

引用格式:张传宝,李宗阳,张东,等.CO₂驱油藏工程研究进展及展望[J].油气地质与采收率,2024,31(5):142-152.
ZHANG Chuanbao, LI Zongyang, ZHANG Dong, et al. Research progress and prospects of reservoir engineering by CO₂ flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 142-152.

CO₂驱油藏工程研究进展及展望

张传宝,李宗阳,张东,王传飞,郭祥,韩文成

(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:CO₂捕集、利用与封存(CCUS)可实现碳减排和石油增产双赢,是化石能源行业绿色低碳转型的关键技术。2020年9月中国提出“力争2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和”双碳目标后,石油石化行业加快推动CCUS技术规模化应用。在中国石化胜利油田、中国石油吉林油田等矿场实践中,逐渐暴露出CO₂驱存在波及程度低、见效时间短、气油比上升过快等矛盾,需要进一步加强油藏工程优化设计。在系统分析中外砂岩油藏CO₂驱提高采收率矿场实践的基础上,结合胜利油田百万吨级CCUS示范工程研究成果,针对油藏工程优化设计中的油藏压力保持水平与混相压力的匹配、井网方向与地应力方向的匹配、井距与储层渗透率的匹配以及气水交替驱替方式优化等重点问题,总结CO₂驱油藏压力保持水平、井网、井距、气水交替驱等油藏工程研究最新进展,重点对高压混相驱的提压方式、井网、井距以及气水交替驱优化设计等进行了分析,并指出CO₂驱油藏工程设计的攻关方向应围绕高压条件下多孔介质中原油、CO₂、水的相态规律及渗流规律、CO₂驱油与封存协同作用机制以及复杂储层条件下CO₂驱气窜机制等方向开展相关研究,为中国大规模CO₂驱提供技术支撑。

关键词:CCUS;CO₂驱;油藏工程;优化设计;发展方向

文章编号:1009-9603(2024)05-0142-11

DOI:10.13673/j.pgre.202405033

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Research progress and prospects of reservoir engineering by CO₂ flooding

ZHANG Chuanbao, LI Zongyang, ZHANG Dong, WANG Chuanfei, GUO Xiang, HAN Wencheng

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

Abstract: CO₂ capture, utilization, and storage (CCUS) can achieve a win-win situation of carbon emission reduction and oil production increase, and it is a key technology for the green and low-carbon transformation of the fossil energy industry. The petroleum and petrochemical industries have accelerated the large-scale application of CCUS technology after China proposed the goals of “peaking carbon emissions before 2030 and achieving carbon neutrality before 2060” in September 2020. It has gradually been revealed that CO₂ flooding has contradictions such as a low impact, short effective time, and rapid increase in the gas-oil ratio in the field practices of SINOPEC Shengli Oilfield and CNPC Jilin Oilfield. It is necessary to strengthen the optimization design of reservoir engineering further. This article systematically analyzed field practices of CO₂ flooding to enhance oil recovery in sandstone reservoirs in China and abroad and key issues in the optimization design of reservoir engineering, such as the matching between reservoir pressure maintenance level and miscible pressure, between well pattern direction and formation stress direction, between well spacing and reservoir permeability, and optimization of gas-water alternative displacement methods combined with the research results of the million-ton CCUS demonstration project in Shengli Oilfield. Then, the article summarized the latest progress in reservoir engineering research, such as reservoir pressure maintenance level during CO₂ flooding, well network, well spacing, and gas-water alternative displacement, and analyzed the increasing pressure method, well pattern, well spacing, and gas-water alternative

收稿日期:2024-05-23。

作者简介:张传宝(1970—),男,山东莒县人,高级工程师,硕士,从事CCUS油藏工程研究。E-mail:zhangchb891.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家重点研发计划项目“区域二氧化碳捕集与封存关键技术研发与示范”(2022YFE0206800)。

displacement optimization design for high-pressure miscible flooding. Finally, it indicated that the research direction of CO₂ flooding reservoir engineering design should focus on the phase and flow laws of crude oil, CO₂, and water in porous media under high-pressure conditions, the synergistic mechanism of CO₂ flooding and storage, and the gas channeling mechanism of CO₂ flooding under complex reservoir conditions. This article provides technical support for large-scale CO₂ flooding in China.

Key words: CCUS; CO₂ flooding; reservoir engineering; optimization design; development direction

国外CO₂驱油技术研究始于20世纪50年代,20世纪80年代随着美国CO₂气田的开采以及输气管道铺设,为油田开展工业化CO₂驱油项目提供了稳定的CO₂来源,Paradis和Shoemaker等多个油田先后开展了注CO₂开发试验,取得了较好的效果,CO₂驱油逐渐成为北美地区提高采收率的主要手段^[1]。2000年以来,由于碳排放问题日益严重,国际社会把CCUS-EOR作为碳减排的主要技术进行攻关和推广应用,实现了CO₂减排和增油的双赢^[2-3]。

20世纪60年代中国在大庆油田开展了CO₂驱提高采收率方法探索,90年代在胜利、江苏等多个油田陆续开展了CO₂驱先导试验,但由于缺乏天然的CO₂气藏,同时由于驱油过程中存在气窜严重和管线腐蚀等问题,没有形成规模应用^[4-5]。近年来,随着国际社会应对气候变化与CO₂减排技术的发展,中国开展了CO₂捕集、驱油和封存技术的研究攻关,为CO₂驱油和埋存提供了应用条件,并通过研究和试验,在CO₂驱油理论、开发技术、注采输工艺技术等方面取得了重要进展,CO₂驱油技术步入快速发展阶段^[6-7]。

CO₂驱油藏工程优化设计对油藏CO₂驱开发效果起到至关重要的作用。由于CO₂黏度较低,流动性强,油藏工程方案设计的重点在于减缓黏性指进和控制气窜,对油藏工程优化设计中有关控制气窜的油藏压力保持水平优化、井网井距优化设计、气水交替驱优化设计等方面的相关研究进展和应用效果进行了分析,并提出了CO₂驱油藏工程优化设计面临的科学问题及下步发展方向,为CO₂驱的高效开发提供参考。

1 CO₂驱理论进展

CO₂气体在地层条件下一般处于超临界状态,具有较强的渗流和扩散能力。CO₂注入地层与原油接触过程中可以溶解于原油使其膨胀,从而降低原油黏度;在压力高于混相压力情况下可以消除界面张力,形成混相,可有效扩大波及体积和提高驱油效率^[8-10]。不同混相程度的开发方式对应开发效果不同。胜利油田建立的低渗透油藏CO₂驱适应性评

价标准中的关键参数之一是混相能力(油藏压力保持水平与最小混相压力的比值),随着混相能力增加,驱油效率提高,而对于混相驱,要求其混相能力大于等于1^[11]。

1.1 非完全混相驱

根据传统混相的概念,当油藏压力保持水平低于最小混相压力时,CO₂驱为非混相驱,此时由于地层压力较低,CO₂降低原油黏度、膨胀地层原油和降低界面张力的程度降低,驱替效率较低,后期气窜严重。当油藏压力保持水平高于最小混相压力时,CO₂驱为混相驱,此时地层压力整体较高,驱替效率明显提高,气窜现象延缓,采收率得到大幅提高。但在实际注气过程中,注采井间的压力是变化的,通常注入端的压力高于最小混相压力,为混相驱;而采出端的压力低于最小混相压力,为非混相驱^[12]。因此,将CO₂驱简单划分为混相驱和非混相驱难以准确反映油藏的实际驱替特征。为此,提出了CO₂非完全混相驱理论^[1]。非完全混相驱是指在驱替某一时刻,储层不同位置同时存在混相、近混相、非混相等多种状态,整个驱替过程中储层内某一位置处可能依次经历混相、近混相及非混相的转变。

1.2 高压混相驱

胜利油田创新提出高压混相驱开发技术,通过大幅提高油藏压力保持水平,实现了生产井-注入井之间的全程高压混相驱,同时具备了提高驱替压力梯度的条件。经过数值模拟计算,油藏压力保持水平由1.0倍最小混相压力提高至1.2倍后,平均地层压力梯度提高了40%(图1)。

在提高驱替压力梯度和降低界面张力的共同作用下,CO₂在驱替中、大孔隙中原油的同时,能够进入油藏小孔隙,驱替小孔隙中的原油,提高驱油效率^[13]。室内实验表明,与常规混相驱相比,高压混相驱总体能够提高驱油效率10%(图2,表1)。

高压混相实现全域混相后,能够大幅提高油藏的混相范围和平均驱油效率(图3)。数值模拟结果表明,油藏压力保持水平从1.0倍最小混相压力提高至1.2倍时,混相范围从50%增大到95%,平均驱油效率从75%增大到90%。

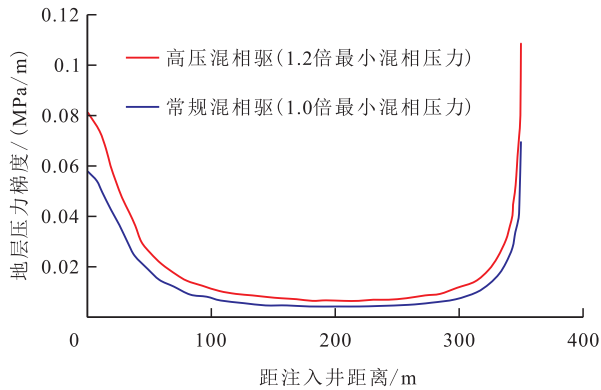


图1 高压混相驱和常规混相驱地层压力梯度分布
Fig.1 Formation pressure gradient distribution of high-pressure miscible flooding and conventional miscible flooding

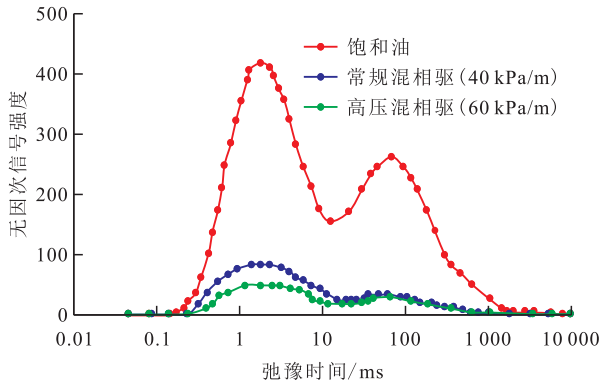


图2 高压混相驱和常规混相驱 T_2 谱对比
Fig.2 Comparison of T_2 spectra between high-pressure miscible flooding and conventional miscible flooding

表1 高压混相驱和常规混相驱驱油效率对比
Table1 Comparison of oil displacement efficiency between high-pressure miscible flooding and conventional miscible flooding

| 混相驱 | 驱油效率/% | |
|------------------|--------|-----|
| | 大孔隙 | 小孔隙 |
| 高压混相驱 (60 kPa/m) | 91 | 85 |
| 常规混相驱 (40 kPa/m) | 90 | 75 |

2 CO₂驱油藏工程优化设计技术进展

CO₂驱油过程中控制气窜是提高开发效果的关键。理论研究和矿场实践表明,合理的油藏压力保持水平、井网、井距、气水交替驱对控制气窜具有明显的优势。

2.1 油藏压力保持水平优化技术

2.1.1 油藏压力保持水平对开发效果的影响

油藏压力保持水平优化主要用于区分CO₂驱是否为混相驱,按照油藏压力保持水平与最小混相压力界限可以分为非混相驱与混相驱。由于各类油藏的原油与CO₂的最小混相压力是一定的,此时油

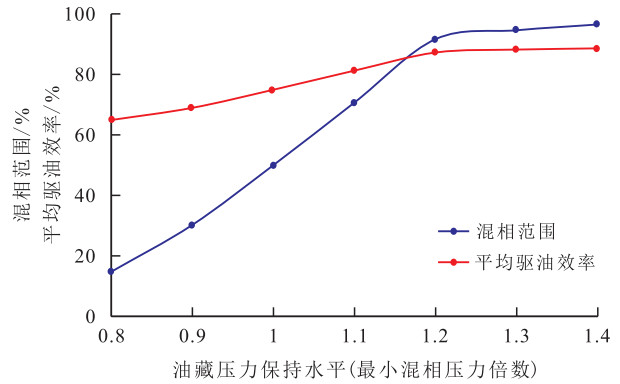


图3 不同油藏压力保持水平下混相范围及平均驱油效率
Fig.3 Miscibility range and average oil displacement efficiency under different reservoir pressure maintenance levels

藏压力保持水平直接决定是否能够实现CO₂混相驱,影响CO₂驱的驱油效率^[14],因此,有必要对油藏压力保持水平进行优化。室内实验结果表明,随着油藏压力保持水平增高,最终采收率提高,气体突破时间略有减缓,因此,CO₂驱油藏压力应保持在较高压力水平。

目前油藏压力保持水平优化方法一般包括物理模拟实验和数值模拟方法。李岩等进行了长岩心驱替物理模拟实验,以油藏地层参数设置实验条件,分析了不同油藏压力保持水平下的驱油效率和气油比^[15]。实验结果(图4)表明,驱油效率随着油藏压力保持水平增加呈增大趋势,其中15、20和27 MPa下的驱油效率分别为66.67%、76.90%和81.50%。但从驱油效率曲线可以看出,不同压力下驱油效率的曲线形态有差异,这种差异主要与CO₂和原油的混相程度相关^[16],研究区最小混相压力为25 MPa,随着实验压力升高,20 MPa时接近混相,驱油效率较高,27 MPa时已达到混相条件,驱油效率最高。

在CO₂驱油藏工程优化设计中应明确给出驱替方式(混相驱或非混相驱)的设计方案。华东局草

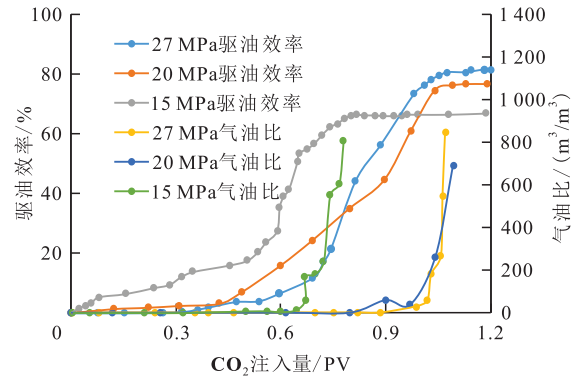


图4 长岩心不同油藏压力保持水平下驱替效果
Fig.4 Displacement results of long cores under different reservoir pressure maintenance levels

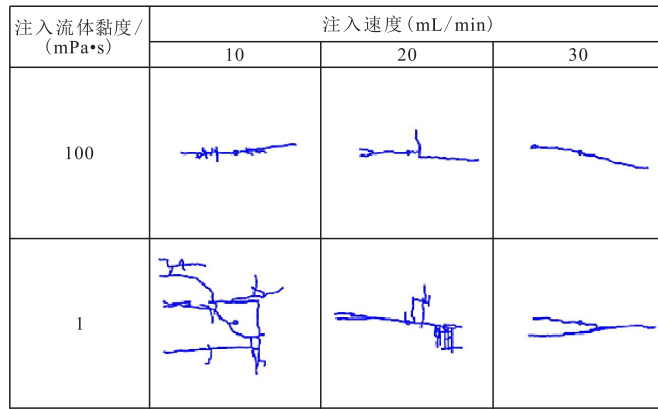
舍泰州组属于低渗透、非均质性强、油藏压力保持水平低,采用混相驱方式,利用CO₂混相、萃取、增能的机理,采用“先期注、大段塞、全跟踪、调剖面”方式,区块最高日增油量为56.2 t/d,含水率下降35.6%。吉林油田黑79北CO₂驱小井距试验采用混相驱方式,最小混相压力仅为22 MPa,累积注气量为1.0 HCPV(含烃孔隙体积),单井产量是水驱的6倍,预测可提高采收率25%。

2.1.2 压驱提压设计

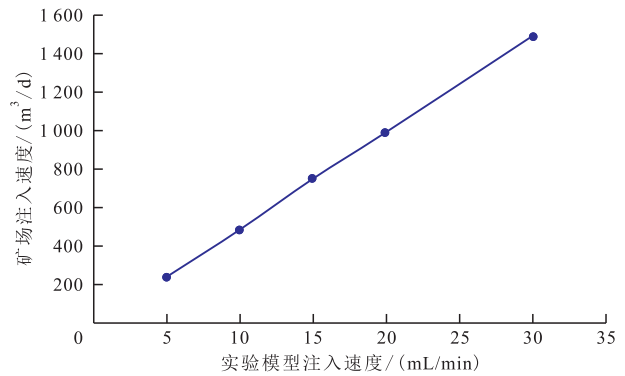
针对胜利油田低渗透油藏目前油藏压力保持水平低(0.51~0.79倍原始地层压力),日产液量低(7.9 t/d),日产油量低(2.2 t/d)的难题,将水力压裂与注水结合起来,攻关形成了压驱提压技术,通过

超高压、大排量注水,突破地层岩石的破裂压力,大幅提高注入能力,可以有效解决低渗透油藏注不进的问题,补充地层能量,提高产能,解决高压混相驱实现的难题。

压驱提压技术是通过超破裂压力大排量注水,改变储层渗流空间结构和压力系统^[17],实现快速提压。压驱裂缝网络形态受注入速度的影响。注入速度越低,越有利于形成复杂缝网;注入速度越高,裂缝尺度越大。通过室内实验模拟不同注入速度下的压驱裂缝网络形态,如图5a所示,优选实验室最佳注入速度为5~15 mL/min。结合相似理论公式得到矿场注入速度与实验模型注入速度转换图版(图5b),转换成矿场注入速度为300~800 m³/d。



a.注入速度对裂缝网络形态的影响(室内实验)



b.矿场注入速度与实验模型注入速度转换图版

图5 压驱提压技术注入速度优化

Fig.5 Optimization of injection rate for increasing pressure during pressure drive

考虑压驱产生次生孔隙的影响,结合室内实验确定孔隙修正系数,建立了压驱提压注入量计算方法,表达式为:

$$K_b = \alpha \bar{K}_b \quad (1)$$

其中:

$$\bar{K}_b / K = (P_h - P) / (P_i - P) \quad (2)$$

$$\alpha = 1 + \frac{\Delta\phi}{\phi(1 - S_{or})} \quad (3)$$

式中: K_b 为应补充注入量,m³; α 为孔隙修正系数; \bar{K}_b 为计算应补充注入量,m³; K 为油藏累计亏空量,m³; P_h 为油藏压力保持水平,MPa; P 为目前油藏压力,MPa; P_i 为原始油藏压力,MPa; $\Delta\phi$ 为孔隙度变化量; ϕ 为孔隙度; S_{or} 为残余油饱和度。

2.1.3 矿场实践

目前胜利油田压驱提压技术首先应用在深层低渗透滩坝砂、砂砾岩、浊积岩等不同类型油藏,并逐步推广应用到中国首个百万吨级CCUS示范工程,覆盖地质储量为1 643×10⁴ t,CCUS示范工程12个单元中在2024年3月已实现最小混相压力之上

区块6个,分别为高89-1、高891-5、高946块、樊142-20、高899、高907;近混相区块4个(表2),已实现累

表2 示范区各区块油藏压力分布

Table2 Pressure distribution in each block in demonstration area

| 分类 | 区块 | 2024年3月油藏压力/MPa |
|--------|-----------|-----------------|
| 达到混相压力 | 高89-1 | 36.6 |
| | 高891-5 | 32 |
| | 高946 | 31 |
| | 樊142-20 | 31 |
| | 高899 | 32.5 |
| | 高907 | 38 |
| 接近混相压力 | 高892 | 30 |
| | 高891-樊143 | 29 |
| | 樊142-10 | 28 |
| | 樊142-1 | 26 |
| 压力恢复滞后 | 樊128 | 24 |
| | 樊142-5 | 25 |
| | 樊144 | 24 |

计增油量为 10.2×10^4 t, 取得了良好的效果。11口长时监测井的平均地层压力为 34.5 MPa, 9口井达到 30 MPa 以上, 比监测之初平均提高了 5.6 MPa(图 6), 说明地层压力持续恢复中。

2.2 井网与井距优化设计

中国各油田的 CO_2 驱井网以面积井网为主, 少部分为排状井网与顶部注气井网, 均取得了一定的效果^[18-19]。

2.2.1 气驱井网优化设计及效果

中国石化华东局的草舍泰州组, 一次气驱后底部剩余油富集、平面纵向气窜严重, 以调流场扩大波及体积为目的, 采用“细分层系、高注低采、气水交替注入”的开发方式, 形成 6 注 11 采井网, 阶段增油量为 1.09×10^4 t。草舍阜三段油藏采用 520 m 大井距排状井网, 同步注气, 小规模压裂, 半年后草中 2 井见效, 增油倍比为 2.1。张家垛阜三段油藏采用顶部注气方式开发, 其油藏埋藏深、大倾角、致密, 利用 CO_2 重力超覆, 采用“高注低采、驱/吐结合”的开发方式, 累计注气量为 10.36×10^4 t, 换油率为 $2.64 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{oil}}$ 。金南阜二段油藏储层致密、长水平井分段压裂、能量不足, 利用 CO_2 增能, 采用“异步吞吐、驱/吐结合”的开发方式, 换油率为 $0.79 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{oil}}$ ^[20]。洲城垛一段油藏采用面积井网开发, 针对油藏中高渗透、高含水、高采出程度的特征, 利用 2C 加合效应, 采用“小段塞注入、高频交替”的开发方式, 最高日增油量为 27 t/d, 含水率下降 5%, 注气量为 2.7×10^4 t, 累计增油量为 1×10^4 t。

吉林油田 CO_2 驱技术经历了探索、试验、应用 3 个阶段, 建成 5 个驱油与埋存示范区, 注气井组 88 个, 累计注气量为 212×10^4 t, 年产油能力为 10×10^4 t, 年埋存能力为 40×10^4 t。其中黑 79 北 CO_2 驱小井距试验采用面积井网^[21], 井距为 240 m, 排距为 80 m

进行注气开发, 单井产量是水驱的 6 倍, 预测可提高采收率 25%。黑 59 先导试验、黑 79 南扩大、黑 46 与黑 125 块均采用面积井网进行注气开发。

大庆油田树 101 块、树 16 块转注气开发均采用面积井网, 其中树 101 块注气井 10 口, 采油井 14 口, 累计注气量为 28×10^4 t, 累计采油量为 9.56×10^4 t, 采油速度为 0.57%, 采出程度为 7.94%。树 16 块自 2005 年注水开发, 开发 10 a 采出程度仅为 3.94%, 转注气后, 地层压力由 11.2 MPa 上升至 16.2 MPa, 单井日产油量由 0.4 t/d 上升至 1.5 t/d, 提高了 2.7 倍, 气油比控制在 $40 \text{ m}^3/\text{t}$ 以下^[22]。

大庆外围扶杨油层属于特低渗透油层, 其水驱开发具有注水效率低、产量递减率高、水驱采收率低等特点。根据 CO_2 驱的开发特点, 制定了井网部署设计原则: 采取线性注气井网, 井排方向与最大水平主应力方向一致, 井排距与砂体发育宽度合理匹配, 设计井距为 250 ~ 300 m。设计了矩形五点、反九点 2 种井网, 包括 6 套布井方案。数值模拟计算开发指标的结果表明: 矩形五点井网的开发效果比反九点井网好, 其油井产量和地层压力较高。开发 3 a 矩形五点井网的平均单井日产油量为 2.8 t/d, 比反九点井网高 0.6 t/d; 开发 10 a 矩形五点井网的平均地层压力为 26 MPa, 比反九点井网高 4 MPa^[23]。

2.2.2 井距优化设计及效果

胜利油田滩坝砂特低渗透油藏资源量丰富, 开发潜力大, 截至 2012 年底, 探明石油地质储量为 2.42×10^8 t, 动用 0.61×10^8 t, 仅占探明石油地质储量的 25.2%。由于滩坝砂特低渗透油藏具有油藏埋藏深(一般大于 3 000 m)、渗透率低(0.3 ~ 10 mD)、滩砂坝砂交互分布、非均质性强、储量丰度低($30 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 平均为 $41 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$)等特点, 开发难

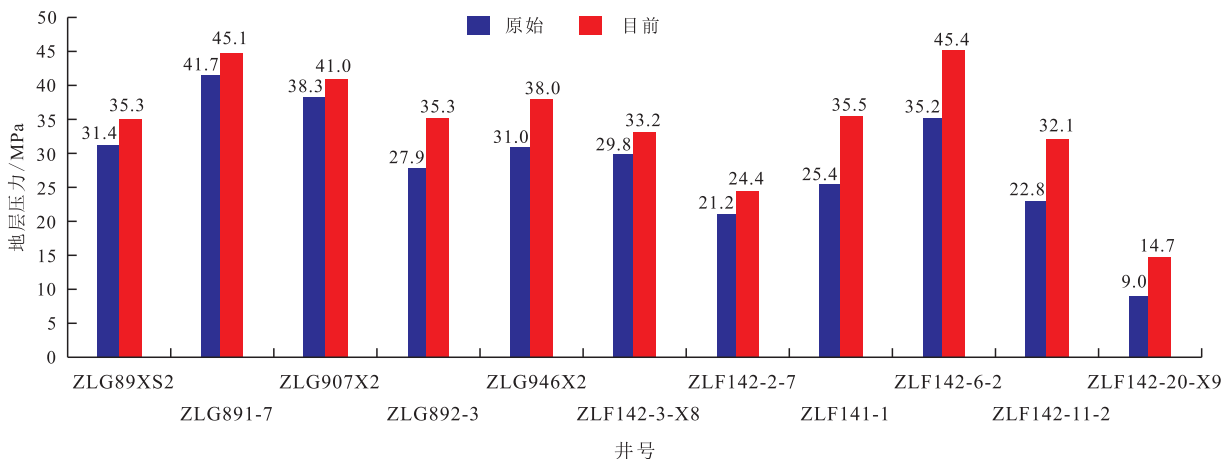


图 6 长时测压数据(关井测)统计对比

Fig.6 Statistical comparison of long-term pressure measurement data (shut-in measurement)

度大。目前以大型压裂弹性开发为主,但产量递减速度快,采收率低(8%~10%)。部分区块采用注水开发,注入压力高且注水作用距离小,开发效果不理想。

根据滩坝砂储层实际发育情况,建立了具有滩坝砂储层特征的数值模拟模型(图7)。其中坝砂的平均渗透率为5 mD,厚度为3.5 m;滩砂的平均渗透率为0.8 mD,厚度为1.3 m;滩坝交互模型厚度为3 m。油藏压力为30 MPa,多次接触混相压力为28.5 MPa,孔隙度为0.17,含油饱和度为0.6,原油黏度为2 mPa·s。

分别选用井距为200 m的五点、反九点、排状和反七点4种井网类型(图8),应用到7种滩坝砂储层模型,分析不同井网类型的适配效果。

从各井网形式在各滩坝砂储层中的适用效果

(表3)可以看出,在7种储层中五点井网的适用效果相对较好,其次是反九点和排状井网。

根据滩坝砂油藏断层发育、滩坝间互、滩砂物性差、油井压裂投产储层非均质性强等特点,明确了布井原则:不规则井网,较低注采井数比,油井多向受效;坝砂发育时,注气井应尽量部署在坝砂;沿地应力方向拉大井距,数值模拟预测扩大波及体积约为25%。

在低渗透油藏CO₂混相驱油过程中,由于溶解作用改变了原油性质,引起的渗流阻力变化会对驱油产生影响,渗流机理比水驱油复杂。综合考虑CO₂驱的驱替方式和渗流特征,建立了CO₂驱变井距计算方法。根据CO₂驱驱替特征,自注气井到生产井将储层划分为混相区域和非混相区域,结合达西定律推导了CO₂驱技术极限井距计算公式,即:

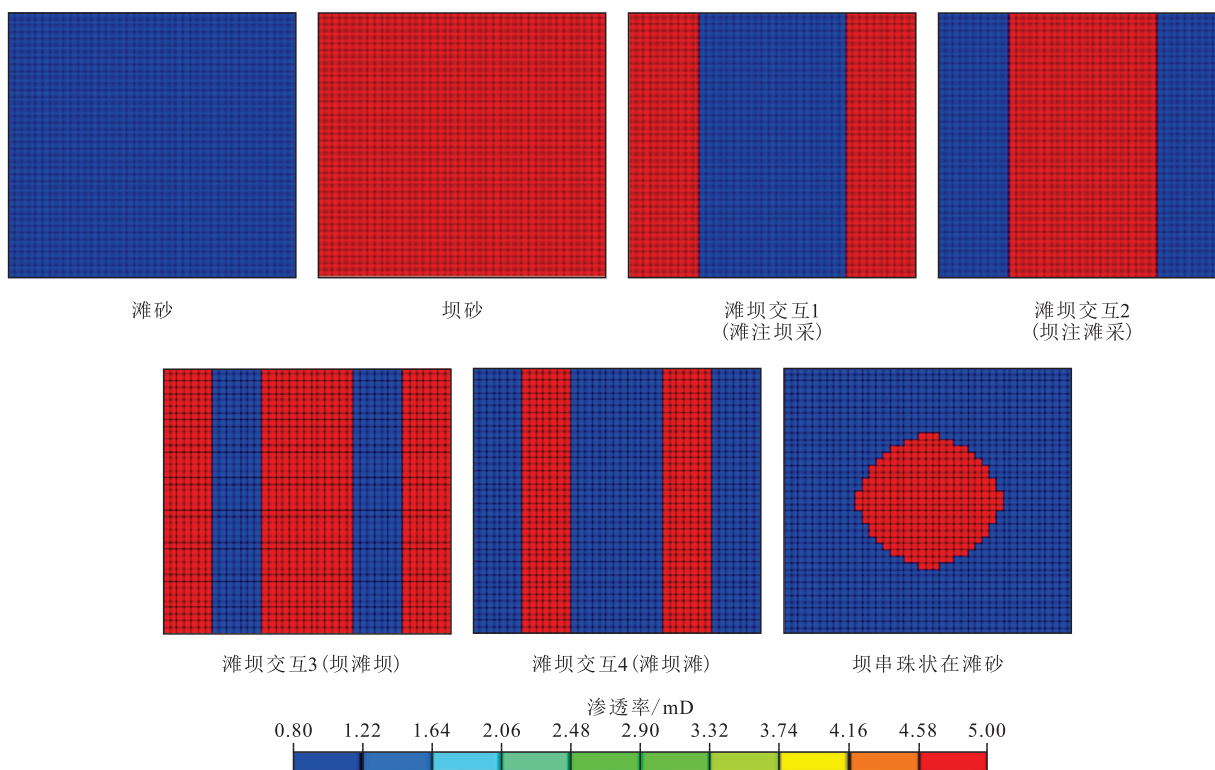


图7 滩坝砂储层概念模型建立

Fig.7 Establishment of conceptual model of beach bar sand reservoirs

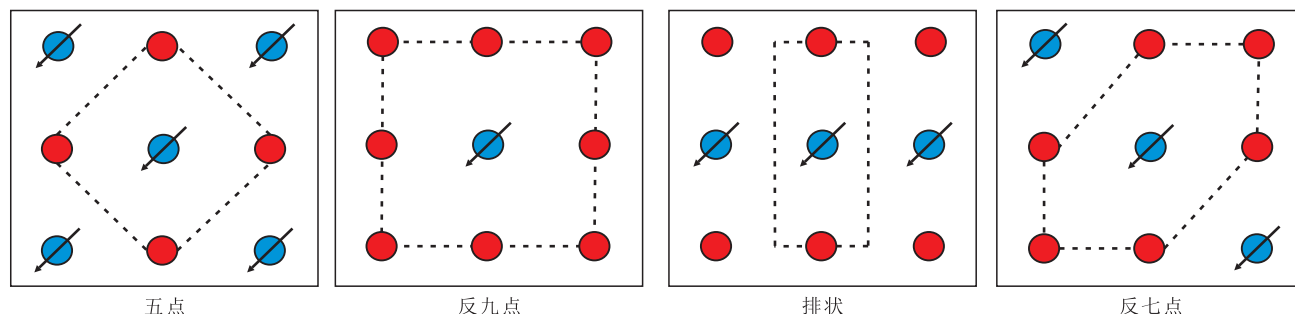


图8 井网示意图

Fig.8 Well pattern diagrammatic sketch

表3 滩坝砂储层各井网形式适用效果
Table3 Application effects of various well patterns of beach bar sand reservoirs

| 储层 | 井网适用优先顺序 |
|-------------|---------------|
| 滩砂 | 五点>反七点>反九点>排状 |
| 坝砂 | 五点>反七点>反九点>排状 |
| 滩坝交互1(滩注坝采) | 五点>反九点>排状>反七点 |
| 滩坝交互2(坝注滩采) | 反九点>五点>反七点>排状 |
| 滩坝交互3(坝滩坝) | 五点>排状>反七点>反九点 |
| 滩坝交互4(滩坝滩) | 排状>反七点>反九点>五点 |
| 坝串珠状在滩砂 | 五点>反九点>反七点>排状 |

$$r_{CO_2} = r_{混相} + r_{非混相} = \alpha \times \frac{P_c - P_w}{a_1 \left(\frac{K_g}{\mu_{o1}} \right)^{-b_1} + (\alpha - 1) \times a_2 \left(\frac{K_g}{\mu_{o2}} \right)^{-b_2}} \quad (4)$$

式中： r_{CO_2} 为CO₂驱技术极限井距，m； $r_{混相}$ 为混相区域长度，m； $r_{非混相}$ 为非混相区域长度，m； α 为混相带系数，即混相带占地层流体可流动半径的比例； P_c 为注入井附近地层压力，MPa； P_w 为生产井附近地层压力，MPa； a_1 、 b_1 为混相驱常数； K_g 为气测渗透率，mD； μ_{o1} 为混相条件下原油黏度，mPa·s； μ_{o2} 为非混相条件下原油黏度，mPa·s； a_2 、 b_2 为非混相驱常数。

基于CO₂驱技术极限井距公式，结合“高压强化传质降黏”的作用机制，分别推导出常规混相驱和高压混相驱的技术极限井距公式，并建立相应的技术极限井距图版(图9)，解决了高压混相驱井距计算问题。与常规混相驱技术极限井距300~600 m不同，高压混相驱技术极限井距为350~700 m，钻井数可减少28%。

常规混相驱技术极限井距计算公式为：

$$r_{极限} = 3.226(P_c - P_w) \left(\frac{K}{\mu} \right)^{0.5995} \quad (5)$$

式中： $r_{极限}$ 为技术极限井距，m； K 为绝对渗透率，mD； μ 为流体黏度，mPa·s。

高压混相驱技术极限井距计算公式为：

$$r_{极限} = 3.775(P_c - P_w) \left(\frac{K}{\mu} \right)^{0.5992} \quad (6)$$

2.2.3 矿场实践

胜利油田在高89-樊142地区开展CO₂驱示范应用，应用CO₂驱技术极限井距计算方法，计算了各区块的技术极限井距(表4)。确定技术极限井距为350~510 m，平均为405 m。截至2024年3月未发生大规模气窜，近半数油井取得了一定的产量明显上升的良好效果。高89-樊142地区的现有井距小于技术极限井距，适合开展CO₂驱。对于部分井距

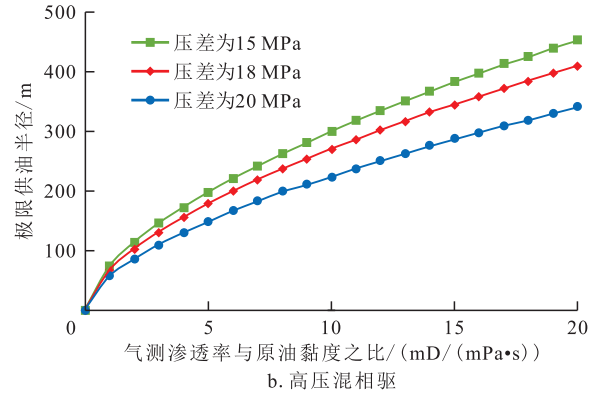
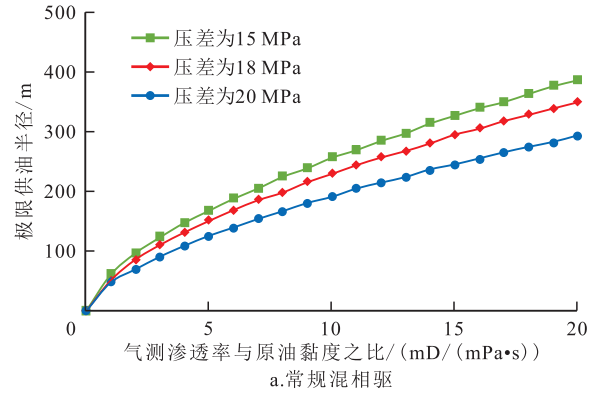


图9 CO₂驱技术极限井距图版
Fig.9 Chart for determining critical well spacing of CO₂ flooding technology

表4 高89-樊142地区CO₂驱注采井距
Table4 Well spacing between injection and production wells of CO₂ flooding in Gao89-Fan142 area

| 序号 | 区块 | 平均井距/m | 等效井距/m | 技术极限井距/m | CO ₂ 驱适用性 |
|----|-----------|--------|--------|----------|----------------------|
| 1 | 高899 | 490 | 375 | 380 | 适合 |
| 2 | 高89-1 | 350 | 250 | 460 | 适合 |
| 3 | 高891-樊143 | 410 | 300 | 400 | 适合 |
| 4 | 高891-5 | 420 | 310 | 400 | 适合 |
| 5 | 高892 | 500 | 380 | 390 | 适合 |
| 6 | 高946 | 520 | 370 | 380 | 适合 |
| 7 | 樊142 | 400 | 300 | 380 | 适合 |
| 8 | 樊142-5 | 400 | 300 | 400 | 适合 |
| 9 | 樊144 | 278 | 150 | 510 | 适合 |
| 10 | 樊128 | 265 | 160 | 350 | 适合 |
| 平均 | | 403 | 290 | 405 | |

较小的区块，主要通过气水交替驱替抑制气窜，开发后期可对气窜井组进行注采调整。

2.3 气水交替驱优化设计

2.3.1 提高采收率机理

气水交替驱过程中存在CO₂、水、原油三相相互驱替作用，由于储层岩石亲水，水的润湿性最强，原油次之，CO₂最弱。在驱替方向上，CO₂驱水为非润湿相驱替润湿相，毛细管力为阻力，则需要较高的

驱替压力。低渗透油藏储层孔隙结构复杂、非均质性强,在水驱CO₂过程中,当CO₂进入小孔隙时由于贾敏效应产生附加阻力,驱替压力增加。因此,气水交替驱相比纯气驱具有更高的渗流阻力和驱替压差,能够有效减缓气窜,提升CO₂驱油效果^[24-25]。

气水交替驱过程中水优先进入储层较大的孔隙产生驱替阻力,CO₂流动转向进入未动用的孔隙,实现未动用低渗透区域的有效驱替。室内实验研究表明,气水交替驱能够提高驱替压力峰值,纵向上提高低渗透区域的动用程度,平面上提高驱替压差使CO₂克服渗流阻力进入微小孔隙,使得平面动用更充分。矿场测试结果表明,气水交替驱能提高低渗透未动层的驱替压力梯度,使常规水驱无法动用的低渗透层得到有效动用。长岩心水驱和CO₂-水交替驱驱油效率对比实验结果表明,在完成长岩心水驱实验的基础上进行气水交替驱,能有效改变流度比,比水驱提高采收率11.60%。

此外,气水交替驱替过程中由于CO₂和水的交替注入,导致油藏压力场持续扰动变化,压力水平不断提高,同时压力扰动使难动用区域能量场重构启动渗流,波及体积显著扩大。

2.3.2 驱油规律

油藏压力水平对气水交替驱替效果有至关重要的影响。室内实验研究表明压力水平越高,气水交替驱注采压差越低,气体突破时间越晚,注入相同的孔隙体积倍数时,生产气油比上升速度越慢,驱油效果越好,采收率越高。

气水比是气水交替驱开发方式中的关键参数之一,基于长岩心驱替实验研究不同气水比条件下气水交替驱开发规律,结果表明低渗透油藏气水交替驱开发过程中,气水比对生产压差影响显著,生产压差和采收率随气水比的降低而升高,即增大CO₂段塞可以降低注入压力,但气段塞过大容易造成过早见气甚至气窜,从而影响开发效果,需要合理优化气水比从而最大程度提升气水交替驱开发效果。双管非均质长岩心驱替实验研究表明,采用高气水比段塞,在气体突破以后难以维持驱替压差;采用低气水比段塞,气体突破较晚,但整体含水率趋于较高水平,且低气水比能大幅提高低渗透岩心中原油采出程度。因此,建议气水交替开发过程中,综合考虑注采压差保持效果、气体突破时间、采出程度,应在早期采用高气水比段塞,提高驱油效率,后期采用低气水比段塞控制气窜,提高波及效率^[26]。段塞尺寸对气水交替驱替效果影响显著,双

管非均质长岩心驱替实验研究表明,较小的段塞尺寸可以维持较高的注采压差,能更好地动用低渗透岩心中原油,气体突破更晚,总采出程度更高。因此,建议在地面条件允许的前提下,减小段塞尺寸以有效提高注采压差,延缓气体突破,更大程度动用渗透率更低的层系,提高整体采出程度。

2.3.3 参数优化

气水交替驱开发常采用油藏数值模拟、室内物理实验机器学习^[27]等方法进行参数优化。油藏数值模拟具有考虑因素多、优化效率高等特点,被广泛用于油藏开发优化。针对低渗透油藏渗流机理复杂,影响气水交替驱开发效果的参数多等特征,开展的气水交替驱数值模拟结果表明,气水交替驱的最佳注入方式为CO₂与水同时注入,当注入周期为1 a,气水比为1:1,段塞最佳注入总量为0.44 HCPV时,开发效果最优。

在室内开展了气水交替驱油物理模拟研究^[28-29],对气水交替驱的注入速率、注入参数及注入量进行优化。研究表明,对于渗透率级差分别为5、10和50的非均质岩心,渗透率级差越小,气水比越高,提高采收率效果越好。当渗透率级差大于10时,气窜时间明显提前;特别是当渗透率级差大于50时,气水段塞无法有效启动低渗透基质中的剩余油,快速气窜而无经济效益。利用气水交替驱在适应界限范围内可显著降低CO₂流度,延长CO₂窜逸时间,启动基质中的剩余油,提高剩余油采收率。

气水交替驱室内实验通常采用一维长岩心进行研究,与实际油藏生产在空间尺度和时间尺度上都有较大的差别,优化结果无法直接用于生产实践。为了将实验优化出的参数应用于现场,可将油藏CO₂驱发生气窜时注采井间CO₂波及区等效为一维驱替区域,基于理论气油比与注入量的关系,根据现场产出气油比确定CO₂注入量,进而根据气体注入量、注采井距、油层厚度、孔隙度等动静态参数,计算CO₂等效波及区宽度,确定气窜通道大小,由此可计算不同气水比、不同段塞尺寸下CO₂和水的注入量,从而确定注水、注气天数,即气水交替周期。同时,为进一步提升气水交替驱开发效果,应确保驱替过程中全程保持渗流阻力最大。基于全程渗流阻力最大化原则,建立了气水交替驱参数动态优化图版(图10),在不同CO₂注入阶段调控气水比和交替周期,确保全程渗流阻力最大,实现CO₂均衡驱替。

2.3.4 矿场实践

中国首个百万吨级CCUS示范工程于2022年8

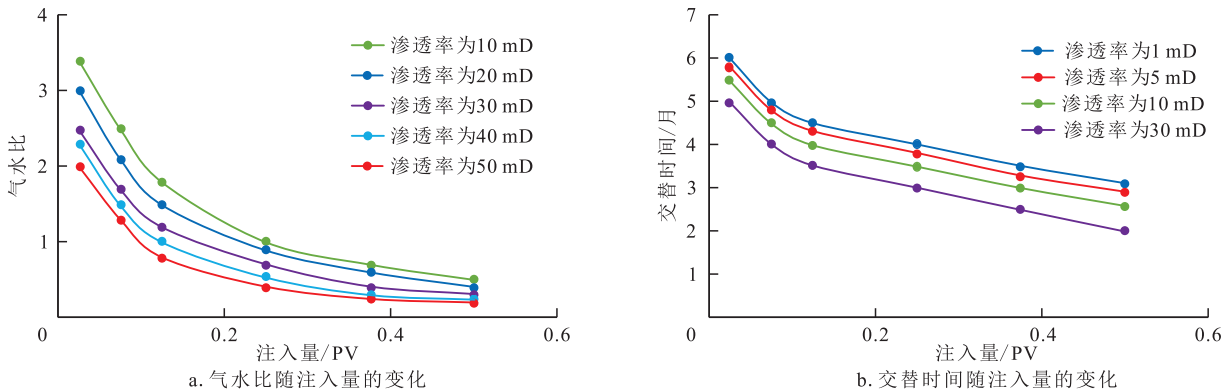


图10 气水交替驱参数动态优化图版

Fig.10 Dynamic optimization of parameters for gas-water alternative displacement

月在胜利油田全面建成投产,示范区内14个CO₂-水交替驱试验井组生产结果表明,CO₂驱转常规注水后,视吸水指数上升,注水能力显著提高。分析认为CO₂驱转常规注水后,毛细管力表现为动力,且CO₂驱后原油黏滞阻力降低,注采井间驱替压差降低,注水能力增强。此外,CO₂驱转气水交替驱能有效缓减气窜。示范区高891-斜25井组转气水交替驱前,产出气油比为680 m³/t,产出气CO₂含量为85%;转气水交替驱1个月后,产出气油比降至280 m³/t,产出气CO₂含量降至65%,原油产量保持稳定。

腰英台油田在DB33井区开展气水交替驱先导试验,试验区累计注入气段塞48个,注水段塞43个,平均单井注入段塞7.5个,油井见效率为81%。实施气水交替驱后试验区年递减率为-0.6%,与南部注水区块相比,自然递减率降低28.3%,综合含水率下降9%,有效减少了气窜井数量。

3 面临的科学问题及下步发展方向

中国CO₂驱油封存理论和室内实验研究起步较早,但由于天然CO₂气源短缺、配套工艺不成熟等问题,矿场试验推进较慢。随着齐鲁石化-胜利油田百万吨级CCUS示范工程的建成投产,标志着中国CO₂驱油封存技术进入大规模工业推广应用阶段^[30]。但CO₂驱油藏工程优化设计目前仍然面临以下科学问题待进一步开展攻关研究:

(1)高压条件下多孔介质中原油、CO₂、水三相相态规律及其作用机制。目前对于CO₂驱的流体相态研究以体相相态研究为主,考虑多孔介质束缚作用下原油、CO₂、水三相相态变化规律的研究较少,三相相态变化规律的研究对CO₂驱油藏工程优化设计至关重要^[31]。

(2)高压、混相条件下多相流体的流渗规律。

CO₂驱油过程中原油、水、CO₂多相流体非线性渗流规律、相对渗透率变化规律需要进一步开展攻关研究,揭示高压、混相条件下油气水多相渗流规律,支撑合理井距、井网的优化设计。

(3)CO₂驱油与封存的协同作用机制。CO₂驱油与封存影响因素众多,不同因素对CO₂驱油采收率与封存率的影响具有显著的差异性。需明晰地质、开发、工程等多因素对CO₂驱油与封存效果的影响机制,形成考虑驱油封存协同的油藏工程优化设计方法。

(4)复杂储层条件下CO₂驱气窜机制。CO₂驱气窜规律受地质因素、开发因素、工程工艺因素的综合影响^[32],需开展攻关研究,明晰复杂储层条件下CO₂驱气窜机制,建立考虑多因素影响的气窜标准,形成气窜预判方法和防窜优化设计技术,支撑CO₂高效驱油与安全封存。

4 结论

(1)高压混相驱开发技术实现了生产井-注入井之间的全程高压混相驱,提高了地层中的驱替压力梯度。采用压驱提压技术提高油藏压力,将油藏压力水平保持在最小混相压力以上,可以大幅度提高混相范围和驱油效率。

(2)CO₂驱井网宜采用五点井网或矩形五点井网。基于CO₂驱油作用机制,建立了常规混相驱和高压混相驱的技术极限井距公式及相应图版。常规混相驱技术极限井距为300~600 m,高压混相驱技术极限井距为350~700 m。

(3)与纯气驱相比,气水交替驱能够有效缓减气窜,气水交替驱过程中的水优先进入储层较大的孔隙产生驱替阻力,CO₂流动转向进入未动用的孔隙,实现未动用低渗透区域的有效驱替。气水交

替驱的最佳注入方式为CO₂与水同时注入,较小的段塞尺寸可以维持较高的注采压差,能更好地动用低渗透岩心中的原油,气体突破更晚,总采出程度更高。

参考文献

- [1] 李阳.低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2020,27(1):1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [2] 宋新民,王峰,马德胜,等.中国石油二氧化碳捕集、驱油与埋存技术进展及展望[J].石油勘探与开发,2023,50(1):206-218.
SONG Xinmin, WANG Feng, MA Desheng, et al. Progress and prospect of carbon dioxide capture, utilization and storage in CNPC oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 206-218.
- [3] 王子健,白福高,闫伟,等.重点国家碳排放历史趋势、碳中和政策特征及合作建议[J].中国石油勘探,2022,27(6):98-109.
WANG Zijian, BAI Fugao, YAN Wei, et al. Carbon emission trend and carbon neutrality policy characteristics of key countries and cooperation suggestions [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(6): 98-109.
- [4] 计秉玉,王友启,聂俊,等.中国石化提高采收率技术研究进展与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(4):572-576.
JI Bingyu, WANG Youqi, NIE Jun, et al. Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 572-576.
- [5] 刘一唯,王健,张德平,等.用于CCUS油藏压井的环境响应型暂堵剂研制与应用[J].断块油气田,2024,31(2):357-362.
LIU Yiwei, WANG Jian, ZHANG Deping, et al. Development and application of the environmental response temporary plugging agent for well killing of CCUS oil reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(2): 357-362.
- [6] 赵续荣,陈志明,李得轩,等.页岩油井缝网改造后CO₂吞吐与埋存特征及其主控因素[J].大庆石油地质与开发,2023,42(6):140-150.
ZHAO Xurong, CHEN Zhipeng, LI Dexuan, et al. Characteristics and its main controlling factors of CO₂ huff-and-puff and storage of shale oil wells after fracture-network stimulation [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(6): 140-150.
- [7] 衣华磊,郭欣,贾津耀,等.恩平15-1油田开发CO₂回注封存工程方案研究[J].中国海上油气,2023,35(1):163-169.
YI Hualei, GUO Xin, JIA Jinyao, et al. Research on CO₂ reinjection and storage engineering scenario of EP15-1 oilfield development [J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 163-169.
- [8] 王英伟,张玉龙,张景,等.致密油藏含水饱和度对CO₂吞吐效果的影响[J].特种油气藏,2023,30(2):128-133.
WANG Yingwei, ZHANG Yulong, ZHANG Jing, et al. Effect of water saturation on CO₂ huff-n-puff in tight reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 128-133.
- [9] 王子强,葛洪魁,郭慧英,等.准噶尔盆地吉木萨尔页岩油不同温压CO₂吞吐下可动性实验研究[J].石油实验地质,2022,44(6):1 092-1 099.
WANG Ziqiang, GE Hongkui, GUO Huiying, et al. Experimental study on the mobility of Junggar Basin's Jimar shale oil by CO₂ huff and puff under different temperatures and pressures [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(6): 1 092-1 099.
- [10] 刘浩洋,赵军,郑继龙,等.海上低渗透油藏CO₂混相驱可行性实验研究[J].非常规油气,2024,11(2):74-79.
LIU Haoyang, ZHAO Jun, ZHENG Jilong, et al. Experimental study on feasibility of CO₂ miscible flooding in offshore low permeability reservoirs [J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(2): 74-79.
- [11] 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.
- [12] 郭平,张万博,JIA Na,等.降低CO₂-原油最小混相压力的助混剂研究进展[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):726-733.
GUO Ping, ZHANG Wanbo, JIA Na, et al. Research progress of assistants for reducing CO₂-crude oil minimum miscible pressure [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 726-733.
- [13] 李世瑞,赵凯,徐江伟,等.三塘湖盆地MZ区块致密油藏CO₂吞吐提高采收率[J].新疆石油地质,2023,44(5):572-576.
LI Shirui, ZHAO Kai, XU Jiangwei, et al. Enhanced oil recovery by CO₂ huff-n-puff in tight oil reservoirs in Mazhong Block, Santanghu Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(5): 572-576.
- [14] 吴忠宝,甘俊奇,曾倩.低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(3):67-70.
WU Zhongbao, GAN Junqi, ZENG Qian. Numerical simulation of CO₂ miscible flooding in low-permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(3): 67-70.
- [15] 李岩,张葭,樊晓伊,等.低渗透砂砾岩油藏二氧化碳驱提高采收率[J].新疆石油地质,2022,43(1):59-65.
LI Yan, ZHANG Di, FAN Xiaoyi, et al. EOR of CO₂ flooding in low-permeability sandy conglomerate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1): 59-65.
- [16] 李媛娟.长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价[D].西安:西安石油大学,2019.
LI Yuanjun. Laboratory evaluation on EOR by CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs of Changqing oilfield [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019.
- [17] 胡心玲,雷浩.基于CT扫描技术的低渗透油藏水敏效应后微观孔隙结构特征[J].地质科技通报,2023,42(2):178-185.

- HU Xinling, LEI Hao. Using CT scanning technology to investigate microscopic pore structure characteristics of low-permeability reservoir rocks after water sensitivity experiments [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(2): 178-185.
- [18] LIU Shuyang, AGARWAL Ramesh, SUN Baojiang, et al. Numerical simulation and optimization of injection rates and wells placement for carbon dioxide enhanced gas recovery using a genetic algorithm [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 280: 124512.
- [19] ZHAN Jie, TIAN Yafei, FAN Chao, et al. Well pattern and well spacing optimization of large volume water injection in a low-permeability reservoir with pressure sensitivity [J]. *Geofluids*, 2022, 2022: 8251223.
- [20] 张亮,王舒,张莉,等.胜利油田老油区CO₂提高原油采收率及其地质埋存潜力评估[J].*石油勘探与开发*,2009,36(6):737-742.
- ZHANG Liang, WANG Shu, ZHANG Li, et al. Assessment of CO₂ EOR and its geo-storage potential in mature oil reservoirs, Shengli Oilfield, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(6): 737-742.
- [21] 沈平平,廖新维.二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2009:128-144.
- SHEN Pingping, LIAO Xinwei. Technology of carbon dioxide stored in geological media and enhanced oil recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 128-144.
- [22] 袁士义,马德胜,李军诗,等.二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J].*石油勘探与开发*,2022,49(4):828-834.
- YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(4): 828-834.
- [23] 程杰成,刘春林,汪艳勇,等.特低渗透油藏二氧化碳近混相驱试验研究[J].*特种油气藏*,2016,23(6):64-67.
- CHENG Jiecheng, LIU Chunlin, WANG Yanyong, et al. Near-miscible CO₂ flooding test in ultra-low permeability oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(6): 64-67.
- [24] 张宗耀,吕广忠,王杰.胜利油田CCUS技术及应用[J].*油气藏评价与开发*,2021,11(6):812-822.
- ZHANG Zonglin, LÜ Guangzhong, WANG Jie. CCUS and its application in Shengli Oilfield [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(6): 812-822.
- [25] KHAN Mohammad Yunus, MANDAL Ajay. Analytical model of incremental oil recovery as a function of WAG ratio and tapered WAG ratio benefits over uniform WAG ratio for heterogeneous reservoir [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 209: 109955.
- [26] 王高峰,郑雄杰,张玉,等.适合二氧化碳驱的低渗透油藏筛选方法[J].*石油勘探与开发*,2015,42(3):358-363.
- WANG Gaofeng, ZHENG Xiongjie, ZHANG Yu, et al. A new screening method of low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 358-363.
- [27] YOU Junyu, AMPOMAH William, SUN Qian. Co-optimizing water-alternating-carbon dioxide injection projects using a machine learning assisted computational framework [J]. *Applied Energy*, 2020, 279: 115695.
- [28] 张海龙.CO₂混相驱提高石油采收率实践与认识[J].*大庆石油地质与开发*,2020,39(2):114-119.
- ZHANG Hailong. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO₂ miscible flooding [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 114-119.
- [29] CHAI Xiaolong, TIAN Leng, ZHANG Mengyuan, et al. Production characteristics, evaluation, and prediction of CO₂ water-alternating-gas flooding in tight oil reservoir [J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2022, (144): 033006-3.
- [30] 王高峰,廖广志,李宏斌,等.CO₂驱气机理与提高采收率评价模型[J].*油气藏评价与开发*,2022,12(5):734-740.
- WANG Gaofeng, LIAO Guangzhi, LI Hongbin, et al. Mechanism and calculation model of EOR by CO₂ flooding [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 734-740.
- [31] 李士伦,汤勇,侯承希.注CO₂提高采收率技术现状及发展趋势[J].*油气藏评价与开发*,2019,9(3):1-8.
- LI Shilun, TANG Yong, HOU Chengxi. Present situation and development trend of CO₂ injection enhanced oil recovery technology [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(3): 1-8.
- [32] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J].*油气藏评价与开发*,2020,10(3):1-14.
- LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al. Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO₂ flooding-EOR technology [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(3): 1-14.

编辑 刘北羿