

CO₂ 干法加砂压裂技术研究与实践

宋振云 苏伟东 杨延增 李勇 李志航

汪小宇 李前春 章东哲 王玉

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

宋振云等.CO₂干法加砂压裂技术研究与实践.天然气工业,2014,34(6):55-59.

摘 要 CO₂干法加砂压裂是以CO₂代替常规水力压裂液的一种无水压裂技术,国外(美国和加拿大)的实践成果表明:该方法对低压、低渗透、强水锁/水敏储层的压裂改造效果十分明显。为此,就其增产机理、压裂液体系、密封混砂装置及压裂工艺开展了一系列的试验研究,获得了一系列成果:①CO₂提黏技术使超临界CO₂黏度提高了240~490倍,改善了CO₂压裂液的携砂性和造缝性,是实现CO₂干法加砂压裂的一项关键技术;②CO₂密闭混砂装置的研制实现了对CO₂干法加砂压裂关键装置的配套,能够满足CO₂干法加砂压裂作业的施工需要;③CO₂干法加砂压裂实现了完全自主返排;④CO₂干法加砂压裂利用CO₂代替水基压裂液,能够大量节约压裂作业的耗水量,实现循环经济;⑤CO₂干法加砂压裂工艺是可行的,对低压、低渗透、强水锁伤害储层具有较好针对性,表现出了良好的增产效果。

关键词 二氧化碳 干法压裂 无水压裂 密闭混砂装置 黏度 应用 苏里格气田 增产效果

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.06.009

Experimental studies of CO₂/sand dry-frac process

Song Zhenyun, Su Weidong, Yang Yanzeng, Li Yong, Li Zhihang, Wang Xiaoyu,

Li Qianchun, Zhang Dongzhe, Wang Yu

(1. *Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., CNPC, Xi'an, Shaanxi 710018, China*; 2. *National Engineering Laboratory for Low-permeability Oil & Gasfield Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China*)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 6, pp.55-59, 6/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The CO₂/sand dry-frac process involves a waterless fracturing technology with CO₂ replacing the conventional hydraulic fracturing fluid. The application of the technology in foreign countries (the USA and Canada) show its strong performance in low-pressure and low-permeability reservoirs with high fluid-block and strong water sensitivity. A series of experimental studies were conducted of stimulation mechanism, fracturing fluid system, pressurized closed-system sand blender, and fracturing process. The following achievements were made. First, the CO₂ viscosity enhancement technology is successfully developed, increasing the CO₂ viscosity by 240 - 490 times and improving the sand-carry and fracture-making capacity of CO₂ fracturing fluid, so it is served as a key technology to achieve the CO₂/sand dry-frac process. Second, the development of CO₂ pressurized closed-system sand blender realizes the allocation of critical devices for the CO₂/sand dry-frac process. Third, absolute automatic flowback is also realized. Fourth, CO₂ is used to replace the water-based fracturing fluid, saving a great amount of water consumed in fracturing to make the recycling and low cost both realized. Fifth, the CO₂/sand dry-frac process is feasible and will obviously improve the stimulation in low-pressure and low-permeability reservoirs with serious fluid block.

Keywords: CO₂, dry fracturing, waterless fracturing, pressurized closed-system blender, viscosity, application, Sulige Gas Field

作者简介:宋振云,1962年生,高级工程师;主要从事油气田开发工程技术的研究和管理工作。地址:(710021)陕西省西安市长庆兴隆园小区长庆科技大厦。电话:(029)86594676。E-mail:zhyuns@163.com

CO₂ 干法加砂压裂是以 CO₂ 代替常规水力压裂液的一种无水压裂技术。

CO₂ 干法加砂压裂具有诸多优点,主要体现在较小的储层渗透率伤害,较高的支撑裂缝导流能力保留系数,较快的压后返排速度和对吸附性天然气的解析等方面。对于提高水敏/水锁伤害严重储层和吸附性天然气储层(页岩气、煤层气等)产能具有明显技术优势,是一项非常有前景的增产改造技术。

截至 2003 年,以美国和加拿大为首的北美地区已经完成了 1 100 余井次 CO₂ 干法加砂压裂的现场应用,尤其对页岩气储层增产效果特别明显^[1]。

国内对于 CO₂ 干法加砂压裂技术的研究尚处于起步阶段。CO₂ 干法加砂压裂的主要技术难点包括压裂液携砂能力差,滤失速度快,难以实现高砂比、大砂量作业;地面施工压力高,提高了对压裂管柱、井口装置和地面设备的性能要求;常规压裂所使用的混砂设备无法满足作业需要,需研制专用的密闭混砂设备^[2],并配套相应的地面流程和井筒管柱。

1 CO₂ 干法加砂压裂的增产机理

强水敏/水锁伤害储层由于水基压裂液的滤失而导致较大的储层渗透率损害,影响压裂作业的增产效果。低压、低渗透气藏普遍具有较强的水锁伤害^[3],例如苏里格气田上古生界砂岩储层的水锁伤害率为 24.9%~68.2%^[4]。

CO₂ 干法加砂压裂能够较大幅度的提高强水敏/水锁伤害储层的压后产量,主要体现在:①压裂液具有极低的界面张力,受热汽化后能够从储层中完全、迅速返出;②压裂液无残渣,对支撑裂缝导流床具有较好的清洁作用,保持了较高裂缝导流能力和较长的有效裂缝长度;③CO₂ 在地层原油中具有较高的溶解度,能够降低地层原油黏度^[5],改善原油流动性;④超临界 CO₂ 具有极低的界面张力,理论上,对非常规天然气储层中吸附气的解析具有促进作用。

2 CO₂ 干法压裂液体系

CO₂ 黏度较低,液态下黏度约为 0.1 mPa·s,气态和超临界状态下黏度约为 0.02 mPa·s。较低的黏度导致压裂液滤失量大,携砂和造缝能力差,需通过提高黏度改善体系性能。提高 CO₂ 黏度的方法是添加与 CO₂ 相容的化学剂^[6-7]。液态 CO₂ 为非极性分子,是一个非常稳定的溶剂,具有极低的介电常数、黏度和表面张力^[8],常规增稠剂无法与 CO₂ 混溶提黏,需要开发特殊结构的提黏剂产品。

采用分子模拟技术^[9],从微观、介观和宏观三个层次研究了 CO₂ 黏度随温度、压强变化的基本规律,探索化学剂的种类、浓度影响 CO₂ 黏度的微观机理,并进行提黏剂分子结构的设计,结合室内实验,研发了一种 CO₂ 提黏剂 TNJ,建立了 CO₂ 干法压裂液体系,配方为:1.5%~2.0% TNJ+(98.5%~98.0%)液态 CO₂。

2.1 黏度

在温度 62~63 °C、压力 15~20 MPa 实验条件下,1.5%TNJ+98.5%CO₂ 压裂液黏度为 5~9 mPa·s;2%TNJ+98%CO₂ 压裂液黏度为 6~10 mPa·s。实验结果表明,1.5%~2.0%提黏剂加量下,超临界 CO₂ 黏度提高了 240~490 倍,较大幅度地提高了 CO₂ 的黏度(图 1、2)。

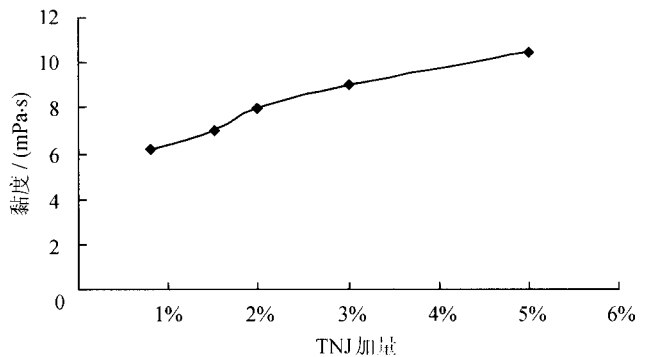


图 1 CO₂ 压裂液黏度—提黏剂 TNJ 加量关系图

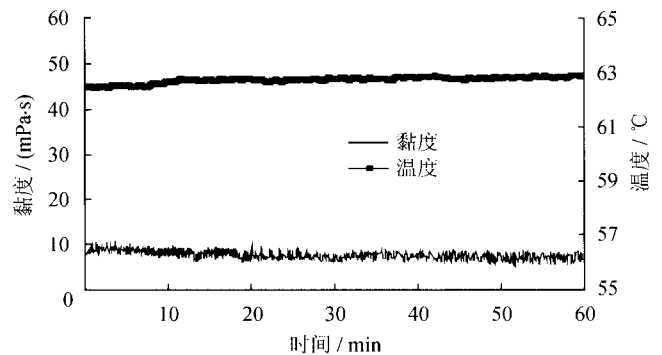


图 2 CO₂ 压裂液(2%TNJ+98%CO₂)黏度—时间关系图

2.2 管路摩阻损失

根据现场试验的测试结果,近似计算了 CO₂ 干法压裂液在 $\varnothing 88.9$ mm 油管(内径 76.0 mm)内的管路摩阻损失,不同排量下的摩阻损失系数见表 1。

2.3 滤失性

在天然气储层中,由于 CO₂ 干法压裂液无残渣,且黏度远高于天然气,压裂液的滤失主要受压裂液黏

表1 $\varnothing 88.9$ mm 油管中 CO₂ 干法压裂液的管路摩擦损失表

排量/(m ³ ·min ⁻¹)	单位长度摩阻损失/(MPa·km ⁻¹)
2.4	10.8
2.0	9.6
1.7	5.7
1.4	4.0

度和地层流体的压缩性控制。由于当前尚无 CO₂ 干法压裂液滤失性测定的实验装置,使用理论公式计算了对于渗透率为 0.4~1.2 mD,孔隙度为 14.0%,地层温度为 104.6 °C 的天然气储层,在压差为 5~14 MPa 下的滤失系数的数量级为 10⁻³~10⁻² m/min^{0.5}。

2.4 岩心基质渗透率损害率

目前尚无 CO₂ 干法压裂液对岩心基质渗透率损害率测定装置,仅对 CO₂ 提黏剂 TNJ 的岩心基质渗透率损害率进行了评价。

实验结果表明,CO₂ 提黏剂 TNJ 对岩心渗透率平均损害率 2.75%,损害较小(表 2)。

表2 CO₂ 提黏剂 TNJ 的岩心基质渗透率损害率数据表

岩心号	基质渗透率/mD	孔隙度	渗透率损害率
1	0.075	5.578%	1.58%
2	0.093	9.287%	3.92%

3 CO₂ 密闭混砂装置

压裂作业中普遍使用的压裂泵能够泵输液态 CO₂,若 CO₂ 气化将导致压裂泵走空、失效。因此,在施工过程中,需确保地面泵注系统内的 CO₂ 以液态形式存在。

CO₂ 相态受温度、压力影响敏感,常规水力压裂作业所使用的混砂装置无法满足 CO₂ 干法加砂压裂作业需要。为此,自主研发了一套 CO₂ 密闭混砂装置,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。

3.1 密闭混砂装置组成

密闭混砂装置主要由混砂罐总成、动力系统、监测与控制系统和管汇系统组成。

混砂罐总成用于存放压裂施工使用的支撑剂,具有保温功能,利用罐内的输砂螺旋将支撑剂输送到压裂管线中。

动力系统为安装在输砂螺旋上的液压马达提供动力,具备低转速、大扭矩的特性,在一定范围内实现转

速的无级调节。

采用手动、自动一体式远距离集中控制设计,能够监测混砂装置的罐内压力,供液流量和支撑剂浓度等数据。能够对装置的阀门,输砂螺旋的转速进行远程精确调节。

管汇系统包含气相管汇、液相管汇、液位控制管汇、液相增压管汇、进排气管汇等,用于配合控制系统完成支撑剂充装、冷却、返排等工艺过程。

3.2 主要技术参数

技术参数为:工作压力 2.5 MPa;工作温度 -20 °C;容积 10 m³;最大输砂速率 0.5 m³/min。

4 CO₂ 干法加砂压裂工艺

CO₂ 干法加砂压裂工艺需要统筹考虑储层特征、压裂液性质、井筒管柱、压裂设备和压后投产等多方面因素,以保证增产效果和施工安全。

4.1 压裂模型

优选了具有 CO₂ 压裂液描述模块的全三维压裂软件作为 CO₂ 干法加砂压裂设计的模拟器,该模拟器能够进行可压缩性压裂液的压裂设计和分析。

4.2 压裂参数设计

注入排量大小对于 CO₂ 干法加砂压裂的成功实施十分重要,通过提高注入排量能够改善 CO₂ 压裂液的携砂能力和造缝能力,提高 CO₂ 压裂液效率^[10]。

CO₂ 干法压裂液具有较高的支撑裂缝导流能力保留系数,在较低施工砂比时即可达到常规水力压裂高砂比的导流能力。一般将 CO₂ 干法加砂压裂的平均砂比控制在 10% 以内。

CO₂ 干法加砂压裂需要较高的前置液比例,用于降低储层裂缝内温度,改善造缝性,保障加砂作业安全。

4.3 压裂管柱设计

CO₂ 压裂液具有较高的管路摩擦损失^[11],一般来说 $\varnothing 73.02$ mm 油管难以满足大排量施工需要,普遍采用 $\varnothing 88.9$ mm 油管作为压裂管柱。

由于 CO₂ 的低温特性和较强的穿透性,为保证套管安全,需在油管下端加装封隔器^[12],优选压缩式封隔器。

4.4 压裂设备配套及地面管汇设计

CO₂ 干法加砂压裂施工的地面设备流程如图 3 所示。

连接 CO₂ 储罐与压裂泵上水室的管线为高压软管,压裂施工过程中管线内的压力在 2.0~2.5 MPa。

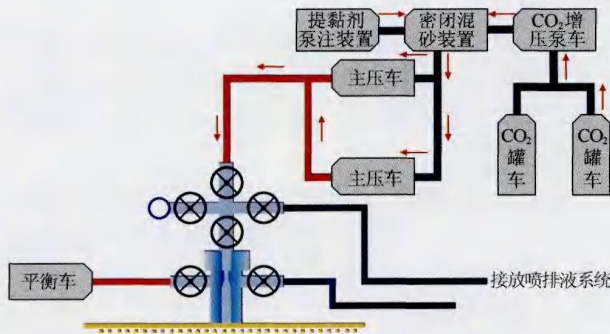


图 3 CO₂ 干法加砂压裂施工压裂设备连接流程图

压裂泵的供液需通过 CO₂ 循环增压泵来实现, CO₂ 循环增压泵连接压裂泵与 CO₂ 储罐, 向压裂泵提供足量的液态 CO₂ 供给。

在地面返排流程中应配套除砂器, 用于除掉压后返排过程中带出的支撑剂, 保护地面返排流程安全。在除砂器后安装针阀, 用于控制 CO₂ 的排放速度。

4.5 压裂施工步骤

第一步, 使用氮气泵车对地面返排管线和压裂高压硬管线试压。

第二步, 使用 CO₂ 储罐气相对高压软管线试压。

第三步, 冷却地面管线及压裂设备。

第四步, 按泵注程序表进行压裂施工。

第五步, 关井。

第六步, 拆卸压裂管线及设备。

4.6 压后返排控制

CO₂ 加砂压裂作业结束后, 可关井至井筒温度恢复后再开井返排^[12]。返排过程中严格控制返排速度, 防止裂缝出砂。

5 现场试验

2013 年 8 月 12 日在苏里格气田苏东 XX-22 井山 1 层进行了国内第 1 口 CO₂ 干法加砂压裂现场试验。苏东 XX-22 井山 1 段为砂岩储层, 储层有效厚度 8.8 m, 电测解释基质渗透率 0.4~1.2 mD, 地层压力系数 0.86, 属于低压、低渗透、强水锁伤害储层。

压裂施工排量 2.0~4.0 m³/min, 加砂量 2.8 m³, 平均砂比 3.5% (表 3)。压裂施工过程顺利, CO₂ 密闭混砂装置运转平稳, 压裂施工参数及施工曲线如图 4 所示。

压裂施工结果表明, CO₂ 干法加砂压裂形成了有效裂缝, 裂缝宽度能够满足支撑剂的加入需要。苏东 XX-22 井压裂瞬时停泵压力 22.0 MPa, 折算井底压力 52.7 MPa, 远高于地层闭合压力 (40 MPa), 具备了裂

表 3 苏东 XX-22 井压裂施工参数统计表

排量/ (m ³ · min ⁻¹)	砂量/ m ³	平均 砂比	总液量/ m ³	提黏剂 加入比例
2.0~4.0	2.8	3.5%	254.0	1.5%~2.0%

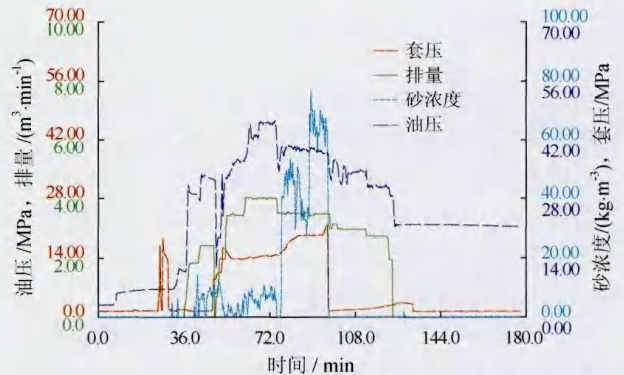


图 4 苏东 XX-22 井山 1 段压裂施工曲线图

缝开启条件。在 2.0~4.0 m³/min 的 CO₂ 注入排量 (1.5%~2.0% 的 CO₂ 提黏剂加量) 下所形成的动态裂缝能够满足 70 kg/m³ 支撑剂的加入需要。

苏东 XX-22 井压后关井 24 h 后放喷返排, 第 2 天点火可燃, 压后 3 d 其 CO₂ 气体排放完毕, 实现完全自主返排。最高关井压力 16.4 MPa, 一点法测试无阻流量 3.0×10⁴ m³/d。

试验井的 2 口胍胶压裂邻井苏东 XX-20 井和苏东 XX-21 井压后排液不通, 井口压力低 (苏东 XX-20 井关井压力为 0, 苏东 XX-21 井关井压力 3.5 MPa), 试气认为 2 口井无产能。相比常规胍胶压裂, CO₂ 干法加砂压裂技术增产效果明显 (表 4)。

现场试验结果表明, CO₂ 提黏剂达到了改善 CO₂ 性能的预期目的; CO₂ 密闭混砂装置工作稳定, 数据录取连续, 性能可靠; 工艺流程和设计结果与实际情况相符, 较好地指导了现场作业; 对于苏东 XX-22 井山 1 段, CO₂ 干法加砂压裂相比水力压裂邻井具有更好的增产效果。

6 结论与认识

1) CO₂ 干法加砂压裂工艺是可行的, 对低压、低渗、强水锁伤害储层具有较好针对性^[13-14], 表现出了良好的增产效果。

2) CO₂ 提黏技术使超临界 CO₂ 黏度提高了 240~490 倍, 改善了 CO₂ 压裂液的携砂性和造缝性, 是实现 CO₂ 干法加砂压裂的一项关键技术。

表 4 苏东 XX-22 井及其邻井物性参数、产能对比表

井号	层位	厚度/m	孔隙度	基质渗透率/mD	含气饱和度	解释结果	无阻流量/(10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
苏东 XX-22	山 ₁	4.0	13.99%	1.18	66.0%	气层	3
	山 ₁	4.8	9.04%	0.40	55.6%	含气层	
苏东 XX-20	山 ₁ ¹	5.5	7.05%	0.14	46.8%	气层	无产能
	山 ₁ ³	4.4	7.74%	0.24	53.6%	气层	
苏东 XX-21	山 ₁ ²	1.8	7.15%	0.34	36.3%	差气层	无产能
	山 ₂ ²	3.6	8.22%	0.29	45.2%	差气层	

3)CO₂ 密闭混砂装置的研制实现了对 CO₂ 干法加砂压裂关键装置的配套,能够满足 CO₂ 干法加砂压裂作业的施工需要。

4)CO₂ 干法加砂压裂实现了完全自主返排。

5)CO₂ 干法加砂压裂利用 CO₂ 代替水基压裂液,能够大量节约压裂作业的耗水量,实现循环经济。

6)提高加砂量,降低施工成本是 CO₂ 干法加砂压裂技术的下步发展方向。

参 考 文 献

- [1] YOST II A B, MAZZA R L, REMINGTON II R E. Analysis of production response to CO₂/sand fracturing: A case study[C]//paper 29191 presented at the 1994 Eastern Regional Meeting, 8-10 November 1994, Charleston, West Virginia, USA. New York: SPE, 1994.
- [2] TUDOR R, VOZNIAK C, PETERS W, et al. Technical advances in liquid CO₂ fracturing[C]//paper PETSOG 94-36 presented at the Annual Technical Meeting, 12-15 June 1994, Calgary, Canada.
- [3] LESTZ R S, WILSON L, TAYLOR R S, et al. Liquid petroleum gas fracturing fluids for unconventional gas reservoirs[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(12): 68-72.
- [4] 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.
- [5] 才博, 王欣, 蒋廷学, 等. 液态 CO₂ 压裂技术在煤层气气压裂中的应用[J]. 天然气技术, 2007, 1(5): 40-42.
CAI Bo, WANG Xin, JIANG Tingxue, et al. Application of hydraulic CO₂ fracturing technique in coalbed gas fracturing[J]. Natural Gas Technology, 2007, 1(5): 40-42.
- [6] STEVENS Jr., JAMES F. Fracturing with a mixture of carbon dioxide and alcohol; US Patent 4887671 [P]. 1989-12-19.
- [7] SHEN Z, MCHUGH M A, XU J, et al. CO₂-solubility of oligomers and polymers that contain the carbonyl group[J]. Polymer, 2003, 44(5): 1491-1498.
- [8] TRICKETT Kieran, XING Dazun. Rod-like micelles thicken CO₂ [J]. Langmuir, 2010, 26(1): 83-88.
- [9] CHATZIS Georgios, SAMIOS Jannis. Binary mixtures of supercritical carbon dioxide with methanol: A molecular dynamics simulation study[J]. Chemical Physics Letters, 2003, 374(1/2): 187-193.
- [10] SETTARI A, BACHMAN R C, MORRISON D C. Numerical simulation of liquid CO₂ hydraulic fracturing[C]//paper PETSOG-86-37-76 presented at the 37th Annual Technical Meeting, 8-11 June 1986, Calgary, Canada.
- [11] 苏伟东, 宋振云, 马得华, 等. 二氧化碳干法压裂技术在苏里格气田的应用[J]. 钻采工艺, 2011, 34(4): 39-44.
SU Weidong, SONG Zhenyun, MA Dehua, et al. Application of CO₂ fracturing technology in Sulige Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(4): 39-44.
- [12] LILLIES A T, KING S R. Sand fracturing with liquid carbon dioxide[C]//paper 11341-MS presented at the SPE Production Technology Symposium, 8-9 November 1982, Hobbs, New Mexico, USA. New York: SPE, 1982.
- [13] KING S R. Liquid CO₂ for the stimulation of low-permeability reservoir [C]//paper 11616-MS presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, 14-16 March 1983, Denver, Colorado, USA. New York: SPE, 1983.
- [14] YOST A B, MAZZA R L, GEHR J B. CO₂/sand fracturing in Devonian shales[C]//paper 26925-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 2-4 November 1993, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. New York: SPE, 1993.

(修改回稿日期 2014-03-18 编辑 韩晓渝)