

# 低压低渗气田清洁 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺

陈挺<sup>1</sup>, 何昀宾<sup>2</sup>, 刘荣庆<sup>3</sup>, 牛增前<sup>1</sup>, 李石常<sup>4</sup>

- 1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司工程技术研究院 天津 300280
- 2. 中国石油集团工程技术分公司试油压裂处 北京 100007
- 3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司国际钻采物资供应分公司 天津 300280
- 4. 中国石化集团胜利油田东辛采油厂 山东东营 257000

通讯作者: Email: 15315019827@163.com

项目支持: 中国石油集团渤海钻探工程有限公司指导性项目“CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺技术与效果评估”(2018Z35K)

引用: 陈挺, 何昀宾, 刘荣庆, 等. 低压低渗气田清洁 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺[J]. 油气井测试, 2018, 27(5): 50-55.

Cite: CHEN Ting, HE Yunbin, LIU Rongqing, et al. Clean CO<sub>2</sub> foam fracturing technology for gas field with low formation pressure and low permeability [J]. Well Testing, 2018, 27(5): 50-55.

**摘要** 针对苏里格低压低渗气田开发建产时间长、中弱水敏性地层受破胶液残渣影响大等问题,进行了4井次CO<sub>2</sub>泡沫压裂现场试验。合成了一种可在酸性条件下交联的多元共聚物作为增稠剂,在酸性条件下,浓度0.4%的增稠剂按交联比100:0.6交联后形成的冻胶泡沫具有良好的携砂性能;在100℃、170 s<sup>-1</sup>条件下剪切2 h后表观黏度为110 mPa·s,破胶时间小于2h,残渣含量是羧甲基胍胶破胶液的1/2。苏20和苏76区块4口井现场施工采用变泡沫质量设计,泡沫质量37%~48%,最高砂比22.2%,施工排量3.5~4.5 m<sup>3</sup>/min。压后平均返排周期比常规压裂井减少4.9 d,求产后最高无阻流量达到131.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。现场试验表明,该项技术可有效提高低压低渗气田的开发效果。

**关键词** 低压低渗气藏;泡沫压裂;二氧化碳;增稠剂;酸性交联;泡沫质量;携砂效果;低残渣

**中图分类号**: TE357      **文献标识码**: B      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.05.009

## Clean CO<sub>2</sub> foam fracturing technology for gas field with low formation pressure and low permeability

CHEN Ting<sup>1</sup>, HE Yunbin<sup>2</sup>, LIU Rongqing<sup>3</sup>, NIU Zengqian<sup>1</sup>, LI Shichang<sup>4</sup>

- 1. Research Institute of Engineering & Technology, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjin 300280, China
- 2. Department of Well Testing and Fracturing, Engineering Technology Company, CNPC, Beijing 100007, China
- 3. International Drilling Supplies Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjin 300280, China
- 4. Dongxin Oil Production Plant, SINOPEC Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257000, China

**Abstract:** CO<sub>2</sub> foam fracturing field test had been conducted in 4 wells in Sulige gas field to solve the problems that low grade reservoirs take a long time to build and the middle and weak water-sensitive stratum are greatly affected by the residual of guar breaking fluid. A multipolymer which can be crosslinked under acidic condition was synthesized to be thickener. The results indicate that under acidic condition, the crosslinked gel foam fluid had an excellent proppant carrying capacity when 0.4% thickener was crosslinked according to 100:0.6. The apparent viscosity was 110 mPa·s after 2 h shearing under 100℃、170 s<sup>-1</sup> condition. The gel breaking time was less than 2h and the residue content was half that of the HPG gel. Variable foam quality design had been adopted in construction site. The foam quality was 37%~48%, the maximum proppant concentration was 22.2% and the total construction displacement was 3.5~4.5 m<sup>3</sup>/min. The average flow back period was 4.9 days less than that of conventional fractured well and a maximum open flow capacity of 131.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d was obtained. Field tests showed that CO<sub>2</sub> foam fracturing technology can effectively improve the exploitation effect of low grade reservoirs.

**Keywords:** gas reservoir with low pressure and low permeability; foam fracturing; carbon dioxide; thickener; acidic crosslinking; foam quality; sand carrying capacity; low residue

CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺具有携砂能力强、低滤失、低伤害和快速返排的优点,适用于低压低渗透、水敏

性储层。20 世纪 80 年代该技术在国外已经发展较为成熟<sup>[1]</sup>,目前利用其用液量少的优点将其应用拓展到页岩气等非常规储层<sup>[2-4]</sup>。

CO<sub>2</sub> 泡沫压裂的设计方法分为恒定内相法和变泡沫质量法,即在携砂液阶段,增大支撑剂浓度的同时降低 CO<sub>2</sub> 注入排量,来提高砂液比并保证施工顺利进行。长庆油田广泛采用恒定内相法<sup>[5-9]</sup>,施工混合液平均砂比 25%,其中苏 6 井压后无阻流量达到  $120.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,创造了该地区试气高产纪录<sup>[6]</sup>。针对长庆油田上古生界气藏压裂系数低、呈中弱水敏的特点,选择泡沫质量 30%~50%,可以实现提高砂液比、增大施工规模且快速返排的目的<sup>[8]</sup>。中原油田将该项工艺应用于井深超过 3 700 m 的气井<sup>[10-11]</sup>,创造了国内 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂的多项纪录。大庆油田与吉林油田进行了 300 余井次 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂施工,累计增油超过  $50 \times 10^4 \text{ t}$ <sup>[12]</sup>;李权等针对 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂效果进行分析,全面总结了 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂的返排速度、压力降落特点等<sup>[13]</sup>,王强等在分析 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液低温效应影响的基础上,从压裂管柱、地面流程及排液求产工艺等方面进行了优化设计<sup>[14]</sup>。

在 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液携砂性评价方面,通常使用流变仪在恒定剪切速率下测定最低黏度<sup>[5-7]</sup>,采用大型多功能泡沫回路(MPFL)装置研究泡沫压裂液的流动特征,并观察泡沫压裂液的微观结构<sup>[15-18]</sup>。傅玉等研发了自悬浮支撑剂加砂压裂技术,采用可视化沉降实验评价其携砂能力<sup>[19]</sup>;杨胜来等提出了计算摩阻压降的简化方法<sup>[20]</sup>,在工程应用上将摩阻计算值乘上修正系数 1.25 作为实际管柱的摩阻。此外,研究表明携砂性能还与泡沫流体的黏弹性有关<sup>[5,9,15,21-22]</sup>,周继东等认为当泡沫质量小于 55% 时,泡沫体系以黏性为主。

目前大多采用交联胍胶冻胶<sup>[5-9,15,22]</sup>或交联改性胍胶冻胶<sup>[17,23]</sup>作为 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液的增稠剂,但是存在破胶后残渣含量大、伤害地层的缺点。研究可降解、低残渣的聚合物增稠剂是提高 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂施工效果的方向。郭庆等采取几种聚合单体、引入特殊官能团合成了超分子聚合物清洁泡沫压裂液,解决了常规压裂液残渣含量高的问题,在延长油田页岩气井成功实施<sup>[24]</sup>。申峰等研制的清洁 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液破胶液残渣低于 1 mg/L、表面张力在 24 mN/m 以下<sup>[25]</sup>。苏博鹏研究了不返排清洁压裂液技术,压后不排液,关井一段时间后直接下泵

投产,日产油量比常规压裂井提高 9%,同时还降低返排液处理成本,提高冬季施工效率<sup>[26]</sup>。

本研究通过分子结构设计,合成了一种与 CO<sub>2</sub> 配伍的多元共聚物增稠剂 FMT,破胶后残渣含量低,在苏里格自营区块应用了 4 井次。采取变泡沫质量法设计,施工规模大、入井后破胶返排周期短,改造效果良好。

## 1 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液性能

CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液的性能研究包括压裂液配方、泡沫稳定性、流变性、携砂性及破胶性。

### 1.1 泡沫压裂液配方

合成了低残渣聚合物增稠剂 FMT。将丙烯酰胺、丙烯酸、甲基丙烯酸甲酯与水按一定比例加入烧瓶中,用碳酸钠调节 pH 值 8.0~9.5。采用过硫酸钠-亚硫酸钠体系作为引发剂,首先在 45 ℃ 下反应 6 h,然后升温至 80 ℃,再反应 4 h 后得到目标产物。

优选 FL-100 作为起泡剂。基液配方为:0.4% FMT 增稠剂+0.5% FL-100 起泡剂+0.4% SA-1 增效剂。配制好的基液 pH 值为 6.0,使用哈克旋转流变仪 RS6000 在 25 ℃、170 s<sup>-1</sup> 条件下测得其黏度为 85 mPa·s。

交联液:CLA-1,交联比为 100:0.6。交联时间 60~75 s。

选择过硫酸铵(APS)作为破胶剂,施工过程中按浓度逐级增大的方式投加硫酸铵胶囊破胶剂,顶替过程中加入粉末破胶剂。

### 1.2 泡沫稳定性

将 100 mL 基液倒入 Waring 混调器中,以 5 000 r/min 转速搅拌 3 min。转移起泡后的基液至量筒中,记录室温与 90 ℃ 条件下量筒中泡沫液析出基液一半体积所用的时间<sup>[17]</sup>。实验表明,室温和 90 ℃ 时的起泡体积分别为 277 mL 和 300 mL,半衰期分别为 120 min 和 100 min,表明低残渣泡沫压裂液具备优良的稳定性,能够满足压裂施工需求。

### 1.3 泡沫压裂液流变性

使用哈克旋转流变仪 RS6000 在 100 ℃、170 s<sup>-1</sup> 条件下测量冻胶压裂液的表现黏度,如图 1 所示。结果表明,冻胶耐温性能达到 100 ℃,温度稳定后,剪切 100 min 后,表现黏度保持在 100 mPa·s 以上,能够满足现场压裂施工要求。FMT 多元聚合物属于黏弹类压裂液,当温度稳定后,体系结构存在动

态平衡<sup>[24]</sup>,因此在长时间剪切作用下仍能够保持稳定的表观黏度。

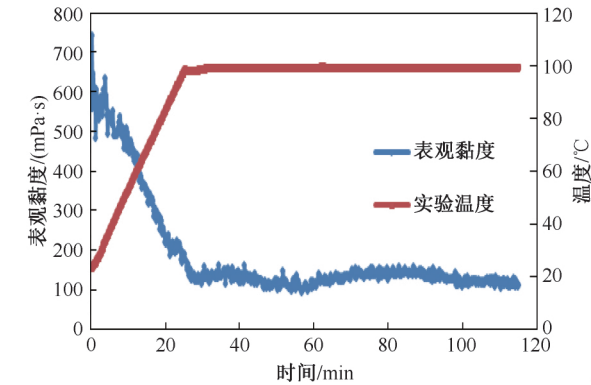


图 1 泡沫压裂液体系流变性  
Fig.1 Rheology of foam fracturing fluid system

1.4 携砂性能

泡沫压裂液携砂性评价方法可分为直接法和间接法<sup>[16]</sup>。直接法是通过测量支撑剂在泡沫压裂液中的沉降速率<sup>[22]</sup>或上层析出清液体积<sup>[24-25]</sup>,该方法实验条件要求低、结果直观。取 100 mL 待评价液体倒入烧杯中,在室温(25℃)下或置于 90℃水浴锅中恒温 20 min,再将其倒入 Waring 混调器中,按 30% 的砂比加入 30~50 目的陶粒,搅拌 5 min,随后将其倒入 250 mL 的量筒,在室温(25℃)或放入 90℃的烘箱中开始计时,每隔一定时间记录上层析出的清液体积(表 1)。实验结果表明,FMT 压裂液的静态悬砂性能优良。交联后的冻胶泡沫压裂液,支撑剂在其中分散均匀,由于泡沫间的界面作用<sup>[24-25]</sup>,使其对支撑剂有包裹作用,减小了液体的析出速率,增强了携砂稳定性。

表 1 泡沫压裂液携砂性能实验  
Table 1 Experiment on proppant carrying capacity of foam fracturing fluid

实验温度 /℃	压裂液体系	上层析出清液体积/mL				
		1 h	2 h	3 h	4 h	24 h
25 (室温)	FMT 水基压裂液	0	20	25	40	70
	FMT 泡沫压裂液	0	0	0	15	30
90	FMT 水基压裂液	30	45	90	130	-
	FMT 泡沫压裂液	10	25	40	60	-

1.5 破胶性能及残渣含量

将交联 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液放入密闭容器中,加入破胶剂过硫酸铵后置于 90℃恒温水浴中,与羟丙基胍胶交联冻胶压裂液对比破胶时间及残渣含量。实验结果表明,CO<sub>2</sub> 泡沫交联冻胶在 2 h 内完全破胶,破胶液黏度小于 5 mPa·s,残渣含量是同浓度胍胶压裂液破胶后残渣含量的 1/2。破胶液表面张力 21.47 mN/m,有利于破胶液迅速返排,减小对地层的伤害。此外,CO<sub>2</sub> 溶于水后使溶液呈酸性,也会加速破胶,此观点已被长庆油田现场施工所证实<sup>[17]</sup>。

2 现场试验

选取了 3 口静态地质分类为Ⅱ类的井和 1 口静态地质分类为Ⅰ类的井作为 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂试验井,邻井采用常规胍胶冻胶压裂,施工后无阻流量作为对比标准。

2.1 储层物性对比

选取苏 20 和苏 76 区块 4 口井作为现场试验井,目的层段均为盒 8 段,气藏埋藏深度 3 260~3 600 m,地层压力系数 0.82~0.89,地层温度 80~115℃。CO<sub>2</sub> 压裂井与邻井对比井储层物性见表 2。

表 2 储层物性对比  
Table 2 Comparison of formation physical properties

类别	井号	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	含气饱和度/%	最大全烃含量/%	静态评价分类
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 20-1	5.8	10.36	0.737	60.58	95.31	Ⅱ
对比井	苏 20-2	9.4	13.06	0.725	56.73	47.47	Ⅰ
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-1	6.3	10.02	0.637	48.69	15.36	Ⅱ
	苏 76-2	10.9	11.36	0.667	53.71	22.90	Ⅰ
对比井	苏 76-3	8.1	10.27	0.647	45.07	15.62	Ⅰ
	苏 76-4	7.0	11.32	0.791	49.78	8.54	Ⅰ
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-5	10.5	8.47	0.492	28.50	14.99	Ⅱ
对比井	苏 76-6	12.5	10.80	0.493	39.40	31.19	Ⅱ
	苏 76-7	17.6	10.90	0.486	46.80	23.96	Ⅰ

从孔隙度、渗透率、含气饱和度方面来看,试验井与对比井差异不大。由于 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺较为复杂,主要选择单层压裂井进行试验,这样可以减少工具的下入且施工排量也能满足同时注入液

态 CO<sub>2</sub> 和携砂液的要求<sup>[27]</sup>。除苏 76-2 井的储层厚度大于对比井外,其余 3 口试验井的储层厚度均小于对比井。根据气井静态地质分类标准进行综合分析,4 口试验井中苏 76-2 为Ⅰ类井,其余 3 口

为Ⅱ类井。

从岩石力学参数计算结果看,4 口井目的层的杨氏模量 22 346~24 223 MPa,泊松比 0.219~0.229,闭合压力梯度 0.017 2~0.014 5 MPa/m。隔层的杨氏模量 24 452~25 150 MPa,泊松比 0.235~0.238,闭合压力梯度 0.016 2~0.017 8 MPa/m。从地应力剖面看,目的层与上隔层应力差值在 3~6 MPa,与下隔层应力差值 3~5 MPa,上下隔层控制缝高能力均较强。

2.2 施工设计要点

(1)CO<sub>2</sub> 泡沫压裂流程。支撑剂与压裂液在混砂车中混合,然后由高压泵车泵送到井口,与高压 CO<sub>2</sub> 混合后经三通进入井筒<sup>[6,8-9]</sup>。

(2)注入方式。压裂管柱采用 φ60.32 mm 外加厚油管至井口,油套管环空注入压裂,降低施工泵压。

(3)变泡沫质量的设计。由于混合了液态 CO<sub>2</sub>,混合液的含砂浓度会大幅度降低。为提高砂比且减少在高砂比注入阶段发生砂堵的几率,采取变泡沫质量的设计<sup>[5-9]</sup>,如图 2 所示。前置液阶段保持 CO<sub>2</sub> 排量不变,采用同粒径支撑剂段塞处理技术,打磨裂缝壁面消除弯曲效应,保证主裂缝起裂和延伸。携砂液阶段,在保持液体总排量稳定的前提下,提高冻胶排量、降低 CO<sub>2</sub> 排量。

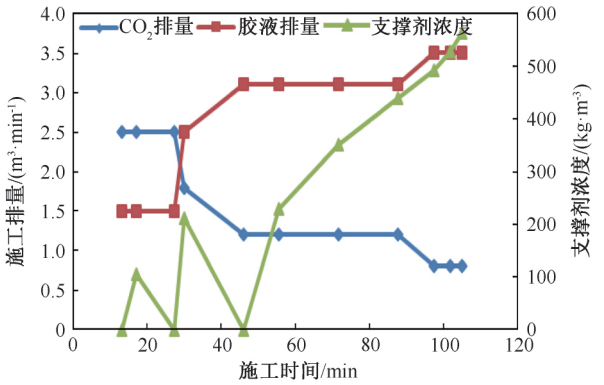


图 2 变泡沫质量设计图  
Fig.2 Design of variable foam quality

(4)适当增大前置液比例、增大支撑裂缝半长。前置液阶段为了保证充分的造缝效果,CO<sub>2</sub> 泡沫压裂井的前置液比例比常规井高(表 3)。FracPro 软件模拟 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂井的平均支撑裂缝半长为 224 m,远大于常规压裂井 160~180 m 的平均支撑裂缝半长。研究表明,裂缝半长距井筒 30 m 以外时温度大于 31 ℃,具备发泡的温度条件<sup>[8]</sup>。泡沫形成以后,不仅在施工过程中增加了携砂能力,而且由于气液两相黏度的大幅增加而减少了液体滤失。因此,适当增大前置液比例、增大支撑裂缝半长有利于提高压裂效果。

表 3 压裂施工参数对比  
Table 3 Comparison of fracturing construction parameters

类别	井号	前置液比例/%	入地净液量/m <sup>3</sup>	平均砂比/%	加砂量/m <sup>3</sup>	(CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )用量/m <sup>3</sup>	泡沫质量/%	施工排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 20-1	40.10	281.3	22.2	37.6	154.5	37	1.5~3.5
对比井	苏 20-2	36.70	200.7	22.6	27.3	11.0	—	2.8
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-1	43.40	301.9	21.9	35.0	185.0	42	1.2~4.2
	苏 76-2	42.10	335.9	21.9	40.0	237.0	40	1.5~4.5
对比井	苏 76-3	34.80	379.4	17.2	46.0	15.0	—	3.0
	苏 76-4	37.80	253.9	17.5	32.0	10.0	—	3.0
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-5	40.83	493.0	16.7	40.0	263.0	48	3.0~5.0
对比井	苏 76-6	37.60	169.1	21.1	23.0	8.0	—	2.5~3.0
	苏 76-7	34.90	150.4	14.6	16.0	6.0	—	2.5~2.8

(5)目的层为低压气层,呈中弱水敏,选择 37%~48%的低泡沫质量体系可以满足提高施工规模、快速返排见气的要求。4 口井施工过程顺利,油压套压稳定,加砂量达到设计值,最高砂比达到 22.2%。

2.3 改造效果对比

压裂结束 2 h 后开井进行排液,苏 20-1 井放喷 6.5 h 点火,其余 3 口井放喷 16.5~19.5 h 点火成

功。4 口井排液 3d 后返排率都达到 50%,平均排液周期为 9.5 d,较直丛井平均排液周期少 4.9 d。  
采用一点法试井,孔板直径 8 mm、10 mm、20 mm。测试求产结果,除苏 76-2 井由动态Ⅰ类变为动态Ⅱ类外,其余 3 口井均由动态Ⅱ类变为动态Ⅰ类,其中苏 20-1 井无阻流量达到 131×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d(表 4),整体改造效果较好,达到地质设计预期。



表 4 试气及投产数据对比  
Table 4 Comparison of data between gas test and production

类别	井号	返排率 /%	无阻流量 /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	配产 /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	目前日产 /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	累产气量 /(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	动态 分类
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 20-1	36.9	131.137 2	3.0	2.398 2	227.206 9	I
对比井	苏 20-2	47.7	6.991 6	0.6	0.672 7	5 041.164 3	II
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-1	54.5	8.201 2	1.2	1.212 5	16.560 2	I
	苏 76-2	51.4	4.534 7	0.8	0.361 7	6.162 5	II
对比井	苏 76-3	47.2	3.250 2	1.0	1.026 0	12.461 8	III
	苏 76-4	53.4	4.620 0	1.0	1.020 6	14.391 0	II
CO <sub>2</sub> 压裂井	苏 76-5	52.6	17.438 0	2.0	0.378 9	209.082 0	I
对比井	苏 76-6	35.5	16.188 7	1.8	0.523 3	279.766 5	I
	苏 76-7	37.2	16.139 5	1.8	0.567 4	344.574 2	I

3 结论

(1)开发的 FMT 增稠剂是一种多元共聚物,其作为增稠剂配制的 CO<sub>2</sub> 泡沫交联冻胶压裂液体系具有优良的携砂性能和耐高温耐剪切性能,破胶后残渣含量低、破胶液表面张力低,能够快速返排、减小地层伤害。

(2)试验区块地层压力系数 0.8,储层呈中、弱水敏特征,选取泡沫质量范围 37%~48%可以满足增大施工规模、提高砂比、快速返排的目的。前置液比例达到 40%以上,有利于缝内液态 CO<sub>2</sub> 气化生成泡沫,提高压裂液的携砂能力。

(3)CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺可有效提高低压低渗气田的建产率,无阻流量是邻井(采用常规胍胶冻胶压裂)的 1.1~18.8 倍,初期改造效果较好。

致谢:感谢渤海钻探油气合作分公司、井下技术服务分公司和工程技术研究院同意本论文公开发表;渤钻科技处马洪钟处长对项目立项及本论文的撰写提供了宝贵意见,在此表示诚挚的感谢。

参考文献

[1] WARNOCK W E Jr, HARRIS P C, KING D S. Successful field applications of CO<sub>2</sub>-foam fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas region [C]. SPE 11932-PA, 1985.

[2] BURKE L H, NEVISON G W, PETERS W E. Improved unconventional gas recovery with energized fracturing fluids: Montney example [C]. SPE 149344, 2011.

[3] KONG Bing, WANG Shuhua, CHEN Shengnan. Minimize formation damage in water-sensitive unconventional reservoirs by using energized fracturing fluid [C]. SPE 179019, 2016.

[4] 周长林,彭欢,桑宇,等. 页岩气 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂技术[J]. 天然气工业,2016,36(1):70-76.

ZHOU Changlin, PENG Huan, SANG Yu, et al. CO<sub>2</sub> foam fracturing technology in shale gas development [J]. Natural Gas Industry, 2016,36(1):70-76.

[5] 唐瑞林,李宪文. 长庆油气田 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺研究与现场试验[J]. 油气井测试, 2000, 9(4): 18-24.

TANG Ruilin, LI Xianwen. The CO<sub>2</sub> bubble fracturing technology research and spot experiment in Changqing oil and gas field [J]. Well Testing, 2000, 9(4): 18-24.

[6] 郑新权. 长庆上古生界气藏 CO<sub>2</sub> 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 [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 111-113.

[7] 郑新权,靳志霞. CO<sub>2</sub> 泡沫压裂优化设计技术及应用[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(4): 53-56.

ZHENG Xinquan, JIN Zhixia. Optimizing design technology and application of CO<sub>2</sub> foam fracturing [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2003, 25(4): 53-56.

[8] 王振铎,王晓泉,卢拥军. 二氧化碳泡沫压裂技术在低渗透低压气藏中的应用[J]. 石油学报, 2004, 25(3): 66-70.

WANG Zhenduo, WANG Xiaoquan LU Yongjun. Application of carbon dioxide foam fracturing technology in low permeability and low pressure gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(3): 66-70.

[9] 雷群,李宪文,慕立俊,等. 低压低渗砂岩气藏 CO<sub>2</sub> 压裂工艺研究与试验 [J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 113-115.

LEI Qun, LI Xianwen, MU Lijun, et al. Study and test of CO<sub>2</sub> fracturing techniques for sand reservoirs with low pressure and permeability [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 113-115.

[10] 刘通义,陈光杰,谭坤. 深部气藏 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂工艺技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(8): 88-90.

LIU Tongyi, CHEN Guangjie, TAN Kun. Application of CO<sub>2</sub> foam fracturing technology in deep gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(8): 88-90.

[11] 赵正龙,李建国,杨朝辉,等. CO<sub>2</sub>泡沫压裂工艺技术在中原油田的实践 [J]. 钻采工艺, 2006, 29(2): 54- 56.

ZHAO Zhenglong, LI Jianguo, YANG Chaohui, et al.

- Application of CO<sub>2</sub> foam fracturing technology in Zhongyuan oilfield [J]. Drilling and Production Technology, 2006, 29(2): 54–56.
- [12] 李阳,翁定为,于永波,等. CO<sub>2</sub>泡沫压裂液的研究及现场应用[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(1): 51–54.  
LI Yang, WENG Dingwei, YU Yongbo, et al. Study on foam fracturing fluid and its field application [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(1): 51–54.
- [13] 李全,权咏梅,黄显辉. 二氧化碳泡沫压裂效果评价[J]. 油气井测试, 2003, 12(6): 21–23.  
LI Quan, QUAN Yongmei, HUANG Xianhui. The evaluation of the carbon dioxide foam fracturing [J]. Well Testing, 2003, 12(6): 21–23.
- [14] 王强,李科. 配合 CO<sub>2</sub> 压裂的试油施工常见问题及对策[J]. 油气井测试, 2012, 21(6): 53–54.  
WANG Qiang, LI Ke. Common problems and countermeasures for oil testing operation coordinating CO<sub>2</sub> fracturing [J]. Well Testing, 2012, 21(6): 53–54.
- [15] 陈彦东,卢拥军,田助红,等. CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液的流变特性研究[J]. 钻井液与完井液, 2000, 17(2): 25–27.  
CHEN Yandong, LU Yongjun, TIAN Zhuhong, et al. A study on the rheological behavior of CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2000, 17(2): 25–27.
- [16] 彭欢,桑宇,杨建,等. 泡沫压裂液携砂性能评价方法研究进展及展望[J]. 钻采工艺, 2016, 39(3): 87–90.  
PENG Huan, SANG Yu, YANG Jian, et al. Research and progress of evaluation method on foam fracturing fluid proppant carrying capability [J]. Drilling and Production Technology, 2016, 39(3): 87–90.
- [17] 丁云宏,从连铸,卢拥军,等. CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> foam fracturing fluids [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 103–105.
- [18] 吴金桥,王香增,高瑞民,等. 新型 CO<sub>2</sub> 清洁泡沫压裂液性能研究[J]. 应用化工, 2014, 43(1): 16–19.  
WU Jinqiao, WANG Xiangzeng, GAO Ruimin, et al. Performance evaluation of a new clean CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid [J]. Applied Chemical Industry, 2014, 43(1): 16–19.
- [19] 傅玉,李永明,丁咚. 川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术先导试验[J]. 油气井测试, 2018, 27(1): 42–47.  
FU Yu, LI Yongming, DING Dong. Field test of self-suspending proppant for sand fracturing technology in West Sichuan [J]. Well Testing, 2018, 27(1): 42–47.
- [20] 杨胜来,邱吉平,何建军,等. 高温高压下 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液摩阻计算研究[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(6): 1–4.  
YANG Shenglai, QIU Jiping, HE Jianjun, et al. Study on friction calculation for CO<sub>2</sub>-foam fracturing fluids under high temperature and high pressure [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(6): 1–4.
- [21] 卢拥军,方波,江体乾,等. CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液黏弹性与触变性的表征研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(7): 78–80.  
LU Yongjun, FANG Bo, JIANG Tiqian, et al. Characterization of visco-elasticity and thixotropy for CO<sub>2</sub> foam fracturing fluids [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(7): 78–80.
- [22] 周继东,朱伟民,卢拥军,等. 二氧化碳泡沫压裂液研究与应用[J]. 油田化学, 2004, 21(4): 316–319.  
ZHOU Jidong, ZHU Weimin, LU Yongjun, et al. Studies and uses of carbon dioxide foamed hydrofracturing fluid [J]. Oilfield Chemistry, 2004, 21(4): 316–319.
- [23] 高志亮,吴金桥,乔红军,等. 一种新型酸性交联 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液研制及应用[J]. 钻井液与完井液, 2014, 31(2): 72–75, 78.  
GAO Zhiliang, WU Jinqiao, QIAO Hongjun, et al. Development and application of a new acid crosslinked CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(2): 72–75, 78.
- [24] 郭庆,刘通义,林波,等. 超分子聚合物清洁 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液的研究及应用[J]. 石油与天然气化工, 2016, 45(5): 62–65.  
GUO Qing, LIU Tongyi, LIN Bo, et al. Research and application of a clean supramolecular polymeric CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2016, 45(5): 62–65.
- [25] 申峰,杨洪,刘通义,等. 抗高温清洁 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂液在页岩气储层的应用[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(1): 93–97.  
SHEN Feng, YANG Hong, LIU Tongyi, et al. Application of high temperature clean CO<sub>2</sub> foam fracturing fluid in shale gas reservoirs [J]. Oil Drilling and Production Technology, 2016, 38(1): 93–97.
- [26] 苏博鹏. 海拉尔油田压裂技术现状与发展趋势[J]. 油气井测试, 2017, 26(6): 52–55.  
SU Bopeng. Current situation and developing trend of fracturing technology in Hailar oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 52–55.
- [27] 卫鹏飞,于振东,刘忠良. 不动管柱两层及三层二氧化碳压裂工艺技术[J]. 油气井测试, 2011, 20(4): 66–68.  
WEI Pengfei, YU Zhendong, LIU Zhongliang. Two and three carbon dioxide fracturing technology with fixed string [J]. Well Testing, 2011, 20(4): 66–68.

编辑 刘述忍

第一作者简介:陈挺,男,1982年出生,博士,工程师,2014年毕业于中国石油大学(华东)油气田开发工程专业,现主要从事油气储层改造、油田化学品研发应用工作。电话:022-25921234,18202613027; Email: 15315019827@163.com。通信地址:天津市滨海新区大港油田兴胜道渤海钻探工程技术研究院,邮政编码:300280。