

文章编号:1673-8926(2019)02-0001-07

DOI:10.12108/yxyqc.20190201

引用:王香增,孙晓,罗攀,等.非常规油气 CO<sub>2</sub> 压裂技术进展及应用实践.岩性油气藏,2019,31(2):1-7.

Cite:WANG X Z, SUN X, LUO P, et al. Progress and application of CO<sub>2</sub> fracturing technology for unconventional oil and gas. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2):1-7.

## 非常规油气 CO<sub>2</sub> 压裂技术进展及应用实践

王香增<sup>1</sup>, 孙 晓<sup>2</sup>, 罗 攀<sup>2</sup>, 穆景福<sup>2</sup>

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 西安 710075; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司  
研究院, 西安 710075)

**摘要:**非常规油气是我国重要的接替资源,由于油气储层物性普遍较差,大规模水力压裂是目前比较有效的储层改造技术,但存在耗水量大、储层伤害大、环境污染等问题。CO<sub>2</sub> 压裂技术充分利用 CO<sub>2</sub> 自身扩散能力强、储层配伍性好、可增加地层能量等特点,具有节水、保护环境、埋存 CO<sub>2</sub> 以及增产等优势。室内实验及现场实践证明,CO<sub>2</sub> 压裂技术可有效降低储层伤害、改善储层物性,降低岩石起裂压力,促进形成复杂缝网,同时可以高效置换吸附气、降低原油黏度,提高单井产量,CO<sub>2</sub> 压裂技术相对于水力压裂,压后返排率可提高 25% 以上,平均单井产量可提高 1.9 倍以上。通过进一步优化工艺技术,研发配套设备及制定相关标准,探索区块整体开发模式,CO<sub>2</sub> 压裂技术必将极大地促进我国非常规油气绿色和高效开发。

**关键词:**非常规油气;CO<sub>2</sub> 压裂;增产机理;技术进展

中图分类号:TE122.2

文献标志码:A

### Progress and application of CO<sub>2</sub> fracturing technology for unconventional oil and gas

WANG Xiangzeng<sup>1</sup>, SUN Xiao<sup>2</sup>, LUO Pan<sup>2</sup>, MU Jingfu<sup>2</sup>

(1. Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) CO., LTD., Xi'an 710075, China; 2. Research Institute of Shannxi  
Yanchang Petroleum (Group) CO., LTD., Xi'an 710075, China)

**Abstract:** Unconventional oil and gas are very important superseding resources in China, for poor porosity and permeability, reservoir simulation technology is necessary and large-scale hydraulic fracturing is very effective, but some consequent problems such as high water consumption, high reservoir damage and environmental pollution are inevitable. CO<sub>2</sub> fracturing technology, which fully used the CO<sub>2</sub> characteristics of easy to diffusion, good formation compatibility and increasing the formation energy, has advantages of saving water, protecting environment, burying CO<sub>2</sub> and increasing oil and gas production. Laboratory experiment and field practice indicate that CO<sub>2</sub> fracturing technology can effectively reduce reservoir damage, improve reservoir properties, reduce rock initiation pressure, form complex fracture network, replace CH<sub>4</sub> and reduce crude oil viscosity. Compared with

收稿日期:2018-10-25;修回日期:2019-01-18;网络发表日期:2019-02-02

基金项目:陕西省青年科技新星项目“CO<sub>2</sub> 压裂井筒温压及地层波及规律研究”(编号:S2019-ZC-XXXM-0068)资助

作者简介:王香增(1968—),男,博士,教授级高级工程师,主要从事低渗油气田勘探开发方面的研究工作。地址:(710075)陕西省西安市高新区科技二路 75 号。Email:sxyqpcwxz@163.com。

hydraulic fracturing technology, it can improve backflow rate above 25%, and improve the average single well production above 1.9 times. By further optimizing of technology, developing matching equipment and relevant standards, exploring the overall development of blocks, CO<sub>2</sub> fracturing technology will greatly promote the green and efficient development of unconventional oil and gas in China.

**Key words:** unconventional oil and gas; CO<sub>2</sub> fracturing; stimulation mechanism; technical progress

## 0 引言

随着我国油气资源勘探开发力度的不断加大,开发以致密油气、页岩油气等低品质资源为代表的非常规油气资源占比逐年增加<sup>[1]</sup>。2017年我国致密气、页岩气等非常规天然气产量已达478亿m<sup>3</sup>,约占天然气总产量的1/3,非常规油气将成为我国未来油气开发的重要组成部分。致密油气、页岩气等低孔、低渗储层普遍具有的特点是储层物性差,渗透率普遍低于0.1mD<sup>[2-3]</sup>,自然产能低于工业标准,必须进行储层改造,才能达到经济产能。目前成熟应用的大规模水力压裂技术面临着一系列挑战:(1)“千方砂、万方液”的大型水力压裂用水量大,如在国内长宁区块,单井用水量在2万m<sup>3</sup>以上<sup>[4-5]</sup>,与我国水资源缺乏、人均淡水占有量低的资源现状矛盾突出<sup>[6]</sup>;(2)对于黏土矿物含量高的非常规油气储层,如鄂尔多斯盆地中生界页岩,水敏、水锁效应会对储层造成永久伤害<sup>[7-8]</sup>,导致压裂效果变差,单井产量变低;(3)返排的胍胶压裂液的化学组分复杂、处理难度大,存在环境污染风险。

CO<sub>2</sub>具有无毒无害、易储运、扩散能力强、可增加地层能量等特点,作为压裂液的重要组成部分,20世纪60年代美国率先开展了CO<sub>2</sub>泡沫压裂技术的研究,并于70年代首次进行了现场应用。到80年代在北美地区开始开展CO<sub>2</sub>干法压裂技术的研究与应用<sup>[9]</sup>,随后CO<sub>2</sub>压裂技术进入了快速发展阶段。从90年代开始,北美90%的气井和30%的油井均采用CO<sub>2</sub>压裂技术对储层进行增产改造,每年现场施工约3600井次,增产效果均在50%以上<sup>[10]</sup>。笔者系统分析CO<sub>2</sub>压裂技术特点及优势、增产机理及技术进展,以期促进我国非常规油气绿色和高效开发。

## 1 CO<sub>2</sub>压裂技术特点及优势

CO<sub>2</sub>压裂技术主要适用于低渗、低压、水敏等非常规油气的储层改造,其最大特点是采用液态CO<sub>2</sub>部分或者全部替代传统水基压裂液,充分利用CO<sub>2</sub>自身的物理化学特性提高储层的改造效果。相对

于常规水力压裂技术,其优势在于:①节水:CO<sub>2</sub>压裂可节约大量的淡水资源,单井节水达40%以上,可缓解缺水地区的用水矛盾。以延长石油为例,通过低成本(约20\$/t)捕集煤化工排放的高浓度CO<sub>2</sub>(体积浓度为81.38%),用于非常规油气储层的压裂改造,这既降低了压裂液的成本,同时减少了油田开发的用水。②环保:CO<sub>2</sub>压裂化学添加剂少、返排液少,可有效降低对土壤及地下水污染的风险。③减排:延长石油通过自主研发的压后放喷气体组分监测装置,对压后返排CO<sub>2</sub>量的连续监测表明,CO<sub>2</sub>压后返排量仅为注入量的25%~35%,大量CO<sub>2</sub>压后滞留在地层中。室内实验进一步表明压后部分CO<sub>2</sub>以地层吸附、矿物固化、地层水溶解等形式滞留地层中,实现了CO<sub>2</sub>的地质埋存。④增产:CO<sub>2</sub>压裂具有可以增加裂缝复杂程度、增加地层能量、降低储层伤害、溶于原油后增加原油黏度、能置换吸附于页岩的甲烷等特点,室内实验及矿场实践均证明CO<sub>2</sub>压裂技术具有很高的技术可行性以及较好的投入产出比<sup>[11]</sup>。

## 2 CO<sub>2</sub>压裂技术的增产机理

### 2.1 降低储层伤害

CO<sub>2</sub>压裂可显著减少水基压裂液的地层注入量,形成的弱酸性环境能有效抑制水敏储层中黏土矿物的水化膨胀,降低储层伤害,返排后的残渣较常规胍胶压裂液更少。研究表明<sup>[12]</sup>,CO<sub>2</sub>可脱出黏土矿物中的结合水,使黏土矿物粒径变小;CO<sub>2</sub>溶解于地层水所形成的碳酸溶液可溶解地层中的碳酸盐等矿物(图1),这可有效改善储层的物性<sup>[13]</sup>。

### 2.2 降低岩石起裂压力

CO<sub>2</sub>具有表面张力小的特点,超临界CO<sub>2</sub>的表面张力几乎为0MPa,可进入任何大于其分子直径的空间<sup>[14-15]</sup>。相对于水基压裂液,CO<sub>2</sub>能更有效地渗入岩石孔隙或基质,增加孔隙压力<sup>[16-21]</sup>,降低岩石的起裂压力,更有利于造缝,降低施工压力。如图2所示,由三轴应力条件下CO<sub>2</sub>压裂与水力压裂起裂压力对比曲线可看出,相同条件下超临界CO<sub>2</sub>压裂岩石起裂压力比液态CO<sub>2</sub>低15%,约为水力压裂的一半。

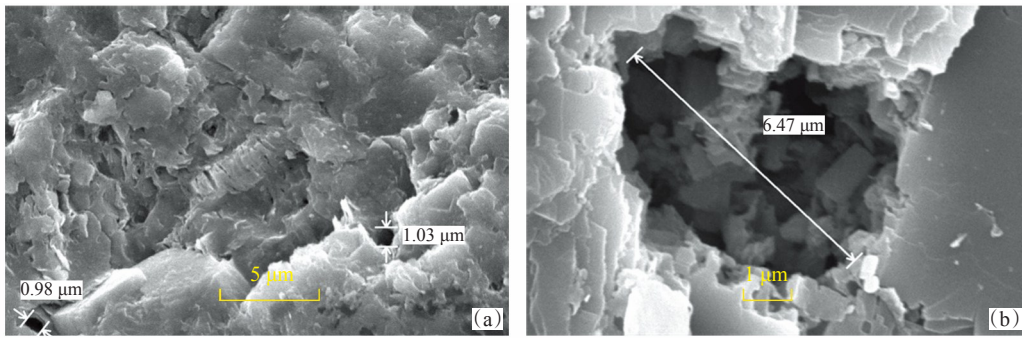


图 1 液态 CO<sub>2</sub> 滤失前(a)和滤失后(b)岩心端面 SEM 照片对比  
 Fig. 1 Core surface SEM pictures before (a) and after (b) liquid CO<sub>2</sub> filtration experiment

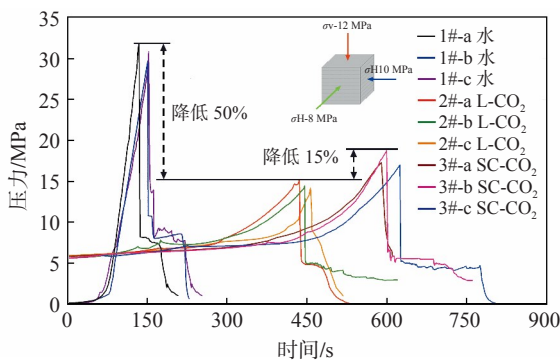
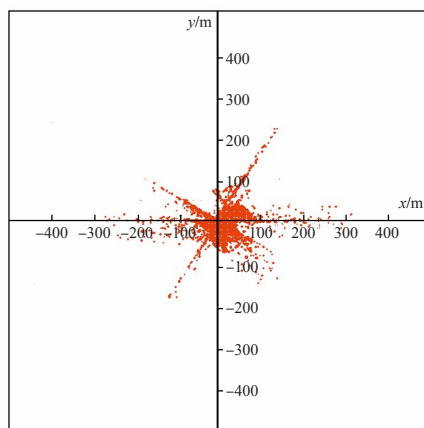


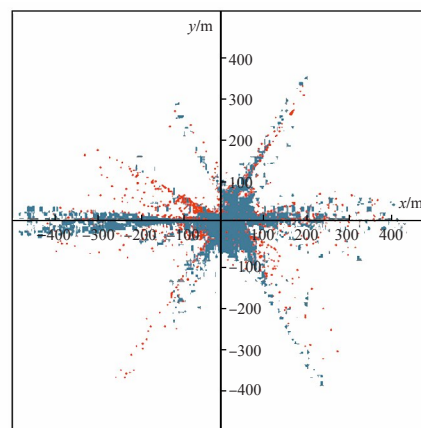
图 2 CO<sub>2</sub> 压裂与水力压裂起裂压力对比  
 Fig. 2 Initiation pressure correlation between hydraulic fracturing and CO<sub>2</sub> fracturing

### 2.3 易于形成复杂缝网

超临界或液态 CO<sub>2</sub> 的黏度不足水基压裂液的 1/100<sup>[22]</sup>, 扩散性约为水的 10 倍, 压裂时具有更好的贯穿能力。在裂缝延伸过程中 CO<sub>2</sub> 能够进入水基压裂液无法进入的微小孔隙, 这能增加裂缝扩展压力, 降低地应力对裂缝扩展方位的制约, 有效地沟通地层天然裂缝, 形成更加复杂的裂缝网络<sup>[23-24]</sup>。进一步研究表明, CO<sub>2</sub> 压裂形成的裂缝可有效引导后续水力压裂裂缝的扩展, 这能促进形成具有高导流能力的复杂立体缝网(图 3), 增加储层改造体积。



(a) CO<sub>2</sub> 压裂



(b) CO<sub>2</sub> 压裂+水力加砂压裂

图 3 不同压裂阶段裂缝形态监测图

Fig. 3 Fracture extending shape under different fracturing stages

### 2.4 置换甲烷

CO<sub>2</sub> 在岩石表面的吸附能力比甲烷更强。等温吸附测试表明 CO<sub>2</sub> 在岩石表面的吸附能力是甲烷的 4~16 倍, CO<sub>2</sub> 分子与岩石间的作用力更强, 更具竞争性, 可高效置换岩石表面的吸附甲烷, 使甲烷由吸附态转变为游离态, 从而提高气井产量。

### 2.5 降低原油黏度

通过压裂方式注入地层的 CO<sub>2</sub> 会快速与近井

地带原油形成混合相, 一方面会显著降低原油黏度, 提高原油的流动性; 另一方面 CO<sub>2</sub> 溶解于原油, 可使原油体积膨胀, 增加液体的内动能, 从而最终提高原油的采出效果。

## 3 CO<sub>2</sub> 压裂技术进展

### 3.1 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂技术

CO<sub>2</sub> 泡沫压裂技术采用液态 CO<sub>2</sub> 与水基压裂液

混合注入的形式,并以形成泡沫体积分数( $\text{CO}_2$ 体积比)大于52%的混合流体作为携砂液。由于具有独特、稳定的泡沫结构,使得 $\text{CO}_2$ 泡沫压裂液具有黏度高、地层滤失低、增能助排效果好的特点,同时 $\text{CO}_2$ 溶于水基压裂液形成的酸性流体可有效抑制黏土膨胀、降低储层伤害,是一种适用于低压、水敏性储层的改造技术<sup>[25]</sup>。

现阶段国内外应用的泡沫体系主要是水基 $\text{CO}_2$ 泡沫,常用的与 $\text{CO}_2$ 混合的聚合物压裂液主要有羟丙基胍胶、羟甲基胍胶与羧甲基胍胶等,但由于常规聚合物压裂液普遍存在残渣含量高、不耐酸、储层伤害大等问题,与 $\text{CO}_2$ 配伍的低伤害弱酸性水基压裂液研发是 $\text{CO}_2$ 泡沫压裂技术的主要发展方向。Hosseini等<sup>[26]</sup>使用油田采出水作为配液基液,既减少了水资源的需求,又解决了水与地层的配伍问题,选用的PENCP泡沫稳定剂提高了高矿化度液体中的泡沫稳定性。陈挺等<sup>[27]</sup>通过分子结构设计合成的易降解的多元共聚物CLT-1,增大了压裂液的返排能力,使 $\text{CO}_2$ 泡沫压裂液破胶后残渣质量浓度降到73 mg/L,该压裂液体系在苏里格气田Ⅱ类井压裂后得到了31.1万 $\text{m}^3/\text{d}$ 的无阻流量<sup>[27]</sup>。延长石油集团研发的小分子黏弹性表面活性剂,开发形成的VES- $\text{CO}_2$ 清洁泡沫压裂液可将泡沫压裂液储层伤害率降低至20%以内<sup>[28]</sup>,同时在80 $^\circ\text{C}$ 、500 $\text{s}^{-1}$ 条件下黏度仍然可以保持在60 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以上<sup>[29]</sup>(图4),成本较胍胶压裂液体系降低了10%~15%,实现了 $\text{CO}_2$ 泡沫压裂技术向无残渣、低伤害、低成本的方向发展。

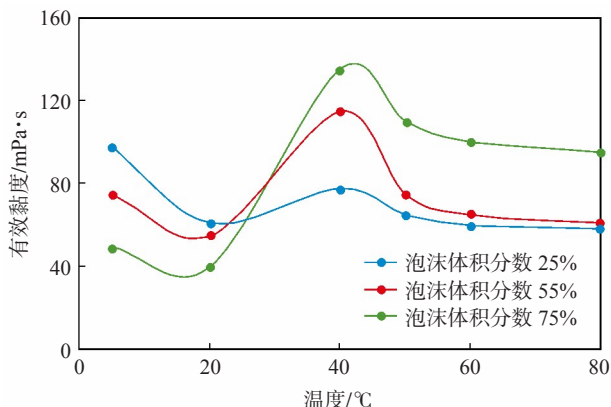


图4 VES- $\text{CO}_2$ 泡沫压裂液流变特性测试曲线  
(剪切速率 $500\text{ s}^{-1}$ )

Fig. 4 Rheology characteristics curve of VES- $\text{CO}_2$  foam fracturing fluid

### 3.2 $\text{CO}_2$ 混合压裂技术

对于低压、低渗储层,常规水力压裂存在水锁

伤害、压后返排率低等问题,可以采用 $\text{CO}_2$ 增能压裂的方式解决。通过注入体积浓度小于50%的液态 $\text{CO}_2$ ,可以有效增加地层能量,提高返排效率,减小储层伤害。传统增能压裂采用的是 $\text{CO}_2$ 伴注的方式,这种方式存在施工摩阻高、砂比低、难以实现大规模改造等问题。 $\text{CO}_2$ 混合压裂技术,首先利用 $\text{CO}_2$ 自身易破岩、高造缝的能力进行前置纯 $\text{CO}_2$ 压裂,随后配合水力加砂压裂扩展和支撑裂缝,其工艺流程如图5所示,可以有效解决 $\text{CO}_2$ 伴注增能压裂的技术难题,简化施工流程、降低施工成本。

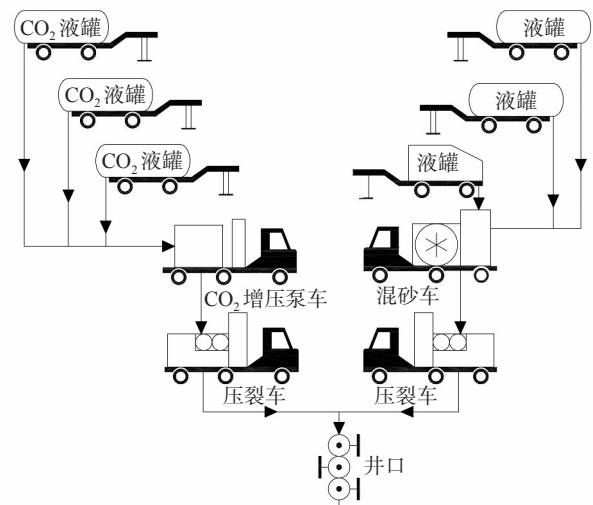


图5  $\text{CO}_2$ 混合压裂工艺流程

Fig. 5 Process flow diagram of  $\text{CO}_2$  mixed fracturing technology

同时相对于常规水力加砂压裂,前置 $\text{CO}_2$ 压裂有效地开启了微裂缝,增加了人工裂缝的扩展方位和复杂程度(图6),而后续水力加砂压裂可进一步延伸及有效支撑裂缝,实现储层的增能、体积改造和大规模改造。延长石油集团采用液态 $\text{CO}_2$ /滑溜水混合压裂技术在鄂尔多斯盆地陆相页岩应用表明,用较纯滑溜水压裂,返排率由40%提高到了72.6%,排液周期由45 d缩短至25 d<sup>[30]</sup>。在东胜气田开展了使用超临界 $\text{CO}_2$ 作为前置液、以液态 $\text{CO}_2$ /双极性压裂液混合液作为携砂液的复合压裂先导性实验,较常规压裂更易形成复杂缝网<sup>[31]</sup>。

### 3.3 $\text{CO}_2$ 干法压裂技术

$\text{CO}_2$ 干法压裂技术使用纯液态 $\text{CO}_2$ 作为压裂液,无水相注入地层,可完全避免地层水敏伤害,实现储层无伤化改造。自20世纪80年代首次应用这项技术以来,已开展累计超过1 000井次的现场施工,广泛应用于渗透率在0.1~10 000.0 mD的各种地层中,最大作业井深已超过3 000 m,延长油田在陆

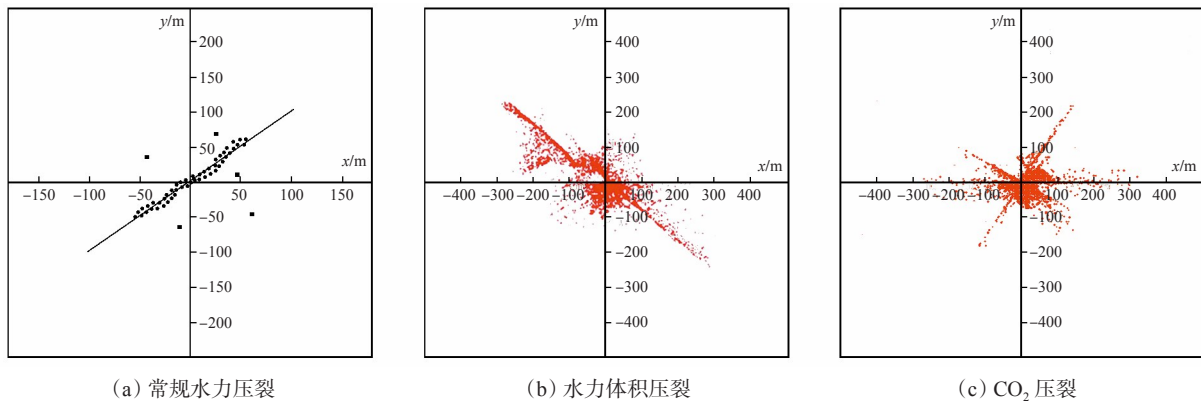


图 6 不同压裂方式裂缝形态对比

Fig. 6 Fracture extending shape under different fracturing technology

相页岩的成功应用进一步表明了 CO<sub>2</sub> 干法压裂技术是一种适用于强水敏超低渗储层改造的技术,也是陆相页岩最具前景的增产措施。

液态 CO<sub>2</sub> 作为牛顿流体,其携砂方式为纯黏性携砂,而施工条件下液态 CO<sub>2</sub> 黏度低,不到水黏度的 1/10,携砂性能差、地层滤失高,导致 CO<sub>2</sub> 干法压裂施工砂比低、加砂难度大,仅通过提高施工排量改善携砂性能的方式会显著增加施工摩阻<sup>[32]</sup>,不利于施工安全,因此 CO<sub>2</sub> 干法压裂如何加砂是当前世界性难题,目前普遍采用的是添加增黏剂,从而增加液态 CO<sub>2</sub> 黏度,提高携砂性能的方式。从国外现有报道看,高分子非氟聚合物类增稠剂效果需要提高,含氟聚合物类增稠剂成本较高,含硅聚合物类

增稠剂需要较多共溶剂,有机小分子类增稠剂效果有限。中国石油大学(北京)研发的高级脂肪酸增稠剂<sup>[33]</sup>,可将液态 CO<sub>2</sub> 增黏 17~184 倍,并在长庆气田得到了成功应用,但是现有液态 CO<sub>2</sub> 增稠剂均为非极性溶剂,水溶性差,可降解能力低,压后增稠剂滞留地层,会造成储层伤害。延长石油为解决 CO<sub>2</sub> 干法加砂难题,采用的是自悬浮超低密度支撑剂,不添加增稠剂的方式,形成了无增黏 CO<sub>2</sub> 干法加砂压裂技术。采用的支撑剂为纳米材料聚合物小球,是目前全球已知密度最低的支撑剂,如 1 表所列,支撑剂视密度为 0.95~1.05 g·cm<sup>-3</sup>,可在液态 CO<sub>2</sub> 中保持悬浮,既解决了液态 CO<sub>2</sub> 携砂难题,同时保证了地层完全无伤化改造。

表 1 自悬浮支撑剂常规物性检验

Table 1 Conventional physical property testing of self-suspension proppant

检验项目	球度	圆度	体积密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	视密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	破碎率/%			酸溶解度/%
					52 MPa	69 MPa	86 MPa	
标准	≥0.8	≥0.8	≤1.65	≤3.00	≤9.00	≤9.00	≤9.00	≤5.0
实测值	0.9	0.9	0.625	1.02	1.02	1.22	1.75	1.4
检验结果	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格

制约国内 CO<sub>2</sub> 干法压裂技术推广的主要原因是压裂设备不配套,尤其是密闭混砂装置,目前全国仅有 7 套密闭混砂车,无法满足大量生产应用需求,且最大有效容积仅为 25 m<sup>3</sup>,导致现场施工加砂规模较小,无法实现裂缝的有效支撑。

#### 4 CO<sub>2</sub> 压裂技术应用实践

据不完全统计,截至目前,我国吉林、长庆、中原、延长等油田相继开展 CO<sub>2</sub> 压裂技术现场应用已超过 350 井次<sup>[34-35]</sup>。以延长石油为例,采用 CO<sub>2</sub> 压裂技术先后在致密油、致密气以及陆相页岩气开展了 167 井次的现场应用,其中在延安气田山 2 段、盒

8 段等致密气层主要采用的是 CO<sub>2</sub> 混合压裂技术以及 VES-CO<sub>2</sub> 清洁泡沫压裂技术,与液氮伴注增能压裂相比,压裂液返排率平均提高 15%,投产时间平均缩短 10 d,单井产量提高了 2~8 倍,增产效果显著;在长 6、长 8 等油层组的致密油层主要采用的是 CO<sub>2</sub> 混合压裂技术(表 2),压后压裂液返排率较邻井提高 25%,平均单井产量是相邻常规水力压裂井的 1.9 倍;延长陆相页岩气主要采用的是 CO<sub>2</sub> 混合压裂技术及无增黏 CO<sub>2</sub> 干法压裂技术,单井日产气量从水力压裂的平均 8 000 m<sup>3</sup> 提高至 2 万 m<sup>3</sup> 以上,其中延 20 XX 井获日产 6.92 万 m<sup>3</sup> 高产工业气流,取得了页岩气产量的突破,为陆相页岩气高效开发

表2 延长油田致密油井 CO<sub>2</sub> 压裂与水力压裂产量对比表  
Table 2 Contrast of Yanchang tight oil production between CO<sub>2</sub> fracturing and hydraulic fracturing

类别	井号	层位	压裂类型	排采情况	
				返排率/%	日产油/t
试验井	YH69-2	长8	CO <sub>2</sub> 压裂	62	0.8
对比井	YH69-4	长8	常规水力压裂	35	0.3
试验井	YH44-4	长8	CO <sub>2</sub> 压裂	67	1.1
对比井	YH69-4	长8	常规水力压裂	35	0.3
试验井	QS21-489	长8	CO <sub>2</sub> 压裂	63	4.6
对比井	QS21-428	长8	常规水力压裂	41	0.7
试验井	QS49-1580	长9	CO <sub>2</sub> 压裂	62	2.4
对比井	QS49-1578	长9	常规水力压裂	35	1.4

提供了技术保障。

## 5 结论

(1) 近20年来,国内已逐步形成了CO<sub>2</sub>混合压裂、CO<sub>2</sub>干法加砂压裂、超临界CO<sub>2</sub>压裂等技术系列,并取得了良好的应用效果。CO<sub>2</sub>压裂技术相对于传统水力压裂技术,能在实现储层体积改造的同时降低储层伤害,增加地层能量,提高高压后返排效果,增加单井产量,同时该技术可以节约大量淡水资源、降低水力压裂对地层水以及土壤污染的风险,并实现工业捕集CO<sub>2</sub>的地层埋存。

(2) 无论是液态CO<sub>2</sub>还是超临界CO<sub>2</sub>,低黏度的特性使其更易进入地层微小孔隙,促进形成复杂缝网,但低黏也使其携砂性能变差,因此,配套的CO<sub>2</sub>低成本高效的增黏剂、低密度高强度的支撑剂是需要研究的方向,确定合适的增黏程度也是值得探讨的问题。

(3) CO<sub>2</sub>干法加砂压裂对储层几乎没有伤害,但目前面临的最大问题是缺乏大容量大排量的密闭混砂装置,导致加砂规模较小;CO<sub>2</sub>伴注增能与CO<sub>2</sub>泡沫压裂面临的问题则是管柱摩阻相对于常规水基压裂液高得多,不太适用于深度较大的地层。

(4) 未来通过工艺技术的进一步优化、研发配套设备及制定相关标准,积极探索区块整体开发模式,CO<sub>2</sub>压裂技术必将极大地促进我国非常规油气绿色开发和高效开发。

### 参考文献:

[1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景.石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.  
JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.

[2] HOLDITCH S A. Tight gas sands. Journal of Petroleum Tech-

nology, 2006, 58(6): 86-93.

- [3] 中华人民共和国国家技术监督局. GB/T 31483—2015 页岩气地质评价方法. 北京: 中国标准出版社, 2015.  
State Bureau of Technical Supervision of the People's Republic of China. GB/T 31483—2015 Geological evaluation method of shale gas. Beijing: China Standard Press, 2015.
- [4] 吴安林, 李嘉, 张晓虎. 长宁区块页岩气压裂液体系应用分析. 天然气技术与经济, 2018, 12(3): 23-25.  
WU A L, LI J, ZHANG X H. Application fracturing-fluid system to shale gas well, Changning block. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(3): 23-25.
- [5] 杨长军, 田庆华, 陈亚平, 等. 浅谈页岩气开发对川南地区水资源的影响. 环境工程, 2018, 36(增刊1): 117-121.  
YANG C J, TIAN Q H, CHEN Y P, et al. Impacts of the process of shale gas development on water resource in southern Sichuan area. Environmental Engineering, 2018, 36(suppl 1): 117-121.
- [6] 王满学, 何娜. 液态CO<sub>2</sub>干法加砂压裂增稠剂技术现状及展望. 石油与天然气化工, 2017, 46(3): 57-62.  
WANG M X, HE N. Research progress and prospective in liquid CO<sub>2</sub> dry fracturing thickeners technology. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2017, 46(3): 57-62.
- [7] TOUZEL P. Managing environmental and social risks in China. SPE 156503, 2012.
- [8] SLUTZ J A, ANDERSON J A, BRODERICK R, et al. Key shale gas water management strategies: an economic assessment. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. SPE 157532, 2012.
- [9] GUPTA D V, BOBIER D M. The history and success of liquid CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> fracturing system. SPE 40016, 1998.
- [10] 杨雪, 张凡, 杨欢. 二氧化碳干法压裂增产技术及展望. 当代化工研究, 2016, 11(1): 77-79.  
YANG X, ZHANG F, YANG H. Production increase technology and outlook of CO<sub>2</sub> dry fracturing. Chemical Intermediate, 2016, 11(1): 77-79.
- [11] 段百奇, 王树众, 沈林华, 等. 干法压裂技术在实施中的经济分析. 天然气工业, 2006, 26(8): 104-106.  
DUAN B Q, WANG S Z, SHEN L H, et al. Economic analysis of CO<sub>2</sub>/sand fracturing technology for water sensitivity and low-permeability gas reservoirs. Nature Gas Industry, 2006, 26(8): 104-106.
- [12] LIU Q Y, LEI T, ZHU H Y, et al. Macroscale mechanical and microscale structural changes in Chinese Wufeng shale with supercritical carbon dioxide fracturing. SPE Journal, 2017.

- [13] 孙可明,吴迪,栗爱国,等.超临界CO<sub>2</sub>作用下媒体渗透性与孔隙压力-有效体积应力-温度耦合规律试验研究.岩石力学与工程学报,2013,32(2):3760-3767.  
SUN K M, WU D, SU A G, et al. Coupling experimental study of coal permeability with pore pressure-effective volume stress-temperature under supercritical carbon dioxide action. Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(2):3760-3767.
- [14] TUDOR R, VOZNIAC C, PETERS W, et al. Technical advances in liquid CO<sub>2</sub> fracturing. PETSOC, 1994.
- [15] 岳立新,孙可明.超临界CO<sub>2</sub>增透煤微观图像重构及三维数值模拟.中国安全生产科学技术,2017,13(1):58-64.  
YUE L X, SUN K M. Microscopic image reconstruction and three-dimensional numerical simulation of supercritical CO<sub>2</sub> anti-reflection coal. Journal of Safety Science and Technology, 2017, 13(1):58-64.
- [16] 王海柱,沈忠厚,李根生.超临界CO<sub>2</sub>开发页岩气技术.石油钻井技术,2011,39(3):30-35.  
WANG H Z, SHEN Z H, LI G S. Feasibility analysis on shale gas exploration with supercritical CO<sub>2</sub>. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3):30-35.
- [17] ZHANG X W, LU Y Y, TANG J R, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing. Fuel, 2016, 190:370-378.
- [18] KOLLE J J. Coiled-tubing drilling with supercritical carbon dioxide. SPE 65534, 2000.
- [19] GUPTA S V S, BOBIER D M. The history and success of liquid CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> fracturing system. SPE 40016, 1998.
- [20] 丁勇,马新星,叶亮,等.CO<sub>2</sub>破岩机理及压裂工艺技术研究.岩性油气藏,2018,30(6):151-159.  
DING Y, MA X X, YE L, et al. Rock breaking mechanism of CO<sub>2</sub> and fracturing technology. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(6):151-159.
- [21] 卢义玉,廖引,汤积仁,等.页岩超临界CO<sub>2</sub>压裂起裂压力与裂缝形态试验研究.煤炭学报,2018,43(1):175-180.  
LU Y Y, LIAO Y, TANG J R, et al. Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO<sub>2</sub> fracturing. Journal of China Coal Society, 2018, 43(1):175-180.
- [22] KIZAKI A, TANAKA H, OHASHI K, et al. Hydraulic fracturing in Inada granite and Ogino tuff with super critical carbon dioxide. ISRM-ARMS 7-2012-109, 2012.
- [23] DUAN S, GU M, DU X D, et al. Adsorption equilibrium of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> and their mixture on Sichuan Basin shale. Energy Fuels, 2016, 30:2248-2256.
- [24] 夏惠芬,徐勇.低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱油机理及应用现状研究.当代化工,2017,46(3):471-474.  
XIA H F, XU Y. Study in the mechanism and application of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs. Contemporary Chemical Industry, 2017, 46(3):471-474.
- [25] 孙鑫,杜明勇,韩彬彬,等.二氧化碳压裂技术研究综述.当代化工,2017,34(2):374-380.  
SUN X, DU M Y, HAN B B, et al. Review on carbon dioxide fracturing technology. Oilfield Chemistry, 2017, 34(2):374-380.
- [26] HOSSEINI H, TSAU J, PELTIER E, et al. Lowering fresh water usage in hydraulic fracturing by stabilizing scCO<sub>2</sub> foam with polyelectrolyte complex nanoparticles prepared in high salinity produced water. SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control, 2018.
- [27] 陈挺,周勋,刘智格,等.低残渣CO<sub>2</sub>泡沫压裂液在苏里格低压低渗气藏的应用.钻采工艺,2018,41(5):92-94.  
CHEN T, ZHOU X, LIU Z G, et al. Application of low residue CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid in low pressure low permeability gas reservoirs in Sulige. Drilling & Production Technology, 2018, 41(5):92-94.
- [28] 高志亮,段玉秀,吴金桥,等.酸性交联CO<sub>2</sub>泡沫压裂液起泡剂的研制及其性能研究.钻井液与完井液,2013,30(5):79-81.  
GAO Z L, DUAN Y X, WU J Q, et al. Selection and performance study of foaming agent of CO<sub>2</sub> acidic crosslinking foam fracturing liquid. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2013, 30(5):79-81.
- [29] SUN X, LIANG X B, WANG S Z, et al. Experimental study on the rheology of CO<sub>2</sub> viscoelastic surfactant foam fracturing fluid. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 119:104-111.
- [30] 王香增.延长石油集团非常规天然气勘探开发进展.石油学报,2016,37(1):137-143.  
WANG X Z. Advances in unconventional gas exploration and development of Yanchang Petroleum Group. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1):137-143.
- [31] 贾光亮.东胜气田超临界CO<sub>2</sub>复合干法压裂技术试验.重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(2):24-27.  
JIA G L. Compound dry fracturing technology with supercritical carbon dioxide in Dongsheng gas field. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2018, 20(2):24-27.
- [32] MIDDLETON R S, CAREY J W, CURRIER R P, et al. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO<sub>2</sub>. Applied Energy, 2015, 147(3):500-509.
- [33] 李珊,郑维师.国外新型CO<sub>2</sub>密闭混砂装置及液态CO<sub>2</sub>压裂案例分析.钻采工艺,2017,40(5):36-38.  
LI S, ZHENG W S. A new airtight CO<sub>2</sub>/proppant blender and a case study of water-free CO<sub>2</sub> fracturing abroad. Drilling & Production Technology, 2017, 40(5):36-38.
- [34] 刘合,王峰,张劲,等.二氧化碳干法压裂技术:应用现状与发展趋势.石油勘探与开发,2014,41(4):466-472.  
LIU H, WANG F, ZHANG J, et al. Fracturing with carbon dioxide: Application and development trend. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4):466-472.
- [35] 韩烈祥.CO<sub>2</sub>干法加砂压裂技术试验成功.钻采工艺,2013,36(5):99.  
HAN L X. The success of experiment on sand fracturing with liquid carbon dioxide. Drilling and Production Technology, 2013, 36(5):99.
- [36] 田磊,何建军,杨振周,等.二氧化碳蓄能压裂技术在吉林油田的应用.钻井液与完井液,2015,32(6):78-80.  
TIAN L, HE J J, YANG Z Z, et al. Application of CO<sub>2</sub> energized fracturing fluid technology in Jilin Oilfield. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2015, 32(6):78-80.
- [37] 王香增,吴金桥,张军涛.陆相页岩气层的CO<sub>2</sub>压裂技术应用探讨.天然气工业,2014,34(1):64-67.  
WANG X Z, WU J Q, ZHANG J T. Application of CO<sub>2</sub> fracturing technology for terrestrial shale gas reservoirs. Nature Gas Industry, 2014, 34(1):64-67.