

注入水性质对中东地区碳酸盐岩油藏驱油效果的影响

刘晓蕾^{1,2}, 朱光亚¹, 熊海龙³, 刘博³, 董致伟³, 李兴彦⁴

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007; 3. 北京拓普莱博油气田开发技术研究院, 北京 100043; 4. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院, 甘肃敦煌 736202)

摘要: 中东地区碳酸盐岩储层以孔隙介质为主, 注水是未来重要的开发方式, 而注入水的性质影响了注水提高采收率的效果。利用中东地区M层碳酸盐岩油藏岩心, 通过改变注入水矿化度、钙离子和硫酸根离子质量浓度, 研究注入水性质对驱油效果的影响。结果表明, 随着注入水矿化度的减小, 水驱采收率增大; 降低矿场注入水中钙离子质量浓度或相对比例、增加矿场注入水中硫酸根离子质量浓度或相对比例, 均有利于提高水驱采收率, 改善驱油效果。矿场注水过程中可以通过改变注入水矿化度和离子质量浓度提高驱油效果, 还须进一步结合现场水源水量及其他限制条件优选注入水源。

关键词: 碳酸盐岩 注入水性质 矿化度 离子组成 驱油效果 中东地区

中图分类号: TE344

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)02-0116-05

Effect of injected water properties on oil displacement effect in Middle East carbonate reservoirs

Liu Xiaolei^{1,2}, Zhu Guangya¹, Xiong Hailong³, Liu Bo³, Dong Zhiwei³, Li Xingyan⁴

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 2. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 3. Top-Lab Research Institute of Oil and Gas Development, Beijing City, 100043, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Qinghai Oil Field, Dunhuang City, Gansu Province, 736202, China)

Abstract: Carbonate reservoirs in Middle East are mainly porous. Water flooding will be a useful development scheme, and water flooding recovery is influenced by properties of injected water. Based on the core displacement experiments of carbonate reservoir in M layer of Middle East, effects of salinity and mass concentration of calcium ion and sulfate ion of the injected water on oil displacement were studied. The results show that water flooding recovery can be effectively enhanced and oil displacement can be effectively improved when the salinity and calcium ion concentration of injected water decrease and sulfate ion concentration of injected water increases. The oil displacement effect may be enhanced through the change of salinity and ion mass concentration of the injected water in the process of water flooding in the field. The experiment results can be used for guiding optimal selection and improving the source of injected water of carbonate reservoir in M layer of Middle East.

Key words: carbonate rock; properties of injected water; salinity; ionic composition; oil displacement effect; the Middle East area

世界油气资源的2/3蕴藏在碳酸盐岩储层中, 中东地区是碳酸盐岩油气资源蕴藏最丰富的地

收稿日期: 2016-12-26。

作者简介: 刘晓蕾(1990—), 女, 辽宁盘锦人, 在读博士研究生, 从事提高采收率方面的研究。联系电话: 13261295759, E-mail: tieshi1000@163.com。

基金项目: 中国石油科技重大专项“中国石油海外油气上产2亿吨开发关键技术研究”(2011E-2501)。

区。与中国以溶洞、裂缝为主的碳酸盐岩储层明显不同,中东地区碳酸盐岩油藏以孔隙型为主,很少发育溶洞,而且储层厚度及物性都要好于中国^[1-5]。在开发方式上,中国以衰竭开采后的注水驱油方式为主^[6-8],中东地区则以注水驱油方式为主,类似于砂岩油藏的注水开发方式^[9-11]。以前,注水过程中主要考虑注入水与地层水的配伍性以避免储层伤害,较少考虑注入水的矿化度及离子组成对驱油效果的影响。近些年,通过室内岩心实验、井间示踪剂测试及矿场应用等方式,发现降低注入水矿化度、优化注入水离子组成,能够降低残余油饱和度,提高水驱采收率^[12-14]。国外类似研究相对较多,中国对此开展的研究相对较少,而且对于改变注入水矿化度及离子组成对提高水驱采收率的机理还不清楚,针对部分研究结果还存在较大的争议。笔者从改变注入水矿化度及主要阴阳离子质量浓度的角度出发,通过水驱岩心驱替实验,揭示改变矿化度及离子组成对提高采收率的影响规律,以期为矿场注入水水源的优选及优化提供依据。

1 油藏地质背景

M层既是中东地区发育广泛的储层,又是重要的产油层。H油田整体以中孔中低渗透储层为主,M层碳酸盐岩油藏是该油田的主力层,平均厚度达到80 m,平均孔隙度为20%,平均渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大部分储层连续稳定分布,局部隔层发育,M层碳酸盐岩油藏原始石油地质储量占该油田的50%以上,目前日产油量占油田产油量的70%。截至2014年,M层碳酸盐岩油藏采出程度低于2%,随着油藏开发地层能量逐渐衰减,如何保持地层压力和提高原油采收率是该油藏面临的主要问题。

M层碳酸盐岩油藏主要由滩后相骨屑泥粒灰岩夹杂泻湖相粒泥灰岩组成,孔隙类型多样,包括铸模孔、微孔隙和体腔孔等。M层地层压力系数为1.16,属于正常温压系统;地层原油粘度为1.6~3.3 mPa·s,地层水为CaCl₂型,矿化度为 $16 \times 10^4 \sim 22 \times 10^4$ mg/L。

2 实验方法及方案设计

2.1 实验方法

实验岩心取自H油田M层油藏,处理后得到直径为3.8 cm、长度为6 cm的岩心样品。经过洗油、抽真空加压饱和、建立束缚水及老化处理后进行水驱油模拟实验,实验温度为地层温度(96 ℃),实验采用多级恒温岩心驱替系统,流程如图1所示,采用恒速驱替方式,记录注入不同注入水水样时岩心驱替实验的产出油、水体积和驱替压力等参数。实验用水为地层水和E水样,两者矿化度分别为212 000和15 792 mg/L,其离子组成如表1所示,其他注入水样矿化度按比例稀释得到。

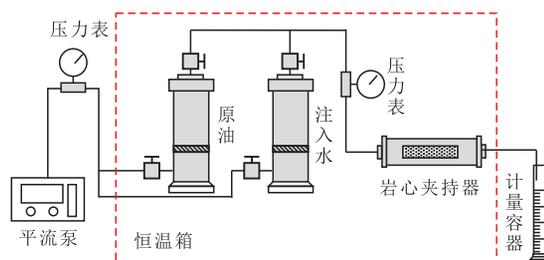


图1 多级恒温岩心驱替实验流程

Fig.1 Flow diagram of displacement experiment

2.2 方案设计

改变注入水矿化度驱替模拟实验共计4块岩心(岩心A—D)(表2),其中岩心A,B和C采用平行对

表1 实验用水离子组成
Table1 Ion composition of injected water

实验用水	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe ²⁺	Sr ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	矿化度
地层水	67 257	2 081	9 200	2 430		1 141	129 575	427		320	212 431
E水样	6 093	105	1 173	348	7		47 013	205	1	783	15 792

表2 实验岩心基础物性参数
Table2 Basic physical property parameters of cores

岩心编号	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度, %	孔隙体 积/mL	束缚水饱 和度, %	岩心 编号	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙 度, %	孔隙体 积/mL	束缚水饱 和度, %
A	12.34	19.09	13.28	20.94	E	15.25	23.07	16.03	22
B	11.30	20.81	15.06	20.30	F	11.85	28.51	13.14	23.91
C	12.16	15.09	15.10	22.24	G	12.34	19.09	13.28	20.19
D	11.30	24.09	17.01	20.63	H	15.34	23.73	17.23	23.39

比实验,岩心D采用连续驱替实验,从2个角度分析改变注入水矿化度对驱油效果的影响。岩心与对应的驱替水样矿化度及离子质量浓度见表3。

改变注入水离子质量浓度驱替模拟实验共计4块岩心(岩心E—H)(表2),采用连续驱替实验方

式。岩心E和F设计为在分别降低钙离子质量浓度、增加硫酸根离子质量浓度的同时,注入水矿化度也随之变化(表3);岩心G和H设计为保持注入水矿化度不变,分别降低钙离子质量浓度、增加硫酸根离子质量浓度(表3)。实验油样为现场原油,

表3 驱替水样矿化度及钙离子和硫酸根离子质量浓度
Table3 Salinity and mass concentration of Ca²⁺ and SO₄²⁻ of flooding water samples

岩心编号	驱替水样序列	实验内容
A	E水样稀释至10%(1 579.2 mg/L)	平行对比实验
B	E水样稀释至25%(3 948 mg/L)	
C	E水样稀释至50%(7 896 mg/L)	
D	地层水(212 431 mg/L)—E水样(15 792 mg/L)—E水样稀释至50%(7 896 mg/L)—E水样稀释至25%(3 948 mg/L)—E水样稀释至10%(1 579.2 mg/L)	连续驱替实验
E	钙离子质量浓度为1 312 mg/L—656 mg/L—328 mg/L—88 mg/L(E水样稀释至10%)	降低Ca ²⁺ 质量浓度
F	硫酸根离子质量浓度为320 mg/L(地层水)—59 mg/L(E水样稀释至10%)—235 mg/L—470 mg/L—939 mg/L	增加SO ₄ ²⁻ 质量浓度
G	钙离子质量浓度为3 000 mg/L—880 mg/L—300 mg/L—80 mg/L	矿化度不变,降低Ca ²⁺ 质量浓度
H	硫酸根离子质量浓度为80 mg/L—300 mg/L—800 mg/L—3 217 mg/L	矿化度不变,增加SO ₄ ²⁻ 质量浓度

地层温度条件下粘度为1.6 mPa·s。

3 注入水性质对驱油效果的影响

3.1 矿化度

由不同矿化度水样采出程度对比曲线(图2)可以看出,随着注入水矿化度的减小,水驱采出程度增大,E水样稀释至10%时采出程度最大。由岩心D连续驱替实验采收率对比曲线(图3)可以看出,注入水矿化度分别为212 431, 15 792, 7 896, 3 948和1 579.2 mg/L时,对应的采收率分别为61.8%, 66.0%, 69.2%, 71.3%和73.3%,随着矿化度的减小,采收率逐渐增大,但采收率增幅逐渐减小。

由此可知,对于中东地区碳酸盐岩岩心,随着注入水矿化度的减小,水驱采收率逐渐增大。在矿

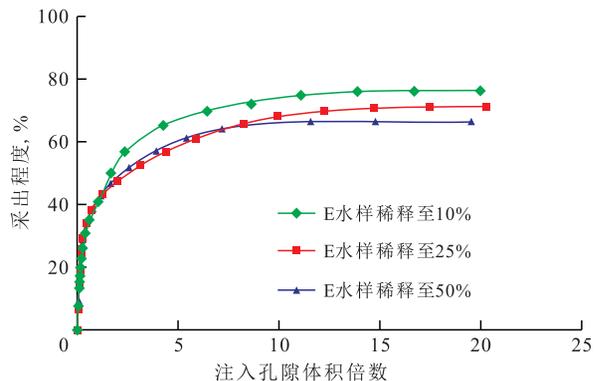


图2 不同矿化度水样采出程度对比

Fig.2 Contrast curve of recovery degree of water samples with different salinities

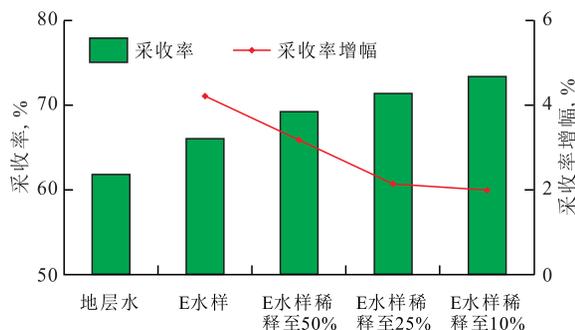


图3 岩心D连续驱替实验采收率对比

Fig.3 Contrast curve of recovery of core D in the successive displacement experiment

场注水开发过程中,合理降低注入水的矿化度可以有效改善驱油效果。

3.2 离子质量浓度

鉴于矿化度与离子质量浓度的关系,在分析离子质量浓度对驱油效果的影响时,采用离子相对比例(即某种离子质量浓度与总矿化度之比)表征离子质量浓度大小。

分析岩心E和F的实验结果(图4)可知,当注入水钙离子质量浓度分别为1 312, 656, 328和88 mg/L时,随着钙离子质量浓度的降低,钙离子与硫酸根离子的相对比例减小,水驱采收率逐渐增大,即减小钙离子质量浓度或减小钙离子相对比例均利于提高水驱采收率。

当注入水硫酸根离子质量浓度依次为320, 59, 235, 470和939 mg/L时,随着注入水中硫酸根离子质量浓度的增加,硫酸根离子与钙离子相对比例增

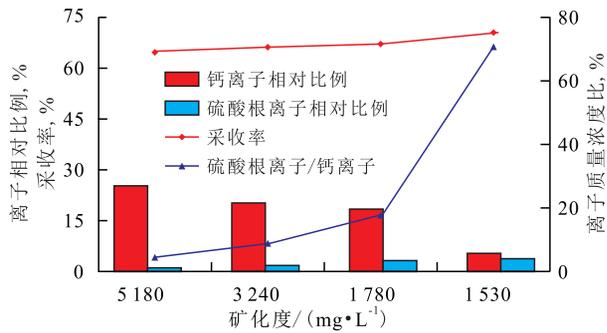


图4 钙离子质量浓度对水驱效果的影响(连续驱替实验)

Fig.4 Influence of mass concentration of Ca²⁺ on recovery in the successive displacement experiment

加,水驱采收率逐渐增大(图5)。表明增加注入水中硫酸根离子质量浓度或增大硫酸根离子相对比例均有利于提高水驱采收率。

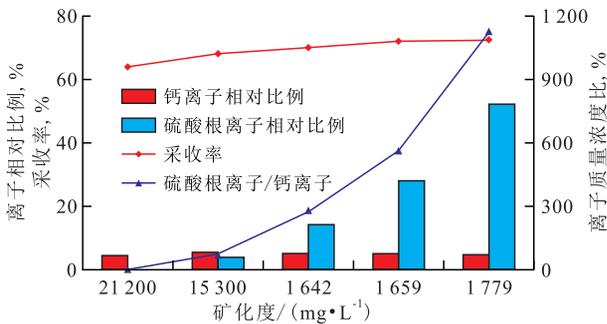


图5 硫酸根离子质量浓度对水驱效果的影响(连续驱替实验)

Fig.5 Influence of mass concentration of SO₄²⁻ on recovery in the successive displacement experiment

在保持注入水矿化度不变的条件下,钙离子质量浓度由3 000 mg/L降低到80 mg/L(相对比例由7%降至0.2%),硫酸根离子相对比例保持不变,硫酸根离子与钙离子相对比例大幅增加,采收率累积增幅为2.1%(图6),表明钙离子质量浓度或相对比例降低时,有利于提高水驱采收率。

在保持注入水矿化度不变的条件下,增加硫酸根离子质量浓度时,硫酸根离子相对比例逐渐增加,钙离子相对比例不变,水驱采收率呈增大趋势

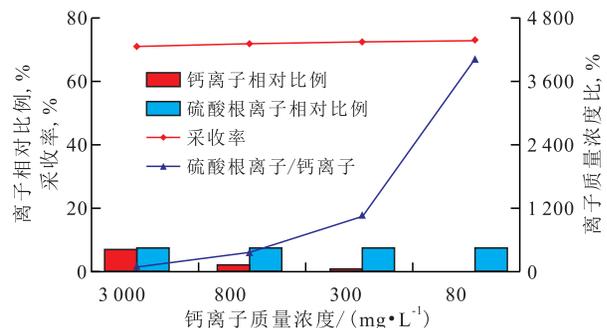


图6 保持矿化度不变时钙离子质量浓度对水驱效果的影响

Fig.6 Influence of mass concentration of Ca²⁺ on recovery under the condition of constant salinity

(图7),表明增加注入水中硫酸根离子质量浓度或相对比例,有利于提高水驱采收率。

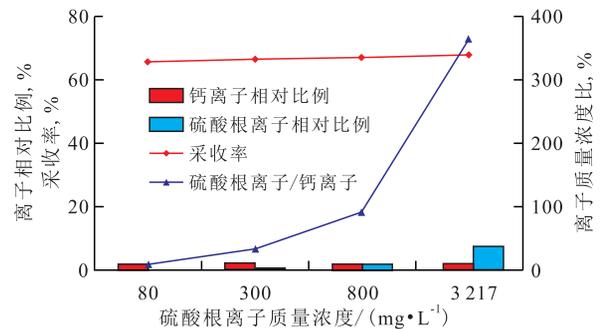


图7 保持矿化度不变时硫酸根离子质量浓度对水驱效果的影响

Fig.7 Influence of mass concentration of SO₄²⁻ on recovery under the condition of constant salinity

4 矿场注入水水源优选建议

综合以上实验结果可知,矿场注水过程中改变注入水矿化度和离子质量浓度可以有效提高水驱效果,由此提出2点矿场注水的水源选择及改善建议:①等比例降低矿场注入水的矿化度,有利于提高水驱采收率;②降低矿场注入水中钙离子质量浓度或相对比例,有利于提高水驱采收率,增加矿场注入水中硫酸根离子质量浓度或相对比例,有利于提高水驱采收率。

H油田现场注入水共有8种可选水源,其钙离子和硫酸根离子的相对比例各不相同(图8),结合上述建议可知,水源d,e,h注水提高采收率潜力较大,适合作为注入水源,进一步结合现场水源水量及其他限制条件优选注入水源。

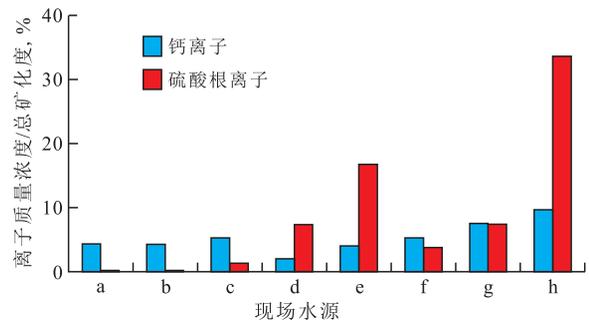


图8 H油田现场水源离子相对比例分析

Fig.8 Analysis diagram of relative ratio of Ca²⁺ and SO₄²⁻ in field water of H oilfield

5 结论

针对中东地区碳酸盐岩油藏,采用驱替实验方式分析注入水的矿化度和离子质量浓度2个因素对

水驱油效果的影响。随着注入水矿化度的降低,水驱油效果逐渐改善。随着注入水中钙离子质量浓度或相对比例的降低,硫酸根离子质量浓度或相对比例的增加,水驱油效果逐渐改善。

参考文献:

- [1] 宫畅,金佩强.美国碳酸盐岩油藏提高采收率历史与现状[J].国外油藏工程,2010,26(4):5-8.
Gong Chang, Jin Peiqiang. The history and present situation of EOR for America carbonate reservoir [J]. Foreign Oilfield Engineering, 2010, 26(4): 5-8.
- [2] 苏海洋,廖长霖,李波,等.孔隙型碳酸盐岩油藏提高采收率驱油方式实验[J].油气地质与采收率,2016,23(1):90-95.
Su Haiyang, Liao Changlin, Li Bo, et al. Experiments on oil displacement method of enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 90-95.
- [3] 郑泽宇,朱倘仟,侯吉瑞,等.碳酸盐岩缝洞型油藏注氮气驱后剩余油可视化研究[J].油气地质与采收率,2016,23(2):93-97.
Zheng Zeyu, Zhu Tangqian, Hou Jirui, et al. Visible research on remaining oil after nitrogen flooding in fractured-cavity carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 93-97.
- [4] 汪亚蓉,汪伟英,刘子雄,等.注水水质对油藏开发指标的影响研究[J].断块油气田,2010,17(1):82-85.
Wang Yarong, Wang Weiying, Liu Zixiong, et al. Effect of injected water quality on reservoir development index [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(1): 82-85.
- [5] Mohan K, Gupta R, Mohanty K K. Wettability altering secondary oil recovery in carbonate rocks [J]. Energy & Fuels, 2011, 25(9): 3 966-3 973.
- [6] 巫波,刘遥,荣元帅,等.碳酸盐岩油藏缝洞差异连通及水淹特征研究[J].特种油气藏,2015,22(1):131-133.
Wu Bo, Liu Yao, Rong Yuanshuai, et al. Fracture-cavern different connections and water-out in carbonate reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 131-133.
- [7] 彭松,郭平.缝洞碳酸盐岩凝析气藏注水替凝析油实验[J].大庆石油地质与开发,2015,34(1):68-72.
Peng Song, Guo Ping. Experiment of waterflooding replaced condensate for fractured-cavernous condensate gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 68-72.
- [8] 金强,田飞,张宏方.塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞单元综合评价[J].石油实验地质,2015,37(3):272-279.
Jin Qiang, Tian Fei, Zhang Hongfang. Comprehensive evaluation of fracture-cave units in karst carbonates in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 272-279.
- [9] Idowu J, Somerville J, Adebari D, et al. Effect of salinity changes of the injected water on water flooding performance in carbonate reservoirs [C]. SPE 150816, 2011.
- [10] Yousef A A, Al-Saleh S, Al-Jawfi M. New recovery method for carbonate reservoirs through tuning the injection water salinity Smart water flooding [C]. SPE 143550, 2011.
- [11] Nasralla R A, Alotaibi M B, Nasr-EI-Din H A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs [C]. SPE 144602, 2011.
- [12] Al-Attar H H, Mahmoud M Y, Zekri A Y. Low salinity flooding in a selected carbonate reservoirs: Experimental approach [C]. SPE 164788, 2013.
- [13] Robertson E P. Low-salinity waterflooding to improve oil recovery-historical field evidence [C]. SPE 109965, 2007.
- [14] McGuire P L, Chatham J R, Paskvan F K, et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope [C]. SPE 93903-MS, 2005.

编辑 经雅丽