

DOI:10.3969/j.issn.1006-6535.2022.05.018

二氧化碳混相压裂吞吐实验

吴俊峰¹,刘宝忠¹,刘道杰¹,王长权²,李迎辉¹,刘国华³

(1. 中国石油冀东油田分公司,河北 唐山 063004;

2. 长江大学,湖北 武汉 430100;

3. 中国石油长城钻探工程有限公司,辽宁 盘锦 124010)

摘要:针对南堡凹陷高5断块V油组常规水力压裂开发效果不佳的问题,通过开展PVT和岩心混相吞吐实验,明确CO₂混相压裂吞吐提高采收率作用机理,并利用矿场试验进一步验证技术有效性。研究结果表明:在目前地层压力(33.00 MPa)下,CO₂与原油可实现混相,且注入摩尔分数为60%的CO₂后原油体积膨胀41.01%,黏度降低33.08%,密度增加7.28%,表明CO₂对原油具有较好的增溶、膨胀、降黏作用;CO₂混相压裂吞吐采出程度可达到60%以上。试验井CO₂混相压裂吞吐后稳定生产26个月,累计增油2 200 t,原油重质组分得到了有效动用。该研究为低渗透致密油藏效益开发提供了有效技术途径。

关键词:低渗透油藏;CO₂混相压裂吞吐;提高采收率;最小混相压力;南堡凹陷

中图分类号:TE357.28 **文献标识码:**A **文章编号:**1006-6535(2022)05-0126-06

Test of CO₂ Miscible Fracturing and Huff and Puff

Wu Junfeng¹, Liu Baozhong¹, Liu Daojie¹, Wang Changquan², Li Yinghui¹, Liu Guohua³

(1. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063004, China;

2. Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;

3. CNPC Great Wall Drilling Company, Panjin, Liaoning 124010, China)

Abstract: To address the problem of poor development of conventional hydraulic fracturing in V Formation of Fault Block Gao 5, Nanpu Sag, PVT and core miscible huff and puff tests were conducted to clarify the mechanism of enhancing oil recovery by CO₂ miscible fracturing and huff and puff, and the technical effectiveness was further verified by field tests. The study results showed that: at the current formation pressure (33.00 MPa), CO₂ and crude oil could be mixed, and the crude oil volume was expanded by 41.01%, the viscosity decreased by 33.08%, and the density increased by 7.28% after the injection of CO₂ with a mole fraction of 60%, and CO₂ was effective in solubilization, expansion and viscosity reduction of crude oil; the recovery efficiency could reach more than 60% by miscible fracturing and huff and puff. After CO₂ miscible fracturing and huff and puff, the production of test wells was stable for 26 months, with a cumulative increase of 2 200 t in oil production, and the heavy components of crude oil were effectively utilized. The study provides an effective technical approach for the profitable development of low-permeability tight reservoirs.

Key words: low-permeability reservoir; CO₂ huff and puff in miscible fracturing; enhanced oil recovery; minimum miscible pressure; Nanpu Sag

0 引言

目前,低渗致密油气资源量占新增探明储量的

70%以上,已成为中国增储上产的资源基础^[1-4]。新发现的低渗油气资源地质特征主要表现为储层更加致密、孔隙与喉道更加细小、非均质性更严重

收稿日期:20211228;改回日期:20220505

基金项目:国家科技重大专项“低渗-致密砂岩储层体系表征及评价新方法”(2017ZX05009001-002);国家自然科学基金“超临界CO₂-原油-地层水三相平衡溶解度规律”(51404037)

作者简介:吴俊峰(1979—),男,工程师,2004年毕业于西南石油大学石油工程专业,现从事油气藏开发工程及管理工作。

通讯作者:刘道杰(1981—),男,高级工程师,2006年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2012年毕业于西南石油大学石油工程计算技术专业,获博士学位,现从事油藏储层改造及提高采收率研究工作。

等,开发过程中表现为启动压力梯度大、生产压差大、注水补充能量难度大、单井产量低,即“注不进”、“采不出”,油藏动用程度及采出程度普遍偏低,开发效益差^[5-10]。CO₂ 是良好的驱油剂,在油藏中注入 CO₂ 并实现混相是目前最具潜力的提高原油采收率的方式之一,而驱替过程能否形成混相是影响驱油效率的关键因素,随着混相程度的增大驱油效率逐渐增加,形成混相驱后驱油效率增幅变缓^[11-16]。CO₂ 混相压裂吞吐提高采收率技术是利用压裂高压泵车将 CO₂ 及辅助剂(缩膨剂、不返排酸、增溶剂、降凝剂等)快速注入地层,改善井底附近经长期开采后形成的低压状态,闷井一定时间后再开井生产。但该技术在中低渗致密油藏中提高采收率的增油机理及渗流规律有待深入研究。因此,通过室内实验,在混相条件下开展 CO₂ 与原油的相互作用机理实验和 CO₂ 混相压裂液体系吞吐实验,明确 CO₂ 混相压裂吞吐提高采收率机理。在此基础上,进一步通过矿场试验验证其有效性,为该项技术在矿场推广应用提供技术支持。

1 室内实验

1.1 CO₂ 与原油最小混相压力的确定

CO₂ 具有界面张力极低、黏度极低、流动性极强、扩散性极强的特性,较容易与原油实现混相。在开展 CO₂ 混相压裂吞吐前,必须明确 CO₂ 与原油的最小混相压力^[17-18]。依据 SY/T 6573—2016《最低混相压力实验测定方法——细管法》,开展最小混相压力测试,流程图见图 1。其中,细管模型直径为 4 mm、长度为 20 m、孔隙体积为 111.13 cm³。实验原油取自南堡凹陷高 5 断块 E_{s3}³V 油组,原油组成见表 1。实验温度为储层温度(113.8 ℃)。

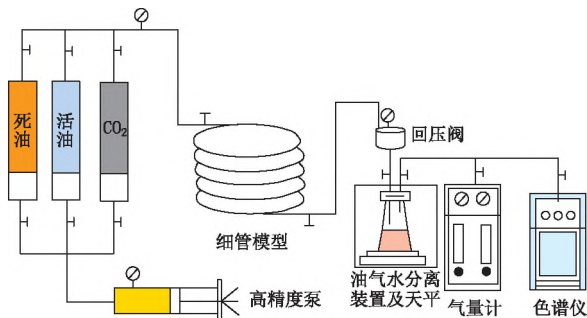


图 1 CO₂ 最小混相压力测试流程

Fig. 1 The flow chart of CO₂-crude oil minimum miscible pressure test

表 1 高 5 断块 V 油组原油组成

Table 1 The crude oil composition of V Oil Formation, Fault Block Gao 5

组分	摩尔分数/%	质量分数/%
CO ₂	1.14	0.39
N ₂	0.93	0.20
C ₁	39.85	5.01
C ₂	4.03	0.95
C ₃	2.56	0.88
iC ₄	1.22	0.56
nC ₄	0.91	0.43
iC ₅	0.49	0.28
nC ₅	3.85	2.18
C ₆	3.20	2.16
C ₇₊	41.82	86.96

最小混相压力实验结果如图 2 所示。由图 2 可知,实验原油注 CO₂ 的最小混相压力为 27.76 MPa,小于目前地层压力(33.00 MPa)及原始地层压力(48.71 MPa),该结果说明 CO₂ 可与该原油实现混相。

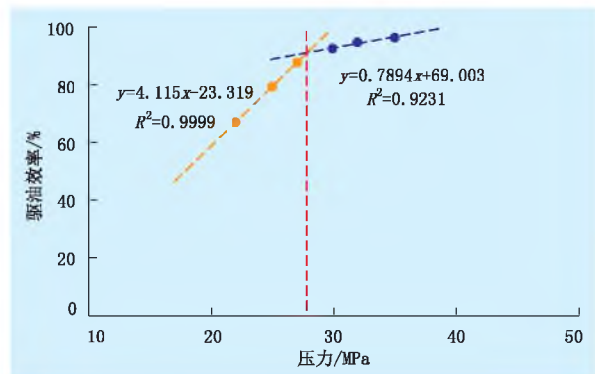
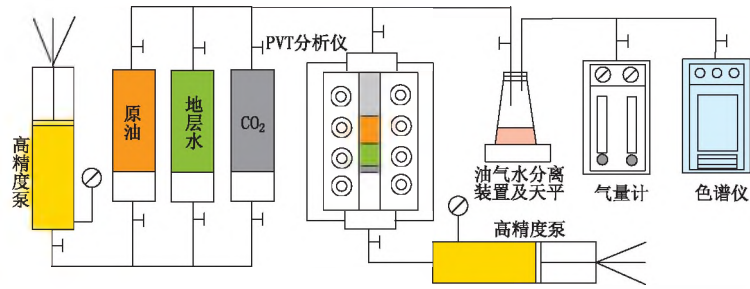


图 2 CO₂ 最小混相压力实验结果

Fig. 2 The test results of minimum miscible pressure of CO₂ and crude oil

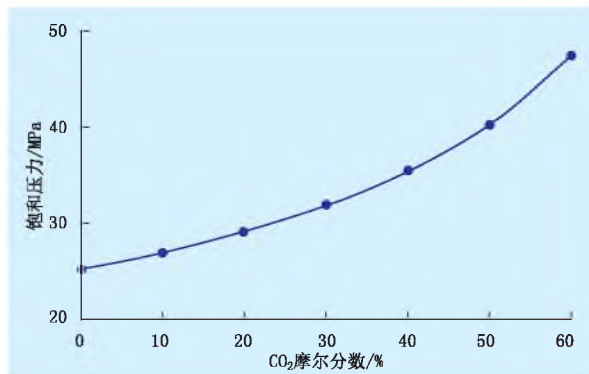
1.2 CO₂ 混相增油机理实验

CO₂ 混相压裂吞吐过程主要依靠 CO₂ 增溶、膨胀、降黏等提高原油采收率。通过开展原油注 CO₂ 膨胀规律实验,测试 CO₂ 对地层流体物性的影响,明确 CO₂ 混相压裂吞吐增油机理。实验用油为南堡凹陷高 5 断块 V 油组原油。实验温度为 113.8 ℃,实验压力为 33.00 MPa,气油比为 91.2 m³/m³,注入 CO₂ 的摩尔分数为 0~60%,实验流程见图 3。

图3 CO₂混相增油机理实验流程Fig. 3 The test flow chart of CO₂-crude oil miscible stimulation mechanism

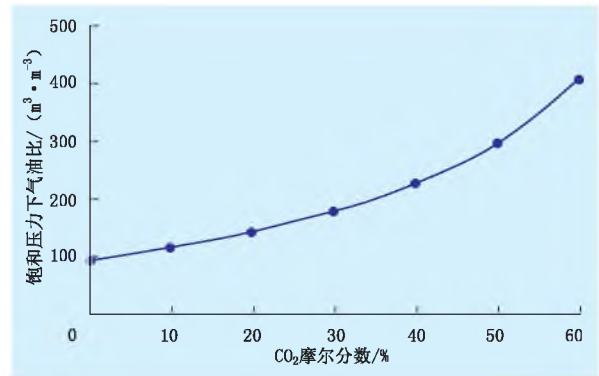
1.2.1 原油饱和压力

原油饱和压力的变化规律见图4。由图4可知:原始原油的饱和压力为25.20 MPa,注入CO₂后,原油饱和压力随CO₂摩尔分数的增加而增大,且饱和压力增幅不断变大;当CO₂摩尔分数达到35%时,原油饱和压力接近目前地层压力;当CO₂摩尔分数为50%时,原油的饱和压力上升至40.35 MPa;当CO₂摩尔分数达到60%时,原油的饱和压力达到47.49 MPa,接近原始地层压力,表明在原始地层压力下原油可溶解摩尔分数大于60%的CO₂,并达到混相。

图4 原油饱和压力随CO₂摩尔分数变化Fig. 4 The variation of crude oil saturation pressure with CO₂ mole fraction

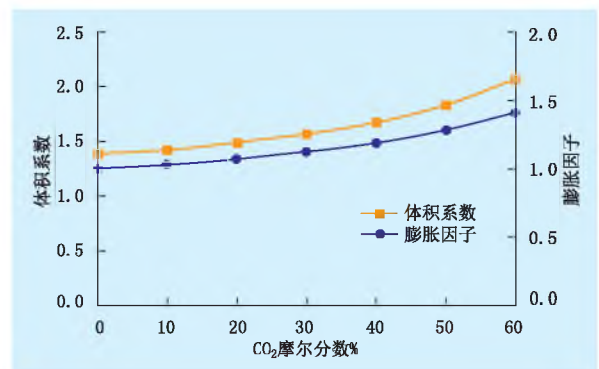
1.2.2 溶解气油比

饱和压力下原油溶解气油比随CO₂摩尔分数的变化见图5。由图5可知:原油原始溶解气油比为92.64 m³/m³,随CO₂摩尔分数的增加,原油饱和压力不断上升,溶解气油比逐渐增大,且增幅不断变大;当CO₂摩尔分数为30%时,溶解气油比为177.45 m³/m³;当CO₂摩尔分数为60%时,气油比为403.35 m³/m³,表明CO₂体系中的摩尔分数越大,体系中溶解的CO₂越多,原油溶解CO₂的能力越强。

图5 饱和压力下原油溶解气油比随CO₂摩尔分数的变化Fig. 5 The variation of dissolved gas-oil ratio of crude oil with CO₂ mole fraction at saturation pressure

1.2.3 原油膨胀能力

原油膨胀能力可由原油体积系数和膨胀因子来描述,其中,原油体积系数表示单位体积地面原油在地层温度压力下的体积,该体积随注气量增大而增大,增大的倍数即为原油膨胀因子。原油体积系数或膨胀因子越大,说明原油膨胀能力越强。饱和压力下原油体积系数和原油膨胀因子随CO₂摩尔分数的变化见图6。由图6可知:未注入CO₂时,

图6 原油体积系数及膨胀因子随CO₂摩尔分数的变化关系曲线Fig. 6 The variation curve of crude oil volume coefficient and expansion factor with CO₂ mole fraction

原油体积系数为1.3915;注入CO₂后,原油体积

系数和膨胀因子随注入量的增加而增大,且增幅不断变大;当 CO_2 摩尔分数为 30% 时,原油膨胀因子为 1.123 9;当 CO_2 摩尔分数为 60% 时,原油膨胀因子为 1.410 1,表明 CO_2 可显著提升原油的膨胀效果,具有增溶膨胀驱油的能力。

1.2.4 原油黏度

饱和压力下地层原油黏度随 CO_2 摩尔分数的变化见图 7。由图 7 可知:未注气时,饱和压力下的原油黏度为 $0.402 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;随 CO_2 摩尔分数的增加,原油中溶解气量增大,地层原油黏度呈现先小幅增大后不断减小的趋势;当 CO_2 摩尔分数为 30% 时,原油黏度降至 $0.369 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,主要原因为 CO_2 摩尔分数的增加引起原油饱和压力增大,导致原油被压缩,高压下 CO_2 溶解程度更大,原油黏度更小,可流动性更大。因此,压裂后返排时原油流动能力增强,原油更容易被采出,从而提高采收率。

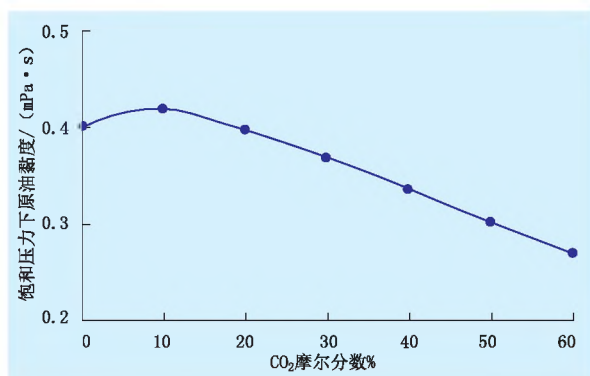


图 7 饱和压力下原油黏度随 CO_2 摩尔分数的变化

Fig. 7 The variation of crude oil viscosity with CO_2 mole fraction at saturation pressure

1.2.5 注 CO_2 后原油密度变化特征

饱和压力下地层原油密度随 CO_2 摩尔分数的变化见图 8。由图 8 可知,未注气时,饱和压力下的

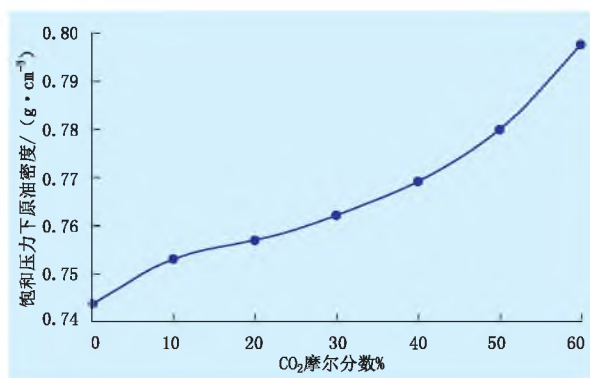


图 8 饱和压力下原油密度随 CO_2 注入量的变化

Fig. 8 The variation of crude oil density with CO_2 injection at saturation pressure

原油密度为 0.7435 g/cm^3 ,随 CO_2 摩尔分数增加,饱和压力下原油密度逐渐增大,当 CO_2 摩尔分数达到 60% 时,饱和压力下原油密度达到 0.7976 g/cm^3 。这是因为高饱和和压力条件下, CO_2 的密度比原油密度大,导致溶解 CO_2 后的原油密度增加,且含 CO_2 原油体系中 CO_2 含量越高,体系的饱和压力增加越大,原油密度增幅也越大。

1.3 CO_2 混相压裂吞吐增油效果实验

利用岩心驱替装置开展 CO_2 混相压裂吞吐实验,明确 CO_2 混相压裂吞吐增油效果,实验流程见图 9。实验岩心取自高 5 断块 Es_3^3V 油组高 123X9 井 3 625.3~3 637.2 m 处,基质平均渗透率为 6.9 mD;实验温度为 $113.8 \text{ }^\circ\text{C}$,饱和活油压力为 33.00 MPa。为模拟压裂成缝特征,将岩心抽真空饱和地层水后进行气驱水,得到束缚水饱和度,进行劈缝(单缝)处理后装入岩心夹持器后饱和原油,开展 CO_2 混相压裂液吞吐实验。吞吐阶段依次注入 0.035 倍孔隙体积不返排酸、0.025 倍孔隙体积缩膨剂、0.020 倍孔隙体积增溶剂、0.045 倍孔隙体积 CO_2 、0.025 倍孔隙体积降凝剂,后续连续注入 CO_2 至矿场压裂压力 (55 MPa),测定不同闷井时间的吞吐效率。实验结果如表 2 所示。由表 2 可知,压降为 2~15 MPa 时,不同闷井时间下的 CO_2 混相压裂吞吐技术采出程度均超过 20%,阶段采出程度高,建议控制压降生产。

2 矿场应用

南堡凹陷高 5 断块 Es_3^3V 油组埋深为 3 400~4 400 m,为近源低渗层状岩性油藏,平均孔隙度为 17.0%,平均渗透率为 2.1 mD,属于低孔特低渗油藏,孔喉类型为点状喉道,孔隙大、喉道细,连通性差。黏土矿物含量平均为 16.9%,主要为伊蒙混层、高岭石,相对含量分别为 58.6% 和 22.6%,储层水敏性强。 V 油组油品为常规轻质油,密度低 (0.75 g/cm^3)、黏度低 (小于 $0.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$)、含蜡量高 (19.43%)、胶质沥青质含量中等 (15.71%)。该油组地层压力为 48.7 MPa,油藏温度为 $124.0 \text{ }^\circ\text{C}$ 。开发上整体呈现低产液量、低产油量 (1.3 t/d)、低含水 (30.7%)、注水井注入压力高、注不进等特点。

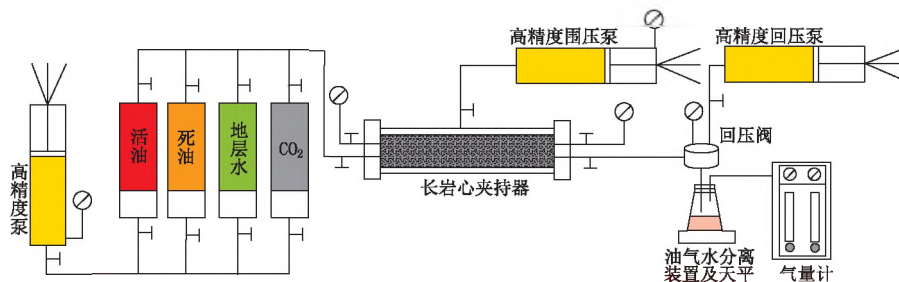


图9 CO₂混相压裂吞吐提高采收率实验流程

Fig.9 The test flow chart of CO₂ miscible fracturing and huff and puff for EOR

表2 CO₂混相压裂吞吐提高采收率实验数据

Table 2 The test data of CO₂ miscible fracturing and huff and puff for EOR

阀井时压降(a)/MPa	6h 采出程度/%	12h 采出程度/%	24h 采出程度/%	48h 采出程度/%	累计采出程度/%
45 ≤ a ≤ 55	1.56	1.28	1.28	1.97	2.42
35 ≤ a < 45	5.04	4.05	4.05	5.83	7.89
25 ≤ a < 35	5.99	9.85	9.85	13.57	21.31
15 ≤ a < 25	9.02	13.17	13.17	15.42	36.61
2 ≤ a < 15	21.98	23.09	23.09	23.23	58.09

2018年7月在该油组高123X9井优先实施CO₂混相压裂吞吐试验。基于高123X9井静、动态资料,利用采油气体软件,建立单井径向模型。模型采用非平衡初始化方法,通过调整孔隙度、渗透率、相对渗透率曲线、高压物性等参数对模型进行定液量生产方式历史拟合,拟合完成后得到优化注入方案:返排酸为350 m³、缩膨剂为250 m³、增溶剂为200 m³、CO₂为450 m³、降凝剂为250 m³。施工过程中,排量为3 m³/min,注入压力为40.00~48.00 MPa,全程施工顺利。阀井20 d后,折算地层压力为47.00 MPa,超过了储层原油最小混相压力(27.76 MPa),表明CO₂在地下与原油已实现混相。高123X9井措施实施前日产液为0.8 m³/d,日产油为0.6 t/d,液面高度为2125 m,间开生产。措施实施后初期,该井日产液为6.5 m³/d,日产油为4.1 t/d,液面高度为2100 m。截至目前,该井日产液3.1 m³/d,日产油2.9 t/d,稳定生产26个月,累计增油2200 t。井口原油黏度由4.51 mPa·s升至7.87 mPa·s(70℃),凝固点由37℃降至31℃,含蜡量由18.3%增至23.6%,胶质+沥青含量由6.9%升至20.5%。结果表明,CO₂在地层中与原油实现了互溶,动用了原油中的重质组分,提高了原油在地层中的流动性。该项技术的成功应用,为南堡凹陷未动用储量有效开发提供了重要的技术参考。

3 结论

(1) CO₂混相压裂吞吐提高采收率技术通过向地层注入CO₂,使其在地层与原油混相,提高了原油体积系数和膨胀因子,降低了原油黏度,增强了原油在储层中的流动性,从而提高单井产量及原油采收率。

(2) CO₂混相压裂吞吐的前提是地层压力高于CO₂在原油中的最小混相压力,CO₂在地层能够与原油实现混相,室内实验CO₂混相吞吐采出程度可达60%以上。

(3) 现场应用表明,CO₂混相压裂吞吐提高采收率技术能够有效提高油藏单井产量及开发效果,措施实施后初期,单井日产液为6.5 m³/d,日产油为4.1 t/d,累计增油2200 t。该方法为国内外低渗及致密油藏效益开发提供了有效技术途径。

参考文献:

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(3):173-187.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 173-187.
- [2] WANG Haitao, LU N Zengmin, LYU Chengyuan, et al. Nuclear magnetic resonance study on mechanisms of oil mobilization in

- tight sandstone reservoir exposed to carbon dioxide[J]. SPE Journal, 2018, 23(3): 750-761.
- [3] WANG Xiaoqi, GU Yongan. Oil recovery and permeability reduction of a tight sandstone reservoir in immiscible and miscible CO₂ flooding process [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2011, 50(4): 2388-2399.
- [4] 王文环, 彭缓缓, 李光泉, 等. 长庆特低渗透油藏注水动态裂缝及井网加密调整模式研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 106-110.
- WANG Wenhuan, PENG Huanhuan, LI Guangquan, et al. Research on water flooding dynamic fractures to optimize infill drilling spacing in ultra-low permeability reservoirs, Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Technology, 2015, 43(1): 106-110.
- [5] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱转 CO₂ 混相驱渗流机理及传质特征[J]. 石油学报, 2018, 39(2): 201-209.
- HU Wei, LYU Chengyuan, WANG Rui, et al. Porous flow mechanisms and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 201-209.
- [6] MA Quanzheng, YANG Shenglai, LYU Daoping, et al. Experimental investigation on the influence factors and oil production distribution in different pore sizes during CO₂ huff-n-puff in an ultra-high-pressure tight oil reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178(3): 1155-1163.
- [7] HAWTHORNE S B, GORECKI C D, SORENSEN J A, et al. Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper, middle, and lower Bakken reservoir rocks exposed to CO₂ [C]. SPE167200-MS, 2013: 1331-1340.
- [8] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.
- YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [9] 李芳玉, 程时清, 雷启鸿, 等. 特低渗透油藏水平井开发效果评价指标和分类评价方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(1): 56-60.
- LI Fangyu, CHENG Shiqing, LEI Qihong, et al. Evaluating indexes and classifying-evaluating methods of the developed effects for the horizontal well in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(1): 56-60.
- [10] 李忠兴, 屈雪峰, 刘万涛, 等. 鄂尔多斯盆地长₇段致密油合理开发方式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 217-225.
- LI Zhongxing, QU Xuefeng, LIU Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang₇ Member tight oil in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 217-225.
- [11] 韩海水, 李实, 陈兴隆, 等. CO₂ 对原油烃组分膨胀效应的主控因素[J]. 石油学报, 2016, 37(3): 392-398.
- HAN Haishui, LI Shi, CHEN Xinglong, et al. Main control factors of carbon dioxide on swelling effect of crude hydrocarbon components[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 392-398.
- [12] 沈平平, 黄磊. 二氧化碳—原油多相多组分渗流机理研究[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 247-251.
- SHEN Pingping, HUANG Lei. Flow mechanisms of multi-phase multi-component CO₂-crude oil system in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 247-251.
- [13] 郎东江, 伦增眠, 王海涛, 等. 致密砂岩储层 CO₂ 驱油特征的核磁共振实验研究[J]. CT 理论与应用研究, 2016, 25(2): 141-147.
- LANG Dongjiang, LUN Zengmian, WANG Haitao, et al. Study of displacement characteristics of CO₂ in tight sandstone reservoir by nuclear magnetic resonance[J]. Computerized Tomography Theory and Applications, 2016, 25(2): 141-147.
- [14] 代全齐, 罗群, 张晨, 等. 基于核磁共振新参数的致密油砂岩储层孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地延长组 7 段为例[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 887-897.
- DAI Quanzi, LUO Qun, ZHANG Chen, et al. Pore structure characteristics of tight-oil sandstone reservoir based on a new parameter measured by NMR experiment: a case study of Seventh Member in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 887-897.
- [15] 蒲万芬, 王崇阳, 李一波, 等. 致密油储层 CO₂ 驱核磁共振实验研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(7): 30-35.
- PU Wanfen, WANG Chongyang, LI Yibo, et al. Nuclear magnetic resonance (NMR) experimental study of CO₂ flooding in Tight Reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(7): 30-35.
- [16] 曹蕾, 汤文芝. CO₂ 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.
- CAO Lei, TANG Wenzhi. Application of carbon dioxide miscible fracturing technology in Block G[J]. Natural Gas Industry, 2020, 49(2): 69-72.
- [17] 章星, 韩磊, 周栋华, 等. CO₂ 细管驱油实验混相动态特征表征方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 122-127.
- ZHANG Xing, HAN Lei, ZHOU Donghua, et al. Characterizing method of the dynamic characteristics of CO₂ slim-tube miscible oil flooding test[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 122-127.
- [18] 赵清民, 伦增眠, 章晓庆, 等. 页岩油注 CO₂ 动用机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1333-1338.
- ZHAO Qingmin, LUN Zengmian, ZHANG Xiaqing, et al. Mechanism of shale oil mobilization under CO₂ injection[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1333-1338.