

川西致密气二氧化碳前置压裂技术探讨

罗斌 袁杰 唐银鹏

中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 四川 德阳 618000

摘要: 川西致密气藏资源丰富, 却因地质复杂、储层物性差, 高效开发困难重重。压裂改造是动用该气藏的核心技术, 但传统压裂技术有储层伤害大、增产效果欠佳等弊端。二氧化碳前置压裂技术因具备储层保护、增能增产及环保优势, 成为川西开发重要方向。本文系统剖析川西开发挑战与压裂需求, 阐述该技术原理与优势, 结合案例总结实践效果, 剖析应用难点并提出对策, 为川西致密气藏高效开发提供参考, 推动难动用储量效益、绿色开发。

关键词: 川西致密气; 二氧化碳前置压裂; 储层改造

引言: 能源转型与油气高效利用背景下, 致密气开发潜力受重视。川西是我国致密气重要富集区, 须家河组等主力层系探明地质储量超 $1700 \times 10^8 \text{m}^3$, 开发价值巨大。但川西致密气藏“一深两高两低”, 开发难度大, 大量储量难动用。传统压裂技术应对复杂地质条件有短板, 难有效改造储层与效益开发。二氧化碳前置压裂技术融合超临界特性与压裂优势, 在储层保护和增产增效上表现佳, 且符合绿色发展要求。故本文围绕该技术展开探讨, 提供理论与支撑。

1 川西致密气藏开发挑战与压裂技术需求

1.1 地质条件复杂性

川西致密气藏地质条件极具复杂性, 核心特征体现为“一深两高两低”, 给开发工作带来多重挑战。储层埋藏深度普遍在4500~5500m, 部分区域甚至更深, 导致地层压力极高, 压力系数可达1.4~1.7, 地层破裂压力更是高达110~165MPa, 显著增加了压裂造缝的难度与施工风险。同时, 储层物性极差, 平均孔隙度仅3.7%, 平均渗透率0.07mD, 属于特低孔特低渗储层, 天然气在孔隙中的流动阻力极大。此外, 储层非均质性强, 天然裂缝发育不均, 且黏土矿物含量较高, 部分区域存在强水敏性, 易发生黏土矿物水化膨胀, 堵塞渗流通道。复杂的地质条件导致天然气“淤堵郁结”于地下, 常规开发方式难以实现有效动用, 对压裂改造技术的针对性与适应性提出了极高要求。

1.2 传统压裂技术的局限性

传统压裂技术在川西致密气藏开发中存在诸多局限性, 难以满足高效开发需求。早期广泛应用的水力压裂技术采用水基压裂液, 在水敏性储层中易引发黏土矿物水化膨胀、分散运移, 严重堵塞裂缝导流通道, 造成不可逆的储层伤害。传统压裂液黏度调控灵活性不足, 难以匹配川西致密气藏复杂的裂缝发育模式, 造缝多为

单一窄缝, 改造体积有限, 无法形成有效的地下“交通网”连通天然气。同时, 传统压裂技术对地层能量补充不足, 压裂后储层能量快速衰竭, 导致产量下降快、稳产周期短^[1]。传统压裂施工中, 支撑剂选型与泵注参数设计针对性不强, 易出现支撑剂反吐、裂缝闭合过快等问题, 进一步制约了压裂效果, 无法实现难动用储量的效益开发。

1.3 二氧化碳前置压裂技术的适配性

二氧化碳前置压裂技术凭借其独特的技术特性, 与川西致密气藏的开发需求高度适配。针对川西储层埋藏深、压力高的特点, 二氧化碳在井下温压条件下可转化为超临界态, 兼具液体的高密度与气体的高流动性, 扩散系数是液体的数十倍, 能够快速渗透至储层微孔隙, 实现全方位储层改造。对于水敏性强的川西致密储层, 二氧化碳前置注入可形成“气墙”隔离后续压裂液, 大幅减少水相接触储层, 有效抑制黏土膨胀与储层堵塞。同时, 二氧化碳的增能特性可补充地层能量, 缓解储层衰竭问题, 契合川西致密气藏能量不足的开发痛点。此外, 该技术可通过优化泵注参数适配储层非均质性, 促进复杂裂缝网络形成, 提升改造体积, 对川西致密气藏的复杂地质条件具有良好的适应性。

2 二氧化碳前置压裂技术原理与核心优势

2.1 技术原理

2.1.1 前置液注入阶段

前置液注入是二氧化碳前置压裂技术的基础阶段, 核心目标是构建储层保护屏障并为后续造缝创造条件。此阶段通过专用泵车将液态二氧化碳持续注入井筒, 液态二氧化碳沿管线进入地下后, 随着深度增加, 温压条件逐渐超过临界值(温度 31.1°C 、压力 7.38MPa), 转化为超临界态二氧化碳。超临界态二氧化碳凭借极强的扩散能力, 快速挤入储层的孔隙与天然微裂缝中, 形成

大范围的占位“气墙”。这一“气墙”可有效隔离后续压裂液与储层基质，减少水相侵入引发的储层伤害；同时，二氧化碳分子吸附能力强于甲烷，可提前置换储层孔隙中的部分天然气，为后续气体流动腾出空间，且弱酸性的二氧化碳溶液可轻微溶解孔隙间的堵塞物，初步改善储层渗透性。

2.1.2 压裂液注入阶段

压裂液注入阶段是实现储层造缝的核心环节，需在前置二氧化碳形成的“气墙”保护下开展。当前置液注入达到设计量并形成稳定“气墙”后，开始泵注携砂压裂液，压裂液以设定排量持续注入储层。此时，超临界二氧化碳不仅发挥隔离保护作用，其良好的流动性还可降低压裂液在裂缝中的流动阻力，助力压裂液快速扩展。随着注入压力不断升高，当压力超过地层破裂压力时，储层岩石发生破裂，形成人工裂缝；压裂液中的支撑剂随之进入裂缝，对裂缝起到支撑作用，防止裂缝闭合^[2]。同时，二氧化碳可改善岩石力学性质，降低裂缝起裂与扩展压力，促进形成复杂的裂缝网络，提升储层改造体积，为天然气流动构建更广阔的通道。

2.1.3 返排阶段

返排阶段的核心是实现压裂液高效排出与天然气顺畅产出，二氧化碳的增能特性在此阶段发挥关键作用。压裂施工完成后，地层压力高于井筒压力，在压力差作用下，储层中的流体开始向井筒流动并返排至地面。此过程中，滞留在储层中的二氧化碳吸收地层能量，从超临界态转化为气态，体积急剧膨胀，产生强大的驱替能量，推动压裂液快速返排。相较于传统压裂技术，二氧化碳前置压裂可显著提升返排效率，减少压裂液在地层中的滞留时间，降低滤液伤害风险。同时，气态二氧化碳在返排过程中可持续置换孔隙中的天然气，进一步提升天然气采出率，保障压裂后井眼的稳定产能。

2.2 核心优势

2.2.1 储层保护

二氧化碳前置压裂技术在储层保护方面具有显著优势，可有效降低改造过程中的储层伤害。一方面，前置注入的二氧化碳形成的“气墙”可物理隔离压裂液与储层基质，大幅减少水基压裂液与水敏性储层的接触，抑制黏土矿物水化膨胀、分散运移，避免渗流通道堵塞。另一方面，二氧化碳本身不含水相，且在返排阶段可快速带出地层中的滞留滤液，减少滤液对储层孔隙的堵塞与伤害。此外，超临界二氧化碳具有较强的溶解能力，可溶解储层中部分有机堵塞物与矿物质，疏通原生孔隙与微裂缝，改善储层渗透性。相较于传统压裂技术，该

技术可使储层伤害率降低30%以上，有效保护储层原始物性。

2.2.2 增产效果显著

该技术通过多重作用机制实现显著的增产效果，破解川西致密气藏低产困境。首先，二氧化碳可改善岩石力学性质，降低地层破裂压力，促进形成复杂的裂缝网络，大幅提升储层改造体积与裂缝导流能力。其次，超临界二氧化碳的高扩散性与置换作用，可有效动用常规压裂难以触及的微孔隙天然气，扩大泄油面积。再者，二氧化碳的增能特性可补充地层能量，缓解储层衰竭，提升天然气流动动力，延长稳产周期。现场实践表明，应用该技术的井型产量较同区采用传统压裂技术的邻井高出33%~55%，增产效果稳定且显著。

2.2.3 环保效益

二氧化碳前置压裂技术契合绿色低碳发展理念，具有突出的环保效益。一方面，该技术可减少水基压裂液的用量，降低水资源消耗，尤其适用于川西部分缺水区域的气藏开发。另一方面，注入地层的二氧化碳大部分可被封存于地下，实现二氧化碳的资源化利用与地质封存，助力“双碳”目标实现。另外，技术应用过程中无有害化学物质排放，压裂返排液处理难度较低，可进一步降低对周边生态环境的影响，实现致密气藏的绿色发展。

3 川西致密气二氧化碳前置压裂技术应用案例

3.1 石龙101井实践

石龙101井位于四川阆中石龙场大安寨段，是川西致密气藏应用二氧化碳前置压裂技术的典型井例，旨在解决该区域储层致密、造缝难度大的问题。该井目标储层埋藏深3200m，孔隙度2.8%，渗透率0.05mD，属于特低孔特低渗储层，且存在轻微水敏性。施工过程中，创新采用大排量、大规模的二氧化碳前置注入工艺，共注入液态二氧化碳426吨，创下该区域大安寨段加砂规模、施工排量及二氧化碳注入量多项纪录。通过前置二氧化碳构建“气墙”保护储层，后续泵注携砂压裂液形成复杂裂缝网络。压裂后，该井初期日产气达 $8.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，较邻井传统压裂井产量提升48%，且稳产周期超过12个月，验证了该技术在中浅层川西致密气藏的适用性与高效性^[3]。

3.2 东峰503-1HF井创新应用

东峰503-1HF井为川西深层致密气水平井，储层埋藏深度达5200m，地层压力系数1.6，破裂压力高，传统压裂技术难以实现有效改造。针对该井深层、高压、非均质性强的特点，创新采用“逆混合泵注”的二氧化碳前置压裂技术，通过数值模拟优化二氧化碳注入顺序、排

量及前置液比例,构建个性化泵注程序。施工中先注入小排量二氧化碳段塞试探地层响应,再逐步提升排量注入主前置液,后续配套注入适配深层裂缝的高黏度携砂液。该技术创新有效降低了深层施工摩阻,实现二氧化碳均衡注入,压裂后形成大范围复杂裂缝网络。井眼测试无阻流量达 $120\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,较设计产能提升35%,破解了川西深层致密气藏压裂改造难题,为深层井技术应用提供了创新范式。

3.3 马蓬87-1井长期效益

马蓬87-1井是川西致密气藏首口规模化应用二氧化碳前置压裂技术的井例,重点验证技术的长期稳产效益与封存效果。该井目标储层为须家河组,物性差且能量不足,传统压裂后产量衰减快。应用二氧化碳前置压裂技术后,初期日产气 $6.2\times 10^4\text{m}^3$,较同区邻井高出55%。经过3年长期监测,该井日产气仍稳定在 $4.5\times 10^4\text{m}^3$,稳产周期较传统压裂井延长1.5倍,累计产气量超 $5000\times 10^4\text{m}^3$ 。同时,监测数据显示80%的注入二氧化碳被封存于地下,实现了天然气增产与二氧化碳封存的双重效益。该井的长期实践表明,二氧化碳前置压裂技术不仅能提升初期产量,更能有效缓解储层衰竭,保障致密气藏的长期效益开发。

4 川西致密气二氧化碳前置压裂技术难点与对策

4.1 核心技术难点

当前川西致密气二氧化碳前置压裂技术应用仍面临三大核心难点。一是深层储层适配难度大,川西深层致密气藏埋藏深、温压高且非均质性强,二氧化碳相态变化规律复杂,难以精准控制前置液注入参数,易出现注入不均、裂缝扩展失控等问题,增加施工风险。二是增产机理与设计优化不足,现有技术对二氧化碳在川西致密储层中的扩散、置换及增能机理研究不够深入,缺乏精准的数值模拟模型,导致压裂参数设计针对性不强,难以充分发挥技术潜力^[4]。三是施工工艺与装备制约,二氧化碳具有低温、高压的特性,对注入设备、管汇的耐低温、耐压性能要求极高,且现场施工中易出现摩阻过高、支撑剂运移不畅等问题,影响施工效率与改造效果。

4.2 针对性解决对策

针对上述技术难点,提出针对性解决对策以提升技

术应用效果。其一,深化深层储层相态调控研究,通过室内实验与现场监测,建立川西深层储层温压条件下二氧化碳相态变化模型,结合储层非均质性特征,优化前置液注入排量、压力及阶段配比,实现相态精准控制。其二,构建精准设计体系,融合地质工程一体化理念,整合储层地质参数与工程数据,完善二氧化碳扩散-置换-增能一体化数值模拟模型,实现压裂参数的个性化优化设计^[5]。其三,升级施工工艺与装备,研发耐低温、高压的专用注入泵与管汇设备,优化“逆混合泵注”工艺,降低施工摩阻;同时优选适配二氧化碳压裂的超低密度支撑剂,提升支撑剂运移与支撑效果,保障施工顺利与改造质量。

结束语

川西致密气藏高效开发关乎我国能源安全,二氧化碳前置压裂技术优势独特,为破解其开发瓶颈提供有效路径。本文分析了该技术适配川西地质条件的核心逻辑,阐述原理与优势,以典型案例验证实践价值,还剖析难点并提出对策。未来,要深化地质工程一体化研究,完善技术设计与施工体系,推动装备与工艺创新。随着技术成熟推广,有望实现川西致密气藏动用储量规模化、效益化、绿色化开发,助力非常规油气开发与“双碳”目标达成。

参考文献

- [1]袁舟,廖新维,张快乐等.二氧化碳驱过程中无机盐沉淀对油藏采收率的影响——以长庆油田长8区块为例[J].石油勘探与开发,2021,048(002):379-385.
- [2]姜俊帅,刘庆杰,王家禄.致密油藏二氧化碳吞吐有效作用半径计算方法[J].科学技术与工程,2020,20(6):2216-2222.
- [3]张越琪,苟利鹏,乔文波,等.致密油藏超临界二氧化碳吞吐开发特征实验研究[J].特种油气藏,2021,28(1):130-135.
- [4]陈塞锋,李军,王鹏涛.二氧化碳前置压裂技术在特低渗油藏中的应用[J].石河子科技,2024(2):40-42.
- [5]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.DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.01.007.