

CO₂ 驱采油技术研究与应用现状

张德平

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司采油工艺研究院, 吉林松原 138003

摘要 CO₂ 温室气体使全球气候变暖, 温度幅度已经超出了其本身自然变动的范围, 对人类的生存和社会经济的发展构成了严重威胁。CO₂ 的地质处置最有效的方式就是注入油气田, 不但封存了 CO₂, 而且还可提高油气田的采收率, 国外注 CO₂ 驱提高原油采收率技术已在低渗透油藏中得到了广泛应用。针对中国低渗透油藏自然产能低、地层能量不足、地层压力下降快等引起采收率低的现状, 在分析 CO₂ 混相和非混相驱提高采收率机制的基础上, 系统整理和归纳了 CO₂ 驱油技术中混相驱和非混相驱两种作用方式的研究现状。通过国内外低渗透油藏注 CO₂ 驱提高采收率应用情况分析指出, CO₂ 作为一种有效的驱油剂, CO₂ 驱能得到明显的增油降水和提高采收率的效果, 总结了目前需要解决的主要问题, 提出应积极开展注 CO₂ 驱油技术的研究和现场试验的建议, 并对 CO₂ 驱油技术的发展前景进行了展望。

关键词 CO₂; 混相驱; 非混相驱; 提高采收率; 低渗透

中图分类号 TE357.7

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.13.011

CO₂ Flooding Enhanced Oil Recovery Technique and Its Application Status

ZHANG Deping

Production Technology Research Institute, Jilin Oilfield Company, China National Petroleum Corporation, Songyuan 138003, Jilin Province, China

Abstract The global warming is accelerating due to huge amount of greenhouse gas emission of CO₂ which leads to the temperature rise and the climate change on the earth. Global warming has put much pressure on both human being survival and social economy development. The most effective way for disposing CO₂ is to directly inject them into oil and gas fields, and only in this way, not only CO₂ could be sealed up but also the recovery rate of oil and gas fields could be enhanced. CO₂ flooding Enhanced Oil Recovery (EOR) technique has been widely applied to the low permeability reservoirs all over the world. Against the status that Chinese natural capacity of low permeability reservoir is low, carbon dioxide miscible and non-miscible flooding mechanism of EOR, and corresponding screening criteria, the research status are systematically discussed in here. According to actual application analysis of carbon dioxide to enhance oil recovery in low permeability reservoir at home and abroad, it is put forward that carbon dioxide could increase oil and decrease water, and effectively enhance oil recovery, and the main problems needed to be solved are summarized. In addition, the suggestions on actively developing carbon dioxide technique research and on-site test are offered. Finally, the development prospect of EOR is looked ahead.

Keywords carbon dioxide; miscible flooding; non-miscible flooding; enhance oil recovery; low permeability

0 引言

温室气体 CO₂ 使全球气候变暖, 对人类的生存和社会经济的发展构成了严重威胁。CO₂ 的地质处置最有效的方式就是注入油气田, 不仅封存了 CO₂, 还可提高油气田的采收率。中国低渗油藏资源丰富, 但目前其动用率不足 50%^[1]。针对中国低渗透油藏自然产能低、地层能量不足、地层压力下降快等引起采收率低的现状, 一般油藏开发都要经历靠弹性能量

开采的“一次采油”阶段, 采收率不高, 在 5%—20%; 其后为注水开发的“二次采油”阶段, 采收率可达 20%—40%。如果要再提高采收率, 只有通过注蒸汽、注聚合物或混相驱等“三次采油”方法, 其采收率可达 90% 以上。开发实践表明, 低渗透油藏由于渗透率过低, 或者储层中水敏性黏土矿物较多, 见水后发生膨胀阻塞孔隙, 以致注水时吸水能力差, 甚至不能注进水, 或者难以见到注水效果。在这种情况下, 采取注气的方

收稿日期: 2011-03-11; 修回日期: 2011-03-25

基金项目: 国家科技重大专项 (2008ZX05054)

作者简介: 张德平, 工程师, 研究方向为 CO₂ 驱采油工程和天然气采气工程技术和现场应用, 电子信箱: zhangdep-jl@petrochina.com.cn

式,常可取得好的效果^[2-4]。在常规注气中,CO₂最易混相,自从 Whorton^[5]等于 1952 年取得第一个利用 CO₂ 采油的专利以来,CO₂ 采油技术始终是石油开采领域的研究重点,CO₂ 采油技术应用较多的主要是美国、前苏联、加拿大、英国等国家。近 20 多年来,CO₂ 驱油技术已经成为美国提高使用采收率的主导技术。2004 年,美国应用 CO₂ 驱油技术增产的原油达 3.28×10⁴m³/d,约占其国内日产油量的 4%。CO₂ 的捕集-封存-应用一体化提高采收率技术将是今后发展的新走向。国外很多油田已成功地进行大规模 CO₂ 驱油的现场试验,并取得较好的效果,证明 CO₂ 驱油是三次采油中最具潜力的提高采收率方法之一。20 世纪 80 年代,国外注气混相和非混相驱油技术在低渗透油藏中已得到广泛的应用,并获得较好的经济效益^[6]。国内随着江苏、胜利和吉林等油田中小规模的 CO₂ 气藏以及松辽盆地大型高含 CO₂ 气藏的发现,注 CO₂ 驱油技术也逐步开始在油田进行现场应用^[7]。随着国际社会对温室气体减排呼声增强,为大力发展 CO₂ 驱油技术带来了机遇,发展 CO₂ 驱油技术具有广阔的应用前景。

1 CO₂ 驱油机制

CO₂ 的主要优点是易于达到超临界状态。CO₂ 在温度高于临界温度 31.26℃和压力高于临界压力 7.2MPa 状态下,处于超临界状态时,性质会发生变化,其密度近于液体,黏度近于气体,扩散系数为液体的 100 倍,因而具有较大的溶解能力,有助于地层油膨胀,充分发挥地层油的弹性膨胀能。原油溶有 CO₂ 时,其性质会发生变化,油的黏度减小,流动能力提高,随着 CO₂ 饱和压力的增加而油的密度增加,甚至油藏性质也会得到改善,这就是 CO₂ 提高原油采收率的关键^[8-9]。CO₂ 驱油技术能提高采收率的主要作用机制为促使原油膨胀、降低黏度、降低油水界面张力、改善储层渗透率、萃取和汽化原油中轻质烃和形成内部溶解气驱等。

2 CO₂ 驱油技术研究现状

CO₂ 驱油按原理主要分为 CO₂ 混相驱和 CO₂ 非混相驱。两者之间的差别在于地层压力是否达到最小混相压力,当注入到地层压力高于最小混相压力时,实现混相驱油。当压力达不到最小混相压力时,实现非混相驱油。

2.1 CO₂ 混相驱油

混相驱是指在多孔介质中,一种流体驱替另外一种流体时,由于两种流体之间发生扩散、传质作用,从而使两种流体能互相溶解而不存在分界面,这样就完全消除了界面张力,毛细管数变为无限大,同时多孔介质中的毛细管力降为 0,从而减少了毛管力对被驱流体的圈闭,理论上可使微观驱替效率达 100%。CO₂ 混相驱油即是在地层高温条件下,原油中轻质烃类分子被 CO₂ 析取到气相中,形成富含烃类的气相和溶解 CO₂ 的液相(原油)两种状态。CO₂ 混相驱油也叫“水与气交替注入”(WAG),通过向储层中注入 CO₂,使原油膨胀,增强

其流动性,然后注水,将原油驱向井口。混合后的流体减小了 CO₂ 单相的流动性,同时使原油的黏度下降。

CO₂ 混相驱油机制主要包括以下 3 个方面:

(1) 当压力足够高时,CO₂ 析取原油中轻质组分后,原油溶解沥青、石蜡的能力下降,重质成分从原油中析出,原油黏度大幅度下降,提高了油的流动能力达到混相驱油的目的。在适合的储层压力、温度及原油组分等条件下,临界 CO₂ 与原油混合,形成一种简单的流体相。

(2) CO₂ 在地层中具有较高的溶解能力,有助于地层油膨胀,充分发挥地层油的弹性膨胀能,推动流体流入井底。

(3) 油气相互作用的结果可以使原油表面张力减小。

CO₂ 混相驱油技术按其混相机制可以分为一次接触混相和多次接触混相。

(1) 一次接触混相,指在一定的温度和压力下,混相剂(CO₂)按任何比例直接与油藏中的原油进行混相,并且混合后的混合物始终保持单相过程。其他灼溶剂并不直接与地层油混合,但在适当的压力和溶剂组分条件下,这种溶剂可以实现动混相,这种动混相是在原地靠溶剂与地层油反复接触而产生的质量迁移来实现的。Holm 等^[10]利用细长管驱替试验表明了,在温度为 57.22℃,压力为 17.5MPa 的条件下,CO₂ 与实验油完全混相。在这种条件下,没有发生碳氢化合物萃取,此时所构成的混相带只是地层油和 CO₂ 的混合物。混相带中的液态碳氢化合物的成分与非混相带中油的成分相同。此外,实验也表明,CO₂ 与地层油混相后混相带的区域要比与地面油混相后的混相带小得多,这是因为在地层油中溶有一定量的天然气,直接影响 CO₂ 与地层油混相。

(2) 多次接触混相,指在一定的温度和压力下,注入流体与地层原油虽然不能发生一次接触混相,但是在流动过程中,经过反复接触,发生充分的相间传质作用后,也能达到混相的过程。但是在正常的油藏温度和压力下,CO₂ 和绝大多数的原油不能达到一次接触混相,通常 CO₂ 和原油在地下充分接触,由他们之间的物质交换逐步实现组分交换,多次接触,最终达到混相。Menzie 等^[11]的研究工作表明,在温度为 57.22℃和压力为 14.0MPa 的条件下,CO₂ 可以汽化或萃取一种相对密度为 0.8498 的原油。Holm 等^[10]的实验表明,当温度一定时,压力达到某一值以后,CO₂ 萃取原油才能发生,这种萃取过程也取决于油层温度,温度不同产生的萃取压力也不同。实验结果显示,当压力超过 21.0MPa 以后,不同温度下的相对油体积才与温度无关。油的相对体积变小是由于部分油气化,形成气体移动气相中。在这种情况下,CO₂ 与原油的比大约是 2.5:1。如果利用较小的比值,则减少了萃取油的数量,但并不减小萃取开始的压力。该混相过程可以被解释为,当 CO₂ 注入时,轻质组分的 C₂—C₄ 首先被气化,扩大了平衡气体。随着注入 CO₂ 量的增加,萃取碳氢化合物组分也增多,这就形成了一条把 CO₂ 与地层油分开的混相带,这种多次接触混相带的大小是与驱动压力有关的。在低压条件下,这种混



相带较大。换句话说,在较高的压力下,混相带的碳氢化合物浓度较大,并且在驱替结束以后留在岩心中的残余油饱和度较小。这充分说明,混相压力适当提高可以得到令人满意的采收率。

2.2 CO₂ 非混相驱油

CO₂ 非混相驱是通过注入 CO₂ 保持地层压力,而在注 CO₂ 驱替油藏流体过程中,CO₂ 和油藏流体之间存在界面张力、互不溶解。CO₂ 非混相驱是二次采油的一种方法,适用于一些难于开发的特殊油藏(如低渗透油藏和双重介质油藏),主要原因是这些特殊油气藏的注水效果差、渗透率低(一般在 10×10⁻³μm² 左右),注气可保持油藏压力。CO₂ 非混相驱的主要采油机制是降低原油的黏度,使原油体积膨胀、抽提和汽化原油中轻烃,减小界面张力。

非混相驱油也称重力稳定 CO₂ 注入(GSGI)。与 WAG 相比,WAG 可以小范围应用,而 GSGI 只能应用于整个油田。但是,GSGI 可采出更多的原油,且可埋存更多的 CO₂,并且不会在驱油过程中出现 CO₂ 的指进现象。适于 CO₂ 驱地层的筛选原则如表 1 所示,由表 1 可以看出,稀油油藏主要采用 CO₂ 混相驱,而稠油油藏主要采用 CO₂ 非混相驱。两种驱油方式对比如表 2 所示。

表 1 CO₂ 驱筛选准则
Table 1 Screening criteria of CO₂ flooding

类型	原油相对密度	油藏深度/m	原油黏度/(mPa·s)
CO ₂ 混相驱	<0.825	>762	<10
	0.825—0.865	>853	<10
	0.865—0.887	>1006	<10
	0.887—0.922	>1219	<10
CO ₂ 非混相驱	0.92—0.98	549	<600

表 2 混相驱油与非混相驱油对比
Table 2 Comparison of miscible and non-miscible flooding

对比项	混相驱油	非混相驱油
持续时间/a	<20	10
项目开始采油	在水驱前或后 早期(1—3a)	在水驱后 晚期(5—8a)
项目规模	小	大
驱油机制	复杂	简单
CO ₂ 循环	不可利用	可利用
提高石油采收率潜力	低(4%—12%)	高(10%—18%)
应用情况	大规模	小范围

朱志宏等^[12]利用专门的高压线性物理模拟装置,以吉林新立油田为原型进行了一系列 CO₂ 非混相驱模拟实验,研究 CO₂ 注入率、CO₂ 段塞大小、交替注入方式、气水比、水气同注及注 CO₂ 时机等因素对驱油效果的影响,结果表明,影响 CO₂ 非混相驱效果的最关键因素是 CO₂ 段塞大小和油层压力,注入率对驱替效果也有较大影响,交替注入和气水比的影响是

次要的。刘学伟等^[13]应用微观网络模拟技术测定了 CO₂ 与大庆榆林树原油的拟混相压力,当压力低于 7.0MPa 时,CO₂ 溶解在原油中,使原油黏度降低,流动性增加;而当达到 7.0MPa 时,CO₂ 气体与原油在前缘发生近似混相,使洗油效率提高。增加注气速度有利于非混相驱,但要注意控制气窜。

3 CO₂ 驱油技术应用现状

自 Whorton 等^[9]于 1952 年取得第一个利用 CO₂ 采油的专利以来,注 CO₂ 提高石油采收率的工作一直在进行。20 世纪 50—60 年代,在美国、加拿大进行了大量烃类驱现场实验。因气源丰富,CO₂ 混相驱在美国、加拿大等国家已经成为一项重要且成熟的提高原油采收率的方法^[14-15]。2005 年,美国实施注气方法的原油产量首次超过热采年产量,成为其最主要的提高原油采收率的方法,另据《油气杂志》2006 年统计^[16-17],全世界正在生产的注气采油项目共有 138 个,其中注 CO₂ 采油项目 94 个,占有注气项目的 68%,其中美国有 82 个(低渗油藏 65 个,占 79%),其年产量为 1.186×10⁶t/a,占世界 CO₂ 驱油总产量的 94.2%。

俄罗斯注 CO₂ 提高采收率技术也进行得很成功。1953 年,苏联开始室内实验,第一阶段研究用 CO₂-水驱油,1963 年在图依马津等 5 个油田进行工业性试验,其后研发了比碳化水更好的交替注水和气态 CO₂ 段塞工艺,并用于巴什基里亚等几个油田。在工业实验基础上,奥利霍夫等油田开发中采用了 CO₂ 段塞驱油技术,包括液态 CO₂ 驱、混相驱和非混相驱。混相驱油试验结果表明,使用较大的 CO₂ 段塞体积时驱油效率高,最高可达 94%—99%^[18]。

此外,土耳其最大的稠油油田 Batiraman 油田因其 CO₂ 气源充足(储量达 7.018×10¹¹m³),采用 CO₂ 吞吐技术开采,共采出原油 1.3116×10¹⁰t/d,约为原始地质储量的 5%,增加原油产量 8.112×10⁹t/d^[18]。

国内对 CO₂ 采油方法研究起步较晚,与国外尚存在一定差距。国内低渗、特低渗油藏投入开发后暴露出许多矛盾,如自然产能低、地层能量不足、地层压力下降快等,而注水补充能量因油藏地质条件的限制受到很大制约,因此采收率均较低。从国外 CO₂ 驱油技术的发展趋势看,CO₂ 在国内石油开采中有着巨大的应用潜力。近几年,随着稠油和低渗油藏的开采,CO₂ 驱油呈快速发展态势。1963 年首先在大庆油田利用 CO₂ 驱作为主要提高采收率的方法进行研究,随后在 1966 年、1969 年、1985 年、1991 年、1994 年先后开展了注 CO₂ 先导试验。吉林油田自 1995 年开始进行 CO₂ 单井吞吐试验,利用金塔 CO₂ 气田的液态 CO₂ 吞吐和 CO₂ 泡沫压裂 100 井次以上累计增油 1420t^[19]。1996 年,江苏富民油田 48 井进行了 CO₂ 吞吐试验,并已开展了 CO₂ 驱试验,至 2002 年底累计实施了 36 井次,获得了很好的增油效果,有效率由 33.3% 提高到 87.5%。江苏油田富 14 断块在保持最低混相压力的状态下,于 1998 年末开始了 CO₂-水交替(WAG)注入试验,注入 6 周期后,水气比由 0.86:1 升至 2:1,见到了明显的增油降水效果,

水驱后,油层中形成了新的含油富集带,试验区采油速度由0.5%升至1.2%,综合含水率由93.5%降至63.4%。胜利油田1998年开始进行CO₂单井吞吐增油效果的试验,平均单井增产200t以上。此外,CO₂驱也可很好的提高稠油采收率。苏北盆地发现的洲城油田洲III断块稠油油藏QK18井采用CO₂吞吐方法开采稠油取得了成功,获得了很好的经济效益(投入产出比高达1:6)。茨榆坨油田13断块属砂岩油藏,原油属于普通稠油,在该区块茨21-133井2002年10月进行了CO₂吞吐采油工艺现场试验,日产原油2.8t,日产液615t,实施CO₂吞吐后,日产油增加到8t,日产液14.3t,增油效果明显,原油黏度由原来的680mPa·s降至323mPa·s,目前阶段累积产油158t^[18]。

据“中国陆上已开发油田提高采收率第二次潜力评价及发展战略研究”结果,在参与评价的1.01×10¹¹t常规稀油油田的储量中,适合CO₂驱的原油储量约为1.23×10¹⁰t,预计利用CO₂驱可增加可采储量约1.6×10⁹t。另外,对于国内现已探明的6.32×10¹⁰t的低渗透油藏原油储量,尤其是其中约50%尚未动用的储量,CO₂驱比水驱具有更明显的技术优势。虽然CO₂驱技术在国内至今尚未成为研究和应用的主导技术,但是可以预测,随着技术的发展和应用范围的扩大,国内在提高原油采收率应用中封存于油藏内的温室气体总量将逐渐增大,对地球环境造成恶劣影响的工业废气将成为我国改善油田开发效果、提高原油采收率的重要资源,CO₂驱将是提高中国低渗透油藏采收率最有前景的方法。

4 CO₂驱油技术存在的问题

国内在CO₂驱油技术的应用过程中还存在着以下主要问题,有待进一步研究解决。

(1) 油藏性质单一

目前中国实施CO₂驱油技术的主要油藏是砂岩特低渗透油藏。由于渗透率太低,只能采用直接气驱,注气方式单一,油藏容易产生注气突破。试验周期及其他原因导致了工业化试验效果不明显或见效慢,混相压力普遍较高,注气效果差,推广实施受到了影响。而国外主要注CO₂是碳酸盐油藏,即使在砂岩油藏也是渗透率大于10×10⁻³μm²,因此可实施多种方式。

(2) 混相压力过高

CO₂与原油的最小混相压力不仅取决于CO₂的纯度和油藏的温度,也取决于原油组分。原油中重质组分(如C₅以上组分)含量越高,最小混相压力越高。中国油藏埋藏较深,地层温度均较高,基本不低于60℃,密度没有明显规律,黏度比国外高,不易混相。国内油藏中原油突出特点是“三高”(黏度高、蜡和胶质含量高、凝固点高),决定了国内多数油藏原油与CO₂的最小混相压力过高。为了提高CO₂驱油效率,有必要对混相压力实验条件进行系统研究,确定影响因素,制定测试标准,研究CO₂超临界相态与混相压力的相关性,进

一步分析CO₂的混相条件,采用特殊工艺及方法,降低混相压力,实现混相驱。

(3) 腐蚀与结垢频发

因压力降低与温度升高,注CO₂后会导致结垢(主要是碳酸盐垢),此外,CO₂和水反应生成的碳酸对管线、设备、井筒有较大的腐蚀性,腐蚀产物被注入流体带入地层还会堵塞储层孔隙。

(4) 气源缺乏

采用注CO₂提高原油采收率,必须具备充足的气源。气源有两种,一是天然的CO₂气源,另外是工业废气,寻找大的气源是利用CO₂提高采收率的当务之急。此外,随着CO₂减排的研究在世界范围内的开展,越来越多的工业废气将会被用于提高原油采收率。

(5) 窜流严重

在注CO₂驱油过程中,由于气体黏度低及油层的非均质性,易出现黏性指进及窜流,造成不利的流度比。CO₂在油藏中的窜流将严重的影响波及效率,导致CO₂窜流的主要机制有两个,一是黏性指进,二是油藏非均质性及窜流通道。气窜严重的井,虽然增油效果显著,但产液量下降严重,甚至停喷。国内油藏多数为陆相沉积,层间非均质性严重,此外,在许多油藏(尤其是低渗透油藏)具有较发育的天然裂缝,连通的天然裂缝构成了注水和气的窜流通道。

(6) 固相沉积严重

CO₂对地层中的轻烃具有很强的抽提作用,经CO₂多次抽提后,降低了地层油对石蜡的溶解能力和石蜡组分的稳定性,导致石蜡析出,另外,CO₂的多次抽提,使地层油中低碳数的石蜡组分逐渐减少,导致地层油析蜡温度大幅提高,甚至在地层温度下也能产生石蜡的沉积,对储层造成伤害。

5 结论

(1) 应用CO₂驱提高采收率主要有混相驱和非混相驱两种驱油方式,注入方式有水与气交替注入和重力稳定注入。其作用机制为促进原油膨胀、降低原油黏度、降低油水界面张力、改善流度比和储层渗透率、萃取和汽化原油中轻质烃和形成内部溶解气驱等,混相驱替效果要远大于非混相。

(2) CO₂混相驱可小规模实施,具有广阔的应用前景。CO₂非混相驱运用于整个油田,可以埋存大量的CO₂。从国内外低渗透油藏应用CO₂驱提高采收率的实例来看,CO₂驱能起到明显的增油降水效果,是大幅度提高这类油藏采收率的可行性办法。在有气源地区,可积极开展注CO₂驱油技术的研究和现场试验,以便取得经验,加以推广应用。

(3) 国内CO₂驱提高原油采收率技术的应用面临如油藏性质单一,混相压力过高,腐蚀与结垢频发,气源缺乏,窜流、固相沉积严重等问题。需要在今后的相关研究中进行深入探讨,以期获得合理的解决方案。

(4) 目前,中国CO₂排放量居世界第二位,并且还在增

长。预测表明,到 2025 年,中国 CO₂ 排放总量很可能超过美国,居世界第一位。随着对环保的日益关注,CO₂ 捕集-封存-应用一体化提高采收率技术将使今后发展的新走向。

参考文献 (References)

- [1] 李士伦, 郭平, 戴磊. 发展注气提高采收率技术[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 41-46.
Li Shilun, Guo Ping, Dai Lei. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2000, 22(3): 41-46.
- [2] 李菊花, 李相方, 刘斌. 注气近混相驱油藏开发理论进展[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 108-110.
Li Juhua, Li Xiangfang, Liu Bin. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(2): 108-110.
- [3] Reid B, David F. Cost reduction and injectivity improvements for CO₂ foams for mobility control[C]. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13-17, 2002: 75178-MS.
- [4] Jaubert J N, Auaulle L, Pierre C. Is it still necessary to measure the minimum miscibility pressure [J]. *Industrial Engineering Chemistry Research*, 2002, 41(2): 303-310.
- [5] Whorton L P, Brownscombe E R, Dyes A B. Method for producing oil by means of carbon dioxide: US, 2623596[P]. 1952-12-30.
- [6] 李士伦, 周守信, 杜建芬. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(2): 1-5.
Li Shilun, Zhou Shouxin, Du Jianfen. *Oil & Gas Recovery Technology*, 2002, 9(2): 1-5.
- [7] 马涛, 汤达祯, 蒋平. 注 CO₂ 提高采收率技术现状[J]. 油田化学, 2007, 24(4): 379-383.
Ma Tao, Yang Dazhen, Jiang Ping. *Oilfield Chemistry*, 2007, 24(4): 379-383.
- [8] Bon J, Sarma H K, Theophilos A M. An investigation of minimum miscibility pressure for CO₂-Rich injection gases with pentanes-plus fraction[C].

- SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, December 5-6, 2005: 97536-MS.
- [9] Malcolm D, Scott M, Akanni S. New approach to CO₂ Flood soak alternating gas [C]. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, May 15-17, 2001: 70023-MS.
- [10] Holm L W, Josendal V A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, 26: 1427-1438.
- [11] Menzie D. A study of vaporization of crude oil by CO₂ repressuring[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1963, 11: 1247.
- [12] 朱志宏, 周惠忠. 吉林新立油田 CO₂ 非混相驱模拟研究[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 1996, 36(11): 58-64.
Zhu Zhihong, Zhou Huizhong. *Journal of Tsinghua University: Science and Technology*, 1996, 36(11): 58-64.
- [13] 刘学伟, 梅士盛, 杨正明. CO₂ 非混相驱微观实验研究 [J]. 特种油气藏, 2006, 13(3): 91-94.
Liu Xuewei, Mei Shisheng, Yang Zhengming. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2006, 13(3): 91-94.
- [14] Guntis M. Special report chanced oil recovery [J]. *Oil & Gas Journal*, 2002, 4(15): 63-67.
- [15] Moritis G. 2004 worldwide EOR survey [J]. *Oil & Gas Journal*, 2004, 102(14): 53-65.
- [16] Nee E. 2006 worldwide EOR survey[J]. *Oil & Gas Journal*, 2006, 104(15): 45-57.
- [17] Pius M J. Heavy oil survey prepared for US department of energy[J]. *Oil & Gas Journal*, 2006, 104(4): 7-9.
- [18] Leena K. 2008 Worldwide EOR survey[J]. *Oil & Gas Journal*, 2008, 106(15): 47-59.
- [19] 程诗胜, 刘松林. 单井 CO₂ 吞吐增油机制及推广应用[J]. 油气田地面工程, 2003, 22(10): 16-17.
Cheng Shisheng, Liu Songlin. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2003, 22(10): 16-17.

(责任编辑 刘志远)

·学术动态·



“第九届全国血液免疫学大会”征文

中国免疫学会将于 2011 年 10 月 31 日—11 月 2 日在广东深圳召开“第九届全国血液免疫学大会”。本次会议的主题是淋巴增殖疾病的发病机制、诊断及治疗,将采取病例讨论与专题讲座相结合的方式。

征文范围:淋巴细胞发育与淋巴增殖疾病;移植后淋巴增殖疾病;淋巴增殖性肿瘤;自身免疫性疾病相关的淋巴增殖疾病;感染相关的淋巴增殖疾病。

全文截止日期:2011 年 9 月 20 日。

通信地址:北京市西直门南大街 11 号北京大学人民医院电镜室(100044);电话:010-88324678;电子信箱:hematoimmune@sohu.com。

会议网址:www.csi-cams.org.cn/Article_Show.asp?ArticleID=850。