泡沫封堵能力影响因素实验研究

张广卿[1], 刘 伟[2], 李 敬[2], 李兆敏[2]
(1. 中国石化股份胜利油田分公司 采油工程处,山东 东营 257000;
2. 中国石油大学(华东) 石油工程学院,山东 青岛 266555)

摘要:按照均匀设计的实验方法进行了 12 组室内泡沫封堵实验,利用回归分析法,得到了泡沫的阻力因子和残余阻力因子与地层渗透率、气液比、注入量、注入速度和稳泡剂质量浓度 5 个因素的经验公式。研究结果表明,该公式具有较高的准确性,误差小于 13%;渗透率和气液比是影响泡沫封堵能力的最主要因素,随着渗透率和气液比的增加,泡沫的封堵能力均呈现先增加后减小的趋势;泡沫封堵窜流通道的能力较弱,在气液比为 1∶1 时可达到最好的封堵效果;泡沫注入后,岩心中气相饱和度迅速升高,在后续注水阶段,气相饱和度降低,但存在一定幅度的波动,注入 6 倍孔隙体积的水后,岩心中气相饱和度仍维持在 45% 左右。

关键词:泡沫 封堵能力 均匀设计 气相饱和度 回归分析
中图分类号:TE357 **文献标识码:**A **文章编号:**1009-9603(2012)02-0044-03

泡沫一般是指不溶性或微溶性的气体分散于液体中所形成的分散体系。泡沫的这种独特结构决定了其具有摩阻低、密度可调、滤失低、返排及携岩能力强、"堵大不堵小"和"堵水不堵油"等优点[1-4],因此广泛应用于冲砂洗井、分流酸化、调剖堵水等方面。但泡沫是一种非牛顿流体,其在多孔介质中的封堵能力受到多个因素的影响[5-7],为了能在可操作范围内分析各因素对泡沫封堵能力的影响程度,利用均匀设计实验方法进行了研究,并采用回归分析法对实验结果进行了回归,得到地层渗透率、气液比、注入量、注入速度和稳泡剂质量浓度 5 个因素对泡沫封堵能力影响的经验公式。

1 实验准备

1.1 实验方案

影响泡沫封堵能力的因素很多,实验主要针对地层渗透率、气液比、泡沫注入量、注入速度和稳泡剂质量浓度 5 个因素进行研究,每个因素选定 12 个水平。如果利用正交实验设计方法,可以做到实验点在整个实验区域内的"均匀分散"和"整齐可比",但需要做 12^2 共 144 次实验,由于工作量太大而无法实现。因此选用均匀设计实验方法,该方法于 20 世纪 80 年代由王元及方开泰[8]提出,由于其可以实现实验点在实验区域内均匀分散的同时大大减少实验次数,从而获得了广泛的应用。利用均匀设计方法计算出具体实验方案中的参数(表 1)。为了能更为直观地比较不同方案中泡沫的封堵能力,主要选取泡沫的阻力因子和残余阻力因子作为评价指标,实验中测出不同因素下这两者的值,并利用回归分析得到阻力因子、残余阻力因子与各因素间的关系。

表 1 泡沫封堵能力影响因素实验方案

编号	渗透率/μm²	注入孔隙体积倍数	注入速度/(mL·min⁻¹)	稳泡剂质量浓度/(mg·L⁻¹)	气液比
1	0.2	3.4	0.8	450	1∶4
2	0.6	1.8	1.7	1 050	1∶3.5
3	1	0.2	2.6	1 650	1∶3
4	2	3.8	3.5	300	1∶2.5
5	3	2.2	0.5	900	1∶2
6	5	0.6	1.4	1 500	1∶1.5
7	7	4.2	2.3	150	1∶1
8	10	2.6	3.2	750	1.5∶1
9	15	1	0.2	1 350	2∶1
10	20	4.6	1.1	0	2.5∶1
11	25	3	2	600	3∶1
12	30	1.4	2.9	1 200	3.5∶1

1.2 实验药品及装置

实验药品包括起泡剂 FA220,是一种阴离子磺酸盐表面活性剂;稳泡剂 HPAM(聚丙烯酰胺)。实验过程中所用岩心为填砂管模型,填砂管直径为

收稿日期:2011-12-31。
作者简介:张广卿,男,高级工程师,从事采油工程技术研究和管理工作。联系电话:(0546)8555588,E-mail:zhangguangqing.slyt@sinopec.com。
基金项目:国家科技重大专项"油田开采后期提高采收率新技术"(2011ZX05009-004)。

2.54 cm，长度为 60 cm，实验装置见文献[9]。

2　实验结果及分析

2.1　阻力因子与残余阻力因子经验公式回归

由实验结果(表 2)可以看出，泡沫的阻力因子为 19.45 ~ 289.74，残余阻力因子为 14.50 ~ 74.47，泡沫在岩心中均形成较好的封堵效果。

表 2　泡沫阻力因子影响因素实验结果

编号	实测渗透率/μm²	水驱压差/MPa	泡沫驱压差/MPa	后续水驱压差/MPa	阻力因子	残余阻力因子
1	0.168 9	0.109 515	2.13	1.75	19.45	15.98
2	0.518 1	0.075 866	1.56	1.10	20.56	14.50
3	0.945 1	0.063 607	1.41	1.21	22.17	19.02
4	2.006 8	0.040 325	0.99	0.75	24.55	18.60
5	2.935 2	0.004 7	0.68	0.35	144.68	74.47
6	5.354 5	0.006 045	0.34	0.21	56.24	34.74
7	6.875 6	0.007 734	0.89	0.47	115.08	60.77
8	9.664 9	0.007 655	0.37	0.25	48.33	32.66
9	14.853 9	0.001 557	0.035	0.025	22.48	16.06
10	19.921 2	0.001 277	0.37	0.08	289.74	62.65
11	24.813 7	0.001 864	0.17	0.075	91.20	40.24
12	30.686 5	0.002 185	0.06	0.05	27.46	22.88

根据表 2 中的实验结果，利用 SPSS 软件进行非线性回归分析，得到阻力因子及残余阻力因子关于其他 5 个因素的非线性回归分析公式分别为

$$R_f = \frac{-0.002(K-23.004K^2)\,e^{q}v^{0.5}(r-0.310r^2)+257.882}{4.533+c} \tag{1}$$

$$R_{ff} = \frac{0.266(K-0.036K^2)\,e^{q}v^{0.2}(r-0.308r^2)+110.245}{3.065+c} \tag{2}$$

式中：R_f 为阻力因子；K 为渗透率，μm²；q 为泡沫注入孔隙体积倍数；v 为注入速度，mL/min；r 为泡沫在注入条件下的气液比(体积流量比)；c 为泡沫中稳泡剂质量浓度，g/L；R_{ff} 为残余阻力因子。

阻力因子和残余阻力因子关于其他 5 个因素公式的相关系数分别为 0.795 和 0.850，表明相关性较好。为了进一步验证公式的准确性，选取不同渗透率的岩心进行泡沫驱，对阻力因子和残余阻力因子的实测值与公式计算值进行了对比(表 3)。

由表 3 可以看出，阻力因子和残余阻力因子的实测值与计算值误差一般在13%以内，表明式(1)和式(2)可以较为准确地描述泡沫阻力因子和残余阻力因子与渗透率、泡沫注入量、注入速度、气液比及稳泡剂质量浓度的关系。

表 3　实测结果与回归结果对比

渗透率/μm²	阻力因子			残余阻力因子		
	实测值	计算值	误差,%	实测值	计算值	误差,%
0.309	93.5	85.2	8.88	47.6	52.5	10.30
2.641	169.1	180.1	6.51	134.2	126.2	5.96
5.312	234.7	251.8	7.29	153.4	140.7	8.28
9.687	311.8	322.1	3.30	70.2	61.4	12.54

2.2　阻力因子与残余阻力因子的影响因素

根据实验结果和回归分析，得到了渗透率和气液比对泡沫阻力因子和残余阻力因子的影响规律(图 1，图 2)。

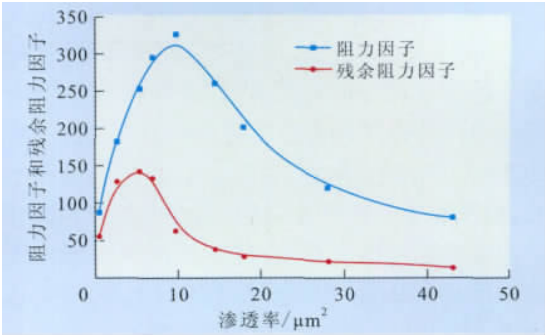

图 1　泡沫阻力因子和残余阻力因子与渗透率的关系

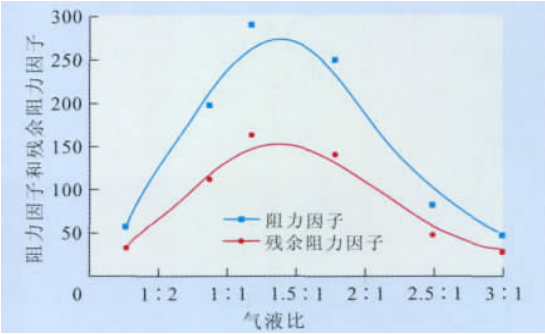

图 2　泡沫阻力因子和残余阻力因子与气液比的关系

由图 1 可见，当岩心渗透率小于 10 μm²时，阻力因子随渗透率增加而增加；当岩心渗透率大于 10 μm²时，阻力因子随渗透率的增加而降低；渗透率约为 10 μm²时，阻力因子达到最大值，主要因为泡沫是一种非牛顿流体，具有剪切变稀特性，其在岩心中的封堵作用主要依靠气体的贾敏效应，在渗透率较低时由于具有较强的剪切应力，泡沫流体粘度降低，因此随着渗透率增加，泡沫封堵效果也变强。但是在渗透率超过 10 μm²后，岩心中孔喉变大，气体的贾敏效应减弱，导致泡沫的封堵能力开始降低。残

余阻力因子在渗透率约为 6 μm^2 时达到最大值，当渗透率大于 6 μm^2 时，残余阻力因子随着渗透率增加迅速降低。对于渗透率大于 10 μm^2 的岩心，泡沫驱时封堵作用较强，而后续水驱封堵作用迅速降低，表明泡沫流体封堵窜流通道的能力较弱[10-12]。

由图 2 可以看出，当气液比为 1∶1～2∶1 时，泡沫的阻力因子和残余阻力因子较大，泡沫具有较好的封堵作用，但考虑在较大气液比的情况下，泡沫破裂产生的气体较多，容易形成气窜，对后续驱替流体产生不利影响。因此，气液比为 1∶1 左右时可取得较为理想的封堵效果。

2.3　气相含量在岩心中的变化规律

泡沫的封堵主要依靠气体的贾敏效应而产生，岩心中是否存在气体是泡沫能否起到封堵作用的关键，为了研究泡沫驱替过程中岩心内气相含量的变化，分别将 7 号实验注入泡沫过程中压力及气相含量变化绘制成图(图 3，图 4)。将气相饱和度定义为岩心中气体体积所占总孔隙体积的百分比。从图 3 和图 4 可见，随着泡沫的注入，岩心注入压差不断上升，泡沫在岩心中产生封堵；岩心中的气相饱和度随着泡沫的注入迅速升高，且在短时间内即可达到较高水平，气相饱和度的升高有利于降低水相相对渗透率；在后续注水阶段，由于泡沫流体被驱替出岩心，气相饱和度有一定程度的降低；但是由于岩心中压力的不断降低和气体较好的压缩性，导致气相饱和度在某一阶段有一定程度的升高，在后续水驱达到 5 倍孔隙体积以后，岩心中的气相饱和度仍然维持在约 45%，说明有大量的气体被圈闭在孔隙中，这对于泡沫的残余阻力因子具有正面的影响。

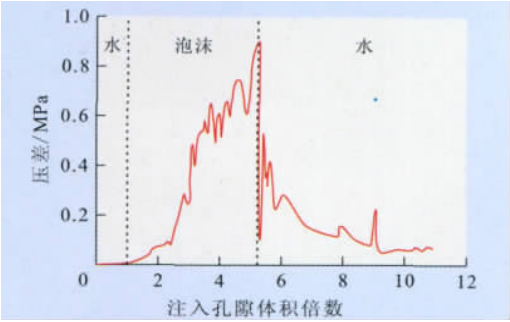

图 3　泡沫注入孔隙体积倍数与岩心压差的关系

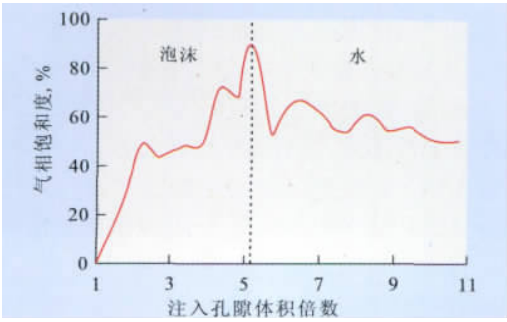

图 4　泡沫注入孔隙体积倍数与气相饱和度的关系

3　结论

利用非线性回归分析法得出的公式可以较为准确地描述泡沫的阻力因子和残余阻力因子与地层渗透率、气液比、泡沫注入量、注入速度及稳泡剂质量浓度的关系。

渗透率和气液比是影响泡沫封堵能力的最主要因素，随着渗透率和气液比的增加，泡沫的封堵能力均呈现先增加后减小的趋势，在气液比约为 1∶1 时，可取得较好的封堵效果。注入泡沫后，岩心中的气相饱和度会迅速升高，后续水驱阶段，气相饱和度会有一定程度的降低，且有一定幅度的波动，但仍有占孔隙体积约 45% 的气体被圈闭在岩石孔隙中，这对于泡沫的残余阻力因子具有正面的影响。

参考文献：

[1] 李兆敏. 泡沫流体在油气开采中的应用[M]. 北京：石油工业出版社，2010.
[2] 赵淑霞，彭彦素，于红军，等. 氮气泡沫驱提高高渗透特高含水油藏采收率技术[J]. 油气地质与采收率，2010，17(2)：74－76.
[3] 赵金省，张明，李天太，等. 基于均匀设计的泡沫渗流阻力因子影响因素研究[J]. 钻采工艺，2009，32(4)：74－78.
[4] 唐纪云. 注水开发稠油油藏氮气泡沫调驱技术[J]. 石油钻采工艺，2009，31(5)：93－97.
[5] 王其伟，郭平，李雪松，等. 泡沫体系在不同渗透率级差双管模型中的驱油效果[J]. 大庆石油学院学报，2008，32(6)：39－44.
[6] 王军志. 高温高压条件下 DP－4 泡沫剂的稳定性能评价[J]. 油气地质与采收率，2009，16(1)：66－68.
[7] Quoc P Nguyen，Peter K Currie，Marten Buijse，et al. Mapping of foam mobility in porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering，2007，58(5)：119－132.
[8] 方开泰. 均匀设计与均匀设计表[M]. 北京：科学出版社，1994.
[9] 李兆敏，刘伟，李松岩，等. 多相泡沫体系深部调剖实验研究[J]. 油气地质与采收率，2012，19(1)：55－58.
[10] 刘伟，李兆敏，李松岩. 非均质地层泡沫调驱提高采收率实验[J]. 石油化工高等学校学报，2011，24(5)：26－30.
[11] 杨浩，岳湘安，赵仁保，等. 多孔介质中泡沫封堵有效期评价[J]. 石油学报，2009，30(5)：735－740.
[12] 梁于文，熊运斌，高海涛，等. 强非均质性油藏空气泡沫调驱先导试验——以胡状集油田胡 12 断块为例[J]. 油气地质与采收率，2009，16(5)：69－71.

编辑　刘北羿

concentration is greater than 1 500 mg/L, as the concentration increasing, the increasing rate of plugging rate decreases.
Key words: pore scale; elastic microspheres; profile control and flooding; maximum deforming migration pressure gradient; plugging efficiency
Lei Guanglun, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Zhang Guangqing, Liu Wei, Li Jing et al. Experimental study on the factors influencing the blocking ability of foam. *PGRE*, 2012, 19(2): 44-46.

Abstract: A uniform design method is implemented to study the affecting factors relevant to foam blocking ability in lab. And, two empirical formulae of foam resistance factor and foam residual resistance factor are established with five factors: permeability, gas to liquid ratio, injection volume, injection rate and concentration of foam stabilizer. The results indicate that these formulae have a high accuracy whose error is less than 15%. Permeability and gas to liquid ratio are the most influential factors of foam blocking ability. As the rise of permeability and gas to liquid ratio, the blocking ability is improved first and then reduced. After the injection of foam, gas phase saturation increases rapidly in the core, but decreases in the phase of following water injection accompanying with fluctuation. When 6 PV water is injected, gas phase saturation can still be kept at 45%.
Key words: foam; blocking ability; uniform design; gas phase saturation; correlation analysis
Zhang Guangqing, Oil Production Engineering Department, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

Sun Jianfang. Study and application on HDNS technology to develop shallow and thin super heavy oil reservoirs. *PGRE*, 2012, 19(2): 47-49.

Abstract: Chunfeng heavy oil field is located in Junggar basin, western China. Ground degassing viscosity is commonly higher than 5×10^4 mPa · s. The depth of the heavy oil play ranges from 400 to 500 m underneath with 2-6 m of net pay. Porosity is about 30% and permeability ranges from $5\ 000\times10^{-3}$ to $6\ 000\times10^{-3}\ \mu m^2$. Traditional development techniques such as steam-injection using vertical well are not effective due to tremendous heat losses, limited heat radius within thin layers and low drainage energy. In this study, it shows that super heavy oil is non-Darcy flow in porous media. In order to improve steam quality and enhance steam sweep efficiency, new techniques combing horizontal well assisted steam injection with N_2 and solvent are proposed to develop this kind of heavy oil reservoirs. Study also shows that high efficient solvent may decrease the viscosity of the heavy oil around wellbore and increase injection steam quality; meanwhile, N_2 assisted steam injection may increase the volume of injection steam, enhance the drainage energy, and decrease heat losses around wellbore and make steam reach overburden effectively. By means of plug injection of solvent and N_2 assisted by horizontal wells, super heavy oil may be recovered effectively. Moreover, well patterns, the extendibility of horizontal well steam flooding and economic-technique limits are studied. Based on the research, related thermal chemical techniques are successfully developed. Those techniques are proved to be very effective for the development of shallow and thin super heavy oil reservoirs.
Key words: super heavy oil; horizontal well; dissolver; N_2; Chunfeng oilfield; Junggar basin
Sun Jianfang, School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China

Dong Xiaohu, Liu Huiqing, Zhang Hongling et al. Experimental and simulation study of hot-water flooding of heavy oil reservoirs after steam injection. *PGRE*, 2012, 19(2): 50-53.

Abstract: Steam injection is the main development mode for heavy oil reservoirs now. With the accelerating of exploitation, a great number of heavy oil reservoirs have reached the later stage of steam injection development. Poor effect on steam injection has gradually become the important problem of heavy oil reservoirs development. Using the experimental and simulation method, this paper aims at the residual oil of thermal production, and studies the alternative mode of heavy oil reservoirs after steam injection. We establish the models of converting into hot-water flooding under different temperature and different moment. The models of water alternative steam process and nitrogen foam hot-water flooding have also been set up. Then, we also establish the numerical models with different layer height, different rhythm and different heterogeneity. Results indicate that converting into hot-water flooding with 120 ℃ when the recovery of steam injection is 22% will get a great recovery performance. The reservoirs with a reverse rhythm where the layer thickness is greater than 5 m and the coefficient of variation less than 0.4 converting into hot-water flooding can yield a good recovery.
Key words: heavy oil reservoirs; steam flooding; hot-water flooding; sweep efficiency; coefficient of variation
Dong Xiaohu, MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Zhang Jianhua. Study of crosslinking and transport blocking properties of polymer gel system in porous media. *PGRE*, 2012, 19(2): 54-56.

Abstract: The polymer gel is a cross-linking system consisted of partially hydrolyzed polyacrylamide HPAM solution and organic chromium (Cr^{3+}) crosslinker. ESEM2020 type environmental scanning electron microscopy, polymer gel dynamic crosslinking and seepage law experimental setup and unconsolidated sand model with different specifications are adopted for studying micro-cross-linked mechanism of polymer gel system dynamic cross-linking performance in porous media and transport blocking properties in rock cores. The experimental results show that the polymer molecules are arranged in star-shaped structure at the microcosmic view, and the polymer gel shows chain-like fractal structure microscopically, which is the result of cross-linking between