

文章编号: 0253-2697(2015)05-0600-06 DOI:10.7623/syxb201505009

# 异常高压气藏采气速度与稳产期定量关系

——以阿姆河右岸 B-P 气田为例

史海东<sup>1</sup> 王 晖<sup>2</sup> 郭春秋<sup>2</sup> 张 宇<sup>3</sup> 成友友<sup>2</sup>

(1. 中国地质大学能源学院 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083;  
3. 西南石油大学石油与天然气工程学院 四川成都 610500)

**摘要:**针对阿姆河右岸 B 区中部异常高压气藏生产动态预测难度大的问题,从气藏实际出发,以物质平衡方程和气井产能公式为基础,结合气藏工程分析及数值模拟方法,建立了异常高压气藏稳产期预测模型。通过分析气藏开发过程,研究了地层流体特征参数随气藏压力下降的变化规律,确定了气藏压力特征值,将异常高压气藏的开发过程划分为高压期与常压期两个阶段,并采用分段函数对预测模型进行求解,得出了不同阶段采气速度与稳产期末采出程度的定量关系。实现了不同采气速度情况下气藏稳产期的快速预测。将该方法应用于 B-P 气藏并与数模结果相互验证,稳产期预测的绝对误差小于 2%,满足工程计算精度要求。同时,采用该定量关系也可对异常高压气藏递减期产量进行预测。

**关键词:**异常高压气藏;采气速度;稳产期;定量关系;预测;物质平衡方程

中图分类号:TE332

文献标识码:A

## Quantitative relationship between gas recovery rate and stable production period of abnormally high pressure gas reservoirs: a case study of B-P gas field on the right bank of the Amu Darya

Shi Haidong<sup>1</sup> Wang Hui<sup>2</sup> Guo Chunqiu<sup>2</sup> Zhang Yu<sup>3</sup> Cheng Youyou<sup>2</sup>

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 3. School of Oil & Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China)

**Abstract:** A great difficulty exists in predicting the production performance of abnormally high pressure gas reservoirs in the middle section of Region B on the right bank of the Amu Darya. According to the actual situation of reservoirs, a model was established based on material balance equation and gas-well productivity equation in combination with gas reservoir engineering analysis and numerical stimulation method, so as to predict the stable production period of abnormally high pressure gas reservoirs. Through analyzing gas-reservoir development process, the change laws of formation fluid characteristic parameters with the decline of gas-reservoir pressure were studied to determine the eigenvalue of gas-reservoir pressure. The development of abnormally high pressure gas reservoir was divided into two phases, i. e., high pressure stage and constant pressure stage. Moreover, piecewise function was used for solution of the prediction model, so as to obtain the quantitative relationship between gas recovery rate in different stages and the recovery degree at the end of stable production period. On this basis, rapid prediction of stable production period was achieved in the case of different gas recovery rates. This method was applied to B-P gas reservoir for mutual, and validated with numerical stimulation results. The absolute error of prediction on stable production period was less than 2%, able to meet the requirement of engineering calculation accuracy. Meanwhile, this equation is also available in output prediction during the depletion period of abnormally high pressure gas reservoirs.

**Key words:** abnormally high pressure gas reservoirs; gas recovery rate; stable production period; quantitative relationship; prediction; material balance equation

**引用:**史海东,王晖,郭春秋,张宇,成友友.异常高压气藏采气速度与稳产期定量关系——以阿姆河右岸 B-P 气田为例[J].石油学报,2015,36(5):600-605.

**Cite:** Shi Haidong, Wang Hui, Guo Chunqiu, Zhang Yu, Cheng Youyou. Quantitative relationship between gas recovery rate and stable production period of abnormally high pressure gas reservoirs: a case study of B-P gas field on the right bank of the Amu Darya[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 600-605.

**基金项目:**国家重大科技专项(2011ZX05059)和中国石油天然气集团公司重大专项(2011E-2505)资助。

**第一作者及通信作者:**史海东,男,1981年6月生,2002年获大庆石油学院石油工程专业学士学位,2007年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位,现为 中国地质大学(北京)能源学院博士研究生,主要从事气藏工程方面的研究。Email: shihaidong-hw@petrochina.com.cn

近年来随着勘探开发领域的扩展,异常高压气藏在世界范围油气田开发中所占比例有逐渐增加的趋势。现今已投入规模开发的异常高压气藏主要分布于美国的落基山盆地、墨西哥湾盆地,中亚俄罗斯地区的滨里海盆地、阿姆河盆地,中国的塔里木盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地等<sup>[1-4]</sup>。其中阿姆河右岸气田是中国在中亚地区获得的最大天然气勘探开发合作项目,也是中国西气东输的主供气源之一,对实现中国能源进口多元化及保障国家能源安全具有重要的战略意义<sup>[5]</sup>。

异常高压气田的开发已经有几十年的历史,在异常高压气藏的成因、物质平衡方程推导、有效压缩系数计算以及单井产能预测等方面已有较为深入的研究<sup>[6-12]</sup>,但对于异常高压气藏开动态预测方面研究相对较少,尤其是对异常高压气藏采气速度与稳产期的定量研究方面尚未见报道。笔者在前人研究基础上,采用气藏工程方法对异常高压气藏采气速度与稳产期的定量关系开展了深入的研究和论证,推导出当总井数和井位一定的条件下,采气速度与稳产期末采出程度的关系。实现了异常高压气藏给定采气速度情况下稳产期的定量预测,并通过数值模拟验证了该方法的可靠性,从而为气田开发规划及地面建设部署提供一定依据。

## 1 阿姆河右岸 B-P 气田主要地质特征

B-P 气田位于土库曼斯坦阿姆河右岸 B 区中部,在构造上属于阿姆河复向斜查尔朱阶地桑迪克雷隆起中部,是土兰地台的组成部分<sup>[13-16]</sup>。气田主要含气层段为侏罗系卡洛夫组—牛津组的海相碳酸盐岩,主要储集岩为生物碎屑灰岩、生物灰岩、砂屑灰岩及白云质灰岩。该气田平均储层有效厚度为 50 m,渗透率为 1.5 mD,孔隙度为 0.15,气藏初始含气饱和度为 0.8,原始地质储量  $681 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,气藏温度为 393 K,气藏边、底水不活跃,气藏初始压力为 50 MPa,气藏埋深 2800 m,压力系数为 1.82,属于异常高压封闭气藏。地层流体组分含量见表 1,属于低含硫化氢、中含二氧化碳、微含凝析油的异常高压湿气气藏。B-P 气田于 2014 年 4 月投产,共有 13 口开发井,日产气  $789 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采气速度 4%。

表 1 地层流体组分含量

Table 1 Components concentration of formation fluid

组分	含量/%	组分	含量/%
N <sub>2</sub>	0.44	C <sub>3</sub>	0.87
CO <sub>2</sub>	3.98	iC <sub>4</sub>	0.16
H <sub>2</sub> S	0.02	nC <sub>4</sub>	0.20
CH <sub>4</sub>	89.34	C <sub>5+</sub>	1.23
C <sub>2</sub>	3.76		

## 2 异常高压气藏稳产期计算数学模型

在异常高压气藏中,气藏与周围水体构成的地层系统是封闭的,否则气藏压力不会出现异常。同时,对于异常高压气藏来说,其水体往往不够活跃,可忽略水体的作用。针对上述特点,气藏物质平衡方程可表示为<sup>[17]</sup>:

$$\frac{p}{Z}(1 - C_c \Delta p) = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (1)$$

式中:  $G_p$  为累积产量,  $\text{m}^3$ ;  $G$  为天然气地质储量,  $\text{m}^3$ ;  $p_i$  为原始地层压力, MPa;  $Z_i$  为原始压力条件下天然气偏差系数;  $Z$  为天然气偏差系数, 无因次;  $p$  为地层压力, MPa;  $\Delta p$  为气藏压降, MPa;  $C_c$  为气藏容积压缩系数,  $C_c = \frac{C_p + S_w C_w}{1 - S_w}$ ,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_p$  为岩石压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $S_w$  为含水饱和度;  $C_w$  为地层水压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ 。

一般情况下,岩石压缩系数在  $(0 \sim 1) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ ,地层水压缩系数在  $(3.7 \sim 5.0) \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ <sup>[18]</sup>,对于常压气藏由于  $C_c \Delta p \ll 1$ ,则  $C_c \Delta p$  可以忽略;而对于压力系数大于 1.8 的异常高压气藏(以埋深 2800 m,原始地层压力为 50 MPa 气藏为例,从初始状态到稳产期末的压力变化约 35 MPa), $C_c \Delta p$  的范围在  $(1 \sim 100) \times 10^{-4}$ ,其较高的地层压力使得  $C_c \Delta p$  不能忽略。因此,对于异常高压气藏,在稳产期末可表示为:

$$p_{\text{esp}}(1 - C_c \Delta p) = p_i(1 - R_{\text{gsp}}) \frac{Z}{Z_i} \quad (2)$$

式中:  $p_{\text{esp}}$  为稳产期末地层压力, MPa;  $R_{\text{gsp}}$  为气藏稳产期末采出程度, %。

在不考虑表皮系数的条件下,根据稳态、达西流条件下的产能公式,当气体压力较高时,  $\frac{p}{\mu Z}$  近似为一常数,即  $\frac{p}{\mu Z} = \frac{p_i}{\mu_i Z_i}$ ,由此可得气井产量与地层压力、井底流压的关系:

$$q_{\text{sc}} = \frac{72.685 K h T_{\text{sc}} Z_{\text{sc}} p_i (p_e - p_{\text{wf}})}{p_{\text{sc}} T \mu_i Z_i \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (3)$$

式中:  $q_{\text{sc}}$  为标准状态下天然气产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $K$  为渗透率, mD;  $h$  为气层有效厚度, m;  $T_{\text{sc}}$  为标准状况温度, 293.15 K;  $Z_{\text{sc}}$  为标准状态下的气体偏差因子;  $p_{\text{sc}}$  为标准状况压力, 0.101 MPa;  $T$  为气层温度, K;  $p_{\text{wf}}$  为井底流压, MPa;  $p_e$  为边界压力, MPa;  $\mu$  为天然气黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_i$  为原始压力条件下天然气的黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $r_c$  为供气半径, m;  $r_w$  为井筒半径, m。

将式(3)两端乘以  $d/G$ ,可以得到采气速度与生产压差  $(p_e - p_{\text{wf}})$  的关系:

$$v = \frac{72.685 d K h T_{\text{sc}} Z_{\text{sc}} p_i (p_e - p_{\text{wf}})}{G p_{\text{sc}} T \mu_i Z_i \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \quad (4)$$

式中:  $v$  为采气速度, %;  $d$  为生产时率, d;  $G$  为天然气地质储量,  $m^3$ ;

将式(4)和式(2)联立, 即可得到一定采气速度对应的稳产期。

在方程求解过程中, 需要考虑不同压力范围内天然气偏差系数的变化规律。由流体物性计算结果可知, 地层流体特征参数  $\alpha$  ( $\alpha = \mu Z / p$ ) 与气藏压力关系曲线近似为“L”型, 即存在压力特征值  $p_x$ 。以 B-P 气藏为例, 由  $\alpha$  与气藏压力之间关系曲线可知(图 1), B-P 气藏压力特征值为 14 MPa。当  $p \geq p_x$  时,  $\alpha$  近似为常数; 当  $p < p_x$  时, 其稳产期的计算可参考正常压力系统气藏(详见文献[19])。应当指出的是, 对于异常高压气藏, 其原始地层压力通常大于压力特征值, 仅在气藏递减期末地层压力有小于压力特征值的可能。因此, 本文重点讨论地层压力大于压力特征值的情况。

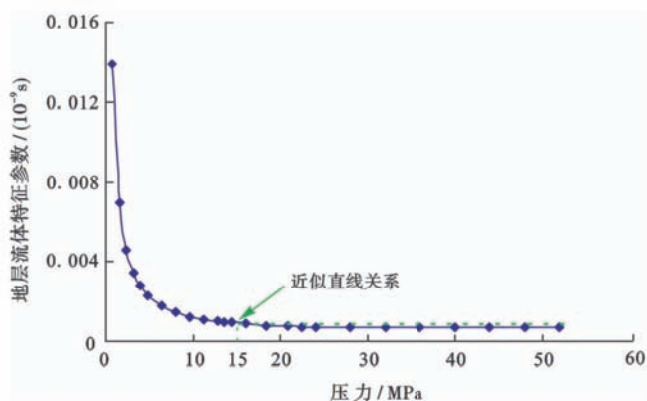


图 1 B-P 气藏地层流体特征参数  $\alpha$  与压力之间的关系

Fig. 1 Relationship between characteristic parameter ( $\alpha$ ) of the formation fluid and the pressure in B-P gas reservoir

对于 B-P 气藏来说, 其拟对比温度为 1.9。根据 Standing 和 Katz 天然气偏差系数图版<sup>[20]</sup>, 当天然气拟对比温度  $1.7 < T_{pr} < 2.0$  及天然气拟对比压力  $4 < p_{pr} < 15$  时, 天然气偏差系数与天然气拟对比压力近似成直线关系(图 2), 且拟合直线相交点  $p_{pr} = 11.35, Z = 1.211$ 。

因此, 则有:

$$Z = x_1(p_{pr} - 11.35) + 1.211 \quad (5)$$

式中:  $x_1$  为斜率,  $0.042 < x_1 < 0.054$ 。

将式(2)两边同时除以拟临界压力  $p_{pc}$ , 并将式(5)代入后可得:

$$p_{prsp} = \frac{1.211k(1 - R_{gsp}) - 11.35x_1k(1 - R_{gsp})}{(1 - C_c \Delta p) - x_1k(1 - R_{gsp})} \quad (6)$$

式中:  $k = p_{pr} / Z$  为常数;  $p_{prsp}$  为稳产期末拟对比压力, 无因次;  $p_{pri}$  为初始拟对比压力, 无因次。当采出程度  $R_{gsp}$  趋近于 1 时, 即地下天然气全部被采出, 平均地层压力趋近于 0。

在气藏稳产期末  $\Delta p = p_i - p_{esp}$ , 代入式(6)并整理得:

$$1 - R_{gsp} = \frac{C_c p_{esp}^2 + (1 - C_c p_i) p_{esp}}{x_1 k p_{esp} + p_{pc} k (1.211 - 11.35 x_1)} \quad (7)$$

在气藏稳产期末, 井底流压等于最低井底流压  $p_{wfmin}$ , 并用  $p_{esp}$  近似代替  $p_c$ <sup>[21]</sup>, 将式(4)代入式(6)即可得到采气速度与采出程度的关系:

$$1 - R_{gsp} = \frac{C_c v^2 + m_1 v + m_2}{m_3 v + m_4} \quad (8)$$

式中:  $m_1, m_2, m_3, m_4$  为气藏特征参数, 与天然气及储层的物性有关。  $m_1 = \beta_1 (2C_c p_{wfmin} - C_c p_i + 1)$ ,  $m_2 = \beta_1^2 p_{wfmin} (C_c p_{wfmin} - C_c p_i + 1)$ ,  $m_3 = \beta_1 k x_1$ ,  $m_4 = \beta_1^2 k [x_1 p_{wfmin} + p_{pc} (1.211 - 11.35 x_1)]$ ,  $\beta_1 = \frac{72.685 d K h T_{sc} Z_{sc} p_i}{G p_{sc} T_{\mu_i} Z_i \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}$ 。气

藏容积压缩系数  $C_c$  采用文献[22]方法计算。

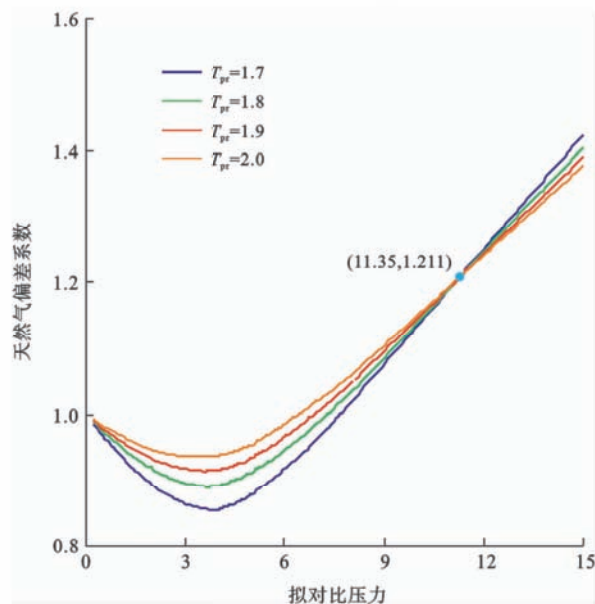


图 2 Standing 和 Katz 天然气偏差系数图版 ( $T_{pr} = 1.7 \sim 2.0$ )<sup>[20]</sup>

Fig. 2 Chart of Standing and Katz natural gas deviation factors ( $T_{pr} = 1.7 \sim 2.0$ )

### 3 异常高压气藏稳产期预测方法

对于异常高压气藏来说, 其开采特征分为两个阶段: ①气藏初始压力高, 储层岩石和流体的弹性能量同时起作用,  $C_c \Delta p$  不可忽略, 气藏表现为异常高压开采特征; ②经过一段时间的开发生产, 气藏压力将逐渐降低。当地层压力降到正常压力范围时, 岩石的弹性能量释放基本结束, 与随着地层压力下降而显著增加的天然气压缩系数相比, 岩石压缩系数可以忽略不计, 此时气藏的开采主要依靠天然气的膨胀作用, 表现为常压开采特征<sup>[23]</sup>。

因此, 当稳产期末气藏压力大于压力特征值时, 采气速度与  $1 - R_{gsp}$  可用式(8)定量描述; 当稳产期末气藏

压力小于压力特征值时,采用文献[19]方法可满足计算精度要求,即  $v = m'_1(1 + R_{gsp})^2 + m'_2$  ( $m'_1, m'_2$  为相关特征参数,与储层及气体的物性有关)。并采用分段函数描述气藏采气速度与稳产期的关系:

$$\begin{cases} 1 - R_{gsp} = \frac{C_c v^2 + m_1 v + m_2}{m_3 v + m_4} & p_{esp} \geq p_x \\ 1 - R_{gsp} = \sqrt{\frac{v - m'_1}{m'_2}} & p_{esp} < p_x \end{cases} \quad (9)$$

由此可得,异常高压气藏稳产期预测步骤可分为两种情况:

(1) 当气藏稳产期末压力大于压力特征值时:①采用数值模拟方法预测 4 个采气速度对应的稳产期;②根据得到的采气速度与稳产期末采出程度确定采气速度与  $1 - R_{gsp}$  关系式中的 4 个系数;③利用建立的关系式可以预测其他采气速度对应的稳产期。

(2) 当气藏稳产期末压力小于压力特征值时:①采用数值模拟方法预测 2 个采气速度对应的稳产期;②根据得到的采气速度与稳产期末采出程度确定采气速度与  $1 - R_{gsp}$  关系式中的 2 个系数;③利用建立的关系式可以预测其他采气速度对应的稳产期。

### 4 应用实例

以 B-P 气藏为例,初始压力 50 MPa,压力系数 1.82,地层流体组分含量见表 1,地层流体特征参数  $\alpha$  与气藏压力之间关系曲线如图 1 所示。气藏容积压缩系数为  $7.45 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ ,储层其他物性参数详见第 1 节,设定气井最低井底流压为 3 MPa,井眼直径为 0.15 m,考虑到开发过程中近井区域压力变化较快,为更好地模拟压力变化对异常高压气藏开发的影响,采用 Eclipse2013.1 数值模拟软件径向网格系统建立机理模型,圆形地层中心一口井,近井区域采用半径为 5 m 的小网格,远井区域采用半径为 141 m 的大网格,如图 3 所示。

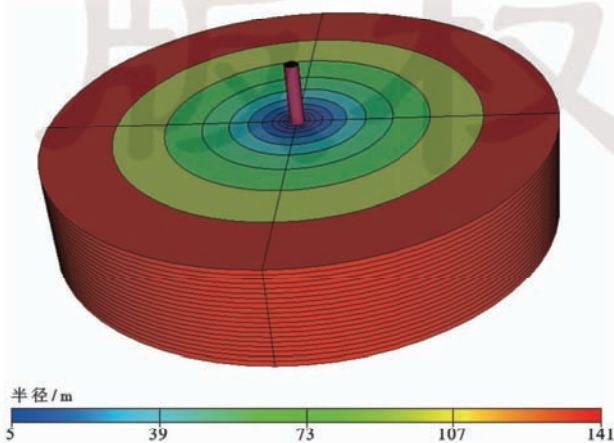


图 3 B-P 气藏机理模型

Fig. 3 Mechanism model of the B-P gas reservoir

分别计算采气速度为 6%、7%、8%、9% 这 4 种情况下的稳产期(表 2),可以确定当  $p_{esp} \geq p_x$  时,式(9)的 4 个系数:

$$1 - R_{gsp} = \frac{0.00745v^2 - 0.0000718v - 0.0000327}{0.002433v - 0.0001733} \quad (10)$$

分别计算采气速度为 1.3%、5% 两种情况下的稳产期(表 2),可以确定当  $p_{esp} \geq p_x$  时,式(9)的 2 个系数:

$$1 - R_{gsp} = \sqrt{\frac{v + 0.0006}{0.447}} \quad (11)$$

然后,可采用式(10)和式(11)分别预测其他采气速度的稳产期,即采用式(10)预测采气速度分别为 6.5%、7.5%、8.5%、9.5%、10%、10.5%、11% 时对应的稳产期。从计算结果可见(表 3),预测结果与数值模拟结果相比,误差最大仅有 0.65%,这表明虽然只采用 4 个点的计算结果,但是式(10)的预测结果仍是可靠的。

表 2 数值模拟预测稳产期

Table 2 Predictions of plateau duration with numerical simulation method

采气速度/%	稳产期末压力/MPa	稳产期/a
1.3	7.0	63.5
5.0	12.7	13.3
6.0	14.0	10.5
7.0	15.2	8.5
8.0	16.0	7.1
9.0	17.0	5.9

表 3 式(10)与数值模拟预测的稳产期对比

Table 3 Comparison of the plateau duration predicted with Formula (10) and with numerical simulation

采气速度/ %	稳产期末 压力/MPa	稳产期/a		
		数值模拟	本文方法	误差
6.5	14.6	9.36	9.40	0.10%
7.5	15.6	7.73	7.78	0.04%
8.5	16.7	6.45	6.49	0.14%
9.5	17.6	5.55	5.48	-0.81%
10.0	18.3	5.09	5.05	-0.11%
10.5	18.8	4.73	4.67	-0.55%

采用式(11)预测采气速度分别为 2%、3%、4% 时对应的稳产期。从计算结果可见(表 4),预测结果与数值模拟结果相比,误差最大仅有 1.20%,这表明虽然只采用 2 个点的计算结果,但是式(11)的预测结果仍是可靠的。

当气藏稳产期结束后,就进入产量递减期。关于递减期产量的预测前人做了大量研究,提出了一些很好的模型<sup>[24-26]</sup>。本文采用式(10)和式(11)同样可以预测递减期产量。

表4 式(11)与数值模拟预测的稳产期对比

Table 4 Comparison of the plateau duration predicted with Formula (11) and with numerical simulation

采气速度/ %	稳产期末 压力/MPa	稳产期/a		
		数值模拟	本文方法	误差
2.0	8.34	39.73	39.27	-1.16%
3.0	9.94	24.82	24.61	-0.83%
4.0	11.47	17.55	17.47	0.46%

假设气藏以4%采气速度进行生产,预测进入递减期后的产量。具体计算步骤为:①采用式(10)和式(11)计算采气速度4%生产时,稳产期末采出程度为70.2%,稳产期为17.55年,对应的稳产期末压力小于压力特征值,故递减期产量计算选用式(11);②假设递减期后第1年平均采气速度为 $v_1$ ,则该年末累积采出程度 $R_{\text{gsp}} = 0.699 + v_1$ ,将 $v_1$ 和 $R_{\text{gsp}}$ 代入方程 $v_1 = 0.447(1-R_{\text{gsp}})^2 - 0.0006$ 中,求解得到 $v_1 = 3.2\%$ 、 $R_{\text{gsp}} = 73.1\%$ ;③假设递减期后第2年平均采气速度为 $v_2$ ,则该年末累积采出程度 $R_{\text{gsp}} = 0.731 + v_2$ ,将 $v_2$ 和 $R_{\text{gsp}}$ 代入方程中,求解得到 $v_2 = 2.6\%$ 、 $R_{\text{gsp}} = 75.64\%$ ;④重复上述过程,最后将得到的结果与数模结果进行对比(图4)。

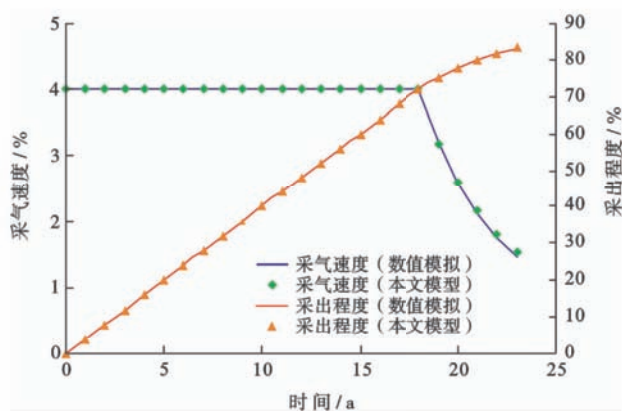


图4 采用定量关系预测递减期生产动态

Fig. 4 Production performance predictions with the quantitative relation

由图4可见,采用笔者的方法计算的递减期生产动态与数值模拟预测的结果比较接近,预测的采气速度较数模结果略大,相对误差最大仅为5.53%,计算的采出程度相对误差最大仅为0.47%,这验证笔者的方法是可靠的。

## 5 结论

(1) 对于异常高压气藏,在不同的开发阶段,由于压力水平的不同,采气速度与稳产期的关系是不同的。

(2) 异常高压气藏采气速度与稳产期的关系可用分

段函数表示,当气藏压力大于或小于压力特征值时,异常高压气藏采气速度与稳产期定量关系模型均可以描述采气速度与 $1-R_{\text{gsp}}$ 的关系,进而预测出递减期产量。

(3) 对于实际的非均质气藏,可用数值模拟方法预测稳产期回归式中的系数,然后采用该方程预测其他采气速度对应的稳产期及递减期情况。

## 参考文献

- [1] 魏国齐,李剑,谢增业,等.中国大气田成藏地质特征与勘探理论[J].石油学报,2013,34(增刊1):1-13.  
Wei Guoqi, Li Jian, Xie Zengye, et al. Reservoir geology and exploration theories of large gas fields in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Supplement 1): 1-13.
- [2] 谢增业,魏国齐,李剑,等.中国海相碳酸盐岩大气田成藏特征与模式[J].石油学报,2013,34(增刊1):29-40.  
Xie Zengye, Wei Guoqi, Li Jian, et al. Reservoir characteristics and accumulation modes of large carbonate gas fields in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Supplement 1): 29-40.
- [3] 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,2010:70-72.  
Li Xizhe, Wan Yujin, Lu Jialiang, et al. Development technology of complex gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 70-72.
- [4] 张启明,董伟良.中国含油气盆地中的超压体系[J].石油学报,2000,21(6):1-11.  
Zhang Qiming, Dong Weiliang. Overpressure system of hydrocarbon-bearing basins in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(6): 1-11.
- [5] 吕功训,刘合年,邓民敏,等.阿姆河右岸盐下碳酸盐岩特大型气田勘探与开发[M].北京:科学出版社,2014:1-3.  
Lv Gongxun, Liu Henian, Deng Minmin, et al. Exploration and development of large gas field of pre-salt carbonate reservoir along right bank of Amu Darya river[M]. Beijing: Science Press, 2014: 1-3.
- [6] Nezhad A B, Mohebbifar R, Aghahoseini S. Gas in place determination in abnormally pressured masjed-soleyman-jurassic gas reservoir[J]. IJRRAS, 2011, 6(4): 395-399.
- [7] Shen Weijun, Lu Jialiang, Li Xizhe, et al. The calculating method optimization and influencing factor analysis of deviation factor for abnormally pressured gas reservoirs[J]. EJGE, 2014, 19: 1711-1719.
- [8] Gonzales F E, Ilk D, Blasingame T A. A quadratic cumulative production model for the material balance of an abnormally pressured gas reservoir[R]. SPE 114044, 2008: 1-33.
- [9] 丁显峰,刘志斌,潘大志.异常高压气藏地质储量和累积有效压缩系数计算新方法[J].石油学报,2010,31(4):626-628.  
Ding Xianfeng, Liu Zhibin, Pan Dazhi. A new method for estimating gas in place and cumulative effective compressibility of abnormal high-pressure gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 626-628.
- [10] 刘道杰,刘志斌,田中敬.改进的异常高压有水气藏物质平衡方程[J].石油学报,2011,32(3):474-478.  
Liu Daojie, Liu Zhibin, Tian Zhongjing. A modified material bal-

- ance equation for abnormal-pressure gas reservoirs with aquifer [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(3): 474-478.
- [11] 张凤奇, 王震亮, 赵雪娇, 等. 库车坳陷迪那 2 气田异常高压成因机制及其与油气成藏的关系[J]. *石油学报*, 2012, 33(5): 739-747.  
Zhang Fengqi, Wang Zhenliang, Zhao Xuejiao, et al. Genetic mechanism of overpressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in Dina-2 gasfield, Kuqa depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(5): 739-747.
- [12] 阳仿勇, 张烈辉, 陈军. 异常高压气藏动态预测模型及应用[J]. *西南石油学院学报*, 2004, 26(6): 24-28.  
Yan Fangyong, Zhang Lihui, Chen Jun. Application of dynamic prediction model for overpressure gas reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2004, 26(6): 24-28.
- [13] Robert A M M, Letouzey J, Kavooosi M A, et al. Structural evolution of the Kopeh Dagh fold-and-thrust belt (NE Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 57: 68-87.
- [14] Ulmishek G F. Petroleum geology and resources of the Amu-Darya Basin, Turkmenistan, Uzbekistan, Afghanistan, and Iran [J]. *U. S. Geological Survey*, 2004: 6-24.
- [15] 郭振华, 李光辉, 吴蕾, 等. 碳酸盐岩储层孔隙结构评价方法——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例[J]. *石油学报*, 2011, 32(3): 459-465.  
Guo Zhenhua, Li Guanghui, Wu Lei, et al. Pore texture evaluation of carbonate reservoirs in Gasfield A, Turkmenistan[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(3): 459-465.
- [16] 张兵, 郑荣才, 刘合年, 等. 土库曼斯坦萨曼杰佩气田卡洛夫阶-牛津阶碳酸盐岩储层特征[J]. *地质学报*, 2010, 84(1): 117-125  
Zhang Bing, Zheng Rongcai, Liu Henian, et al. Characteristics of carbonate reservoir in Callovian-Oxfordian of Samandep gasfield, Turkmenistan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(1): 117-125.
- [17] 李传亮. 异常高压气藏开发上的错误认识[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(2): 166-169.  
Li Chuanliang. Misunderstanding the performance of abnormal pressure gas reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007, 29(2): 166-169.
- [18] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 139-142  
He Gengsheng. *Petrophysics* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 139-142.
- [19] 郭春秋, 李方明, 刘合年, 等. 气藏采气速度与稳产期定量关系研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(6): 908-911.  
Guo Chunqiu, Li Fangming, Liu Henian, et al. Analysis of quantitative relationship between gas offtake and plateau duration of natural gas reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(6): 908-911.
- [20] 杨继盛. 采气工艺基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 394-401.  
Yang Jisheng. *Basic technology of gas recovery* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 394-401.
- [21] 李璠, 陈军斌, 叶继根, 等. 油气渗流力学基础[M]. 西安: 陕西科学技术出版社, 2001: 23-23.  
Li Dang, Chen Junbin, Ye Jigen, et al. *Mechanics of the oil and gas flow in porous media* [M]. Xi'an: Shanxi Science & Technology Press, 2001: 23-23.
- [22] 陈元千, 胡建国. 确定异常高压气藏地质储量和有效压缩系数的新方法[J]. *天然气工业*, 1993, 13(1): 53-58.  
Chen Yuanqian, Hu Jianguo. A new method for determining gas in place and effective compressibility in abnormal high pressure reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 1993, 13(1): 53-58.
- [23] 邓远忠, 王家宏, 郭尚平, 等. 异常高压气藏开发特征的解析研究[J]. *石油学报*, 2002, 23(2): 53-57.  
Deng Yuanzhong, Wang Jiahong, Guo Shangping, et al. The analytical study of abnormally high pressure gas reservoir depletion characteristics[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(2): 53-57.
- [24] 马永驰, 刘志斌. 基于新鲜度函数的油气产量组合预测方法[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 87-90.  
Ma Yongchi, Liu Zhibin. Combination forecasting petroleum production based on function of fresh degree[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 87-90.
- [25] Seifi A, Kazemzadeh M B, Mohammadi H. 基于元建模的裂缝性气藏累计产量预测[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 215-219.  
Seifi A, Kazemzadeh M B, Mohammadi H. Prediction of accumulated outflow from a fractured hydrocarbon reservoir using metamodelling[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 215-219.
- [26] 李志军, 戚志林, 宿亚仙, 等. 基于水侵预警的边水气藏动态预测模型[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 36(3): 87-92.  
Li Zhijun, Qi Zhilin, Su Yaxian, et al. Dynamic prediction model of edge-water gas reservoir based on water invasion early warning[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2014, 36(3): 87-92.

(收稿日期 2014-11-18 改回日期 2015-04-14 编辑 王培玺)