

文章编号: 0253-2697(2009)03-0413-04

中原油田空气泡沫调驱提高采收率技术

任韶然¹ 于洪敏¹ 左景栾¹ 高海涛² 林伟民²

(1. 中国石油大学石油工程学院 山东东营 257061; 2. 中国石化中原油田分公司采油工程技术研究院 河南濮阳 457001)

摘要: 通过物理模拟实验和数值模拟方法,研究了中原油田胡12块原油的氧化性能与氧化规律,确定了低温氧化动力学参数,评价了中、高渗透非均质油藏空气泡沫的封堵特性与调驱效果,优选了空气泡沫调驱的注采方案。矿场先导性试验结果表明,胡12块原油具有良好的氧化性能,在中、高渗透非均质油藏中,空气泡沫-空气-水交替注入效果较好。说明空气泡沫调驱提高采收率技术是安全可行的。

关键词: 中原油田; 非均质油藏; 空气泡沫调驱技术; 物理实验; 数值模拟; 现场试验

中图分类号: TE357.7

文献标识码: A

EOR technology of profile control and displacement process by air foam injection in Zhongyuan Oilfield

REN Shaoran¹ YU Hongmin¹ ZUO Jingluan¹ GAO Haitao² LIN Weimin²

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2. Production Engineering and Technology Research Institute, Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Puyang 457001, China)

Abstract: The oxidation characteristics and regularity of crude oil in Hu12 Block of Zhongyuan Oilfield were studied by using physical experiments and numerical simulation. The low-temperature oxidation kinetics parameters of crude oil were obtained by oxidation experiments, and the blockage characteristics and the effects of profile control using the air foam injection technology in the medium-high permeable heterogeneous reservoirs were also evaluated by physical experiments and numerical simulation. The injection schemes using the air foam profile control and displacement technology were optimized as well. A field pilot of the technology shows that crude oil in the Hu12 Block after profile control and oil displacement of air foam injection has good oxidation characteristics. The air foam alternating air and water injection scheme has good effect on enhancing oil recovery in the heterogeneous reservoirs.

Key words: Zhongyuan Oilfield; heterogeneous reservoir; air foam profile control and displacement technology; physical experiment; numerical simulation; field pilot

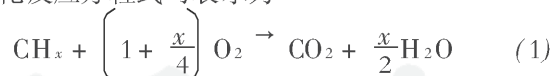
空气驱和空气泡沫驱提高采收率工艺得到了国内外石油公司的普遍重视^[1-8]。空气泡沫调驱技术综合了空气驱与泡沫驱的优点,成本低,具有传统的低温氧化效果^[9-11]和流度控制作用,提高低渗透层波及系数^[12];尤其适用于高含水、非均质严重、存在裂缝或大孔道的油藏,是提高中、轻质油油藏采收率的一项新技术。中原油田胡12块属非均质性严重的高渗透油藏,注水效果差,且现场试注N₂的驱油效果不好。为此,笔者针对该区块开展了空气泡沫调驱的室内实验评价、数值模拟及其现场先导试验研究。

1 原油—空气或空气泡沫氧化动力学

1.1 低温氧化反应方程与氧化速率模型

基本假设: ①忽略中间氧化产物与反应,不计产生

的少量CO; ②反应放热,轻质组分挥发; ③主要是原油重质组分发生反应(如C₁₀⁺),生成CO₂与H₂O。则低温氧化反应方程式可表示为



低温氧化反应速率定义为单位反应时间及单位体积油样的耗氧量,则氧化速率模型可表述为

$$R_{\text{O}_2} = (n_1 - n_2)(1 + 4/x)/(V_0 t) \quad (2)$$

式中: R_{O_2} 为氧化反应速率, $10^{-5} \text{ mol}/(\text{h} \cdot \text{mL})$; x 为视氢碳原子比; n_1 、 n_2 为反应前后容器中氧气的摩尔数, mol; V_0 为原油的总体积, mL; t 为反应时间, h。

1.2 原油—空气或空气泡沫静态氧化实验

针对胡12块原油与地层水,测试了高压恒温及静态条件下原油与空气或空气泡沫反应的压力变化率;

基金项目: 中国石油化工集团公司科技项目(P06051)与山东省泰山学者建设基金(TSXZ2006-15)联合资助。

作者简介: 任韶然,男,1960年9月生,1982年毕业于华东石油学院,现为中国石油大学(华东)泰山学者特聘教授,主要从事提高原油采收率方面的研究。E-mail: rensr@hdpu.edu.cn

由压力降法计算出氧化反应速率,建立了氧化动力学模型,评价了原油的氧化性能与氧化规律。

原油与空气的静态氧化实验(20 MPa、80~110℃)表明:①胡12块原油氧化性能较好;②原油不断消耗氧气(耗氧率为14.3%~83.3%),并生成CO₂(0.7%~3.8%),导致系统压力逐渐下降;③温度是影响氧化反应的重要因素,温度升高使反应速率提高了1.79倍;④压力升高、含水及含黏土等都可能对氧化反应速率起到一定的促进作用,反应速率分别提高了61%、47%和10%。

在气液比为1:1、压力为20 MPa、温度为100~110℃条件下,原油与空气泡沫静态氧化实验结果表明:①原油与空气泡沫的静态氧化影响规律和原油与空气的规律类似(图1);②空气泡沫(或起泡剂)存在时明显降低了氧化反应速率(约45%~49%),且反应后残留气体中O₂含量上升,CO₂含量下降,说明由于泡沫液膜或起泡剂的存在减小了空气—原油的接触面积,延缓了氧化反应的进行;③与室内实验相比,实际油藏中氧气在油藏内滞留时间较长,且泡沫产生与破灭是动态变化的过程,因此泡沫对原油反应速率影响不大。

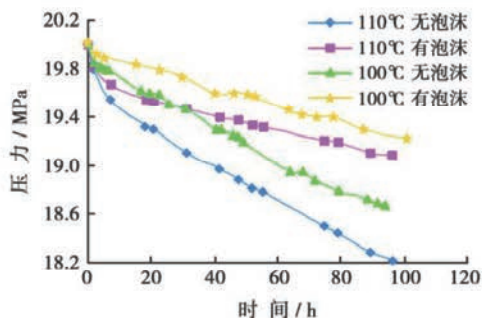


图1 空气泡沫的存在对原油静态氧化反应的影响

Fig.1 The effect of air foam on static oxidation reaction

1.3 原油—空气或空气泡沫动态氧化实验

在压力为20 MPa,温度为90~100℃条件下,将空气与起泡剂按气液比1:1混合注入模型管,模拟实际油藏中原油与注入空气或空气泡沫的动态驱替氧化过程,连续测量O₂和CO₂产出量(图2),评价空气泡沫的存在对动态氧化反应的影响。

结果表明:①空气中O₂不断消耗,CO₂不断生成;②温度升高,氧化反应速率加快;③相对于注空气驱,注空气泡沫驱产出气体含量变化不大,与静态实验相比,泡沫存在对原油动态氧化反应速率影响不大,油藏原油能够有效地消耗O₂。

1.4 氧化动力学模型参数

利用 Arrhenius^[13]模型线性回归静态氧化实验结

果,得到氧气分压力降速率对数与绝对温度倒数的关系,确定20 MPa、90℃时的氧化动力学参数活化能 E 和预幂率指数 k_0 ;根据一维数值模型,拟合静态氧化实验的压力变化并修正氧化动力学参数,可以得出活化能 E 为(47~50) kJ/mol,预幂率指数 k_0 为 1×10^6 ,反应焓为615 kJ/mol,并将其作为实际油藏空气泡沫调驱的氧化动力学模型参数。

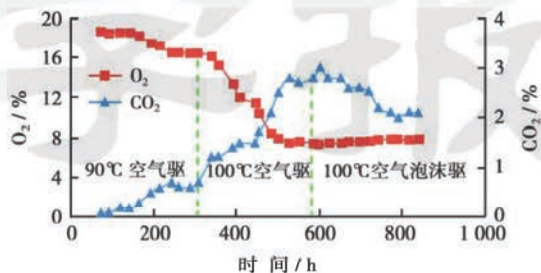


图2 原油—空气或空气泡沫动态氧化反应的产出气体体积分数变化

Fig.2 Produced gas volume fraction changes in crude oil dynamic flooding experiments using air and air foam

2 中、高渗透非均质油藏空气泡沫驱油室内实验

针对胡12块高渗透层的气窜问题,通过填砂模型动态驱替实验,真实地反映了空气泡沫的封堵特性及调驱效果。实验所用填砂模型尺寸为 $\phi 25 \text{ mm} \times 600 \text{ mm}$,平均渗透率为 $0.5 \sim 1 \mu\text{m}^2$ 。

2.1 空气泡沫封堵能力实验

用注泡沫与注水时模型两端的压差比(阻力因子)表征空气泡沫的封堵能力。实验温度为60~90℃、压力为5~9 MPa。实验结果表明:①气液比为1:1~2:1时空气泡沫封堵能力最强,室内实验和现场试验采用的气液比均为1:1;②温度越低、压力越大,泡沫体系越稳定;③泡沫封堵高渗透层的能力随渗透率的增加($0.55 \sim 7.62 \mu\text{m}^2$)而增大,但大于 $2 \mu\text{m}^2$ 后增幅变缓。

2.2 非均质模型空气泡沫提高采收率实验

非均质模型实验首先水驱至基本不产油,然后空气泡沫—空气交替驱(0.6 PV),后续水驱。结果表明(图3):①空气泡沫注入后驱替压差迅速增大,说明泡沫较好地封堵了高渗透管,增加了低渗透管的波及系数;②泡沫驱及后续水驱共提高驱油效率23.7%,说明空气泡沫也较好地改善了非均质模型总的采出程度,最终采收率可达62%左右。

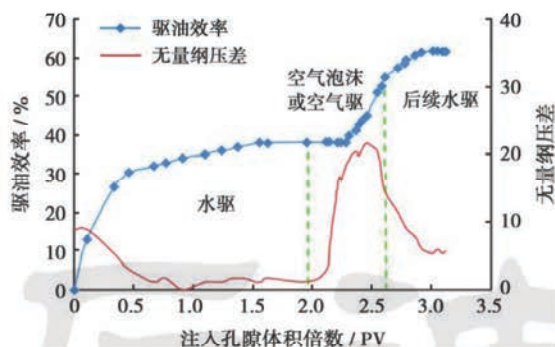


图3 非均质模型空气泡沫提高采收率实验结果

Fig. 3 Results of oil displacement experiment with air or air foam in heterogeneous sandpacks

3 空气泡沫驱数值模拟

胡12块沙三中 8^{6-8} 试验区块含油面积为 1.1 km^2 ,地质储量为 $112 \times 10^4 \text{ t}$,油藏中深为 2205 m ,地层原油密度为 0.761 g/cm^3 ,原油黏度为 $3.956 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,平均孔隙度为 20.8% ,平均渗透率为 $300.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始油藏压力为 22.3 MPa ,油藏温度为 87°C ,原始油气比为 $36.27 \text{ m}^3/\text{m}^3$,原油体积系数为 1.138 ,饱和压力为 7.154 MPa ,原始地层水矿化度为 $20 \times 10^4 \text{ mg/L}$ (二价阳离子),目的层总砂厚为 16.7 m 。

针对试验区进行了数值模拟研究,建立了地质模型,其中共有 $80 \times 80 \times 3$ 个网格节点。水驱开采指标历史拟合(1986—2007年)及预测的结果表明,模拟结果与实际生产数据吻合较好,说明所建立油藏地质模型比较合理。

为了考察空气泡沫调驱或驱替效果,结合空气驱低温氧化动力学模型和泡沫驱经验模型,模拟研究了该中、高渗透油藏4个井组的空气泡沫调驱技术措施,设计了年限为15年的3类方案,即基础方案(连续注水)、空气泡沫-空气交注方案(0.5:1年)、空气泡沫-空气-水交注方案(1:3:1年、1:2.5:1.5年)。其中,空气泡沫即为空气泡沫+空气调驱段塞,交替周期为15d;空气与泡沫液的总气液比为1:1,注气速度为 $10000 \text{ Nm}^3/\text{d}$ 。

数值模拟结果表明,注空气泡沫增油幅度($10.4\% \sim 13.2\%$)明显高于注水开发增油幅度(1.8%);虽然空气泡沫与空气交注方案效果较好,但空气泡沫-空气-水交注方案成本相对更低。由于油藏非均质严重且高含水,注水基础方案采出程度较低;泡沫-空气-水交注方案效果较好,15年内至少能提高采收率 $10\% \sim 11\%$,既节约成本,又可继续注水开发,因此将其作为优选参考方案。

4 空气泡沫调驱现场试验

4.1 现场试验情况

试验区块水驱采出程度为 21.65% ,综合含水率为 97.18% ,目前水驱动用程度低、效果差。2007年5月,对胡12-152井组首先进行了空气泡沫调驱现场试验^[14]:先试注 10000 m^3 氮气,再依次注入段塞组合,即前置段塞、主段塞和后置段塞,其中主段塞(0.1PV,气液比1:1)为空气泡沫与空气交注,共累计注入泡沫液为 2000 m^3 ,注入空气为 $46 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

4.2 试验效果分析

据调驱效果统计,井组含水率由 97.2% 下降至 92% ,产液量下降了 2.7% ,日产量增加了 1.43 倍(图4),累计增油达 800 t 以上,说明空气泡沫有效封堵了高渗透层,提高了波及效率;泡沫注入压力比空气注入压力低约 10 MPa ,可能是由于泡沫静液柱压力增大了井底压力;生产井中未监测到氧气突破,也未发生安全事故,且试验区各井产出氮气含量均在背景浓度范围以内。2007年10月,该井组改为注水,同时胡12-17、65井组实施调驱试验(气液比为1.2:1)。3井组累计增油已超过 1500 t 。

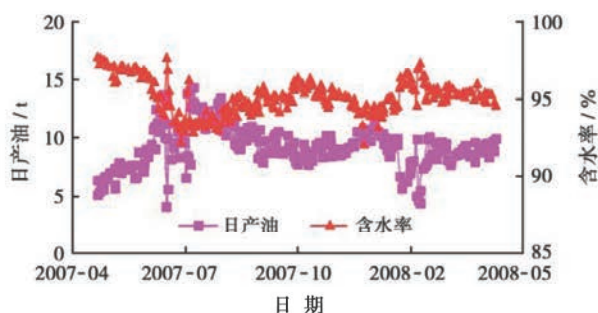


图4 胡12-152井组空气泡沫调驱试验阶段日产油及含水率变化

Fig. 4 The daily oil production rates and water cut for the well group Hu12-152

5 结论

(1) 中原油田胡12块原油具有较好的低温氧化性能,虽然空气泡沫(或起泡剂)的存在延缓了静态条件下的氧化反应,但对动态驱替条件下氧化反应的影响不大,即在现场试验中该区块原油仍能有效地消耗氧气。

(2) 中高渗透非均质油藏水驱后的空气泡沫与空气交替驱具有较好的封堵能力与调驱效果,降低了高渗透层的气体流量,改善了低渗透层的波及效率,而后续水驱仍可推动空气泡沫段塞有效驱替,从而提高了原油总体驱油效率。

(3) 中高渗透非均质严重的高含水油藏进行空气泡沫调驱提高采收率是技术可行的, 优选的空气泡沫空气-水交注方案比较适合, 成本较低, 可以达到较好的驱油效果; 现场试验达到了封窜与控水增油的目的。

参 考 文 献

- [1] Greaves M, Ren S R, Xia T X. New air injection technology for IOR operations in light and heavy oil reservoirs[R]. SPE 57295, 1999.
- [2] Greaves M, Ren S R, Rathbone R R, et al. Improved residual light oil recovery by air injection (LTO process) [J]. JCPT, 2000, 39(1): 57-61.
- [3] Ren S R, Greaves M, Rathbone R R. Oxidation kinetics of North Sea light crude oils at reservoir temperature[J]. Chemical Engineering Research and Design, 1999, 77(A5): 385-394.
- [4] Ren S R, Greaves M, Rathbone R R. Air injection LTO process: An IOR technique for light-oil reservoirs[J]. SPE Journal, 2002, 7(1): 90-99.
- [5] Fassihi M R, Gillham T H. The use of air injection to improve the double displacement processes[R]. SPE 26374, 1993.
- [6] Gillham T H, Cervený B W, Turek E A, et al. Keys to increasing production via air injection in Gulf Coast light oil reservoirs[R]. SPE 38848, 1997.
- [7] Watts B C, Hall T F, Petri D J. The Horse Creek air injection project: An overview[R]. SPE 38359, 1997.
- [8] 赵斌, 高海涛, 杨卫东. 中原油田注空气提高采收率潜力分析[J]. 油气田地面工程, 2005, 24(5): 22-23.
Zhao Bin, Gao Haitao, Yang Weidong. Potentials of improved oil recovery by air injection in Zhongyuan Oilfield[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2005, 24(5): 22-23.
- [9] Pascual M, Crosta D, Lacentre P, et al. Air injection into a mature waterflooded light oil reservoir: Laboratory and simulation results for Barrancas Field, Argentina[R]. SPE 94092, 2005.
- [10] Stokka S, Oesthus A, Frangul J. Evaluation of air injection as an IOR method for the Giant Ekofisk Chalk Field[R]. SPE 97481, 2005.
- [11] 王杰祥, 任韶然, 来轩昂, 等. 轻质油田注空气提高采收率技术研究[G]//苏义脑, 刘扬, 刘永建, 等. 中国油气钻采新技术高级研讨会论文集. 北京: 石油工业出版社, 2006: 351-359.
Wang Jiexiang, Ren Shaoran, Lai Xuan'ang, et al. Study on IOR by air injection in light oil reservoirs[G]//Su Yinao, Liu Yang, Liu Yongjian, et al. Advanced symposium on new technologies of oil & gas drilling and production in China. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 351-359.
- [12] 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 Zhaomin, Sun Maosheng, Lin Riyi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 115-118.
- [13] 于洪敏, 任韶然, 王杰祥, 等. 胜利油田注空气提高采收率数模研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(3): 105-109.
Yu Hongmin, Ren Shaoran, Wang Jiexiang, et al. Numerical simulation study on enhanced oil recovery by air injection process in Shengli Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(3): 105-109.
- [14] Yu Hongmin, Yang Baoquan, Xu Guorui, et al. Air foam injection for IOR: From laboratory to field implementation in Zhongyuan Oilfield China[R]. SPE 113913, 2008.

(收稿日期 2008-09-03 改回日期 2008-12-18 编辑 黄小娟)

(上接第 412 页)

- [6] 赵庆波, 李五忠, 孙粉锦. 中国煤层气分布特征及高产富集因素[J]. 石油学报, 1997, 26(4): 1-6.
Zhao Qingbo, Li Wuzhong, Sun Fenjin. Coalbed methane reservoir and gas production mechanism in anthracite coalbeds[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 26(4): 1-6.
- [7] 饶孟余, 钟建华, 杨陆武, 等. 无烟煤煤层气成藏与产气机理研究——以沁水盆地无烟煤为例[J]. 石油学报, 2004, 29(4): 23-28.
Rao Mengyu, Zhong Jianhua, Yang Luwu, et al. Coalbed methane reservoir and gas production mechanism in anthracite coalbeds[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 29(4): 23-28.
- [8] 陈振宏, 贾承造, 宋岩, 等. 高、低煤阶煤层气藏物性差异及其成因[J]. 石油学报, 2008, 29(2): 179-184.
Chen Zhenhong, Jia Chengzao, Song Yan, et al. Differences and origin of physical properties of low-rank and high-rank coalbed methanes[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 179-184.
- [9] 秦勇, 宋党育, 王超. 山西南部晚古生代煤的煤化作用及其控气特征[J]. 煤炭学报, 1997, 22(3): 230-235.
Qin Yong, Song Dangyu, Wang Chao. Coalification of the the upper Paleozoic coal and its control to the generation and preservation of coalbed methane in the southern Shanxi[J]. Journal of China Coal Society, 1997, 22(3): 230-235.
- [10] 陈刚. 沁水盆地燕山期构造热事件及其油气地质意义[J]. 西北地质科学, 1997, 18(2): 63-67.
Chen Gang. Tectothermal event of the Yanshannian and its significance in Qinshui Basin[J]. Northwest Geoscience, 1997, 18(2): 63-67.
- [11] 张建博, 王红岩, 赵庆波. 中国煤层气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2000: 59-62.
Zhang Jianbo, Wang Hongyan, Zhao Qingbo. Coalbed methane geology in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000: 59-62.
- [12] 陈振宏. 高低煤阶煤层气藏主控因素差异性对比研究[D]. 中国科学院, 2007: 19-26.
Chen Zhenhong. Key controlling factors comparison between high and low rank CBM reservoir formation[D]. Chinese Academy of Sciences, 2007: 19-26.
- [13] 陈振宏, 贾承造, 宋岩, 等. 构造抬升对高、低煤阶煤层气藏储集层物性的影响[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 461-464.
Chen Zhenhong, Jia Chengzao, Song Yan, et al. Effects of tectonic uplift on physical properties of high and low rank coal reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 461-464.
- [14] Crosdale P J, Beamish B B, Valix M. Coalbed methane sorption related to coal composition[J]. Int. J. Coal Geol., 1998, 35: 147-158.

(收稿日期 2008-09-18 改回日期 2008-11-13 编辑 黄小娟)