

# 基于深入类比的致密气区块快速评价技术

宣涛, 蔡振华, 姜康, 刘世界, 段宝江

中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300452

通讯作者: Email: xuantao@enooc.com.cn

项目支持: 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司致密砂岩气田产能评价项目“山西紫金山致密砂岩气田产能评价”(SHPC19YZ008)

引用: 宣涛, 蔡振华, 姜康, 等. 基于深入类比的致密气区块快速评价技术[J]. 油气井测试, 2021, 30(4): 67-72.

Cite: XUAN Tao, CAI Zhenhua, JIANG Kang, et al. Fast evaluation technology of tight gas block based on deep analogy [J]. Well Testing, 2021, 30(4): 67-72.

**摘要** 鄂尔多斯盆地东缘致密气区块纵向发育气层多、横向连续性差、产水积液、产能差异大,在静态资料较少情况下,快速有效的评价新区块产能规模难度大。以鄂尔多斯盆地东缘 ZJS 新区块为例,挑选地质条件类似且已开发生产的邻区,采用不稳定产能法得到单井典型层有效渗透率、经济可采储量等动态参数;结合 ZJS 区块气层厚度、孔隙度等静态参数以及类比得到的动态参数,建立 ZJS 典型层单井数值模拟,考虑实际生产水气比对产能的影响,预测 ZJS 区块单井产能剖面及经济累产;类比邻区各层系采收率,确定 ZJS 区块经济可采储量,结合数值模拟预测的 ZJS 区块单井经济累产,确定新区块开发投产井数;最后在单井产能剖面基础上,预测 ZJS 区块产能规模。结果表明,在动用储量相同情况下,有效渗透率,单井泄气半径、考虑水气比的单井经济累产等动态参数对新区块最终布置井数、产能规模影响大。新区块产能规模评价时,充分利用地质条件相似区块分类分层深入类比,可实现新区块快速有效评价,为区块高效开发奠定基础。

**关键词** 致密气区块; 快速评价; 可采储量; 产能规模; 对比分析; 动态参数; 数值模拟

中图分类号: TE353 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.04.012

## Fast evaluation technology of tight gas block based on deep analogy

XUAN Tao, CAI Zhenhua, JIANG Kang, LIU Shijie, DUAN Baojiang

Engineering Technology Branch, CNOOC Energy Development Co., Ltd., Tianjin 300452, China

**Abstract:** The tight gas block in the eastern margin of Ordos basin has many gas layers vertically, but their horizontal continuity is poor. This block produces water and accumulates fluid. In addition, its productivity difference is large, so it is difficult to quickly and effectively evaluate the productivity scale of the new block under the condition of less static data. Taking new block ZJS in the eastern margin of Ordos Basin as an example, the adjacent areas with similar geological conditions and developed production are selected, and the dynamic parameters such as effective permeability and economically recoverable reserves of typical single well layers are obtained by using the unstable productivity method; Combined with static parameters such as gas layer thickness and porosity in ZJS block and dynamic parameters obtained by analogy, the single well numerical simulation of typical layers in ZJS block is established. Considering the influence of actual production water gas ratio on productivity, the single well productivity profile and economic cumulative production in ZJS block are predicted; The economic recoverable reserves of ZJS block are determined by comparing the recovery rates of each layer in the adjacent area. Combined with the economic cumulative production of single well predicted by numerical simulation, the number of wells developed and put into production in the new block is determined; finally, based on single well productivity profile, the productivity scale of ZJS block is predicted. The results show that under the condition of the same production reserves, the effective permeability, single well gas release radius, single well economic cumulative production considering water gas ratio and other dynamic parameters have great influence on the final number of wells and production capacity scale in the new block. When evaluating the production capacity scale of the new area, it should make full use of the classification and deep analogy of blocks with similar geological conditions, so as to realize the rapid and effective evaluation of new blocks and lay the foundation for the efficient development of blocks.

**Keywords:** tight gas block; rapid evaluation; recoverable reserves; capacity scale; comparative analysis; dynamic parameters; numerical simulation

鄂尔多斯盆地东缘致密气具有平面上气层发育不连续<sup>[1]</sup>、纵向多层叠置、储量丰度低、单井产能差异大,属于典型透镜体多层叠置型致密气气藏<sup>[2-3]</sup>。目前对于这类气藏开发评价,主要采用地震反演等手段,精细刻画气层发育,提高钻遇率,开发上主要采用多层系组合压裂开发的模式,同时需加密井网,弥补老井产能递减快的问题,达到区块产能规模的持续性、开发的经济性<sup>[4-5]</sup>。目前,苏里格气田主要采用大型复合砂体分级理论,即随着井数的增加,从落实含气氛围,到富集区,再到构型单砂体描述,逐步约束精确地质模型与数值模拟,优化合理井距,预测产气规模<sup>[6]</sup>。苏里格已采用对加密井区建立储层地质知识库,在地质知识库基础上开展储层精细描述,建立精细地质模型,优化井网,提高储量动用率<sup>[7-8]</sup>。

上述技术都要求在井网基本形成下,逐渐加大地质的认识精度。但对于尚属于勘探评价阶段的致密气区块,探井井距大,井数少,井周围区块砂体展布存在不确定性;同时单井测试、生产时间短对后期投产井递减趋势预测存在模糊性。动、静态资料的不确定性导致对新区块产能规模及经济效益的快速评价存在很大不确定性。

为减少敏感性参数带来不确定性,本文以鄂尔多斯盆地东缘致密气 ZJS 区块为例,在深入分析邻近老区块的地质特征、生产特征基础上,得到单砂体分布大小,不同类型单井控制储量、初期产能、递减率等重要参数,结合老区地质特征,快速有效完成对新区产能规模、经济性评价。

## 1 邻区动态参数评价

致密气区块评价过程中,由于储层非均质性,及气藏发育的不连续性,单井的动储量的评价起到重要性作用<sup>[9-10]</sup>,单井动储量的大小是确定气井合理产能和井网密度的重要依据<sup>[11]</sup>,在气田开发中具有重要的意义。

### 1.1 区块概况

ZJS 新区块位于山西省临县县城北,区域构造上位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带的中部,该区整体地质特征与邻区地质条件类似,为辫状河三角洲沉积,优质储层为河道叠置砂体,自上而下发育多套砂体,储层连续性差,储层孔隙度平均 8%,主要分布在 4%~12%之间,渗透率平均 2.6 mD,主要分布在 0.01~5.00 mD 之间,属于低孔低渗储层。

目前,该区块对多口探井的不同层位进行了压裂测试,均获得工业气流,基本落实本区块主力测试气层为千 5、盒 1、盒 2、盒 3、盒 4、盒 6、盒 7、盒 8,测试日产气量  $0.3 \times 10^4 \sim 0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,平均约  $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

### 1.2 参数评价

ZJS 区块尚未进入开发阶段,动态渗透率、单井控制储量等动态参数尚无法通过动态资料直接获得。现分别从沉积相、埋深、压力系数、孔隙度、渗透率、含气饱和度、气层厚度等参数挑选与 ZJS 区块类似的已开发区块。邻区的临兴区块与 ZJS 区块属于同一物源,同一沉积体系,都属于典型透镜体多层叠置型致密气气藏,气层厚度、物性等参数相当,见表 1。临兴区块已投入开发多年,有大量的生产井。从临兴区块中优选出与 ZJS 区块主力层静态参数相似的层位且已投入开发的典型井,包括单采与合采井,优选条件要求压裂作业成功且已经稳产一年以上的井。通过 RTA 法、递减法分析生产特征,得到区块典型动态参数。

表 1 临兴区块与 ZJS 区块参数对比  
Table 1 Comparison of parameters between Linxing block and ZJS block

区块	埋深/ m	压力系数/ (MPa/100 m)	孔隙度/ %	渗透率/ mD	含气 饱和度/%	气层 厚度/m
临兴	1 400~1 900	0.94	10.58	1.80	51.4	4.8
ZJS	1 500~2 000	0.93	12.13	1.24	50.2	5.8

注:气藏类型均为透镜体多层叠置型致密气气藏。

RTA 法利用单井的生产动态历史数据,采用产量不稳定分析方法,拟合典型图版,计算泄气面积、动态渗透率、单井控制动储量等动态参数<sup>[12-13]</sup>。以邻区 YD-1 井为例。该井 2016 年 12 月份投产,投产层位盒 6 段孔隙度 9.6%,渗透率为 0.52 mD,含水饱和度 39.1%。投产两年半以来,平均产气量  $0.78 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,累计产气量  $755 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。对 YD-1 井进行生产数据拟合、Blasingame 分析、双对数历史拟合。在拟合基础上对产量进行预测(图 1),最终拟合该井动态参数裂缝半长 65 m,裂缝导流能力  $102 \text{ mD} \cdot \text{m}$ ,动态渗透率约 0.2 mD,单井地质储量  $2 789 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。借鉴老区块最低经济产气量,计算该井经济可采储量为  $1 152 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

通过 RTA 法拟合分析邻区生产单层、层系组合的典型直井动态渗透率的泄气面积、裂缝半长、经济可采储量等动态参数,见表 2。从表 2 可以看出,千 5、盒 2 等上部层系动态渗透率为 1.76 mD,明显好于盒 8 等下部层,单井经济可采储量也呈现与渗

透率正相关的关系,上部层系单井控制储量明显大于下部层系。另外,多层合采单井控制储量要明显好于单层开发。

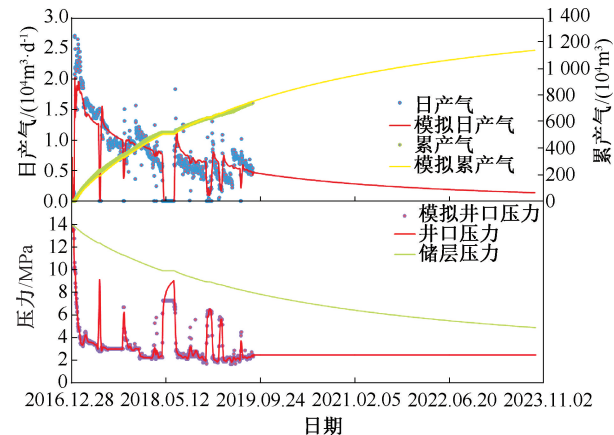


图 1 YD-1 井生产数据拟合及产量预测曲线

Fig.1 Production data fitting and production prediction curve of Well YD-1

同时可以看出,邻区各层实际动态裂缝半长要

明显小于压裂设计裂缝半长,裂缝半长在 43~151 m 之间,平均约 92 m。不同投产层位泄气面积也不同,平均泄气面积 0.25 km<sup>2</sup>。

另外一种计算单井动储量的方法是递减法。递减法主要是利用当气藏或者气井进入递减期后,可以对气藏或者气井递减类型进行判别,回归得到气井产量递减的指数、调和或者双曲递减关系式,从而对未来的产量进行预测<sup>[14-15]</sup>。以单采盒 2 为例,统计邻区单采盒 2 投产时间超过 330 d 的直井/定向井,计算平均年产量 580.83×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 做为单采盒 2 层的初期产量,结合各井平均年递减率约 19.1%以及废弃产气量,预测出单采盒 2 的单井产量剖面,并计算经济可采储量约 13 年达到废弃,从而确定单采盒 2 平均经济累产约 2 847.64×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

利用上述二种方法,确定邻区类比层位平均单井经济可采储量及采收率数据,见表 3。该数据将作为 ZJS 新区快速评价类比重要参数。

表 2 邻区各层段 RTA 法经济可采储量计算结果

Table 2 Calculation results of economic recoverable reserves by RTA method in each section of adjacent area

层位	代表井号	渗透率/mD	泄气宽度/m	泄气长度/m	裂缝半长/m	地质储量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	经济可采储量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	平均经济可采储量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
千 5	YD-1	1.270	/	/	/	3 284.82	2 016.83	2 016.83
盒 2	YD-3	2.350	364	694	87	4 124.50	2 653.47	2 653.47
盒 3	YD-4	1.580	470	600	93	3 824.89	2 316.52	2 316.52
盒 6	YD-5	0.094	270	509	83	1 669.11	1 067.84	1 053.16
盒 7	YD-8	0.102	351	411	43	1 235.73	787.06	740.62
盒 8	YD-12	0.045	181	246	89	878.95	512.11	659.60
上石盒子合采	YD-13	/	/	/	/	5 576.14	3 391.33	3 391.33
下石盒子合采	YD-14	0.180	/	/	/	3 494.35	1 444.74	1 444.74

表 3 邻区经济可采储量和采收率计算结果

Table 3 Calculation results of economically recoverable reserves and recovery factor in adjacent areas

开采层系	OGIP/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )		可采储量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )		平均可采储量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	采收率/%
	RTA	RTA	RTA	递减分析		
千 5	3 355.34	2 016.83	2 103.50	2 103.50	2 060.17	61.4
盒 1	4 431.91	2 653.47	2 843.57	2 843.57	2 850.35	64.31
盒 2	4 431.91	2 653.47	2 843.57	2 843.57	2 850.35	64.31
盒 3	3 975.82	2 316.52	2 498.90	2 498.90	2 407.71	60.56
盒 6	2 967.07	1 053.16	1 879.61	1 879.61	1 467.50	49.51
盒 7	1 964.88	740.62	1 051.64	1 051.64	896.13	45.61
盒 8	1 752.55	659.66	1 341.99	1 341.99	1 027.88	58.65
上石盒子气层合采	5 668.81	3 391.33	3 505.44	3 505.44	3 448.39	60.83
下石盒子气层合采	3 617.75	1 444.74	1 875.00	1 875.00	1 659.87	45.88
上下气层合采	6 205.97	3 594.35	2 382.39	2 382.39	2 988.37	48.15

## 2 ZJS 区块产能评价

本文主要采用数值模拟方法预测 ZJS 区块单井产能。目前在气田开发过程中,气藏数值模拟越来越被广泛利用。它在制定气田开发规划,优

化气田开发方案,提高采收率方面已显示出重要作用。而数值模拟预测精确度很大程度上取决于输入参数的准确性。

基于上述动态渗透率、单井控制储量及压裂缝半长的基础上,结合 ZJS 区块气层厚度、孔隙度、体

积系数等参数,建立典型单层及层系的数值模拟工区,如图2所示。

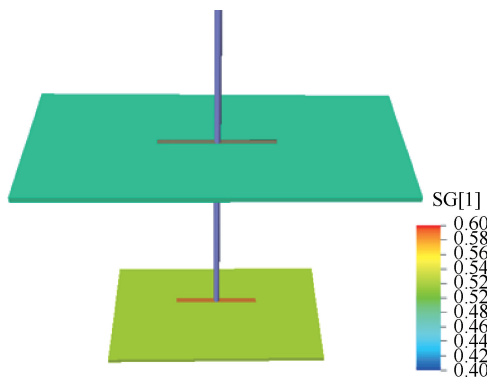
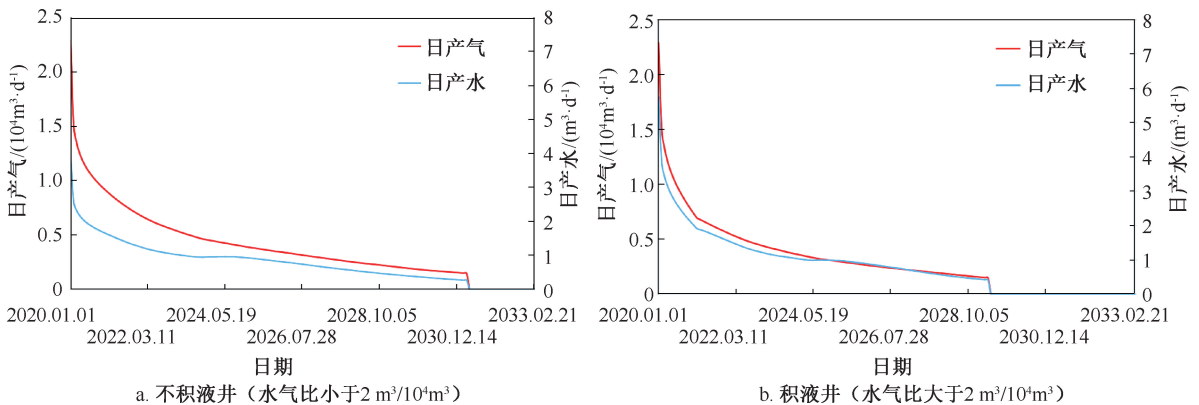


图2 盒2与盒7层合采数值模型

Fig. 2 Numerical model of He 2 and He 7 under combined production mode



a. 不积液井(水气比小于 $2\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ )

b. 积液井(水气比大于 $2\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ )

图3 不同气水比单井采气曲线预测

Fig. 3 Gas production prediction curve of single well with different gas-water ratio

依据上述过程,对ZJS区块不同开发组合层位,建立单井数模模型,并预测积液井与不积液井的经济累计产气量。从预测结果看(表4),不积液单井的经济累产在 $1\ 827.5\times 10^4\sim 3\ 028.5\times 10^4\text{ m}^3$ 之间,积液井的经济累产为在 $1\ 395.4\times 10^4\sim 2\ 416.1\times 10^4\text{ m}^3$ 之间。从模拟结果来看,气井的积液与否对单井产能具有一定影响。

表4 各开发层位两种情况下经济累产

Table 4 Economic cumulative production data of each development horizon under two conditions

开发层位	经济累计产气/( $10^4\text{ m}^3$ )	
	不积液井	积液井
盒2+盒7	1 827.5	1 395.4
盒2+盒7+盒8	2 003.9	1 531.2
千5+盒2+盒7	2 169.1	1 703.2
千5+盒2+盒6+盒7+盒8	2 490.5	1 956.4
千5+盒2+盒3+盒7+盒8	2 706.2	2 148.9
千5+盒1+盒2+盒6+盒7+盒8	2 815.6	2 154.4
千5+盒2+盒3+盒6+盒7+盒8	2 883.7	2 279.2
千5+盒1+盒2+盒3+盒7+盒8	3 028.5	2 416.1

为了模拟实际区块部分井产水,井底流压升高,导致生产特征的变化。通过分析邻区各井实测的井筒积液特征与生产气水比关系发现,往往水气比大于 $2.0\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 的井井筒积液特征明显,数值模拟预测过程中,对于生产控制条件的选取方法如下:对于水气比相对较小的井,井底流压基本设置为管网压力为 $2.5\text{ MPa}$ ;而对于平均水气比大于 $2.0\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 的气井,控制条件考虑产水积液的影响,井底流压具有缓慢上升趋势,设置流压附加值为 $2.4\text{ MPa}$ ,并逐渐增加到 $4.9\text{ MPa}$ 。

以ZJS区块H2、H7合采层为例,在不同气水比情况下,预测单井生产曲线。结果表明,积液的井递减速度明显高于不积液的气井,而采收率明显低于后者,如图3所示。

### 3 ZJS区块产能规模快速评价

ZJS区块产能规模快速评价方法主要包括如下几个步骤:(1)利用ZJS区块不同合采层位含气面积叠合关系及物性,确定各合采层地质储量,类比邻区典型层的采收率,确定ZJS区块各合采层经济可采储量规模;(2)结合上文不同气水比情况下各合采层单井的经济可采储量,可计算出ZJS区块开发生产所需部署的总井数;(3)结合数值模拟预测典型合采层单井生产曲线,确定ZJS区块产能规模。在计算ZJS区块产能规模时,考虑出水井井数不确定性,制定出敏感性方案。

以区块内积液井的气井占总井数30%,盒2、盒7层合采为例。通过地质研究,盒2与盒7叠合储量约为 $8.39\times 10^8\text{ m}^3$ ,类比邻区上下合采采收率约为48.15%,确定ZJS区块盒2、盒7叠合层经济可采储量为 $4.04\times 10^8\text{ m}^3$ 。可采储量的30%比例(约 $1.21\times 10^8\text{ m}^3$ )是通过积液气井采出的,结合数值模拟得出

盒2、盒7合采在积液与不积液情况下单井经济累产分别为  $1\,395.4 \times 10^4 \text{ m}^3$  与  $1\,827.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。则得到控制盒2与盒7可采储量若全部是积液井,需要9口;若都是不积液井,则需要16口。基于此方法,则可计算积液井占总井数比例占比30%下,ZJS全区各层系组合所需井数。

以积液井占总井数的比例做敏感性分析,分别占0%、30%、50%、70%、100%,计算不同方案下所需井数,见表5。

表5 不同方案下所需投产井数

Table 5 Number of wells to be put into production under different schemes

方案	直井、定向井井数	积液井比例/%
一	258	0
二	278	30
三	293	50
四	305	70
五	327	100

将各方案按5年建产周期,按照气井产能高低分批实施方案井数,结合数值模拟预测的各典型层单井产能剖面,则可得到不同方案下15年的产气及产水情况,结合周边地区生产实际情况,方案三比较符合生产实际。图4为方案三ZJS区块产能剖面。

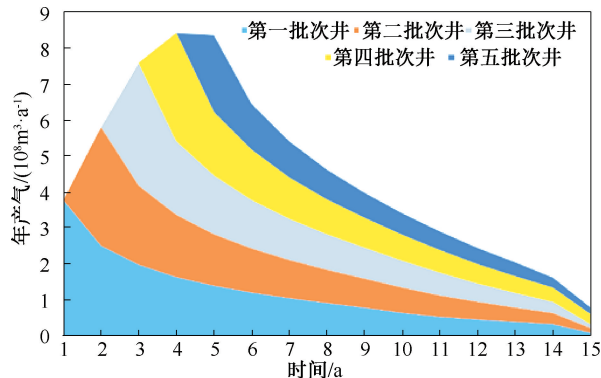


图4 ZJS区块15年产气剖面

Fig. 4 Profile of gas production in block ZJS in future 15 years

## 4 结论

(1)对于尚未投入开发的致密气新区块,本文提出了快速有效评价新区块产能规模新方法、新思路,即引入RTA、递减法等动态分析方法,深入动、静态类比,充分挖掘周边已开发区块动态渗透率、压裂缝长、单井经济可采储量、采收率等动态参数,利用数值模拟方法,在考虑井筒积液对产能的敏感性,预测不同情况下产能,结合新区块经济可采储

量,确定开发井数,实现快速有效的评价新区块产能规模。

(2)本文运用新的区块快速评价方法,对鄂尔多斯东源ZJS区块进行了产能规模快速评价,实践表明该方法具有一定可行性。

(3)鄂尔多斯盆地致密气储层非均质性强、气层纵向多、横向呈土豆状不连续分布的特点,新方法能将成熟区块经验融入至新区块快速评价中,相对常规评价方法,具有灵活性强,效率高,准确性高特点。不难发现,类比区块间地质条件的相似性程度直接影响该方法评价的精确性,要求区块之间最好处于一个沉积体系下,砂体大小、物性、含气性及储层条件的非均质性相似程度高。对于非均质性高的储层,需开展储层分类,针对性分层分区开展类比工作,提高评价的精确性。

致谢:感谢中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司领导和相关部门对论文发表给予的支持和帮助。

## 参考文献

- [1] 王南,裴玲,雷丹凤,等. 中国非常规天然气资源分布及开发现状[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 26-31.  
WANG Nan, PEI Ling, LEI Danfeng, et al. Analysis of unconventional gas resources distribution and development status in China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 26-31.
- [2] 冀光,贾爱林,孟德伟,等. 大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策——以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 602-612.  
JI Guang, JIA Ailin, MENG Dewei, et al. Technical strategies for effective development and gas recovery enhancement of a large tight gas field: A case study of Sulige gas field, Ordos basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development. 2019, 46(3): 602-612.
- [3] 叶素娟,李嵘,杨克明,等. 川西坳陷叠覆型致密砂岩气区储层特征及定量预测评价[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1485-1494.  
YE Sujuan, LI Rong, YANG Keming, et al. Characteristics and quantitative prediction of tight gas reservoirs in superimposed tight gas-bearing area, Western Sichuan depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1485-1494.
- [4] 李雪晴. 大牛地气田盒3段气藏开发调整对策分析[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(4): 75-77.  
LI Xueqing. Analysis on development adjustment countermeasures of He 3 gas reservoir in Daniudi gas field [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(4): 75-77.
- [5] 段永明,曾焱,刘成川,等. 窄河道致密砂岩气藏高效开

- 发技术——以川西地区中江气田中侏罗统沙溪庙组气藏为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 58-64.
- DUAN Yongming, ZENG Yan, LIU Chengchuan, et al. Technologies for the efficient development of tight sandstone gas reservoirs in narrow channels: A case study of Middle Jurassic Shaximiao formation gas reservoir in the Zhongjiang gas field of Western Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 58-64.
- [6] 马新华, 贾爱林, 谭健, 等. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2012, 9(5): 572-579.
- MA Xinhua, JIA Ailin, TAN Jian, et al. Tight sand gas development technologies and practices in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 9(5): 572-579.
- [7] 朱亚军, 李进步, 陈龙, 等. 苏里格气田大井组立体开发关键技术[J]. 石油学报, 2018, 39(2): 209-214.
- ZHU Yajun, LI Jinbu, CHEN Long, et al. Key technology of large-well-group stereoscopic development in Sulige gasfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 209-214.
- [8] 侯科锋, 李进步, 张吉, 等. 苏里格致密砂岩气藏未动用储量评价及开发对策[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(4): 115-125.
- HOU Kefeng, LI Jinbu, ZHANG Ji, et al. Evaluation and development countermeasures of undeveloped reserves in Sulige tight sandstone gas reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(4): 117-123.
- [9] 王浩男. 基于天然气物性变化的低渗透气藏动态储量计算方法——以靖边气田 S 区为例[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(1): 68-72.
- WANG Haonan. A method based on physical property change of natural gas to calculate dynamic reserves of low-permeability gas reservoirs: An example from S block, Jingbian gasfield [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(1): 68-72.
- [10] 陈余, 付玉, 卞小强, 等. 非达西效应及范围对低渗透气藏井控储量的影响[J]. 油气井测试, 2017, 26(6): 14-18.
- CHEN Yu, FU Yu, BIAN Xiaoqiang, et al. Influence to well-controlled reservoirs in low permeability gas reservoir of non-Darcy flow effect and its scope [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 14-18.
- [11] 王东旭, 王鸿章, 李跃刚. 长庆气田难采储量动用程度评价[J]. 天然气工业, 2000, 20(5): 64-66.
- WANG Dongxu, WANG Hongzhang, LI Yuegang. Evaluation of producing percent of difficult-to-recover reserves in Changqing gas field [J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(5): 64-66.
- [12] 刘琦, 孙雷, 罗平亚, 等. 苏里格西区含水气藏合理产能评价方法研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(3): 132-136.
- LIU Qi, SUN Lei, LUO Pingya, et al. The research on the proper production capacity evaluations on the west of Sulige gas field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(3): 132-136.
- [13] 张明禄. 长庆气区低渗透非均质气藏可动储量评价技术[J]. 天然气工业, 2010, 30(4): 50-53, 141-142.
- ZHANG Minglu. Evaluation techniques of dynamic reserves: Case history of low-permeability and heterogeneous reservoirs in Changqing gas fields [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 50-53, 141-142.
- [14] 罗勇. 致密气藏加密调整可行性综合研究——以新场气田 JS24 气藏为例[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.
- LUO Yong. Integrated feasibility study of infilling adjustment in tight gas reservoir: The JS24 gas reservoir in Xinchang field as an example [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.
- [15] 于荣泽, 姜巍, 张晓伟, 等. 页岩气藏经验产量递减分析方法研究现状[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1): 109-116.
- YU Rongze, JIANG Wei, ZHANG Xiaowei, et al. A review of empirical production decline analysis methods for shale gas reservoir [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 109-116.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 宣涛, 男, 1987 年出生, 硕士, 工程师, 2014 年毕业于中国石油大学(华东)矿产普查与勘探专业, 主要从事非常规油气田开发研究工作。电话: 022-66907356, 13820718731; Email: xuantao@cnooc.com.cn。通信地址: 天津市滨海新区塘沽区滨海新村西区研究院主楼 601 室, 邮政编码: 300452。