

产水气井最小携液配产确定方法

彭川¹, 蒋延明²

(1. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100015; 2. 中国石油国际勘探开发有限公司, 北京 100015)

摘要: 产水气井通常采用“高产低配, 低产高配”的思路, 采用无阻流量的经验配产比例来确定气井生产制度。为提高产水气井携液能力和减少排水采气成本, 建立量化确定气井最小携液配产的方法, 论证不同配产制度下产气量和井筒临界携液产量变化规律, 在神府气田取得较好应用效果。研究表明: 可以根据区块的地层压力、经验系数 α 以及管柱尺寸建立区块最小携液配产方程, 通过数值求解, 得到不同管柱下携液配产或配产比例图版; 在较低无阻时最小携液配产比例较高, 且变化较快, 而非单一的经验配产比例; 最小携液配产受到管柱尺寸、试气无阻和地层压力的影响较大, 而受到区块 α 值的影响较小。建立的最小携液配产方法可以有效减少气井投产初期井筒积液的发生, 对产水气井合理配产、管柱优化和生产动态分析具有一定指导作用。

关键词: 产水气井; 携液配产; 排水采气; 管柱优化; 量化

中图分类号: TE348 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)11-0224-05

目前气井常用的快速产能评价方法为一点法试气, 通常初期采用等时修正试井确定气田各区块一点法试井经验系数 α 取值, 并利用区块统计的 α 确定区块产能评价公式, 从而达到减少试气时间、放空量、快速投产的目的^[1-4]。矿场上通常通过划分不同试气无阻范围以及对应经验配产比例指导气井初期配产^[5-9], 而缺乏基于增强携液能力的量化配产方法。

为此, 本文首先通过试气确定产能方程和井筒底部临界携液产量耦合, 建立确定产水气井投产初期满足气井携液的最小配产方法, 然后通过数值求解确定不同管柱下最小携液配产或配产比例, 同时结合物质平衡公式验证最小携液配产确定的重要性, 并对气井初期最小携液配产受到的影响因素进行分析。运用该方法可以快速建立不同压力系统的气田携液配产图版, 用于指导气井初期合理配产和管柱选择。

1 最小携液配产的确定

1.1 气井产能方程

气井的产能方程可用压力二项式标识, 如式(1)所示, 一点法无因次产能方程如式(2)所示。

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad (1)$$

式中: P_R 为地层压力, MPa; P_{wf} 为井底流压, MPa; q_g 为标准状态下的日产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; A 为气井

Darcy 渗流项系数; B 为气井非 Darcy 渗流项系数。

$$P_D = \alpha q_D + (1 - \alpha) q_D^2 \quad (2)$$

式中: P_D 为无因次压力; q_D 为无因次产量; α 为一点法经验系数。

$$\alpha = \frac{A}{A + Bq_{AOF}} \quad (3)$$

当 $P_{wf} = 0.101 \text{ MPa}$ 时, 可得

$$P_i^2 \approx Aq_{AOF} + Bq_{AOF}^2 \quad (4)$$

式中: q_{AOF} 为试气无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; P_i 为原始地层压力, MPa。

联立式(3)和式(4)可以确定气井产能方程:

$$P_R^2 - P_{wf}^2 = \frac{\alpha P_i^2}{q_{AOF}} q_g + \frac{(1 - \alpha) P_i^2}{q_{AOF}^2} q_g^2 \quad (5)$$

$$A = \frac{\alpha P_i^2}{q_{AOF}}, B = \frac{(1 - \alpha) P_i^2}{q_{AOF}^2}, \text{ 则设气井达到拟稳}$$

态时, 产气量为

$$q_g = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_R^2 - P_{wf}^2)}}{2B} \quad (6)$$

1.2 产出水临界携液公式

气井最小临界携液流速^[10-12]:

$$u_{cr} = 2.5 \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} \quad (7)$$

式中: u_{cr} 为临界携液流速, m/s ; ρ_L 为井筒内液柱密度, kg^3/m^3 ; ρ_g 为井筒内气体密度, kg^3/m^3 ; σ 为表

收稿日期: 2024-01-28

作者简介: 彭川(1993—), 男, 四川广安人, 硕士, 工程师, 研究方向为致密气生产动态、地质气藏; 蒋延明(1995—), 男, 辽宁盘锦人, 硕士, 工程师, 研究方向为油气田开发以及增产技术。

面张力, N/m。

ρ_g 的计算式为

$$\rho_g = 3.484\ 4 \times 10^3 \frac{\gamma_g P}{ZT} \quad (8)$$

式中: γ_g 为天然气相对密度; P 为目前压力, MPa; Z 为压力 P 下的气体偏差因子; T 为储层温度, K。

因此, 可得到井口临界携液产量为

$$q_{cr} = \frac{21.6}{B_g} \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} A_t \quad (9)$$

式中: q_{cr} 为产出水临界携液产量, $10^4\text{ m}^3/\text{d}$; B_g 为天然气在压力 P 下的体积系数; A_t 为生产管柱流体流动横截面积, m^2 。

B_g 的计算式为

$$B_g = \frac{TP_{sc}Z}{T_{sc}P} \quad (10)$$

式中: P_{sc} 为标准状态下压力, MPa; T_{sc} 为标准状态下温度, K。

1.3 最小携液配产

气井积液通常最先发生在井筒底部, 当气井配产等于井筒底部临界携液产量时, 认为达到满足携液的最小配产, 此时 $q_g = q_{cr}$, 可得

$$\frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_R^2 - P_{wf}^2)}}{2B} = \frac{21.6}{B_g} \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} A_t \quad (11)$$

结合一点法试气或等时修正试井确定 A 和 B , 以及井筒底部处 ρ_g 、 B_g 代入式(11)可以求解 P_{wf} , 从而得到气井投产初期临界携液配产 q_g 。

2 最小携液配产求解思路

2.1 求解方法

2.1.1 数值解法

对式(11)采用 Newton-Raph 迭代求解投产初期井底流压, 其基本迭代公式为

$$P_{wf\text{-new}} = P_{wf\text{-old}} - \frac{f(P_{wf\text{-old}})}{f'(P_{wf\text{-old}})} \quad (12)$$

式中: $P_{wf\text{-new}}$ 为迭代计算后的压力, MPa; $P_{wf\text{-old}}$ 为迭代计算前的压力, MPa。

$$f(P_{wf}) = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_R^2 - P_{wf}^2)}}{2B} - \frac{21.6}{B_g} \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} A_t \quad (13)$$

$$f'(P_{wf}) = -\frac{2P_{wf}}{\sqrt{A^2 + 4B(P_R^2 - 2P_{wf}^2)}} - \frac{21.6}{B_g P_{wf}} \times$$

$$\sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2}} A_t + \frac{(10.8\rho_L - 5.4\rho_g)\sigma}{B_g \rho_g^2 P_{wf}} \left[\frac{(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_g^2} \right]^{0.75} A_t \quad (14)$$

将 $\rho_g = 3.484\ 4 \times 10^3 \frac{\gamma_g P_{wf}}{ZT}$ 、 $B_g = \frac{TP_{sc}Z}{T_{sc}P_{wf}}$ 、 $A = \frac{\alpha P_i^2}{q_{AOF}}$ 、 $B = \frac{(1-\alpha)P_i^2}{q_{AOF}^2}$ 和 $P_R = P_i$ 代入式(12)~式(14)不断迭代计算出 P_{wf} , 从而得到临界携液配产 q_g 。

2.1.2 图像交汇法

对式(11)求解可以采用图像法, 根据式(6)和式(9)绘制 P_{wf} - q_g 流入动态曲线与 P_{wf} - q_{cr} 产出水临界携液曲线交汇图, 当 α 取 0.82, P_i 取 20 MPa, 试气无阻为 $6 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时, 如图 1 所示。

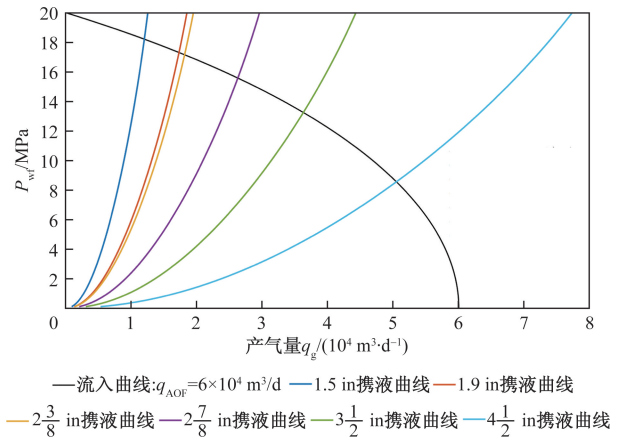


图 1 流入曲线与携液曲线交汇图

2.2 气井初期携液配产的确定

气井投产初期配产应大于最小携液配产, 并结合区块所制定开采速度来确定气井配产。结合物质平衡方程, 式(15), 以及式(5)、式(6)、式(9)可以模拟按照不同配产制度投产的气井。在生产全生命周期内携液能力的变化, 基础参数取值见表 1。

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (15)$$

表 1 基础参数

参数	数值
动态储量 $G/(10^4\text{ m}^3)$	2 000
井底温度 T/K	328
原始地层压力 P_i/MPa	20
最小井底流压 P_{wf0}/MPa	4
一点法经验系数 α	0.82
试气无阻 $q_{AOF}/(10^4\text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	4
井筒液柱密度 $\rho_L/(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	1 000
表面张力 $\sigma/(\text{N} \cdot \text{m}^{-1})$	0.06
天然气相对密度 γ_g	0.6

按照经验配产系数 1/4 进行配产,则初期配产 q_{g1} 为 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;而根据图像交汇或数值求解,可得投产初期最小临界携液配产 q_{g2} 为 $1.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,明显高于经验配产。由图 2 可知,当采用经验配产系数配产时(配产制度 1),几乎生产全过程产气量 q_{g1} 小于临界携液产量 q_{cr1} ;而按照最小携液配产进行投产(配产制度 2),携液期 2 年内 q_{g2} 高于临界携液产量 q_{cr2} ,可以减少前期泡排费用。

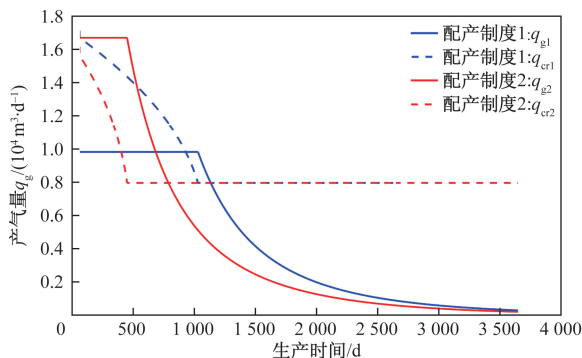


图2 不同配产制度下 q_g 与 q_{cr} 变化趋势

3 最小携液配产影响因素分析

3.1 管柱尺寸的影响

通过设置不同生产管柱的尺寸,结合不同试气无阻,根据数值解法可以得到不同管柱下的最小携液配产图版,如图 3 所示,最小携液配产随着管柱尺寸增大而增大;且随着无阻增大,最小携液配产增加幅度变缓,并逐渐趋近于井筒底部流压为原始地层压力时的临界携液产量。

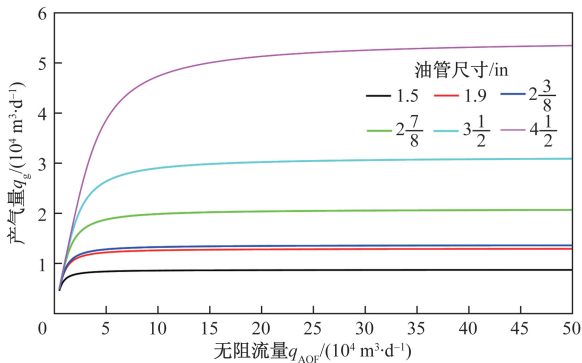


图3 不同管柱最小携液配产

3.2 无阻的影响

将不同管柱的最小携液配产与试气无阻的比值可得到对应的配产比例,如图 4 所示,携液配产呈现出“高产低配,低产高配”,且无阻较低时,气井的携液配产比例较高,同时变化较快,而非单一的经验配产比例。

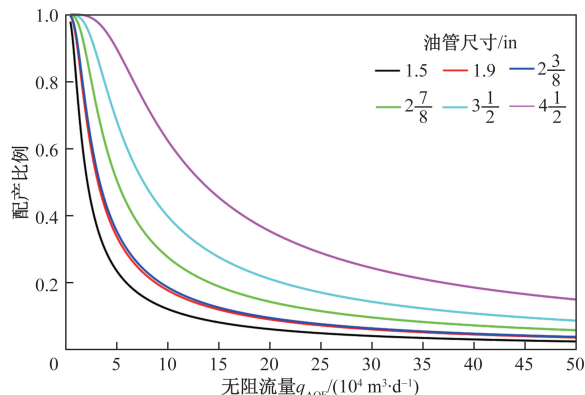


图4 不同管柱最小携液配产比例

3.3 α 取值的影响

通过设置区块不同一点法经验系数 α ,生产管柱取 1.9 in,如图 5 所示,同一试气无阻下,配产比例随 α 增大而变小,但总体上 α 取值对配产比例影响较小。

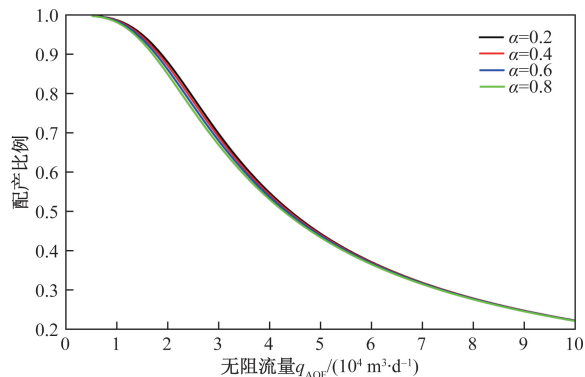


图5 不同 α 取值对配产比例的影响

3.4 原始地层压力的影响

通过设置同一无阻下的不同原始地层压力可以影响气井产能方程,从而影响携液配产。如图 6 所示,无阻为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,在 1.9 in 管柱下,配产比例随 P_i 增大而增大,这是因为较高地层压力气井投产后井筒流压较高,导致井筒底部的临界携液产量增加。值得注意的是,通常一些气井储层含气性差,储量小,产水大,压力系数低,虽然投产后所需携液配产低,但供气能力也较差,因此需要排水采气来降低表面张力以及井筒积液密度,从而降低临界携液配产,辅助生产。

3.5 动态储量的影响

通过设置不同动态储量,采用最小携液配产生时,如图 7 所示,因此动态储量越小时,临界携液产量将越早大于实际产气量,相应地排水采气的时间则越早。

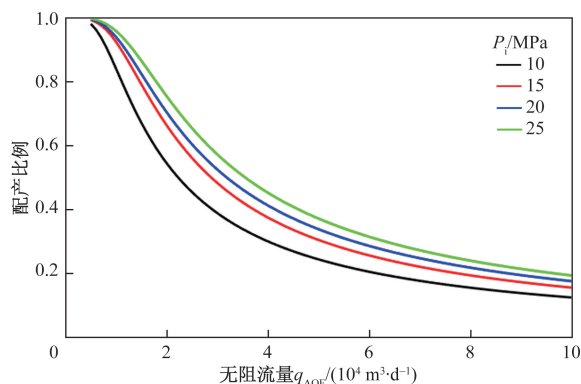
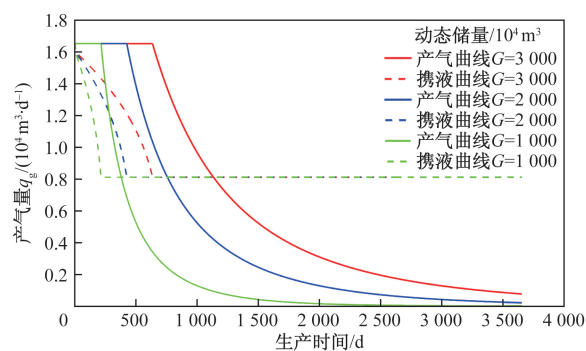


图6 不同原始地层压力下的配产比例

图7 不同动态储量下的 q_g 与 q_{cr} 变化趋势

3.6 其他敏感参数 ρ_L 和 σ

气井轻微积液后常用泡排降低水的表面张力以及井筒积液密度,来提高携液能力,如图8所示,泡排能够降低最小携液配产,对于无阻较低的产生水气井投产初期可以通过辅助泡排以较低配产投产。

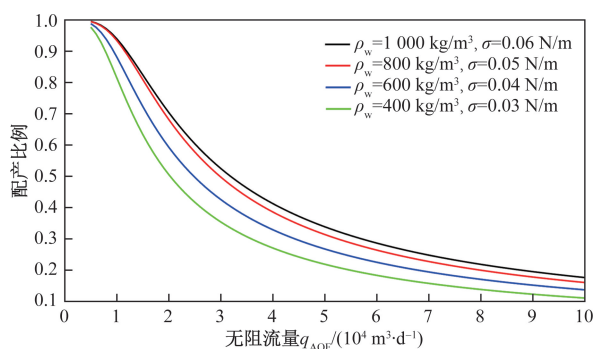


图8 泡排对最小携液配产的影响

4 现场应用

神府气田位于陕西榆林地区,处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡带与晋西挠褶带过渡带,属于无底水、定容、弹性的岩性致密气藏,投产初期水气比为 $1.0 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 。2022年下半年采用最小携液配产指导神府南部18口气井初期配产,记录投产初期

(1年内)实际配产比例以及积液情况,如图9所示,除部分井因储量规模较小,初期产量无法达到最小携液配产而积液,需要泡排辅助生产,而其他产量高于最小携液配产的气井未发生积液,取得较好应用效果。

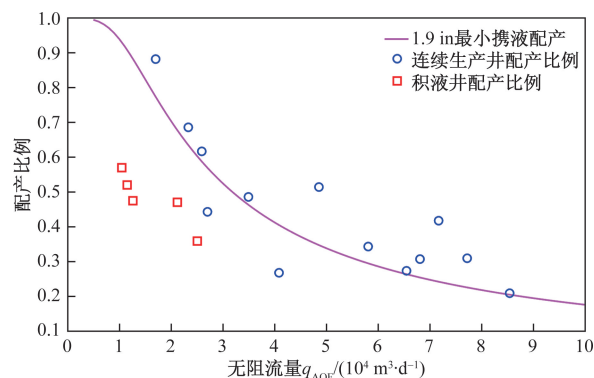


图9 神府南区试验井组实际配产比例

5 结论与建议

(1)可以根据区块的地层压力、经验系数 α 以及管柱尺寸建立区块最小携液配产方程,通过数值求解,得到不同管柱下携液产量或考虑携液的配产比例图版,结合具体产水气井试气产能评价结果,定量化指导该区块气井初期合理配产,优化生产管柱和排水采气时机决策。

(2)气井投产初期的最小携液配产是储层产气能力和产出水携液流量在井筒底部的耦合,受到管柱尺寸、试气无阻和地层压力的影响较大,而受到区块 α 值的影响较小;且不同地层压力的相同无阻气井的最小携液配产比例不同。

(3)若气井初期配产低于最小携液配产,将导致生产过程产气量长期低于携液流量,从而增加井筒积液风险以及排水采气成本。特别对于无阻越低的气井,满足最小携液条件的配产比例越大,且随着无阻变化幅度增大,建立的定量化携液配产比例图版必要性较强,但同时由于较高的配产比例,将加快采气速度和减少气井稳产时间。

(4)对于储层含气性差、储量小、产水大、压力系数低的气井,虽然投产后所需携液配产低,但配产比例较高,加之储层供气能力较差,因此需要泡排等降低最小携液配产来辅助生产。

参考文献

- [1] 钟家峻,唐海,吕栋梁,等. 苏里格气田水平井一点法产能公式研究[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(2): 107-111.
- [2] 傅建斌. 考虑多因素影响的致密气藏压裂井产能预测方

- 法[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 156-161.
- [3] 胥洪成, 陈建军, 万玉金, 等. 一点法产能方程在气藏开发中的应用[J]. 石油天然气学报, 2007(3): 454-456.
- [4] 薛军, 张茂林, 宋惠馨, 等. 考虑多因素的低渗气藏产能方程[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(10): 3940-3945.
- [5] 程静静. 苏西产水气井生产动态及合理开发制度研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2018.
- [6] 肖浩. 涩北气田典型层组合理配产研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- [7] 孟令强, 黄炳光, 孟琦, 等. 利用生产数据确定低渗气藏单井合理产量[J]. 断块油气田, 2014, 21(4): 467-471.
- [8] 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): 131-136.
- [9] 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.
- [10] 王志彬, 李颖川. 气井连续携液机理[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 681-686.
- [11] 袁玉, 张遂安, 靳宝光, 等. 基于分相能量守恒研究产水气井携液能力[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(6): 2258-2264.
- [12] 王瑞, 马云, 窦亮彬, 等. 产水气井临界携液和积液模型研究进展[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(33): 10-20.

Determination Method of Minimum Liquid-carrying Production Allocation for Water-producing Gas Wells

PENG Chuan¹, JIANG Yanming²

(1. China United Coalbed Methane Co., LTD., Beijing 100015, China;

2. China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, Beijing 100015, China)

Abstract: Water-producing gas wells usually adopt the idea of high production and low allocation, low production and high allocation, and use the empirical production allocating of non-resistance flow rate to determine the production system of gas wells. In order to improve the ability to liquid-carrying of water-producing gas wells and reduce the cost of drainage gas production, a quantitative method for determining the minimum liquid-carrying production allocation was established, and the variation law of gas production and wellbore critical liquid-carrying production under different production allocation systems was demonstrated, which achieved good application results in Shenfu gas field. The results show that according to the formation pressure, α coefficient of the block and string size, the minimum liquid-carrying production equation of the block can be established. Through numerical solution, the liquid-carrying production under different string or the allocation ratio chart considering liquid-carrying can be obtained. The minimum liquid-carrying production allocating ratio is higher and changes rapidly at lower non-resistance flow rate conditions, rather than the proportion of single experience allocation ratio. The minimum liquid-carrying production allocation is greatly affected by the size of the string, the non-resistance flow rate and the formation pressure, and it is less affected by a coefficient. It is concluded that the established minimum liquid-carrying production allocation method can effectively reduce the occurrence of wellbore effusion in the early stage of gas well production, which has a certain guiding role in the rational production allocation, string optimization and production performance analysis of water-producing gas wells.

Keywords: water-producing gas wells; liquid-carrying production allocation; non-resistance flow rate; string optimization; quantification