

低渗透稀油油藏注气混相驱实验及影响因素

肖志朋¹, 张彦斌¹, 刘森¹, 杨胜来², 高雨萌²

(1. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009;
2. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249)

摘要: 我国低渗透油藏储量丰富, 低渗透油藏水驱后如何进一步提高采收率是该类油藏面临的技术挑战之一, 近年来注气提高采收率技术受到国内外的普遍关注, 注气混相驱理论上可达到90%以上的驱油效率, 提高采收率的潜力较大。为了评价吐哈低渗透稀油油藏注气能否达到混相状态, 开展室内实验研究, 采用吐哈低渗透稀油油藏8个区块原油, 分别注入来自不同气源的3种气体(CO₂、鄯乌管线气、西气东输气), 测定最小混相压力(MMP), 分析气驱油规律及混相的影响因素。结果表明, 在现有地层压力下, 吐哈稀油易与CO₂达到混相状态, 而注入烃类气(鄯乌管线气或西气东输气)使最小混相压力升高, 比CO₂驱MMP高10 MPa以上, 不易形成混相驱。建议吐哈油田葡北区块采用注鄯乌管线气混相驱、玉果区块注西气东输气混相驱、其他区块注CO₂气混相驱, 可达到较好的开发效果, 为吐哈油田低渗透稀油油藏实施注气提高采收率提供了技术支持。

关键词: 低渗透稀油油藏; 混相气驱; 细管实验; 最小混相压力; 组分变化

中图分类号: TE357 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)24-0341-07

吐哈油田稀油油藏分布于吐哈盆地台北凹陷构造带, 为低孔低渗油藏; 地层原油黏度为0.2~0.7 MPa·s, 地层原油密度0.6~0.7 g/cm³, 具有低黏度、低密度、弱挥发性的特征。该类油藏储量丰富, 约占吐哈油田总地质储量的50%。20世纪90年代开采以来, 油藏注水开发到了高含水阶段, 油藏水淹程度高, 采油速度低^[1-2], 注入水无效循环, 急需寻找提高稀油油藏高含水期开发效果的方法, 这是吐哈油田目前在生产中面临的技术挑战之一。

前人已经开始了注气混相驱技术方面的研究, 探讨高含水期低渗油藏提高采收率方法、混相驱增油机理及影响因素^[3-9]。研究表明^[16-24], 对于低渗透油藏, 注入气能够侵入更小的地层孔隙中(气体分子直径较小), 从而提高波及效率; 在高温高压条件下, 气体与地层原油形成混相, 增强驱油效率并提高油藏采收率; 最小混相压力是评价油藏能否达到混相驱的一个重要指标, 常用的混相压力确定方法包括实验和理论计算方法, 实验室最常用确定混相压力的方法有细管实验法(其他还有升泡仪法及界面张力消失法)^[10-13]; 在实际应用中, 常见的注入气体类型是CO₂、氮气、烟道气以及烃类气^[14], 具体选

择哪种气体, 主要取决于油田附近有哪种类型的气源以及气源的价格, 以达到较好的经济效益。

经过前期调研, 对于吐哈油田, 可选择的气源有以下几种: CO₂(来自工业尾气); 烃类气体, 来自鄯乌管线气(烃类气体1)和西气东输气(烃类气体2)。上述气体作为注气混相驱的可选气源, 但能否达到混相状态, 需要开展室内实验研究, 进行混相可行性评价。

为了评估吐哈油田稀油油藏8个目标区块混相气驱可行性, 本文开展室内实验研究, 通过细管实验法, 采用3种不同气源(CO₂、西气东输气和鄯乌管线气)分别测定8个区块的最小混相压力, 探讨最小混相压力的主要影响因素, 明确各个区块的混相气驱可行性, 在充分利用现有资源(气源)的同时提高油藏采收率。本文可为油田现场实施混相气驱提供关键的技术支持。

1 最小混相压力测定实验

1.1 实验材料

本次实验所用原油为吐哈油田8个稀油油藏区块原油, 原油物理性质及组分如表1和图1所示; 注入气为CO₂、鄯乌管线气和西气东输气3种气体, 各气体的组分如表2所示。

收稿日期: 2024-06-10

基金项目: 中国石油科技重大专项(2017E-0407)

作者简介: 肖志朋(1975—), 男, 河南邓州人, 高级工程师, 研究方向为油气田开发; 张彦斌(1987—), 男, 宁夏中卫人, 工程师, 研究方向为油气开发; 刘森(1996—), 男, 河南周口人, 硕士, 助理工程师, 研究方向为油气田开发; 杨胜来(1961—), 男, 河北辛集人, 博士, 教授, 研究方向为油气田开发; 高雨萌(1999—), 女, 河南许昌人, 硕士研究生, 研究方向为油气渗流理论与应用。

表 1 8 个区块原油基本物性

序号	区块名称	地层温度/ ℃	地层压力/ MPa	地层原油密度/ (g·cm ⁻³)	脱气原油密度/ (g·cm ⁻³)	原油黏度/ (mPa·s)	体积系数/ 无因次	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)
1	葡北 1 块	91	38.5	0.603	0.820	0.252	1.806	341.7
2	温西三	76	24.0	0.721	0.779	0.200	1.191	6 533.0
3	神泉	62	21.0	0.638	0.806	0.334	1.688	209.9
4	玉果	89	35.7	0.606	0.819	0.234	2.095	402.5
5	红南	79	29.6	0.609	0.799	0.340	1.863	287.1
6	火焰山	65	25.0	0.601	0.812	0.246	2.004	338.9
7	鄯勒	79	28.9	0.679	0.809	0.704	1.432	132.8
8	胜北	58	19.0	0.576	0.778	0.236	2.406	405.4

表 2 3 种注入气的气体组分

序号	气体类型	摩尔分数/%								
		CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆₊	合计
1	CO ₂	99.99	0.01	—	—	—	—	—	—	100
2	鄯乌管线气	1.57	3.25	84.78	10.05	0.34	0.01	0	0	100
3	西气东输气	0.07	1.18	94.56	2.74	0.54	0.2	0.06	0.06	100

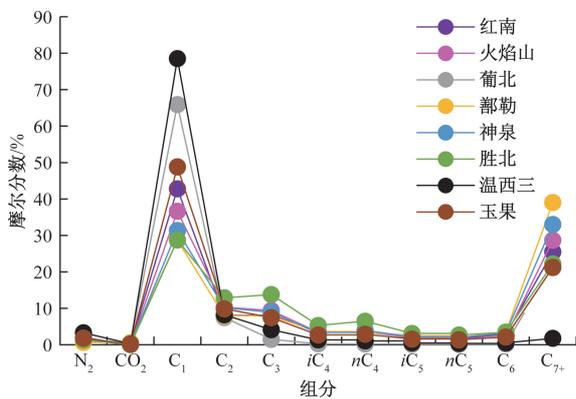


图 1 8 个区块的地层原油组分对比

1.2 实验设备

1.2.1 PVT 实验

根据 8 个区块原始 PVT 资料(井流物组分、单

次脱气气油比、气体组分等),利用脱气原油与溶解气,按照上述气油比配制含气原油,作为实验用油。

PVT 实验所需设备主要为 Ruska PVT-3000 高压物性实验装置(图 2)、恒温箱、中间容器、气体增压泵等。

1.2.2 细管实验

细管实验所需设备主要为 SYS-III 多级超高温高压物性相驱替系统,包括细长管模型、恒温箱、ISCO 驱替泵、回压泵、中间容器、冷却器、气液分离器、气体流量计(图 3)等部件。实验所用细长管模型是 60~200 目石英砂填充的孔隙介质,其参数如表 3 所示。

在细管实验中,原油采收率是评价注气驱替过程是否达到混相的重要指标。如果在高温高压作用

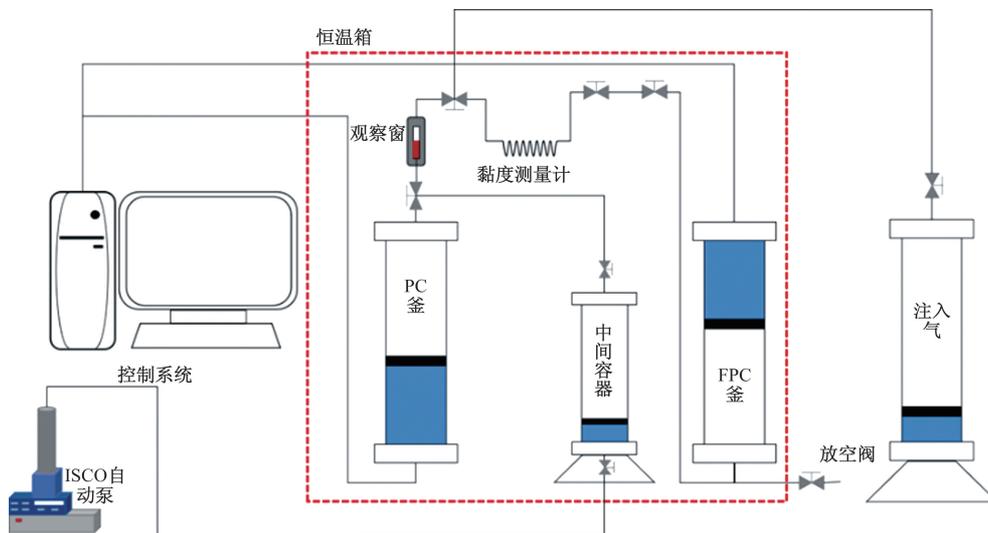


图 2 Ruska PVT-3000 高压物性实验装置流程示意图

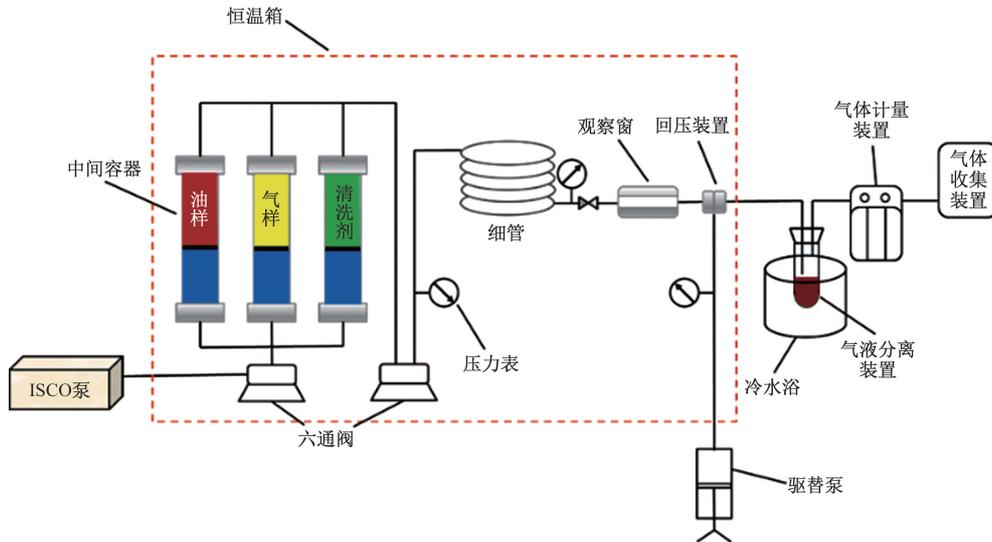


图3 细管实验装置示意图

表3 细长管参数

序号	细长管参数	数值
1	长度/cm	1 251
2	内径/cm	0.458
3	横截面积/cm ²	0.16
4	细长管体积/cm ³	206.10
5	渗透率/D	5.30
6	孔隙体积/cm ³	76.00
7	入口段死体积/cm ³	3.67
8	出口段死体积/cm ³	2.24

下,注入气与原油发生混相。当原油被采出后,由于压力及温度的变化,原油中的轻质组分会挥发出来,使得采出原油的体积发生变化,因此为提高原油体积计量精度,本次实验的创新是在出液口加装低温分离装置,收集气相中的原油,准确计量原油体积及产出气的体积,从而准确测定注入气与原油的最小混相压力。

1.3 实验流程及步骤

PVT 高压物性实验装置配制好含气原油后,按照行业标准^[15]测定某一注入气与某一区块原油的最小混相压力,具体步骤如下。

(1)清洗孔隙介质:实验前利用石油醚对管线及孔隙介质进行清洗,当入口石油醚与出口石油醚颜色和组分相同时,清洗完成。将清洗干净的细长管用氮气吹干后,在实验所需的温度下烘干 6 h。

(2)饱和原油:对细长管模型进行抽真空,饱和原油。随后在地层温度及某一驱替压力下,对细长管进行恒速注入含气原油饱和。在注入 2 PV 原油后,每注入 0.1 PV 测量出口端流体(原油)组分。

当入口端流体(即原油)组分与出口端流体组分组成相同时,饱和完成。

(3)注气驱油:饱和完成后,切换到注气流程,利用 ISCO 泵以 0.1 mL/min 的速率注入气体,进行气驱油,在注入气体 1.2 PV(地下体积)后结束驱替实验。采出过程中,记录注入压力、注入流量等参数,计量产出液、产出气的体积,在观察窗观测产出油颜色变化,收集不同时刻采出液体及采出气体,并进行组分分析(采出油及采出气组分)。

(4)上述某一驱替压力下的气驱油实验完成后,得到采出程度随注入体积之间的生产曲线(图 4)。改变下一个驱替压力,重复步骤(1)~步骤(3),得到下一个驱替压力下的生产曲线。在各个设计的驱油压力下完成全部 CO₂ 驱油实验,得到个驱替压力与采收率曲线(图 5),获得该原油-注入气的最小混相压力。

改变一个区块原油或注入气类型,重复步骤(1)~步骤(4)可获得新条件下的最小混相压力。通过 24 组上述实验,最终得到 3 注入气与 8 区块原油(3 种气体×8 区块=24 组)的最小混相压力。

2 实验结果与分析

2.1 最小混相压力测试结果

以神泉区块(神泉 126 井)为例,细管实验测得神泉区块(神泉 126 井)原油与 CO₂ 各压力下采收率与累积注入气体积的关系曲线(图 4),该曲线在纵坐标上的终点就是该驱替压力下气驱油的最终采收率。在不同的驱替压力下进行气驱油实验,得到采收率与驱替压力的关系曲线(图 5)。

由图 4 可知,在驱替的初始阶段(气体突破前),

注气体积和采出程度曲线呈近似线性关系。注入的气体溶解于原油中,原油体积膨胀并降低原油粘度,改善原油的流动性,因此随注气体积的增大,采出程度升高。

气体突破后,气窜携带出少量原油,采出程度曲线趋于平稳。

对比图 4 中不同驱替压力下的气驱油实验表明,随着驱替压力增加,气驱见效时间变长,气体突破时间变晚,混相效果增强,采出程度增加。当注气压力高于最小混相压力后,注气驱替压力的升高对驱油效率的增加程度变缓。

由图 6 神泉区块(神泉 126 井)CO₂驱替过程中压差变化曲线可得,驱替的初始阶段注入的 CO₂ 溶解于原油中,膨胀将原油驱出,此时压差(即入口压力与出口压力的差)逐渐增大。随着驱替的进行,气体与原油充分混相,CO₂ 萃取和抽提作用将原油不断采出,细长管内残余油逐渐减少,入口压力与出口压力的压差逐渐减小,直至气体突破后,压差趋于稳定。随着注气驱替压力增加,气体突破时间变晚,压差稳定时间变晚。

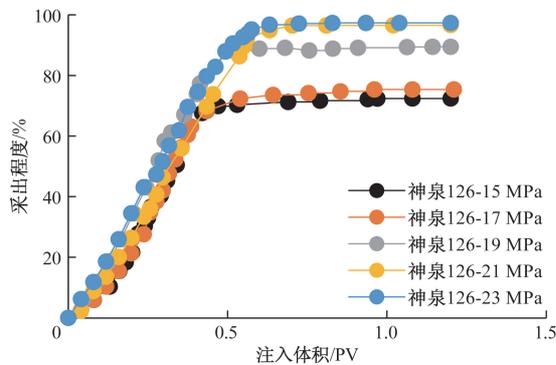


图 4 不同压力注入 CO₂ 驱油曲线(神泉 126 井区油)

2.2 混相气驱可行性分析

通过细管实验测得不同注入气在地层温压条件下驱替各区块原油的最终采收率(注气量为 1.2 PV 时),判断各区块原油与测试注入气在地层条件下能否达到混相,所得采收率对比曲线如图 7 所示。测得 8 个区块原油与 3 种注入气的最小混相压力,汇总如表 4 所示。

以各区块地层压力和其最小混相压力(minimum miscibility pressure, MMP)差值为指标,分为

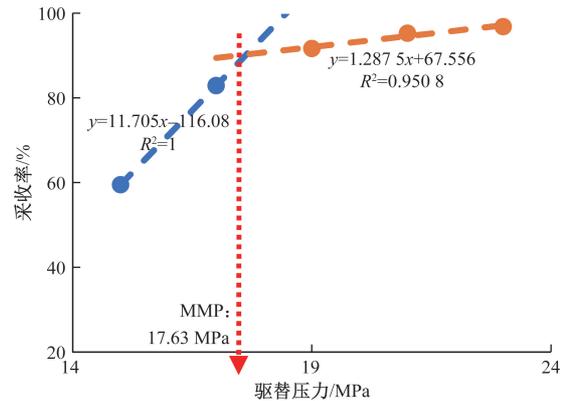


图 5 CO₂注入压力与原油采收率关系曲线(神泉 126 井区油)

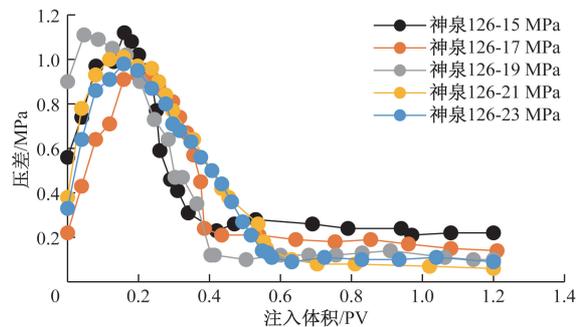


图 6 神泉区块(神泉 126 井)CO₂驱替过程中压差变化曲线

表 4 8 个区块与 3 种注入气细管实验结果与分析

区块	注入气	实验用油	地层压力/MPa	混相压力/MPa	压差/MPa	是否混相	适宜性
温西三	CO ₂	温西三脱气原油	24.0	22.60	1.40	是	适宜
	CO ₂	温西三含气原油		20.05	3.95	是	适宜
	西气东输气	温西三含气原油		42.00	-18.00	否	不适宜
葡北	CO ₂	葡北含气原油	38.5	25.47	13.03	是	特别适宜
	鄯乌管线气	葡北含气原油		36.20	2.30	是	适宜
	西气东输气	葡北含气原油		48.07	-9.57	否	不适宜
神泉	CO ₂	神泉含气原油	21.0	18.80	2.20	是	适宜
	CO ₂	神泉 126 井含气原油		17.63	3.37	是	适宜
玉果	CO ₂	G8-13 井含气原油	35.7	16.42	19.28	是	特别适宜
	鄯乌管线气	G8-13 井含气原油		31.10	4.60	是	适宜
	西气东输气	G8-13 井含气原油		34.20	1.50	是	适宜
	CO ₂	G8-28 井含气原油		17.65	18.05	是	特别适宜
红南	CO ₂	红南含气原油	29.6	23.70	5.90	是	适宜
火焰山	CO ₂	火焰山含气原油	25.0	23.3	1.70	是	适宜
鄯勒	CO ₂	鄯勒含气原油	28.9	21.28	7.62	是	适宜
胜北	CO ₂	胜北含气原油	19.0	17.06	1.94	是	适宜

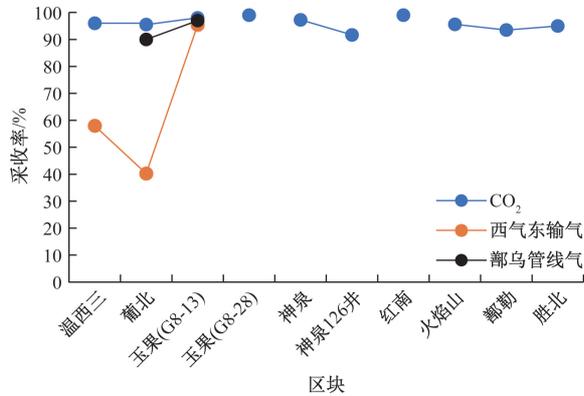


图7 不同区块、不同注入气驱替采收率对比

3个混相气驱适宜性等级,分别为不适宜(压差为负值)、适宜(压差为1~10 MPa)、特别适宜(压差大于10 MPa),以此方法评价8个目标区块实施混相气驱适宜性如表4所示。

(1)在地层压力下,注CO₂驱替8个区块原油采收率均达到90%以上,即在地层条件下,8个区块注入CO₂均能实现混相气驱,提高原油采收率效果明显。

(2)在地层条件下,注鄯乌管线气驱替葡北和玉果(G8-13井)两个区块原油的采收率也达到90%以上,即达到混相条件。

(3)注西气东输气驱替玉果(G8-13井)区块原油的采收率达95.37%,达到混相条件。注西气东输气驱替温西三和葡北2个区块的采收率分别为57.98%和40.25%,未达到混相条件,因此,注西气东输气仅适合在玉果(G8-13井)区块应用,实现混相气驱开发。

3 混相影响因素分析

3.1 原油组分对混相压力的影响

注入气通过萃取抽提地层原油中的轻质组分和中间组分来实现混相驱替,因此,原油组分组成是影响混相压力的关键因素。

在表1中选取地层温压条件和原油物性相似的区块,进行原油C₁和C₂~C₆的摩尔组成对比,分析C₁和C₂~C₆对MMP的影响程度。表4实验结果中,红南和鄯勒区块地层原油与CO₂的最小混相压力分别为23.7 MPa和21.28 MPa,相差2.42 MPa。结合图8可知,红南和鄯勒两个区块地层原油C₂~C₆组分相差较小,而C₁组分含量分别为42.79%和28.74%,相差14.05%,即原油中C₁组分含量越高,注CO₂驱最小混相压力越大。C₁含量差别大则MMP差别大。

对比神泉和胜北区块地层原油与CO₂的最小混相压力分别为18.8 MPa和17.06 MPa,相差1.74 MPa。结合图9可知,神泉和胜北两个区块地层原油C₁组分相差较小,而C₂~C₆组分含量分别为33.83%和47.72%,相差13.89%,即原油中C₂~C₆组分含量越高,注CO₂驱最小混相压力越小。C₁含量差别小则MMP差别小。

综上所述表明,最小混相压力与原油中C₁组分含量呈正相关,与原油中C₂~C₆组分含量呈负相关。

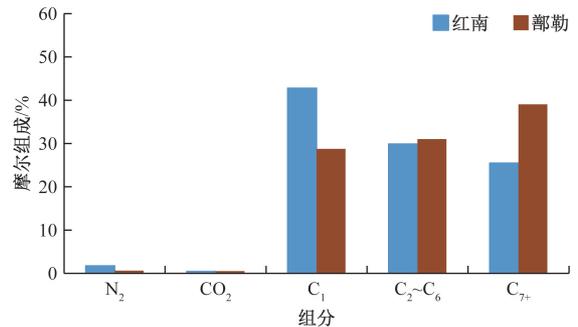


图8 红南和鄯勒区块地层原油组分对比

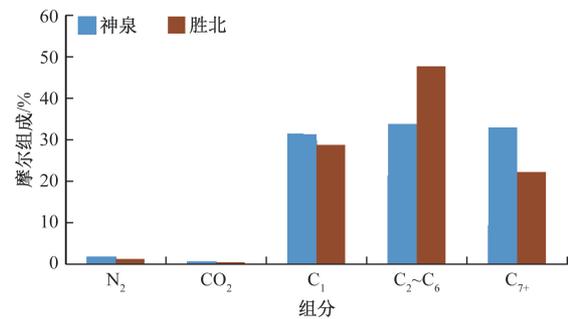


图9 神泉和胜北区块地层原油组分对比

3.2 注气组分对混相压力的影响

注入气的类型、组分、组成不同,对最小混相压力的值也会产生重要影响。图10表明在同一油样和实验温度条件下,鄯乌管线气和西气东输气与葡北原油的最小混相压力比CO₂最小混相压力高。原因是相较于CO₂,氮气和甲烷属于轻组分,随着注入气(鄯乌管线气和西气东输气)中轻组分摩尔分数增加,注入气的比重变小,气体萃取能力下降,导致最小混相压力增大。因此,鄯乌管线气(氮气和甲烷含量88.03%)和西气东输气(氮气和甲烷含量95.74%)与葡北原油的最小混相压力(36.2 MPa、48.07 MPa)远大于CO₂驱油时的最小混相压力(25.47 MPa)。

3.3 混相过程中产出油样的性质变化

在细管实验中,对不同注气时刻下产出油进行

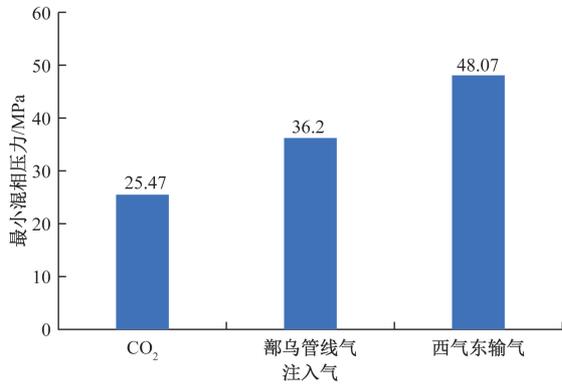


图 10 葡北区块三种注入气最小混相压力对比

取样,利用气相色谱仪分析,得到原油组分在混相驱替过程中的变化规律。

图 11 为神泉区块原油与 CO₂ 在 22 MPa 压力下驱替过程中原油组分变化规律,分析可知,混相气驱首先萃取的是轻质组分,突破前产出油中 C₃~C₆ 组分含量高,说明驱替过程中轻质组分持续被萃取。实验结束时(注气量 1.26 PV)产出油中轻质组分(C₃~C₆)含量由 6.98% 降至 4.57%;随着驱替进行,逐步萃取原油中重质组分,注气量 1.26 PV 时重质组分(C₁₈₊)含量由 45.20% 降至 42.02%。结合图 12 可以看出,随着驱替的进行,神泉区块产出油的颜色从黑色变为黄绿色直至变为透明淡黄色,表现出混相驱替特征。原油中重质组分含量减少是导致原油颜色变化的重要原因。

4 结论

(1)吐哈油田稀油油藏 8 个区块原油在地层条件下均可与 CO₂ 发生混相,可实现混相驱。稀油油藏 8 个区块适宜注 CO₂ 驱混相驱开发。

(2)吐哈油田葡北和玉果 2 个区块采用鄯乌管线气进行注气驱油,最小混相压力分别为 36.2 MPa 和 31.1 MPa,可达到混相条件。可进行注鄯乌管线气混相驱。

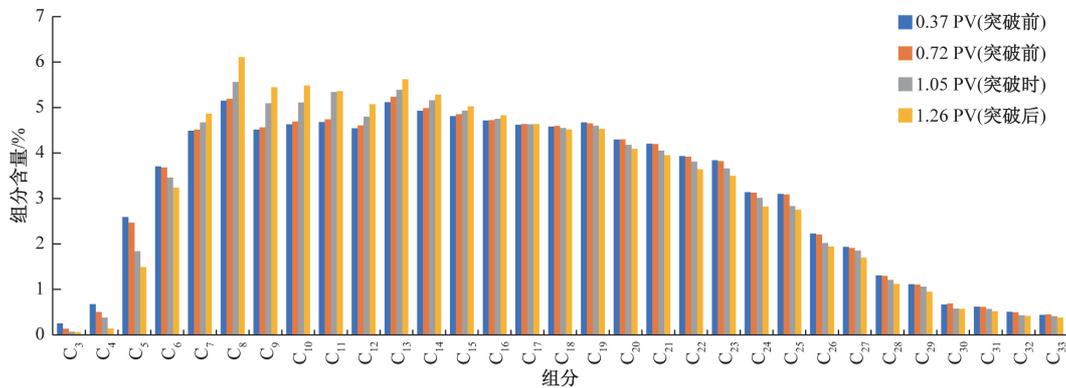


图 11 神泉区块原油-CO₂ (22 MPa) 混相过程中原油组分变化



试管①:注气 0.37 PV(突破前);试管②:注气 0.72 PV(突破前);
试管③:注气 1.05 PV(突破时);试管④:注气 1.26 PV(突破后)

图 12 神泉区块原油-CO₂ 在 22 MPa 混相驱产出油颜色变化

(3)玉果区块采用西气东输气进行注气驱油,最小混相压力为 34.2 MPa,可以达到混相条件。温西三未达到混相条件,不建议采用注西气东输气。

(4)西气东输气和鄯乌管线气中含有大量甲烷气体以及少量氮气,萃取能力比 CO₂ 低,与目标区块的最小混相压力比纯 CO₂ 气驱时的最小混相压力高 10 MPa 以上,建议在生产时可适当提高注气压力或添加降混剂来实现混相气驱。

(5)最小混相压力与原油中 C₁ 组分含量呈正相关,C₁ 组分含量增加 14.05%,则最小混相压力升高 2.42 MPa。最小混相压力与原油中 C₂~C₆ 组分呈负相关,C₂~C₆ 组分含量增加 13.89%,最小混相压力降低 1.74 MPa。

参考文献

- [1] 周波. 吐哈油田稀油油藏开发实践及技术攻关方向[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(6): 697-703.
- [2] 肖志朋, 刘诗琪, 李艳明, 等. 丘陵油田水驱后注气混相驱可行性实验[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(2): 68-76.

- [3] 王雯娟, 朱绍鹏, 杨柳, 等. 超高温高压含 CO₂ 天然气偏差因子预测模型[J]. 科技和产业, 2021, 21(9): 336-341.
- [4] 祝春生, 程林松. 低渗透油藏 CO₂ 驱提高原油采收率评价研究[J]. 钻采工艺, 2007(6): 55-57.
- [5] 孙丽丽, 李治平, 窦宏恩, 等. 超低渗透油藏 CO₂ 驱注入参数优化的实验研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(12): 66-70.
- [6] 赵明国, 李金珠, 王忠滨. 特低渗透油藏 CO₂ 非混相驱油机理研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(7): 1438-1440.
- [7] 王友启, 周梅, 聂俊. 提高采收率技术的应用状况及发展趋势[J]. 断块油气田, 2010, 17(5): 628-631.
- [8] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623-1632.
- [9] 韩波, 任韶然, 李伟, 等. CO₂ 驱最小混相压力及其动态变化研究[J]. 非常规油气, 2020, 7(2): 75-82.
- [10] YELLIG W F, METCALFE R S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures (includes associated paper 8876)[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(1): 160-168.
- [11] RICHARD L C, HIEMI K. Apparatus and method for determining the minimum miscibility pressure of a gas in a liquid US, US 4627273 A[P]. 1986-12-09.
- [12] RAO D N. A new technique of vanishing interfacial tension for miscibility determination[J]. Fluid Phase Equilibria, 1997, 139(1): 311-324.
- [13] 梁萌, 袁海云, 杨英, 等. 气体混相驱与最小混相压力测定研究进展[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(5): 101-112.
- [14] 赵楠, 王磊, 孙雷, 等. 不同注入气体下低渗油藏注气开发室内评价[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(4): 1379-1385.
- [15] 最低混相压力细管实验测定方法 SY/T 6573—2003[S]. 2003-08-01.
- [16] 杨红, 余华贵. 原油组分对 CO₂ 最小混相压力的影响[J]. 精细石油化工进展, 2014, 15(6): 25-27.
- [17] 张晨朔, 范子菲, 许安著, 等. 挥发性油藏酸气回注的最小混相压力与组分优化[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(11): 54-58.
- [18] 汤勇, 赵雪梅, 汪洋. CO₂ 驱最小混相压力影响因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 42-45.
- [19] 曹银盛. 二氧化碳最小混相压力影响因素的实验研究[J]. 油田化学, 1986(3): 159-166.
- [20] 程云龙, 蒋子扬, 杨子腾, 等. 草舍油田区块原油沥青质初始沉淀压力研究[J]. 科技和产业, 2023, 23(23): 270-275.
- [21] 王雯娟, 朱绍鹏, 杨柳, 等. 超高温高压含 CO₂ 天然气偏差因子预测模型[J]. 科技和产业, 2021, 21(9): 336-341.
- [22] 赵凤兰, 王雨, 黄世军, 等. 运移距离对 CO₂ 混相驱重力超覆的影响规律及表征分析[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(3): 1021-1028.
- [23] 李蕾, 郑自刚, 杨承伟, 等. 超低渗油藏超临界 CO₂ 驱油特征及原油动用能力[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(29): 12551-12558.
- [24] 李四海, 夏玉磊, 兰建平, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 致密油储层二氧化碳驱油实验[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(6): 2251-2257.
- [25] 齐桂雪, 周林波, 龙冕, 等. CO₂ 混相调节剂驱油机理室内研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(35): 180-183.

Experiment and Influencing Factors of Gas Injection Mixed Phase Drive in Low-permeability Light Oil Reservoirs

XIAO Zhipeng¹, ZHANG Yanbin¹, LIU Sen¹, YANG Shenglai², GAO Yumeng²

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami 839009, Xinjiang, China;
2. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: The reserves of low-permeability oil reservoirs in our country is abundant. How to further improve oil recovery after water flooding in low-permeability reservoirs is one of the technical challenges faced by this type of reservoir. In recent years, gas injection to improve oil recovery technology has received widespread attention both domestically and internationally. Gas injection miscible flooding can achieve oil recovery efficiency of over 90%, and has great potential to improve oil recovery. In order to evaluate whether gas injection in low-permeability light oil reservoirs in Tuha can achieve a mixed phase state, indoor experimental research was conducted. Eight blocks of crude oil in Tuha low-permeability light oil reservoirs were injected with three different gas sources (CO₂, Shanwu pipeline gas, West East Gas Pipeline gas), and the oil displacement process and minimum mixed phase pressure (MMP) were evaluated to analyze the influencing factors of mixing. The result has shown that under existing formation pressure, Tuha light oil is prone to mixing with CO₂, while injecting hydrocarbon gas (such as Shanwu pipeline gas or West East Gas Pipeline gas) increases the minimum mixing pressure (more than 10 MPa higher than pure CO₂ flooding MMP), making it difficult to form mixed phase flooding. It is suggested that the Pubei block of Tuha Oilfield adopt mixed phase drive with Shanwu pipeline gas injection, mixed phase drive with West East gas transmission gas injection in Yuguo block, and mixed phase drive with CO₂ gas injection in other blocks, which can achieve good development results. Technical support is provided for the implementation of mixed phase gas flooding in low-permeability light oil reservoirs in Tuha Oilfield.

Keywords: low permeability light oil reservoir; mixed-phase gas flooding; slim-tube experiments; minimum miscible; pressure composition changes