

文章编号:1000-4092(2022)02-306-05

CO₂混相压裂液对低渗透储层岩心的微观作用机理*

李迎辉¹, 王长权², 王启夏²

(1. 中国石油冀东油田分公司, 河北 唐山 063200; 2. 油气钻采工程湖北省重点实验室(长江大学), 湖北 武汉 430100)

摘要:为明确CO₂混相压裂液与储层岩心的作用机理,以柳赞断块储层岩心为实例,利用岩心驱替、SEM、XRD和CT等实验方法开展CO₂混相压裂液体系中不返排酸、CO₂+增溶剂(或缩膨剂或降黏剂)在地层压力和地层温度下与岩心相互作用前后岩心孔隙结构、岩心矿物成分及渗透率的变化规律实验。研究表明:不返排酸和CO₂与不同水溶性添加剂混合形成碳酸溶液均具有溶蚀长石和黏土矿物的作用,且优先溶蚀长石,溶蚀后可生成高岭石和石英等矿物,其中不返排酸的溶蚀作用最强,其次是CO₂与增溶剂混合液、CO₂与降黏剂混合液;CO₂混相压裂液注入前后液测渗透率与气测渗透率呈相同的增大趋势,且液测渗透率增大幅度随气测渗透率的变化关系表现为很强的乘幂关系。该研究成果对CO₂混相压裂提高采收率技术提供一定的技术支持。

关键词:混相压裂;低渗透;相互作用;孔隙结构;岩心成分

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.02.020

中图分类号:TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

在新探明的油气资源中,低渗透油藏约占60%~80%的比重^[1],然而地层能量不足,“注不进、采不出”矛盾突出,急需低渗透储层开发技术解决注采难题。CO₂压裂技术具有对储层伤害小、增能效果好、易返排等优点,自20世纪80年代北美首次应用以来,已被广泛应用于低渗、特低渗透致密油气储层中,取得了良好的效果^[2-8]。在此基础上提出的CO₂复合化学剂混相压裂技术,即结合储层特性以化学剂改造储层,辅助CO₂混相压裂技术引起人们的广泛关注^[9-16]。

长城钻探针对冀东油田储层渗透率低、水敏性强、流体黏度高且注水开发效果差的生产现状,研

发了CO₂混相压裂技术,将增溶剂、缩膨剂、降黏剂和不返排酸等化学药剂配合混相CO₂注入地层,最终实现提高油藏动用程度的目的。该技术投入使用20个月,累计增产6300 t^[17]。而混相CO₂压裂液添加剂与岩心的相互作用机理尚不明确,增产原因有待研究。本文通过模拟冀东油田柳赞断块地层条件进行CO₂混相压裂液与岩心矿物相互作用实验,探讨CO₂混相压裂液对储层岩心作用机理,为CO₂混相压裂提高采收率技术应用及推广提供依据。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

不返排酸GWDC-WFPS-1、增溶剂GWDC-V-210、缩膨剂GWDC-SP-02、降黏剂GWDC-L-II,均为油

* 收稿日期:2021-02-24;修回日期:2021-04-04。

基金项目:国家自然科学基金“高温高压CO₂-原油-地层水三相相平衡溶解度规律”(项目编号51404037),国家重大科技专项“渤海湾盆地黄骅坳陷滩海开发技术示范工程”(项目编号2011ZX05050)。

作者简介:李迎辉(1985—),男,工程师,长江大学资源勘查工程学士(2007),从事油气田开发方向研究,E-mail:283429993@qq.com。
王长权(1979—),男,副教授,硕士研究生导师,本文通讯联系人,西南石油大学油气田开发工程专业博士(2013),从事油气藏渗流物理、注气提高采收率、油气储层保护等方面研究,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号长江大学,E-mail:396297836@qq.com。

田现场使用压裂液体系添加剂,中油长城钻探工程技术研究院采油技术研究所。实验岩心,取自冀东油田柳赞断块 L1-26 井 2843.27~2844.38 m,长度 6~7 cm、直径 2.5 cm,渗透率 $4 \times 10^{-3} \sim 35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基础孔渗物性参数见表 1。实验用水,取自冀东油田柳赞断块 L1-26 井产出水,矿化度为 9121 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L)为:Na⁺+K⁺ 2338、Mg²⁺ 29、Ca²⁺ 232、Cl⁻ 734、SO₄²⁻ 9、HCO₃⁻ 5779,水型为 NaHCO₃型。工业高纯 CO₂,纯度 99.999%,武汉新星气体有限公司。

表 1 柳赞断块 L1-26 井岩心基础孔渗物性参数

岩心编号	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	孔隙度/%
1#	4.142	18.24
2#	4.691	22.22
3#	10.667	26.30
4#	31.035	24.18
5#	34.031	22.41

QUANTA 250 型环境扫描电镜,美国 FEI 公司;D/Max-2600 型多晶 X 射线衍射仪,日本理学株式会社;P200-II 型高压驱替泵和岩心夹持器,海安石油科研仪器有限公司;phoenix v|tome|x s 型微米 CT 分析仪,GE 公司。

1.2 实验方法

(1) 驱替实验

CO₂混相压裂液与岩心矿物相互作用驱替实验流程图如图 1 所示。

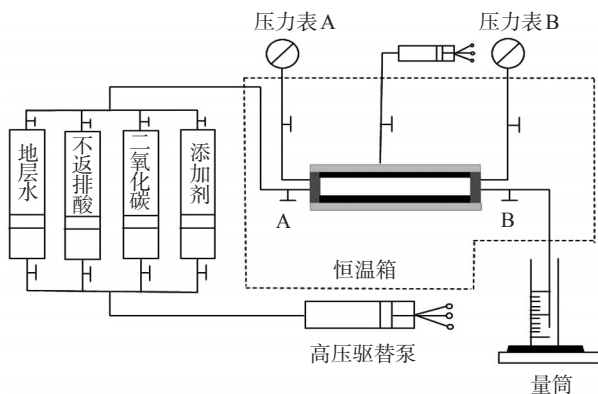


图 1 CO₂混相压裂液与岩心矿物相互作用驱替实验流程图

具体实验步骤如下。①岩心清洗、烘干后切割端面,测定其渗透率和孔隙度等物性参数;②对切

割后的岩心端面岩块分别开展反应前的电镜扫描(SEM)、能谱分析(EDS)和 X 衍射(XRD)分析,并对干岩心开展 CT 扫描,确定不同混相压裂液添加剂反应前岩心的微观孔隙特征及矿物成分含量;③将岩心按图 1 流程放置到岩心夹持器中,常温常压下进行地层产出水驱替实验,测定岩心液测渗透率 K_0 ;④在 98.3 °C、28 MPa 下以 0.1 cm³/min 注入速率向岩心分别注 0.5 PV 的不返排酸(体积分数 10%)和 0.5 PV 的产出水,液态 CO₂和缩膨剂(体积分数 10%)混注 1.0 PV,液态 CO₂和增溶剂(体积分数 10%)混注 1.0 PV,液态 CO₂和降黏剂(体积分数 10%)混注 1.0 PV,混注体积比均为 5:2;每注入一种添加剂后均将岩心切取 1 cm 左右的切片进行 SEM 和 XRD 实验,确定反应后岩样的微观孔隙特征及矿物成分含量;⑤降至常温常压后进行后续水驱,测定反应后岩心渗透率 K_1 ,由 $(K_1 - K_0)/K_0 \times 100\%$ 计算反应后岩心渗透率的增大程度。

(2) 测试与表征

①SEM 和 EDS 测试。将反应前后的岩心按要求制备为尺寸不超过 $\phi 10.0 \times 3.3$ mm 的样品且保持样品表面清洁,将处理好的样品利用导电胶黏滞于载物台上,将置物台放入置物架中进行抽真空处理。将电镜倍数调至低倍条件,视样品组成及导电性能,加 1~30 KV 电压后观察显示器内样品外观形貌,选取测试点,逐步放大并拍照,同时进行 EDS 能谱分析。

②XRD 测试。将反应前后的岩心用球磨机粉碎至粒径 $< 40 \mu\text{m}$ 的粉末,用压片法上机,打开 X 射线源进行扫描谱图,再根据标准卡片对谱图中的峰位、峰强及样品中的元素进行判定。

③CT 测试。将岩心样品标记好初扫点位置,将反应前后的岩心放置到 CT 导架上,打开 CT 射线源进行扫描形成数字化岩心,再采用球棒法对岩心孔隙大小分布进行分析。

上述实验均在常温常压下进行。

2 结果与讨论

2.1 CO₂混相压裂液对岩心孔隙结构的影响

将实验前后岩心切取端面 1 cm 左右做电镜扫描,对比实验前后 CO₂-添加剂-水-岩心相互作用岩心孔隙结构的变化情况,结果见图 2。注入添加剂前,岩心粒间晶体表面轮廓清晰,存在长石和石英

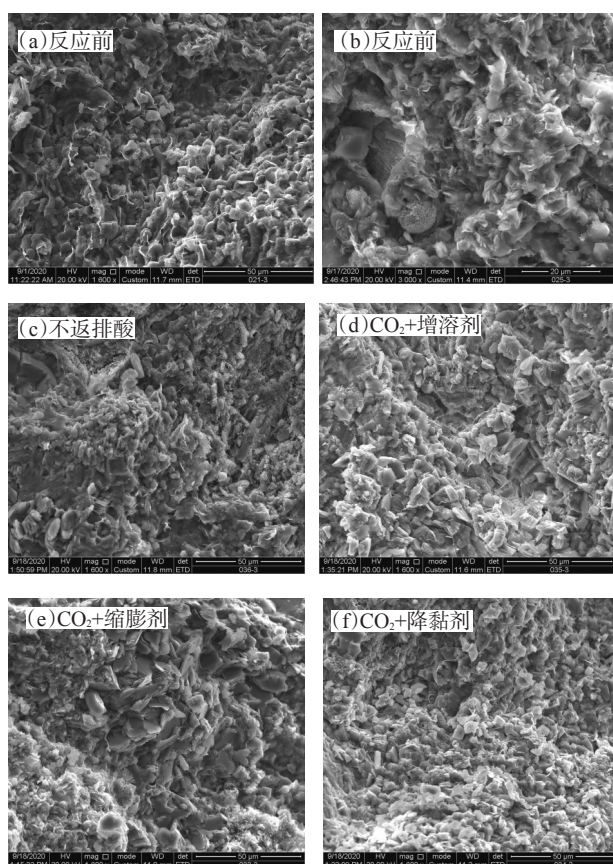


图2 不同CO₂混相压裂液添加剂作用后的岩心形貌

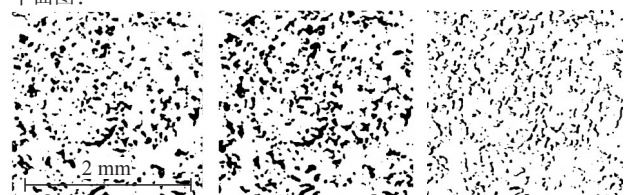
等矿物, 充填有轮廓清晰的高岭石和伊利石(图2(a)放大1600倍、(b)放大3000倍); 注入不返排酸后, 粒间充填的高岭石和伊利石晶体表面出现少量簇状物堆积, 且晶体表面轮廓变得模糊, 并出现少量溶蚀孔, 说明不返排酸可溶蚀岩心, 增大溶蚀孔隙, 提高孔喉渗流能力, 进一步提高后续流体可注性(图2(c)放大1600倍); 注入CO₂+增溶剂后, 由于孔隙中存在的水与CO₂形成的碳酸和水溶性增溶剂溶蚀了长石颗粒并被黏土交代(图2(d)放大1600倍); 注入CO₂+缩膨剂后, 充填物中高岭石和伊利石晶体仍清晰、完整, 除少量颗粒被溶蚀未见注入介质引起膨胀导致形貌变形(图2(e)放大1600倍); 注入CO₂+降黏剂后, 部分颗粒边缘被溶蚀, 多数颗粒间充填自生石英、高岭石、伊利石及少量绿泥石, 粒间有少量微孔隙(图2(f)放大1600倍)。

以上现象说明CO₂混相压裂液具有溶蚀岩心的作用, 其中不返排酸本身具有酸性, 对岩心有溶蚀作用, 而CO₂与其他3种混相压裂液添加剂混合注入岩心孔隙后, CO₂溶解于水中形成碳酸也具有溶蚀作用; 增溶剂具有增加CO₂在水中的溶解能力, 从

而提高了对岩心的溶蚀作用; 而缩膨剂对黏土膨胀性有一定的抑制效果。因此, 不返排酸和CO₂与3种添加剂(增溶剂、缩膨剂和降黏剂)与储层岩心的作用机理包括溶蚀机理、解堵机理和提高岩心渗流能力等多种机理, 注入岩心孔隙后会溶蚀储层岩心, 并疏通孔隙堵塞, 改善储层渗流通道, 提高后续CO₂混相压裂液的可注性, 提高注入流体的波及效率, 扩大注入的各种添加剂与岩心之间的接触面积。

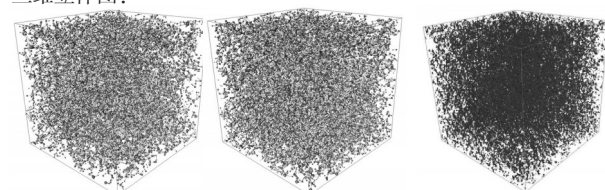
为进一步确定不返排酸与岩心矿物的相互作用机理, 开展了不返排酸驱替实验过程的CT同位扫描实验, 结果见图3。图中灰黑色部分为孔隙, 白色部分为基质。从图3可以看出, 注酸后多处孔隙变大, 且使原来部分不连通孔隙连通, 从而提高岩心的孔隙度和渗透率。

平面图:



(a)注酸前 (b)注酸后 (c)注酸后孔隙增多量

三维立体图:



(a)注酸前 (b)注酸后 (c)注酸后孔隙增多量

图3 注不返排酸前后岩心驱替CT同位扫描实验结果

通过数值分析法和球棒法对CT扫描实验的数字岩心孔隙进行提取, 并对其孔隙大小分布进行计算, 结果见图4。从图4可以看出, 注酸后, 小于13 μm的孔喉分布频率明显减少, 而大于13 μm的孔喉

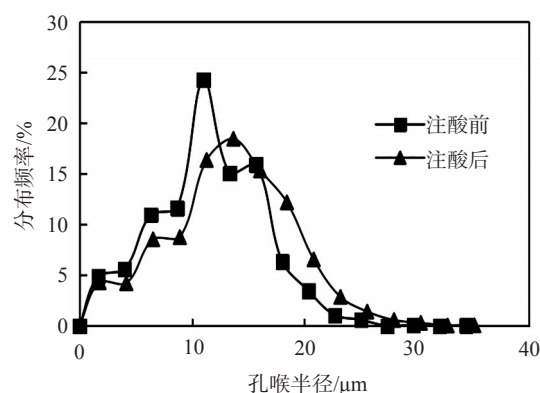


图4 注不返排酸前后岩心孔喉大小分布

分布频率明显增大。这说明注入的酸液会溶蚀矿物,从而增大孔喉。

2.2 CO₂混相压裂液对岩心元素的影响

为进一步分析 CO₂混相压裂液与岩心矿物相互作用机制,在 SEM 实验的基础上进行了能谱(EDS)元素分析,原始岩心、注酸后岩心和注增溶剂后岩心的矿物元素含量结果见表 2。

表 2 岩心注入 CO₂混相压裂液前后矿物成分的变化

岩心	元素含量/%							
	C	Na	Mg	Al	Si	K	Ca	Fe
原始		3.42	2.62	18.40	59.86	1.57	3.44	10.69
注酸后		2.92	2.31	18.02	58.83	1.79	3.22	12.90
注增溶剂后	18.15	2.21	1.88	13.55	44.67	1.55	10.57	7.43

注入 CO₂混相压裂液后,岩心矿物元素含量主要呈下降趋势的有 Al 和 Si,说明在溶蚀过程中主要溶蚀的成分为 Al 和 Si 元素,而这两种元素正是构成长石和黏土矿物如高岭石、伊利石和绿泥石的主要元素。结合扫描电镜结果,说明 CO₂混相压裂液主要溶蚀的是长石和黏土矿物。从溶蚀机理分析,与酸性离子接触后,硅铝化物中长石类矿物为主要溶蚀相。反应初期,所产生的层片状次生矿物围绕在溶蚀孔洞处并不断叠加,最终形成弱网状的高岭石多孔层;随反应时间的延长,长石表面会叠加并增长出花瓣状绿泥石以及网络状分布的缕状伊利石。溶蚀产物溶解出的 Fe³⁺和 Mg²⁺,还可以为碳酸盐矿物的形成提供阳离子。这正与铁元素含量增加现象相符。长石与酸反应后会生成高岭石和石英,而生成的高岭石仍然为硅铝酸盐,如有酸液则会继续发生一系列的反应生成石英。

Ca 元素含量在注入酸后减小,而在注入 CO₂和添加剂后又增加。说明注酸溶解方解石后形成溶解态的钙离子,同时生成 CO₂,而当注入 CO₂后又增加溶解态的 CO₂,部分 CO₂与钙离子重新生成 CaCO₃,导致部分岩心中出现 CaCO₃的短暂沉积,并附着在颗粒表面和粒间。当 CO₂含量很高时,且在高压状态下,CO₂溶解于水中形成碳酸,会进一步溶解 CaCO₃,因此,在高压注入 CO₂时,实际地层不会出现 CaCO₃的二次沉淀,只有在压力迅速下降时,水中 pH 值升高,需要预防 CaCO₃的二次沉淀。

Fe 元素在注入酸后先增加,而在注入 CO₂和添

加剂后又减小。酸液与长石反应形成了含铁沉淀成分而析出,进一步,注入的酸液也会与黏土矿物中的含铁绿泥石发生反应形成含铁沉淀。但注入 CO₂和添加剂后,部分含 Fe 成分的化合物还未形成有效沉积而被带走,从而减小了岩心中的含铁量。

2.3 CO₂混相压裂液对岩心成分的影响

为进一步明确 CO₂混相压裂液与岩心矿物相互作用机制,开展了不同添加剂注入前后的岩心矿物组成及黏土相对含量变化分析,实验结果如表 3 所示。注酸后,长石类矿物含量减小,而黏土矿物含量有所增加,方解石含量减小,石英含量增加。酸液先与长石反应生成黏土矿物(高岭石)和石英,这与 EDS 实验结果一致,同时酸液也可溶解方解石。在酸液注完后再注 CO₂和其他 3 种添加剂后,方解石含量略有增加,说明注入的 CO₂与溶解后的 Ca²⁺重新反应生成了 CaCO₃。此外,注入的 CO₂及添加剂和地层水或压裂水反应生成碳酸,酸液进一步与长石或黏土矿物反应生成石英,因此,注 CO₂及添加剂后石英含量增加。

表 3 注入不同添加剂后岩心的矿物含量

添加剂	矿物含量/%				
	石英	钾长石	斜长石	方解石	黏土矿物
空白	49.2	5.5	15.8	10.3	19.2
缩膨剂	48.8	5.2	14.8	12.3	18.9
降黏剂	48.6	4.3	14.7	13.4	19.0
增溶剂	49.7	4.2	12.4	15.2	18.5
酸	54.3	4.4	12.3	9.2	19.8

注 CO₂+添加剂后,尤其是注入 CO₂+增溶剂后,水溶性增溶剂不仅增加了 CO₂在原油中的溶解度,而且也增加 CO₂在水中的溶解度,加剧 pH 值的降低,从而可进一步溶蚀长石或黏土矿物,从而造成石英含量的进一步增加。

综上,CO₂混相压裂液体系中的不返排酸与岩心矿物作用主要表现为溶蚀长石和黏土矿物,增大孔隙渗流空间。而注入的其他不同 CO₂混相压裂液添加剂对岩心矿物作用主要还是 CO₂溶于水溶性介质生成弱酸性物质所起的作用,添加剂促使 CO₂作用的效果不同,如缩膨剂主要起到稳定黏土等作用,而增溶剂会加剧 CO₂的溶解性,因此溶蚀作用比缩膨剂和降黏剂的强,但容易导致 CaCO₃的形成,因

此应注意防止生成碳酸垢造成地层堵塞。注入不返排酸可有效缓解 CaCO_3 的生成,也可以通过控制地层压力剧烈波动来控制 CaCO_3 的析出。

2.4 CO_2 混相压裂液对岩心渗透率的影响

选取柳赞断块5块不同渗透率岩心,开展注 CO_2 混相压裂液前后的水测渗透率实验,分析 CO_2 混相压裂液对岩心渗透率的影响规律,结果见图5和图6。经 CO_2 混相压裂液驱替后岩心渗透率均增大,且产出端未见沉淀物,说明 CO_2 混相压裂液体系对储层具有改造作用。结合注压裂液前后的矿物含量变化,储层黏土矿物或长石含量均有所减小,说明不返排酸液的注入可有效溶蚀黏土和长石等矿物成分,减小胶结物含量,从而增大可渗空间,提高岩心渗透率。注入的 CO_2 与添加剂在高压作用下向水中溶解,进一步可降低水中的pH值,也会进一步溶蚀长石和黏土矿物,提高岩心渗透率。

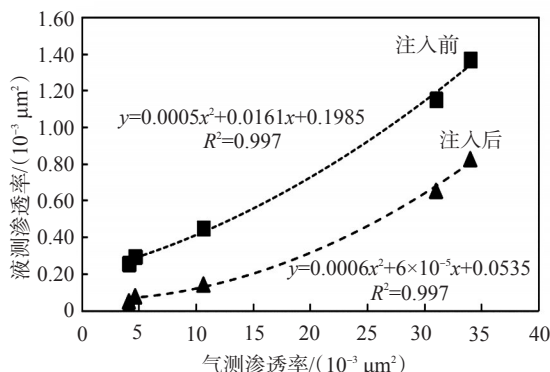


图5 注 CO_2 混相压裂液前后岩心渗透率的变化

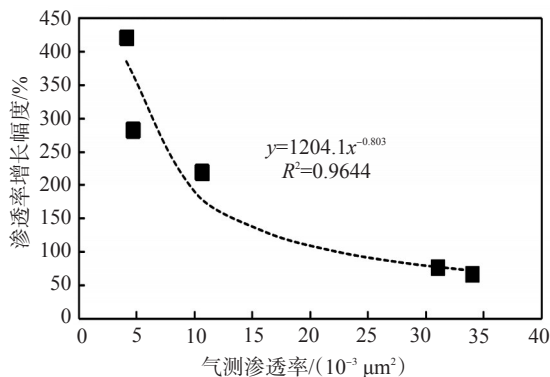


图6 注 CO_2 混相压裂液前后岩心渗透率的增长幅度

从图5可以看出, CO_2 混相压裂液注入前后液测渗透率与气测渗透率呈相同的变化趋势,且呈现较好的二项式关系。从图6可以看出,岩心渗透率越低,注入 CO_2 混相压裂液后渗透率增大幅度越大,且增大幅度随气测渗透率的变化关系表现为很强

的乘幂关系:

$$\eta = 1204.1K_a^{-0.803} \quad (1)$$

式中, η —渗透率增幅,%; K_a —气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 结论

不返排酸与储层岩心的相互作用机理表现为酸液先与储层岩心中长石类矿物发生反应生成高岭石和石英等矿物,导致高岭石和石英矿物增加,随注入酸的继续反应,高岭石等矿物还会与酸反应继续生成石英,同时伊利石也会与酸发生反应被溶蚀,另外,酸液也可溶解方解石。

注入 CO_2 +不同压裂液添加剂后 CO_2 溶于水可生成碳酸,也可溶蚀长石和黏土矿物,从而造成长石和黏土矿物的减少,但不同添加剂的作用强度不同,增溶剂有助于 CO_2 的溶解,溶蚀反应较加入其他两种添加剂的快,而缩膨剂会防止或减弱黏土矿物的水敏作用,反应最慢;低压下 CO_2 与水形成的碳酸会与 Ca^{2+} 反应形成 CaCO_3 沉淀,而高压下则反应降低, CaCO_3 不易析出。

CO_2 压裂液体系与岩心矿物相互作用后会提高岩心的渗透率,且岩心渗透率越小提高幅度越高,提高幅度与初始渗透率有较强的乘幂关系。

参考文献:

- [1] 曹蕾, 汤文芝. CO_2 混相压裂技术在G区块的应用[J]. 石油与天然气化工, 2020, 49(2):69-72.
- [2] 宋振云, 苏伟东, 杨延增, 等. CO_2 干法加砂压裂技术研究与实践[J]. 天然气工业, 2014, 34(6):55-59.
- [3] 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.
- [4] SINAL M L, LANCASTER G. Liquid CO_2 fracturing: Advantages and limitations[J]. J Can Petrol Technol, 1987, 26(5): 26-30.
- [5] STEPHEN C. CO_2 : A wild solvent, tamed[J]. Phys Chem Chem Phys, 2001, 13: 1276-1289.
- [6] SARBU T, STYRANEC T, BECKMAN E J. Non-fluorous polymers with very high solubility in supercritical CO_2 down to low pressures[J]. Nature, 2000, 405: 165-168.
- [7] ZHANG S, SHE Y, GU Y. Evaluation of polymers as direct thickeners for CO_2 enhanced oil recovery[J]. J Chem Eng Data, 2011, 56: 1069-1079.
- [8] TRICKETT K, XING D, ENICK R, et al. Rod-like micelles thicken CO_2 [J]. Langmuir, 2010, 26(1): 83-88.
- [9] 何应付, 赵淑霞, 刘学伟. 致密油藏多级压裂水平井 CO_2 吞吐机理[J]. 断块油气田, 2018, 25(6):752-756.

(下转第323页。to be continued on p.323)

dispersed in water to obtain nanofluid. The stability of the nanofluid was studied, and the mechanism of enhanced oil recovery was analyzed by measuring oil-water interfacial tension and contact angle. Finally, the oil displacement efficiency of ZIF-8 oil displacement system was evaluated through core displacement experiment. The results showed that the average diameter of ZIF-8 nanoparticle was 65.8 nm, and the phase state was single without impurity. When the mass fraction was not higher than 0.03%, the dispersion of ZIF-8 nanoparticle in water was excellent, and the absolute value of Zeta potential was about 30 mV, indicating a high stability. After adding 0.03% ZIF-8 nanoparticle to simulated formation water and low salinity water, the oil-water interfacial tension decreased to 4.66 and 3.97 mN/m, respectively, which decreased by 75.77% and 73.25% compared with that without adding. The contact angle between nanofluid and core slice decreased from 114° and 109° to 78° and 73°, respectively, and the rock surface turned to water-wet, which was more conducive to the peeling of oil film. In the core displacement experiment, after flooding with formation water until oil-free production, 0.03% ZIF-8 nanofluid was injected. The recovery factor in formation water and low salinity water was increased by 8.25 percentage points and 10.7 percentage points, respectively, which showed a good effect of enhanced oil recovery.

Keywords: zeolitic imidazolate framework nanoparticle; stability; interfacial tension; wettability; enhanced oil recovery

(上接第 310 页。continued from p.310)

- [10] 郑存川,唐晓东,黄元东,等. CO₂在油田开发中的应用[J]. 油田化学, 2011, 28(3):349-354.
- [11] 冯璇. 致密油藏二氧化碳干法压裂技术研究[D]. 北京:中国石油大学(北京), 2017.
- [12] 施雷庭,户海胜,张玉龙,等. 致密砂砾岩矿物与超临界 CO₂和地层水相互作用[J]. 油田化学, 2019, 36(4):640-645.
- [13] 蔡冬梅. 致密砂砾岩油藏注 CO₂与水/岩心矿物相互作用研究[D]. 成都:西南石油大学, 2018.
- [14] 肖娜,李实,林梅钦. CO₂-水-岩心相互作用对岩心孔渗参数及孔隙结构的影响——以延长油田 35-3 井储层为例[J]. 油田化学, 2018, 35(1):85-90.
- [15] 王广华,赵静,张凤君,等. 砂岩储层中 CO₂-地层水-岩心的相互作用[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(3):1167-1173.
- [16] 朱子涵,李明远,林梅钦,等. 储层中 CO₂-水-岩心相互作用研究进展[J]. 矿物岩心地球化学通报, 2011, 30(1):104-112.
- [17] 文田. 长城钻探二氧化碳混相压裂技术助力冀东油田老井焕发活力[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2):235.

Microscopic Mechanism of CO₂ Miscible Fracturing Fluid on Low Permeability Reservoir Rocks

LI Yinghui¹, WANG Changquan², WANG Qixia²

(1. Jidong Oilfield Branch Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063200, P R of China; 2. Hubei Key Laboratory of Drilling and Production Engineering for Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China)

Abstract: The interaction mechanism between CO₂ miscible fracturing fluid and reservoir core was clarified through the experiment of the change law of core pore structure, core mineral composition and permeability before and after the interaction of non flowback acid, CO₂ + solubilizer (or swelling agent or viscosity reducer) in CO₂ miscible fracturing fluid system with the core of Liuzan fault block under formation pressure and formation temperature by using the experimental methods such as core displacement, SEM, XRD and CT. The results showed that non flowback acid and the carbonic acid solution formed by the mixing of CO₂ and different water-soluble additives could dissolve feldspar and clay minerals and preferentially dissolve feldspar to produce minerals such as kaolinite and quartz. The dissolution effect of non flowback acid was the strongest, followed by the mixture of CO₂ and solubilizer and the mixture of CO₂ and viscosity reducer. The liquid permeability and gas permeability showed the same increasing trend, and the increasing range of liquid permeability showed a strong power relationship with the change of gas permeability before and after CO₂ miscible fracturing fluid injection. The research results provided some technical support for CO₂ miscible fracturing EOR technology.

Keywords: miscible fracturing; low permeability; interaction; pore structure; rock composition