

硅氧烷增稠 CO₂ 压裂液高压流变性

李宾飞¹, 柏 浩¹, 李 强¹, 左家强², 李爱山², 李兆敏¹, 王彦玲¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东东营 257000)

摘要:压裂过程中 CO₂ 压裂液相态和流变特性复杂多变, CO₂ 压裂液的高压流变性是压裂设计的基础。制备一种硅氧烷类增稠剂, 测试其增稠性能, 并通过改变增稠剂质量分数、温度、压力研究增稠后的 CO₂ 压裂液在毛细管内流动的流变特性。结果表明: 8~16 MPa 条件下, 硅氧烷增稠 CO₂ 压裂液表现为典型的幂律流体特性; 温度和压力对硅氧烷增稠的 CO₂ 流变性影响显著, 随着温度升高, 硅氧烷增稠 CO₂ 的表观黏度降低, 稠度系数与流变指数均减小, 在 30~40 ℃, CO₂ 由液态变为超临界状态, 增稠 CO₂ 的表观黏度大幅度下降; 随着压力升高, 硅氧烷增稠 CO₂ 表观黏度升高, 稠度系数增大, 流变指数减小, CO₂ 压裂液的非牛顿性增强, 压力由 8 MPa 升高至 16 MPa, 硅氧烷增稠 CO₂ 的表观黏度增大 62%。

关键词: CO₂ 压裂液; 高压流变性; 硅氧烷增稠剂; 流变参数

中图分类号: TE 311 **文献标志码:** A

引用格式: 李宾飞, 柏浩, 李强, 等. 硅氧烷增稠 CO₂ 压裂液高压流变性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 114-120.

LI Binfei, BAI Hao, LI Qiang, et al. Experimental study on rheological properties of siloxane thickened CO₂ under high pressure[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(6): 114-120.

Experimental study on rheological properties of siloxane thickened CO₂ under high pressure

LI Binfei¹, BAI Hao¹, LI Qiang¹, ZUO Jiaqiang², LI Aishan², LI Zhaomin¹, WANG Yanling¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Shengli Oilfield Branch, SINOPEC, Dongying 257000, China)

Abstract: The phase state and rheological properties of CO₂ as a fracturing fluid during fracturing are complex, and its viscosity is fundamental for the process design. In this study, siloxane was tested as a thickener of CO₂, and its thickening behavior was investigated at high pressure. The rheological property of the thickened CO₂ was measured using a capillary method, in which the effects of thickener mass fraction, temperature and pressure on the viscosity of CO₂ were investigated. The experimental results show that the thickened CO₂ can be characterized as a typical power-law fluid under pressure of 8–16 MPa, and its viscosity are influenced significantly by the variation of temperature and pressure. With increasing temperature, the apparent viscosity of the thickened CO₂, the consistency coefficient and the flow index decrease. In the temperature range of 30–40 ℃, CO₂ changes from liquid to supercritical state, and its apparent viscosity decreases dramatically. As pressure increases, the apparent viscosity of the thickened CO₂ as well as the consistency coefficient increase, while the flow index decreases, and the non-Newtonian feature of the thickened CO₂ is enhanced. The apparent viscosity of the thickened CO₂ can be increased by 62% when pressure increases from 8 MPa to 16 MPa.

Keywords: CO₂ fracturing fluid; high pressure rheology; siloxane thickener; rheological parameters

收稿日期: 2018-07-11

基金项目: 国家自然科学基金项目(51574264); 国家科技重大专项(2017ZX05072); 山东省自然科学基金项目(ZR2015EL015)

作者简介: 李宾飞(1978-), 男, 副教授, 博士, 研究方向为 CO₂ 油气增产、泡沫流体在油气田开发中的应用。E-mail: libinfei@upc.edu.cn。

致密油气的开发对于改善中国能源结构具有重要意义^[1-2],储层压裂是致密油气开发的关键技术^[3-4],尤其是利用液态或超临界 CO₂ 进行压裂已经成为致密油气储层增产改造的一种可行途径^[5-10]。但由于液态 CO₂ 黏度极低,作为压裂液时携砂能力差,一般需要加入与之相溶的增稠剂提高黏度,改善其携砂性能^[11-18]。在 CO₂ 压裂过程中,井深和井筒内温度和压力发生改变,导致 CO₂ 压裂液的流变性也复杂多变,这严重影响着压裂施工的效果^[19-22]。笔者合成一种硅氧烷类 CO₂ 增稠剂,通过高压管流变系统,测试其增稠性能,并研究温度、压力以及增稠剂质量分数对 CO₂ 流变特性的影响。

1 实验

1.1 实验材料

实验过程中所用到的主要实验材料为 CO₂(纯度为 99.99%,青岛天源气体有限公司)、毛细管、Honeywell 差压传感器、CO₂ 增稠剂(硅氧烷类)。

该增稠剂以硅氧烷聚合物为基础链节,以六甲基二硅氧烷为封端剂来实现聚合物与二氧化碳分子作用时的封端作用而实现增稠效果(“封端”是指在此反应中,在适当的时候,为阻止聚合物的链继续延长而切断聚合物链使其不再变化的作用;“封端剂”是指在聚合物两端,控制分子量的小分子硅氧烷)。该物质属于非极性物质,呈无色透明澄清液体状,纯度 99.8%,难溶于水,实验所用助溶剂为甲苯。图 1 为合成硅氧烷类 CO₂ 增稠剂分子式。

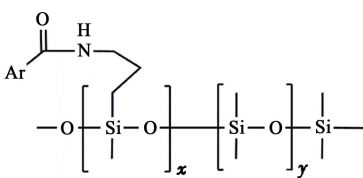


图 1 硅氧烷类 CO₂ 增稠剂分子式

Fig.1 Siloxane thickener molecular formula

1.2 CO₂ 增稠剂制备

- (1)首先取一定量的甲基二乙氧基硅烷加入烧杯中,倒入适量水后充分搅拌数小时,取出于 50 ~ 75 ℃ 下烘干。
- (2)向(1)中烘干后所得产物中加入自制的酸性催化剂和不饱和胺反应数小时。
- (3)将(2)所得产物分离纯化,再于超低温下加入芳香酰氯进行反应 1 h,并再次将反应所得混合物分离纯化。
- (4)将(3)所得产物和八甲基环四硅氧烷按比例加入至三口烧瓶,并加入自制的碱性催化剂充氮气反应 12 h,此过程温度需保持在 100 ℃ 以上。
- (5)将(4)所得产物从三口烧瓶取出,分离纯化,即得目标产物。

1.3 实验装置

图 2 为毛细管内液态 CO₂ 流变性研究装置的流程。实验装置主要包括 CO₂ 高压流变性测试装置和供气装置、供液(增稠剂)装置等。该装置实现了对 CO₂ 高压流变性的测试,并且可以研究不同因素(如增稠剂浓度、温度、压力等)对增稠 CO₂ 高压流变性的影响。

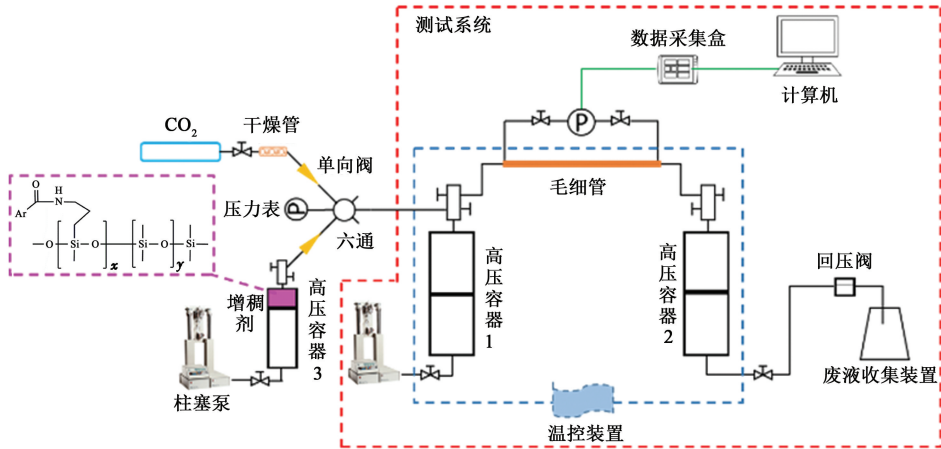


图 2 CO₂ 高压流变性测试装置流程

Fig.2 Schematic of thickened CO₂ rheological measurement apparatus

CO₂ 高压流变性测试装置主要包括一段管径 D 为 0.6 mm,管长 L 为 2.5 m 的毛细管、内部设置有

可上下移动的活塞的高压容器、一台控温范围为 -20 ~ 100 ℃ 的低温恒温水浴箱,以及流速准确度为

0.3%的柱塞泵和精度为0.065%的差压传感器。实验过程中,高压容器1和高压容器2可交换替代使用,方便测量过程中循环多次测量。

1.4 实验方法

实验时,启动柱塞泵,以较低的、恒定的速率驱动液态CO₂流经毛细管测试段,接在毛细管两端的差压变送器会自动测量并记录毛细管两端的压差,通过数据采集装置传输到计算机上,再利用流变学公式计算出液态CO₂的黏度、流变参数,进而分析其流变特性。

1.5 实验原理

利用毛细管研究流体流变性^[23]的原理是:在稳定(定常)层流流动条件下,测定流量与一定管长上的压力降,通过数学关系式,整理出剪切应力与剪切速率的关系曲线和表观黏度与剪切速率的关系曲线,进而通过曲线拟合得到其本构方程。在实验中,需要测定的量是剪切应力 τ 和剪切速率 γ ,但实际能测定的量是压力降与流量。

在同一管截面上压力(压强)为常数的近似条件下,由在等截面管道中定常流动的力的平衡条件(忽略质量力)可得

$$\tau_w = \frac{D\Delta p}{4L}. \quad (1)$$

式中, D 为圆管半径,m; L 为圆管长度,m; p 为圆管两端的压降,Pa; τ_w 为圆管壁面剪切应力,Pa。

对于一般的纯黏性非牛顿流体在圆管内层流流动时,流量与壁面剪切速率的关系式已由 Metzner & Reed 公式给出:

$$\gamma_w = \left| \frac{du}{dr} \right|_m = \left(\frac{3}{4} + \frac{1}{4n'} \right) \frac{8u_m}{D}. \quad (2)$$

其中

$$u_m = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad \frac{1}{n'} = \frac{d \ln \left(\frac{8u_m}{D} \right)}{d \ln \left(\frac{D\Delta p}{4L} \right)}.$$

式中, γ_w 为圆管内流体的壁面剪切速率,s⁻¹。

由式(1)、(2)可知,圆管内流体的表观黏度可以表示为

$$\eta = \frac{\tau_w}{\gamma_w} = \frac{\frac{D\Delta p}{4L}}{\left(\frac{3}{4} + \frac{1}{4n'} \right) \frac{8u_m}{D}}. \quad (3)$$

由此可见,先根据实验数据作出 $\ln \left(\frac{8u_m}{D} \right) \sim \ln \left(\frac{D\Delta p}{4L} \right)$ 曲线,在一般情况下是一条曲线,曲线的斜

率就是 n' 的值。因此对应于每一 $\frac{8u_m}{D}$ 的值可从 $\ln \left(\frac{8u_m}{D} \right) \sim \ln \left(\frac{D\Delta p}{4L} \right)$ 曲线图上得到 n' 的值,然后将其带入式(2)即可求得壁面剪切速率 γ_w 。

若 $\ln \left(\frac{8u_m}{D} \right) \sim \ln \left(\frac{D\Delta p}{4L} \right)$ 曲线是直线,则 n' 为常数。此时,非牛顿流体的本构方程就可以描述为

$$|\tau_w| = K' \left(\frac{8u_m}{D} \right)^{n'}. \quad (4)$$

其中

$$n' = \tan \alpha.$$

式中, $\ln K'$ 为截距。

对于幂律流体,存在

$$n' = n, \quad (5)$$

$$K' = K \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n. \quad (6)$$

由此可求得幂律流体的流变指数 n 和稠度系数 K 。

2 实验结果分析

2.1 增稠剂质量分数对 CO₂ 流变性的影响

研究温度为 20℃、压力为 8 MPa 条件下,不同增稠剂质量分数下 CO₂ 压裂液的表观黏度和流变性。在测试温度压力下,含有不同质量分数增稠剂的 CO₂ 压裂液均表现为澄清透明液体状,表明溶解性能较好。测试时保持毛细管内 CO₂ 压裂液的平均流速分别为 0.02、0.03、0.04 和 0.05 m/s。

结合式(2)、(3)可绘制出硅氧烷增稠 CO₂ 的表观黏度与剪切速率曲线,如图 3 所示。由图 3 可知,不添加增稠剂时,随着剪切速率的增加,CO₂ 表观黏

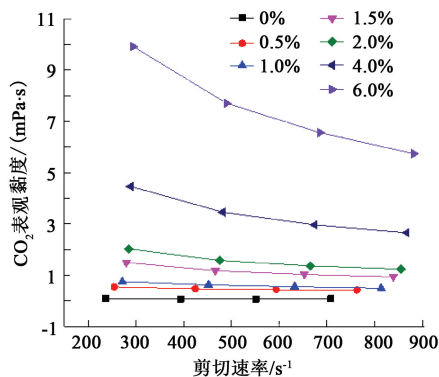


图3 不同增稠剂质量分数下的表观黏度与剪切速率关系

Fig.3 Relationship between apparent viscosity and shear rate at different thickener mass fraction

度保持不变,纯 CO₂ 呈现出牛顿流体特性。添加硅氧烷增稠剂后,随着剪切速率的增加,增稠 CO₂ 的表观黏度逐渐降低,最终趋于稳定;且增稠剂的质量分数越大,表观黏度下降越明显,这说明硅氧烷增稠 CO₂ 具有剪切变稀特性。分析认为,随着剪切速率的增大,分子间相对位置发生大的变化,引起分子间相互作用力减弱,导致在低剪切速率下形成的分子键被破坏,难以形成稳定分子链,宏观上则体现为表观黏度下降。

根据实验结果绘制 $\ln\left(\frac{8u_m}{D}\right) \sim \ln\left(\frac{D\Delta p}{4L}\right)$ 曲线,如图 4 所示。由图 4 可知,20 ℃、8 MPa 下不同增稠剂质量分数下的 $\ln\left(\frac{8u_m}{D}\right) \sim \ln\left(\frac{D\Delta p}{4L}\right)$ 曲线基本呈直线,说明硅氧烷增稠 CO₂ 为典型的幂律型流体,其流变性可通过流变指数 n 和稠度系数 K 描述。通过曲线拟合,得到流变指数 n ,直线的纵截距即 $\ln K'$,结合式(6)可计算得到硅氧烷增稠 CO₂ 在不同增稠剂质量分数下的稠度系数 K ,结果如图 5 所示。

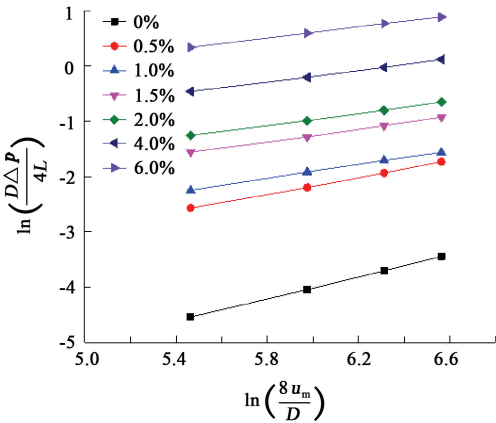


图 4 不同增稠剂质量分数的 $\ln\left(\frac{8u_m}{D}\right) \sim \ln\left(\frac{D\Delta p}{4L}\right)$ 曲线

Fig. 4 Curves of $\ln\left(\frac{8u_m}{D}\right) \sim \ln\left(\frac{D\Delta p}{4L}\right)$ at different thickener mass fraction

由图 5 可以看出,硅氧烷增稠 CO₂ 的流变指数 n 随着增稠剂质量分数的增加而增加,稠度系数 K 随着增稠剂质量分数的增加而减小,增稠剂质量分数越高,CO₂ 的非牛顿性越明显。值得注意的是,在增稠剂质量分数由 0 增加至 6% 时,液态 CO₂ 的流变指数 n 数和稠度系数 K 各自减小或增大的速度并不均一:当增稠剂质量分数由 0 增加至 2% 时,流变指数 n 由 0.997 5 变为 0.545 9,减小约 45.27%,而当增稠剂质量分数由 2% 增加至 6% 时,流变指数 n 只减小了 7.64%,但仍保持减小的趋势;当增稠剂

质量分数由 0 增加至 2% 时,稠度系数 K 增大了 549 倍,而当增稠剂质量分数由 2% 增加至 6% 时,稠度系数 K 仅增大 6.3 倍,说明增稠剂的添加并不能无限度提高 CO₂ 的表观黏度。

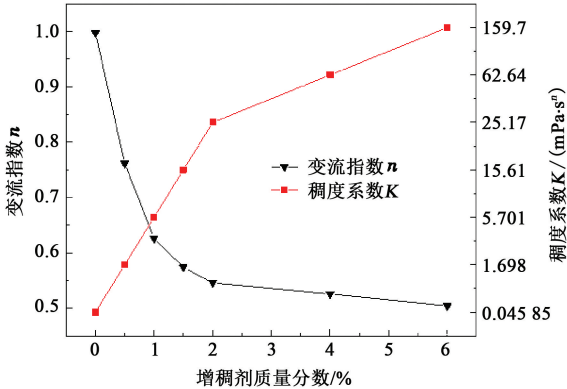


图 5 CO₂ 流变指数和稠度系数随增稠剂质量分数的变化

Fig. 5 Variation of rheological index and consistency of CO₂ with thickener mass fraction

20 ℃、8 MPa 时纯 CO₂ 和纯水的黏度分别为 0.075 45 和 1.005 mPa · s,0.5%、1%、1.5%、2%、4%、6% 增稠 CO₂ 的黏度分别为 0.542 59、0.746 06、1.492 13、2.022、4.463 67、9.919 26 mPa · s。计算得到不同增稠剂质量分数对 CO₂ 的增稠倍数如图 6 所示。当增稠剂质量分数为 6% 时,液态 CO₂ 黏度约为 9.92 mPa · s,相比纯 CO₂ 黏度提高约 133 倍,同时也明显高于纯水的黏度。由此可得硅氧烷增稠剂可以显著增加 CO₂ 的黏度。

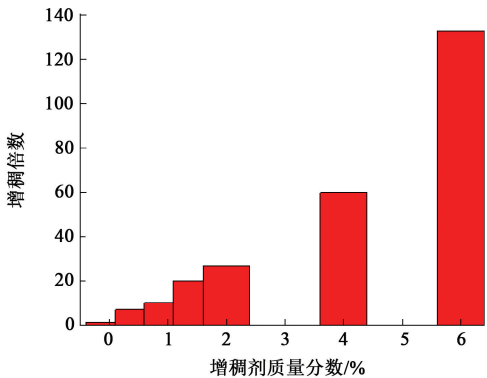


图 6 不同增稠剂质量分数下增稠倍数

Fig. 6 Thickening times at different thickener mass fraction

2.2 温度对高压 CO₂ 流变性的影响

CO₂ 压裂液注入过程中,由于和地层的换热,温度逐渐升高,导致 CO₂ 相态和物性发生剧烈变化,因此温度变化会显著影响 CO₂ 压裂液性能。压力为 8 MPa,增稠剂质量分数为 1%,不同温度及剪切

速率条件下的 CO_2 表观黏度如图 7 所示。

图 7 中各温度下的 CO_2 表观黏度随着剪切速率的增加而减小,同时,硅氧烷增稠 CO_2 黏度变化与温度呈负相关关系,即随着温度升高,硅氧烷增稠 CO_2 黏度降低,如图 8 所示。

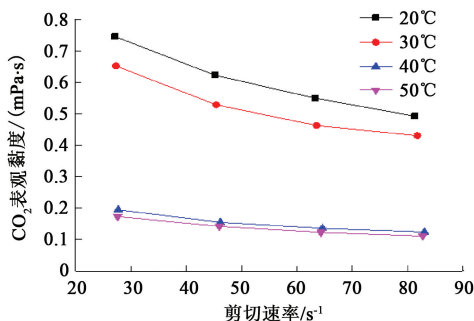


图 7 不同温度下 CO_2 表观黏度与剪切速率的关系

Fig. 7 Relationship between apparent viscosity of CO_2 and shear rates at different temperatures

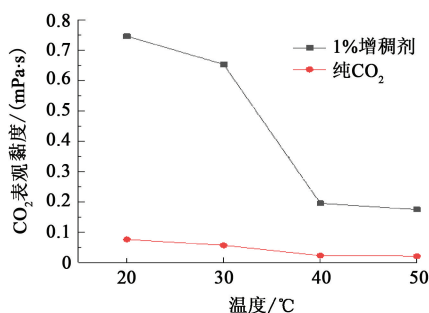


图 8 CO_2 的表观黏度随温度的变化

Fig. 8 Variation of apparent viscosity of CO_2 with temperature

由图 8 可知,随着温度升高,1% 硅氧烷增稠 CO_2 和纯 CO_2 表观黏度均降低,且二者都在温度 30 ~ 40 °C 表观黏度降低程度最大,但降低幅度不等。 CO_2 分子距离增大,分子间作用力减弱,导致其表观黏度降低;对于硅氧烷增稠 CO_2 ,温度升高,增稠剂分子与 CO_2 分子热运动加剧,且两者分子间距离增加,增稠剂分子与 CO_2 分子间形成的特殊化学键的断裂增加,有效化学键数量骤减,引起分子间作用力减弱,导致表观黏度明显降低。由图 8 可知,当温度从 20 °C 升高至 50 °C,1% 硅氧烷增稠后的 CO_2 表观黏度从 0.746 mPa·s 降低至 0.174 mPa·s,减小了约 77%。

对于纯 CO_2 ,当温度从 30 °C 升高至 40 °C 时, CO_2 从液态转变为超临界态,其密度从 705 kg/m³ 降低至 274 kg/m³,如图 9 所示。

图 10 为稠度系数 K 和流变指数 n 随温度的变化。随着温度升高,稠度系数 K 和流变指数 n 都减小,且 30 ~ 40 °C 减小程度最大。

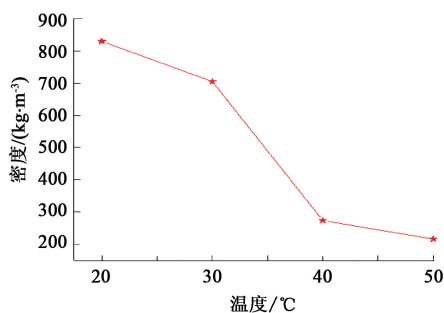


图 9 不同温度下纯 CO_2 的密度变化

Fig. 9 Variation of density of pure CO_2 with temperature

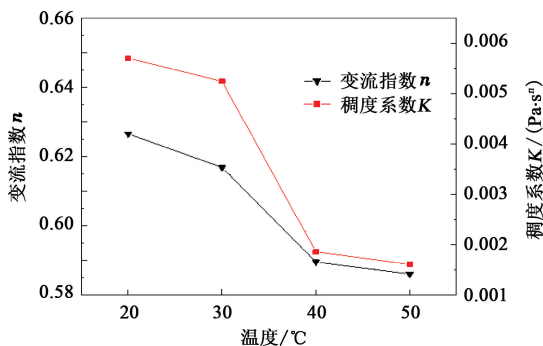


图 10 增稠 CO_2 的稠度系数与流变指数随温度的变化

Fig. 10 Variation of consistency coefficient and rheological index of thickened CO_2 with temperature

2.3 压力对 CO_2 流变性的影响

CO_2 压裂注入过程中,井筒内压力变化显著,对 CO_2 压裂液性能造成明显影响。图 11 为 20 °C、增稠剂质量分数 1% 条件下不同压力与剪切速率下的 CO_2 表观黏度。由图 11 可知,在各压力下 1% 硅氧烷增稠 CO_2 表观黏度随着剪切速率的增加而减小,且随着压力升高,硅氧烷增稠后的 CO_2 黏度逐渐升高。

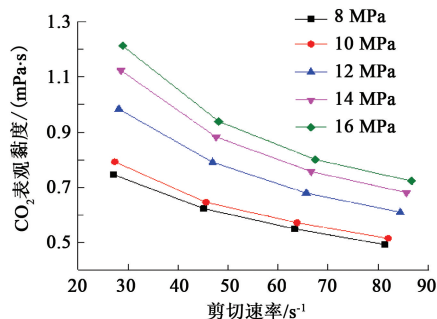


图 11 不同压力下增稠 CO_2 表观黏度与剪切速率的关系

Fig. 11 Relationship between apparent viscosity of thickened CO_2 and shear rates at different pressures

不同压力与剪切速率下的增稠的 CO_2 表观黏

度见图 12。从图 12 可以看出,随着压力升高,纯 CO₂ 和硅氧烷增稠后的 CO₂ 的表观黏度均升高,压力由 8 MPa 升高至 16 MPa 时,纯 CO₂ 的表观黏度由 0.076 mPa·s 升高至 0.094 mPa·s,增大 24%;硅氧烷增稠 CO₂ 的表观黏度由 0.746 mPa·s 升高

至 1.212 mPa·s,增大了 62%。这是因为当压力升高后,CO₂ 分子之间距离减小,CO₂ 分子与硅氧烷分子之间距离也减小,分子间更易形成牢固的化学键,从而增强了分子间作用力,将散乱分布的分子或分子微团聚集在一起,导致 CO₂ 表观黏度增加。

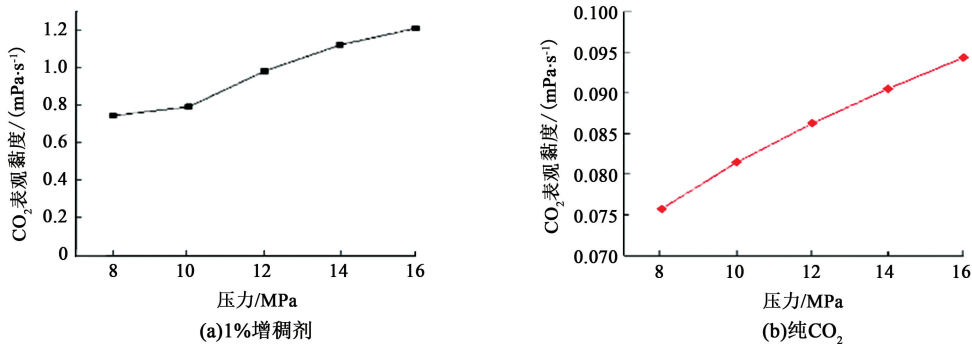


图 12 CO₂ 表观黏度随压力变化

Fig. 12 Variation of apparent viscosity of pure CO₂ with pressure

CO₂ 稠度系数与流变指数变化如图 13 所示。由图 13 可知,随着压力升高,硅氧烷增稠 CO₂ 的稠度系数 K 逐渐增大,而流变指数 n 逐渐减小。这说明随着压力的升高,硅氧烷增稠 CO₂ 的非牛顿性增强,在高剪切速率下,其黏度下降幅度更大。

为超临界状态,其表观黏度、稠度系数以及流变指数降低程度最大。

(3)随着压力升高,硅氧烷增稠 CO₂ 的表观黏度升高、稠度系数增大、流变指数减小,增稠 CO₂ 的非牛顿性增强。

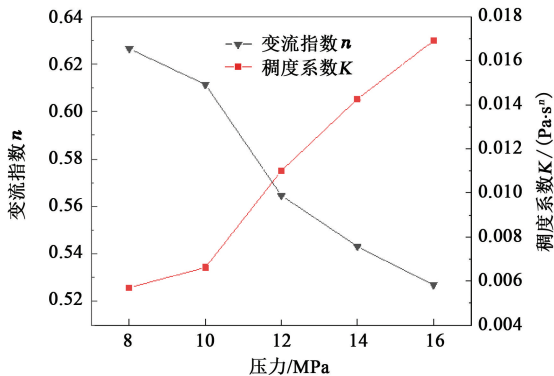


图 13 增稠 CO₂ 稠度系数与流变指数随压力变化

Fig. 13 Variation of consistency coefficient and rheological index of thickened CO₂ with pressure

3 结 论

(1)制备的硅氧烷增稠剂可以提高 CO₂ 表观黏度,当增稠剂质量分数为 6% 时,液态 CO₂ 黏度为 9.92 mPa·s,提高约 133 倍。纯液态 CO₂ 为牛顿流体,硅氧烷增稠后的 CO₂ 具有剪切变稀特性,为典型的幂律流体。

(2)温度对高压 CO₂ 的流变性影响明显。温度升高,硅氧烷增稠后的 CO₂ 表观黏度降低,稠度系数与流变指数均减小。在 30~40℃,CO₂ 由液态变

参考文献:

[1] 张大伟. 中国非常规油气资源及页岩气未来发展趋势[J]. 国土资源情报,2016(11):3-7.
ZHANG Dawei. Future development trend of China's unconventional oil and gas resources and shale gas[J]. Land and Resources Information, 2016(11):3-7.
[2] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.
[3] 邹才能,张国生,杨智,等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术:兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发,2013,40(4):385-399.
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: on unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,40(4):385-399.
[4] 王永辉,卢拥军,李永平,等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报,2012,33(增1):149-158.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Pro-

- gress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(sup1):149-158.
- [5] LI B, Z C, XU J, et al. Experimental study on the dynamic filtration behavior of liquid CO₂ in tight sandstone[J]. *Fuel* 2018, 226: 10-17.
- [6] 任韶然,崔国栋,李德祥,等. 注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热机制与采热能力分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(2): 91-98.
- REN Shaoren, CUI Guodong, LI Dexiang, et al. Development of geothermal energy from depleted high temperature gas reservoir via supercritical CO₂ injection[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2016, 40(2): 91-98.
- [7] LÜ Q, LI Z, LI B, et al. Experimental study on the dynamic filtration control performance of N₂/liquid CO₂ foam in porous media[J]. *Fuel*, 2017, 202: 435-445.
- [8] 李兆敏,吕其超,李松岩,等. 煤层低伤害氮气泡沫压裂液研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 100-106.
- LI Zhaomin, LÜ Qichao, LI Songyan, et al. A nitrogen foam fluid with low formation damage for CBM fracturing treatment[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2013, 37(5): 100-106.
- [9] 王海柱,沈忠厚,李根生. 超临界 CO₂ 开发页岩气技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 30-35.
- WANG Haizhu, SHEN Zhonghou, LI Gensheng. Feasibility analysis on shale gas exploitation with supercritical CO₂[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(3): 30-35.
- [10] 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[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 466-472.
- LIU He, WANG Feng, ZHANG Jin, et al. Fracturing with carbon dioxide: application status and development trend[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(4): 466-472.
- [11] MAZZA R L. Liquid-free CO₂/sand stimulations: an overlooked technology-production update [R]. SPE 72383, 2001.
- [12] 陆友莲,王树众,孙晓,等. 改良干法压裂液摩擦阻力特性实验研究[J]. 工程热物理学报, 2009, 30(9): 1513-1516.
- LU Youlian, WANG Shuzhong, SUN Xiao, et al. Study on characteristics of frictional resistance of a novel dry fracturing fluid[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2009, 30(9): 1513-1516.
- [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] 王香增,吴金桥,张军涛. 陆相页岩气层的 CO₂ 压裂技术应用探讨[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 64-67.
- WANG Xiangzeng, WU Jinqiao, ZHANG Juntao. Application of CO₂ fracturing technology for terrestrial shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1): 64-67.
- [15] WANG F, WANG Y, ZHU Y, et al. Application of liquid CO₂ fracturing in tight oil reservoir [R]. SPE 182401-MS, 2016.
- [16] Jr STEVENS, JAMES F. Fracturing with a mixture of carbon dioxide and alcohol; 4887671[P]. 1989-12-19.
- [17] GUPTA D V S, BOBIER D M. The history and success of liquid CO₂ and N₂ fracturing system [R]. SPE 40016, 1998.
- [18] 孙宝江,孙文超. 超临界 CO₂ 增黏机制研究进展及展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3): 76-83.
- SUN Baojiang, SUN Wenchao. Research progress and prospective of supercritical CO₂ thickening technology [J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2015, 39(3): 76-83.
- [19] 李小江,李根生,王海柱,等. 超临界 CO₂ 压裂井筒流动模型及耦合求解[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(2): 87-94.
- LI Xiaojang, LI Gensheng, WANG Haizhu, et al. A wellbore flow model and coupling solution for supercritical CO₂ fracturing [J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2018, 42(2): 87-94.
- [20] 王在明. 超临界二氧化碳钻井液特性研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东), 2008.
- WANG Zaiming. Feature research of supercritical carbon dioxide drilling fluid[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2008.
- [21] LUO X, WANG S, WANG Z, et al. Experimental investigation on rheological properties and friction performance of thickened CO₂ fracturing fluid[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2015, 133: 410-420.
- [22] LU Y, CUI W, DING Y, et al. A new liquid CO₂ based gel fracturing fluid with cylinder micelles structure[R]. SPE 181836-MS, 2016.
- [23] 李兆敏,蔡国琰. 非牛顿流体力学[M]. 东营:石油大学出版社, 2001.