

文章编号:1009-9603(2021)06-0001-11

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.001

胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向

杨勇

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:经过近40 a的开发实践,胜利油田稠油开发形成了一套较为完善的具有胜利特色的开发技术系列,取得了显著的开发效果,截至2020年11月稠油累积产量达到 1×10^8 t。“十二五”以来,面对低油价、高注汽成本等严峻形势,形成了浅薄层超稠油HDNS开发技术、深层普通稠油化学蒸汽驱提高采收率技术、热采稠油提质增效技术和稠油化学剂降黏冷采开发技术,支撑了稠油产量稳定和效益提升,推动了稠油开发理论和技术的发展。目前,胜利油田稠油开发面临未动用储量品位差、老区采收率低、热采排放量大等问题和挑战,在新区提高动用率、老区提高采收率和绿色低碳开发方面,提出了相应的技术对策和攻关方向,为胜利油田稠油效益开发、绿色开发提供技术支撑。

关键词:稠油;胜利油田;HDNS;化学蒸汽驱;提质增效;降黏冷采

中图分类号:TE345

文献标识码:A

New progress and next development directions of heavy oil development technologies in Shengli Oilfield

YANG Yong

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: After nearly 40 years of development and practice, a relatively complete series of development technologies with Shengli characteristics has taken shape during the heavy oil reservoirs development and a significant development effect has been achieved in Shengli Oilfield. In October 2020, the cumulative production of heavy oil in Shengli Oilfield exceeded 100 million tons. Since “The Twelfth Five-Year Plan Period in 2011–2015”, multiple technologies have been developed to address severe situations such as low oil prices and high steam injection costs, including the HDNS (horizontal well+dissolver+nitrogen gas+steam injection) technology for super heavy oil in shallow and thin reservoirs, the chemical steam flooding technology for deep heavy oil reservoirs, the quality and efficiency enhancement technologies for heavy oil reservoirs, and the viscosity reduction cold recovery technology. These technologies supported the stability of heavy oil production and the improvement of benefits and promoted the progress of development theories and technologies for heavy oil reservoirs. At present, the heavy oil reservoirs development in Shengli Oilfield is facing several problems and challenges such as poor quality of un-producing reserves, low recoveries in mature reservoirs, and large thermal recovery emissions. Technical strategies and research directions are put forward from the aspects of producing rate enhancement in new reservoirs, recovery improvement in mature reservoirs, and green and low-carbon development to provide technical support for the benefit development and green development of the heavy oil reservoirs in the Shengli Oilfield.

Key words: heavy oil reservoir; Shengli Oilfield; HDNS; chemical steam flooding; quality and efficiency enhancement; viscosity reduction cold recovery

胜利油田稠油资源量丰富,主要分布在胜利东部的单家寺、乐安、孤岛、孤东、金家等油田和胜利

西部的春风、春晖、阿拉德等油田,自20世纪80年代初投入开发以来,针对不同油藏类型开发难点,

收稿日期:2021-09-20。

作者简介:杨勇(1971—),男,河南遂平人,正高级工程师,博士,从事油气田开发研究及管理工作。E-mail:yangyong.slyt@sinopec.com。
基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(U20B6003)。

通过持续攻关,形成了较为完善的稠油开发技术系列^[1],开发领域不断拓展,稠油产量大幅上升,2009年稠油年产量突破 400×10^4 t,并连续12 a稳产 400×10^4 t以上,截至2020年11月稠油累积产量达到 1×10^8 t。“十二五”以来,面对低油价、高注汽成本的双重挑战,胜利油田在稠油老区提高采收率和质量效益、西部浅薄层超稠油储量有效动用等方面,开展了针对性的技术攻关,取得了较为突出的成果。

1 开发状况

1.1 油藏特点

胜利东部稠油油藏类型多,地质条件复杂,具有以下特点:①油藏埋藏深。根据中国稠油油藏埋深分类标准,胜利东部稠油油藏多属于深层稠油,埋深大于900 m的稠油储量占东部总探明储量的92%。埋藏深导致注汽压力高,注汽井筒热损失大,井底干度低,影响热采效果。②油层厚度薄。与中外稠油油藏相比,胜利东部稠油油层厚度较薄,油层厚度小于6 m的储量占东部总探明储量的31.2%,如典型的薄互层稠油油藏陈373块,油层多(7~8层),单层薄(2~6 m),注蒸汽开发地层热损失大。③原油黏度跨度大。胜利东部既有普通稠油($50\sim 10\,000$ mPa·s)、特稠油($10\,000\sim 50\,000$ mPa·s),又有超稠油油藏($>50\,000$ mPa·s)。其中王庄油田郑411沙三段地层温度下脱气原油黏度大于 $100\,000$ mPa·s,直井常规注汽压力高,热波及范围小。

胜利西部稠油位于准噶尔盆地西缘,已动用储量集中在春风油田,含油层系较为单一,与胜利东部稠油油藏对比,具有以下几个明显特点:①油藏埋藏浅。胜利西部稠油油藏埋深为160~600 m,属于浅层稠油,原始地层压力为2~6 MPa,难以建立有效生产压差,人工举升难度很大。②油层厚度薄。胜利西部稠油油藏储层有效厚度均小于12 m,平均为6.1 m,单层有效厚度一般为2~6 m,热采过程中热损失大,单井经济极限井距大。③原油黏度大。胜利西部稠油油层温度为23~34℃,地层温度下脱气原油黏度为 $20\,000\sim 180\,000$ mPa·s,属于特-超稠油油藏,原始状态下地层原油不能流动,直井蒸汽吞吐见到了峰值产量,但产量迅速递减,经济效益差。

1.2 开发历程

胜利油田稠油开发始于20世纪80年代初,可大致划分为5个阶段。

第1阶段为注蒸汽热采先导试验阶段(1983年

至1985年)。1983年胜利油田组织配套科技攻关队伍,以单家寺油田单2块为先导试验区,引进热采蒸汽发生器,首次开展了蒸汽吞吐试验,第一口试采井单2-1井放喷后获得日产油量为100 t/d以上的产能,第一吞吐周期产油量为近 2×10^4 t,之后相继投产25口井,第一吞吐周期均获得 1×10^4 t以上产油量,为胜利油田稠油注蒸汽热采开发技术迈出成功的第一步,相应的完井技术、防砂工艺、注汽工艺等得到初步配套。

第2阶段为注蒸汽热采工业化开发阶段(1986年至1995年)。在单2块蒸汽吞吐先导试验成功的基础上,单家寺油田和乐安油田2大稠油主力区块相继投入注蒸汽热采开发,先后建成百万吨级的稠油热采基地。单家寺和乐安油田注汽开发的成功实践,激发了注蒸汽开发稠油的热情,金家、孤岛、孤东、垦东等薄层砂岩稠油油藏相继投入开发,到1995年,胜利油田稠油热采年产量突破 200×10^4 t。期间,发展和配套了稠油注蒸汽开发的基本工艺装备和手段,确立了注蒸汽开发方案的编制原则和优化设计方法。

第3阶段为综合调整发展阶段(1996年至2000年)。进入“九五”后,单家寺和乐安2大主力热采油田进入高含水、高吞吐轮次开发阶段,未动用特、超稠油油藏开采技术尚未配套,同时国际油价低迷,制约了新区产能建设的开展,稠油热采产量逐渐下滑,胜利油田稠油开发转入老区综合调整阶段。这期间针对稠油老区高含水、低油气比、低采出程度等问题,开展了堵水调剖、化学辅助蒸汽吞吐、提高热效率等对策研究,以及蒸汽驱、火烧油层等大幅度提高采收率技术试验。

第4阶段为快速发展阶段(2001年至2015年)。这个阶段胜利油田稠油开发理论技术得到了快速发展,产量大幅上升,到2013年稠油年产量突破 500×10^4 t,稠油新技术产量贡献占当年稠油产量的93.7%。在稠油老区开发方面,形成稠油非达西渗流理论和热化学复合开发理论,指导形成了井网加密技术、低效水驱稠油转热采开发技术和化学蒸汽驱等提高采收率技术^[2-4]。在新区开发方面,攻关形成薄层稠油水平井开发技术、深层特超稠油HDCS开发技术、敏感性稠油近热远防开发技术、浅薄层超稠油HDNS开发技术^[5-11],阶段累积动用特超稠油、薄层稠油、强水敏稠油等难动用地质储量达 2.35×10^8 t。

第5阶段为提质增效与转换开发方式阶段(2016年至今)。经过多年开发,稠油老区进入高吞

吐轮次阶段,油气比逐渐下降,同时面对低油价和高制汽成本的双重挑战,无效井、低效井比例增多,开发效益变差,新区产能建设和热采注汽量减少,需要提质增效和转换开发方式。期间加大优化力度,形成高轮次吞吐后组合吞吐^[12]、边水稠油分类调剖、底水稠油周期采油等提质增效技术,提升了稠油热采质量效益,同时转换开发思路,攻关稠油降黏冷采等非热力开发技术。

2 开发技术新进展

“十二五”以来,胜利油田在继续加大成熟技术推广应用的同时,针对西部浅薄层超稠油如何有效动用、东部深层稠油开发效益变差和采收率低等问题,持续加强技术攻关,取得了新进展。

2.1 浅薄层超稠油 HDNS 开发技术

2009年开始,胜利油田在“扩大准西、突破准北、推进准中、准备准东”战略方针指导下,在新疆准噶尔盆地西缘相继发现了多个较大型油田,春风油田便是其中之一。春风油田属于浅薄层超稠油油藏,埋深为200~600 m,储层厚度为2~6 m,油藏温度下原油黏度为50 000~90 000 mPa·s,直井蒸汽吞吐开发注汽压力高、热损失大、周期产油量低,周期油气比仅为0.08,已有热力采油技术不适应,中外无成熟开发技术借鉴。为此,胜利油田在薄层稠油油藏水平井开发技术的基础上,融入油溶性降黏剂、氮气和蒸汽3种物质的作用,创新形成了热、剂协同的浅薄层超稠油 HDNS 开发技术,即氮气+降黏剂辅助水平井蒸汽热采开发技术^[12]。

2.1.1 HDNS 开发机理

水平井作用机理 与直井相比,水平井井段位于油层内部,与油层接触面积大大增加,能够降低热损失,提高吸汽能力。数值模拟预测,在相同油层厚度下,水平井比直井热损失降低20%~30%,春风油田试采结果表明,排601井直井热损失率为75%,排601平1井水平井热损失率为54%^[13]。

降黏剂作用机理 油溶性降黏剂将稠油中的胶质、沥青质团状结构分解分散,形成以胶质沥青质为分散相、原油轻质组分为连续相的分散体系,将油溶性降黏剂以前置段塞的形式注入地层可以有效降低近井地带原油黏度和屈服值,起到降低注汽压力的作用^[14-15]。春风油田矿场试验数据表明,降黏剂可降低注汽压力0.6 MPa(图1)。

氮气作用机理 一方面,氮气导热系数低,可降

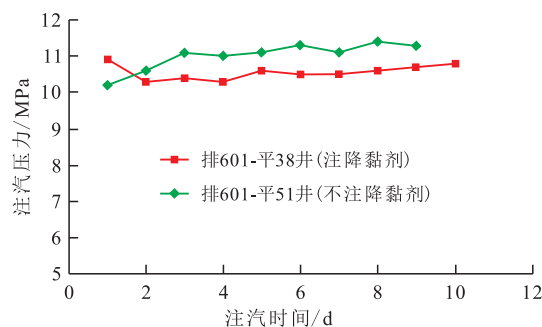


图1 降黏剂对注汽压力的影响

Fig.1 Effect of viscosity reducer on steam injection pressure

低地层热损失,氮气导热系数比地层水低一个数量级,可降低储层导热系数80%以上,注入氮气逐渐聚集到油层顶部,形成“隔热被”,大幅减少向上部岩石的热损失,数值模拟表明氮气可提高热量利用率1/4~1/3^[16]。另一方面,氮气的压缩性强,可增加回采能量,氮气的压缩系数是水的300倍以上,注入过程氮气压缩储能,回采过程膨胀驱油,数值模拟表明,氮气可提高吞吐中后期地层压力0.8 MPa以上^[17]。

2.1.2 应用效果

2009年7月在排601平1井首次开展HDNS吞吐试验并取得产能突破,峰值日产油量达52.0 t/d,第1周期产油量为2 666 t,周期油气比为0.89,与直井蒸汽吞吐试采相比,单井周期生产时间从28 d提高到272 d,周期产油量提高30倍,周期油气比提高0.81。

2010年开始,春风油田大规模推广应用HDNS开发技术,陆续投产了排601北区、排601中区、排6北、排6南等13个浅薄层特-超稠油单元,累积动用地质储量超 $6\ 000\times 10^4$ t,5 a建成百万吨产能基地,2015年稠油年产油量突破 100×10^4 t,截至2020年底,累积产油量为800多万吨,累积油气比为0.44,取得了较好的开发效果,实现了春风油田浅薄层超稠油的高速高效开发。

2.2 深层普通稠油化学蒸汽驱提高采收率技术

蒸汽驱是蒸汽吞吐后稠油油藏大幅提高采收率的有效手段,中外成功蒸汽驱实践表明提高采收率幅度非常明显^[18-19],但胜利东部深层稠油蒸汽驱面临三大制约问题:①油藏埋藏深,井底蒸汽干度低^[20]。②油藏压力高,造腔困难,地下大部分为热水驱。③非均质性强,蒸汽波及差。为此,胜利油田转变开发理念和思路,在热复合开发理论的指导下,探索形成以高干度蒸汽、氮气泡沫、高温驱油剂作为驱替介质的化学蒸汽驱开发技术^[21]。

2.2.1 提高采收率机理

高干度蒸汽提高采收率机理 高干度蒸汽可有

效提高蒸汽比容,扩大地下蒸汽腔。7 MPa条件下,蒸汽干度由40%提高到60%,蒸汽比容提高44.4%,二维纵向蒸汽驱物理模拟实验表明(图2),蒸汽腔扩展半径由井距的1/4扩大到井距的1/2,蒸汽驱采收率由56.4%提高到67.7%,提高了11.3%^[22]。

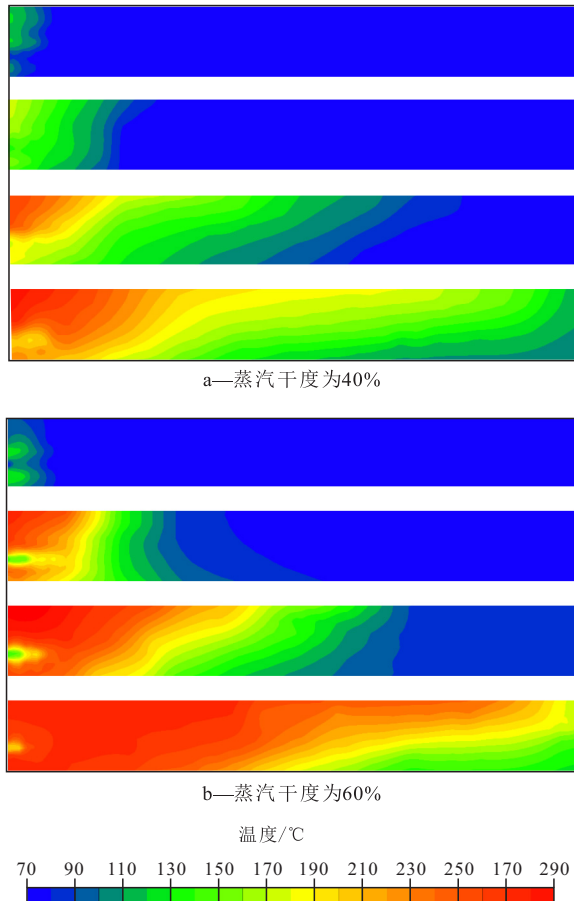


图2 7 MPa下不同蒸汽干度时蒸汽驱温度场
Fig.2 Steam flooding temperature fields at different steam dryness at 7 MPa

高温驱油剂提高采收率机理 高温驱油剂为具有高性能的表面活性剂,能够有效降低油水界面张力^[23]。通过不同温度、不同界面张力下的驱油实验发现(图3),提高温度与降低油水界面张力都可降低残余油饱和度。温度越低,油水界面张力降

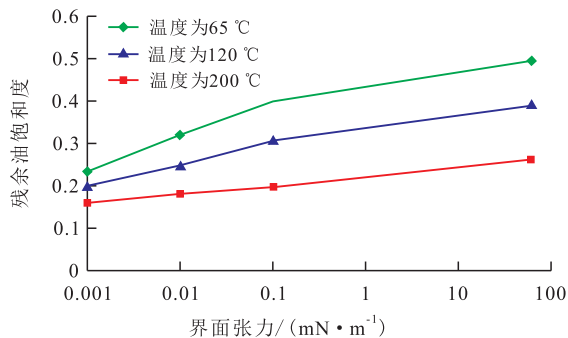


图3 不同温度下界面张力与残余油饱和度关系曲线
Fig.3 Relationships between interfacial tension and residual oil saturation at different temperatures

低残余油饱和度的幅度越大,提高驱油效率幅度越高。在地层中,随着温度降低,驱油剂提高驱油效率作用逐渐增强,弥补加热的不足,进一步提高驱油效率,热与驱油剂形成接替作用^[24]。

氮气泡沫提高采收率机理 泡沫提高采收率的主要机理是选择性封堵高含水区域和高渗透条带,提高蒸汽波及效率^[25-27]。首先,泡沫优先进入流动阻力较小的高渗透条带,产生贾敏效应,增加流动阻力,蒸汽得以转向进入低渗透小孔道,扩大蒸汽波及体积。双管驱油实验表明,与蒸汽驱相比,泡沫辅助蒸汽驱提高高渗透管驱油效率仅为2.3%,提高低渗透管驱油效率达12.6%。其次,泡沫具有遇油消泡、遇水稳定的特性,以孤岛油田中二北化学蒸汽驱用泡沫剂为例,200℃下含油饱和度高于0.25时,泡沫体系难于形成较高的封堵压差,当含油饱和度低于0.25,泡沫剂开始起泡,封堵压差快速上升,泡沫封堵含油饱和度低的高含水区域,蒸汽更多进入高含油区域,扩大波及体积。

2.2.2 应用效果

2010年10月在孤岛油田中二北Ng5稠油单元开展8个井组的化学蒸汽驱先导试验,包括4个141 m×200 m的大井距井组和4个100 m×141 m的小井距井组,试验区目的层埋深为1 286~1 316 m,平均有效厚度为10.2 m,地层原油黏度为546.3 mPa·s,为高孔高渗透普通稠油油藏。试验前地层压力为7~8 MPa,大井距井组采出程度为33.5%,小井距井组采出程度为31.4%。

试验取得显著效果(图4),转驱后井组生产井快速见效^[28],产量大幅上升,小井距井组日产油量由转驱前的20.2 t/d最高上升到98 t/d,含水率由89%最低下降到74.6%;大井距井组日产油量由转驱前的68 t/d最高上升到106 t/d,含水率由89.7%最低下降到86.5%。截至2019年6月试验区阶段累积产油量为40.2×10⁴ t,采出程度达54.6%,预测采收率为56.2%。化学蒸汽驱技术将是胜利油田深层稠油大幅度提高采收率的技术方向,可在胜利油田孤岛、孤东、王庄等稠油老区推广,覆盖地质储量为1.74×10⁸ t,预测增加可采储量3 500×10⁴ t,对胜利油田的稠油开发具有重要意义。

2.3 热采稠油提质增效技术

2015年以来,面对低油价的严峻形势,胜利油田围绕“要效益油、效益产量”的目标,制定了“创新创效、提质提效、节支保效”的战略方针,热采稠油开发技术重心向提质增效技术转变,形成了高轮次

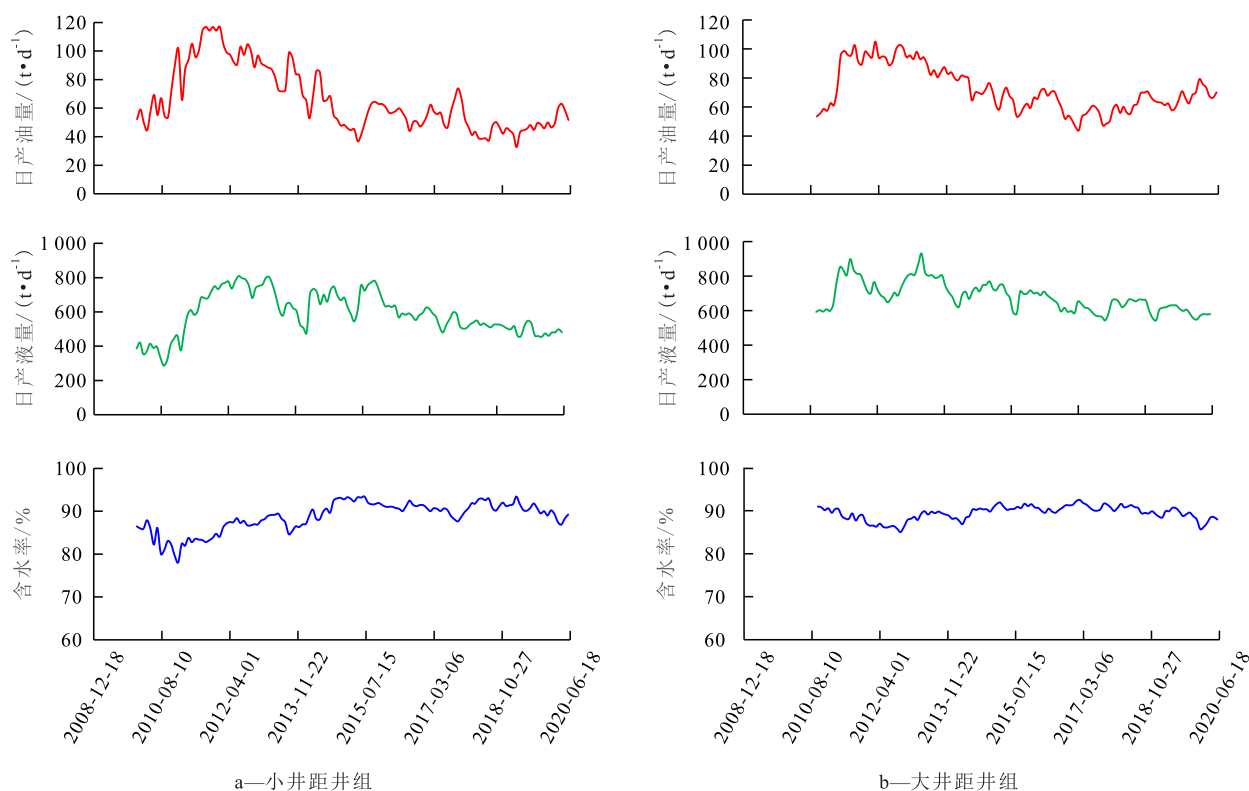


图4 孤岛油田中二北Ng5稠油化学蒸汽驱先导试验区生产曲线

Fig.4 Production curves of chemical steam flooding from pilot test area in Ng5 heavy oil unit, Zhongerbei, Gudao

吞吐后组合吞吐、边水稠油分类调剖、底水稠油周期采油等提质增效技术,实现连续6 a老区递减率控制在9%以内,年产油量稳定在 440×10^4 t以上,油气比达到0.53以上,热采稠油开发质量和效益得到不断提高,油田可持续发展能力不断增强。

2.3.1 组合吞吐技术

组合吞吐技术是将邻近的几口吞吐井划分为一个组合区,同一组合区内的吞吐井同时注汽、同时生产^[29]。其增产机理是通过注采同步,消除吞吐井间驱替压差,抑制注汽井向相邻生产井的蒸汽窜流,提高热利用率和周期产油量。与常规蒸汽吞吐相比,几乎不增加成本,经济性强,现场操作简单,实用性强,在开发理念上从单井转变为整体,在施工节奏上由无序转变为有序。

实施组合吞吐的关键是如何划分组合区。为此,利用数值模拟方法,明确蒸汽吞吐井间汽窜的主控因素,建立了多因素影响下井间汽窜时间的预测模型,根据井间汽窜时间的定量计算,优先将井间汽窜时间早的井划分为一个组合区,从而较好地解决了组合吞吐技术中科学分区的问题,为矿场实施提供了有力技术支撑。

2015年以来,胜利油田在草33、郑411、坨826等区块开展组合吞吐307个井组。以草33块为例,

该块油藏埋深为870~916 m,50℃地面脱气原油黏度为10 000~20 000 mPa·s,2014年底平均单井吞吐9个周期,单井日产油量为2.4 t/d,综合含水率为84.8%。2015年开始,利用组合吞吐分区方法,将46口生产井划分为14个组合区,实施组合吞吐后平均单井周期产油量由558 t上升到653 t,油气比提高0.05。

2.3.2 边水稠油分类调堵

矿场实践及数值模拟研究表明,不同边水能量下,不同位置的生产井受边水影响程度不同。对于弱边水稠油油藏,距边水近的一线井水淹严重,生产效果较差,二线井水淹程度较弱、能量充足,生产效果最好,内部油井能量不足,生产效果居中。对于强边水稠油油藏,一线、二线井均受边水影响严重,生产效果不理想,内部井水淹程度弱、能量充足,生产效果较好。需要对不同边水能量、不同位置的吞吐井采取不同调堵对策^[30]。

对于水油体积小于5的弱边水稠油油藏,关停一线高含水无效井后,边水对内部井起到温和水侵作用,油藏含油饱和度降低,开发效益得到有效改善。对于水油体积大于5的强边水稠油油藏,关停一线井,虽然降低了一线井的运行成本,但油藏整体水淹加速,采用一线井提液生产,二线井调剖堵

水,可延缓油藏水淹速度,整体吨油成本降低。

2014年开始,胜利油田已在林东馆三、孤岛中二北、草27等63个边水稠油油藏推广分类调堵技术。以林东馆三边水稠油油藏为例,该块水油体积比约为4,2014年一线井含水率上升至90.5%后开始分类调堵,一线井提液和泡沫调剖,二线井泡沫+栲胶复合调堵,内部井氮气增能,实施后综合含水率由82.7%下降到69.0%,平均单井周期增油量为376 t,油气比提高0.17。

2.3.3 底水稠油周期采油

底水稠油油藏开发面临的重大难题是底水锥进导致生产井含水率快速上升^[31],产油量明显下降。周期采油是指生产井在吞吐生产达到高含水后,关闭生产井,水锥在油水重力分异作用下逐渐回落,待油水重新分异到一定程度后,再开井生产的一种开发方式。该技术不仅节省了生产井无效期的运行成本,而且在重新开井后,可提高采油速度,实现效益开发。

通过数值模拟研究,建立了停井时间等底水稠油周期采油技术界限,油层厚度越大、原油黏度越高,油水重新分异所需时间越长,停井时间越长,油层厚度为10 m,地层原油黏度为5 000 mPa·s时需关井2 a再开井生产(图5)。

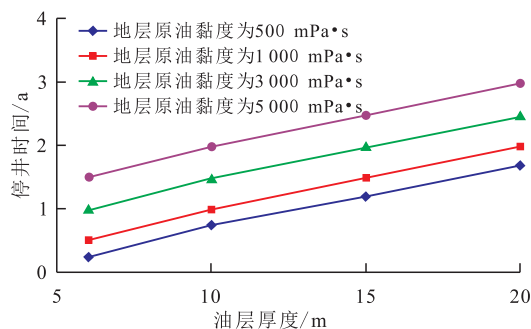


图5 周期采油停井时间优化曲线

Fig.5 Optimization curves of shutdown time for cyclic oil production

以草古1潜山裂缝性底水稠油油藏为例,该块油藏埋深为700~950 m,储集空间以裂缝为主,50℃地面脱气原油黏度为31 900 mPa·s,油水界面位于950 m左右,底水较活跃,属于典型的底水稠油油藏。受底水影响,油井大面积关井,其中CG1-12-12井于2010年2月因高含水关井,关井前含水率为98.6%,日产油量为0.5 t/d,关井3年半后,于2013年7月重新开井,峰值日产油量达到6.7 t/d,周期生产700 d,周期产油量为2 832 t。

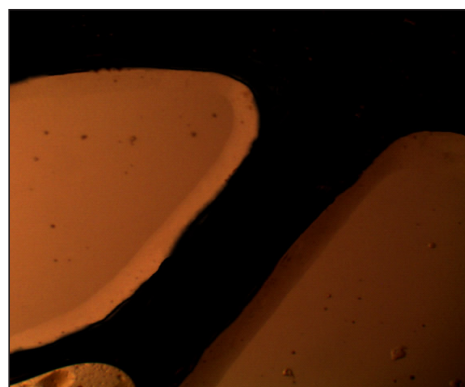
2.4 稠油化学剂降黏冷采开发技术

近年来,受环保要求,稠油热采注汽锅炉由燃

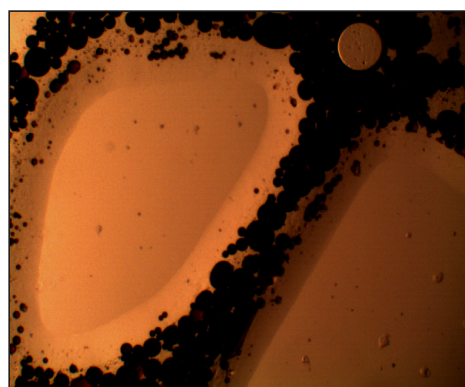
油改为燃气,胜利油田自产气量严重不足,受外购天然气价格影响,制汽成本大幅上升,2018年平均制汽成本达340元/t。转变降黏方式,攻关化学剂降黏冷采技术成为胜利稠油降本增效的重点研究方向之一。与蒸汽热采相比,化学剂降黏冷采施工流程简单、成本低、排放低,单井周期注入费用节约 $50 \times 10^4 \sim 70 \times 10^4$ 元,每少注1 t蒸汽,可减排0.15 t二氧化碳。2018年开始胜利油田经过室内研究、矿场试验和扩大应用,基本形成了化学剂降黏冷采技术体系。

2.4.1 提高采收率机理

降黏剂对驱油效率的影响 乳化型降黏剂可分散乳化原油,使大油滴变成水包油的小油滴(图6),利于通过狭窄的喉道,形成的水包油乳液将油分子间内摩擦力变成水分子间内摩擦力,流动阻力减小,原油表观黏度降低,流动性明显提高^[32]。降黏剂为一种表面活性剂,可降低油水界面张力,提高驱油效率。实验用油黏度为341 mPa·s,单管驱油实验结果表明,在相同驱替倍数下,水驱驱油效率为30.3%,降黏剂驱驱油效率达48.7%,可提高驱油效率18.4%。



a—水驱结束后

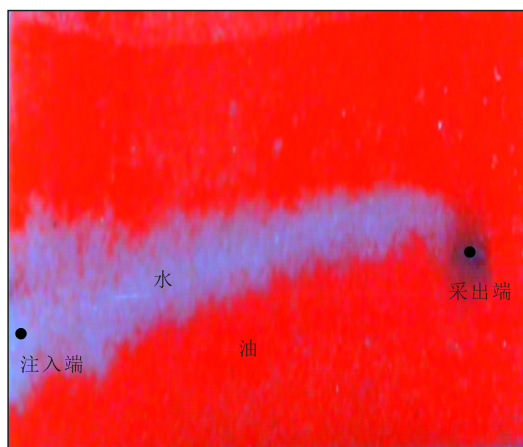


b—降黏剂驱结束后

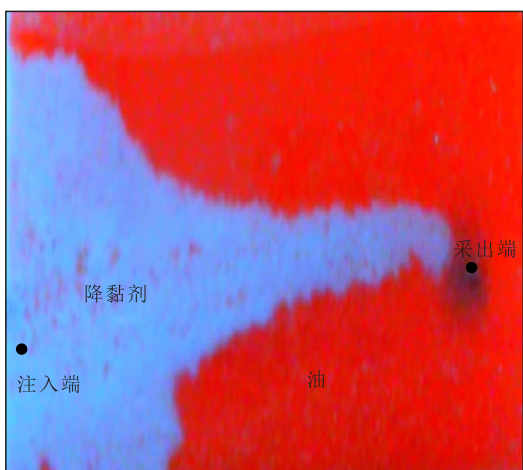
图6 玻璃蚀刻模型中水驱与降黏剂驱油水分布状态对比

Fig.6 Comparison of oil and water distribution statuses between water flooding and viscosity reducer flooding in glass etching model

降黏剂对波及系数的影响 由于油水黏度比较大,稠油油藏水驱水窜严重,原油黏度为341 mPa·s时,三维均质驱油实验结果表明(图7),水驱波及系数仅为18.8%。降黏剂驱过程中形成的水包油乳状液,其黏度小于原油黏度而大于水相黏度,乳状液增加驱替相黏度,调节驱替相与被驱替相的黏度比,从而提高波及系数。同时乳化形成的小油滴,首先进入渗流阻力较小的通道,在孔喉处发生聚并,产生贾敏效应,增加微观流动阻力,迫使后续驱替液改变渗流方向,进入未波及区域,形成调驱作用,提高波及系数。降黏剂驱波及体积明显扩大,波及系数达39.9%,较水驱波及系数提升了1倍以上。



a—水驱结束



b—降黏剂驱结束

图7 水驱和降黏剂驱结束时波及面积

Fig.7 Swept area at end of water flooding and viscosity reducer flooding

2.4.2 应用效果

截至2020年底,在胜利油田各类稠油油藏累积实施化学剂降黏吞吐768井次,累积注入降黏剂 1.5×10^4 t,单井注入费用为 24.2×10^4 元,累积增油量为 33.7×10^4 t,吨剂增油量为22.5 t。在敏感稠油、深

层低渗透稠油、低效水驱稠油和边水普通稠油4类稠油油藏的13个单元开展39个井组的化学剂降黏驱,累积注入降黏剂1 608 t,累积增油量为 4.74×10^4 t,吨剂增油量为29.5 t。

金8块地层原油黏度为1 050 mPa·s,黏土矿物含量高,水敏性强,注蒸汽效果差,天然能量开发10 a采出程度仅为3.8%,2018年转水驱后含水率上升快,增油不明显。2019年1月2个井组转化学剂降黏驱(图8),井组日产液量由18.6 t/d最高上升到53.1 t/d,井组日产油量由7.2 t/d最高上升到23.7 t/d,2020年底累积注入降黏剂546 t,阶段累积产油量为11 570 t,累积增油量为7 004 t,阶段采出程度为1.4%,预测提高采收率6.1%。

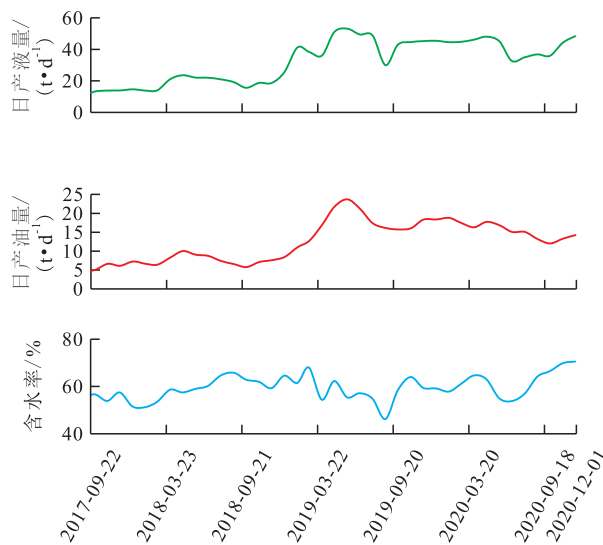


图8 金8块降黏剂驱试验井组生产曲线

Fig.8 Production curves of viscosity reducer flooding of test well group in Block Jin8

3 面临挑战及下步攻关方向

3.1 稠油开发面临的挑战

目前,胜利油田稠油开发步入一个新的发展阶段,围绕油田“五大战略”总体部署和“较长时间内效益稳产2 340万吨”的目标要求,稠油开发主要面临以下3个方面的挑战。

一是未动用储量品位差,开发难度大。2020年底,胜利油田可供评价的未动用稠油储量为 1.79×10^8 t,主要为特超稠油、强敏感稠油、强边底水稠油和深层低渗透稠油,未动用储量动用难度大,缺少有效动用技术。

二是稠油老区进入蒸汽吞吐开发中后期,开发效果变差,采收率低。目前胜利油田稠油热采开发方式单一,95%以上的热采稠油产量来自蒸汽吞

吐。最早投入开发的单家寺、乐安等稠油油田,大量油井关停,油藏处于近废弃状态,后期投产的稠油热采区块已平均单井吞吐8.1个周期,开发效果逐渐变差,2020年平均单井日产油量为2.5 t/d,综合含水率为88.5%,预测吞吐采收率不到20%,可采储量采出程度高达80.4%,稠油老区亟需攻关大幅提高采收率技术。

三是环保要求愈加严格,绿色低碳开发成为必然趋势。党的十八大以来,我国把生态文明建设摆在治国理政的突出位置,着力推进绿色发展、循环发展、低碳发展。中国石化也将“绿色低碳战略”作为六大发展战略之一,致力于将“绿色低碳”打造成中国石化的核心竞争力。绿色低碳开发是油田可持续发展的必然选择,但稠油热采排放量大,2020年胜利油田热采注汽锅炉年排放烟道气 $65.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,二氧化碳 $211 \times 10^4 \text{ t}$,实现稠油绿色低碳开发成为下步面临的重要任务和挑战。

3.2 下步攻关方向

3.2.1 提高动用率技术

强敏感稠油适度出砂采油技术 以金家油田为代表的强敏感未动用稠油油藏,黏土矿物含量高达10%~46%,迁移颗粒与沥青结合在近井地带造成严重堵塞是制约生产的关键因素,常规冷采、热采开发难度大。需转变传统的防砂理念,由“防砂”向“排砂”转变,改善近井地带孔渗性,提高供液能力^[33-34]。下步需要运用数字岩心、数值模拟等微观和宏观手段,明确颗粒运移规律及沉淀堵塞机制,为适度出砂采油提供依据;开展井壁不坍塌条件下,合理排砂速度、生产压差、挡砂精度等关键技术界限优化,形成适度出砂采油技术,实现强敏感稠油未动用储量的有效动用。

深层低渗透稠油 CO_2 降黏开发技术 深层低渗透稠油为胜利油田重要的未动用储量阵地,埋深超过1 800 m,渗透率小于300 mD,注蒸汽热采井底为热水,热焓与热利用率低、泄油半径小。 CO_2 降黏开发可将埋藏深、压力高等对热采的不利因素变为有利因素^[35],重点攻关 CO_2 增溶技术和稠油油藏体积压裂技术^[36],实现深层低渗透稠油的有效降黏和储层改善,在此基础上开展矿场试验,形成可推广的技术体系,为该类型油藏的有效开发提供技术支持。

特超稠油强化SAGD技术 2021年中国石化集团公司制定在准噶尔盆地建设中等油田规模的部署要求,胜利西部哈浅1、哈浅20等特超稠油油藏未

动用储量大,有效开发技术亟待攻关突破。特超稠油油藏地层脱气原油黏度超过 $10\ 000\ 000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,叠合有效厚度为10~15 m,纵向夹层发育,油藏条件与常规SAGD筛选标准存在一定差距^[37]。需攻关直井压裂SAGD、非凝析气体辅助SAGD和降黏剂辅助SAGD等强化SAGD技术,提高储层纵向连通性,有效扩展蒸汽腔,以期改善SAGD开发效果,实现西部特超稠油有效动用。

3.2.2 提高采收率技术

稠油多元热复合驱开发技术 “十二五”期间,胜利油田普通稠油化学蒸汽驱技术取得突破,采收率突破50%。面对更复杂的油藏条件,仍需发挥热力复合采油的优势,进一步深化稠油/热/剂/气复合方法驱替机理,开展降黏型驱油剂、高强度泡沫剂和高强度封堵剂的研发,形成以高干度蒸汽为基础的多元热复合驱油体系,最大程度达到均衡驱替和提高采收率。

火烧驱油技术 火烧驱油技术适用范围广、成本低、采收率高,目前辽河、新疆油田已工业化应用,预测采收率突破60%。胜利油田先后在金家、高青、郑408块开展火烧驱油先导试验^[38-39],均一次点火成功,在物理模拟、数值模拟和油藏工程设计等基础研究方面,以及大功率点火、安全注气采油等关键工艺技术方面取得积极进展。为实现火烧驱油技术在胜利油田的有效应用,需重点攻关火驱前缘综合调控和火驱井网优化设计等均衡驱替技术,最大限度提高燃烧带在油层纵向和平面上的波及,建立注气强度、射孔厚度等火烧驱油关键技术界限,保障地层深部持续高温燃烧。

3.2.3 绿色低碳开发技术

锅炉烟道气回收利用技术 稠油热采制汽锅炉产生的烟道气中含有10%~15%的二氧化碳和80%~85%的氮气,可以有效改善油田开发效果、提高采收率,烟道气回收利用技术具有节能减排和提高采收率的双重意义^[40-41]。需研制锅炉烟道气安全高效的回收、净化、注入专用设备,实现锅炉烟道气资源化利用;开展不同油藏类型不同开发方式下烟道气适应性研究,形成烟道气开发的筛选标准,保障开发效果。

新能源制汽技术 目前,锅炉制汽方式排放量大、成本高,新能源具有环保性和可再生性,越来越得到各国重视^[42],技术发展水平不断提高,通过深化技术合作,热电联供、高效太阳能、地热、多用途模块式小型核反应堆等新能源,有望成为稠油热采

制汽的新动力^[43]。

4 结论

经过多年探索和攻关配套,胜利油田稠油开发经历了注蒸汽热采先导试验、注蒸汽热采工业化开发、综合调整、快速发展、提质增效与转换开发方式5个阶段,根据自身油藏特点,形成了具有胜利特色的稠油开发技术系列。

“十二五”以来,胜利油田针对春风油田油藏埋藏浅、厚度薄、原油黏度大、无法有效动用的难题,创新形成HDNS开发技术,5 a建成百万吨产能基地,实现了浅薄层超稠油的高速高效开发。针对胜利东部深层普通稠油埋藏深、压力高、非均质性强,蒸汽驱造腔困难,蒸汽波及系数低的难题,形成化学蒸汽驱开发技术,实现深层普通稠油采收率突破50%。2015年以来,面对低油价,攻关形成了组合吞吐、边水稠油分类调剖、底水稠油周期采油等提质增效技术,连续6 a实现老区递减率控制在9%以内,年油气比在0.53以上,稠油开发质量和效益不断提升。针对制汽成本大幅上升,转变降黏方式,攻关化学剂降黏冷采技术,2018年以来,实施化学剂降黏吞吐768井次,化学剂降黏驱39个井组,累积增油量为 38.4×10^4 t,投入产出比为1:3.8(油价为50美元/bbl),实现化学剂降黏冷采效益开发。

目前,胜利油田稠油开发面临未动用储量品位差、老区采收率低和热采排放量大等问题和挑战,需要持续加强技术攻关储备,形成相应的技术对策和配套技术,夯实稠油稳产的基础,为胜利油田稠油开发实现效益发展、绿色发展提供技术支撑。

参考文献

- [1] 霍广荣,李宪民,张广卿.胜利油田稠油油藏热力开采技术[M].北京:石油工业出版社,1999.
HUO Guangrong, LI Xianmin, ZHANG Guangqing. Thermal recovery technology of heavy oil reservoir in Shengli Oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [2] 毛卫荣.孤岛油田中二中Ng5薄层稠油环蒸汽吞吐中后期调整技术[J].油气地质与采收率,2005,12(6):61-63.
MAO Weirong. Adjustment technology for the middle-last stage of cyclic steam stimulation on Ng5 thin sand heavy oil loop in Zhongzhong block, Gudao Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(6): 61-63.
- [3] 周英杰.胜利油田水驱普通稠油油藏注蒸汽提高采收率研究与实践[J].石油勘探与开发,2006,33(4):479-483.
ZHOU Yingjie. Studies and practices on the steam injection EOR of water driven heavy oil reservoirs in Shengli petroliferous province [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4): 479-483.
- [4] 魏新辉.化学蒸汽驱提高驱油效率机理研究[J].油气地质与采收率,2012,19(3):84-86.
WEI Xinhui. Study on enhancing heavy oil recovery mechanism with chemical steam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(3): 84-86.
- [5] 孙焕泉.水平井开发技术[M].北京:石油工业出版社,2012.
SUN Huanquan. Horizontal well development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [6] 周英杰.胜利油田特殊结构井开发技术新进展[J].石油勘探与开发,2008,35(3):318-329.
ZHOU Yingjie. Advances on special structure drilling development techniques in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 318-329.
- [7] 张继国,李安夏,李兆敏,等.超稠油油藏HDCS强化采油技术[M].东营:中国石油大学出版社,2009.
ZHANG Jiguo, LI Anxia, LI Zhaomin, et al. HDCS enhanced oil recovery technology for ultra-heavy oil reservoirs [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009.
- [8] 陶磊,李兆敏,毕义泉,等.胜利油田浅薄层超稠油多元复合开采技术[J].石油勘探与开发,2010,37(6):732-736.
TAO Lei, LI Zhaomin, BI Yiquan, et al. Multi-combination exploiting technique of ultra-heavy oil reservoirs with deep and thin layers in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 732-736.
- [9] 孙焕泉.水敏性稠油油藏开发技术[M].北京:石油工业出版社,2017.
SUN Huanquan. Water sensitive heavy oil reservoir development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [10] 袁明琦.王庄油田强水敏性稠油油藏开发方式研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(6):56-58.
YUAN Mingqi. Study on development pattern optimization for high water sensitivity heavy oil reservoir in Wangzhuang Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(6): 56-58.
- [11] 赵红雨.稠油油藏组合蒸汽吞吐的分区方法[J].特种油气藏,2018,25(3):77-81.
ZHAO Hongyu. Zoning of combined steam huff-puff in heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 77-81.
- [12] 王金铸,王学忠.准西车排子地区浅薄层超稠油开发的难点与对策[J].断块油气田,2012,19(增刊1):1-4.
WANG Jinzhu, WANG Xuezhong. Development difficulties and countermeasures of shallow thin extra-heavy oil reservoir in Chepaizi Area in the western margin of Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(Supplement 1): 1-4.
- [13] 王金铸,王学忠,刘凯,等.春风油田排601区块浅层超稠油HDNS技术先导试验效果评价[J].特种油气藏,2011,18(4):59-62.
WANG Jinzhu, WANG Xuezhong, LIU Kai, et al. Evaluation of HDNS pilot test for shallow ultra-heavy oil in the Pai601 block of the Chunfeng oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 59-62.

- (4):59-62.
- [14] 李阳,张凯,王亚洲,等.稠油油井幂律流体流动视黏度模型[J].石油勘探与开发,2007,34(5):616-621.
LI Yang, ZHANG Kai, WANG Yazhou, et al. Apparent viscosity model of power law fluid flow in heavy oil wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5): 616-621.
- [15] 胡渤,郑文乾,祝仰文,等.稠油油藏降黏化学驱注入方式优化[J].油气地质与采收率,2020,27(6):91-99.
HU Bo, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. Optimization of injection method for viscosity reduction chemical flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 91-99.
- [16] 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.
- [17] 王学忠,毕义泉,谷建伟,等.应用水平井复合采油及配套技术开发薄浅层超稠油[J].大庆石油地质与开发,2014,33(1):141-145.
WANG Xuezhong, BI Yiquan, GU Jianwei, et al. Application of the composite oil producing and matching technique of the horizontal well in the development of thin shallow super-heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1): 141-145.
- [18] 刘文章.稠油注蒸汽热采工程[M].北京:石油工业出版社,1997.
LIU Wenzhang. Thermal project by steam injection of heavy oil [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [19] 沈平平.热力采油提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2005.
SHEN Pingping. Thermal technology for EOR [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.
- [20] 韩允祉,盖平原,张紫军,等.深层稠油超临界压力注汽管柱设计[J].石油钻探技术,2005,33(3):64-65.
HAN Yunzhi, GAI Pingyuan, ZHANG Zijun, et al. Design of steam injection pipe set for producing deep heavy oil under over critical pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(3): 64-65.
- [21] 束青林,王宏,孙建芳.孤岛油田稠油油藏高轮次吞吐后提高采收率技术研究与实践[J].油气地质与采收率,2010,17(6):61-64.
SHU Qinglin, WANG Hong, SUN Jianfang. Study and practice of EOR after multiple steam stimulation in Gudao heavy oil field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 61-64.
- [22] 赵燕,杨艳霞,吴光焕.深层稠油油藏高干度蒸汽驱物理模拟实验[J].断块油气田,2018,25(2):266-268.
ZHAO Yan, YANG Yanxia, WU Guanghuan. Physical simulation experiment of high quality steam flooding in deep heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(2): 266-268.
- [23] 孙宝泉.温度对稠油/热水相对渗透率的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2017,39(2):99-104.
SUN Baoquan. Impact of temperature on relative permeability of heavy oil/hot water[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2017, 39(2): 99-104.
- [24] 刘晏飞,唐亮,熊海云,等.化学蒸汽驱不同温度区域的驱油特征[J].油气地质与采收率,2015,22(3):115-118.
LIU Yanfei, TANG Liang, XIONG Haiyun, et al. Characteristics of oil displacement in different temperature regions of chemical steam flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 115-118.
- [25] 唐亮.稠油油藏化学复合蒸汽驱技术室内研究[J].油田化学,2014,31(1):65-68.
TANG Liang. Laboratory study of chemical combination steam flooding for heavy oil reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 65-68.
- [26] 宫俊峰,曹嫣妮,唐培忠,等.高温复合泡沫体系提高胜利油田稠油热采开发效果[J].石油勘探与开发,2006,33(2):212-216.
GONG Junfeng, CAO Yanbin, TANG Peizhong, et al. Improving development efficiency of heavy oil in Shengli Oilfield by using high-temperature compounded foaming agent [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 212-216.
- [27] 元福卿,王其伟,李宗阳,等.油相对泡沫稳定性的影响规律[J].油气地质与采收率,2015,22(1):118-121.
YUAN Fuqing, WANG Qiwei, LI Zongyang, et al. Relationship between oil and foam stability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 118-121.
- [28] 赵燕,吴光焕,孙业恒.泡沫辅助蒸汽驱矿场试验及效果[J].油气地质与采收率,2017,24(5):106-110.
ZHAO Yan, WU Guanghuan, SUN Yeheng. Field test and effect analysis of foam-assisted steam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 106-110.
- [29] 张红玲,刘慧卿,王晗,等.蒸汽吞吐汽窜调剖参数优化设计研究[J].石油学报,2007,28(2):105-108.
ZHANG Hongling, LIU Huiqing, WANG Han, et al. Optimization design of profile control parameters for steam stimulation wells [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 105-108.
- [30] 杨兆刚.林樊家油田林17块边底水稠油油藏水平井开发效果研究[J].石油天然气学报,2013,35(4):133-135.
YANG Zhaogang. Development effect of horizontal wells in heavy-oil reservoirs with edge and bottom water in Block Lin17 of Linfanjia Oilfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(4): 133-135.
- [31] 肖春艳,李伟,肖淑萍.边底水油藏开采机理与含水上升规律[J].断块油气田,2009,16(6):68-70.
XIAO Chunyan, LI Wei, XIAO Shuping. Production mechanism and rising law of water cut for edge and bottom water reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2009, 16(6): 68-70.
- [32] 魏超平,李伟忠,吴光焕,等.稠油降黏剂驱提高采收率机理[J].油气地质与采收率,2020,27(2):131-136.
WEI Chaoping, LI Weizhong, WU Guanghuan, et al. EOR mechanism of viscosity reducer flooding in heavy oil reservoirs [J]. Petro-

- leum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 131-136.
- [33] 梁丹, 曾祥林, 房茂军. 适度出砂井产能评价及影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5): 66-68.
LIANG Dan, ZENG Xianglin, FANG Maojun. Productivity evaluation and influence factor analysis for adequate sanding production wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(5): 66-68.
- [34] 邓金根, 李萍, 周建良, 等. 中国海上疏松砂岩适度出砂井防砂方式优选[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 676-680.
DENG Jinggen, LI Ping, ZHOU Jianliang, et al. Sand control optimization applied to moderately sanding wells in offshore loose sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 676-680.
- [35] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏CO₂驱技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19.
YANG Yong. Research and application of CO₂ flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 11-19.
- [36] 王一平, 孙业恒, 吴光焕, 等. 超深层稠油二氧化碳吞吐渗流规律[J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 142-146.
WANG Yiping, SUN Yeheng, WU Guanghai, et al. Permeability rule of CO₂ huff and puff for ultra-deep heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 142-146.
- [37] 李苒, 陈掌星, 吴克柳, 等. 特超稠油SAGD高效开发技术研究综述[J]. 中国科学: 技术科学, 2020, 50(6): 729-741.
LI Ran, CHEN Zhangxing, WU Keliu, et al. Review on the effective recovery of SAGD production for extra and super heavy oil reservoirs[J]. Scientia Sinica Technologica, 2020, 50(6): 729-741.
- [38] 张宗源, 谢志勤. 胜利油田火烧油层先导性试验研究[J]. 石油钻采工艺, 1996, 18(3): 88-92, 110.
ZHANG Zongyuan, XIE Zhiqin. Pilot test study on in-situ combustion in Shengli Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18(3): 88-92, 110.
- [39] 蔡文斌, 李友平, 李淑兰. 火烧油层技术在胜利油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(2): 53-55.
CAI Wenbin, LI Youping, LI Shulan. Applications of combustion drive in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(2): 53-55.
- [40] 霍刚, 范潇. 混注烟道气辅助蒸汽吞吐驱替机理数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(4): 59-61, 65.
HUO Gang, FAN Xiao. Numerical simulation study on displacement mechanism of flue gas assisting steam huff and puff[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 59-61, 65.
- [41] 李峰, 张凤山, 丁建民, 等. 稠油吞吐井注烟道气提高采收率技术试验[J]. 石油钻采工艺, 2001, 23(1): 67-68.
LI Feng, ZHANG Fengshan, DING Jianmin, et al. Field test of injection flue gas to enhance oil recovery in viscous oil steam soaking well[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2001, 23(1): 67-68.
- [42] 张正刚. 国际石油公司发展太阳能光伏业务的探索实践与启示[J]. 国际石油经济, 2018, 26(8): 61-69.
ZHANG Zhenggang. Practices and enlightenments of international oil giants in solar photovoltaic[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(8): 61-69.
- [43] 邹才能, 赵群, 张国生, 等. 能源革命: 从化石能源到新能源[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 1-10.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, ZHANG Guosheng, et al. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 1-10.

编辑 经雅丽