

CCUS技术

二氧化碳泡沫压裂关键技术进展及展望

苏伟东^{1,2}, 薛小佳³, 徐洋^{1,2}, 陶亮³, 邹倩^{1,2}

1 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院

2 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 3 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院

摘要: 常规二氧化碳泡沫压裂技术经过长期的发展和应用,已经趋于成熟。为满足非常规油气资源大规模体积压裂作业需要,实现大规模减水、CCUS及单井提产目标,二氧化碳泡沫压裂技术在压裂机理、压裂工艺、压裂液及压裂装备等方面开展了大量研究并取得重要进展,在国内的致密气、页岩油及煤岩气等非常规储层进行了现场推广应用,取得了较好的单井增产和显著的压裂减水及CCUS效果。未来,通过突破泡沫压裂液降阻、极限/亚极限泡沫压裂等核心技术,扩大二氧化碳泡沫压裂的CCUS和减水优势;通过创新形成满足大规模压裂需要的工程作业模式,实现非常规油气资源的高水平效益开发,为支撑鄂尔多斯盆地能源超级盆地碳中和示范区建设提供技术保障。

关键词: 二氧化碳; 泡沫压裂; 非常规油气; 极限泡沫压裂

DOI: 10.3969/J. ISSN. 1006-768X. 2025. 05. 11

引用格式: 苏伟东,薛小佳,徐洋,等. 二氧化碳泡沫压裂关键技术进展及展望[J]. 钻采工艺,2025,48(5):93-99

SU Weidong, XUE Xiaojia, XU Yang, et al. Progress and Prospects of Key Technologies of Carbon Dioxide Foam Fracturing [J]. Drilling and Production Technology, 2025, 48(5):93-99

Progress and Prospects of Key Technologies of Carbon Dioxide Foam Fracturing

SU Weidong^{1,2}, XUE Xiaojia³, XU Yang^{1,2}, TAO Liang³, ZOU Qian^{1,2}

1. Drilling and Production Engineering Technology Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Oil & Gas Technology Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China

Abstract: Conventional carbon dioxide foam fracturing technology has become mature after long-term development and application. In order to meet the needs of large-scale volume fracturing operations for unconventional oil and gas resources, achieve the goals of large-scale water reduction, CCUS, and well production increase, significant progress has been made in research on fracturing mechanisms, fracturing processes, fracturing fluids, and fracturing equipments. Field application have been carried out in unconventional reservoirs such as tight gas, shale oil, and coal-rock gas in oilfield, achieving good well production increase and significant fracturing water reduction and CCUS. In the future, CCUS and water reduction advantages of carbon dioxide foam fracturing will be expanded by breaking through core technologies such as foam fracturing fluid friction reducer, extreme/sub extreme foam fracturing, etc; By innovating and forming an efficient engineering operation mode that can meet the needs of large-scale fracturing operations, high-level and efficient development of unconventional oil and gas resources can be achieved, contributing to the support of the construction of the Ordos Basin Energy Super Basin Carbon Neutrality Demonstration Zone.

Key words: carbon dioxide; foam fracturing; unconventional oil&gas; extreme foam fracturing

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

作者简介: 苏伟东(1984—),高级工程师,长期从事油田开发、增产改造技术研究工作。地址:(710018)陕西省西安市未央区长庆科技大厦,E-mail:swd_gcy@cnpc.com.cn

0 引言

自上世纪50年代起,国外便开始应用质量分数为5%~50%的CO₂伴注压裂。到80年代初期,美国、加拿大开展了质量分数65%~80%的CO₂泡沫压裂试验,并实现了规模化应用,仅在美国犹他盆地Wasatch储层等就完成了CO₂泡沫压裂1 000余井次^[1-2]。自上世纪90年代起,国内开始CO₂伴注压裂的研究,逐步发展并形成了CO₂泡沫压裂技术,并在长庆、吉林油田等实现了一定规模的现场应用,取得了较好的效果^[3-4],但因作业成本较高、周期较长、技术水平受限等,未能实现大规模推广应用。

2020年中国明确提出2030年“碳达峰”与2060年“碳中和”目标,因此以CO₂泡沫压裂为代表的CCUS技术在油田开发中受到关注并迎来新的发展热潮。CO₂泡沫压裂与国内的非常规油气开发紧密结合,形成了以大排量、大砂量和大液量为特点的CO₂泡沫体积压裂新模式^[5],在机理研究、工艺设计、材料研发、装备研制等关键技术方面取得重要进展,在减水、CCUS、单井提产等方面取得了较好的现场应用效果,作业成本也得到有效控制,年压裂用碳量连续三年刷新历史新高,发展势头迅猛^[6],有望成为绿色、高效开发非常规油气资源的新一代增产改造技术。

1 技术需求及难点分析

鄂尔多斯盆地有望打造为能源超级盆地碳中和示范区。CO₂泡沫压裂技术通过使用CO₂替代压裂液中大部分的用水(50%以上),在减水、CCUS方面具有重要技术优势,对实现能源超级盆地碳中和示范区建设具有技术支撑作用。目前盆地非常规油气开发普遍采用水平井分段、大规模体积压裂改造模式,单井砂量大、液量大、排量高^[7-8]。为满足大规模体积压裂的需要,CO₂泡沫压裂面临着四个方面的技术难题:

(1)压裂工艺设计难题:需要针对致密气、煤岩气、页岩油气等不同类型储层特性,加强机理研究,开创工艺设计的新思路,解决井下泡沫液流变、滤失等模拟计算、增产及CCUS效果评价难题。

(2)泡沫压裂液开发难题:压裂工况下,CO₂流体具有大温差(-20℃~储层温度)、多相态及酸性(pH值3~4)等特性,对泡沫压裂液的性能及经济成本提出了更高要求。

(3)大规模压裂作业难题:CO₂用量受到气源地距离、井场面积及经济成本等多方面条件限制,大规模

压裂材料组织难度大;CO₂汽化极易引起压裂泵车走空,使得供液系统难以满足大排量、长时间稳定供液需要^[9]。此外,泡沫压裂液具有较高摩阻^[10],泡沫液降阻仍是一项世界难题。

(4)技术推广难题:CO₂泡沫压裂作业成本的增加与非常规储层品质的下降使得投入产出矛盾突出,技术推广面临重要难题。

2 关键技术进展及应用

2.1 压裂机理

2.1.1 临界泡沫质量分数

泡沫质量分数是指泡沫中的气相占泡沫体积的百分比。当泡沫质量分数大于52%时,气体由分散相变为连续相,此时的液体被称为泡沫液;当其大于64%时,单个气泡的形态由球状变为彼此挤压的多面体状如图1所示,液体的黏度迅速增加,弹性增强。

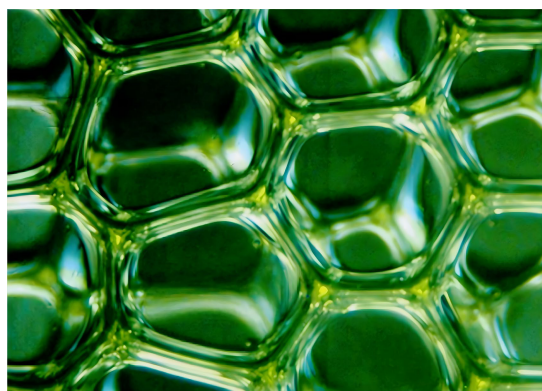


图1 典型的泡沫微观结构^[11]

2.1.2 泡沫的形态特征

泡沫中的气泡大小分布不均匀,形态不规则如图2所示,二维形态呈现为六边形状如图3所示,二维堆积结构呈现为以六边形为主的钟形曲线分布如图4所示。

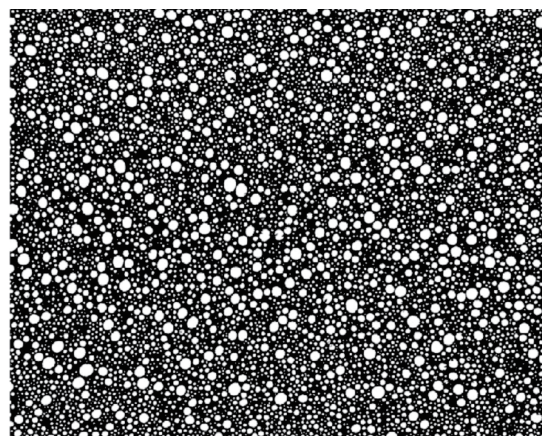


图2 泡沫照片^[12]

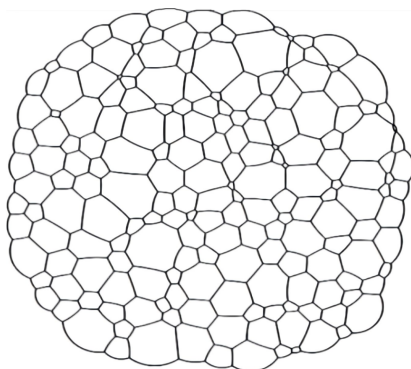


图3 二维泡沫堆积结构示意图

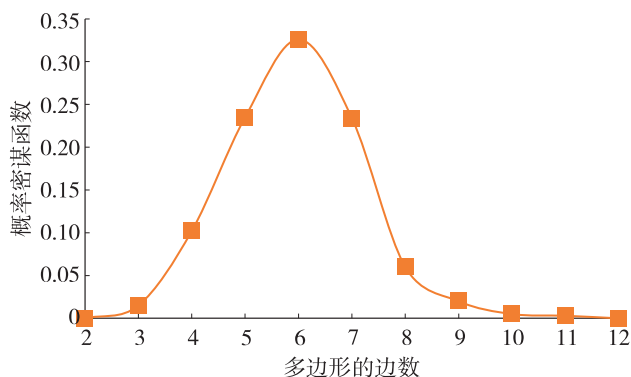


图4 二维泡沫堆积结构的钟形曲线图

2.1.3 发泡方式对泡沫形态的影响

常用的气体发泡方式有吹气、紊流、喷射、混合、振动等。其中非紊流吹气产生的泡沫均质性更好、泡沫大小更加均匀。由于CO₂是以低温(约为-20℃)液态形式被泵注的,常规发泡方式难以满足体

积压裂需求,为此提出了超临界CO₂发泡工艺,将液态CO₂与水基压裂液在地面充分搅拌混合,井底升温使得CO₂超临界化后,气体析出形成大量气核,气核随着温度升高不断扩大,从而获得超临界CO₂泡沫液(图5)。

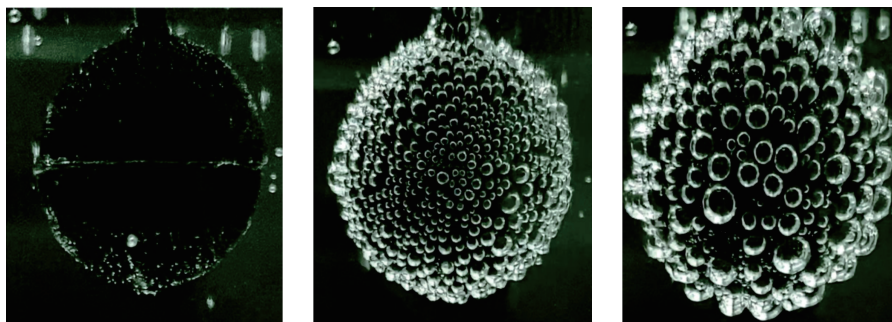


图5 二氧化碳发泡的效果图^[13]

2.1.4 气泡尺寸的大小及变化规律

泡沫的尺寸一般介于微米~毫米,室温下泡沫尺寸为0.1~0.4 mm,且泡沫的尺寸随泡沫质量分数的增加而增大,随着时间的增加而增大(气泡粗化)。例如:当泡沫质量分数由50%↑80%的过程中,泡沫的平均直径由0.1↑0.3 mm;32 min后泡沫的尺寸由0.1↑0.25 mm^[14]。

2.1.5 泡沫的稳定性

泡沫在热动力学上是不稳定的、会逐步衰减。在溶液系统中,所有的溶质都具有最终变为一个巨大球

型颗粒以达到表面积最小的趋势,从而变为能量最低的状态。当小气泡与大气泡同时存在时,大气泡最终会将小气泡吞并,泡沫逐渐衰减,最终完全消泡(图6)。表面张力、表观黏度、表面弹性及几何空间等是影响泡沫稳定性的主要因素:表面张力越小气泡越稳定;较高的黏度通过阻止吸附层间分子的相对滑移有利于泡沫稳定;当表面活性剂分子有强相互作用时,气泡间的液膜不仅有较高的表面黏度还有一定的表面弹性,从而实现泡沫的长时间稳定;与支撑物接触面积的增大也有利于维持泡沫的稳定。

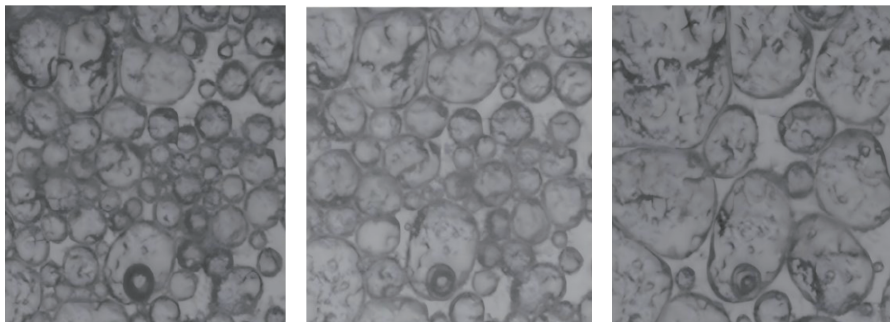


图6 泡沫尺寸随时间粗化的观测照片^[12]

2.1.6 泡沫的流变性

超临界CO₂泡沫的流变测试显示:泡沫液具有一定的屈服应力,当剪切应力值小于屈服应力时,泡沫表现为弹性;当剪切应力值大于屈服应力时,泡沫表现为非牛顿流体的流动性;屈服应力值与泡沫尺寸大小成反比^[15]。

2.1.7 裂缝内支撑剂输送

高压下的缝内输砂可视化实验仍是目前面临的一项难题。为此,采用透明的Hele-Shaw平板,在常压下开展了泡沫液支撑剂输送特性的实验研究,实验结果显示:泡沫质量和速度梯度是支撑剂沉降速率的主控因素;泡沫的排水特性对支撑剂沉降具有重要影响。通过研究形成了泡沫液的支撑剂沉降模型和泡沫排水模型^[11],模拟结果显示:与滑溜水相比,泡沫液的铺砂浓度更加均匀。

2.2 压裂工艺

针对不同类型储层的改造需求,CO₂泡沫压裂工艺已经由原来的单一全程泡沫压裂向复合泡沫压裂演变发展,形成了压裂工艺系列,包括:致密气变泡沫质量体积压裂、页岩油泡沫增能减水一体化压裂及深层煤全程CO₂泡沫体积压裂工艺等。

2.2.1 致密气变泡沫质量体积压裂工艺

针对致密气储层低压、低产难题,形成了变泡沫质量体积压裂改造工艺。该工艺采用低黏压裂液伴注CO₂作为前置液,通过大排量注入,实现增能体积改造、增加裂缝复杂程度;采用高黏、高质量分数的泡沫液作为携砂液,通过适度排量注入,利用泡沫的高携砂性,优化支撑裂缝剖面;通过以CO₂代替水实现减水压裂,达到增能助排、减水及提高单井产量的目的^[16]。

变泡沫质量体积压裂工艺,将前置液阶段的泡沫质量分数由原来的70%~80%降低到20~30%,携砂液阶段的CO₂泡沫质量分数保持在60%~70%,砂浓度为400~800 kg/m³,单段CO₂用量为300~400 m³。

2.2.2 页岩油泡沫增能减水一体化压裂工艺

针对页岩油储层物性差、压裂用水量大的难题,形成了CO₂泡沫增能减水一体化压裂工艺。在前置阶段采用纯CO₂注入,丰富裂缝系统并提高基质渗透性;在携砂阶段采用泡沫液注入,将CO₂输入至远井端,实现全域增能^[17-18];利用泡沫液的高携砂性,优化支撑裂缝剖面;实现减少压裂作业耗水量,达到提高单井压后产量的目的。

页岩油泡沫增能减水一体化压裂工艺,单段CO₂液量约为260 m³,其中前置CO₂液量约为60 m³,前置

CO₂排量为6 m³/min;携砂液前部采用泡沫压裂,后部采用常规压裂;泡沫阶段的CO₂用量约为200 m³,排量为8~11 m³/min,砂浓度为700~1 100 kg/m³,泡沫质量分数为52%~70%。

2.2.3 深层煤全程CO₂泡沫体积压裂工艺

针对深层煤岩气储层割理缝发育、压裂用水量大的难题,形成了深层煤全程CO₂泡沫体积压裂工艺。在前置液阶段采用CO₂泡沫大排量注入,降低滤失、抑制近井割理缝扩展,增加主裂缝长度;在携砂液阶段采用泡沫大排量注入,利用泡沫的低滤失、高携砂性,优化支撑裂缝剖面;实现减少压裂作业耗水量,促进CO₂与吸附性CH₄置换^[19-20],达到提高单井压后产量及采收率的目的。

深层煤全程CO₂泡沫体积压裂工艺,单段CO₂液量约为500~700 m³,排量为10~15 m³/min,砂浓度为400~900 kg/m³,泡沫质量分数为52%~65%。

2.3 压裂液体系

国内CO₂泡沫压裂液体系经历了长期探索发展,2000~2015年先后研发了酸性交联羟丙基胍胶泡沫压裂液、清洁泡沫压裂液等。近年来,CO₂泡沫压裂液向着多样化、低成本方向快速发展。

2.3.1 改良的碱性交联羟丙基胍胶泡沫压裂液

该压裂液体系在原碱性交联羟丙基胍胶基础上,优选具有较好耐温性、CO₂耐受性的高效起泡剂,形成了碱性(pH为9~10)环境下的交联羟丙基胍胶泡沫压裂液。羟丙基胍胶的加量由早期的0.55%降至0.3%~0.5%。传统观点认为CO₂泡沫液的酸性条件(pH为3~4)不利于羟丙基胍胶的交联作用和性能稳定,但试验结果显示,其不利影响在可接受的范围内,形成的泡沫液仍能满足压裂作业的改造需求。采用0.5%HPG+1%起泡剂+0.3%交联剂的配方,在质量分数60%、温度75~100℃、压力8~9 MPa、100 s⁻¹剪切速率下,连续剪切120 min,表观黏度保持在50 mPa·s以上(见图7)。

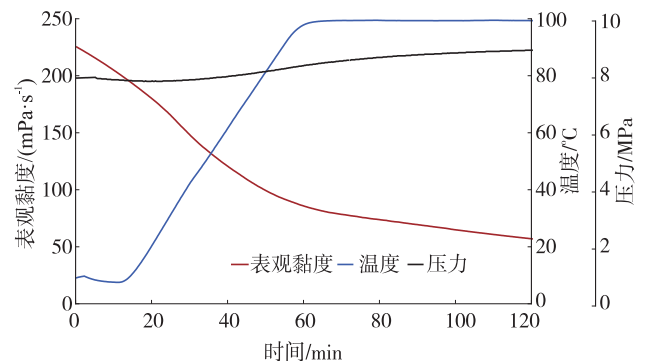


图7 改良的碱性交联羟丙基胍胶泡沫压裂液耐温耐剪切曲线图

2.3.2 复合胍胶泡沫压裂液

复合胍胶压裂液以胍胶原粉作为主要稠化剂,加入聚合物、起泡剂、黏土稳定剂等配制成表观黏度约为140 mPa·s的水基压裂液。与羟丙基胍胶相比,胍胶原粉在不加入交联剂的条件下仍具有较高的表观黏度。胍胶原粉中较高的残渣含量能够在裂缝壁面形成滤饼,对于煤岩等岩体渗透性较好的储层控制滤失、增大裂缝半径具有一定的适用性。采用0.6%胍胶原粉+0.06%聚合物+0.5%起泡剂+0.2%黏土稳定剂的配方,在质量分数55%、温度19~84℃、压力5.5~12.8 MPa、100 s⁻¹剪切速率下,连续剪切100 min,表观黏度保持稳定在70~90 mPa·s(图8)。

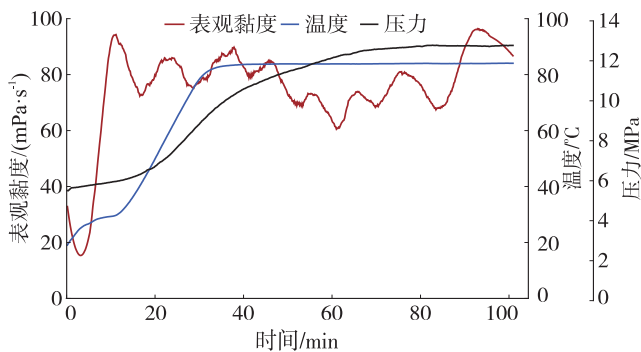


图8 复合胍胶泡沫压裂液耐温耐剪切曲线图

2.3.3 聚合物泡沫压裂液

近年来,水性聚合物压裂液应用逐年增多,采用1.5%水性聚合物+1%起泡剂配方,在质量分数50%、温度21.6~100.1℃、压力8.8~9.4 MPa、100 s⁻¹剪切速率下,剪切120 min后黏度保持在50 mPa·s以上(图9)。

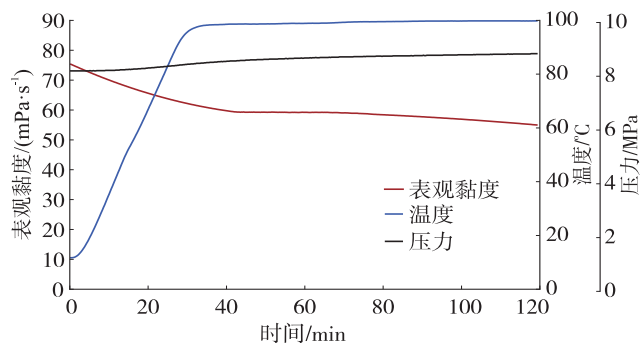


图9 聚合物泡沫压裂液耐温耐剪切曲线图

2.3.4 乳液变黏滑溜水泡沫压裂液

针对页岩油等非常规储层低成本开发需要,研发了乳液变黏滑溜水泡沫压裂液体系。该体系具有低黏、低成本等技术优势。采用0.6%乳液+0.3%起泡剂配方,在质量分数60%、温度40~60℃、压力6.7~18.2 MPa、100 s⁻¹剪切速率条件下,剪切60 min后黏度稳定在20~40 mPa·s。

2.4 压裂设备

2.4.1 三相泡沫发生器

由于CO₂是以低温(约-20℃)液态形式被泵注的,在地面难以发泡。早期采用管线内混合,利用管道中的高流速剪切实现CO₂与液体的均匀混合,虽然成功进行了现场施工,却存在井口注入压力波动大的问题。因此研发了三相泡沫发生器,并根据超临界CO₂地下发泡原理,在地面上通过三相泡沫发生器使液态CO₂、水基压裂液、支撑剂三者快速混合均匀,在地下CO₂被加热超临界化,实现地下发泡。其额定工作压力105 MPa,额定流量14 m³/min,现场应用了100余层段,克服了原工艺井口施工压力波动大的缺点,井口施工压力平稳且有明显下降。

2.4.2 压裂泵车

为了满足非常规油气藏水平井大排量、高施工压力的体积压裂需求,通过对密封材料性能提升,将CO₂压裂泵车的额定工作压力由85↑110 MPa;为了减少作业设备,节约压裂所需井场空间,解决压裂车盘根在高低温变化过程中易刺漏的难题,开发了满足CO₂与常规压裂液交替注入的泵注系统,将压裂泵车的单车交替注入切换时间缩短至15 min以内。

2.4.3 汽化增压供液系统

为解决CO₂压裂大排量、长时间稳定供液难题,改变了通过增压泵车增压供液的传统供液模式,采用向CO₂储罐顶部泵入CO₂气体提高罐内压力的技术路线,使得CO₂供液效果明显提升。最大供液流量由原来的6 m³/min提升到10 m³/min,供液时间不再受罐体排空影响,作业期间压力、排量均能够保持平稳。

2.4.4 蒸发装置

为了满足某些工况对CO₂泵注温度的特殊需要,研制了一种直燃式CO₂蒸发装置。该装置在地面对液态CO₂进行快速加热,使其温度由原来的-20℃提升至31℃(超临界温度)以上,额定工作压力105 MPa,额定工作排量0.8 m³/min。

3 现场应用及效果

3.1 致密气

苏里格气田苏东北致密气区由于储层致密、地层压力系数低,常规压裂作业后返排困难、单井产量低。2023年通过2口井CO₂泡沫压裂试验,将单井无阻流量由不足2×10⁴ m³/d↑8×10⁴ m³/d以上,压后排液由原来的气举排液实现了完全自主返排。2024年在该区试验3口直/定向井,4口水平井,直/定向井单井无阻

流量由原来的不足 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ↑ 平均约 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$, 应用效果显著; 水平井单井无阻流量由原来的平均 $15 \times 10^4 \text{ m}^3$ ↑ 平均 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$, 返排及增产效果明显。

3.2 深层煤岩气

鄂尔多斯盆地煤岩气储层, 埋深大于2 000 m, 储层压力20 MPa以上, 地层温度70 °C以上, 平均含气量 $24 \text{ m}^3/\text{t}$, 煤岩储层游离气占比20%以上。2023年开展了国内首口水平井自主 CO_2 泡沫体积压裂试验, 实现单井注入 CO_2 5 315 t, 测试产量 $8.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 节水率50%以上。2024年开展了高质量分数泡沫压裂, 泡沫质量分数由原来的55%提高至65%, 压后点火, 火焰3~4 m, 现场试验取得成功。

3.3 页岩油

长庆页岩油储层埋深1 600~2 200 m, 基质渗透率 $0.11 \times 10^{-3} \sim 0.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度6%~12%, 含油饱和度67.7%~72.4%, 压力系数0.77~0.84, 储层脆性指数35%~45%, 水平应力差4~6 MPa。2023年开展了水平井全程 CO_2 泡沫压裂试验, 压后放喷首日即见油, 采用4 mm油咀控压放喷, 8 t以上稳产12 d, 最高日产10.1 t。2024年开展了页岩油泡沫增能减水一体化压裂试验, 压裂工艺由原来的全程泡沫变为前半程泡沫, 压裂液类型由原来的胍胶泡沫压裂液变为乳液变黏滑溜水泡沫压裂液, 实现综合减水率26%, 闷井压力较常规压裂提高了2.4 MPa。

4 技术展望

CO_2 泡沫压裂因其突出的减水、增产及CCUS优势, 未来发展前景广阔。我国非常规油气资源丰富, 为该技术的推广应用提供了广阔的市场空间, “双碳”政策的实施为该技术的发展提供了政策支持, 碳交易体系的逐步建立为该技术的规模化效益应用提供了路径。部分水资源匮乏油区的减水开发需求, 碳排放企业的碳利用、碳埋存需求, 也都为该技术的发展形成了有力支持。

4.1 泡沫液降阻技术

CO_2 泡沫压裂液普遍具有高摩阻特性, 常用的胍胶 CO_2 泡沫压裂液的摩阻较纯胍胶压裂液增加了约50%, 成本优势明显的乳液变黏滑溜水泡沫压裂液的摩阻较纯胍胶增加了一倍以上。因摩阻导致的压力升高增大了压裂设备功率, 限制了压裂排量的提高。通过摩阻实验和现场实践, 初步探索出提高泡沫液的稳定性是降低 CO_2 泡沫液摩阻的有效途径。下步通过开发具有更好稳定性的压裂液体系有望突破 CO_2 泡沫压裂液的降阻难题。

4.2 极限/亚极限泡沫压裂

非常规油气资源大规模体积压裂对减水压裂技术需求迫切, 极限/亚极限泡沫压裂技术的实现能够将压裂减水率从目前的50%提高到90%以上。针对极限/亚极限泡沫压裂需要开展机理、设计、液体、装置和施工工艺等方面的系统研究。首先, 需要大幅度提高混砂系统的混砂及输出能力, 当前混砂装置的最大混砂浓度普遍在 $1\ 200 \text{ kg}/\text{m}^3$ 以内, 需要研制混砂浓度能够达到 $4\ 000 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的液体混砂装置, 或引入 CO_2 密闭混砂装置实现水基液与 CO_2 二元同步连续混砂, 以满足高砂比作业需要; 其次, 极限/亚极限泡沫压裂需要研发高效的水基发泡液, 满足耐低温、高砂比流动性好及经济环保等要求。

5 总结

(1) CO_2 泡沫压裂技术已经日趋成熟, 并逐步规模化推广应用, 但仍有技术难题待解决。未来, 通过突破泡沫液降阻等核心技术、提升工程作业能力及降低作业成本等方式, CO_2 泡沫压裂有望成为非常规油气资源绿色、高效开发的新一代增产改造技术。

(2)针对不同类型储层的改造需要, CO_2 泡沫压裂工艺由传统的全程泡沫模式向多种类复合工艺方向演变发展, CO_2 泡沫压裂液向多样化、低成本方向快速发展, CO_2 压裂设备向高性能、大规模体积压裂方向发展。

(3)建议通过加大关键核心技术的研发力度, 创新工程作业模式, 建立 CO_2 压裂示范区, 加快推动 CO_2 泡沫压裂技术的规模化应用。

参考文献

- [1] WAMOCK W E Jr, HARRIS P C, KING D S. Successful field applications of CO_2 -foam fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas region [C]. Journal of Petroleum Technology, 1985, 37(1): 80-88.
- [2] CRAFT J R, WADDELL S P, MCFATRIDGE D G. CO_2 - foam fracturing with methanol successfully stimulates canyon gas sand [J]. SPE Production Engineering, 1992, 7(2): 219-225.
- [3] 郑新权. 长庆上古生界气藏 CO_2 泡沫压裂技术研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 111-113.
ZHENG Xinquan. Carbon-dioxide hydraulic fracturing technology and its application to the Upper Paleozoic gas reservoirs of the Changqing Oilfield, Northwest China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 111-113.
- [4] 丁云宏, 丛连铸, 卢拥军, 等. CO_2 泡沫压裂液的研究与

- 应用[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 103-105.
- DING Yunhong, CONG Lianzhu, LU Yongjun, et al. Study and application of CO₂ foam fracturing fluids[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 103-105.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 张矿生, 齐银, 薛小佳, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水平井CO₂区域增能体积压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 15-22.
- ZHANG Kuangsheng, QI Yin, XUE Xiaojia, et al. CO₂ regional enhanced volumetric fracturing technology for shale oil horizontal wells in Ordos Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 15-22.
- [9] 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.
- [10] 李松, 桑宇, 周长林, 等. 页岩储层CO₂泡沫压裂液摩阻特性研究[J]. 油田化学, 2018, 35(1): 53-59.
- LI Song, SANG Yu, ZHOU Changlin, et al. Friction characteristic of CO₂ foam fracturing fluid in shale reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(1): 53-59.
- [11] TONG Songyang, GU Ming, SINGH R, et al. Proppant transport in foam fracturing fluid during hydraulic fracturing [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 182: 106279.
- [12] SHOJAEI M J, RODRÍGUEZ DE CASTRO A, MÉHEUST Y, et al. Dynamics of foam flow in a rock fracture: effects of aperture variation on apparent shear viscosity and bubble morphology [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2019, 552: 464-475.
- [13] SPAGNOLIE S E, CHRISTIANSON S, GROTE C. Levitation and dynamics of bodies in supersaturated fluids[J]. Nature Communications, 2024, 15(1): 3910.
- [14] GOVINDU A, AHMED R, SHAH S, et al. Stability of foams in pipe and annulus[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 180: 594-604.
- [15] 张健. 二氧化碳泡沫流体在管道内流变学特性的实验研究[D]. 青岛: 青岛科技大学, 2016.
- ZHANG Jian. Experiment study on CO₂ foam fluid rheological characteristics in tubes[D]. Qingdao: Qingdao University of Science&Technology, 2016.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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 energized fracturing process technology [J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 104-105.
- [19] 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 & Production Technology, 2024, 47(6): 102-109.
- [20] 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]. 煤炭科学技术, 2025, 53(增1): 87-96.
- CHEN Liwei, WANG Dongjie, BIAN Le, et al. Study on influence of coal seam water content on effect of CO₂ isobaric diffusion displacing CH₄[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(S1): 87-96.