

文章编号: 1000-0747(2018)06-1020-06 DOI: 10.11698/PED.2018.06.09

中国大型气田井均动态储量与初始无阻流量定量关系的建立与应用

李熙喆¹, 刘晓华¹, 苏云河¹, 吴国铭^{2,3}, 刘华勋^{1,2}, 路琳琳¹,
万玉金¹, 郭振华¹, 石石¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;
3. 北华航天工业学院, 河北廊坊 065000)

摘要: 基于中国 32 个不同类型已投入开发大型气田 600 余口井的生产动态数据, 建立了以气田为单元的井均动态储量与井均初始无阻流量关系图版, 并通过理论推导探讨了二者关联性的内涵与图版的应用范围。研究表明: 中国大型气田井均动态储量与井均初始无阻流量在双对数坐标系中呈高度线性正相关, 其相关性体现了中国大型气田在规模、效益和稳产开发模式下, 通过优化设计建立的动态储量与初始无阻流量之间的匹配关系, 亦即产能与稳产能力之间的匹配关系。图版具有普遍适用性, 可用于估算气田开发初期达到生产规模、稳产年限要求所应具备的合理井均动态储量, 为确定气田开发技术指标提供快速、有效的方法; 同时, 也可用于对比评价已开发气田的开发效果和加密潜力。图 6 表 3 参 23

关键词: 中国大型气田; 初始无阻流量; 动态储量; 相关性图版; 加密潜力

中图分类号: TE331.1

文献标识码: A

Correlation between per-well average dynamic reserves and initial absolute open flow potential (AOFP) for large gas fields in China and its application

LI Xizhe¹, LIU Xiaohua¹, SU Yunhe¹, WU Guoming^{2,3}, LIU Huaxun^{1,2}, LU Linlin¹,
WAN Yujin¹, GUO Zhenhua¹, SHI Shi¹

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Langfang 065007, China*; 2. *Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China*;
3. *North China Institute of Aerospace Engineering, Langfang 065000, China*)

Abstract: Based on performance data of over 600 wells in 32 large gas fields of different types in China, the correlation is established between per-well average dynamic reserves (\bar{G}) and average initial absolute open flow potential (\bar{q}_{IAOF}) of each field, and its connotation and applicability are further discussed through theoretical deduction. In log-log plot, \bar{G} vs. \bar{q}_{IAOF} exhibit highly dependent linear trend, which implicates the compatibility between \bar{G} and \bar{q}_{IAOF} attained through development optimization to reach the balance among annual flow capacity, maximum profits and certain production plateau, that is to match productivity with rate maintenance capacity. The correlation can be used as analogue in new gas field development planning to evaluate the minimum dynamic reserves which meet the requirement of stable and profitable production, and facilitate well pattern arrangement. It can also serve as criteria to appraise the effectiveness and infill drilling potential of well patterns for developed gas fields.

Key words: large gas fields in China; initial AOFP; dynamic reserves; type curve; infill drilling potential

引用: 李熙喆, 刘晓华, 苏云河, 等. 中国大型气田井均动态储量与初始无阻流量定量关系的建立与应用[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1020-1025.

LI Xizhe, LIU Xiaohua, SU Yunhe, et al. Correlation between per-well average dynamic reserves and initial absolute open flow potential (AOFP) for large gas fields in China and its application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1020-1025.

0 引言

无阻流量和动态储量是表征气井(藏)产能和稳产能力的关键参数,也是单井配产、井网部署以及气田合理开发规模确定的重要依据^[1-4]。

气井无阻流量即气井的极限产量,指气井开井生

产时井底流动压力降为零(表压)时的产量^[1-2, 5],是气井配产的重要依据,一般通过产能试井来确定。气井无阻流量除了受地层压力和产能系数等地质因素影响外,还受钻、完井方式与完井质量控制。因此,在气田开发过程中,水平/大斜度钻井、酸化压裂等成为提高单井产能的有效措施。对于不同类型气藏,由于地质条

件和钻、完井方式不同，气井无阻流量存在较大差异。

气井（藏）动态储量是指在生产过程中压降波及范围内参与流动的天然气储量，是评价气藏地质储量动用程度的关键参数，也是进行开发方案设计、确定加密潜力和计算气田采出程度的基础^[6-8]。气藏地质储量的动用程度受储集层物性、非均质性、井网井距和水侵等因素控制。在编制开发方案时，通常按地质储量进行方案设计和部署，在开发过程中，再根据对动态储量的认识进行优化调整。随着气田开发对象日趋复杂，储量动用难度逐渐增加，动、静态储量差异也逐渐变大^[9]。目前，国内外对大型气田规模有效开发的研究，多集中在不同类型气田开发模式和开发技术政策方面^[10-15]，而对产能、动态储量等关键开发指标之间定量关系的建立和描述则鲜有相关报道。

在规模、效益和稳产开发条件下，已开发气田产能、动态储量等关键开发指标之间究竟存在怎样的匹配关系，如何用于指导新气田的开发，是本文研究的主旨。为此，以中国32个大型气田生产动态数据为基础，建立了以气田为单元的井均动态储量与井均初始无阻流量关系图版，并通过理论推导，探讨了二者关联性的内涵，为开发设计阶段效益可动用储量估算、井网部署提供依据，同时也为气田开发中后期开发效果和加密潜力的快速评价提供方法。

1 气田井均动态储量与井均初始无阻流量的关系

中国已开发的32个大型气田（见表1），基本涵盖了目前已开发气田的所有类型，包括以苏里格、须家河等为代表的低渗-致密气田6个；以涩北、克拉2为代表的孔隙型气田15个；以大北、克深等为代表的裂缝-孔隙（洞）型气田11个。涉及天然气探明地质储量 $9.48 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，方案设计稳产期年产规模总计 $1\ 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

表1 中国32个已开发大型气田基本参数

参数名称	参数值
储集层类型	低渗-致密型、孔隙型、裂缝-孔隙（洞）型
埋藏深度	1 000~7 000 m
孔隙度	2%~30%
基质渗透率	$(0.01 \sim 100.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
气田生产时间	5~25 a
单井初始无阻流量	$(4 \sim 1\ 000) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
单井动态储量	$(0.1 \sim 130.0) \times 10^8 \text{ m}^3$

根据生产井的动态数据分别计算了32个大型气田600余口井的动态储量和初始无阻流量。结果显示：①储集层物性好、分布范围广、内部连通性好的气田，单井动态储量与初始无阻流量具有一定的正相关性；②低渗-致密砂岩、火山岩等类型的气田，受岩性和物性变化影响，储集层连续性和连通性差，单井泄流范围有限，气井无阻流量和动态储量存在较大的随机性，同一气田内不同井无阻流量和动态储量之间不具备相互关联的必然性（见图1）。

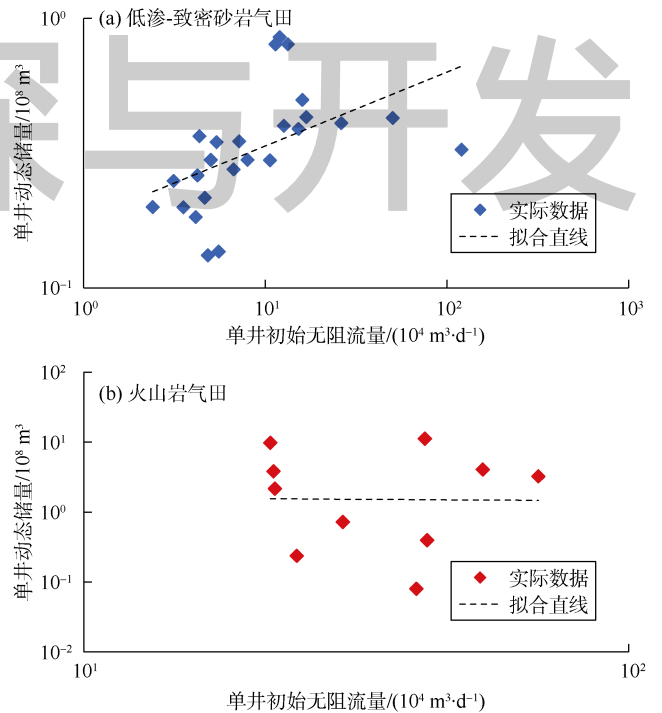


图1 低渗-致密砂岩和火山岩气田单井动态储量与初始无阻流量的关系

以气田为单元，采用算术平均法计算每个气田的井均初始无阻流量和井均动态储量，可以剔除单一气田内储集层非均质性影响，突出反映不同气田间储集层物性差异和人工干预（配产、井网部署等）效应。在双对数坐标系中，32个气田井均动态储量和井均初始无阻流量呈高度线性正相关（见图2），散点分布在一个相对窄小的条带内。图中线性回归直线为A线（相关系数的平方为0.8637），条带状散点上包络线为B线，下包络线为C线，线性回归直线A函数关系式为：

$$\lg \bar{G} = 0.9645 \lg \bar{q}_{\text{IAOF}} - 0.9642 \quad (1)$$

A线表示在目前技术与经济条件下，中国已开发气田井均动态储量与初始无阻流量的总体平均水平；B线表示井均动态储量大、稳产条件较好、稳产期较长的气田开发趋势上限；C线表示气井产能相对较高，

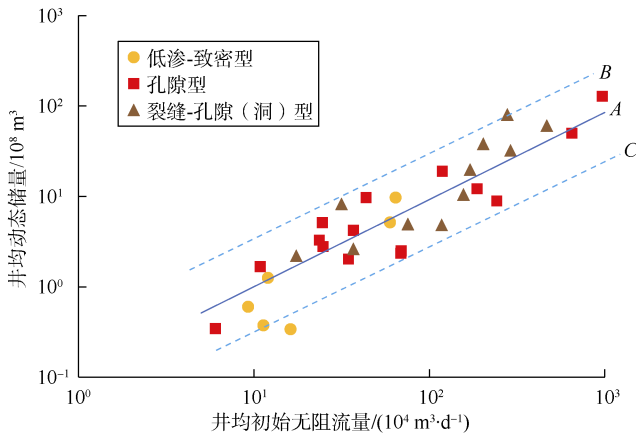


图2 中国大型气田井均动态储量与初始无阻流量的关系
但井均动态储量相对较低、稳产期相对较短气田的开发趋势下限。

2 气田井均动态储量与井均初始无阻流量的关系内涵

2.1 气田井均动态储量与井均初始无阻流量定量关系

以气田为单元的井均动态储量与井均初始无阻流量的定量关系，可以根据气井配产和采气速度的定义进行推导。

气井初始无阻流量的算术平均值可表示为：

$$\bar{q}_{\text{IAOF}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n q_{\text{IAOF},i} \quad (2)$$

气井动态储量的算术平均值可表示为：

$$\bar{G} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n G_i \quad (3)$$

单井平均配产与平均初始无阻流量可用幂函数关系表示^[1,4]：

$$q_g = a\bar{q}_{\text{IAOF}}^m \quad (4)$$

考虑检修、监测等情况，气井每年的实际生产天数按 330 d 计，则单井平均配产与单井年产气量的关系可表示为：

$$G_{\text{pw}} = 330q_g / 10\,000 = 0.033q_g \quad (5)$$

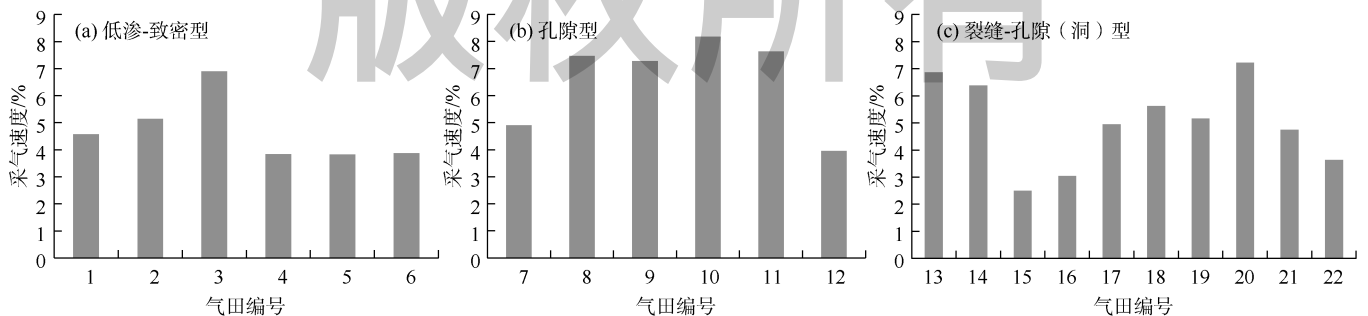


图3 中国不同类型大气田采气速度

气田的年产气量、采气速度与气田动态储量的关系可表示为：

$$v = \frac{G_{\text{p}}}{G_{\text{t}}} = \frac{nG_{\text{pw}}}{G_{\text{t}}} \quad (6)$$

将(5)式代入(6)式，得采气速度、单井平均配产、平均动态储量间的关系式为：

$$v = 0.033 \frac{q_g}{\bar{G}} \quad (7)$$

将(4)式代入(7)式，得气田平均单井动态储量与平均初始无阻流量的关系：

$$\bar{G} = 0.033 \frac{a}{v} \bar{q}_{\text{IAOF}}^m \quad (8)$$

对(8)式两边取对数，得：

$$\lg \bar{G} = m \lg \bar{q}_{\text{IAOF}} + \lg \left(0.033 \frac{a}{v} \right) \quad (9)$$

由(9)式可知，气田井均动态储量与井均初始无阻流量具有双对数线性正相关关系，直线斜率为配产指数，截距与配产系数、动态储量采气速度有关。(9)式很好地解释了图2中32个气田实际生产数据 \bar{G} 与 \bar{q}_{IAOF} 之间存在的定量关系。配产系数和采气速度是在气田投入开发时根据开发技术政策确定的，因此图2的内涵体现了中国大型气田在规模、效益和稳产开发模式下，通过优化设计建立的动态储量与初始无阻流量之间的匹配关系，亦即产能和稳产能力之间的匹配关系。为了进一步诠释图2和(9)式所表达的含义，下面针对不同类型的气田，对采气速度和配产系数进行分析说明。

2.2 不同类型气田采气速度与配产系数特征

《气田开发管理纲要》规定大型气田稳产期应在10~15 a，要满足气田稳产要求，则必须控制采气速度在一定范围内。根据图2中气田类型，分别统计了国内大型气田动态储量采气速度(见图3)。结果显示，不同类型气田动态储量采气速度存在一定差异，但变化区间有限：①低渗-致密气田动态储量平均采气速度4.6%，该类气田储集层致密，缺乏断裂、裂缝等沟通，

流体渗流能力差，采气速度较低；②孔隙型气田动态储量平均采气速度 6.6%，该类气田以中-高渗为主，孔喉配置关系好，基质渗透率高，储集层内部连通性强，采气速度较高；③裂缝-孔隙（洞）型气田动态储量平均采气速度 5.1%，该类气田尽管基质孔隙度、渗透率较低，但在裂缝沟通下，储集层连通性好，动态渗透率高，综合考虑控水开发等因素，这类气田的采气速度介于前两类气田之间。

对常规气田而言，气田的稳产一般通过单井稳产来实现，因此单井配产尤为关键。在进行开发方案编

制和优化设计时，需要确定单井合理产量，即在该产量下，气井既能够有一定的稳产期，又满足工艺和均衡开发等要求。为了便于对比，通常利用合理产量占无阻流量的比例（ q_g/q_{IAOF} ）来表示配产的高低。由图 4 可见，由于不同类型气田地质条件和初始无阻流量的不同，其配产比例有一定差异。低渗-致密型气田配产比例较低，平均值为 0.12（即初始无阻流量的 1/8），孔隙型气田为 0.17，裂缝-孔隙（洞）型气田为 0.21。配产比例反映了气井是否具备在高产条件下的稳产能力，即无阻流量与单井动态储量之间的匹配关系。

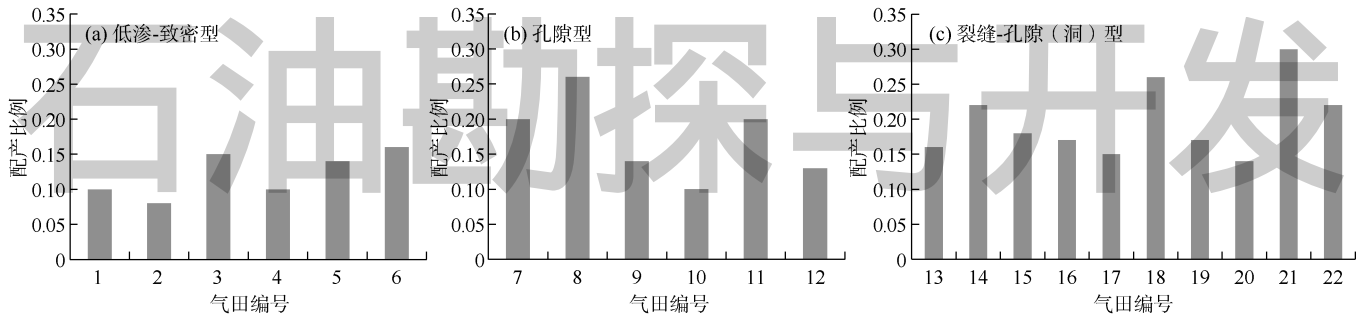


图 4 中国不同类型大气田单井配产比例

无阻流量与单井动态储量之间的匹配关系可以用初始无阻流量与动态储量比值来衡量（见图 5），随着初始无阻流量与动态储量的比值增加，配产比例明显降低，说明气井高产条件下稳产能力有限，典型如低渗-致密气田。孔隙型和裂缝-孔隙（洞）型气田储集层连通性好，单井泄流范围大，动态储量大，与低渗-致密气田相比，初始无阻流量与动态储量比值较低，配产比例则相应较高。

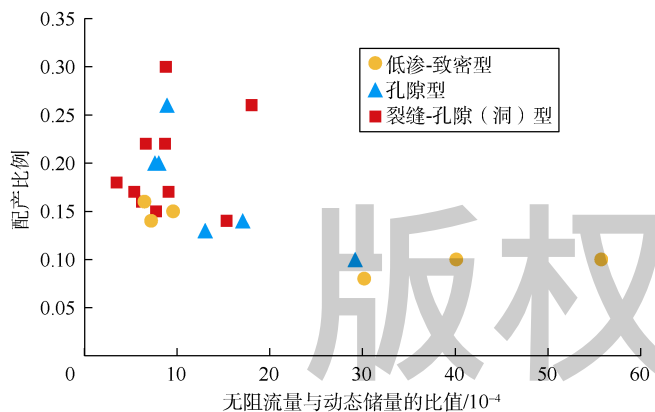


图 5 单井配产比例和初始无阻流量与动态储量比值的关系

根据(4)式可以确定配产比例与配产系数的关系：

$$\frac{q_g}{\bar{q}_{IAOF}} = a\bar{q}_{IAOF}^{m-1} \quad (10)$$

用 b 表示配产比例，即：

$$b = \frac{q_g}{\bar{q}_{IAOF}} \quad (11)$$

根据(10)式和(11)式得到 a 与 b 的关系：

$$a = b\bar{q}_{IAOF}^{1-m} \quad (12)$$

根据回归的斜率 m 值可以看出， \bar{q}_{IAOF} 取值（ $1 \sim 1000$ ） $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时，在该区间 \bar{q}_{IAOF}^{1-m} 值的波动较小，经过优化后的单井合理产量区间一般分布在初始无阻流量的 $1/6 \sim 1/3$ ，且配产系数 a 的变化范围较小，同时不同类型气田采气速度变化区间有限，因而(9)式中系数项 a/v 的变化区间也很小。故 32 个气田的实际井均动态储量与井均初始无阻流量在双对数坐标系中呈条带状线性正相关（斜率相同，截距在小区间内变化）。

3 应用实例

井均动态储量与井均初始无阻流量关系图版可用于估算实现稳产和效益开发所需的动态储量，确定新气田开发方案编制阶段稳产和效益开发的下限，同时也可指导井网部署、气田开发技术政策的制定，评价开发中后期气田开发效果和井网加密潜力。

3.1 气田开发初期稳产和效益可动用储量估算

四川盆地中部高石梯-磨溪区块高石 1 井区震旦系灯影组气藏位于台缘带，发育裂缝-孔洞型白云岩储集层，平面大面积连片分布^[16]。受断裂、沉积相、岩溶等地质因素控制，储集层非均质性强，物性及产能差异大。

方案编制前,对 15 口井进行了产能测试,不稳定试井曲线表现为多区复合模型,动态显示连通范围有限。针对这类低孔、强非均质性、大面积分布的碳酸盐岩气藏,由于评价阶段试采井数少、试采时间短,难以较为准确地评价该气藏达到稳产和效益开发所应具备的可动用储量。

利用产能方程计算 15 口测试井平均初始无阻流量约 $125 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,应用已建立的关系图版(见图 2、(1)式),估算该气藏井均动态储量为 $11.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,也就是说,该气田具备稳产和效益开发的井均动态储量下限应在 $11.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。方案实施后,采用多种方法计算了近两年投产 5 口井的动态储量,结果分布范围为 $(3 \sim 30) \times 10^8 \text{ m}^3$,井均动态储量为 $11.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见表 2),说明在井位优化部署和高产井培育情况下,该气藏具备规模和效益开发的基础。

表 2 高石 1 井区部分试采气井动态储量

井号	采用不同方法评价的动态储量/ 10^8 m^3			
	物质平衡法	试井分析法	现代产量递减分析方法	平均值
W1	2.98	3.56	3.18	3.24
W2	14.19	16.26	14.05	14.83
W3	28.24	31.54	27.57	29.12
W4	5.63	4.78	4.19	4.87
W5	6.24	5.66	5.23	5.71
平均值	11.46	12.36	10.84	11.55

3.2 气田开发效果及井网加密潜力评价

对于一个已投入开发的气田:①通过生产动态资料确定的 $(\bar{q}_{\text{IAOF}}, \bar{G})$ 落在图 6 回归直线 A 上,表示开发技术政策既能充分发挥气井的产能,又能满足规模效益开发的要求;② $(\bar{q}_{\text{IAOF}}, \bar{G})$ 点位于 A 线之下(见图 6 中 D 点)表明气井产能高但井均控制储量小,对于连通气藏,这种情况说明井网过密,气井产能无法得到充分发挥,已无加密潜力。而对于井间连通性差的透镜状碎屑岩、火山岩等岩性气藏,需要采取措施提高

单井动态储量;③ $(\bar{q}_{\text{IAOF}}, \bar{G})$ 点位于 A 线上方(见图 6 中 E 点),表示井均控制储量偏大,可以通过加密井^[17-23]来提高气田年产规模。

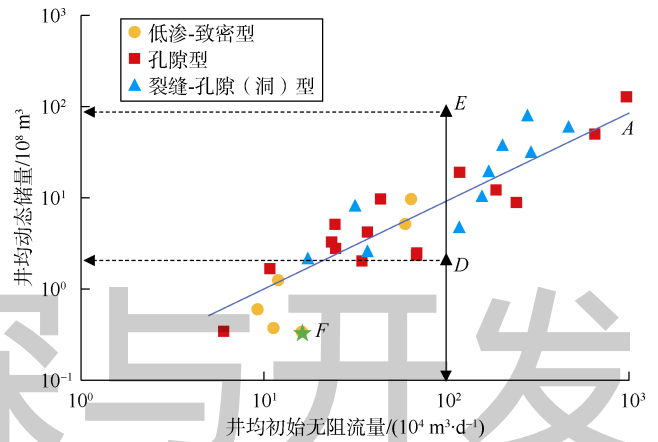


图 6 气田开发效果、井网加密潜力评价图

苏里格气田苏 20 区块位于苏里格气田中部,主要产层段为中二叠统下石盒子组,辫状河沉积,属于透镜状低孔-特低渗砂岩气藏,储集层平均孔隙度 8.95%,以次生溶孔为主,平均渗透率 $(0.06 \sim 2.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有效储集层连续性和连通性差,单井泄流范围有限,动态储量小。该区块 2006 年投产,以直井和水平井生产,利用该区块 30 余口井生产动态数据确定的井均初始无阻流量为 $16.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、井均动态储量为 $0.304 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见表 3),在 $\bar{q}_{\text{IAOF}} \sim \bar{G}$ 关系图上位于 A 线之下(见图 6 中的 F 点),说明井控动态储量偏低。虽然该区块通过加密井的方式来提高气藏的整体储量动用程度,但与图 6 中其他类型气田对比,差异在于单井平均动态储量偏低,下步攻关重点为如何提高单井泄流范围、增加单井控制可动用储量。

表 3 苏 20 区块单井无阻流量及动态储量统计表

气井分类	初始无阻流量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	平均生产时间/ d	平均单井累产气/ 10^8 m^3	初期平均单井产量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	单井动态储量/ 10^8 m^3	占井数比例/ %
I	>10.00	2 579	0.313 4	2.75	0.200~0.750	25
II	4.00~10.00	2 432	0.186 4	1.53	0.060~0.520	42
III	<4.00	2 447	0.115 9	1.02	0.060~0.460	33
平均	16.93			1.76	0.304	

4 结论

中国大型气田井均动态储量与井均初始无阻流量在双对数坐标系中呈高度线性正相关,斜率为气井的配产指数,截距与配产比例、动态储量采气速度有关。其相关性体现了中国大型气田在规模、效益和稳产开发模式下,通过优化设计建立的动态储量与初始无阻流量之间的匹配关系。

井均动态储量与井均初始无阻流量关系图版可用于估算气田开发初期达到生产规模、稳产年限要求所应具备的合理动态储量,为确定气田开发技术指标提供快速、有效的方法;同时,也可用于对比评价已开发气田的开发效果和加密潜力。

建立井均动态储量与井均初始无阻流量关系图版的原始数据涵盖了目前中国已开发大型气田的所有类型,图版具有普遍适用性,可作为常规气或致密气田

开发的评价类比依据。

符号注释：

a ——配产与初始无阻流量幂函数关系式中的配产系数，无因次； b ——配产比例，无因次； G ——单井动态储量， 10^8 m^3 ； \bar{G} ——单井动态储量算术平均值， 10^8 m^3 ； G_p ——气田年产气量， 10^8 m^3 ； G_{pw} ——单井年产气量， 10^8 m^3 ； G_t ——气田动态储量， 10^8 m^3 ； i ——气井编号； m ——配产与初始无阻流量幂函数关系式中的配产指数，无因次； n ——总气井数； q_g ——单井平均配产， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； q_{IAOF} ——气井初始无阻流量， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； \bar{q}_{IAOF} ——初始无阻流量的算术平均值， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； v ——相对于动态储量的采气速度，%。

参考文献：

- [1] 李熙喆, 万玉金, 陆家亮, 等. 复杂气藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
LI Xizhe, WAN Yujin, LU Jialiang, et al. Development technology of complex gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [2] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2009.
ZHUANG Huinong. Dynamic well testing in petroleum exploration and development[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [3] 李程辉, 李熙喆, 高树生, 等. 碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线: 以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 930-938.
LI Chenghui, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 930-938.
- [4] 苏云河, 李熙喆, 万玉金, 等. 孔洞缝白云岩储集层连通性评价方法及应用[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(8): 1219-1225.
SU Yunhe, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. Research on connectivity evaluation methods and application for dolomite reservoir with fracture-cave[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(8): 1219-1225.
- [5] SINHA M K, PADGETT L R. Stabilized absolute open flow potential of a gas well[M]//SINHA M K, PADGETT L R. Reservoir engineering techniques using Fortran. Dordrecht, Holland: D. Reidel Publishing Company, 1985.
- [6] 刘晓华, 邹春梅, 姜艳东, 等. 现代产量递减分析基本原理与应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 50-54.
LIU Xiaohua, ZOU Chunmei, JIANG Yandong, et al. Theory and application of modern production decline analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(5): 50-54.
- [7] 王卫红, 沈平平, 马新华, 等. 非均质复杂低渗气藏动态储量的确定[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 80-82.
WANG Weihong, SHEN Pingping, MA Xinhua, et al. Verification of dynamic reserves for heterogeneous complex gas reservoirs with low permeability[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 80-82.
- [8] PALACIO J C, BLASINGAME T A. Decline curve analysis using type curves analysis of gas well production data[R]. SPE 25909, 1993.
- [9] 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 111-118.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, HU Yong, et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 111-118.
- [10] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 398-406.
LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 398-406.
- [11] 王卫红, 刘传喜, 穆林, 等. 高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策优化[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 302-310.
WANG Weihong, LIU Chuanxi, MU Lin, et al. Technical policy optimization for the development of carbonate sour gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 302-310.
- [12] 武力超, 朱玉双, 刘艳侠, 等. 矿权叠置区内多层系致密气藏开发技术探讨: 以鄂尔多斯盆地神木气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 826-832.
WU Lichao, ZHU Yushuang, LIU Yanxia, et al. Development techniques of multi-layer tight gas reservoirs in mining rights overlapping blocks: A case study of the Shenmu gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 826-832.
- [13] 李保柱, 朱忠谦, 夏静, 等. 克拉2煤成大气田开发模式与开发关键技术[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 392-397.
LI Baozhu, ZHU Zhongqian, XIA Jing, et al. Development patterns and key techniques of coal-formed Kela 2 gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 392-397.
- [14] 贾爱林, 孟德伟, 何东博, 等. 开发中后期气田产能挖潜技术对策: 以四川盆地东部五百梯气田石炭系气藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 580-589.
JIA Ailin, MENG Dewei, HE Dongbo, et al. Technical measures of deliverability enhancement for mature gas fields: A case study of Carboniferous reservoirs in Wubaiti gas field, eastern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 580-589.
- [15] 袁士义, 胡永乐, 罗凯. 天然气开发技术现状、挑战及对策[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 1-6.
YUAN Shiyi, HU Yongle, LUO Kai. State of the art, challenges and countermeasures of natural gas development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6): 1-6.
- [16] 陈娅娜, 沈安江, 潘立银, 等. 微生物白云岩储集层特征、成因和分布: 以四川盆地震旦系灯影组四段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 704-715.
CHEN Yana, SHEN Anjiang, PAN Liyin, et al. Features, origin and distribution of microbial dolomite reservoirs: A case study of 4th Member of Sinian Dengying Formation in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 704-715.
- [17] CAERS J. Modeling uncertainty in the earth sciences[M]. West Sussex, UK: John Wiley & Sons Ltd., 2011.
- [18] MCCAIN W D, VONEIFF G W, HUNT E R, et al. A tight gas field study: Carthage (Cotton Valley) Field[R]. SPE 26141, 1993.
- [19] VONEIFF G W, CRAIG C. A new approach to large-scale infill evaluations applied to the Ozona (Canyon) Gas Sands[J]. Particle Accelerators, 1998, 50: 141-151.
- [20] LUO S, KELKAR M. Infill drilling potential in tight gas reservoirs[J]. Journal of Energy Resources Technology, 2013, 135(1): 529-536.
- [21] DENNEY D. Fast method finds infill-drilling potential in mature tight reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 2005, 57(10): 70-73.
- [22] CIPOLLA C L, WOOD M C. A statistical approach to infill-drilling studies: Case history of the Ozona Canyon Sands[J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(3): 196-202.
- [23] GUAN L. Evaluation of a statistical infill candidate selection technique[J]. Atmospheric Chemistry & Physics, 2004, 3(3): 469-474.

第一作者简介: 李熙喆(1966-), 男, 河北唐山人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事天然气开发综合研究工作。地址: 河北省廊坊市44号信箱, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 065007。E-mail: lxz69@petrochina.com.cn

联系作者简介: 苏云河(1979-), 男, 河北南官人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事油气藏工程方面的研究工作。地址: 河北省廊坊市44号信箱, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 065007。E-mail: suyh69@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-05-02 修回日期: 2018-07-02

(编辑 唐俊伟)