

内源微生物驱油激活配方 筛选评价指标探讨

代学成¹, 王红波¹, 许念¹, 刘娟¹, 崔庆峰²

(1. 中国石油新疆油田公司 勘探开发研究院 新疆 克拉玛依 834000;

2. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院 河北 廊坊 065007)

摘要:通过室内摇瓶实验和岩心驱油实验,系统分析了油田内源微生物激活实验过程中各项参数的变化规律,包括激活内源菌总菌数、6类内源菌菌数、水相pH值、乙酸根离子质量分数、水相粘度、水相表面张力、油相粘度、密度,实验产出气体体积、油水乳化效果和岩心驱油提高采收率值等。不同激活实验结果表明:内源菌总菌数可增加3个数量级以上;有益内源菌菌数可增加2个数量级;水相中的乙酸根离子质量分数和水相粘度有所增加;实验中可以产出不同体积的气体,气体成分主要为CO₂;油水乳化效果差异较为明显;岩心驱油提高采收率值为6%~9%;上述参数变化具有一定的规律性,与微生物驱提高采收率机理一致,可以作为内源微生物驱激活配方筛选的评价指标参数。

关键词:内源微生物 激活 提高采收率 驱油技术 配方筛选

中图分类号:TE357.9

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2012)02-0037-04

内源微生物驱油技术是通过调整油层内部固有微生物群落的代谢关系和生物活性来提高原油采收率的一种新的微生物采油技术^[1-2]。内源微生物驱油矿场应用的技术关键是筛选适合油藏的激活配方体系^[3]。对内源微生物驱激活配方体系的筛选和评价方法及标准鲜有文献报道^[4-7],目前中国还没有统一的规范。这一问题制约了内源微生物驱激活配方体系的进一步深入研究。因此,笔者通过大量的室内激活实验数据,较为系统地分析了激活配方的筛选评价方法和指标,对探讨建立内源微生物驱激活配方的筛选方法和评价标准具有一定的借鉴意义。

1 实验材料与方法

1.1 实验材料

实验用水为克拉玛依油田地层水和注入水;实验用油为克拉玛依油田试验井井口原油;试剂包括甜菜糖蜜、磷酸氢二氨(分析纯)、氯化铵(分析纯)、硝酸钠(分析纯)。采用了油田内源菌测试瓶(自制)等仪器^[8]。

1.2 实验方法

摇瓶实验方法 将地层水和注入水按一定比例混合,分装于无菌三角瓶中,各加入体积分数为10%的原油,再加入以甜菜糖蜜为主要成分的不同配方激活剂^[9]。用橡胶塞密封三角瓶瓶口,隔绝空气,置恒温摇床中避光培养,温度为20.6℃(油藏温度),转速为80 r/min。

定期取各个处理样品,分别用LB平板测定激活液的内源菌总菌数,6类测试瓶测定6类内源菌菌数,pH计测定水相pH值,离子色谱仪测定水相乙酸根离子质量分数,旋转粘度仪测定水相和油相粘度,旋滴界面张力仪测定水相表面张力^[10],密度仪测定原油密度;对瓶口产出气体体积进行测量;同时,对各处理样品的油水乳化效果进行观察,依照评分标准(表1)给予评分。

岩心驱油实验方法 实验用人造胶结岩心,模拟油藏渗透率,在油藏温度(20.6℃)下进行岩心驱油评价实验^[11-12]。实验步骤为岩心气测渗透率—岩心抽真空饱和地层水—岩心水测渗透率—岩心造束缚水—饱和原油—一次水驱至含水率为98%—注入0.2倍孔隙体积的激活剂—注入0.2倍孔隙体

表 1 油水乳化效果评分标准

分值	乳 化 效 果 描 述
0	无效。油水分层明显,下层水相清澈,摇晃后油珠颗粒与反应前空白一致
1	见效。摇晃后油水少量互溶,油珠颗粒比空白小;或者原油与地层水发生油包水乳化,油相体积明显增加,流动性变差
2	效果较好。摇晃后油水能够部分互溶,下层水相颜色加深,油珠颗粒比空白和分数为 1 时更小
3	效果好。摇晃后油水能够部分混溶,下层水相为褐色或黄褐色,油珠为小珠状,直径为 1~2 mm 左右。摇晃后油水部分混溶,两相分层较慢
4	效果很好。摇晃后油水大部分混溶,下层水相为深褐色,油相为细末状。摇晃后油水基本完全混溶,两相分层更慢
5	效果最好。轻微摇晃后油水完全混相,油水相界面线不明显或者无油水相界面线。摇晃混相后,静置较长时间不分层,原油不沾壁

积的空气—关闭模型 10 d—二次水驱至含水率为 98%—计量驱替出的油量—计算最终采收率。

2 结果与讨论

2.1 内源菌菌数

由摇瓶实验中激活内源菌总菌数随时间的变化可以看出,甜菜糖蜜激活配方可以快速启动油藏水中的内源菌生物链,菌数上升很快,在第 5~6 d 就能达到最高值,之后下降较快,推测是因为加入的甜菜糖蜜碳源已被消耗殆尽。

由不同激活配方激活 6 类内源菌计数结果(表 2)可以看出,不同的激活配方都能有效激活内源菌,使内源菌的总菌数提高了 3~4 个数量级;同时,

表 2 不同激活配方激活培养后的内源菌总菌数和 6 类内源菌菌数

类别	总菌数	TGB	HOB	NRB	SRB	FMB	PMB
空白样	2.1×10^6	1×10^6	0.5×10^6	0.9×10^5	未检测出	2.0×10^4	未检测出
配方 1	1.6×10^{10}	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	1.1×10^2	2.0×10^6	未检测出
配方 2	1.5×10^{10}	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	未检测出	2.0×10^6	未检测出
配方 3	6.4×10^9	$>10^8$	1.3×10^7	$>10^8$	未检测出	2.0×10^6	未检测出
配方 4	2.3×10^{10}	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	5.0×10^6	$>10^8$	未检测出
配方 5	1.5×10^9	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	2.0×10^4	$>10^8$	未检测出
配方 6	1.0×10^{10}	$>10^8$	7.0×10^8	$>10^8$	7.0×10^7	$>10^8$	未检测出
配方 7	3.5×10^9	$>10^8$	7.0×10^7	$>10^8$	7.0×10^6	$>10^8$	未检测出
配方 8	9.1×10^9	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	0.5×10^3	$>10^8$	未检测出
配方 9	3.9×10^9	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	2.5×10^2	$>10^8$	未检测出
配方 10	2.5×10^9	$>10^8$	1.3×10^7	$>10^8$	未检测出	$>10^8$	未检测出
配方 11	2.6×10^9	$>10^8$	$>10^8$	$>10^8$	未检测出	$>10^8$	未检测出

也有效地激活了腐生菌(TGB)、烃氧化菌(HOB)、硝酸盐还原菌(NRB)和厌氧发酵菌(FMB),一般都能提高 2~3 个数量级;但有的激活配方也激活了有害的硫酸盐还原菌(SRB)。而由于实验方法的局限性,样品中未能检测出产甲烷菌(PMB)。

综上所述,内源菌总菌数和 6 类内源菌菌数,可以作为激活配方筛选评价的重要指标之一。如何有效激活有益内源菌的数量,同时能够降低或抑制有害的硫酸盐还原菌数量,是评价激活配方优劣的关键。另外,需要激活有益内源菌几个数量级才能够达到提高最终原油采收率的目的,仍须继续探讨。

2.2 水相乙酸根离子质量分数

在摇瓶实验中,应用不同甜菜糖蜜激活配方激活培养 10 d 后,由水相中乙酸根离子质量分数测定结果可以看出,不同甜菜糖蜜激活配方均能有效激活内源菌,产生乙酸根。不同配方之间产生乙酸根

离子质量分数的差异较大,最高值可达到空白样的 100 倍以上。分析认为,乙酸根离子是内源菌发酵过程中重要的中间产物之一,乙酸根离子质量分数在一定阶段可以表征内源菌的生长代谢情况。

实验结果表明,水相乙酸根离子质量分数可以作为激活配方筛选的评价指标。

2.3 水相粘度

在摇瓶实验中,由水相粘度随时间的变化(图 1)可以看出:空白样在激活期间水相粘度基本保持不变;而含有甜菜糖蜜激活配方的水相粘度则有所升高,最多可升高 44% 以上。分析认为,在甜菜糖蜜激活配方激活内源菌生长的过程中,产生了多糖类的生物聚合物,并溶入水中,从而导致水相粘度升高。

实验结果表明,在激活内源菌的过程中,水相粘度升高幅度变化较大、规律性强、各个激活配方之间

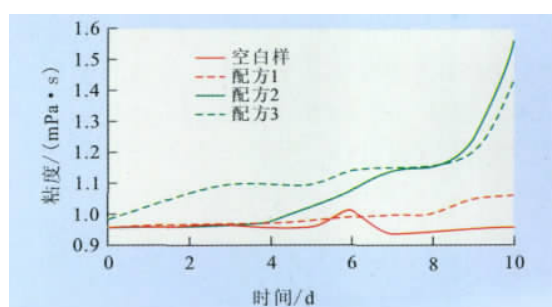


图1 不同激活配方水相粘度随时间的变化

差异大。水相粘度的增加,有助于改善地层中的油水流量比。所以水相粘度适合作为激活配方筛选的评价指标。

2.4 乳化效果

由摇瓶实验中不同激活配方的油水乳化效果随时间的变化(图2)可见,空白样在激活期间乳化效果基本保持不变;而其他甜菜糖蜜激活配方随激活时间的延长,乳化效果逐渐变好,其中最好的激活配方在培养10 d后乳化效果达到最佳,即达到5分。

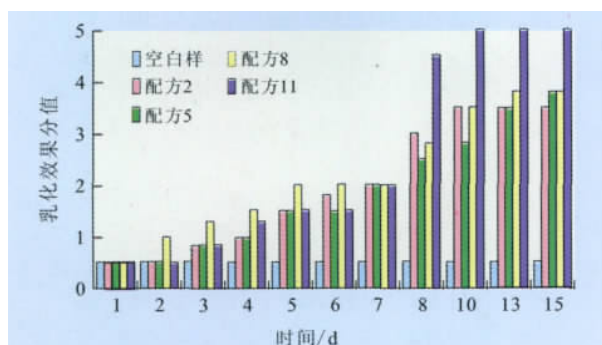


图2 不同激活配方油水乳化效果随时间的变化

实验结果表明,在激活内源菌过程中,各个激活配方之间油水乳化效果差异明显,有一定的规律性。这是内源菌作用于原油后,产生生物乳化剂、生物表面活性剂、有机溶剂等多种机理的综合体现。乳化是微生物驱提高原油采收率的主要机理之一,所以油水乳化效果适合作为激活配方筛选的评价指标。

2.5 产气量

由摇瓶实验中不同激活配方的产气量随时间的变化(图3)可以看出:空白样在激活期间不产出气体,而对于不同的甜菜糖蜜激活配方,随着培养时间的延长,都产出气体,产气量不等,产气速率亦不同。分析认为,不同激活配方激活内源菌的代谢途径和速率不同,从而导致产生气体的量和速率的差异。对不同激活配方产生的气体进行了气相色谱法分析,气体成分均主要为 CO_2 ,占90%以上,其余为 N_2 ,没有检测到 CH_4 。表明在摇瓶激活实验中,内源菌利用有机碳源发酵,主要产生 CO_2 气。

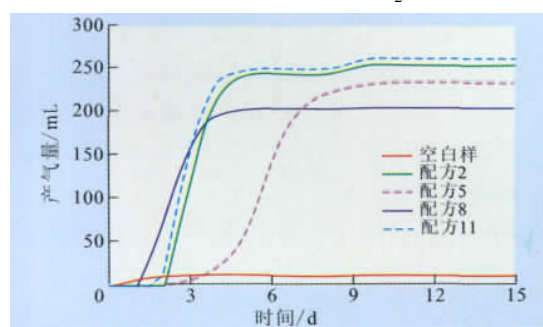


图3 不同激活配方产气量随时间的变化

实验结果表明,在甜菜糖蜜激活配方激活内源菌的过程中,产气量变化具有一定的规律性,不同配方之间存在差异。产气也是微生物驱提高原油采收率的重要机理之一,因此,产气量可以作为激活配方筛选的评价指标。

2.6 岩心驱油提高采收率值

采用不同的甜菜糖蜜激活配方体系,室内模拟油藏条件,进行岩心驱油实验。由实验结果(表3)可以看出,不同甜菜糖蜜激活配方能提高原油采收率6%~9%左右,表明激活配方在岩心中能有效激活内源菌,生长代谢并产出利于提高采收率的物质。

岩心驱油实验结果表明,在岩心驱油实验中,不同激活配方提高采收率能力存在差异。室内岩心模拟驱油实验是验证激活配方矿场驱油效果最直接的

表3 不同激活配方室内岩心模拟驱油实验结果

类别	岩心编号	孔隙体积/mL	饱和油量/mL	含油饱和度/%	水测渗透率/ μm^2	采收率/%			产气量/mL
						水驱	二次水驱	提高值	
空白样	A35N1-28	61.00	48.80	80.00	1.801 1	30.74	35.04	4.30	0.80
配方14	A35N1-37	62.90	52.00	82.67	1.918 1	30.00	36.15	6.15	1.70
配方16	A35N1-4	61.40	50.40	82.08	2.005 0	30.16	38.10	7.94	0.70
配方17	Fz-5-17	60.80	50.10	82.40	2.175 8	35.73	43.91	8.18	2.40
配方18	Fz-5-5	60.70	49.00	80.72	2.111 8	36.33	45.51	9.18	4.50

方法,而提高采收率也是激活配方的最终目标。因此,岩心驱油提高采收率值是激活配方体系筛选的必要指标。

2.7 水相 pH 值、表面张力及原油粘度、密度

摇瓶实验中,不同激活配方的水相 pH 值随时间变化有上升和下降 2 种现象。pH 值下降容易解释,这和内源菌代谢产酸的理论一致,但 pH 值上升原因还不清楚,分析内源菌代谢过程中可能也会产生碱性类物质。不同激活配方的水相表面张力随时间变化起伏不定,没有规律可循。理论上,激活内源菌代谢产生生物表面活性剂、有机醇等物质,利于降低水相的表面张力。不同激活配方激活培养后,原油粘度和密度变化不大,部分数据有所增加。分析认为,激活的内源菌相对较容易代谢原油中的轻烃组分,致使原油中的轻烃组分丧失,从而导致原油粘度、密度增加。

综上所述,在激活实验中,由于内源菌的复杂性和代谢产物的不确定性,水相 pH 值、表面张力及原油粘度、密度等指标的变化没有统一的规律,因此暂不适合作为激活配方筛选的评价指标。

3 结 论

在室内激活实验中,内源菌菌数、水相粘度、水相乙酸根离子质量分数、乳化效果、产气量和岩心驱油提高采收率值 6 项参数规律性较强、各个激活配方之间差异大,并且与微生物驱提高采收率的机理一致,适合作为激活配方筛选的评价指标;而水相 pH 值、表面张力及原油粘度、密度 4 项参数规律性不强,与微生物驱提高采收率的机理不符,不适合作为激活配方筛选的评价指标。

激活配方如何抑制有害的硫酸盐还原菌的生长,同时能激活并提高其他有益内源菌的生长代谢速率是内源微生物驱油技术的关键。

激活配方筛选评价方法中各参数指标与提高采收率的关系还需要进一步的研究确定。

参考文献:

- [1] Abdel-Waly A A. Laboratory study on activating indigenous microorganism to enhance oil recovery [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(2): 55-61.
- [2] Ivanov M V. 俄罗斯利用微生物采油提高原油产量 [C] // 张正卿, 等. 编译. 国外微生物提高采收率技术论文选. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [3] 程海鹰, 王修林, 徐登霍, 等. 内源微生物提高采收率实验研究 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 91-94, 110.
- [4] 李阳. 微生物与石油工业 [J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(4): 1-4.
- [5] 陈爱华, 方新湘, 吕秀荣, 等. 克拉玛依油田内源微生物驱油机理探索 [J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 75-77.
- [6] 汪卫东, 汪竹, 耿雪莉, 等. 美国微生物采油技术现场应用效果分析 [J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(6): 75-76.
- [7] 王鲁玉, 马振生, 李金发, 等. 单家寺油田单 12 块内源微生物驱油试验研究 [J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(3): 82-84.
- [8] 易绍金, 余跃惠. 石油与环境微生物技术 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2002: 64-89.
- [9] 宋绍富, 刘菊荣, 张忠智. 微生物采油替代营养源的研究 [J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(2): 96-98.
- [10] 宋智勇, 张君, 马继业, 等. 微生物菌液的界面特性 [J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(3): 73-75.
- [11] 代学成, 张庭辉, 杨朝晖, 等. 克拉玛依油田微生物菌种筛选及驱油效率试验 [J]. 新疆石油地质, 2007, 28(6): 731-732.
- [12] 袁长忠, 宋永亨, 段传慧. 微生物采油用营养物质在石英砂上的静态和动态吸附规律 [J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 74-76.

编辑 刘北羿

欢迎广大科技人员踊跃投稿

Key words: fracture; in-situ stress; well pattern adjustment; ultra-low permeability reservoir; Anpeng deep reservoirs
Jiang Jianwei, Research Institute of Exploration and Development, Henan Oilfield Company, SINOPEC, Nanyang City, Henan Province, 473132, China

Dai Tao, Zhu Weiyao, Wang Xiaofeng et al. Investigation on model for viscosity of polymer solution through perforation. *PGRE*, 2012, 19(2):29–32.

Abstract: The flow process of polymer solution on the perforation is regarded as one which first constricts then dilates in the duct of varying cross section. Based on momentum conservation law, the mathematical model for viscosity of polymer solution through perforation is derived. The influences of perforation radius, perforation density and injection volume of polymer solution on the viscosity distribution near perforation are analyzed. The results show that the influence of perforation radius on viscosity mainly exists in the perforation. The perforation radius not only affects the viscosity distribution, but also affects the change range. The smaller perforation radius is, the smaller apparent viscosity of polymer solution is and the larger decrease amplitude of apparent viscosity is. The influences of perforation density and injection volume of polymer solution on viscosity mainly exist in the center position of injection well. Perforation density and injection volume of polymer solution only affect the viscosity distribution. The smaller perforation density, or the larger injection volume of polymer solution, the smaller apparent viscosity of polymer solution.

Key words: perforation; shearing; polymer solution; momentum conservation; apparent viscosity; mathematical model

Dai Tao, Geoscience Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Zhu Jianhong, Pu Chunsheng, Tian Yang et al. Experimental research on Bio-enzyme flooding in a low permeability reservoir. *PGRE*, 2012, 19(2):33–36.

Abstract: Yanchang oil field is a typical low permeability reservoir in Northern Shaanxi. The primary recovery is low with original formation energy and the water cut rises sharply during water flooding. The whole flooding recovery is poor. Bio-enzyme is an environmental clean and water-soluble agent. It can be injected into the formation pores effectively and alter the wettability of formation rock surface. The crude oil can be stimulated to fall off from the rock surface by reducing the residual oil saturation. And, the oil recovery will be enhanced. In this paper, the displacement efficiency of SUN compound Bio-enzyme solution is evaluated in laboratory by one-dimension sand filled physical model flowing experiment. The results shows that the displacement efficiency of SUN compound Bio-enzyme solution gets the best when its concentration is about 3% at the injected volume of 0.4PV. The displacement efficiency is increased by about 11.4% for low permeability core of Yanchang oil field. This indicates that the SUN compound Bio-enzyme oil displacement agent is suitable for low and ultra low permeability reservoir water flooding.

Key words: low permeability reservoir; bio-enzyme flooding; oil displacement efficiency; EOR; lab experiment

Zhu Jianhong, School of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China

Dai Xuecheng, Wang Hongbo, Xu Nian et al. Study on activation blend evaluation for indigenous microbial flooding. *PGRE*, 2012, 19(2):37–40.

Abstract: Microbial activity tests are conducted using Shake-Flask test method and core activation method. Various parameters are analyzed herein, including total indigenous microbes live population, six types of indigenous microbes population, water phase pH, mass percentage of acetyl radical concentration, water phase viscosity, surface tension, oil phase viscosity, produced gas volume, oil/water emulsifying effects, oil displacing efficiency on cores, etc. Different activating experiment results show that, the total indigenous microbes live population can be increased to more than three orders of magnitudes, while the useful indigenous microbes population can be increased by two orders of magnitudes. There has been some increase in the mass percentage of acetyl radical concentration and water phase viscosity. Different volumes of gas can be produced during the experiment, with the main component of CO₂ gas. There is significant difference in the oil/water emulsifying effects and the oil displacing efficiency of cores can be improved by around 6%–9% (OOIP). These rules are consistent with EOR mechanisms of microbial flooding, so they can be used as activation blend evaluation guidelines for indigenous microbial flooding.

Key words: indigenous microbes; activation; EOR; oil displacement technology; formula selection

Dai Xuecheng, Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Karamay, Xinjiang, 834000, China

Lei Guanglun, Li Wenzhong, Jia Xiaofei et al. Study of influencing factors on pore-scale elastic microspheres flooding. *PGRE*, 2012, 19(2):41–43.

Abstract: The effect of the ratio of microsphere size to pore-throat diameter, displacement rate and concentration of microspheres to the microspheres profile control and flooding are estimated through sand pack displacement experiment in this paper. The results show that, as the ratio of microsphere size to pore-throat diameter increased, the plugging rate and the maximum deforming migration pressure gradient increases first and then decreased. When the displacement rate decreased or the concentration of microspheres increases, the plugging rate and the maximum deforming migration pressure gradient increase accordingly. The optimized ratio of microsphere size to pore-throat diameter is between 1.4 and 1.5; the largest plugging rate and the maximum deforming migration pressure gradient are achieved, which are 90.4 and 0.1 MPa/m, under condition that the ratio is 1.42. The effect of displacement rate to plugging rate and the maximum deforming migration pressure gradient becomes weak, if the displacement rate is larger than 5 m/d. On field conditions, the displacement rate of near borehole zones is high, which is small in the place far from the borehole, so, the microspheres are able to migrate into the deep reservoir and plug the formation. When the microspheres