

生产线上

二氧化碳前置蓄能压裂在中深层低渗稠油中的应用

鲁斌昌¹, 刘蕊², 胡广文¹, 王倩², 李雪彬³, 李秀霞¹, 王城⁴

1 中国石油西部钻探工程有限公司试油公司 2 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院

3 中国石油新疆油田公司勘探事业部 4 中国石油新疆油田公司玛湖勘探开发项目部

摘要: 针对准噶尔盆地中深层低渗稠油的开发难点,将体积压裂与CO₂驱油技术有机结合,开展CO₂前置蓄能压裂提产机理研究及开发关键参数优化。实验表明,CO₂前置蓄能压裂有效增加了可流动原油体积,主要的驱油机理为“CO₂基质抽提、原油溶胀降黏、裂缝导流”。以准噶尔盆地J井区为例,开展CO₂前置蓄能压裂提产试验,与常规压裂相比,投产初期单井日产油量相当,但试验井压力保持程度更高,稳产能力更好,目前累计产油是常规压裂井的1.14倍,预计采收率可以提高3%,为新疆油田数亿吨难动用储量有效开发提供技术支持。

关键词: 中深层稠油; 体积压裂; CO₂蓄能; 缝网优化

DOI:10.3969/J. ISSN. 1006-768X. 2023. 05. 29

引用格式: 鲁斌昌,刘蕊,胡广文,等. 二氧化碳前置蓄能压裂在中深层低渗稠油中的应用[J]. 钻采工艺,2023,46(5):178-182
LU Binchang, LIU Rui, HU Guangwen, et al. Research and Application for Carbon Dioxide Precharged Volume Fracturing to Low Permeability Heavy Oil in Medium and Deep Formation[J]. Drilling and Production Technology, 2023, 46(5): 178-182

Research and Application for Carbon Dioxide Precharged Volume Fracturing to Low Permeability Heavy Oil in Medium and Deep Formation

LU Binchang¹, LIU Rui², HU Guangwen¹, WANG Qian², LI Xuebin³, LI Xiuxia¹, WANG Cheng⁴

1. Well Testing Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Co., Ltd., Karamay, Xinjiang 834000, China; 2. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China; 3. Exploration Division of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Mahu Exploration and Development Project Department of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China

Abstract: In order to solve the difficulties in the development of medium and deep heavy oil in the Junggar Basin, combining volume fracturing with carbon dioxide oil displacement technique and the research of carbon dioxide precharged volume fracturing to increase production and optimize key develop parameters was carried out. The result shows that the technique can effectively improve the volume of flowing crude oil. Its main mechanisms is Matrix extraction, crude oil swelling and viscosity reduction, and fracture diversion. Taking Well Block J in the Junggar Basin as an example, conduct carbon dioxide pre-storage fracturing and production improvement tests, comparing with conventional fracturing operation, the per oil production is almost same in early production, but the pressure of the test well keep more stable with better stable production capacity. At the moment, the cumulative oil production is 1.14 times that of conventional fracturing operation, and expected recovery rate can increase by 3%. The technique provides technology support for hundreds of millions of tons of reserves in Xinjiang oilfield which is difficult to be exploited.

Key words: medium to deep heavy oil; volume fracturing; carbon dioxide energy storage; seam mesh optimization

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“陆相中高成熟度页岩油勘探开发关键技术研究与应用”(编号:2019E-2606)。

作者简介: 鲁斌昌(1970-),高级工程师,2003年毕业于西南石油学院工商管理专业,现主要从事试油测试压裂技术管理。地址:(834000)新疆克拉玛依市友谊路115号西部钻探试油公司,电话:13999501691,E-mail:wangqian66@petrochina.com.cn

通信作者: 王倩(1987-),硕士学位,工程师,2012年毕业于中国石油大学(华东)矿产普查与勘探专业,现主要从事稠油开发地质工作。地址:(834000)新疆克拉玛依市准噶尔路29号勘探开发研究院。

0 引言

我国是世界上稠油资源最丰富的国家之一,其中准噶尔盆地稠油探明地质储量近 7×10^8 t。目前蒸汽吞吐和蒸汽驱是稠油热采的成熟技术,但由于受热损失的限制,国外热采开发的油藏深度一般小于 700 m,国内辽河油田、胜利油田热采的油藏深度一般小于 1 200 m^[1],对于中深层稠油油藏来说,热采技术有其局限性。

目前,国外中深层稠油主要以注水及冷采为主,准噶尔盆地稠油油藏具有储层渗透性差、油层非均质性严重、埋藏较深,原油黏度大的特点。因此,稠油降黏是中深层稠油油藏开发过程中需要解决的关键问题^[2]。

超临界 CO₂ 技术是向地层中注入处于临界状态的 CO₂ 流体,可以减小分子间的作用力,沥青质等大分子结构在溶解 CO₂ 后会遭到破坏,体积膨胀、黏度降低。该工艺具有不伤害储层,节能环保、经济性好等优点。

除了对原油进行降黏外,改善储层渗透能力也是提高中深层稠油开发的重要方面。体积压裂技术在致密油、页岩油的开发中发挥了重要作用^[3-4],对中深

层稠油油藏改善储层物性具有借鉴意义。

因此,针对中深层稠油开发难点,将体积压裂与 CO₂ 驱油技术有机结合,提出 CO₂ 前置蓄能压裂技术,该技术最早是在 20 世纪 80 年代,国外开展液态 CO₂ 压裂开始发展起来的技术^[5],国内相关试验开展较晚,近年来,在吉林油田、长庆油田等致密油区块开展试验^[6],2018 年新疆油田首次将该技术应用于中深层稠油开发中。本文以新疆油田 J 井区梧桐沟组油藏为样品,开展 CO₂ 前置蓄能压裂提产机理研究及开发关键参数优化。

1 蓄能压裂中 CO₂ 作用机理研究

利用 ADSA 技术(对称悬滴形状分析技术)开展 CO₂—稠油体系动态及平衡界面张力的测量。使稠油在充满 CO₂ 的环境中形成下悬滴,根据悬滴形状、体积和流体密度差即可获得 CO₂—原油体系的表面张力、相变特征。

如图 1 所示,CO₂—原油体系的相互作用主要受压力大小的影响。低压下,油滴呈纺锤状,边缘清晰;随着压力升高,油滴体积变小,边缘不规则;当压力达到 14.8 MPa 时,由于轻质组分被高压 CO₂ 强烈抽提导致油滴界面开始模糊。

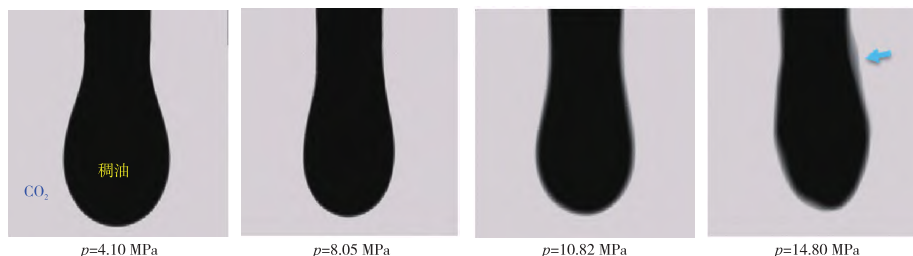


图 1 CO₂ 环境下不同压力稠油悬滴形态

随着压力的进一步升高,油滴形态明显发生变化,如图 2 所示,当压力达到 18 MPa 时,油滴沿针头外壁向上聚集,出现“爬杆”现象。压力继续升高,油气界面层上 CO₂ 与原油相互溶解作用明显,轻质组分被 CO₂ 强烈抽提^[5],造成表面凹凸不平;压力继续增大至 19.8 MPa,CO₂ 抽提作用更加剧烈,油滴呈条带状逐渐气化,残余油滴富集重质组分。

上述悬滴实验表明在 CO₂ 环境中油滴体积变化如图 3 所示,可以分为两个阶段:低压下为溶胀阶段,主要表现为 CO₂ 溶解作用造成原油膨胀、降黏;高压为抽提轻质组分阶段,稠油轻组分被 CO₂ 大量抽提至气相,使体积迅速减小。

另一方面,基于实际岩心样品,进行降压开采、压

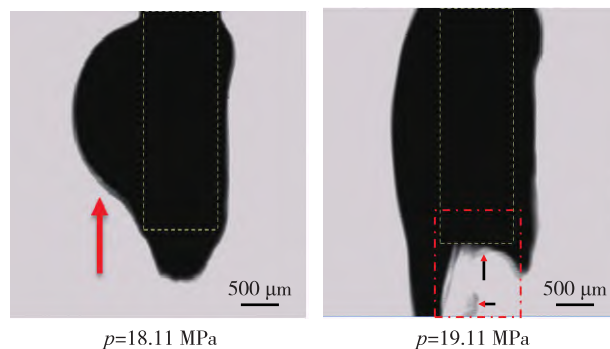


图 2 CO₂ 环境下高压稠油悬滴形态

裂开采、CO₂ 蓄能降压开采、CO₂ 蓄能压裂开采 4 种方式物理模拟实验,通过实验前后核磁共振扫描,如图 4 可以看出:

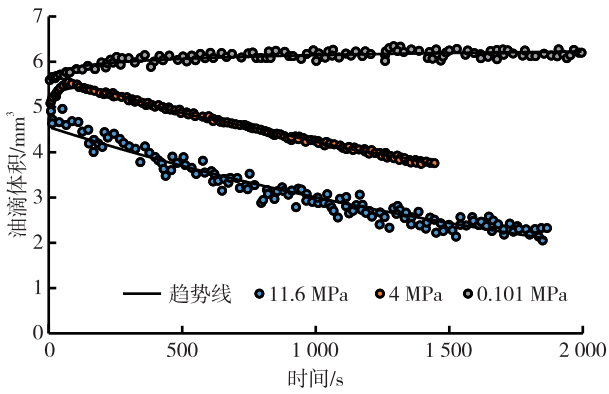


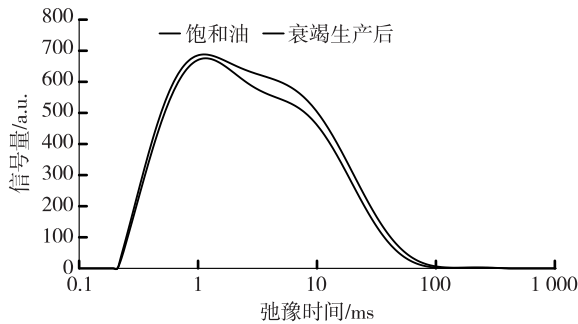
图 3 不同压力下油滴体积随时间变化情况图

(1) 降压开采方式主要由大孔隙原油被采出,小

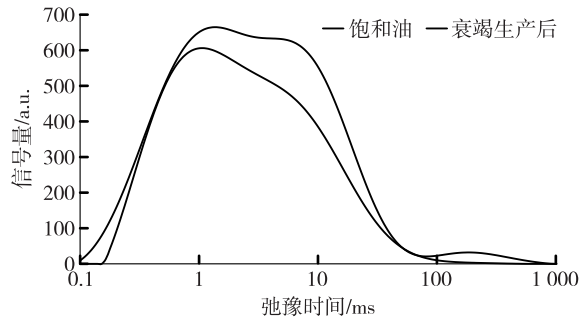
孔隙内动用程度差,最终采收率为 7.32%,其中大孔隙采收率 5.39%,小孔隙 1.93%。

(2) 压裂开采后裂缝信号量波峰消失,大孔隙信号量下降明显,小孔隙信号量略有下降,最终采收率为 18.81%,相对降压开采,采收率提高了 11.49%;大孔隙采收率提高了 5.42%,小孔隙提高了 4.57%,大孔隙内的采收率高于小孔隙。

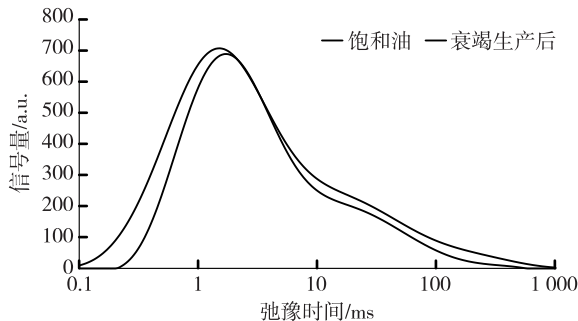
(3) CO₂ 蓄能降压开采前后弛豫时间对比表明注入 CO₂ 后大孔信号量显著下降,小孔隙信号量明显增大,说明 CO₂ 注入过程中将大孔中的油挤到小孔中。实验最终采收率为 17.22%,小孔隙采收率明显提高,达到了 12.21%;大孔隙采收率变化不大,为 5.01%。



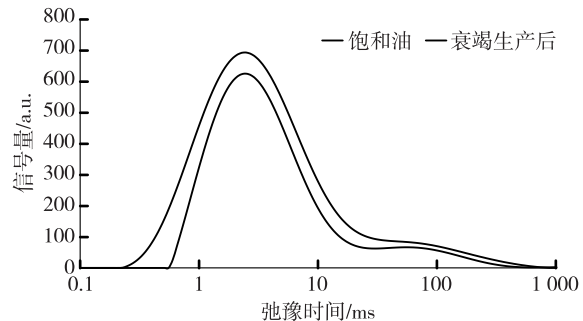
(a) 降压开采前后 T2 谱



(b) 压裂开采前后 T2 谱



(c) CO₂ 蓄能降压开采前后 T2 谱



(d) CO₂ 蓄能压裂开采前后 T2 谱

图 4 不同开采方式 T2 谱前后对比图

(4) CO₂ 蓄能压裂开采后,大孔隙内稠油被明显动用,显著动用了小孔隙内稠油,基质与裂缝内的剩余油都被明显动用。最终采收率达到 24.79%,相对于衰竭开采提高了 17.47%;比单一压裂提高了 5.98%;比 CO₂ 蓄能提高了 7.57%。

CO₂ 蓄能压裂开采实验中,在压裂后早期压力较高,表现为 CO₂ 抽提作用为主阶段(>4 MPa),该阶段采收率由 15.33% 上升至 20.49%,随着开采过程中压力的下降,进入 CO₂ 溶胀作用为主阶段(<4 MPa),该阶段采收率由 1.89% 上升至 4.30%,如图 5 所示。

综上所述,压裂后形成的裂缝有效增加了 CO₂ 与原油的接触面积,在高压状态下 CO₂ 与基质内的高黏原油接触,发挥其抽提、溶胀、降黏作用,其中抽提作

用采收率贡献率为 80%,是最显著作用机理,被抽提、溶胀后的原油逐渐从基质流向裂缝,裂缝的导流能力强,提高了原油的产出能力。

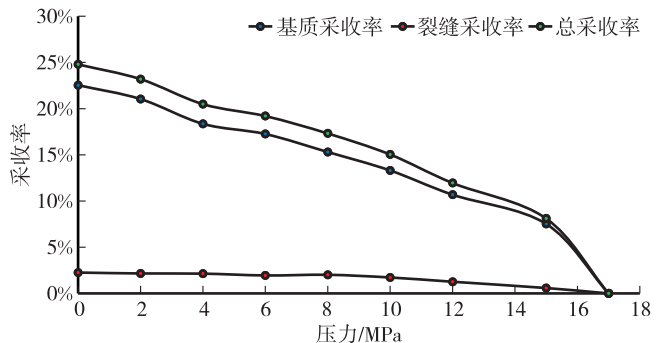


图 5 CO₂ 前置蓄能压裂开采实验过程中不同介质采收率曲线

2 数值模拟研究

2.1 模型构建

以新疆油田J井区梧桐沟组油藏为例,开展CO₂前置蓄能压裂数值模拟。该油藏地层压力14 MPa,地层温度50℃,储层孔隙度19.7%,渗透率25×10⁻³ μm²,油层厚度25 m,含油饱和度60%。

地层原始流体单次脱气气油比范围在28~36 m³/t之间,属较低气油比原油;泡点压力在5.1~6.8 MPa之间,泡点压力偏低;原始地层原油体积系数为1.043 5~1.057 5。原油收缩率为4.17%~5.44%,收缩性较弱;气体平均溶解系数4.18~4.56 m³/m³·MPa。细管驱替实验中随注入压力的提高,采收率不断增加,气体突破时间较长,注入压力在45 MPa时,采收率为46.68%,表现为非混相驱的特征。

相态拟合包括重质组分劈分、拟组分划分、地层流体PVT实验数据拟合、CO₂—原油膨胀实验拟合、地层流体拟组分临界参数拟合及细管实验拟合^[6]。拟合过程中特征参数调试合理,拟合精度基本达到注气过程数值模拟的精度要求。得到反映实际地层流体相态特征及注气数值模拟需要的流体临界参数。

在此基础上,以J井区三维地质模型为依据,建立了水平井18段分级压裂模型,裂缝采用局部网格对数加密方法模拟。

2.2 主要参数敏感性分析及优选

2.2.1 主要参数敏感性分析

2.2.1.1 CO₂注入量

随着CO₂注入量增大,CO₂压裂阶段结束后近井地带地层压力越高,CO₂波及的区域越大,越有利于提高储层原油开采程度,当CO₂注入量在5 000 m³时的增油量最大。

2.2.1.2 裂缝长度

随着裂缝半长越长,与原油接触的CO₂量越多,越有利于CO₂—原油相互作用,流体在裂缝中更加容易流动,水平井的累产油量越大。数模结果表明当裂缝半长达到80 m时,累产油量增长幅度趋于平缓。

2.2.1.3 裂缝导流能力

随着裂缝导流能力增大,流体在裂缝中更易流动,有利于原油采出,累产油量不断增大。当导流能力超过40 μm²·cm,导流能力对累产量的影响较小。

2.2.1.4 闷井时间

随着闷井时间增大,累积产油量先增加后减小,主要由于闷井时间过长,溶于原油的CO₂发生分离,不利于膨胀降黏。数模结果显示,闷井时间为9 d时,

累产油量最高。

2.2.2 主要参数优选

通过正交计算,结果见表1。由表1可知,因素主次:裂缝长度>导流能力>CO₂注入量>闷井时间。J井区梧桐沟组水平井CO₂前置蓄能压裂的最优方案为:液态CO₂注入量4 000 m³,裂缝长度100 m,导流能力30 μm²·cm,闷井时间5 d。

表1 J井区梧桐沟组油藏CO₂前置蓄能压裂主要参数优化结果

CO ₂ 注入量/ m ³	裂缝长度/ m	导流能力/ (μm ² ·cm)	闷井时间/ d	累产油量/ m ³
2 000	60	20	5	12 248.1
2 000	80	30	10	17 038.1
2 000	100	40	15	20 247.9
3 000	60	30	15	14 071.7
3 000	80	40	5	12 341.2
3 000	100	20	10	18 407.7
4 000	60	40	10	15 119.9
4 000	80	20	15	12 245.5
4 000	100	30	5	21 950.8

3 CO₂前置蓄能压裂在J井区的应用

J井区自2018年开始,陆续在梧桐沟组油藏及八道湾组油藏均开展了水平井CO₂前置蓄能体积压裂提产试验,图6为试验井与同油藏常规压裂井时间拉平后生产效果对比图,从图6可以看出投产初期单井产量相当,试验井油压远高于常规压裂水平井。从长期生产情况来看,试验井表现出了良好的稳产能力,井口油压保持程度也显著优于常规压裂井,常规压裂井在生产200 d后,出现产量明显递减,而试验井生产至今单井日产量始终较为稳定。

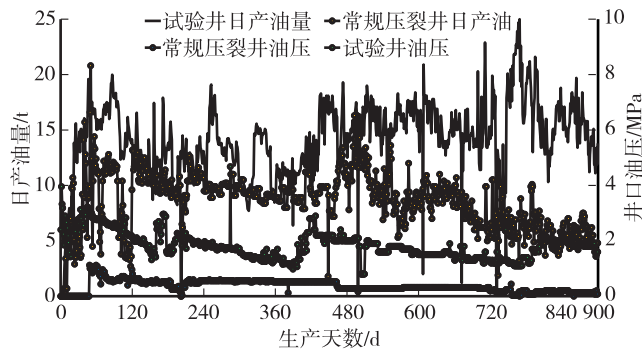


图6 J井区CO₂前置蓄能压裂与常规压裂生产效果对比图

通过对其中一口试验井进行压裂微地震监测结果显示,裂缝方向基本垂直于井轨迹方向,裂缝平均半缝长90.15 m,平均缝高27.4 m,与数模预测值相近,验证了数值模拟结果的可靠性。同时,微地震监

测资料还显示与 CO₂ 在造缝过程中也起到积极的作用,从图 7 可以看出,加入 CO₂(红色)与未加入 CO₂ 井段微地震事件对比,加入 CO₂ 能产生更多的微裂缝,进一步增加了 CO₂ 与基质原油的接触面积,增加可动原油体积。

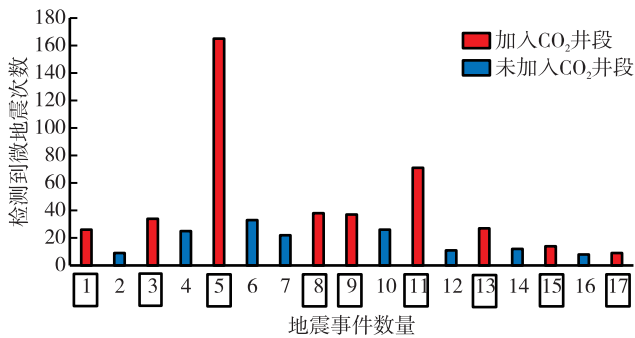


图 7 加入与未加入 CO₂ 井段微地震事件对比

截至目前统计,试验井累计产油量 8.99×10^4 t, 平均单井日产油量 11.8 t; 常规压裂井同期累计产油量 2.95×10^4 t, 平均单井日产油量 6.9 t。CO₂ 前置蓄能压裂试验在 J 井区取得了较好的生产效果,为 J 井区的整体动用及中深层稠油高效开发提供技术支持。

4 结论

(1) 室内试验表明 CO₂ 前置蓄能压裂后,CO₂ 的作用表现为两个阶段,初期高压阶段 CO₂ 以抽提作用为主,后期低压阶段 CO₂ 以溶胀作用为主。

(2) 与其他生产方式相比,CO₂ 前置蓄能压裂后储层可流动流体体积明显增加,基质与裂缝中的原油得到了更充分的动用,因此采收率也更高。

(3) 数值模拟优化 J 井区中深层稠油油藏 CO₂ 前置蓄能压裂关键参数最优方案为:液态 CO₂ 注入量 4 000 m³,裂缝长度 100 m,导流能力 30 μm² · cm,闷井时间 5 d。

(4) 微地震监测资料表明 CO₂ 前置为压裂造缝起到的积极作用,增加微裂缝数量,提高基质中可动原油体积,进而达到提高采收率的目的。

(5) 通过 J 井区 CO₂ 前置蓄能压裂试验井与常规压裂井生产效果对比分析,试验井日产油量高,稳产能力强,油压保持好,单井日产油量是常规压裂井的 1.7 倍,提产效果显著。

参 考 文 献

[1] 方吉超,李晓琦,计秉玉,等. 中国稠油蒸汽吞吐后提高采收率接替技术前景[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 378-382.

FANG Jichao, LI Xiaoqi, JI Bingyu, et al. Prospect of replacement technology for enhanced oil recovery after cyclic steam stimulation of heavy oil in China[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(3): 378-382.

[2] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 1-11.

YANG Yong. New progress and next development directions of heavy oil development technologies in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 1-11.

[3] 易勇刚,黄科翔,李杰,等. 前置蓄能压裂中的 CO₂ 在玛湖凹陷砾岩油藏中的作用[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(1): 42-47.

YI Yonggang, HUANG Kexiang, LI Jie, et al. Effect of CO₂ pre-pad in volume fracturing of conglomerate reservoirs in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1): 42-47.

[4] 贾海正,李柏杨,吕照,等. CO₂ 与吉木萨尔储层岩石相互作用实验研究[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(6): 76-80.

JIA Haizheng, LI Boyang, LV Zhao, et al. Experimental study on the interaction between CO₂ and Jimsar reservoir rocks[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2021, 50(6): 76-80.

[5] 王涛. CO₂ 蓄能压裂技术研究进展综述[J]. 化工管理, 2019(33): 111.

WANG Tao. Summary of research progress on CO₂ energy storage fracturing technology[J]. Chemical Enterprise Management, 2019(33): 111.

[6] 田磊,何建军,杨振周,等. 二氧化碳蓄能压裂技术在吉林油田的应用[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(6): 78-80.

TIAN Lei, HE Jianjun, YANG Zhenzhou, et al. Application of CO₂ energized fracturing fluid technology in Jilin oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(6): 78-80.

[7] 蒲万芬,汪洋松,李龙威,等. 致密砾岩油藏超临界 CO₂ 吞吐开发可行性[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(4): 456-461.

PU Wanfen, WANG Yangsong, LI Longwei, et al. Feasibility of supercritical CO₂ huff-puff development of tight conglomerate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(4): 456-461.

[8] 邓旭,杨雯欣,付美龙. “双碳”背景下 CO₂ 驱油数学模型研究现状与进展[J]. 化工管理, 2022(25): 113-117.

DENG Xu, YANG Wenxin, FU Meilong. Current status and progress of research on carbon dioxide flooding mathematical model in the context of "double carbon"[J]. Chemical Enterprise Management, 2022(25): 113-117.

(修改回稿日期 2023-07-21 编辑 丁浩)