第42卷第1期
2025年3月25日

油　田　化　学
Oilfield Chemistry

Vol.42　No.1
25 Mar，2025

文章编号：1000-4092（2025）01-038-06

复杂缝网压裂二氧化碳悬浮支撑剂技术及悬砂性能*

黄　涛，钟　颖，牟秋杭，严耀辉，李建林，张　浩

（成都理工大学能源学院，四川 成都 610059）

摘要：滑溜水压裂液由于其自身黏度低、携砂能力弱，往往无法满足压后支撑剂对复杂缝网的高效充填。基于气泡悬砂理论，文章提出一种CO_2悬浮支撑剂技术，并室内试验评价了常温常压、高温高压条件下滑溜水中CO_2悬砂效果。研究结果表明，悬浮支撑剂表面改性涂层能起到稳定的气-固桥联作用，通过吸附CO_2有效降低支撑剂密度，大幅减缓支撑剂在滑溜水中的沉降速度（0.15 cm/min），降低幅度为99%，从而实现滑溜水“低伤害、高携砂”的效果；常温常压下CO_2悬砂性能主要受滑溜水黏度影响，悬浮程度及稳定悬浮时长随滑溜水压裂液黏度增大而增加，基本不受砂比影响；高温高压下，二氧化碳为超临界状态（SC-CO_2），但其依旧能吸附在悬浮石英砂表面起到一定的悬浮作用，使得大量的悬浮石英砂在搅拌过程中被悬浮起来。因此，CO_2悬浮支撑剂技术能显著提高滑溜水压裂液的携砂能力，对降低复杂缝网压裂砂堵风险及提高油气井改造效果具有重要意义。

关键词：缝网压裂；滑溜水；SC-CO_2；桥联效应；悬浮程度

文献标识码：A　　DOI：10.19346/j.cnki.1000-4092.2025.01.006

中图分类号：TE357.1+2　　**开放科学（资源服务）标识码（OSID）：**

0　前言

我国油气资源增储上产已步入了非常规油气时代，预计新增探明储量的70%、新建产能的50%以上来自于非常规油气资源。水平井段内多缝压裂工艺技术的进步，有力支撑了我国非常规油气资源的规模建产[1-3]。针对非常规油气储层体积改造广泛应用的滑溜水压裂液体系，相较线性胶、交联胶压裂液，具有成本低、储层伤害小、造复杂缝网能力强等优点[4]，但是由于其自身黏度较低，携砂能力较弱，矿场应用主要利用大排量水力冲击携砂[5]，导致砂比难以提高且支撑剂铺置不均匀[6-7]，从而无法实现“高效充填、全缝导流”的缝网压裂模式[8]，因此，极大限制了体积压裂的增产能力，导致非常规油气井普遍面临产量递减快、采出程度低等问题。

鉴于大规模水力压裂滑溜水携砂能力不足的问题，大量学者开展了“砂液一体化”的悬浮支撑剂攻关研究[9]，以期提高支撑剂对压裂裂缝的高效充填。目前已开发了3大类悬浮支撑剂：第1类为轻质和超轻质支撑剂[10]，主要利用低密度材料或内部空心的方式降低支撑剂的密度，达到在压裂液中悬浮的效果，但制备成本高、价格昂贵，且存在水敏、老化等现象[11]，此外，大量使用超轻质支撑剂经济不可行；第2类为自悬浮支撑剂[12]，主要由内部骨料和表面涂层组成，骨料为陶粒和石英砂等常规支撑剂，表面涂层为水凝胶或聚合物，当自悬浮支撑剂进入压裂液时，表面涂层可快速溶胀或增稠，从而降低自身密度或增加自身周围压裂液黏度，达到在压裂液中悬浮的效果[13]，但该类支撑剂的表面涂层存在破胶难和储层伤害严重等问题，工艺技术还有

---

*　**收稿日期：**2023-12-19；**修回日期：**2024-04-02；**录用日期：**2024-04-18。

基金项目：国家自然科学基金青年基金“深层页岩多尺度组构表征及其原位力学效应”（项目编号 42302173），四川省自然科学青年基金 “深部破碎地层岩块摩擦特性与井壁失稳机理研究”（项目编号 2023NSFSC0930）。

作者简介：黄涛（2000—），男，成都理工大学石油与天然气工程专业在读硕士研究生（2022—），从事油气储层保护及改造技术方面的研究，通信地址：610059 成都市成华区二仙桥东三路一号成都理工大学能源学院，E-mail：cduthtl3094482141@163.com。

待进步[14]；第3类为气悬浮支撑剂[15]，主要通过对常规支撑剂表面进行气悬浮剂的喷涂改性，形成具有分子厚度的、可高效稳定吸附气泡的涂层[16]，从而使伴注气体能够环绕吸附在支撑剂颗粒表面，降低支撑剂的密度，达到绝大部分支撑剂颗粒在压裂液中悬浮的效果，且不会带来额外储层伤害[17–18]。

水力压裂伴注CO_2过程中，气/液态CO_2流经地面高压管汇到达井底储层，由于储层温度和压力相对于井口都会大幅度升高，导致其状态由气/液态转变为超临界状态（SC-CO_2）[21–22]，在搅拌过程中的超临界CO_2与水互不相溶，呈球珠状分散在水溶液中，且该过程CO_2密度始终介于0.2～0.8 g/cm^3[23]。

基于气泡悬砂理论，本文设想利用压裂伴注CO_2来悬浮支撑剂，通过开展常温常压和高温高压下滑溜水中CO_2悬砂效果试验评价，明确不同黏度、不同砂比下CO_2悬砂增效效果，以此形成CO_2悬浮支撑剂技术，解决滑溜水压裂携砂能力弱的问题，推动非常规油气储层高效充填全缝导流的缝网压裂技术进步。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

液态CO_2，纯度99.99%；聚合物乳液FDR420，主要成分为线性聚丙烯酰胺，江苏富淼科技股份有限公司；普通石英砂，粒径为380～212 μm（40～70目）；悬浮石英砂，粒径为380～212 μm（40～70目），在石英砂表面进行悬浮剂喷涂改性所得，涂层主要由分子膜厚度的覆膜剂（主要成份为具有长链的季铵盐）、表面吸附稳定剂（甲基三乙氧基硅烷）和促进黏合剂（二乙烯三胺）组成，悬浮剂加量为0.5%，喷涂改性前后石英砂的性能基本不变，体积密度分别为1.51、1.49 g/cm^3，视密度分别为2.59、2.53 g/cm^3，破碎率分别为8.03%、7.39%。配液用水为去离子水。

MHY-2000B型吴茵混调器，北京美华仪科技有限公司；可视化高温高压搅拌釜，耐压≤40 MPa、耐温≤100 ℃，自主研发；ZNN-D6型六速旋转黏度计，青岛恒泰达机电设备有限公司。

1.2　实验方法

1.2.1　压裂液的配制

向500 mL去离子水中加入质量分数为0.2%的FDR420聚合物乳液，并用搅拌器快速搅拌1～2 h。

1.2.2　压裂液黏度的测试

采用六速旋转黏度计，在温度为25 ℃、剪切速率为170 s^{-1}下测试压裂液的黏度。

1.2.3　常温常压下CO_2悬砂能力评价

将500 mL滑溜水压裂液加入吴茵混调器的玻璃杯中，并将连接CO_2气源的软管插入玻璃杯中，按一定砂比称取悬浮石英砂加入吴茵混调器玻璃杯中；盖上吴茵混调器玻璃杯盖子，打开CO_2气源减压阀，向玻璃杯中通入CO_2气体，持续吹扫5 min使玻璃杯中空气被CO_2完全置换，关闭CO_2气源减压阀，密闭玻璃杯盖子；打开吴茵混调器电源，调整转速至3000～4000 r/min，持续搅拌10 s左右关闭电源，静置观察不同实验时间下支撑剂沉降堆积高度。引入悬浮程度（η）对悬砂效果进行定量评价，具体见式（1）：

$$\eta = \left(1 - \frac{h_t}{H}\right) \times 100\% \tag{1}$$

式中：h_t—实验时间t下支撑剂沉降堆积高度，mm；H—支撑剂完全沉降堆积高度，mm。

1.2.4　高温高压下CO_2悬砂能力评价

按砂比15%称取悬浮石英砂（或悬浮石英砂）加入高温高压搅拌釜中；打开高温高压搅拌釜上部出口阀，再打开CO_2气源减压阀，向搅拌釜中通入CO_2气体，持续吹扫5 min后使搅拌釜中空气被CO_2完全置换，关闭搅拌釜上部出口阀，继续通入CO_2气体约6 min，关闭气源阀；打开高温高压搅拌釜电源，设置温度为80 ℃，然后打开平流泵及液体进口阀，流速设置为5 mL/min，向搅拌釜中泵注滑溜水压裂液，待釜体内压力升至25 MPa时关闭平流泵和进液阀；打开磁力搅拌器开关，调整转速至200 r/min，观察并拍照记录超临界CO_2悬砂效果，实验完毕后，关闭搅拌釜电源，打开泄压阀。

2　结果与讨论

2.1　常温常压下CO_2悬砂性能

2.1.1　砂比对CO_2悬砂性能的影响

不同砂比条件下CO_2悬砂效果如图1所示。在黏度为18 mPa·s的滑溜水压裂液（FDR420聚合物乳液加量为0.2%）中，伴注CO_2能较好地悬浮40/70

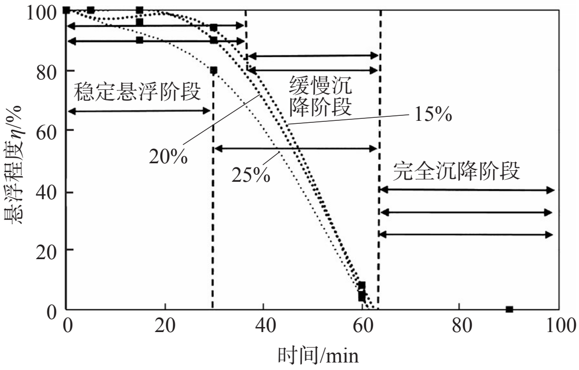

图1 不同砂比条件下CO_2悬砂效果
Fig.1 CO_2 suspended sand effect under different sand ratios

目悬浮石英砂，且悬浮程度基本不受砂比（15%、20%、25%）的影响。此外，CO_2悬砂稳定性呈现一定的规律，大致可分为3个阶段：第一阶段表现为CO_2稳定悬砂阶段，即悬浮石英砂在CO_2作用下维持全悬浮状态（悬浮程度≥80%），且悬砂时长均达30 min，如砂比为20%时，初始悬浮程度为100%，30 min时悬浮程度为94%，该阶段悬浮程度略降低（降低幅度仅6%）；第二阶段表现为缓慢沉降阶段，即悬浮石英砂开始逐渐缓慢沉降，该阶段持续时长约30 min，如砂比为20%时，30 min时悬浮程度为94%，60 min时悬浮程度下降到5%，悬浮程度大幅降低（降低幅度为89%）；第三阶段为完成沉降阶段，即悬浮石英砂完全沉降在杯底。

分析认为，支撑剂悬浮的关键在于改性支撑剂能稳定吸附CO_2分子，其核心在于支撑剂表面改性涂层起到的桥联作用。支撑剂改性后表面涂层对CO_2分子具有强吸收和良好控制效能，涂层主要由分子膜厚度的覆膜剂（成份主要含具有长链基团的季铵盐）、吸附稳定剂（甲基三乙氧基硅烷）和促进黏合剂（二乙烯三胺）组成。如图2所示，在压裂液环境中覆膜剂增强了气态、液态或超临界CO_2与支撑剂间的相互作用能（范德华相互作用能、双电层斥力位能、疏水相互作用力及水化斥力），吸附稳定剂和促进黏合剂使得CO_2分子与支撑剂表面覆膜分子之间具有强吸附作用，最终CO_2分子与支撑剂间稳定结合。因而，CO_2气泡与改性支撑剂颗粒在压裂液中形成聚集体，其密度得以有效降低，从而实现在滑溜水压裂液中的悬浮。

CO_2悬砂和沉降机理依赖于CO_2气泡桥联作用及时变规律。如图3所示，在稳定悬浮阶段，悬浮石英砂完全被CO_2气泡包裹形成聚集体，此时部分CO_2气泡与悬浮石英砂直接接触，在桥联作用下形成稳定桥效应，产生稳定CO_2气泡悬砂作用；在稳定CO_2气泡外面还附着部分不稳定CO_2气泡，形成的聚集体密度低于压裂液，从而使石英砂处于全悬浮状态。在缓慢沉降阶段，不稳定CO_2气泡逐渐破裂或逸散，此时CO_2气泡包裹悬浮石英砂的聚集体密度逐渐增加，当超过压裂液密度时悬浮石英砂开始逐渐沉降；但由于稳定CO_2气泡悬砂作用，悬浮石英砂的沉降速度非常缓慢（沉降速度约为0.15 cm/min），仅为相同条件下普通石英砂沉降速度的0.2%（沉降速度约为75 cm/min）。最终，悬浮石英砂完全沉降于杯底，但此时悬浮石英砂外表仍包裹少量稳

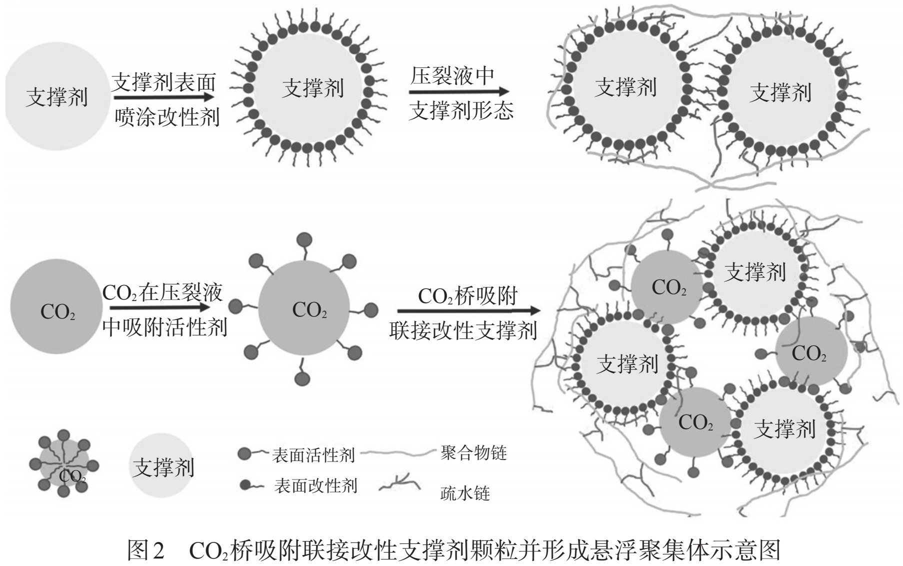

图2 CO_2桥吸附联接改性支撑剂颗粒并形成悬浮聚集体示意图
Fig.2 Schematic diagram of CO_2 bridge adsorption connecting modified proppant particles to form suspended aggregates

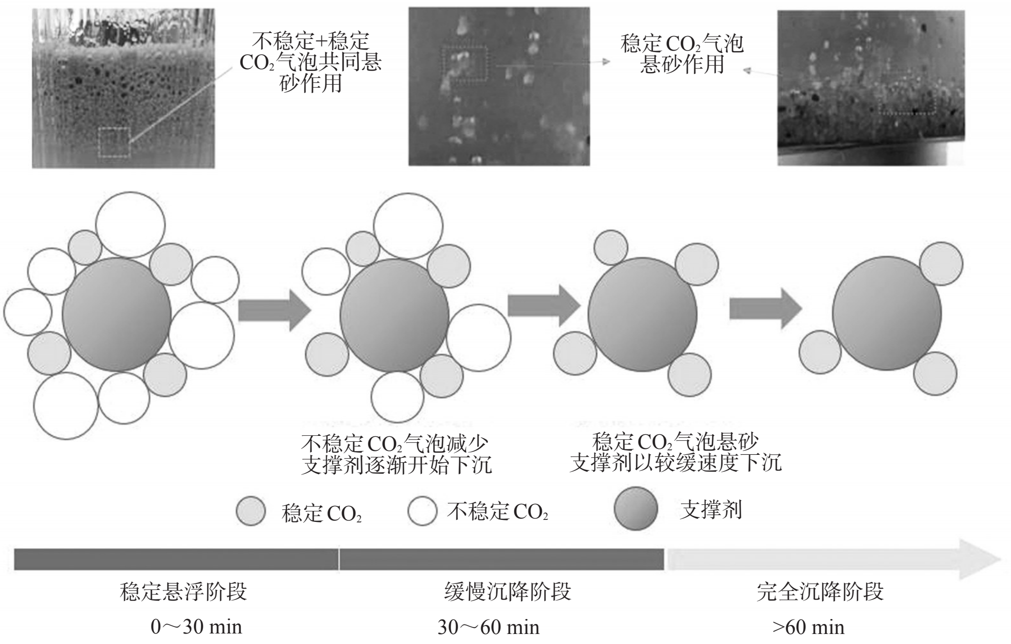

图3　悬浮石英砂微观悬浮机理及时变规律
Fig.3　Microscopic suspension mechanism and time-varying rule of suspended quartz sand

定CO_2气泡，其密度仍小于普通石英砂，处于蓬松状态，易被水流带动。

2.1.2　黏度对CO_2悬砂性能的影响

按砂比15%将悬浮石英砂加入不同黏度（9、14、18 mPa·s）的滑溜水压裂液中，不同黏度下CO_2悬砂效果如图4所示。伴注CO_2均能较好地将悬浮石英砂悬浮，悬砂效果同样呈现出3个阶段，但悬砂时长显然受滑溜水压裂液黏度的影响。

第一阶段表现为CO_2稳定悬砂阶段，即悬浮石英砂在CO_2作用下维持全悬浮状态（悬浮程度≥80%），稳定悬砂时长随压裂液黏度的增大而延长，黏度为9 mPa·s时悬砂时长仅为15 min，而黏度为18mPa·s时悬砂时长可达30 min。第二阶段表现为缓慢沉降阶段，即悬浮石英砂开始逐渐缓慢沉降，沉降阶段时长也随压裂液黏度的增加而增长。当黏度为9 mPa·s时，在30～60 min已经完全沉降在杯底，沉降速度为0.25 cm/min；当黏度为14 mPa·s时，在60 min时悬浮程度仅为2%，沉降速度为0.17 cm/min；当黏度为18 mPa·s时，在60 min时悬浮程度为6%，沉降速度为0.15 cm/min。第三阶段为完成沉降阶段，即悬浮石英砂完全沉降在杯底。

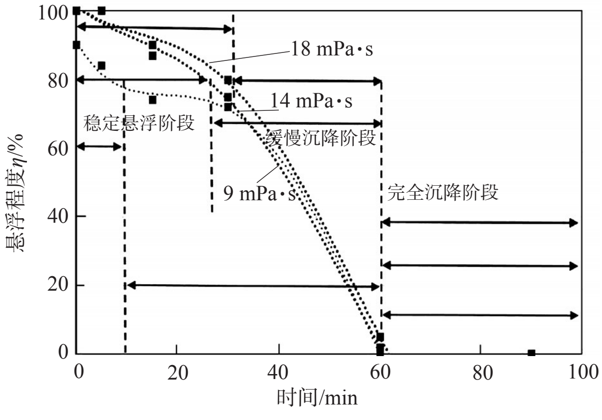

图4　不同黏度下CO_2悬砂效果
Fig.4　CO_2 suspended sand effect under different viscosity

分析认为，悬浮石英砂的悬浮依赖于CO_2气泡桥效应作用，但压裂液的黏度会影响CO_2气泡逸散、破裂速度，从而影响了悬浮石英砂沉降时变规律，进而影响了CO_2悬砂时长。随着压裂液黏度的增大，CO_2气泡不易逃散且气泡表面变得更加牢固，因而悬浮石英砂在稳定悬浮阶段具有更长的稳定悬浮时间。在缓慢沉降阶段，悬浮石英砂的沉降速度也受压裂液黏度的影响，随着压裂液黏度的增大，聚合物大分子与悬浮石英砂表面之间的接触面积增大，从而使悬浮石英砂与聚合物大分子之间的摩擦力增大，宏观表现为悬浮石英砂沉降速度变慢。

通过上述分析认为，在黏度为9～18 mPa·s的

低黏滑溜水压裂液中伴注CO_2均能使悬浮石英砂具有较好的悬浮性能，从而确保悬浮石英砂在裂缝中运移更远，提高压裂缝网的充填效率。

2.2 高温高压下超临界CO_2悬砂性能

在78.9 ℃、25 MPa的条件下，在黏度为18 mPa·s的滑溜水压裂液中，伴注SC-CO_2并不能悬浮40/70目普通石英砂。在搅拌作用下，大部分普通石英砂沉降在釜底，仅有少量普通石英砂随着搅拌能够悬浮，同时此过程中产生了许多绵密的“超临界气泡”。

在78.9 ℃、25 MPa的条件下，在黏度为18 mPa·s的滑溜水压裂液中，伴注SC-CO_2能悬浮40/70目悬浮石英砂。在搅拌过程中，釜底大量悬浮石英砂被悬浮起来，且悬浮石英砂表面聚集吸附着“超临界气泡”SC-CO_2，在动态搅拌过程中具有良好的悬浮性能。由此，高温高压下SC-CO_2对悬浮石英砂仍具有较好的悬浮效果。

分析认为，在高温高压条件下，表面未改性的普通石英砂难以与SC-CO_2发生桥接效应，导致只有少量的普通石英砂在搅拌过程中被悬浮起来；而经过表面改性后的悬浮石英砂则会与SC-CO_2发生桥接效应，即SC-CO_2能稳定吸附在悬浮石英砂表面，使悬浮石英砂自身密度降低，大量的悬浮石英砂在搅拌过程中被悬浮起来。通过理论分析和实验现象认为，高温高压条件下CO_2悬浮支撑剂技术仍能保持悬浮石英砂较好的悬浮能力，从而改善支撑剂的输运和铺置效果。

3 结论

改性CO_2悬浮支撑剂技术能实现滑溜水“低伤害、高效悬砂”的效果。其悬砂机理为CO_2和悬浮支撑剂之间存在桥联作用使得支撑剂表面改性涂层能稳定吸附CO_2分子，从而降低支撑剂密度，大幅度降低悬浮支撑剂在滑溜水压裂液中的沉降速度。

常温常压下，CO_2悬浮支撑剂状态分为3个阶段：全悬浮阶段、缓慢沉降阶段、完全沉降阶段，其悬砂性能主要受滑溜水黏度的影响，随着滑溜水压裂液黏度增大，悬浮程度逐渐增加。CO_2悬浮支撑剂的悬砂性能基本不受砂比影响，在30 min内始终能保持全悬浮状态(悬浮程度≥80%)。

高温高压下，CO_2为超临界状态(SC-CO_2)，搅动过程中形成绵密的“超临界气泡”，吸附在悬浮石英砂表面，从而降低支撑剂密度，使其达到在滑溜水压裂液中悬浮的效果。

参考文献：

[1] 李国欣，雷征东，董伟宏，等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探，2022，27(1)：1-11.
LI G X，LEI Z D，DONG W H，et al. Progress，challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration，2022，27(1)：1-11.

[2] 沈骋，郭兴午，陈马林，等. 深层页岩气水平井储层压裂改造技术[J]. 天然气工业，2019，39(10)：68-75.
SHEN C，GUO X W，CHEN M L，et al. Horizontal well fracturing stimulation technology for deep shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry，2019，39(10)：68-75

[3] 雷群，翁定为，罗健辉，等. 中国石油油气开采工程技术进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发，2019，46(1)：139-145.
LEI Q，WEND D W，LUO J H，et al. Achievements and future work of oil and gas production engineering of CNPC [J]. Petroleum Exploration and Development，2019，46 (1)：139-145.

[4] 许文俊，李勇明，赵金洲，等. 页岩气水平井分段压裂复杂缝网形成机制[J]. 油气藏评价与开发，2017，7(5)：64-73.
XU W J，LI Y M，ZHAO J Z，et al. Formation mechanism of complex fracture network under horizontal well stagedfracturing in shale gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development，2017，7(5)：64-73.

[5] 胥云，雷群，陈铭，等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发，2018，45(05)：874-887.
XU Y，LEI Q，CHEN M，et al. Progress and development of volume stimulation techniques [J]. Petroleum Exploration and Development，2018，45(5)：874-887.

[6] 郭天魁，吕明锟，陈铭，等. 体积压裂多分支裂缝支撑剂运移规律[J]. 石油勘探与开发，2023，50(4)：832-844.
GUO T K，LYU M K，CHEN M，et al. Proppant transport law in multi-branched fractures induced by volume fracturing [J]. Petroleum Exploration and Development，2023，50 (4)：832-844.

[7] 杨鹏，张士诚，邹雨时，等. 井平台多井压裂裂缝扩展、支撑剂运移规律与参数优化[J]. 石油勘探与开发：2023，50(5)：1065-1073.
YANG P，ZHANG S C，ZOU Y S，et al. Fracture propagation，proppant transport and parameter optimization of multi-well pad fracturing treatment [J]. Petroleum Exploration and Development，2023，50(5)：1065-1073.

[8] 段华，李荷婷，代俊清，等. 深层页岩气水平井“增净压、促缝网、保充填”压裂改造模式：以四川盆地东南部丁山地区为例[J]. 天然气工业，2019，39(2)：66-70.
DUAN H，LI H T，DAI J Q，et al. Horizontalwell fracturing mode of “increasing net pressure，promoting network fracture and keeping conductivity” for the stimulation of deep shale gas reservoirs：A case study of the Dingshan area in SE Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry，2019，39(2)：66-70.

[9] SEDILLOS L, SAXENA J, CONVERS C, et al. Slickwater, hybrid, self-suspending proppant: Practical use of data analytics to determine hydraulic fracture fluids[C]//SPE Western Regional Meeting. San Jose, California, USA, April 23–26, 2019.

[10] 史斌，苏延辉，邢洪宪，等. 基于疏水改性的超低密度控水支撑剂的制备及其性能[J]. 油田化学，2022，39(3)：401–406.
SHI B, SU Y H, XING H X, et al. Preparation and performance of ultra-low density water-controlling proppant based on hydrophobic modification[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 401–406.

[11] 陈佳宁，郝建英，王升昌. 低密度陶粒支撑剂的水敏老化机理研究[J]. 硅酸盐通报，2023(9)：3334–3341.
CHEN J N, HAO J Y, WANG S C, et al. Water-sensitive aging mechanism of low-density ceramic proppant[J]. Bulletin of the Chinese Ceramic Society, 2023(9): 3334–3341.

[12] 彭欢，马辉运，彭钧亮，等. 新型超低密度支撑剂实验评价与可行性研究[J]. 钻采工艺，2021，44(3)：56–59.
PENG H, MA H Y, PENG J L, et al. Experimental evaluation and feasibility research of new ultra-low density proppant[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(3):56–59.

[13] 董林芳，陈新阳. 自悬浮支撑剂的性能评价与现场应用[J]. 石油钻探技术，2018，46(6)：90–94.
DONG L F, CHEN X Y. Performance evaluation and field application of a self-suspending proppant[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(6): 90–94.

[14] GOLDSTEIN B, VANZEELAND A. Self-suspending proppant transport technology increases stimulated reservoir volume and reduces proppant pack and formation damage[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, USA, September 28–30, 2015.

[15] QUINTERO H J, MATTUCCI M, O′NEIL B, et al. Enhanced proppant suspension in a fracturing fluid through capillary bridges [C]//SPE Western Regional Meeting. Garden Grove, California, USA, April 22–26, 2018.

[16] BOYER J, MALEY D, O′NEIL B. Chemically enhanced proppant transport[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, October 27–29, 2014.

[17] MALEY D, BOYER J, O′NEIL B, et al. Surface modification of proppant to improve transport and placement[C]// International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, December 10–12, 2014.

[18] 李宪文，杨波，赵倩云，等. 气悬浮支撑剂技术在长庆致密气压裂中的应用[J]. 钻采工艺，2023，46(1)：64–70.
LI X W, YANG B, ZHAO Q Y, et al. Application of bubble-suspending proppant technology used for fracturing in Changqing's tight gas reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(1): 64–70.

[19] 胡小茜，鲁守飞，翟亮，等. "双碳"背景下非常规油气藏CO_2压裂技术研究进展[J]. 当代化工研究，2022(18)：183–185.
HU X X, LU S F, ZHAI L, et al. Research progress of CO_2 fracking technology in unconventional reservior under the double carbon background [J]. Modern Chemical Research, 2022(18): 183–185.

[20] 李阳，黄文欢，金勇，等. 双碳愿景下中国石化不同油藏类型CO_2驱提高采收率技术发展与应用[J]. 油气藏评价与开发，2021，11(6)：793–804.
LI Y, HUANG W H, JIN Y, el al. Different reservoir types of CO_2 flooding in Sinopec EOR technology development and application under "dual carbon" vision[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 793–804.

[21] 肖建平，范崇政. 超临界流体技术研究进展[J]. 化学进展，2001，13(2)：94–101.
XIAO J P, FAN C Z. Progress in research of super critical fluid technology[J]. Progress in Chemistry, 2001, 13(2): 94–101.

[22] 付虹，宋考平，刘明熹，等. 超临界二氧化碳增稠剂的制备与驱油效果评价[J]. 油田化学，2023，40(2)：312–316.
FU H, SONG K P, LIU M X, et al. Preparation and oil displacement effect evaluation of supercritical carbon dioxide thickener[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(2): 312–316.

[23] 张志超，李红雷，于春勇，等. CO_2开发页岩油藏研究进展[J]. 油田化学，2023，40(3)：543–549.
ZHANG Z C, LI H L, YU C Y, et al. Research progress of shale reservoir development with CO_2[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(3):543–549.

CO_2 Suspended Proppant Technology and Evaluation of Suspended Sand Performance for Complex Fracture Network Fracturing

HUANG Tao, ZHONG Ying, MOU Qiuhang, YAN Yaohui, LI Jianlin, ZHANG Hao
(*College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, P R of China*)

Abstract: Due to its low viscosity and weak sand carrying capacity, the slickwater fracturing fluid is often unable to meet the efficient filling of proppant in complex fracture networks post-fracture. Based on the theory of bubble suspended sand, a CO_2 suspension proppant technology was proposed and the CO_2 suspension sand effect in slickwater fracturing fluid was evaluated under normal temperature and pressure, high temperature and high pressure, respectively. The results showed that the surface modified coating of suspended proppant could play a stable gas-solid bridging effect. For the surface modified suspended proppant, the adsorption of CO_2 and the bridging effect of proppant could effectively reduce the specific gravity of proppant, significantly slow

（下转第51页。to be continued on p.51）

characterization of microemulsion stabilized by a novel synthesized surfactant：Implications for enhanced oil recovery［J］. Fuel，2019，235：995-1009.

［17］刘佳林，罗明良，贾自龙，等. 微乳液型油气增产助剂研究进展［J］. 应用化工，2011，40(8)：1440-1443.
LIU J L，LUO M L，JIA Z L，et al. Research progress of microemulsion additives applied to reservoir stimulation［J］. Applied Chemical Industry，2011，40(8)：1440-1443.

［18］殷代印，贾江芬，康红庆. 低渗透油藏微乳液驱启动压力梯度研究［J］. 石油化工高等学校学报，2018，31(5)：38-44.
YIN D Y，JIA J F，KANG H Q. Start-up pressure gradient research of microemulsion applied on low permeability reservoir［J］. Journal of Petrochemical Universities，2018，31(5)：38-44.

［19］李继山. 表面活性剂体系对渗吸过程的影响［D］. 北京：中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所)，2006：20-25.
LI J S. The effect of surfactant system on imbibition behavior［D］. Beijing：Graduate School of Chinese Academy of Sciences (Institute of Seepage Fluid Mechanics)，2006：20-25.

Microemulsion Stimulation Agent for Fracturing of Low Permeability Tight Oil Reservoir

LIU Qian[1,2]，WEN Xiaoyong[1,2]，WANG Wenxiong[1,2]，LIU Yi[1,2]，YIN Taiheng[1,2]，MA Huan[1,2]，DING Yong[3]，JIA Jianpeng[4]

(*1. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields，Xi'an，Shaanxi 710018，P R of China；2. Oil & Gas Technology Research Institute，Changqing Oilfield Company，Xi'an，Shaanxi 710018，P R of China；3. Petroleum Pre-prospecting Project Department，Changqing Oilfield Company，Qingyang，Gansu 745000，P R of China；4. Natural Gas Exploration Project Department，Changqing Oilfield Company，Yulin，Shaanxi 718500，P R of China*)

Abstract: In order to achieve imbibition stimulation of low permeability tight oil reservoirs，a microemulsion additive (ME) for increasing production by imbibition stimulation was developed，based on the integrated construction method of “compression-injection-recapture” and with the goal of improving the performance of fracturing fluids. The major raw ingredients were fatty alcohol alkoxylation sulfate anionic surfactant (SY-1) and methyl 9-octanoate (MS-9). The phase behavior was explored by fitting a ternary phase diagram，and then the formula was optimized using orthogonal tests. Its performance was evaluated by laboratory experiment，and then the stimulation effect during fracturing was tested. The results showed that the optimum formula for preparing ME was obtained as follows：25% SY-1，12.5% triethylene glycol butyl ether，37.5% KCl aqueous solution (2% mass fraction) and 25% MS-9. The average particle size of the microemulsion was 70.5 nm. It could keep stable under the conditions of long standing (180 days) and high-speed centrifugation (8000 r/min). It could also reduce the interfacial tension to the order of 10^{-4}—10^{-3} mN/m. Compared with water，it could reduce the contact angle by approximately 35°. It could maintain high interfacial activity after 8 adsorptions with core powders，indicating strong anti-sorption ability. It had good compatibility with fracturing fluid. When the fracturing fluid without ME was used as blank control，ME could enhance the oil washing efficiency by 54.94 percentage points—61.82 percentage points during the simulated fracturing entry stage. During the simulated fracturing well stage，the imbibition displacement impact might be raised by 15.68 percentage points. Meanwhile，during the flowback stage，it could accelerate the speed and degree of crude oil recovery，and then the crude oil recovery rate could be increased by 32.56 percentage points. The microemulsion had the advantages of small particle size，strong stability，low interfacial tension between oil and water，good wetting improvement effect and strong adsorption resistance. It could increase oil recovery during the whole process of fracturing construction. The effect of increasing permeability and oil displacement was remarkable.

Keywords: *fructuring*；*microemulsion*；*imbibition displacement*；*interface tension*；*wettability*；*low permeability tight reservoir*

(上接第43页。continued from p. 43)

down the settling speed of the proppant in slickwater with a reduction of 99%，being of 0.15 cm/min，thus achieving the effect of “low formation damage and high sand carrying capacity”. The performance of CO_2 suspended sand under the condition of normal temperature and pressure was mainly affected by the viscosity of slickwater. The degree of suspension and stable suspension duration increased with the increase of viscosity of slippery water fracturing fluid，but it is basically not affected by sand concentration. Under the condition of high temperature and pressure，carbon dioxide was in a supercritical state ($SC-CO_2$)，but it could still adsorb on the surface of suspended quartz sand and play a certain suspension role，causing a large amount of suspended quartz sand to be suspended during the stirring process. CO_2 suspension proppant technology can significantly improve the sand carrying capacity of slickwater，and has important practical significance to reduce the risk of sand plugging in complex fracture networks and improve the efficiency of oil and gas well reconstruction by efficient proppant filling.

Keywords: *fracture network fracturing*；*slickwater*；*sc-CO_2*；*bridging effect*；*degree of suspension*