚, 李波, 王世民, 等. 一点法在锦州 20-2 凝析气田的应用与改进[J]. 油气井测试, 2008, 17(3):17-19.
- MA Shigang, LI Bo, WANG Shimin, et al. Application and improvement of one empirical on Jinzhou 20-2 condensate field[J]. Well Testing, 2008, 17(3):17-19.
- [18] 张风波, 马帅, 张芟强, 等. 广义二项式产能方程的推导与应用[J]. 中国海上油气, 2017, 29(6):87-91.
- ZHANG Fengbo, MA Shuai, ZHANG Jiqiang, et al. Derivation and application of generalized binomial productivity equation[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(6): 87-91.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 王一, 男, 1986 年出生, 硕士, 工程师, 2013 年毕业于成都理工大学油气田开发与工程专业, 现主要从事南海西部油气田开发技术研究工作。电话: 0759-3912416, 13413669430; Email: wangyi45@cnoc.com.cn。通信地址: 广东省湛江市坡头区 22 号信箱, 邮政编码: 524057。