

文章编号:1009-9603(2020)01-0146-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.022

# 中原油田 CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术及现场实践

聂法健<sup>1,2</sup>,毛洪超<sup>1</sup>,王庆<sup>3</sup>,丁妍<sup>1,2</sup>

(1.长江大学石油工程学院,湖北武汉430100; 2.中国石化中原油田分公司勘探开发研究院,河南郑州450046; 3.中国石油大学国家大学科技园管委会办公室,山东东营257000)

**摘要:**系统总结了中原油田近十年来研究和实践形成的CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术系列,包括CO<sub>2</sub>驱油机理、适宜性筛选评价技术、油藏工程技术和配套注采工程技术;评价分析了濮城沙一段下亚段油藏、胡96块等试验区的实施效果,总结不同类型油藏实施CO<sub>2</sub>驱的得失。研究结果表明,对于特高含水油藏,CO<sub>2</sub>溶于油斑和油膜,可驱动水驱残余油;对于深层低渗透油藏,CO<sub>2</sub>与原油界面张力小,毛管阻力小,可以驱替半径为0.01 μm以上孔喉中原油。现场实践证实,CO<sub>2</sub>驱在防腐、剖面监测、分层注入及流度控制等方面已经形成了较成熟的技术,在深层低渗透油藏、特高含水油藏的应用中均取得了较好效果。同时,CO<sub>2</sub>驱具有不受温度、矿化度影响的优点,在高温高盐油藏具有巨大推广价值,为其他类型油藏注气提高采收率技术和实践提供借鉴。

**关键词:**CO<sub>2</sub>驱;中原油田;提高采收率;现场实践;筛选评价

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

## CO<sub>2</sub> flooding for enhanced oil recovery technology and field practice in Zhongyuan Oilfield

NIE Fajian<sup>1,2</sup>, MAO Hongchao<sup>1</sup>, WANG Qing<sup>3</sup>, DING Yan<sup>1,2</sup>

(1.School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Zhengzhou City, Henan Province, 450046, China; 3.Office of Management Committee of National University Science Park of China University of Petroleum, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

**Abstract:** The CO<sub>2</sub> flooding technologies formed from research and practice in Zhongyuan Oilfield are systematically summarized in recent ten years, including CO<sub>2</sub> flooding mechanism, suitability screening and evaluation technology, reservoir engineering optimization technology, injection and production engineering technology. The implementation results in the Lower Es<sub>1</sub> reservoir of Pucheng Oilfield and Block Hu96 etc. are evaluated and analyzed, and the CO<sub>2</sub> flooding experience for different types of reservoirs is summarized. Research results show that the CO<sub>2</sub> can drive the residual oil after water flooding because of dissolving in oil spot and oil film for extra-high water cut reservoirs. The CO<sub>2</sub> can displace the crude oil in the pore throat above 0.01 μm because of the small interfacial tension between the CO<sub>2</sub> and crude oil and the small capillary resistance for the deep reservoir with low permeability. The field practice has proved that the relatively mature CO<sub>2</sub> flooding technologies have been developed in the corrosion protection, profile monitoring, stratified injection and mobility control. Application of the CO<sub>2</sub> flooding in the deep reservoirs with low permeability has obtained good results, which are in extra-high water cut stage. Because the CO<sub>2</sub> flooding performance is not affected by temperature or salinity, it has great potential in the high temperature and high salinity reservoirs, which also provides references for the gas injection technology and practice in other types of reservoirs.

**Key words:** CO<sub>2</sub> flooding; Zhongyuan Oilfield; enhanced oil recovery; field practice; screening and evaluation

20世纪50年代至今,CO<sub>2</sub>驱油技术不断发展,商业化推广范围也不断扩大,逐步成为一项仅次于

收稿日期:2019-11-05。

作者简介:聂法健(1981—),男,山东济南人,教授,博士,从事油气藏提高采收率技术研究。E-mail:niefajian@yangtzeu.edu.cn。  
基金项目:中国石化科技攻关项目“中原油田气驱方式适应性研究与提高采收率潜力评价”(P15036)。

热力采油是提高采收率手段<sup>[1]</sup>。得益于起步早、技术完备和廉价气源,美国CO<sub>2</sub>驱油项目数占全球总数的90%以上,提高原油采收率7%~15%。中国开展CO<sub>2</sub>驱油技术研究和应用较晚,90年代后,大庆、胜利和中原等油田陆续开展了先导试验。

20世纪90年代以来,中原油田一直在探索水驱后提高采收率技术,包括各类聚合物、表面活性剂等,这些以化学驱为主的提高采收率技术,在部分区块提高采收率取得了一定效果,但受制于油藏“地层温度高,地层水矿化度和钙镁离子含量高”等特点,普遍面临普适性不强和推广效果差异性很大等问题,无法进入工业化应用阶段,一直没有找到可以规模化应用的三次采油技术。

从2007年开始,中原油田根据自身实际,针对CO<sub>2</sub>室内实验机理、适宜性筛选评价技术、防腐等配套工艺技术开展系列攻关,在特高含水油藏、深层低渗透油藏、稠油油藏均开展了CO<sub>2</sub>驱先导试验,并逐步扩大规模,对应油井均见到明显增油效果,试验开展时间较长的油井采出程度提高10%以上<sup>[2-5]</sup>。为此,笔者系统总结近年来中原油田CO<sub>2</sub>驱油技术的最新进展,分析3个CO<sub>2</sub>驱油矿场试验区的应用效果。与中外其他油田相比,中原油田CO<sub>2</sub>驱实践应用油藏类型多,具有较强的代表性,其取得的经验和启示可对中国油田进一步发展完善CO<sub>2</sub>驱油技术并加快规模化推广提供借鉴。

## 1 CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术

### 1.1 驱油机理

不同类型油藏实施CO<sub>2</sub>驱提高采收率的主要驱油机理差异较大<sup>[6-7]</sup>。对于特高含水油藏,贡献主要来自CO<sub>2</sub>溶解、扩散,CO<sub>2</sub>溶于油斑和油膜后,由于强力洗油效应,从岩石表面剥离水驱残余油;而对于深层低渗透油藏,主要机理是可以进入更小孔喉,保持地层能量。核磁共振显示,超临界CO<sub>2</sub>流动性好,与原油界面张力小,毛管阻力小,可以进入水无法进入半径为0.01 μm的孔喉,并与原油接触。如图1所示,天然岩心充注饱和原油后,0.01~25 μm的孔喉内均有原油分布,注水开发可驱替0.2 μm以上的孔喉中的原油,0.2 μm以下孔喉中原油饱和度保持不变;与水驱相比,CO<sub>2</sub>驱不仅可提高0.2 μm以上孔喉中的原油驱替效率,同时可使0.01~0.2 μm的细小孔喉中原油饱和度降低30%左右。

CO<sub>2</sub>在不同地层条件的黏度变化较大,对油藏CO<sub>2</sub>驱开发动态有较大影响。当油藏压力为20 MPa

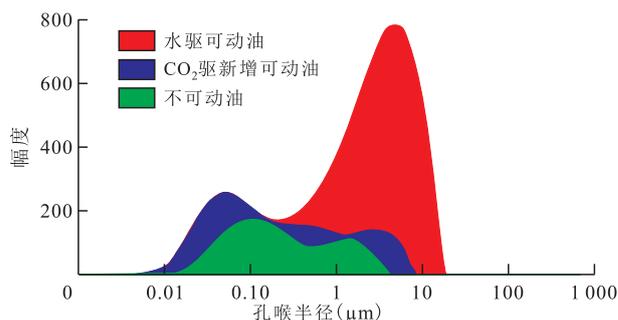


图1 CO<sub>2</sub>与水驱替不同孔喉半径剩余油尺度对比

Fig.1 Comparison of remaining oil in different pore scale after CO<sub>2</sub> and water displacement

时,随温度差异,CO<sub>2</sub>密度约为0.55 g/cm<sup>3</sup>,与常规地层原油密度相差较大,注入CO<sub>2</sub>更多波及油藏上部;油藏压力为40 MPa时,CO<sub>2</sub>密度为0.65~0.7 g/cm<sup>3</sup>,与常规稀油密度较为接近,纵向上驱替更为均匀。当然上述结论仅仅是相对而言,现场实践证明,即使原油密度与CO<sub>2</sub>密度非常接近的油藏,由于CO<sub>2</sub>黏度更接近气态,依旧呈现向高部位窜进的趋势。

中外学者关于原油不同组分对原油与CO<sub>2</sub>最小混相压力的影响有较多研究,认为原油中间烃组分C<sub>2</sub>—C<sub>6</sub>可降低最小混相压力,而轻质气体和重烃组分会提高最小混相压力。现场实践证明,气油比较高的油藏,衰竭开发后,随甲烷大量产出,原油与CO<sub>2</sub>最小混相压力大幅下降。如中原胡96块地层流体原始甲烷含量为63.9%,最小混相压力为38.03 MPa,衰竭开发后甲烷含量降至54%,最小混相压力下降29.34%,现有油藏条件下极易混相。

注入的CO<sub>2</sub>在地层中溶于水后,呈现较强的腐蚀性<sup>[8-9]</sup>。岩石矿物成分在饱和CO<sub>2</sub>溶液的浸泡实验结果显示:浸泡后,长石表面产生溶蚀坑洞和片状高岭石、絮凝状蒙脱石、水铝英石;方解石和白云石等碳酸盐矿物表面产生溶蚀晶锥;黏土矿物表面变得破碎,结构变得蓬松。新霍油藏胶结类型为孔隙型,以白云质胶结为主,胶结物的溶蚀更容易形成溶蚀孔隙。该油藏注CO<sub>2</sub>开发前,注水压力高达41 MPa,注CO<sub>2</sub>开发后,注水压力低至8 MPa,显示形成了较明显的CO<sub>2</sub>溶蚀大孔道。

### 1.2 适宜性筛选评价技术

以中原油田不同类型油藏混相状态研究为基础,开展不同驱替介质对比试验,量化不同类型油藏不同气驱方式驱替效果差异,并优选油藏、储层、原油、开发特征及经济因素5个方面的16个指标,利用模糊综合评价方法,对中原油田适宜CO<sub>2</sub>驱的储量区块进行了适应性评价,明确不同油价下弹性推广次序。结果(图2)表明:CO<sub>2</sub>驱适应性较高的油

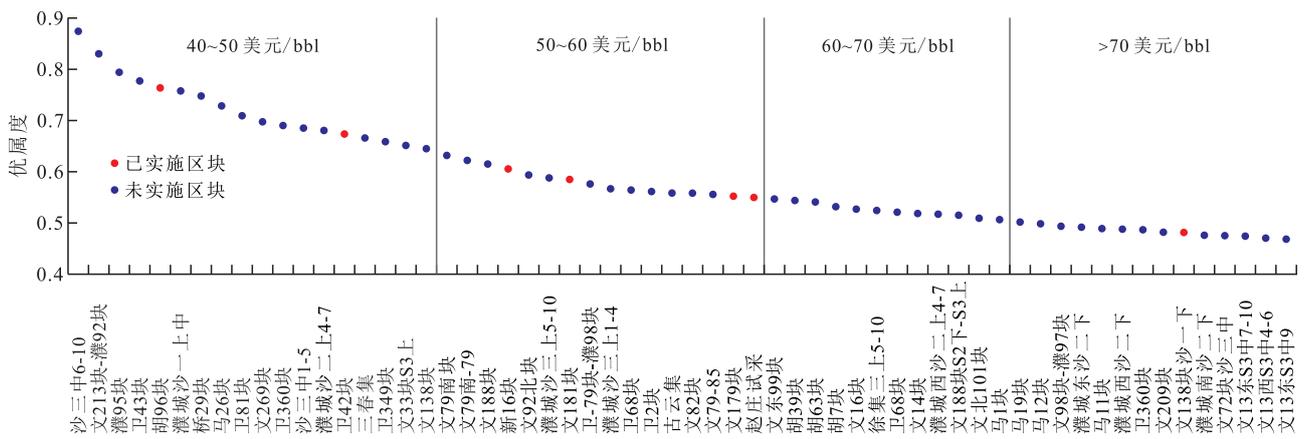


图2 中原油田低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱适宜性筛选评价结果

Fig.2 Suitability screening evaluation results of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs of Zhongyuan Oilfield

藏多为深层低渗透、可混相、非挥发性油藏<sup>[10]</sup>。

### 1.3 油藏工程优化技术

CO<sub>2</sub>驱井网井距的优化受到多种因素的制约, CO<sub>2</sub>黏度低,更易气窜,与水驱相比,受平面和纵向的非均质性影响更大,波及面积更小,相应的技术最大井距更大;通常情况下CO<sub>2</sub>密度要小于原油密度,沿高部位流动速度快,井网部署时,应遵循高注低采原则,抑制气窜,扩大波及体积。对于低渗透油藏,通常技术井距可以扩大到400~500 m,但大多数CO<sub>2</sub>试验区现有井距远小于该值。

组分数值模拟方法是CO<sub>2</sub>驱注采参数优化设计的主要手段。在做组分劈分时,应重点劈分C<sub>2</sub>—C<sub>6</sub>组分,既可以提高拟合的准确性,也可以减少运算量;与水驱相比,CO<sub>2</sub>在地层中黏度要小得多,在优化的过程中,需要注意网格效应对模拟结果的影响,尽可能选择九点差分算法或者非结构化的网格设计,如图3所示,尽管对角线方向的井距最大,但受到网格效应影响,五点差分算法CO<sub>2</sub>渗流更快,与事实不符合,而九点差分算法可较好模拟真实情况。

CO<sub>2</sub>驱普遍面临气窜的挑战,油藏本身的平面和纵向非均质性,长期水驱形成的大孔道、人工压裂缝等都会加剧气窜,降低CO<sub>2</sub>利用效率和驱替效果<sup>[11-12]</sup>。针对不同油藏条件要求,研发耐高温高盐CO<sub>2</sub>泡沫体系和高强度复合调驱体系:对于长期水驱后的油藏,应先应用延缓膨胀颗粒等方式对大孔道进行封堵;对中高渗透油藏,应配合采用气水交替和水基泡沫等;对于深层低渗透油藏,可尝试选用气溶性泡沫剂。

### 1.4 复合防腐技术

中国老油田地面流程及井筒管柱多采用常规碳钢管材,若不采取针对性防腐措施,CO<sub>2</sub>腐蚀严重,腐蚀速率极高,平均腐蚀速率为5.42 mm/a。CO<sub>2</sub>

腐蚀控制技术极为重要,关系到现场应用的成败,因CO<sub>2</sub>腐蚀的特殊性,要求全过程防腐,单一的抗腐蚀方法无法满足现场要求。通过注入缓蚀剂和牺牲阳极保护新材料等多种方法复合使用,基本解决了现场腐蚀问题。

在老油田CO<sub>2</sub>驱现场实践过程中,主要形成了

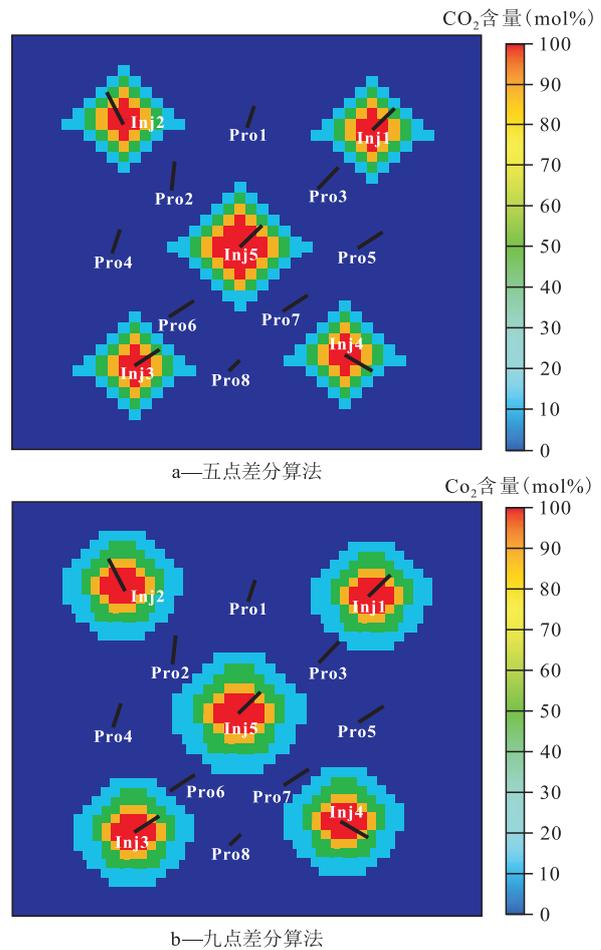


图3 CO<sub>2</sub>驱五点与九点差分算法模拟结果对比

Fig.3 Comparison of CO<sub>2</sub> flooding results simulated using methods of five-point difference algorithm and nine-point difference algorithm

以下4项防腐技术:①研发高效咪唑啉类液体缓蚀剂及点滴加注工艺,缓蚀率达95%,解决了泵口以上管柱腐蚀问题。②研制可控释放固体缓蚀剂,释放周期最高可达180 d,投放到井底缓慢释放,解决了泵口以下管柱的腐蚀问题。③发明铝锌钢锡镁合金牺牲阳极保护新材料,电流效率提高约50%,解决了抽油泵、复杂结构分离器等腐蚀问题。④研制“高速旋流+负压抽提”脱碳技术,实现井口产出液中CO<sub>2</sub>快速分离,pH值从4.68提高到5.62,减缓集输管网腐蚀压力。通过以上技术组合优化,实现了全程防腐(图4),产出液铁离子平均质量浓度由100 mg/L降至20 mg/L左右,生产系统腐蚀速率为0.053 mm/a左右。

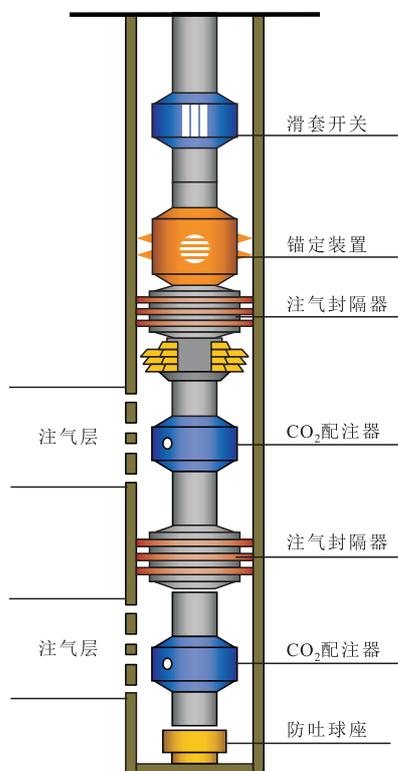


图4 生产井系统腐蚀防护技术示意

Fig.4 Schematic diagram of corrosion protection technology for production well system

### 1.5 分层注入及吸气剖面测试技术

层间非均质性会导致纵向上吸气量存在较大差异,出现高渗透层CO<sub>2</sub>无效循环,物性较差的层无法动用的情况。为改善注CO<sub>2</sub>层间差异较大的问题,设计了CO<sub>2</sub>分层注入管柱,开发了CO<sub>2</sub>井下流量测试及调配技术,实现了井下超临界状态下CO<sub>2</sub>的分层定量注入,形成了适用于水气交替的CO<sub>2</sub>分层注入技术。

水气交替注入过程中存在温差大、压差大、易返吐、管柱蠕动强及CO<sub>2</sub>易溶蚀封隔器胶筒等问题,

导致CO<sub>2</sub>井筒气密封性差。采用管柱同级同段设计,优化锚、瓦组合配置,预留补偿距,减少管柱蠕动对封隔器的伤害;研发了芳纶纤维与纳米材料充填的气密封胶筒,大幅提升干湿环境下封隔器寿命。针对井下超临界CO<sub>2</sub>状态调控难度大、气嘴易气蚀等问题,采用针阀式气嘴代替直筒型气嘴,形成了适用于小于3 000 m的偏心分层注入技术,通过割缝型气嘴取代椭圆槽型气嘴,形成了适用于大于3 000 m的同心分层注入技术(图5),耐温为-30~130 ℃,耐气压差为35 MPa。

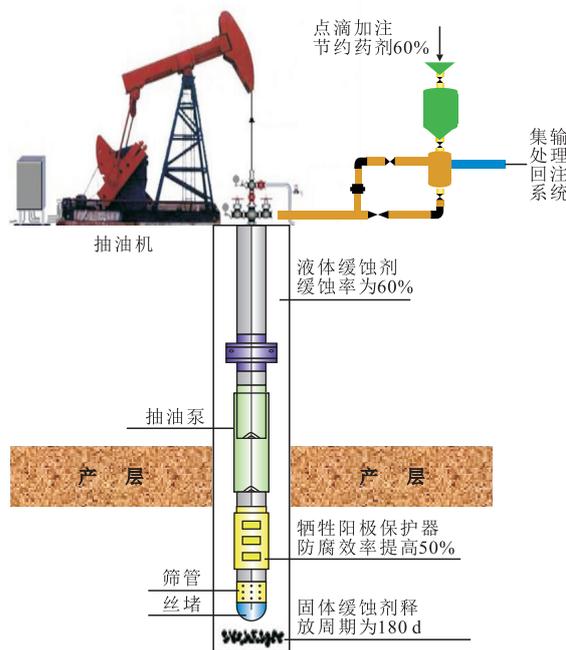


图5 偏心分层注入井下管柱

Fig.5 Eccentric and layered injection downhole string

针对层多、层间吸气量差异大,井筒内CO<sub>2</sub>呈现液态、气态、超临界态的转化,导致其密度变化大等问题,研发CO<sub>2</sub>监测仪器及创新质量流量解释模型,实现井下CO<sub>2</sub>吸气剖面测试,仪器耐压为60 MPa,耐温为-20~135 ℃,流量误差为-5.3%~3%。

### 1.6 CO<sub>2</sub>混合气回收回注技术

CO<sub>2</sub>产出气再利用是降低CO<sub>2</sub>材料费的重要环节。常规的CO<sub>2</sub>分离回收装置存在分离工艺复杂、能耗高和投资高等问题,不适合规模化回收回注的要求。研制产出混合气直接加压回注撬装装置,且对产出气组分无要求。

设计变频控温自动补气的防液化装置、含烃混合气的冷却系统、四级增压系统,建成移动式混合气回注工艺流程(图6)。单套设备增压后排气压力达20 MPa,日回注量超过10 000 m<sup>3</sup>/d,现场建成2套装置,运行良好,达到CO<sub>2</sub>资源再利用和环保的要求。

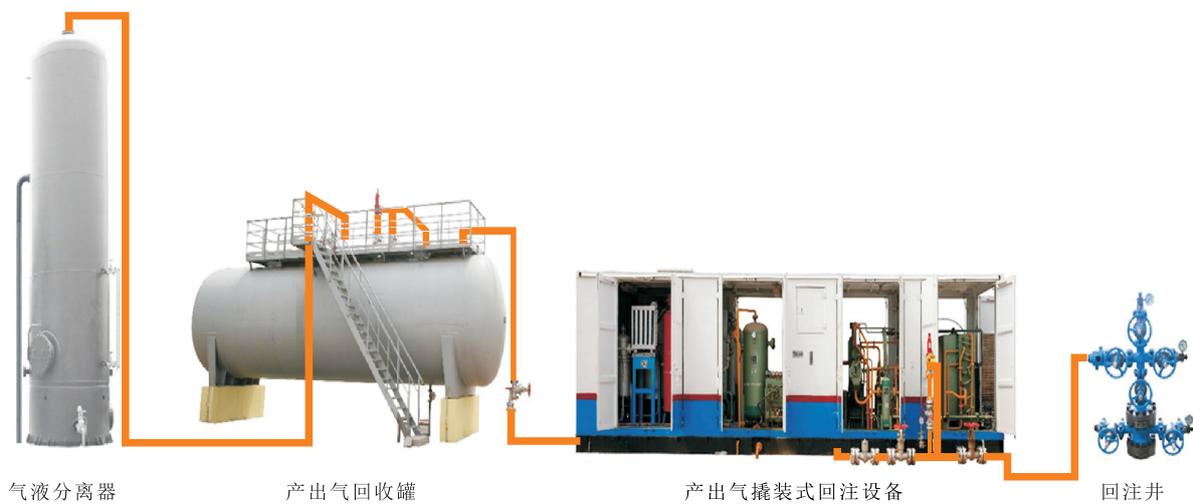


图6 移动式混合气回注工艺流程

Fig.6 Technological process for mobile combination gas reinjection

## 2 矿场实践及认识

### 2.1 濮城沙一段下亚段油藏试验区

濮城沙一段下亚段油藏位于濮城长轴背斜构造的东北翼,是一个整装中高渗透砂岩油藏,石油地质储量为 $1\ 135\times 10^4$  t,埋深为2 280~2 430 m,平均渗透率为690 mD,地层原油黏度为 $1.74\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。该油藏1980年投入开发,1998年综合含水率达98%,采出程度达51%,进入水驱废弃阶段。

2008年开展 $\text{CO}_2$ /水交替驱并组先导试验,并逐步扩大规模,注气时地层压力为20.2 MPa,经长细管实验测量,最小混相压力为18.4 MPa,油藏注 $\text{CO}_2$ 可以实现混相。

整体实施方案共设计22个注气井组,2013年后,因国际油价大幅下跌,最终实施了13个井组,累积注气量为 $35.4\times 10^4$  t,累积增油量为 $13.1\times 10^4$  t。其中,作为最早实施的濮1-1井组,截至2019年6月,累积 $\text{CO}_2$ 注入量为 $3.6\times 10^4$  t,累积增油量为 $1.2\times 10^4$  t,阶段换油率为0.33 t/t,井组采出程度从53.9%增至63.9%,采出程度提高了10%,含水率从99%降至88%。

试验区见效特征主要表现为:含水率大幅下降,最大降幅为25%,由99%降至74%;见效时间长,濮1-1井组2008年6月开始注入后,同年11月起含水率下降,见效效果随注入段塞和注入量变化而变化,持续时间长达10 a;见效后原油颜色由黑色变成褐色,地面原油黏度由见效前的 $24.66\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $7.99\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,原油烃组分中间烃含量由30 mol%升至40 mol%,重烃含量由2 mol%降至0.8 mol%,采出

原油颜色变化显示,注入的 $\text{CO}_2$ 与原油实现了混相。

### 2.2 胡96块试验区

胡96块位于东濮凹陷柳屯洼陷西翼,石油地质储量为 $253\times 10^4$  t,埋深为3 600~4 300 m,渗透率低,小于10 mD,无法注水开发,地层能量得不到补充,产量低且多口井停产,仅采出原油 $2.6\times 10^4$  t。在中原油田深层特低渗透油藏中具有代表性。2010年在胡109井组开展 $\text{CO}_2$ 驱试验。

胡109井 $\text{CO}_2$ 累积注入量为15 199.3 t,地层压力由28.5 MPa恢复到48.5 MPa,最小混相压力为29.34 MPa。注气前,地层无能量补充,产油量递减快,日产油量为0.4 t/d,油压为0.6 MPa。见效后,地层能量充足,日产油量最高达21.2 t/d,累积增油量为9 062 t,增气量为 $430.5\times 10^4\text{ m}^3$ ;目前油压稳定在8 MPa,日产油量为1.2 t/d。

胡96块 $\text{CO}_2$ 驱呈现明显的混相驱效果, $\text{CO}_2$ 驱过程中,地层压力是最小混相压力的1.65倍;注 $\text{CO}_2$  26个月后,才见到明显增油效果;见效1 a后, $\text{CO}_2$ 含量仍低于10%;油井见效主要表现是能量恢复,持续自喷。

### 2.3 卫42块试验区

卫42块构造位置位于东濮凹陷北部濮卫次洼带西翼,属于深层特低渗透油藏,油藏埋深为3 200~3 700 m,平均渗透率为2.25 mD,地质特征与胡96块较为接近,区别在于该区块注气前采用注水开发,平均注水压力为41 MPa,综合含水率为74.2%,采出程度为13.23%。

2016年1月开始,在6个井组实施 $\text{CO}_2$ 驱,2个月后陆续见到增油效果,油井见效11口,平均含水率下降20%,日增油量峰值为10.6 t/d,平均日增油

量为4.5 t/d, 累积增油量为1 906 t。

从见效情况看, 与胡96块见效特征有较大差异, 表现为含水率大幅下降, 产液量保持不变或略有下降; 见效速度快, 最快的油井2个月即见到明显效果, 含水率下降30%; 气窜严重, 高部位油井2个月就见CO<sub>2</sub>产出, 1 a后CO<sub>2</sub>含量高达90%, 低部位油井气窜比例小, 主要是沿裂缝及小井距方向发生气窜, CO<sub>2</sub>含量为40%。

分析认为有几个方面原因: 井距小, 平均井距仅为260 m; 油水井普遍压裂过; 没有达到整体混相, 最小混相压力为29.77 MPa, 注气前地层压力为22 MPa; 基质渗透率低, CO<sub>2</sub>在裂缝里循环; 生产井CO<sub>2</sub>含量上升, 泵效降低, 产液量下降。

### 3 结束语

经过十多年的技术攻关和矿场实践, 中原油田在CO<sub>2</sub>驱的机理深化研究、油藏工程技术、注采配套工艺等方面逐步形成针对性较强的特色技术, 矿场实践积累了宝贵经验, 也取得了较好的增油效果, 深层低渗透油藏在低油价下也取得了一定的经济效益, 其经验和启示对中国其他油田注气提高采收率技术研究及实践具有较大借鉴意义。

CO<sub>2</sub>驱的驱油效率高, 濮城沙一段下亚段油藏实践表明, 通过CO<sub>2</sub>/水交替驱, 采出程度可以达到60%以上, 该技术的发展可有力地保障国家能源安全; 随着温室气体减排工作的逐步推进, 国家绿水青山战略的深入实施, CO<sub>2</sub>驱可以实现驱油战略一体化, 必将在提高采收率领域得到越来越多的应用。

#### 参考文献

- [1] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.  
HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO<sub>2</sub> flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [2] 王智林, 林波, 葛永涛, 等. 低渗油藏水驱后注CO<sub>2</sub>补充能量机理及方式优化[J]. 断块油气田, 2019, 26(2): 231-235.  
WANG Zhilin, LIN Bo, GE Yongtao, et al. Mechanisms and optimization of supplementing in-situ energy by CO<sub>2</sub> injection after water flooding in low permeability reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2): 231-235.
- [3] 李中超, 杜利, 王进安, 等. 水驱废弃油藏注二氧化碳驱室内试验研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(4): 131-135.  
LI Zhongchao, DU Li, WANG Jin'an, et al. Laboratory experiment of CO<sub>2</sub> injection in the water-flooded and abandoned reservoirs [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(4): 131-135.
- [4] 王明, 杜利, 聂法健, 等. 高温高压CO<sub>2</sub>/水交替微观驱油机制及运移特征[J]. 科技导报, 2014, 32(36): 80-85.  
WANG Ming, DU Li, NIE Fajian, et al. Microscopic visualization simulation of CO<sub>2</sub>/water alternating flooding[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(36): 80-85.
- [5] 赵永攀, 赵习森, 李剑, 等. 特低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱油室内实验与矿场应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 128-133.  
ZHAO Yongpan, ZHAO Xisen, LI Jian, et al. Indoor experiment and field application of CO<sub>2</sub> flooding in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 128-133.
- [6] 王业飞, 高苗, 谭龙, 等. 裂缝-基质模型CO<sub>2</sub>混相注入提高原油采收率[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 87-92.  
WANG Yefei, GAO Miao, TAN Long, et al. Experimental investigation of miscible CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery in fracture-matrix model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 87-92.
- [7] 高敬善, 但顺华, 杨涛, 等. CO<sub>2</sub>在准噶尔盆地昌吉油田吉7井区稠油中的溶解性研究[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(5): 65-72.  
GAO Jingshan, DAN Shunhua, YANG Tao, et al. Study on CO<sub>2</sub> solubility in heavy oil in Well Ji7, Changji oilfield, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(5): 65-72.
- [8] 聂法健, 田巍, 国殿斌, 等. 深层高压低渗透储层应力敏感性研究[J]. 断块油气田, 2016, 23(6): 788-792.  
NIE Fajian, TIAN Wei, GUO Dianbin, et al. Stress sensitivity of deep-buried high pressure low permeability reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(6): 788-792.
- [9] 肖娜, 李实, 林梅钦. 延长油田CO<sub>2</sub>驱过程中无机盐沉积规律[J]. 断块油气田, 2018, 25(1): 85-88, 92.  
XIAO Na, LI Shi, LIN Meiqin. Inorganic salt precipitation law in process of CO<sub>2</sub> flooding in Yanchang Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 85-88, 92.
- [10] 聂法健. 挥发性油藏天然气驱提高采收率技术与应用研究——以中原油田文88区块为例[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(1): 111-114.  
NIE Fajian. Natural gas flooding technology and application in volatile oil reservoirs for enhanced oil recovery: taking Wen88 block in Zhongyuan Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2017, 31(1): 111-114.
- [11] 李承龙. 特低渗透油藏二氧化碳驱气窜影响因素及规律[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 82-86.  
LI Chenglong. Gas channeling influencing factors and patterns of CO<sub>2</sub>-flooding in ultra-low permeability oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 82-86.
- [12] 聂法健, 田巍, 李中超, 等. 致密砂岩气藏水锁伤害及对产能的影响[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(18): 30-35.  
NIE Fajian, TIAN Wei, LI Zhongchao, et al. Water blocking damage for tight sandstone gas reservoirs and its effect on productivity [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(18): 30-35.