

文章编号:1673-5005(2010)05-0094-06

油藏多孔介质中泡沫体系的阻力特性评价及应用

尤 源¹, 岳湘安¹, 韩树柏², 赵仁保¹, 冯 兵¹

(1. 中国石油大学 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油辽河油田 金马采油厂, 辽宁 盘锦 124010)

摘要:为了建立多孔介质中泡沫体系阻力特性的有效评价方法,并依据此法指导泡沫体系的应用,以辽河油田海外河区块储层物性为例,通过物理模拟研究多孔介质中泡沫体系的阻力效应;提出多孔介质中泡沫封堵强度和有效期的量化指标,研究注入段塞、气液比及段塞组合对封堵效果的影响,并利用正交试验对上述参数进行优化;通过驱油试验考察优化后的泡沫体系改善波及系数、稳定产油速度、控制含水率的作用机制及提高采收率的效果。结果表明:所获取的量化指标能客观反映出多孔介质中泡沫体系的特性;试验条件下气液比和段塞组合对泡沫封堵强度和有效期的影响最大;优化后的体系在非均质储层模型中的两次封堵都取得了明显的增加产油速度和降低含水率的效果,提高采收率 10% 左右。

关键词:油藏; 多孔介质; 泡沫体系; 评价方法; 阻力特性; 海外河区块

中图分类号:TE 327 **文献标志码:**A **doi:**10.3969/j.issn.1673-5005.2010.05.017

Evaluation and application of resistance characteristics of foam system in reservoir porous media

YOU Yuan¹, YUE Xiang-an¹, HAN Shu-bai², ZHAO Ren-bao¹, FENG Bing¹

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Jinma Oil Production Plant, Liaohe Oilfield, PetroChina, Panjin 124010, China)

Abstract: In order to develop an effective evaluation method of resistance characteristics of foam in porous media and its application, the performance of foam in porous media and its mechanism for production stabilization and water-cut control in reservoir were studied. The experimental factors were selected according to physical properties of fluid and reservoir in Haiwaihe block, Liaohe Oilfield. The equilibrium resistance coefficient and the porous volume of water injection before foam failure were defined as the indexes representing plugging strength and valid period respectively. The influence of slug size, gas liquid ratio, slug combination on plugging effect was studied. Then, those factors were optimized using orthogonal test. The function of optimized foam to improve sweep efficiency, stabilize production, control water-cut and enhance oil recovery efficiency were also studied. The results show that, two defined indexes objectively reflect the real characteristics of foam in porous media and can be effectively referenced. Gas liquid ratio and slug combination are the most important factors influencing plugging strength and valid period under the given conditions in the case. Two rounds of plugging after water flooding all have effects on decreasing water-cut and increasing oil production. The oil recovery efficiency can be enhanced by 10% in average.

Key words: reservoirs; porous media; foam system; evaluation method; resistance characteristics; Haiwaihe block

向非均质油藏中注入泡沫体系可以选择性地降低不同渗透率层位的吸水能力,提高注入水的波及体积,对于油藏开发后期稳定产油速度、控制含水率(稳油控水)具有较大潜力,因而成为许多油田重点

研究的提高采收率技术^[1-3]。辽河油田海外河区块目前就处于开发后期,油井综合含水率普遍较高且上升速度快,产量递减严重,但采出程度不足 20%,急需采取有效措施稳油控水。泡沫体系在油田开发

收稿日期:2009-11-09

基金项目:国家科技重大专项(2008ZX05024-02);国家“973”重点基础研究发展规划项目(2006CB705805);国家科技支持计划项目(2007BAB17B05 和 2006BAB03B06)

作者简介:尤源(1982-),男(汉族),宁夏盐池人,博士研究生,主要从事提高采收率及油田化学方面的研究。

领域虽已应用多年,但到目前为止,其现场实施效果仍具有诸多不确定性。这客观上反映出人们对油藏中泡沫体系的作用规律及机制认识还不完善^[1,3]。近年来,有文献^[1,3-6]中提及多孔介质中的泡沫体系不同于体相泡沫,二者的稳定机制和作用方式有较大差异,应加以区别。笔者在模拟油藏环境的多孔介质模型中对泡沫体系进行研究,深化对多孔介质中泡沫体系稳定性和阻力效应的认识,探讨多孔介质中泡沫体系性能的表征方法,并依据新的表征方法优化现场操作参数,考察优化体系在非均质油藏中的稳油控水规律,从而为现场应用提供合理的工艺参数和方法指导。

1 泡沫在非均质岩心中的阻力效应

1.1 评价指标和方法

通过前期研究^[6-7]已经得到,对于泡沫体系,气体和液体测得的残余阻力系数不同,而海外河区块现场采用的是水驱方式,应用的目标是控水,故选用泡沫封堵前后水驱渗流的阻力差别来表征封堵效果。以往对泡沫体系封堵强度的研究多在均质岩心中进行,而泡沫特殊的选择性封堵效果更多在非均质储层中表现出来。因此,仅凭借均质岩心中的评价结果不能完全作为现场应用的依据。本文中使用了没有隔层的非均质长岩心,考察泡沫通过非均质岩心中表现出的综合阻力效应。该阻力既反映了泡沫体系与非均质岩心中的匹配性,也综合显示了其选择性,很好地表征了泡沫在实际油藏中的封堵效果。另外,研究表明^[3,6,8-9],不同压力对泡沫质量及稳定性的影响较大,因此区别以往多数文献报道的评价条件,在完全模拟油藏温度、压力条件的岩心中进行相关评价更符合实际应用要求^[10-11]。由于真实压力环境及非均质岩心中的评价区别于前期的常规评价,同时也为了指导现场应用,此处参考大庆油田现场的做法^[3],以阻力系数 R_F 作为泡沫在岩心中阻力的度量指标,其定义式为

$$R_F = \frac{\Delta p_f}{\Delta p_b}$$

式中, Δp_f 和 Δp_b 分别为相同流量下泡沫和盐水流经岩心的压力降, MPa。

1.2 评价装置及条件

采用地质露头砂压制而成的非均质储层模型^[12],岩心长 30 cm,横截面为 4.5 cm×4.5 cm 正方形,分高渗透层和低渗透层,两层厚度比为 1:1。区别于并联填砂管或并联岩心模拟方法,该岩心通过

一次性整体压制而成,可模拟没有隔层的非均质储层。根据海外河区块的渗透率分布特征制作的岩心,高渗透层渗透率为 1.413 μm^2 ,低渗透层渗透率为 0.15 μm^2 ,并将高渗透层置于下部,用来模拟正韵律储层。试验流程示意图见图 1。

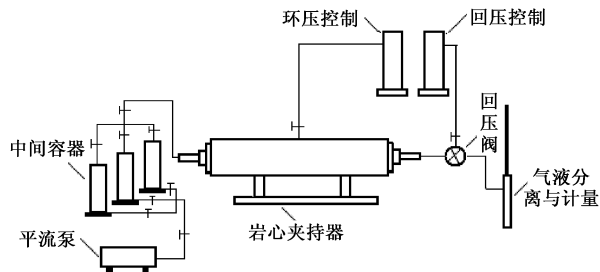


图1 试验流程示意图

Fig.1 Schematic diagram of experimental flowsheet

依照海外河区块地层温度确定试验测试温度为 45 ℃。所用的模拟矿化水是按该区块典型地层水(主要组成 $\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Cl^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} 浓度分别为 974.0, 504.26, 1412.6 和 195.5 $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$) 配制而成的,总矿化度为 3.7 g/L。表面活性剂为通过前期试验^[6-7]优选出来的发泡剂及稳泡剂配方。气体为工业用 N_2 。根据目标区块油井目前的动液面深度(0.9 ~ 1.1 km),试验回压可以控制在 6 MPa。

1.3 评价结果

泡沫封堵的有效期和封堵强度是现场尤为关注的参数^[1,3,6,13]。该参数的获得可为现场方案的选取及实施提供直接的参考依据。通过大量的试验发现,非均质岩心中泡沫封堵前后水渗流的典型阻力系数变化曲线如图 2 所示。阻力系数高于 1 的部分表明泡沫体系在多孔介质中表现出了比单相水渗流更强的阻力效应。阻力系数接近 1 时,也即阻力突降到接近于原始阻力时,就是泡沫封堵的失效点。

从图 2 可以看到,多孔介质中的泡沫体系存在一定的有效期,当后续水驱至一定程度后会发生突破,突破后封堵强度急剧下降,阻力系数很快就会接近或低于 1,此时封堵失效。在失效点,驱替流体在主要的渗流区域聚集连通,形成的封堵得到解除,渗流阻力降低至原始阻力。

定义如下两个参数作为后续试验的量化指标:①平衡阻力系数 R_{FA} ,指后续水驱时阻力系数达到稳定的平均阻力系数;②有效期 t_{PV} ,以阻力系数降低到 1 之前(即泡沫封堵后阻力系数高于原始水渗流的阻力系数)注入水的孔隙体积(V_p)倍数来衡量,认为在此期间泡沫是有效的。两项指标分别反映了多孔介质中泡沫封堵时的封堵强度及有效的封

堵时间。分别研究段塞量、气液比、段塞组合等对封堵效果的影响,综合前期试验结果及现场操作经验选取了各个因素的试验范围,进而通过正交试验对各个因素进行优化,结果见表 1。

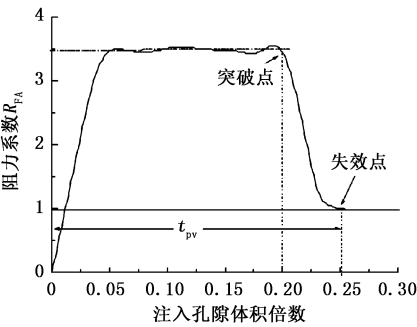


图 2 非均质岩心中泡沫封堵典型阻力系数变化曲线

Fig. 2 Typical resistance coefficient curve during foam plugging in heterogeneous core

表 1 正交试验及其结果 $L_9(3^4)$

Table 1 Orthogonal test $L_9(3^4)$ and its results

试验号	段塞量 (A)	气液比(B)	段塞组合(C)	空白 (D)	平衡阻力 系数 R_{FA}	有效期 t_{PV}
1	0.05	0.50	1	1	2.96	0.12
2	0.05	0.76	2	2	4.79	0.23
3	0.05	2.00	3	3	6.14	0.18
4	0.10	0.50	2	3	4.11	0.17
5	0.10	0.76	3	1	5.28	0.27
6	0.10	2.00	1	2	4.97	0.21
7	0.30	0.50	3	2	4.79	0.26
8	0.30	0.76	1	3	5.64	0.21
9	0.30	2.00	2	1	5.30	0.20

用直观分析法对各指标进行分析,结果见表 2。通过对 R_{FA} 的变化趋势分析得到各因素对平衡阻力系数的影响顺序为气液比>段塞组合>段塞量,最佳方案为 $A_3B_3C_3$ 或 $A_3B_2C_3$ 。对封堵有效期 t_{PV} 的影响顺序为段塞组合>气液比>段塞量,最佳方案为 $A_3B_2C_3$ 或 $A_2B_2C_3$ 。兼顾两项指标,可以选择 $A_3B_2C_3$ 为操作参数。

综合分析可见,封堵强度对气液比较为敏感,同时封堵有效期受气液比影响也较大。因为气体量影响生成的泡沫干度,同时还影响生成泡沫的表观黏度。气液比对封堵强度的影响规律为 $k_3>k_2>k_1$,即随着气液比增高封堵强度增加,这主要是气液比升高泡沫体系表观黏度会增大,故而封堵强度增加。但是,气液比增高,封堵有效期却不是单调增加的,从气液比对泡沫封堵有效期的影响规律 $k_2>k_3>k_1$ 来看,气液比过高可能会使有效期缩短,所以实现高效封堵不一定盲目追求注入气体量多。若注入的气

体太多,超过了多孔介质中所能捕获的气相饱和度之后,自由流动的气相会使其相渗透率恢复,从而增加窜流的机会。另外,物理模型中得到的适宜气液比上限可能低于现场数据,主要是由于试验模型的长度有限,不可能像油藏那样有足够的分散混合空间,气液比过高,很容易导致操作过程中窜流。据此推测至油藏条件下,气液比上限可在物理模拟结果的基础上适度增大。

表 2 试验结果分析

Table 2 Experimental results analysis

指标	k	段塞量	气液比	段塞组合	空白
R_{FA}	k_1	4.63	3.96	4.52	4.52
	k_2	4.79	5.24	4.74	4.85
	k_3	5.24	5.47	5.40	5.30
	R	0.62	1.52	0.88	0.78
	主次顺序	4	1	2	3
优化方案		$A_3B_3C_3$ 或 $A_3B_2C_3$			
t_{PV}	k_1	0.177	0.183	0.180	0.197
	k_2	0.217	0.237	0.200	0.233
	k_3	0.223	0.197	0.237	0.187
	R	0.048	0.053	0.057	0.047
	主次顺序	4	2	1	3
优化方案		$A_3B_2C_3$ 或 $A_2B_2C_3$			

段塞组合对封堵有效期的影响最大,这主要是由于多孔介质中阻力效应的形成与气液两相之间的分散程度密切相关。段塞组合对气液两相在孔隙介质中的初步分散起重要作用,分多个段塞注入后气液两相的分散程度加强,泡沫的形成效果较好,运移过程中彼此聚并的可能性减小,故有效期延长。同时可见,段塞组合对封堵强度的影响也较大,影响规律为 $k_3>k_2>k_1$,因为泡沫体系在多孔介质中的阻力效应由多个有效气液界面的阻力累加起来。分段塞注入增大了气体与表面活性剂的接触面积,增强了多孔介质中气、液间的分散程度(界面数增多),从而增大了阻力效果。当然从理论上分析,也不是无限增大段塞数量都有利于泡沫封堵,其极限情况就是气体和表面活性剂溶液同时注入,这种情况下泡沫体系的注入性就会变得很差。

段塞量对两项指标都有影响,且影响的规律都是 $k_3>k_2>k_1$,即段塞越大,封堵效果越强。但是,相比之下,段塞量又不是最重要的影响因素,因为在本文中一维物理模型中所考察的段塞范围都已经满足泡沫生成的最低需要。实际油藏是一个三维流动空间,并且渗流面积以注入井筒为中心向圆周扩大,那么注入的表面活性剂段塞在井筒附近的波及程度高,容易发泡。从这个意义上讲,本文中的试验条件

与实际油藏的近井范围比较相似,因此现场操作若是近井位置调剖就没有必要追求太大的表面活性剂段塞。至于段塞越大效果越好,主要是由于表面活性剂在孔隙介质中存在吸附损耗,使得不同大小的段塞其注入前缘的表面活性剂被稀释程度不同,所以对发泡效果产生影响。另外,由于渗流阻力不同,表面活性剂进入岩心后会不同层位形成不均匀分布,整体来看,主渗流区的波及范围更大(这种效果也是以往并联管试验没能模拟的)。这样,注入表面活性剂段塞量很大程度上影响泡沫体系在主渗流通道中的分布,故而影响后续水驱发生窜流的可能性。

2 改善水驱油效果

为了进一步认识泡沫在非均质储层中封堵后的产水规律及泡沫失效时间,同时也考察优化后的配方体系在含油储层中的发泡效果,了解其液流转向及改善非均质储层开发效果的能力,在非均质长岩心中进行模拟驱油试验。

2.1 试验装置及试验条件

所用试验装置及流程、岩心条件及所用矿化水同前述试验。所用模拟油用原油和煤油按一定比例混合配置而成,密度为 $0.93 \sim 0.96 \text{ g/cm}^3$, 45°C 条件下的黏度为 $10.74 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。依据海26块原始地层压力设置试验饱和油压力为 15 MPa ,回压仍然控制在 6 MPa 。

2.2 试验方法及步骤

试验的前期准备工作如下:连接好试验流程后,将干燥完毕的岩心装入夹持器;进行压力试验,保证系统密封,然后连续抽真空超过 24 h ;泵入矿化水之后用油驱水模拟束缚水及原始饱和条件。试验开始后,首先用水驱油(驱油速度为 0.71 m/d),当常规水驱含水率超过 98% 停止水驱,注入表面活性剂(发泡剂)段塞,然后注入 N_2 发泡(按优化后的参数操作,总段塞量为 $0.1V_p$,气液比为 0.76 ,分3次交替注入)。待发泡结束后,再次水驱,记录注入压力、地层产液组成及产液速度。

2.3 试验结果

在常规水驱之后共实施了两次泡沫封堵。两次封堵都产生了较明显的降低含水率和稳定产油速度的作用。

2.3.1 采收率及注入压力

不同开采阶段,采收率及驱替压差变化曲线如图3所示(常规水驱、第一次封堵后水驱、第二次封

堵后水驱在图中分别用Ⅰ区、Ⅱ区、Ⅲ区表示)。

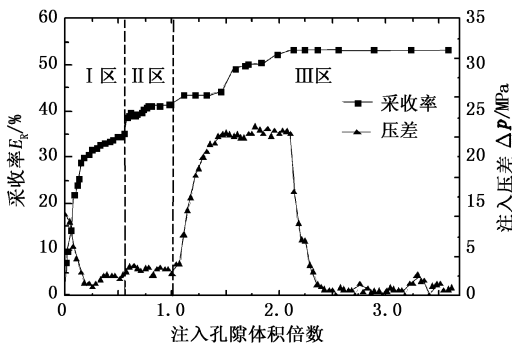


图3 试验过程中采收率及压力变化

Fig.3 Variation of recovery efficiency and pressure during experiment

由图3可见,常规水驱采收率为 34.3% ,这与一般物理模拟试验结果基本吻合^[9-10,15-16]。在实施第一轮封堵后,采收率增加幅度为 7.1% ,而第二轮封堵后采收率增加 11.9% ,最终达到 53.3% 。可见两次封堵效果都比较明显,达到了预期效果,提高采收率幅度较大,说明所选择的泡沫体系在水驱后的含油孔隙介质中完全可以发泡并实现封堵。第二次封堵效果较第一次更好,可能的原因是通过第一次封堵后,孔隙空间中的油、水分布状况得到了改善,主渗流通道含油饱和度降低,对后续泡沫的稳定性影响变小,泡沫强度和稳定性都增强,故而后续水驱波及体积更大,提高采收率幅度更高。

由注入压差变化过程可见:常规水驱结束时,岩心两端压差基本在 $2 \sim 3 \text{ MPa}$,当进行了第一轮封堵后,驱替压差有小幅增高,约为 5 MPa ,并伴随有小幅的震荡;实施第二轮封堵后,驱替压差大幅度升高,最高可达 20 MPa 左右,并且在相应时刻仍然出液,说明泡沫体系只是封堵了高渗透通道(产油特征也说明了这点)。当发生窜流后,驱替压差变得很小。通过注入压力变化特征也可以看到,泡沫第一次封堵的效果不如第二次好,主要原因是孔隙中的剩余油对泡沫稳定性的影响^[21]。可见,孔隙介质中泡沫的产生和稳定与岩心中的饱和历史及其中的各种流体分布有关。

2.3.2 产油速度及含水率

不同开采阶段产油速度及含水率变化如图4所示。

由图4可见,常规水驱末期,产油速度较低。通过实施两次封堵后再分别进行水驱,产油速度都有明显提高。同时还可以看出,产油速度也在不停波动,这与泡沫在孔隙介质中的不断运移及分散特征

有关。这种孔隙介质中分散的气体不断运移并向前突破的过程就是泡沫封堵及提高波及区域内驱油效率的机制^[22-23]。两次封堵见效期都较长,后续水驱 $0.5V_p$ 内都能很好地稳定产油速度,尤其第二次封堵,稳定时间更长,达到了设计目标。这些数据也间接说明在含油储层中泡沫的产生及分布与单相液体环境有差异,受进入区域限制,封堵目标也更集中有效。

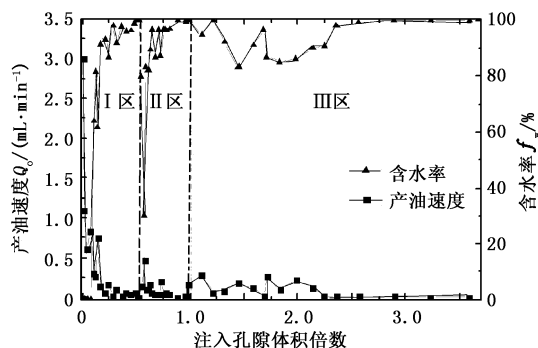


图4 试验过程中产油速度及含水率变化

Fig.4 Variation of oil production rate and water cut during experiment

由含水率变化曲线可见,在常规水驱末期,含水率已近于100%,实施泡沫封堵后含水率明显降低,有效期内降幅可达20%左右。第二轮封堵后,含水率可在80%~90%内维持较长的开采时期。试验表明,注入发泡剂在岩心实施泡沫封堵,达到了降低开采后期含水率的目的。驱油试验中泡沫体系的有效作用期及作用强度与非均质岩心中的评价结果相符合,也说明多孔介质中的评价结果客观反映了多孔介质中泡沫的特性,其评价结果为后续矿场试验提供了基础。

3 结论

(1)提出的泡沫体系封堵强度及有效期的量化指标能客观反映多孔介质中泡沫体系的特性,较好地表征孔隙介质中泡沫体系的阻力效应和稳定性。

(2)试验条件下气液比对平衡阻力系数的影响最大,其次分别为气液段塞组合和段塞量;气液段塞组合对泡沫在岩心中的封堵有效期影响最大,其次是气液比和段塞量。

(3)依据多孔介质中泡沫体系的评价对段塞量、气液比、段塞组合等现场应用的关键技术参数进行优选,在非均质储层模型驱油试验中取得了明显的增油降水效果。

参考文献:

- [1] 岳湘安,王尤富,王克亮. 提高石油采收率基础[M]. 北京:石油工业出版社,2007.
- [2] LARRY W. Enhanced oil recovery[M]. New Jersey: Englewood Cliffs, 1989.
- [3] 郭万奎,廖广志,邵振波,等. 注气提高采收率技术[M]. 北京:石油工业出版社,2003.
- [4] GAUGLITZ P A, FRIEDMANN F, KAM S I, et al. Foam generation in homogeneous porous media[J]. Chemical Engineering Science, 2002,57:4037-4052.
- [5] 廖广志,李立众,孔繁华,等. 常规泡沫驱油技术[M]. 北京:石油工业出版社,2002.
- [6] 赵仁保,岳湘安,柯文奇,等. 氮气泡沫体系稳定性的影响因素研究[J]. 石油学报,2009,30(1):84-87. ZHAO Ren-bao, YUE Xiang-an, KE Wen-qi, et al. Study on influence factors for stability of nitrogen foam system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009,30(1):84-87.
- [7] 赵仁保,吴亚红,王占军,等. 泡排剂性能评价实验研究[J]. 天然气技术,2008,2(3):35-37. ZHAO Ren-bao, WU Ya-hong, WANG Zhan-jun, et al. Experimental research and assessment on foaming agent performance[J]. Natural Gas Technology, 2008,2(3):35-37.
- [8] DICKSEN Tanzil. Foam generation and propagation in heterogeneous porous media[D]. Houston Texas: Rice University, 2001.
- [9] 刘新光,程林松,庞占喜. 多孔介质中稳定泡沫的封堵性能试验研究[J]. 石油天然气学报,2008,30(4):129-132. LIU Xin-guang, CHENG Lin-song, PANG Zhan-xi. Experiment study on the blocking performance of nitrogen foam in porous media[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008,30(4):129-132.
- [10] 徐晖,秦积舜,姜汉桥. 多元泡沫复合驱宏观渗流机理的三维物理模拟研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008,27(1):110-114. XU Hui, QIN Ji-shun, JIANG Han-qiao. 3D physical simulation about macroscopic flow mechanisms for multi-component foam flooding[J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2008,27(1):110-114.
- [11] SHI J X. Simulation and experimental studies of foam for enhanced oil recovery[D]. Texas: The University of Texas at Austin,1996.
- [12] 高建. 储层物理模型的研制及应用[D]. 北京:中国石油大学石油天然气工程学院,2007. GAO Jian. A study on reservoir physical model making and its application[D]. Beijing: Faculty of Petroleum

- Engineering in China University of Petroleum, 2007.
- [13] HIRASAKI G J, MILLER C A, SZAFRANSKI R, et al. Field demonstration of the surfactant foam process for aquifer remediation[R]. SPE 39292, 1997.
- [14] 周国华,宋兴旺,王其伟,等. 泡沫复合驱在胜利油田的应用[J]. 石油勘探与开发,2006,33(3):369-372.
ZHOU Guo-hua, SONG Xing-wang, WANG Qi-wei, et al. Application of foam combination flooding in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006,33(3):369-372.
- [15] 王杰祥,李娜,孙红国. 非均质油层空气泡沫驱提高采收率试验研究[J]. 石油钻探技术,2008,36(2):4-8.
WANG Jie-xiang, LI Na, SUN Hong-guo. Experiment study of improved oil recovery through air foam flooding in heterogeneous reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008,36(2):4-8.
- [16] 李兆敏,孙茂盛,林日亿,等. 泡沫封堵及选择性分流实验研究[J]. 石油学报,2007,28(4):115-118.
LI Zhao-min, SUN Mao-sheng, LIN Ri-yi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(4):115-118.
- [17] 庞占喜,程林松,陈月飞,等. 常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术研究[J]. 石油学报,2007,28(5):99-102.
PANG Zhan-xi, CHENG Lin-song, CHEN Yue-fei, et al. Study on nitrogen foam anti-water—coning technology for conventional heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2007,28(5):99-102.
- [18] 彭昱强,徐绍诚,莫成孝,等. 渤海稠油油田氮气泡沫调驱室内实验研究[J]. 中国海上油气,2008,20(5):309-312.
PENG Yu-qiang, XU Shao-cheng, MO Cheng-xiao, et al. A laboratory research on nitrogen foam adjustment of oil displacement in Bohai heavy oilfield[J]. China Off-shore Oil and Gas,2008,20(5):309-312.
- [19] ZITHA Pacellil J. Foam drainage in porous media[J]. Transport in Porous Media,2003, 52:1-16.
- [20] KOVSCEK A R, BERTIN H J. Foam mobility in heterogeneous porous media [J]. Transport in Porous Media, 2003,52:17-35.
- [21] 张艳娟. 氮气泡沫调驱用泡沫剂性能评价[J]. 精细石油化工进展,2006,7(9):8-12.
ZHANG Yan-juan. Evaluation of nitrogen foaming agent for profile modification [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2006, 7(9): 8-12.
- [22] APAYDIN O G, KOVSCEK A R. Transient foam flow in homogeneous porous media: surfactant concentration and capillary end effects[R]. SPE 59286, 2000.
- [23] 郭尚平,黄延章,周娟,等. 物理化学渗流微观机理[M]. 北京:科学出版社,1990.

(编辑 李志芬)

(上接第93页)

- [24] 胡茂焱,尹文斌,郑秀华,等. 钻井液流变参数计算软件的开发及流变模式的优化[J]. 钻井液与完井液, 2005,22(1):28-30.
HU Mao-yan, YIN Wen-bin, ZHENG Xiu-hua, et al. A drilling fluid rheological parameter calculation software and the rheological model's optimization [J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2005,22(1):28-30.
- [25] 周长虹,崔茂荣,黄雪静. 钻井液常用流变模式及其优选方法[J]. 中国科技信息, 2005,22:86-87.
ZHOU Chang-hong, CUI Mao-rong, HUANG Xue-jing. Conventional rheological models and optimization methods of drilling fluids[J]. China Science and Technology Information, 2005,22:86-87.
- [26] 张辉,樊洪海,逢淑君. 钻井液流变参数计算方法及现场应用软件开发[J]. 西部探矿工程, 2008,20(2):72-73.
ZHANG Hui, FAN Hong-hai, PANG Shu-jun. Calculation methods of rheological parameters of drilling fluid and on-site calculation software development[J]. West-China Exploration Engineering, 2008,20(2):72-73.

(编辑 李志芬)