

文章编号: 0253-2697(2023)05-0826-15 DOI:10.7623/syxb202305008

“双碳”目标背景下的稠油开发对策

关文龙 蒋有伟 郭二鹏 王伯军

(提高采收率国家重点实验室 中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要:中国稠油资源量较为丰富,目前中国国内稠油的开发方式以蒸汽吞吐、蒸汽驱、蒸汽辅助重力泄油(SAGD)和火驱等热采方式为主。通过梳理中国稠油4种热采技术现状认为:占稠油产量规模50%以上的蒸汽吞吐方式普遍进入开发中、后期,亟需转换开发方式;蒸汽驱、SAGD和火驱技术近年来取得显著进步,但仍需进一步完善和升级。通过测算稠油不同开发方式下的吨油碳排放量结果显示,在国家“双碳”目标背景下,以“高能耗、高碳排”为主要特征的稠油热采技术面临着“提质增效和节能减排”双重挑战;通过分析中国国内主产区稠油的主要特点及其下游产业链、价值链认为,中国国内环烷基稠油更多地体现了其化工原料属性,其中间产品在下游产业链中具有重要地位和不可替代性,因此在“十四五”(2021—2025年)及今后相当长一段时间内保持中国国内稠油产量稳定十分必要。为贯彻国家及油公司的“双碳”目标、应对双重挑战,给出了今后稠油开发的对策建议。在政策层面,建议推动稠油加工产业升级,加大稠油产品开发力度,并适当调整稠油定价机制,以使其更多体现稠油的化工原料属性。在技术层面的对策包括:持续改进现有的热采方式,并优化调整各种热采方式的产量构成;有针对性地研发有限热采技术和低碳蒸汽发生技术;大力研发稠油聚合物驱、促乳化水驱等稠油高效冷采技术等。

关键词:稠油油藏;“双碳”目标;注蒸汽开发;火烧油层;产业链;稠油冷采

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Heavy oil development strategy under the “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” target

Guan Wenlong Jiang Youwei Guo Erpeng Wang Bojun

(State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery; PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract: China is abundant in heavy oil resources. At present, heavy oil development mainly relies on thermal recovery techniques, including cyclic steam stimulation(CSS), steam flooding, steam assisted gravity drainage (SAGD) and insitu combustion(ISC). Based on summarizing the current situation of four thermal recovery techniques for heavy oil in China, CSS accounts for more than 50% of heavy oil production. And CSS production are generally in the middle and late stages of development, and it is urgent to change the development methods. In recent years, steam flooding, SAGD, ISC techniques have achieved significant advancement, but still need to be improved and upgraded. The results of carbon emissions per ton of heavy oil measured for different development techniques show that under “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” targets in China, thermal recovery techniques for heavy oil characterized by “high energy consumption and high carbon emissions” are confronting double challenge from quality and efficiency improvement as well as energy conservation and emission reduction. Through analyzing the key features of heavy oil in main oilfields and associated downstream industry chain and value chain, it is deemed that naphthenic-based heavy oil is mainly treated as raw materials for chemical products. The intermediate products play important and irreplaceable part in downstream industry chain in China. Therefore, it is essential to keep stable heavy oil production in China during the “14th Five-Year Plan” period(2021-2025) and in the future. To achieve the “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” targets of the state and oil companies and cope with the double challenge, the paper proposes countermeasures and suggestions for future heavy oil development. Specifically, at the policy level, it is recommended to push the upgrading of heavy oil processing industry, enhancing the development of heavy oil products, and adjusting the heavy oil pricing strategy accordingly to make heavy oil more representative of raw materials for chemical products. At the technical level, it is recommended to continuously improve the existing thermal recovery techniques and optimize and adjust the production from various thermal recovery techniques, prompt the study of limited thermal recovery techniques and low carbon steam generation technique; intensify efforts to research and develop efficient cold production techniques for heavy oil, such as heavy oil polymer flooding and emulsion water flooding.

Key words: heavy oil reservoir; “Carbon Peak and Carbon Neutrality” targets; steam injection development; in-situ combustion; industry chain; cold production of heavy oil

基金项目: 中国石油科技重大项目(2022KT08-3, 2021DJ14)资助。

第一作者: 关文龙,男,1970年2月生,2003年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油勘探开发研究院企业高级专家、教授级高级工程师,主要从事石油天然气开发工作。Email:guanwl@petrochina.com.cn

通信作者: 郭二鹏,男,1983年8月生,2020年获中国石油勘探开发研究院博士学位,现为中国石油勘探开发研究院高级工程师,主要从事稠油开发技术研发工作。Email:guoerpeng@petrochina.com.cn

引用:关文龙,蒋有伟,郭二鹏,王伯军.“双碳”目标背景下的稠油开发对策[J].石油学报,2023,44(5):826-840.

Cite:GUAN Wenlong,JIANG Youwei,GUO Erpeng,WANG Bojun.Heavy oil development strategy under the “Carbon Peaking and Carbon Neutrality” target[J].Acta Petrolei Sinica,2023,44(5):826-840.

中国稠油资源量比较丰富,其中陆上稠油探明储量约为 $40 \times 10^8 \text{t}$,主要分布在辽河、新疆、胜利等几大油区。海上稠油探明储量约为 $42 \times 10^8 \text{t}$,集中分布在渤海地区。中国石油天然气集团有限公司(CNPC)在加拿大、委内瑞拉、哈萨克斯坦等国家拥有稠油权益储量超过 $120 \times 10^8 \text{t}$,中国海洋石油集团有限公司(CNOOC)在加拿大的拥有稠油权益储量约为 $10 \times 10^8 \text{t}$ 。稠油中含有大量的胶质和沥青质,导致其黏度大,在地层条件下流动性差。大多数稠油油藏很难采用天然能量或水驱方式开发。目前稠油开发方式以注蒸汽热采为主。不同于稠油冷采,稠油热采是一个相对高能耗、高碳排的过程。在国家“双碳”目标背景下,稠油开发不仅面临着提质增效方面的挑战,更面临着节能减排方面的挑战。为确保稠油上、下游产业链/供应链的稳定,同时贯彻国家“双碳”目标,笔者所在研究团队通过大量的

调查研究,并结合长期从事稠油热采基础理论和应用技术攻关取得的经验进行了相对全面的总结和研究,以期在国家“双碳”目标背景下,为中国下一步的稠油开发提供参考和建议。

1 中国稠油主体开发方式及其挑战

1.1 中国稠油产量规模及主体开发方式

中国稠油主产区集中在辽河、新疆、胜利和渤海等几大油区。中国稠油的大规模开发始于20世纪80年代后期,主要得益于以蒸汽吞吐为代表的第一代热采技术的突破。进入21世纪,稠油产量一直保持稳中有升,主要得益于以蒸汽驱和SAGD为代表的第二代热采技术的突破^[1]。近10年来,CNPC在新增优质稠油储量很少的情况下,仍然维持了 $1000 \times 10^4 \text{t/a}$ 以上的稠油产量规模(图1)。

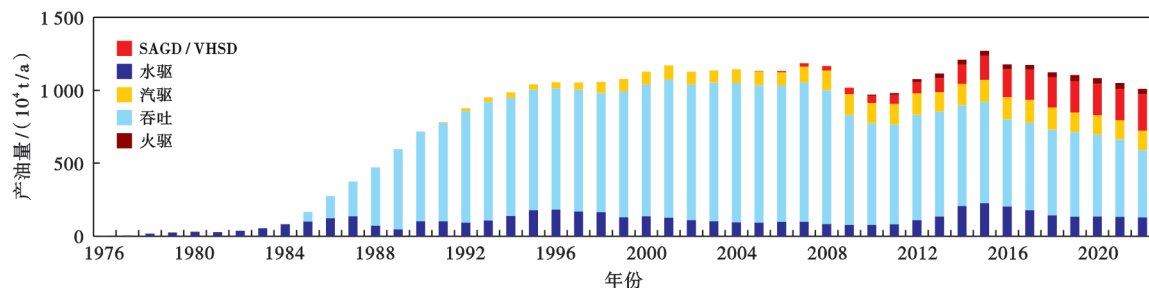


图1 CNPC稠油主要开发方式及历年产量构成

Fig. 1 Main development techniques of heavy oil in CNPC and composition of production over the years

得益于以多介质吞吐^[2-3]、驱泄复合蒸汽驱^[4-5]、SAGD^[6-9]和火驱^[10-12]为代表的第三代热采技术的突破,2021年,CNPC稠油产量为 $1085 \times 10^4 \text{t/a}$,其中蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD和火驱这4种热采方式开发的产量分别为 $540 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $135 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $240 \times 10^4 \text{t/a}$ 和 $40 \times 10^4 \text{t/a}$,占CNPC稠油总产量的88%,水驱等冷采方式开采的稠油产量仅约占12%。中国石油化工集团有限公司(SINOPEC)所属胜利油田稠油产量约为 $430 \times 10^4 \text{t/a}$,也以蒸汽吞吐等热采方式开发为主。CNOOC所属渤海油田以水驱等冷采方式开发的低黏稠油产量超过 $1000 \times 10^4 \text{t/a}$,以蒸汽吞吐、多元热流体吞吐等热采方式开发的稠油产量约为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2 “双碳”目标背景下稠油开发面临的挑战

1.2.1 稠油热采技术现状

蒸汽吞吐是目前最成熟的热采技术之一。长期以来,采用蒸汽吞吐方式开采的稠油产量一直占CNPC稠油总产量的50%以上。蒸汽吞吐开发方式的优点

是操作简单、油藏适应性强、投产见效快,缺点是随着蒸汽吞吐轮次的增加,蒸汽及其热前缘波及半径扩展速度变缓,大量的热量反复加热近井地层,导致热效率下降,油气比降低。蒸汽吞吐技术自大规模应用以来,先后经历了多次改进和完善。近些年依靠多井联动吞吐、多介质吞吐^[2-3]等技术的研发和应用,延长了油井的吞吐生产周期。目前CNPC蒸汽吞吐开发区块都已经进入开发后期,可采储量平均采出程度达到90%,大量区块开发完全成本(操作成本+折旧折耗+税费+期间费用)超过了440美元/t(70美元/桶)。“十四五”(2021—2025年)期间及今后,除非有较大规模新发现的稠油储量或现有难动用稠油区块投入蒸汽吞吐开发,否则依靠蒸汽吞吐开发的稠油产量规模将有较大幅度地下降。大部分蒸汽吞吐老区如果要继续实现经济开发,只能转换开发方式。

蒸汽驱通常被认为是蒸汽吞吐后期的有效接替技术,可以在蒸汽吞吐基础上大幅度提高原油采收率。

蒸汽驱技术对油藏平面连续性和井网完善程度的要求高,其油藏适应性比蒸汽吞吐差。此外,蒸汽驱过程中以注入井为中心向外不断扩大的蒸汽腔向上、下盖层的热损失不可避免且无法直接利用,导致蒸汽驱的热效率较低。有学者根据多种方法评价认为,蒸汽驱初期热效率较高,随着蒸汽前缘推进、超覆面积的扩大,热效率会逐渐降低到约 40%^[13-14]。因此,世界上成功且规模性的蒸汽驱项目屈指可数,比较著名的蒸汽驱项目有美国的 Kern River 蒸汽驱项目^[15]和印度尼西亚的 Duri 蒸汽驱项目^[16-17]。Kern River 蒸汽驱项目自 20 世纪 80 年代开始开发,油气比长期维持在约 0.12,后经过不断降低注汽量和控制蒸汽突破,并利用油层下部水平井实现重力泄油,才使得该项目的油气比上升到 0.25。Duri 蒸汽驱项目投产以后 15 年内油气比一直保持在约 0.20。中国成功的蒸汽驱项目规模较大的是新疆九 6 区浅层稠油蒸汽驱项目和辽河齐 40 块中一深层稠油蒸汽驱项目^[18]。其中,新疆九 6 区蒸汽驱项目的初期油气比约在 0.20,随着时间的推移,油气比逐渐降低到 0.10 以下,目前仅有约 0.06。辽河齐 40 块蒸汽驱项目的初期油气比保持在约 0.20,目前油气比只有 0.12。从整个蒸汽驱的阶段可以看出,上述 4 个蒸汽驱项目平均油气比都小于 0.20,即都需要注入 5 t(水当量)以上的蒸汽才能采出 1 t 原油。近年来,CNPC 依靠蒸汽驱开发的稠油产量保持在 130×10^4 t/a 以上,主要依靠多介质蒸汽驱、超稠油蒸汽驱等^[19]技术攻关和突破。通过多介质蒸汽驱技术,用较低成本的介质(非凝结气体和少量降黏剂等)辅助降黏和保持蒸汽腔压力,从而降低了蒸汽使用量,提高了油气比,并延长了蒸汽驱的经济有效生产时间。多介质蒸汽驱一般可在原蒸汽驱基础上进一步提高采收率 8%~10%,同时也使蒸汽驱项目能够经济有效实施的深度界限由原来的 1 000 m 以内扩展到 1 400 m 以内。通常认为,蒸汽驱原油黏度上限应小于 10 000 mPa·s,否则可能面临“驱不动”的问题。通过室内实验和矿场试验表明,辽河油田在油藏经历了多轮次蒸汽吞吐以后,井间温度场重新分布并形成了大范围水动力联通的情况下,通过合理的井距和适当的预热启动,原油黏度在 50 000 mPa·s 以上的油藏也能够实现有效蒸汽驱。超稠油汽驱在曙一区超稠油油藏上实现了规模应用^[20],从而将蒸汽驱技术应用的油藏范围拓展到超稠油油藏,在一定程度上弥补了蒸汽驱老区的产量递减。但类似新疆九 6 区的蒸汽驱稠油老区已经进入开发末期,当前的油气比只有 0.06,这种情况下后续调整挖潜的空间越来越小,继续蒸汽驱在经济上不可行。

SAGD 是目前超稠油油藏最经济有效的开发方式

之一,在加拿大、俄罗斯等国家进行了大规模应用。加拿大的 SAGD 项目有很多,国内相关学者对此关注也较多。还值得关注的是俄罗斯 Alshachinskoe 的 SAGD 项目^[21],由鞅鞅石油公司运行不到 10 年,目前的产油量就已达约 300×10^4 t/a。CNPC 所属油田 SAGD 开发的稠油产量超过 200×10^4 t/a。中国 SAGD 项目主要集中在辽河曙光油田和新疆风城油田。统计目前所有的热采方式,SAGD 方式所获得的平均单井产量最高、油藏/区块总体开发效益最好。以辽河杜 84 块为例,该区块使用 SAGD 开发投产以来,先后培育了 18 口产量超过 100 t/d 的油井,最高单井累积产油量超过了 40×10^4 t,平均油气比为 0.22。

SAGD 技术推广的主要障碍是该技术对油藏条件要求较高,特别是对油层纵向连续厚度要求较苛刻,中国能够应用 SAGD 开发的稠油油藏储量规模有限。CNPC 经过“十三五”(2016—2020 年)攻关,在传统双水平井 SAGD 模式的基础上,针对中国超稠油油藏在纵向上夹层较为发育的特点,发展了超稠油直井-水平井组合的 SAGD 模式^[6-7],通过直井注汽提高了蒸汽腔的波及范围,并将 SAGD 实施连续油层厚度界限由 15 m 降至 12 m,有效扩展了该技术应用的油藏范围。

近 10 年来,CNPC 注空气火驱关键技术^[22-30]取得重大进展,为注蒸汽开发稠油老区提供了战略性接替技术。2021 年,直井井网火驱开发稠油产量达到 40×10^4 t。理论上,火驱技术是一种末次采油技术^[22,27],既可以应用于原始油藏,也可以应用于注水、注蒸汽开发后的油藏。油藏应用火驱方式开发后,可以大幅度提高原油采收率,但此后不会再有也没有必要再有其他开发方式。新疆红浅 1 井区火驱先导试验项目^[23-24]在火驱开发阶段的累积产油量为 15.6×10^4 t,累计空气油比为 $2 900 \text{ m}^3/\text{m}^3$,火驱阶段采出程度为 36.6%,最终采收率达到 65.5%。火驱技术的出现使原先处于废弃状态的蒸汽开发后油藏重新实现商业开发,显示了很好的应用前景。中国火驱技术应用规模最大的油田是辽河油田,产量超过 30×10^4 t/a,其次是新疆油田,产量约为 10×10^4 t。目前中国火驱技术应用的场景大多是注蒸汽以后高采出程度油藏,应用的油藏类型多样,既包括相对简单的单层油藏^[23],也包括比较复杂的薄互层油藏^[27-28]、厚层块状油藏^[29]和边底水油藏^[30]。尽管在火驱相关机理的认识上取得了较大突破,但对不同类型油藏火驱如何利用现有井网最大限度提高储量动用程度还有待进一步攻关。得益于中国空气压缩机行业整体的技术进步,火驱技术在注气环节所发生的成本在近年来有较大幅度地下降,但火驱产出尾气处理等相关的工艺技术还没有经历充分迭

代。在国家对环保要求越来越严格的情况下,能否通过技术升级和迭代较大幅度地降低火驱尾气处理成本,是未来火驱项目能否具备技术经济竞争力的关键。

1.2.2 “双碳”目标背景下稠油热采面临的挑战

相比于水驱、化学驱等冷采开发方式,稠油热采开发过程是相对高耗能和高碳排的过程。原油生产过程中吨油碳排放的计算包括4个部分:①从井口及地面系统向大气中逸散的甲烷等轻烃折算的二氧化碳排放量;②直接消耗含碳燃料产生的二氧化碳排放;③消耗的电力折算的二氧化碳排放;④消耗的产品、材料折算的二氧化碳排放。由CNPC稠油在不同开发方式下的吨油碳排放量对比(图2)可以看出,稠油热采过程中的吨油碳排放量要远大于水驱等冷采过程。通常稠油的各种开发方式在举升、井口逸散和地面处理等环节发生的碳排放量差别较小,在注入环节的碳排放量差别较大。在注蒸汽热采过程中,生产1t稠油所产生的碳排放量主要取决于所需的蒸汽注入量(油气比或汽油比)。在3种注蒸汽热采开发方式中,蒸汽驱的油气比最低,生产1t原油消耗的蒸汽量最大,吨油碳排放量也最大。需要指出的是,图2中在计算火驱注入环节的碳排放量时,既包括了注入空气与地下原油发生高温氧化反应(燃烧)所产生的二氧化碳排放量,也包括了空气压缩机所消耗的电折算成的碳排放量。目前占中国火驱产量70%以上的辽河油田火驱项目在开发过程中经常在生产井采用小规模蒸汽吞吐作为引效增产措施,因此这部分蒸汽也折算成碳排放量计算在内。需要指出的是,图2所给出的碳排放量计算数据仅供学术研究探讨之用,不作为碳交易计算的依据。

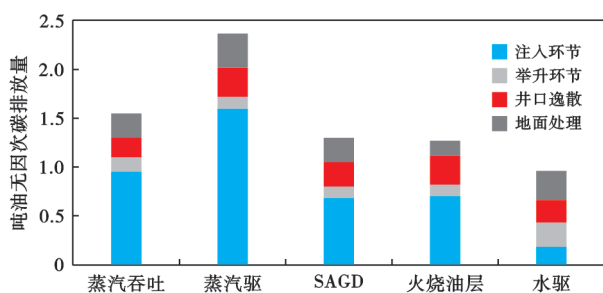


图2 CNPC稠油不同开发方式下吨油碳排估算结果对比

Fig. 2 Comparison of estimated carbon emissions per ton of heavy oil in CNPC under different development techniques

2021年12月30日,国务院国有资产监督管理委员会印发《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》^[31],要求到2025年,中央企业万元产值综合能耗、二氧化碳排放较2020年分别下降15%、18%。在国家层面的“双碳”目标背景下,作为中国稠油生产的龙头企业,CNPC已制定了自己的

“双碳”目标,确定了“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署,力争到2025年左右实现碳达峰,2050年左右实现净零排放。经初步估算,热采方式开发的稠油在CNPC以占比不到8%的原油产量,贡献了超过30%的油气上游碳排放量。在国家 and 公司层面“双碳”目标背景下,稠油热采方式与其他的原油开发方式相比,面临着更大的减排压力。在这种情况下,还要不要维持现有的稠油产量规模,未来稠油资源应该如何开发,还有没有必要继续发展稠油热采技术,都需要给出明确的回答。

2 稠油在上、中、下游全产业链的价值及稳产的必要性

2.1 中国主产油区的稠油特性

相对于传统原油,稠油中胶质、沥青质、硫和重金属等含量高,具有较高的黏度、密度和残炭值,轻质馏分含量低,减压渣油含量一般在60%以上。就炼化技术而言,稠油中较高的重金属含量会加速其加工过程中催化剂的失活。由于稠油原料和汽油、柴油等产品标准差距较大,且渣油量大,加之硫、氮、金属、酸等难处理组分含量高,如果将稠油转化为汽油、航煤、柴油等燃料,无论采用加氢途径还是脱碳途径,均会导致稠油加工工艺复杂、成本增加,这也正是部分炼油厂不愿过多接收稠油的原因。但是随着稠油深加工工艺的进步和特种加工产品的生产,稠油特别是中国独有的环烷基稠油的燃料属性不断弱化、化工原料属性不断强化,其在下产业链的价值逐步显现。

原油按照化学组成可分为石蜡基原油、中间基原油和环烷基原油。中国辽河、新疆、胜利及渤海油田生产的稠油一般属于环烷基原油。相对其他两类原油,环烷基原油含有相对较多的环烷烃和芳香烃。环烷基原油所生产的汽油辛烷值较高,柴油的十六烷值较低,润滑油馏分中含蜡量较少或几乎不含蜡、凝点低^[32]。环烷基原油属于稀缺资源,其储量只占世界已探明石油储量的2.2%^[32],被称为石油中的“稀土”,被公认为是生产电气绝缘油和橡胶油的优质资源。全球只有中国、美国和委内瑞拉等国家拥有环烷基原油资源。目前全世界环烷基润滑油产能的80%在美国。中国的环烷基原油主要存在于新疆油田、辽河油田以及渤海湾盆地的一些油区,总储量占全世界环烷基原油总储量的1/4^[33]。辽河油田环烷基原油主要分布在欢喜岭油田、曙光油田、高升油田和海外河油田,其中欢喜岭油田环烷基原油最为丰富,曙光油田曙一区超稠油也为环烷基原油。新疆克拉玛依油田环烷基原油资源比辽河油田更为丰富,主要分布在风城油田、九区、红山

嘴红浅等区块,产量超过 $300 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。此外,渤海油田在蓬莱 19-3 区块和绥中 36-1 区块也发现了数亿吨储量的环烷基稠油^[32]。

2.2 稠油的下游产业链及其重要性

环烷基原油的加工方案一般是沿着“燃料—润滑油—沥青—化工原料”的流程来安排的^[34]。以稠油为原料可以生产出低凝点柴油、变压器油、冷冻机油、橡胶填充油、BS 光亮油、白油、金属加工油、润滑脂、高等级道路沥青、三苯(苯、甲苯、二甲苯)化工原料等产品^[32],在航空航天、军工、机械制造、汽车制造、基础建设、石油化工等下游行业的产业链中占据至关重要的位置。

(1) 特种变压器油。特高压输电技术^[35-36]主要用于超大容量、超远距离的电力传输,是推动中国大规模跨区域能源优化配置的核心技术。特种变压器油是起绝缘、冷却和灭弧等作用的液体绝缘材料,其性能直接影响了特高压输电技术中变压器性能的优劣。根据基础油来源的不同,变压器油主要可分为矿物油变压器油、植物油变压器油、硅油变压器油和合成酯变压器油 4 大类,其中矿物油变压器油约占 95% 以上的市场份额^[37]。环烷基稠油凝点低(通常在 $-30 \text{ }^\circ\text{C}$ 以下)、抗击穿电压高,是国内外公认的生产变压器油的理想原料^[38]。

(2) 冷冻机油。冷冻机油一般指制冷压缩机专用润滑油。冷冻机油用于润滑制冷压缩机的各摩擦副,是压缩机能够长期高速有效运行的关键。环烷基冷冻机油具有润滑性能好、与制冷剂不起反应以及优异低温流动性能等特点^[39]。2014—2021 年中国冷冻机油需求量持续增长,由 2014 年的 $14.90 \times 10^4 \text{ t}$ 增长到 2021 年的 $18.14 \times 10^4 \text{ t}$ 。中国冷冻机油均价在 $8500 \sim 11000 \text{ 元/t}$ 。稠油由于具有环烷基属性和低凝点等特性,是生产环烷基冷冻机油的最佳原料。

(3) 橡胶填充油。橡胶填充油、生胶、炭黑是橡胶生产的 3 大原料,其不仅能改善橡胶的塑性,降低橡胶黏度和混炼温度,还可显著改善橡胶的理化性能和加工性能^[40-42]。中国橡胶油的表现消费量从 2017 年的 $174.65 \times 10^4 \text{ t}$ 增长到 2022 年的 $229.14 \times 10^4 \text{ t}$,预计到 2026 年时需求量将达到 $309 \times 10^4 \text{ t}$ 。按照原料种类的不同,可将橡胶填充油分为石蜡基、芳香基和环烷基 3 种。其中石蜡基橡胶填充油相容性和低温性较差;芳香基橡胶填充油的使用性能较好,但颜色深、污染大,在日益提高的环保要求下被逐渐淘汰;环烷基橡胶油兼具石蜡基橡胶油、芳香基橡胶油的优点,其乳化性、相容性较好,无污染、无毒害,且具有较高的经济价值,2019—2021 年,环烷基橡胶填充油均价为 6100 元/t ,2022 年涨至 8400 元/t ,随着市场需求的增大,预测其

价格还将会进一步增高。

(4) 高性能沥青。稠油因其独特的理化性质,制成的沥青延度高、塑性强,具有理想的流变性能,且易与石料结合,高温不易流淌,同时有较强的抗车辙能力、抗老化性能以及低温时的抗形变能力,制成的路面不易开裂,特别适用于高寒、高纬度、高海拔的路面建设,具有极强的战略价值,在民用道路建设方面,稠油也是首选的沥青原料^[43]。

(5) 沥青基碳纤维。碳纤维是由有机纤维在高温环境下碳化形成的碳主链结构,根据原料不同,碳纤维可分为聚丙烯腈(PAN)基碳纤维、沥青基碳纤维、黏胶基碳纤维、气相生长碳纤维等^[44]。沥青基碳纤维是碳纤维产业的第二大品种,占全球产量的 7%,具有极强的力学性能,尤其是弹性模量,沥青基碳纤维的弹性模量最高是聚丙烯腈基碳纤维弹性模量的 1.5 倍^[45],此外其还具有优秀的传热、导电性能和较低的热膨胀系数,可以和树脂、金属、碳等复合制成高性能复合材料,用于航空、航天、核能等 PAN 基碳纤维性能所不及的高技术领域,作为高温烧蚀材料和高温结构材料使用。还可用作高导热材料、风力发电叶片复合材料增强剂等^[46]。长期以来,中国国内市场对含碳量高于 90% 的无机高分子碳纤维的进口依存度平均约为 60%^[47],稠油沥青得益于其较强的环烷基属性,具有丰富的多环芳烃和杂原子,且成本较低,可以作为制备沥青基碳纤维的优质原料,为长期以来的碳纤维进口依赖问题提供了解决方案,并且在合成碳基储能材料方面还具有较大的潜力。

(6) 低凝点柴油。低凝点柴油除了保障中国北部地区的冬季用油外,更重要的是为坦克、装甲车在寒冷地区提供燃料,因此低凝点柴油的储备是中国军工与国防的重要保障之一。常见的低凝点柴油有 -35 号和 -50 号两种,对应的凝点不高于 $-35 \text{ }^\circ\text{C}$ 和 $-50 \text{ }^\circ\text{C}$ ^[48]。相比于石蜡基原油和中间基原油,具有环烷基属性的稠油更适合生产低凝点柴油,且原料价格更为低廉。

(7) 三苯化工原料。在化工生产中,三苯是三大合成材料(合成纤维、合成橡胶以及合成树脂)中不可或缺、无可替代的重要的化工原料,主要产自催化重整工艺和蒸汽裂解工艺。以稠油为原料生产的石脑油(直馏汽油馏分)链烷烃含量较低,且具有很高的芳烃潜含量,是优质低价的催化重整原料。

近年来,中国进口原油的性质以石蜡基和中间基为主,没有环烷基原油,这就意味着,目前及未来相当长的一段时间内中国国内对环烷基原油的需求无法通过进口的方式来补充^[49-51]。近年来,中国国内以稠油为原料生产高端润滑油等下游产品的市场需求持续增

长。以特种变压器油为代表的特种油品及高性能沥青的生产原料极度依赖稠油(环烷基原油)。同时稠油是多种特种油品的主要原料,受市场供需关系影响较小,在保证商品价格稳定的同时,具有较强的国防战略价值。因此,确保国内稠油上游产量稳定,对下游相关产品的供应链/价值链的稳定至关重要。

3 “双碳”目标背景下的稠油开发策略

3.1 推动稠油加工产业升级,加大稠油产品开发力度

目前中国正处于能源结构改革,产业结构调整的过程中,国家发展和改革委员会《产业结构调整指导目录(2019年本)》^[52]、中国石油和化学工业联合会《石油和化学工业“十四五”发展规划》^[53]等文件中指出,炼油产品结构调整的重要方向是“油转化”“油转特”,这就要求油公司在“减油增化”工作稳步开展的同时,也要注重新技术的开发。尤其是在“油转特”过程中,因产品种类多,工艺独特性强,进口依赖度高,亟须开展相关技术的国产化研发工作,而其研发工作的重中之重就是选择合适的原料。中国的稠油资源储量丰富,陆上稠油资源约占油气资源的20%以上,稠油因其具有较强的环烷基属性,以稠油为基础原料的化工加工路线在产品附加值上具有优势。而且,稠油是生产特种润滑油、道路沥青、高黏沥青、橡胶油等产品的稀缺优质原料,在国防、国家重大战略工程、航天航空、国家基础设施建设等领域中具有无可替代的战略价值,目前稠油加工产业已经成为促进中国石油工业发展和国家经济增长的重要支柱产业之一。陆上稠油具有黏度大、含硫量高、埋藏深等特点,开采过程能耗大、排放大。以稠油为原料生产轻质燃料油产品时,不但产品质量差、收率低,且经济效益较差,目前市场对轻质燃料油的需求已经饱和,中国在稠油加工与开发方面仍有较大空白。因此推动稠油加工产业升级,加大稠油高附加值、高战略价值产品开发力度已经成为中国石油化工行业的主要任务之一。

同时还应该看到,目前中国国内稠油定价机制尚存在不合理的地方。以CNPC为例,长期以来每吨稠油的价格一般要比轻质油和中质油价格低15%~20%。这种价格形成机制的内在逻辑就是在2.1节中提到的,仅注重稠油的燃料属性。与此同时在另一方面,稠油开发特别是热采开发的吨油成本往往要远高于稀油开发。在投入端和产出端双重挤压下,稠油油藏开发效益要大大低于稀油开发。随着下游企业对稠油加工路线的调整和改变,稠油的化工原料属性将更为凸显。现有的以燃烧属性为主的稠油定价机制既不能体现稠油的开采成本,也不能体现稠油的化工原料

属性和稀缺性,因此应该进行适当调整和理顺。这将有助于上游企业对稠油开发的规划和决策,也有助于保护上游企业稠油开发和技术攻关的积极性,更有助于保障整个产业链/供应链的安全和稳定。

3.2 优化和改进传统热采方式,实现进一步提质增效和节能减排

3.2.1 提高注蒸汽开发油汽比、降低吨油碳排放

目前稠油老区大部分蒸汽吞吐区块的年油汽比都低于0.25,再考虑到每个周期的作业费用,相当多的生产井是没有经济效益的。以辽河油田和新疆油田的蒸汽吞吐区块为例,实际上已经走过了“单井蒸汽吞吐—多井联动组合蒸汽吞吐—多井联动多介质辅助蒸汽吞吐”的历程,井距也从蒸汽吞吐初期的200 m加密到140 m,再到目前的100 m,个别埋藏较浅的多层、厚层油藏蒸汽吞吐井距已加密到70 m,已没有继续加密的空间。

从提高单井周期累积产量和降低吨油碳排放量的角度,多元热流体吞吐^[54-56]是多次蒸汽吞吐后一个较好的选择。蒸汽锅炉向地层注入蒸汽的过程中,锅炉产生的燃烧尾气(烟道气)经过一定的处理后通常要排放到大气中。而多元热流体发生器可以将高温高压蒸汽和燃料燃烧后产生的烟道气一起注入到地层中,这就减少了二氧化碳向大气中的排放。尽管大部分非凝结气体(氮气和二氧化碳)仍然会随着原油从生产井回采到地面,但总有相当一部分会留在地层中。从这个角度看,多元热流体发生器及其多元热流体吞吐技术有助于降低吨油碳排放量。同时,烟道气和蒸汽共同注入地层中,可以发挥多种增产机理^[56],有助于提高单井产量、延长周期生产时间、提高周期累积产量。因此,渤海油田在最初的海上稠油热采试验中选择采用了多元热流体技术^[54,56],在世界上首次实现了海上稠油的热采开发。火烧吞吐技术^[57-58]则是一种既能发挥多元热流体协同增产机理,又能最大限度降低吨油碳排放量的吞吐技术。火烧吞吐是将油层点燃后,向地层连续注入一定量的空气,使燃烧前缘自井底向周围推进5~10 m后,停止注入空气实施焖井、回采。这个过程利用的是空气中的氧气与地层原油发生高温氧化反应(燃烧)所生成的热量,来加热地层及地层中流体。同时地层内燃烧所产生的烟道气会穿过油墙^[59]向周边较大范围扩散,从而形成多元热流体协同效应。与蒸汽锅炉和多元热流体发生器相比,火烧吞吐不需要在地面消耗燃料,相当于减少了地面流程和井筒的热损失,从而减少了这部分热损失所对应的碳排放。笔者所在研究团队早期提出和试验火烧吞吐时采用的是电点火方法,为充分利用稠油老区现有地面注蒸汽设

施,发展出蒸汽辅助化学点火方法,大大降低了井筒燃烧风险和点火成本。目前该技术还处于矿场先导试验阶段,第1批试验4个井次,平均周期累积产量是上一轮蒸汽吞吐的5~10倍,平均稳产期延长120~200d。

注蒸汽热采过程提高油气比、降低碳排放的另一个路径,是将蒸汽锅炉产生的二氧化碳捕集后连同蒸汽一起注入地层,或者将烟道气经过除湿、去机杂等简单处理后再压缩,连同蒸汽一起注入地层,这个过程要和相关的地质、油藏工程研究紧密结合。中国已进行了大量研究和矿场试验,并形成了一批特色技术:在蒸汽吞吐过程中额外注入二氧化碳或烟道气,可以形成多介质复合吞吐^[2]技术;在水平井蒸汽吞吐过程中,同时注入二氧化碳、氮气等非凝结气体之外,再添加一定量的油溶性降黏剂,可以实现 HDCS^[60-61]或 HDNS^[62]技术;在蒸汽驱过程中额外注入二氧化碳或烟道气,可形成非凝结气体辅助蒸汽驱^[63],SAGD过程中额外注入二氧化碳或烟道气,可形成非凝结气体辅助 SAGD^[64-67]。上述过程的非凝结气体注入量、注入时机、注入位置、段塞注入还是连续注入以及注入速度等都须有地质及油藏工程基础研究做支撑。

3.2.2 积极试验和推广火驱技术进一步降低吨油空气消耗量和开发成本

火驱过程中的操作费用在很大程度上体现为空气压缩机消耗的电量(电费)。一般情况下,把地面条件下1m³空气压缩到10MPa注入地层,需要消耗约0.25kW·h的电量。火驱过程中的空气油比(AOR)是指采出1t原油所需要消耗的空气量。火驱项目的AOR越少,对应的吨油碳排放量越低。通常,低黏稠油火驱可以获得1500m³/m³以下的空气AOR值^[68]。中国稠油老区在火驱之前经历过注蒸汽开采、采出程度较高,加之地层原油黏度较大,火驱AOR一般在2300~3000m³/m³。考虑到注入空气消耗的电量、点火过程消耗的能量以及尾气处理端消耗的能量,并将地层燃烧产生尾气中的碳排放量计算在内,同等油藏条件下采用火驱方式开采1t原油的碳排放量仍然要比蒸汽驱开采减少约30%(图2)。因此,从降低稠油热采总体碳排放量角度考虑,在蒸汽吞吐后最好以火驱技术而不是蒸汽驱技术进行接替。

随着火驱工业化试验的推进,火驱能够应用的油藏类型更趋复杂多样。注蒸汽技术系列通常包括蒸汽吞吐、蒸汽驱和蒸汽辅助重力泄油。与之类似,火驱技术通过近些年攻关也延伸出火烧吞吐、直井井网火驱、水平井火烧辅助重力泄油^[69-70]等技术系列。这使得火驱技术应用的油藏范围几乎和注蒸汽技术相当,也使得目标油藏在不得不采用热采方式开发时多了一种选

择。火驱技术要真正实现提质增效、节能减排并大幅提高采收率,首先要在油藏工程上解决一系列问题,如多层/薄互层油藏如何避免单层突进、厚层块状油藏如何克服燃烧带在纵向上的重力超覆,以及边底水油藏如何抑制边底水侵入等等。此外,还要充分利用矿场先导试验、工业化试验取得的经验教训,使井筒和地面工程技术充分试错、工艺装备充分迭代。作为一项新技术,火驱可以大幅提高稠油老区原油采收率,也具有提质增效和节能减排的内在潜力,但同时必须认识到火驱是一项复杂的系统工程,如果没有关键配套工艺技术的充分迭代,就无法降低吨油开采成本,也无法有效降低吨油碳排放量,其技术潜力也就无法发挥。除油藏工程之外,当前制约火驱开发效益的另一个瓶颈是居高不下的产出尾气处理费用。通常情况下,从注气井向地层中注入1m³的空气,就会从生产井产出约0.9m³的尾气。火驱产出尾气中不仅有氮气、二氧化碳,还有少量烃类气体、余氧,甚至可能还有硫化氢。硫化氢可以通过干法或者湿法除硫装置^[71-72]进行除硫,烃类可以通过燃烧或者RTO氧化方式^[73]使其转化成二氧化碳和水。鉴于目前的处理设备还属于第1代,技术成熟度不高,单位处理成本还有较大的下降空间。随着火驱工业化试验规模的不断扩大,火驱配套技术不断完善和升级,火驱开发的吨油成本和碳排放量会逐步下降。目前除了辽河油田、新疆油田现有的火驱项目外,胜利油田在金10块、华北油田在蒙古林砾岩油藏也正在开展火驱矿场试验。另一个能大幅降低火驱过程空气消耗量(同时也会降低尾气处理量)的技术路线是采用湿式火驱^[74-75]代替现有的干式火驱。湿式火驱是在注入空气的同时向地层中注入一定量的水或水蒸汽,其优点是可以充分利用燃烧带前缘产生的热量,降低热前缘峰值温度的同时扩大热前缘的波及范围,从而提高采油速度和单井产量、降低空气消耗量和AOR。

笔者通过室内实验证实,同等油藏条件下,湿式火驱AOR只有干式火驱的60%。湿式火驱还可以改善油墙的分布形态和油、气、水三相相对渗透率,使原来“驱不动”的高黏油藏也能通过火驱开发。需要指出的是,湿式火驱尽管可以提高单井产量、降低空气消耗量,但与干式火驱相比,可能要损失约5%的最终采收率,同时还可能加剧注、采井的腐蚀速度。

3.2.3 优化调整稠油老区热采产量及构成

从稠油老区提质增效的角度以及降低吨油碳排放量的角度上,对现有稠油老区各种热采方式所占比重进行优化调整都是必要的。以CNPC为例,在现有4种稠油热采方式中,吨油开发成本最高的是蒸汽吞吐,

其次是蒸汽驱和火驱,成本最低的是 SAGD。依据各种热采方式所处的开发阶段和油藏适应性,以稠油热采平均吨油成本和平均吨油碳排放量最小为目标函数,研究了对稠油热采方式的产量构成进行优化和调整的总方向。

(1) 压减蒸汽吞吐产量规模。单纯蒸汽吞吐的产量缩减为现有规模的约 50%,同时将一部分油藏条件合适的区块/井组转为多介质吞吐或火烧吞吐开发,继续吞吐没有经济效益的区块/井组转为蒸汽驱或火驱开发。

(2) 稳定蒸汽驱产量规模。对辽河齐 40 块、新疆九 6 区等蒸汽驱进入开发后期的区块,通过剩余油挖潜、多介质蒸汽驱接替遏制其递减速度。同时扩大超稠油蒸汽驱应用规模,保持“十四五”期间蒸汽驱产量基本稳定。

(3) 扩大 SAGD 和火驱产量规模。通过 SAGD 老区扩建、新区建产以及较薄油层直井-水平井组合 SAGD 的规模推广,在“十四五”末期使 SAGD 产量规模达到 $300 \times 10^4 \text{t}$ 。火驱技术通过进一步攻关和工艺迭代,“十四五”末期实现产量 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ 以上。

通过上述优化调整,在“十四五”末期,CNPC 热采稠油的年产规模要比 2021 年下降 $70 \times 10^4 \text{t}$ 以上,按照 $1000 \times 10^4 \text{t}$ 年产规划,这部分热采产量缺口需要通过有限热采、高效冷采等技术攻关和应用来填补。假定现有各种热采开发方式吨油成本和吨油碳排放量保持不变、稠油冷采的吨油成本和吨油碳排放量均与水驱相当。经过测算,在“十四五”末期,将稠油各种开采方式的产量结构优化调整完成后,稠油开发吨油平均成本可在现有基础上下降 18.3%,吨油平均碳排放量可在现有基础上下降 20%。

3.3 针对性研发有限热采技术和低碳蒸汽发生技术

3.3.1 循环热溶剂萃取技术

稠油的黏温特性决定了其在地层条件下流动性差,在不改变其流动性的情况下无法直接将其开采到地面。目前最简单有效的方法是向地层注入热量,通过提高原油的温度来降低其黏度、提高其流动性,这正是注蒸汽热采技术在稠油开发中得到广泛应用的原因。有限热采技术是指使用最小限度的热能消耗(蒸汽、热水或电能等),仍能实现高黏稠油有效开发的技术。与常规的注蒸汽热采相比,有限热采所对应的吨油能耗和碳排放量要大幅下降。循环热溶剂萃取技术就是这样一种有限热采技术。该技术最早是由加拿大大学者^[76-77]提出,开采目标油藏是加拿大油砂。该技术原理和 SAGD 类似,也采用与双水平井 SAGD 相类似的布井模式,油层上部有一口水平井用于注入、油层下

部有一口水平井用于生产,只是整个过程用烃类热溶剂的注入替代蒸汽的注入。该技术特点是全程无水(水蒸汽),热溶剂的注入温度一般只有 $80 \sim 100 \text{ }^\circ\text{C}$ 。与注蒸汽 SAGD 过程相比,其可以把向地层注入的热量节省 80%,即可以将注入环节的碳排放量降低 80%。由于全程无水,可以节省高温产出液脱水等处理费用,但会增加烃类溶剂的回收利用费用。研究结果显示,该技术所获得的单井产量可能略低于 SAGD 过程,最终采收率能达到 60%。对于新发现的浅层特稠油、超稠油油藏,以及目前还没有动用的或处于动用初期的深层稠油油藏,可以借鉴上述类似的技术路线,实现低碳排热采开发。

3.3.2 低碳蒸汽发生技术

在中国光伏、光热和新一代核能技术迅猛发展的背景下,稠油热采过程所需要的蒸汽有望通过绿色低碳的路径得到。其中,较现实的方法是通过光伏、光热系统或小型核反应堆来生产蒸汽,然后将这些蒸汽注入到稠油油藏中用于原油开采。稠油蒸汽吞吐和蒸汽驱过程中,单井蒸汽注入量往往要达到 $100 \sim 150 \text{ t/d}$,SAGD 开发所需的单井蒸汽注入量更高。光伏或光热系统所能产生的蒸汽量,在相当大程度上受限于井场面积等地面条件。

在新疆克拉玛依油田、吐哈鲁克沁油田的戈壁荒漠地貌条件下,地面场地费用足够低,光伏或光热制蒸汽用于热采最有可能实现。同时要考虑到太阳能资源的间歇性,最好在系统设计中包含储能模块。光热产生蒸汽用于热采过程在国外已有应用实例:美国加利福尼亚州 EOR 项目^[78]中所需 20% 的蒸汽是由光热产生,该项目可减少天然气用量 $4.53 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$,较之前方案减少 30% 的碳排放量。阿曼热采先导试验项目^[79]规模相对较小,通过光热可产生 50 t/d 的蒸汽,运行前 10 个月累计节省天然气 $66 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这些项目初步显示,通过光热技术可稳定输出高干度的蒸汽。中国新疆油田也进行了风、光、氢储一体化产生过热蒸汽系统的研究和论证^[80],并准备应用到风城超稠油开发中。采用小型核反应堆制蒸汽也是一条能够产生低碳蒸汽的技术路线。中国核动力研究设计方面的学者^[81]通过对核能-稠油热采技术耦合研究,提出将中核集团开发的“玲龙一号”应用于稠油蒸汽驱过程,并进行了技术方案论证。如果将“玲龙一号”核反应堆功率进一步提升 20%,再通过系统简化优化、双堆布置、智能化运维、先进制造等提高经济性措施,预计可将单位造价降低 30% 以上,计算期含增值税平均蒸汽价可降为 110 元/t。在 30 年财务评价期及折旧完成后,蒸汽价预期可降为 55 元/t。

3.4 大力研发稠油高效冷采技术

3.4.1 稠油油藏聚合物驱技术

在现有的认识水平和技术条件下,通常认为水驱、化学驱等冷采技术只能在地层原油黏度低于 $150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的低黏油藏中应用。高黏稠油油藏进行冷采,往往意味着最终采收率很低。如吐哈鲁克沁超深层稠油油藏地层条件下原油黏度超过 $1000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,由于该油藏埋藏深度超过 2200 m ,考虑到井筒热损失大和地层压力高等因素无法进行注蒸汽开发,最终决定采用水驱开发,但预测水驱阶段采收率只能达到约 12% 。近年国外稠油油藏聚合物驱技术发展较快,新型聚合物已经将稠油聚合物驱从地下原油黏度 $<300 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 拓展到黏度 $<10000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的油藏(可覆盖中国常规蒸汽吞吐开发的普通稠油油藏),油藏温度从 $<50 \text{ }^\circ\text{C}$ 拓展到 $<80 \text{ }^\circ\text{C}$,地层水矿化度从 $<5000 \times 10^{-6}$ 拓展到 $<100000 \times 10^{-6}$,并已经进入工业化试验阶段^[82]。加拿大著名的聚合物驱项目是 CNRL 和 Cenovus 公司的 Pelican Lake 项目^[83],目前产量达到 8400 t/d ,此外还有 Husky 公司的 Tabor South 项目、BlackPearl 公司的 Mooney 项目及 Murphy Oil 公司的 Seal 项目^[84]等,这些项目已经把聚合物驱技术的应用范围从普通稠油油藏拓展到油砂矿区。

聚合物驱在水驱基础上平均提高采收率 10% 以上,这为普通稠油/特稠油非热采提高采收率技术开辟了一条新途径。CNOOC 渤海油田开展海上稠油聚合

物驱矿场试验^[85]证明,聚合物驱可以在水驱基础上提高采收率 $5\% \sim 8\%$ 。海上稠油聚合物驱除了要应对大井距条件下“少井高产”的特殊要求,还要面临无法大量获取淡水资源配备聚合物溶液、平台空间有限产出液处理难、海上环保要求高等诸多挑战。通常地层原油黏度越高,就越需要黏度高的聚合物来改善流度比。而增加聚合物黏度则会降低聚合物的注入能力,同时也意味着较低的单井产量和采油速度,加拿大稠油聚合物驱项目为解决这一问题通常采用水平井注采井网。但用聚合物溶液驱替地层中的稠油,一般只能解决层内的波及问题,对于中国稠油油藏普遍存在的纵向多个油层分布且层间物性差异较大的情况,聚合物驱提高采收率的潜力可能不及预期。

3.4.2 稠油油藏促乳化水驱技术

准东油田吉 7 块的水驱矿场试验^[86]中,吉 008 试验区地下原油黏度在 $150 \sim 554 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,在较长时间的水驱开采过程中,含水率一直保持在 $40\% \sim 50\%$ 波动(图 3)。按照这一趋势,最终水驱采收率将超过 45% ,这完全颠覆了以往对于高黏油藏水驱开发的认知。吉 008 块水驱矿场试验过程中,产出液出现了相对稳定的“油包水”乳状液,黏度升高 $2 \sim 4$ 倍。正是由于这种稳定的乳状液的出现,使得水驱过程具有自适应扩大波及体积的作用。同时,地层及生产井中油水同出也彻底改变了高黏油藏水驱过程中的油、水相对渗透率曲线的形态。

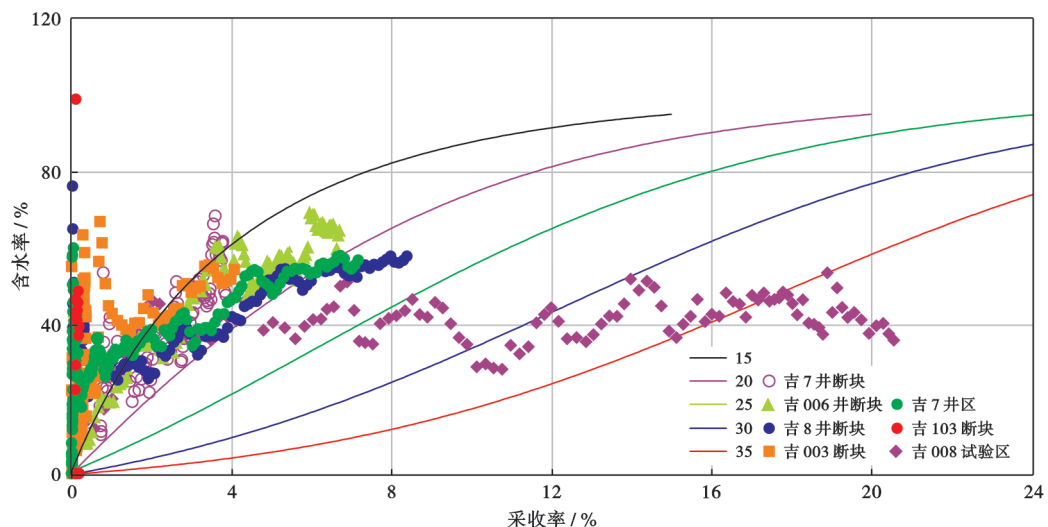


图 3 吉 7 块水驱试验区水驱特征曲线

Fig. 3 Characteristic curve of water flooding at J7 water flooding test site

对于该区块水驱过程中乳状液的成因,笔者团队通过室内实验研究认为,在影响乳状液形成的温度、油水黏度比、含水率、地层水矿化度、地层水 pH 值、地层黏土矿物类型、原油组分、注入水的流速等诸多因素

中,只有每一个因素都处在一个有利的区间,才有可能形成稳定的乳状液。对于吉 7 块来说,各个因素都处于这样的有利区间。吉 7 块这种在水驱过程中没有经过人为干预就自然形成稳定乳状液的情况较为罕见。

笔者团队经过多年的攻关认为,针对特定的油藏条件,设计合适的促乳化配方体系,是能够在水驱过程中形成稳定的乳状液,从而达到油水同出、大幅提高高黏稠油水驱采收率的目的。鉴于这只是室内实验的初步成果,要实现大规模矿场应用,还有很多研究工作要做。对于“双碳”目标背景下的高黏稠油油藏,这是一条有理论支撑、技术经济上可行、节能减排效果显著、应用前景广阔的技术路线。

3.4.3 溶剂(掺稀)降黏开采稠油技术

掺稀降黏的机理是利用相似相溶原理,通过向稠油中掺入黏度小的轻质油或其他有机溶剂来降低重质组分(主要为胶质和沥青质)的相对含量,从而达到降黏和提高流动性的目的。掺稀降黏技术多应用于深层稠油的井筒举升和稠油的地面输送环节,如吐哈鲁克沁超深层(埋深为2200~2600 m)稠油油藏^[87]和新疆塔河超深层(埋深为5000 m以上)稠油油藏^[88]在开发过程中就采用井筒掺稀降黏举升和地面掺稀集输。将低黏度的轻质油或溶剂直接注入稠油油藏中来提高单井产量和采收率,目前还没有见到矿场实例。有学者提出将低黏原油或原油中蒸馏出来的轻质馏分与非凝结气体(天然气、氮气、二氧化碳和烟道气等)组合注入稠油油藏进行多轮次吞吐开采,并获得了专利授权^[89]。该技术的关键是要考虑注入的轻质原油与地层稠油之间的配伍性,并优化各轮次注入流体配比及注入段塞大小。

需要指出的是,将轻质馏分注入地层开采稠油,这个注采过程表面上是低碳排放的冷采过程,但考虑到将原油蒸馏出轻质馏分所消耗的能量和对应的碳排放量,这个过程能否实现大幅减排还需要认真测算。如果被开发的稠油油藏附近具备充足的稀油资源,采用该技术不仅可以实现稠油的低碳开采,还有可能在经济上更具可行性。该技术可以在最初几个吞吐开采周期内较大幅度提高单井产量,但难以大幅提高采收率。要大幅提高采收率,就必须考虑将轻质油与气体组合后连续注入的驱替开发模式,这又会导致开发成本大幅上升,经济性难以保证。

3.4.4 稠油油藏二氧化碳蓄能压裂吞吐技术

二氧化碳蓄能压裂技术一般应用于低渗透油藏及致密油藏。将该技术应用到深层稠油油藏中,可以实现压裂储层改造与非凝结气体吞吐相结合,能够大幅度延长油井压裂后稳产时间,从而大幅度提高周期累积产油量。对于原始地层压力较高的深层低渗稠油油藏,在压裂前置非凝结气体,不但能够在储层改造中形成更为复杂的缝网体系,有效提高泄油面积,同时气体溶解于原油中容易形成泡沫油,可以改善流动能力。在

新疆吉101井断块的JHW1205井、吉7井区JHW6008井和JHW6009井3口水平井上实施的CO₂前置蓄能体积压裂后,单井累计生产时间达到721~795 d,产液量为827~10497 t,评价单井产油量为11.8~13.2 t/d^[90]。在蓄能压裂投产一定时间后单井产量达到经济极限时,可以再次通过注入非凝结气体—焖井—回采过程,实现下一轮的生产。这个过程与蒸汽吞吐、多元热流体吞吐和火烧吞吐相同,可以持续实施若干个轮次。与所有吞吐开采方式相同,二氧化碳蓄能压裂吞吐技术也面临着随着吞吐轮次增加效果逐渐变差的问题,也需要考虑后续如何进一步提高原油采收率的问题。

3.4.5 微生物采油技术

微生物采油技术主要是利用注入地层的微生物繁殖代谢产生生物表面活性剂及气体、酸、聚合物等乳化或降解原油,补充地层能量,降低油水界面张力并提高原油流动性^[91],微生物采油技术在稠油老区也有一定的应用潜力。微生物采油技术可以分为微生物吞吐和微生物驱。胜利油田近年来在低效稠油老区开展了微生物采油矿场试验^[92],得到了较好的开发效果。其中,在桩西油田(地层温度为70℃,地面脱气原油黏度为2727~9196 mPa·s,油藏埋深超过1500 m)现场实施微生物驱后166 d内增产原油915 t,产出原油黏度下降50.1%,投入产出比为1:9.07。胜利油田统计实施微生物吞吐的34口井,平均单井增油193 t,投入产出比为1:3.9。微生物采油方法优点是施工相对简单、吨油开采成本较低、环境相对友好,缺点是对应的采油速度慢、单井产量低。值得关注的是,微生物采油过程中也容易形成稳定的乳状液。

4 结论

(1) 中国稠油开发方式以蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD和火驱等热采方式为主。蒸汽吞吐开发稠油老区进入普遍开发中、后期,油气比持续下降、开发成本持续上升,未来有相当多的区块需要转换开发方式(如蒸汽驱、火驱)。传统蒸汽驱技术热效率相对较低、适用的油藏规模有限,多介质蒸汽驱、超稠油蒸汽驱技术的进步,弥补了蒸汽驱老区产量的递减。SAGD技术对油藏纵向连续厚度要求高,直井-水平井组合模式SAGD扩展了该技术的应用范围,“十四五”期间这部分产量有望实现稳中有升。火驱技术实现了规模化应用,但尾气处理等关键技术远未经充分迭代,火驱成本还有进一步下降的空间。

(2) 稠油热采过程中的吨油碳排放量要远大于水驱等冷采过程。在所有热采方式中,蒸汽驱技术对应的吨油碳排放量最大,其次是蒸汽吞吐。在“双碳”目

标背景下,以“高能耗、高碳排”为特征的传统热采方式面临着“提质增效和节能减排”双重挑战。鉴于中国稠油主产区生产的环烷基稠油的稀缺性及其高端化工原料属性,其下游产品如特种变压器油、冷冻机油、橡胶填充油及高等级沥青等所具有较高的附加值,同时考虑到中国国内环烷基稠油短期内很难通过进口替代,中国稠油上游生产虽然面临双重挑战,仍需保持产量的相对稳定,这对确保整个产业链/供应链的稳定至关重要。

(3) 在“双碳”目标背景下,要实现稠油“提质增效和节能减排”双重目标,在政策层面要适当调整和理顺稠油定价机制,使其更多体现稠油的化工原料属性。在技术层面的对策包括:持续改进注蒸汽热采技术,提高油汽比;积极试验和推广火驱技术,降低吨油成本;优化调整各种热采方式的产量结构;针对性研发循环热溶剂萃取等有限注汽热采技术,并积极探索利用光、热和小型核反应堆生产蒸汽的技术;大力研发聚合物驱、促乳化水驱等高黏稠油高效冷采技术;探索和试验溶剂降黏冷采、二氧化碳聚能压裂吞吐等针对超深层稠油、低渗稠油等难动用稠油储量的高效动用技术。

致谢 感谢中国石油大学(北京)重质油国家重点实验室蓝兴英教授及其团队在稠油加工方面提供的专业指导。

参 考 文 献

- [1] 孙焕泉,刘慧卿,王海涛,等. 中国稠油热采开发技术与发展方向[J]. 石油学报,2022,43(11):1664-1674.
SUN Huanquan, LIU Huiqing, WANG Haitao, et al. Development technology and direction of thermal recovery of heavy oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1664-1674.
- [2] 王秀清,张宝龙. 组合式蒸汽吞吐数值模拟优化研究[J]. 特种油气藏,2004,11(3):49-52.
WANG Xiuqing, ZHANG Baolong. Optimization of numerical simulation of integral cyclic steam stimulation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 11(3): 49-52.
- [3] 沈德煌,张义堂,张震,等. 稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO₂ 吞吐开采研究[J]. 石油学报,2005,26(1):83-86.
SHEN Dehuang, ZHANG Yitang, ZHANG Zhen, et al. Study on cyclic carbon dioxide injection after steam soak in heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 83-86.
- [4] 王海生. 超稠油驱泄复合立体开发关键参数研究与探讨[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(4):93-100.
WANG Haisheng. Research and discuss on key parameters of steam flooding and gravity drainage tridimensional development in super heavy oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(4): 93-100.
- [5] 崔传智,郑文乾,祝仰文,等. 蒸汽吞吐后转降黏化学驱加密井位优化方法[J]. 石油学报,2020,41(12):1643-1648.
CUI Chuanzhi, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. A method for optimizing the location of infill wells exploited by viscosity reduction chemical flooding after steam huff and puff stimulation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1643-1648.
- [6] 钱根葆,孙新革,赵长虹,等. 驱泄复合开采技术在风城超稠油油藏中的应用[J]. 新疆石油地质,2015,36(6):733-737.
QIAN Genbao, SUN Xin'ge, ZHAO Changhong, et al. Application of vertical-horizontal steam drive process to Fengcheng extra-heavy oil reservoir, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(6): 733-737.
- [7] 刘尚奇,王晓春,高永荣,等. 超稠油油藏直井与水平井组合 SAGD 技术研究[J]. 石油勘探与开发,2007,34(2):234-238.
LIU Shangqi, WANG Xiaochun, GAO Yongrong, et al. SAGD process with the combination of vertical and horizontal wells in super-heavy oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 234-238.
- [8] 高永荣,刘尚奇,沈德煌,等. 氮气辅助 SAGD 开采技术优化研究[J]. 石油学报,2009,30(5):717-721.
GAO Yongrong, LIU Shangqi, SHEN Dehuang, et al. Optimization of N₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 717-721.
- [9] 霍进,桑林翔,樊玉新,等. 风城超稠油双水平井蒸汽辅助重力泄油开发试验[J]. 新疆石油地质,2012,33(5):570-573.
HUO Jin, SANG Linxiang, FAN Yuxin, et al. Test of steam assisted gravity drainage (SAGD) process for super heavy oil exploitation in Fengcheng field by pair of horizontal wells[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(5): 570-573.
- [10] GUO Erpeng, JIANG Youwei, GAO Yongrong, et al. A new approach to improve recovery efficiency of SAGD[R]. SPE 183741, 2017.
- [11] 关文龙,席长丰,陈亚平,等. 稠油油藏注蒸汽开发后期转火驱技术[J]. 石油勘探与开发,2011,38(4):452-462.
GUAN Wenlong, XI Changfeng, CHEN Yaping, et al. Fire-flooding technologies in post-steam-injected heavy oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 452-462.
- [12] 王元基,何江川,廖广志,等. 国内火驱技术发展历程与应用前景[J]. 石油学报,2012,33(5):909-914.
WANG Yuanji, HE Jiangchuan, LIAO Guangzhi, et al. Overview on the development history of combustion drive and its application prospect in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(5): 909-914.
- [13] 赖令彬,潘婷婷,胡文瑞,等. 基于蒸汽超覆的稠油蒸汽驱地层热效率计算模型[J]. 重庆大学学报,2014,37(5):90-97.
LAI Lingbin, PAN Tingting, HU Wenrui, et al. A calculation model for thermal efficiency based on steam overlap in heavy oil steam flooding[J]. Journal of Chongqing University, 2014, 37(5): 90-97.
- [14] PRATS M. The heat efficiency of thermal recovery processes resulting from non-uniform vertical temperature profiles[R]. SPE 23744, 1992.
- [15] CARPENTER C. Horizontal steam injectors in the Kern River field[J]. Journal of Petroleum Technology, 2018, 70(6): 82-83.
- [16] GAEL B T, GROSS S J, MCNABOE G J. Development planning and reservoir management in the Duri steam flood[R]. SPE 29668, 1995.
- [17] SUTADIWIRIA G, AZWAR N. The effect of unplanned shut-down to world's largest steamflood project, Duri field Indonesia

- [R]. SPE 150516, 2011.
- [18] 赵洪岩. 辽河中深层稠油蒸汽驱技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(增刊1): 110-114.
ZHAO Hongyan. Study and application of heavy oil steam flooding in mid-deep layers in Liaohe oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(S1): 110-114.
- [19] 周大胜, 胡新正, 孟强, 等. 杜 229 块超稠油油藏二次开发潜力研究及认识[J]. 特种油气藏, 2007, 14(6): 35-39.
ZHOU Dasheng, HU Xinzheng, MENG Qiang, et al. Study and understanding of secondary development potential in Du229 ultra-heavy oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2007, 14(6): 35-39.
- [20] 赵洪岩, 葛明曦, 张鸿. 辽河油田超稠油蒸汽驱技术界限研究与应用[J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 98-103.
ZHAO Hongyan, GE Mingxi, ZHANG Hong. Research and application of steam flooding technical limit for super heavy oil in Liaohe oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 98-103.
- [21] SUAMI G A S, DA SILVA GRACIAS ALCIDIU M, AFANASIEV ICH S V, et al. Application of the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) method in the heavy oil fields[J]. The Eurasian Scientific Journal, 2021, 3(13): 42SAVN321.
- [22] 关文龙, 张霞林, 席长丰, 等. 稠油老区直井火驱驱替特征与井网模式选择[J]. 石油学报, 2017, 38(8): 935-946.
GUAN Wenlong, ZHANG Xialin, XI Changfeng, et al. Displacement characteristics and well pattern selection of vertical-well fire flooding in heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(8): 935-946.
- [23] 席长丰, 关文龙, 蒋有伟, 等. 注蒸汽后稠油油藏火驱跟踪数值模拟技术——以新疆 H1 块火驱试验区为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 715-721.
XI Changfeng, GUAN Wenlong, JIANG Youwei, et al. Numerical simulation of fire flooding for heavy oil reservoirs after steam injection: a case study on Block H1 of Xinjiang oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 715-721.
- [24] 张霞林, 关文龙, 刁长军, 等. 新疆油田红浅 1 井区火驱开采效果评价[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 465-469.
ZHANG Xialin, GUAN Wenlong, DIAO Changjun, et al. Evaluation of recovery effect in Hongqian-1 wellblock by in-situ combustion process in Xinjiang oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 465-469.
- [25] 关文龙, 马德胜, 梁金中, 等. 火驱储层区带特征实验研究[J]. 石油学报, 2010, 31(1): 100-104.
GUAN Wenlong, MA Desheng, LIANG Jinzhong, et al. Experimental research on thermodynamic characteristics of in-situ combustion zones in heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(1): 100-104.
- [26] 关文龙, 吴淑红, 梁金中, 等. 从室内实验看火驱辅助重力泄油技术风险[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(4): 67-72.
GUAN Wenlong, WU Shuhong, LIANG Jinzhong, et al. The research on engineering risk in combustion assisted gravity drainage based on indoor experiment[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(4): 67-72.
- [27] 关文龙, 宫宇宁, 唐君实, 等. 多层油藏火驱开发模式探讨[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 60-66.
GUAN Wenlong, GONG Yuning, TANG Junshi, et al. Study on fire flooding development mode of multi-layer reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 60-66.
- [28] 许国民. 杜 66 块火驱开发动态调控技术研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 81-83.
XU Guomin. Study on adjustment and control technology of in-situ combustion performance in Block Du 66[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(1): 81-83.
- [29] 金兆勋, 江琴, 张宏梅. 高升油田厚层稠油油藏吞吐后期火驱开发存在问题探讨[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(6): 100-102.
JIN Zhaoxun, JIANG Qin, ZHANG Hongmei, et al. Existing problems discussion of thick layer of heavy oil reservoir at later stage of huff and puff in Gaosheng oil field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2013, 27(6): 100-102.
- [30] 张鸿. 边底水稠油油藏火驱可行性及操作参数优选实验研究——以辽河油田 J91 区块为例[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 74-78.
ZHANG Hong. Experimental study on feasibility of fire flooding and optimization of operation parameters in heavy oil reservoir with edge and bottom water: by taking J91 block of Liaohe oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(5): 74-78.
- [31] 国务院国有资产监督管理委员会. 关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见[Z]. 国资发科创[2021]93号. 2021-10-24.
State Owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council. Guiding opinions on promoting the high quality development of central enterprises and doing a good job in carbon neutrality[Z]. GZFKC[2021]No. 93. 2021-10-24
- [32] 郑鹏宇, 秦鹤年. 环烷基原油的特性、加工及应用[J]. 现代商贸工业, 2008, 20(4): 267-269.
ZHENG Pengyu, QIN Henian. Characteristics, processing and application of naphthenic crude oil[J]. Modern Business Trade Industry, 2008, 20(4): 267-269.
- [33] 王力波. 世界环烷基原油资源分布及特点[J]. 石油商技, 2013, 31(6): 52-57.
WANG Libo. Distribution of naphthenic based crude and its characteristics[J]. Petroleum Products Application Research, 2013, 31(6): 52-57.
- [34] 陈文燕, 唐海军, 丁恬甜, 等. 环烷基原油的特点及环烷基基础油市场供需分析[J]. 石油商技, 2013, 31(1): 47-51.
CHEN Wenyan, TANG Haijun, DING Tiantian, et al. Characteristics of naphthenic crude oil and market supply and demand analysis of naphthenic base oil[J]. Petroleum Products Application Research, 2013, 31(1): 47-51.
- [35] 赵建明, 蒙毅. 特高压直流输电技术的分析与探究[J]. 科技创新与应用, 2021, 11(33): 109-112.
ZHAO Jianming, MENG Yi. Analysis and exploration of ultra high voltage direct current transmission technology[J]. Technology Innovation and Application, 2021, 11(33): 109-112.
- [36] 谷琛, 范建斌, 李鹏, 等. 特高压直流输电国际标准化研究进展[J]. 中国标准化, 2020(S1): 291-296.

- GU Chen, FAN Jianbin, LI Peng, et al. Research on the development of international standardization on UH DC transmission [J]. *China Standardization*, 2020(S1): 291-296.
- [37] 陈之敏. 变压器油综述[J]. *合成润滑材料*, 2018, 45(3): 28-31.
CHEN Zhimin. Overview about transformer oils [J]. *Synthetic Lubricants*, 2018, 45(3): 28-31.
- [38] 田凌燕, 汪军平, 王华, 等. 国内外变压器油生产工艺现状及发展趋势[J]. *石油商技*, 2010, 28(6): 34-35.
TIAN Lingyan, WANG Junping, WANG Hua, et al. Current situation and development trend of transformer oil production technology at home and abroad [J]. *Petroleum Products Application Research*, 2010, 28(6): 34-35.
- [39] 康开通. 煤直接液化高附加值环烷基油开发应用[J]. *能源科技*, 2020, 18(12): 58-61.
KANG Kaitong. Development and application of high value-added naphthenic oil by direct coal liquefaction [J]. *Energy Science and Technology*, 2020, 18(12): 58-61.
- [40] 岳宗豪, 于洋. 环保橡胶填充油生产技术研究进展[J]. *润滑油*, 2013, 28(4): 1-5.
YUE Zonghao, YU Yang. Research progress on production technology of environmental-friendly rubber extender oil [J]. *Lubricating Oil*, 2013, 28(4): 1-5.
- [41] 郝龙帅. 以辽河稠油减压渣油制备高芳烃环保橡胶油的研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
HAO Longshuai. Study on the preparation of high aromatic environmental-friendly rubber oil from vacuum residue of Liaohe heavy oil [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.
- [42] 郭新军. 环保橡胶油的开发及应用[J]. *轮胎工业*, 2013, 33(2): 73-77.
GUO Xinjun. Development and application of environment-friendly rubber oil [J]. *Tire Industry*, 2013, 33(2): 73-77.
- [43] 袁洪申, 李雪卓. 环烷基原油的资源特征和利用[J]. *广州化工*, 2009, 37(5): 48-51.
YUAN Hongshen, LI Xuezhao. The characteristics and utilization of naphthenic crude oil [J]. *Guangzhou Chemical Industry*, 2009, 37(5): 48-51.
- [44] 谢发勤, 张乾. 碳纤维的制备方法与性能研究进展[J]. *材料导报*, 2001, 15(9): 49-52.
XIE Faqin, ZHANG Gan. Review of research on carbon fiber's preparation and properties [J]. *Materials Reports*, 2001, 15(9): 49-52.
- [45] 刘辅庭. 沥青基及聚丙烯腈基碳纤维的功能和用途[J]. *现代丝绸科学与技术*, 2015, 30(4): 158-160.
LIU Futing. Functions and applications of asphalt-based and polyacrylonitrile based carbon fibers [J]. *Modern Silk Science & Technology*, 2015, 30(4): 158-160.
- [46] 张亚东, 崔健, 陈旭. 沥青基碳纤维制备及应用研究进展[J]. *广东化工*, 2022, 49(9): 64-65.
ZHANG Yadong, CUI Jian, CHEN Xu. Study on preparation and application research progress of pitch-based carbon fiber [J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2022, 49(9): 64-65.
- [47] 赖世伟, 汪进秋. 国内外碳纤维产业现状及发展趋势[J]. *唐山师范学院学报*, 2022, 44(6): 25-29.
- LAI Shiwei, WANG Jinqiu. Development and trend of domestic and foreign carbon fiber industry [J]. *Journal of Tangshan Normal University*, 2022, 44(6): 25-29.
- [48] 王仪新, 顾秀红. 低凝点柴油的研制[J]. *石油化工应用*, 2013, 32(9): 94-96.
WANG Yixin, GU Xiuhong. Development of low freezing point diesel fuel [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2013, 32(9): 94-96.
- [49] 海关总署. 2021年12月全国进口重点商品量值表(美元值) [EB/OL]. [2022-01-14]. <http://www.customs.gov.cn/customs/302249/zfxxgk/2799825/302274/302275/4122074/index.html>.
General Administration of Customs of the People's Republic of China. In December 2021, the national key commodity import quantity table (Svalue) [EB/OL]. [2022-01-14]. <http://www.customs.gov.cn/customs/302249/zfxxgk/2799825/302274/302275/4122074/index.html>.
- [50] 芮玉品, 李军. 中国进口原油情况与特性分析[J]. *炼油技术与工程*, 2017, 47(12): 1-5.
RUI Yupin, LI Jun. Analysis of China's imported crude oil and oil characteristics [J]. *Petroleum Refinery Engineering*, 2017, 47(12): 1-5.
- [51] 高新伟, 张智川, 韩宇凯, 等. 全国统一大市场背景下我国润滑油基础油标准化难点及对策[J]. *中国石油大学学报: 社会科学版*, 2022, 38(3): 11-16.
GAO Xinwei, ZHANG Zhichuan, Han Yukai, et al. Difficulties and countermeasures in the standardization of lubricant base oil under the background of a national unified market [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Social Science*, 2022, 38(3): 11-16.
- [52] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 产业结构调整指导目录(2019年本) [Z]. 2019-10-30.
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. Guiding catalogue for industrial structure adjustment (2019 Edition) [Z]. 2019-10-30.
- [53] 中国石油和化学工业联合会. 石油和化学工业“十四五”发展规划 [Z]. 2021-01-15.
China Petroleum and Chemical Industry Federation. 14th Five Year Plan for the development of the petroleum and chemical industry [Z]. 2021-01-15.
- [54] 唐晓旭, 马跃, 孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J]. *中国海上油气*, 2011, 23(3): 185-188.
TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23(3): 185-188.
- [55] YI Leihao, HUA Xin, GUAN Wenlong, et al. Pilot project: application of multi-component thermal fluid stimulation on shallow heavy oil reservoir in Kazakhstan [R]. SPE 204818, 2021.
- [56] 张风义, 许万坤, 吴婷婷, 等. 海上多元热流体吞吐提高采收率机理及油藏适应性研究[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(4): 75-78.
ZHANG Fengyi, XU Wankun, WU Tingting, et al. Research on the mechanism of multi-thermal fluids on enhanced oil recovery and reservoir adaptability [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 75-78.

- [57] 梁金中,王伯军,关文龙,等.稠油油藏火烧油层吞吐技术与矿场试验[J].石油学报,2017,38(3):324-332.
LIANG Jinzhong, WANG Bojun, GUAN Wenlong, et al. Technology and field test of cyclic in situ combustion in heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(3): 324-332.
- [58] WANG Xiaoyan, ZHAO Jian, YIN Qingguo, et al. Application and exploration of early in-situ combustion huff-and-puff technology in a deep undisturbed reservoir with extra heavy oil[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2021, 24(3): 662-674.
- [59] 李秋,易雷浩,唐君实,等.火驱油墙形成机理及影响因素[J].石油勘探与开发,2018,45(3):474-481.
LI Qiu, YI Leihao, TANG Junshi, et al. Mechanisms and influencing factors of the oil bank in fire flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 474-481.
- [60] 刘伟,李兆敏,孙晓娜,等.HDCS技术中各因素对超稠油性质的影响[J].特种油气藏,2013,20(4):127-130.
LIU Wei, LI Zhaomin, Sun Xiaona, et al. The effect of the elements in HDCS technology on the properties of super heavy oil [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(4): 127-130.
- [61] 李兆敏,鹿腾,陶磊,等.超稠油水平井CO₂与降黏剂辅助蒸汽吞吐技术[J].石油勘探与开发,2011,38(5):600-605.
LI Zhaomin, LU Teng, TAO Lei, et al. CO₂ and viscosity breaker assisted steam huff and puff technology for horizontal wells in a super-heavy oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 600-605.
- [62] 王学忠,王金铸,乔明全.水平井、氮气及降黏剂辅助蒸汽吞吐技术——以准噶尔盆地春风油田浅薄层超稠油为例[J].石油勘探与开发,2013,40(1):97-102.
WANG Xuezhong, WANG Jinzhu, QIAO Mingquan. Horizontal well, nitrogen and viscosity reducer assisted steam huff and puff technology: taking super heavy oil in shallow and thin beds, Chunfeng oilfield, Junggar Basin, NW China, as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 97-102.
- [63] 席长丰,齐宗耀,张运军,等.稠油油藏蒸汽驱后期CO₂辅助蒸汽驱技术[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1169-1177.
XI Changfeng, QI Zongyao, ZHANG Yunjun. CO₂ assisted steam flooding in late steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1169-1177.
- [64] 张运军,沈德煌,高永荣,等.二氧化碳气体辅助SAGD物理模拟实验[J].石油学报,2014,35(6):1147-1152.
ZHANG Yunjun, SHEN Dehuang, GAO Yongrong, et al. Physical simulation experiments on CO₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1147-1152.
- [65] 李兆敏,王勇,高永荣,等.烟道气辅助SAGD数值模拟研究[J].特种油气藏,2011,18(1):58-60.
LI Zhaomin, WANG Yong, GAO Yongrong. Numerical simulation study of flue gas assisted SAGD[J]. Special oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(1): 58-60.
- [66] GUO Erpeng, JIANG Youwei, GAO Yongrong, et al. Study on thermal-GAS EOR method in in-depth extra-heavy oil reservoir in China[R]. SPE 179799, 2016.
- [67] 何勇,陈建标,卢昶昊,等.N₂和CO₂气氛下辽河稠油热解过程及产物性质[J].石油学报(石油加工),2019,35(1):128-135.
HE Yong, CHEN Jianbiao, HU Changhao, et al. Pyrolysis process and product properties of Liaohe heavy oil under N₂ and CO₂ atmosphere[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2019, 35(1): 128-135.
- [68] DAYAL H S, PANDEY V, MITRA S, et al. Monitoring of in-situ combustion process in southern part of balol field through analysis of produced fluids[R]. SPE 150310, 2011.
- [69] 梁金中,关文龙,蒋有伟,等.水平井火驱辅助重力泄油燃烧前缘展布与调控[J].石油勘探与开发,2012,39(6):720-727.
LIANG Jinzhong, GUAN Wenlong, JIANG Youwei, et al. Propagation and control of fire front in the combustion assisted gravity drainage process using horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 720-727.
- [70] 关文龙,席长丰,陈龙,等.火烧辅助重力泄油矿场调控技术[J].石油勘探与开发,2017,44(5):753-760.
GUAN Wenlong, XI Changfeng, CHEN Long, et al. Field control technologies of combustion assisted gravity drainage (CAGD)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 753-760.
- [71] 王琿,宋蕾,姚强,等.电厂湿法脱硫系统对烟气中细颗粒物脱除作用的实验研究[J].中国电机工程学报,2008,28(5):1-7.
WANG Hui, SONG Qiang, YAO Qiang, et al. Experimental study on removal effect of wet flue gas desulfurization system on fine particles from a coal-fired power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(5): 1-7.
- [72] 武春锦,吕武华,梅毅,等.湿法烟气脱硫技术及运行经济性分析[J].化工进展,2015,34(12):4368-4374.
WU Chunjin, LÜ Wuhua, MEI Yi, et al. Application and running economic analysis of wet flue gas desulfurization technology[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2015, 34(12): 4368-4374.
- [73] 耿文广,张继刚,员冬玲,等.蓄热式氧化炉在无机材料煅烧尾气处理中的应用[J].环境工程学报,2018,12(11):3269-3273.
GENG Wenguang, ZHANG Jigang, YUAN Dongling, et al. Application of regenerative thermal oxidizer (RTO) in calcination exhaust treatment of inorganic materials[J]. Chinese Journal of Environmental Engineering, 2018, 12(11): 3269-3273.
- [74] 张毅,周志齐,谢志勤.火烧油层湿式燃烧的室内研究[J].西安石油学院学报:自然科学版,2000,15(5):34-36.
ZHANG Yi, ZHOU Zhiqi, XIE Zhiqin. Laboratory test of wet in-situ combustion[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science, 2000, 15(5): 34-36.
- [75] 杨德伟,王世虎,王弥康,等.火烧油层的室内实验研究[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(2):51-54.
YANG Dewei, WANG Shihu, WANG Mikang, et al. Laboratory experiment on in-situ combustion[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2003, 27(2): 51-54.
- [76] JAMES L A, REZAEI N, CHATZIS I. VAPEX, Warm VAPEX and hybrid VAPEX—the state of enhanced oil recovery for in situ heavy oils in Canada[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 47(4): 12-18.
- [77] MOKRYS I J, BUTLER R M. In-situ upgrading of heavy oils and bitumen by propane deasphalting: the vapex process[R]. SPE

- 25452, 1993.
- [78] O'DONNELL J, HEISLER M A A, CHANDRA M. Solar-generated steam for oil recovery: process integration options, net energy fraction, and carbon market impacts[R]. SPE 173996, 2015.
- [79] NELLIST M D. Integration of solar steam facilities with existing steam generation systems[R]. SPE 190441, 2018.
- [80] 廖广志, 李秀峦, 王正茂, 等. 超稠油 SAGD/VHSD 高效开发创新技术与发展趋势[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 26-34.
LIAO Guangzhi, LI Xiuluan, WANG Zhengmao, et al. Innovative technology and development trend for efficient SAGD/VHSD development of super-heavy oil[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(3): 26-34.
- [81] 秦忠, 宋丹戎, 秦操, 等. “玲龙一号”核能稠油热采初步可行性研究[J]. 中国核电, 2022, 15(1): 21-25.
QIN Zhong, SONG Danrong, QIN Cao, et al. Prefeasibility study on heavy oil thermal recovery by ACP 100[J]. China Nuclear Power, 2022, 15(1): 21-25.
- [82] SABOORIAN-JOOYBARI H, DEJAM M, CHEN Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications[R]. SPE 174402, 2015.
- [83] ERIC D. Pelican lake; learning from the largest polymer flood expansion in a heavy oil field[R]. SPE 208011, 2021.
- [84] DELAMAIDE E, BAZIN B, ROUSSEAU D, et al. Chemical EOR for heavy oil; the Canadian experience[R]. SPE 169715, 2014.
- [85] 郑金定, 敖文君, 黎慧, 等. 渤海 S 油田聚合物驱注采特征分析[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(6): 52-55.
ZHENG Jinding, AO Wenjun, LI Hui, et al. Injection-production characteristics of polymer flooding in Bohai S oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2021, 35(6): 52-55.
- [86] 刘艳红, 王文胜, 罗鸿成, 等. 吉 7 井区稠油油藏油水自乳化作用及水驱特征[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 696-701.
LIU Yanhong, WAN Wensheng, LUO Hongcheng, et al. Self-emulsification and waterflooding characteristics of heavy oil reservoirs in well-block Ji-7[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 696-701.
- [87] 荆文波, 张娜, 孙欣华, 等. 鲁克沁油田深层稠油注水开发技术[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(2): 199-201.
Jing Wenbo, ZHANG Na, SUN Xinhua, et al. Waterflood development technology for deep heavy oil reservoir in Lukeqin field, Tuha Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(2): 199-201.
- [88] 段含斌, 刘奇, 罗雯媛. 塔河稠油降粘技术及其机理研究[J]. 化学工程师, 2013, 27(12): 26-30.
DUAN Hanbin, LIU Qi, LUO Wenyuan. Viscosity reduction of heavy oil in Tahe and its mechanics [J]. Chemical Engineer, 2013, 27(12): 26-30.
- [89] 钟立国. 一种高粘油的开采方法: CN202011279218. 7[P]. 2021-12-07.
ZHONG Ligu. A recovery approach of viscous oil: CN202011279218. 7[P]. 2021-12-07.
- [90] 杨兆臣, 吕柏林, 邢向荣, 等. 夏子街油田中深层稠油油藏水平井开发优化技术研究[C]//2021 油气田勘探与开发国际会议论文集(下册). 青岛, 2021: 775-782.
YANG Zhaochen, LÜ Bolin, XING Xiangrong, et al. Research on optimization technology of horizontal well development in middle and deep heavy oil reservoir of Xiajijie oilfield[C]//2021 International Field Exploration and Development Conference. Qingdao, 2021: 775-782.
- [91] 尹凌皓, 辛瑞, 郝博宇, 等. 高效稠油降解降黏菌群的构建及其性能评价[J]. 石油学报(石油加工), 2021, 37(5): 1174-1181.
YIN Linghao, XIN Rui, HAO Boyu, et al. Construction and performance evaluation of high efficiency heavy oil degradation and viscosity reduction consortium[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2021, 37(5): 1174-1181.
- [92] 杜勇, 段志刚. 深层稠油油藏微生物吞吐技术研究与应用[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 499-502.
DU Yong, DUAN Zhigang. Research and application of the technology for microbial huff and puff in deep heavy oil reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 499-502.

(收稿日期 2022-07-09 改回日期 2023-03-08 编辑 王培玺)