

裂缝-基质模型 CO₂混相注入提高原油采收率

王业飞¹,高 苗¹,谭 龙²,元福卿³,陈 旭¹,曲正天¹,丁名臣¹

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2.中国石油新疆油田公司 勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000; 3.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:对传统驱油实验装置进行改进,建立裂缝-基质模型以模拟裂缝性油藏。应用该模型开展CO₂混相连续注入和吞吐实验,研究CO₂混相注入提高裂缝性油藏采收率特征,并测试产出原油组分,据此分析不同连续注气时间下基质原油产出机理。结果表明,CO₂混相连续注入很难显著提高裂缝-基质模型原油采收率,基质长度为10.0 cm时采收率仅为18.2%,长度为20.0 cm时采收率降至14.1%。原油组分测试结果表明:CO₂注入初期(0~8 h),产出原油组分基本不变,溶解膨胀为主要产油机理,是主要出油阶段;注气后期(8~40 h),产出原油组分明显变化,萃取为主要产油机理,但产油量较少。CO₂吞吐可在连续注气基础上大幅提高采收率72.8%~73.9%;但吞吐效果受生产压差影响,当生产压差为5 MPa时,累积采收率仅为7.9%~12.4%;当生产压差增至20 MPa时,累积采收率最高可达73.9%。

关键词:裂缝-基质模型 CO₂混相注入 连续注气 原油组分 CO₂吞吐

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Experimental investigation of miscible CO₂ injection for enhanced oil recovery in fracture-matrix model

WANG Yefei¹, GAO Miao¹, TAN Long², YUAN Fuqing³, CHEN Xu¹, QU Zhengtian¹, DING Mingchen¹

(1.School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The fracture-matrix model was designed by improving traditional oil displacement experimental device to simulate fractured reservoirs. Miscible continuous CO₂ injection and CO₂ huff-n-puff process were carried out in fracture-matrix system to investigate the EOR characteristics of miscible CO₂ injection. The composition of produced oil during CO₂ injection was tested to analyze the main mechanism of oil production at different continuous gas injection times. The results indicate that the miscible continuous CO₂ injection cannot significantly increase oil recovery of the fracture-matrix model. The oil recovery factor was only 18.2% when the length of matrix was 10.0 cm, and decreased to 14.1% when the length of matrix was 20.0 cm. The compositional tests of crude oil show that after 0-8 h of CO₂ injection, the content of produced oil was similar to that of the initial crude oil. Oil swelling were the major production mechanism contributing to the oil recovery during this period. The most of the produced oil during continuous CO₂ injection was produced by oil swelling. After 8-40 h of CO₂ injection, the content of produced oil changed obviously because the hydrocarbon extraction is the main oil production mechanism. However, the incremental oil content is little during this period. The oil recovery during the CO₂ huff-n-puff process may be significantly enhanced by 72.8% to 73.9% after continuous CO₂ injection. But the oil recovery is strongly influenced by differential production pressure. When the production pressure difference was 5 MPa, the oil recovery fac-

收稿日期:2018-05-04。

作者简介:王业飞(1968—),男,湖北天门人,教授,博导,从事油田化学研究。联系电话:(0532)86981709, E-mail:wangyf@upc.edu.cn。

通讯作者:丁名臣(1985—),男,山东日照人,讲师,博士。联系电话:17854267636, E-mail:Mingchending@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“强CO₂-原油传质作用的化学改性CO₂驱油体系构筑及其驱油特征研究”(51504275),中央高校基本科研业务费资助“基于CO₂-原油传质作用的低渗绕流原油排驱机制及提高采收率研究”(17CX02076)。

tor varied between 7.9% and 12.4%. When the production pressure difference was increased to 20 MPa, it was up to 73.9%.

Key words: fracture-matrix model; CO₂ miscible injection; continuous CO₂ injection; composition of produced oil; CO₂ huff-n-puff

由于具有较强的驱油能力和良好的注入性,同时能够实现温室气体的地下埋存,CO₂成为提高原油采收率的研究重点之一^[1-2]。注CO₂的主要作用机理为:膨胀原油体积、降低原油粘度、降低界面张力以及萃取原油中轻质烃等^[3-5]。CO₂与原油混相时油-气界面消失,其理论驱油效率可达100%^[6]。但由于油藏非均质性、重力超覆和粘性指进等因素的影响,CO₂驱油过程中易发生窜流,导致CO₂过早突破,油井产量下降^[7-9]。尤其在裂缝性油藏中,CO₂往往沿着裂缝窜流,绕过相对低渗透部位或致密基质,无法直接驱替基质原油,而基于分子扩散的CO₂-原油相互作用^[10](溶解膨胀和萃取),不受气体窜流的影响,是提高该部分原油采收率的关键。关于裂缝性油藏CO₂驱油效果,当前的认识存在一定差异。SHEDID等研究发现,CO₂混相驱能显著降低基质含油饱和度,使采收率达90%以上,其认为油-气界面消失、零毛管阻力和较强的CO₂-原油相互作用是采收率较高的主要原因^[11-12]。但FERNØM等研究发现,裂缝-基质模型CO₂驱原油采收率受扩散距离(CO₂从裂缝面扩散到致密基质封闭端的距离)等因素的影响,混相驱采收率仅为30%^[13]。

针对裂缝-基质系统,研究CO₂混相注入提高基质原油采收率的适应性。通过CO₂混相连续注入实验,确定混相驱提高采收率的效果,并对产出原油组分进行气相色谱测试,初步判断不同注气时间主要产油机理;在此基础上调整气体注入方式,进行CO₂吞吐实验,以期找到一种能够显著提高基质原油采收率的方法。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

CO₂驱替实验装置主要包括:恒温箱、HSB-1型恒压恒速泵、改进的岩心夹持器(图1)、活塞中间容器、回压阀和手摇泵等。

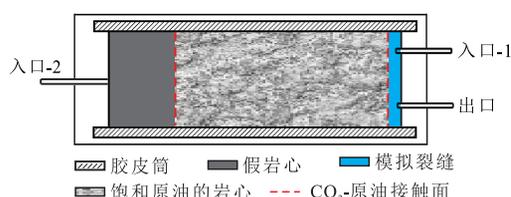


图1 改进的岩心夹持器

Fig.1 Improved core holder

在裂缝性油藏CO₂驱油过程中,CO₂主要沿裂缝流动,难以直接驱替基质原油,主要通过CO₂-原油相互作用提高原油采收率^[13]。根据这一特点,对传统岩心夹持器进行改进,使之能更好地模拟裂缝性油藏。在岩心夹持器右侧设置一个接触腔来模拟裂缝,使注入的CO₂在接触腔内与原油形成充分的面接触,实现CO₂向原油中溶解和扩散;在岩心夹持器左侧设置密闭的假岩心,防止基质原油在CO₂驱动下向左端运移,并通过改变假岩心的长度来调节真实岩心的长度,以模拟不同长度的基质。

实验用油为延长油田地面脱气原油,60℃粘度为4.2 mPa·s,密度为0.872 g/cm³。CO₂纯度为99.9%,由青岛天源气体制造有限公司生产。裂缝-基质模型为人造岩心,基本参数如表1所示。细管实验法测定目标原油与CO₂的最小混相压力为18 MPa,据此选定在25 MPa下开展裂缝-基质模型CO₂混相注入实验。

表1 裂缝-基质模型基本参数

模型编号	长度/cm	直径/cm	孔隙体积/mL	渗透率/mD	含油饱和度/%
1 [#]	10.0	2.5	4.9	24.8	46.3
2 [#]	10.0	2.5	5.3	30.8	48.9
3 [#]	10.0	2.5	5.4	25.6	49.5
4 [#]	20.0	2.5	10.6	26.5	50.9

1.2 CO₂混相连续注入和吞吐实验方法

在常规驱油实验中,CO₂从入口-2注入,驱动原油使其从出口采出,而在本实验中入口-2关闭,CO₂从入口-1注入,原油从同一端的出口产出,气体不会对原油形成直接驱替,仅能通过两者间的相互作用使原油产出,这与实际裂缝性油藏CO₂提高基质原油采收率的机理一致。

CO₂混相连续注入实验 实验步骤包括:①岩心抽真空后饱和水,计算其孔隙体积。②在常规岩心夹持器中,通过水驱岩心,测定其水相渗透率。③实验温度为60℃,向岩心中饱和原油,建立初始含油饱和度。④取出饱和油的岩心,按图1所示组装成裂缝-基质模型。⑤通过回压阀设定出口端压力为25 MPa,从入口-1以10 mL/min(初始压力约20 MPa)恒速注入CO₂,使系统压力上升至设定值,并始终保持围压高于系统压力3 MPa。⑥调整注入速度为0.1 mL/min进行连续注气,每2 h记录出口端产油量,直至没有原油产出时,停止注气。

CO₂吞吐实验 对混相连续注入实验结束后的裂缝-基质模型进行CO₂吞吐,系统初始压力为连续注气时的25 MPa。实验步骤包括:①缓慢降低回压,使油气产出,计量产出油体积。②升高回压,重新从入口-1以10 mL/min恒速注入CO₂,系统压力恢复到初始值后,停泵2 h,重复步骤①—②。

2 实验结果与讨论

2.1 裂缝-基质模型 CO₂混相连续注入

2.1.1 采收率特征

为了研究裂缝-基质模型 CO₂混相连续注入提高基质原油采收率的效果,利用1#和2#模型进行连续注气实验,由不同注入时间原油采收率(图2)可见:①随着注入时间延长,采收率先快速增加后增幅变缓,注入时间每延长2 h所增加的采收率(每2 h采收率增值)迅速降至较低水平。注气0~8 h,采收率提高较快,为主要采油阶段,1#和2#模型采收率分别提高11.9%和12.2%,对连续注气总采收率的贡献分别为71.7%和71.3%;注气8~40 h,采收率增幅减缓,并逐渐趋于稳定,阶段产油速度慢,产油量小,2个模型采收率分别提高4.7%和4.9%,对连续注气总采收率的贡献分别为28.3%和28.7%;说明对于裂缝性油藏 CO₂混相连续注入,基质原油主要在开采初期产出,生产超过一定时间,采油速度显著降低,延长注入时间不能显著提高原油采收率。②1#和2#模型连续注气最终采收率较低,分别仅为16.6%和17.1%,大部分原油滞留在基质中。说明在裂缝性油藏中,由于CO₂主要在裂缝中流动,不能直接驱替原油,尽管CO₂与原油界面张力低、毛管阻力小、相互作用强^[4],仍不能有效动用基质原油。这与FERNØM等^[13]和BIKKINA等^[14]的研究结果一致,进

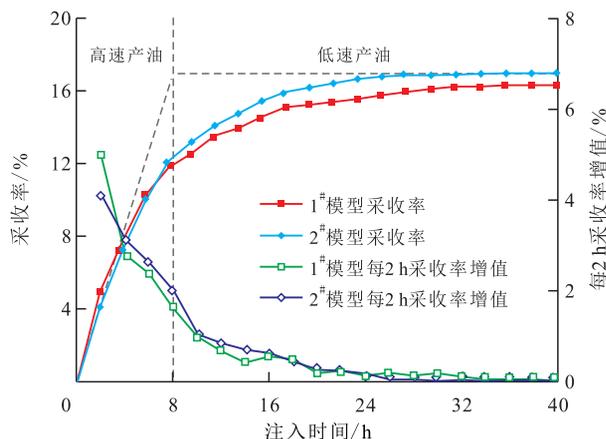


图2 CO₂混相连续注入采收率与注入时间的关系

Fig.2 Oil recovery versus injection time during continuous CO₂ injection process

一步证实了在裂缝性油藏中,即使CO₂混相驱也难以有效动用基质原油。

2.1.2 产出原油组分变化

裂缝-基质模型连续注气实验发现:①不同时间采油速度存在差异,随时间延长采油速度显著降低。②不同时间收集到的原油颜色发生明显变化,由黑色逐渐变为淡黄色透明状,又不断加深为黑褐色。这说明,在不同的注气时间,CO₂采出原油的主要机理可能发生了改变。

为进一步研究不同时间CO₂增油机理差异,对1#模型产出原油组分进行气相色谱测试,由不同连续注入时间下原油组分(图3)可见,连续注气0~8 h时,原油组分较初始原油略微变化,C₂₀₊的物质的量分数略有上升,C₂₀₋的物质的量分数略有下降,但整体上两者相差较小,且产出原油为黑色。同时大量研究表明,CO₂萃取往往会导致产出原油组分显著改变^[15],而CO₂对原油的溶解膨胀不会引起原油组分变化;且由于CO₂无法直接驱动基质原油,低界面张力和低毛管压力等机理难以得到充分体现;据此,初步判断该时间段溶解膨胀是CO₂采出基质原油的主要机理。结合图2发现,该时间段为原油产出的主要阶段,采油速度快,累积采收率增幅为11.9%。连续注气8~16 h时,原油明显变轻,C₂₀₋的物质的量分数较初始原油显著上升,由50.4%增至65.4%,C₂₀₊的物质的量分数下降,产出原油为轻质油,呈淡黄色透明状;原油组分变化间接表明,CO₂对原油中轻质组分的萃取为主要增油机理,但结合图2发现,该阶段采油速度低,增油量小,原油采收率仅提高2.8%。连续注气16~40 h时,原油变重,C₂₀₋的物质的量分数显著下降,C₂₀—C₃₀的物质的量分数增大,由37.8%增至60.2%,产出原油为黑褐色;说明随注入时间延长,由于前期原油中轻质组分已被较多萃取,CO₂主要萃取剩余油中更多的相对重

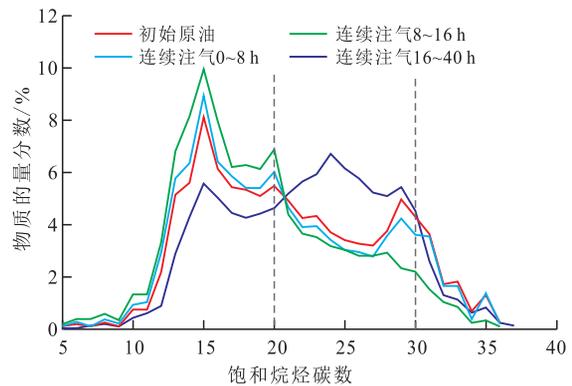


图3 不同连续注入时间下产出原油组分

Fig.3 Composition of produced oil after different injection times

质组分。该阶段产油速度更低,采收率增幅更小,仅为2.0%,增油效果微弱。

2.1.3 基质长度对采收率的影响

实际油藏中裂缝密度不同,基质规模或长度存在差异;裂缝密度越低,基质越长,CO₂从裂缝面向基质内部的扩散距离也越长。FERNØM等研究发现,扩散距离显著影响CO₂混相驱油效果^[13]。为考察裂缝-基质模型中基质长度对CO₂提高采收率的影响,选择渗透率相近、长度分别为10.0和20.0 cm的3#和4#岩心,进行CO₂混相连续注入实验。

从增油量的角度看(图4a),基质越长,CO₂混相连续注入时累积增油量越大,连续注气结束时,4#模型累积增油量为0.8 mL,而3#模型累积增油量仅为0.5 mL。基质长度增加,采收率降低(图4b),3#和4#模型的最终采收率分别为18.2%和14.1%。基质长度增加,则CO₂扩散距离增长,CO₂与基质原油的平均接触面积减小,混相连续注入采收率明显降低。注入时间由40 h增至70 h时,3#模型采收率仅提高0.3%;4#模型采收率仍有较明显上升,提高了2.3%(图4b)。说明连续注气后期,基质越长,延长注入时间的增油效果相对越明显,但是整体上均较低。

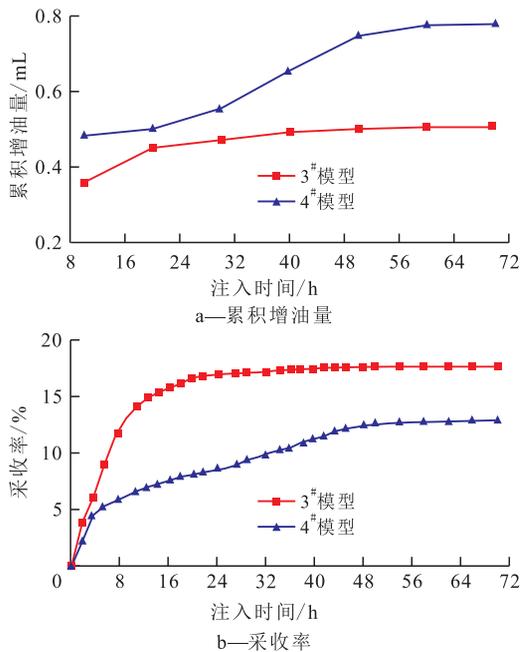


图4 CO₂混相连续注入采收率和累积增油量随注入时间的变化

Fig.4 Oil recovery factor and cumulative oil production versus injection time during continuous CO₂ injection process

2.2 裂缝-基质模型CO₂吞吐

2.2.1 采收率特征

在1#模型中,连续注气后开展CO₂吞吐实验,初始压力为25 MPa,吐出压力为5 MPa,生产压差为

20 MPa,进行多轮次CO₂吞吐,直至单次吞吐采收率增幅(定义为周期采收率)在1.0%以下^[16]。由不同吞吐轮次周期采收率和累积采收率(图5)可见:①周期采收率随吞吐轮次的增加逐渐降低,但降低速度较小。第1吞吐轮次采收率最高为11.5%,经13轮次吞吐后,周期采收率小于1.0%。PU等在渗透率为0.3 mD(液测)的岩心模型中进行CO₂吞吐(生产压差为16 MPa)时同样发现,第1吞吐轮次周期采收率最高^[17],但是随吞吐轮次增加周期采收率降低更快,仅经过4个吞吐轮次,周期采收率即降至2.4%。表明1#模型适合多轮次CO₂吞吐。②CO₂吞吐能够显著提高裂缝-基质模型原油采收率。经13个轮次吞吐后,累积采收率为73.9%,使裂缝-基质模型总采收率(连续注气+吞吐)达到90.5%。

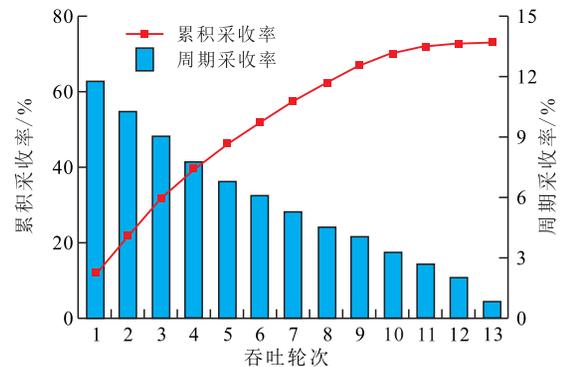


图5 1#模型采收率随吞吐轮次的变化

Fig.5 Oil recovery factor of model 1# versus cycle numbers

2.2.2 生产压差对采收率的影响

初步吞吐实验结果表明(图5),生产压差为20 MPa时,累积原油采收率高达73.9%。而在实际油藏中,由于CO₂注入量的限制,往往难以实现较高的生产压差。因此,确定生产压差对裂缝-基质模型中原油采收率的影响规律,找到实现较高采收率的合理生产压差较为关键。对2#模型开展生产压差依次为5, 10, 15和20 MPa的CO₂吞吐实验,不同生产压差下吞吐至周期采收率均小于1.0%。由采收率特征(图6)可见:①在不同的生产压差下,累积采收率存在4个不同的上升区间。在各恒定生产压差下累积采收率的增大趋势与1#模型的结果(图5)类似,累积采收率随吞吐轮次的增加逐渐增大,且最大周期采收率均出现在第1吞吐轮次。②生产压差越大,周期采收率越高、下降越慢,且吞吐轮次越多。例如,生产压差为5 MPa时,经过4轮次吞吐,周期采收率由5.4%降为0.8%;而生产压差为20 MPa时,经8轮次吞吐,周期采收率由8.2%降至0.8%;后者具有更高的周期采收率和更多的吞吐轮次。③在各恒定生产压差下,累积采收率增幅逐渐

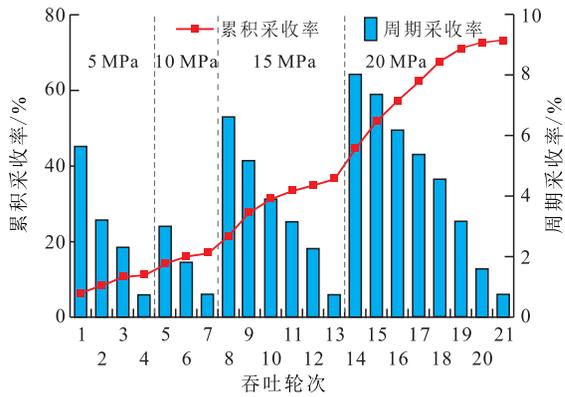


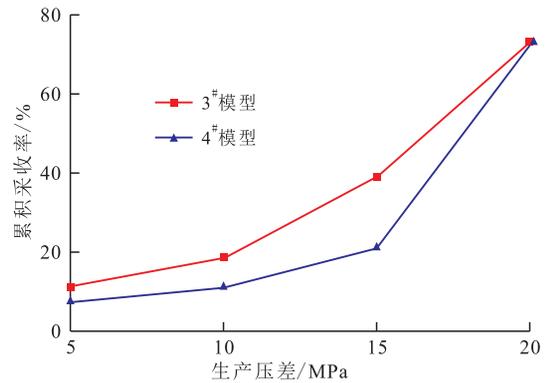
图6 2[#]模型采收率与吞吐轮次关系

Fig.6 Oil recovery factor of model 2[#] versus cycle numbers

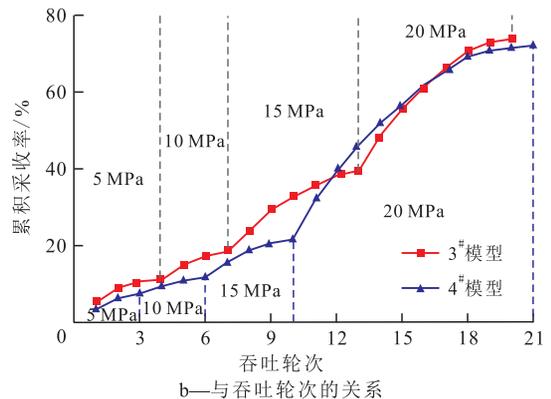
变缓;生产压差增大时,累积采收率显著提高,曲线上升幅度明显增大,说明应尽量增大生产压差,以获得更高的原油采收率。④CO₂吞吐应用中,应在实现较高生产压差的同时,保证CO₂的注入量。尽管实验结果表明,生产压差越大,基质原油采收率越高,但是部分矿场试验发现,具有高注入压力和生产压差的油井,由于CO₂注入困难、注入量少,导致实际增油效果较一些低生产压差、大注入量的油井差^[18]。

2.2.3 基质长度对采收率的影响

由于生产压差显著影响CO₂吞吐效果,不同生产压差下基质长度对CO₂吞吐提高采收率的影响可能存在差异。因此,对3[#]和4[#]模型依次进行5,10,15和20 MPa生产压差下的CO₂吞吐(图7),以研究不同生产压差下基质长度对吞吐效果的影响。由2个模型在不同生产压差和吞吐轮次下的累积采收率可以看出,当生产压差较小(为5~15 MPa)时,基质越长,累积采收率越低。3[#]模型在5,10和15 MPa生产压差下的累积采收率分别为12.4%,18.2%和38.2%,分别占最终采收率的16.8%,24.6%和52.0%;而4[#]模型累积采收率分别为7.9%,11.4%和22.1%,分别仅占最终采收率的10.9%,15.7%和29.1%。当生产压差较大(为20 MPa)时,3[#]和4[#]模型的累积采收率接近,分别为73.9%和72.8%。但是观察累积产油量发现,基质长度增加,不同生产压差下累积产油量均升高。例如生产压差为5 MPa时,3[#]和4[#]模型累积产油量分别为0.3和0.4 mL;当生产压差为20 MPa时,3[#]和4[#]模型累积产油量分别为2.0和3.9 mL。由累积采收率随吞吐轮次的变化(图7b)可见,当生产压差为5~15 MPa时,基质长度增加,周期采收率和有效吞吐周期(周期采收率大于1.0%)均明显降低;当生产压差为20 MPa时,生产压差和吞吐轮次的增加弥补了基质长度对采收率的



a—与生产压差的关系



b—与吞吐轮次的关系

图7 不同长度的模型累积采收率与生产压差和吞吐轮次的关系

Fig.7 Oil recovery factor of different models versus production pressure difference and cycle number

影响。说明基质长度增加时,应采取更大的生产压差和更多的吞吐轮次,以进一步改善基质原油采收率。

3 结论

在裂缝-基质模型中,即使CO₂混相驱也难以有效动用基质原油,连续注气采收率最高仅为18.2%。CO₂混相连续注入初期(0~8 h)产出原油组分基本不变,溶解膨胀为主要增油机理,是主要产油阶段;注气后期(8~40 h)采收率增幅变缓,产出原油组分明显变化,萃取为主要增油机理,但产油量较少。CO₂吞吐是提高裂缝-基质模型原油采收率的有效方法,且生产压差越大,采收率增幅越高。基质长度增加,连续注气累积产油量增大,但采收率降低;基质长度对CO₂混相吞吐的影响相对较弱,生产压差为20 MPa、多轮次吞吐后10.0 cm和20.0 cm裂缝-基质模型原油采收率相近。

参考文献:

[1] 马涛,汤达祯,蒋平,等.注CO₂提高采收率技术现状[J].油田化学,2007,24(4):379-383.

- MA Tao, TANG Dazhen, JIANG Ping, et al. The status of enhanced oil recovery by CO₂ injection [J]. *Oilfield Chemistry*, 2007, 24(4): 379-383.
- [2] 程杰成, 刘春林, 汪艳勇, 等. 特低渗透油藏二氧化碳近混相驱试验研究[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(6): 64-67.
- CHENG Jiecheng, LIU Chunlin, WANG Yanyong, et al. Near-miscible CO₂ flooding test in ultra-low permeability oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(6): 64-67.
- [3] 秦积舜, 张可, 陈兴隆. 高含水后 CO₂ 驱油机理的探讨[J]. *石油学报*, 2010, 31(5): 797-800.
- QIN Jishun, ZHANG Ke, CHEN Xinglong. Mechanism of the CO₂ flooding as reservoirs containing high water [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5): 797-800.
- [4] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注 CO₂ 非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(5): 99-105.
- HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 99-105.
- [5] 潘毅, 张春光, 吴强, 等. 三工河低渗油藏注 CO₂ 驱替机理及开发可行性优化设计[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(1): 124-128.
- PAN Yi, ZHANG Chunguang, WU Qiang, et al. CO₂ displacing mechanism and optimized design of the development feasibility for Sangong river low permeability oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(1): 124-128.
- [6] 李向良. 二氧化碳驱油藏产气回注的可行性及其对驱油效果的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(3): 72-76.
- LI Xiangliang. Feasibility of produced gas reinjection during CO₂ flooding and its influence on displacement efficiency [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(3): 72-76.
- [7] 李绍杰. 低渗透滩坝砂油藏 CO₂ 近混相驱生产特征及气窜规律[J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(2): 110-115.
- LI Shaojie. Performances and gas breakthrough law for CO₂ near-miscible flooding in the low-permeability bar and shoal oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(2): 110-115.
- [8] 郝宏达, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(3): 95-100.
- HAO Hongda, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Experiments of gas channeling control during CO₂ immiscible flooding in low permeability reservoirs with heterogeneity [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(3): 95-100.
- [9] 张宁宇, 王青, 王建君, 等. 近 20 年世界油气新发现特征与勘探趋势展望[J]. *中国石油勘探*, 2018, 23(1): 44-53.
- ZHANG Ningning, WANG Qing, WANG Jianjun, et al. Characteristics of oil and gas discoveries in recent 20 years and future exploration in the world [J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(1): 44-53.
- [10] 章星, 王珍珍, 王帅, 等. 可视装置中 CO₂ 与正戊烷或原油接触特征和表征方法[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(3): 402-408.
- ZHANG Xing, WANG Zhenzhen, WANG Shuai, et al. Visual contact characteristics and characterization of the CO₂ and n-pentane/crude oil interface [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(3): 402-408.
- [11] SHEDID S A. Influences of different modes of reservoir heterogeneity on performance and oil recovery of carbon dioxide miscible flooding [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(2): 29-36.
- [12] AL WAHAIBI Y M, AL HADHRAMI A K. First-contact-miscible, vaporizing-and condensing-gas drive processes in a channeling heterogeneity system [C]. *Manama: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 2011.
- [13] FERNØM A, STEINSBØM, ØYVIND Eide, et al. Parametric study of oil recovery during CO₂ injections in fractured chalk: Influence of fracture permeability, diffusion length and water saturation [J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 27: 1 063-1 073.
- [14] BIKKINA P, WAN J, KIM Y, et al. Influence of wettability and permeability heterogeneity on miscible CO₂ flooding efficiency [J]. *Fuel*, 2016, 166: 219-226.
- [15] LASHKARBOLOOKI M, VAEZIAN A, HEZAVE A Z, et al. Experimental investigation of the influence of supercritical carbon dioxide and supercritical nitrogen injection on tertiary live-oil recovery [J]. *Journal of Supercritical Fluids*, 2016, 117: 260-269.
- [16] FIROUZ A Q, TORABI F. Utilization of carbon dioxide and methane in huff-and-puff injection scheme to improve heavy oil recovery [J]. *Fuel*, 2014, 117: 966-973.
- [17] PU W, WEI B, JIN F, et al. Experimental investigation of CO₂ huff-n-puff process for enhancing oil recovery in tight reservoirs [J]. *Chemical Engineering Research & Design*, 2016, 111: 269-276.
- [18] 赵军胜, 钱卫明, 郎春艳. 苏北低渗透油藏 CO₂ 吞吐矿场试验[J]. *断块油气田*, 2003, 10(1): 73-75.
- ZHAO Junsheng, QIAN Weiming, LANG Chunyan. Field test of CO₂ huff-puff in Subei low permeability reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2003, 10(1): 73-75.

编辑 刘北羿