

CO₂ 含量对火山岩气藏开发指标的影响

苏云河¹ 汤勇² 肖云³ 宋海敬¹ 张小涛⁴

1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 2. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学

3. 中国石油塔里木油田公司开发事业部 4. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

苏云河等.CO₂ 含量对火山岩气藏开发指标的影响. 天然气工业, 2011, 31(8):69-72.

摘 要 由于 CO₂ 气体与常规天然气性质存在较大差异, 使得富含 CO₂ 的气藏与常规气藏相态特征不同, 导致 CO₂ 含量影响气藏的开发指标的变化。为此, 以校正过相态的计算模型为基础, 研究了等温条件下不同 CO₂ 含量天然气相态变化特征、不同温度下含 CO₂ 天然气相态变化特征及相态变化对开发指标的影响。结果认为: 无论是气藏渗流还是井筒流动过程中, 富含 CO₂ 的火山岩气藏的相态计算都必须考虑偏差因子、黏度和密度随 CO₂ 含量的变化; 在压力小于 30 MPa 时, 井筒流动要考虑体积系数的变化; 气藏的稳产期、稳产期末采出程度和预测期末采出程度随 CO₂ 含量的增加不断降低。该研究成果对富含 CO₂ 天然气藏的开发具有指导意义。

关键词 火山岩气藏 CO₂ 含量 相态 状态方程 开发指标 影响因素

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.08.016

伴随勘探开发的不断深入, 近年来在松辽、准噶尔、渤海湾等盆地发现了富含 CO₂ 的火山岩气藏。其中, 松辽盆地的长岭、孤店、红岗等火山岩气藏 CO₂ 含量在 20%~98%^[1-6]。由于 CO₂ 气体与常规天然气在临界压力、临界温度、黏度和密度等方面存在较大差异, 使得富含 CO₂ 的气藏与常规气藏相态特征不同。因此, 富含 CO₂ 天然气藏的开发, 需要考虑 CO₂ 含量引起的相态变化对气藏指标开发的影响。

1 富含 CO₂ 气藏的相态计算模型

1.1 偏差因子计算模型

鉴于实验测定法测定周期长、成本高, 而经验公式计算方便快捷, 笔者选用 DPR 经验公式法^[7]确定富含 CO₂ 天然气的偏差因子。即

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^2} \right) \rho + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho^2 + \left(\frac{A_5 A_6}{T_{pr}} \right) \rho^5 - \frac{A_7}{T_{pr}^2} \rho^2 (1 + A_8 \rho^2) \exp(-A_8 \rho^2) \quad (1)$$

其中 $\rho = 0.27 p_{pr} / (Z T_{pr})$

$$A_1 = 0.315 062 37$$

$$A_2 = -1.046 709 9$$

$$A_3 = -0.578 327 29$$

$$A_4 = 0.535 307 71$$

$$A_5 = -0.612 320 32$$

$$A_6 = -0.104 888 13$$

$$A_7 = 0.681 570 01$$

$$A_8 = 0.684 464 49$$

1.2 密度计算模型

密度的计算式^[8]为:

$$\rho_k = \frac{10^{-3} M_{air} \gamma_g p}{ZRT} \quad (2)$$

1.3 黏度非烃校正模型

由于该类气藏 CO₂ 含量较高, 笔者选用杨继盛对 Lee-Gonzalez 经验公式提出的酸性气体黏度非烃校正模型^[8]。即

$$\mu_k = 10^{-4} K \exp(X_i \gamma_g) \quad (3)$$

其中 $K = \frac{2.683 2 \times 10^{-2} (470 + M_g) T^{1.5}}{116.111 1 + 10.555 6 M_g + T} K_{CO_2}$

$$K_{CO_2} = Y_{CO_2} (0.000 050 \gamma_g + 0.000 017) \times 10^4$$

$$(0.6 < \gamma_g < 1)$$

基金项目: 国家科技重大专项“含 CO₂ 天然气藏开发技术”(编号: 2008ZX05016-001)。

作者简介: 苏云河, 1979 年生, 工程师, 博士; 主要从事油气藏工程研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市 44 号信箱。电话: (010) 69213646。E-mail: suyh69@petrochina.com.cn

$$K_{CO_2} = Y_{CO_2} (0.000\ 024 \gamma_g + 0.000\ 043) \times 10^4 \quad (1 < \gamma_g < 1.5)$$

$$X = 0.01 \left(350 + \frac{54\ 777.78}{T} + M_g \right)$$

$$Y = 0.2(12 - X)$$

1.4 体积系数计算模型

当地面标准条件下的偏差因子为 1、地面标准压力为 0.101 MPa、地面标准温度为 293 K 时,体积系数的计算模型^[9]为:

$$B_g = 3.447 \times 10^{-4} \frac{ZT_f}{p} \quad (4)$$

1.5 压缩系数计算模型

压缩系数的计算式^[9]为:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \quad (5)$$

2 富含 CO₂ 气藏的相态变化特征

2.1 地层温度 130 °C 下不同 CO₂ 含量天然气相态变化特征

一般在气藏渗流过程中假设温度不变,因此取地层温度 130 °C,压力变化范围为 5~45 MPa 及 CO₂ 含量为 0%、25%、50%、75%、99%。利用式(1)~(5)来研究等温过程中,不同 CO₂ 含量下偏差因子、气体黏度、气体体积系数、气体压缩系数及气体密度随压力的变化关系(图 1~5)。

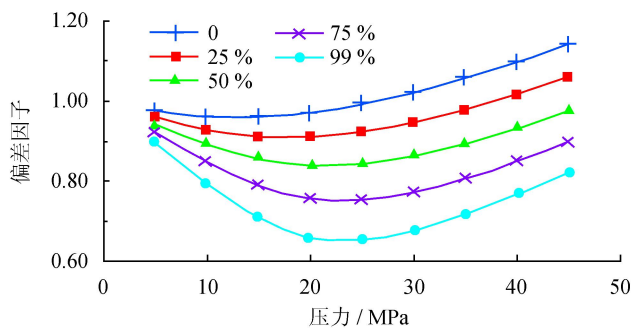


图 1 不同 CO₂ 含量下偏差因子随压力的变化关系图

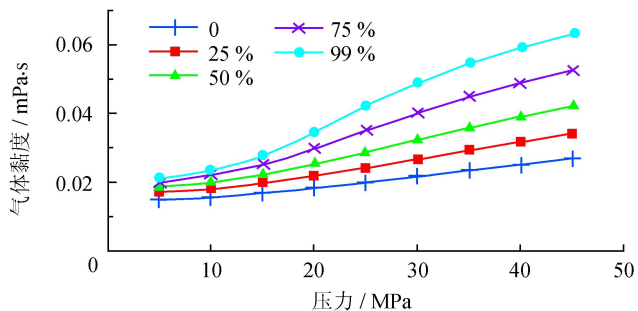


图 2 不同 CO₂ 含量下气体黏度随压力的变化关系图

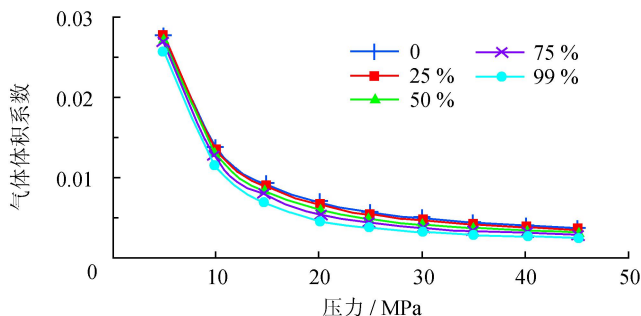


图 3 不同 CO₂ 含量下气体体积系数随压力的变化关系图

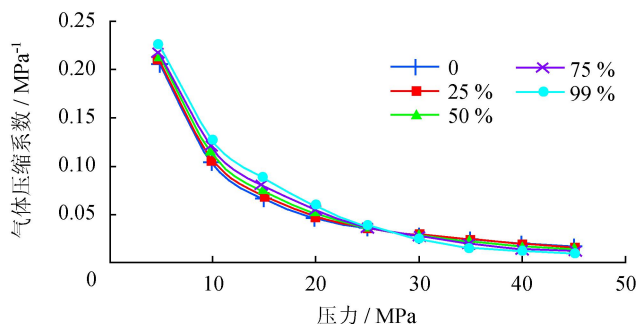


图 4 不同 CO₂ 含量下气体压缩系数随压力的变化关系图

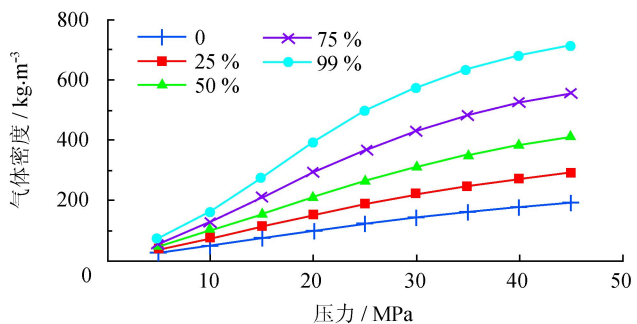


图 5 不同 CO₂ 含量下气体密度随压力的变化关系图

由图 1~5 可知:同一温度及压力下,随 CO₂ 含量增加,偏差因子和体积系数变小,但体积系数变化不明显,在开发过程中可以忽略体积系数的变化;同一温度及压力下,随 CO₂ 含量增加,黏度、密度和压缩系数变大,且压缩系数的变化不明显,则在开发过程中可以忽略压缩系数的变化。因此,在气藏渗流过程中,CO₂ 含量越高,偏差因子、黏度和密度受压力的影响越显著,则富含 CO₂ 的火山岩气藏的相态计算必须考虑偏差因子、黏度和密度随 CO₂ 含量的变化。

2.2 不同温度下含 CO₂ 天然气相态变化特征

在井筒流动过程中地层温度是变化的,因此取 CO₂ 含量为 25%、压力变化范围为 5~45 MPa 及地层

温度为 130 °C、80 °C、30 °C。利用式(1)~(5)来研究不同温度下偏差因子、气体黏度、气体体积系数、气体压缩系数及气体密度随压力的变化关系(图 6~10)。

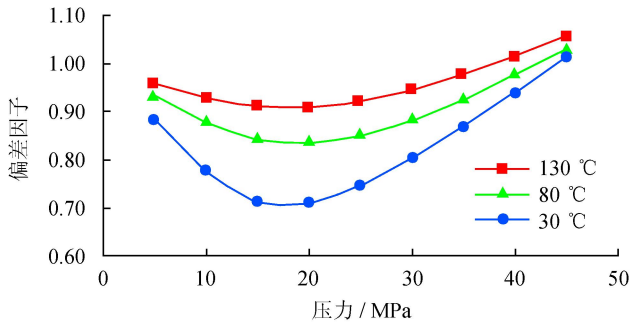


图 6 不同温度下气体偏差因子随压力的变化关系图

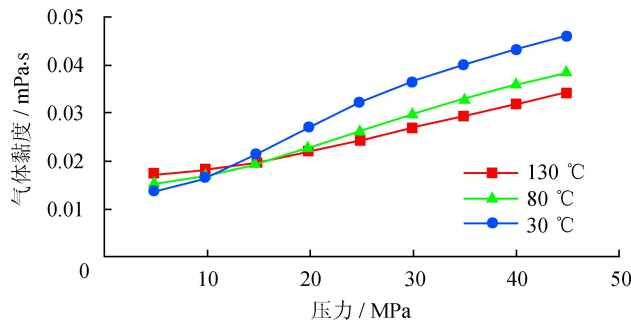


图 7 不同温度下气体黏度随压力的变化关系图

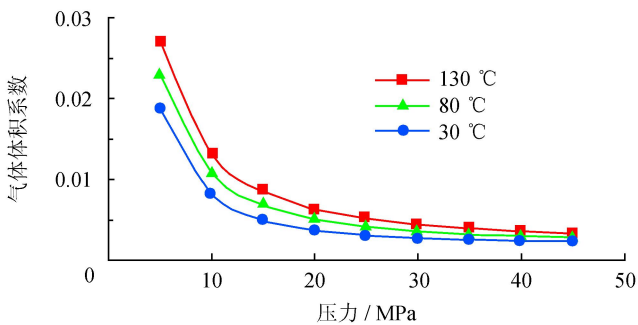


图 8 不同温度下气体体积系数随压力的变化关系图

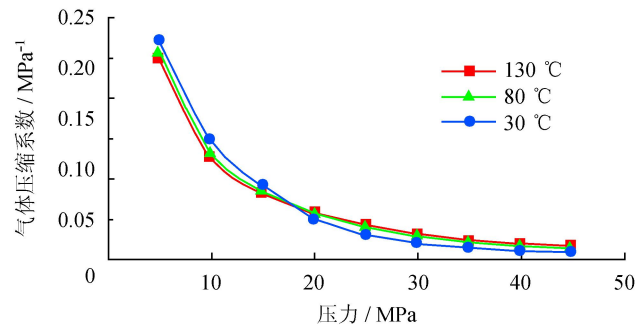


图 9 不同温度下气体压缩系数随压力的变化关系图

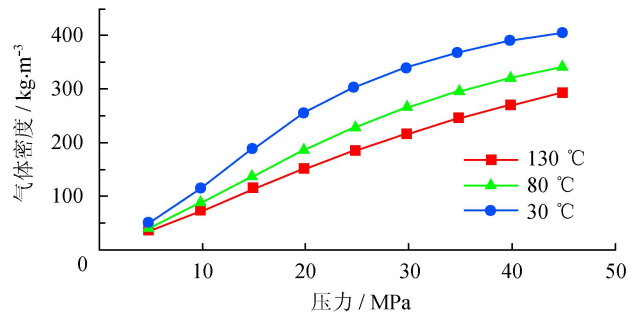


图 10 不同温度下气体密度随压力的变化关系图

由图 6~10 可知:同一 CO₂ 含量及压力下,随温度的增加,偏差因子和体积系数变大,且在压力大于 30 MPa 时,体积系数的变化不明显;同一 CO₂ 含量及压力下,随温度的增加,密度变小,压缩系数变化不明显;而在压力大于等于 15 MPa 时,黏度随温度的增高而降低,在小于 15 MPa 时,随温度的增高而增高。因此,在井筒流动过程中,必须考虑偏差因子、密度及黏度的变化,在小于 30 MPa 时考虑体积系数的变化。

综上所述,无论是气藏渗流还是井筒流动过程中,富含 CO₂ 的火山岩气藏的相态计算都必须考虑偏差因子、黏度和密度随 CO₂ 含量的变化。在压力小于 30 MPa 时,井筒流动要考虑体积系数的变化。

3 CO₂ 含量对气藏开发指标的影响

以某富含 CO₂ 火山岩为例,平均渗透率为 1.42 mD,平均孔隙度为 2.6%,平均地层压力为 40 MPa,气藏温度为 130 °C,井筒温度变化范围为 30~130 °C,CO₂ 含量为 0~99%。且在气藏渗流及井筒流动过程中考虑偏差因子、密度及黏度的变化,在小于 30 MPa 时井筒流动考虑体积系数的变化。不同 CO₂ 含量对气藏开发指标影响的变化曲线如图 11 所示。

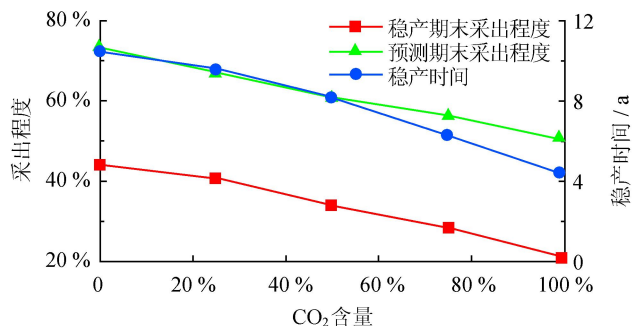


图 11 不同 CO₂ 含量对开发指标的影响图

通过计算表明,气藏的稳产期、稳产期末采出程度和预测期末采出程度随 CO₂ 含量的增加不断降低,当

CO₂ 含量由 0 增至 99% 时,稳产期从 10.5 年降至 4.4 年,稳产期末采出程度由 44% 降至 21.2%,预测期末采出程度由 73.46% 降至 50.58%。

4 结 论

1)随着 CO₂ 含量的增加,含 CO₂ 天然气藏流体的性质存在较大变化,气体黏度、密度及压缩系数均与常规天然气存在较大差异。同一温度下,随 CO₂ 含量增高,偏差因子和体积系数减小,黏度、密度和压缩系数增大;同一 CO₂ 含量下,随温度降低,偏差因子和体积系数减小,黏度、密度和压缩系数增大。

2)在气藏渗流和井筒流动过程中,富含 CO₂ 的火山岩气藏的相态计算都必须考虑偏差因子、黏度和密度随 CO₂ 含量的变化。在压力小于 30 MPa 时井筒流动考虑体积系数的变化。

3)气藏的稳产期、稳产期末采出程度和预测期末采出程度随 CO₂ 含量的增加不断降低,当 CO₂ 含量由 0 增至 99% 时,稳产期从 10.5 年降至 4.4 年,稳产期末采出程度由 44% 降至 21.2%,预测期末采出程度由 73.46% 降至 50.58%。

符 号 说 明

p_{pr} 为拟对比压力,无因次; T_{pr} 为拟对比温度,无因次; ρ 为拟对比密度,无因次; μ_e 为地层天然气的黏度, mPa·s; ρ_e 为地

层天然气的密度, g/cm³; M_g 为天然气的分子量, kg/kmol; M_{air} 为空气的分子量, kg/kmol; T 为地层温度, K; γ_g 为天然气的相对密度(空气=1); R 为气体常数, MPa·m³/(kmol·K); Y_{CO_2} 为天然气中 CO₂ 的体积百分数。

参 考 文 献

[1] 袁士义,冉启全,徐正顺,等.火山岩气藏高效开发策略研究[J].石油学报,2007,28(1):73-77.

[2] 冯志强,王玉华,雷茂盛,等.松辽盆地深层火山岩气藏勘探技术与进展[J].天然气工业,2007,27(8):9-12.

[3] 朱黎鹤,于忠涛,李允智.气藏中 CO₂ 含量对气井产能的影响[J].天然气技术,2009,3(4):38-40.

[4] 徐正顺,王渝明,庞彦明,等.大庆徐深气田火山岩气藏的开发[J].天然气工业,2008,28(12):74-77.

[5] 曹宝军,李相方,姚约东,等.火山岩气藏开发难点与对策[J].天然气工业,2007,27(8):82-84.

[6] 任双双,杨胜来,朱海鹏,等.混 CO₂ 气井相态特征[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(5):101-104.

[7] 郭肖,杜志敏,杨学锋,等.酸性气藏气体偏差系数计算模型[J].天然气工业,2008,28(4):89-92.

[8] 杨学峰,林永茂,黄时祯,等.酸性气藏气体黏度预测方法对比研究[J].特种油气藏,2005,12(5):42-45.

[9] 黄炳光,冉新权,李晓平,等.气藏工程分析方法[M].北京:石油工业出版社,2004.

(修改回稿日期 2011-06-01 编辑 韩晓渝)