

文章编号: 0253-2697(2018)02-0201-07 DOI:10.7623/syxb201802008

水驱转 CO₂ 混相驱渗流机理及传质特征

胡 伟^{1,2,3} 吕成远^{1,2} 王 锐^{1,2} 崔茂蕾^{1,2} 杨 阳^{1,2} 王 欣^{1,2}

(1. 中国石油化工集团公司海相油气藏开发重点实验室 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院提高采收率技术研究所 北京 100083; 3. 中国石油大学博士后科研流动站 北京 102249)

摘要: CO₂ 混相驱作为三次采油技术一般在注水开发之后实施,其需要考虑水驱后残留在孔隙中的注入水对 CO₂ 混相驱的影响。基于常规 PVT 多次接触实验,采用带多点取样孔的长填砂管,在不同含水阶段分别开展注气驱替实验和气水交替驱实验,研究多孔介质中可动水参与下的多相多组分渗流规律以及不同含水率对油、气两相组分传质的影响。研究表明:在不同含水率下 CO₂ 与原油仍能发生混相,CO₂ 的注入形成了新的渗流通道,扩大了水驱波及体积。但高含水率对油相和气相间组分传质有一定的抑制作用。此外,不同含水率下转 CO₂ 驱会在储层中形成不同的油、气、水三相渗流和分布特征,从而影响采出程度,而气驱最终采收率主要受注气驱油效率和水驱波及体积共同作用的影响。

关键词: 多相多组分;混相;相间传质;含水率;气水交替

中图分类号: TE341

文献标识码: A

Porous flow mechanisms and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding

Hu Wei^{1,2,3} Lü Chengyuan^{1,2} Wang Rui^{1,2} Cui Maolei^{1,2} Yang Yang^{1,2} Wang Xin^{1,2}

(1. Sinopec Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoirs Production, Beijing 100083, China; 2. Department of Enhanced Oil Recovery, Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 3. Postdoctoral Mobile Research Station, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: As a tertiary oil recovery technology, CO₂ miscible flooding is generally implemented after water flooding, so that it is required to consider the impact of remaining injected water on CO₂ miscible flooding after water flooding. Based on the conventional PVT multiple-contact experiment, the long sand-filling tube with multi-point sampling holes was used to analyze the multi-phase and multi-component flow mechanisms in porous media and explore the influences of different water cut on the mass transfer of oil and gas through the gas injection and water alternating gas (WAG) injection experiments under different water cut stages. The experimental results show that CO₂ and crude oil can still be miscible at different water cut, and the CO₂ injection can open a new kind of flow channel to expand water flooding volume. However, the high water cut has a certain inhibitory effect on oil and gas mass transfer. Moreover, the conversion to CO₂ flooding at different water contents will lead to different flow and distribution characteristics of oil, water and gas in reservoir. The final recovery efficiency of gas flooding is mainly jointly affected by gas flooding efficiency and water flooding volume.

Key words: multi-phase and multi-component; miscible phase; mass transfer; water cut; water alternating gas

引用:胡伟,吕成远,王锐,崔茂蕾,杨阳,王欣. 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.

Cite: HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, CUI Maolei, YANG Yang, WANG Xin. Porous flow mechanisms and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 201-207.

CO₂ 与原油混相过程极其复杂,包括传质、扩散、对流、萃取和相变等物理化学反应。传统研究注入气与地层原油作用机理的方法主要是采用 PVT 注气膨胀实验或多次接触实验^[1-3]。注气膨胀实验主要反映出不同注气量下地层原油一次性增容到饱和压力下的 PVT 相态特征。多次接触实验则是通过在高温高压

PVT 筒中使注入气与地层新鲜原油不断接触,模拟注入气在油层中的向前运动过程;或使新鲜注入气与平衡液相之间不断进行相间传质,模拟注入气的向后接触过程^[4]。通过测定接触后产出气组分与原油组分的变化,描述注入气驱替地层原油过程中发生的传质、扩散等现象^[5-6]。但 PVT 筒中无法真实模拟多孔介质条件下油

基金项目:国家重大科技专项“鄂尔多斯盆地致密低渗油藏注气提高采收率技术”(2016ZX05048-003)资助。

第一作者及通信作者:胡 伟,男,1988 年 1 月生,2010 年获长江大学学士学位,2016 年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院博士后,主要从事油气渗流理论和油气相态方面研究。Email: huwei_syky@sinopec.com

气接触过程及组分传质特征,实际驱替过程中油气两相接触过程是在非平衡状态(或近平衡状态)下完成的,PVT筒只能模拟平衡状态下的传质与扩散现象,无法模拟传质过程中的多相渗流规律。

CO₂混相驱作为三次采油技术通常在注水开发之后实施,这就不得不考虑水驱后残留在地层中的注入水对CO₂混相驱的影响^[7-9]。虽然水相并不直接参与油、气混相和组分传质,但会间接影响油气两相之间抽提、萃取和扩散的能力。在不同含水率下,注入气与地层原油之间能否在同等温度、压力下继续发生混相,油、气相间组分传质规律如何变化都尚待探索。因此,笔者采用逐级取样的长填砂管模型模拟油藏条件下注气驱替开发,研究不同含水率下多孔介质中的多相多组分渗流规律和油、气两相间的组分传质特征。

1 实验原理

实验以一维长填砂管为基础,填砂管尺寸为 $\Phi 25.5 \text{ mm} \times 1017.5 \text{ mm}$,模型上等间距分布4个取样点。依据部分相似原则,实验所用流体样品的物性参数和岩石模型的物性参数与原型相近,故实验模型与原型在物理性质方面具有相似性;实验温度与压力模拟实际地层条件,故实验过程中流体组分的传质特性和相关热力学参数特征也与实际地层相近。通过对比分析不同含水率下转气驱(气水交替)开发的采出程度、含水率,以及气油比等变化规律揭示了注入气在孔隙介质中的渗流特征。通过分析不同时间下不同取样口采集的油样组分变化,研究了不同含水率对油、气组分传质规律的影响。

2 实验方法

2.1 实验装置

实验装置主要由供液控制系统(恒压恒速的ISCO计量泵,精度为0.001 mL/min)、长填砂管逐级取样系统、压力监测系统(瑞士Keller数值压力表和压力传感器等)、油水分离系统(油水计量装置、冷凝装置、自主设计生产的翻板气体流量计等)以及数据分析系统(GC2010油气全组分气相色谱仪,WATERS液相色谱仪和Dell电脑)组成。此外还有Despatch公司生产的恒温箱(最大温度为200℃)、回压泵、围压泵、回压阀、微量阀(控制取样口流速),以及中间容器、取样用的钢化玻璃针管(最大体积为80 mL)、油样瓶(最大体积为10 mL)、增压泵、管线若干等。实验流程见图1所示。

2.2 实验条件

2.2.1 流体性质

实验中使用的是模拟地层油,按照石油天然气行

业标准^[10]将一级分离器所取得的油、气样品,依据现场生产气油比和泡点压力进行复配。复配得到的模拟地层油的黏度为0.93 mPa·s,密度为 $0.673 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$,气油比为69.7 m³/t,模拟地层油(实际地层原油)的组分如表1所示,细管实验得到的模拟地层油最小混相压力为25.73 MPa。

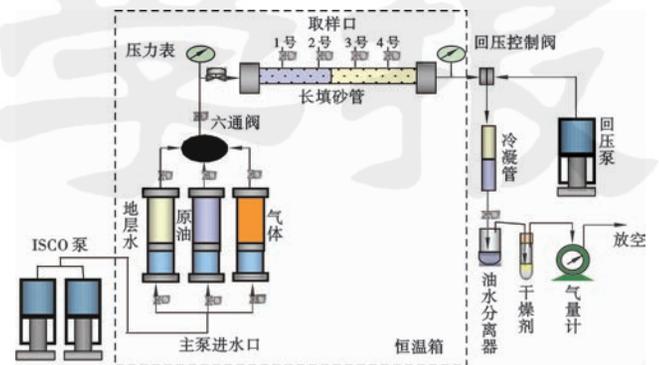


图1 实验流程

Fig. 1 Experiment flow

表1 模拟地层油组分

Table 1 Component data of stimulate formation oil

组分	摩尔分数/%	质量分数/%	组分	摩尔分数/%	质量分数/%
CO ₂	0.15	0.06	C ₁₅	1.38	2.70
N ₂	0	0	C ₁₆	1.34	2.81
C ₁	49.90	7.38	C ₁₇	1.12	2.47
C ₂	3.87	1.07	C ₁₈	0.92	2.17
C ₃	2.49	1.01	C ₁₉	0.86	2.12
iC ₄	0.74	0.40	C ₂₀	0.80	2.08
nC ₄	1.26	0.67	C ₂₁	0.76	2.07
iC ₅	1.06	0.71	C ₂₂	0.74	2.11
nC ₅	1.09	0.72	C ₂₃	0.70	2.11
C ₆	3.65	2.90	C ₂₄	0.66	2.06
C ₇	2.30	2.13	C ₂₅	0.63	2.06
C ₈	3.56	3.75	C ₂₆	0.58	1.95
C ₉	2.81	3.33	C ₂₇	0.57	1.99
C ₁₀	2.26	2.97	C ₂₈	0.46	1.66
C ₁₁	2.11	3.03	C ₂₉	0.42	1.58
C ₁₂	1.98	3.11	C ₃₀	0.32	1.23
C ₁₃	2.01	3.41	C ₃₁	0.26	1.05
C ₁₄	1.54	2.81	C ₃₂₊	4.71	26.32

注入水为按照油田地层水成分分析资料配制的等矿化度模拟地层水,模拟地层水的总矿化度为7110 mg/L,属于NaHCO₃水型,NaCl含量为1260 mg/L,NaHCO₃含量为3974 mg/L,KCl含量为2117 mg/L。实验用气为CO₂气体,纯度为99.9%。

2.2.2 实验温度及压力条件

实际油藏位于松辽盆地台北凹陷东部,储层主要由岩屑长石砂岩和混合砂岩组成,根据取心井岩心分析样品统计,目标储层平均孔隙度为23%,平均渗透率为87.5 mD。按照石油天然气行业标准^[11]对填砂

管进行制备,制备后的填砂管水测渗透率为 105.7 mD,孔隙度为 27.3%,基本达到实验要求。

为保证 CO₂ 驱过程为混相驱,驱油实验模拟实际地层温压条件,实验温度为 74℃,实验压力为 31.9 MPa。

2.3 实验步骤

(1) 填制填砂模型。填砂前要对填砂管进行检查,保证其没有堵塞,并对填砂管进行称重。筛选并清洗 100~200 目的石英砂,填砂过程中边填边用压力机在 20 MPa 压力下压实,记录填砂质量。每添加一定量石英砂伴随添加少量黏土矿物并压实,以保证后期填砂管渗透率达到预期设定范围。连接好整个流程,对系统注 N₂ 进行试压,试压大小为最高工作压力的 1.2 倍,确保 5 h 不漏为合格(压力下降范围在 0.05 MPa 之内)。并测量填砂管的气测渗透率。

(2) 模型抽真空。填砂完毕后对填砂管模型抽真空,根据行业标准要求^[11],无论砂体模型体积大小,抽真空时间都不少于 24 h。

(3) 饱和地层水。打开水容器阀门,注水速度保持在 0.1 mL/min,填砂管出口端通过管线连接至装有模拟地层水的烧杯中。当注入速度和产出速度保持一致时,饱和水过程完成。计算岩石孔隙体积和孔隙度,并测定填砂管模型的水相渗透率。将恒温箱升温至实验温度,保持入口端继续恒速注入地层水,调整回压泵升高管内压力。当管内压力升高到地层压力,且出口端水流速度与入口端保持一致时,则升压完毕。

(4) 饱和模拟地层油。打开油容器阀门开始饱和模拟地层油,注入速度恒定为 0.1 mL/min,待压力稳定不变、且注入速度与出口端产油速度一致时,饱和油过程完成。计算束缚水饱和度与原始含油饱和度,并测定实验温度下的油相渗透率。

(5) 模型老化。为了接近实际地层条件,饱和油完成后,将填砂管在恒温箱中静置老化 12 h。

(6) 开展不同方式的驱替实验,部分实验方法参考石油天然气行业标准^[11]:①水驱油(注水速度恒定为 0.4 mL/min),驱替过程中每隔 5 min 记录一次压力、流量、产液量、产水量等数据。②气驱油(注气速度恒定为 0.2 mL/min);先采用注气驱替,当注气量达到 0.3 PV 时,关闭气容器阀门,打开水容器阀门,以 0.4 mL/min 的注水速度继续驱替,直至含水率达到 99.5%,驱替结束。分别在注气量为 0.1 PV 和出口端气油比突然增大的瞬间(超出正常初始气油比)对 1 号、3 号取样口提取油样。取样前用钢化玻璃针管将管线到取样口阀门间的空气排净(重复 2~3 次),然后打开微量阀调整出气速度(尽量保证管内压力稳定),当产出油

气总体积达到 40~50 mL 时关闭阀门,取样完成。将取出的样品在恒温箱内静置 10 min 后,将油样排至油样瓶内,并采用液相色谱仪分析其组分。③含水率 50% 转气驱:先水驱油(注水速度为 0.4 mL/min),当出口端含水率达到 50% 时,转气驱油(注气速度为 0.2 mL/min),注气量达到 0.3 PV 时,再转水驱(注水速度为 0.4 mL/min);直至含水率达到 99.5%,驱替结束。分别在注气量为 0.1 PV 和出口端气油比突然增大的瞬间(超出正常初始气油比)对 1 号、3 号取样口提取油样(取样过程与气驱油实验一致),并由液相色谱仪分析其组分。④含水率 80% 转气驱:先水驱油(注水速度为 0.4 mL/min),当出口端含水率达到 80% 时,转气驱油(注气速度为 0.2 mL/min),注气量达到 0.3 PV 时,再转水驱(注水速度为 0.4 mL/min);直至含水率达到 99.5%,驱替结束。在注气量为 0.1 PV 和出口端气油比突然增大的瞬间(超出正常初始气油比)对 1 号、3 号取样口提取油样(取样过程和气驱油实验一致),并由液相色谱仪分析其组分。

(7) 实验完成后,先低速注入石油醚清洗填砂管,然后再注入模拟地层水清洗;重复步骤(3)一步骤(5),开始下一组实验。

3 实验结果及分析

3.1 采出程度、含水率及气油比的变化

3.1.1 采出程度

由图 2 可知,在含水率 80% 下转气驱的采出程度为 78.8%,高于含水率 50% 下转气驱的采出程度(72.6%)。开采初期直接采用混相驱开发方式的采出程度为 65.4%,纯水驱的采出程度最低(仅为 49.39%)。根据 4 种不同注入方式下的采出程度(表 2)可以判定,水驱之后转 CO₂ 驱能够大幅度提高原油采出程度。相比水驱采出程度,含水率 80% 转注气提高采收

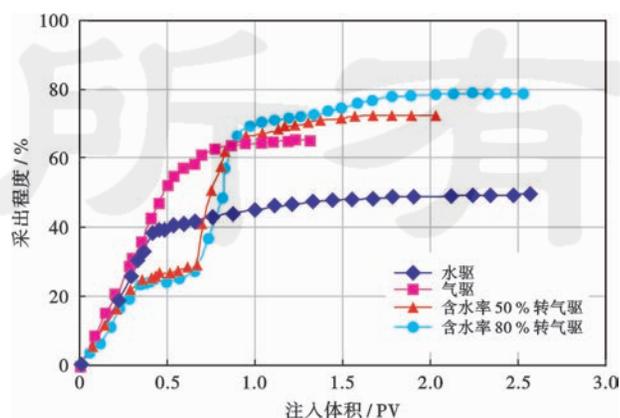


图 2 不同注入方式下采出程度随注入体积的变化关系
Fig. 2 Change relationship of recovery degree with injection volume under different injection ways

率的幅度最大,接近30%。此外,水驱后转气驱的开发方式相比纯气驱能够开采出更多的原油;而在高含水阶段转气驱的开发效果优于中、低含水阶段转气驱的开发效果。

3.1.2 含水率

由图3可知,在水驱开发中,当注水量达到0.36 PV时,出口端开始见水,见水后含水率急速上升,导致产油量降低,最终水驱采收率较低。纯气驱开发中,

虽然无水采收期较长,但在注气0.3 PV后转水驱,当注水量达到0.58 PV时(即仅注水0.28 PV)出口端开始见水,含水率也急剧上升,采出程度增加幅度变缓。在中、高含水阶段(含水率为50%和含水率为80%)转气驱能够有效地降低含水率,提高采出程度。在油气混相条件下,80%含水率转气驱能够将含水率降低至0,并重新出现一段无水采收期,这说明CO₂开辟了一条新的渗流通道。

表2 不同驱替方式下采收率对比

Table 2 Comparison of recovery under different flooding ways

驱替方式	注入体积/PV	无水采收率/%	含水采收率/%	最终采收率/%	相对水驱提高采收率/%
水驱	2.57	36.7	12.9	49.5	
气驱	1.31	54.5	10.9	65.4	15.86
含水率50%转气驱	2.03	25.4	47.2	72.6	23.06
含水率80%转气驱	2.53	31.0	47.8	78.8	29.26

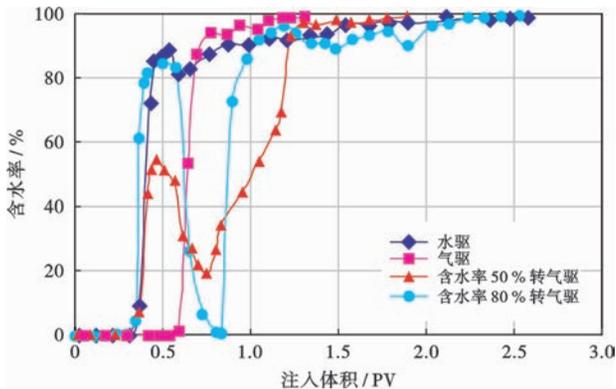


图3 不同注入方式下含水率随注入体积的变化关系

Fig. 3 Change relationship of water cut with injection volume under different injection ways

对比先气驱后水驱和先水驱后气驱这2种开发模式的含水率变化可知,先注入的气体进入孔道后会沿着孔道的中心驱替原油,并在孔壁表面留下一层油膜;由于气体的强非润湿性,后注入的水会优先进入阻力较小的含气孔道,并沿着气驱通道快速突破。若选择先注水,注入水会优先进入大孔道,并逐渐形成水流通通道;而后转注气,相比油、水两相,气相的强非润湿性能够在高压作用下进入渗流阻力较小的含油小孔道(相比水相,油相又为非润湿相),开辟新的气驱通道^[12-13]。同时,CO₂与原油混相降低了原油的界面张力和黏度,提高了原油的流动性,扩大了波及面积也提高了驱油效率。在含水率50%转气驱中,含水率下降的速度相比含水率80%转气驱下降的速度更慢,且在含水率下降过程中伴随着采出程度快速增加,这与含水率80%转气驱的现象不同。说明填砂管中含水率的高低对油、气、水三相的渗流存在一定程度的影响。

3.1.3 气油比

由图4可知,在CO₂注入前和CO₂注入过程中,生产气油比基本在初始气油比的数值附近上下波动。在纯气驱中,CO₂的注入量为0.3 PV,但在约0.76 PV时,生产气油比才开始大幅度升高,CO₂注入的结束时间和CO₂大幅突破的时间存在较长时间的滞后现象。根据物质守恒原理^[14],说明大量的CO₂溶于原油或进入了原油组分之中,可以判定CO₂与原油发生了混相(因为在水驱过程中,注水量达到0.36 PV时,出口端见水;而气相相比水相更容易气窜,CO₂注入结束时间与在出口端大幅突破的时间相差近0.36 PV)。该现象在含水率50%转气驱和含水率80%转气驱都存在,说明可动水的存在和含水率的高低并未对CO₂与原油的混相产生影响,CO₂与原油之间仍然能够发生混相。

3.1.4 注入压力

通过对比4种驱替方式中注入压力的变化(图5)

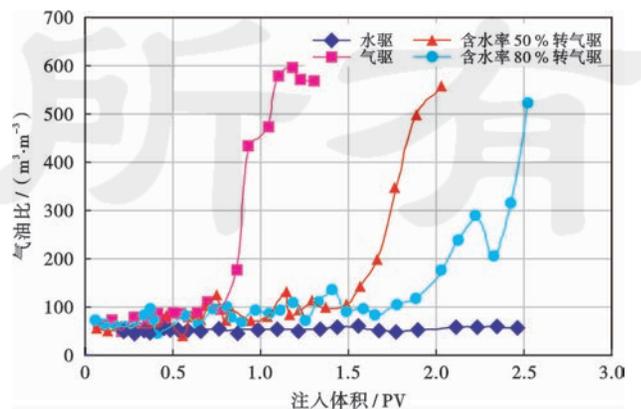


图4 不同注入方式下气油比随注入体积的变化关系

Fig. 4 Change relationship of gas-oil ratio with injection volume under different injection ways

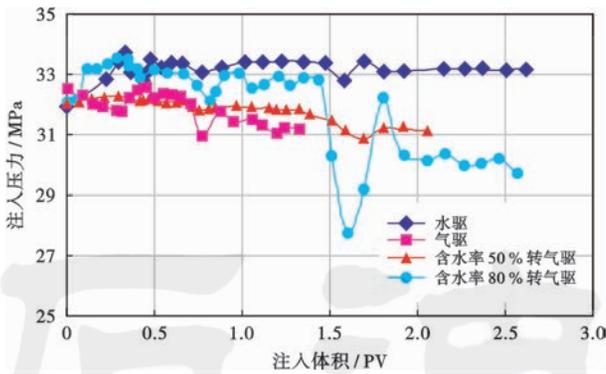


图 5 不同注入方式下注入压力随注入体积的变化关系
Fig. 5 Change relationship of injection pressure with injection volume under different injection ways

可以看出,水驱过程中的注入压力保持较为平衡,波动幅度较小。在气/水(水/气)交替驱替实验中,转注水时注入压力逐渐升高,而转注气时注入压力逐渐降低,这主要由于注入的 CO₂ 与原油具有较好的互溶性,能快速溶于油中,说明注气压力低于注水压力,填砂管内的吸气能力强于吸水能力^[14-16]。此外,气体在出口端突破时易造成注入压力的迅速下降,突破后注入压力总体呈波动下降趋势。对注入压力的监测可以看出,在取样过程中并未对压力产生明显的影响,压力并无突降现象。

3.2 油、气两相组分传质规律

3.2.1 无可动水作用下油、气组分变化

在纯气驱过程中,分别在 CO₂ 注入 0.1PV 和 CO₂ 大量突破瞬间对 3 号取样口提取油样进行化验分析。从突破前、后的油样组分变化(图 6)可以看出,CO₂ 在刚注入填砂管时表现出较强的抽提、萃取能力,不但能够抽提原油中 C₁—C₁₀ 的轻烃组分,还能够萃取出 C₃₂ 以上的重烃组分。从萃取的量上,原油中 C₁—C₇ 由原始含量 66.36% 下降到 27.87%,说明

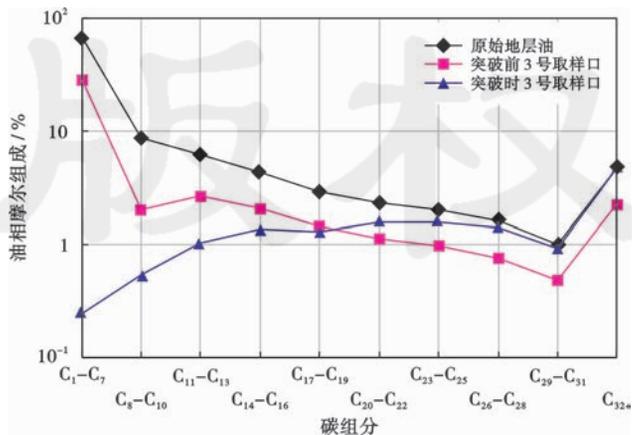


图 6 无可动水参与、不同时间下油相组分变化关系
Fig. 6 Chang relationship of oil-phase composition at different time without movable water

CO₂ 大多数萃取的是 C₁₃ 以下的烃类。突破后,CO₂ 仍然能蒸发出混相段过后剩余油的轻质组分^[17-19],油相中 C₁—C₁₀ 的含量下降到 0.79%,但对于 C₂₆ 以上的重烃组分蒸发能力降低,同时由于轻质组分被大量萃取,C₂₆ 以上组分的摩尔含量逐渐增大。

3.2.2 含水率 50% 下油、气组分变化

在含水率 50% 转气驱过程中,分别在 CO₂ 注入 0.1 PV 和 CO₂ 大量突破瞬间对 3 号取样口提取油样进行化验分析。由图 7 可以看出,虽然有可动水的存在,但油、气两相间仍能进行组分交换。在突破前、后,CO₂ 不但能萃取出原油中 C₁—C₁₀ 的轻质组分,也能萃取出 C₃₂ 以上的重质组分。CO₂ 对 C₁—C₇ 仍具有较强的蒸发能力,由原始含量 66.36% 下降到 38.55%。但抽提的量与无水情况下发生了变化,说明 CO₂ 的抽提能力受到了可动水的影响。

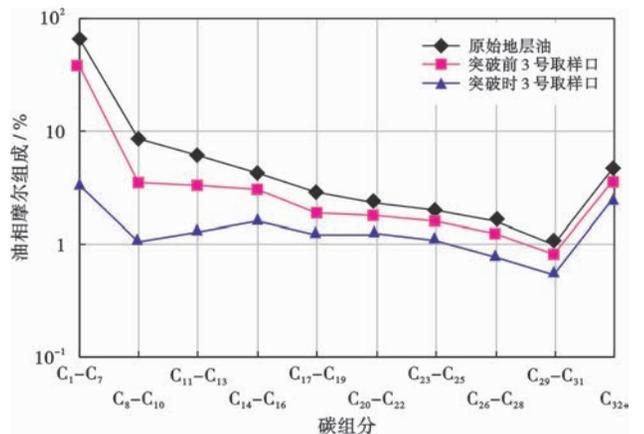


图 7 含水率 50%、不同时间下油相组分变化关系
Fig. 7 Change relationship of oil-phase composition at different time with the water cut of 50%

3.2.3 含水率 80% 下油、气组分变化

在含水率 80% 转气驱过程中,分别在 CO₂ 注入 0.1 PV 和 CO₂ 大量突破瞬间对 3 号取样口提取油样化验分析。由图 8 可以看出,在含水率 80% 下,刚注入的 CO₂ 萃取能力变弱,对 C₁₀ 以下的轻烃和 C₃₂ 以上的重烃的萃取强度大大减弱。但突破后的 CO₂ 在水的作用下仍然能够抽提被突破前 CO₂ 抽提过的剩余油,且抽提能力比刚注入时明显上升,原油中的 C₁₀ 以下的轻烃下降到了 6.44%,C₃₂₊ 也由原始的 4.71% 下降到了 3.09%。

3.2.4 对比分析

从注气 0.1 PV 时,不同含水率下油、气组分传质规律(图 9)可以看出,在不同含水率下,刚注入填砂管中的 CO₂ 都能够与原油接触并发生传质、抽提、萃取等物理反应,萃取原油中轻质和重质组分。但随着含水率的增加,CO₂ 的抽提、萃取能力逐渐被削弱,C₂₀—

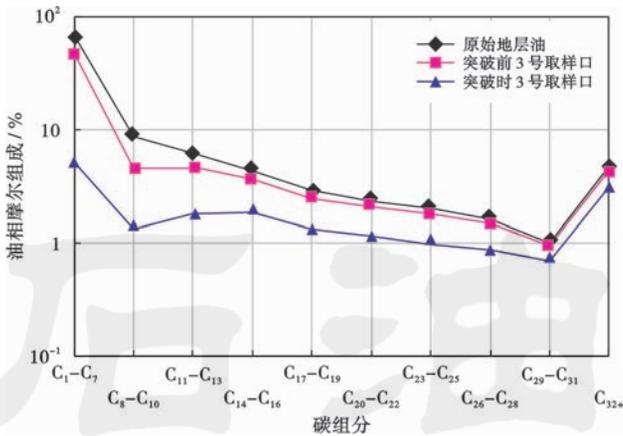


图8 含水率80%、不同时间下油相组分变化关系

Fig. 8 Change relationship of oil-phase composition at different time with the water cut of 80%

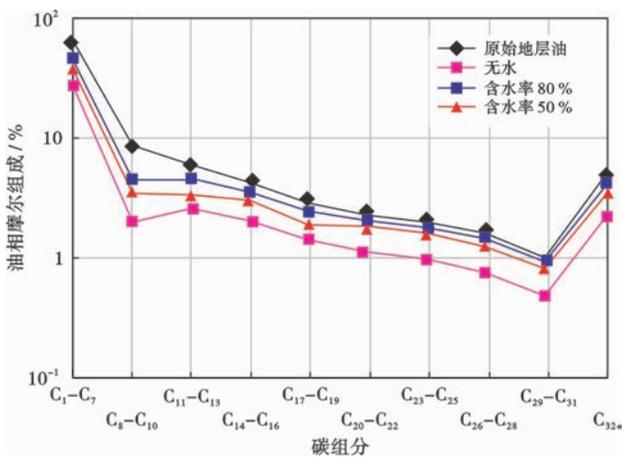


图9 突破前3号取样口不同含水下油相组分变化关系

Fig. 9 Oil-phase composition under different water cut at No. 3 sampling outlet before breaking through

C_{31} 的烃类组分抽提量明显降低,尤其是对于 C_{32} 以上的重烃组分。其主要原因是由于在有可动水的环境中, CO_2 极易溶于水,且进入小孔隙中被卡断的 CO_2 气泡会被油、水捕捉,这都将导致孔道中可流动 CO_2 饱和度的降低;同时,刚注入的大部分 CO_2 会优先进入水相所占据的大孔隙或渗透性较好的大孔道,而大孔道中滞留的原油已经被水分割包围,形成了孤立、分散、不连续的油滴,油相饱和度大大降低。因此,孔道中含水率的高低会直接影响 CO_2 的饱和度,减少与原油的作用和接触面积,从而影响注入 CO_2 与原油之间发生组分交换,降低了 CO_2 萃取、抽提的强度。

从 CO_2 突破瞬间,不同含水率下油、气间组分传质规律对比(图10)可以看出,在无水参与下, CO_2 对原油中 C_1-C_{19} 组分的萃取量最大。但在可动水作用下, CO_2 对原油中 C_{20} 以上组分的萃取量逐渐增加,甚至 C_{32} 以上的重烃组分也蒸发明显。这说明注入的

CO_2 开始进入水未波及的孔道,与原油接触和作用的表面积越来越大, CO_2 的抽提、蒸发强度逐渐增强,这从含水率的快速降低也可以看出。同时, CO_2 注入 0.3 PV 后转注水,由于在大孔道中产生的贾敏效应使得水在大孔道中的流动阻力逐渐增大,导致注入压力不断升高。驱动压力的升高也增强了 CO_2 抽提、萃取的能力,能够萃取剩余原油中更多的中、轻烃组分,甚至能够将初期无法萃取出的 C_{32} 以上的重烃也萃取出来。

含水率 50% 下 CO_2 对原油中各组分的抽提量高于含水率 80% 下的抽提量,说明孔道中含水率越高对油气间组分传质有一定的抑制作用,孔道和喉道中含水率升高会产生大量的水锁效应,导致捕集油的含量升高,造成含油饱和度的下降。但在无水参与下的油、气组分传质规律则表现出原油的中间组分和重质组分变化越来越小,主要是由于随着 CO_2 与原油之间接触次数增多,原油中的中间组分和重质组分含量越来越少,能够被抽提到 CO_2 中的组分也越来越少。

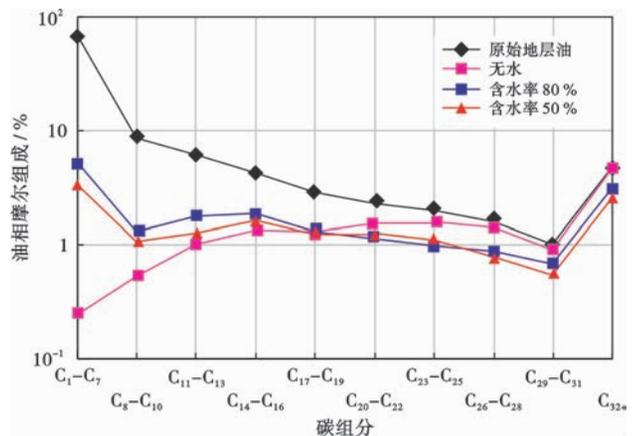


图10 突破后3号取样口不同含水下油相组分变化关系

Fig. 10 Oil-phase composition under different water cut at No. 3 sampling outlet after breaking through

4 结论

(1) 在气驱、含水率 50% 转气驱和含水率 80% 转气驱实验中,注入的 CO_2 与原油均发生了混相,说明 CO_2 与原油的混相并不受含水率高低的影响,只要达到混相条件, CO_2 与原油之间就能发生混相。

(2) 通过对比 CO_2 在出口端突破前后,无可动水、含水率 50% 和含水率 80% 下对原油萃取能力的差异可知,孔隙中的可动水对油气组分传质有一定的抑制作用。孔喉中含水率上升产生的水锁效应捕集原油,降低了油、气两相的接触面积。

(3) 含水率 80% 转 CO_2 驱的含水率曲线与含水率 50% 转 CO_2 驱的存在差异,说明不同含水率下转 CO_2

驱会在储层中形成不同的油、气、水三相渗流和分布特征,从而影响采出程度,最终采收率是由注气驱油效率和水驱波及体积共同作用的结果。

参 考 文 献

- [1] 沈平平,黄磊. 二氧化碳—原油多相多组分渗流机理研究[J]. 石油学报,2009,30(2):247-251.
SHEN Pingping, HUANG Lei. Flow mechanisms of multi-phase multi-component CO₂-crude oil system in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 247-251.
- [2] 陈兴隆,秦积舜,张可. CO₂ 与原油混相及非混相条件下渗流机理差异[J]. 特种油气藏,2009,16(3):77-81.
CHEN Xinglong, QIN Jishun, ZHANG Ke. Difference of flowing mechanism in miscible and immiscible phase of CO₂ and crude oil [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2009, 16(3): 77-81.
- [3] SHELTON J L, YARBOROUGH L. Multiple phase behavior in porous media during CO₂ or rich-gas flooding[J]. Journal of Petroleum Technology, 1977, 29(9): 1171-1178.
- [4] 刘滨. 低渗砂岩油藏高含水期注气开发机理研究[D]. 北京:中国地质大学,2012.
LIU Bin. Development mechanism study on gas injection in low permeability sandstone reservoir in high water cut period[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2012.
- [5] RAHMAN S, NOFAL W, AL-MAJED A A, et al. Phase behavior aspects of carbon dioxide (CO₂) miscible flooding in tight cores: a case study[R]. SPE 128467, 2010.
- [6] CHRISTMAN P G, GORELL S B. A comparison of laboratory- and field-observed CO₂ tertiary injectivity[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(2): 226-233.
- [7] 杨胜来,杭达震,孙蓉,等. CO₂ 对原油的抽提及其对原油黏度的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(4):85-88.
YANG Shenglai, HANG Dazhen, SUN Rong, et al. CO₂ extraction for crude oil and its effect on crude oil viscosity[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(4): 85-88.
- [8] JONES L G, CULLICK A S, COHEN M F. WAG process promises improved recovery in cycling gas condensate reservoirs: part 1—prototype reservoir simulation studies[R]. SPE 19113, 1989.
- [9] 胡伟,杨胜来,翟羽佳,等. 油-水相对渗透率曲线优化校正新方法[J]. 石油学报,2015,36(7):871-875.
HU Wei, YANG Shenglai, ZHAI Yujia, et al. A new optimization and correction method of oil-water phase relative permeability curve[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 871-875.
- [10] 油气田开发专业标准化委员会. 油气藏流体物性分析方法:SY/T 5542—2009 [S]. 北京:石油工业出版社,2009.
Standard Technical Committee of Oil and Gas Field Development. Test method for reservoir fluid physical properties: SY/T 5542—2009[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [11] 油气田开发专业标准化技术委员会. 稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法:SY/T 6315—2006 [S]. 北京:石油工业出版社,2006.
Standard Technical Committee of Oil and Gas Field Development. Relative permeability and displacement efficiency test under the condition of high temperature for heavy oil reservoir: SY/T 6315—2006 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [12] 李宾飞,叶金桥,李兆敏,等. 高温高压条件下 CO₂-原油-水体系相间作用及其对界面张力的影响[J]. 石油学报,2016,37(10):1265-1272.
LI Binfei, YE Jinqiao, LI Zhaomin, et al. Phase interaction of CO₂-oil-water system and its effect on interfacial tension at high temperature and high pressure[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1265-1272.
- [13] 李凤昱,许天福,杨磊磊,等. 不同碎屑矿物 CO₂ 参与的水-岩作用效应数值模拟[J]. 石油学报,2016,37(9):1116-1128.
LI Fengyu, XU Tianfu, YANG Leilei, et al. Numerical simulation for the water-rock interaction with the participation of CO₂ in different clastic minerals[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(9): 1116-1128.
- [14] SHAWKET G. Global laboratory experience of CO₂-EOR flooding[R]. SPE 125581, 2009.
- [15] PRIEDITIS J, WOLLE C R, NOTZ P K. A laboratory and field injectivity study: CO₂ WAG in the San Andres Formation of West Texas[R]. SPE 22653, 1991.
- [16] 李向良,李振泉,郭平,等. 二氧化碳混相驱的长岩心物理模拟[J]. 石油勘探与开发,2004,31(5):102-104.
LI Xiangliang, LI Zhenquan, GUO Ping, et al. Long core physical simulation for CO₂ miscible displacement[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 102-104.
- [17] 程杰成,朱继耀,姜洪福. 特低渗透油藏 CO₂ 驱油多相渗流理论模型研究及应用[J]. 石油学报,2008,29(2):246-251.
CHENG Jiecheng, ZHU Weiyao, JIANG Hongfu. Study on mathematical models for multi-phase porous flow in CO₂ drive of extra-low permeability reservoir and field application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 246-251.
- [18] 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.
- [19] 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.