

[引著格式] 何依林, 李建奇, 廖明敏, 等. 苏里格气田西区水平井合理配产研究 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (9+10): 32~37.

# 苏里格气田西区水平井合理配产研究

何依林 (中石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

李建奇, 廖明敏 (中石油长庆油田分公司第三采气厂, 陕西 西安 710018)

张宗伟 (中石油长庆油田分公司第四采气厂, 陕西 西安 710018)

[摘要] 苏里格气田西区水体较为发育, 若配产过大, 水体便会沿着压差较大的水平段迅速突进, 使气井过早水淹, 从而严重影响产气量。现场水平井配产常采用经验法, 即取无阻流量的 1/8~1/12。在该生产制度下, 大多水平井存在压降快、见水早等问题。针对这一问题, 通过优化油藏相关方程, 建立了气藏水平井抑制水侵的临界产量  $Q_c$ 。现场试验表明, 若气井以该产量生产, 周围水体运动稳定, 可不断地为气藏提供压力补给, 从而起到延缓水侵、减少压降、延长稳产期及提高采收率的作用。研究表明, 临界产量  $Q_c$  是一个变量, 且以递减指数为 0.5 的趋势进行递减。若以临界产量  $Q_c$  指导配产, 生产过程中可通过绘制递减曲线, 实时分析并调整配产。对比多口井试气求产结果, 发现配产系数 ( $Q_c/Q_{AOF}$ ) 与无阻流量  $Q_{AOF}$  之间具有良好的幂函数关系, 利用其关系式可对缺乏资料的水平井进行配产。

[关键词] 苏里格气田; 水平井; 配产; 水侵; 临界产量; 泄流短半轴; 配产系数

[中图分类号] TE243.1 [文献标志码] A [文章编号] 1000-9752 (2015) 09+10-0032-06

苏里格气田采用大规模水平井开发模式, 目前区块内水平井约占总井数的 10%。然而这不到 10% 的井, 产气贡献率却高达 32%, 因此水平井在苏里格气田开发中起着非常重要的作用。

## 1 问题的提出

苏里格气田西区水体发育, 若配产过大, 水体便会沿着压差较大的水平段迅速突进, 致使气井过早水淹, 严重影响产气量。目前该区水平井配产常采用经验法, 即取无阻流量的 1/8~1/12<sup>[1,2]</sup>。然而在该生产制度下, 大多数井存在压降快、见水早等问题。

如 SXX-63H1 井, 由该井及其邻井测井曲线知, 气藏周边发育有大量水体。投产前测得无阻流量为  $115 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。根据经验法, 取其 1/11 为气井进行配产。如图 1 所示, 在该生产制度下, 短短 180d 井口套压便由 27MPa 下降至 10MPa, 日均产气量由  $12.2 \times 10^4 \text{ m}^3$  下降至  $2.7 \times$

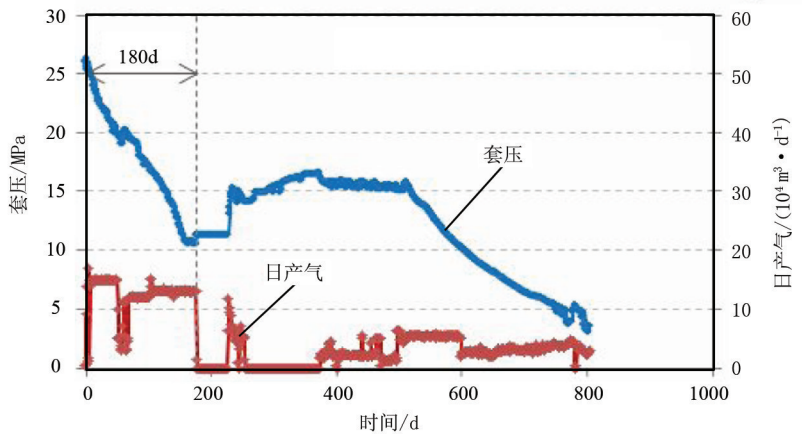


图 1 SXX-63H1 井生产曲线

180d 井口套压便由 27MPa 下降至 10MPa, 日均产气量由  $12.2 \times 10^4 \text{ m}^3$  下降至  $2.7 \times$

[收稿日期] 2014-11-10

[作者简介] 何依林 (1988-), 女, 硕士, 工程师, 长期从事油气田开发与开采技术工作, 278709828@qq.com。

$10^4 \text{ m}^3$ , 且产水量也在不断增加。显然经验法无法为该井提供合理配产。

此时需要确定一个临界产量  $Q_c$ , 当气井以该产量进行生产时, 可使周围水体稳定运动, 不断地为气藏补给压力, 从而起到抑制水侵、减缓压降、延长气井稳产期的作用。

## 2 临界产量 $Q_c$ 理论基础

研究表明, 水平井投产后, 周围水体中的质点主要受重力和黏滞力作用<sup>[3,4]</sup>。取水体中任意两点 A 和 B (图 2), 当 A、B 两点势能不相等时, 水体会沿着水平段迅速突进; 而当 A、B 两点势能相等时, 水体会稳定运动。

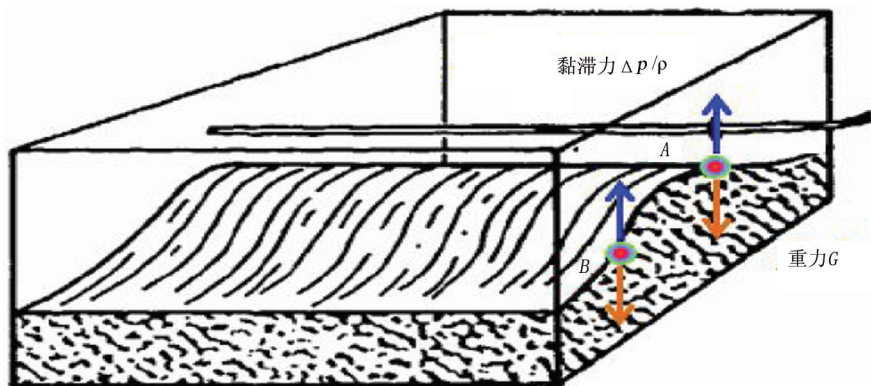


图 2 水平井水侵模型

依据以上原理, Chaperon 与 Giger 分别建立了油藏水平井抑制水侵的临界产量<sup>[5]</sup>:

$$\text{Chaperon: } q_c = \frac{4.9 \times 10^{-4} K_h \Delta \rho h^2 L F}{\mu_o B_o y_e} \quad (1)$$

$$\text{Giger: } q_c = \frac{4.9 \times 10^{-4} K_h \Delta \rho h^2 L}{2 \mu_o B_o y_e} \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2 y_e} \right)^2 \right] \quad (2)$$

式中:  $q_c$  为油藏水平井临界产量, stb/d;  $K_h$  为水平渗透率, mD;  $\Delta \rho$  为气水密度差,  $\text{g/cm}^3$ ;  $h$  为有效储层厚度, ft (1ft=0.3048m);  $L$  为有效水平段长度, ft;  $F$  为非均质系数, 1;  $\mu_o$  为原油黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $B_o$  为原油体积系数, rb/stb;  $y_e$  为水平井泄流短半轴, ft。

参考上述方程, 建立了气藏水平井抑制水侵的临界产量  $Q_c$ , 具体方法如下所示。

首先, 将产油量  $q_c$  由单位 stb/d (标准状态下原油桶数/天) 转用单位 rb/d (油藏条件下原油桶数/天) 进行表示, 即给式子两边同乘以体积系数  $B_o$ :

$$q_c B_o = \frac{4.9 \times 10^{-4} K_h \Delta \rho h^2 L F}{\mu_o y_e} \quad (3)$$

$$q_c B_o = \frac{4.9 \times 10^{-4} K_h \Delta \rho h^2 L}{2 y_e \mu_o} \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2 y_e} \right)^2 \right] \quad (4)$$

而后, 结合状态方程、膨胀系数及单位换算原理<sup>[6,7]</sup>, 将产油量转化为产气量:

$$Q (\text{Mscf/d}) \left[ \frac{\text{stb/d}}{\text{Mscf/d}} \right] \left[ \frac{\text{s. cc/sec}}{\text{stb/d}} \right] \left[ \frac{\text{r. cc/sec}}{\text{s. cc/sec}} \right] \left[ \frac{\text{rb/d}}{\text{r. cc/sec}} \right] = q B_o (\text{rb/d})$$

$$\text{式中: } \left[ \frac{\text{stb/d}}{\text{Mscf/d}} \right] = \frac{1000}{5.615}; \left[ \frac{\text{s. cc/sec}}{\text{stb/d}} \right] = \frac{159000}{86400}; \left[ \frac{\text{r. cc/sec}}{\text{s. cc/sec}} \right] = \frac{1}{E} = \frac{ZT}{35.37p}; \left[ \frac{\text{rb/d}}{\text{r. cc/sec}} \right] = \frac{86400}{159000}$$

由此推得:

$$q_c B_o = 5.035 \frac{ZT}{p} Q_c \quad (5)$$

式中: stb/d 为标准状况下原油桶数/天; rb/d 为油藏条件下原油桶数/天; Mscf/d 为  $10^3 \text{ ft}^3/\text{d}$ ; s. cc/sec 为标准状况下产气量  $\text{cm}^3/\text{s}$ ; r. cc/sec 为油藏条件下产气量  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $Q_c$  为临界产气量,  $10^3 \text{ ft}^3/\text{d}$ ;  $p$  为气藏中压, psi;  $T$  为气藏中温, °R (°R 为兰氏度,  $1^\circ\text{R} = -272.59^\circ\text{C}$ );  $Z$  为天然气压缩因子, 1。

将式 (5) 分别代入式 (3) 和式 (4), 即得到气藏水平井抑制水侵的临界产量  $Q_c$ :

$$Q_c = \frac{9.7 \times 10^{-5} K_h h^2 L F}{T y_e} \cdot \frac{p \Delta \rho}{\mu_g Z} \quad (6)$$

$$Q_c = \frac{4.9 \times 10^{-5} K_h h^2 L}{T y_e} \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2y_e} \right)^2 \right] \frac{p \Delta \rho}{\mu_g Z} \quad (7)$$

最后将英制单位换算成现场常用单位得：

$$Q_c = \frac{4.3 \times 10^{-2} K_h h^2 L F}{T y_e} \cdot \frac{p \Delta \rho}{\mu_g Z} \quad (8)$$

$$Q_c = \frac{2.2 \times 10^{-2} K_h h^2 L}{T y_e} \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2y_e} \right)^2 \right] \frac{p \Delta \rho}{\mu_g Z} \quad (9)$$

式中： $Q_c$  为气藏水平井临界产量， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； $h$  为有效储层厚度，m； $L$  为有效水平段长度，m； $p$  为气藏中压，MPa； $y_e$  为水平井泄流短半轴，m； $\mu_g$  为天然气黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

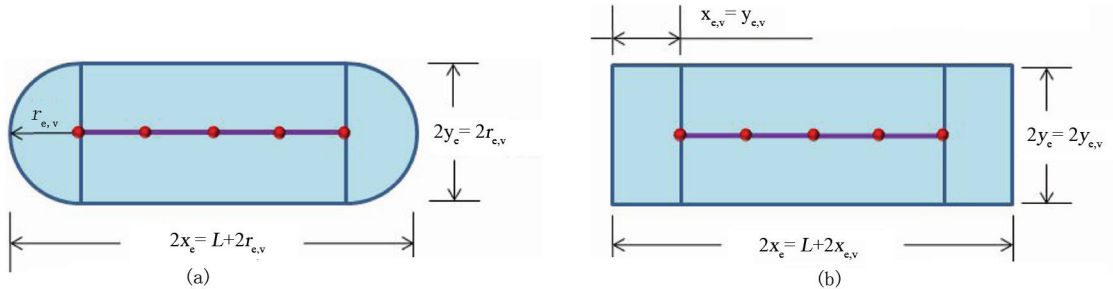
### 3 临界产量 $Q_c$ 计算方法

由式 (8) 和式 (9) 得，临界产量  $Q_c$  是关于 5 个静态参数 ( $y_e$ 、 $h$ 、 $F$ 、 $L$ 、 $T$ ) 和 4 个动态参数 ( $p$ 、 $Z$ 、 $\mu_g$ 、 $\Delta \rho$ ) 的一个变量。以 SXX-63H1 井为例，计算临界产量  $Q_c$ 。

#### 3.1 静态参数

##### 3.1.1 泄流短半轴 $y_e$

理论上可将水平段看作一排直井段。如图 3 (a)，当直井泄流面积为一个圆时，对应水平井泄流面积为“一个矩形+两个半圆”，此时水平井泄流短半轴  $y_e$  为直井泄流半径  $r_{e,v}$ 。如图 3 (b)，当直井泄流面积为一个矩形时，对应水平井泄流面积为“一个大矩形+两个小矩形”，此时水平井泄流短半轴  $y_e$  为直井泄流短半轴  $y_{e,v}$ 。



注： $x_e$  为水平井泄流长半轴， $x_{e,v}$  为直井泄流长半轴。

图 3 水平井泄流面积示意图

因此在求水平井  $y_e$  前，需先计算得到邻近直井的  $r_{e,v}$  或  $y_{e,v}$ 。SXX-64 井是 SXX-63H1 井的邻井，参考该井，可推算得到水平井  $y_e$ 。

SXX-64 井泄流面积为  $0.081 \text{ km}^2$ ，推算出当水平井泄流面积为“一个矩形+两个半圆”时， $y_e = 160 \text{ m}$ ；当水平井泄流面积为“一个大矩形+两个小矩形”时， $y_e = 143 \text{ m}$ 。考虑到该井实际地质情况，这里取  $y_e = 143 \text{ m}$ 。

##### 3.1.2 有效储层厚度 $h$

因水平井未穿透储层，有效储层厚度  $h$  只能通过对比邻井得到。对比得 SXX-63H1 井有效储层厚度为  $6 \text{ m}$ 。

##### 3.1.3 非均质系数 $F$

非均质系数  $F$  反映地层垂向和水平向渗透率的差异，可由以下方程组求得：

$$F = 3.962 + 0.062\alpha - 0.00054\alpha^2 \quad (10)$$

$$\alpha = (y_e/h) \sqrt{K_v/K_h} \quad (11)$$

式中： $K_h$  为水平渗透率，mD； $K_v$  为垂向渗透率，mD。

SXX-63H1 井相关参数及非均质系数  $F$  计算结果为： $K_h = 0.4586 \text{ mD}$ ， $K_v = 0.0132 \text{ mD}$ ， $h = 6 \text{ m}$ ，

$\alpha=4.6$ ,  $F=4.2$ 。

### 3.1.4 其他静态参数

除以上 3 个静态参数外, 其他 2 个静态参数均可通过测试直接得到。SXX-63H1 井有效水平段长度  $L$  为 707m, 地层中温  $T$  为 118℃。

## 3.2 动态参数

### 3.2.1 天然气压缩因子 $Z$

压缩因子  $Z$  可根据 Dranchuk 图版求得, SXX-63H1 井计算结果如图 4 所示。由图 4 可知, 压缩因子和压力具有良好的多项式关系。根据其拟合公式, 可求得不同压力下的压缩因子。

### 3.2.2 天然气黏度 $\mu_g$

天然气黏度可根据 Lee 方法<sup>[8]</sup> 计算得到, SXX-63H1 井计算结果如图 5 所示。由图 5 可知, 气体黏度和压力具有良好的多项式关系, 根据其拟合公式可求得不同压力下的气体黏度。

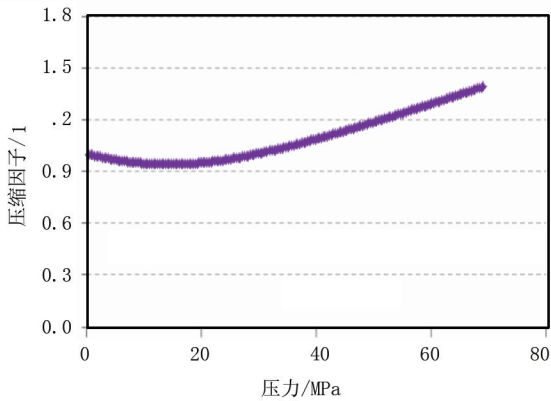


图 4 SXX-63H1 井压力与压缩因子关系图

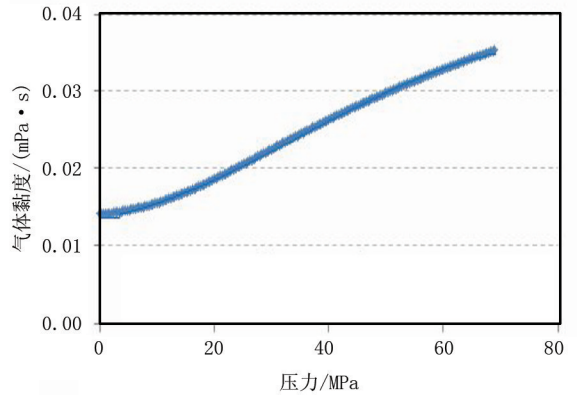


图 5 SXX-63H1 井压力与气体黏度关系图

### 3.2.3 气水密度差 $\Delta\rho$

气水密度差可由天然气密度和地层水密度推算得到。其中天然气密度用式 (12) 进行计算, 地层水密度可通过矿化度进行修正。

$$\rho_g = Mp/ZRT \quad (12)$$

式中:  $\rho_g$  为天然气密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $M$  为天然气相对分子质量, 1;  $Z$  为压缩因子, 1;  $R$  为通用气体常数,  $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ 。

而后利用天然气密度、地层水密度与压力的拟合方程组, 即可求得不同压力对应的气水密度差  $\Delta\rho$ 。SXX-63H1 井结果见图 6。

## 3.3 临界产量 $Q_c$ 的计算

将以上计算参数分别代入式 (8)、(9) 中, 便可得到不同生产阶段对应的临界产量  $Q_c$ , 计算结果如表 1 所示。式 (8) 引入了非均质系数  $F$ , 而苏里格气田非均质性较强, 因此以式 (8) 计算结果为准。

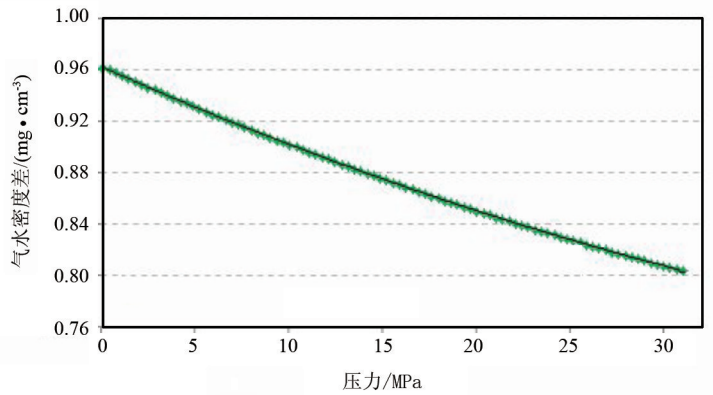


图 6 SXX-63H1 井压力与气水密度差关系图

表1 SXX-63H1井临界产量  $Q_c$  计算结果

地层压力 /MPa	式(8)计算 $Q_c$ /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	式(9)计算 $Q_c$ /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	$Q_c$ 平均值 /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	地层压力 /MPa	式(8)计算 $Q_c$ /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	式(9)计算 $Q_c$ /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	平均值 $Q_c$ /( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )
1	0.28	0.24	0.26	17	3.59	3.02	3.30
3	0.83	0.70	0.77	19	3.81	3.20	3.51
5	1.35	1.14	1.25	21	3.99	3.35	3.67
7	1.84	1.54	1.69	23	4.14	3.47	3.81
9	2.28	1.91	2.10	25	4.25	3.57	3.91
11	2.68	2.25	2.46	27	4.33	3.64	3.99
13	3.03	2.54	2.78	29	4.40	3.69	4.04
15	3.33	2.80	3.06	31	4.43	3.72	4.08

将计算结果绘制成图(图7、8),发现2种方法得到的临界产量  $Q_c$  均呈递减指数  $b=0.5$  的趋势进行递减。因此,若气井采用临界产量  $Q_c$  进行生产,生产过程中可通过绘制递减曲线,对配产进行实时分析和调整。

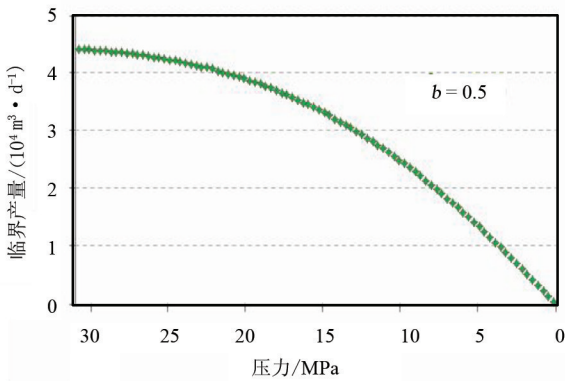


图7 式(8)计算临界产量与压力关系图

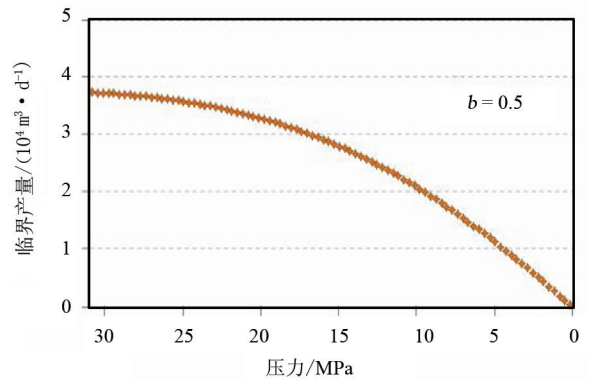


图8 式(9)计算临界产量与压力关系图

### 3 现场应用

分析苏里格气田西区83口水平井及其邻井测井曲线得,27口井气藏周围发育水体。利用以上方法,计算得到了这27口井对应的临界产量  $Q_c$ ,计算结果见表2。当配产与  $Q_c$  相差不大时,日均压降较小,当配产与  $Q_c$  相差较大时,日均压降较大。因此若气井以临界产量  $Q_c$  进行生产,可起到减少压降,延长气井稳产期及提高采收率的作用。

表2 苏里格气田西区临界产量与配产系数关系表

井号	$Q_c$		日均压降 /MPa	配产系数/1	井号	$Q_c$		日均压降 /MPa	配产系数/1
	/( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	/ $10^4 m^3$				/( $10^4 m^3 \cdot d^{-1}$ )	/ $10^4 m^3$		
SXX-65H1	2.89	3	0.029	0.049	SXX-64H2	3.11	8	0.050	0.045
SXX-63H1	4.23	5	0.031	0.052	SXX-62H1	3.41	2	0.063	0.041
SXX-64H1	4.07	5	0.020	0.052	SXX-47H1	0.94	3	0.046	0.078
SXX-52H1	2.13	2	0.027	0.047	SXX-63H2	2.13	8	0.041	0.041
SXX-62H2	3.79	10	0.034	0.044	SXX-65H2	5.41	8	0.061	0.045
SXX-72H1	2.96	5	0.036	0.047	SXX-71H1	2.84	2	0.058	0.043
SXX-63H1	4.43	10	0.041	0.039	SXX-64H3	0.75	2	0.057	0.065
SXX-67H1	2.05	7	0.053	0.047	SXX-71H2	3.08	5	0.065	0.042
SXX-67H2	3.82	10	0.049	0.047	SXX-68H2	1.95	5	0.045	0.044
SXX-65H2	1.54	4	0.065	0.059	SXX-69H2	1.63	3	0.039	0.047
SXX-52H2	0.99	2	0.060	0.065					



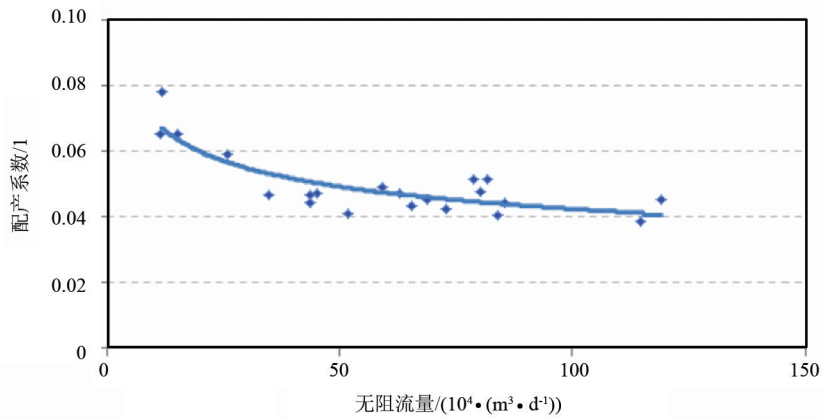


图 9 苏里格气田西区配产系数与无阻流量关系图

对比试气求产结果，还计算了配产系数，即临界产量  $Q_c$  与无阻流量  $Q_{AOF}$  的比值 ( $Q_c/Q_{AOF}$ )。将计算结果绘制成图 (图 9)，发现配产系数 ( $Q_c/Q_{AOF}$ ) 随无阻流量  $Q_{AOF}$  增加而减少，且两者具有良好的幂函数关系：

$$Q_c/Q_{AOF} = 0.1151 \times Q_{AOF}^{0.219} \quad (13)$$

综上所述，对于该区水平井，若资料齐全，则计算临界产量  $Q_c$ ，并以此指导配产；若资料不全，则利用式 (13) 指导配产。

## 4 结论

- 1) 渗流理论和现场试验表明，周围有滞留水体的气藏存在临界产量  $Q_c$ 。
- 2) 现场试验表明，以临界产量  $Q_c$  指导配产，可使周围水体缓慢运动，减少压降，延长稳产期，提高采收率。
- 3) 临界产量  $Q_c$  是关于 5 个静态参数和 4 个动态参数的一个变量，且呈递减指数  $b = 0.5$  的趋势进行递减。利用该规律，在生产过程中可通过绘制递减曲线，实时分析并调整配产。
- 4) 配产系数 ( $Q_c/Q_{AOF}$ ) 与无阻流量  $Q_{AOF}$  具有良好的幂函数关系。利用其拟合关系式可对缺乏资料的水平井进行配产。

### [参考文献]

- [1] 蔡磊, 贾爱林, 唐俊伟, 等. 苏里格气田气井合理配产方法研究 [J]. 油气井测试, 2007, 16 (4): 25~28.
- [2] 补成中, 邓团, 李洪玺, 等. 苏里格气田压裂井合理配产研究 [J]. 天然气勘探与开发, 2009, 32 (4): 37~39.
- [3] Sech R P, Jackson M D, Hampson G. Controls on water cresting in high-productivity horizontal gas wells [J]. SPE, 2007, 71 (3): 23~27.
- [4] Ozkan E. Performance of horizontal wells subject to bottom water dive [J]. SPE, 1990, 70 (4): 33~49.
- [5] Joshi S D. Horizontal well technology [M]. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1991: 285~295.
- [6] Dake L P. Fundamentals of reservoir engineering [M]. Hague Netherland: Elsevier Science, 1978: 104~110.
- [7] Dake L P. The practice of reservoir engineering [M]. Hague Netherland: Elsevier Science, 1994: 475~481.
- [8] Lee R A. Wattenbarger gas reservoir engineering [M]. Texas, U. S. A: Society of Petroleum Engineering Inc, 1996: 3~18.

[编辑] 帅群