

难动用非常规页岩油超临界 CO₂ 准干法压裂技术

王勇, 沈彬彬, 王永康, 李一朋, 夏旭华, 郝新元

中国石油西部钻探工程有限公司吐哈井下作业公司 新疆鄯善 838200

通讯作者: Email: wytlmjx@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油西部钻探工程有限公司 2023 年科技项目“绿色低碳 CO₂ 提高采收率压裂技术研究”(2023XZ206)

引用: 王勇, 沈彬彬, 王永康, 等. 难动用非常规页岩油超临界 CO₂ 准干法压裂技术[J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 28-33.

Cite: WANG Yong, SHEN Binbin, WANG Yongkang, et al. Quasi-Dry fracturing technology with supercritical CO₂ for hard-to-recover unconventional shale oil[J]. Well Testing, 2024, 33(5): 28-33.

摘要 吐哈油田三塘湖马郎凹陷芦草沟组页岩储层低孔、低渗, 天然裂缝不发育, 且原油黏度高, 压裂后焖井过程中油水置换效率低, 高含水生产周期长。针对存在的开发技术难题, 选取三塘湖马郎凹陷、吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩储层岩心和原油样品, 开展了 CO₂ 压裂造缝、增能降黏、渗析置换等提高采收率实验研究; 在此基础上, 通过室内筛选评价 CO₂ 增稠剂、优化 CO₂ 准干法压裂液体系统性能, 配套地面工艺流程, 形成了非常规页岩储层超临界 CO₂ 准干法压裂技术。经马 XX 井现场试验, 结果表明, 与同层同规模常规压裂技术对比, 含油上升速度更快, 同期累产油提升 10.1%。该技术为国内非常规页岩油储层压裂改造提供了借鉴参考。

关键词 非常规页岩油; 吐哈油田; 油水置换; 超临界 CO₂; CO₂ 增稠剂; 焖井放喷; 增能降黏

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.05.005

Quasi-Dry fracturing technology with supercritical CO₂ for hard-to-recover unconventional shale oil

WANG Yong, SHEN Binbin, WANG Yongkang, LI Yipeng, XIA Xuhua, HAO Xinyuan

Tuha Downhole Service Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Shanshan, Xinjiang 838200, China

Abstract: The shale reservoirs in the Lucaogou formation of the Santanghu and Malang sags, located in the Tuha oilfield, are characterized by low porosity, low permeability, underdeveloped natural fractures, and high crude oil viscosity, causing a low oil-water displacement efficiency and prolonged high-water-cut production during the well soaking stage after fracturing. To address these technical challenges in development, core and crude oil samples from the Lucaogou formation in the Santanghu and Jimusar sags were selected for experimental studies on CO₂ fracturing, energy enhancement, viscosity reduction, and imbibition displacement to improve oil recovery. Based on these studies, a supercritical CO₂ quasi-dry fracturing technology was developed by screening and evaluating CO₂ thickeners in the laboratory, optimizing the quasi-dry fracturing fluid system, and integrating surface process flow designs. Field trials conducted in Well MaXX demonstrate that, compared to conventional fracturing techniques of similar scale in the same formation, the oil production rate increased more rapidly, with cumulative oil production during the same period rising by 10.1%. This technology provides a valuable insight for the fracturing and stimulation of unconventional shale oil reservoirs in China.

Keywords: unconventional shale oil; Tuha oilfield; oil-water displacement; supercritical CO₂; CO₂ thickener; soaked well blow; energy enhancement and viscosity reduction

吐哈油田吉木萨尔凹陷、马郎凹陷芦草沟组页岩油储层具有低孔、低渗^[1-2]、原油黏度高、部分区块水敏性强等特征。前期直井常规压裂增产技术无法实现该类型油藏储量的有效动用, 压裂后生产特征表现为产量递减快、累产低、采收率低等^[3]。水平井多段多簇体积压裂技术^[4-5]通过提高储层改造体积, 一定程度解决了油田页岩油储层累产低的

问题, 但受限于油水置换效率低技术难题, 无法有效提高油藏采收率。近年来, 国内外为提高非常规页岩油储层整体采收率, 发展了 CO₂ 提高采收率技术^[6-7], 向地层注入一定体积的液态 CO₂, 利用 CO₂ 增能、降黏、原油萃取等技术特点, 提高微小孔隙中原油流动能力, 从而提高采收率。由于低排量注入 CO₂, 在地层中难以形成裂缝^[8-9], 仅采用低排量注

入 CO₂ 吞吐的方式提高非常规油藏采收率效果一般,因此发展了前置 CO₂ 压裂技术,该技术通过提高 CO₂ 注入排量提高压裂造缝能力。李睿珊等^[10]通过提高 CO₂ 注入排量,同时监测注入 CO₂ 阶段和注入水基压裂液阶段井下微地震事件点的数量,得出相同泵注排量下,CO₂ 比水基压裂液更容易压裂形成复杂人工裂缝的结论。由于前置液态 CO₂ 黏度低($<0.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$),不具备携砂能力,不能充分发挥 CO₂ 的整体优势,现场试验了 CO₂ 干法压裂技术^[11-12],崔伟香等^[13-14]针对液态 CO₂ 黏度低、携砂能力差的问题,采用 CO₂ 增稠剂对 CO₂ 进行增稠,并采用高压管路流变实验装置测试增稠后的 CO₂ 高温流变性能,得出增稠后的 CO₂ 黏度可达 $7.6\sim 20.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,提高了 CO₂ 干法压裂液体携砂性能。但是 CO₂ 干法压裂技术受需要专用密闭式混砂设备,成本高,液态 CO₂ 增黏后的黏度仍然无法满足高砂比施工,加砂规模小($<40 \text{ m}^3$),工艺技术适用性偏差,技术难以推广。近年来,油田现场成功试验了砂岩储层超临界 CO₂ 准干法压裂技术^[15-17],该技术采用常规压裂设备,以增黏液态 CO₂ 和增黏压裂液作为改造液,在减少水相用量的同时,大幅度提高了加砂规模,一定程度解决了致密砂岩气藏水敏、水锁伤害严重的难题,有效提高了致密砂岩气藏的措施效果,但非常规页岩储层与常规砂岩储层岩性特征、流体特征及压裂改造理念等均具有较大差异,砂岩储层超临界 CO₂ 准干法压裂技术在非常规页岩储层不适用。因此,针对吐哈油田页岩油开发技术难题及国内外 CO₂ 提高采收率压裂技术现状,需要开展页岩油储层的 CO₂ 压裂造缝、提高采收率等研究,并形成一种适用于吐哈油田非常规页岩油储层的超临界 CO₂ 压裂技术。

1 CO₂ 提高采收率技术研究

国内外研究表明 CO₂ 具有压裂易形成复杂缝、能够显著提高油藏采收率的作用。为进一步揭示 CO₂ 提高采收率机理,采用吐哈油田三塘湖条湖、芦草沟、吉木萨尔芦草沟组页岩油储层岩芯及原油,室内开展了压裂造缝、CO₂ 增能降粘、CO₂ 渗析置换等实验。

1.1 压裂造缝实验

通过设计三轴物模实验装置,开展了三塘湖条湖、芦草沟、吉木萨尔芦草沟组页岩油储层岩芯破岩机理研究,得出以下结论:超临界二氧化碳具有

较高的破岩能力,具有更小的破岩压力,当岩心具有大量的弱面时,超临界二氧化碳更倾向于沿填充缝的弱面迅速张开,从而形成复杂的缝网。不同区块页岩油岩心具有不同的破裂及裂缝延伸规律。其中三塘湖芦草沟、吉木萨尔上甜点芦草沟页岩油可以产生复杂的缝网,破裂压力高于超临界压力,但其所产生的微裂缝宽度小,难以观察到;三塘湖条湖组及吉木萨尔下甜点芦草沟组破裂压力低于超临界压力,超临界二氧化碳压裂后形成两翼缝,其缝宽小于 0.5 mm ,在岩心中沿填充缝弱面迅速扩张,形成复杂缝网,岩心完全破碎,部分区块岩样真三轴 CO₂ 压裂前后裂缝扫描如图 1 所示。

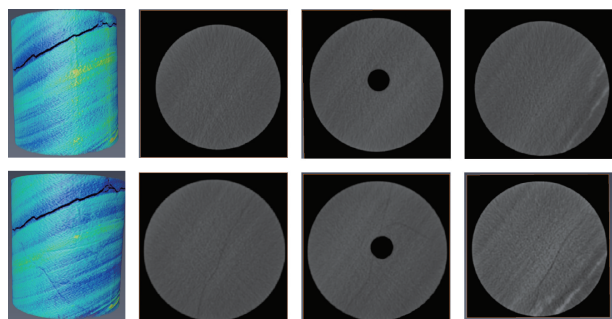


图1 三塘湖马郎凹陷芦草沟组马X井岩样真三轴 CO₂ 压裂前后 CT 扫描图

Fig.1 CT scan before and after true triaxial CO₂ fracturing of rock sample in MaX well of Lucaogou formation, Santanghu Malang sag

1.2 增能降黏实验

通过 CO₂ 加气膨胀试验,研究注入 CO₂ 后试验区地层原油相态的变化情况。加气膨胀试验是在一定压力下对地层原油进行若干次注气,每次注气后测试体系饱和压力、体积系数、黏度、组成等参数变化。实验结果表明:注入 CO₂ 后,地层原油体积明显膨胀,随着加入原油中的 CO₂ 越多,体积膨胀系数越大。由于 CO₂ 在原油中溶解度随压力的增高而增大,因此提高注入压力,CO₂ 膨胀原油体积的能力增强,有利于提高驱油效率;且一旦注入 CO₂ 后,地层原油的黏度就大幅度下降,体系黏度随着加入原油中的 CO₂ 量增多而降低,但降黏幅度也随 CO₂ 量的增加逐渐趋小,体积膨胀系数与 CO₂ 注入量的关系如图 2 所示,原油黏度与 CO₂ 注入量的关系如图 3 所示。

1.3 渗析置换效率实验

在压裂过程中,大量的压裂液能够进入储层基质中,有效提高了地层压力。目前,N₂、H₂O 和 CO₂ 是压裂过程中最常用的压裂介质。然而,除了形成

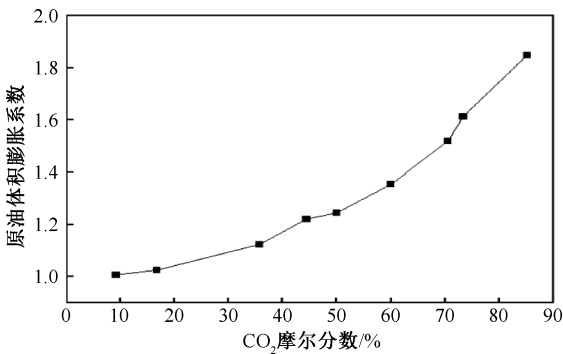


图2 三塘湖马1块芦草沟组页岩油体积膨胀系数与CO₂注入量的关系曲线

Fig.2 The relationship curve between the volume expansion coefficient and CO₂ injection volume of the shale oil in the Lucaogou formation of Santanghu Ma1 block

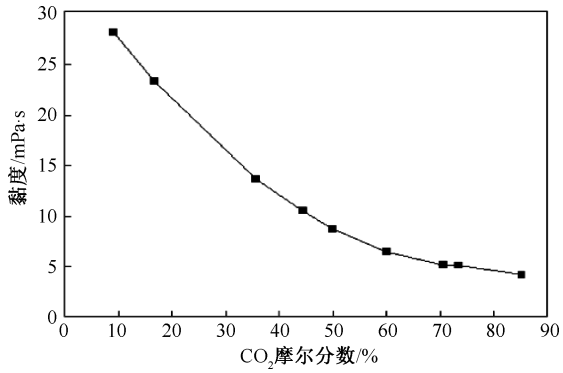


图3 三塘湖马1块芦草沟组页岩油黏度与CO₂注入量的关系曲线

Fig.3 The relationship curve between the viscosity of shale oil and CO₂ injection quantity in Lucaogou formation of Santanghu Ma1 block

复杂裂缝外,不同种类压裂液的基质置换效应也起着至关重要的作用。由于油-压裂液混合物的相行为不同,导致N₂、CO₂和H₂O的基质置换效果不同,直接反映不同压裂液基质的原油置换效果。因此,对不同压裂液的基质置换效果进行了综合研究。采用开发目的层岩心及原油,通过室内实验方式评估了不同压裂液的压力增强和维持能力,并结合在线核磁共振方法(NMR)评价了不同压裂液的原油置换效果,结合油藏压力变化趋势进一步明确了CO₂较好的提高原油采收率特征,实验结果如表1所示。

表1 不同体系微观采收率情况

Table 1 Microscopic recovery of different systems

压裂液	大孔	小孔	累计采收率
H ₂ O	6.98%	0.3%	6.37%
N ₂	8.92%	13.53%	9.39%
CO ₂	9.91%	14.51%	10.19%

2 CO₂ 准干法压裂液体系配方优化

超临界CO₂准干法压裂液体系中含20%~40%的水相及60%~80%的CO₂相,水相通过水相增稠剂增黏后形成水相压裂液,CO₂相通过CO₂相增稠剂增黏后形成CO₂相压裂液,一定比例(20%~40%)的水相压裂液与一定比例(60%~80%)的CO₂相压裂液通过搅拌,均匀混相后形成超临界CO₂准干法混相增黏压裂液体系(配方:20%~40%水+60%~80%CO₂+0.8%~1.2%水相增稠剂+1.0%~1.5%CO₂相增稠剂)。混相压裂液配方及最佳水碳比优化方法是通过以下室内评价实验实现的。

2.1 水相增稠剂浓度优化

固定水相、CO₂相比例及CO₂相增稠剂浓度,分别测试不同温度、不同水相增稠剂浓度条件下水相压裂液黏度和混相压裂液黏度,并绘制水相压裂液黏度与混相压裂液黏度对应关系图。随水相增稠剂浓度降低,混相压裂液黏度迅速下降,若保证混相压裂液黏度50 mPa·s以上安全携砂性能要求,需优化水相压裂液黏度大于85 mPa·s,对应水相增稠剂浓度1.0%。水相压裂液黏度与混相压裂液黏度对应关系如图4所示。

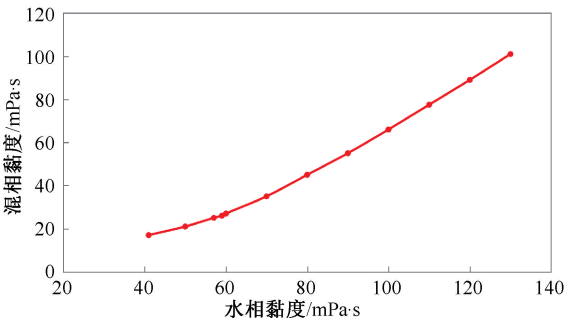


图4 水相压裂液黏度与混相压裂液黏度对应关系图

Fig.4 Corresponding diagram of viscosity of aqueous fracturing fluid and mixed fracturing fluid

2.2 水相与CO₂相比例优化

固定水相增稠剂与CO₂相增稠剂浓度,分别测试不同温度、不同水碳比条件下的混相增黏压裂液黏度,并绘制不同温度条件下混相增黏压裂液黏度图。当水碳比为30:70时混相增黏压裂液黏度最高,为最优水碳比。随着水相比比例的增加,黏度快速下降。不同温度条件下混相增黏压裂液黏度如图5、图6、图7所示。

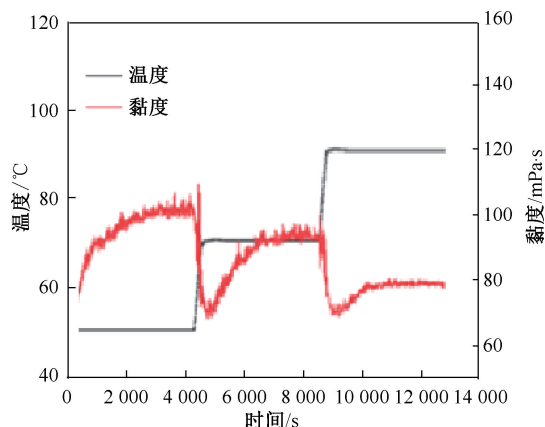


图5 50 °C、70 °C、90 °C,水碳比 30:70 条件下混相压裂液黏度图

Fig. 5 Viscosity of hybrid fracturing fluid at 50 °C, 70 °C, 90 °C, water-carbon ratio 30:70

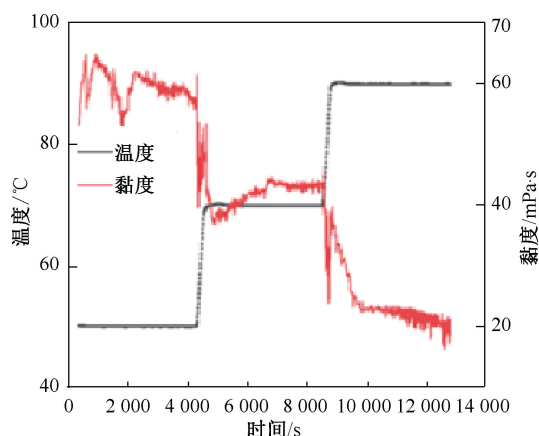


图6 50 °C、70 °C、90 °C,水碳比 35:65 条件下混相压裂液黏度图

Fig. 6 Viscosity of hybrid fracturing fluid at 50 °C, 70 °C, 90 °C, water-carbon ratio 35:65

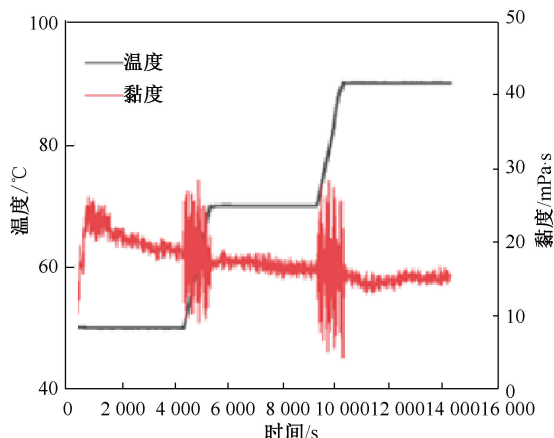


图7 50 °C、70 °C、90 °C,水碳比 40:60 条件下混相压裂液黏度图

Fig. 7 Viscosity diagram of mixed fracturing fluid at 50 °C, 70 °C, 90 °C, water-carbon ratio 40:60

3 实施步骤

非常规页岩油超临界 CO₂ 准干法压裂工作方法是以下方式实现的:以吐哈油田三塘湖芦草沟组页岩油马 XX 井超临界 CO₂ 准干法压裂工作方法为例进行说明。

3.1 压前准备

第一步,水相流程排空及试压。水相地面高压管汇和井口试压值达到压裂设计要求;第二步,气相扫线。利用气态 CO₂ 依次对分配器、增压泵、压裂泵车等低、高压系统进行清理、干燥,直至扫线末端出口无杂质;第三步,气相试漏。利用气态 CO₂ 对高低压系统进行试漏,使系统压力与 CO₂ 专业运输槽车储罐压力一致,检查有无漏点;第四步,系统循环冷却。气相试漏合格后,依次开启 CO₂ 专用运输槽车储罐液相阀门、增压泵循环(吸入和排出)阀门、增压泵气液分离罐排放阀,待液面高于气液分离罐三分之二处时,关闭增压泵气液分离罐排放阀,打开 CO₂ 相排空立管阀门,启动增压泵和压裂泵,控制排空回压,所有压裂泵车进行系统外循环冷却;第五步,CO₂ 相注入流程试压。循环冷却所有设备和管线,泵腔中充满液态 CO₂ 后切换试压流程。启动压裂泵,采用液态 CO₂ 对液态 CO₂ 压裂高压管线和压裂设备试压,试压值根据压裂设计中的相关要求确定,试压合格后,准备进入压裂泵注施工流程。

3.2 压裂泵注

第一步,泵注水相增黏预前置液。采用水相压裂注入流程,以 1.5 m³/min 泵注排量泵注水相增黏预前置液 20 m³,地层破裂泵压稳定后,打开 CO₂ 相注入流程;第二步,泵注前置混相压裂液。采用压裂泵车,将水碳比 40:60 增黏混相压裂液体系,以 12 m³/min 泵注排量注入地层(1.2%水相增稠剂、1.5%CO₂ 相增稠剂使用比例泵通过混砂车伴注,水相压裂液、CO₂ 相压裂液通过高压汇通在井口混相)。前置混相压裂液量占总液量的 35%;第三步,泵注携砂混相压裂液。将水碳比 30:70—35:65 增黏混相压裂液体系,以 8.5~9.5 m³/min 泵注排量注入地层(1.2%水相增稠剂、1.5%CO₂ 相增稠剂使用比例泵通过混砂车伴注,水相压裂液、CO₂ 相压裂液通过高压汇通在井口混相)。70—140 目+40—70 目+20—40 目石英砂支撑剂按照粒径由小到大顺序,通过混砂车台阶式加注到水相增黏压裂液中,

控制最高砂比 65%,平均砂比 43.8%。第四步,泵注携砂混相压裂液阶段,通过混砂车取样口,实时监测水相压裂液携砂性能;第五步,泵注水相顶替液。支撑剂数量达到设计加砂要求后,逐步降低 CO₂ 相增稠剂、CO₂ 相压裂液排量至停止注入,同步提高水相增稠剂、水相压裂液排量,保证水相压裂液注入排量与携砂液阶段混相压裂液排量一致,将井筒中携砂液全部挤入地层后停泵。

3.3 焖井及放喷控制

第一步,焖井。压裂结束后焖井 15 d,确保液态 CO₂ 相在地层中通过升温至超临界温度以上,达到压裂前地层温度 52.4 ℃,达到超临界状态,充分发挥超临界 CO₂ 增能、降黏、原油萃取等技术优势,CO₂ 有效封存在地层中,并确保压后放喷过程中支撑剂不回流。第二步,放喷求产。放喷过程中,控制放喷管线节流管汇下游压力高于 1.0 MPa,放喷

管线节流管汇下游压力降低至 1.0 MPa 时,则关井并进行压力恢复,待压力高于 1.0 MPa 时继续放喷。井口及放喷出口配备排风扇,保证返排 CO₂ 气体及时扩散。配备相应气体检测仪,严密监测井场周围 CO₂ 浓度情况。

4 现场应用情况

2023 年 11 月份,超临界 CO₂ 准干法压裂技术在三塘湖芦草沟页岩油藏马 XX 井首次开展现场试验。入井总液量 1 143.6 m³,入井二氧化碳 605.9 t,入井总砂量 71.1 m³,最大混相排量 11.6 m³/min,水相最高砂比 65%,混相最高砂比 25%,混相平均砂比 15.2%。焖井 15 d 后开井放喷,放喷 6 d 见油,放喷 30 d,日产油达到 8.3 t/d。与初次同层同规模常规压裂技术对比,含油上升速度更快,同期累产油提升 10.1%。两次压裂效果对比如表 2 所示。

表 2 马 XX 井 CO₂ 准干法重复压裂技术与初次常规压裂技术效果对比

Table 2 Comparison of the effects of CO₂ quasi-dry repetitive fracturing technique and the first conventional fracturing technique in MaXX well

压裂井段/m	措施日期/ 年·月·日	液量/m ³	砂量/m ³	措施前		措施后初期		累计	
				日产液/m ³	日产油/t	日产液/m ³	日产油/t	增油/t	天数/d
1 735~1 757	2019. 07. 16	1 464. 1	66. 2	0	0	20. 9	6. 7	207	70
1 735~1 757	2023. 11. 08	1 143. 6	71. 1	0. 7	0. 5	11. 1	8. 3	228	70

5 结论

(1)超临界 CO₂ 具有较高的破岩能力,具有更小的破岩压力,当地层岩石存在胶结弱面时,超临界 CO₂ 更倾向于沿填充缝的弱面迅速张开,从而形成复杂的缝网。

(2)水碳比为 30:70 时混相压裂液体系黏度最高,携砂性能好,为最优水碳比。随着水的增加,黏度快速下降,且在水碳比相同的情况下,超临界 CO₂ 液体体系对温度敏感,随着温度的上升,该液体体系黏度降低。

(3)注入 CO₂ 后,地层原油体积明显膨胀,随着加入原油中的 CO₂ 越多,体积膨胀系数越大。体系黏度随着加入原油中的 CO₂ 量增多而降低,但降黏幅度也随 CO₂ 量的增加逐渐趋小。

(4)CO₂ 相达到超临界状态后,渗析置换原油效果最好,焖井作业使液态 CO₂ 升温至超临界状态温度(31.26 ℃)以上,是提高 CO₂ 渗析置换原油效率的关键。

致谢:感谢西部钻探工程有限公司吐哈井下作业公司同意本文公开发表,感谢中国石油吐哈油田勘探开发研究院为该文实验研究提供了岩心等技术支持。

参考文献

[1] 范谭广,徐雄飞,范亮,等. 三塘湖盆地二叠系芦草沟组页岩油地质特征与勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4):125-136.
FAN Tanguang, XU Xiongfei, FAN Liang, et al. Geological characteristics and exploration prospect of shale oil in Permian Lucaogou Formation, Santanghu Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4):125-136.
[2] 马克,侯加根,董虎,等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5):1194-1205.
MA Ke, HOU Jiagen, DONG Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5):1194-1205.
[3] 赵喆,白斌,刘畅,等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油

- 勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
- ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [4] 王建, 张昌允, 杨寰时. 低渗气藏分段多簇压裂工艺应用[J]. 辽宁化工, 2019, 48(10): 1025-1027.
- WANG Jian, ZHANG Changyun, YANG Huanshi. Application of segmented multi-cluster fracturing technology in low permeability gas reservoir[J]. Liaoning Chemical Industry, 2019, 48(10): 1025-1027.
- [5] 张衍君, 徐树参, 刘娅菲, 等. 吉木萨尔页岩油压裂开发压后焖井时间优化[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(1): 1-7.
- ZHANG Yanjun, XU Shucan, LIU Yafei, et al. Optimization of well shut-in time after fracturing in Jimusar shale oil reservoirs[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(1): 1-7.
- [6] 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 & Production Technology, 2023, 46(5): 178-182.
- [7] 苏玉亮, 陈征, 唐梅荣, 等. 致密储层不同驱替方式下超临界 CO₂ 蓄能返排效果实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 79-85.
- SU Yuliang, CHEN Zheng, TANG Meirong, et al. Experimental study of supercritical CO₂ storage and flowback under different displacement methods in tight reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 79-85.
- [8] 李四海, 马新仿, 张士诚, 等. CO₂-水-岩作用对致密砂岩性质与裂缝扩展的影响[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 312-318.
- LI Sihai, MA Xinfang, ZHANG Shicheng, et al. Experimental investigation on the influence of CO₂-brine-rock interaction on tight sandstone properties and fracture propagation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 312-318.
- [9] 邹雨时, 李宁, 马新仿, 等. 层状致密砂岩地层超临界 CO₂ 诱导裂缝生长行为的实验研究[J]. 天然气科学与工程学报, 2018, 49: 145-156.
- ZOU Yushi, LI Ning, MA Xinfang, et al. Experimental study on the growth behavior of supercritical CO₂-induced fractures in a layered tight sandstone formation[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 49: 145-156.
- [10] 李睿珊, 吴世强, 李亚林, 等. 盐间页岩油藏 CO₂ 干法压裂矿场应用特征分析[J]. 江汉石油职工大学学报, 2022, 35(4): 4-6.
- LI Ruishan, WU Shiqiang, LI Yalin, et al. Characteristic analysis of field application of CO₂ dry fracturing in salt shale reservoirs[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2022, 35(4): 4-6.
- [11] 王香增, 高瑞民, 吴金桥, 等. 页岩气井液态 CO₂ 压裂工艺: 201210301134. 8[P]. 2013-01-02.
- [12] 孙永鹏. 油气开发中液态 CO₂ 在低压气层压裂改造中的应用[J]. 西安工程学院学报, 2001, 23(4): 37-40.
- SUN Yongpeng. Application of liquid CO₂ in hydrofracturing reformation of low pressure gas beds[J]. Journal of Xi'an Engineering University, 2001, 23(4): 37-40.
- [13] 崔伟香, 舒玉华, 崔明月, 等. 液态 CO₂ 增稠压裂液流变性能分析[J]. 油田化学, 2017, 34(2): 250-254.
- CUI Weixiang, SHU Yuhua, CUI Mingyue, et al. Analysis on rheological properties of thickened liquid CO₂ fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(2): 250-254.
- [14] 吴辰, 朱沫, 欧宇钧, 等. CO₂ 干法压裂用增稠剂的发展现状[J]. 化工技术与开发, 2023, 52(3): 38-44.
- WU Chen, ZHU Mo, OU Yujun, et al. Development of thickeners for CO₂ fracturing[J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2023, 52(3): 38-44.
- [15] 李四海, 张士诚, 邹雨时, 等. 超临界 CO₂-凝胶压裂增产页岩油可行性实验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2020, 53(4): 1665-1683.
- LI Sihai, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Experimental study on the feasibility of supercritical CO₂-gel fracturing for stimulating shale oil reservoirs[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2020, 53(4): 1665-1683.
- [16] SONG Weiqiang, NI Hongjian, TANG Peng, et al. Simulation of supercritical carbon dioxide fracturing in shale gas reservoir[J]. Journal of Thermal Science, 2021, 30(4): 1444-1451.
- [17] ZHENG Bowen, QI Shengwen, LU Wei, et al. Experimental research on supercritical carbon dioxide fracturing of sedimentary rock: a critical review[J]. Acta Geologica Sinica(English Edition), 2023, 97(3): 925-945.

编辑 吴志力

第一作者简介:王勇,男,1981年出生,高级工程师,2004年7月获中国石油大学(华东)石油工程专业学士学位,现从事压裂酸化新技术研发及推广工作。电话:18660728540, Email: wytlmjx@cnpc.com.cn。通信地址:新疆鄯善县城新城东路1967号吐哈井下作业公司,邮政编码:838200。