

CO₂ 近混相驱的关键科学问题与展望

陈浩^{1,2*}, 刘希良^{1,2}, 贾宁洪³, 张可³, 杨冉², 杨胜来¹

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院, 北京 102249

3 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

* 通信作者, chen hao@cup.edu.cn

收稿日期: 2019-08-30

国家自然科学基金青年基金(51704303)资助

摘要 CO₂ 驱是一种具有广阔前景的提高油藏采收率的方法。自上世纪 60 年代以来, 诸多学者对 CO₂ 驱进行研究, 开展了多项室内实验和矿场试验。CO₂ 注入对原油的影响非常复杂, 主要包括: 溶解、膨胀、降粘、扩散和传质等, 各机制相互耦合、协同作用。原油组成不同, 微观上各机理所起作用各异。另外, 杂质气体的混入、水盾对油气体系的分隔以及孔隙尺度效应的存在, 加剧了各微观机理作用机制的差异。本文综述了当前国内外 CO₂ 驱油现状, 并结合油气勘探开发的实际需求, 阐述了 CO₂ 驱油技术在油田推广应用的现状和问题。目前, 对于 CO₂ 驱油的研究以及现场应用对最小混相压力过度关注, 使得能否实现混相成了油田实施 CO₂ 驱油的决定因素。许多具有优势条件的油藏, 仅仅因为无法达到最小混相压力而被否决。因此, 针对工程实践更易实现的 CO₂ 近混相驱技术, 提出了限制其发展的三大主控因素, 探讨并展望了该技术未来的应用前景和发展方向。室内实验和矿场试验已充分证明了 CO₂ 近混相驱技术在改善油田开发效果方面的优势。较低的注入压力和操作成本, 明显放宽了传统混相驱技术对我国普遍存在的储层条件、原油品质和气源匮乏等的限制。然而, 近混相的定义并未完全统一, 压力区间的确定方法仍属空白, 典型特征和驱替机理尚未明确。实际应用过程中, “杂质气体混入”、“水盾阻隔”及“孔隙尺寸效应”对近混相的影响不可避免。非纯条件下产出气中 CO₂ 的浓度下限如何确定, 油、气、水三相条件下的绕流、错流和马格朗尼流等不同形式的水盾阻隔效应如何表征, 润湿性、孔隙分布和孔隙尺寸效应如何影响混相程度, 各因素之间如何协同作用等诸多问题, 亟待开展深入研究, 以应对我国 CO₂ 近混相驱技术在推广和应用过程中的关键科学问题和随之而来的工程问题。

关键词 近混相压力区间; 产出气回注; 水盾阻隔; 孔隙尺寸效应

Prospects and key scientific issues of CO₂ near-miscible flooding

CHEN Hao^{1,2}, LIU Xiliang^{1,2}, JIA Ninghong³, ZHANG Ke³, YANG Ran², YANG Shenglai¹

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract CO₂ flooding is a promising enhanced oil recovery (EOR) method. Since the 1960s, many scholars have conducted studies of CO₂ flooding, including laboratory experiments and oil field pilot tests. The effects of CO₂ injection on crude oil

引用格式: 陈浩, 刘希良, 贾宁洪, 张可, 杨冉, 杨胜来. CO₂ 近混相驱的关键科学问题与展望. 石油科学通报, 2020, 03: 392-401

CHEN Hao, LIU Xiliang, JIA Ninghong, ZHANG Ke, YANG Ran, YANG Shenglai. Prospects and key scientific issues of CO₂ near-miscible flooding. Petroleum Science Bulletin, 2020, 03: 392-401. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.033

are complex, mainly including dissolution, expansion, viscosity reduction, diffusion and mass transfer. The effects of different mechanisms on the level of miscibility are also different due to the different compositions of crude oil. In addition, the mixing of impurity gases, water shielding, and pore scale effects aggravate the difference of various mechanisms. This paper reviews the current research into the CO₂ flooding method. Besides, combined with the actual demand of oil and gas exploration and development, this paper summarizes the status and existing problems of CO₂ flooding during its promotion and application. At present, the research and field application of CO₂ flooding often pays too much attention to the minimum miscibility pressure, which makes the realization of achieving a miscible supplement the determinant of implementing CO₂ flooding in oil fields. Many reservoirs with favorable conditions are rejected simply because they cannot meet the minimum miscibility pressure. Therefore, focusing on the near-miscible CO₂ flooding technique, which is easier to realize in practical applications, three key factors limiting the effective development are proposed. The application and development of CO₂ near-miscible flooding in the future are discussed. Both experiments and field tests have fully verified the advantages of this technique in improving oilfield development. Lower injection pressure and operation cost obviously eased the limitation of miscible flooding in the characteristics of reservoir, quality of oil and gas sources of China. However, a definition of near-miscible flooding is still not agreed, the determination of the near-miscible pressure interval is still a blank, and the typical phase behavior and mechanisms of displacement are not yet clear. In the process of practical application, the effect of the mixing of contaminant gases, water shielding, and the effect of pore size cannot be ignored. Problems such as the determination of the lower limit of CO₂ content in the production gas, the characterization of water shielding with the forms of by-pass, cross flow and Marangoni flow under three phase conditions including oil, gas and water, the effect of wettability, pore distribution and pore size on miscibility degree, and the synergistic effect of these factors, all need to be included in further research. Thus, the key scientific problems during the promotion and application of CO₂ near-miscible flooding and the subsequent engineering problems may be able to be tackled effectively.

Keywords near-miscible pressure interval; production gas re-injection; water shielding; Pore size effect

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.03.033

0 引言

工业发展在快速改善和便利人类生活的同时,也不可避免地打破了大自然的平衡。高含CO₂工业废气的大量排放,造成全球温室效应愈演愈烈。我国在过去30多年经济发展快速,碳排放量已悄然跃居全球榜首。2015年9月,习近平主席在联合国出席可持续发展峰会期间承诺,中国将进一步加大控制温室气体排放力度,争取到2020年实现单位GDP二氧化碳降低40%~45%。压力面前,我国政府非常重视CO₂的埋存与资源化利用问题。

由于中国原油品质普遍较差,胶质、沥青质含量较高,实现CO₂混相驱并不容易。另外,我国油藏普遍存在气源匮乏的问题。在为数不多、气源充足(附近存在高含CO₂天然气藏)的中石油CO₂驱示范基地吉林油田和中海油渤海湾地区的秦皇岛29-2E油田,注入气中大量杂质的混入进一步加剧了实现混相驱的难度,同时也为我国CO₂驱油的高效实施提出了新的难题。首先,CO₂驱油产出气应该如何处理?分离提纯意味着成本的大幅增加,直接烧掉既浪费能源又污染环境,也违背我国在联合国可持续发展峰会的承诺。其次,随着研究工作不断深入,人们逐渐意识到混相并非只与油气体系相关,多孔介质的影响同样不可忽

略,特别是随着勘探开发领域不断拓展到低渗透、页岩及致密储层,孔隙尺寸效应的影响日益凸显。另外,实际油藏中水相的存在不可避免,油、气、水三相流动以及随之而来的水盾阻隔(water shielding)对CO₂驱效果的影响程度和影响规律也不得而知,亟待开展研究工作。

2014年以来,国际油价的暴跌和持续低迷,对油田成本控制,提出了更高的要求。越来越多的研究证实,近混相驱可以获得和混相驱相比拟的开发效果。而且,由于注入压力的降低,对压缩机的操作压力、CO₂的注入体积、杂质气体的含量等的要求也会放宽。因此,探索在较低压力下实施CO₂近混相驱,不仅可以提高我国推广和实施CO₂驱油的潜力,也能显著降低开发成本,提高经济效益。本文广泛调研了CO₂近混相驱技术的研究现状、研究进展和应用情况,重点探讨了杂质混入、水盾阻隔及孔隙尺寸效应等主控因素对CO₂近混相驱的影响,探讨并展望了未来CO₂近混相驱技术的应用关键和发展方向。

1 研究现状及发展动态

注CO₂提高原油采收率技术提出至今,国内外开展了大量的室内实验、理论研究和矿场试验工作^[1-3]。

然而,对于最小混相压力(即MMP,指油层温度下注入气体与原油达到多次接触混相的最小压力)的过度关注,使得能否实现混相(地层压力VS MMP)成了油田实施CO₂驱油的决定因素。许多具有优势条件的油藏,仅仅因为无法达到MMP而被否决。1994年,Thomas在SPE提高采收率(EOR)年会上,就“混相驱和近混相驱,哪个更好”的问题,结合文献资料和现场应用情况,提出“原油和注入气间的界面张力(IFT)为零(即混相)并不是影响驱替效果的决定因素”,引起了广泛的讨论和关注^[6]。之后,专门针对近混相驱的研究工作开始不断出现。2007年,雷霄等人以涠洲12-1油田为例,对注气近混相驱的机理进行了研究。发现近混相驱的确可以在降低注入压力的同时,达到与混相驱相比拟的驱替效果^[7]。2010,美国堪萨斯大学组建了专门的近混相驱研究组,从室内实验、理论计算和开发模拟等方面,对Ogallah油田实施CO₂近混相驱开展了系统研究工作^[8-9]。我国学者沈平平、郭平、任韶然、杨胜来、陈浩等人对该课题也有关注,先后取得了一些成果和认识^[20-24,31-36,43]。

1.1 近混相驱概念的提出,区间的界定和主控因素的筛选

1982年,Orr等人指出,细管实验中的采收率曲线并不存在由非混相到混相的突变点,该区域油气之间实际上处于一种“近似混相(near miscible)”状态^[10-11]。之后,Stalkup,Zick,Novosad等人分别通过细管实验和状态方程计算等手段对大量现场已实施的混相驱重新进行了分析,证实了存在一种“非传统意义上的混相驱”的可能性^[12-14]。1986年,在

室内实验和理论计算的基础上,Zick等人首次提出了具备凝析—蒸发双重作用的近混相驱的概念^[12]。他认为该驱替类型的特点是油气两相IFT较低,采收率 $\geq 95\%$ 。但对于IFT究竟低到多少,并未进行明确和量化。1994年,Thomas等人系统总结了大量混相驱的现场数据,证实了全球范围内很多所谓“实施成功”和“效果良好”的混相驱项目,由于所选择测试MMP手段的不同,实际上并未达到完全意义上的混相^[6]。这也充分证明了严格意义上的混相并非注气驱项目“大获成功”的决定因素。因此,他提出“在相对较低压力下(近混相驱)研究如何改善注气效果”比耗费大量成本来实现物理化学意义上的“混相”更具现实意义。随后,Shyeh-Yung(1991)^[15]、Crigg(1996)^[16]、Schechter(1998)^[17]和Dong(2000)^[18]等人陆续通过长岩心驱替实验,证实了在MMP附近,的确存在一个特殊的压力区域。随着CO₂注入压力的降低,该区域的采收率并未像细管实验那样明显下降^[6]。

然而,究竟如何明确定义近混相,以及如何确定这个近混相的区域,目前国内外并未达成共识,大多用“MMP之下的某个区域”或“接近但低于MMP”等进行模糊概括。实际上,从严格的物理化学角度来说,混相即油气体系油气界面消失,IFT为0。但目前公认的细管实验方法主要从工程角度(采收率)对是否达到混相进行判断(图1)。Shyeh-Yung等人将近混相驱解释为“注入气体与油并非完全混相,只是接近混相的一种中间状态”^[19]。Burger、沈平平 and Lars Hoier等人虽然也注意到了近混相的存在,但均未明确定义和界定该区域^[20-22]。直到2010年,Huong等人根据经验,提出Ogallah油田CO₂近混相驱的压力区间为(0.8-1)MMP^[23]。2011年,任韶然等人在研究中参照细管实验法将IFT为0.5mN/m作为近混相驱开始的标志^[24];2015年,Mohammad等人通过模拟计算,将83% MMP作为近混相驱的起点^[25]。需要注意的是,上述结论大多根据实验数据或经验进行推测,准确性和合理程度有待进一步考证。另外,由于目标油藏储层特征、原油物性、油藏温度和压力的不同,单纯从采收率或IFT的角度判断目标油藏属于近混相驱是否合理,近混相区间的界定需要依照和遵循什么样的标准等相关问题,仍有待进一步的明确。

关于油气混相的主控因素,普遍认为仅与油气体系有关,主要取决于油藏温度、原油组分和注入气组成^[26]。对于特定油藏来说,温度变化不大,因此,混相主要受原油组分和注入气组成的影响。Rathmell认为,MMP与原油中的挥发组分及中间组分有关^[27]。

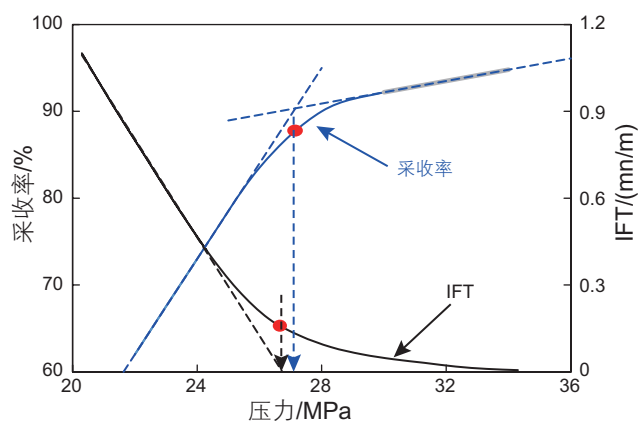
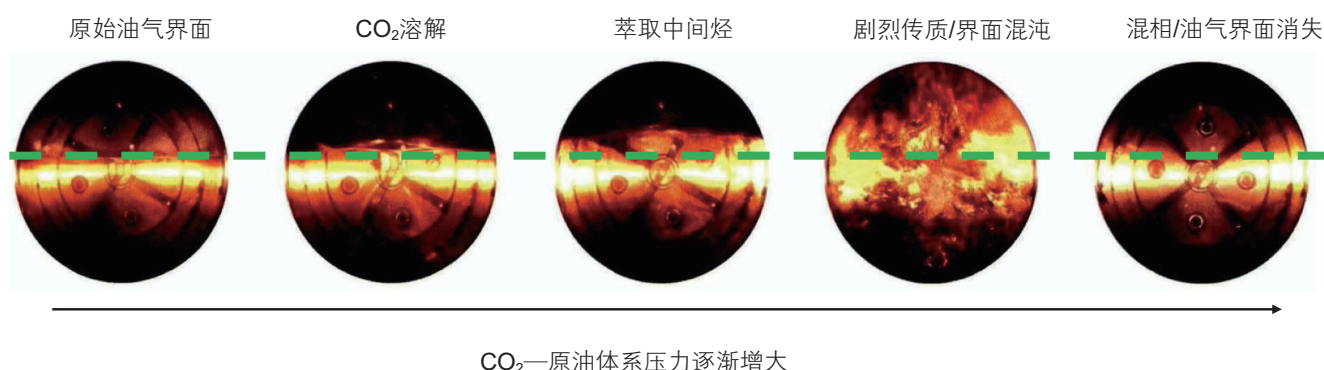


图1 原油采收率与界面张力关系示意图(根据文献51修改)

Fig. 1 Schematic diagram of oil recovery and interfacial tension (Modified from references 51)

图2 CO₂-原油体系动态混相过程Fig. 2 Dynamic miscible process of CO₂-crude oil system

Alston 等人研究发现,二者在含量差别较大时,对原油 MMP 的影响较大^[28]。Yelling 和 Metcalfe 通过实验发现,饱和油藏气油比的变化会导致 MMP 的变化^[29]。2001 年, Dong 等人系统总结了 CO₂-原油体系的混合机理,认为溶解气的含量和轻烃/中间烃组占比是影响 MMP 大小的两个重要参数^[30]。实际上,油藏温度、油气组成、沥青质含量、含油饱和度、含水饱和度及孔隙尺寸等对混相都有影响。如何从这些影响因素中搞清哪些是主控因素、哪些是次要因素,对于调控和优化近混相驱油技术非常重要。

1.2 CO₂ 近混相驱的典型特征及微观机理

气驱特征主要包括相态特征和驱替特征两方面。其中,关于油气体系相态特征的研究比较完善,主要的特征参数包括相图、界面张力、临界参数、溶解气油比、膨胀系数、黏度和密度等。国内的沈平平、郭平、杨胜来、秦积舜等人均发表过大量相关成果^[31-33]。2013 年,陈浩等人通过对饱和压力、体积系数、气油比和黏度等的测试研究了 CO₂-原油体系的相态特征,从溶解、膨胀、降黏的角度对 CO₂ 驱油机理进行了分析^[34]。然而,目前国内外相关研究大多集中在混相/非混相领域。如图 2 所示,为 CO₂-原油体系的动态混相过程。专门针对近混相区域内典型相态特征的研究鲜有发表。究竟近混相在相态特征方面与混相、非混相有何不同,有哪些典型和标志性的特征,亟需开展相关研究工作。

同样,由于微观机理的不同,CO₂ 近混相驱在驱替特征方面必定与混相驱、非混相驱存在明显差异。对该特征的把握有助于油气体系组分模型的准确模拟和生产规律的合理预测,对优化和调控 CO₂ 近混相驱非常重要。一般来说,驱替特征可分为宏观和微观两

个方面。宏观方面主要包括采出程度、波及效率、气油比、突破时间、产量递减规律等^[35]。2013 年,陈浩等人通过驱替实验和色谱分析等手段对吉林油田低渗透油藏 CO₂ 驱油特征进行了研究。根据产出物的产量、颜色、气油比、气体突破时间和产出物组成变化情况,将驱替过程分为气体突破前,首次突破后,完全突破后三个阶段,分别进行了总结^[36]。然而,与相态特征类似,目前近混相驱替特征的研究大多在混相/非混相驱的研究中被简要提及,涉及的主要参数也因为研究目标的不同而有所侧重,专门针对该领域的研究鲜有报道。在微观驱替特征方面,由于难度较大,相关报道更是少见。仅有的几篇文献主要集中在油气界面张力,气液密度/黏度变化,以及绕流(bypass)、错流(cross-flow)和马朗格尼流(Marangoni flow)等方面^[37-39]。总体来说,该领域的研究并不系统和深入。

总之,CO₂ 注入对原油的影响非常复杂,主要包括:溶解、膨胀、降黏、扩散和传质等,各机制相互耦合、协同作用(如图 3 所示)^[40-42]。原油组成不同,微观上各机理所起作用各异,宏观上对 MMP 的影响也将千差万别。另外,杂质气体的混入、水盾(water shielding)对油气体系的分隔以及孔隙尺度效应的存在,加剧了各微观机理作用机制的差异,也给 CO₂ 近混相驱典型特征的特征带来了困难。

1.3 杂质气体引入对 CO₂ 近混相驱的影响

除陆相沉积环境和原油胶质、沥青质含量较高外,气源短缺是另一个严重制约我国推广和应用 CO₂ 驱油的关键因素。即便不考虑气源成本,采用纯 CO₂ 驱,气体突破后产出气的分离也是无法忽视的问题,尤其是对于海上油藏更是难上加难。因此,采用未经提纯的工业废气、烟道气、高含 CO₂ 天然气藏产出气

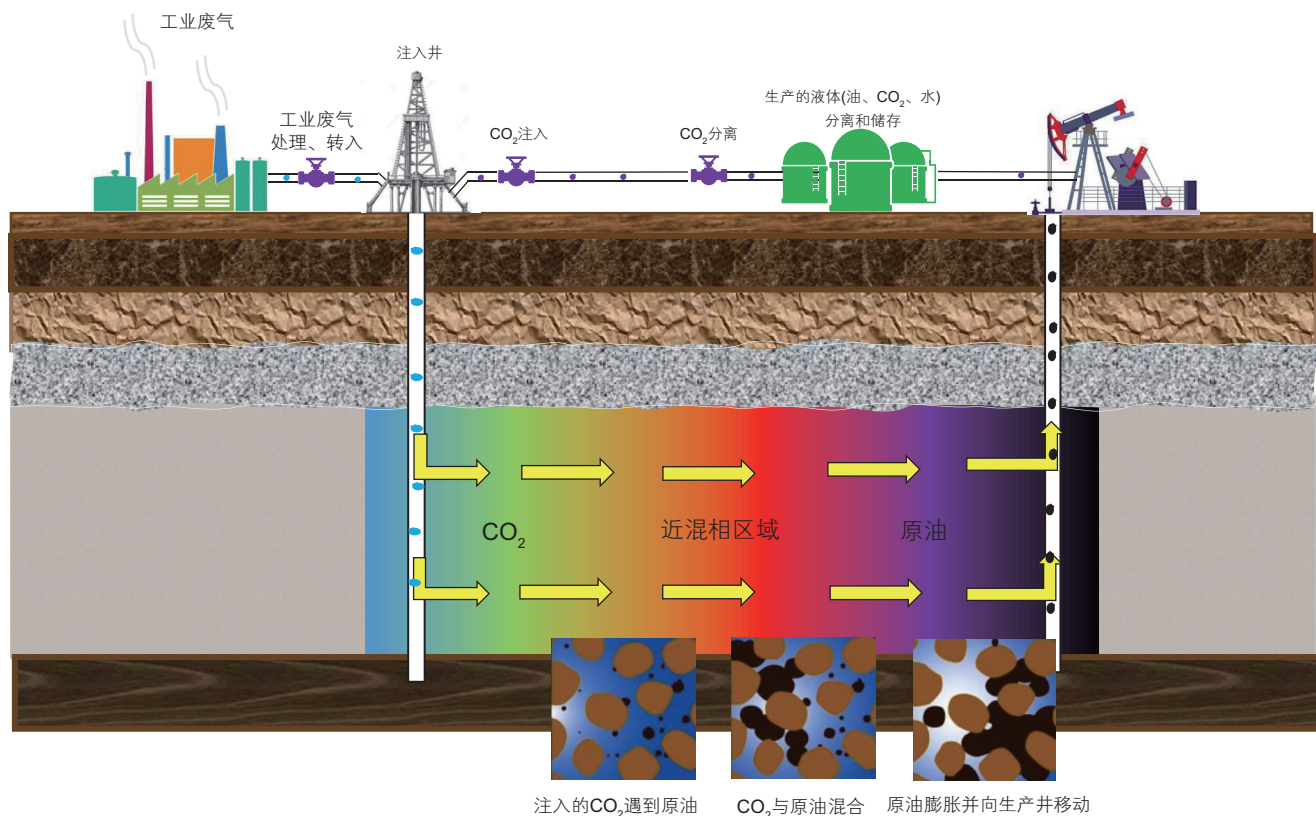


图3 CO₂近混相驱油示意图

Fig. 3 Schematic diagram of CO₂ near-miscible flooding

或CO₂驱的产出气直接注入油藏,对节约生产成本非常重要。在我国吉林油田的长深区块、渤海油田的秦皇岛区块等均发现了储量可观的高含CO₂天然气藏,CO₂含量分别为5%~98%和24%~90%。这些气藏的发现,为我国实施CO₂驱油提供了潜在的气源。同时,大量杂质气体的存在也为CO₂驱油的高效开发提出了新的难题和挑战。2016年,陈浩等人对吉林油田火山岩气藏高含CO₂天然气藏(5%~98%)的相态特征、高压物性进行了研究。采用美国产Ruska PVT测试了不同CO₂含量下产出气的相变特征。在此基础上,借助Eclipse和PVT Sim软件,获得了含CO₂天然气的高压物性参数和相图特征^[43]。

一般来说, N₂、CH₄气体的混入会显著增大MMP,而H₂S、SO₂和一些中间烃类的混入会明显降低MMP^[44-45]。2001年, Dong等人对Steelman油藏CO₂近混相驱可行性进行了实验研究,证实了乙烷和丙烷的混入对降低MMP作用显著。将操作压力由混相降低至近混相区域,最终采收率并无明显降低;另外,实施CO₂驱前,先衰竭开采一段时间,降低原油中的溶解气含量(CH₄为主),能有效降低MMP^[30]。2007年,庞进等人以我国海上某油藏为例,采用该油

藏伴生的富化气进行回注,综合运用PVT实验、色谱分析和相态模拟等方法,探索了我国海上油田伴生富化气近混相驱油机理^[7]。

2013年,陈浩等人通过驱替实验和色谱分析,对吉林油田CO₂驱油产出气回注(5%~98% CO₂)的可行性进行了研究。确定了驱替压力和CO₂含量是影响产出气驱替效果的两大关键因素,基于产出物颜色和组分变化,研究了不同驱替类型下气体突破前后的微观机理^[35-36]。尽管前人在该领域做了一些尝试,也获得了部分成果,但如何将杂质组分的混入对MMP的影响进行定量表征和系统评价,仍有待进一步的研究和深入。

1.4 水盾阻隔效应对CO₂近混相驱的影响

除部分水敏性油藏外,CO₂常常在水驱之后用来提高原油采收率,因此,实际油藏往往是油、气、水三相共存。含水饱和度对油气混相势必产生一定影响(图4)。

Shych-Yung(1991)和Stern(1991)等人通过岩心驱替实验指出,初始含水饱和度的存在导致水堵(water blocking)和水盾(water shielding)现象,引起毛细错流

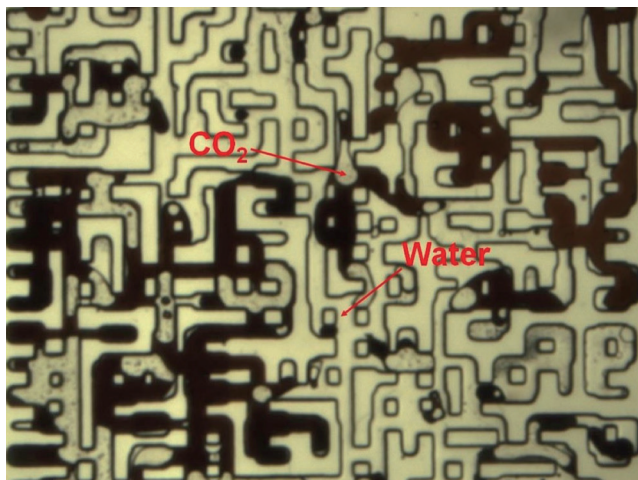


图4 水盾阻隔效应微观示意图^[52]

Fig. 4 Microscopic diagram of water shield blocking effect^[52]

(capillarity-induced bypassing)或弥散错流(dispersive bypassing),造成油气混相程度的降低^[19,46]。Wylie和Mohanty(1997)通过研究不同含水饱和度和润湿性对近混相驱的影响,认为含水饱和度能够抑制重力超覆,但降低了传质作用,影响程度随混相程度的降低而减弱^[47-48]。另外,该研究证实了Stern等人的观点,即油湿岩心或混合润湿岩心孔隙壁面覆盖的油膜改善了油气相的接触,缓解了水盾阻隔对传质作用的不利影响。

2008年,Heriot-Watt研究组通过大量的气水交替微观模拟实验(水湿),从IFT和接触角的角度进行分析,发现气-固之间的油润湿膜(oil wetting films)或气-水润湿膜之间的油扩散层(oil spreading layers)的存在,形成了从初始绕流油到主流线的错流油的路径,并逐渐过渡到近混相润湿^[49]。然而,如学者自己所言,扩散层理论只能解释部分实验现象,如何将近混相动态中的黏滞力、重力和毛管力等综合考虑,还需要深入研究。

总之,水相的存在和润湿程度的不同加剧了对混相程度认知的复杂性,对于近混相条件下气水交替注入过程的特征和机理,尽管目前存在部分碎片化的理论和认识,但总体而言并无共识,亟待开展基础研究工作。

1.5 孔隙尺寸效应对CO₂近混相驱的影响

孔隙介质对CO₂近混相驱效果的影响体现在孔隙尺寸效应(孔隙大小)和孔隙尺度效应(孔隙分布)两方面。早在1994年,Thomas等人就通过大量实验及矿场数据,指出孔喉大小、相对孔径分布和润湿性等储层物性和储层与流体之间的相互关系才是影响注气开发效果的关键因素,因此,完全没有必要付出巨大代

价,将IFT降为0。考虑到细管实验中的孔隙介质的孔渗条件与实际储层差别较大,且无法表征初始含水饱和度对混相的影响,Shych-Yung(1991)、Crigg(1996)和Schechter(1998)等人先后采用实际岩心进行了多组实验,一致认为随着压力的降低,CO₂萃取和抽提能力下降,混相程度的确降低,但同时CO₂流度也随之下降,波及效率明显改善,因此实际驱替过程与细管实验完全不同,最终采收率仍然可以维持在较高的水平^[15-17]。

随着勘探开发重心逐渐拓展到低渗透、页岩及致密储层,孔隙尺寸效应对CO₂驱油混相程度的影响越来越受到关注。2015年,Zhang等人评价了致密油藏CO₂混相及近混相效果,发现致密储层(尤其是存在纳米孔喉)实施近混相驱优于混相驱,原因是孔隙尺寸效应(confinement effect)的存在能够有效降低MMP,在相同驱替压力下提高原油产量^[50]。

对于气驱采收率与孔隙尺寸的关系,文献调研发现:1)低界面张力对高效开发油藏很重要,但是除非孔喉尺寸分布很集中,且为油湿岩石,否则没有必要将界面张力降为0;2)黏度、界面张力和孔隙大小分布之间的关系对最终采收率的影响,比是否完全混相更重要,即更应该关注界面张力的降低程度以及这种降低对流度的影响;3)只有在岩心的主要孔喉非常小(标准差很小)时,界面张力的优化才更重要;如果孔隙大小分布更广,黏度的影响起主要作用;4)对孔喉尺寸较大的系统来说,如果界面张力属于同一级别,气体的溶解作用更重要,因为可以显著降低黏度^[6]。

总之,目前学者已经普遍认识到了孔隙尺寸效应对气驱存在影响,但现有成果大多属于定性的认识,这种影响程度究竟多大,与哪些因素有关,如何影响近混相的特征和机理,目前并未达成一致认识,也缺乏系统和深入的总结和提炼。

2 亟待解决的关键科学问题

鉴于我国大部分油藏在沉积环境、原油性质和气源方面受限,较难实现CO₂混相驱这一现状,考虑到近混相驱也能获得较好的驱替效果,且具备降低气源成本和操作成本等优势,本着为我国推广和应用CO₂近混相驱技术提供前期基础研究和理论指导的原则,CO₂近混相驱研究工作亟待解决以下三个关键问题:

2.1 近混相定义、界定方法和主控因素

“CO₂近混相驱油”的提出由来已久,但大多模糊

提及,至今未见明确定义。因此,如何在传统混相/非混相分界点(MMP)附近划分出一个能够体现近混相典型特征及特殊机理的区域,缺乏基本的理论依据、明确的界定原则和具体的划分方法;另外,如何在诸多影响因素之中确定哪些是主控因素,哪些是次要因素,对调整、控制和优化CO₂近混相驱油效果非常重要。这是开展CO₂近混相驱油基础研究工作的前提和基础。

2.2 CO₂近混相驱典型特征及驱替机理

大量研究证实了CO₂近混相驱能够获得与混相驱接近的采出程度,且具有成本控制方面的优势。然而,在宏观和微观、相态特征和驱替特征上,CO₂近混相驱有何具体体现?这些特殊的特征表象背后,究竟是那些机理在起作用,这些机理是如何协同发挥作用的?均需要系统的总结和明确。这是开展CO₂近混相基础研究的核心和关键。

2.3 杂质气体混入、水盾阻隔和孔隙尺寸效应对CO₂近混相驱的影响

CO₂近混相驱在实际的应用中,不可避免地涉及到杂质气体的混入(气源或产出气)、水盾阻隔(初始含水饱和度、水驱后注气或WAG)和孔隙尺寸效应(低渗透、页岩或致密储层)。这些因素如何影响CO₂近混相驱替效果,影响程度和微观机理又是什么,对制定合理开发方案、预测开发效果非常重要。这是开展CO₂近混相基础研究的落脚点和最终目的。

3 亟待开展的具体工作

3.1 CO₂近混相驱定义、区间界定及主控因素研究

首先,近混相概念的明确需要对国内外相关文献进行广泛调研,充分结合室内实验、理论模拟和矿场试验数据,兼顾微观(物理化学)和宏观(工程实践)角度,总结和明确近混相的概念,为之后进行相关研究提供基础依据。在准确把握近混相概念的基础上,提出近混相区间划分的基本原则,从微观混相程度和宏观工程应用等多角度出发,建立近混相压力区间的综合界定方法。在此基础上,分别从储层和流体角度进行主控因素的分类筛选。储层因素主要包括:储层温度、储层润湿性、孔隙尺寸及分布特征等;流体因素主要包括:原油组成(溶解气组成,气油比、沥青质含量,轻质/中间组分含量比等)、含水饱和度、含水饱和度和注入气组成等。

3.2 CO₂近混相驱典型特征及驱替机理研究

CO₂近混相驱特征研究应从宏观和微观两个角度展开。宏观特征方面,应在明确近混相区间的基础上,分别在非混相、近混相和混相区域内选择代表压力点,从气油比、突破时间、界面张力、膨胀系数、气液相黏度/密度、油气产出量及分布等常规特征参数方面进行对比,获得CO₂近混相驱在常规特征方面与混相驱/非混相驱的主要差异;微观特征方面,可借助微观可视模型,从孔隙介质内油、气、水三相动态关系的角度,对绕流、错流和马朗格尼流等近混相驱动态过程中的典型驱替特征进行研究。

CO₂近混相驱驱替机理研究应结合CO₂近混相驱的典型特征,从溶解、膨胀、降黏、抽提、扩散和传质等多角度对CO₂近混相驱油的微观驱替机理进行综合分析,获得不同机理在不同储层润湿性、原油组成和注入气组成条件下的作用效果和协同机制。

3.3 杂质气体混入、水盾阻隔和孔隙尺寸效应对CO₂近混相驱的影响研究

3.3.1 杂质气体混入的影响

应对常规杂质气体(N₂、CH₄、H₂S和C₂-C₆等)进行分类,定量评价不同杂质气体对近混相驱油机理的影响程度,在此基础上,明确近混相驱油CO₂的纯度下限(如中海油秦皇岛油藏、中石油吉林油藏等周边存在充足气源的代表性油藏等),最终确定杂质气体混入对CO₂近混相区间范围和大小影响。

为扩大CO₂近混相驱的潜力和实施范围,应从调整注入气组成或降低初始溶解气油比(先衰竭生产一段时间至饱和压力之下)的角度,探索CO₂近混相驱调控的可行性;此外,可从IFT角度,探索通过筛选和添加廉价表面活性剂,实现近混相压力区域调整和优化方法。

3.3.2 水盾阻隔的影响

CO₂近混相WAG(water-alternating-gas injection即水气交替注入方法)驱替特征,可通过长岩心实验和模拟,考虑不同润湿性、初始含油/含水饱和度的影响,获得近混相条件下WAG的典型驱替特征,并与混相/非混相条件下的驱替特征进行对比;水盾阻隔对CO₂近混相驱的影响机制可采用可视微模型,跟踪WAG动态驱替过程,获得可视化的定性分析结果,探索绕流、错流和马朗格尼流等水盾阻隔效应在不同孔隙尺寸、储层润湿性和油气饱和度条件下的影响机理和作用机制;含水饱和度影响下动态混相程度的数学

模型可综合考虑表面张力和接触角的变化,建立含水饱和度影响下动态混相程度的数学模型,定量评价水盾阻隔效应的影响程度。

3.3.3 孔隙尺寸效应的影响

孔隙尺寸效应主要包括孔隙大小及分布对油气体系相态参数和近混相驱的影响。其中,油气体系相态参数可采用超声波、X射线、CT和核磁共振等先进的探测方法,对比近混相条件下,油气体系在不同孔隙尺度的相态参数差异,确定影响体系相态的孔隙尺寸界限,综合评价孔隙尺寸效应对油气体系相态参数的影响规律;近混相驱的影响可通过对不同润湿性、不同孔隙尺度条件下的真实岩心进行CO₂近混相驱替实验和模拟,量化孔隙尺寸对混相程度和驱替效果的影响,并分析润湿性、油水饱和度和孔隙尺寸及分布等主控因素的影响规律;同时,考虑孔喉尺寸的影响,建立考虑孔隙尺寸效应的近混相压力区间修正模型。

4 总结和展望

CO₂近混相驱的研究工作,需要以明确近混相概念,确定近混相区域,搞清近混相主控因素,获得近混相典型特征,揭示近混相驱油机理为总体目标。从杂质气体混入、水盾阻隔及孔隙尺寸效应三个方面,探索近混相驱油微观机理的协同作用机制,为我国推广和应用CO₂近混相驱油技术提供理论基础和技术支撑。为此,首先需要尽快明确近混相区间的划分原则和方法;同时,需要系统、深入和全面地开展近混相驱区别于混相驱和非混相驱的典型特征和微观机理等的研究工作;在此基础上,重点针对杂质气体混入、水盾阻隔和孔隙尺寸效应等三大主控因素,揭示其对驱替效果的影响程度和协同作用机制,为扩大和推广CO₂近混相驱提供理论基础和技术支持。

参考文献

- [1] SEHBI B S, FRAILEY S M, LAWAL A S. Analysis of factors affecting microscopic displacement efficiency in CO₂ floods[C]. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [2] WILKINSON J R, LEAHY-DIOS A, TELETZKE G F, et al. Use of CO₂ containing impurities for miscible enhanced oil recovery[C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [3] ZHANG P Y, HUANG S, SAYEGH S, et al. Effect of CO₂ impurities on gas-injection EOR processes[C]. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [4] SHOKIR E M. CO₂-oil minimum miscibility pressure model for impure and pure CO₂ streams[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 58(1): 173-185.
- [5] DAVISON R J, MAYDER A, HLADIUK D W, et al. Zama acid gas disposal/miscible flood implementation and results[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(02).
- [6] THOMAS F B, HOLOWACH N, ZHOU X L, et al. Miscible or near-miscible gas injection, which is better?[C]. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1994.
- [7] 雷霄, 邓传忠, 米洪刚, 等. 涪洲 12-1 油田注伴生气近混相驱替机理实验及模拟研究[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 32-34. [LEI X, DENG C Z, MI H G, et al. Experimental and simulation study on the mechanism of associated gas near-miscible flooding in Weizhou 12-1 oil field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007 29(6): 32-34.]
- [8] TSAU J S, BUI L H, WILLHITE G P. Swelling/extraction test of a small sample size for phase behavior study[C]. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [9] TSAU J S, BALLARD M. Single well pilot test of near miscible CO₂ injection in a Kansas Arbuckle reservoir[C]. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2014.
- [10] ORR F M, JENSEN C M. Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO₂-crude oil systems[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, 24(5): 485-497.
- [11] ORR F M, SILVA M K. Equilibrium phase compositions of CO₂ hydrocarbon mixtures-part 1: Measurement by a continuous multiple-contact experiment[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1982, 23(2): 272-280.
- [12] ZICK A A. A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [13] STALKUP F I. Carbon dioxide miscible flooding: past, Present, and outlook for the future[J]. Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(8): 1102-1112.
- [14] NOVOSAD Z. On the aspects of reservoir fluids phase behavior important in design of miscible gas injection processes[C]. IOR 1991-6th European Symposium on Improved Oil Recovery, 1991.

- [15] SHYEH-YUNG J J. Effect of injectant composition and pressure on displacement of oil by enriched hydrocarbon gases[J]. SPE Reservoir Engineering, 1995, 10(2): 109–115.
- [16] GRIGG R B, GREGORY M D, PURKAPLE J D. The effect of pressure on improved oilflood recovery from tertiary gas injection[J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(3): 179–188.
- [17] SCHECHTER D S, GRIGG R, GUO B, et al. Wellman unit CO₂ flood: Reservoir pressure reduction and flooding the water/oil[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [18] DONG M, HUANG S, SRIVASTAVA R. Effect of solution gas in oil on CO₂ minimum miscibility pressure[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000, 39(11): 87–91.
- [19] SHYEH-YUNG J G. Mechanisms of miscible oil recovery: Effects of pressure on miscible and near-miscible displacements of oil by carbon dioxide[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1991.
- [20] BURGER J E, SPRINGATE G S, MOHANTY K K. Experiments on bypassing during gasfloods in heterogeneous porous media[J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(2): 109–115.
- [21] 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 P P, HUANG L. Flow mechanisms of multi-phase multi-component CO₂-crude oil system in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 247–251.]
- [22] ULEBERG K, HØIER L. Miscible gas injection in fractured reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 2002.
- [23] BUI L H, TSAU J S, WILLHITE G P. Laboratory investigations of CO₂ near miscible application in Arbuckle reservoir[C]. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [24] 徐阳. 低渗油藏CO₂近混相驱提高采收率机理研究[D]. 中国石油大学, 2011. [XU Y. Study on mechanism of enhanced recovery by CO₂ near-miscible flooding in low permeability reservoirs[D]. China university of petroleum, 2011.]
- [25] PARVAZDAVANI M. Lab and field scale modeling of near miscible CO₂ injection in different porous mediums[J]. Journal of Petroleum Science & Technology, 2015, 5(1): 53–68.
- [26] YUAN H, JOHNS R T, EGWUENU A M, et al. Improved MMP correlations for CO₂ floods using analytical gas flooding theory[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, 8(5): 6–18.
- [27] RATHMELL J J, STALKUP F I, HASSINGER R C. A laboratory investigation of miscible displacement by carbon dioxide[C]. Fall Meeting of The Society of Petroleum Engineers of AIME. Society of Petroleum Engineers, 1971.
- [28] ALSTON R B, KOKOLIS G P, JAMES C F. CO₂ minimum miscibility pressures: A correlation for impure CO₂ streams and live oil systems[J]. SPE Journal, 1985(4): 268–274.
- [29] YELLIG W F, METCALFE R S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(01): 160–168.
- [30] DONG M, HUANG S S, SRIVASTAVA R. A laboratory study on near-miscible CO₂ injection in steelman reservoir[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2001, 40(2): 53–60.
- [31] SHEN P, HUANG L. Flow mechanisms of multi-phase multi-component CO₂-crude oil system in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 247–251.
- [32] DU J, HU Y, GUO P, et al. The experimental study of the effect of the CO₂ content on natural gas properties at gathering conditions[M]. Acid Gas Injection and Related Technologies, 2011: 81–103.
- [33] MA D S, ZHANG K, QIN J S. Flow properties of CO₂: Crude oil in miscible phase flooding[J]. Petroleum Science & Technology, 2010, 28(14): 1427–1433.
- [34] CHEN H, YANG S L, LI F F, et al. Effects of CO₂ injection on phase behavior of crude oil[J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2013, 34(6): 847–852.
- [35] YANG S L, CHEN H, HANG D Z, et al. Mechanism of produced gas reinjection during CO₂ flooding by chromatographic analysis[J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2013, 34(3): 342–346.
- [36] CHEN H, YANG S L, REN S S, et al. Crude oil displacement efficiency of produced gas re-injection[J]. International Journal of Green Energy, 2013, 10(6): 566–573.
- [37] SOHRABI M, DANESH A, TEHRANI D H, et al. Microscopic mechanisms of oil recovery by near-miscible gas injection[J]. Transport in Porous Media, 2008, 72(3): 351–367.
- [38] PANDE J B, ORR F M. Analytical computation of breakthrough recovery for CO₂ floods in layered reservoirs[C]. SPE/ODE Symposium on Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 1990.
- [39] FIROOZABADI A, MARKESET T I. Miscible displacement in fractured porous media: Part 2— analysis[C]. SPE/ODE Symposium on Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 1994.
- [40] HARA S K, CHRISMAN P G. Investigation of the cyclic countercurrent light-oil/CO₂ immiscible process[C]. SPE/ODE Symposium on Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 1990.
- [41] LEE S T, FAYERS J. Crossflow mechanisms by gas drive in heterogeneous reservoirs[C]. SPE Annual Conference and Exhibition.

- Society of Petroleum Engineers, 1992.
- [42] BURGER J E, MOHANTY K K. Mass transfer from bypassed zones during gas injection[J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(2): 124–130.
- [43] CHEN H, YANG S, ZHANG X, et al. Study of phase behavior and physical properties of a natural gas reservoir with high carbon dioxide content[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2015.
- [44] BON J, SARMA H K. Investigation of the effect of injection gas composition on CO₂-rich flooding and its implications in an onshore Australia oilfield[C]. Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada, 2009.
- [45] AL-MARRI S S. Minimum miscibility pressure determination for systems carbon dioxide+ heavy hydrocarbon (n-eicosane)+ light gas (ethane or propane) using Peng-Robinson equation of state[C]. SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2009.
- [46] STERN D. Mechanism of miscible oil recovery: Effects of pore-level fluid distributions[C]. SPE Annual Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1991.
- [47] WILLIAMS J K, DAWE R A. Critical behavior of phase separating mixtures in porous media[J]. Journal of Colloid & Interface Science, 1987, 117(1): 81–86.
- [48] WANG X, MOHANTY K K. Pore-network model of flow in gas/condensate reservoirs[J]. SPE Journal, 2000, 5(4): 426–434.
- [49] SORBIE K S, DIJKE M I. The mechanism of oil recovery by water-alternating-gas injection at near-miscible conditions in mixed wet systems[C]. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [50] ZHANG K, PERDOMO M E, KONG B, et al. CO₂ near-miscible flooding for tight oil exploitation[C]. SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [51] CHEN H, LI B W, ZHANG X S, et al. Effect of gas contamination and well depth on pressure interval of CO₂ near-miscible flooding[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019.
- [52] SEYYED M S, MEHRAN S. Visualization observation of formation of a new oil phase during immiscible dense CO₂ injection in porous media[J]. Journal of Molecular Liquids, 2017.

(责任编辑 林伯韬 编辑 马桂霞)