

中国石化东部老油田提高采收率技术进展及攻关方向

张莉^{1,2}

(1. 国家能源陆相砂岩老油田持续开采研发中心, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:针对中国石化东部老油田的油藏特点和开发矛盾,介绍了水驱、化学驱、稠油热采、CO₂驱等不同开发方式下提高采收率技术的主要进展和矿场应用效果。水驱调整以局部注-采关系完善为主,配套工艺采取智能分注分采技术,特低渗油藏开展了压驱注水试验;化学驱形成了无碱二元复合驱和非均相复合驱技术并已工业化推广应用,研发了耐温、耐盐、抗钙镁驱油剂和驱油体系;稠油油藏发展了低效稠油降粘复合驱技术、深层特超稠油 HDCS 技术、浅层超稠油 HDNS 技术和深层稠油化学蒸汽驱技术;CO₂驱针对中-高渗高含水油藏采取长效焖井+大段塞注入模式,针对低渗/特低渗油藏采取高压低速注入、异井水气交替注入模式,针对致密油藏采取异步周期注采模式。在上述技术进展分析的基础上,指出了不同类型油藏进一步提高采收率的攻关方向。

关键词:特高含水;高温高盐;化学驱;稠油热采;CO₂驱油与埋存;提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Progress and research direction of EOR technology in eastern mature oilfields of Sinopec

Zhang Li^{1,2}

(1. Research and Development Center for the Sustainable Development of Continental Sandstone Mature Oilfield by National Energy Administration, Beijing 100083, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: In view of the characteristics and challenges in developing the eastern mature oilfields of Sinopec, the study focuses on major progress made in research of enhancing oil recovery (EOR) technologies such as water flooding, chemical flooding, thermal recovery of heavy oil and CO₂ flooding, and introduces the application effects. For water flooding, focus is put on improvement of local injection-recovery relation, being combined with separate intelligent separate-layer injection and production technology, and pressurized water injection experiment is carried out in ultra-low permeability reservoirs. For chemical flooding, the binary surfactant/polymer flooding and the heterogeneous phase combination flooding (HPCF) have been developed and applied, with calcium/magnesium-tolerant agents developed for oil reservoirs with high temperature and high salinity. In terms of heavy oil reservoirs, compound viscosity-reducing flooding has been implemented in reservoirs with low displacement efficiency, H(horizontal well)+D(viscosity reducer)+C(CO₂)+S(steam) technology in deep ultra-heavy oil reservoirs, H(horizontal well)+D(viscosity reducer)+N(N₂)+S(steam) technology in shallow ultra-heavy oil reservoirs, chemical steam flooding in deep heavy oil reservoirs. As for CO₂ flooding, long-effect soaking and large slug injection technology has been put into effect in high-permeability reservoirs with high water cut; high-pressure and low-rate injection and alternate injection of water and gas from different wells in low permeability/ultra-low permeability reservoirs; and asynchronous cyclic injection and production in tight reservoirs. Analysis of the progress mentioned above serves for indicating the development direction of EOR promotion in different types of reservoirs.

Key words: ultra-high water cut, high temperature and high salinity, chemical flooding, thermal recovery of heavy oil, CO₂ flooding and storage, enhanced oil recovery (EOR)

收稿日期:2021-04-21;修订日期:2022-03-18。

作者简介:张莉(1974—),女,高级工程师,油藏工程与提高采收率技术。E-mail:sldzyzhi@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(U20B6003)。

引用格式:张莉. 中国石化东部老油田提高采收率技术进展及攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 717-723. DOI: 10. 11743/ogg20220320.
Zhang Li. Progress and research direction of EOR technology in eastern mature oilfields of Sinopec[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 717-723. DOI: 10. 11743/ogg20220320.

中国石化东部老油田以陆相沉积砂岩油藏为主,油田断裂系统复杂,储层非均质性较强,原油以中-高粘稠油为主。经过50多年的开发,到2020年底,总体处于高含水(90.5%)、高可采储量采出程度(86.6%)、高剩余可采储量采油速度(13.4%)阶段。针对不同类型油藏的特点和主要开发矛盾,探索了水驱精细调整、化学驱、稠油热采、CO₂驱等多种提高采收率技术,形成了不同类型油藏提高采收率技术系列^[1-3]。

1 水驱提高采收率技术

2020年底,中国石化70%左右的储量和产量贡献来自于水驱开发油田,注水开发油藏综合含水93.1%,采出程度22.2%,剩余可采储量采油速度11.8%。通过精细描述、精细调整和精细注采,系统开展分类治理,水驱开发效果持续改善,自然递减率降至10%左右^[4-8]。

1.1 精细油藏描述,局部注-采关系完善

针对不同类型油藏的主要开发矛盾,油藏精细描述的重点由单元整体系统描述转向重点方向及潜力描述,矿场调整重心由整体调整向局部注-采关系完善转移。针对整装油田,描述重点是储层内部结构表征、高耗水层带识别、韵律层细分,剩余油潜力类型主要为薄差砂体、非主流线、非主力层、韵律层和薄层,重点推广流场调整、井网调整+化学驱“2+3”组合调整及薄层、韵律层水平井调整技术;针对断块油田,描述重点是断棱及断面精细刻画、低序级断层描述及组合,剩余油潜力类型主要为低序级断层无井控制区、断棱控制构造高部位,重点推广极复杂断块多靶点井立体组合、复杂断块分区调控井网完善、窄屋脊断块人工边水驱等技术;针对低渗油田,描述重点是地应力与裂缝表征、微观孔隙结构,剩余油潜力类型主要为弱波及区,推广工艺适配井网(径向水射流)调整技术等。

孤岛油田西区北纵向上含油小层9个,隔层发育稳定,采用两套层系开发,综合含水98.1%,采出程度52.3%。针对井网形式长期不变、流线固定、上下层系井网交错、层系动用状况差异较大等问题,2020年

调整为上、下层系井网互换,充分利用老井,流线整体改变40°,互换后位于原层系老水井附近的油井侧钻避开极端耗水带,通过大修下小套、侧钻等方式扶停套损、套坏井,完善注采井网。调整后降水增油效果明显,日产油量由122 t上升到155 t,综合含水由98.1%下降到97.1%。

1.2 压驱注水

压驱注水技术突破了注水不能超过破裂压力的传统认识,通过超破裂压力2~4 MPa快速注入,形成裂缝,注入强度越大,地层改造程度越高。室内实验表明,压驱快速升压,增加了新的渗流通道,促使注入水驱替更小的含油孔隙,从而提高波及系数及驱油效率,最终采收率可提高5%~8%。特低渗油藏开发实践表明,地层压力系数1.5左右生产效果最好、压驱使油藏长期保持较高压力水平,生产压差可以提高6 MPa以上。

渤海油田义7-2井组开展压驱注水试验,取得初步成果。该块平均渗透率为 $2.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,井距为230~300 m,压驱注入前井组亏空 $6.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2020年矿场实施压驱注水后,从注不进到日注入量达1400 m³,两轮累计注水 $5.1 \times 10^4 \text{ m}^3$;地层破裂压力为63.3 MPa,折算井底注入压力为66.6 MPa;到2020年底,两口油井初步见效,其中一口井日产液量由3.5 t上升到9.3 t,日产油量由1.7 t上升到8.4 t。

1.3 智能分注分采

有缆式智能分注实现了注水层位及水量的远程实时监测、实时调控,最高分层6层,最大井斜62.3°,最高温度128℃,最长有效期24个月。智能分采形成了两种配套管柱:①一体式配套管柱,优点是改变座封方式,信号传输稳定,缺点是作业维护成本较高;②分体式配套管柱,优点是配产器独立下井,作业维护成本较低,工作压力可达50 MPa,耐温120℃,最多层数6层,缺点是泵上管柱及配产器湿接稳定性待提升。

辛151断块地层倾角10°,地层能量强,水体倍数150以上。区块采出程度57.8%、综合含水97.7%,纵向合采连续生产效益低。依托智能分采技术,油藏上、下层系不动管柱轮采轮休,2020年单元日产油增加18.5 t,综合含水下降0.9%。

1.4 水驱下步攻关方向

精细油藏描述方面,重点攻关特高含水油藏剩余油精细描述与定量表征、剩余油微观赋存及动用机制、侧积夹层精细建模和基于大数据的人工智能油藏精细表征技术等。

特高含水油藏进一步提高采收率方面,建立高水油比条件下的水驱开发技术理论,攻关适应不同类型油藏的注采流线优化技术、特高含水油藏深度调驱技术、剩余油二次富集高效开发技术、多介质复合辅助水驱开发技术等。

2 化学驱提高采收率技术

针对中国石化陆相沉积油藏高温($65 \sim 120\text{ }^{\circ}\text{C}$)、高盐($3\,000 \sim 100\,000\text{ mg/L}$)、高钙镁($100 \sim 2\,000\text{ mg/L}$)和高度非均质性的特点,以及普遍进入高含水、高采出程度阶段、剩余油高度分散等难点,重点围绕抗温耐盐化学剂、剖面调整及液流转向、超低油水界面张力等问题,研发适合的化学驱油剂和驱油体系^[9-11]。突破无碱条件下超低界面张力的难题,形成了二元复合驱配套技术并工业化推广;针对油藏深部堵驱和液流转向的难题,形成了非均相复合驱技术。先后在胜利、河南、江苏等油田开展矿场试验和工业化推广应用,化学驱平均提高采收率 6.3% ,为东部老油田增产稳产发挥了重要作用。

2.1 二元复合驱

针对三元复合驱存在的结垢、产出液乳化等问题,胜利油田开展二元复合驱技术攻关。针对粘度小于 $150\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的地层原油,提出“油剂相似富集、阴非加合增效、聚表抑制分离”的驱油剂加合增效理论认识,解决了在无碱条件下体系的界面张力超低问题;针对粘度在 $150 \sim 1\,000\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的地层原油,提出“粘弹增阻扩波及、润湿渗透提效率”的高粘原油化学驱油理论认识,研发了适应高粘油藏的化学驱油体系。

2003年在孤东油田七区西开展二元复合驱先导试验,区块综合含水由 98.2% 最低下降至 60.4% ,日产油水平由 10.7 t 上升到 127 t ,中心井区提高采收率 18.0% 。先导试验成功后,2007年进行工业化推广应用,二元复合驱平均提高采收率 9.3% 。

2.2 非均相复合驱

聚合物驱后油藏最终采收率一般可达到 $40\% \sim$

50% ,仍有一半左右的剩余油滞留地下,但聚合物驱后油藏非均质性更加突出,剩余油分布更加零散,单一井网调整和现有化学驱方法提高采收率潜力有限。针对聚合物驱后油藏提出了“井网调整+非均相复合驱”提高采收率方法,设计“粘弹性颗粒驱油剂+表面活性剂+聚合物”固液共存的非均相复合驱油体系,利用粘弹性颗粒突出的剖面调整能力,协同二元驱超低界面张力带来的洗油能力和聚合物的加合增效作用,结合井网调整改变流线,可大幅度提高聚合物驱后油藏原油采收率。

2010年在孤岛油田中一区开展矿场先导试验,试验区日产油量由试验前的 4.5 t 最高上升到 84.7 t ,综合含水由 98.2% 下降到 80.0% ,已提高采收率 4.0% ,方案预测最终采收率达到 63.6% 。2016年在I类、II类聚合物驱后油藏进行工业化推广应用,方案预测平均提高采收率 7.4% ,其中胜一区沙河街组二段1—3单元日产油量提高了 3.4 倍,综合含水下降了 6.3% ,到2020年底,已提高采收率 2.8% 。

2.3 耐温耐盐抗钙镁体系

针对高温油藏($95\text{ }^{\circ}\text{C}$)条件,在聚合物分子链上引入非离子基团、磺酸基团、羧酸基团、疏水基团等各种官能团,设计耐高温聚合物分子结构, $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ 高温下老化 180 d 后,聚合物的粘度和模量基本不变,粘度保留率 93% 以上,粘弹模量为 91.89 mN/m ,弹性模量为 90.76 mN/m 。2014年在双河油田VII油组上层系开展先导试验,到2020年底,日产油量由注入前的 22.7 t 上升到 59.2 t ,产油倍数 2.6 ,综合含水由注入前的 97.9% 下降到 94.4% ,预计提高采收率 9.3% 。

在常规聚合物的基础上,引入耐温抗盐单体AMPS,采用模板聚合方法与丙烯酰胺和丙烯酸钠多元嵌段共聚,研发了耐温抗盐超高分子多元共聚物。2018年在东辛油田营8区块开展先导试验,矿场采用全密闭撬装注入设备,产出水配置母液、产出水稀释注入。到2020年底,井口注入压力上升了 5.0 MPa ,2口油井初步见效,单井日产油增加 2.0 t ,预计可提高采收率 6.8% 。

改变高钙镁油藏必须加大聚合物浓度和分子量的思路,利用钙镁离子,一是使部分钙镁离子形成微晶,悬浮在驱油体系中,降低钙镁离子对聚合物溶液粘度的不利影响;二是利用钙镁离子将添加剂接枝到聚合物分子链上,扩大聚合物分子水动力学半径。形成的悬浮微晶聚合物体系,在总矿化度 $50\,000\text{ mg/L}$ 、钙镁离子浓度 $2\,000\text{ mg/L}$ 条件下,仍然具有较好的增粘性。

2019年在江汉油田面一区开展单井试验,到2020年底,井口注入压力上升了2.4 MPa,两口生产井含水下降超过1%,预计可提高采收率9.2%。

2.4 化学驱下步攻关方向

目前,中国石化I类、II类油藏聚合物驱及二元复合驱技术已经配套成熟,并大规模工业化应用,聚合物驱后非均相复合驱技术也已基本成熟。化学驱研究领域向更高温高盐、更稠、更低渗透、复杂小断块发展。

针对低渗透油藏特点,探索油-水混溶驱油技术。混溶剂是既能溶于水相又能溶于油相的微极性化学剂,与烃类能达到一次接触混溶,并且在油相中的溶解度更高,这种独特特征使其适合增强注水提高低渗透油藏采收率。

针对超高温、高盐油藏(油藏温度95~120℃,地层水矿化度30 000~100 000 mg/L),探索温敏、盐敏型聚合物驱技术。利用温敏、盐敏型聚合物溶液粘度随温度、矿化度升高而增加的特性,探索超高温、高盐油藏大幅度提高采收率技术。

针对特高温、中-低渗油藏,探索新型驱油剂和驱油体系。特高温、中-低渗油藏温度大于95℃,空气渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,要求驱油剂和驱油体系同时具有良好的耐温性能和注入性能。

3 稠油热采提高采收率技术

中国石化稠油油藏具有“深、稠、薄”的特点,到2020年底,整体处于吞吐轮次高(平均6.5轮次)、含水高(88%)、采收率低(19.7%)的阶段,单一热力采油面临蒸汽腔小、热损失大等技术难题^[12-15]。在充分利用热能的基础上,提出复合应用降粘剂、驱油剂、泡沫剂、CO₂、N₂等热化学技术思路。

3.1 低效稠油降粘复合驱

低效稠油降粘复合驱提高采收率的机理为:原位乳化降粘提高原油渗流能力,驱替相乳液增粘扩大波及系数,复合协同调驱实现1+1>2的效果。金家油田金8块为强水敏稠油油藏,平均渗透率为 $960 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层脱气原油粘度为1 050 mPa·s,平均粘土矿物含量为16.8%,天然能量、水驱、注蒸汽效果均较差。2019年实施降粘复合驱,采用地层水配制降粘剂溶液,避免水敏。到2020年底,日产油量由7.6 t最高上升到23.7 t,日产油峰值增加到原来的3.1倍,综合含水最低下降了10个百分点,预计提高采收率6.1%。

3.2 深层特超稠油 HDCS

特超稠油原油粘度超过100 000 mPa·s,由于油稠、渗流能力低,常规蒸汽吞吐注采困难,热波及范围小,周期产量小于200 t,周期油气比小于0.1。利用H(水平井)+D(降粘剂)+C(CO₂)+S(蒸汽)协同增效:水平井扩大接触面积,提高注汽质量;降粘剂降低原油粘度,降低注汽压力;二氧化碳具有萃取、降粘、增能、隔热功能;蒸汽加热降粘,提高驱油效率。王庄油田郑411区块原油粘度达 $30 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,应用HDCS技术,到2020年底,单井周期产油量由127 t提高到1 812 t,提高13.3倍,油气比0.82。

3.3 浅层超稠油 HDNS

浅薄层超稠油油藏热损失大,原油流动性差,常规热采方式无经济效益。发挥N₂的增能助排、保温隔热作用,形成了H(水平井)+D(降粘剂)+N(N₂)+S(蒸汽)复合开发技术。水平井为降低注汽压力、提高注汽质量和回采能力奠定基础,可以大幅度提高蒸汽的波及体积和泄油面积;蒸汽加热降粘,降低原油在储层中的流动阻力,改善渗流能力;油溶性复合降粘剂既具有油溶性降粘剂的特点,又具有乳化降粘的能力;氮气隔热降低井筒热损失,在油层顶部形成低热传导层,提高油层温度和热利用率,同时可有效提高油井排液能力。

春风油田排601块采用HDNS技术,2020年底单井日产液为24 t,单井日产油为8.7 t,综合含水为63.6%,采油速度为4.5%,油气比为0.57。与直井蒸汽吞吐相比,周期平均单井日产油增加到原来的4倍,平均单井周期累积产油增加到原来的10.2倍,油气比提高0.2。

3.4 深层稠油化学蒸汽驱

针对深层稠油油藏蒸汽驱压力大、汽腔扩展困难、非均质性强、波及系数小的难题,提出了S(驱油剂)+F(泡沫)+N(N₂)+S(高干度蒸汽)的化学蒸汽驱方法,揭示了“蒸汽驱为基、泡沫剂辅调、驱油剂助驱、热剂协同增效”的驱油机理。

孤岛油田中二北2010年底实施化学蒸汽驱,采用高干度注汽技术,高干度注汽锅炉出口蒸汽干度达到99%,高效井筒隔热工艺确保井底蒸汽干度≥50%。到2020年底,试验区日产油量由54.6 t最高上升到201 t,综合含水由92.4%最低下降到82.9%,采出程度为56.9%,相对蒸汽吞吐提高采收率21.6%。

3.5 稠油提高采收率技术攻关方向

针对埋藏更深(>2 000 m)、储层更薄(<2 m)、粘度更高(>500 000 mPa·s)、渗透率更低的未动用稠油资源,探索有效开发技术。

针对单井产量低、油气比低(<0.22)、采收率低(<20%)、成本高的已动用稠油资源,探索大幅度提高采收率和高效开发技术。对于薄层特超稠油,研发廉价高效的降粘剂,提高热能综合利用率,采用新能源制汽等,进一步降低开发成本;对于稠油多轮次吞吐后转蒸汽驱难的问题,研发新型热复合驱油体系,提高驱油效率。

发展空气辅助热力驱和稠油地下改质技术,通过蒸汽与空气及驱油剂的复合,生热增能,提高驱油效率;在热力采油过程中添加催化剂和供氢剂,使稠油在地下发生催化裂解,改善稠油品质,提高产能和采收率。

4 CO₂驱提高采收率技术

针对中国陆相沉积油藏原油含蜡量高、混相能力差、非均质性强、气窜严重等特点,开展CO₂驱室内实验、数值模拟、油藏工程、防窜封窜及注采工艺研究,形成了陆相油藏CO₂驱油与埋存配套技术^[16-21]。先后在江苏、华东、中原、胜利、东北等油田开展矿场试验,CO₂驱已提高采收率1.2%,预计最终提高采收率9.6%。

4.1 中-高渗高含水油藏CO₂驱

以“角状、孤岛状、簇状”等剩余油类型为对象,研究了高含水对CO₂产生的“屏蔽效应”。研究表明,高含水延缓了CO₂与油相接触的时间,但是CO₂仍然可以透过水膜与原油接触,油相溶解CO₂后逐步膨胀,进而排驱水膜,导致水膜被突破。基于CO₂“透水替油”机理认识,提出了“长效焖井+大段塞注入”的开发模式。

濮城油田沙河街组一段下亚段1998年综合含水达到98.4%,采出程度50.0%,进入水驱废弃阶段。2008年首先在濮1-1井组开展先导试验,设计2个大注入段塞。矿场注入后生产井普遍见效,平均井组日产油由1.6 t上升到12.6 t,最高达到15.9 t,已提高采收率5.5%。为进一步提高CO₂利用率,注气结束后,适时关井、焖井,3次关井日产油量均有不同程度提高。2010—2015年相继开展扩大试验(4个井组)和整体规模实施(13个井组),到2020年底,CO₂阶段换油率0.25 t/t,预计最终提高采收率10%。

4.2 低渗/特低渗油藏CO₂驱

低渗透油藏注气过程中,注采井间压差大,沿程压力分布呈现出混相、近混相、非混相等动态变化特征,这一过程难以用传统的混相驱或非混相驱理论描述。提出了非完全混相驱的理念,即在驱替中某一时刻,储层不同位置同时存在混相、近混相、非混相等多种状态;在整个驱替历史上,储层内某一点可能依次经历混相、近混相、非混相的转变。非完全混相驱的特征是在驱替过程中,动力学过程与热力学过程相互耦合、制约,共同决定了油藏的压力场、饱和度场、组分浓度场,使CO₂与原油间的界面张力、混相状态、毛细管力、油气相密度和粘度等具有时变性和空变性。基于上述认识,提出了“高压低速注入”和“异井水-气交替注入”两种开发模式。

台南油田阜宁组三段2013年底实施水-气交替注入,气驱54个月,转注水11个月,到2020年底,日产油量由2.1 t最高上升到17.7 t,综合含水由78.6%最低下降至37.6%,CO₂阶段换油率0.28 t/t。通过水-气交替,明显减弱了气窜,提高了日产油水平。

4.3 致密油藏CO₂驱

致密油藏基质致密,人工裂缝与天然裂缝交织,注入气沿着裂缝窜流,无法有效波及基质中的原油,其开发过程由裂缝与基质间的流体交换机制决定。建立高温高压在线核磁萃取扩散实验系统,研究了CO₂驱过程中裂缝-基质间流体交换作用。研究表明,裂缝空间中的CO₂通过扩散传质进入致密基质中,基质中原油溶解CO₂后发生体积膨胀,排驱部分原油进入裂缝空间。同时,CO₂具有萃取基质中原油饱和轻烃的能力,使得部分轻烃反向进入裂缝空间。基于上述认识,提出“异步周期注采”开发模式,充分利用CO₂萃取和扩散作用,有效动用基质中原油。2014—2017年在金南油田1号块先后进行不同轮次的CO₂吞吐,到2020年底,CO₂阶段换油率1.26 t/t,井组已提高采收率3.1%,预计提高采收率5%以上。

4.4 CO₂驱配套注采工艺

设计CO₂偏心配注工艺管柱、支撑补偿式自平衡分注管柱,实现了CO₂分层注气。针对采油井腐蚀严重,气油比上升等问题,研发了插入式采油管柱、多功能采油管柱,采用防腐抽油泵+高效气锚、螺旋导流筛管+防气泵、过桥泵+长尾管等措施,有效提高泵效,延长了油井免修期。

研发了4种不同的采出气回收工艺:CO₂产出气回收回收撬装注入技术、适用于中-低CO₂含量的蒸馏与低温提馏耦合的回收分离技术、适用于高CO₂含量的低温分馏脱碳技术、化学吸收脱碳技术。CO₂捕集率大于80%,纯度大于95%。

4.5 CO₂驱技术下步攻关方向

围绕混相能力和波及效率两个核心问题,进一步改善CO₂驱油效果,拓宽技术应用经济界限,推进低渗透油藏CO₂驱油与埋存规模化应用。

围绕中国碳达峰碳中和目标,开展含油水层和咸水层的识别与描述,攻关主力油层与油-水过渡带同步开发、咸水层协同埋存等技术。

针对致密页岩油藏,开展地质-油藏-工程一体化技术攻关,形成甜点识别+压裂设计+驱吐结合的新型CO₂压-注-采一体化技术体系。

5 结论与建议

1) 水驱重点攻关特高含水油藏剩余油精细描述与定量表征、注采流线优化技术、深度调驱技术、剩余油二次富集高效开发技术、多介质复合辅助水驱开发技术等。

2) 化学驱探索适应超高温高盐油藏、中-低渗油藏的新型驱油剂和驱油体系。

3) 稠油针对薄层特超稠油研发廉价高效降粘剂,针对多轮次吞吐后油藏研发新型热复合驱油体系,并发展空气辅助热力驱和稠油地下改质技术。

4) CO₂驱攻关主力油层与油-水过渡带同步开发、咸水层协同埋存、压裂设计+驱吐结合的新型CO₂压-注-采一体化技术。

参 考 文 献

- [1] 袁士义,王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 1-12.
Yuan Shiyi, Wang Qiang. New progress and prospect of oilfields development technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 1-12.
- [2] 计秉玉,王友启,张莉,等. 基于地质储量结构变化的采收率演变趋势[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6): 1257-1262.
Ji Bingyu, Wang Youqi, Zhang Li, et al. Research on overall recovery rate variations of dynamically changing OOIP[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1257-1262.
- [3] 张莉,岳湘安,王友启. 特高含水后期提高采收率物理模拟实验[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(3): 363-368.
Zhang Li, Yue Xiang'an, Wang Youqi. Physical simulation experimental study on the enhanced oil recovery in the late stage of ultra-high water cut[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(3): 363-368.
- [4] 王俊杰,吴胜和,肖淑明,等. 东营凹陷沙三中亚段浊积砂岩储层微观孔喉分布特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(4): 12-21.
Wang Junjie, Wu Shenghe, Xiao Shuming, et al. Distribution characteristics of micro pore throat size of turbidite sandstone reservoir in middle sub-member of 3rd member, Shahejie Formation in Dongying Depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2021, 45(4): 12-21.
- [5] 敬豪,张广东,孙大龙,等. 注水倍数对储层微观孔隙结构影响实验研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6): 1041-1046.
Jing Hao, Zhang Guangdong, Sun Dalong, et al. The influence of water flooding multiples on reservoir micro pore structure[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 1041-1046.
- [6] 秦婷婷,傅强,李林祥,等. 非均质高含水油藏流场调整提高采收率研究[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(3): 67-72.
Qin Tingting, Fu Qiang, Li Linxiang, et al. Study on improving oil recovery by flow field adjustment in heterogeneous high water cut reservoir[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(3): 67-72.
- [7] 董硕,郭建林,郭智,等. 苏6区块气藏剩余储量评价及提高采收率对策[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 74-79.
Dong Shuo, Guo Jianlin, Guo Zhi, et al. Evaluation of remaining reserves and strategies of enhanced gas recovery for Su 6 Block[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 74-79.
- [8] 康志江,李阳,计秉玉,等. 碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率关键技术[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 434-441.
Kang Zhijiang, Li Yang, Ji Bingyu, et al. Key technologies for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 434-441.
- [9] 廖广志,王强,王红庄,等. 化学驱开发现状与前景展望[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 196-207.
Liao Guangzhi, Wang Qiang, Wang Hongzhuang, et al. Chemical flooding development status and prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196-207.
- [10] Mu Ramkumar, R. Nagarajan, M. Santosh. Reservoir characterization and enhanced oil recovery: Preface[J]. Energy Geoscience, 2021, 2(4): 285-286.
- [11] 曲占庆,雷锡岳,郝彤,等. 聚合物驱后复合相态调驱体系提高采收率技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 143-147.

- Qu Zhanqing, Lei Xiyue, Hao Tong, et al. Composite profile-control flooding to enhance oil recovery after polymer flooding [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(2): 143-147.
- [12] 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.
- [13] Farzain U, Din K, Arshad R, et al. Analyzing the effect of steam quality and injection temperature on the performance of steam flooding [J]. *Energy Geoscience*, 2021, 2(1): 83-86.
- [14] 冯科文, 穆朗枫, 阎逸群, 等. 气体辅助重力驱提高采收率数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(4): 77-86.
- Feng Kewen, Mu Langfeng, Yan Yiqun, et al. Numerical simulation of the enhanced oil recovery by gas-assisted gravity drainage (GAGD) [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(4): 77-86.
- [15] 席长丰, 赵芳, 关文龙, 等. 稠油油藏火驱燃烧关键参数的计算及应用: 以克拉玛依油田 H1 井区为例[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(5): 571-574.
- Xi Changfeng, Zhao Fang, Guan Wenlong, et al. Calculation and application of key combustion parameters for developing heavy oil reservoirs: a case study of Wellblock H1 in Karamay oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(5): 571-574.
- [16] 杨雪. 注 CO₂ 解堵后注干气提高采收率技术研究——以中原油田某区块凝析气藏为例[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 75-79.
- Yang Xue. EOR technology by dry gas injection after plugging removing by CO₂ huff and puff: A case study of condensate gas reservoir in a block of Zhongyuan Oilfield [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(3): 75-79.
- [17] Zain Rasheed, Arshad Raza, Raoof Gholami, et al. A numerical study to assess the effect of heterogeneity on CO₂ storage potential of saline aquifers [J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(1-2): 20-27.
- [18] 孙焕泉, 王海涛, 吴光焕, 等. 稠油油藏注 CO₂ 提高采收率影响因素研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6): 1009-1013.
- Sun Huanquan, Wang Haitao, Wu Guanghuan, et al. CO₂ EOR factors in heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(6): 1009-1013.
- [19] 钱坤, 杨胜来, 窦洪恩, 等. 特低渗油藏不同 CO₂ 注入方式微观驱油特征[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(2): 204-208.
- Qian Kun, Yang Shenglai, Dou Hong'en, et al. Microscopic characteristics of oil displacement with different CO₂ injection modes in extra-low permeability reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(2): 204-208.
- [20] 赵健, 赵俊峰, 任康绪, 等. 巴西桑托斯盆地高含 CO₂ 油气藏类型、特征及成因模式[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(6): 1654-1664.
- Zhao Jian, Zhao Junfeng, Ren Kangxu, et al. Main types, characteristics and genetic model of oil & gas reservoirs with high CO₂ content in Santos basin, Brazil [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2021, 51(6): 1654-1664.
- [21] 王强, 李志明, 钱门辉, 等. 超临界二氧化碳萃取页岩中可动油实验研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 646-652.
- Wang Qiang, Li Zhiming, Qian Menhui, et al. Movable oil extraction from shale with supercritical carbon dioxide [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(4): 646-652.

(编辑 张玉银)