

引用格式:束青林,魏超平,于田田,等.稠油开发技术进展及新分类标准建立与应用实践——以胜利油田稠油开发为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(4):529-540.

SHU Qinglin, WEI Chaoping, YU Tiantian, et al. Development technology progress of heavy oil and establishment and application practice of new classification standard: A case study of development of heavy oil in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 529-540.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.002

稠油开发技术进展及新分类标准建立与应用实践 ——以胜利油田稠油开发为例

束青林¹,魏超平^{2,6},于田田^{3,5},计秉玉⁴,张仲平^{3,5},郑万刚^{3,5}

- (1. 中国石化胜利油田分公司, 山东 东营 257000; 2. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257000;
3. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东 东营 257000; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206;
5. 山东省稠油开采技术重点实验室, 山东 东营 257000; 6. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249)

摘要:稠油油藏是一种重要的战略资源,对保障国家能源安全起到重要的作用。国内外稠油开发主要有蒸汽吞吐、蒸汽驱、驱泄复合(SAGD)、火烧驱油4项技术,受技术适应性、成本高及对环境不友好的影响,其推广和运用存在一定局限性。胜利油田根据自身油藏特点,形成了薄层水平井、热化学复合和化学降黏3项新技术,拓展了开发技术界限,使稠油油藏开发的有效厚度界限低至2 m、油藏埋深为2 000 m、储层渗透率界限低至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据各项技术特点和矿场应用效果,建立了以技术适应性为基础的稠油新分类标准,把稠油油藏分为5大类,指导矿场稠油开发技术方向的选择。结合目前技术发展方向和新的形势要求,指出“多元热复合”“非热力开发”“纳米材料应用”将是稠油开发技术3个趋势。

关键词:稠油油藏;技术进展;界限拓展;新分类标准;应用实践;发展方向

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Development technology progress of heavy oil and establishment and application practice of new classification standard: A case study of development of heavy oil in Shengli Oilfield

SHU Qinglin¹, WEI Chaoping^{2,6}, YU Tiantian^{3,5}, JI Bingyu⁴, ZHANG Zhongping^{3,5}, ZHENG Wangang^{3,5}

- (1. Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China; 3. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China; 4. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China;
5. Shandong Key Laboratory of Heavy Oil Production Technology, Dongying, Shandong 257000, China; 6. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Heavy oil reservoirs are crucial strategic resources that play a significant role in ensuring national energy security. The development of heavy oil both domestically and internationally primarily involves four technologies: steam huff and puff, steam flooding, Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) and fire flooding. However, due to issues such as technical adaptability, high costs and environmental concerns, the promotion and application of these technologies face certain limitations. At Shengli Oilfield, three innovative technologies have been developed to overcome these limitations: thin-layer horizontal wells, thermochemical composites and chemical viscosity reduction. These advancements have pushed the boundaries of development technology, reducing the effective thickness limit of heavy oil reservoirs to two meters, the depth limit to 2 000 meters, and the permeability limit to $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Based on the technical characteristics and field application effects, a new classification standard of heavy oil based on technical adaptability has been established. This standard divides heavy oil reservoirs into five categories to guide the selection of development technology at the field level. Looking forward, it is projected that “multi-thermal composites”, “non-thermal development” and “nano-materials” will be the three main trends in heavy oil development technology.

Keywords: heavy oil reservoir; technology progress; boundary expansion; new classification standard; application practice; development direction

收稿日期:2023-05-17。

第一作者简介:束青林(1966—),男,博士,正高级工程师,从事油田开发地质及提高采收率研究与管理工。地址:山东省东营市东营区济南路258号,邮政编码:257000。E-mail:shuqinglin.slyt@sinopec.com

基金项目:国家重点研发计划项目“稠油化学复合冷采基础研究与工业示范”(2018YFA0702400);山东省泰山产业创新项目“生物化学复合提高难采稠油采收率技术创新及产业化”。

根据美国石油地质学家协会(AAPG)能源矿产分部发布的数据,全球沥青和稠油资源量为 $9\ 380\times 10^8\text{t}$,其中80%位于加拿大、委内瑞拉和美国境内。中国是世界第四大稠油资源国,目前已在十几个盆地发现了70多个稠油油田,主要集中在辽河油田、胜利油田、新疆油田和河南油田。稠油资源占中国石油资源的20%以上,已探明 $43.5\times 10^8\text{t}^{[1-2]}$ 。稠油的有效开发对保障国家的能源供应具有重大意义。热力开发是目前国内外稠油油藏最常用也是最有效的开采方法,该技术始于20世纪30年代,以美国、加拿大为代表,先后发展了蒸汽驱、蒸汽吞吐、火烧驱油、驱泄复合(SAGD)4项技术^[3-5],中国在20世纪80年代引进热力采油技术,目前形成了辽河油田、胜利油田和新疆油田3大稠油热采生产基地^[6-7],2015年热采产量达到峰值 $1\ 854\times 10^4\text{t}$ 。热力开发虽能有效解决油稠流不动的问题,但也存在三方面的劣势,影响了其推广和应用规模:①技术适应性,地质条件,如油藏埋深、有效厚度和渗透率等,对其开发效果有明显影响^[8-10],无法动用深层、薄层、低渗层稠油油藏;②成本相对较高、经济效益差,随着2016年油价持续低迷,热采年产量跌至 $1\ 651\times 10^4\text{t}$,1 a下跌了10.9%;③对环境不友好,由于锅炉制蒸汽中存在 CO_2 排放,近年注汽量大幅降低,胜利油田年注汽由2014年的 $904.9\times 10^4\text{t}$ 降至目前的 $631\times 10^4\text{t}$ 。

原油分类标准主要有2大类,化学组分分类法和物理性质分类法。化学组分分类法常见有如下3种:按含硫量分为低含硫、含硫和高含硫;按石蜡含量分为低含蜡、含蜡和高含蜡;按特性因素法分为石蜡基、中间基和环烷基。物理分类法主要有2种:按密度分为轻质原油、中质原油、重质原油和特重质原油;按黏度分稀油和稠油。由于黏度反映原油的流动能力,所以在油藏开发方面,主要是按黏度对其进行分类技术研究和管。为了准确掌握原油流动能力的大小,稠油还可以进一步细分。1982年2月UNITAR(联合国培训研究所)在第二届国际重质油及沥青砂学术会议上,按照原油黏度及相对密度,把稠油分为重质油和沥青,黏度作为第一指标、密度为第二指标:黏度介于 $[100, 10\ 000]\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,称之为重质原油;黏度大于 $10\ 000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,称之为沥青。中国同样根据中华人民共和国天然气行业标准《油藏分类:SY/T 6169—1995》将稠油分为普通稠油、特稠油及超稠油。黏度介于 $(50, 10\ 000]\text{mPa}\cdot\text{s}$ 为普通稠油;黏度介于 $(10\ 000, 50\ 000]\text{mPa}\cdot\text{s}$ 为特稠油;黏度大于 $50\ 000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 为超稠油。2021年,考虑到中国大量黏度更高的油藏被发现,根据中华人民共和国天然气行业标准《油藏分类:SY/T 6169—2021》又细分增加一项,把黏度大于 $100\ 000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 称之为特超稠油。

研究总结了胜利油田稠油开发新技术及各项技术对

开发技术界限的影响,最终提出了一种基于开发技术适应性的新分类标准,以此指导稠油油藏开发和管理,实现油藏开发效益最大化,并对稠油油藏开发技术进行了展望。

1 胜利油田稠油状况

1.1 主要地质特征

胜利油田稠油资源主要分布于东部山东省境内的济阳凹陷和西部新疆维吾尔自治区境内准噶尔盆地西缘。东部动用地质储量为 $5.8\times 10^8\text{t}$,西部动用地质储量为 $0.64\times 10^8\text{t}$ 。两部分油藏特点明显且差异性较大。

东部稠油油藏类型多,具有以下特点:①油藏埋藏深,埋深大于900 m的储量占92%,如垦119块,油藏埋深达到2 300 m;②油层厚度薄,油层有效厚度小于6 m的储量占31.2%,典型的薄互层稠油油藏为陈373区块,纵向上共有16个小层,单层厚度仅介于2~6 m,见图1;③原油黏度跨度大,既有普通稠油、特稠油、超稠油油藏,还有特超稠油,其中王庄油田郑411沙三段地层温度下脱气原油黏度大于 $100\ 000\text{mPa}\cdot\text{s}$;④水体能量强,强边底水油藏储量占42.5%,例如太平油田沾18区块,蒸汽吞吐开发10多年,地层压力系数仍保持在0.9以上。

西部稠油已动用储量集中在春风油田,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,埋深介于160~600 m,属于浅层稠油;②油层厚度薄,储层有效厚度均小于12 m,单层有效厚度一般介于2~6 m;③原油黏度大,油层温度介于23~34 $^{\circ}\text{C}$,地层温度下脱气原油黏度介于 $20\ 000\sim 180\ 000\text{mPa}\cdot\text{s}$,属于特—特超稠油油藏。

1.2 热采适应性评价

国内外稠油开发技术发展主要有蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD、火烧驱油4项。前3项技术均靠蒸汽携热加热地层,目前为国内外稠油的主流开发技术。3项技术均靠蒸汽携热加热地层,进入油层中热量多少、加热半径大小、驱替均匀程度是影响热力开发的重要因素。蒸汽腔温度越高、体积越大、形态越均匀,热采开发效果越好。而油藏的地质条件直接影响着蒸汽腔的发育,具体表现为^[11-14]:原油黏度大,注入困难,蒸汽腔小,加热半径小;油层埋藏深,井筒长、井筒热损失大,进入油层中热量少,同时油层埋藏深,地层压力高,蒸汽腔难以扩展,加热半径小;有效厚度薄,油层顶底盖层吸热量大,油藏热利用率低,加热半径小;渗透率低,蒸汽与热水渗流难,造成注入困难及加热半径小。同时,水体强弱及储层敏感性也对热采造成影响,边底水强、敏感性高,热采适应性较差。

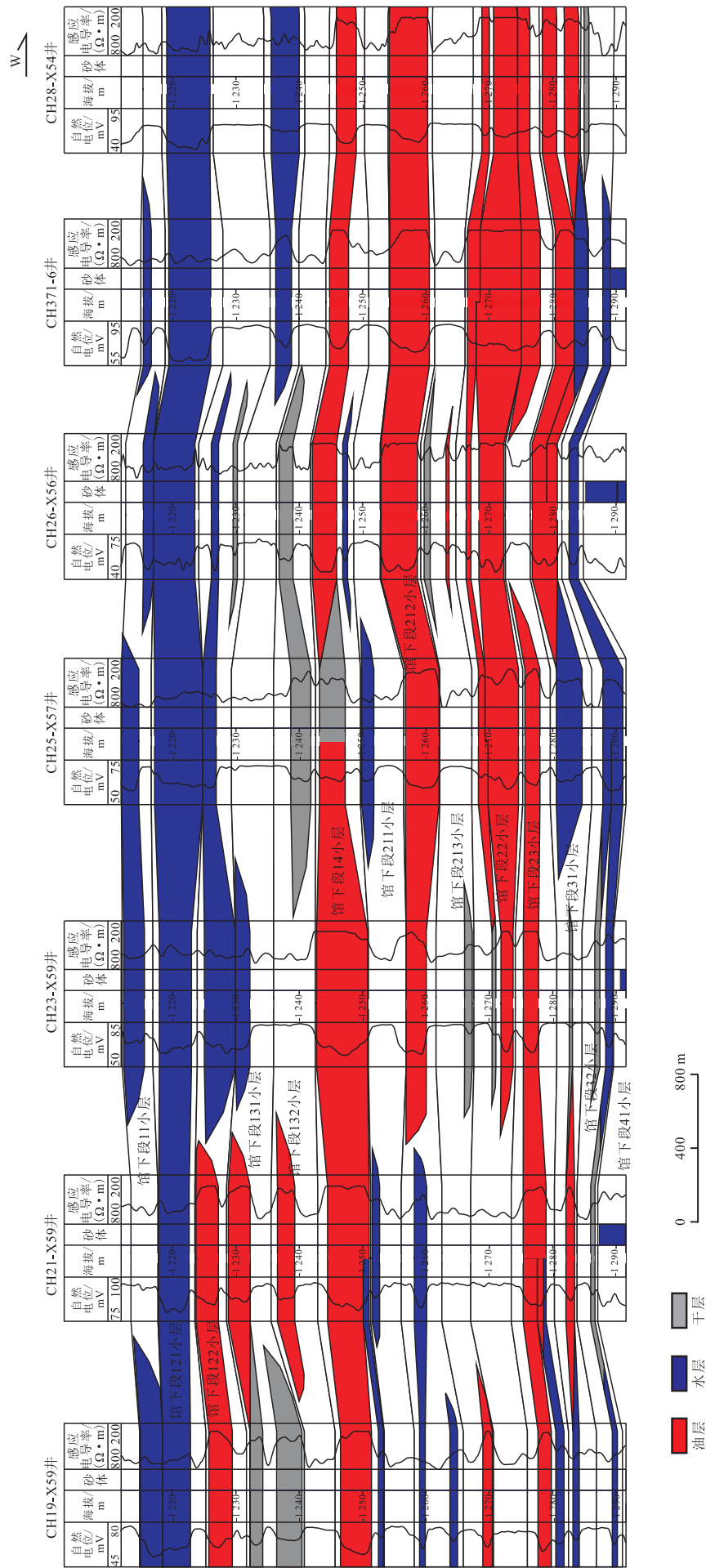


图1 陈家庄油田陈373区块油藏剖面

Fig.1 Reservoir profile in Chen373 block of Chenjiazhuang Oilfield

因此,3项热采技术对原油黏度、油藏埋深、有效厚度和渗透率等均存在一定的要求,即各项技术的开发技术界限:蒸汽吞吐和蒸汽驱一般要求油藏埋深小于1 400 m, SAGD要求小于1 000 m;蒸汽吞吐直井要求有效厚度大于6 m,蒸汽驱和SAGD要求10 m以上。3项技术均要求是高孔高渗油层,渗透率大于 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。热采技术在弱边水和弱敏感储层中开发效果较好,蒸汽驱和SAGD只能在弱边底水油藏中进行,油藏压力应小于5 MPa。

火烧驱油技术注入空气或富氧气体,利用地层原油中的重质组分作为燃料,燃烧产生大量的热加热油层。相比较于前3项技术,它的优点有以下几个方面^[15]:①驱油效率高,一般介于80%~90%,最终采收率高可达70%;②注入剂为空气,获取途径简单方便;③对油藏具有广泛的适应性,适合于稀油、稠油油藏,尤其对薄层、深层和强敏感性稠油油藏更具优势,适用的现场条件比注蒸汽更广泛,中国学者在总结国内火驱成功项目的基础上建立了该技术的标准^[16],一般认为其有效厚度大于3 m,渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度大于0.5,油藏埋深小于1 000 m,原油黏度小于10 000 mPa·s;④火烧油层燃烧的燃料是原油中不太需要的重质组分(约占10%~15%),提高了剩余油的品位(改质)。2019年中国火烧驱油产量 $31.6 \times 10^4 \text{t}$,占热采总产量的2.2%。火烧驱油未能得到大范围的推广应用主要原因是^[17]:①火驱项目的投资费用较注蒸汽高;②火驱设计、实施、操作、控制难度大,技术要求高;③火驱工艺技术难以满足现场的要求;④火驱驱油目前单井产量不高,一般在3 t/d以下。

受制于油藏特点和热采开发技术界限的影响,胜利油田出现了一些低效难采稠油油藏,即采用蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD 3项技术生产效益差或者难以开发,主要类型有:薄层稠油油藏、浅薄层特超稠油油藏、深层特超稠油油藏、深层低渗稠油油藏、敏感性稠油油藏。亟待创新开发方式,拓宽稠油开发界限。

2 胜利油田开发新技术及界限拓展

针对上述问题,“十五”以来,胜利油田创新形成了多项技术,扩展了稠油油藏开发的技术界限:原油黏度由 $2 \times 10^4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 升至 $20 \times 10^4 \text{mPa}\cdot\text{s}$;有效厚度由6 m降至2 m;油藏埋深由1 400 m升至2 000 m;渗透率由 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于开发技术政策界限的拓宽,薄层、深层和特超稠油储量可以投入开发,胜利油田稠油热采产量由2005年 $238 \times 10^4 \text{t}$ 升至2015年 $528 \times 10^4 \text{t}$ 。

2.1 薄层水平井开发技术

薄储层稠油在地层中如同“夹心饼”,直井注蒸汽开

采时,超过一半的热量散失到围岩,蒸汽腔小或者没有,加热半径小、降黏效率低,最终油井产能低,成为低效稠油油藏。为解决直井开发没有经济效益的问题,结合钻井技术的进步,形成了薄储层稠油水平井开发技术。该技术的开发机理为:增大泄油面积,提高单井产能幅度;降低储层热损失,提高热利用率(比直井高20个百分点以上),见图2。同时还具有以下两方面的优势:生产压差小;减缓出砂和水窜^[18]。

该技术的应用,对稠油开发有效厚度界限产生影响,使其由6 m降至2 m,最终实现了薄层稠油经济有效开发。陈家庄油田陈373区块,地面原油黏度介于10 000~30 000 mPa·s,且具有较强边底水,其主要地质特征为:散,纵向上共16个含油小层,但主力层不集中,平均净总比小于0.4;薄,单层平均有效厚度仅介于2~6 m。2002年开始采用直井对叠合有效厚度大于6 m、净总比大于0.4的主体区域进行多层合采;2011年对主体区进行扩边开发,在有效厚度2 m以上的区域整体采用水平井开发,共部署水平井48口,采出程度为25.14%,采油速度为1.89%,平均单井累产油为 $1.22 \times 10^4 \text{t}$ 。

2.2 热化学复合开发技术

针对深层特超稠油、薄层特超稠油无法动用及深层高压稠油油藏转蒸汽驱油汽比低的问题,胜利油田创新形成了热化学复合开发技术。该技术突破了单一注蒸汽

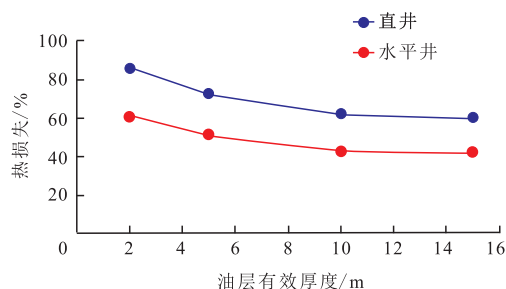


图2 直井和水平井热损失对比

Fig. 2 Comparison of heat loss between vertical and horizontal wells

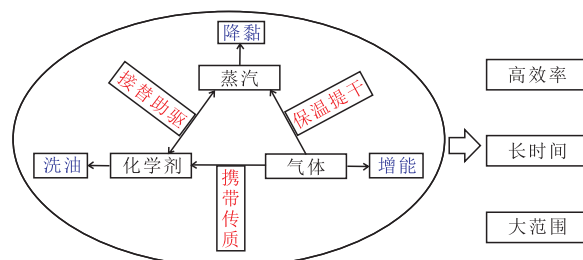


图3 热化学复合开发技术

Fig. 3 Thermochemical composite development technology

加热降黏驱油思路,创建了蒸汽+化学剂(高温降黏剂、驱油剂)+气体(CO₂、N₂)辅助水平井的热化学复合采油方法(图3),以热力采油为核心实现“高效率、大范围、长时间”降黏的新构想。其主要开发机理为“汽剂耦合降黏、气体保温增能、热剂接替助驱”:即近井端利用蒸汽加热降黏、远井端依靠降黏剂化学降黏,扩大了泄油半径;针对热损失大的问题,利用气体导热系数低、密度低的特点,在储层上部形成一个低导热层,阻止热量的快速散失,提高热量利用率,同时补充地层能量;近井端利用高温蒸汽洗油,远井端利用降黏剂低界面张力作用强化洗油,二者复合接力增强洗油效果。室内实验表明:热化学复合的驱油效率比单一蒸汽高32.1%(驱替实验条件:填砂管长度为18 cm,孔隙度为35.2%,渗透率为3 160×10⁻³ μm²,含油饱和度为77.2%,实验用油黏度30 °C时为84 630 mPa·s,实验温度为200 °C),见图4。同时,胜利油田研发了热化学复合开发数值模拟软件、耐高温驱油剂、水平采油泵、注采一体化管柱等相关配套技术。热化学复合开发技术针对不同的油藏类型,形成了以下3种技术模式。

2.2.1 HDCS 模式及对深度界限的影响

针对深层稠油油藏注汽难、热损失大、蒸汽腔小造成“注不进、采不出”的问题,综合应用水平井(H)、降黏剂(D)、CO₂(C)和蒸汽(S),形成深层稠油 HDCS 开发模式^[19-20]:向油藏依次注入降黏剂、CO₂和蒸汽,焖井后回采,见图5。利用超临界CO₂溶解降黏、降低启动压力的机理,与蒸汽一起驱动降黏剂向油层深处扩散,破坏超稠油胶质沥青质网状结构,扩大降黏剂分散降黏范围,降低启动压力2~3 MPa,驱油效率是注蒸汽的3倍。

该技术模式对稠油油藏埋深界限产生影响,使其由1 400 m升至2 000 m。胜利埕南埕91区块稠油油藏埋深介于1 750~1 800 m,主力油层为东营组2小层地面原油黏度(50 °C条件下)介于(20~27)×10⁴ mPa·s,渗透率为1 271×10⁻³ μm²,有效厚度介于2~27 m。2010年利用直井试油仅见油花;2012年整体采用HDCS的方式建

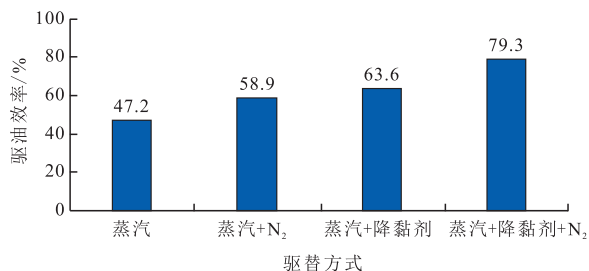


图4 不同驱替方式驱油效率对比

Fig. 4 Comparison of oil displacement efficiency among different displacement methods

产,周期注入降黏剂10 t、CO₂100 t、蒸汽2 500 t。其中,埕南91-平1井第一周期生产310 d,峰值日产油40.3 t,平均日产油25.6 t;全区33口油井平均单井已产油0.94×10⁴ t。

2.2.2 HDNS 模式及对黏度界限的影响

薄层水平井技术仅能有效厚度2 m的普通稠油或特稠油的开发,但对于这种既薄又稠的薄层超稠油仍无法有效动用。为解决这一重大技术难题,利用多元热复合开发思想,创建了HDN(N₂)S开发技术^[21-24]:向薄层超稠油水平井中依次注入降黏剂、N₂和蒸汽,焖井后回采。低导热非凝析N₂注入油层形成“保温被”、降低热损失50%以上,扩大了热波及体积;蒸汽和降黏剂耦合降低黏度、提高驱油效率(图6)。

该技术模式对稠油黏度界限产生影响,使其由

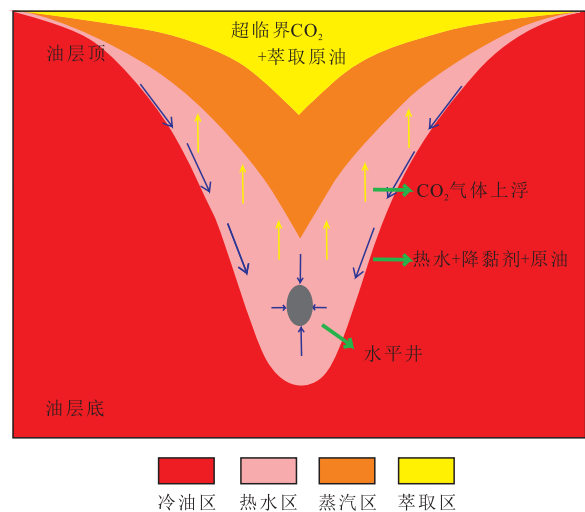


图5 HDCS开发模式

Fig. 5 HDCS development mode

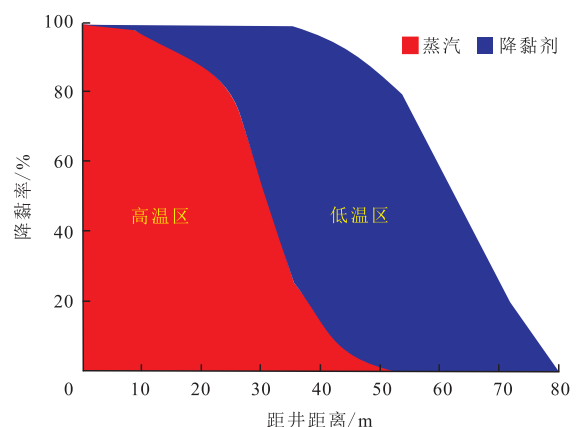


图6 不同距井距离蒸汽/降黏剂复合降黏率

Fig. 6 Composite viscosity reduction rate of steam/viscosity reducer at different well spacing

$2 \times 10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 升至 $20 \times 10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。胜利西部新春油田油藏埋深介于 $420 \sim 615 \text{ m}$, 油层有效厚度介于 $2.0 \sim 6.5 \text{ m}$, 平均为 3.5 m , 地层温度下原油黏度大于 $20 \times 10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。常规水平井蒸汽吞吐周期产量仅为 29.5 t , 周期油气比为 0.04 。2011年开始试验薄层超稠油 HDNS 开发技术, 周期产量达到 $1\,484 \text{ t}$, 油气比提高至 0.74 , 实现了薄层超稠油经济有效开发, 最终建成年产百万吨浅薄层超稠油生产基地。

2.2.3 化学蒸汽驱模式及对转驱压力界限的影响

为解决胜利东部稠油埋藏深、地层压力高, 导致蒸汽腔扩展难的难题, 通过注入非凝析气体降低蒸汽分压, 提高蒸汽干度, 增加比容, 扩大蒸汽腔; 针对储层厚度薄、井距大, 单一蒸汽驱热水带宽, 采收率低的难题, 通过注入高温驱油剂提高热水带驱油效率, 降低残余油饱和度; 为解决储层非均质性强, 单一蒸汽驱替不均衡的难题, 通过注入耐高温泡沫剂均衡驱替前缘^[25-27], 最终形成了胜利油田化学蒸汽驱模式。

该技术对稠油开发转驱压力界限产生重要影响, 其由 5 MPa 升至 7 MPa 。中二北馆陶组 5^3-4 小层位于孤岛背斜构造北翼中段, 河流相正韵律沉积, 油藏顶面埋深 $1\,300 \text{ m}$ 左右, 平均有效厚度为 8.3 m , 平均孔隙度为 0.32 , 平均渗透率为 $2\,100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层条件下原油黏度介于 $500 \sim 1\,000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。受边底水的影响, 地层压力下降缓慢, 2010年转蒸汽驱时地层压力仍为 7.1 MPa 。选取4个小井组和4个大井组进行化学蒸汽驱试验, 井距分别为 $100 \text{ m} \times 141 \text{ m}$ 和 $141 \text{ m} \times 200 \text{ m}$, 最终小井组采收率为 62.2% , 大井组为 54.3% , 在此压力条件下成功实现化学蒸汽驱大幅度提高采收率。

2.3 稠油化学降黏开发技术

该技术为向稠油储层中注入化学降黏体系, 利用化学降黏的方式替代加热降黏。其不同于聚合物驱, 主要是作用于油相, 通过改变原油的流动性提高开发效果。近几年, 随着原油价格的下跌和受环保政策的影响, 胜利油田持续加大了化学降黏开发技术在稠油油藏的应用, 同时在稠油致黏机理及降黏剂驱提高采收率方面得到一些新的认识: 建立了稠油大分子含氮、含硫和含氧化合物、金属卟啉和芳烃化合物等的系列分析方法, 对稠油的认识由组分层次推进到分子层次, 揭示了稠油中富含环烷烃、环烷酸和有机钙化合物赋存状态致黏的分子基础; 认识到稠油具有高的分子层次基础黏度, 超分子层次结构对黏度的附加贡献主要取决于聚集体及聚集体网络的尺寸, 稠油黏度最终由分子层次和超分子层次结构协同作用构成; 揭示了降黏剂驱“原位乳化、提高原油渗流能

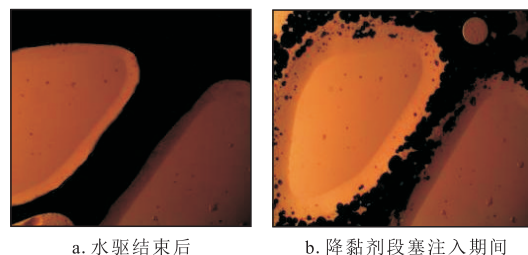


图7 水驱与降黏剂驱油水分布状态对比

Fig. 7 Comparison of oil-water distribution between water flooding and viscosity reducing agent flooding

力(图7), 乳液调驱、扩大波及系数^[28-30]的开发机理。胜利油田已经把该技术作为低效稠油的一项主导开发技术。低效稠油是指因热采不适应或者水驱指进严重造成开发效果差的难采稠油油藏, 主要包括深层低渗、强边底水、敏感性、低效水驱等类型稠油油藏。自2018年起, 该技术已在胜利油田实现累增油 $79.5 \times 10^4 \text{ t}$, 并且技术应用开发规模在不断扩大。

2.3.1 对渗透率的影响

胜利油田存在一类稠油油藏, 其油藏埋深大于 $1\,400 \text{ m}$, 储层渗透率小于 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 该类油藏称为深层低渗稠油油藏。热采开发为减少热损失, 要求大排量注入, 一般注入速度在 6 t/h 以上, 储层渗透率低造成注入困难; 而降黏体系注入没有速度要求, 且渗透率不影响降黏效率, 降黏开发技术在此类油藏具有适应性。以王152区块为例, 该区块地层温度下原油黏度为 $2\,453 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 油藏埋深为 $1\,500 \text{ m}$, 渗透率仅为 $135 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。2011年发现并建产, 因产能低完钻7口井后停止产能建设, 后采用超临界注汽、DCS、水力径向射流、压裂防砂、 CO_2 吞吐等技术进行试采, 效果均不理想, 产能仅介于 $1 \sim 2 \text{ t/d}$, 储量 10 a 未动。2020年4月, 该区块选取一个井组采用化学降黏开发, 单井日产油由 0.65 t 升至 3.70 t ; 同年底技术推广再次建产, 截至目前平均单井日产油 3.60 t , 并且开发效果仍处于上升趋势, 该区块的成功使胜利油田稠油开发渗透率界限拓展至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3.2 对油藏埋深的影响

采用热化学复合开发技术, 高孔高渗稠油油藏开发深度界限拓展到 $2\,000 \text{ m}$ 。但胜利油田垦西—三合村地区稠油油藏埋深超过 $2\,000 \text{ m}$ 且渗透率不高。热采开发随埋深加大, 热损失大、加热半径小; 而降黏体系降黏效率不受埋深影响, 对此类油藏具有适应性。以三合村油田垦119区块为例, 地层温度下原油黏度为 $4\,939 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 油藏埋深为 $2\,300 \text{ m}$ 左右, 2022年对垦119—平2井进行气

辅助化学降黏吞吐,单井日产油达到10.6 t,实现了超深层稠油的有效开发,稠油开发深度界限扩展至2 300 m。

2.3.3 对储层敏感性油藏的影响

敏感性疏松砂岩稠油油藏一般具有3个难点:①原油黏度大、流动困难,地层原油黏度在50 mPa·s以上,天然能量或水驱生产单井产能低;②胶结疏松、生产易出砂或黏土,油井生产期通常需要进行多次防砂且效果差;③黏土含量高、注汽易水敏,采用热力采油的方式提高采收率难度大,存在注汽压力高、干度低的问题。降黏开发技术通过化学降黏的方式提高原油的流动性,利用回采的地层水配制防膨降黏体系避免水敏,控制注入速度避免了对储层应力的破坏、抑制地层出砂。“十五”以前,胜利油田利用“近热远防”的技术模式实现了钙基蒙脱石水敏性油藏的高效开发,“十三五”期间采用稠油化学降黏开发技术,实现了敏感性更强的钠基蒙脱石水敏性油藏开发。

金8区块位于金家油田南部,埋深介于730~970 m,孔隙度为36.5%,渗透率为 $720 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但黏土矿物含量高达16.8%,水敏指数为0.97,速敏指数为0.85,为强水敏(钠基)、强速敏的敏感性储层,地层温度条件下原油黏度为900 mPa·s,属于普通稠油。受地质条件的影响,该区块以天然能量和水驱(2井组)开发,单井日产油为1.3 t,采出程度为3.8%,采油速度为0.25%,为典型的“双低”单元(低采油速度、低采出程度)。2019年水驱转化学防膨降黏开发,对比2种开发方式的开发效果,化学防膨降黏开发具有以下优势:①减缓了含水上升速度,水驱1 a含水由51.3%升至65.9%,转化学防膨降黏开发1 a含水降

至57.8%;②提高了采油速度,水驱时井组峰值日产量为10.8 t,转化学防膨降黏开发日产量为23.7 t,年采油速度是水驱的1.8倍;③延长驱替见效期,水驱见效期仅有6个月,增油658 t,转化学防膨降黏剂驱1 a增油量为2 543 t,且目前仍持续有效,已累计增油9 595 t;④提高储层吸水能力,注入井视吸水指数由 $5.1 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 升至 $8.9 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$;⑤提升经济效益,井组吨油完全成本由2 416元/t降至1 387元/t。

3 稠油油藏新分类标准的建立

目前稠油油藏的分类主要是以油性和地质特征为主,通常按深度和原油黏度进行划分,比如:深层普通稠油油藏、浅层普通稠油油藏、深层特超稠油油藏、浅层普通稠油油藏等。这种分类方法没有和开发技术相关联,面对越来越丰富的稠油开发方式,油藏的管理者和决策者不能简便地找到合适的开发技术。综上所述,胜利油田明确了各开发技术的适用条件(图8),并且根据油藏品质的高低和技术的适应性建立了新的稠油分类标准(表1),指导不同类型稠油油藏的开发应用实践。

1类主要指埋深在1 600 m以浅的中高渗稠油油藏,蒸汽吞吐或蒸汽驱对此类油藏具有良好的适应性:当油藏有效厚度大于等于10 m时,在蒸汽吞吐后油藏压力降到7 MPa以下,可以采用蒸汽驱的方式开发,如单家寺油田单83区块,油藏埋深介于1 110~1 220 m,油层有效厚度为15.2 m,渗透率为 $3 064 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,50℃时原油黏度为2 725 mPa·s,蒸汽吞吐转蒸汽驱,最终采收率达到44.4%以上;当油藏有效厚度介于2~10 m时,可以采用

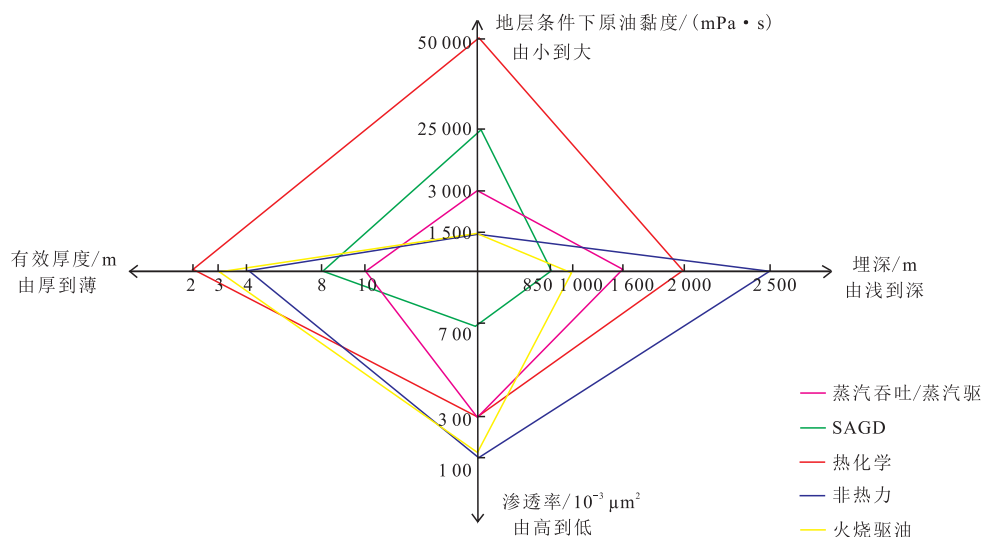


图8 稠油开发技术适应性图版

Fig. 8 Adaptability chart of heavy oil development technology

表1 胜利油田稠油分类方法
Table 1 Classification method for heavy oil in Shengli Oilfield

分类	亚类	黏度 ^① /(mPa·s)	埋深/m	有效厚度/m	渗透率/10 ⁻³ μm ²	对应开发技术	开发效果
1类	中高渗厚层普通/特稠油	≤10 000	≤1 600	≥10	≥300	蒸汽驱	技术成熟、经济效益好
	中高渗薄层普通/特稠油	≤3 000	≤1 600	≥2	≥300	蒸汽吞吐	
2类	高渗特/超稠油	≤25 000	≤850	≥8	≥700	SAGD	技术成熟、经济效益好
3类	深层/薄层特超稠油	≤50 000	≤2 000	≥2	≥300	热化学	技术成熟、经济效益较好
4类	低效难采稠油 ^②	≤1 500	≤2 500	≥4	≥100	非热力	技术发展中、经济效益好
5类	热采后普通稠油	≤1 500	≤1 000	≥3	≥100	火烧驱油	技术发展中、经济效益不高

注:①是地层条件下原油黏度;②是指因热采不适应或者水驱指进严重造成开发效果差的稠油油藏,包括深层低渗、强边底水、敏感性、低效水驱、薄层吞吐后期。

蒸汽吞吐的方式进行有效动用,如上述陈373区块。

2类主要是埋深在850 m以浅、有效厚度大于8 m的高渗特/超稠油藏,SAGD对此类油藏具有良好的适应性,如辽河油田杜84区块,油藏埋深介于530~640 m,油层有效厚度介于23.6~126.3 m,渗透率为 $5\,539 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,50 °C时原油黏度为231 910 mPa·s,蒸汽吞吐转SAGD后,最终采收率达到60%以上。

3类主要是埋深介于(1 600, 2 000] m或有效厚度介于[2, 6) m的深层/薄层特超稠油油藏,热化学复合开发的方式对其具有良好适应性:对于埋深介于(1 600, 2 000] m的超稠油,可以采用HDCS开发技术,如上述埕91区块;对有效厚度介于[2, 6) m的超稠油,可以采用HDNS开发技术,如上述春风油田。

4类主要是针对热采开发不适应的低效难采稠油油藏,比如超深稠油油藏埋深介于(2 000, 2 500] m,低渗透率稠油油藏渗透率介于 $[100, 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层强敏感性稠油油藏水敏指数大于0.85,这类油藏适合采用非热力采油的形式,如上述胜利油田垦119、王152、金8区块。

5类主要是热采后普通稠油油藏,蒸汽驱油效率一般能达到65%以上,目前仅火驱的方式驱油效率高于此,因此,火烧驱油的方式被认为是蒸汽驱后期的接替技术。例如新疆油田红浅1区块,油藏埋深为520 m,油层有效厚度为7.7 m,渗透率为 $760 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,50 °C时原油黏度为800 mPa·s,经历了蒸汽吞吐及蒸汽驱后,区块采出程度达28.9%,综合含水为96.8%,成为废弃油藏;2009年进行火驱试验,阶段采出程度达到22%,最终采收率为65.1%。

4 稠油开发技术发展方向

随着胜利稠油老区进入开发后期矛盾越来越多、新区品质越来越差,新的开发技术将不断涌现,稠油油藏的

开发技术界限朝向“更深、更稠、更低渗”方向拓展,技术模式朝向“更高效、更清洁”方向转变。未来胜利稠油开发技术主要有3个发展方向。

4.1 热力采油向多元热复合的方式深入发展

随着稠油开发的地质条件更复杂、面对的矛盾更多,单一热力采油技术在大幅提高采收率方面受到挑战,多元热复合成为热力采油的一个发展方向,胜利油田热化学开发方式在深层/薄层超稠油方面取得的突破已证明了复合的可行性。热与其他介质的复合,将来可能是一个发展的重点。

1) 蒸汽与烟道气的复合^[31-34]

热采制汽过程中产生烟道气(N_2/CO_2 体积比为4:1),其不仅携带有大量的热焓,烟道气本身具有增能、降黏作用,回收注入油藏,不仅可以改善开发效果,还可以减少排放,胜利油田已完成烟道气和蒸汽复合吞吐189井次,实现增油 8.2×10^4 t。

2) 蒸汽与催化裂解剂复合^[35-38]

首先采用适当的注入方式预先将催化剂注入油层,再配合蒸汽加热产生的热驱动条件,使稠油在催化剂的作用下,降低反应活化能,并发生部分裂解反应,这样不仅使稠油中的重质组分裂解成为轻质组分,提高了油品品位,不可逆地降低了稠油黏度,同时裂解的轻质组分还可以稀释未发生裂解的稠油,形成溶解降黏。胜利孤东油田开展了17口井的催化裂解辅助蒸汽吞吐,平均单井增油202.6 t。

3) 蒸汽与溶剂复合^[39-40]

SAGD主要针对特稠油和超稠油,其地下原油黏度达10 000 mPa·s以上,但加热原油需要消耗大量蒸汽,进而消耗大量天然气用于生产蒸汽,从而导致SAGD的经济效益受到影响。为了减少蒸汽用量,提高SAGD经济效益,加拿大阿尔伯塔能源署提出了溶剂辅助SAGD技术,该技术结合了蒸汽热效应和溶剂稀释效应,可提高能

源利用率,减少CO₂排放。溶剂与蒸汽共同注入油藏之后,以气相或液相的形式与原油混合,具有溶剂溶解降黏+蒸汽高温降黏双重作用;添加二甲苯溶解沥青,降低渗流阻力,提高采出程度。国外在Christina Lake(克里斯蒂娜湖油田)进行了矿场实践,试验半年后,产油量由100 t升至250 t,汽油比由5.0降至1.6。目前中国暂未见到相关实践的报道。

4.2 稠油非热力开发技术快速发展

2014年油价大幅降低后,各石油企业均提出了降低生产成本的目标,同时受“碳达峰、碳中和”政策的影响,稠油非热力开发技术因其投资低、能耗小、无烟气排放的特点,受到越来越多的重视。

稠油化学驱(聚合物驱、化学降黏开发、微生物驱)将是一个重要方向^[41-42]。除上面介绍的化学降黏开发技术外,聚合物驱目前已由稀油拓展到稠油领域。加拿大在Pelican Lake(鹈鹕湖油田)进行了聚合物驱油的试验,油藏埋深介于300~425 m,原油黏度(15 °C)介于800~8 000 mPa·s,2003年开始进行注聚试验,2011年产油量由低谷时的18 000 m³/d升至37 000 m³/d。目前胜利油田在孤东9区块进行聚驱试验,该区块地面原油黏度为3 801 mPa·s(50 °C),于2021年2月开始转聚驱,累注入0.1 PV后,区块日产油由74 t升至151 t。近几年,微生物采油技术在稠油开发方面也行了探索和实践。该技术是向油层注入微生物和营养液,这些经严格筛选和培养的微生物就地繁殖,其采油机理主要有:微生物嗜烃降黏,通过降解长链烷烃,破坏胶质沥青质分子结构,实现稠油改质降黏;利用微生物代谢产物中的生物表面活性剂,改变岩石表面润湿性,提高驱油效率,或作用于油水界面,乳化原油,降低表观黏度^[43-44],见图9。胜利油田在沾3区块进行了试验,转微生物驱前采出程度为24.8%、综合含水为93.8%。2011年采用内源菌选择性激活采油技术实施微生物驱,实施6个月后果效,产油量由24 t/d升至

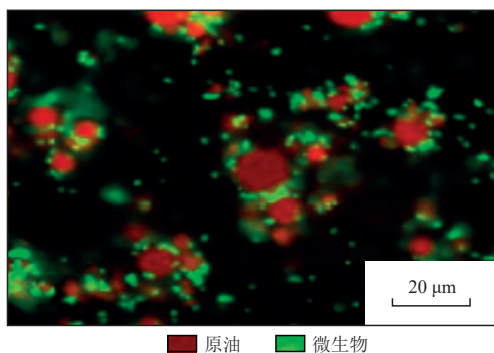


图9 荧光显微镜观察微生物在油滴表面聚集状况
Fig. 9 Aggregation of microorganisms on the surface of oil droplets under fluorescence microscope

85 t/d,含水由96.0%降至88.6%

CO₂受政策的影响将会大量应用于稠油油藏开发^[45-47]。稠油因为黏度高,很难实现混相驱,主要采用CO₂吞吐或非混相驱方式,其提高稠油开发效果的主要机理为CO₂溶解降黏和增能作用。土耳其Bati Raman区块进行了目前世界范围规模最大、时间最长(25 a)的深层裂缝稠油CO₂非混相驱项目,由一次采收率1.5%升至10.0%左右。目前胜利、辽河油田均进行了稠油油井CO₂吞吐并取得明显效果。

各种物理采油技术在低成本目标的影响下也将大放异彩^[48-49]。如声化降黏技术,超声波在原油中传播时产生的机械振动作用、超声空化效应以及介质吸收声波而产生的热作用等可显著降低原油的黏度,依靠声波功率和作用时间的增大,降黏率可达到90%,研究表明:声波和降黏剂组合在一起,降黏效果更好,达到更好的降黏效果,组合降黏仅需化学剂用量的50%,大幅降低成本。该技术目前仍处于室内研究阶段,目前暂未见到矿场应用的报道。S-BTF(气压热流)技术,借助原油的摇溶特性,通过一种特殊构造的井口装置,将不同形状、振幅和长度的脉冲波,传送至井底结合井口注入的热液,实现地下稠油降黏、气化等作用,增加了流动性,最终达到增产的效果。

VAPEX(溶剂萃取)开采技术正在完善之中^[50]。该技术用轻烃或轻烃与非凝析气的混合物取代蒸汽,从而把重油或沥青萃取出来,与热采相比,VAPEX可在油藏温度条件下实施且没有热损,对于存在底水、高含水、垂直裂缝、低孔隙度和低传导率的重油、沥青等不宜用热采的油藏,可以采用VAPEX。尽管VAPEX有独到之处,并在现场应用中具有很大的潜力,但目前所有的工作尚处于实验阶段,研究主要集中在以下2个方面:沥青的析出及它对渗透率的影响;达到经济有效开发时注入溶剂和产出原油的比例。使用在储层压力和温度条件下运行的二维模型,以分析溶剂提取沥青的过程,观察到戊烷和丙烷都沉淀出沥青质。但是在使用戊烷的情况下,沉淀的沥青质为固体,降低了渗透率,从而导致堵塞;在使用丙烷的情况下,沉淀的沥青质相保持液态,并且更稳定。

4.3 纳米材料在稠油开发中快速应用

纳米尺度颗粒具有尺寸小、比表面积大、表面能高、表面原子所占比例大等特点,因而具有独特的表面效应、小尺寸效应和宏观量子隧道效应等物理化学特性。纳米技术与提高采收率的融合集成,可解决传统EOR(提高采收率)技术不能解决的问题,如涉及效率低、苛刻环境适应性差及潜在储层伤害等。纳米智能驱油技术的研究思路是:纳米驱油剂的“尺寸足够小”,能够基本实现全油

藏波及;“强憎水强亲油”,遇水排斥,遇油亲合,具有自驱动力,实现智能找油;“分散油聚并”,能够捕集分散油,形成油墙或富油带并被驱出^[51-52]。目前纳米材料在稠油中有2个应用方向:一个是纳米驱油剂,“黑卡”纳米驱油剂用辽河、胜利油田等多个区块原油进行测试,降黏率在99%以上,岩心驱替实验显示,“黑卡”纳米驱油剂驱后采收率可以提高14%以上;另一个是纳米催化剂,利用纳米材料独特的性质,降低催化裂解温度,扩大储层催化裂解的范围,实现在油藏条件下和热采协同作用。目前纳米材料正由实验室走向矿场试验,中国G4(高青油田4区块)稠油区块采用纳米驱油剂+CO₂吞吐,日产油能达到6 t。下一步纳米材料要在油藏中进行大规模应用,主要还应解决以下几方面的问题^[51-54]:①纳米材料经济化、工业化生产,目前此类研究大多局限于实验室和研究发展水平,成本关也尚未真正突破,开发廉价、环保、可重复利用的纳米驱油剂工业规模生产技术是亟待解决的问题;②仍存在部分尚不明确的纳米驱油机理,油气储集空间较为复杂,缺乏普适性、系统性的原位测试方法,纳米颗粒在储层中的流动行为难以实时、准确描述,同时,纳米驱油剂与原油的作用过程和效果分量还存有争议,提高采收率机理有待进一步明确;③纳米驱油剂的性能还有待完善,如SiO₂纳米颗粒表面高能,含有大量羟基,因此,在水中容易聚集,难以分散悬浮。

5 结论

1) 常规单一的注蒸汽热力采油技术对浅、厚、高渗稠油油藏具有很好的适应性,但面对稠油资源劣质化,胜利油田创新发展形成了薄层水平井开发技术、热化学复合开发技术和化学降黏开发技术,拓宽了稠油开发的领域。目前胜利油田稠油开发界限为:有效厚度低至2 m,油藏埋深深至2 000 m,渗透率低至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油黏度高至 $20 \times 10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

2) 在各项稠油开发技术适应条件的基础上,建立了稠油开发技术适应性图版和新的稠油分类标准。胜利油田稠油油藏可以分为中高渗普通/特稠油、高渗特/超稠油、深层/薄层特超稠油、深层/低渗普通稠油、热采后普通稠油。

3) 在新的问题和新的形势下,“多元热复合”“非热力开发”“纳米材料应用”将是稠油开发技术3个趋势,其将进一步提升稠油开发的界限和经济效益。

参考文献

[1] 马锋,张光亚,王红军,等.全球重油与油砂资源潜力、分布与勘探方向[J].吉林大学学报(地球科学版),2015,45(4):1042-1051.
MA Feng, ZHANG Guangya, WANG Hongjun, et al. Potential, distribution and exploration direction of global heavy oil and oil sand

resources[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2015, 45(4): 1042-1051.

[2] 于连东.世界稠油资源的分布及其开采技术的现状与展望[J].特种油气藏,2001,8(2):98-103.
YU Liandong. The distribution of heavy oil resources in the world and the current status and prospects of their extraction technologies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 98-103.

[3] 武毅.辽河油田开发技术思考与建议[J].特种油气藏,2018,25(6):96-100.
WU Yi. Technical considerations and suggestions for the development of Liaohe Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 96-100.

[4] 熊彪,张荷,李浩哲,等.稠油开采技术及展望[J].化学工程与装备,2016(2):169-171.
XIONG Biao, ZHANG He, LI Haozhe, et al. Heavy oil recovery technology and prospects[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2016(2): 169-171.

[5] 蒋琪,游红娟,潘竞军,等.稠油开采技术现状与发展方向初步探讨[J].特种油气藏,2020,27(6):30-39.
JIANG Qi, YOU Hongjuan, PAN Jingjun, et al. Preliminary discussion on current status and development direction of heavy oil recovery technologies[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 30-39.

[6] 袁士宝,孙健,宫宇宁,等.多层稠油油藏对向火驱开采方法研究[J].非常规油气,2023,10(2):26-32.
YUAN Shibao, SUN Jian, GONG Yuning, et al. Study on mining method of opposite fire flooding in multi-layer heavy oil reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 26-32.

[7] 黄琴,蔡晖,桑丹,等.海上稠油油田水平井多轮蒸汽吞吐生产规律研究[J].非常规油气,2023,10(2):76-79.
HUANG Qin, CAI Hui, SANG Dan, et al. Study on development law of horizontal well multiple cyclic steam stimulation for offshore heavy oilfields[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 76-79.

[8] 武毅,李铁军,赵洪岩.辽河油田高效开发[M].北京:石油工业出版社,2017.
WU Yi, LI Tiejun, ZHAO Hongyan. Efficient development of Liaohe Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.

[9] 许鑫,刘永建,尚策,等.稠油油藏蒸汽驱提高热利用率研究[J].特种油气藏,2019,26(2):112-116.
XU Xin, LIU Yongjian, SHANG Ce, et al. Thermal utilization enhancement of steam-flooding in heavy oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 112-116.

[10] 安洁.胜利稠油开发技术及未来发展[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(17):202-203.
AN Jie. Shengli heavy oil development technology and future development[J]. China Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2020, 40(17): 202-203.

[11] 户昶昊.中深层稠油油藏蒸汽驱技术研究进展与发展方向[J].特种油气藏,2020,27(6):54-59.
HU Changhao. Research progress and development direction of steam flooding technology for medium to deep heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 54-59.

[12] 何万军,鲍海娟,马鸿,等.超稠油油藏小井距蒸汽吞吐转蒸汽驱先导试验[J].特种油气藏,2014,21(4):130-133.
HE Wanjun, BAO Haijuan, MA Hong, et al. Pilot of steam drive after huff and puff for ultra-heavy oil reservoir with small well spacing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 130-133.

- [13] 李浩哲,熊彪,张荷,等.国外稠油油藏单井SAGD开发技术综述[J].天然气与石油,2017,35(1):84-88.
LI Haozhe, XIONG Biao, ZHANG He, et al. Technical review on the development of single-well SAGD in foreign heavy oil reservoirs[J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35(1): 84-88.
- [14] 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.
- [15] 杨钊.稠油油藏火烧油层采油技术原理及其应用[M].北京:中国石化出版社,2015.
YANG Zhao. The principle and application of in situ combustion Oil Recovery Technology in heavy oil reservoirs[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2015.
- [16] 徐克明,刘永建,刘其成.火烧油层采油技术基础及其应用[M].北京:石油工业出版社,2015.
XU Keming, LIU Yongjian, LIU Qicheng. Fundamentals and applications of in situ combustion oil recovery technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [17] 张方礼.火烧油层技术综述[J].特种油气藏,2011,18(6):1-5.
ZHANG Fangli. An overview of in situ combustion technology[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(6): 1-5.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 陶磊,李兆敏,毕义泉,等.胜利油田深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.
- [21] 孙焕泉.薄储层超稠油热化学复合采油方法与技术[J].石油与天然气地质,2020,41(5):1100-1106.
SUN Huanquan. Hybrid thermal chemical recovery of thin extra-heavy oil reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1100-1106.
- [22] 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 & Gas Field, 2012, 19(suppl. 1): 1-4.
- [23] 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 Pai 601 block of the Chunfeng oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(4): 59-62.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] 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]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 131-136.
- [29] 郑万刚,初伟,崔文富,等.渗透降黏驱油剂提高采收率机理[J].油气地质与采收率,2021,28(6):129-134.
ZHENG Wangang, CHU Wei, CUI Wenfu, et al. Enhanced oil recovery mechanism of permeable viscosity-reducing oil displacement agent[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 129-134.
- [30] 束青林,郑万刚,张仲平,等.低效热采/水驱稠油转化学降黏复合驱技术[J].油气地质与采收率,2021,28(6):12-21.
SHU Qinglin, ZHENG Wangang, ZHANG Zhongping, et al. Chemical viscosity reduction compound flooding technology for low-efficiency thermal recovery/water flooding heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 12-21.
- [31] 王勇.烟道气辅助SAGD提高稠油开发效果研究[D].青岛:中国石油大学,2010.
WANG Yong. Research on improving the development effect of heavy oil by assisting SAGD with flue gas[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2010.
- [32] 李兆敏,王勇,李宾飞,等.烟道气在超稠油中的溶解特性[J].特种油气藏,2010,17(5):84-86.
LI Zhaomin, WANG Yong, LI Binfei, et al. Dissolubility of flue gas in super-heavy oil[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(5): 84-86.
- [33] 林日亿,李魏,李兆敏,等.烟气-蒸汽辅助重力泄油模拟技术[J].中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(5):136-140.
LIN Riyi, LI Wei, LI Zhaomin, et al. Numerical simulation technology of flue gas-steam assisted gravity drainage[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(5): 136-140.
- [34] 张超,李兆敏,王弘宇,等.烟道气在风城稠油油藏中的溶解特性研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2013,28(6):90-94.
ZHANG Chao, LI Zhaomin, WANG Hongyu, et al. Study on

- dissolubility of flue gas in heavy oil in Fengcheng Oil Field[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 2013, 28(6): 90-94.
- [35] 李晨,苏路,李秋叶,等.稠油催化降黏技术开发研究进展[J].化学研究,2015,26(3):323-330.
LI Chen, SU Lu, LI Qiuye, et al. The development of viscosity reduction of heavy oil by catalytic techniques[J]. Chemical Research, 2015, 26(3): 323-330.
- [36] 史建民,吴志连,王耀国.稠油水热催化裂解降黏研究进展[J].广州化工,2021,49(6):11-13.
SHI Jianmin, WU Zhilian, WANG Yaoguo. Research progress in viscosity reduction through hydrothermal catalytic cracking of heavy oil[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2021, 49(6): 11-13.
- [37] 成浪.稠油催化改质降黏催化剂的合成与性能评价[D].乌鲁木齐:新疆大学,2019.
CHENG Lang. Synthesis and performance evaluation of heavy oil catalytic upgrading and viscosity reduction catalysts[D]. Urumqi: Xinjiang University, 2019.
- [38] 张丽慧,葛明兰,李向博,等.超稠油催化改质降黏研究[J].科学技术与工程,2014,14(36):171-175.
ZHANG Lihui, GE Minglan, LI Xiangbo, et al. Upgrading and visbreaking of ultra-heavy crude oil with catalyst[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(36): 171-175.
- [39] 吴永彬,刘雪琦,杜宣,等.超稠油油藏溶剂辅助重力泄油机理物理模拟实验[J].石油勘探与开发,2020,47(4):765-771.
WU Yongbin, LIU Xueqi, DU Xuan, et al. Scaled physical experiments on drainage mechanisms of solvent-expanded SAGD in super-heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 765-771.
- [40] 罗健,李秀峦,王红庄,等.溶剂辅助蒸汽重力泄油技术研究综述[J].石油钻采工艺,2014,36(3):106-110.
LUO Jian, LI Xiuluan, WANG Hongzhuang, et al. Research on ES-SAGD technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(3): 106-110.
- [41] 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 Chuazhi, 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.
- [42] 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 methods for viscosity reducing chemical flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 91-99.
- [43] 束青林,胡婧,林军章,等.“益生菌”提高难采稠油采收率机理与技术实践[J].油气地质与采收率,2022,29(4):76-82.
SHU Qinglin, HU Jing, LIN Junzhang, et al. Mechanism and technical practice of enhancing oil recovery of hard-to-recover heavy oil reservoirs with probiotics[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 76-82.
- [44] 孙刚正,胡婧,刘涛,等.油藏物性及采出程度对内源微生物驱油效果的影响[J].油气地质与采收率,2021,28(2):41-48.
SUN Gangzheng, HU Jing, LIU Tao, et al. Effects of reservoir physical properties and recoveries on oil displacement of endogenous microbes[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(2): 41-48.
- [45] 郭德明,潘毅,孙扬,等.低渗稠油油藏降黏剂-CO₂复合驱提高采收率机理研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):794-802.
GUO Deming, PAN Yi, SUN Yang, et al. EOR mechanism of viscosity reducer-CO₂ combined flooding in heavy oil reservoir with low permeability[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 794-802.
- [46] 王舒华.超临界CO₂对原油性质影响规律研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2014.
WANG Shuhua. Research on the influence of supercritical CO₂ on the properties of crude oil[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2014.
- [47] 于田田,郝婷婷,翟勇.增溶剂作用下二氧化碳在稠油中的溶解机理[J].油田化学,2022,39(3):449-454.
YU Tiantian, HAO Tingting, ZHAI Yong. Dissolution mechanism of carbon dioxide in heavy oil with 1,2-dimethoxyethane as solubilizer[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 449-454.
- [48] 徐德龙,高金彪,李超,等.超声波应用于稠油降黏的实验研究[J].声学技术,2020,39(6):682-685.
XU Delong, GAO Jinbiao, LI Chao, et al. Experimental study of heavy oil viscosity reduction by using ultrasonic wave[J]. Technical Acoustics, 2020, 39(6): 682-685.
- [49] 张达礼,戴咏川.超声波对重质油黏度和黏温性能的影响[J].当代化工,2011,40(9):885-887.
ZHANG Dali, DAI Yongchuan. Influence of ultrasound on viscosity and viscosity-temperature property of heavy oil[J]. Contemporary Chemical Industry, 2011, 40(9): 885-887.
- [50] 赵法军,王广昀,哈斯,等.国内外稠油和沥青VAPEX技术发展现状与分析[J].化工进展,2012,31(2):304-309.
ZHAO Fajun, WANG Guangyun, HA Si, et al. Development of vapor extraction technique in heavy oil and bitumen recovery[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2012, 31(2): 304-309.
- [51] 吴景春,石芳,赵阳,等.功能性纳米驱油剂研究进展[J].东北石油大学学报,2020,44(5):70-75.
WU Jingchun, SHI Fang, ZHAO Yang, et al. Research progress in functional nano-oil displacement agents[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(5): 70-75.
- [52] 侯吉瑞,闻宇晨,屈鸣,等.纳米材料提高油气采收率的研究及应用[J].特种油气藏,2020,27(6):47-53.
HOU Jirui, WEN Yuchen, QU Ming, et al. Research and application of nano-materials to enhance oil and gas recovery technology[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 47-53.
- [53] 刘江涛,关小旭,贺桃娥,等.纳米聚合物微球调剖剂的性能评价[J].石油与天然气化工,2023,52(4):77-82.
LIU Jiangtao, GUAN Xiaoxu, HE Tao'e, et al. Performance evaluation of nano-polymer microsphere profile control agent[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(4): 77-82.
- [54] 张辰君,金旭,袁彬,等.纳米驱油材料提高采收率研究进展、挑战及前景[J].西南石油大学学报(自然科学版),2023,45(1):55-70.
ZHANG Chenjun, JIN Xu, YUAN Bin, et al. Research progress, challenge and prospect of nanoscale oil-displacing materials for enhanced oil recovery[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(1): 55-70.