

出砂冷采稠油油藏泡沫油研究进展

张艳玉¹, 孙晓飞¹, 李星民², 崔国亮¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:稠油广泛蕴藏于加拿大、委内瑞拉、中国等国家,出砂冷采作为一种有效的稠油冷采技术,主要通过形成泡沫油而获得高产油流,因此,加强泡沫油的相关研究对该类油藏的开发至关重要。调研了中外关于出砂冷采稠油油藏泡沫油的研究现状及最新进展,从分析泡沫油油藏非常规特征入手,系统介绍了泡沫油的定义及性质,详细说明了泡沫油非常规高压物性及压力衰竭实验方法及研究内容,总结了泡沫油孔隙网络模拟及宏观数值模拟方面的研究进展。加强泡沫油流的理论研究,明确岩石流体特征、操作条件等对泡沫油流的影响,探索泡沫油油藏开发后期有效的接替技术是今后的研究重点和方向。

关键词:泡沫油 稠油油藏 溶解气驱 研究现状 出砂冷采

中图分类号: TE345

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)01-0063-04

在加拿大、委内瑞拉、阿尔巴尼亚以及中国部分稠油油藏出砂冷采过程中,出现了有别于常规溶解气驱油藏的生产特征,这些差异主要集中在缓慢的气油比上升速度和较高的油藏采收率^[1],通过经典的溶解气驱两相流理论难以解释上述现象,从而引起了中外专家和学者的广泛关注。研究表明,泡沫油的存在是出砂冷采稠油油藏高产的主要原因^[2-7],因此,对于泡沫油研究的深入程度成为决定出砂冷采稠油油藏开发成败的关键。为此,笔者通过调研与分析,系统地介绍了中外关于出砂冷采稠油油藏泡沫油方面的研究进展,以期出砂冷采泡沫油油藏开发技术的发展提供新思路。

1 出砂冷采稠油油藏非常规生产特征

在加拿大、委内瑞拉以及中国部分稠油出砂冷采油藏生产过程中,出现了异于常规溶解气驱油藏的开发特征。例如,该类油藏较常规溶解气驱油藏采收率高5%~25%,采油速度快10~30倍,有的甚至高达100倍,油气比保持低值^[2-3]。通过常规溶解气驱模型无法准确模拟该类油藏的非常规开发特征^[2,4]。杨浩等研究认为以下3个方面的共同作用使得该类油藏出现上述非常规特征:①泡沫油的存

在;②底水或者边水的侵入保持了地层压力;③大量出砂导致“蚯蚓洞”或者裂缝的出现,其中,泡沫油的存在起着至关重要的作用^[5-7]。

2 泡沫油定义

对于常规溶解气驱油藏,随着地层压力的下降,溶解气出现并以小气泡的形式存在于单个孔隙中;随着地层压力的进一步下降,小气泡逐渐占据多个孔隙,互相聚集形成连续气相,导致生产油气比快速上升,原油产量大幅下降。对于部分稠油油藏,由于其粘滞力和压力梯度较大,扩散速度较低,小气泡很难在短时间内形成连续气相,而是分散在油相中。Sarma等使用泡沫油来描述这一现象^[8],而Claridge等则称其为泡沫稠油和粘弹性系统^[9-10]。尽管泡沫油与泡沫性质上具有一定的相似性,但两者仍然存在差别,最大的不同在于泡沫油中气体的体积分数小于泡沫,因此,将上述现象称为泡沫油似乎不太合适,但这一术语已被广泛接受。Maini等将泡沫油流作为一种非常规的油气两相流进行研究^[2],从而很好地解释了泡沫油油藏的非常规特征,但目前大多数学者将泡沫油流看做拟单相流^[11-12]。由于泡沫油的形态随溶解气驱油藏开发过程变化,至今还没有从结构上给出泡沫油的确切定义。

收稿日期:2012-12-05。

作者简介:张艳玉,女,教授,博士,从事油藏工程的教学和研究工作。联系电话:18954253233, E-mail: yzhang@upc.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”之“重油和油砂经济高效开发技术”(2011ZX05032-001),中央高校基本科研业务费专项资金资助项目“稠油油藏二次泡沫油形成机理及注气提高采收率评价研究”(11CX06022A)。

3 泡沫油性质

油藏中溶解气分散到油相中形成泡沫油流是一个动态过程,泡沫油粘度等性质参数不仅与地层压力、温度和原油组分有关,还与流动条件和油藏开发历史有关,了解并能够较为可靠地描述泡沫油性质,是出砂冷采稠油油藏泡沫油理论研究、动态预测与开发决策的基础。表征泡沫油性质的主要参数有压缩系数、粘度和泡沫稳定性。

压缩系数 由于气体的压缩系数高于液体的,因此,泡沫油压缩系数要高于常规原油。当大量气体分散于油相形成泡沫油时,泡沫油压缩系数可以通过气体体积分数除以压力计算近似得到。Smith将气体体积分数简化为常数,计算所得泡沫油压缩系数约为理想气体的 $1/4$ ^[1]。Sheng等引入泡沫油各组分随时间、压力动态变化过程,根据各组分的性质及物质的量分数计算泡沫油压缩系数^[11]。尽管该方法考虑了动态变化过程,但是没有考虑由于毛管压力导致的油气相压力差异。

粘度 泡沫油粘度是模拟和描述拟单相泡沫油流的重要参数,通过经典的溶解气驱模型计算的泡沫油粘度要低于实际值。Bora等通过旋转粘度计测量具有分散气体的原油粘度^[13],结果表明气体的存在可以起到增加原油粘度,降低原油流动性的作用,然而Smith等却得出了相反的结论,认为气泡在颗粒表面聚集,起到了润滑作用,从而使得原油粘度降低^[1,8],但润滑作用一直未得到实验验证。

稳定性 泡沫油为一热力学非平衡体系,表面能趋于减少,当泡沫油中的小气泡完全脱离油相时,泡沫油消失,泡沫油消失的速度取决于泡沫油的稳定性。通过分析高压容器逐级降压的实验结果发现,泡沫油稳定性随原油粘度、容器中原油高度、溶解气量和压力衰竭速度的增加而增强,沥青质含量对泡沫油稳定性影响不大。由于泡沫油在孔隙介质中十分稳定,因此很难测量气体脱离原油的速度。

4 泡沫油室内实验

4.1 非常规高压物性实验

当轻质油藏的地层压力低于泡点压力时,会产生溶解气,由于重力大于粘滞力,气体在重力作用下迅速聚集,形成连续气相;而稠油中,由于粘滞力

大于重力,气体不易形成连续气相,而是分散在油相中,形成泡沫油热力学非平衡体系。常规高压物性实验方法是针对油气平衡体系的测量过程,无法准确获得表征泡沫油特征的体积系数和粘度等参数,因此,目前主要采用针对泡沫油特性的非常规高压物性实验方法^[14-15]。

非常规高压物性实验过程与常规实验相似,不同之处在于实验过程中不进行搅拌,以保证原油体系处于热力学非平衡状态,从而获得泡沫油拟泡点压力和拟体积系数等特征参数。其中,非常规差异分离实验较为复杂,可改变每级降压的速度进行多组实验,开始以较高的降压速度进行实验,得到拟体积系数、密度等参数随压力的变化规律,如果发现油样存在泡沫油特征,则可根据实验需要选择低降压速度进行实验,通过多组实验对比分析,确定泡沫油机理以及气体分散系数等特征参数。

4.2 压力衰竭实验

压力衰竭实验是以饱和地层油的填砂管或岩心为基础,保持一定的速度降压,从而模拟泡沫油溶解气驱开发过程。借助于实验所得的临界含气饱和度、生产压力剖面和采收率等数据,可以分析泡沫油流与常规油流的区别和相似之处,明确岩石、流体系统的物理化学变化过程以及导致泡沫油中气体流动变化的主要因素。Busahmin等进行了大量压力衰竭实验,相关研究结果^[16-19]主要包括5个方面:①原油粘度、渗透率、压力衰竭速度和上覆地层压力越大,沥青质与细砂含量越高,泡沫油油藏的开发效果越好;②原始含水饱和度和原油气油比越高,泡沫油油藏开发效果越差;③填砂管长度、重力和原油饱和压力对开发效果影响不大;④对于高压压力衰竭速度生产的泡沫油油藏,添加起泡剂对开发效果影响不大,但对于低压压力衰竭速度生产的泡沫油油藏,添加起泡剂可以起到一定的增油作用;⑤油藏温度越高,泡沫油油藏采收率不一定越高,而是存在一个最佳的油藏温度。通过上述研究可知,压力衰竭实验过程中应充分考虑油藏的实际开发情况,选择合理的压力衰竭速度、实验压力、温度及填砂管细砂含量,尽可能地保持实验与油藏条件的相似性,从而提高实验的可靠性。

此外,为明确泡沫油的渗流过程,克服常规压力衰竭实验不能可视化的缺陷,Shahabi等通过具有可视功能的玻璃刻蚀模型,分析溶解气驱过程中气泡的聚集、生长和移动现象,模拟可视化泡沫油的渗流过程^[20-22],为理论模型的验证以及孔隙网络模

拟研究提供了大量理论依据。所用玻璃刻蚀模型表面最初为分布均匀的颗粒,后来发展到能够模拟实际孔隙和孔喉分布,具有不同润湿性的非均质颗粒,提高了实验的可靠性。而 Goodarzi 等则将 X 射线和核磁共振成像技术引入到压力衰竭实验过程中,通过可视化手段在不破坏原油体系的基础上,定量表征泡沫油压力衰竭实验过程中溶解气油比、体积系数和粘度等泡沫油参数的变化^[23-24],为确定泡沫油流机理提供了新的技术手段。

5 泡沫油数值模拟

20世纪90年代以前,泡沫油油藏数值模拟方面的研究成果主要是凭借经验,调整常规溶解气驱模型得到的,即通过调整相对渗透率曲线或流体特性来反映泡沫油特征。该类模型可以分为平衡模型和动态模型2类,平衡模型以已有油藏数值模拟模型为基础,比较容易实现,各相之间完全平衡,主要包括以下3种:①Kraus等提出的可以模拟泡沫油油藏一次采油的“假泡点”模型^[25]。在此模型中,假泡点压力为可调参数,其可以反映泡沫油藏原始压力保持水平高、生产气油比低和采收率高3种异常生产特性。②Lebel提出的改进分相流动模型,模型中气体流动能力随气体饱和度呈直线上升,超过弥散气体积分数极限后产生游离气,其中一部分游离气进入油相,模型通过改进相对渗透率和组分特点来模拟上述现象^[26]。③Claridge等提出的粘度降低模型^[27]。他们认为,沥青吸附在气泡的表面,使原油粘度显著降低,因此,模型中通过降低原油粘度来表征泡沫油的影响。

泡沫油流不是一个热力学平衡体系,泡沫油流动过程随时间和流动条件的变化而变化,因此,平衡模型不能很好地描述泡沫油流的这种热力学非稳定特性,预测结果误差较大。动态模型可以较好地描述这种与时间和流动条件有关的泡沫油流动过程,并解决了上述问题。Coombe等提出了有关气油弥散形态方面的动态反应模型^[28]。该模型包括3个组分:稠油、溶解气以及以微泡形式分散的气体。由于没有考虑时间以及毛细管数的影响,该模型不能用于实际预测。Sheng等提出了相似的模型,不同之处在于该模型通过过饱和度的指数递减模拟释放溶解气的速度,并假设释放出的溶解气仍然分散在油相中,分散气和自由气渗流速度与体积系数有关^[17]。通过对比模型计算与实验结果可知,

该模型可较好地模拟泡沫油流过程。

目前成熟应用于商业软件的模型为 TotalfinaElf 和 ARC 模型^[29]。TotalfinaElf 模型将气体分为溶解气、分散气和自由气3类。ARC 模型则将气体分为溶解气、油相中流动的小气泡、孔喉中的大气泡和连续的气相(自由气)4类,通过6个动力方程来描述4种气体间的质量交换。这2个模型均可以较好地反映泡沫油机理,预测泡沫油油藏采收率。

近几年,随着对溶解气驱泡沫油油藏数值模拟研究的深入,人们越来越认识到出砂冷采形成的“蚯蚓洞”对泡沫油流影响的重要性,Hossein等通过不同角度相继建立了泡沫油出砂耦合模型^[30-31],将出砂冷采所导致的地层参数变化对泡沫油流的影响考虑到模拟过程中,进一步提高了油藏数值模拟结果的可靠性。

6 结束语

通过分析出砂冷采稠油油藏泡沫油的研究现状可以看出,孔隙介质中泡沫油流的研究还处于初期,关于泡沫油流的理论基础还十分薄弱,缺乏泡沫油机理方面的研究,主要体现在3个方面:①当压力衰竭速度较小时,通过常规溶解气驱理论可以较好地预测出砂冷采稠油油藏生产规律,如果将该压力衰竭速度应用于油田实际生产,则不会出现泡沫油油藏非常规生产特征,然而一些稠油油藏确实观察到了泡沫油现象,因此,如何解释实验及现场的矛盾是目前亟待解决的问题。②实验研究已经证实气泡的分散、运移、破裂这一动态过程对泡沫油油藏最终采收率影响较大,尽管现有泡沫油孔隙网络模型和宏观油藏数值模拟模型中包括了上述动态过程,但仍需要通过大量的实验及理论研究,深入分析气泡大小、岩石流体特征、操作条件对泡沫油流的影响。③目前的研究主要针对出砂冷采稠油油藏压力衰竭开发阶段,对于泡沫油油藏开发后期(泡沫油现象消失)如何进一步提高采收率缺乏相应的理论以及实验研究,适用于常规溶解气驱油藏开发的注气等三次采油方法是否适用于出砂冷采后期泡沫油油藏还需要进一步的研究论证。

参考文献:

- [1] Smith G E. Fluid flow and sand production in heavy oil reservoirs under solution gas drive[R]. SPE 15094, 1986.
- [2] 杨浩,杨进,周长所,等. 埕北油田稠油油藏出砂冷采工作制度

- 优选模拟实验[J].油气地质与采收率,2011,18(4):102-105.
- [3] Maini B B, Sarma H K, George A E. Significance of foamy-oil behavior in primary production of heavy oils[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1993, 32(9): 50-54.
- [4] 程紫燕. 胜利油田稠油热采数值模拟研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 71-73, 77.
- [5] Liu Y, Wan R G, Jian Z. Effects of foamy oil and geomechanics on cold production [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 47(4): 1-7.
- [6] Loughead D J, Saltuklaroglu M. Lloydminster heavy oil production: why so unusual? [C]. The 9th Annual Heavy Oil and Oil Sand Symposium, Calgary, Alberta, 1992.
- [7] 张军涛, 吴晓东, 李波, 等. 稠油冷采泡沫油溶解气驱油藏开发动态数值模拟[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(3): 81-83.
- [8] Sarma H, Maini B B. Role of solution gas in primary production of heavy oils [R]. SPE 23631, 1992.
- [9] Claridge E L, Prats M. A proposed model and mechanism for anomalous foamy heavy oil behavior [R]. SPE 29243, 1995.
- [10] Baibakov N K, Garushev A R. Thermal methods of petroleum production [M]. Spires: Elsevier Science Ltd, 1989: 6-21.
- [11] Sheng J J, Maini B B, Hayes R E, et al. A non-equilibrium model to calculate foamy oil properties [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 38(4): 38-45.
- [12] Sheng J J. Foamy oil flow in porous media [D]. Canada: University of Alberta, 1997.
- [13] Bora R, Maini B B, Chakma A. Flow visualization studies of solution gas drive process in heavy oil reservoirs using a glass micro-model [R]. SPE 37519, 1997.
- [14] Huerta M, Otero C, Rico A, et al. Understanding foamy oil mechanisms for heavy oil reservoirs during primary production [R]. SPE 36749, 1986.
- [15] Bennion D B, Mastmann M, Moustakis M L. A case study of foamy oil recovery in the patos-marinza reservoir, Driza Sand, Albania [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(3): 32-40.
- [16] Busahmin B S, Maini B B. Effect of solution-gas-oil-ratio on performance of solution gas drive in foamy heavy oil systems [R]. SPE 137866, 2010.
- [17] Sheng J J, Hayes R E, Maini B B, et al. Modelling foamy oil flow in porous media [J]. Transport in Porous Media, 1999, 35(2): 227-258.
- [18] Ostos A, Maini B B. Capillary number in heavy oil solution gas drive and its relationship with gas-oil relative permeability curves [R]. SPE 89430, 2004.
- [19] Alshmakhy A B, Maini B B. Viscosity of foamy oils [R]. SPE 136665, 2010.
- [20] Shahabi-Nejad K, Danesh A, Cordelier P, et al. Pore-level investigation of heavy oil depressurisation [R]. SPE 79894, 2005.
- [21] Ortiz-Arango J D, Kantzas A. Visualization of viscous coupling effects in heavy oil reservoirs [R]. SPE 117675, 2008.
- [22] 陈兴隆, 秦积舜. 泡沫油运动形态的可视化研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(6): 126-130.
- [23] Goodarzi N, Bryan J, Mai A, et al. Heavy-oil fluid testing with conventional and novel techniques [R]. SPE 97803, 2005.
- [24] Turta A, Fisher D B, Goldman J. Experimental investigation of gas release and pressure response in foamy-oil depletion tests [C]. The Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, 2002.
- [25] Kraus W P, McCaffrey W J, Boyd G W. Pseudo-bubble point model for foamy oil [C]. The CIM 1993 Annual Technical Conference, Calgary, 1993.
- [26] Lebel J P. Performance implications of various reservoir access geometries [C]. The 11th Annual Heavy Oil & Oil Sands Technical Symposium, Calgary, 1994.
- [27] Claridge E L, Prats M. A proposed model and mechanism for anomalous foamy heavy oil behavior [R]. SPE 29243, 1995.
- [28] Coombe D, Maini B. Modeling foamy oil flow [R]. The Workshop on Foamy Oil Flow held at the Petroleum Recovery Institution, Calgary, Alberta, Canada, 1994.
- [29] Bayou Y M, Gates R M, Lilico D A, et al. Application and comparison of two models of foamy oil behavior of long core depletion experiments [C]. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2002.
- [30] Hossein Aghabarati, Carmen Dumitrescu, Larry Lines, et al. Combined reservoir simulation and seismic technology, a new approach for modeling CHOPS [C]. The 2008 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 2008.
- [31] Jose A, Rivero, Gokhan Coskuner, et al. Modeling CHOPS using a coupled flow-geomechanics simulator with nonequilibrium foamy-oil reactions: A multiwell history matching study [R]. SPE 135490, 2010.