

中原油田耐温抗盐二氧化碳泡沫控制气窜研究

王庆^{1,2}, 杨昌华¹, 林伟民¹, 周迅¹, 董俊艳¹, 杨卫东¹

(1.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;

2.中国石油大学国家大学科技园管委会办公室,山东东营 257000)

摘要:二氧化碳驱是中原油田探索高温高盐油藏高含水后期提高采收率的重要方式,在该类油藏开展泡沫封窜是控制CO₂气窜的一种有效方法。针对试验区气窜严重的现状,开发了耐温、抗盐CY-1型CO₂泡沫封窜体系。该体系耐温100℃,耐盐25×10⁴ mg/L,耐钙镁5×10³ mg/L。对CO₂泡沫进行了高温高压性能评价,得到了泡沫起泡能力随压力增加而增强的新认识。CO₂泡沫相态变化实验结果表明,超临界CO₂泡沫在起泡能力与稳泡能力上均大大高于气态CO₂泡沫,最长稳泡时间达到3 144.3 min。应用该体系对中原油田、腰英台油田16口井进行了现场试验,注气压力平均上升1~3 MPa,工艺成功率为100%,取得了较好的封窜效果。

关键词:二氧化碳驱 二氧化碳泡沫 气窜 封窜 泡沫驱

中图分类号: TE357.7

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)04-0075-04

将CO₂注入油层,既可提高原油采收率,又可实现CO₂封存,是目前中外最为热门的三次采油方式之一^[1-2]。中原油田CO₂混相驱先导试验自2008年开展以来,CO₂累积注入量为19 757.95 t,累积增油量为5 750 t,为探索三次采油方式提供了新途径。但CO₂驱在提高采收率的同时,也带来了较为严重的气窜问题。利用泡沫控制气窜是目前较为有效的方法之一^[3-4],CO₂泡沫封窜技术已在海外多个油藏成功实施,但在高温高盐油藏高含水后期开展CO₂泡沫封窜还未见报道^[5-7]。而中国由于CO₂驱起步较晚,目前仍处于试验阶段^[8-9]。由于注入地下的CO₂处于超临界状态,在该条件下,对CO₂与发泡剂溶液能否形成泡沫,泡沫起泡能力和稳泡能力如何,高温高压对泡沫性能有何影响的研究较少。此外,泡沫能否耐温抗盐,在中高渗透条件下的封堵能力也是关系到泡沫封窜技术的关键,需要重点加以研究。笔者针对以上问题,开发了耐温抗盐CO₂泡沫封窜体系,以期为中原油田CO₂混相驱的顺利开展提供配套技术,为同类油藏的开发提供借鉴。

1 CO₂发泡剂筛选及评价

1.1 常温常压下CO₂发泡剂及其复配体系筛选

选取不同类型的发泡剂样品13种,复配2种,

共15种发泡剂,利用充气法开展CO₂泡沫评价试验,以对CO₂发泡剂及其复配体系进行筛选。

实验用水为中原油田沙一段下亚段油藏注入水;二氧化碳的纯度为99.9%(试剂级);实验温度为20℃;CO₂发泡剂质量分数为0.5%;充气速度为250 mL/min;充气时间为4 min。

由实验结果(表1)可见,常规的单一离子型表

表1 常温常压下CO₂发泡剂及其复配体系

序号	试剂名称	试剂类型	起泡体积/mL	半衰期/min
1	十二烷基硫酸钠	阴离子型	690	14.3
2	α-烯烴磺酸盐	阴离子型	710	16.5
3	吐温-20	非离子型	670	4.8
4	聚氧乙烯月桂醚	非离子型	690	4
5	聚氧乙烯醚硫酸酯盐	混合型	680	17.1
6	ZY-GP油田泡沫剂	混合型	690	23.8
7	ZY-NP油田泡沫剂	混合型	660	11.8
8	sh1	阴非离子型	710	22.5
9	sh2	阴非离子型	740	23.1
10	sh3	两性离子型	720	27.8
11	HD1	阴非离子型	570	39.7
12	HD2	阴非离子型	610	34.2
13	ZY-1	阴非离子型	630	26.9
14	CY-1	复配	720	47.1
15	CY-2	复配	770	33.6

收稿日期:2013-05-15。

作者简介:王庆,男,博士,从事气驱提高采收率研究。联系电话:(0393)4890483,E-mail:wqing415@126.com。

基金项目:中国石化股份公司科研项目“濮城沙一段CO₂泡沫封窜技术研究”(P11028)。

面活性剂在CO₂环境下稳泡性能较差,半衰期一般低于20 min;而阴非离子型和复配的CO₂发泡剂的稳泡性能相对较好。

1.2 高温高压下CO₂发泡剂筛选

由于CO₂泡沫在地层中处于高温高压环境,因此对半衰期在20 min以上的发泡剂进行了高温高压条件下的筛选,以确定最终CO₂发泡剂。

实验仪器主要为高温高压泡沫仪,其主要特点包括:①耐高温高压,最高耐温150℃,耐压20 MPa,可以实现不同相态CO₂泡沫稳定性评价;②可实现高温高压条件下高速搅拌起泡,最高转速为1 000 r/min,起泡速度快;③具有可视观察窗,可观察高温高压条件下泡沫的起泡及稳泡情况;④测温点在设备内部,可以更准确测量泡沫实际温度。

实验用水为中原油田沙一段下亚段油藏注入水;二氧化碳的纯度为99.9%(试剂级);实验温度为82.5℃;实验压力为5 MPa;CO₂发泡剂质量分数为0.5%;搅拌速度为1 000 r/min;搅拌时间为1 min。

从高温高压条件下CO₂发泡剂筛选结果(表2)来看,与常温常压条件相比,大多数CO₂泡沫的稳定性得到了提高,其中,sh1在高温高压下半衰期增加尤为明显,而sh3在高温高压下的半衰期却下降较多。该实验结果证明了利用高温高压装置对CO₂发泡剂进行最终筛选的必要性。通过对实验结果的综合分析,选取CY-1作为CO₂发泡剂进行后续研究。

表2 高温高压下CO₂发泡剂及复配体系筛选

序号	试剂名称	起泡体积/mL	半衰期/min
1	ZY-GP油田泡沫剂	119	57.6
2	sh1	82	123.8
3	sh2	119	84.9
4	sh3	105	5.1
5	HD1	122	98.4
6	HD2	130	76.5
7	ZY-1	73	26.2
8	CY-1	155	135.5
9	CY-2	161	69.4

1.3 发泡剂CY-1最佳质量分数筛选

将发泡剂CY-1配成不同质量分数的溶液,利用高温高压泡沫仪进行半衰期测试。实验结果显示,发泡剂质量分数从0.1%增加到0.6%时,泡沫半衰期从21.6 min快速增加到143.9 min,稳泡效果增加明显;而当质量分数大于0.6%时,泡沫半衰期随质量分数的增大变化不大。考虑成本因素,取发泡剂质量分数为0.6%。

1.4 耐盐性能评价

对发泡剂CY-1开展耐盐性能评价实验,将其分别溶解在矿化度为 10×10^4 , 15×10^4 , 20×10^4 和 25×10^4 mg/L的盐水(钙离子质量浓度均为4 500 mg/L,镁离子质量浓度均为500 mg/L)中,观察是否有沉淀混浊现象发生。

实验结果表明:在室温下发泡剂在不同矿化度的盐水中均为清澈、透明状液体,表明发泡剂CY-1耐盐性能较好。

1.5 热稳定性能评价

根据中原油田沙一段下亚段油藏条件,配制一批发泡剂CY-1试样,将其倒入高温管中,密封好后,放入100℃的恒温箱中,每隔一定时间取出测定起泡体积及半衰期,并观察其是否有沉淀、混浊、分相现象发生。

实验结果表明:发泡剂CY-1在100℃条件下恒温120 d后,溶液中没有沉淀、混浊、分相现象发生,其半衰期不变,说明该发泡剂热稳定性较好。

2 高温高压条件下CO₂泡沫性能

2.1 压力对CO₂泡沫性能的影响

在油藏温度为82.5℃的条件下,通过改变压力,测试了压力为0.5~16 MPa条件下CO₂泡沫的起泡能力和稳泡能力。由实验结果(图1)可见,随着压力的增加,CO₂泡沫的起泡能力和稳泡能力都明显增强。特别是在超临界(温度大于31.2℃、压力大于7.38 MPa)条件下,这种现象更加明显。在压力为16 MPa条件下,CO₂泡沫起泡体积达到423.9 mL,其半衰期达到3 144.3 min,表明在超临界条件下,CO₂泡沫性能要明显高于常规的气态泡沫。

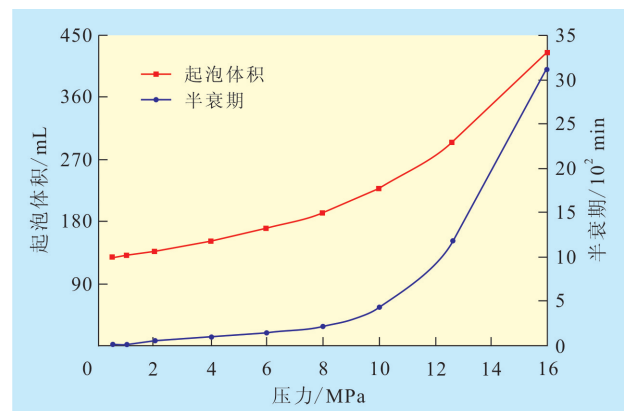


图1 压力对CO₂泡沫起泡能力和稳泡能力的影响

该实验结果与一般认为的压力升高泡沫起泡能力降低^[10]的认识不一致,是此次实验得到的新认

识。通过对比不同压力下的CO₂泡沫起泡过程可以发现,在超临界状态条件下,CO₂泡沫形态与气态下泡沫状态有很大的不同(图2)。气态下通过搅拌产生的泡沫多为细小的白色气泡聚集体,起泡时间较长,一般搅拌时间为1 min,泡沫随着搅拌时间的增加逐渐增多(图2a,图2b)。而在超临界条件下CO₂泡沫更加致密,起泡时间也更短,通常只需10 s左右的搅拌时间,超临界CO₂即与发泡剂迅速混合形成接近白色乳状液的超临界泡沫(图2c,图2d)。分析原因认为压力越高,超临界CO₂与液体性质越接近,其与发泡剂溶液越易混合,形成的泡沫也越近似于乳状液。此外,从国外学者研究结果来看^[11],压力越高,CO₂与发泡剂溶液的界面张力越低,从而导致了超临界条件下CO₂泡沫的起泡能力和稳泡能力要高于气态CO₂泡沫。

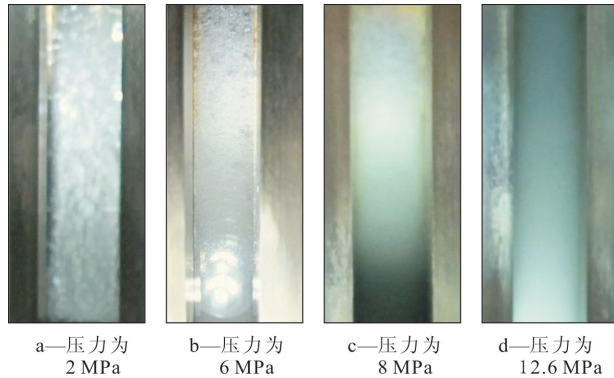


图2 不同压力条件下CO₂泡沫相态

2.2 温度对CO₂泡沫性能的影响

在压力为5 MPa的条件下,通过改变温度,测试了40~100℃条件下CO₂泡沫的稳泡能力。实验结果显示,温度由40℃上升到100℃,泡沫半衰期从315 min下降到41 min,表明CO₂泡沫稳泡能力随温度的升高而降低,主要原因在于温度升高后,液膜蒸发作用加强,导致液膜变薄发生破裂,使得泡沫稳定性下降。

3 现场试验

发泡剂CY-1研究成功后,在中原油田濮城沙一段下亚段油藏濮1-1井组进行了应用。濮1-1井组位于濮31断层以东,主力小层为沙一段下亚段¹₂和¹₃砂层组,井组有效厚度为5~8 m,平均孔隙度为25.8%,渗透率为361×10⁻³ μm²,水驱控制面积为0.32 km²,平均有效厚度为4.4 m,水驱控制储量为20.9×10⁴ t。有效气驱面积为0.18 km²,平均有效厚度为2.4 m,气驱控制储量为12.3×10⁴ t,对应油井4

口(濮1-349、濮1-67、濮6-21和濮1-368井)。

CO₂驱前为进一步明确濮1-1井组油水井连通情况及是否存在高渗透层,通过化学示踪剂监测和试注方法进行了监测。由化学示踪剂监测结果(表3)可以看出,4口对应油井均有示踪剂显示,示踪剂检出最快时间为3 d,说明该井组油水井间存在明显的高渗透层。

表3 濮1-1井组示踪剂监测统计

井号	背景吸光度	见示踪剂时间/d
濮1-349	0.006	7
		15
		16
濮1-368	0.002	4
		9
		12
濮1-67	0.002	9
		3
		4
濮6-21	0.002	5
		7
		9

在濮1-1井CO₂注入过程中,其对应的生产井濮1-67井产生了CO₂气窜,为提高注入压力,保证CO₂驱效果,抑制气窜,决定开展CO₂泡沫封窜。发泡剂CY-1累积注入体积为300 m³。由濮1-1井组封窜前后吸水剖面对比(图3)可见,沙一段下亚段¹₂和¹₃砂层组2个注气目的层在封窜前后吸水剖面变化明显,原来的主吸层由¹₃砂层组变为¹₂砂层组,取得了较好的调整剖面效果。从实际气窜来看,该井在注气4 600 t后才发生气窜,说明泡沫封窜取得了较好效果。利用该泡沫体系对中原油田和腰英台油田16口井进行泡沫封窜试验,均取得了较好的效果,注气压力平均上升1~3 MPa,工艺成功率为100%。经泡沫封堵后,吸气剖面得到有效改善,气驱波及体积增加,泡沫封堵井气窜延缓3个月以上。

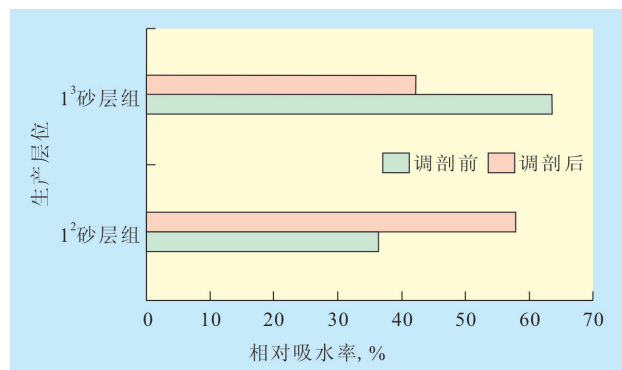


图3 濮1-1井组封窜前后吸水剖面对比

4 结论

通过室内实验和评价,开发了耐温、抗盐CY-1型CO₂泡沫封窜体系,耐温100℃,耐盐25×10⁴mg/L,耐钙镁5×10³mg/L,可满足CO₂试验区油藏条件。超临界CO₂泡沫性能实验表明,在超临界条件下,CO₂泡沫的起泡能力和稳泡能力都明显强于气态CO₂泡沫。随着压力的增加,CO₂泡沫的起泡能力和稳泡能力明显增强。随着温度的升高,CO₂泡沫稳泡能力呈下降趋势。利用该CO₂泡沫封窜体系对中原油田和腰英台油田16口井进行了现场试验,注气压力平均上升1~3MPa,吸气剖面得到有效改善,气驱波及体积增加,泡沫封堵并气窜延缓3个月以上。

参考文献:

- [1] 江怀友,沈平平,钟太贤,等.二氧化碳埋存与提高采收率的关系[J].油气地质与采收率,2008,15(6):52-55.
- [2] 谷丽冰,李治平,欧谨.利用二氧化碳提高原油采收率研究进展

[J].中国矿业,2007,16(10):66-69.

- [3] 付继彤,张莉,尹德江,等.强化泡沫的封堵调剖性能及矿场试验[J].油气地质与采收率,2005,12(5):47-49.
- [4] 廖广志,李立众,孔繁华,等.常规泡沫驱油技术[M].北京:石油工业出版社,1999:132-137.
- [5] Heller J P, Boone D A, Watts R J. Field test of CO₂ mobility control at rock creek [C]. SPE 14395, 1985.
- [6] Yaghoobi H, Tsau J S, Grigg R B. Effect of foam on CO₂ breakthrough: Is this favorable to oil recovery? [C]. SPE 39789, 1998.
- [7] Grigg R B, Tsau J S, Martin F D. Cost reduction and injectivity improvements for CO₂ foams for mobility control [C]. SPE 75178, 2002.
- [8] 李春,伊向艺,刘伟,等.草舍油田CO₂泡沫驱油起泡剂的选择[J].油田化学,2007,24(3):255-258.
- [9] 刘向斌.控制二氧化碳气窜泡沫配方体系的研制与应用——以宋芳屯油田芳48断块为例[J].油气地质与采收率,2011,18(5):51-53.
- [10] 胡世强,刘建仪,王新裕,等.高温高压下泡沫稳定性和PV性能的研究[J].天然气工业,2007,27(6):106-108.
- [11] Liu Y, Grigg R B, Svec R K. CO₂ foam behavior: Influence of temperature, pressure, and concentration of surfactant [C]. SPE 94307, 2005.

编辑 刘北羿

(上接第74页)

参考文献:

- [1] Volek C W. Steam distillation drive—Brea Field, California [J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(8): 899-906.
- [2] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(2):50-53.
- [3] Dehghani K, Meyer R F, Duran H, et al. An experimental and numerical study of in-situ steamdrive during cyclic steaming [J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(2): 144-150.
- [4] 高明,王京通,宋考平,等.稠油油藏蒸汽吞吐后蒸汽驱提高采收率实验[J].油气地质与采收率,2009,16(4):77-79.
- [5] 曾宪红.稠油注水油田中后期改善开发效果技术研究[J].西南

石油学院学报,2006,47(5):61-64.

- [6] 王霞,陈万洪,亓传和,等.水驱油藏转蒸汽驱提高采收率[J].油气采收率技术,1998,5(1):15-20.
- [7] 庄淑兰,洛跃雄.扶余油田水驱转注蒸汽驱提高采收率试验研究[J].长江大学学报:自然科学版,2009,6(6):38-41.
- [8] 白玉湖,周济福.油藏复杂驱动体系物理模拟相似准则研究进展[J].力学进展,2009,39(1):58-68.
- [9] 白玉湖,周济福.水驱油局部相似模型的设计及定量评价方法[J].力学与实践,2009,39(2):27-30.
- [10] 唱鹤鸣.三维模型实验相似准则[J].吉林大学学报:地球科学版,1984,29(4):118-123.

编辑 刘北羿