海上河流相稠油油藏选择性堵水研究

石洪福　何逸凡　孙　强　石　飞　岳宝林
中海石油(中国)有限公司天津分公司，　天津　300459

摘　要:为了提高海上河流相稠油油藏堵水措施的有效性,结合渤中油田典型储层和流体特点,利用室内实验开展了海上河流相稠油油藏选择性堵水研究。对三种配制堵剂的注入能力、堵水有效期、封堵能力和对低渗层伤害程度等进行了分析评价,结果表明:堵剂 A 具有最好的注入性能,对低渗透层伤害程度最低;堵剂 B 具有最佳的封堵性能;堵剂 C 具有最长的堵水有效期。结合目标油田储层特征及海上平台操作要求,优选堵剂 A 在渤中 25 - 1 南油田 E 25 井进行了现场试验。该井堵水后最大日增油约 35 m^3,含水率下降约 10% ,有效期 396 d,累计增油达 1.4 × 10^4 m^3,取得了较好的降水增油效果。

关键词:海上;稠油;选择性堵水;注入能力;有效期;封堵;储层伤害
DOI:10.3969 /j. issn. 1006 - 5539. 2020. 02. 012

Research on Selective Water Plugging in Offshore Fluvial Heavy Oil Reservoir

Shi Hongfu, He Yifan, Sun Qiang, Shi Fei, Yue Baolin
Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin, 300459, China

Abstract: In order to improve the effectiveness of water plugging in offshore fluvial heavy oil reservoirs, the selective water plugging study of offshore fluvial heavy oil reservoirs was carried out in combination with the typical reservoir and fluid characteristics of Bozhong Oilfield. Laboratory experiments were conducted to compare the performances of three kinds of plugging agents selected and prepared from four aspects: injection capacity, water plugging validity period, plugging capacity and damage degree to low permeability formation. The results show that plugging agent A has the best injection performance and the lowest permeability damage, plugging agent B has the best plugging performance, and plugging agent C has the longest water plugging validity. Combining reservoir characteristics of target oilfield and operation requirements of offshore platform, plugging agent A is selected as the best water plugging system and has been applied in Bozhong Oilfield. After water shutoff, the maximum daily oil increase of is about 35 m^3, the water cut is reduced by about 10% , the validity period is 396 d, and the cumulative oil increase is 1.4 × 10^4 m^3, which has achieved a good effect.

Keywords: Offshore; Heavy oil; Selective water plugging; Injection capacity; Validity period; Block off; Reservoir damage

---

收稿日期:2019 - 09 - 24
基金项目:中海石油(中国)有限公司综合科研项目“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY - 2018 - TJ - 04)
作者简介:石洪福(1987 -),男,河北邯郸人,高级工程师,硕士,主要从事油气田开发工程工作。E-mail:cnoocshf@ 163. com

0　前言

渤海油田稠油油藏储量大,埋藏深,在注水开发过程中,由于储层非均质性强、油水流度比大,加之开采速度高,使油井过早水淹[1-3]。油井过早高含水会造成注采设备耗用,FPSO(浮式生产储油轮)处理产出液困难,加剧海管的腐蚀和结垢,使原油开采成本大幅上升。因此,必须采取高含水油井选择性堵水措施[4-11]。

1　油田概况

渤中 25-1 南油田位于渤海湾盆地,是一个复杂的断裂背斜油藏。油田平均孔隙度为 30%,平均渗透率为 $1\ 000\times10^{-3}\ \mu m^2$,地下原油黏度 50~274 mPa·s,是高孔、高渗的稠油油藏。油田沉积类型为河流相沉积,平面非均质性强,注入水极易沿河道中心突进。目前油田综合含水 84%,已进入高含水阶段,优势渗流通道普遍发育,无效水循环加剧。亟待开展堵水研究,开发出与该油田地质特点相适应,与海上平台操作要求相匹配的堵水体系,以改善油田开发效果[12-22]。

2　室内实验

2.1　实验材料及仪器

主要实验材料包括地层水样、油样、油酸、十二烷基苯磺酸、二甲苯、成磺酸钙、碳酸钙(800 目)、沥青粉、磺化沥青粉等。主要仪器包括超级恒温水浴槽、旋转黏度计、电动搅拌器、数显搅拌器、显微镜、摄像头、天平、物理模拟装置。

2.2　堵剂配制

利用目标油田油水样品,配制了 3 种堵剂:堵剂 A 1% MZ-18+3% BHN-12+混合油,堵剂 B 2% MZ-18+1% BHN-12+聚丙烯酰胺,堵剂 C 0.5% SH-1+2% CA-18。针对以上三种堵剂开展室内实验,对注入能力、堵水有效期、封堵效果和对低渗层伤害程度进行对比,以筛选满足实际油藏条件的最优堵水体系。

2.3　驱替实验步骤

1)筛选一定目数的砂子,将其洗净烘干后备用。

2)用烘干后的砂子填于填砂管中,在常温下用地层水正向饱和,测定水相渗透率。

3)称量饱和水之后填砂管的质量,结合填砂管的空管质量和填入砂子的质量,计算填砂管的孔隙体积 PV。

4)将烘箱温度升至 70 ℃(油藏温度)并恒温。

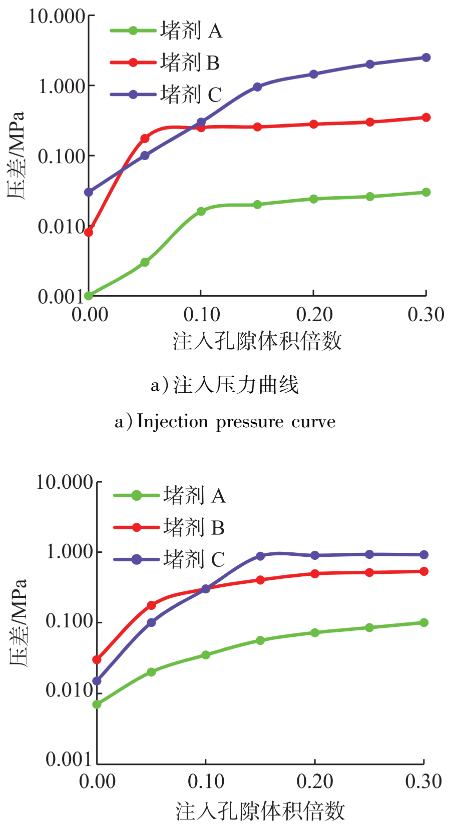
5)以不同的速率向填砂管中反向注入 0.3 PV 的地层水。

6)向填砂管中正向注入地层水,注水速率为 0.5 mL/min,测量填砂管两端的压差,考察堵剂的堵水性能和耐冲刷性能。

3　性能对比评价

3.1　注入能力评价

分别做出三种堵剂在 $1\ 000\times10^{-3}\ \mu m^2$ 左右填砂管中注入和顶替压力曲线对注入压力和顶替压力进行对比,见图 1。由图 1 可知,在注入过程和顶替过程中,压力曲线特征不同。其中堵剂 C 压力最高,堵剂 B 次之,堵剂 A 最低,即堵剂 A 具有最佳的注入性能。



a)注入压力曲线

a) Injection pressure curve

b)顶替压力曲线

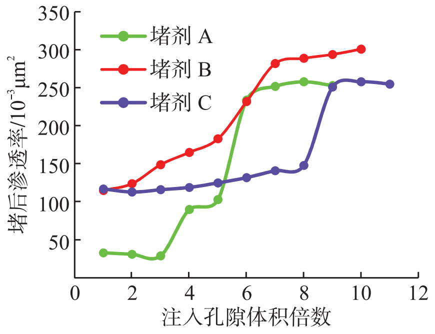
b) Replacement pressure curve

图 1　三种堵剂的压力曲线图

Fig. 1　Pressure curves of three plugging agents

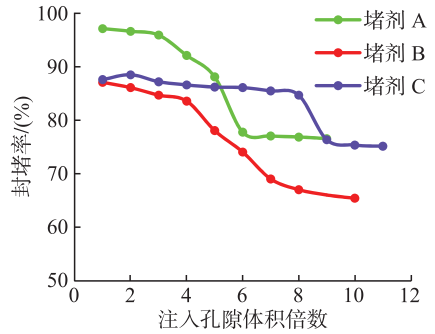
3.2　堵水有效期评价

分别做出三种堵剂在 $1\ 000\times10^{-3}\ \mu m^2$ 的填砂管中堵后渗透率和封堵率随注入孔隙体积变化的关系曲线以对比堵水有效期,见图 2。三种堵剂的堵水有效期不相同,但相差不大。其中堵剂 C 的封堵有效期最长,当注入 8 倍孔隙体积倍数时,封堵率保持在 86% 以上;堵剂 A 和堵剂 B 在注入 4 倍孔隙体积倍数时,封堵率开始下降,当注入 8 倍孔隙体积倍数时,封堵率分别下降到 76% 和 70% 左右。堵水有效期的评价为堵剂用量优化提供了依据。



a) 堵后渗透率

a) Sand permeability after plugging



b) 封堵率

b) Blocking rate

图 2　堵水有效期的比较图

Fig. 2　Comparison of water plugging validity

3.3　封堵调剖效果评价

首先设置不同渗透率级差的双管模型，然后评价不同堵剂在不同级差下高低渗管的分流率之比，据此比较不同堵剂对非均质油层的改善程度，见图 3。由图 3 可知，在不同的级差下，三种堵剂对高低渗管的封堵情况均不同。对于非均质程度较低的双管模型，三种堵水剂均表现出较好的封堵调剖能力，使模型的非均质程度得到大幅度改善，能够大幅度改善高、低渗模型的产液比例；对于非均质较严重的双管模型，封堵调剖能力相对较差。在相同的级差条件下，堵剂 B 的封堵调剖能力最好，平衡后高低渗管的分流率最为接近，使模型更趋于均质；堵剂 A 的封堵调剖能力要比堵剂 C 强一些，但在非均质程度较严重的条件下表现出与堵剂 C 相近的调整能力。

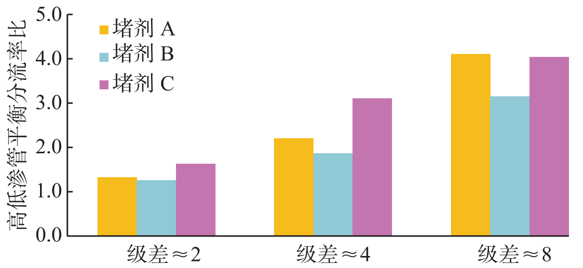


图 3　不同堵剂的平衡分流率之比图

Fig. 3　The ratio of the equilibrium shunt rate of different plugging agents

3.4　储层伤害程度评价

根据实验结果评价不同渗透率级差下不同堵剂对低渗管的封堵率，据此比较三种堵剂对低渗储层的伤害程度，分析堵剂的选择性和智能性，结果见图 4。由图 4 可知，在不同的渗透率级差下，三种体系对低渗管都表现出比较低的伤害，封堵率均在 35% 以下，并且随着级差的增大，低渗管的封堵率逐渐降低。表明堵剂主要进入的是高渗层，对低渗层的伤害较小，并且非均质程度越大，堵剂越容易进入高渗层，表现出较好的选择性封堵能力。在级差较小时，堵剂 C 对地层伤害最小；在级差较大时，堵剂 A 和堵剂 C 对低渗管的伤害要大于堵剂 B。要根据油田储层的非均质程度选择适宜的堵剂。

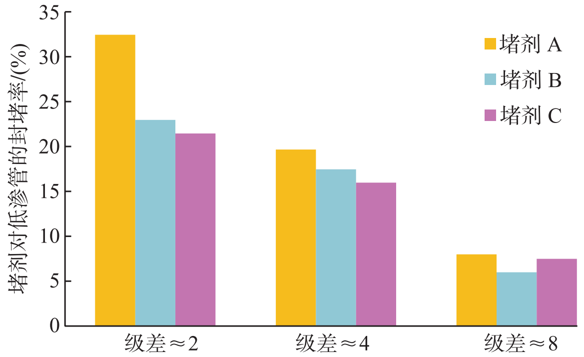


图 4　不同堵剂对低渗管封堵率图

Fig. 4　Plugging rate of different plugging agents onlow permeability pipes

4　矿场应用

海上油田具有安全注入压力窗口较小，流程处理要求高等特点。渤中 25－1 南油田属于海上河流相油田，储层平面非均质性强，渗透率级差大（平面渗透率级差 3～5），综合考虑需选择易注入，易处理，储层伤害程度低的堵剂，因此选择堵剂 A。该油田 E 25 井主要开采层位为 NmⅣ 8.2 小层和 NmⅤ 3＋5.1 小层，施工前该井日产液 150 m^3，日产油 15 m^3，含水 90%，测试显示主要出液和出水层位为 NmⅤ 3＋5.1 小层。2016 年 1 月对该井堵水作业，堵水后产液量和含水持续下降，测试显示堵水后 NmⅤ 3＋5.1 小层产液比例由 82% 下降到 70%，该井产液不均得到大幅改善，最大日增油达到了 35 m^3，含水下降约 10%，有效期 396 d，累计增油达 1.4×10^4 m^3，取得明显效果。

5　结论

1）利用室内实验对筛选配制的三种堵剂的注入性能、堵水有效期、封堵能力和对低渗层伤害程度进行分析评价，结果表明：堵剂 A 具有最佳的注入性能，在相同

渗透率条件下堵剂的注入压力和顶替压力是最低的；堵剂 B 具有最佳的封堵调剖性能；堵剂 C 具有最长堵水有效期和最低的低渗透层伤害性。三种体系各有所长，在实际应用中具有较大的选择空间。

2）结合海上油田安全注入压力窗口小、环保排放要求高和平台空间小的具体条件，选择堵剂 A 在渤中 25－1 南油田 E 25 井进行堵水试验，结果表明该堵剂堵水效果好、增油明显。

参考文献：

[1] 郭太现，苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J]. 中国海上油气，2013，25(4)：26－30.
Guo Taixian, Su Yanchun. Current Status and Technical Development Direction in Heavy Oil Reservoir Development in Bohai Oilfields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25 (4): 26－30.

[2] 安桂荣，许家峰，周文胜，等. 海上复杂河流相水驱稠油油田井网优化——以 BZ 油田为例[J]. 中国海上油气，2013，25(3)：28－31.
An Guirong, Xu Jiafeng, Zhou Wensheng, et al. Well Pattern Optimization in Offshore Water-Drive Heavy Oilfields with Complicated Fluvial Facies [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25 (3): 28－31.

[3] 苏彦春，李廷礼. 海上砂岩油田高含水期开发调整实践[J]. 中国海上油气，2016，28(3)：83－90.
Su Yanchun, Li Tingli. Practice of Development Adjustment in Offshore Sandstone Oilfields in High Water Cut Stage [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28 (3): 83－90.

[4] 赵福麟. 油井选择性堵水[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2010，34(1)：84－92.
Zhao Fulin. Selective Water Shutoff for Oil Well [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34 (1): 84－92.

[5] 王玉功，任雁鹏，李　勇，等. 凝胶型选择性堵水剂 DQ-2 的研制及应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2012，27(3)：81－84.
Wang Yugong, Ren Yanpeng, Li Yong, et al. Development and Application of a Selective Gel Plugging Agent DQ-2 [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27 (3): 81－84.

[6] 丁保东，张贵才，葛际江，等. 普通稠油化学驱的研究进展[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2011，26(3)：52－58.
Ding Baodong, Zhang Guicai, Ge Jijiang, et al. Research Progress in the Chemical Flooding of Conventional Heavy Oil [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011, 26 (3): 52－58.

[7] 戴彩丽，赵小明，秦　涛. 区块整体油井堵水的决策技术研究[J]. 断块油气田，2006，13(4)：21－23.
Dai Caili, Zhao Xiaoming, Qin Tao. Study on Decision-Making Technique of Oil Well Water Shutoff in Integral Tract [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2006, 13 (4): 21－23.

[8] 赵福麟，戴彩丽，王业飞，等. 油井堵水概念的内涵及其技术关键[J]. 石油学报，2006，27(5)：71－74.
Zhao Fulin, Dai Caili, Wang Yefei, et al. Comprehension of Water Shutoff in Oil Wells and Its Technical Keys [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (5): 71－74.

[9] 才　程，岳湘安，赵福麟. 化学剂吞吐与油井堵水结合技术研究[J]. 石油学报，2006，27(3)：70－74.
Cai Cheng, Yue Xiang'an, Zhao Fulin. A New Technique by Combining Chemicals Huff and Puff Technique with Water Shutoff in Oil Well [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (3): 70－74.

[10] 魏　斌. 高含水油田剩余油分布研究[M]. 北京：地质出版社，2002：6－30.
Wei Bin. The Study of the Remaining Oil Distribution on High Water Cut Oilfield [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2002: 6－30.

[11] 张黎黎，谢　刚，巨登峰，等. 微悬浮乳液堵调剂性能研究[J]. 岩性油气藏，2013，25(6)：112－116.
Zhang Lili, Xie Gang, Ju Dengfeng, et al. Laboratory Study on Micro Suspension Emulsion Plugging Agent [J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25 (6): 112－116.

[12] 饶良玉，吴向红. 苏丹层状边水油藏水平井开发效果评价与对策研究[J]. 岩性油气藏，2011，23(5)：106－110.
Rao Liangyu, Wu Xianghong. Development Effect Evaluation and Strategy of Horizontal Wells in Multilayer Edge Water Reservoir in Sudan [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23 (5): 106－110.

[13] 熊春明，唐孝芬. 国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J]. 石油勘探与开发，2007，34(1)：83－88.
Xiong Chunming, Tang Xiaofen. Technologies of Water Shut-Offand Profile Control: An Overview [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34 (1): 83－88.

[14] 唐孝芬，刘玉章，向问陶，等. 交联聚合物冻胶调堵剂性能评价指标及方法[J]. 石油钻采工艺，2004，26(2)：49－53.
Tang Xiaofen, Liu Yuzhang, Xiang Wentao, et al. Performance Evaluation Indexes and Measures of Cross-Linked Polymer Gel for Water Shutoff and Profile Control [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26 (2): 49－53.

[15] 潘广明，张彩旗，刘　东，等. 海上稠油油藏弱凝胶调驱提高采收率技术[J]. 特种油气藏，2018，25(3)：140－143.

Pan Guangming, Zhang Caiqi, Liu Dong, et al. Weak-Gel Profile-Control Flooding to Enhance Oil Recovery in Offshore Heavy-Oil Reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25 (3): 140 - 143.

[16] 王 斌,张国萍,许建华,等. 高含水油井堵水用复合颗粒堵剂[J]. 油田化学,2002,19(3):230 - 232.
Wang Bin, Zhang Guoping, Xu Jianhua, et al. Oilwell Cement Composition YH 98 - 07 for Water Control in High Water Cut Production Wells [J]. Oilfield Chemistry, 2002, 19 (3): 230 - 232.

[17] 卢祥国,高振环,闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发,1994,13(4):53 - 55.
Lu Xiangguo, Gao Zhenhuan, Yan Wenhua. Experimental Study of Factors Influencing Permeability of Artificial Core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1994, 13 (4): 53 - 55.

[18] 张 帆,王福宾,张石兴. 油水乳状液性质及其影响因素[J]. 油气田地面工程,2005,24(12):2 - 3.
Zhang Fan, Wang Fubin, Zhang Shixing. Properties and Influencing Factors of Oil-Water Emulsion [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2005, 24 (12): 2 - 3.

[19] Smith J E. Performance of 18 Polymers in Aluminum Citrate Colloidal Dispersion Gels [C]//Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 14 - 17 February, 1995, San Antonio, Texas, USA. New York: SPE, 1995.

[20] Long R B. The Concept of Asphaltene [J]. Journal of the American Chemical Society, 1979, 24 (4): 891 - 900.

[21] 卢祥国,姜维东,王晓燕. Cr^{3+}、碱和表面活性剂对聚合物分子构型及渗流特性影响[J]. 石油学报,2009,30(5):749 - 754.
Lu Xiangguo, Jiang Weidong, Wang Xiaoyan. Study on Effects of Cr^{3+}, Alkali and Surfactant on Polymer Molecular Configuration and Seepage Flow Characteristics [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30 (5): 749 - 754.

[22] 姜维东,张 健,唐晓东. 渤海油田驱油用聚合物线团尺寸与岩石孔喉配伍性研究[J]. 油田化学,2012,29(4):446 - 451.
Jiang Weidong, Zhang Jian, Tang Xiaodong. Compatibility of Clew Dimension of Flooding Polymer and Rock Pore Throat in Bohai Oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29 (4): 446 - 451.

(上接第 25 页)

[14] Shi Chuanwei, Zou Yong, Zou Zengda, et al. Electromagnetic Characteristic of Twin-Wire Indirect Arc Welding [J]. Chinese Journal of Mechanical Engineering, 2015, 28 (1): 123 - 131.

[15] Di Xinjie, Cai Lin, Xing Xixue, et al. Microstructure and Mechanical Properties of Intercritical Heat-Affected Zone of X 80 Pipeline Steel in Simulated In-Service Welding [J]. Acta Metallurgica Sinica (English Letters), 2015, 28 (7): 883 - 891.

[16] Mostaan H, Shamanian M, Hasani S, et al. Response of Structural and Magnetic Properties of Ultra-Thin FeCo-V Foils to High-Energy Beam Welding Processes [J]. International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials, 2015, 22 (11): 1190 - 1198.

[17] 唐行华,赵新军,王有庆,等. 浅谈消除管道磁性的方法[J]. 金属加工,2012(14):38 - 41.
Tang Xinghua, Zhao Xinjun, Wang Youqing, et al. Discussion on the Methods of Pipeline Demagnetization [J]. MW Metal Forming, 2012 (14): 38 - 41.

[18] 任 波. 浅述退磁技术的原理及方法[J]. 洛阳理工学院学报(自然科学版),2011,21(2):64 - 67.
Ren Bo. Brief Discussion on the Principles and Method of Demagnetization Technology [J]. Journal of Luoyang Institute of Science and Technology (Natural Science Edition), 2011, 21 (2): 64 - 67.

[19] 何 箭,何辅云. 智能控制高速复合消磁方法[J]. 合肥工业大学学报(自然科学版),2012,35(3):312 - 314.
He Jian, He Fuyun. An Intelligent-Controlled High-Speed Composite Demagnetization Method [J]. Journal of Hefei University of Technology (Natural Science), 2012, 35 (3): 312 - 314.

[20] 吴子瑕. 消磁绕组磁场与钢板磁化的关系分析[J]. 中国舰船研究,2015,10(1):126 - 130.
Wu Zixia. Analysis of the Relation Between the Magnetic Field of Degassing Winding and Steel Magnetization [J]. Chinese Journal of Ship Research, 2015, 10 (1): 126 - 130.