

文章编号:1009-9603(2022)03-0121-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202102022

低渗透非均质多层储层CO₂驱油效果 评价及储层伤害特征

张蕊¹,李新强²,李馨语¹,牛萌³,李荣¹

(1.延安大学石油工程与环境工程学院,陕西延安716000; 2.中国石油长庆油田分公司工程技术管理部,陕西西安710000; 3.延长油田股份有限公司勘探开发技术研究中心,陕西延安716000)

摘要:CO₂在低渗透非均质多层储层中的驱油特征与在单层储层中存在差异。为明确非均质多层储层CO₂驱油特征,通过三管并联平行长岩心驱替实验,模拟低渗透非均质多层储层注CO₂驱替过程,评价非混相和混相压力下连续CO₂驱和水气交替驱后高、中、低渗透层的驱油效率,明确沥青质沉淀对非均质多层储层的伤害特征。结果表明,在非混相或混相压力下连续注入CO₂,均会在高渗透层中快速突破,且混相压力下CO₂突破时间早于非混相压力下。突破后高渗透层对总采收率的贡献率大于91.7%,非混相和混相的中渗透层贡献率分别为5.6%和2.1%,低渗透层为0。CO₂突破转水气交替驱后,CO₂波及体积明显增大,中、低渗透层采收率大幅提高,然而中、低渗透层仍然是后期挖潜的主要方向。混相压力下沥青质沉淀对非均质多层储层的伤害主要在高渗透层后部,靠近出口端附近;而非混相压力下沥青质沉淀对储层的伤害主要在高渗透层前中部,靠近注入端附近,但伤害程度低于混相压力下。

关键词:CO₂驱;水气交替;非均质;沥青质沉淀;低渗透储层

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Evaluation of CO₂ flooding effect and damage characteristics in low permeability heterogeneous multi-layer reservoirs

ZHANG Rui¹, LI Xinqiang², LI Xinyu¹, NIU Meng³, LI Rong¹

(1.School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University, Yan'an City, Shaanxi Province, 716000, China; 2.Engineering Technology Management Department of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an City, Shaanxi Province, 710000, China; 3.Exploration and Development Research Institute, Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an City, Shaanxi Province, 716000, China)

Abstract: The oil displacement characteristics of CO₂ in low permeability heterogeneous multi-layer reservoirs are different from those in single-layer reservoirs. To clarify the CO₂ flooding characteristics in heterogeneous multi-layer reservoirs, we simulated the CO₂ flooding process in low permeability heterogeneous multi-layer reservoirs through the displacement experiments with three pipes of long core in parallel connection. The oil displacement efficiency of high, medium and low permeability layers after continuous CO₂ flooding and water-alternating-gas (WAG) flooding were evaluated under immiscible and miscible pressures. The damage characteristics of asphaltene precipitation to heterogeneous multi-layer reservoirs were clarified. The results reveal that continuous injection of CO₂ under immiscible or miscible pressures will lead to the rapid breakthrough of the high permeability layer, and the breakthrough of CO₂ under miscible pressure is earlier than that under immiscible pressure. After the breakthrough, the contribution rate of the high permeability layer to the total recovery factor is more than 91.7%, while those of the medium permeability layer under immiscible and miscible pressure are

收稿日期:2021-02-05。

作者简介:张蕊(1984—),女,陕西西安人,讲师,硕士,从事油气井工程储层保护及储层改造方面的教学与研究工作。E-mail:zhangryadx10@163.com。

基金项目:陕西省教育厅专项科研计划项目“鄂尔多斯盆地吴起地区长8裂缝性碳酸盐岩储层保护技术研究”(20JK0992),延安大学校级科研计划项目“煤矸石制备絮凝剂处理油田污水试验研究”(YDQ2020-13),延安大学大学生创新创业训练计划项目“南堡油田保护油气层钻井液体系研究”(D2020118)。

5.6% and 2.1%, and that of the low permeability layer is 0. After CO₂ flooding is converted to WAG flooding, the swept volume of CO₂ increases significantly, and the recovery factors of medium and low permeability layers are improved considerably. However, the medium and low permeability layers still represent the main direction for tapping the reservoir potential in the later stage. Under miscible pressure, the damage of asphaltene precipitation to heterogeneous multi-layer reservoirs mainly concentrates in the rear of the high permeability layer, near the outlet; while under immiscible pressure, it is mainly in the front and middle of the high permeability layer, near the inlet, but the degree of damage is lower than that under miscible pressure. The influence of asphaltene precipitation on the medium and low permeability layers can be ignored.

Key words: CO₂ flooding; water-alternating-gas (WAG); heterogeneity; asphaltene precipitation; low permeability reservoir

低渗透油藏注 CO₂ 提高采收率技术经过多年的研究和发展已经得到了广泛的应用。CO₂ 的注入方式可以分为 CO₂ 连续注入、碳化水注入、CO₂ 吞吐注入和水气交替注入等^[1-4], 其中在 CO₂ 连续注入过程中, 由于 CO₂ 黏度小、流量低, 容易形成严重的黏性指进, 导致 CO₂ 快速窜流, 驱油效率降低。碳化水注入方式则是将饱和 CO₂ 的地层水作为驱替介质注入储层, CO₂ 能够快速扩散进入原油, 降低原油黏度, 有效改善油气流度比, 延缓 CO₂ 突破时间。CO₂ 吞吐主要应用于致密油藏和小断块油藏的单井快速提高采收率技术, 但其存在受效面积小和采油速度低等缺点。水气交替注入过程中, 虽然会产生金属碳酸盐沉淀, 造成管道腐蚀和贾敏效应等问题, 但却能够有效提高 CO₂ 体积波及系数, 改善油气流度比, 增加或维持储层压力, 提高采收率幅度超过 10%^[5-6]。矿场实践证实, 实际油藏并非单一的单层均质储层, 而是由许多物性不一的小层组成, 小层之间或上下连通或由隔夹层分开^[7]。由于各小层孔隙结构和渗透率的差异使得 CO₂ 在各小层所受阻力不同, 进而导致 CO₂ 在非均质多层储层中的驱油特征与在单层储层中的驱油特征存在差异^[8-9]。目前, 学者们多采用单层长岩心驱油实验结果来评价非均质储层的驱替效果^[10-11], 这势必与实际油藏开发相脱节, 导致结论的错误。因此, 笔者以鄂尔多斯盆地吴起油田长 7 储层为例, 通过三管并联平行长岩心驱替实验, 模拟低渗透非均质多层储层连续 CO₂ 驱和水气交替驱过程, 评价非混相和混相压力下连续 CO₂ 驱和水气交替驱后非均质高、中、低渗透层的驱油效率, 明确沥青质沉淀对非均质多层储层的伤害特征, 以期为鄂尔多斯盆地低渗透非均质油藏的高效开发提供参考和依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验采用三管并联平行长岩心驱替装置(图

1), 其中核心模块为国产 DLX-2 型多功能长岩心驱替系统, 该系统包括恒温箱(最高温度为 150 ℃, 精度为 ±0.1 ℃)和长度为 150 cm 长岩心夹持器。此外, 所需仪器还包括 ISCO 高压恒速驱替泵(精度为 0.000 1 mL/min, 最大压力为 150 MPa)、回压阀(调压精度为 0.1 MPa)、三相分离器(体积为 50 mL, 精度为 0.01 mL)、气量计(精度为 0.01 mL)和中间容器等。

实验岩心取自吴起油田长 7 储层岩心。在测定所有短岩心孔隙度和渗透率的基础上, 从中分别挑选出 3 种不同渗透率级别的岩心, 同一种渗透率级别的岩心各 8 块, 且每块岩心渗透率相差不超过 20%, 以降低长岩心内部非均质性对驱替结果的影响。采用调和平均的方法, 将同一渗透率级别的岩心依次放入长岩心夹持器中, 并在每块岩心端面处放置一张与岩心端面大小一致的滤纸, 以消除毛细管末端效应的影响。拼接后的三管并联平行长岩心基本物性参数如表 1 所示。

实验用原油为长 7 储层地面脱气原油样品, 地面原油密度为 0.842 4 g/cm³, 沥青质质量分数为 3.17%。利用脱气原油样品, 按照 GB/T 26981—2011^[12]进行地层流体复配。复配后油样地层原油密度为 0.743 8 g/cm³, 地层原油黏度为 4.52 mPa·s, 地层原油体积系数为 1.181 6 m³/m³, 泡点压力为 8.45 MPa。

实验用气为纯度为 99.98% 的 CO₂ 气体。通过对复配后地层原油与 CO₂ 气体进行细管实验可知, 在目标储层温度(87 ℃)下, 地层原油与 CO₂ 的最小混相压力为 21.7 MPa。

实验用注入水为按照目标储层地层水配制的等矿化度模拟水, 其中钠离子、钾离子、氯离子、碳酸氢根离子的质量浓度分别为 1 137.7, 2 218.3, 2 031.4 和 1 623.8 mg/L, 水型为 KCl 型, 总矿化度为 31 160 mg/L, pH 值约为 7.1。

1.2 实验步骤

实验步骤主要包括: ①将 3 种不同渗透率级别

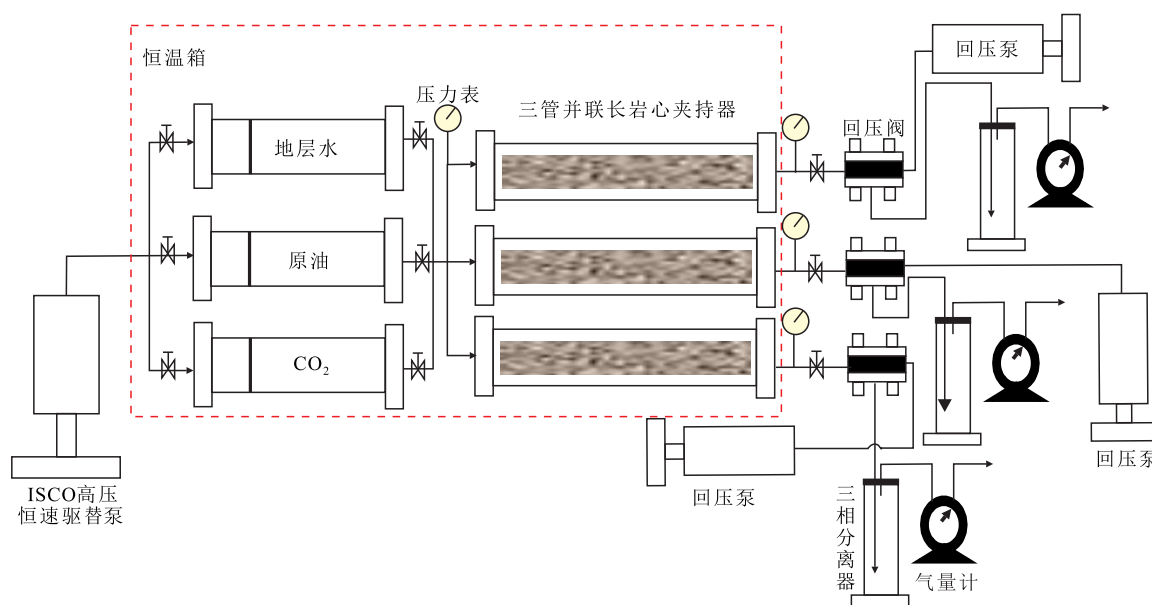


图1 三管并联平行长岩心驱替装置

Fig.1 Displacement device of three pipes of long core in parallel connection

表1 拼接后三管并联平行长岩心基本物性参数

Table1 Basic physical parameters of three pipes of long core after splicing

储层类型	长度/ cm	直径/ cm	孔隙 度/%	气测渗 透率/mD	束缚水饱和度/%	
					非混相驱	混相驱
高渗透层	78.32	2.51	18.18	21.25	34.72	34.15
中渗透层	76.48	2.51	14.36	5.45	36.24	34.86
低渗透层	79.15	2.52	12.84	0.11	33.68	34.22

的岩心在充分饱和模拟水后,分别按照调和平均的方法依次放入长岩心夹持器中,向长岩心中注入模拟水,当注水速率与产水速率基本一致时,饱和水过程完成。②以0.05 mL/min的速度分别向三管长岩心中注入复配地层原油,缓慢驱替岩心中饱和水,当产出液中含水率为0时,继续驱替3 PV后关闭出口阀门,升压至地层压力(31.5 MPa),将三管长岩心放置于烘箱中老化3 d。③在非混相压力(15 MPa)下,采用合注分采的方式,以0.1 mL/min的速度向三管长岩心中注入CO₂气体,当CO₂在任意一管长岩心出口端突破时,转水气交替注入。其中注水/气速度为0.1 mL/min,水/气段塞为0.05 PV,交替注入5个周期。驱替过程中计量产出油、气和水量,并对产出油进行组分分析。④驱替结束后,先用石油醚和乙醇清洗所有岩心,烘干后测定每块岩心的孔隙度和渗透率;再用甲苯清洗岩心,烘干后再次测定每块岩心的孔隙度和渗透率。⑤将清洗烘干后的岩心装入长岩心夹持器,重复步骤①—④,在混相压力(25 MPa)下进行CO₂驱替实验。

2 实验结果与分析

2.1 驱替压差变化规律

由驱替压差随注入量的变化(图2)可以看出,无论在非混相还是混相条件下,在CO₂连续驱替过程中驱替压差均呈现先增加后降低的趋势,但混相压力下的驱替压差低于非混相。这主要是因为,在CO₂注入初期,非润湿相驱替润湿相会产生明显的渗流阻力,造成驱替压差快速上升,而当CO₂与原油接触并逐渐溶于原油时,随着原油黏度和油气界面张力的降低,驱替压差也不断降低。当水气交替注入时,水段塞注入会引起驱替压差快速上升,而气段塞注入时驱替压差又会快速下降,这说明在水气交替注入过程中,油、气、水三相之间能够形成与单纯水驱或气驱不同的驱替力,从而破坏原有的水

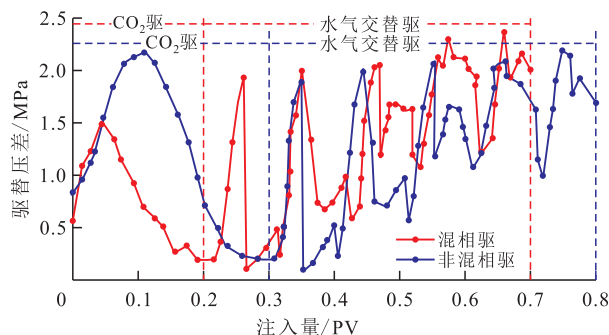


图2 非混相驱和混相驱过程中驱替压差随注入量的变化
Fig.2 Variation of displacement pressure differences with injection volumes during immiscible and miscible flooding

(气)流通道,形成新的驱油通道,扩大波及面积。此外,随着水气交替注入次数的增加,驱替压差总体呈现逐渐增大的趋势,这是因为:①水气段塞间的来回切换扩大了波及面积,使原来气/水未波及的中、低渗透层得到动用,产生了新的渗流阻力,造成驱替压差的上升。②原油中的沥青质沉淀堵塞部分通道,使驱替压差上升,混相压力下驱替压差上升趋势整体大于非混相压力,在混相压力下原油内部平衡性更容易被破坏,导致沥青质更易沉淀。

2.2 纵向非均质性对CO₂驱油效率的影响

2.2.1 各层采收率对比

对比非混相和混相压力下CO₂驱高、中、低渗透层采收率(图3)可知:非混相压力下,CO₂注入量为0.3 PV时,高渗透层气油比快速上升,说明CO₂首先在高渗透层突破,突破时高渗透层采收率为49.5%,中渗透层采收率仅为3.8%,而低渗透层未被动用,采收率为0。而混相压力下,CO₂注入量为0.2 PV时,高渗透层气油比快速上升,说明CO₂也首先在高渗透层突破,这与非混相驱相似,高渗透层采收率最高,达到53.4%,而中、低渗透层动用程度低下,其采收率分别为1.4%和0。结果表明,在CO₂连续注入过程中,CO₂在混相压力下的突破时间早于非混相压力,这一结论与单层储层CO₂驱结果相反。同时,混相压力下高渗透层的采收率大于非混相压力

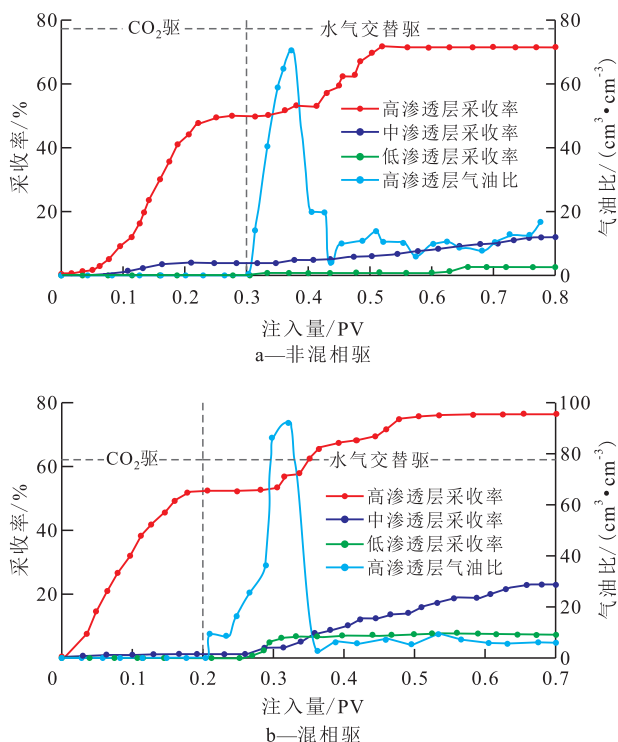


图3 非混相驱和混相驱各层采收率和高渗透层气油比
Fig.3 Recovery factor and gas-oil ratio of each layer after immiscible and miscible flooding

下的值,而中、低渗透层的采收率之和却小于非混相压力下的值。这主要是因为,在非混相压力下,CO₂与原油之间存在明显的界面张力,驱替过程中随着驱替压差的增大,CO₂才能克服毛管压力进入孔隙驱替原油。而当驱替压差只达到某一孔径孔隙的毛管压力时,CO₂只能进入该类孔径的孔隙中,也就是说此压差下的CO₂不但可以进入高渗透层也能进入中渗透层,而低渗透层因为孔径太小,毛管压力太大,在同等压差下CO₂很难进入。而在混相压力下,由于油气界面张力为0,原油渗流阻力大幅降低,注入的CO₂几乎全部进入高渗透层,并在高驱替压差下沿着高渗透层快速指进,导致CO₂过早突破,使中、低渗透层开发效果很差。

当CO₂突破转水气交替驱后,非混相驱和混相驱后高渗透层采收率均增幅较大,中、低渗透层采收率也有增加但幅度较小。混相压力下中、低渗透层的采收率增幅明显大于非混相压力时,当水气交替注入5个周期后,混相压力下中、低渗透层采收率分别为24.3%和8.2%,而非混相压力下中、低渗透层采收率仅分别为10.8%和2.7%。这说明当CO₂连续注入在出口端突破时,采用水气交替注入方式能够有效扩大波及面积,提高已波及区域的驱油效率,有效改善中、低渗透层的动用效果。

2.2.2 各层采收率对总采收率贡献率对比

通过对比非混相驱和混相驱各层采收率对总采收率的贡献率随注入量的变化(图4)可知,非混相压力下CO₂驱过程中,高渗透层对总采收率的贡献率大于91.7%,中渗透层贡献率为5.6%,低渗透层为0。而混相驱,高渗透层对总采收率的贡献率大于95.8%,中渗透层贡献率仅为2.1%,低渗透层为0。结果说明,如果采用连续CO₂驱方式开采非均质多层储层,不管是在非混相或混相压力下,CO₂均会在高渗透层中快速突破,若继续注入CO₂,CO₂将在高渗透层中形成无效循环,无法对中、低渗透层产生有效动用。当CO₂突破后转水气交替驱时,高渗透层对总采收率的贡献率开始下降,中、低渗透层贡献率逐渐增加,特别是在混相压力下各层贡献率变化幅度更加明显,当水气交替5个周期后,高渗透层贡献率降至78.2%,中、低渗透层贡献率分别增至18.4%和5.3%。说明水气交替驱能够明显提高中、低渗透层动用程度,但中、低渗透层仍然是后期挖潜的主要方向。可以适当调整水/气段塞尺寸、注入周期或注入速度,不断打破单一注入模式下形成的渗流场,形成新的驱油通道,进而提高中、低渗透层

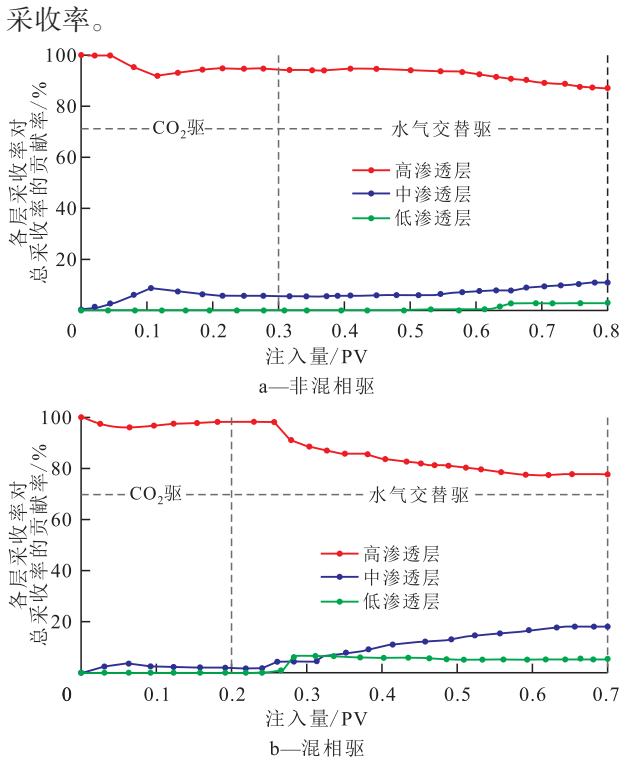


图4 非混相驱和混相驱各层采收率对总采收率的贡献率
Fig.4 Contribution rate of recovery factor of each layer to total recovery factor after immiscible and miscible flooding

2.2.3 非混相驱和混相驱总采收率对比

由图5可以看出,在CO₂连续注入过程中,混相压力下的非均质多层总采收率与非混相压力下的总采收率相差很小,仅为0.6%,这与现有CO₂驱的“混相压力下的非均质多层总采收率远大于非混相压力下的总采收率”结论相矛盾。这是因为,储层的纵向非均质性加剧了混相驱过程中CO₂在高渗透层的指进现象,使CO₂过早在高渗透层突破,导致总采收率偏低。综上可以看出,多管长岩心并联驱替结果与单管长岩心驱替结果存在很大差别,与实际储层相比,单管长岩心CO₂驱替结果具有很大的局限性。实际油藏CO₂驱替过程中,储层纵向非均质

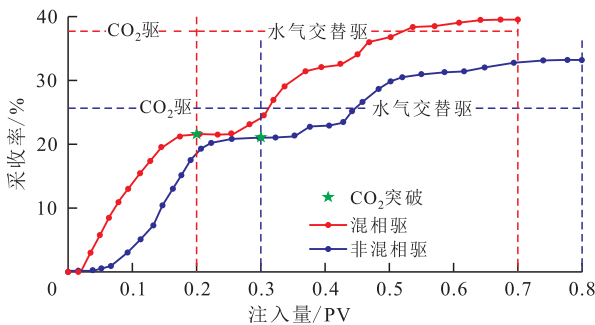


图5 非混相驱和混相驱非均质多层总采收率对比
Fig.5 Comparison between total recovery factors of heterogeneous multi-layer reservoirs after immiscible and miscible flooding

性是影响CO₂驱开发效果的重要因素。

2.3 CO₂驱转水气交替驱非均质多层储层伤害特征

非均质多层储层在开展CO₂驱转水气交替驱时,高渗透层是CO₂的主要渗流通道,高渗透层中原油与CO₂能够大量接触,产生沥青质沉淀^[13-14]。而CO₂在中、低渗透层中波及范围很小,与原油接触量很少,且中、低渗透层岩心孔隙度和渗透率基本没有变化。因此,在研究沥青质沉淀对储层产生的伤害时主要是针对高渗透层展开。

2.3.1 渗透率的变化

由于长岩心是由若干块短岩心柱拼接而成,每块岩心渗透率各不相同,且每块岩心在驱替过程中受到的驱替压差也存在差异,因此,采用直接对比每块短岩心驱替前后渗透率的变化来评价整个长岩心渗透率变化这种方法具有很大局限性。为了准确评价沥青质沉淀对长岩心渗透率产生的伤害及位置,笔者引入长岩心复合渗透率下降率^[11]这一指标。复合渗透率下降率是指长岩心中某一块短岩心渗透率下降而引起整个长岩心渗透率下降的比率,其计算式为:

$$R = \left(1 - \frac{K_c^i}{K_c}\right) \times 100\% \quad (1)$$

其中:

$$K_c = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad (2)$$

$$K_c^i = \frac{L}{\frac{L_1}{K_{1c}} + \frac{L_2}{K_{2c}} + \frac{L_3}{K_{3c}} + \dots + \frac{L_i}{K_{ic}} + \dots + \frac{L_n}{K_{nc}}} \quad (3)$$

非混相驱和混相驱后高渗透层长岩心复合渗透率的变化结果(图6)表明:非混相驱时,长岩心中前4块短岩心的渗透率降低程度较大,且降幅逐渐增大;混相驱时,长岩心中靠近出口端的3块短岩心渗透率降低程度较大,其中因6#短岩心渗透率降低而导致长岩心复合渗透率下降率为13.4%。说明混相压力下沥青质主要大量沉淀在长岩心后部,靠近出口端附近,而非混相压力下沥青质主要沉淀在长岩心前中部,靠近注入端附近,且混相压力下长岩心复合渗透率下降率远大于非混相压力。这主要是因为:在非混相压力下,CO₂带很短,油气过渡带却很长,在过渡带中CO₂和原油含量能够同时达到最大,因而沥青质沉淀在长岩心前中部(图7a);在混相压力下,注入端到出口端之间形成了CO₂带、油

气过渡带、混相带和原油带4个区域(图7b),而只有在混相带中CO₂和原油含量同时达到最大,为沥青质大量沉淀提供了物质基础。此外,原油中的沥青质以颗粒形式大量析出后,会导致剩余原油中沥青质含量降低^[15-16],而析出的沥青质会被岩心中复杂的孔喉逐级吸附,导致后续岩心中的沥青质沉淀量的降低。

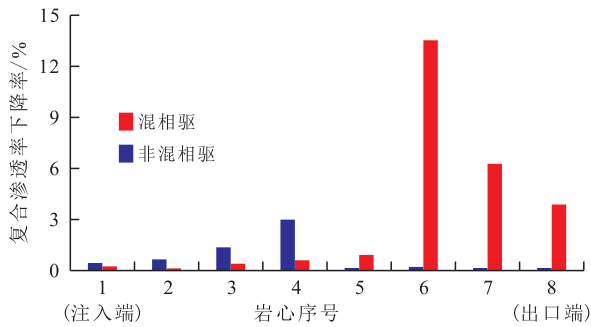


图6 非混相驱和混相驱高渗透层长岩心复合渗透率下降率对比

Fig.6 Change in composite permeability of long core in high permeability layers after immiscible and miscible flooding

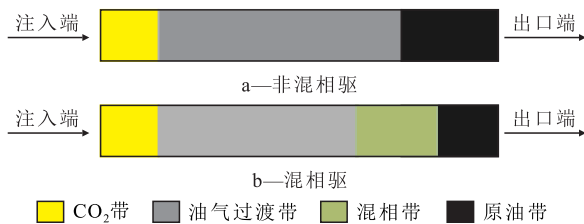


图7 非混相驱和混相驱油气区域分布

Fig.7 Regional distribution of oil and gas after immiscible and miscible flooding

2.3.2 孔隙度的变化

分析非混相驱和混相驱后高渗透层各短岩心孔隙度下降率(图8)可知,非混相驱时,除8#岩心外,由沥青质沉淀引起的每块短岩心孔隙度下降率基本相近,主要为2.1%~3.1%。这主要是因为,非混相驱过程中,CO₂带很短,但油气过渡带很长,过渡带中CO₂与原油含量较为平均,导致每块短岩心孔隙度下降率基本相近。而混相驱时,沥青质沉淀引起短岩心孔隙度下降率大于非混相驱,且越靠近出口端附近的短岩心孔隙度下降率越大。其中1#和8#短岩心的孔隙度下降率分别为6.5%和13.5%,这主要是岩心端面效应与沥青质沉淀相似,伤害部位主要在储层的中后部,靠近出口端附近。而非混相驱时,渗透率和孔隙度的变化规律并不具有相似性,这主要与沥青质在孔隙中沉淀的微观位置有关,也就是说如果沥青质颗粒沉淀在微小喉道处则会对渗透率产生明显影响,但不会对孔隙度产生较大影响。但总体来说非混相驱时沥青质沉淀产生

的伤害小于混相驱。

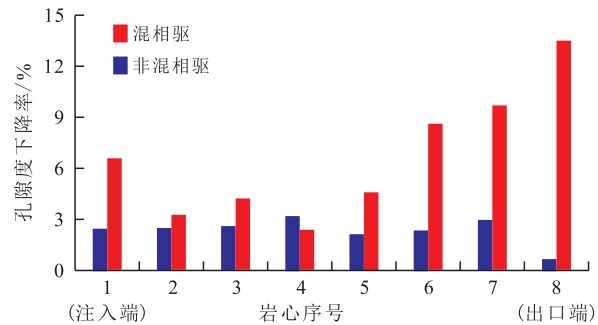


图8 非混相驱和混相驱高渗透层各短岩心孔隙度下降率
Fig.8 Porosity reduction rate of short core in high permeability layer after immiscible and miscible flooding

3 结论

采用连续CO₂驱方式开采非均质多层储层时,不管是在非混相或混相压力下,CO₂均会在高渗透层中快速突破,中、低渗透层采收率小于5%,而高渗透层对总采收率的贡献率大于91.7%。由于储层纵向非均质性的影响,导致混相驱下CO₂的突破时间早于非混相压力。

CO₂突破后转水气交替驱能够使油、气、水三相间形成与单纯水驱或气驱不同的驱替力,破坏原有水(或气)流通道,形成新的驱油通道,扩大波及面积,提高中、低渗透层动用程度,但中、低渗透层仍然是后期挖潜的主要方向。

非均质多层储层混相驱后,沥青质沉淀对储层的伤害主要在高渗透层的后部,靠近注入端附近;而非混相驱后,沥青质沉淀对储层的伤害主要在高渗透层的前中部,靠近出口端附近,但伤害程度低于混相压力。

符号解释

- i*——岩心序号;
- K_c ——驱替前长岩心复合渗透率,mD;
- K_c^i ——驱替后因第*i*块岩心渗透率变化所测得的长岩心复合渗透率,mD;
- K_i ——长岩心中第*i*块岩心的渗透率,mD;
- K_{ic} ——长岩心中第*i*块岩心驱替后的渗透率,mD;
- L ——长岩心的长度,cm;
- L_i ——长岩心中第*i*块岩心的长度,cm;
- n ——长岩心所需短岩心总数,个;
- R ——复合渗透率下降率,%。

参考文献

[1] 韩海水,李实,陈兴隆,等.CO₂对原油烃组分膨胀效应的主控

- 因素[J].石油学报,2016,37(3):392-398.
- HAN Haishui, LI Shi, CHEN Xinglong, et al. Main control factors of carbon dioxide on swelling effect of crude hydrocarbon components[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(3): 392-398.
- [2] 王鑫,李敏.大庆外围油田CO₂近混相驱特征图版的建立[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):45-50.
- WANG Xin, LI Min. Establishment of the characteristic chart for CO₂ near-miscible flooding of peripheral oilfields in Daqing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(3): 45-50.
- [3] 孙焕泉,王海涛,吴光焕,等.稠油油藏注CO₂提高采收率影响因素研究[J].石油实验地质,2020,42(6):1 009-1 013,1 023.
- SUN Huanquan, WANG Haitao, WU Guanghuan, et al. CO₂ EOR factors in heavy oil reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.
- [4] 雷浩.低渗储层CO₂驱油过程中沉淀规律及防治对策研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
- LEI Hao. Deposition mechanisms and reservoir protection countermeasures of a low-permeability formation in CO₂ flooding process [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [5] 胡伟,吕成远,王锐,等.水驱转CO₂混相驱渗流机理及传质特征[J].石油学报,2018,39(2):201-207.
- HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Porous flow mechanisms and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(2): 201-207.
- [6] 张海龙.CO₂混相驱提高石油采收率实践与认识[J].大庆石油地质与开发,2020,39(2):114-119.
- ZHANG Hailong. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO₂ miscible flooding[D]. *Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing*, 2020, 39(2): 114-119.
- [7] SUN Yu, DENG Ming, MA Shizhong, et al. Distribution and controlling factors of tight sandstone oil in Fuyu oil layers of Da'an area, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 646-655.
- [8] WANG Zhilin, YANG Shenglai, LEI Hao, et al. Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO₂ water alternative-gas (WAG) injection after continuous CO₂ injection: An experimental investigation and modeling approach [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 150(2): 376-385.
- [9] WANG Xiaoqi, GU Yongan. Oil recovery and permeability reduction of a tight sandstone reservoir in immiscible and miscible CO₂ flooding process [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2011, 50(4): 2 388-2 399.
- [10] 苏玉亮,陈征,唐梅荣,等.致密储层不同驱替方式下超临界CO₂蓄能返排效果实验研究[J].油气地质与采收率,2020,27(5):79-85.
- SU Yuliang, CHEN Zheng, TANG Meirong, et al. Experimental study of supercritical CO₂ storage and flowback under different displacement methods in tight reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 79-85.
- [11] LEI Hao, YANG Shenglai, ZU Lihua, et al. Oil recovery performance and CO₂ storage potential of CO₂ water-alternating-gas injection after continuous CO₂ injection in a multilayer formation [J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(11): 8 922-8 931.
- [12] 郑希谭,孙文悦,李实,等.油气藏流体物性分析方法:GB/T 26981—2011[S].北京:石油工业出版社,2011.
- ZHENG Xitan, SUN Wenyue, LI Shi, et al. Test method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981-2011 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [13] 唐梅荣,张同伍,白晓虎,等.孔喉结构对CO₂驱储层伤害程度的影响[J].岩性油气藏,2019,31(3):113-119.
- TANG Meirong, ZHANG Tongwu, BAI Xiaohu, et al. Influence of pore throat structure on reservoir damage with CO₂ flooding [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(3): 113-119.
- [14] 乞照,安锴胜,王筱晔,等.CO₂驱沥青质沉积对致密储层的伤害机理——以鄂尔多斯盆地延长组长8储层为例[J].断块油气田,2020,27(3):350-354.
- QI Zhao, AN Kaisheng, WANG Xiaoye, et al. Damage mechanism of asphaltene deposition to tight reservoir during CO₂ flooding: taking Chang8 reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin as an example [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2020, 27(3): 350-354.
- [15] 李宛珊,王健,任振宇,等.低渗透油藏二氧化碳气溶性泡沫控制气窜实验研究[J].特种油气藏,2019,26(5):136-141.
- LI Wanshan, WANG Jian, REN Zhenyu, et al. Gas-channeling control experiment with carbon dioxide gas-soluble foam in low-permeability oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(5): 136-141.
- [16] 高阳,叶义平,何吉祥,等.新疆准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油开发实践[J].中国石油勘探,2020,25(2):133-141.
- GAO Yang, YE Yiping, HE Jixiang, et al. Development practice of continental shale oil in Jimsar sag in the Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 133-141.