

博兴洼陷红层压裂工艺研究与应用

李晓倩

胜利油田石油工程技术研究院 山东 东营 257000

【摘要】：胜利油田东营凹陷博兴洼陷红层发育，主要分布在古近系孔店组一段及沙河街组四段下亚段。该储层为一套紫红色或红色砂岩与泥岩互层，具有含油性差、层多层薄、敏感性强、地层温度高等特征，常规开采手段难以获得工业产能。本文在系统分析博兴洼陷红层储层地质特征与压裂技术难点的基础上，开展了针对性的压裂工艺研究。研究立足于直斜井分段压裂，形成了以全过程储层保护为基础、“长缝缝网压裂技术”为核心的“储层保护-改造一体化”压裂工艺。现场实例表明，应用该工艺获得了博兴洼陷红层的产量突破。

【关键词】：红层；长缝缝网；压裂；储层保护

DOI:10.12417/3083-5526.25.10.032

引言

胜利油区博兴洼陷孔店组和沙四段下亚段广泛发育陆相红层。根据地化、钻井岩心等资料，结合地震相、古地形特征及陆相沉积体系的时空展布规律，认为该红层岩性主要为红色、褐色砂岩、泥岩互层，是一套形成于滨浅湖背景下的洪水漫湖沉积^[1]。目前博兴洼陷红层的勘探开发程度总体较低。在油田后备储量形势日益严峻的现实压力下，盘活红层资源、寻找新的储量增长点势在必行。但红层储层极差的物性条件和复杂的地质特征对压裂改造技术提出了极高要求，常规压裂工艺难以奏效。因此，系统开展博兴洼陷红层压裂工艺研究，对突破技术瓶颈、实现该区难动用储量的有效开发具有重要的理论价值和现实意义。

1 红层压裂技术难点分析

1.1 储层物性极差，含油性差异大

该区红层储层物性是制约压裂效果的首要因素。孔隙度3%-11%的区间表明储集空间极为有限，而渗透率1-5mD意味着油气渗流阻力巨大。这种物性条件下，即使形成人工裂缝，若裂缝与基质孔隙的匹配不佳，仍难以形成高效的油气供给。此外，含油饱和度在平面上和纵向上分布极不均匀，不同区域、不同层位，含油性差异显著。部分地区储层虽具一定孔隙度，但含油饱和度低。因此，选井选层若出现偏差，即使压裂施工成功，也可能面临“压得开、不出油”的困境。

1.2 强敏感性，增加储层伤害风险

红层储层红泥、灰砂交替发育，孔喉狭窄、泥质含量高、胶结差，容易造成水锁、水敏、速敏等多种复合型储层伤害。由于孔喉细小，毛细管压力较高，外来水相流体进入后易形成水锁效应；黏土矿物中的蒙脱石、伊利石等遇水后易发生晶格膨胀，堵塞孔喉，造成水敏伤害；一些分散的微粒压裂高速流体冲击下可能发生运移，在孔喉处形成桥堵，阻碍油气流动。这种水锁、水敏和速敏伤害具有不可逆性，一旦发生，将导致储层渗透率永久性下降^[2]。实验室研究表明，裂缝导流能力可

下降47%。因此，有效的储层保护是保证红层压裂改造效果的关键因素。

1.3 多薄层互层导致裂缝扩展复杂

红层储层表现为典型的多薄层互层结构。单层厚度较小0.4-2.2m，储层跨度较大10-42m，层间常发育有泥岩隔层，但储隔层应力差低至2MPa，遮挡性较差，缝高难以控制。这一地质力学特征是导致缝高失控的根本原因。在压裂施工过程中，由于隔层遮挡能力不足，裂缝易穿透泥岩隔层，纵向过度延伸至非含油的无效红泥岩段。缝高失控会带来三方面问题：一是压裂液和支撑剂进入无效隔层，造成材料浪费；二是有效储层内改造不充分，改造体积受限；三是造成红泥岩隔层改造，导致储层伤害。因此，在大跨度、低储隔层应力差的条件下，如何尽量避免储层伤害的同时实现储层最大程度动用，是压裂设计中的核心难题。

1.4 地层温度高，现有压裂材料适配性差

博兴洼陷红层地温梯度达3.69°C/100m，地层中部温度160-193°C，属高温异常系统。在如此高的温度条件下，现有压裂液材料表现出明显的适配性问题。常规压裂液黏度在高温下快速下降，导致携砂能力不足，支撑剂可能在裂缝中过早沉降，形成砂堵或无法被输送到裂缝远端。通过提高压裂液中各化学剂使用浓度，可提高压裂液性能，但过高的化学剂会造成岩石吸附伤害储层。因此，红层的压裂改造对压裂液的性能提出了极高要求。

2 红层压裂工艺研究

博兴洼陷红层为低品位多薄层储层，不具备水平井开发条件。因此，立足于直斜井分段压裂工艺，针对上述技术难点，胜利油田进行了持续的压裂工艺迭代升级，形成了以全过程储层保护为基础、“长缝缝网压裂技术”为核心的“储层保护-改造一体化”压裂工艺。

2.1 优化选井选层，确定精准储层物性下限

确定适合该区的储层物性下限，实现精准选井选层，是压

裂成功的前提。通过系统分析博兴注陷多口井的试油资料、测井解释成果及岩心实验数据，结合经济评价，重新厘定了适合该区红层的压裂选层储层物性下限。具体标准如下：

(1) 孔隙度下限确定为3%。虽然部分井段孔隙度低至2.2%，但经济评价表明，低于3%的储层即使通过压裂形成有效裂缝，基质供油能力也严重不足，难以实现经济开发。因此，将孔隙度大于3%作为压裂选层的首要量化指标。

(2) 渗透率下限确定为1.0mD。对于渗透率低于1.0mD的储层，为达到经济极限产量需要更大的压裂半缝长，这在薄互层条件下实现难度较大。因此优选渗透率大于1.0mD的层段作为压裂目标。

(3) 含油饱和度下限确定为40%，且要求测井解释结论为油层或差油层，排除干层、水层及残余油为主的无效层段。同时，要求有效储层累积厚度不低于3米，单层厚度不小于0.4米，且储层与上下隔层有明显的岩性界线，为缝高控制工艺提供基本条件。在构造位置的选择上，优先部署鼻状构造带的高部位、断层遮挡的有利圈闭，以及邻井已证实含油但未能有效动用的层段。

2.2 优化储层保护措施，实现全过程保护

由于敏感性伤害会导致裂缝导流能力大幅下降，因此深化微粒运移控制、敏感性矿物转化等保护机理研究，形成了“前置+伴注”全过程储层保护技术，实现了缝内与基质的双重保护。

(1) 在主压裂液注入之前，首先向井筒泵入适量的前置保护液。前置保护液的作用体现在三个层面：一是优先与黏土矿物表面接触，抢占敏感位点，抑制其遇水膨胀；二是大幅降低油水界面张力，减小毛细管阻力，预防水锁伤害；三是在裂缝壁面形成保护膜，降低后续压裂液滤液对基质的侵入深度。

(2) 在前置液、携砂液及顶替液的整个注入过程中，全程伴注储层保护剂，实现伤害防控的持续覆盖。伴注保护液的浓度略低于前置液，但关键功能组分全程维持有效浓度。同时，根据不同井段储层黏土矿物组合特征的差异，动态调整保护剂的类型和浓度。

(3) 压裂施工结束后，采用“强制闭合+快速返排”制度，将压裂液在发生深层不可逆伤害之前尽快排出井筒，最大限度缩短压裂液与储层的接触滞留时间。

2.3 优化压裂参数，协同长缝网与缝高控制

为控制人工裂缝仅在储层内部实现最大程度扩展，而不延伸至上下红泥隔层造成储层伤害，确立了“长缝网+缝高控制”协同优化的核心压裂工艺思路，实现改造体积与缝高控制的平衡^[3]。

(1) 长缝网设计的核心要义是在有限的有效储层厚度

内实现最大化的改造体积。通过适当收敛加砂规模，平均单段加砂规模由前期的160m³降至130m³，既保证形成足够长度的有效支撑裂缝（半缝长120-140m），又避免过度加砂导致缝高失控。在射孔方案上，采用集中射孔方式，将射孔段严格控制在有效储层的中部，同时通过优化排量和射孔数，使裂缝刚好达到缝网开启条件，保证改造体积，最大程度动用有效储层。

(2) 缝高控制是红层压裂成败的关键环节。针对隔层遮挡性差的不利条件，采取以下措施：数值模拟和现场缝高监测结果表明，当施工排量超过12m³/min时，裂缝极易突破泥岩隔层。因此，将最高施工排量严格控制在10m³/min左右，使裂缝在储层内获得足够延伸长度的同时，垂向扩展得到有效抑制。现场试验表明，排量由优化前的16m³/min下调至10m³/min后，单段缝高平均降低约6米，有效避免了裂缝向上下红泥隔层的过度延伸。此外，增大造缝压裂液黏度，有利于实裂缝的横向扩展。

2.4 优化压裂液配方，提高高温适应性

针对储层160-193℃的高温作业环境，开展了耐高温压裂液体系优选与配方优化工作，平衡高温条件下压裂液性能和化学剂吸附伤害风险。

(1) 耐高温压裂液体系优选。通过对多种增稠剂体系的室内评价，优选了耐高温合成聚合物作为主增稠剂，配套采用有机锆复合交联剂，实现延迟交联，有效降低高温条件下交联过快导致的泵送摩阻问题。同时添加高温稳定剂，清除体系中的氧自由基，进一步延缓聚合物热降解。

(2) 干粉压裂液应用。为降低稠化剂使用浓度防止高浓度化学剂吸附造成储层伤害，引入了干粉压裂液技术。该技术将稠化剂使用浓度由常规的0.65%-0.75%降低至0.25%-0.3%，降幅达50%以上。稠化剂浓度的降低直接减少了其在岩石孔喉表面的吸附量，从而减轻了对储层的吸附伤害。

3 压裂实例及压裂效果

博兴注陷某典型红层压裂井A井，压裂井段4500-4800米，纵向跨度300米，分4段进行压裂。油层单层有效厚度0.6-3.7m，层间岩性为红泥岩。井底最高温度实测179℃。施工排量10m³/min，单段加砂130m³。施工全程压力平稳，未出现砂堵异常。压裂施工结束后关井2h后开始放喷放喷，初期14.4t，含水26%。持续生产600天后仍自喷，日产油稳定在7t以上，稳产效果显著。与采用常规工艺的邻井（施工排量16m³/min、单段加砂160m³、未采用全过程储层保护）相比，A井通过下调排量和单段规模，有效避免了裂缝向红泥隔层的无效延伸。初期日产油较邻井提高40%，稳产期显著延长。

4 下步方向

4.1 差异化储层保护

前期由于取芯实验样本量小，对于不同储层的伤害关键因

素差异不明确，导致工艺优化针对性不足。后续将通过加大取芯、屑频次，强化井间、层间实验对比，明确不同储层伤害主控因素，实现差异化储层保护设计。

4.2 无水或少水压裂工艺研究

传统水基压裂液即使经过优化，仍无法彻底消除水敏伤害和水锁风险。对于红层这类强水敏储层，水基压裂液的固有伤害难以完全规避。因此，探索无水或少水压裂工艺具有重要的战略意义。下步将开展相变压裂等无水或少水压裂工艺试验，从源头解决红层强敏感性的压裂技术难题^[4]。

结论

(1) 胜利油田博兴洼陷红层具有低孔低渗、多薄层互层、强水敏性及高温四大技术挑战，导致常规压裂效果差，储层伤

害严重。

(2) 建立了以储层物性下限：孔隙度 $\geq 3\%$ 、渗透率 $\geq 1.0\text{mD}$ 、含油饱和度 $\geq 40\%$ 为基础的选井选层标准。

(3) 通过工艺迭代，形成了以直斜井分段压裂为基础、“长缝缝网+缝高控制压裂工艺”为核心的压裂参数优化方法。

(4) 创新应用了全过程储层保护工艺与耐高温低吸附压裂液体系，显著降低了储层伤害，提高了压裂有效性。实例井压后日产油达 14.4 吨，较邻井提升 40%。

(5) 下步将深化储层保护差异化设计，基于精细岩心实验明确主控伤害因素，实施精准保护；同时积极探索无水或少水压裂工艺，以期从根本上消除水敏伤害，推动红层资源的高效绿色开发。

参考文献：

- [1] 杨楚鹏,陈建渝.博兴洼陷油气成因类型及深层勘探潜力[J].油气地质与采收率,2004,11(3):34-36.
- [2] 肖文联,李闽,赵金洲,郑玲丽,李丽君.低渗致密砂岩渗透率应力敏感性试验研究[J].岩土力学,2010,31(3):775-779.
- [3] 蒋廷学. 非常规油气藏新一代体积压裂技术的几个关键问题探讨[J]. 石油钻探技术,2023,51(4):184 - 191.
- [4] 史杰青,邓南涛,张文哲,等. 国外致密油增产技术发展及中国致密油开发建议[J]. 当代化工,2015,44(2):335 - 337.