

基于页岩现场含气量测试结果预测产能的方法

姜志高, 曹海虹, 丁安徐, 高和群

(中国石化 华东油气分公司 勘探开发研究院, 江苏 扬州 225007)

摘要: 国内外还没有较好的提前预测页岩气井产能的方法, 且由于含气量测试结果与后期产量差异较大, 导致页岩气含气量测试在业内争议较多。通过对解吸过程剖析, 初步解答了很多含气量相当的井产量差异较大的这个业内难题, 认为单一含气量数据不足以表征含气性, 还应该考虑其解吸过程, 如解吸速率、游离气占比等因素, 将解吸过程结合起来, 由此定义了一个新的指数, 即含气性指数, 对其计算方法进行定义: 含气性指数=解吸速率×游离气占比×总气量, 并对其内在含义进行了分析。通过现场含气量测试数据, 对产量具有相关性的因素进行筛选, 挑选出含气性指数和压力系数对日产量具有明显相关性的因素, 并通过含气性指数和压力系数 2 个因素, 建立多元回归模型, 得到日产量预测公式, 并对模型的可靠性进行现场验证, 发现此公式预测出产能与后期实际日产量高度吻合, 使得今后现场含气量测试结束后, 即可对其产能进行初步预测。

关键词: 含气量测试; 产能预测; 含气性指数; 解吸过程; 游离气含量

中图分类号: TE122.11

文献标识码: A

A method for predicting production capacity based on a shale gas content test

JIANG Zhigao, CAO Haihong, DING Anxu, GAO Hequn

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, SINOPEC East China Branch Company, Yangzhou, Jiangsu 225007, China)

Abstract: At present, there is no way to predict shale gas well production capacity at home and abroad. There are many disputes because the gas content test results are different from later production. Through the analysis of the desorption process, the question as to why the output of many shale gas wells with similar gas volume is greatly different was preliminarily answered. Gas content data is not enough to characterize gas-bearing capacity, which should be taken into consideration together with the desorption process, such as desorption rate and free gas content factors. A new coefficient was defined, namely the gas content index: gas content index=desorption rate × free gas content × total gas volume. The internal meaning of the gas content index was also analyzed. Some relevant factors of shale gas production were screened through field gas content tests. Two factors, gas content index and pressure coefficient, which have an obvious correlation with daily production, were selected. A multiple regression model was established in view of these two factors. A daily output prediction formula was obtained. Daily output = 0.146 7 × pressure coefficient⁷² × gas content index + 0.086 4. The reliability of the model was verified on site, so that the capacity of shale gas wells can be preliminarily predicted after the completion of field gas content testing.

Key words: gas content test; productivity prediction; gas content index; desorption process; free gas content

目前, 国家越来越重视清洁能源的开发, 页岩气等非常规能源在我国也越来越重要^[1-4], 其高效合理的开发对我国经济具有重大的推动作用^[5-14], 现今, 国内和国外对页岩气和煤层气等非常规能源的开发已经进入了快速发展的阶段, 出于对成本的控制, 需要对单井产能提前进行预测。目前, 此类研究较少^[15-18], 姜宝益等^[19]从渗

流力学出发, 根据页岩气藏压裂后储层特征, 建立了页岩气藏复合模型, 对产能进行评价; 李旋等^[20]用试井数值模拟法预测实例井页岩气产能; 余友等^[21]按照裂缝和基质双重介质模型, 建立了一种新的数学模型。他们对页岩气产能通过不同方法进行了初步的模拟, 但其缺点在于均是压裂后才能进行模拟, 无法做到提前对产能进行预测。如果实

现对单井产能提前进行预测,既可以提前预测目标区域资源储量,也能指导页岩气井下一步施工方案,包括页岩气井水平段长度设计、压裂规模及压裂方案设计等,可以有效降低开发成本,提高页岩气开发利用经济效益。

中国石化华东油气分公司在平桥南区块、南川武隆区块以及彭水部署的探井和开发井已经达到几十口,但每口井产能差异较大,还没有办法对单井产能进行提前预测。目前,国内外对含气性的实验普遍是利用现场含气量测试,得到含气量^[22-24],但是,越来越多的经验告诉我们,很多井的含气量差不多,而产量却相差很大,这是为什么?目前几乎没有文献能够解答此问题。因此,本文对此问题进行初步探索,待现场含气量测试结束,即可对单井产能进行初步的预测。

1 实验方法

实验方法按照“SY/T6940-2013 页岩含气量测定方法”^[25],岩心出筒后迅速装入解吸罐,然后将解吸罐升温,一阶温度为泥浆循环温度,在规定时间内读取解吸气体积;一定时间后升温至二阶解吸温度,二阶解吸温度为地层温度,直至解吸结束,停止解吸。为消除人为读数因素导致的解吸速率误差,本文的解吸速率计算均为一阶解吸温度

时去除第一个异常高点后的平均解吸速率,解吸气含量为从开始解吸至解吸结束后的折算成标准状态下的解吸气含量。

2 实验分析和讨论

2.1 解吸过程

目前现场含气量测试经常碰到一个问题,即很多口井的含气量差不多,但其产量却相差很大。以渝东南地区 Z1 井和 L1 井为例,这 2 口井都处于四川盆地外围,属于常压页岩气井,含气量 Z1 井跟 L1 井相当,甚至有些样品含气量还要高于 L1 井,但 Z1 井压裂后日产量只有 7 000~8 000 m³,而 L1 井日产量在 6×10⁴ m³ 左右(图 1)。

为解决含气量相近而产量差异较大的问题,将此 2 口井的解吸过程进行对比,就会发现其中的差异:图 2 为 Z1 井和 L1 井 2 个典型样品的解吸曲线以及解吸速率对比,可以看出,Z1 井解吸气量比 L1 井还要高;但是 Z1 井现场解吸速率慢,解吸时间长,计算出的损失气含量低;而 L1 井虽解吸气量低,但是具有解吸速率快,解吸时间短,计算出的损失气含量高的特点。因此,通过这 2 口井解吸过程的对比,可以较好地回答这 2 口井产量有很大差异的问题。

因此,笔者认为单一含气量数据不足以表征含

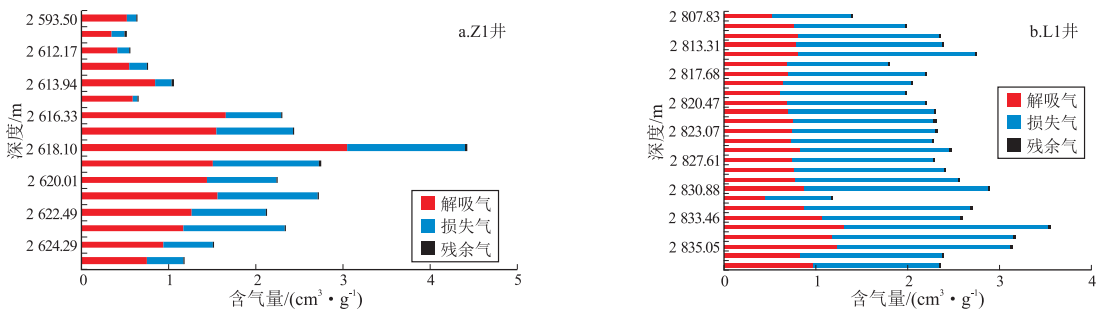


图 1 渝东南地区 Z1 井和 L1 井含气量对比

Fig.1 Comparison of gas content between wells Z1 and L1 in southeastern Chongqing

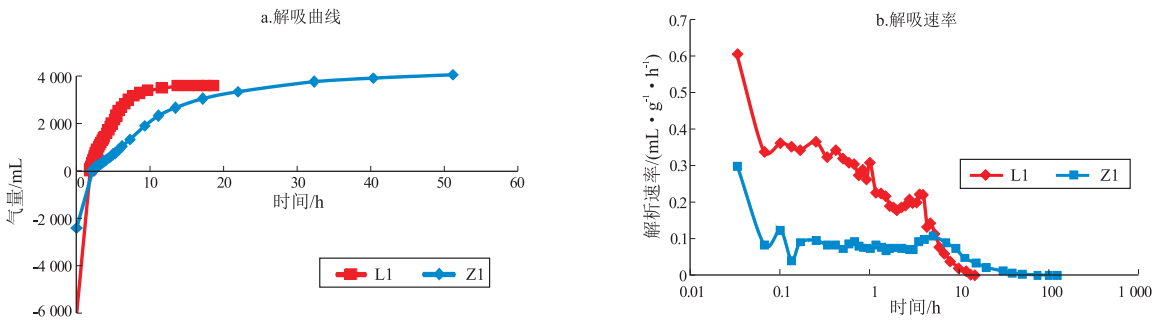


图 2 渝东南地区 Z1 井和 L1 井解吸曲线及解吸速率对比

Fig.2 Comparison of desorption curves and rate between wells Z1 and L1 in southeastern Chongqing

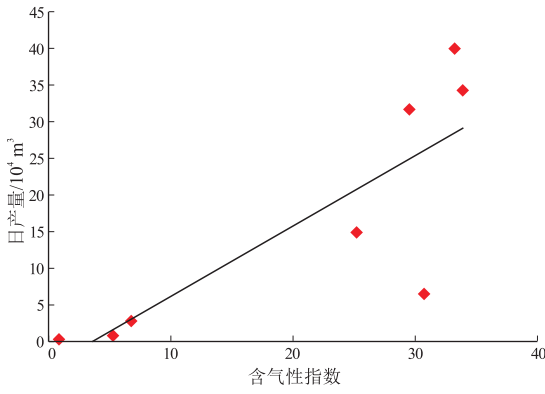


图3 四川盆地外围常压页岩气井含气性指数与日产量关系

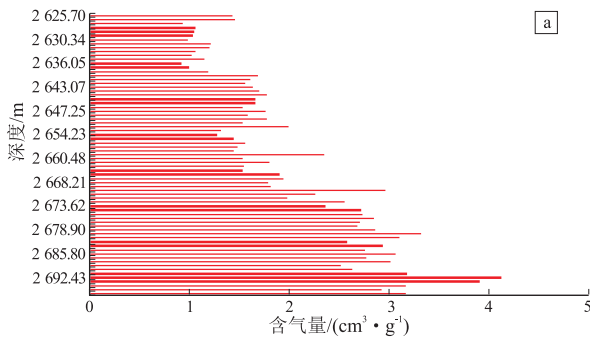
Fig.3 Relationship between gas content index and daily output of normal pressure shale gas wells outside Sichuan Basin

气性,还应该考虑其解吸过程,如解吸速率、游离气含量因素,将解吸过程结合起来,总气量代表页岩容纳了多少气体;解吸速率代表页岩释放气体的快慢,游离气占比越高,则初期产量越高,从而得到一个综合性指数,即含气性指数,并且含气性指数计算方法定义如下:

$$\text{含气性指数} = \text{解吸速率} \times \text{游离气占比} \times \text{总气量}$$

为了验证含气性指数计算方法是否合理,笔者从四川盆地外围常压页岩气井到盆地内部超压页岩气井挑选具有代表性的8口井,对其含气性指数进行计算(图3)。

含气性指数与日产量正相关性明显(图3),说明含气性指数计算方法较为合理。如图4所示,J43井纵向上含气量范围为1~4 cm³/g,差距并不大,而对于其含气性指数而言,纵向上范围为5~70,差异较为明显,且可以明显筛选出含气性指数最高的井段为2 670.5~2 696.4 m,此段为该井的“甜点段”,也就是该井水平段的最佳井深。因此,通过含气性指数,可实现单井最优段评价,对水平段层位的选取有较大帮助。横向上,可对不同井的



含气性进行综合评价比对。

2.2 含气性指数内在含义分析

含气性指数包含了含气量、解吸速率、游离气占比3部分内容,其中含气量则与TOC和保存条件息息相关,代表着地层的生烃储烃能力。

渝东南地区J43井和L1井主要发育楔形或V形孔,此类孔隙有利于气体的解吸,从扫描电镜图像上来看,与大量的黏土矿物伴生有关,而P1井则以墨水瓶形孔隙为主,不利于气体的解吸(图5)。表1结果显示J43井和L1井的孔隙度、解吸速率以及游离气占比均要高于P1井,因此,认为解吸速率和游离气占比与孔隙度、孔隙形状以及连通孔隙率相关,孔隙度越大,连通孔隙率越高,孔隙形状发育越好的井其解吸速率和游离气占比越高,代表了页岩中气体释放的能力。而生烃储烃能力和地层气体释放的能力又从某种角度决定了一口井产量的大小。因此,含气性指数与产量之间的内在关联导致两者之间具有明显正相关性。

接下来通过Y2井和Y3井对含气性指数内在含义进一步验证。这2口井为四川盆地内部的2口邻井,含气量分别为2.68和2.71 cm³/g,几乎相当,但含气性指数Y3井要高于Y2井,实际产量也是Y3井高于Y2井。图6和表2为分别为Y2井和Y3井FIB-SEM观测结果,可以看到,不管是有机质内孔隙度,还是连通孔隙度,Y3井均要高于Y2井,这也是Y3井的含气性指数要高于Y2井的内在原因,说明了含气性指数和孔隙度和

表1 渝东南3口井孔隙度、解吸速率和游离气含量关系

Table 1 Relationship between porosity, desorption rate and free gas content of three wells in southeastern Chongqing

井号	孔隙度/%	解吸速率/(mL · g ⁻¹ · h ⁻¹)	游离气占比/%
J43井	3.68	0.14	63
L1井	4.88	0.15	64
P1井	2.51	0.08	46

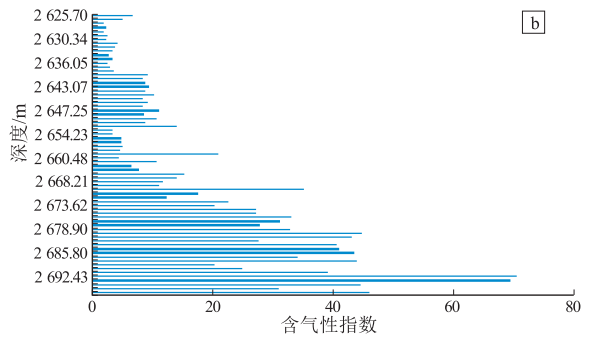


图4 渝东南地区J43井深度与含气量和含气性指数关系

Fig.4 Depth vs. gas volume and gas content index of well J43 in southeastern Chongqing

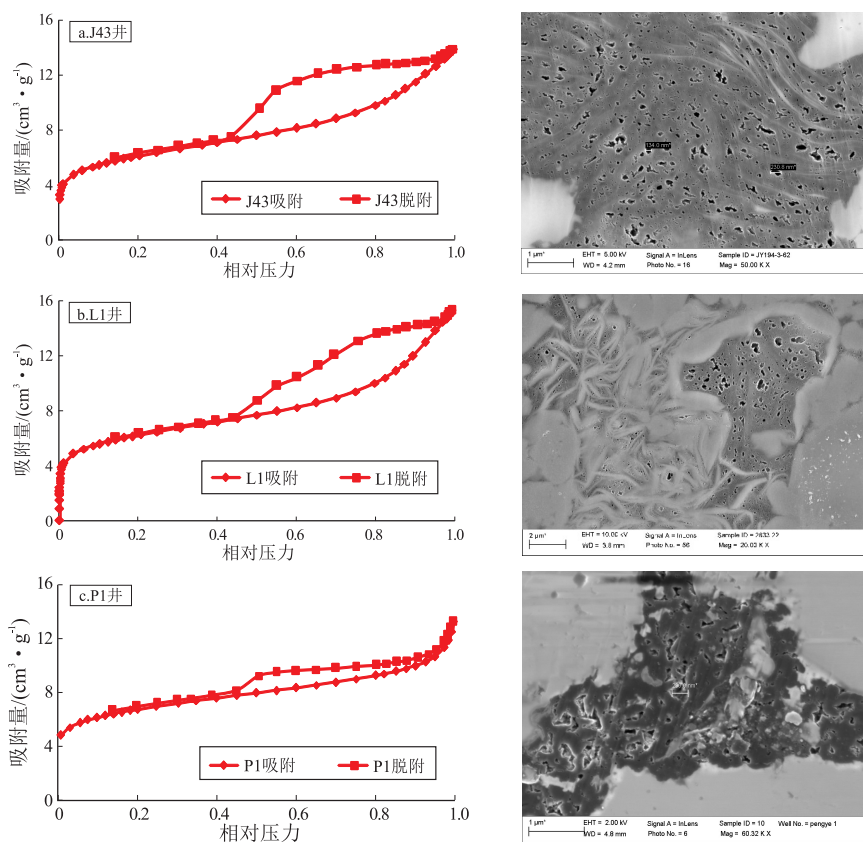


图 5 渝东南 3 口井氮气吸附和扫描电镜结果

Fig.5 Results of SEM and nitrogen adsorption of three wells in southeastern Chongqing

表 2 四川盆地 Y2 井和 Y3 井 FIB-SEM 结果对比

Table 2 Results of FIB-SEM of wells Y2 and Y3 in Sichuan Basin

井号	有机质内孔隙度/%	连通孔隙度/%	连通孔隙率/%	含气量/($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	含气性指数
Y2 井	13.34	1.20	9.0	2.68	17
Y3 井	36.32	31.93	87.91	2.71	22

注: 有机质内孔隙度: 有机孔占有有机质的比例; 连通孔隙度: 互相连通的有机孔的有机质内孔隙度; 连通孔隙率: 有机孔之间互相连通的比例。

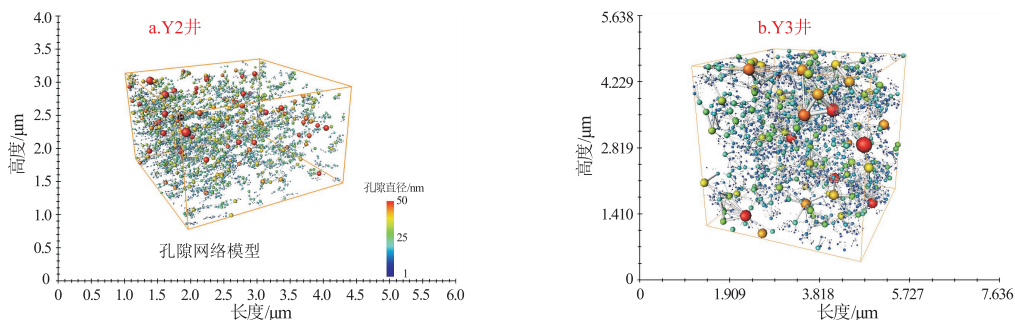


图 6 四川盆地 Y2 井和 Y3 井 FIB-SEM 结果

Fig.6 Results of FIB-SEM of wells Y2 and Y3 in Sichuan Basin

孔隙连通性之间的内在关联。

2.3 产能预测

通过现场含气量测试数据, 对与产量具有相关性的因素进行筛选, 挑选出含气性指数和完井后井底压力计显示的压力系数等对日产量具有明显相

关性的因素(图 3, 图 7)。

因此, 挑选渝东南地区 B1、Z1、P1、L1、S1、J43 以及 J52 等 7 口井。将压力系数以及含气性指数两列数据当做矩阵 A, 而对应的日产量数据为矩阵 B, 利用 MATLAB 软件, 对矩阵 A 和矩阵 B

表 3 渝东南 3 口井产能公式的验证与预测
Table 3 Verification and prediction of production capacity formula in three wells in southeastern Chongqing

井号	压力系数	含气性指数	模拟日产量/10 ⁴ m ³	实际日产量/10 ⁴ m ³	相对误差/%
J53 井	1.31	29.5	30.3	31.7	4.4
L2 井	1.08	37.7	9.5	9.2	3.2
J10 井	1.18	37.7	18.2	16.7	8.9

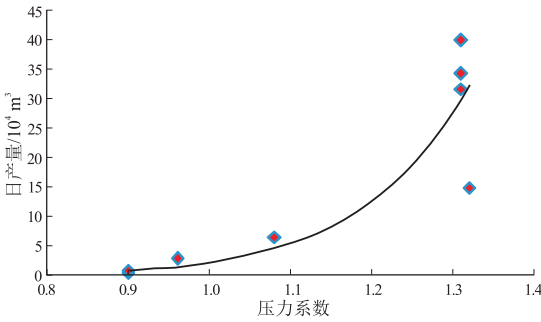


图 7 渝东南地区压力系数与日产量关系

Fig.7 Relationship between pressure coefficient and daily output in southeastern Chongqing

的相关性进行模拟,建立多元回归模型。得出以下公式:

$$\text{日产量} = 0.1467 \times \text{压力系数}^{7.2} \times \text{含气性指数} + 0.0864$$

$$A = \begin{vmatrix} 0.9 & 0.86 \\ 0.9 & 4.34 \\ 0.96 & 6.77 \\ 1.08 & 30.70 \\ 1.32 & 25.19 \end{vmatrix} \quad B = \begin{vmatrix} 0.3 \\ 0.8 \\ 2.8 \\ 6.5 \\ 14.5 \end{vmatrix}$$

并利用 J53 井对此公式进行验证(表 3),得出 J53 井模拟日产量为 30.3×10⁴ m³,而 J53 井实际日产量 31.7×10⁴ m³,相对误差为 4.4%。因此,认为此公式能较好地对产能进行初步预测,并对 L2 井和 J10 井 2 口新井日产量进行现场预测,其中 L2 井与 J10 井地层压力系数均来源于其邻井资料,其预测日产量分别为 9.5×10⁴ m³和 18.2×10⁴ m³。通过后期 L2 井以及 J10 井实际产能的测试结果发现,L2 井实际日产量为 9.2×10⁴ m³,J10 井实际日产量为 16.7×10⁴ m³,相对误差分别为 3.2%和 8.9%,相对误差均较小,说明此公式现场应用效果较好。

3 结论

(1)首次提出了含气性指数概念,并对其内在含义进行分析,更好地表征了地层真实含气性情况,使得单井的纵向对比更清晰,对水平段层位选

取具有较好帮助,井与井之间的横向对比效果更加明显。

(2)根据含气性指数以及地层压力系数,利用 MATLAB 软件建立模型:日产量=0.1467×压力系数^{7.2}×含气性指数+0.0864,并对模型的可靠性进行现场验证,发现和实际生产情况有较高的吻合度,因此,实现了在现场即可对单井产能进行初步预测。

参考文献:

- [1] 岳来群.低油价背景下有关页岩气问题的几点思考[J].中国国土资源经济,2015,28(10):13-17.
YUE Laiqun.Thoughts on the issues of shale gas under the background of low oil prices [J].Natural Resource Economics of China,2015,28(10):13-17.
- [2] 高辉,何梦卿,赵鹏云,等.鄂尔多斯盆地长 7 页岩油与北美地区典型页岩油地质特征对比[J].石油实验地质,2018,40(2):133-140.
GAO Hui, HE Mengqing, ZHAO Pengyun, et al .Comparison of geological characteristics of Chang 7 shale oil in Ordos Basin and typical shale oil in North America[J].Petroleum Geology & Experiment,2018,40(2):133-140.
- [3] 董大忠,高世葵,黄金亮,等.论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J].天然气工业,2014,34(12):1-15.
DONG Dazhong,GAO Shikui,HUANG Jinliang, et al.A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry,2014,34(12):1-15.
- [4] 范照伟.全球天然气发展格局及我国天然气发展方向分析[J].中国矿业,2018,27(4):11-16.
FAN Zhaowei.Global natural gas development pattern and the analysis of development direction of natural gas in China[J].China Mining Magazine,2018,27(4):11-16.
- [5] 刘尧文,王进,张梦吟,等.四川盆地涪陵地区五峰—龙马溪组页岩气层孔隙特征及对开发的启示[J].石油实验地质,2018,40(1):44-50.
LIU Yaowen, WANG Jin, ZHANG Mengyin, et al .Pore features of shale gas layer in Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area of Sichuan Basin and the application to development[J].Petroleum Geology & Experiment,2018,40(1):44-50.
- [6] 滕建彬.东营凹陷利页 1 井泥页岩中白云石成因及层序界面意义[J].油气地质与采收率,2018,25(2):1-7,36.
TENG Jianbin.Genesis of dolomite in shale drilled by Well Liye1 in Dongying Sag and its significance on sequence boundary

- indication [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(2): 1-7, 36.
- [7] 金军, 王冉. 超临界 CO₂ 注入与页岩气储层相互作用的研究进展[J]. *断块油气田*, 2018, 25(03): 363-366.
JIN Jun, WANG Ran. Research progress of supercritical CO₂ injection and its interaction with shale gas reservoirs [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(03): 363-366.
- [8] 张文涛. 毛细管突破压力模拟实验及页岩封闭能力[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 577-582.
ZHANG Wentao. Experimental study of the breakthrough pressure of capillaries and the sealing ability of shale [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 577-582.
- [9] 俞凌杰, 范明, 腾格尔, 等. 埋藏条件下页岩气赋存形式研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 438-444.
YU Lingjie, FAN Ming, TENGGER, et al. Shale gas occurrence under burial conditions [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 438-444.
- [10] 戴方尧, 郝芳, 胡海燕, 等. 川东焦石坝五峰—龙马溪组页岩气赋存机理及其主控因素[J]. *地球科学*, 2017, 42(7): 1185-1194.
DAI Fangyao, HAO Fang, HU Haiyan, et al. Occurrence mechanism and key controlling factors of Wufeng-Longmaxi shale gas, eastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1185-1194.
- [11] 王飞宇, 关晶, 冯伟平, 等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6): 764-768.
WANG Feiyu, GUAN Jing, FENG Weiping, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 764-768.
- [12] 高和群, 丁安徐, 陈云燕. 页岩气解吸规律及赋存方式探讨[J]. *高校地质学报*, 2017, 23(2): 285-295.
GAO Hequn, DING Anxu, CHEN Yunyan. Discussion on the rules of gas desorption and occurrence mode in shales [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2017, 23(2): 285-295.
- [13] 齐亚东, 刘志远, 瞿云华. 页岩气的开发[J]. *科技导报*, 2016, 34(23): 18-27.
QI Yadong, LIU Zhiyuan, QU Yunhua. A summary of shale gas development [J]. *Science & Technology Review*, 2016, 34(23): 18-27.
- [14] 刘成均, 郭平, 蒙春, 等. 页岩气开发利用及其前景分析[J]. *石油科技论坛*, 2014, 33(2): 40-46.
LIU Chengjun, GUO Ping, MENG Chun, et al. Shale gas exploitation and its prospect [J]. *Oil Forum*, 2014, 33(2): 40-46.
- [15] 卢德唐, 张龙军, 郑德温, 等. 页岩气组分模型产能预测及压裂优化[J]. *科学通报*, 2016, 61(1): 94-101.
LU Detang, ZHANG Longjun, ZHENG Dewen, et al. Shale productivity prediction and fracturing optimization based on compositional simulation [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2016, 61(1): 94-101.
- [16] 任飞, 王新海, 任凯, 等. 考虑压裂区渗透率变化的页岩气井产能评价[J]. *断块油气田*, 2013, 20(5): 649-651.
REN Fei, WANG Xinhai, REN Kai, et al. Evaluation on productivity of shale gas well considering change of permeability in fractured zone [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2013, 20(5): 649-651.
- [17] 桑宇, 杨胜来, 郭小哲, 等. 一种已压裂页岩气水平井的产量预测新方法[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 37(3): 17-24.
SANG Yu, YANG Shenglai, GUO Xiaozhe, et al. A new productivity prediction method for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2015, 37(3): 17-24.
- [18] LIU Qiguo, CHEN Yindi, WANG Weidong, et al. A productivity prediction model for multiple fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 42: 252-261.
- [19] 姜宝益, 李治平, 第五鹏祥, 等. 页岩气产能评价方法及模型研究[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(25): 58-62.
JIANG Baoyi, LI Zhiping, DIWU Pengxiang, et al. Shale gas productivity evaluation and model study [J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(25): 58-62.
- [20] 宋涛涛, 毛小平. 页岩气资源评价中含气量计算方法初探[J]. *中国矿业*, 2013, 22(1): 34-36.
SONG Taotao, MAO Xiaoping. Discussion on gas content calculation method of shale gas resource evaluation [J]. *China Mining Magazine*, 2013, 22(1): 34-36.
- [21] 余友, 蔡小聪, 熊友明. 新型页岩气产能预测研究[J]. *山东化工*, 2014, 43(1): 36-38.
YU You, CAI Xiacong, XIONG Youming. Research of new shale gas production capacity prediction [J]. *Shandong Chemical Industry*, 2014, 43(1): 36-38.
- [22] 姚光华, 王晓泉, 杜宏宇, 等. USBM 方法在页岩气含气量测试中的适应性[J]. *石油学报*, 2016, 37(6): 802-806.
YAO Guanghua, WANG Xiaoquan, DU Hongyu, et al. Applicability of USBM method in the test on shale gas content [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(6): 802-806.
- [23] 习传学, 孙冲, 方帆, 等. 页岩气含气量现场测试技术研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 25-29.
XI Chuanxue, SUN Chong, FANG Fan, et al. Field testing technology for shale gas content [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 25-29.
- [24] 于文龙, 朱炎铭, 刘鹏, 等. 陆相暗色泥页岩含气量及其影响因素探讨: 以胶莱盆地水南组为例[J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(9): 215-222.
YU Wenlong, ZHU Yanming, LIU Peng, et al. Gas content of dark shale in continental facies and its influencing factors: a case study of Shuinan Formation in Jiaolai Basin [J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(9): 215-222.
- [25] 国家能源局. 页岩气含气量测定方法: SY/T 6940-2013[S]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
National Energy Administration. Measurement method of shale gas content: SY/T 6940-2013[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.