

文章编号:1000-4092(2021)03-564-07

层内自生CO₂提高采收率技术现状*

金发扬,周顺明,高士博,姚 峥,王瑞林

(油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学),四川 成都 610500)

摘要:自生CO₂提高采收率技术是通过化学药剂的相互作用,在储层内自发产生CO₂或者泡沫进行调驱的一种新技术,该技术不需要天然CO₂资源、能控制产气量、注入工艺简便、与地层配伍性好,是一种极具潜力的提高采收率技术。在深入调研的基础上,本文综述了近年来自生CO₂产气体系的研究进展以及自生CO₂提高采收率技术的作用机理,为后续进一步深入研究该技术提供参考和借鉴。图2参57

关键词:自生CO₂;提高采收率;作用机理;综述

中图分类号:TE357.4 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.03.033

0 前言

随着全球经济发展,能源需求是全世界面临的一个挑战危机,尤其是对油气资源需求量。而由于地层的复杂性,储层渗透率低、地层非均质性严重、原油物化性质等原因,原油开采难度大,地质储量动用程度小。大量实验研究和矿场实践表明,大部分油藏在水驱后仍有接近60%的储量未被采出^[1]。在油藏开发的现有技术中,注CO₂开采可有效提高原油采收率,将最终采收率提高10%~15%甚至更高^[2]。但是由于CO₂资源的匮乏以及油井腐蚀等问题,为了经济有效地采出更多的地下原油,人们提出了层内自生CO₂提高采收率技术,并得到了很好的应用。

油层自生CO₂提高采收率技术是一种具有发展前景的新技术,它是依靠化学药剂在地层温度下的自发分解,或者多种药剂复合发生热化学反应,从而产生大量二氧化碳气体。该技术主要通过原油膨胀降黏、降低油水界面张力、高渗层封堵以及污染层解堵等作用,扩大波及体积、提高驱油效率,达到稳油控水的目的,进而提高采收率^[3]。本文综述

了近几年国内外学者对自生CO₂产气体系的研究进展以及驱油机理,为后续进一步深入研究自生CO₂提高采收率技术提供借鉴。

1 自生CO₂产气体系

目前油田常用的层内自生CO₂技术一般分为单液法和双液法。单液法是将单一的化学药剂注入地层,在地层条件下自发的产生CO₂,双液法则是两种化学药剂在地层条件下相互作用而产生大量气体^[4-5]。近几年也有一些学者提出了利用酸岩反应来产生大量CO₂的方法,针对一些特殊的油藏具有较好的应用前景。

1.1 单液体系

早在2000年,Gumersky等^[6]提出了自生CO₂新技术,该技术是基于碳酸盐与低浓度活性酸之间的放热化学反应或者单一的盐溶液受热分解生成二氧化碳气体。Gumersky等通过室内研究发现,自生CO₂提高采收率技术比传统水驱的驱替效率高出16%。

2016年,Wang等^[7]研究了利用碳酸氢铵热分解产生二氧化碳吞吐的有效性。利用数值模拟和反

* 收稿日期:2020-07-22;修回日期:2021-01-06。

作者简介:金发扬(1978—),男,副教授,硕士生导师,主要从事调剖堵水及提高采收率方面的教学与科研工作,通讯地址:610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学国家重点实验室,E-mail:jfy975@swpu.edu.cn。

应动力学建立二氧化碳吞吐的储层模型,结果表明利用碳酸氢铵自发产生CO₂进行二氧化碳吞吐可有效提高单井产能。

2010年,Benjamin等^[8]研究发现,在80~90℃下,氨基甲酸铵受热分解可产生大量二氧化碳,当氨基甲酸铵配合聚合物和表面活性剂进行化学驱时,可有效提高采收率。2017年,Wang等^[9]研究发现,当氨基甲酸铵质量分数大于1%时,溶液pH值达到稳定值(pH=9.5),呈碱性,自生CO₂驱油实验结果显示,氨基甲酸铵在产生CO₂的同时,释放出的碱性气体溶于水在一定程度上还能发挥碱水驱的作用,改变岩石润湿性,可有效提高采收率。2018年,Wang等^[10]还研究了尿素作为CO₂产气剂的效果,尿素具有优异的二价阳离子抗性,是一种比其他氨基甲酸盐或碳酸盐更好的产气剂。当尿素质量分数为10%时具有较好的产气效率以及驱油效果。杨付林等^[11]也研制了一种复合的自生气体系NS-1,其中包括尿素、催化剂和复合酸等等,结果显示当体系浓度为0.6 mol/L时,产生的CO₂气体量比碳酸氢盐产生量高出1倍多。

1.2 双液体系

邓建华等^[12]从层内生气机理出发,研制了以碳酸氢铵为主剂的2种生气体系配方,碳酸氢铵单液体系在地层温度可发生自分解,生成一种碱性气体和CO₂,而碳酸氢铵双液体系是一种复合体系,与pH调节剂复合使用,在地层下反应更加完全。室内岩心评价试验表明,2种配方都具有良好的生气、生热及升压效果,但是双液体系提高采收率效果更明显,提高幅度约为单液体系的两倍。

李文轩等^[13]对一种新型地下自生泡沫做了研究,对四种自生气体系做了筛选与评价,其中小苏打加盐酸体系产气量高且价格便宜,因此对该体系做了进一步研究。在小苏打质量浓度百分数为15%,盐酸摩尔浓度为0.1 mol/L的条件下,该体系产气量最高,约为102 mL/g,加入起泡剂后在常压下泡沫质量高达99%。室内岩心实验表明,该自生泡沫体系具有良好的暂堵分流效果,适用于非均质地层改造。

1.3 酸岩反应体系

Mansoor Alam等^[14]在2015年针对碳酸盐岩层研究了一种缓释CO₂技术。该技术通过注入低浓度

的柠檬酸到碳酸盐岩储层中发生缓慢反应来达到缓释CO₂目的,室内岩心驱替实验表明,CO₂缓释技术效果明显,可有效提高采收率。此外,CMG模拟结果表明,缓释CO₂技术对残余油的采收率比水驱高70%,证实了缓释CO₂技术的大规模有效性。

Abdelgawad等^[15]也针对碳酸盐岩提出了一种新的自生CO₂的方法。该方法是将乙二胺四乙酸(EDTA)及其二钠盐与羟乙基乙二胺三乙酸(HEDTA)配合使用。将这几种螯合剂注入储层后,它们会相互作用并与碳酸盐岩发生反应产生二氧化碳气体,发挥驱油作用。实验结果表明,在不使用其他添加剂如一些表面活性剂的情况下,采用该技术可从碳酸盐岩岩心中采出了约90%的原油。螯合剂自身与储层反应速度较慢,另外也可通过胶囊的形式将螯合剂封存起来,在注入完成后胶囊里的螯合剂在地层下得到释放,开始与储层发生反应,从而让CO₂进入整个储层中。

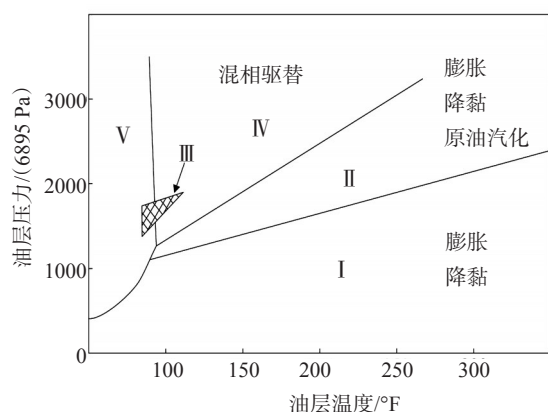
以上几种国内外学者所研究的产气体系的特点及其适用地层各不相同,单液体系主要是利用化学药剂热稳定性差的原理,在注入地层后能够在地层温度下发生热分解自发地产生CO₂气体,反应速度较慢,作用距离更远,但是反应不充分,气体释放量相对较少。双液体系主要是碳酸盐类+活性酸组成的复合体系,该类体系在地层下反应更充分,产气量大,可大幅度提高采收率,但其弊端是反应速度较快,有效作用距离较短。酸岩反应体系主要是针对碳酸盐岩储层提出的一种技术,主要是用弱酸或低浓度的酸与碳酸盐岩储层岩石反应,由于体系酸性较弱或浓度较低,可达到CO₂缓释效果,该体系相比于双液体系反应速度更慢,能让气体作用到油层深部,但是该技术的局限性是只能针对碳酸盐岩储层使用。

2 自生CO₂提高采收率机理

CO₂驱是提高复杂地层原油采收率最有效的方法之一,被世界各地油田广泛应用。近年来,CO₂驱油技术在我国日益受到重视,但随着CO₂驱在矿场的大规模应用,一些弊端也相应呈现。该技术最主要的限制因素就是二氧化碳气源不足,无法进行大范围的推广与应用,另外还包括二氧化碳的输送困难、气窜、气体对油井及设备的腐蚀等因素。自生

二氧化碳驱油技术具有常规注二氧化碳驱油机理,又能克服其很多不利因素。结合国内外相关的大量室内实验研究,可以将油层自生二氧化碳驱油机理归纳为以下几点^[16-20]:(1)原油的膨胀降黏;(2)解堵增注作用,提高地层渗透率;(3)降低界面张力,改善油水流动比;(4)与表面活性剂作用产生泡沫,具有调驱作用。

自生CO₂提高采收率机理的主导因素取决于油层温度、压力和原油组分。对于某个具体的CO₂驱油项目,刘一江等^[21]将其主要的驱替特征分为了图1相对应的5个区域。



I区:低压环境; II区:中压、高温环境; III区:中压低温环境;
IV区:高压环境; V区:高压、低温(液体)环境。

图1 油层温度和压力对CO₂驱替机理的影响

2.1 原油膨胀降黏

自生CO₂体系在地层条件下产生大量CO₂后,在高温高压下会迅速溶于原油,一方面可以降低原油黏度,增加其流动性能;另一方面,可使原油膨胀,使得剩余油更容易脱离地层水以及岩石表面的束缚,提高驱油效率^[22-24]。自生CO₂体系对稠油的降黏效果更为显著,气体可大幅度降低中质油和重质油的黏度,这是由于CO₂能以小分子的状态吸附在沥青质上,减小了沥青质与胶质分子间的引力,降低了内摩擦力,从而降低体系黏度^[25-27]。

二氧化碳溶于原油中一般可使原油体积膨胀10%~40%左右,且温度越高其膨胀倍数越大^[28-29]。但对于降黏效果而言,黏温特性存在一个温度临界值,当温度超过这个值时,导致CO₂溶解度降低,降黏作用反而下降^[30]。此外,压力对二氧化碳使原油降黏及膨胀的影响也存在一个临界值,温度一定时,CO₂对原油的降黏效果随着压力的升高而呈现

先增大后减小的趋势;其膨胀系数先随着压力的增加而升高,但压力超过某一临界值时,原油中轻烃组分大量挥发,导致原油膨胀系数减小^[31-32]。

除了具有以上常规的使得原油膨胀降黏的机理外,自生CO₂还有着一些独特的优势可使原油黏度降低。由于自生CO₂体系是将一种或多种可作用产生气体的溶液注入地层内,且体系不会在地层前端反应造成气体的损失,相比于直接注CO₂驱,自生CO₂能够作用的距离更远深,因而能够源源不断地在地层下产生大量的CO₂溶解于原油中形成内部溶解气驱,降低原油的黏度^[33]。此外,某些自生CO₂体系在地层下反应还能产生碱性气体,例如NH₃等,NH₃可与原油中某些成分发生反应生成具有表面活性的皂类物质,该物质对原油也具有较好的降黏作用^[34]。Jia等^[35]通过室内研究发现,在60℃、10 MPa的条件下,注入自生CO₂体系后,原油体积和黏度均有明显变化,体积膨胀了25%,黏度也大幅度降低,最终采收率提高了7.6%~14.2%。

2.2 解堵增注

相比于常规注CO₂驱,自生CO₂体系由于其特殊的产气机理,对地层孔隙有着良好的解堵作用。向地层注入自生CO₂体系后,体系在油层深处发生放热反应,使得油层局部温度迅速升高,原油中有有机物胶质和沥青质受热后黏度降低,从而增加原油流动性,起到热解堵的作用,而且CO₂溶于水后呈弱酸性,可解除部分无机垢堵塞,恢复一定的油井产能^[36-37]。体系中的低浓度酸液可与铁垢和钙垢发生热化学反应,从而解除近井地带的污染,恢复近井地带渗透率,酸液还可与岩石发生反应,进一步增大地层的孔隙度,提高地层导流能力^[38]。同时,在高温高压的条件下,游离的二氧化碳具有很好的穿透性,可有效地清除孔隙通道中杂质的堵塞^[39]。二氧化碳的大量生成,可在一定程度上冲刷地层的堵塞物,疏通被污染的地层^[40]。此外,在自生气体系中,加入一定浓度的表面活性剂可起到洗油作用,能降低蜡质的黏附功,减小毛细管阻力,而且由于体系的放热反应,受温度影响,表面活性剂的洗油能力进一步提高,协同解堵作用更强^[41]。为了模拟多轮次井酸化情况,谢军德等^[34]采用了酸化后解堵增注长岩心进行流动试验,结果表明岩心解堵效果随着注入段塞的增加而提高。两段岩心的渗透率恢复程

度极为显著,尤其是第二段岩心,完全恢复到未污染前的水平。该实验说明自生CO₂技术对解除地层深部污染具有良好的效果。

2.3 降低界面张力,改善油水流量比

低渗油藏渗透率低,毛细管力显著,为了有效开发油藏,降低界面张力是目前最有效的方法之一^[42]。CO₂溶于原油和水后,一方面使油水分子间的界面张力降低,油水相对渗透率发生改变;另一方面,还可以改善油水流量比,防止黏性指进,在两者机理共同作用下,水驱的波及面积增大,扫油效率提高,从而提高采收率^[43-44]。压力是影响界面张力大小的主要因素,随着压力增加,CO₂与原油的界面张力会显著降低,尤其是在纯碳氢化合物与CO₂体系中,界面张力维持在极低的范围内^[45-46]。温度对于界面张力的影响较为复杂,在低压条件下,界面张力随温度的升高而减小;在高压条件下,界面张力随温度的升高而增大^[47-48]。Wang等^[46]通过实验发现,原油组分在一定程度上也影响CO₂与原油间的界面张力,原油中重质烃的含量越高,界面张力越小。Amro等^[49]通过研究还发现含盐度对界面张力也存在一定影响,氯化钠含量越高,界面张力越大。

对于自生CO₂体系来说,依靠CO₂自身来降低油水界面张力只是一方面,此外,体系中产生的NH₃等碱性气体可与原油中的环烷酸、长链脂肪酸等发生反应生成具有表面活性的物质,并且NH₃溶于水后在一定程度上能发挥碱水驱的作用,从而能进一步降低油水界面张力和油岩界面张力,剥离油膜,有效地提高驱油效率^[34,50]。

2.4 调驱作用

在多孔介质中,特别是在非均质油藏中,自生CO₂驱油存在严重的气窜和重力超覆现象^[51-52]。重力超覆是油藏多相流动的一种现象,储层顶部流体密度较小,底部流体密度较大,导致波及不均匀^[15]。为了克服上述问题,通常在自生气体系加入一定量的表面活性剂产生泡沫实现泡沫调驱的功能。如图2所示,泡沫的形成主要分3种方式:液膜滞后、缩颈分离以及薄膜断裂^[53],泡沫形成后会占据一定的孔隙通道,对水窜层有一定封堵作用,从而达到稳油控水的目的。泡沫调驱的特点是“大堵小不堵”和“控水不控油”,泡沫可以选择性地封堵高渗

透(或高水窜)层,使驱替液进入未波及区(如低渗透、高含油饱和度区)^[54]。此外,用于制造泡沫的表面活性剂可以吸附在界面(如气水、油水、固水),从而降低油水界面张力,同时改变润湿性,提高泡沫稳定性和驱油效率^[55]。王琼等^[19]筛选了适合污水配制的自生泡沫复合驱油体系,该体系能大幅度降低油水界面张力至10⁻² mN/m以下。该体系既能降低油水界面张力,又能改善油水的流量比,提高水相的驱替面积和波及效率,室内岩心驱油实验提高采收率大于25%以上。

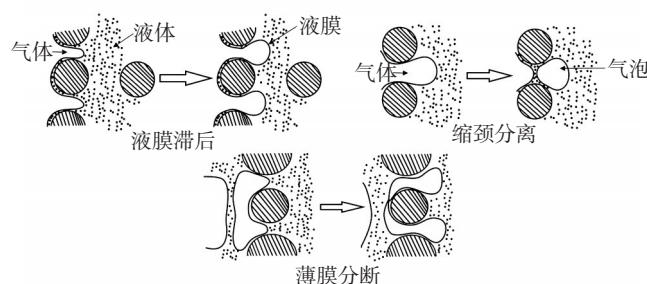


图2 泡沫形成机理示意图

3 矿场试验

与CO₂驱相比,自生CO₂驱油技术在国内外的应用相对较少。自生二氧化碳驱油技术被提出后,国内外的研究人员都开展了大量的研究,并在矿场上进行了先导性的试验与应用。

2006年,对大港油田某区块的一口采油井^[37]进行了先导性实验。采用单液体系,注入工序完成后关井2 d。开井后两个月内的平均日产油量相对于施工前一年增产了1.46 t,增产幅度为21.6%;相比于施工前两个月日增油0.99 t。先导性实验表明,自生CO₂吞吐技术在现场应用有一定的效果。

在江苏油田W5断块稠油油藏的3口井^[11]实施了层内生气吞吐工艺。吞吐的3口井均取得了较好的效果,其中W5-15井有效期近1年,目前仍继续有效,W5-15井日产油量相比施工前增加了1.03 t。W5-17井措施后增油幅度更为明显,相比于施工前日增油量达3.9 t。在江苏油田W5断块油藏的应用试验说明了自生CO₂吞吐技术具有良好的应用前景。

在西伯利亚西部Samotlor油田AB₁₋₃和AB₂₋₃两个试验区^[6]进行了自生CO₂驱新技术的现场试验,利用碳酸钠和盐酸的热化学放气反应,分成多个段塞依次注入地层。注入完成后关井24 h,待药剂充

分反应后再次注水开采。现场试油3个月后,周边井的总产油量平均增加2倍,部分井增产幅度更大。8个月内自生CO₂技术增产超过了27000 t,证实了自生CO₂驱的可行性。

针对B1-7井^[56]地层能量不足,原油凝点高的特点,采用层内自生CO₂驱技术释放的大量气体来补充地层能量,同时起到降黏和解除无机堵塞的作用,使单井产量得到提高。施工后日产油量增加了1.9 t,最高时增油量达到了2.6 t,表明层内自生CO₂驱技术增油效果明显。

2010—2011年在SZ油田进行了11口注水井的现场试验^[35]。将碳酸钠和盐酸混合物在3~4个循环中依次注入地层。最后一部分混合液注入后,关井进行化学反应,24 h后再次进行注水开采。措施后单井注入压力平均下降3.2 MPa,注水速度平均增加146 m³/d,视吸水指数平均增加92.5 m³/(d·MPa)。现场试油开始一个月后,周边井的总产油量平均增加1.5倍,部分井增产幅度更大。

2016年,针对渤海K油田的2口注水井进行层内生成CO₂调驱作业(D2/D3井)^[57],措施前井组的日产油437.7 m³,平均含水69.0%;措施后增油降水效果明显,日产油增至472.1 m³,含水率降至67.2%,目前两井组累计增油超过9000 m³。同年,对渤海L油田的注水井A1井也采取措施,相比于措施前日产油量增加了31.8 m³,平均含水下降0.09个百分点。目前该井组累计增油已达5216 m³。

4 结果与展望

我国低渗透油藏、稠油油藏等复杂油藏的储量丰富,为了提高油气产量,达到稳产增产的目的,油田就必须采取合理的开采手段去实现这一目标。油层自生CO₂提高采收率技术有着广泛的应用前景,该技术不仅具有常规注CO₂驱油的优点,又能克服从地面注二氧化碳带来的缺点,如气源短缺、腐蚀、结垢等问题,而且该技术施工简单、成本低,与其他提高采收率技术相比具有更显著的效果。因此,自生二氧化碳技术相比于其他技术更具有潜力,是一种有未来市场的技术,具有较强的推广意义。自生CO₂提高采收率机理主要包括原油膨胀降黏、解堵增注、降低界面张力、改善油水流量比以及与表面活性剂协同作用产生泡沫等。自生CO₂作为

一种新型技术,国内外对它的研究基本上还不够系统和全面,仍存在一些问题需要我们去深入分析和解决。例如体系产气量不足,不能大规模在现场应用;CO₂易出现窜流和黏性指进,致使CO₂过早突破含油带,影响驱替效率;最小混相压力、气体性质等受地层温度和压力影响较大等问题。因此,还需要进一步在化学药剂的筛选、驱油机理的深入分析、与地层的适应性、性能评价和现场试验等诸多方面开展系统的研究,以便于自生CO₂提高采收率技术在现场更好的应用。

参考文献:

- [1] 蒲万芬,沈超,唐兴建,等.化学驱体系油水界面扩张黏弹性研究进展[J].油田化学,2018,35(3):186-194.
- [2] 林波,蒲万芬,赵金洲,等.就地CO₂技术室内研究[J].石油地质与工程,2005,19(6):75-77.
- [3] 付秀峰.油层自生气提高采收率技术的发展[J].能源科学进展,2008,4(2):58-65.
- [4] 杨付林,邓建华,朱伟民.层内生成CO₂气体吞吐提高原油采收率室内实验研究[J].复杂油气藏,2012,5(4):70-72.
- [5] 刘军龙,吴汉宁,石亮亮,等.层内自生CO₂技术体系在海上油田的应用初探[J].地下水,2016,38(6):152-154.
- [6] GUMERSKY K K, DZHAFAROV I S, SHAKHVERDIVE A K, et al. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery[C]//SPE European Petroleum Conference. Paris, 2000.
- [7] WANG Yong, HOU Jirui, TANG Yong. In-situ CO₂ generation huff-n-puff for enhanced oil recovery: Laboratory experiments and numerical simulations [J]. J Pet Sci Eng, 2016, 145: 183-193.
- [8] SHIAU B, HSU T P, ROBERTS B L, et al. Improved chemical flood efficiency by in situ CO₂ generation[C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, 2010.
- [9] WANG Shuoshi, KADHUM M, YUAN Qingwang, et al. Carbon dioxide in situ generation for enhanced oil recovery [C]//Carbon Management Technology Conference. Houston, 2017.
- [10] WANG Shuoshi, CHEN Changlong, SHIAU B, et al. In-situ CO₂ generation for EOR by using urea as a gas generation agent [J]. Fuel, 2018, 217: 499-507.
- [11] 杨付林,朱伟民,余晓玲,等.层内生气吞吐工艺在江苏油田W5稠油油藏的应用[J].复杂油气藏,2013,6(3):71-75.
- [12] 邓建华,赵健,庄羽竹,等.层内自生CO₂吞吐技术室内研究[J].内蒙古石油化工,2013,39(19):101-103.
- [13] 李文轩,秦延才,毛源,等.一种新型地下自生泡沫酸化技术的研究与应用[J].钻采工艺,2016,39(4):35-37.
- [14] ALAM M M, MAHMOUD M, SIBAWIHI N. A Slow release CO₂ for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs [C]//SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, 2015.

- [15] ABDELGAWAD K Z, MAHMOUD M A. In-situ generation of CO₂ to eliminate the problem of gravity override in eor of carbonate reservoirs[C]//SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, 2015.
- [16] 张德平. CO₂驱采油技术研究与应用现状[J]. 科技导报, 2011, 29(13): 75-79.
- [17] 张丹. CO₂驱油机理以及国内研究现状[J]. 轻工科技, 2016, 32(7): 120.
- [18] 韩再辉. 油层自生气增注技术研究与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39(13): 112-113.
- [19] 王琼, 王金光. 自生泡沫复合驱油体系性能研究[J]. 内蒙古石油化工, 2017, 43(9): 121-123.
- [20] 向如. CO₂驱油技术发展现状[J]. 山东化工, 2017, 46(22): 47-48.
- [21] 刘一江, 刘积松. 聚合物和二氧化碳驱油技术[M]. 中国石化出版社, 2001.
- [22] 常润钊. 低渗透油层自生CO₂吞吐技术研究[J]. 化学工程与装备, 2016(5): 149-151.
- [23] 龚蔚, 蒲万芬, 曹建. 就地生成二氧化碳提高采收率研究[J]. 特种油气藏, 2008, 15(6): 76-78.
- [24] 秦伟. 二氧化碳驱提高采收率技术及应用[J]. 科技与企业, 2016(2): 98-99.
- [25] ORR F M, HELLER J P, TABER J J. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: Promise and problems[J]. J Am Oil Chem Soc, 1982, 59(10): 810A-817A.
- [26] 张龙力, 王善堂, 杨国华, 等. 稠油二氧化碳降黏的化学机制研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2011, 24(2): 1-5.
- [27] SUN Guangyu, LI Chaunxian, WEI Guoqing, et al. Characterization of the viscosity reducing efficiency of CO₂, on heavy oil by a newly developed pressurized stirring-viscometric apparatus[J]. J Pet Sci Eng, 2017, 156: 299-306.
- [28] GAO Changhong, LI Xiangliang, GUO Lanlei, et al. Heavy oil production by carbon dioxide injection [J]. Greenh Gases, 2013, 3(3): 185-195.
- [29] 李兆敏, 孙晓娜, 鹿腾, 等. 二氧化碳在毛8块稠油油藏热采中的作用机理[J]. 特种油气藏, 2013, 20(05): 122-124.
- [30] 谷丽冰, 李治平, 欧瑾. 利用二氧化碳提高原油采收率研究进展[J]. 中国矿业, 2007, 16(10): 66-69.
- [31] 耿宏章, 陈建文, 孙仁远, 等. 二氧化碳溶解气对原油黏度的影响[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(4): 78-80.
- [32] ABEDINIA, TORABI F. Oil Recovery Performance of immiscible and miscible CO₂ huff-and-puff processes [J]. Energy Fuels, 2014, 28(2): 774-784.
- [33] 王爽. 层内自生二氧化碳驱油技术在大情字井油田应用研究[J]. 当代化工, 2019, 48(10): 2357-2361.
- [34] 郭日鑫. 热自生CO₂吞吐中技术研究及其应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(5): 139-144.
- [35] JIA Xiaofei, MA Kuqian, LIU Yingxian, et al. Enhance heavy oil recovery by in-situ carbon dioxide generation and application in china offshore oilfield [C]//SPE enhanced oil recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013.
- [36] 谢军德, 郑延成, 李影, 等. 层内CO₂产气深部解堵技术研究与应[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(1): 356-358.
- [37] 宋丹, 蒲万芬, 徐晓峰, 等. 自生CO₂驱油技术体系及驱油效果研究[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(1): 82-85.
- [38] 郑存川, 唐晓东, 黄元东, 等. CO₂在油田开发中的应用[J]. 油田化学, 2011, 28(3): 349-354.
- [39] 王金迪, 谢雪琴, 王惠清, 等. 层内生成二氧化碳增注技术在低渗油藏中的应用[J]. 新疆石油天然气, 2008, 4(2): 56-58.
- [40] 贾凯锋, 计董超, 高金栋, 等. 低渗透油藏CO₂驱油提高原油采收率研究现状[J]. 非常规油气, 2019, 6(1): 65.
- [41] 郭丽丽. 低渗透区块低成本CO₂解堵增注技术适应性探讨[J]. 化学工程与装备, 2019(4): 156-157.
- [42] 梁萌, 袁海云, 杨英, 等. CO₂在驱油过程中的作用机理综述[J]. 石油化工应用, 2016, 35(6): 1-5.
- [43] 罗懿. 超低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术研究与应[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2016, 33(2): 5-10.
- [44] 夏惠芬, 徐勇. 低渗透油藏CO₂驱油机理及应用现状研究[J]. 当代化工, 2017, 46(3): 471-474.
- [45] YANG Daoyong, GU Yongan. Interfacial interactions between crude oil and CO₂ under reservoir conditions [J]. Petrol Sci Technol, 2005, 23(9): 1099-1112.
- [46] WANG Xin, LIU Lifeng, LUN Zengming, et al. Effect of Contact time and gas component on interfacial tension of CO₂/crude oil system by pendant drop method[J]. J Spectrosc, 2015 (3): 1-7.
- [47] SARAPARDEH H A, AYATOLLAHI S, GHAZANFARI M H, et al. experimental determination of interfacial tension and miscibility of the CO₂-crude oil system; temperature, pressure, and composition effects[J]. J Chem Eng Data, 2014, 59(1): 61-69.
- [48] ZOLGHADR A, ESCROCHI M, AYATOLLAHI S. Temperature and composition effect on CO₂ miscibility by interfacial tension measurement[J]. J Chem Eng Data, 2013, 58(5): 1168-1175.
- [49] AMRO M, FRERSE C, FINCK M, et al. Effect of CO₂-miscibility in EOR [C]//SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, 2015.
- [50] 陈凤侠. 油层自生CO₂驱油技术提高蒸汽驱并组效果研究与应用[C]//第五届全国特种油气藏技术研讨会论文集. 南宁, 2012: 593-597.
- [51] ZHAO Xiaoliang, RUI Zhenhau, LIAO Xinwei. Case studies on the CO₂ storage and EOR in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoirs [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 29: 275-283.

- [52] DUAN Xianggang, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Determination and controlling of gas channel in CO₂ immiscible flooding[J]. J Energy Inst, 2015, 89(1): 12–20.
- [53] 肖萍. 泡沫驱油机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2007.
- [54] JIN Fayang, WEI Peng, PU Wanfen, et al. Investigation on foam self-generation using in situ carbon dioxide (CO₂) for enhancing oil recovery[J]. J Surfactants Deterg, 2018, 21(3): 399–408.
- [55] TELMADARREIE A, TRIVEDI J. New insight on carbonate-heavy-oil recovery: pore-scale mechanisms of post-solvent carbon dioxide foam/polymer-enhanced-foam flooding [C]//SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, 2016.
- [56] 崔永亮, 杨付林, 吕红梅, 等. 层内自生气复合吞吐技术在李堡油田的应用[J]. 复杂油气藏, 2014, 7(3): 68–71.
- [57] 张博, 徐景亮, 李翔, 等. 层内生成 CO₂ 技术提高采收率机理研究及应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017, 32(3): 94–98.

Status of Enhanced Oil Recovery Technology by In-situ CO₂ Generated in the Formation

JIN Fayang, ZHOU Shunming, GAO Shibo, YAO Zheng, WANG Ruilin

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

Abstract: In view of the shortcomings of conventional CO₂ flooding, domestic and foreign scholars have proposed in-situ CO₂ generation technology and done a lot of research. This technology is a new technology that spontaneously produces CO₂ or foam in the reservoir to displace oil through the interaction of chemical agents, it has the advantages of no natural CO₂ resources required, controllable gas production, simple process, good injection, and strong adaptability, it is a promising enhanced oil recovery technology. Based on in-depth research, this paper reviews the research progress on the CO₂ gas production system in recent years and the mechanism of the self-generated CO₂ flooding technology.

Keywords: in-situ CO₂; enhance oil recover; mechanism; review