

非常规油气藏二氧化碳压裂技术进展及展望

孙 虎^{1,3}, 苏伟东^{2,3}, 王军闯^{2,3}, 周长静⁴, 陈 平^{2,3},
徐 洋^{2,3}, 周 然^{2,3}, 张承武^{2,3}, 杜 焰⁵

1 中国石油川庆钻探工程有限公司 2 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院
3 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 4 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院
5 四川越盛能源集团有限公司

摘 要: 非常规油气藏的开发掀起了一场世界范围内的油气革命,二氧化碳压裂技术有望成为助推这场油气革命的新的、有力的助推器。回顾过去,中国的二氧化碳压裂技术经过二十余年的发展,在机理研究、工艺设计、产品研发及工程应用等方面均取得了重要进展。着眼当下,在CCUS的大背景下,二氧化碳压裂技术凭借其显著的增能助排优势、突出的单井提产优势以及大规模节水、碳利用的环保优势,应用规模迎来了爆发式的快速增长,但一些瓶颈问题和难题也进一步凸显。一是工程作业能力不足,难以满足非常规油气藏大规模体积压裂作业对注入排量和液量的需要;二是工程作业成本高,效益开发矛盾突出。展望未来,二氧化碳压裂技术下步将对标非常规油气藏体积压裂作业模式,使其在作业规模、投入产出方面能够达到与其相当的水平。重点工作包括:加速核心技术升级、加快建设以二氧化碳压裂为核心的全碳链的绿色示范工程、探索CCUS+二氧化碳压裂的新模式、评价二氧化碳压裂的碳埋存潜力及建立健全技术标准,推动技术成果转化,实现产业化。

关键词: 非常规油气; 二氧化碳压裂; CCUS; 增产机理; 泡沫压裂; 干法压裂; 前置压裂

DOI: 10.3969/J. ISSN. 1006-768X. 2024. 06. 13

引用格式: 孙虎, 苏伟东, 王军闯, 等. 非常规油气藏二氧化碳压裂技术进展及展望[J]. 钻采工艺, 2024, 47(6): 102-109
SUN Hu, SU Weidong, WANG Junchuang, et al. Progress and Prospects of Carbon Dioxide Fracturing Technology for Unconventional Oil and Gas Reservoirs[J]. Drilling and Production Technology, 2024, 47(6): 102-109

Progress and Prospects of Carbon Dioxide Fracturing Technology for Unconventional Oil and Gas Reservoirs

SUN Hu^{1,3}, SU Weidong^{2,3}, WANG Junchuang^{2,3}, ZHOU Changjing⁴, CHEN Ping^{2,3},
XU Yang^{2,3}, ZHOU Ran^{2,3}, ZHANG Chengwu^{2,3}, DU Yan⁵

1. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. National Engineering Laboratory for Low-permeability Oil & Gasfield Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Oil & Gas Technology Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 5. Sichuan Yuesheng Energy Group Co., Ltd., CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610041, China

Abstract: The development of unconventional oil and gas reservoirs has sparked a global oil and gas revolution, and carbon dioxide fracturing technology is expected to become a new and powerful booster to promote this oil and gas revolution. Looking back, after more than 20 years of development, China's carbon dioxide fracturing

基金项目: 中国石油集团公司攻关性应用性专项“规储层体积压裂共性技术研究”(编号: 2023ZZ28YJ01)。

作者简介: 孙虎(1969—), 硕士, 正高级工程师, 本刊编委, 现任中国石油川庆钻探工程有限公司副总经理, 主要从事科技管理工作 and 低渗透油气田储层改造及井下作业研究。地址: (610051) 四川省成都市成华区建设北路一段6号, E-mail: sunhu@cnpc.com.cn

technology has made significant progress in mechanism research, process design, products development, and field applications. At the current, in the context of CCUS, carbon dioxide fracturing technology has experienced explosive growth in field application due to its significant advantages in energized enhancement and emission assistance, outstanding well production enhancement, and environmental protection advantages of massive water conservation and carbon utilization. However, some important problems and challenges have also been further highlighted. Firstly, the engineering operation capability is insufficient, making it difficult to meet the injection and volume requirements for SRV fracturing operations in unconventional oil and gas reservoirs; The second issue is the high cost of engineering operations and prominent contradictions in the development of benefits. Next, the carbon dioxide fracturing technology will be benchmarked against the SRV fracturing operation mode of unconventional oil and gas reservoirs in order to achieve comparable levels in operation ability and benefit. The key tasks include: acceleration of core technologies upgradation, acceleration of construction of an environmental green demonstration project with carbon dioxide fracturing as the core, covering the entire carbon chain, exploration of a new model of CCUS+ carbon dioxide fracturing, evaluation of carbon storage potential of carbon dioxide fracturing, establishment of technical standards, promotion of technological achievements transformation, and industrialization.

Key words: unconventional reservoir; CO₂ fracturing; CCUS; stimulation mechanism; foam fracturing; dry fracturing; pre-pad fracturing

0 引言

非常规油气藏的开发掀起了一场世界范围内的油气革命,深刻改变世界能源供应格局^[1]。中国非常规油气资源丰富,建成了胜利济阳、吉木萨尔和古龙3个页岩油国家级示范区以及涪陵、长宁—威远和昭通3个页岩气国家级示范区^[2-3]。预测到2035年中国致密气产量为 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、页岩气产量为 $600 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、煤层气产量为 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4-5]。

1 非常规油气藏开发所面临的技术挑战

传统技术难以实现对非常规油气资源的有效开发,需要通过新技术改善储层渗透率或流体黏度等才能实现经济开采^[6]。与常规储层相比,非常规油气藏储层物性条件较差,油气渗流规律复杂^[7],水平井分段压裂技术是页岩油气等非常规油气藏开发的主体技术^[8-10];中国形成了“长水平段完井+多簇射孔+滑溜水携砂+分段压裂”的改造技术体系^[11]。

以上基于传统水基压裂液的水平井分段压裂技术需要消耗大量的压裂配液用水,并因此带来了多个方面的技术挑战:一是大量的压裂液入地后加大了压后返排难度,延长了试气工期;二是大量的入地压裂液在返出后增加了废液处理的工作量和成本;三是大量压裂用水的使用加剧了水资源匮乏的地区在生产旺季时的生产组织难度,甚至不得不因此而延长工期^[12]。

二氧化碳压裂技术为应对这些挑战提供了有效解决方案。二氧化碳干法压裂技术的耗水量几乎为零,二氧化碳泡沫压裂技术的节水率已经达到了50%

以上^[12]。此外,二氧化碳能够增加地层能量,能够改善储层渗透率,能够降低原油黏度,还能够实现以碳的循环利用为特点的CCUS在油田开发中的场景应用^[13],已经成为传统水力压裂技术的有效补充。

2 二氧化碳压裂技术进展

川庆钻探自1998年开始二氧化碳压裂技术的研究工作,2015年建成了中石油油气藏改造重点实验室—二氧化碳压裂增产研究室。依托实验室建设,开展了压裂机理研究、压裂液体系开发及压裂工艺设计等工作,对二氧化碳的研究利用经历了增能助排、泡沫压裂和干法加砂压裂三个阶段。

2.1 压裂机理研究

近年来,国内外已开展了大量的二氧化碳压裂机理研究工作,研究发现明确了二氧化碳压裂具有降低破裂压力、造复杂缝、增加地层能量等诸多技术优势^[13-14],见表1。

表1 二氧化碳压裂机理特性总结

二氧化碳压裂机理特性	研究方法
能够降低地层破裂压力	压裂物模实验、现场压裂施工
裂缝分支裂缝多、形态复杂	压裂物模实验、声发射监测
滤失速率高,穿透深度大	岩心动态滤失实验
改善砂岩的孔、渗特征	二氧化碳对岩石的浸泡实验
裂缝面粗糙,能够实现自支撑	岩石破裂后的CT扫描、光学轮廓扫描和探针轮廓扫描
拉伸-剪切交替主导的混合断裂机制	数模实验
促进煤层吸附甲烷的解析转换	含瓦斯多元气体置换实验

通过二氧化碳压裂物理模拟实验,发现超临界二氧化碳的破裂压力比水、油以及其它气体(N_2 、 He)等的最大降幅可达50%以上。超临界二氧化碳形成的人工裂缝分支裂缝多、形态复杂。通过二氧化碳岩心动态滤失实验,发现超临界二氧化碳的滤失系数约为 $10^{-2} \text{ m/min}^{0.5}$,较常规压裂液增加了一个数量级以上^[15]。通过二氧化碳岩矿反应实验,发现在二氧化碳和水环境下,能够实现对方解石和白云石矿物的溶蚀,并改善岩石的孔渗特征^[16]。通过岩心CT扫描实验,发现二氧化碳环境下的岩石裂缝断面更加粗糙、整合性差。通过采用光学轮廓扫描仪和探针轮廓扫描仪对压裂形成的裂缝面进行表征,对比分析水及超临界二氧化碳压裂(SC- CO_2)裂缝粗糙度、复杂度和迂曲度^[17],揭示了SC- CO_2 压裂自支撑裂缝形成机理。

常规压裂的岩石断裂以拉伸断裂为主,二氧化碳的破岩机制表现为拉伸—剪切交替主导的混合断裂机制,即:岩体会受到来自拉伸和剪切两个方向的作用力,在裂缝延伸过程中,这两个方向上的作用力的强弱是随时间呈现周期性变化的^[18]。通过煤岩—二氧化碳吸附实验,发现在同等压力条件下,二氧化碳气体的Langmuir体积比 CH_4 更大。二氧化碳吸附表面能、自由能变化,吸附热均高于 CH_4 ,吸附能力更强,其吸附能力为 CH_4 的2.68~19.41倍;注入动态过程,二氧化碳吸附速率高于 CH_4 ,吸附更加有序,释放热量大,有利于置换甲烷^[19]。此外,二氧化碳在被地层加热后体积膨胀能够增加地层能量,能够达到增加油气产量的目的^[20]。

2.2 压裂工艺系列

根据二氧化碳在压裂液中所占体积比将工艺分为增能压裂(体积分数小于52%)、泡沫压裂(体积分数52%~95%)和干法压裂(体积分数大于95%)三种类型,体积分数的变化使得流体性能差异显著,导致了不同的造缝及增产效果。

2.2.1 增能压裂工艺

增能压裂工艺是将少量的二氧化碳掺混在水基压裂液中,主要用于提高低压油气井压后返排速率。由于占比较小,二氧化碳以不连续的气泡状分布在水基压裂液中,对水基压裂液本身的流变性影响较小。该工艺由于施工简便、作业成本较低,在油田产建井和老井重复改造中均得到了一定规模的应用^[21-22]。近三年在鄂尔多斯盆地现场应用超50井次,单次的二氧化碳伴注量约在 50 m^3 。

2.2.2 泡沫压裂工艺

泡沫压裂工艺中二氧化碳气泡在水基压裂液中

成为连续相,能够显著提高压裂液的黏弹性,具有极好的携砂造缝性,实验结果显示其滤失系数低至 $10^{-4} \text{ m/min}^{0.5}$ ^[23]。二氧化碳泡沫压裂工艺不但能够更好地具有更好的储层保护作用(尤其是水敏储层),还可大幅度节约压裂作业用水量,被越来越多地应用于非常规油气藏水平井的体积压裂作业中。近三年在鄂尔多斯盆地现场应用30余井次,在长庆油田苏东北低压致密气建成了二氧化碳压裂示范区。

2.2.3 干法压裂工艺

干法压裂工艺几乎完全消除了水对储层的不利影响,对强水敏储层具有较好的适用性,是目前应用最广泛的无水压裂作业技术。该工艺在苏里格气田进行了15井次的现场应用,能够满足常规直井/定向井的工程作业需要,可实现最大单次加砂量 30 m^3 ,最高砂比22%。

2.2.4 二氧化碳前置压裂工艺

二氧化碳前置压裂工艺是将二氧化碳作为部分前置液来使用,利用超临界二氧化碳的破岩造缝特性增加人工裂缝的复杂程度。该工艺多用于页岩油水平井压裂作业,单段的注入量多控制在 200 m^3 以内,压后通过焖井增能,收到了较好的增产效果^[24]。

综上,二氧化碳压裂技术系列能够满足不同类型储层的改造需要,在缩短试气周期、提高单井产量、节水环保及碳利用与碳封存等方面具有显著的技术和环保优势,见表2,代表了新一代压裂技术的发展方向。

表2 二氧化碳压裂工艺特点及其适用储层

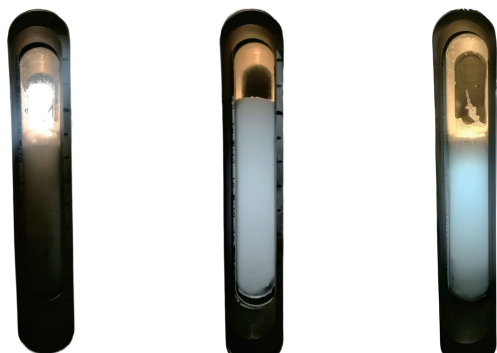
工艺名称	技术特点	适用储层	技术局限性
二氧化碳干法压裂	零耗水、零损害、完全自主返排	强水敏、致密储层	加砂量较小、砂比较低
二氧化碳泡沫压裂	加砂量大、返排快、节水率高	中强水敏储层	所需压裂设备较多
二氧化碳增能压裂	返排效果好	低压储层	节水优势不明显
二氧化碳前置压裂	助排、增加分支缝数量	低压、微裂缝发育储层	节水优势不明显

2.3 压裂液关键产品及体系

2.3.1 二氧化碳起泡剂

研究表明,表活剂的表面张力是决定泡沫稳定性的关键因素^[25-26]。二氧化碳由于其独特的非极性分子结构特征,常规起泡剂难以同时满足耐温、耐盐、二氧化碳环境下的高效起泡和稳泡效果。为此,开发了一种二氧化碳专用起泡剂产品,见图1,实验结果显示,该起泡剂在矿化度 $120\,000 \text{ mg/L}$ 的环境下,泡沫半衰期可达28 min,较原起泡剂产品的起泡能力提

升15%以上,稳泡能力提升50%以上。



(a) 起泡剂浓度0.1% (b) 起泡剂浓度0.3% (c) 起泡剂浓度0.5%

图1 高压视窗下观测到的二氧化碳起泡效果图

2.3.2 二氧化碳增黏剂

液态二氧化碳的黏度约为0.1 mPa·s,气态和超临界状态下黏度约为0.02 mPa·s,为了使低黏的二氧化碳具备作为压裂液所应具有携砂造缝性,需要研制一种增黏剂产品以提高其动力学黏度。前期,通过向二氧化碳中加入高分子可溶材料的方式来提高二氧化碳黏度,使二氧化碳的黏度达到5~10 mPa·s^[13]。

近年来,创新性地采用了新的增黏技术路线,开

发了新型二氧化碳增黏剂产品。实验结果显示:当加量2%~5%时,该增黏剂可使液态二氧化碳黏度可达到90~120 mPa·s,超临界条件下黏度达到12~18 mPa·s,增黏效果显著,见图2。

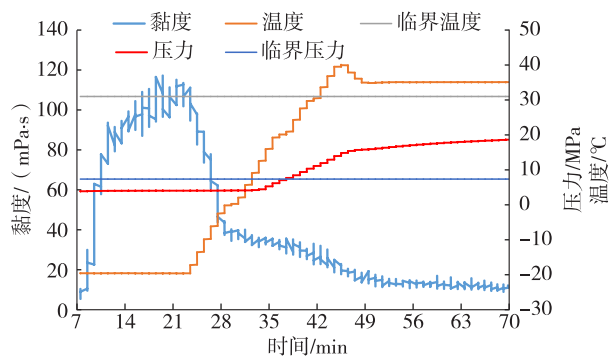


图2 二氧化碳增黏剂体系的黏度测试曲线图
(剪切速率 170 s⁻¹)

2.4 压裂设备配套

由于二氧化碳的低温(-20℃)、带压(2.2 MPa)特性,需要压裂设备具有较好的耐低温、耐压及气密封特性,使二氧化碳能够维持液态条件,以便于压裂设备的泵送。二氧化碳压裂设备改进前后对照见表3。

表3 二氧化碳压裂设备改进前后对照表

设备名称	改进前主要功能及性能	改进后主要功能及性能
密闭混砂装置	用于CO ₂ 干法加砂压裂作业的支撑剂混合及计量,额定工作压力2.5 MPa,有效容积8 m ³	用于CO ₂ 干法加砂压裂作业的支撑剂混合及计量,额定工作压力3.5 MPa,有效容积15 m ³
三相泡沫发生器	之前无此装置	用于二氧化碳泡沫压裂作业中二氧化碳-水基压裂液-支撑剂三者的迅速且均匀混合,额定工作压力105 MPa,过流量10 m ³ /min
二氧化碳压裂泵车	用于二氧化碳的泵送,额定工作压力80 MPa	用于二氧化碳的泵送,额定工作压力105 MPa
二氧化碳连续供液系统	之前无此装置,一般在停泵后对储罐进行补液	实现了压裂作业过程中二氧化碳注入与补液同步进行,可满足4台二氧化碳槽车同时卸车、8台二氧化碳储罐同步充装的作业需要
二氧化碳充装计量装置	之前无此装置,一般根据储罐液位计观察充装量	采用流量计进行充装量计量,计量更加精确

2.4.1 密闭混砂装置

密闭混砂装置的作用是代替常规混砂车以满足二氧化碳干法加砂压裂作业的加砂需要。该装置具有保温、承压、输砂控制、流量计量和砂浓度监测等功能^[13]。目前国内自主研发的密闭混装置的额定工作压力3.5 MPa,额定工作温度-40℃,容积15 m³,最大输砂速率0.6 m³/min。

2.4.2 三相泡沫发生器

三相泡沫发生器用于二氧化碳泡沫压裂作业中二氧化碳-水基压裂液-支撑剂三者的迅速且均匀混合,提高压裂液的稳定性,从而达到稳定和降低压

裂施工压力的效果。2024年国内研制了首套二氧化碳泡沫压裂用三相泡沫发生器,该装置额定工作压力为105 MPa,额定流量10 m³/min。现场应用显示该装置克服了原工艺井口施工压力波动大的缺点。

2.4.3 二氧化碳压裂泵车

为了能够满足非常规油气藏水平井大排量、高施工压力的体积压裂作业需要,对原有二氧化碳压裂泵车进行了升级改造。将二氧化碳压裂泵车的额定工作压力由80 MPa提高到105 MPa;为了减少作业设备,节约压裂作业所需井场空间,开发了满足二氧化碳与常规压裂液交替注入的泵注系统,并完成现场应

用20余层次。

2.4.4 其他配套设备

新配套了二氧化碳连续供液系统,实现了压裂作业过程中二氧化碳注入与补液同步进行,可满足4台二氧化碳槽车同时卸车、8台二氧化碳储罐同步充装的需要,将二氧化碳储罐充耗时节省了50%以上。

2.5 技术标准

国内已经逐步形成了产品、工艺方面的技术标准系列,包括《二氧化碳干法加砂压裂技术规程》《二氧化碳干法压裂液稠化剂油酸酯(G548)》《二氧化碳干法压裂技术要求》《二氧化碳密闭混砂装置》等。

2.6 成本分析及对策

当前,二氧化碳干法压裂作业成本较高的主要原因有:①材料成本高,作为压裂主要耗材的液态二氧化碳,因材料产区距油区较远,材料运费占比较高推高了材料价格。例如:鄂尔多斯盆地内的碳源每吨出厂价格在200~300元,运输费用在0.7~1.1元/(t·km),运送到井场的材料费(含运费)约为500~700元/t;②因年应用井数较少导致的单次工程作业费中的设备折旧占比较高。由于二氧化碳压裂作业所需的泵车需要对常规泵车进行改造,以及配套了专用的供液装置、储罐及管线等,增加了设备折旧费;③由于受碳源供给能力的制约,二氧化碳压裂的工程作业周期较常规压力增加了约30%,从而增加了额外的设备等费用。

未来,通过以下综合措施有望实现作业成本的大幅下降:①降低原材料成本,综合利用二氧化碳资源,建立采购—拉运—施工全流程服务体系,实现从源头到终端的直达输送;②借助碳交易、税收减免等政策;③通过持续提升技术水平,提高二氧化碳压裂作业效率,减少材料用量,进一步降低作业成本。

3 典型案例

3.1 煤层气水平井二氧化碳泡沫压裂

X1井位于鄂尔多斯盆地,目的层8#煤层,完钻井深4 520 m,垂深3 176~3 199 m,水平段长1 130 m,钻遇煤层946 m,煤层钻遇率83.7%,气测峰值89.41%, \varnothing 139.7 mm套管完井。

采用胍胶+二氧化碳发泡的泡沫压裂工艺,泡沫液施工排量4.0~12.0 m³/min(其中:液态二氧化碳的排量为3.0~6.0 m³/min),单段加砂量129.6~200.0 m³,地面平均砂比27%~45.5%,累计单井加砂量2 223.4 m³,累计注入液态二氧化碳5 315.3 m³,注入胍胶压裂液9 174 m³。

该井在二氧化碳泡沫压裂作业过程中,进行了产域电磁法裂缝监测,监测结果显示:在相同改造规模下,二氧化碳泡沫压裂裂缝均匀扩展,其压裂裂缝长度较常规压裂增加了11%,液体波及面积增加了12%,缝网形态复杂系数由0.3提高到了0.46,增大了改造体积。

X1井压后连续自喷排液15 d后,井口套压7.4 MPa,点火焰5~6 m,折算千米水平段长度的试气产量为7.2×10⁴ m³/d,较同区块常规压裂井的折算千米水平段长度的试气产量3.3×10⁴~6.2×10⁴ m³/d提高了16%以上,见到了较好的压后增产效果。

3.2 页岩油水平井二氧化碳泡沫压裂

X2井位于鄂尔多斯盆地,目的层长7页岩油储层,水平段长1 235 m,综合测井解释I类储层118.6 m,II类储层562.7 m,I+II类储层钻遇率55.2%。

采用二氧化碳泡沫压裂试验改造18段/35簇,排量7.7~9.0 m³/min,累计注入液态二氧化碳6 025.9 m³,入地液量7 197.1 m³,最高泡沫质量65%,最高砂比达77%,较区块内常规水力压裂平均减少用水50%~60%。X2井压后放喷首日即见油(35 m³,返排率0.39%),投产后日产油12.1 t,日产气956 m³,火焰长0.3~0.5 m。投产后33 d累产油390.9 t,累产气4.2×10⁴ m³,是同区域直井的平均水平(0.73 t)的3.69倍,增产效果显著。

4 技术展望

在CCUS的大背景下,二氧化碳压裂技术凭借其突出的技术、环保优势,应用规模迎来了爆发式的快速增长。以鄂尔多斯盆地近三年的压裂用碳量为例,2022年用碳量约为4×10⁴ t,2023年约为10×10⁴ t,预计2024年用量将突破30×10⁴ t。面对非常规油气气的开发需要,当前仍有一些工程技术难题待解决,并着力在以下方面开展研究攻关及技术配套。

4.1 加速二氧化碳压裂核心技术升级

4.1.1 二氧化碳压裂液降阻技术

二氧化碳压裂液降阻是目前制约二氧化碳大排量施工的一个主要技术瓶颈,由于二氧化碳压裂液的管路摩擦损失较水基压裂液提高了30%~50%,导致在相同井况下注入排量远低于常规水基压裂液^[27]。下步通过研究二氧化碳压裂液的管路摩擦损失机理,开发有针对性的降阻剂产品。

4.1.2 连续混砂技术

常规水力压裂技术经过长期的发展,在作业效率和作业能力方面仍然是二氧化碳压裂技术目前难以

达到的。以长庆气田为例,页岩油水平井的段加砂量在50~120 m³,当前的二氧化碳干法加砂作业的加砂量仍不能满足加砂量下限需要。为此,需要针对二氧化碳干法加砂压裂技术实现由原来的“密闭混砂技术”向“连续混技术”的升级,突破加砂量限制。

4.2 探索CCUS+二氧化碳压裂的新模式

我国双碳政策为油田工程技术的发展提供了方向指导,以碳的循环利用为特点的CCUS在油田开发中,二氧化碳压裂技术是落实的主要场景之一,其用碳量仅低于二氧化碳驱油作业。由于二氧化碳压后返排中会有一定数量的二氧化碳返出地面,故业内对于二氧化碳压裂的碳埋存潜力存在一定的争议。

据国外文献报道,2015年至2019年间在Williston盆地开展了11口常规油气藏水平井的二氧化碳压裂作业,评价二氧化碳的长期埋存比例可达70%~85%。在国内鄂尔多斯盆地的长庆油田和延长油田也开展了二氧化碳压后碳埋存潜力评价,初步得出储层二氧化碳的地下埋存率在50%~60%。国内外的这些评价结果均表明二氧化碳压裂具有相当的碳埋存潜力,但要使二氧化碳压裂碳埋存潜力得到国内外的公认,仍有待于开展进一步的研究及实践工作。

4.3 加快建设以二氧化碳压裂为核心的全碳链绿色示范工程

环鄂尔多斯超级能源盆地具备国内最好的二氧化碳地质封存和源汇匹配条件,区域内集中了一大批煤化工、石油天然气、钢铁、发电等企业,二氧化碳排放量超1×10⁸ t,双碳市场潜力巨大。具体的作法有:①通过与石化企业和发电企业对接,争取源头合作,并利用碳交易平台实现碳采购稳定性和经济性;②配置运输设施以解决黄土塬地貌二氧化碳运输问题;③完善采、储、运供应链。

二氧化碳压裂作业对碳用量的规模化将推动区域内的碳源供给能力的规模化建设,提升企业的碳捕集热情,形成更多的碳利用产业和碳封存项目,在油区内通过小区块小规模开展CCUS评价工作,从而建设一个捕集—利用—封存的全碳链示范工程,见图3。预计未来二氧化碳在非常规油气藏开发中年用碳量将有望达到1 000×10⁴ t/a,为实现国家“双碳”目标提供有力的支撑。

4.4 建设自有碳源实现综合降本

相较于常规压裂作业,二氧化碳压裂的作业成本较高,二氧化碳材料(含运费)成本是导致成本增加的

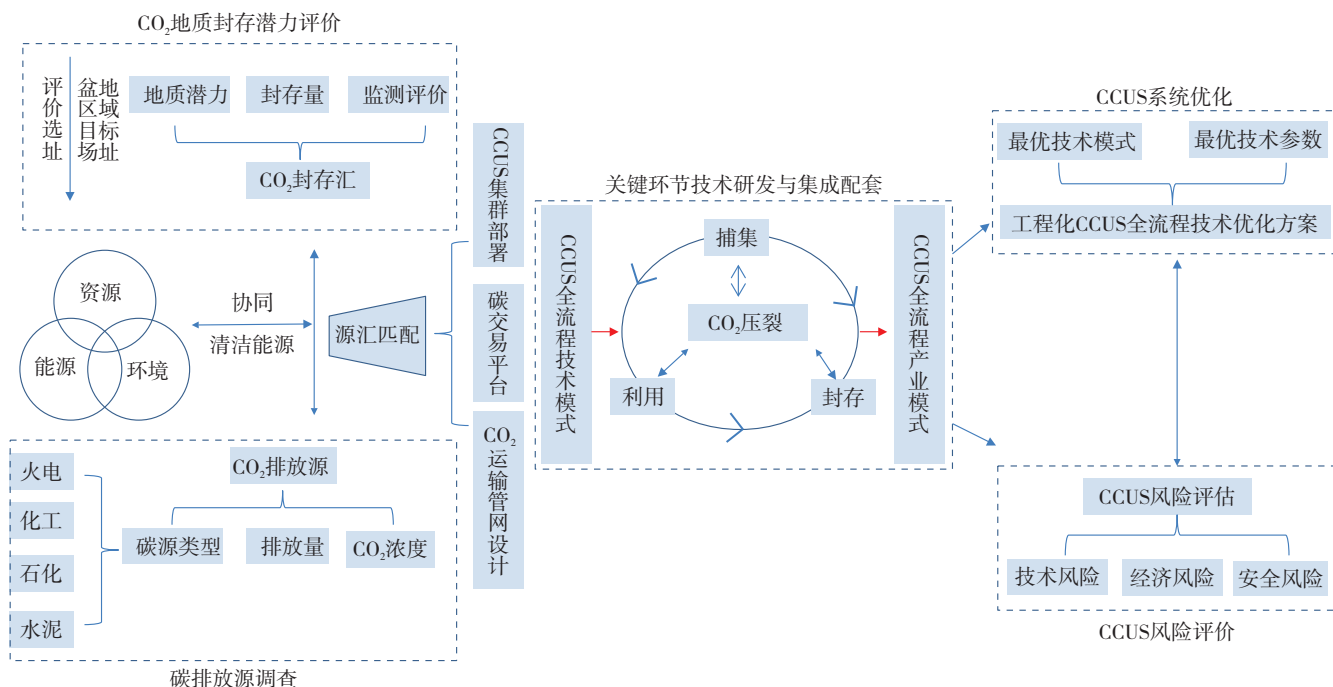


图3 CCUS全碳链绿色示范工程流程图^[30]

主要方面之一。2023年鄂尔多斯盆地内包含二氧化碳驱油和二氧化碳压裂作业等的年累计用碳量约为50×10⁴ t,预计未来几年将会持续增长。为了有效降低二氧化碳材料成本,需要在整合市场资源的基础上,建设自有碳源,实现综合降本。

鄂尔多斯盆地及其周边二氧化碳碳源已初具规模,目前现有产能385×10⁴ t/a,在建产能290×10⁴ t/a,规划产能1 090×10⁴ t/a。此外,已有二氧化碳运输槽车160余台,存储能力18 850 m³。通过增加碳源供给能力,提高碳源运力,以及提高二氧化碳压裂工程作业

效率将实现二氧化碳压裂作业的综合降本。

4.5 建立健全技术标准并实现产业化

由于二氧化碳压裂技术的特殊性,基于水基压裂液技术标准对二氧化碳压裂作业的适用性较差,需制订二氧化碳压裂的产品、技术、安全及质量等标准,并形成一套地质埋存评价工作方法,为进入CCUS-EGS领域做好技术储备。通过二氧化碳压裂示范区建设,形成可复制的非常规油气田二氧化碳压裂开发模式,进而在全国范围内加以推广应用。

5 结束语

二氧化碳压裂技术因其独特的技术优势及突出的社会效益而受到越来越多的关注和应用,当前已经实现了对二氧化碳压裂工艺、压裂液产品、压裂装置等多项关键技术的突破,并实现了一定的规模化推广应用。当下,作业成本是对二氧化碳压裂技术推广的一个重要制约,需要从技术进步和生产组织优化等多方面入手,实现该技术的效益应用。未来,需要提前做好顶层设计,将该技术与CCUS政策相结合,把二氧化碳压裂技术作为一个产业加以规划发展,加强区域合作,建立一个多方共建、协同发展的可持续发展产业集群。

参考文献

- [1] 杨金华. 页岩油气革命促成美国非常规油气开发常规化、主流化[J]. 世界石油工业, 2022, 29(2): 78-79.
YANG Jinhua. The shale oil and gas revolution has led to the normalization and mainstreaming of unconventional oil and gas development in the United States [J]. World Petroleum Industry, 2022, 29(2): 78-79.
- [2] 谢军. 长宁-威远国家级页岩气示范区建设实践与成效[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 1-7.
XIE Jun. Practices and achievements of the Changning-Weiyuan shale gas national demonstration project construction [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 1-7.
- [3] 梁兴, 单长安, 王维旭, 等. 昭通国家级页岩气示范区勘探开发进展及前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 60-77.
LIANG Xing, SHAN Changan, WANG Weixu, et al. Exploration and development in the Zhaotong national shale gas demonstration area: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 60-77.
- [4] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [5] 贾承造. 中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 1-14.
JIA Chengzao. Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 1-14.
- [6] 杨智, 邹才能. “进源找油”: 源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 173-184.
YANG Zhi, ZOU Caineng. “Exploring petroleum inside source rock kitchen”: connotation and prospects of source rock oil and gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 173-184.
- [7] JACOBS T. Shale refracts: next big thing, or a piece of the big puzzle? [J]. Journal of Petroleum Technology, 2022, 74(11): 18-26.
- [8] 雷群, 翁定为, 罗健辉, 等. 中国石油油气开采工程技术进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 139-145.
LEI Qun, WENG Dingwei, LUO Jianhui, et al. Achievements and future work of oil and gas production engineering of CNPC [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 139-145.
- [9] 付锁堂, 金之钧, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段从致密油到页岩油认识的转变及勘探开发意义[J]. 石油学报, 2021, 42(5): 561-569.
FU Suotang, JIN Zhijun, FU Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5): 561-569.
- [10] MAZZA J, KEGEL J, VAN DELINDER S, et al. A geomechanics and pore pressure informed stage level optimization case study for unconventional, infill development in the powder river basin [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, June 13-15, 2023, Denver, Colorado, USA. Richardson, Texas, USA: OnePetro, 2023.
- [11] 翁定为, 雷群, 管保山, 等. 中美页岩油气储层改造技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2297-2307.
WENG Dingwei, LEI Qun, GUAN Baoshan, et al. Progress and development directions of reservoir stimulation techniques for shale oil and gas in China and the United States [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2297-2307.
- [12] 陈海涌, 苏伟东, 武月荣, 等. 深层煤岩气二氧化碳泡沫压裂压后评价方法[J]. 钻采工艺, 2024, 47(3): 97-101.
CHEN Haiyong, SU Weidong, WU Yuerong, et al. Post-fracturing evaluation method of the deep coal bed methane reservoir stimulated with CO₂/foam fracturing technology [J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(3): 97-101.

- [13] 宋振云, 苏伟东, 杨延增, 等. CO₂干法加砂压裂技术研究与实践[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 55-59.
SONG Zhenyun, SU Weidong, YANG Yanzeng, et al. Experimental studies of CO₂/sand dry-frac process[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 55-59.
- [14] 左罗, 韩华明, 蒋廷学, 等. 页岩二氧化碳压裂裂缝扩展机制及工艺研究[J]. 钻采工艺, 2021, 44(5): 45-49.
ZUO Luo, HAN Huaming, JIANG Tingxue, et al. Research on fracture propagation mechanism and technology of carbon dioxide fracturing in shale gas [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(5): 45-49.
- [15] MEIER P, IVORY J, DE ROCCO M, et al. Field and laboratory measurements of leakoff parameters for liquid CO₂ and liquid CO₂/N₂ fracturing [C]//Annual Technical Meeting, June 7-10, 1997, Calgary, Alberta, Richardson, Texas, USA: OnePetro, 1997.
- [16] 李洪建, 兰晓龙, 宋振云, 等. 液态CO₂驱替对岩心渗透率影响实验研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(1): 31-34.
LI Hongjian, LAN Xiaolong, SONG Zhenyun, et al. Research on the impact of liquid CO₂ flooding on core permeability[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2018, 20(1): 31-34.
- [17] 卢义玉, 廖引, 汤积仁, 等. 页岩超临界CO₂压裂起裂压力与裂缝形态试验研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(1): 175-180.
LU Yiyu, LIAO Yin, TANG Jiren, et al. Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO₂ fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(1): 175-180.
- [18] XU Wenlong, YU Hao, ZHANG Jianing, et al. Phase-field method of crack branching during SC-CO₂ fracturing: a new energy release rate criterion coupling pore pressure gradient [J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2022, 399: 115366.
- [19] 陈立伟, 王东杰, 边乐, 等. 煤层含水率对CO₂等压扩散置换CH₄效应的影响研究[J/OL]. 煤炭科学技术. (2024-05-16). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.td.20240514.1521.002.html>.
CHEN Liwei, WANG Dongjie, BIAN Le. Study on the influence of coal seam water content on the effect of CO₂ isobaric diffusion displacing CH₄[J/OL]. Coal Science and Technology. (2024-05-16). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.td.20240514.1521.002.html>.
- [20] 张矿生, 白晓虎, 刘顺, 等. 致密油藏注CO₂增能效果及参数优化[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(26): 10751-10758.
ZHANG Kuangsheng, BAI Xiaohu, LIU Shun, et al. Energy enhancement effect and parameters optimization of CO₂ injection in tight oil reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(26): 10751-10758.
- [21] 池圣平, 郎学军, 李赣勤, 等. CO₂增能压裂工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2005, 28(4): 104-105.
CHI Shengping, LANG Xuejun, LI Ganqin, et al. Research and application of CO₂ enhanced fracturing technology [J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 104-105.
- [22] 俞天军, 翟中波, 漆世伟, 等. 鄂尔多斯盆地南缘山1盒8储层混二氧化碳压裂技术新探索[J]. 钻采工艺, 2022, 45(5): 63-68.
YU Tianjun, ZHAI Zhongbo, QI Shiwei, et al. New ideas for the development of Shan 1 and he 8 reservoirs with mixed CO₂ fracturing technology in the South of Ordos basin [J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(5): 63-68.
- [23] SAMUEL M M, AL-JALAL Z, NURLYBAYEV N, et al. Novel carbon dioxide (CO₂) foamed fracturing fluid, an innovative technology to minimize carbon footprint[C]//Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, February 19-21, 2023, Manama, Bahrain. Richardson, Texas, USA: OnePetro, 2023.
- [24] 鲁斌昌, 刘蕊, 胡广文, 等. 二氧化碳前置蓄能压裂在中深层低渗稠油中的应用[J]. 钻采工艺, 2023, 46(5): 178-182.
LU Binchang, LIU Rui, HU Guangwen, et al. Research and application for carbon dioxide precharged volume fracturing to low permeability heavy oil in medium and deep formation[J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(5): 178-182.
- [25] ORATIS A T, BUSH J W M, STONE H A, et al. A new wrinkle on liquid sheets: turning the mechanism of viscous bubble collapse upside down [J]. Science, 2020, 369(6504): 685-688.
- [26] 蒋思思, 郭永强, 廖明敏, 等. 二氧化碳敏感清洁压裂液的研制及性能评价[J]. 钻采工艺, 2023, 46(6): 126-132.
JIANG Sisi, GUO Yongqiang, LIAO Mingmin, et al. Development and performance evaluation of CO₂ sensitive clean fracturing fluid [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(6): 126-132.
- [27] 郑维师, 宋振云, 苏伟东. 液态CO₂压裂施工管柱摩阻计算与分析[J]. 钻采工艺, 2017, 40(6): 53-55.
ZHENG Weishi, SONG Zhenyun, SU Weidong. To calculate and analyze friction along tubing string during liquid CO₂ fracturing [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(6): 53-55.