

纳米孔隙中毛细力效应对致密油藏产能的影响

张园¹, 邸元², 张允³, 张冬丽³

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 北京大学工学院, 北京 100871;
3. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 传统的相平衡计算模型无法准确计算纳米孔隙中的油气相态变化, 因此须对传统的闪蒸计算模型进行改进。今通过计算油气两相压力不相等情况下油气的相平衡, 得到考虑毛细管力效应的油气黏度、密度及溶解气油比等物性。毛细管力采用 Young-Laplace 公式进行计算, 计算了某多组分混合物的相态平衡常数, 结果与实验值符合良好, 从而验证了本文算法计算相平衡的准确性。还以 Bakken 致密油藏为例, 基于黑油模型研究毛细管力对相平衡影响时的油藏产量预测, 结果表明忽略毛细管力的影响, 会使预测的油气产量低于实际的油气产量。本研究较好地解释了毛细管力对油气的相态平衡及其对致密油藏产能预测的影响。

关键词: 毛细管力; Peng-Robinson 状态方程; 油气相态平衡; 致密油藏

中图分类号: TE348

文献标志码: A

文章编号: 1671-8798(2017)05-0328-06

Investigation into effects of nanoporous capillary pressure on well performance of tight oil reservoirs

ZHANG Yuan¹, DI Yuan², ZHANG Yun³, ZHANG Dongli³

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China; 2. College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China;
3. Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: In response to failure of the conventional phase equilibrium calculation model to precisely evaluate the vapor-liquid phase behavior of nanopore, the conventional flash calculation model was modified to calculate the vapor-liquid phase equilibrium in case of inequalities between liquid and vapor phases, which subsequently obtained values of properties including viscosity, density and solution gas-oil ratio. Afterwards, the Young-Laplace equation was employed to evaluate the capillary pressure by calculating the phase equilibrium constants of a multicomponent mixture. And the calculated results fairly accorded with the experimental

收稿日期: 2017-03-25

基金项目: 国家自然科学基金项目(51674010); 国家科技重大专项(2016ZX05014); 中国地质大学(北京)基本科研启动基金项目(53200759016)

通信作者: 邸元(1968—), 男, 陕西省西安人, 副教授, 博士, 主要从事多孔介质多相流数值模拟、岩土力学研究。
E-mail: diyuan@mech.pku.edu.cn.

data, which verified accuracy of this calculation. Finally, the black oil model was applied to predict the effects of capillary pressure upon well performance for an actual well from the Bakken tight oil reservoirs. Results show that the predicted well performance is lower than the actual one when the nanoporous capillary pressure is neglected. This study has provided a better understanding of the effects of capillary pressure upon vapor-liquid phase equilibrium and well performance of tight oil reservoirs.

Keywords: capillary pressure; Peng-Robinson equation of state; vapor-liquid phase equilibrium; tight oil reservoirs

非常规油气藏的特点是低孔、低渗,孔隙尺寸大多在 $2.5 \sim 10^3$ nm,储集层中纳米级孔隙发育^[1-2]。大量研究表明,纳米级孔隙中的高毛细管力不仅影响油气在孔隙中的流动过程,也影响油气的相态平衡,进而影响油气的最终采收率。

Sigmund 等^[3]以实验仪器来研究 C_1 - C_4 和 C_1 - nC_5 混合物的泡点及露点压力,发现界面效应会影响平衡压力及各相的组分含量。理论分析也显示出泡点压力会随着孔隙尺寸的减小而降低^[4-8],并且油藏条件距离临界点越远,泡点压力下降得越显著。由于传统的 PVT (pressure-volume-temperature) 分析无法对毛细管力效应的相态问题给出准确的预测,因此,需要改进传统的计算方法来计算流体性质,从而对非常规油气藏进行产能预测^[9]。Wang 等^[10]通过加入孔隙压实效应项,研究了该效应对油藏产量的影响。Teklu 等^[11]引入了流体组分临界性质的转换因子来计算流体的相平衡,结果表明,毛细管力效应对相包络线的影响显著。Rezaveisi 等^[12]将毛细管力项的相平衡计算模型与组分模拟器相结合,用来预测非常规油藏的产能变化。在前人研究的基础上,笔者提出了一个能够考虑毛细管力效应的计算储层流体相平衡的数值方法,将此法对某多组分混合物的相平衡进行计算,并把计算结果与实验结果进行对比;还以 Bakken 致密油藏中一口生产井为例,基于黑油模型研究了毛细管力对油藏产量预测的影响。

1 理论模型

1.1 相平衡计算模型

当液相和气相中各组分的逸度相等时,体系达到相平衡^[11],即:

$$f_L^i(T, P_L, x_i) = f_V^i(T, P_V, y_i), i=1, \dots, N_c. \quad (1)$$

根据质量守恒定律,可得式(2)~(4):

$$\sum_{i=1}^{N_c} x_i = \sum_{i=1}^{N_c} y_i = 1, \quad (2)$$

$$Fz_i = x_iL + y_iV, i=1, \dots, N_c, \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} \frac{(K_c^i - 1)z_i}{1 + (V/F)(K_c^i - 1)} = 0. \quad (4)$$

式(1)~(4)中: f_L^i 、 f_V^i 分别为液相、气相中组分 i 的逸度; P_V 和 P_L 分别为气相和液相的压力; N_c 为体系中的组分数; z_i 为体系中组分 i 的总摩尔分数; x_i 和 y_i 分别为液相和气相的摩尔分数; F 为总摩尔数; L 和 V 分别为液相和气相的摩尔数; K_c^i 为考虑毛细管力情况下的平衡常数。采用式(5)^[11]进行计算:

$$K_c^i = \left(1 - \frac{P_c}{P_V}\right) K^i = \left(\frac{P_L}{P_V}\right) K^i, i=1, \dots, N_c. \quad (5)$$

式(5)中: K^i 为传统相平衡计算中的平衡常数; P_c 为毛细管力。采用 Young-Laplace 方程^[13]来计算:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}. \quad (6)$$

式(6)中: r 为毛细管半径,目前的研究中,常将 r 近似为孔隙半径^[7]; θ 为接触角; σ 为气相与液相间的界面张力,采用 Macleod-Sugden 方程^[13]计算。

利用 Peng-Robinson 状态方程^[14]可求得液相和气相的压缩因子。采用 Newton-Raphson 迭代来解

式(2)~(4)的非线性方程组,可求得组分 i 在气相和液相中的逸度,最终求得 x_i, y_i 等参数^[15]。

1.2 流体性质的计算

采用前述相平衡计算方法,可求得考虑毛细管力效应时的溶解气油比、体积系数、黏度等物性参数(均为压力的函数)。

溶解气油比的计算公式如下:

$$R_s = \frac{(n_v V_{mv})_{SC}}{(n_L V_{mL})_{SC}} \quad (7)$$

式(7)中: n_v 和 n_L 分别为气体和液体的摩尔分数; V_{mv} 和 V_{mL} 分别为气体和液体的摩尔体积;SC 表示标准状态(20 °C, 101.3 kPa)。

地层油的体积系数 B_o 用公式表示为:

$$B_o = \frac{(n_L V_{mL})_{RC}}{(n_L V_{mL})_{SC}} \quad (8)$$

式(8)中,RC 表示油藏条件。

黏度^[16]的计算如下:

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}]^{1/4} = a_0 + a_1 \rho_r + a_2 \rho_r^2 + a_3 \rho_r^3 + a_4 \rho_r^4 \quad (9)$$

式(9)中: μ 为原油在地层条件下的黏度; μ^* 为低压下混合物的黏度; ξ 为混合物的黏度;参数 $a_0 \sim a_4$ 分别为 0.102 3、0.0233 64、0.058 533、-0.040 758 和 0.009 332 4; ρ_r 为视摩尔密度;各参数的计算可参见文献[17]。

2 相平衡计算方法的验证

通过计算某混合物在 71.7 °C、426.1 kPa 条件下的平衡常数,来验证本文相平衡计算方法的准确性。具体的计算结果如表 1 所示,由此可知,计算而得的平衡常数值的平均误差为 2.5%,计算值与实验值^[10] 的误差较小,从而验证了本文相平衡计算方法的准确性。

表 1 某混合物各组分平衡常数(K 值)的计算值与实验值

Table 1 Calculation and experimental data of K-values for each component of the fluid

组分	摩尔分数/%	实验值	计算值	相对误差/%
iC_4	61.89	2.652	2.816	6.2
nC_4	18.11	1.885	1.904	1.0
C_8	20.00	0.052 4	0.053	0.2

3 相平衡算法的应用

3.1 毛细管力效应对流体性质的影响

本研究中将油相作为润湿相,油相的压力设为参考压力。分别计算了 Bakken 致密油藏中,孔隙半径为 10、30、50 nm 及无毛细管力情况下地层油的体积系数与油的黏度及溶解气油比,油藏温度为 115.6 °C。计算结果如图 1 所示。

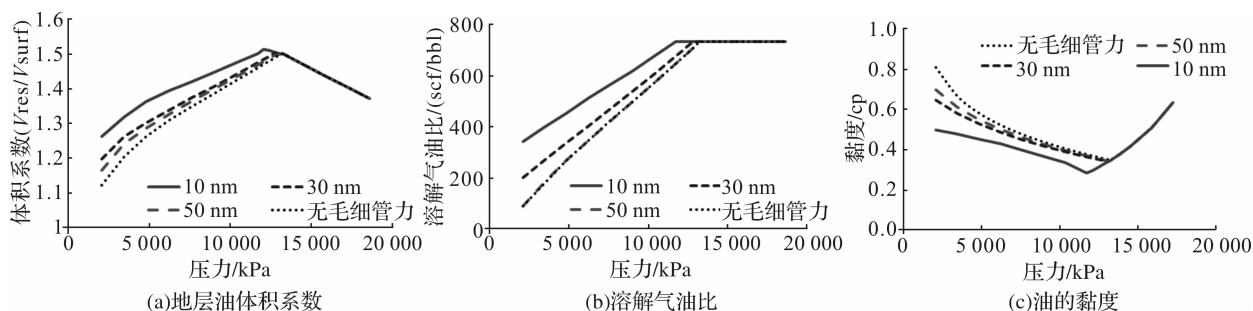


图 1 孔隙半径为 10、30、50 nm 时和无毛细管力情况下地层油的性质

Fig. 1 Black-oil properties of the Middle Bakken formation with pore sizes of 10, 30, 50 nm, and infinity (the infinite pore size means there is no capillary pressure), respectively

由曲线的拐点可以看出,当孔隙半径降低为 10 nm 时,受毛细管力的影响,泡点压力降低约 1 379 kPa,毛细管力对相态平衡影响显著。孔隙半径为 50 nm 时,计算地层油的性质与不考虑毛细管力条件下的计算结果基本相同。因此,对于本算例的情况,当孔隙半径大于 50 nm 时,可忽略毛细管力对相平衡的影响。

3.2 生产数据历史拟合

历史拟合作为油藏数值模拟过程中的重要环节,通过数值模拟的方法及油藏的动态数据对油藏参数进行修正,并通过不断修改地层的静态参数,使模拟计算结果达到允许的误差范围,以提高数值模拟的准确性。

油藏三维模型如图 2 所示,长、宽、高分别为 3 200.4、792.5、15.2 m。油藏中心有一口水平井,并伴有 30 条人工裂缝,裂缝宽度设为 0.003 m,井底流压为 6 894.8 kPa。油藏及裂缝的性质^[19]如表 2 所示。网格采用了局部加密方法,以便准确描述基质到裂缝之间的流体流动。由于地层中孔隙分布并非单一的孔隙半径分布,因此,根据实验测得的实际孔隙分布数据^[20]最终将孔隙半径划分为 5 个区域,即小于 10 nm (27%), 10~20 nm (26%), 20~30 nm (30%), 30~50 nm (13%) 及大于 50 nm (4%) 的区域。不同区域的流体具有不同的 PVT 性质,并将其随机分布于油藏模型中,结果如图 3 所示。该油藏模型的渗透率分布如图 4 所示。

表 2 Middle Bakken 油藏模型的相关参数

Table 2 Parameters of Middle Bakken reservoir model

参数	数值
油藏温度/℃	115.6
初始油藏压力/kPa	5.4×10^4
含水饱和度	0.49
孔隙度/%	5.6
裂缝半长/m	91.4
裂缝间距/m	61.0

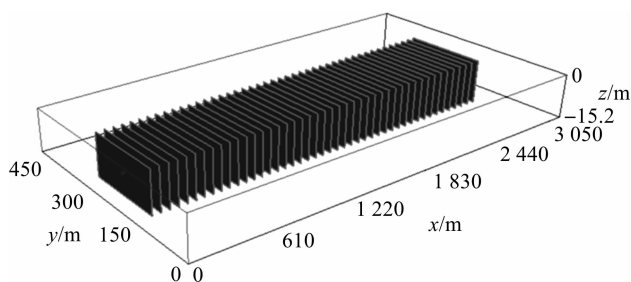


图 2 油藏的三维模型

(x 、 y 和 z 方向的网格尺寸为 $12.2 \text{ m} \times 12.2 \text{ m} \times 15.2 \text{ m}$)

Fig. 2 A three-dimensional(3D) reservoir model

for the base case(The block size is set to $12.2 \text{ m} \times 12.2 \text{ m} \times 15.2 \text{ m}$ in x , y , and z directions, respectively)

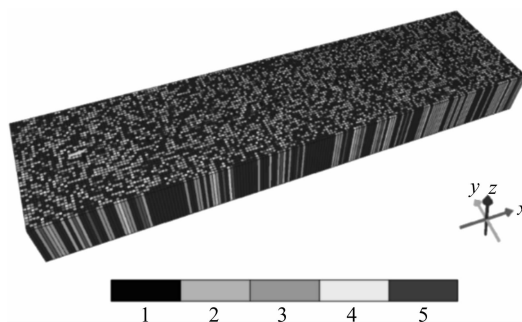


图 3 油藏模型中孔隙半径随机分布示意
(1~5 分别表示 5 个不同的 PVT 区域)

Fig. 3 Random distribution of pore sizes in the reservoir model(Color bar of 1—5 represents five different PVT regions, respectively)

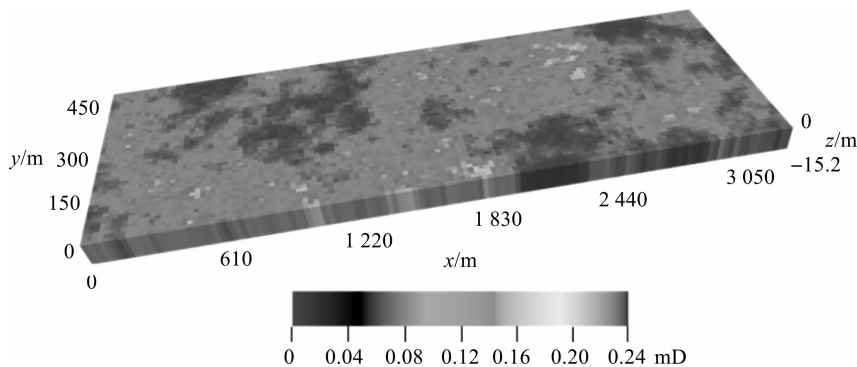


图 4 油藏模型的渗透率分布示意

Fig. 4 Permeability distribution of the reservoir model

利用 Kurtoglu 和 Kazemi 提供的 Bakken 致密油藏 450 d 的生产数据^[18], 首先对油的产量进行拟合, 结果如图 5(a) 所示。保持油的产量不变, 考虑毛细管力对相平衡的影响, 分别将井底流压和气的产量作为拟合对象进行拟合, 结果如图 5(b) 和(c) 所示。由图 5(b) 和(c) 可知, 在不考虑毛细管力对相平衡影响的情况下, 当基质渗透率调整为 0.037 mD(毫达西), 裂缝传导率为 50 mD-ft(毫达西英尺) 时, 与生产数据能够较好地拟合; 而考虑毛细管力对相平衡的影响, 拟合后基质渗透率调整为 0.032 mD, 裂缝传导率由 50 mD-ft(毫达西英尺) 变为 48 mD-ft(毫达西英尺)。

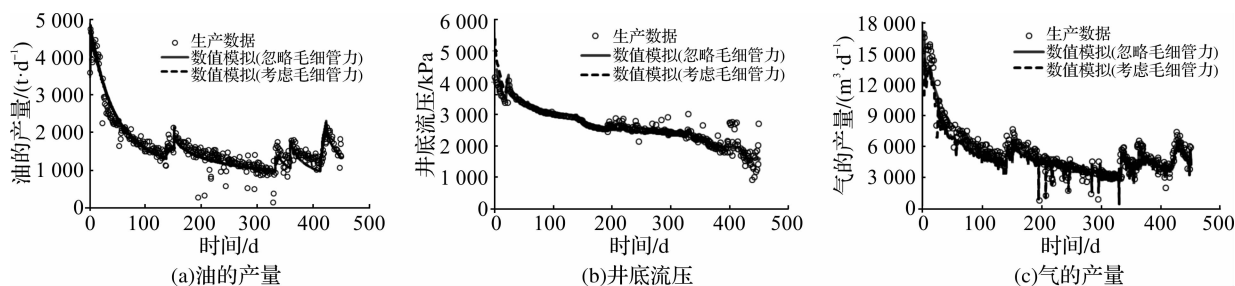


图 5 Bakken 致密油藏生产历史拟合的结果

Fig. 5 History matching results of the Bakken tight oil reservoir

3.3 单井产能预测

通过 3.2 节的生产历史拟合过程, 对油藏的数值模拟模型进行了修正, 现采用黑油模型研究毛细管力效应影响的相平衡对致密油藏实际开发的影响。如图 6 所示, 计算结果表明, 毛细管力效应使累积产油量、累积产气量和最终采收率分别提高 7%、8% 和 6%。这是因为考虑毛细管力效应时, 泡点压力降低, 两相区的区域变小, 从而使单一油相的生产时间变长, 产量提高。此外, 油相黏度降低, 也是产量升高的另一个原因。

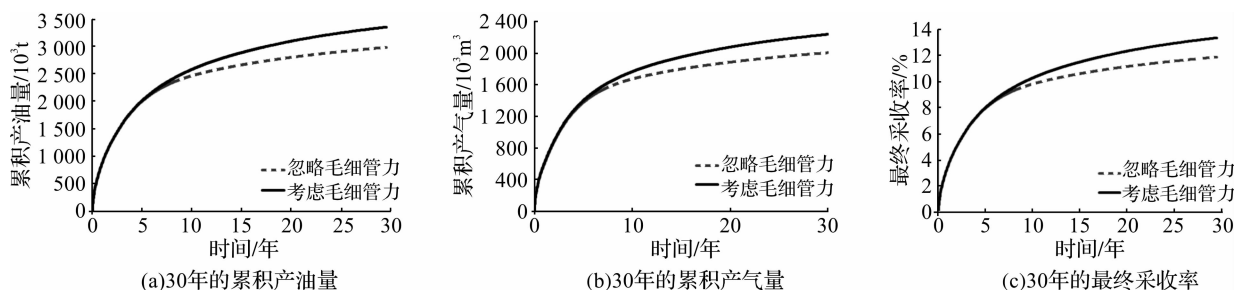


图 6 有无考虑毛细管力影响相平衡情况下生产井 30 年的累积产量变化

Fig. 6 Comparison of well performance in a 30-year period with and without the capillarity effect

4 结 论

本研究给出了考虑纳米孔隙中毛细管力效应的相平衡计算及产能预测的方法。通过某混合物平衡常数计算值与实验值的对比, 验证了本研究方法计算相平衡的准确性。计算结果表明, 考虑毛细管力的影响时, 原油体积系数和溶解气油比升高, 而黏度降低。对 Bakken 致密油藏某生产井进行产能预测的计算表明, 毛细管力效应使累积产油量、产气量及最终采收率分别提高 7%、8% 和 6%。这说明在致密油藏的产能预测中, 应当考虑毛细管力对相平衡的影响, 否则会对产能预测造成误差。

参考文献:

- [1] ROY S, RAJU R, CHUANG H F, et al. Modeling gas flow through microchannels and nanopores[J]. Journal of Applied Physics, 2003, 93(8): 4870.
- [2] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329.
- [3] SIGMUND P M, DRANCHUK P M, MORROW N R, et al. Retrograde condensation in porous media[J]. Society of

- Petroleum Engineers Journal, 1973, 13(2): 95.
- [4] BRUSILOVSKY A I. Mathematical simulation of phase behavior of natural multicomponent systems at high pressures with an equation of state[J]. SPE Reservoir Engineering, 1992, 7(1): 117.
- [5] GUO P, SUN L, LI S, et al. A theoretical study of the effect of porous media on the dew point pressure of a gas condensate[C]//SPE Gas Technology Symposium and Exhibition. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 1996.
- [6] QI Z, LIANG B, DENG R, et al. Phase behavior study in the deep gas-condensate reservoir with low permeability [C]//EUROPEC Conference and Exhibition. London: Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [7] NOJABAEI B, JOHNS R T, CHU L. Effect of capillary pressure on phase behavior in tight rocks and shales[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2013, 16(3): 283.
- [8] AKKUTLU I Y, DIDAR B R. Pore-size dependence of fluid phase behavior and properties in organic-rich shale reservoirs[C]//SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [9] DEVEGOWDA D, SAPMANEE K, CIVAN F, et al. Phase behavior of gas condensate in shales due to pore proximity effects: implications for transport, reserves and well productivity[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [10] WANG Y, YAN B, KILLOUGH J. Compositional modeling of tight oil using dynamic nanopore properties[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [11] TEKLU T W, ALHARTHY N, YAZEM H, et al. Phase behavior and minimum miscibility pressure in nanopores [J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014, 17(3): 397.
- [12] REZAVEISI M, SEPEHRNOORI K, POPE G A, et al. Compositional simulation including effect of capillary pressure on phase behavior[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [13] ADAMSON A W. Physical Chemistry of Surfaces[M]. New York: Wiley Interscience, 1990: 6-7.
- [14] PENG D Y, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state[J]. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59.
- [15] ZHANG Y, LASHGARI H R, DI Y, et al. Capillary pressure effect on hydrocarbon phase behavior in unconventional reservoirs[C]//SPE Low Perm Symposium. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [16] Computer Modeling Group. WinProp User's Guide [Z]. Calgary: Computer Modeling Group Ltd, 2012: 254-256.
- [17] ZHANG Y, YU W, SEPEHRNOORI K, et al. Investigation of nanopore confinement on fluid flow in tight reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 150: 267-268.
- [18] KURTOGLU B, KAZEMI H. Evaluation of Bakken performance using coreflooding well testing and reservoir simulation[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [19] YU W, LASHGARI H R, SEPEHRNOORI K. Simulation study of CO₂ huff-n-puff process in Bakken tight oil reservoirs[C]//Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [20] SORENSEN J, BRAUNBERGER J, LIU G, et al. Characterization and evaluation of the Bakken petroleum system for CO₂ storage and enhanced oil recovery[C]//Unconventional Resources Technology Conference. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2015.