

预制裂缝页岩焖井流体赋存核磁表征

李恒葆, 肖婷月, 汪芷伊, 牛鑫, 李航宇

重庆科技大学安全科学与工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年5月25日; 录用日期: 2026年8月24日; 发布日期: 2026年9月3日

摘要

预制裂缝页岩焖井阶段的含液响应影响压裂液滞留与返排认识, 但 T_2 谱结果不宜直接外推为定量滤失模型。为识别通道构型和流体类型对核磁响应的影响, 本文制备长10 cm、直径3.8 cm页岩岩心, 设置单裂缝和双裂缝预制通道, 在围压10 MPa、注入液压5 MPa、常温条件下注入去离子水或0.3%压裂液并焖井, 采用LIME-MRI-D2采集 T_2 谱。结果显示, 单裂缝去离子水12~48 h长 T_2 不超过2.90%; 单裂缝压裂液长 T_2 为13.80%~14.56%; 双裂缝去离子水长 T_2 由0.07%升至15.24%; 双裂缝压裂液24~36 h维持约20%长 T_2 响应, 48 h为估算点, 仅作参考辅助。0.3%压裂液和双裂缝构型更易增强中、长 T_2 含液信号。本文为探索性核磁实验, 不建立滤失预测模型, 不讨论裂缝开启或扩展。

关键词

预制裂缝页岩, 焖井, 低场核磁共振, T_2 谱, 流体赋存

NMR Characterization of Fluid Occurrence in Pre-Fractured Shale during Shut-In

Hengbao Li, Tingyue Xiao, Zhiyi Wang, Xin Niu, Hangyu Li

School of Safety Science and Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: May 25, 2026; accepted: August 24, 2026; published: September 3, 2026

Abstract

The liquid-bearing response of pre-fractured shale during the shut-in period affects the understanding of fracturing-fluid retention and flowback; however, T_2 -spectrum results cannot be directly extrapolated to establish a quantitative fluid-loss model. To identify the influences of channel configuration and fluid type on nuclear magnetic resonance (NMR) responses, shale core samples 10 cm in length and 3.8 cm in diameter were prepared in this study. Pre-fabricated single-fracture and dual-fracture channels were set up. Deionized water or 0.3 % fracturing fluid was injected under confining pressure of 10 MPa, injection pressure of 5 MPa and ambient-temperature conditions,

文章引用: 李恒葆, 肖婷月, 汪芷伊, 牛鑫, 李航宇. 预制裂缝页岩焖井流体赋存核磁表征[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(3): 438-446. DOI: 10.12677/jogt.2026.483048

followed by shut-in treatment. T_2 -spectra were acquired using the LIME-MRI-D2 system. The results show that for the single-fracture sample with deionized water, the long- T_2 fraction was no more than 2.90% over 12~48 h; for the single-fracture sample with fracturing fluid, the long- T_2 fraction ranged from 13.80% to 14.56%. For the dual-fracture sample with deionized water, the long- T_2 fraction increased from 0.07% to 15.24%. For the dual-fracture sample with fracturing fluid, the long- T_2 response remained at approximately 20% during 24~36 h; the value at 48 h is an estimated point and is used only for trend reference. The 0.3 % fracturing fluid and dual-fracture configuration tend to enhance intermediate- and long- T_2 liquid-bearing signals. This work presents exploratory NMR experiments; no fluid-loss prediction model is constructed, and fracture initiation or propagation is not discussed.

Keywords

Pre-Fractured Shale, Shut-In, Low-Field NMR, T_2 Spectrum, Fluid Occurrence

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

页岩气储层通常具有纳米级孔隙、超低渗透率和显著非均质性，水力压裂后注入液在裂缝-基质系统中的赋存、迁移与返排行为直接影响气井投产效果。已有研究表明，页岩气井压后返排率普遍偏低，焖井和控制返排对压裂液滞留、压力传递及后期产能具有重要影响[1]。压裂液进入裂缝-基质系统后，在毛管力、化学渗透压、矿化度差异和润湿性等因素作用下，可由预制裂缝向基质孔隙迁移并发生滞留[2]-[4]。带压渗吸核磁实验进一步表明，有效应力条件会改变页岩含液响应，使 T_2 谱变化呈现不同于常压渗吸的特征[5]。因此，焖井阶段更适合被理解为流体在裂缝、基质孔隙和束缚空间中的再分配过程。

低场核磁共振 T_2 谱能够反映含氢流体在多孔介质中的弛豫差异，是识别页岩流体赋存状态的有效手段。核磁孔隙介质研究表明， T_2 弛豫受孔隙尺度、表面弛豫及流体可动性等因素影响，短 T_2 信号通常对应束缚流体或小孔隙，较长 T_2 信号多与较大孔隙、裂缝通道或相对可动流体相关[6]。国内页岩储层核磁研究指出， T_2 截止值、 T_2 几何平均值等参数可用于辅助评价孔隙结构和流体赋存特征[7]。但 T_2 区间并不等同于固定孔径边界，表面弛豫率、矿物组成、流体黏弹性和局部磁场梯度均可能影响谱形解释[8] [9]。据此，本文仅将 T_2 谱作为同批样品间含液信号差异的相对表征方法。

目前，页岩压裂液研究主要集中于现场焖排制度、压裂液自发/带压渗吸、液体滞留和返排机理等方面[1]-[5]，也有研究结合核磁 T_2 谱和孔隙结构分析讨论压裂液在页岩中的微观赋存与流动特征[10] [11]。然而，针对预制单裂缝与双裂缝页岩岩心在焖井过程中 T_2 谱时序差异的直接对比仍相对不足。基于此，本文不构建焖井滤失量预测模型、经验回归方程或裂缝结构演化模型，而是以预制裂缝页岩岩心为研究对象，设置单裂缝和双裂缝两类通道构型，分别注入去离子水和 0.3% 压裂液，利用低场核磁 T_2 谱对比不同工况下的含液响应差异。研究结果有助于揭示焖井阶段流体赋存状态及其时序响应特征，可为后续定量模型构建提供前期认识，但本文结论不承担焖井滤失量或裂缝演化过程的定量预测功能。

2. 实验材料与方法

2.1. 岩心制备与预制通道构型

实验采用圆柱形页岩岩心，尺寸为长 10 cm、直径 3.8 cm。岩心沿轴向切割形成预制通道，其中单裂

缝构型为将岩心沿轴向切割成对等两部分，双裂缝构型为沿轴向形成两条预制流体通道。为减少端面非目标区域进液，岩心外部采用热塑膜包裹，两端面除预制通道外的区域涂覆环氧树脂。该边界处理使注入流体主要经预制通道进入岩心，有利于比较通道数量对 T_2 谱响应的影响。单裂缝和双裂缝预制通道岩心实物如图 1 所示。

实验选用的页岩具有低孔、低渗特征，页岩岩心孔隙度约为 4.8%~8.6%，基质渗透率约为 0.0026~0.0274 mD。矿物组成方面，该类页岩以石英、黏土矿物、碳酸盐矿物及少量长石、黄铁矿为主，表现出较强矿物非均质性；其中 TOC 约为 1.63%~5.37%，黏土矿物含量约为 19.79%~38.62%。黏土矿物类型主要包括伊利石、伊/蒙混层、绿泥石及少量高岭石。上述参数表明，本文实验岩心可被合理置于低孔、低渗、强非均质页岩背景下进行讨论，可为 T_2 谱响应解释提供岩性依据。需要说明的是，本文重点在于比较同批制样、相同封装和压力边界条件下不同预制通道构型及不同注入流体的相对核磁响应差异，孔隙度、渗透率、XRD 矿物组成和 TOC 尚未作为逐块岩心的定量控制变量引入分析，因此相关参数主要用于限定岩性背景和解释边界。

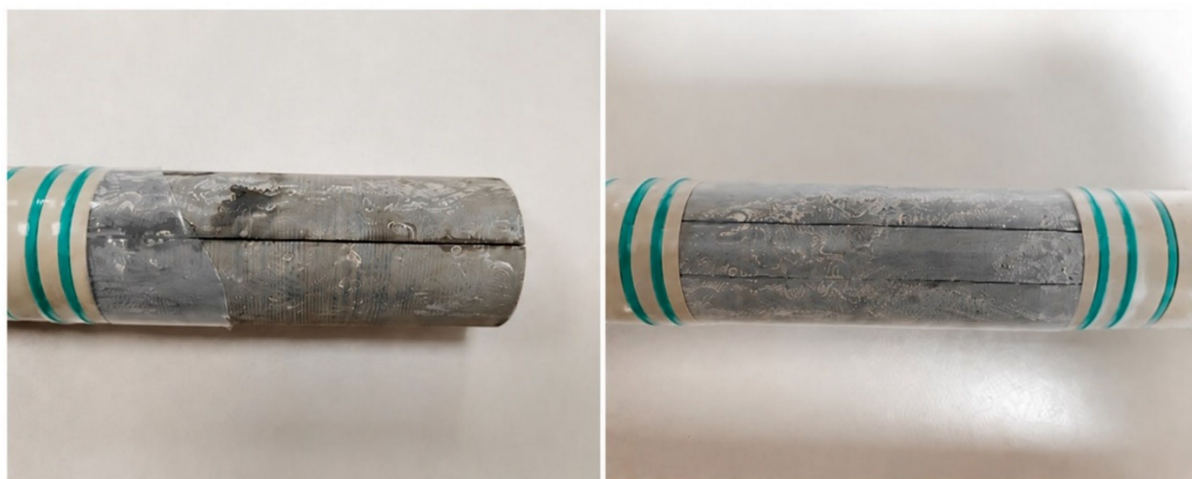


Figure 1. Photographs of prefabricated single-fracture and double-fracture shale cores

图 1. 单裂缝与双裂缝预制通道岩心实物图

2.2. 焖井模拟与低场核磁测试

核磁测试采用 LIME-MRI-D2 Remote Magnetic Resonance Microscopic Analyzer 低场核磁共振微观成像分析仪，并配套高温高压驱替单元、注入泵、压力控制系统和数据采集工作站。实验装置能够在封装岩心和压力控制条件下获取 T_2 弛豫谱，适用于记录焖井过程中流体在孔隙和预制通道中的含液响应。装置照片见图 2。据 CPMG 采集界面，本文用于 T_2 谱反演的核心采集参数见表 1。

实验时将制备好的岩心试样放入驱替系统，设定围压为 10 MPa，入口端注入液压为 5 MPa，实验温度为常温。关闭出口阀门后，从入口端按设定流速泵入去离子水或 0.3% 压裂液；当入口液压达到 5 MPa 后停止泵入并关闭入口阀门，以此模拟压裂后的焖井阶段。需要说明的是，本文仅获得设定围压、设定液压和常温条件，尚未获得焖井全过程压力-时间衰减曲线，因此不开展压力衰减动力学分析。有效实测工况包括：单裂缝去离子水 12、24、36、48 h，单裂缝 0.3% 压裂液 12、24、36、48 h，双裂缝去离子水 12、24、36、48 h，双裂缝 0.3% 压裂液 12、24、36 h。双裂缝 0.3% 压裂液 48 h 缺少实测 T_2 谱，本文不将其列入有效结果。具体实验工况矩阵见表 2。

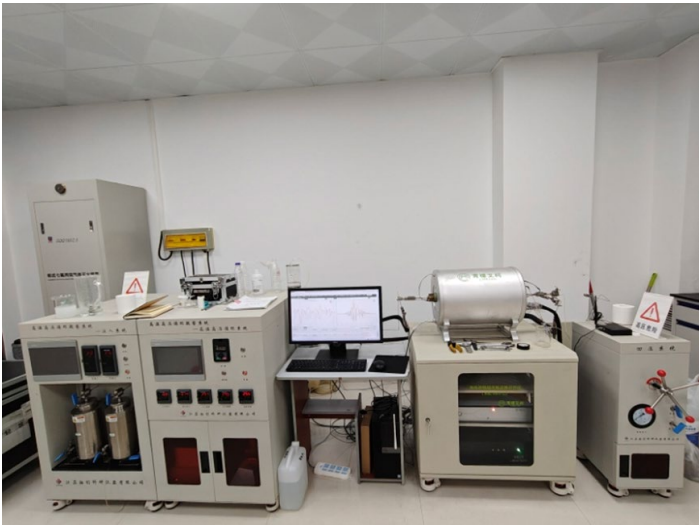


Figure 2. Low-field NMR high-temperature and high-pressure displacement system
图 2. 低场核磁共振高温高压驱替系统

Table 1. Acquisition parameters for NMR T_2 spectra
表 1. 核磁 T_2 谱采集参数

参数	取值
采集序列/模式	CPMG/ T_2 谱采集
共振频率	2.023 MHz
回波间隔	150 μ s
重复时间	1 s
回波个数	500
扫描次数	128
90°脉冲功率	25%
180°脉冲功率	48%
90°脉冲宽度	30 μ s
180°脉冲宽度	30 μ s
阻尼时间	20 μ s
匀场参数 MRI shim X/Y/Z	292/254/400

Table 2. Experimental matrix
表 2. 实验工况矩阵

工况	预制通道构型	注入流体	有效焖井时间/h	数据状态
A	单裂缝	去离子水	12、24、36、48	实测
B	单裂缝	0.3%压裂液	12、24、36、48	实测
C	双裂缝	去离子水	12、24、36、48	实测
D	双裂缝	0.3%压裂液	12、24、36; 48	12~36 h 为实测; 48 h 为估算点, 仅辅助展示

2.3. T_2 谱描述性指标提取与数据有效性判别

为契合探索性核磁实验定位，本文从 T_2 反演谱中提取总核磁信号量、主峰 T_2 、 T_2 几何平均值及不同

T₂ 区间组分占比等描述性指标，用于比较不同工况下流体核磁信号的相对分布特征。总核磁信号量采用离散谱幅值累计值表示：

$$S_{total} = \sum A_i \tag{1}$$

式中， A_i 为第 i 个 T₂ 离散点对应的信号幅值。T₂ 几何平均值按下式计算：

$$T_{2gm} = \exp\left(\frac{A_i \ln \sum T_{2i}}{\sum A_i}\right) \tag{2}$$

第 j 类 T₂ 组分占比按下式计算：

$$P_j = \frac{\sum A_i(j)}{S_{total}} \times 100\% \tag{3}$$

式中， $\sum A_i(j)$ 为第 j 类 T₂ 区间内的信号幅值累计值。上述指标仅用于同批实验样品之间的相对比较，不用于建立滤失量、孔径分布或焖井时间预测模型。

短 T₂、中 T₂ 和长 T₂ 暂按 $T_2 < 1 \text{ ms}$ 、 $1 \leq T_2 \leq 10 \text{ ms}$ 和 $T_2 > 10 \text{ ms}$ 划分。该划分依据 T₂ 谱形态和对比分析需要确定，仅代表弛豫时间区间划分，不等同于固定孔径边界，也不直接对应具体孔喉半径。若后续获得压汞、气体吸附、CT 成像或 T₂ 截止值标定结果，应重新校正 T₂ 分区范围。因此，本文所称短 T₂、中 T₂ 和长 T₂ 组分均指相应弛豫时间区间内的相对信号贡献，而非独立孔径测试结果。

数据有效性判别遵循三条原则。第一，保留实测时间点的 T₂ 谱原始计算结果，不为追求单调趋势进行平滑、插值或补点。第二，双裂缝 0.3% 压裂液 48 h 缺少实测 T₂ 谱；本文仅将其作为基于 12~36 h 变化特征的估算点，用于辅助图示时间序列完整性，并在表图中显著标注，不作为实测结果和核心结论依据。第三，全文仅开展描述性统计和工况间相对比较，不构建定量预测模型，不外推现场焖井优化参数。

3. 实验结果与分析

3.1. T₂ 谱参数总体特征

不同工况的 T₂ 谱参数显示，去离子水和 0.3% 压裂液在预制裂缝页岩中的含液响应存在可识别差异。表 3 给出有效实测结果，并单独标注双裂缝 0.3% 压裂液 48 h 估算点：单裂缝去离子水组长 T₂ 组分始终不超过 2.90%，单裂缝 0.3% 压裂液组长 T₂ 组分稳定在 13.80%~14.56%，双裂缝去离子水组长 T₂ 组分由 0.07% 升至 15.24%，双裂缝 0.3% 压裂液组在 24 h 和 36 h 分别为 20.26% 和 19.93%，48 h 估算点为 20.10%。这些数据构成探索性实验中的现象证据，能够支持不同工况下 T₂ 谱响应差异的描述，但不足以建立可外推的定量预测关系。

Table 3. (A) T₂ parameters for single-fracture cores with deionized water; (B) T₂ parameters for single-fracture cores with 0.3% fracturing fluid; (C) T₂ parameters for double-fracture cores with deionized water; (D) T₂ parameters for double-fracture cores with 0.3% fracturing fluid

表 3. (A) 单裂缝 - 去离子水 T₂ 谱参数; (B) 单裂缝 - 0.3% 压裂液 T₂ 谱参数; (C) 双裂缝 - 去离子水 T₂ 谱参数; (D) 双裂缝 - 0.3% 压裂液 T₂ 谱参数

(A)						
时间/h	总信号量	主峰 T ₂ /ms	T _{2gm} /ms	短 T ₂ /%	中 T ₂ /%	长 T ₂ /%
12	0.085063	0.155	0.188	95.02	4.30	0.69
24	0.038848	0.345	0.411	85.73	11.37	2.90
36	0.088665	0.155	0.184	95.22	4.10	0.68
48	0.095845	0.155	0.172	94.91	4.63	0.46

(B)						
时间/h	总信号量	主峰 T_2 /ms	T_{2gm} /ms	短 T_2 /%	中 T_2 /%	长 T_2 /%
12	0.165037	0.138	0.963	50.88	35.28	13.84
24	0.171133	0.138	0.927	52.75	33.46	13.80
36	0.165314	0.155	1.018	50.91	35.11	13.98
48	0.167441	0.138	0.971	51.41	34.03	14.56

(C)						
时间/h	总信号量	主峰 T_2 /ms	T_{2gm} /ms	短 T_2 /%	中 T_2 /%	长 T_2 /%
12	0.074225	0.155	0.163	97.89	2.04	0.07
24	0.102477	0.195	0.485	69.68	25.82	4.49
36	0.118301	0.174	0.466	70.47	25.26	4.27
48	0.127474	0.245	1.162	51.57	33.19	15.24

(D)						
时间/h	总信号量	主峰 T_2 /ms	T_{2gm} /ms	短 T_2 /%	中 T_2 /%	长 T_2 /%
12	0.085761	0.275	1.191	52.07	33.71	14.22
24	0.126640	0.219	1.655	43.08	36.65	20.26
36	0.134767	0.195	1.492	45.30	34.77	19.93
48	0.136383	0.195	1.550	44.80	35.10	20.10

上述差异不能被解释为单一物理过程，也不能被简化为时间函数。较长 T_2 信号可能来自较大孔隙、预制通道内流体或相对可动流体，也可能受流体体系和表面弛豫率影响。由于本文没有同步 CT、孔径标定、重复岩心对照和压力衰减数据，结果只能支持“含液信号分布变化”这一结论。后续分工况分析将以实测数据为依据，避免将 T_2 区间变化外推为预测模型或结构变化。

为综合表征不同时间下 T_2 谱特征参数的变化规律，本文将长 T_2 组分占比与 T_2 几何平均值合并绘制，形成 T_2 特征参数图，如图 3 所示。其中，长 T_2 组分主要对应较大孔隙或预制通道相关的含液信号，可用于分析大尺度储液空间的变化； T_2 几何平均值反映 T_2 谱整体分布位置的变化，可表征含液信号向长弛豫或短弛豫方向偏移的趋势。图中 D 组 48 h 数据以空心符号和虚线表示，说明该数据点为估算结果。各离散时间点之间的连线仅用于增强图中变化趋势的可读性，并不表示对数据进行了拟合或预测。

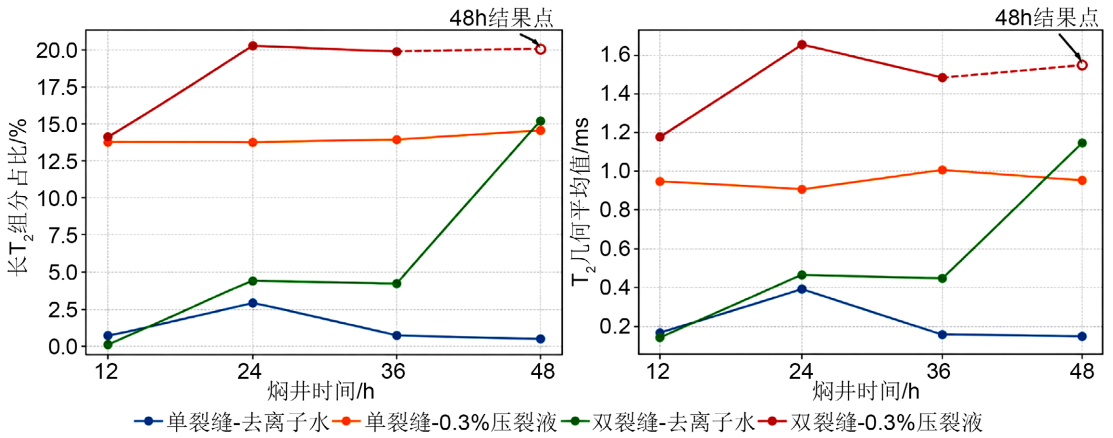


Figure 3. Variations of T_2 characteristic parameters with shut-in time under different experimental conditions
图 3. 不同工况 T_2 特征参数随焖井时间变化

3.2. 单裂缝去离子水样品的焖井响应

单裂缝去离子水样品在 12~48 h 以内以短 T_2 信号为主,说明该工况下含液响应主要集中于短弛豫空间。12 h 时短 T_2 组分为 95.02%,长 T_2 组分仅为 0.69%;24 h 时短 T_2 组分降至 85.73%,长 T_2 组分升至 2.90%;36 h 和 48 h 短 T_2 组分分别回升至 95.22%和 94.91%。这一非单调变化表明,24 h 存在一次较明显的中、长 T_2 信号增加,但该变化未在后续时间持续保持。

该现象可以解释为去离子水在预制通道和基质孔隙之间发生短期进入与再分布。去离子水早期可能优先进入预制通道附近较易充填的空间,随后受孔喉束缚、毛管压力和样品非均质性影响,信号重新向短 T_2 区间集中。由于缺少压力衰减曲线和空间成像数据,本文不将该非单调变化解释为岩心结构变化,而将其作为单裂缝水相含液响应不稳定的证据。

3.3. 单裂缝 0.3%压裂液样品的焖井响应

单裂缝 0.3%压裂液样品在 12 h 即形成稳定的中、长 T_2 响应。12 h 时长 T_2 组分为 13.84%, T_{2gm} 为 0.963 ms,明显高于单裂缝去离子水 12 h 的 0.69%和 0.188 ms;24、36 和 48 h 长 T_2 组分分别为 13.80%、13.98%和 14.56%。这些数据说明,0.3%压裂液在单裂缝预制通道岩心中具有更强的较长 T_2 含液信号。

这种差异可能与压裂液自身性质及其在岩石表面的滞留行为有关。相较于去离子水,压裂液中的组分可能改变流体与岩石表面的局部界面作用,并影响流体在裂缝通道及邻近孔隙中的驻留状态,从而使中、长弛豫区间信号更早出现并维持在相对稳定水平[3] [11]。不过,从 12~48 h 的数据来看,单裂缝压裂液组长 T_2 组分仅在 13.80%~14.56%之间小幅波动,并未呈现持续增强特征。因此,该工况下更准确的表述应为:压裂液在早期即可形成稳定的中、长 T_2 含液响应,而不宜概括为随浸泡时间延长而不断增强。

3.4. 双裂缝去离子水样品的焖井响应

双裂缝去离子水样品显示出更明显的时间效应。12 h 时短 T_2 组分为 97.89%,长 T_2 组分仅为 0.07%;24 h 时短 T_2 组分降至 69.68%,中 T_2 和长 T_2 组分分别升至 25.82%和 4.49%;48 h 时短 T_2 组分进一步降至 51.57%,长 T_2 组分升至 15.24%。这些数据说明,在双裂缝预制通道构型下,去离子水随焖井时间延长逐渐表现出更高的中、长 T_2 信号贡献。

该变化可由预制通道数量增加带来的流体交换界面增大解释。双裂缝构型提供了更多流体进入路径和基质接触界面,使水相有更大概率进入较长弛豫相关空间;同时,48 h 时 T_{2gm} 升至 1.162 ms,表明整体弛豫分布向较长 T_2 方向偏移。由于双裂缝样品与单裂缝样品并非同一岩心重复测试,绝对差异仍可能包含岩心非均质影响。据此判断双裂缝构型增强了水相中、长 T_2 含液响应,但不推断结构变化。

3.5. 双裂缝 0.3%压裂液样品的焖井响应

双裂缝 0.3%压裂液样品在 12~36 h 内保持较高的中、长 T_2 响应。12 h 时长 T_2 组分为 14.22%, T_{2gm} 为 1.191 ms;24 h 时总信号量由 0.085761 增至 0.126640,长 T_2 组分升至 20.26%, T_{2gm} 升至 1.655 ms;36 h 时总信号量继续增至 0.134767,长 T_2 组分为 19.93%。这些实测数据说明,该工况在 24 h 后已形成较稳定的长 T_2 含液信号。

需要明确指出,双裂缝 0.3%压裂液 48 h 目前没有实测 T_2 谱,不能与 12、24、36 h 数据等同处理。本文按保守方式列出 48 h 估算点:总信号量 0.136383,主峰 T_2 为 0.195 ms, T_{2gm} 为 1.550 ms,短 T_2 、中 T_2 和长 T_2 组分分别为 44.80%、35.10%和 20.10%。该点仅用于辅助展示 24~36 h 后可能维持高长 T_2 响应的趋势,不作为实测规律或核心结论的独立依据。

4. 讨论

4.1. 流体类型对 T_2 谱响应的影响

0.3%压裂液相较于去离子水显著提高了中、长 T_2 区间的信号贡献。单裂缝条件下, 压裂液 12 h 长 T_2 组分为 13.84%, 而去离子水 12 h 仅为 0.69%; 双裂缝条件下, 压裂液 12 h 长 T_2 组分为 14.22%, 而去离子水 12 h 仅为 0.07%。这一对比表明, 流体类型对早期含液信号分布的影响强于单纯焖井时间效应。

机理上, 压裂液中的有效组分可能改变流体在矿物表面的吸附、滞留和孔喉进入行为, 使较长 T_2 区间信号更容易被识别[3] [11]。

4.2. 预制通道数量对流体赋存响应的影响

双裂缝构型提高了部分工况下的中、长 T_2 组分占比。去离子水工况中, 单裂缝 48 h 长 T_2 组分为 0.46%, 双裂缝 48 h 增至 15.24%; 0.3%压裂液工况中, 单裂缝 24 h 长 T_2 组分为 13.80%, 双裂缝 24 h 为 20.26%。这些差异说明, 增加预制通道数量能够改变流体进入岩心内部后的含液信号分布。

该现象可归因于通道数量增加后流体接触界面和进入路径增多。更多预制通道会缩短局部渗吸距离, 并提高流体与基质孔隙接触的机会, 从而增强中、长 T_2 区间的信号贡献。然而, 现有实验未进行同一岩心前后对照, 也未提供重复样本误差线, 因而不能将双裂缝与单裂缝之间的所有差异都归因于通道数量。本文将该结论限定为“在本组样品中, 双裂缝构型表现出更高的中、长 T_2 含液响应”。

4.3. 焖井时间效应与非单调特征

各工况下 T_2 谱参数的时间变化并未表现出一致的单调演化特征。例如, 单裂缝去离子水样品在 24 h 出现长 T_2 组分相对高值, 但在 36 h 和 48 h 又有所回落; 单裂缝 0.3%压裂液样品则在 12 h 后基本维持稳定; 双裂缝 0.3%压裂液样品在 24 h 达到较高水平, 36 h 仍保持在接近水平。由此可见, 焖井时间对 T_2 谱响应的影响具有一定阶段性, 不能简单概括为“焖井时间越长, 中、长 T_2 信号越强”。

这种非单调变化可能是多种过程共同作用的结果。焖井早期, 流体可能优先进入预制裂缝通道及其附近较易充填的空间, 使中、长 T_2 信号有所增加; 随着作用时间延长, 部分流体向基质孔隙迁移, T_2 谱响应受到孔喉尺度、毛管束缚、流体滞留及再分布过程的共同影响, 因此不同工况下会出现稳定、回落或阶段性升高等差异。该认识与页岩液体吸入及核磁共振研究中关于流体滞留和孔隙尺度响应的相关认识基本一致[3] [11]。因此, 本文更倾向于将焖井时间效应表述为 T_2 谱响应的“阶段性调整”, 而不建立未经重复实验和统计检验支持的单调经验关系。

4.4. 探索性实验定位与非预测模型边界

需要说明的是, 本文并非以构建定量预测模型为目标, 而是基于有限实验工况开展的探索性核磁响应分析。现有实验结果可以用于描述含氢流体 T_2 弛豫分布特征及其在不同裂缝构型、流体类型和焖井时间下的差异, 但其证据链仍以核磁响应变化为主, 且不能直接定位流体的具体空间位置, 也不能单独据此判定岩心内部结构是否发生改变。

若未来需要建立定量预测模型, 当前实验设计必须重构。第一, 双裂缝 0.3%压裂液 48 h 若用于实测横向对比, 必须补测; 当前估算点只能作为辅助展示。第二, 每个工况至少需要重复岩心, 以给出均值、标准差和显著性检验。第三, 需要同步采集压力衰减、流体物性、孔隙结构标定和 T_2 截止值, 才能把 T_2 谱描述性指标转化为可解释模型参数。

5. 结论

(1) 单裂缝去离子水样品在 12~48 h 内整体以短 T_2 信号为主, 短 T_2 组分占比维持在 85.73%~95.22%,

长 T_2 组分最高仅为 2.90%。这表明, 在单裂缝水相样品中, 去离子水的核磁响应主要集中于短弛豫区间, 中、长 T_2 信号贡献相对有限。

(2) 单裂缝 0.3% 压裂液样品在 12 h 即出现较为稳定的中、长 T_2 响应。12~48 h 内, 长 T_2 组分保持在 13.80%~14.56%, T_{2gm} 分布于 0.927~1.018 ms。与去离子水相比, 0.3% 压裂液在较长弛豫区间的含液信号更为明显, 但其长 T_2 组分随时间变化幅度较小, 并未表现出持续增强趋势。

(3) 双裂缝去离子水样品表现出更显著的时间效应。其长 T_2 组分由 12 h 的 0.07% 增至 48 h 的 15.24%, T_{2gm} 也由 0.163 ms 升至 1.162 ms。说明在本组实验条件下, 双裂缝预制通道构型有利于去离子水形成更强的中、长 T_2 含液响应。

(4) 双裂缝 0.3% 压裂液样品的长 T_2 信号贡献较高, 并在 24 h 后趋于稳定。其中, 24 h 长 T_2 组分达到 20.26%, 36 h 仍保持在 19.93%, 表明该工况下较长弛豫区间的含液响应已处于较高水平, 且短时间内未出现明显衰减。

基金项目

重庆科技大学研究生创新计划项目“页岩焖井期间次生裂缝的热-流作用实验研究”(YKJCX2520823)。

参考文献

- [1] 杜洋, 雷炜, 李莉, 赵哲军, 倪杰. 页岩气井压裂后焖排模式[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(3): 145-151.
- [2] 许飞. 考虑化学渗透压作用下页岩气储层压裂液的自发渗吸特征[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(3): 145-152.
- [3] Dehghanpour, H., Zubair, H.A., Chhabra, A. and Ullah, A. (2012) Liquid Intake of Organic Shales. *Energy & Fuels*, **26**, 5750-5758. <https://doi.org/10.1021/ef3009794>
- [4] Su, Y., Sun, Q., Wang, W., Guo, X., Xu, J., Li, G., et al. (2022) Spontaneous Imbibition Characteristics of Shale Oil Reservoir under the Influence of Osmosis. *International Journal of Coal Science & Technology*, **9**, Article No. 69. <https://doi.org/10.1007/s40789-022-00546-5>
- [5] 肖文联, 张骏强, 杜洋, 等. 页岩带压渗吸核磁共振响应特征实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(6): 13-18.
- [6] Kenyon, W.E., Day, P.I., Straley, C. and Willemsen, J.F. (1988) A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. *SPE Formation Evaluation*, **3**, 622-636. <https://doi.org/10.2118/15643-pa>
- [7] 姚艳斌, 刘大锰. 基于核磁共振弛豫谱技术的页岩储层物性与流体特征研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(1): 181-189.
- [8] Lyu, C., Ning, Z., Wang, Q. and Chen, M. (2018) Application of NMR T_2 to Pore Size Distribution and Movable Fluid Distribution in Tight Sandstones. *Energy & Fuels*, **32**, 1395-1405. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03431>
- [9] Hu, Y., Guo, Y., Zhang, J., Shanguan, J., Li, M., Quan, F., et al. (2020) A Method to Determine Nuclear Magnetic Resonance t_2 Cutoff Value of Tight Sandstone Reservoir Based on Multifractal Analysis. *Energy Science & Engineering*, **8**, 1135-1148. <https://doi.org/10.1002/ese3.574>
- [10] 左罗, 张世昆, 沈子齐, 等. 页岩油储层压裂液渗吸作用机理[J]. 石油学报, 2024, 45(11): 1652-1661.
- [11] Wu, J., Yang, X., Li, J., Liu, W., Chen, F., Huang, S., et al. (2023) Fracturing Fluid Flow Characteristics in Shale Gas Matrix-Fracture System Based on NMR Method. *Frontiers in Energy Research*, **11**, Article ID: 1321114. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1321114>