

文章编号:1673-5005(2013)04-0114-05

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2013.04.018

基于试验拟合的泡沫油油藏模拟模型 评价及渗流机制研究

孙晓飞¹, 张艳玉¹, 李星民², 李威威¹, 宋辉辉³

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 胜利油田采油工艺研究院, 山东东营 257000)

摘要:建立能够反映泡沫油渗流机制的4组分(水、原油、溶解气和自由气)和5组分(水、原油、溶解气、分散气和自由气)模型,并以黑油模型为参照,通过拟合压力衰竭试验数据的方法,系统评价这3种模型的适用性,分析反应因子(代表气泡聚集和增长的速度) F_1 、原油黏度 μ_o 、压力控制时间 t_p 等参数对泡沫油流的影响。结果表明:5组分泡沫油模型更适用于泡沫油油藏的模拟; F_1 、 μ_o 和 t_p 对泡沫油模型影响较大;随着 F_1 的增大,4组分泡沫油模型累积产油量减少,累积产气量增加,而5组分泡沫油模型累积产油、气量均增加;随着 μ_o 增大,3种模型累积产油、气量均减少;加快压力衰竭速度使临界含气饱和度变大,气相流动能力降低,泡沫油溶解气驱开发效果变好。

关键词:油藏; 压力衰竭试验; 泡沫油; 渗流机制; 相态拟合; 油藏数值模拟

中图分类号:TE 342 文献标志码:A

Simulation model evaluation in foamy oil reservoir and percolation mechanism study based on experimental matching

SUN Xiao-fei¹, ZHANG Yan-yu¹, LI Xing-min², LI Wei-wei¹, SONG Hui-hui³

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;
3. Oil Production Technology Research Institute of Shengli Oilfield, Dongying 257000, China)

Abstract: Four-component(water, crude oil, dissolved gas and free gas) and five-component(water, crude oil, dissolved gas, dispersed gas and free gas) foamy oil models were built which can reflect the foamy oil percolation mechanism. Compared with the black oil model, two models were evaluated based on the data of pressure depletion test. The influences of parameters on foamy oil flow such as reaction factor (F_1) reflecting the bubbles aggregation and growth velocity, the viscosity of crude oil (μ_o), control time of pressure (t_p) were studied. The results show that five-component foamy oil model is the most suitable model for the foamy oil reservoir. F_1 , μ_o and t_p have a great influence on the oil model. With the increase of F_1 , the cumulative oil production decreases and the cumulative gas production increases in the four-component foamy oil model, while the cumulative oil and gas production increase in the five-component foamy oil model. The cumulative oil and gas production decrease in the three models with the increase of μ_o . With the pressure depletion rate increasing, the critical gas saturation becomes large and the flow capacity of gas decreases, which makes dissolved gas drive development effect become good.

Key words: reservoir; pressure depletion test; foamy oil; percolation mechanism; phase matching; numerical reservoir simulation

泡沫油油藏具有气油比上升速度缓慢和采收率较高等有别于常规溶解气驱油藏的生产特征^[1-2]。目前,主要以常规溶解气驱的经验调整模型为基础进行泡沫油油藏数值模拟研究^[3-4],无法准确描述泡

沫油流过程。此外,Ostos等^[5-7]通过试验对泡沫油渗流机制进行了探讨,但没有得到明确结论。笔者以压力衰竭试验拟合结果为依据,系统评价各类模型的适用性,并通过试验拟合得到泡沫油状态下的

收稿日期:2012-11-23

基金项目:国家科技重大专项课题(2011ZX05032-001);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(11CX06022A)

作者简介:孙晓飞(1984-),男,博士研究生,从事油藏工程和油藏数值模拟研究。E-mail:sunxiaofei540361@163.com。

气相相渗特性揭示泡沫油渗流机制。

1 泡沫油压力衰竭试验

泡沫油油藏地层压力低于泡点压力时,由于黏滞力大于重力,随压力降低而逸出的溶解气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。当压力继续降低,分散在原油中的气泡开始膨胀、聚并,地层压力达到拟泡点压力时,气泡形成连续气相,泡沫油现象消失。压力衰竭试验以饱和地层油的填砂管或岩心为基础,保持一定的降压速度,可以实现上述泡沫油油藏开发过程的物理模拟。通过该试验可以明确降压速度对泡沫油流的影响,分析泡沫油渗流机制。此外,考虑到试验岩心尺寸和孔隙度等参数相对确定,与拟合油藏实际生产数据相比,通过拟合压力衰竭试验数据,在降低拟合多解性的情况下评价泡沫油油藏数值模拟模型的适用性。

1.1 试验设备和材料

压力衰竭试验所用地层油样为委内瑞拉 Orinoco

泡沫油油藏产出油(脱气原油黏度 $24.715 \text{ Pa} \cdot \text{s}$),根据天然气组分,在油藏温度 $54.2 \text{ }^\circ\text{C}$ 、高于原始地层压力 8.65 MPa 条件下复配天然气。油样溶解油比为 15.58 ,体积系数为 1.173 ,泡点压力和拟泡点压力分别为 4.95 和 3.44 MPa 。地层为疏松砂岩,综合考虑地层性质(孔隙度、渗透率和颗粒组成),采用直径为 $0.18 \sim 0.33 \text{ mm}$ 的石英砂填制试验岩心。主要试验仪器及流程见图1,相关试验参数见表1。

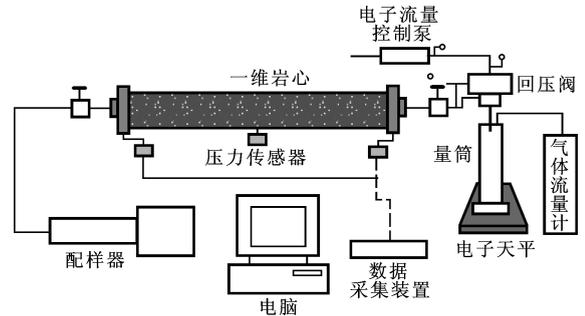


图1 压力衰竭试验设备示意图

Fig. 1 Sketch map of pressure depletion experimental equipment

表1 压力衰竭试验参数

Table 1 Parameters of pressure depletion experiment

试验编号	岩心长度 L/cm	岩心直径 D/cm	岩心渗透率 $k/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	孔隙度 $\varphi/\%$	孔隙体积 V/mL	初始含油饱和度 $S_o/\%$	降压速度 $v/(\text{kPa} \cdot \text{min}^{-1})$	采收率 $R/\%$
1	60	2.5	7249	40.5	119.2	89.6	15.3	24.3
2	60	2.5	7361	41.2	121.3	91.3	7.6	21.5
3	60	2.5	7116	42.2	124.2	90.1	3.1	14.5
4	60	2.5	7416	41.8	123.0	90.7	2.4	12.1

1.2 试验步骤

①用石英砂填制岩心,称取岩心质量;②将填砂岩心模型抽真空4 h后饱和5% NaCl水,称取其质量,计算孔隙度;③水驱岩心,测填砂岩心的水测渗透率;④岩心饱和活油(回压大于原油饱和和压力),计算初始含油饱和度;⑤为了防止原油脱气,试验开始时保持压力在泡点压力(8.65 MPa)之上,试验温度为地层条件,分别以不同的压力衰竭速度(15.3 、 7.6 、 3.1 、 $2.4 \text{ kPa}/\text{min}$)逐渐降低回压,模拟泡沫油溶解气驱过程,记录岩心回压、产油量和产气量等参数。

1.3 试验结果分析

图2为不同压力衰竭速度下的产油量和累积气油比试验结果。由表1、图2可知,压力衰竭速度对泡沫油溶解气驱开发效果影响较大,压力衰竭速度由 $2.4 \text{ kPa}/\text{min}$ 增加到 $15.3 \text{ kPa}/\text{min}$,累积生产气油比由 125.24 降低到 51.89 ,采收率由 12.1% 提高到 24.3% ,即随着压力衰竭速度的增大,生产气油比降低,最终采收率增加,泡沫油溶解气驱开发效果

变好。这是由于压力衰竭速度增大,临界含气饱和度变大,气相流动能力降低,溢出的气泡更易滞留在原油中形成泡沫油。

2 泡沫油油藏数值模拟模型的建立

2.1 泡沫油模型

泡沫油油藏溶解气驱开发过程中存在一个“溶解气—分散气(泡沫油)—自由气”的动态变化过程。上述过程可通过4组分(水、原油、溶解气和自由气)和5组分(水、原油、溶解气、分散气和自由气)两种泡沫油模型描述。两种模型在结构上具有相似性,但存在本质不同。4组分模型通过一个动力学方程描述溶解气到自由气的动态转化过程,并通过溶解气和自由气两条气相相对渗透率曲线(K_{rD} 和 K_{rM})表示,按照其摩尔比差值确定泡沫油状态下的气相相对渗透率曲线,研究泡沫油渗流机制对泡沫油油藏生产动态的影响。5组分模型增加了分散气组分,可以通过一条相渗曲线简化4组分模型求取气相相对渗透率曲线的过程,并通过以下两个动

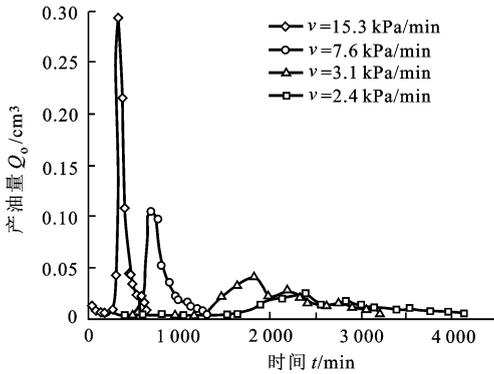
力学方程描述3种气组分的动态转化过程。

溶解气→分散气:

$$X_1 = F_1 ([G_{\text{soleq}}] - [G_{\text{sol}}]) \quad (1)$$

分散气→自由气:

$$X_2 = F_2 [G_{\text{disp}}] \quad (2)$$



式中, X_1 和 X_2 为反应速度, 代表3种气体组分之间的转化速度, mol/s; F_1 和 F_2 为反应因子, 代表气泡聚集和增长速度, mol/d; $[G_{\text{soleq}}]$ 、 $[G_{\text{sol}}]$ 和 $[G_{\text{disp}}]$ 分别为溶解气平衡、溶解气和分散气摩尔分数。

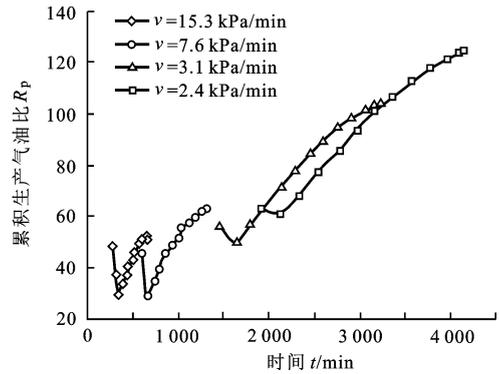


图2 不同压力衰竭速度下的产油量和累积生产气油比

Fig. 2 Oil production and cumulative gas-oil ratio at different pressure depletion rates

2.2 一维岩心泡沫油数值模拟模型的建立

建立4组分和5组分泡沫油模型, 其中一维岩心模型所用参数见表1, x 方向网格精度为0.5 cm, 网格个数为120个, 生产控制条件为回压阀压力, 其控制时间间隔 t_p 为1 min。

2.2.1 组分性质参数的确定

以实际原油组成、等组分膨胀试验、差异分离试验数据为依据, 借助于 Winprop 相态拟合软件, 通过相态拟合确定4组分和5组分泡沫油模型中各组分的临界压力和临界温度等参数, 使室内试验数据、状态方程模型和组分性质参数之间满足热力学相容性^[8]。首先通过 Gamma 方法将原油 C_{31+} 重组分劈分, 然后在保证计算精度的基础上, 根据4组分和5组分模型需要重新归并拟组分, 最后以等组分膨胀试验和差异分离试验所得体积系数、原油压缩系数、油气黏度等参数随压力变化关系作为回归计算目标, 将重组分临界压力等参数作为回归变量, 经过反复调整回归变量, 拟合效果满足后续研究需要, 保证4组分和5组分模型中各组分性质参数的可靠性。等组分膨胀试验体积系数及原油压缩系数拟合相对误差分别为0.227%和1.824%, 差异分离试验原油黏度、原油相对密度、气体密度、气体压缩因子、气体相对密度和气体体积系数拟合相对误差分别为12.232%、10.325%、7.485%、1.302%、6.354%和5.685%。

2.2.2 泡沫油状态下油气相对渗透率曲线的确定

由于泡沫油溶解气驱过程中气体的流动为间歇流, 与常规原油气体流动不同^[9], 因此4组分泡沫油模型自由气相渗(当含气饱和度小于35%时溶解气

相渗值比自由气相渗值小两个数量级, 可由自由气相渗近似代替泡沫油状态下油气相对渗透率曲线)及5组分泡沫油模型泡沫油状态下油气相对渗透率曲线可由 Firoozabadi 等^[10] 提出的表观相对渗透率曲线计算方法确定, 即

$$K_{rg} = K_{rgi} \left[1 - \frac{(S_o - S_{org})}{(S_{oi} - S_{org})} \right]^{n_g}, \quad K_{ro} = K_{roi} \left[\frac{(S_o - S_{org})}{(S_{oi} - S_{org})} \right]^{n_o} \quad (3)$$

式中, K_{rg} 和 K_{ro} 分别为气相和油相相对渗透率; K_{rgi} 和 K_{roi} 分别为气相和油相初始相对渗透率; S_o 为含油饱和度, %; S_{oi} 为初始含油饱和度, %; S_{org} 为残余油饱和度, %; n_g 和 n_o 分别为气相和油相相对渗透率指数。

3 泡沫油压力衰竭试验拟合

为了系统评价泡沫油油藏数值模拟模型, 在建立4组分和5组分泡沫油模型的基础上, 建立黑油模型作为参照。综合考虑3种模型参数的可靠性, 确定以下参数调整原则: ①压力衰竭试验岩心尺寸、孔隙度、渗透率、生产动态和生产条件等为试验已知参数, 组分性质参数为相态拟合确定, 具有较高的可靠性, 因此拟合过程中上述参数原则上不进行调整; ②3种模型中的油气相对渗透率曲线由式(3)确定, 4组分和5组分泡沫油模型中反应因子由试验时间估算, 因此上述参数具有较高的不确定性, 为拟合过程重点调整参数。根据上述参数调整原则, 在参数敏感性分析的基础上(表2), 经过反复调整, 得到拟合结果见图3, 拟合后各模型中气相相对渗透率曲线见图4。

表 2 3 种模型试验拟合参数敏感性分析(压降速率 15.3 kPa/min)

Table 2 Parameters sensitivity analysis of three kinds of models (pressure drop rate 15.3 kPa/min)

参数	黑油模型			4 组分模型			5 组分模型		
	参数调整过程	C_{OC}	C_{CC}	参数调整过程	C_{OC}	C_{CC}	参数调整过程	C_{OC}	C_{CC}
$\varphi/\%$	40.5→42	1.25	8.11	—	—	—	—	—	—
$S_{io}/\%$	89.6→90	0.14	0.16	—	—	—	—	—	—
$S_{gr}/\%$	10→12	11.65	56.25	15→20	6	2.4	15→20	0.03	0.03
$K_{rgl}/\%$	0.005→0.05	106.33	218.00	0.00045→0.0005	3.9	5.4	0.00045→0.0005	0.4	0.6
$S_{org}/\%$	16→26	-0.11	-0.05	16→26	-0.08	-0.06	16→26	-0.03	-0.02
n_o	2→2.6	-0.4	-0.17	2→2.5	-0.7	-0.2	2→2.5	-0.53	-0.37
F_1	—	—	—	60→90	-0.14	0.08	220→240	2.97	2.97
F_2	—	—	—	—	—	—	0.2→0.4	-0.10	0.10
$\mu/(mPa \cdot s)$	13 171→15 171	-144.96	-21.86	10 511→5 255.2	-42.0	-24.0	10 511→5 255.2	-21.2	-21.2
t_p/min	30→1	-151	-39.62	30→1	-3.72	-0.040	30→1	-2.53	-2.47

注: C_{OC} 为累积产油量变化值/参数变化值; C_{CC} 为累积产气量变化值/参数变化值; S_{gr} 为临界含气饱和度; K_{rgl} 为束缚液饱和度下的气相相对渗透率。

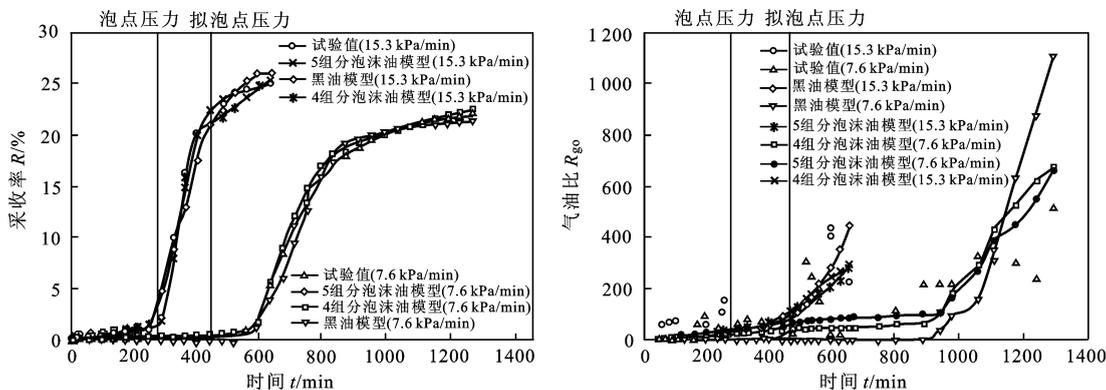


图 3 压力衰竭试验采收率和气油比拟合结果

Fig. 3 Matching results of oil recovery efficiency and gas-oil ratio in pressure depletion test

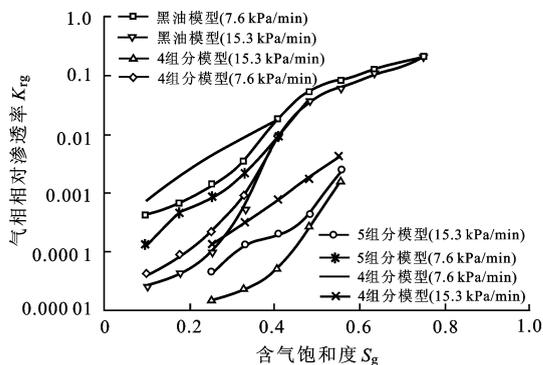


图 4 拟合气相相对渗透率曲线

Fig. 4 Matching gas relative permeability curves

由表 2 可知:① S_{gr} 、 K_{rgl} 、 t_p 和原油黏度对黑油模型累积产油量和产气量模拟结果影响较大, t_p 、 F_1 和原油黏度对泡沫油模型累积产油量和产气量模拟结果影响较大;② S_{gr} 、 K_{rgl} 、 S_{org} 和 n_o 为油气相对渗透率相关参数,直接影响油气的相对流动能力,累积产油量和产气量随着 S_{gr} 和 K_{rgl} 的增大而增加,随着 S_{org} 和 n_o 的增大而减少;③随着 4 组分泡沫油模型反应因子 (F_1) 的增加,累积产油量减少,累积产气量增加,因为

反应因子增大,加快了溶解气向自由气转化速度,不利于泡沫油的产生;④随着 5 组分泡沫油模型反应因子 F_1 的增加,累积产油量和产气量均增加,随着反应因子 F_2 的增加,累积产油量减少,累积产气量增加,因为 F_1 增大加快了溶解气向分散气转化速度,有利于泡沫油的产生,使累积产油量增加,同时增加了分散气转化为自由气的可能,因此累积产气量增加,而 F_2 增大加快了分散气向自由气转化速度,导致累积产油量减少,累积产气量增加;⑤随着原油黏度的增加,3 种模型中的累积产油量和产气量均减少;⑥选择合理的压力控制时间间隔有助于得到更好的拟合结果。

由图 3 中压力衰竭速度为 15.3 kPa/min 下采收率及气油比试验结果可知,从原始压力到泡点压力,流体为单相渗流,采收率仅为 2.731%。由于石英砂较为疏松,具有较高的压缩性,因此该阶段采收率高于常规溶解气驱油藏。当压力衰竭到泡点压力与拟泡点压力之间时,采收率大幅上升,而气油比保持低值,说明低于泡点压力后脱出的溶解气分散在原油中,并没有聚并形成连续气相,而是以泡沫油状

态存在,气泡随压力的降低不断生长、聚并,直到达到拟泡点压力形成连续气相。压力低于拟泡点压力时气油比大幅增加,气体大量产出,但产油量较小,采收率曲线增幅减小并趋于水平,表明模拟油内气体已形成连续气相,泡沫油现象消失,该阶段采收率仅为25.7%。

4组分、5组分泡沫油模型和黑油模型都可以得到较好的拟合结果,但黑油模型需要调整原始含油饱和度和孔隙度以提高产油量(表2),且拟合时间长,参数调整范围大,不适合用于泡沫油油藏的数值模拟研究。5组分泡沫油模型的拟合精度最高,因此模型所用组分和动力学方程数目越多,描述泡沫油油藏开发过程中的物理化学现象越细致,其模拟结果越可靠。由泡沫油模型产出气组成可知,两种泡沫油模型存在较大差异,4组分模型所产气体主要是自由气,而5组分模型产出气主要是分散气。

由表2和图4可知,拟合后的相渗曲线参数及形态符合实验室测试所得泡沫油状态下相渗曲线特征,即气相相对渗透率较低且随含气饱和度增加小幅增长后骤然升高^[9],证明了压力衰竭试验拟合过程及拟合后参数的可靠性。

两组压力衰竭试验岩心及试验条件相同,只有压力衰竭速度不同,因此由图4可得:①压力衰竭速度越大,黑油模型气相相对渗透率越低,且压力衰竭速度只对含气饱和度小于40%时的气相相对渗透率曲线有影响;②4组分泡沫油模型气相相对渗透率曲线由自由气和溶解气两条气相相对渗透率曲线差值确定,5组分泡沫油模型气相相对渗透率位于上述两条气相相对渗透率曲线之间,两种模型具有一定的一致性;③5组分模型泡沫油状态下气相相对渗透率较常规溶解气驱相对渗透率低几个数量级,气体突破时相渗曲线上翘;④临界含气饱和度是压力衰竭速度的函数,压力衰竭速度越快,临界含气饱和度越高,同一含气饱和度下气相相对渗透率越低,从渗流机制角度解释了压力衰竭速度增大泡沫油溶解气驱开发效果变好的试验现象。

4 结 论

(1)与4组分及黑油模型相比,5组分泡沫油模型能够根据泡沫油油藏的开发过程细化组分,反映溶解气、分散气和自由气之间的转化过程,压力衰竭试验拟合结果最好,可以用于泡沫油油藏的模拟。

(2) S_{gr} 、 K_{rgl} 、原油黏度和 t_p 对黑油模型模拟结果影响较大,而 F_1 、原油黏度和 t_p 对泡沫油模型影

响较大。累积产油量和产气量随着 S_{gr} 和 K_{rgl} 的增大而增加;随着 F_1 的增大,4组分泡沫油模型累积产油量减少,累积产气量增加,而5组分泡沫油模型累积产油量和产气量均增加;随着原油黏度的增加,3种模型累积产油量和产气量均减少。

(3)随压力衰竭速度增大,生产气油比降低,最终采收率增加,泡沫油溶解气驱开发效果变好。

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] 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.
- [3] SHENG J J, MAINI B B, HAYES R E. Critical review of foamy oil flow [J]. Transport in Porous Media, 1999,35: 157-187.
- [4] SHENG J J. Modeling foamy oil flow in porous media[J]. Transport in Porous Media, 1999,35:227-258.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] BAYON Y M., CORDELIER P R, NECYIYX A. A new methodology to match heavy-oil long core primary depletion experiments[R]. SPE 75133, 2002.
- [8] 张艳玉, 吴晓东, 李洪君, 等. 复杂小断块油藏氮气吞吐数值模拟[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2009,33(1):83-86.
ZHANG Yan-yu, WU Xiao-dong, LI Hong-jun, et al. Numerical simulation of nitrogen stimulation for complex small fault block reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009,33(1):83-86.
- [9] 杨立民, 秦积舜, 陈兴隆. Orinoco 泡沫油的油气相对渗透率测试方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2008,32(4):68-72.
YANG Li-min, QIN Ji-shun, CHEN Xing-long. Testing method of oil and gas relative permeability of Orinoco foamy oil[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(4):68-72.
- [10] FIROOZABADI A, ARONSON A. Visualization and measurement of gas evolution and flow of heavy and light oils in porous media[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 1999,2(6):550-557.

(编辑 李志芬)