

浅谈粉砂岩地层压裂砂堵机理与防治对策

况宇

辽河工程技术分公司

DOI:10.12238/jpm.v6i8.8289

[摘要] 针对辽河油田曙二区杜家台油藏粉砂岩地层压裂过程中频发的砂堵问题，本文以一口典型井连续两次压裂施工砂堵事故为核心案例，结合岩石物性分析、压裂施工曲线诊断及数值模拟技术，系统揭示了砂堵形成的主控机制。研究表明，层间强非均质性（渗透率差异>100倍）诱导裂缝失衡转向，导致裂缝转向区缝宽骤缩至<2mm，支撑剂堵塞风险激增；泥质含量>15%层段塑性变形显著，支撑剂嵌入深度增大，缝宽闭合速率加快，有效导流能力急剧下降。基于此，提出了“小粒径树脂涂层支撑剂+变排量动态调控+暂堵转向”的优化工艺方案，旨在有效规避砂堵风险，提升压裂成功率。该研究成果对类似强非均质性、高泥质粉砂岩地层的压裂设计具有重要指导意义。

[关键词] 粉砂岩压裂；砂堵机理；非均质性；泥质含量；支撑剂嵌入；动态调控

Discussion on the Mechanism and Prevention Measures of Fracturing Sand Blockage in Sandstone Formation

Kuang Yu

Liaohe Engineering Technology Branch

[Abstract] In response to the frequent sand blockage problem during the fracturing process of the sandstone formation in the Dujiatai oil reservoir of Shu'er District, Liaohe Oilfield, this article takes a typical well with two consecutive fracturing construction sand blockage accidents as the core case, and combines rock property analysis, fracturing construction curve diagnosis, and numerical simulation technology to systematically reveal the main control mechanism of sand blockage formation. Research has shown that strong interlayer heterogeneity (permeability difference>100 times) induces imbalanced fracture turning, leading to a sudden reduction in fracture width to<2mm in the turning zone and a significant increase in the risk of proppant blockage; The plastic deformation of the layer with a mud content greater than 15% is significant, the depth of the proppant embedding increases, the rate of crack width closure accelerates, and the effective flow capacity sharply decreases. Based on this, an optimized process scheme of "small particle size resin coating support agent+variable displacement dynamic control+temporary blockage steering" was proposed, aiming to effectively avoid sand blockage risks and improve the success rate of hydraulic fracturing. This research result has important guiding significance for the fracturing design of similar strongly heterogeneous and high mud sandstone formations.

[Key words] sandstone fracturing; Sand blocking mechanism; Heterogeneity; Mud content; Proppant embedding; Dynamic regulation

引言

辽河油田曙二区杜家台油藏主力产层为埋深 2000~2200m 的粉砂岩储层，具有强非均质性和高泥质夹层发育的特征。相较于砂砾岩，粉砂岩因泥质胶结弱、脆性指数低，其压裂过程更易诱发复杂问题，施工难度显著增加。该区块一口典型井在两次压裂施工的携砂阶段（砂比 15%~19%）均突发砂堵，导致压裂失败。本文旨在深入剖析该井砂堵事故的根本原因，结合

岩石力学特性、施工参数及数值模拟结果，揭示砂堵的内在机理，进而提出针对性的工艺优化措施，为后续该区块及类似地质条件粉砂岩储层的安全高效压裂提供理论依据和实践指导。

1.施工地层概述

1.1 压裂层段物性特征

目标井压裂层段涵盖油层、差油层及干层，岩性以粉砂岩为主。目标层段关键物性参数如表 1 所示，呈现典型的强非均质性。

表 1 目标井压裂层段物性参数表

层号	射孔井段（m）	厚度（m）	有效孔隙度（%）	渗透率（10 ⁻³ μm ² ）	泥质含量（%）
1	2026.5-2027.6	1.1	14.64	81.24	1.96
3	2035.8-2036.7	0.9	9.22	10.61	9.6
4	2037.1-2039.1	2	20.01	321.07	1
5	2047.8-2048.9	1.1	14.4	75.53	10.87
6	2049.2-2051	1.8	18.12	207.67	1
7	2057-2057.9	0.9	5.83	1.42	1
8	2058.1-2059	0.9	13.34	53.9	18.29
9	2063-2064.1	1.1	13.1	49.82	1

该层段粉砂岩石英含量中等（40%~60%），胶结物（主要为泥质）含量变化大（1%~18.29%），导致岩石硬度中等偏低（低于石英砂岩，高于泥岩）。岩石脆性与石英含量呈正相关，与泥质含量呈负相关。如表 1 所示，层 4（泥质 1%，孔隙度 20.01%）为高脆性层，层 8（泥质 18.29%）为典型低脆性层。整体而言，储层脆性中等，压裂易起裂但裂缝延伸性受限。

1.2 粉砂岩与砂砾岩性能对比

粉砂岩与邻近区块砂砾岩在压裂行为上存在显著差异，如表 2 所示。关键差异：砂砾岩因砾石支撑作用，压裂后裂缝导流能力普遍更强；粉砂岩则受泥质含量影响更易出现缝高抑制和缝宽不稳定问题。

表 2 粉砂岩与砂砾岩压裂性能对比

特性	粉砂岩	砂砾岩
成分	石英+粉砂+泥质（10-20%）	砾石+粗砂（泥质<5%）
硬度	中等（普氏系数 4-6）	高（普氏系数 6-8）
脆性	中等（脆性指数 40-60）	高（脆性指数 60-80）
原生孔隙度	中低（5-20%，表中年均 14%）	低（通常<15%）
渗透率	不均（1.42~321mD）	极低（多<10mD）但裂缝发育
压裂行为	裂缝较规则单一，且延伸受限	易形成复杂缝网（砾石遮挡）
导流能力	支撑缝宽小，受泥质抑制显著	缝宽大，局部可形成高导流通道

1.3 胍胶压裂液携砂压裂数值模拟（井深 2000m）

基于目标井地质条件进行压裂数值模拟，关键参数如下：

①地应力：垂向应力 $\sigma_v \approx 45\text{MPa}$ （上覆岩层密度 2.25g/cm^3 ），最小水平主应力 $\sigma_h \approx 36\text{MPa}$ （侧压系数 0.8）。②有效净压

力：井底施工压力 40MPa -储层孔隙压力 $20\text{MPa} = 20\text{MPa}$ 。③压裂液：胍胶基液，黏度 $30\sim 60\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。④支撑剂：粒径 $0.425\sim 0.85\text{mm}$ （20/40 目），砂比 $20\sim 30\%$ 。

模拟得到粉砂岩与砂砾岩压裂后裂缝特征对比如表 3：

表 3 粉砂岩与砂砾岩压裂模拟结果对比

岩性	裂缝形态	支撑缝宽（mm）	孔隙度相对增加倍数
粉砂岩	单一主缝，分支少	2~5	3~8 倍（高效层如层 4 可达 25%）
砂砾岩	复杂网状缝，绕砾延伸	5~12	5~12 倍（但绝对渗透率仍较低）

关键结论：①粉砂岩：压裂可显著提升有效孔隙度（尤其高孔渗层），但支撑缝宽相对较小，其长期导流能力易受高地应力下泥质含量导致的支撑剂嵌入和缝宽闭合影响。②砂砾岩：易形成复杂缝网且支撑缝宽较大，但原生孔隙度低，导流

能力主要依赖裂缝网络；砾石可阻挡支撑剂运移，局部形成高导流通道，但整体导流能力受限于低基质渗透率。

2. 压裂施工砂堵问题分析

2.1 施工过程与砂堵诊断

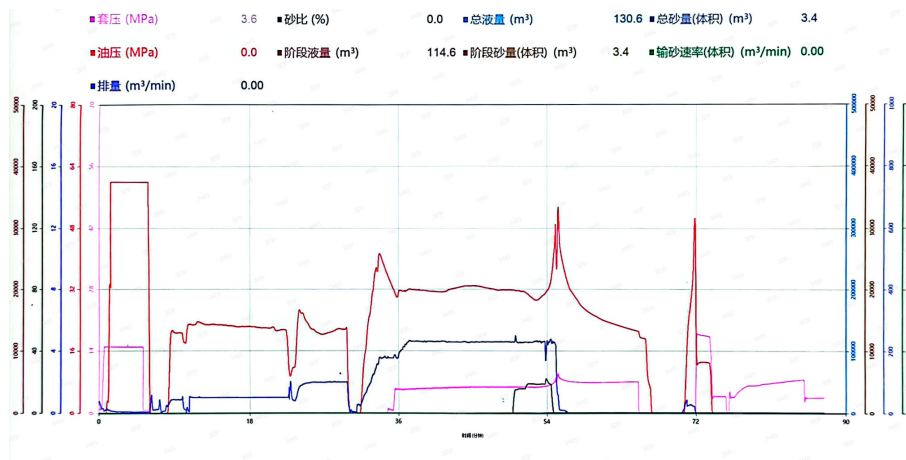


图1 第一次压裂

2.1.1 第一次压裂施工（见图1）：

（1）前置液阶段（酸处理）：注入9吨酸液后停泵，油压自22 MPa迅速降至0 MPa。表明酸液有效沟通近井地带高渗层/天然微裂缝，形成了未充填的漏失通道。

（2）携砂初期（砂比16%）：施工压力稳定在30~32 MPa，支撑剂在胍胶液中悬浮良好。

（3）砂堵阶段（砂比19%）：压力突降5 MPa（32→27

MPa），表明主裂缝延伸至低渗层（如层7， $K \approx 1.42$ mD）边界发生转向；随即压力骤升25 MPa（27→52 MPa），反映新生分支缝未能有效开启或主缝缝宽因转向急剧缩窄，导致支撑剂桥堵。

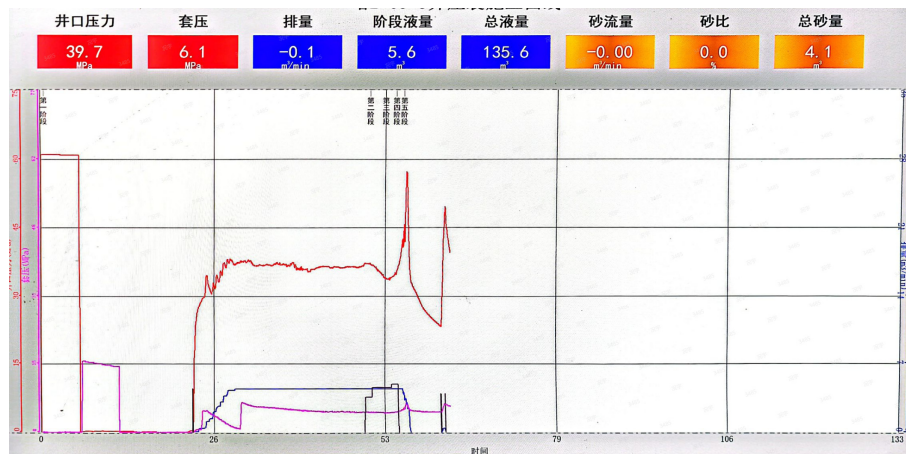


图2 第二次压裂

2.1.2 第二次压裂施工（见图2）：

（1）裂缝转向阶段：压力突降6.1 MPa（38.2→32.1 MPa），模拟及诊断表明裂缝在地层界面发生转向，分支缝宽变窄。

（2）泥质层嵌入失流：压力骤升9.2 MPa（32.1→41.3 MPa），裂缝延伸至高泥质含量的层。该层段塑性变形导致缝宽快速萎缩，支撑剂浓度局部富集，迅速形成致密砂桥。

（3）砂堵终态：总加砂量仅4 m³（远低于设计值22 m³），

裂缝有效导流能力丧失。

两次施工共性特征与诊断：前置液阶段压力波动>8 MPa，反映层理/物性差异导致裂缝开启不均。砂堵均发生在加砂初期，伴随特征性压力突降后骤升。

核心诊断：砂堵主因并非支撑剂重力沉降，而是裂缝失衡转向导致的几何缩径与高泥质层塑性变形加速缝宽闭合共同作用下的“流体动力失稳”。