



引用格式:王铁铮,王长权,夏玉磊,等. CO₂与压裂地层置换规律实验研究[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(32): 13158-13162

Wang Tiezheng, Wang Changquan, Xia Yulei, et al. Experimental study on displacement law of CO₂ and fractured formation[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(32): 13158-13162

CO₂与压裂地层置换规律实验研究

王铁铮¹, 王长权^{1*}, 夏玉磊², 陈亮³

(1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 西安 710018; 3. 新疆油田分公司开发处, 克拉玛依 834000)

摘要 针对致密油藏注不进、采不出的开发难题和低产量、低效益的开发现状,基于国外对致密油藏CO₂驱的成功案例,提出CO₂干法压裂以及CO₂置换相结合的开发思路。模拟干法压裂地层,开展了CO₂置换实验,研究了焖井时间、焖井压力、返排压差等因素对CO₂置换效率的影响。并借助CT扫描技术,对比实验前后岩心内流体的分布推测置换实验反应情况。实验结果表明:最佳焖井时间为12~24 h;焖井压力大于最小混相压力(20.56 MPa)时焖井后能取得较高置换效率;返排压差在6 MPa以上开发效果最佳。在压裂的致密油藏内,离裂缝距离中等的岩心部位置换效果最好,其次为靠近裂缝的岩心部位,而距裂缝最远的岩心部位置换效果最差。

关键词 致密油藏; CO₂置换; 焖井时间; 焖井压力

中图分类号 TE341; **文献标志码** A

Experimental Study on Displacement Law of CO₂ and Fractured Formation

WANG Tie-zheng¹, WANG Chang-quan^{1*}, XIA Yu-lei², CHEN Liang³

(1. Petroleum Engineering College, Yangtze University, Wuhan 430100, China; 2. Changqing Downhole Technology Operation Company of CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an 710018, China; 3. Development Office of Xinjiang Oilfield Branch, Karamay 834000, China)

[Abstract] Due to the fact that the tight reservoir can not be injected or produced, the development is of low production and low benefit. Based on the successful cases of CO₂ flooding in tight reservoirs abroad, the development ideas of CO₂ dry fracturing and CO₂ replacement were put forward. The dry fracturing of the formation was simulated, and CO₂ replacement experiments were carried out to study the effect of factors such as soak time, soak pressure, backflow pressure difference on CO₂ replacement efficiency. With the help of CT scanning technology, the fluid distribution in the core before and after the experiment was compared to predict the reaction of displacement experiment. The experimental results show that the best soaking time is 12 h to 24 h. When the soaking pressure is larger than the minimum miscible pressure (20.56 MPa), the replacement efficiency is higher. The development effect is the best when the backflow pressure difference is more than 6 MPa. In the fractured tight reservoir, the replacement effect of the core part with the middle distance from the fracture is the best, followed by the core part close to the fracture, and the core part with the farthest distance from the fracture is the worst.

[Key words] tight reservoir; CO₂ replacement; soak time; soak pressure

随着常规油气资源的减少,人们逐渐把目光转移到非常规油气的开发上。在中国致密油藏储量非常丰富,具有较大的开发潜力^[1-4],而致密油藏渗透率极低,储层物性差,孔隙喉道细小,常规的开发方式无法经济有效地开采轻质原油^[5]。致密油藏多为陆相成因,天然能量不足,衰竭式开发效果不理想,采收率不足10%^[6]。如何提高致密油藏采收率成为新的研究热点。

2010年Petro Bakken公司^[7]通过在双分支水平井进行裸眼封隔器压裂,使得人工裂缝与天然裂

缝相互沟通,油井第一年产量就提高25%。2014年,雷少飞^[8]研究如何优化开发致密油,得出在开发初期黏滞力对原油采收率起主导作用,因此必须采取措施减少原油黏度,以获取更大的采收率。CO₂具有膨胀降黏、降低界面张力、补充地层压力等优势,CO₂干法压裂被认为是提高致密油藏采收率的一项重要技术。

目前关于干法压裂后高压液态CO₂作为携砂液与致密油藏反应情况尚不明确,关于CO₂与储层油藏的置换反应研究较少。现模拟CO₂干法压裂储

收稿日期: 2020-02-12; 修订日期: 2020-05-26

基金项目: 国家自然科学基金(51404037); 油气藏地质及开发工程国家重点实验室2018年开放基金(PLN201813)

第一作者: 王铁铮(1995—),女,汉族,山东东营人,硕士研究生。研究方向: 注气提高采收率及CO₂地质封存。E-mail: Wang_Tiezheng@163.com。

* 通信作者: 王长权(1979—),男,汉族,黑龙江集贤人,博士,副教授。研究方向: 油气田开发工程。E-mail: wonque@163.com。

层,进行 CO₂与储层焖井置换的实验,研究焖井时间与 CO₂置换效率的关系,探讨储层渗透率对 CO₂置换效率的影响,分析焖井后返排效果与返排压差的关系。

1 实验部分

CO₂置换储层油气是指进行 CO₂干法压裂后裂缝中的 CO₂与储层流体之间的置换。在焖井过程中 CO₂与孔隙内地层原油接触、溶解、扩散,使原油降黏、膨胀,与 CO₂产生置换作用。采用岩心驱替装置进行 CO₂和孔隙内地层原油的置换实验,通过置换前后岩心生成物含量测试得到 CO₂与岩心孔隙内地层原油的置换效率。

1.1 实验材料

实验用水为鄂尔多斯盆地长7油藏现场取样,实验前用 0.45 μm 滤膜经砂岩漏斗过滤,实验用油采用现场落地原油在实验室用配样器复配所得,油藏温度 70 °C 下,原油密度为 0.806 g/m³,原油黏度为 1.82 mPa·s,实验用 CO₂纯度为 99.99%,实验用岩心取自实际地层条件,渗透率为 0.04 ~ 0.09 mD,孔隙度为 7% ~ 10%。

1.2 实验流程和实验步骤

CO₂置换地层原油实验流程如图 1 所示。

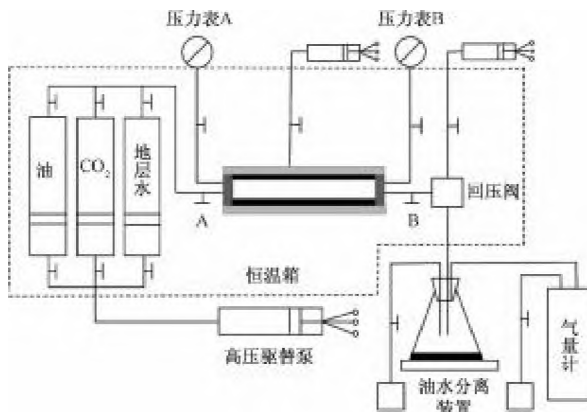


图 1 CO₂置换实验流程

Fig. 1 Flow chart of CO₂ replacement experiment

实验步骤如下。

(1)岩心抽真空加压饱和地层水,利用高温蒸汽驱建立束缚水饱和度。

(2)建立完毕后岩心饱和地层油,记录岩心饱和油量,再将岩心进行劈缝处理(模拟 CO₂干法压裂处理)。

(3)关闭阀门 B 饱和 CO₂,用高压驱替泵以恒定的流速将 CO₂顶入岩心,直至入口端压力表 A 达到指定压力后关闭阀门 A,焖井一定时间,记录焖井

期间岩心夹持器内压力的变化。焖井完成后打开阀门 B,通过回压阀控制调整返排压力,计量并收集采出气、油量。

(4)改变焖井时间,重复操作步骤(2)、步骤(3)。

(5)改变岩心渗透率,重复操作步骤(1)~步骤(4)。

(6)计算不同焖井时间条件下,原油采出程度、原油置换率和焖井时间的关系。

具体的实验方案如表 1 所示。所有实验均在地层温度 70 °C 下进行,整个实验过程中,观察实验温度、压力的变化趋势,并记录时间、计量泵读数、产出的油量、产出的 CO₂气量,计算 CO₂的置换效率等。

表 1 CO₂置换实验方案

Table 1 CO₂ replacement experiment scheme

实验方案	焖井时间/h	焖井压力/MPa	返排压差/MPa
1	6	18	18
	12		
	24		
	48		
2	6	21	21
	12		
	24		
	48		
3	6	18	3
	12		6
	24		10
	48		

测试实验后岩心内剩余流体的分布情况,通过 CT 扫描技术对焖井前后油藏岩心进行扫描,明确 CO₂置换实验后的岩心孔隙结构变化及流体饱和度变化。

1.3 置换效率计算方法

置换效率的计算式为

$$\gamma = m_o^*/m_o \quad (1)$$

式(1)中: m_o^* 为焖井后岩心内排出油的质量,g; m_o 为模拟油藏岩心饱和地层油的质量,g, m_o 的计算式为

$$m_o = (1 - S_{wi})\rho_o V_p \quad (2)$$

$$V_p = \varphi \pi d^2 L/4 \quad (3)$$

式中: S_{wi} 为建立的油藏岩心束缚水饱和度; ρ_o 为地层油密度,g/m³; V_p 为油藏岩心孔隙体积,cm³; φ 为油藏岩心孔隙度,可由孔渗联测仪确定; d 为油藏岩心直径,cm; L 为油藏岩心长度,cm。

2 结果与讨论

2.1 最小混相压力

最小混相压力是判断 CO₂混相驱和非混相驱的

重要依据。不同的驱替方式下 CO_2 的作用机理不同,因此开展 CO_2 驱替前首先要研究其最小混相压力的大小。按照中国石油天然气行业标准《最低混相压力细管实验测定法》(SY/T 6573—2016),通过细管实验确定 CO_2 驱的最小混相压力。图 2 所示为驱替效率与驱替压力的关系曲线。通过两条曲线延长线的交点确定最小混相压力为 20.56 MPa,而目标油藏的地层压力为 18~21 MPa。压力高于最小混相压力时能够达到 CO_2 混相驱的要求,属于混相驱,反之,属于非混相驱。以下分别研究了混相和非混相两种条件下 CO_2 驱的开发效果。

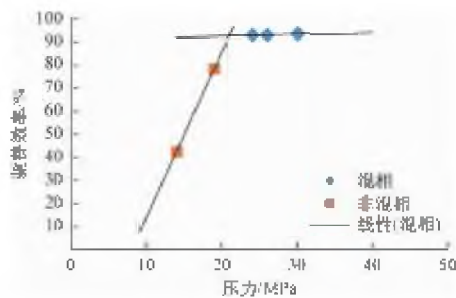


图2 CO_2 驱替效率与驱替压力关系曲线

Fig. 2 Relation curve between CO_2 displacement efficiency and displacement pressure

2.2 焖井时间对置换效率的影响

选取 3 个不同渗透率的岩心,进行了 4 组不同焖井时间的 CO_2 置换实验,每组实验开井至油采不出为止。岩心 A 渗透率略小于 B 大于 C。不同焖井时间下置换效率结果如图 3 所示。

对于相同渗透率岩心, CO_2 置换效率随焖井时间的增加而增加,当焖井时间达到 12~24 h 以后,再增加焖井时间对其置换效果不会有太大的影响。根据该油藏岩心的 CO_2 置换效果随焖井时间的变化规律,确定其在岩心尺度上的焖井时间应在 12~24 h。

对于不同渗透率岩心,相同焖井时间条件下 CO_2 置换效率随渗透率的增加而逐渐增大,说明岩

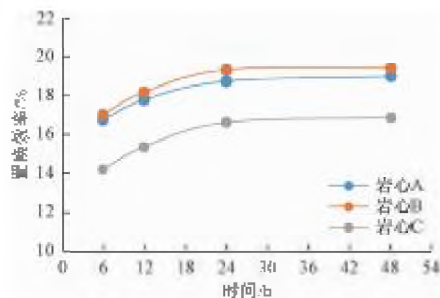


图3 不同焖井时间下的置换效率

Fig. 3 Replacement efficiency under different soak time

心渗透率越大,裂缝中的 CO_2 向基质中的原油扩散作用增强^[9-10], CO_2 波及系数增大,溶解量增大,膨胀能力增强,在降压返排时排出油的效果越好。

2.3 焖井压力对置换效率的影响

为了研究焖井压力对置换效率的影响,分别开展焖井压力为 18、21 MPa 的 CO_2 焖井置换实验,观察不同焖井压力下置换效率的变化。图 4 所示为不同焖井压力下的置换效率。

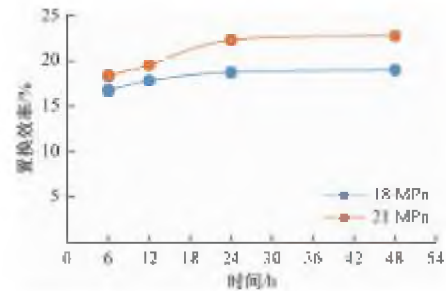


图4 不同焖井压力下的置换效率

Fig. 4 Replacement efficiency under different soak pressure

由图 4 可以看出,焖井压力为 21 MPa 下的置换效率大于 18 MPa,即混相驱的驱油效果高于非混相驱,这是因为当压力高于最小混相压力时, CO_2 萃取原油中的轻质、中质组分,原油与 CO_2 的界面张力消失,原油的流动性增加,大大减小了渗流阻力,从而增大原油采出程度,提高驱油效率^[11-12]。因此, CO_2 置换的油藏压力最好高于最小混相压力,以获得最佳的置换效果。

2.4 返排压力对置换效率的影响

由前面实验所得该地层最佳焖井时间为 12~24 h,取焖井时间 24 h,分别以放喷压力 17、15、12、8.3 MPa (压差分别为 1、3、6、10、15 MPa) 重复实验操作,结果如图 5 所示。

从结果中可以看出,油藏岩心在不同返排压差条件下原油采出程度随返排压差的增加不断增大,且增大的幅度也逐渐变大,说明返排压差比较小时,返排油量相对较弱,当返排压差达到一定程度

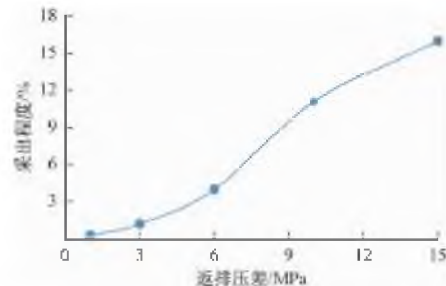


图5 返排压差与采出程度的关系曲线

Fig. 5 Relation curve between backflow pressure difference and recovery degree

后溶解 CO₂ 的原油具有较好的膨胀能力,此时可以发挥较好的返排效果。从结果中可以看出,油藏岩心在 6 MPa 返排压差后采出程度出现突增,说明在实验室条件下返排压差应达到 6 MPa 以上,可有效提高返排效果。

2.5 孔隙流体分布

X 射线微米级 CT 是利用锥形 X 射线穿透物体,通过不同倍数的物镜放大图像,由 360° 旋转所得到的大量 X 射线衰减图像重构出三维的立体模型。由于 CT 图像反映的是 X 射线在穿透物体过程中能量衰减的信息,因此三维 CT 图像能够真实地反映出岩心内部的孔隙结构与相对密度大小。通过 CT 扫描技术,明确 CO₂ 置换油气后的岩心孔隙结构变化及流体饱和度变化。

将饱和完地层油的岩心和实验后的岩心分别进行 CT 扫描,在距裂缝不同位置选取 2 600 μm × 2 600 μm 的一个区域构建三维数字岩心,提取孔隙网络模型并进行统计分析,比较实验前后岩心内流体饱和度变化。CT 扫描图如图 6、图 7 所示,置换前后扫描不同部位的孔隙体积特征对比图如图 8、图 9 所示。

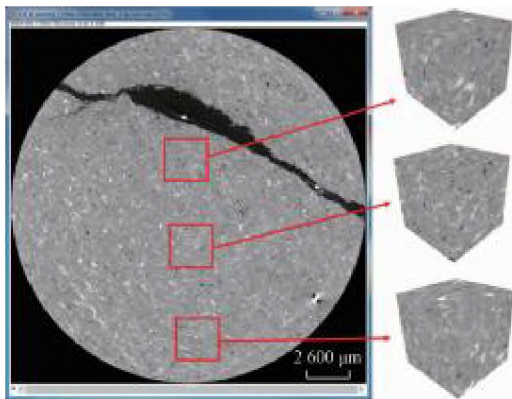


图 6 置换前(劈缝饱和油)扫描

Fig. 6 Scanning before replacement (split saturated oil)

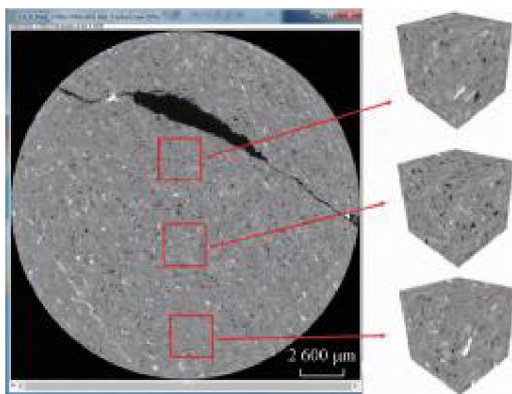


图 7 置换后(CO₂ 置换)扫描

Fig. 7 Scanning after replacement (carbon dioxide replacement)

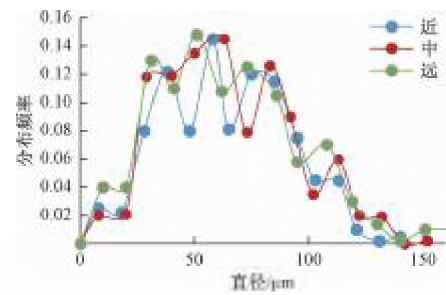


图 8 置换前(劈缝饱和油)扫描不同部位的孔隙体积特征对比

Fig. 8 Comparison of pore volume characteristics of different parts scanned before replacement (fracture saturated oil)

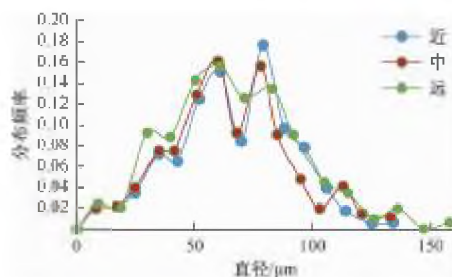


图 9 置换后(CO₂ 置换后)扫描不同部位的孔隙结构特征对比

Fig. 9 Comparison of pore structure characteristics of different parts after replacement (after CO₂ replacement)

CT 图像的灰度反映的是岩石内部物质的相对密度,因此 CT 图像中明亮的部分认为是高密度物质,而深黑部分则认为是孔隙结构。饱和油的岩心,孔隙中为原油和水,密度增大,扫描图像中孔隙变得浅淡。由图 6、图 7 可知,所选取的 3 个定点中,距裂缝中的定点黑色斑点明显增多,其次为距裂缝距离近的定点,而距裂缝远的定点黑色斑点变化不大。

由图 8、图 9 可知,反应后距裂缝较近的直径为 20 ~ 50 μm 的孔隙分布频率相对减少,70 ~ 90 μm 的孔隙分布频率明显增多,距裂缝距离为中的孔隙在直径为 20 ~ 50 μm 的孔隙分布频率相对减少,在直径为 70 ~ 90 μm 的孔隙分布频率相对增多,距裂缝距离较远的部位反应前后孔隙体积变化不明显。

距离裂缝越远,置换效果越差,而在距离较中等的部分置换效率最高说明距离裂缝越远,CO₂ 靠扩散作用向远处的孔隙溶解和置换效率低,CO₂ 溶解到孔隙流体中后,在降压返排时压力下降,原油膨胀排出一部分原油,当压力下降到溶解 CO₂ 后原油泡点以下时,原油中受脱气影响,排出的 CO₂ 会进一步排驱原油,而部分 CO₂ 也会串流,使得部分中部孔隙中的原油流经到近裂缝位置时存留,同时 CO₂ 快速逸出,使得中间部位的 CT 可见孔隙增多,近裂

缝部位的 CT 孔隙虽然增多,但受流出的原油残留在近裂缝部位导致可见 CT 孔隙数量较中间部分的 CT 可见孔隙数量少。

从整体来看,CO₂ 置换原油仍以置换中/近裂缝部位的原油为主,置换后原油主要还是通过大孔道流出,因此,反映出 CT 可见孔隙中的大孔道中的孔隙体积增大为主。

3 结论

(1) 对于渗透率一定的岩心,CO₂ 置换效率随焖井时间的增加而增加,到达一定时间置换效率趋于稳定,对于本次目标油藏最佳焖井时间为 12 ~ 24 h。在焖井时间相同的情况下,渗透率越大,置换效率越高。

(2) 当 CO₂ 的焖井压力高于最小混相压力 (20.56 MPa) 时,在焖井 24 h 后,混相驱置换效率 (21 MPa) 比非混相驱 (18 MPa) 高 3.54%。焖井压力高于最小混相压力时会取得更高的置换效率。

(3) 岩心置换反应完成后,距裂缝较中等的岩心部分置换效率最高,靠近裂缝的岩心部位次之,距裂缝较远处置换效率最低。

参 考 文 献

- 1 Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media [J]. *Transport in Porous Media*, 2010, 82(2): 375-384.
- 2 Alboudwarej H, Felix J, Taylor S, et al. Highlighting heavy oil [J]. *Oilfield Review*, 2006, 18(2): 34-53.
- 3 郎慧慧. 致密油藏体积压裂水平井 CO₂ 吞吐井网设计 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
Lang Huihui. Design of huff and puff pattern of volume fracturing horizontal well in tight reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- 4 李爱芬, 陈明强, 宋浩鹏, 等. 焖井时间对 CO₂ 吞吐开发低渗油藏影响机理研究 [J]. *科学技术与工程*, 2016, 16(7): 173-176.
Li Aifen, Chen Mingqiang, Song Haopeng, et al. Study on the mechanism of the effect of soaking time on the development of low-permeability reservoirs by huff and puff of CO₂ [J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(7): 173-176.

- 5 杨铁军, 张英芝, 杨正明, 等. 致密砂岩油藏 CO₂ 驱油提高采收率机理 [J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(24): 113-118.
Yang Tiejun, Zhang Yingzhi, Yang Zhengming, et al. EOR mechanism of CO₂ flooding in tight sandstone reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(24): 113-118.
- 6 孙丽丽, 李治平, 冀宏恩, 等. 超低渗透油藏 CO₂ 驱注入参数优化的实验研究 [J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(12): 66-70.
Sun Lili, Li Zhiping, Dou Hongen, et al. Experimental study on optimization of injection parameters of CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(12): 66-70.
- 7 钟敏. 致密油资源开发技术经济评价研究 [D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2018.
Zhong Min. Technical and economic evaluation of tight oil resource development [D]. Beijing: China University of Mining and Technology (Beijing), 2018.
- 8 雷少飞. 致密油藏注 CO₂ 提高采收率实验研究 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
Lei Shaofei. Experimental study on enhancing oil recovery by CO₂ injection in tight reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- 9 杨胜来, 王亮, 何建军, 等. CO₂ 吞吐油机理及矿场应用效果 [J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2004, 19(6): 23-26.
Yang Shenglai, Wang Liang, He Jianjun, et al. The mechanism of CO₂ huff and puff increasing oil and the effect of field application [J]. *Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition)*, 2004, 19(6): 23-26.
- 10 杨胜来, 郎兆新. 影响 CO₂ 吞吐采油效果的若干因素研究 [J]. *西安石油学院学报(自然科学版)*, 2002, 17(1): 32-34, 45.
Yang Shenglai, Lang Zhaoxin. A study on some factors affecting the effect of CO₂ huff and puff oil recovery [J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition)*, 2002, 17(1): 32-34, 45.
- 11 王学武, 王厉强, 夏志增, 等. 致密油藏不同 CO₂ 注入方式下微观驱油机理 [J]. *中国科技论文*, 2018, 13(15): 1754-1758.
Wang Xuewu, Wang Liqiang, Xia Zhizeng, et al. Micro displacement mechanism of tight oil reservoir under different CO₂ injection modes [J]. *Chinese Science and Technology Paper*, 2018, 13(15): 1754-1758.
- 12 江安, 雷少飞. 基于交换条件数学期望的 CO₂ 最小混相压力预测模型 [J]. *中国科技论文*, 2016, 11(17): 2029-2034.
Jiang An, Lei Shaofei. The prediction model of the minimum miscible pressure of CO₂ Based on the mathematical expectation of exchange conditions [J]. *Chinese Science and Technology Paper*, 2016, 11(17): 2029-2034.