

老油田 CO₂ 驱开发渗透性伤害机理研究

田 巍^{1,2*}

(1. 中国石化中原油田勘探开发研究院, 河南 濮阳 457001;

2. 北京科技大学力学博士后流动站, 北京 100083)

摘要:为系统研究老油田转注 CO₂ 引起的储层伤害, 采用室内实验评价手段, 使用目标储层天然岩心和地层流体, 开展了 CO₂ 对储层物性及流体的影响研究。结果表明, 目标储层主要矿物为铁白云石、斜长石和方解石, 黏土成分主要是伊利石、绿泥石和伊/蒙混层; 方解石的溶蚀主要表现为溶蚀晶锥的生成、断裂、破碎与消失, 除了发生逆反应并无其他新物质生成; 长石的溶蚀反应主要是在其表面生成了两类次生矿物, 但溶蚀的量要大于新物质生成的量; 与岩石作用初期表面有 NaCl 晶体生成及次生矿物沉淀, 后期 NaCl 晶体消失, 并有大量次生矿物生成; CO₂ 与原油接触后引起原油发生组分分异, 降低了储层深部流体流动能力; 注 CO₂ 开发最终提高储层渗透率 60% 以上, 使储集空间增加 9.24%。研究成果合理地解释了油水井转注 CO₂ 注气能力差异机理, 理清了老油田转注 CO₂ 注气能力主控因素, 为老油田转注 CO₂ 提高采收率提供重要技术支撑, 同时也为国家碳减排项目的实施提供了重要参考。

关键词: 转注气; 注气能力; 溶蚀作用; 组分分异; 主控因素

中图分类号: TE37

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2021)S-0194-05

DOI: 10.16606/j.cnki.issn.0253-4320.2021.S.039

Mechanism of permeability damage caused by CO₂ flooding development for old oil fields

TIAN Wei^{1,2*}

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang 457001, China; 2. Postdoctoral Research Station of Mechanics, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to systematically study reservoir damage caused by CO₂ transfer in old oil fields, the effects of CO₂ on physical properties and fluids of the reservoir are studied by using natural cores and formation fluids of target reservoirs in laboratory experiments. The results show that main minerals in the target reservoir include iron dolomite, plagioclase and calcite, and clays in the target reservoir mainly include illite, chlorite and ironite/smectite. The dissolution of calcite is mainly characterized by the formation, fracture, fragmentation and disappearance of the dissolution cone, and there is no new substance formed except the reverse reaction. The dissolution reaction of feldspar mainly results in the formation of two types of secondary minerals on its surface, but the amount of dissolution is greater than that of new secondary minerals. In the early stage of interaction between CO₂ and rocks, NaCl crystals and secondary minerals form on the surface; In the later stage, NaCl crystals disappear and a large amount of secondary minerals form. Compositional differentiation of crude oil occurs after contacting with CO₂, which reduces the fluid flow capacity in deep reservoir. CO₂ injection has eventually increased the permeability of the reservoir by more than 60% and increased the reservoir space by 9.24%. The research results explain reasonably the difference mechanism of CO₂ gas injection capacity between oil and water wells, clarify the main controlling factors for CO₂ gas injection capacity in old oil fields, and provide important technical support for CO₂-EOR in old oil fields, as well as an important reference for the implementation of China's carbon emission reduction projects.

Key words: CO₂ transfer; gas injection capability; dissolution; component differentiation; main controlling factors

目前,国内石油供需矛盾异常突出,原油对外依存度持续攀升,低渗老油田调整挖潜依然是缓解油气供需矛盾的主要途径。大量文献研究和国外低渗油田成功开发的经验表明^[1-6],CO₂ 驱技术是低渗油藏进一步提高采收率的有效途径。国内外很多油田都在探索采用 CO₂ 驱技术,并已有非常成功的案例^[7-11]。中原油田从 2007 年开始探索 CO₂ 驱矿场先导实验,先后经过数个油田的实践积累,取得了巨

大成功^[12-13]。近年来,随着石油行业进入寒冬期,中原油田从 2016 年开始探索利用现有井网开展转注气以降低成本,并已取得初步成效,但也遇到了一些问题,老油田转注 CO₂ 驱开发对储层的渗透性伤害缺乏系统的研究^[14-18],导致水井转注气比油井转注气更困难的问题一直没有得到合理的解释,进而影响了 CO₂ 驱技术的推进和方案的实施。本文从 CO₂ 对储层流体及岩石物性影响的角度着手,系统

收稿日期:2021-04-08;修回日期:2021-06-08

基金项目:河南省博士后基金资助(2018120)

作者简介:田巍(1981-),男,博士后,副研究员,主要从事油气田开发、三次采油技术、二氧化碳利用与封存等方面的研究,通讯联系人, tw811227@163.com。

研究老油田转注 CO₂ 开发对储层的渗透性伤害,理清老油田转注 CO₂ 注气能力主控因素,为油田注气开发提供实验基础和技术支撑,同时为国家实施碳减排战略提供重要的技术参考。

1 储层物性特征

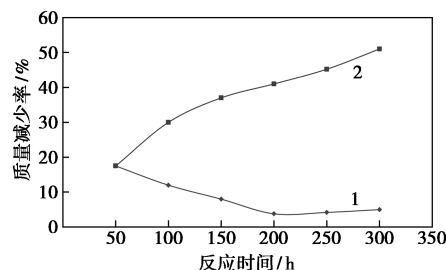
目标储层的储层岩性主要为浅灰色泥质石英粉砂岩、细砂岩。矿物中含量最多的是石英,占 44.43%;其次是铁白云石,相对含量为 22%;第三是斜长石和方解石 (CaCO₃) 类,相对含量分别为 17.18% 和 12.50%;钾长石、白云石、石膏、黄铁矿等矿物的相对含量较小,均低于 5%。黏土矿物中含量最高的成分为伊利石,相对含量为 47.5%;其次是绿泥石和伊/蒙混层,相对含量分别为 11% 和 37.25%,伊/蒙混层的混层比为 15%;高岭石相对含量较少,为 4.25%。岩心平均喉道半径在 1.2 μm 左右,相对分选系数平均为 0.35,中值半径平均为 0.557 μm,退汞效率平均为 21.67%,排驱压力较低,平均为 0.18 MPa。从特性参数来看,储层物性一般,从退汞效率数据分析得知该类储层通常水驱效率较低,因此不宜采用注水开发。

2 CO₂ 水溶液对岩石物性的影响

2.1 CO₂ 与方解石相互作用

方解石与溶解 CO₂ 地层水溶液反应后,表面出现多种溶蚀现象。反应前的方解石表面平整致密,没有孔隙和裂隙;在与 CO₂ 反应 50 h 后形成条柱状的溶蚀晶锥,之后继续破坏晶锥,使晶锥断裂破碎,进而被溶蚀消失;溶蚀反应在前 100 h 速度最快,样品表面出现大量的溶蚀坑、溶蚀晶锥和溶蚀带;在反应前 200 h 内,相对质量减少率越来越小,由最初的 17.5% 减少到 200 h 的 3.8%,溶液中 Ca²⁺ 浓度越来越大,由最初的 600 mg/L 增加到 800 mg/L。但在 100~150 h 之间,质量减少率的增幅越来越小,主要是由于溶液中 Ca²⁺ 浓度在该阶段增加至一定值后发生了逆反应,生成了部分 CaCO₃,溶液中 Ca²⁺ 浓度降低,但总体的溶蚀速度仍大于新物质生成速度,溶蚀程度逐渐加深,溶蚀带沿着方解石的解理面发育,溶蚀晶锥平行排列构成溶蚀阵列。当反应到 150~250 h 时,前期反应的方解石表层被溶蚀剥落,内部新鲜层面露出进一步参与反应,使得溶液中 Ca²⁺ 浓度再次出现增长。在反应 250~300 h 之间,溶液中的 Ca²⁺ 浓度过高而再次发生了逆反应,之后方解石继续溶解,方解石的质量减少率继续增大,由 4.2%

减少到 300 h 的 5.0%,而溶液中 Ca²⁺ 的浓度也继续增加,由 850 mg/L 增加到 930 mg/L。但在反应 300 h 之后,条柱状晶锥的前端被进一步溶蚀成尖锥状,溶蚀程度进一步加深。方解石与 CO₂ 反应时间的变化见图 1。

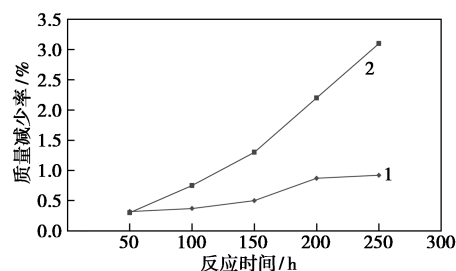


1—相对减少率;2—累积减少率

图 1 方解石与 CO₂ 反应随时间的变化关系

2.2 CO₂ 与长石相互作用

长石是主要的造岩矿物,反应前长石表面光滑干净,无孔隙和裂隙;反应 50 h 后,样品表面形成大量溶蚀坑洞,同时最先在溶蚀坑洞附近出现少量插入长石表面长度约为 1 μm、厚度约为 0.2~0.5 μm 的板片状六边形晶体次生矿物,并且次生矿物围绕溶蚀坑有叠加现象;在反应 100 h 后,次生矿物逐渐增多,占据长石表面的 25%,后生成的层片状次生矿物不断叠加在早期生成的次生矿物之上,形成类似玫瑰花簇形状的几何体;反应 150 h 后,次生矿物继续增加,大量叠加斜插在早生成的次生矿物上,使得表面的玫瑰花簇越来越多,越来越密,最终形成一个薄而不连续的似网状多孔层附着在长石表面,通过采用能谱分析手段可知花瓣状次生矿物为高岭石和绿泥石,在绿泥石之上的絮状矿物为蒙脱石和水铝英石。在长石与 CO₂ 反应的整个过程中,长石的质量减少率逐渐增大,从 50 h 的 0.34% 增加到 250 h 的 0.90%,说明长石被溶蚀的量大于次生矿物生成的量。长石与 CO₂ 反应随时间的变化见图 2。



1—相对减少率;2—累积减少率

图 2 长石与 CO₂ 反应后质量的相对减少量变化

2.3 CO₂ 与岩石矿物相互作用

在地层温压条件下采用目标层天然岩心开展实验。反应初期在岩石表面附着大量的 NaCl 结晶颗粒,阻碍了反应的进行,无明显的次生矿物形成;反应 12 d 左右,主要以长石发育为主,长石的明显晶形出现,NaCl 晶体融化,且有绿泥石生成;反应 18 d 后岩石溶蚀过程更为显著,表现为次生矿物集中生长的特征;反应进行到 30 d 时大量的次生矿物聚集,次生矿物多为长石类,大量的次生石英,少量的黏土类矿物。总体表现为先少量溶蚀,而后大量次生矿物生成的特征。

2.4 溶蚀引起的岩石渗透率变化

图 3 为岩心在不同时间段的渗透率变化。从图 3 可以看出,整个渗透率变化曲线呈现出先降低而后逐渐增加的趋势,在 100 h 时渗透率保持率降低到 0.7;而后在约 280 h 时渗透率保持率降到最低,只有 0.6;而在 600 h 时渗透率保持率增到 1.6,渗透率提高幅度非常明显。岩心在碳酸水作用下改变了岩石物性,充分溶蚀后的岩石孔隙度比反应前增加了 0.964%,增幅达 9.24%,可见,溶蚀作用进一步增加了岩石的储集空间。

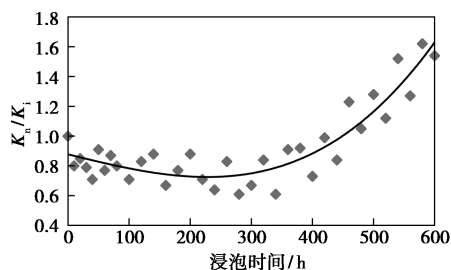


图 3 岩心不同时间段的渗透率变化

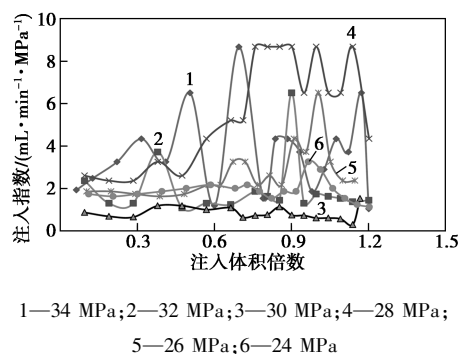
综上所述,碳酸水与岩石作用的过程是岩石被溶蚀与新物质生成的过程,两者此消彼长,直到溶蚀与新物质生成达到动态平衡。渗透率在初期阶段降低,主要有两方面原因:一方面是岩石表面大量 NaCl 结晶出现,在一定程度上阻碍了溶蚀反应的进行,导致碳酸水与方解石、长石的溶蚀作用不明显,NaCl 结晶的存在也降低了流体渗流能力;另一方面是溶蚀脱落的岩石颗粒物形成的孔道堵塞降低了渗流能力,酸敏颗粒物质在溶蚀作用下脱落,导致岩石矿物及无机颗粒失稳脱落,这部分脱落物在流动运移过程中堵塞部分孔道,增加了后续流体渗流的阻力。在反应中后期,渗透率逐渐恢复并一直增加的主要原因有两个:一方面是溶蚀作用增加了孔道空间,反应 12 d 后 NaCl 晶体融化,使得长石和方解石

与碳酸水的接触更加充分,溶蚀发挥了主导作用,尤其在 18 d 后,岩石表面溶蚀作用更加显著,溶蚀的量远大于次生矿物生成的量,孔道边壁岩石矿物进一步溶蚀,孔道变大;另一方面,溶蚀作用使处于流动和冲刷作用下的脱落颗粒粒径变小而解堵,改善了渗流条件,渗透性变好。因此,对于已注水的储层,连续气驱并不是经济有效的提高采收率的方法,可以采取注气后适当延长关井时间(或焖井)、注入井间歇注气或周期注气,以延长近井附近碳酸水与岩石的反应时间,对于后续的注气开发将是有利的。

3 CO₂ 对原油物性的影响

3.1 注入能力分析

图 4 为注入指数随注入倍数的变化关系。注入指数变化以最小混相压力 29.23 MPa 为分界点,在低于 29.23 MPa 的驱替压力下,随着驱替压力的增加,注入指数和采油指数呈增加的趋势,图中 24、26、28 MPa 的 3 条曲线表明,注入压力越高注入指数也越高;但是在注入压力为 30 MPa 下,注入指数急剧降低,整体降到最低值,并低于 24 MPa 下的注入指数曲线,说明发生了严重的孔道堵塞;之后随着驱替压力的增加注入指数数值呈现波动式增加,注入压力越高注入指数越不稳定,容易发生气窜。由此可见,注入压力并非越高越好,选取不合适的注入压力也会伤害储层的渗流能力,引起注入能力的降低。



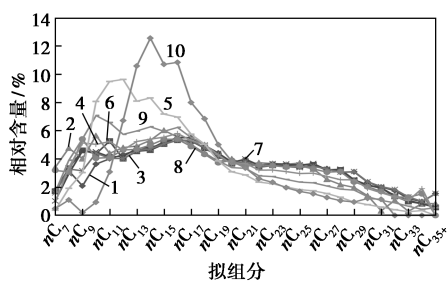
1—34 MPa; 2—32 MPa; 3—30 MPa; 4—28 MPa;
5—26 MPa; 6—24 MPa

图 4 注入指数随注入倍数的变化

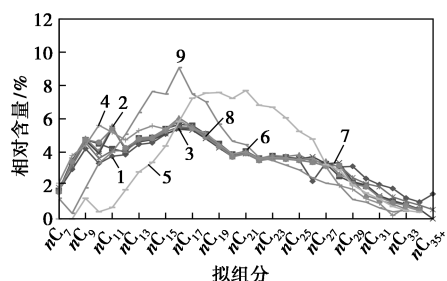
3.2 注 CO₂ 过程中原油组分变化

图 5 为低于混相压力和高于混相压力 2 种驱替压力下产出物组分变化,其中 0.095 PV 对应的曲线为原始油样的组分曲线。图 5(a) 为 24 MPa 下气驱产出物组分变化,可以看出在注气体积 0.948 PV 以内,产出物组分随注气量的变化较小,组分相对较为稳定,该阶段以驱替作用为主;在注气体积高于 0.948 PV 后,气体突破,产出流体的组成与前期产

出流体组分相比差异越来越明显,产出流体组分的峰值由 C₉ 向 C₁₄ 移动,驱替结束时产出物组分对应峰值在 C₁₄,说明产出物重质组分含量增加了,可见 CO₂ 突破后,CO₂ 的萃取作用增强。图 5(b) 为 30 MPa 驱替压力下产出物组分变化情况,可以看出在气体注入体积低于 0.996 PV 下,产出物组分与初始组分相比差别不大;当注入气体体积超过 0.996 PV 之后,组分峰值变化范围增大到 C₁₀~C₂₀,最终产出流体组分峰值达到了 C₂₀,比 24 MPa 产出物组分峰值变化区间更宽。30 MPa 驱替压力高于原油混相压力,原油与气体两者可以任意比互溶,突破后,萃取作用更明显,组分变化更大。



1—0.095 PV; 2—0.616 PV; 3—0.854 PV; 4—0.948 PV;
5—1.138 PV; 6—0.474 PV; 7—0.759 PV; 8—0.901 PV;
9—0.996 PV; 10—1.328 PV
(a) 24 MPa



1—0.095 PV; 2—0.757 PV; 3—0.901 PV; 4—0.996 PV;
5—1.328 PV; 6—0.379 PV; 7—0.854 PV; 8—0.948 PV;
9—1.091 PV
(b) 30 MPa

图5 不同驱替压力下产出原油组分分析

对比两类驱替压力下产出物峰值可知,驱替压力越高,原油与 CO₂ 接触后组分分异越严重,分异产生的重质组分在流动过程中堵塞孔道,是注入指数下降的重要原因。原油组分中,中间烃和重烃被优先萃取,非烃和沥青质一般很难萃取采出,而非烃和沥青质主要溶解于芳烃中^[19],芳烃在较高的驱替压力下萃取过程加剧,造成非烃和沥青质的快速析出,从而聚集堆积在孔道中形成堵塞。

利用高温高压微观可视模型进一步研究了 24

和 30 MPa 下的组分分异现象,选取模型中特定区域进行放大处理来直观地观察组分分异现象,主要观察气液接触后在溶解混相(非混相)驱替前缘组分分析现象,如图 6 所示。图 6 表明,24 MPa 驱替压力下 CO₂ 与原油的作用界面不明显;但在 30 MPa 下的驱替压力下,可观察到明显的组分分异现象,轻质组分在孔道中间,被 CO₂ 快速携带带走,而重质组分在孔道边部,流速明显低于孔道中间的流体,形成所谓的拟边界流体,使流动阻力增加,这部分流体运移到孔道中就形成孔道堵塞,当孔道较小时,流动就非常困难,宏观表现为注入压力升高,注入困难。

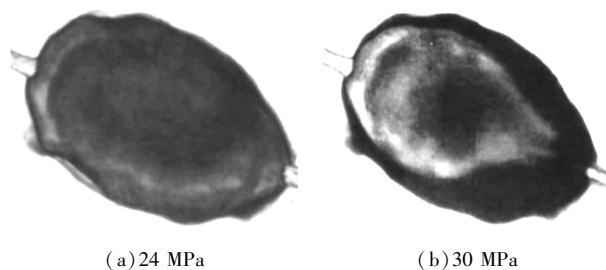


图6 不同驱替压力下组分分异微观可视图

4 水井转注气压力比油井转注气高的问题探讨

油水井转注 CO₂ 注气的过程,首先是气体溶于水形成弱碳酸水,进一步驱替地层流体,这就存在注入流体对储层物性的影响以及对储层流体性质的影响。对储层的影响主要为溶蚀作用,对地层流体的影响主要为 CO₂ 与原油发生组分分异使重质组分滞留增加渗流阻力。对于油井和水井转注 CO₂,上述两种作用在其近井区和远井区存在较多差异,主要概括为近井吸气能力差异和远井储层深部组分分异堵塞程度差异。

4.1 近井吸气能力差异

对于油水井转注气近井吸气能力存在明显的差异,主要体现在:

(1) 转注气储层流体流通通道的差异。油井转注气的过程是油井近井储层中液体返排的过程,压力传播快,损耗小,所需要的注入压力低;水井转注则相反,压力传播慢,需要的压力相对高,后续注气就会非常困难。

(2) 裂缝内表面润湿性差异。根据水动力学原理,油井近井段裂缝的内表面覆盖的油膜面积比水井近井裂缝中的油膜面积大,阻隔了岩石与水相的接触,有油膜的区域疏水,附加阻力降低,更利于水

相流动,后续气体注入就非常容易。

(3)溶蚀作用面不同,溶蚀堵塞程度不同。水井近井裂缝内表面由于覆盖油膜较少,碳酸水与岩石裂缝内表面裸露岩石接触充分,大量的酸敏物质颗粒、矿物颗粒和无机颗粒脱落,并随液体向远处渗流,堵塞不同级别孔道,形成复杂多级孔道堵塞;而油井近井裂缝内表面覆盖的油膜阻隔了碳酸水与岩石的接触,CO₂的萃取作用较弱,油膜冲刷剥落慢,发生溶蚀程度与水井相比要弱很多,脱落颗粒少,在流动过程中溶蚀变小,只能堵塞对渗透率几乎没有贡献的微细孔道,发生的是不完全溶蚀堵塞,堵塞程度较轻微。

上述就是油水井转注气近井吸气能力差异的机理,是导致水井转注气压力比油井高的重要原因。

4.2 远井区储层深部组分分异堵塞程度不同

由于水井转注气的注入压力要高于油井转注气的压力,气体运移到储层深部后,较高的注入压力导致水井转注气在储层深部发生更为严重的组分分异现象,从而降低了水井转注气储层深部的渗流能力,导致其在相同渗流能力下压力梯度增加,而油井转注气由于近井吸气能力较强,在相同的注入能力下注入压力较低,组分分异作用较轻,这也是引起水井转注气注入能力远低于油井转注气注入能力的一个重要原因。

综合以上分析,溶蚀作用贯穿注入气与储层接触的各个部位,但油水井转注气溶蚀作用程度在储层深部差异较小。所以,对于已开发低渗储层转注CO₂,水井转注气近井吸气能力较差,所需注入压力高,进一步加剧了储层深部组分分异,形成更为严重的重组分沉积储层堵塞,两者的综合作用导致水井转注气注入能力相对较低;而油井转注气近井吸气能力较好,注入压力低,储层深部组分分异较轻,堵塞轻微,同时油井转气的过程是储层液体返排的过程,渗流阻力低,多种因素的综合作用导致油井转注气的注入能力高。因此对于已开发储层选取注气井时应尽量选用油井转注,这也是低渗储层开发后期转注CO₂驱注气能力的主控因素。

5 结论

(1)储层岩性主要为浅灰色泥质石英粉砂岩、细砂岩;矿物以石英、铁白云石、斜长石和方解石为主,黏土矿物主要为伊利石、绿泥石和伊/蒙混层等。岩心平均喉道半径 1.2 μm,不适宜采用注水开发。

(2)CO₂与岩石及矿物接触发生溶蚀反应,并

有新物质生成,导致渗透率先降后增,最终改善了储层,增加了储集空间;但地层原油与CO₂接触后发生组分分异,增加了流动阻力,不利于后续气体注入。

(3)油水井转注气中水井比油井转注压力高,是由近井溶蚀堵塞程度、渗流通道、润湿性 3 因素综合导致的吸气能力差以及远井储层组分分异程度不同引起的,这是低渗老油田转注CO₂注气能力的主控因素。

参考文献

- [1] 秦积舜,韩海水,刘晓蕾.美国CO₂驱油技术应用及启示[J].石油勘探与开发,2015,42(2):209-216.
- [2] 郝敏,宋永臣.利用CO₂提高石油采收率技术研究现状[J].钻采工艺,2010,33(4):59-63.
- [3] 郭龙.渤南油田义34块特低渗透油藏CO₂混相驱实验[J].油气地质与采收率,2011,18(1):38-40.
- [4] 田巍.CO₂增注剂与油藏的适应性[J].科学技术与工程,2020,20(33):13628-13634.
- [5] 高云丛,赵密福,王建波,等.特低渗油藏CO₂非混相驱生产特征与气窜规律[J].石油勘探与开发,2014,41(1):79-85.
- [6] 汤勇,张超,杜志敏,等.CO₂驱提高气藏采收率及埋存实验[J].油气藏评价与开发,2015,5(5):34-40.
- [7] 田巍.老油田注CO₂开发提高注气能力的方法[J].石油与天然气化工,2020,49(3):72-77.
- [8] 田巍.CO₂/原油的混相与混相驱问题探讨[J].科技通报,2020,36(12):8-12,18.
- [9] 苑登御.缝洞型碳酸盐岩油藏注气提高采收率技术与相关机理研究[D].北京:中国石油大学(北京),2016.
- [10] 田巍,王明,朱维耀,等.致密砂岩中的油气水三相渗流规律研究[J].陕西科技大学学报(自然科学版),2016,34(5):114-118.
- [11] 刘淑霞.特低渗透油藏CO₂驱室内实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(2):133-136.
- [12] 田巍,邓瑞健,李中超,等.碳封存过程中溶蚀作用对岩石渗透性的影响[J].陕西科技大学学报,2018,36(6):103-108.
- [13] 周宇,王锐,苟斐斐,等.高含水油藏CO₂驱油机理[J].石油学报,2016,37(S1):143-150.
- [14] 狄伟.注CO₂对超低渗储层的渗透性伤害研究[J].钻采工艺,2020,43(2):53-56.
- [15] 曲希玉.CO₂流体-砂岩相互作用的实验研究及其在CO₂气储层中的应用[D].长春:吉林大学,2007.
- [16] 曲希玉,刘立.含片钠铝石砂岩-地层水相互作用实验研究[J].吉林大学学报(地球科学版),2007,37(4):691-698.
- [17] 李汶国,张晓鹏,钟玉梅.长石砂岩次生溶孔的形成机理[J].石油与天然气地质,2005,39(3):220-223.
- [18] 朱焕来,曲希玉,刘立,等.CO₂流体-长石相互作用实验研究[J].吉林大学学报(地球科学版),2011,41(3):697-706.
- [19] 周拓,刘学伟,杨正明,等.二氧化碳驱储集层堵塞机理实验分析[J].石油勘探与开发,2015,42(4):502-506.■