

文章编号: 1000-0747(2025)02-0408-11 DOI: 10.11698/PED.20240765

古龙页岩油二氧化碳前置压裂适应性评价

雷征东^{1,2}, 孟思炜^{1,2}, 彭颖锋^{1,2}, 陶嘉平^{1,2}, 刘一杉^{1,2}, 刘合²

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江大庆 163412)

基金项目: 国家自然科学基金联合基金重点支持项目“古龙页岩油开发渗流理论与提高采收率机理研究”(U22B2075)

摘要: 根据古龙页岩油现场实践, 结合 CO₂ 与古龙页岩油储层基质和流体相互作用系列实验, 系统评价 CO₂ 前置压裂在古龙页岩油的应用效果及适应性。先导试验表明, 相较于常规压裂井, CO₂ 前置压裂井表现出初产较高但递减快、累产低、气油比偏高且不稳定、产液量不具优势等 4 个显著特点。出现这些生产特征的原因在于: 一方面, CO₂ 前置压裂抑制了古龙页岩油储层主裂缝穿层扩展、降低了压裂改造体积, 弱化了裂缝导流能力, 降低了基质渗透率和孔隙度, 影响了工程效果; 另一方面, 受限域效应的影响, 前置 CO₂ 加大了裂缝-大孔系统与基质小孔系统饱和压力的差距, 造成裂缝-大孔系统持续产气和轻烃挥发、基质小孔原油难以动用, 影响了开发稳产效果。在古龙页岩油多种特征的叠加作用下, 前置 CO₂ 在储层改造(裂缝扩展及裂缝导流能力)、基质渗流、流体相态与产出方面均会产生一定的负面影响, 制约了 CO₂ 前置压裂在古龙页岩油的应用效果。

关键词: 古龙页岩油; CO₂ 前置压裂; 储层改造; 基质渗流; 原油相态与产出

中图分类号: TE357 文献标识码: A

Evaluation of the adaptability of CO₂ pre-fracturing to Gulong shale oil reservoirs, Songliao Basin, NE China

LEI Zhengdong^{1,2}, MENG Siwei^{1,2}, PENG Yingfeng^{1,2}, TAO Jiaping^{1,2}, LIU Yishan^{1,2}, LIU He²

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 2. National Key Laboratory for Multi-resource Collaborated Green Development of Continental Shale Oil, Daqing 163412, China)

Abstract: Based on development practices of Gulong shale oil and a series of experiments on interactions between CO₂ and the rocks and fluids of shale oil reservoirs, the application and adaptability of CO₂ pre-fracturing to the Gulong shale oil reservoirs are systematically evaluated. The pilot tests indicate that compared to wells with conventional fracturing, the wells with CO₂ pre-fracturing demonstrate four significant characteristics: high but rapidly declined initial production, low cumulative production, high and unstable gas-oil ratio, and non-competitive liquid production. These characteristics are attributed to two facts. First, pre-fracturing with CO₂ inhibits the cross-layer extension of the main fractures in the Gulong shale oil reservoirs, reduces the stimulated reservoir volume, weakens the fracture conductivity, and decreases the matrix permeability and porosity, ultimately impeding the engineering performance. Second, due to the confinement effect, pre-fracturing with CO₂ increases the saturation pressure difference between the fracture-macropore system and the matrix micropore system, leading to continuous gas production and light hydrocarbon evaporation in the fracture-macropore system, and difficult extraction of crude oil in the matrix-micropore system, which affects the stable production. Under the superposition of various characteristics of Gulong shale oil reservoirs, pre-fracturing with CO₂ has significant negative impacts on reservoir stimulation (fracture extension and fracture conductivity), matrix seepage, and fluid phase and production, which restrict the application performance of CO₂ pre-fracturing in the Gulong shale oil reservoirs.

Key words: Gulong shale oil; CO₂ pre-fracturing; reservoir stimulation; matrix seepage; crude oil phase and production

引用: 雷征东, 孟思炜, 彭颖锋, 等. 古龙页岩油二氧化碳前置压裂适应性评价[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 408-418.

LEI Zhengdong, MENG Siwei, PENG Yingfeng, et al. Evaluation of the adaptability of CO₂ pre-fracturing to Gulong shale oil reservoirs, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 408-418.

0 引言

大庆古龙页岩油资源储量丰富, 2021 年提交预测

储量达 12.68×10^8 t, 同年, 大庆古龙陆相页岩油国家级示范区获批建立, 是实现中国页岩油革命的重要组成部分^[1-3]。不同于常规储层, 页岩油储层致密、纳米

孔隙发育,需经过压裂之后才能投产^[4-5]。但页岩油压后产量递减快,一次采收率低,高效开发还面临巨大挑战,亟需一系列技术迭代升级,其中工程技术的突破是实现陆相页岩油高效开发的关键环节之一^[6]。

CO₂前置压裂被广泛认为是增强页岩油/致密油等非正常储层改造效果、提升一次采油EUR(单井预测最终可采储量)的重要工程技术手段^[7-8]。其技术特点是以大排量的方式将CO₂先于压裂液注入储层,具有提高裂缝复杂程度、降低原油黏度、增加孔隙压力、与原油混相提高置换效率等显著优点^[9-10]。鉴于此,CO₂前置压裂技术在各大致密油/页岩油田开发中得到了初步应用,取得了一定的效果^[11-13],如:新疆吉木萨尔页岩油J100043-H试验井隔段注入CO₂累计千余吨,累计生产1392d,累计产油突破4×10⁴t;长庆页岩油II类储层某平台CO₂前置压裂试验井初期日产油达20.6t,效果显著;松辽盆地首口页岩油水平井吉页油1HF井采用超临界CO₂复合体积压裂工艺,成功实施了21段、1431m水平段压裂,获16.4m³/d的高产工业页岩油流。

然而,大庆古龙页岩油在多个平台实施CO₂前置压裂与常规压裂对比先导试验发现,绝大多数CO₂前置压裂井经历初期短时间高产后产量逐渐低于常规压裂井,累产降低的同时还面临气油比快速上升、产量递减快等问题。事实上,CO₂与高压、大排量压裂液一同注入时,相较于提高采收率阶段单独注入CO₂,其与储层岩石及流体间会发生一系列更为复杂且剧烈的物理化学作用,尤其是在近井地带。CO₂前置压裂工程效果和开发效果与储层矿物组成、原油品质、储层非均质性等密切相关^[10,14]。

大庆古龙页岩油储层具有岩石软(弹性模量16.2GPa,显著低于其他页岩油储层)、页理多(场发射扫描电镜下古页3HC井样品中页理密度超过10000条/m)、孔喉小(以有机黏土复合孔缝为主要储集空间)、原油黏度低(地层条件下普遍小于0.8mPa·s)、原油含蜡量高(Q2-H4井原油含蜡量16.5%,远高于新疆、长庆页岩油)等特点^[15-16]。在上述多因素叠加影响下,CO₂前置压裂技术是否适用于古龙页岩油还存在诸多不确定性。具体而言,“千层小薄饼”式页理缝影响下的造缝效果、“软岩石”影响下的岩石力学性质变化与裂缝支撑效果、有机黏土复合孔骨架溶蚀改造影响下的基质-裂缝流动能力变化以及高浓度CO₂影响下不同尺度空间中原油相态和性质变化等一系列关键问题均有待明确,制约了CO₂前置压裂技术在古龙页岩油的适

应性评价及后续井组工艺制度优化。

本文首先从生产实践出发,对比CO₂前置压裂和常规压裂下古龙页岩油的生产特征和实际效果。然后,结合前置CO₂与页岩油储层基质和流体作用系列实验,从前置CO₂对储层可改造性、近井渗流能力以及流体相态和产出的影响等3个方面系统论述CO₂前置压裂技术在古龙页岩油开发中的适应性,为未来可实施油藏的筛选以及该项技术适用条件的形成奠定理论基础。

1 CO₂前置压裂与常规压裂生产效果对比

1.1 古龙页岩油地层概况

白垩系青山口组是松辽盆地最重要的烃源岩层,地层厚度为260~500m,含油气显示广泛,其中青一段与青二段下部是当前页岩油勘探开发的重点层位。古龙凹陷位于松辽盆地中央拗陷区齐家—古龙凹陷南部,是大庆油田页岩油开发主力区。凹陷内青一段与青二段下部可划分为Q1—Q9共9套油层,埋深1950~2500m、厚度100~150m,地温梯度高、地层温度通常在110℃以上,压力系数最高可达1.6,原油品质较好,地层条件下原油黏度多低于0.8mPa·s。岩性组合以泥岩为主,局部有砂岩、灰岩及灰质泥岩夹层,其中下油层(Q1—Q4)为黏土质页理型页岩,黏土矿物含量大于40%,中油层(Q5—Q7)为混合质纹层型页岩,黏土矿物含量25%~45%,上油层(Q8—Q9)为长英质纹层型页岩,黏土矿物含量20%~40%。

1.2 先导试验概况

截至2024年底,古龙页岩油累计完钻水平井206口,开井161口,共5个试验平台。所有平台中,古龙2号试验平台是最早实施CO₂前置压裂与常规压裂对比的先导试验平台,采用“逆混合施工+高黏主液+大粒径支撑+前置CO₂+段内少簇”主体压裂工艺。该平台共18口井,出油17口,主要涉及Q1—Q3层。其中Q1-H6、Q2-H5、Q3-H4并未进行CO₂前置压裂,其他井的前置CO₂注入量为2280~3855t,平均2611t。所有层位中,已实施CO₂前置压裂与常规压裂对比的层位有Q1—Q3层和Q9层。其中,Q9层单井前置CO₂注入量6000~10000t,其余层均为3000t左右。

1.3 总体产油能力单指标对比

对实施较早的2号试验平台17口生产井的产油情况进行单指标对比,其中常规压裂井3口,CO₂前置压裂井14口。利用油藏工程方法消除压力变化、水平段长度、压裂规模差异的干扰,建立归一化采油指数和累计归一化采油指数来表征产油能力。首先,基于

地质-工程一体化数值模拟开展单一影响因素模拟分析,确定采油指数与裂缝条数、单井压裂液量、单井支撑剂量均呈指数关系,因此采用(1)式表示单井归一化采油指数;然后,进行正交试验模拟,基于不同裂缝条数、单井压裂液量、单井支撑剂量组合条件下的采油指数模拟结果,采用非线性回归(方程两侧取对数条件下的线性回归,以满足指数关系),确定(1)式中校正系数 λ_1 、 λ_2 、 λ_3 值分别为0.223,0.064,0.009,从而构建了本区块参数条件下的归一化采油指数计算公式。基于(1)式、(2)式,计算得到2号试验平台各井不同生产时间下的归一化采油指数和累计归一化采油指数,再分别对CO₂前置压裂井和常规压裂井求均值,得到CO₂前置压裂井和常规压裂井的归一化采油指数、累计归一化采油指数随时间变化曲线,如图1所示。

$$J_n = \frac{q}{p_i - p_{wf}} \frac{1}{L} \left(\frac{\bar{N}}{N} \right)^{\lambda_1} \left(\frac{\bar{Q}_f}{Q_f} \right)^{\lambda_2} \left(\frac{\bar{Q}_p}{Q_p} \right)^{\lambda_3} \quad (1)$$

$$G_n = \sum_t J_{n,t} \quad (2)$$

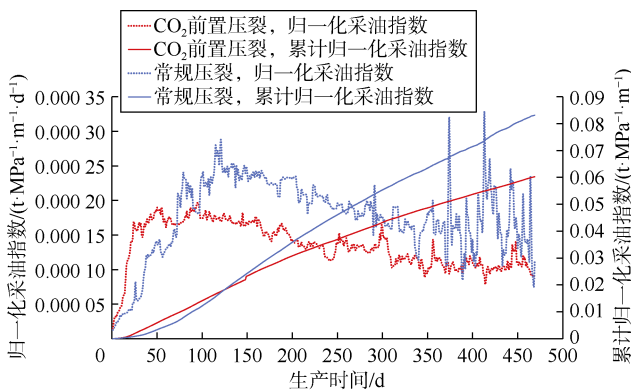


图1 古龙2号试验平台CO₂前置压裂井和常规压裂井归一化采油指数、累计归一化采油指数随时间变化曲线

从图1可以看出,CO₂前置压裂井初期归一化采油指数较大、增长较快,但生产50d左右开始趋于平缓;而常规压裂井的归一化采油指数在前120d左右持续增加,在80d左右超过CO₂前置压裂井。此外,常规压裂井的累计归一化采油指数在130d左右超过CO₂前置压裂井,说明常规压裂井具有更高的累产油能力。因此,从整体生产情况来看,CO₂前置压裂井并未表现出更好的开发效果。

1.4 代表层位生产动态多指标对比

开展日产油、气油比、日产液、流压动态多指标对比。根据大庆古龙页岩油现场建立的地质甜点指数(游离烃含量(S_1)与核磁大孔隙度的乘积)分类标

准,以数值 2.1×10^{-4} 为界将古龙页岩油的地质条件分为1类和2类。筛选同层位、同地质分类、同区域(或同平台)、同压裂工艺、同排采制度的井以排除干扰,对比Q9层、Q2层CO₂前置压裂井和常规压裂井的生产情况。其中Q9层满足对比条件的井共4口,同处于凹陷北部相邻位置,地质分类同为1类,压裂工艺同为A1类(滑溜水与胍胶的比例为2:8,段内少簇),前置CO₂注入量大,大于6000t;Q2层满足对比条件的井共4口,同位于凹陷中部,地质分类同为2类、压裂工艺同为A1类,前置CO₂注入量小,小于3000t。具体参数如表1所示。

表1 Q9和Q2油层井施工参数统计及压裂工艺分类

层位	井号	位置	地质分类	段簇划分	CO ₂ 前置量/t	压裂液量/m ³	工艺分类
Q9	GY20-Q9-H1		1类	段内少簇	9980	83861	
	古页1501H-Q9	凹陷	1类	段内少簇		66093	A1类
	古页2202H-Q9	北部	1类	段内少簇		76824	
	古页1802H-Q9		1类	段内少簇	6900	60108	
Q2	GY2-Q2-H1		2类	段内少簇	2670	83326	
	GY2-Q2-H2	凹陷	2类	段内少簇	2310	73499	A1类
	GY2-Q2-H4	中部	2类	段内少簇	2325	97025	
	GY2-Q2-H5		2类	段内少簇		83704	

图2为Q9层4口井生产约450d的效果对比。由图2a可知,常规压裂井(古页1501H-Q9井、古页2202H-Q9井)初期产量和稳产能力均明显优于CO₂前置压裂井(GY20-Q9-H1井、古页1802H-Q9井);由图2b可知,CO₂前置压裂井初期大量产气,100d后气油比长时间保持在400m³/m³以上,且波动较大,而常规压裂井气油比全程低于400m³/m³,且较为稳定。由图2c、图2d可知,CO₂前置压裂井初期返排液量大,流压递减较慢,推测可能是高气油比作用下的气携油作用导致,但随着生产进行,在140~160d后,流压较低且产液量下降。整体上,Q9层的CO₂前置压裂井未表现出较好的产油效果,气油比和流压保持均未见优势,甚至表现出一定劣势。

图3为Q2层4口井生产约600d的效果对比。由图3a可知,相较于常规压裂井(GY2-Q2-H5井),3口CO₂前置压裂井(GY2-Q2-H1井、GY2-Q2-H2井、GY2-Q2-H4井)初期日产油快速上升,在100~200d达到峰值,随后其中2口井开始明显落后于常规压裂井,1口例外井GY2-Q2-H1与常规压裂井日产油接近。由图3b可知,CO₂前置压裂井气油比更高,其中2口井波动明显,例外井GY2-Q2-H1气油比初期较高后下

降并稳定在 $400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 左右,而常规压裂井气油比更低且更稳定,不超过 $400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。由图 3c、图 3d 可知, CO_2 前置压裂井初期返排量较大,流压递减慢,但随着生产进行,在 $100\sim 200 \text{ d}$ 后产液量下降且流压较低,甚至低于常规压裂井,例外井 GY2-Q2-H1 产液量递减较慢。整体上, Q2 层不同指标变化规律与 Q9 层类似,例外井 GY2-Q2-H1 虽然同时具有更低流压、更高产液

和高位稳定气油比特征,驱动压差和稳定气携油能量更高,日产油也仅与常规压裂井接近,说明 Q2 层 CO_2 前置压裂试验未见优势。

通过总体产油能力单指标对比和分层多指标对比, CO_2 前置压裂在大庆古龙页岩油未取得预期的效果,甚至效果更差,主要表现出初产较高但递减快、累产低、气油比偏高且不稳定、产液量不具优势等 4 大特点。

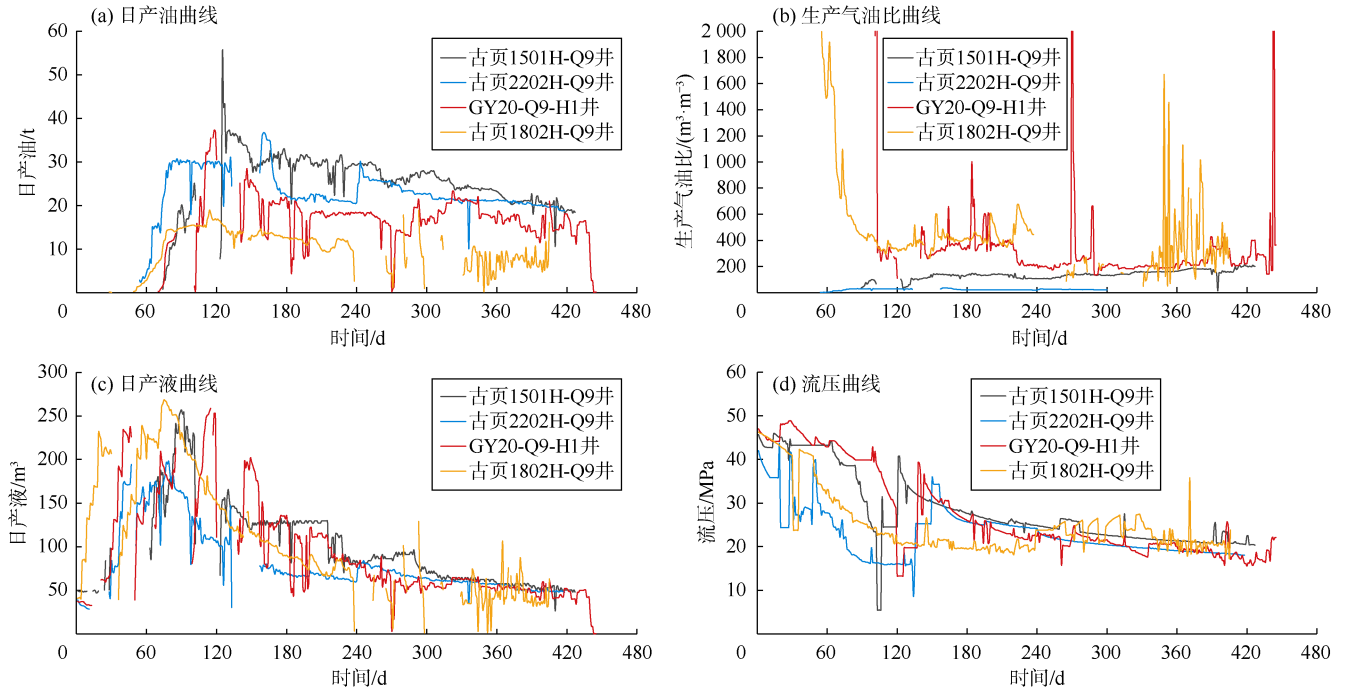


图 2 Q9 层单井生产动态曲线

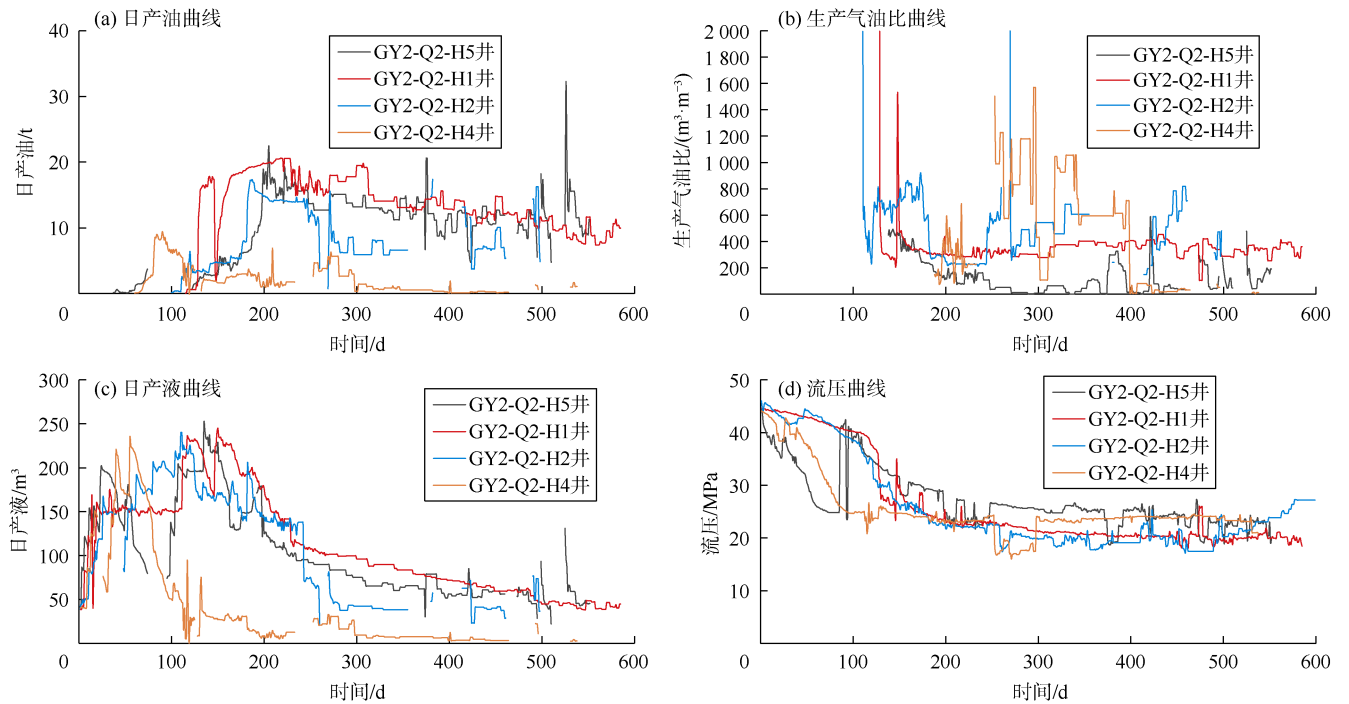


图 3 Q2 层单井生产动态曲线

2 CO₂前置压裂对古龙页岩油储层可改造性的影响

2.1 CO₂前置压裂对裂缝扩展的影响

一般认为,能提高缝网的复杂程度是CO₂前置压裂的显著特点之一。为进一步探究其对缝宽等参数的具体影响,利用大尺寸物理模拟实验装置,使用尺寸为20 cm×20 cm×30 cm的露头页岩开展了CO₂前置压裂与常规水力压裂实验,对比分析了两种压裂方式下页岩裂缝扩展特征。其中,三向应力条件为 $\sigma_v=40$ MPa、 $\sigma_H=\sigma_h=35$ MPa,温度为90 °C。相同应力条件下两种压裂方式的破裂压力如图4所示,裂缝形态如图5所示。实验结果表明,常规压裂平均破裂压力为53.93 MPa,CO₂前置压裂平均破裂压力为43.35 MPa,后者明显更低。在裂缝形态方面,常规压裂在页岩内部形成了相对简单的裂缝网络,整体较宽较平直,裂缝宽度为157~487 μm ;而CO₂前置压裂裂缝形态大体为纵向缝+分支缝的组合,裂缝较为曲折但宽度相对较小,为

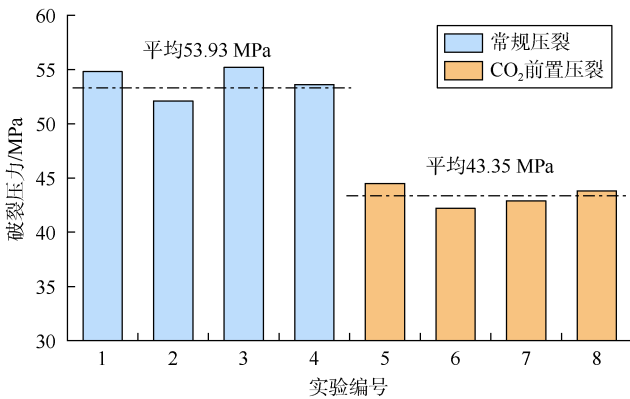


图4 常规压裂与CO₂前置压裂岩石破裂压力对比

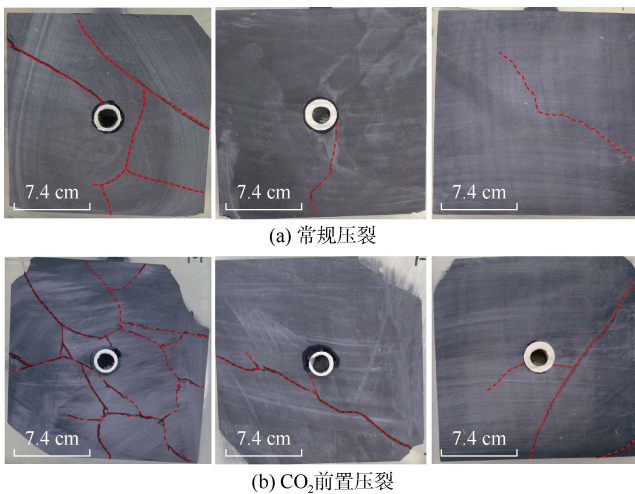


图5 常规压裂与CO₂前置压裂裂缝形态对比

103~373 μm ,整体较窄较复杂。

值得注意的是,以往关于CO₂前置压裂裂缝扩展的研究发现^[14, 17],微裂缝、页理缝发育会显著增加前置CO₂的滤失量,诱导压裂裂缝偏折,使得前置CO₂压裂裂缝集中于近井地带,增加近井有效储层改造体积^[18],形成“较短、较复杂”缝。由此可见,向页理缝高度发育的页岩中高压注入CO₂-压裂液体系后,除了易形成复杂缝,还易影响缝宽和缝长,形成“较短、较窄、较复杂”缝。其直接原因应为高压CO₂-压裂液体系具有高扩散、高溶蚀、高摩阻特性,导致沿页理缝滤失,同时裂缝尖端局部孔隙压力迅速升高,缝尖周围岩石抗剪强度降低,降低岩石破裂压力,影响了缝宽和缝长。此外,页岩起裂瞬间会在焦耳-汤姆逊作用下产生温度骤降,在页岩内部形成局部热应力作用,从而显著增加岩石的损伤破坏,提高裂缝复杂程度。

2.2 CO₂前置压裂对裂缝导流能力的影响

一般认为,CO₂前置压裂在形成复杂缝网的同时,也能改善裂缝的导流能力。为此,利用岩心导流能力测试装置,模拟测试了水和CO₂-水体系作用下页岩岩心中裂缝导流能力的变化。实验用岩心为古龙青山口组钻取的页岩岩心,直径为2.5 cm,长度为5.0 cm,气测渗透率为 $(0.029\sim 0.110)\times 10^{-3}$ μm^2 。实验中将页岩岩心沿中线剖开,将一半岩心与相同形状金属岩心块组合后,在裂缝表面铺置212~380 μm (40~70目)陶粒支撑剂,依次测试围压为5,10,20,30,40 MPa下的液测渗透率,获得初始裂缝导流能力。另一半岩心置于中间容器中,在30 MPa条件下进行模拟水或CO₂-水体系(饱和碳酸水)浸泡处理,7 d后取出岩心,同样与金属岩心组合并铺设陶粒,在相同条件下测试处理后裂缝导流能力,以对比处理前后裂缝导流能力变化。

实验结果(见图6)表明,水和CO₂-水体系作用下古龙页岩裂缝导流能力均随围压增大而下降,其中水作用下下降幅度为22.43%~45.83%,而CO₂-水体系作用下下降幅度为46.43%~61.54%,即CO₂-水作用下裂缝导流能力出现更大幅度的下降。裂缝导流能力的下降表明岩石的强度难以使支撑剂保持有效支撑,深层机理可能是岩石力学性质改变导致的支撑剂嵌入。笔者团队以往针对该问题开展了相应工作^[19-20],在90 °C、30 MPa条件下对CO₂浸泡前后的古龙页岩岩心分别开展纳米压痕测试来评价CO₂对古龙页岩油储层硬度的影响,测试结果表明:在相同载荷下,未用CO₂处理

的页岩压头加载深度约 1 250~3 600 nm，而 CO₂ 处理后压痕深度明显增加，约 2 750~5 300 nm，最大加载深度提高约 47.2%；弹性模量降低了 51.3%，硬度降低

了 63.3%。CO₂-水体系作用导致相同载荷（相当于闭合压力）下，压痕测试压头加载深度显著增加，CO₂ 对古龙页岩岩心样品的软化作用明显。

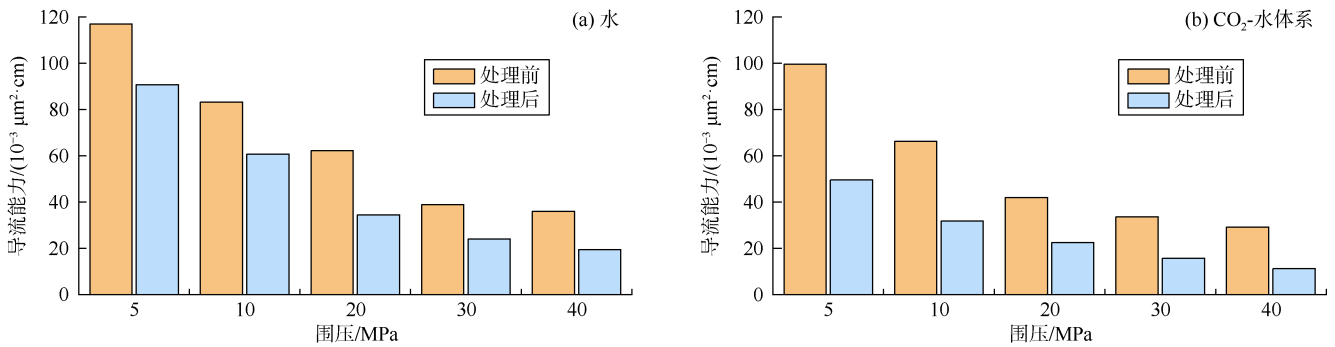


图6 水和 CO₂-水体系作用前后页岩裂缝导流能力对比

2.3 基于储层可改造性的 CO₂ 前置压裂适应性评价

CO₂-水体系与长石、碳酸盐、黏土等各类矿物之间主要发生溶蚀和水化膨胀两种作用，即在水的作用外附加溶蚀与吸附膨胀作用，更加显著地降低了岩石力学强度并改变了页岩原始结构^[21]，这方面已有较多研究。李宁等^[22]研究发现，该软化作用主要是由于水增强了 CO₂ 的化学作用，并随着压力、温度、时间的增加而增强。此外，Zou 等^[23]在 CO₂-水-页岩浸泡实验中发现富含黏土的页岩经过反应后易溶矿物含量下降，黏土矿物相对含量增加，岩石硬度下降。在不同地层中这种软化作用对压裂缝网和储层改造体积的影响或有所不同。

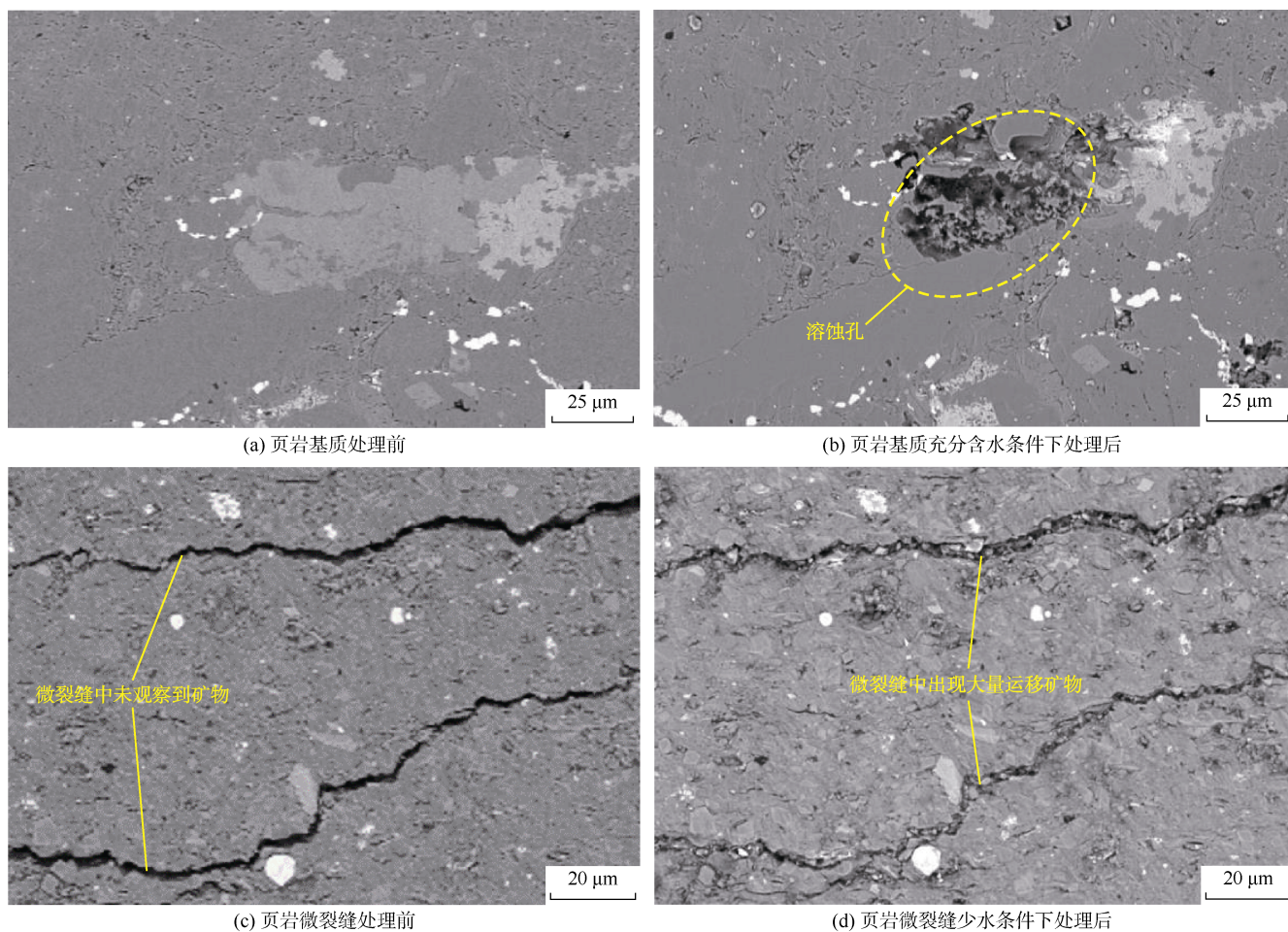
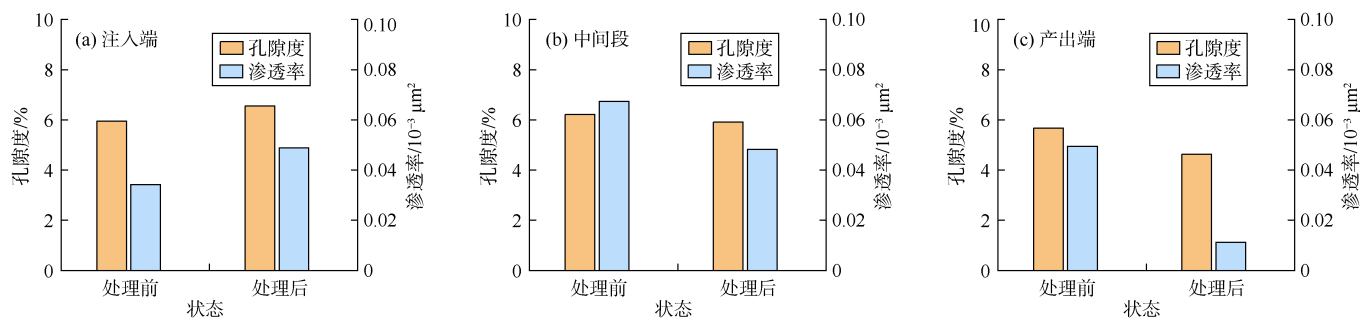
结合 CO₂ 对储层裂缝扩展和裂缝导流能力的影响综合分析，由于古龙页岩油储层页理极发育、黏土含量高，CO₂ 前置压裂技术易造成以下两方面影响：①受古龙页岩油储层页理发育影响，在压裂过程中，页理发育会诱导压裂裂缝偏折及 CO₂ 在高压下沿页理缝滤失，加之 CO₂ 摩阻比水基压裂液更大，排量受影响更大，使得 CO₂ 前置压裂裂缝集中于近井地带，主裂缝控近扩远及平稳加砂难度增加，易形成“较短、较窄、较复杂”裂缝，影响了改造体积；②受古龙页岩油储层黏土矿物含量高、岩石软影响，在压后长期焖井过程中，CO₂-水体系溶蚀长石、碳酸盐等弹性模量较高的矿物，导致伊利石等低硬度黏土矿物露出，增加了页岩的塑性，支撑剂更易嵌入，更显著地影响了裂缝导流能力。这两方面影响使得 CO₂ 前置压裂抑制古龙页岩油储层主裂缝穿层扩展、降低改造体积，弱化长期导流能力。因此，在储层可改造性方面，CO₂ 前置压裂在古龙页岩油的适应性较差。

3 CO₂ 前置压裂对古龙页岩油储层基质渗流能力的影响

3.1 压裂液-CO₂ 体系溶蚀作用对基质渗流能力的影响

基质中原油向裂缝流动的快慢主要取决于基质的渗流能力。前置注入的超临界 CO₂ 溶于近井地带的地层水或压裂液中会形成弱酸性的 CO₂ 水溶液，通常会溶蚀碳酸盐矿物，并与黏土矿物发生物理化学反应，影响矿物组成^[24-25]。为探究压裂液-CO₂ 体系对古龙页岩油储层的溶蚀规律和对基质渗流能力的影响，以古龙 3HC 井岩心样品为例，在页岩浸泡前后进行扫描电镜观测，在 90 °C、30 MPa 的实验条件下开展长岩心驱替实验对比分析 CO₂ 作用前后近井地带孔隙结构和渗流能力的变化，结果如图 7 和图 8 所示^[26]。

图 7 中扫描电镜图像显示，CO₂ 与页岩基质矿物之间的相互作用明显改变了页岩表面形态。一方面，CO₂ 的溶蚀作用会形成一些新的孔隙，从而改善页岩表面孔隙结构；另一方面，溶蚀作用也会导致一些弱胶结黏土颗粒发生运移，堵塞新生成的溶蚀孔以及微裂缝等，造成储层伤害。图 8 所示为岩心驱替实验中 CO₂ 作用下不同区域孔渗变化情况。由于扩散能力与注入顺序差异，CO₂ 与压裂液注入后在地层中形成多类混合区域，对比了注入端（近裂缝区）、中间段和产出端（少水区）孔渗变化情况，发现注入端孔隙度与渗透率在 CO₂ 作用后得到改善，但中间段和产出端孔隙度和渗透率均有所下降，尤其产出端渗透率下降约 80%。这表明运移的矿物颗粒对孔隙度与渗透率造成显著损伤，影响区域整体渗流条件。

图7 CO₂作用前后页岩表面孔隙形貌变化图8 岩心不同区域 CO₂作用对孔渗参数的影响

3.2 基于基质渗流能力变化的 CO₂ 前置压裂适应性评价

CO₂ 与水基压裂液结合后发挥更强的溶蚀作用，一方面形成新的溶蚀孔，改善储层孔渗条件；另一方面诱导弱胶结黏土运移，损害储层孔渗，综合影响取决于两者的相对强弱。溶蚀作用在一些低渗、致密油储层甚至夹层页岩中会改善孔隙度和渗透率^[27]。例如，苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油 CO₂ 吞吐现场试验将溶蚀作用作为 3 个主要增产机理之一^[28]，归因于溱潼凹陷页岩油储层矿物组成中碳酸盐矿物和

长石矿物占比可达 39%。然而，古龙页岩油储层下油层 (Q1—Q4) 为黏土质页理型页岩，黏土矿物含量大于 40%，碳酸盐含量不足 10%，页岩油以孔喉细小的有机黏土复合孔缝为主要赋存空间^[15, 29]。黏土矿物是孔缝骨架的重要组成部分，导致水化和溶解后部分矿物运移从而堵塞孔隙和喉道，造成孔隙度和渗透率严重下降。李斌会等^[30]在实验中也观察到经过 CO₂ 处理后的古龙页岩样品孔隙体积整体下降，小孔隙减少 10.68%，中大孔隙减少 6.73%，页理缝体积减少达

66.64%。可以看出，溶蚀作用在古龙页岩油储层中产生新孔隙和扩宽原生孔径作用微弱，相反，矿物膨胀和运移造成的储层伤害较为突出。除了渗流空间的影响，古龙页岩油极低的原油黏度也在一定程度上限制了CO₂降黏增渗的效果。整体上，在改善基质渗流能力方面，CO₂前置压裂在古龙页岩油的适应性不佳。

4 CO₂前置压裂对古龙页岩油相态及产出特征的影响

4.1 CO₂对不同尺度空间页岩油相态的影响特征

古龙页岩油的动用一方面取决于缝网和基质孔隙的流动能力，另一方面也取决于流体本身的性质。不同于常规储层，页岩基质纳米孔为页岩油的主要储集空间，限域空间中流体的相态和性质将会发生显著变化。针对此问题，利用纳流控装置开展了限域空间中CO₂-烃类的相态特征实验，通过考虑纳米孔毛细压力、限域效应下的临界参数偏移以及吸附相-游离相的物质交换3个关键影响因素，结合实验数据建立了三相热力学模型（气相-液相-吸附相三相平衡计算）^[31]。通过理论计算，分析了不同CO₂物质的量分数、不同空间尺寸条件下CO₂-烃类体系的饱和压力变化规律，如图9所示。实验和理论计算结果表明，孔隙尺寸越小，饱和压力越小。

此外，进一步模拟页岩油纳米孔内CO₂和烃类的相行为。模拟4种不同CO₂含量的多组分流体在6种不同孔隙尺度空间中的相态，结果如图10所示^[32]。可以看出，随着CO₂物质的量分数从0上升至40%，相包络线面积变大；孔隙尺寸越大，相包络线变化越明显，饱和压力变化越大。具体地，通过对比相同温度下（370 K）不同尺度空间中CO₂含量对烃类饱和压力的影响，可以发现随着CO₂物质的量分数从0增加到40%，体相和10 nm孔隙中饱和压力差值从0.76 MPa逐步增加至0.91 MPa（见表2）。考虑到开发过程CO₂更容易进入裂缝-大孔中，导致体相中CO₂含量更高，则该饱和压力差将更大。

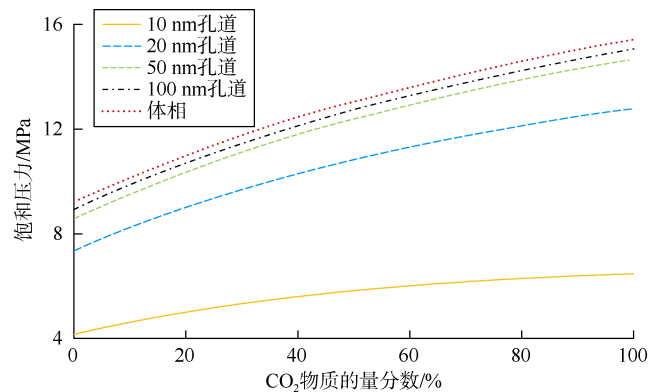


图9 基于理论计算得到的纳米孔中CO₂对页岩油饱和压力影响

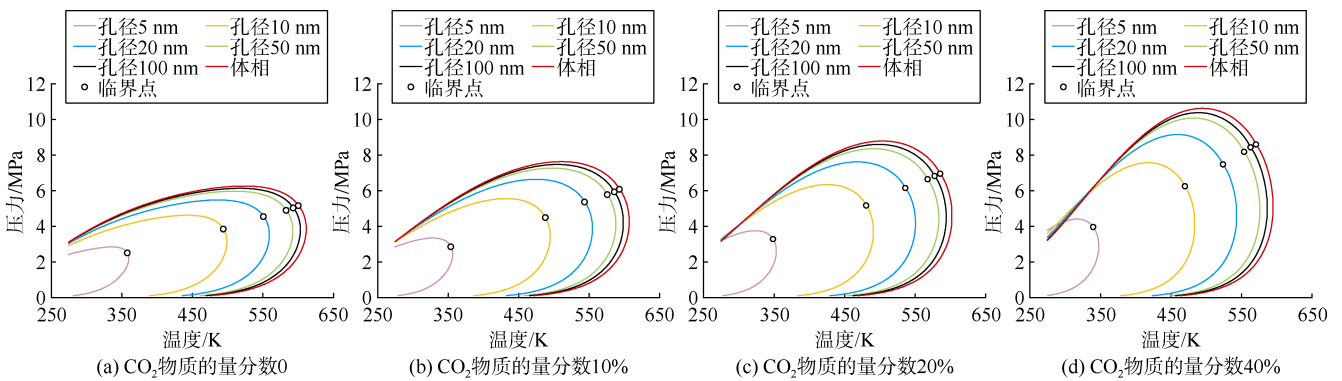


图10 不同CO₂物质的量分数条件下多组分流体的相图

表2 温度370 K下不同物质的量分数CO₂对应孔隙流体饱和压力

条件	不同物质的量分数CO ₂ 对应孔隙流体饱和压力/MPa			
	0	10%	20%	40%
体相	5.05	5.90	6.75	7.95
孔径10 nm	4.29	5.11	5.95	7.04

4.2 基于储层流体相态及产出特征的CO₂前置压裂适应性评价

古龙页岩油储层页理缝极度发育，基质纳米孔又

是页岩油的主要赋存空间，因此，古龙页岩油的裂缝-页理-大孔-小孔多尺度空间特征较为突出。理想状态下，CO₂需尽可能多地向基质小孔中扩散才有助于提高原油的膨胀系数，提升对基质小孔中原油的动用效果，实现不同尺度空间原油接续供给。在大规模裂缝形成前，高压大排量注入的CO₂优先集中于近井地带微裂缝-大孔系统，即体相相态区域，高浓度CO₂导致体相包络线面积明显变大，饱和压力上升。在压裂后

焖井阶段,从本文实验和模拟结果所反映的规律来看,裂缝-大孔系统和基质小孔系统的饱和压力差距将进一步增大,造成裂缝-大孔系统原油更接近挥发态,除非 CO_2 实现了强波及使基质小孔中 CO_2 浓度比裂缝中更高。如果大规模裂缝形成之前 CO_2 与基质接触面积不足,在 CO_2 “软化”和“溶蚀”作用下,古龙页岩油裂缝导流和基质渗流能力下降将进一步限制 CO_2 在基质小孔中的波及效率,扩大饱和压力差。开井生产阶段,裂缝-大孔系统优先压降,生产动态显示气油比高且波动大,极大可能归因于裂缝-大孔系统中未扩散的游离 CO_2 和高饱和压力下早期挥发轻烃组分的产出,高压差和气携油作用使得返排初期产量较高。随着生产压差降低,压差不足以完全克服多相流动阻力,同时基质孔隙中原油脱气膨胀比常规压裂更加滞后,造成溶解气驱效果受限,产液下降。上述过程解释了古龙页岩油实施 CO_2 前置压裂后出现的“初产高、稳产能力低、气油比高位波动、产液下降”现象。

分析 CO_2 前置压裂技术在大多数油田的成功应用,基本归因于至少有一项机理起到了决定性作用,例如新疆吉木萨尔混积型页岩油原油黏度偏高、可溶蚀矿物含量高,李柏杨^[17]计算 CO_2 降黏、混相置换对原油产出的贡献率可达81.5%;李阳等^[33]将胜利油田济阳灰质混积型页岩油 CO_2 前置压裂的成功归因于改善储层物性、促进复杂缝网形成、降低储层伤害和提高页岩流动性方面的作用效果。相较于上述案例,古龙纯页岩型页岩油的地质因素(黏土含量高、页理极发育、纳米级有机黏土复合孔缝赋存)和流体因素(原油重质组分少、黏度低)多因素叠加,明显制约了 CO_2 前置压裂提高改造体积、降黏、膨胀、混相等关键机理的作用效果。

5 结论

大庆古龙页岩油2号试验平台总体生产效果对比及代表层位生产效果对比表明,相较于常规压裂, CO_2 前置压裂在古龙页岩油未取得预期效果,甚至效果更差。主要表现出初产较高但递减快、累产低、气油比偏高且不稳定、产液量不具优势等4个显著特点。

CO_2 前置压裂不利于古龙页岩油储层的改造。一方面,古龙页岩油储层发育的页理缝使得 CO_2 前置压裂裂缝扩展受阻,平稳加砂难度增大,形成“较短、较窄、较复杂”裂缝,影响 CO_2 的波及范围;另一方面,古龙页岩油储层黏土矿物含量较高, CO_2 对储层的软化作用明显,使得支撑剂更易嵌入,弱化裂缝的

导流能力。

CO_2 -压裂液体系降低古龙页岩油储层基质渗流能力。古龙页岩油储层以孔喉细小的有机黏土复合孔缝为主要赋存空间,黏土矿物是孔缝骨架的重要组成部分, CO_2 -压裂液体系溶蚀作用对储层孔渗产生的积极影响远弱于黏土矿物膨胀和运移造成的负面影响。因此, CO_2 前置压裂并不具备有效改善古龙页岩油孔渗的效应。

CO_2 对古龙页岩油不同尺度空间中流体相态的影响不利于原油产出。受限域作用的影响, CO_2 增大了裂缝-大孔系统和基质小孔系统原油饱和压力差异,造成压裂、焖井、生产全过程中裂缝-大孔系统气油比远高于基质小孔系统,制约了溶解气驱效果,增加了基质小孔系统原油动用难度。

整体而言,古龙页岩油储层具有页理缝发育、岩石强度低、有机黏土复合孔缝赋存以及原油轻质组分多、黏度低等特征,在这些因素的叠加影响下, CO_2 在储层改造(裂缝扩展及裂缝导流能力)、基质渗流、流体相态与产出方面均会产生一定的负面影响,应谨慎选用。

符号注释:

G_n ——累计归一化采油指数, $t/(\text{MPa}\cdot\text{m})$; J_n ——归一化采油指数, $t/(\text{MPa}\cdot\text{m}\cdot\text{d})$; L ——水平段长度, m ; N ——某井裂缝条数; \bar{N} ——2号试验平台所有井平均裂缝条数; p_i ——原始地层压力, MPa ; p_{wf} ——井底流压, MPa ; q ——产油量, t/d ; Q_f ——某井压裂液量, m^3 ; \bar{Q}_f ——2号试验平台所有井平均压裂液量, m^3 ; Q_p ——某井支撑剂量, m^3 ; \bar{Q}_p ——2号试验平台所有井平均支撑剂量, m^3 ; t ——生产时间, d ; σ_h , σ_H ——水平最小、最大主应力, MPa ; σ_v ——垂向应力, MPa 。

参考文献:

- [1] 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等. 中国页岩油革命值得关注的十个问题[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2007-2019.
SUN Longde, LIU He, ZHU Rukai, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2007-2019.
- [2] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 453-463.
SUN Longde, LIU He, HE Wenyan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453-463.
- [3] 刘合, 陶嘉平, 孟思炜, 等. 页岩油藏 CO_2 提高采收率技术现状及展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 127-134.

- LIU He, TAO Jiaping, MENG Siwei, et al. Application and prospects of CO₂ enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 127-134.
- [4] 刘合, 孟思炜, 王素玲, 等. 古龙页岩力学特征与裂缝扩展机理[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 820-828.
LIU He, MENG Siwei, WANG Suling, et al. Mechanical characteristics and fracture propagation mechanisms of the Gulong shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 820-828.
- [5] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 古龙页岩油有效开发关键理论技术问题与对策[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 562-572.
YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Key theoretical and technical issues and countermeasures for effective development of Gulong shale oil, Daqing Oilfield, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 562-572.
- [6] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 13-24.
YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(5): 13-24.
- [7] 李阳, 祝仰文, 李宗阳, 等. 济阳拗陷页岩油注二氧化碳开发技术[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 855-864.
LI Yang, ZHU Yangwen, LI Zongyang, et al. Shale oil recovery by CO₂ injection in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 855-864.
- [8] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 955-964.
LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 955-964.
- [9] 邹雨时, 李彦超, 李四海. CO₂前置注入对页岩压裂裂缝形态和岩石物性的影响[J]. *天然气工业*, 2021, 41(10): 83-94.
ZOU Yushi, LI Yanchao, LI Sihai. Influence of CO₂ pre-injection on fracture morphology and the petrophysical properties in shale fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(10): 83-94.
- [10] 苏玉亮, 王程伟, 李蕾, 等. 致密油藏CO₂前置压裂流体相互作用机理[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(8): 3076-3081.
SU Yuliang, WANG Chengwei, LI Lei, et al. Behavior of CO₂ pre-fracturing fluid in tight reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(8): 3076-3081.
- [11] 鱼文军, 肖雷, 卞腾飞, 等. CO₂前置增能压裂技术在克拉玛依油田五区南井区乌尔禾组油藏开发中的应用[C]//中国石油新疆油田分公司(新疆砾岩油藏实验室), 西安石油大学, 陕西省石油学会. 2022 油气田勘探与开发国际会议论文集IV. 克拉玛依: 中国石油集团西部钻探工程有限公司井下作业公司, 2022: 188-195.
YU Wenjun, XIAO Lei, BIAN Tengfei, et al. Application of CO₂ pre-energizing fracturing technology in the development of Wuerhe Formation reservoir in the south well area of Block 5 of Karamay Oilfield[C]//PetroChina Xinjiang Oilfield Branch (Xinjiang Conglomerate Reservoir Laboratory), Xi'an Shiyou University, Shaanxi Petroleum Society. Proceedings of the 2022 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development IV. Karamay: China Petroleum Western Drilling Engineering Co., Ltd. Underground Operations Company, 2022: 188-195.
- [12] 杨兆臣, 卢迎波, 杨果, 等. 中深层稠油水平井前置CO₂蓄能压裂技术[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(1): 178-184.
YANG Zhaochen, LU Yingbo, YANG Guo, et al. Pre-CO₂ energy storage fracturing technology in horizontal wells for medium-deep heavy oil[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(1): 178-184.
- [13] 卢伟, 张华, 韩永亮, 等. 页岩油前置超临界二氧化碳压裂造缝技术[J]. *油气井测试*, 2023, 32(1): 38-44.
LU Wei, ZHANG Hua, HAN Yongliang, et al. Prepad supercritical carbon dioxide fracturing technology in shale oil reservoir[J]. *Well Testing*, 2023, 32(1): 38-44.
- [14] 王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界CO₂压裂技术现状与展望[J]. *石油学报*, 2020, 41(1): 116-126.
WANG Haizhu, LI Gensheng, ZHENG Yong, et al. Research status and prospects of supercritical CO₂ fracturing technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1): 116-126.
- [15] 孙龙德, 王凤兰, 白雪峰, 等. 页岩中纳米级有机黏土复合孔缝的发现及其科学意义: 以松辽盆地白垩系青山口组页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 708-719.
SUN Longde, WANG Fenglan, BAI Xuefeng, et al. Discovery of nano organo-clay complex pore-fractures in shale and its scientific significances: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 708-719.
- [16] 王凤兰, 付志国, 王建凯, 等. 松辽盆地古龙页岩油储层特征及分类评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(5): 144-156.
WANG Fenglan, FU Zhiguo, WANG Jiankai, et al. Characteristics and classification evaluation of Gulong shale oil reservoir in Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 144-156.
- [17] 李柏杨. 吉木萨尔页岩油储层CO₂前置蓄能压裂增产机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
LI Baiyang. Investigation into stimulation mechanism of CO₂ pre-pad energized fracturing in Jimusar shale oil reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [18] ZHANG X H, ZHANG S C, ZOU Y S, et al. Fracture propagation characteristics of water and CO₂ fracturing in continental shale reservoirs[J]. *Physics of Fluids*, 2024, 36(10): 106614.
- [19] TAO J P, MENG S W, LI D X, et al. Research on evolutionary laws of mechanical properties and pore structure during CO₂ pre-injection fracturing in shale reservoirs[J]. *Energies*, 2024, 17(11): 2470.
- [20] TAO J P, MENG S W, LI D X, et al. Study on CO₂ potential damage to fracture conductivity and matrix permeability in shale reservoirs[R]. SPE 221221-MS, 2024.
- [21] 代旭光, 王猛, 冯光俊, 等. 超临界CO₂-水-页岩作用矿物溶蚀/沉淀特征及其对页岩吸附性的影响[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(7): 2813-2826.
DAI Xuguang, WANG Meng, FENG Guangjun, et al. Mineralogical erosion and precipitation characteristics and their effects on

- adsorption property of shale during scCO₂-H₂O-shale interaction[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2813-2826.
- [22] 李宁, 金之钧, 张士诚, 等. 水/超临界二氧化碳作用下的页岩微观力学特性[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 872-882.
LI Ning, JIN Zhijun, ZHANG Shicheng, et al. Micro-mechanical properties of shale due to water/supercritical carbon dioxide-rock interaction[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 872-882.
- [23] ZOU Y S, LI S H, MA X F, et al. Effects of CO₂-brine-rock interaction on porosity/permeability and mechanical properties during supercritical-CO₂ fracturing in shale reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 49: 157-168.
- [24] 李一波, 陈耀旺, 赵金洲, 等. 超临界二氧化碳与页岩相互作用机制[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1180-1194.
LI Yibo, CHEN Yaowang, ZHAO Jinzhou, et al. Interaction mechanism between supercritical carbon dioxide and shale[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1180-1194.
- [25] 张烈辉, 张涛, 赵玉龙, 等. 二氧化碳-水-岩作用机理及微观模拟方法研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 199-211.
ZHANG Liehui, ZHANG Tao, ZHAO Yulong, et al. A review of interaction mechanisms and microscopic simulation methods for CO₂-water-rock system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 199-211.
- [26] TAO J P, MENG S W, LI D X, et al. Analysis of CO₂ effects on porosity and permeability of shale reservoirs under different water content conditions[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 226: 211774.
- [27] 金祥纯, 杜猛, 郝春联, 等. 鄂尔多斯盆地长 6 段储层特征及 CO₂ 驱提高采收率实验研究[J/OL]. 油气地质与采收率: 1-13(2024-05-16) [2024-11-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/37.1359.TE.20240513.1724.001.html>.
JIN Xiangchun, DU Meng, HAO Chunlian, et al. Experimental study on reservoir characteristics and CO₂ flooding for enhanced oil recovery in the Chang 6 section of the Ordos Basin[J/OL]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency: 1-13(2024-05-16)[2024-11-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/37.1359.TE.20240513.1724.001.html>.
- [28] 姚红生, 高玉巧, 郑永旺, 等. CO₂ 快速吞吐提高页岩油采收率现场试验[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 10-19.
YAO Hongsheng, GAO Yuqiao, ZHENG Yongwang, et al. Field tests and effect of CO₂ rapid huff-n-puff to enhance shale oil recovery[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 10-19.
- [29] 胡宗全, 王濡岳, 路菁, 等. 陆相页岩及其夹层储集特征对比与差异演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1393-1404.
HU Zongquan, WANG Ruyue, LU Jing, et al. Storage characteristic comparison of pores between lacustrine shales and their interbeds and differential evolutionary patterns[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1393-1404.
- [30] 李斌会, 邓森, 张江, 等. 古龙页岩油高温高压注 CO₂ 驱动用效果[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 42-51.
LI Binhui, DENG Sen, ZHANG Jiang, et al. Producing effect of CO₂ displacement injection at high temperature and high pressure for Gulong shale oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 42-51.
- [31] WANG Y H, LEI Z D, SUN L H, et al. Study on the minimum miscibility pressure and phase behavior of CO₂-shale oil in nanopores[J]. Chemical Engineering Journal, 2024, 497: 154493.
- [32] WANG Y H, LEI Z D, XU Z H, et al. A compositional numerical study of vapor-liquid-adsorbed three-phase equilibrium calculation in a hydraulically fractured shale oil reservoir[J]. Physics of Fluids, 2024, 36(7): 072007.
- [33] 李阳, 赵清民, 杨勇, 等. 胜利油田陆相页岩油前置 CO₂ 压裂技术研究与实践[J]. 断块油气田, 2024, 31(6): 945-954.
LI Yang, ZHAO Qingmin, YANG Yong, et al. Study and application of CO₂ pre-fracturing technology of continental shale oil in Shengli Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(6): 945-954.
- 第一作者简介: 雷征东 (1979-), 男, 重庆垫江人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事非常规油气渗流理论与提高采收率技术方面的研究工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院油田开发研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: leizhengdong@petrochina.com.cn
- 通讯作者简介: 孟思炜 (1988-), 男, 安徽宿州人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事非常规储集层综合评价和效益开发技术、CO₂ 地质封存与资源化利用等研究。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院智能控制与装备研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: mengsw@petrochina.com.cn
- 收稿日期: 2024-12-10 修回日期: 2025-03-25

(编辑 胡苇玮)