

# 测试压裂分析方法在致密砂岩气藏的应用

王 磊

西部钻探试油公司

**【摘要】**随着压裂规模和砂量的提升,砂堵率也逐渐升高,由于气田部分区块储层地层压力较低,砂堵后很难放喷解堵,需要采用连续油管冲砂,处理时长平均为 4.5d,这不仅延长了施工周期,耽误了气井产能快速释放,同时导致正常返排时机延后,压裂液长期滞留在地层中加大了储层伤害。因此,建议对首次开展压裂施工的致密砂岩储层进行测试压裂,并根据测试压裂结果优选压裂策略及工艺,及时完善储层改造施工参数,确保施工后产量达到预期。

**【关键词】**测试压裂分析方法;致密砂岩气藏;钻井

## 1 致密砂岩气藏压裂砂堵原因

本文以某气田为例,进行了如下探究。

### 1.1 地层可压性弱

储层泥质含量较高时,会使泊松比增大,杨氏模量减小,进而导致储层脆性和地层可压性减弱,致使施工压力过高,排量难以提升,而缝宽对排量较为敏感,较低的排量难以形成足够的缝宽,易在施工后期高砂比阶段砂堵。由于泵压较高,施工排量难以提升到设计排量,导致缝宽不足,后期高砂比阶段(26%砂比)造成缝口桥堵超压。

### 1.2 地层滤失

滤失本质是液量和水力的损失,而裂缝长度对液量敏感,当液量不足时缝长明显降低,缝长不足导致裂缝在后期加砂饱和砂堵,但滤失发生时很难通过加大液量抵消滤失量,此时考虑提前堵漏或加速液体流动对冲滤失。地层发育有天然裂缝时,虽然可以增加油气的渗流通道,但在压裂过程中与水力裂缝沟通时极易造成压裂液滤失脱砂砂堵。B井同样为部署在锦30井区的一口水平井,该井在钻井过程中发生多次漏失,表明储层天然裂缝发育<sup>[1]</sup>。在对该井第1段进行压裂改造时,施工压力波动极大,表明在不断沟通天然裂缝,而在砂比为22%和23%时压力突降明显,23%砂比加砂2min左右压力上升停砂顶替,但高砂比发生滤失时脱砂更为严重,导致缝内沉砂严重超压砂堵。除上述天然裂缝引起的滤失外,地层亏空也会导致压裂液大量滤失造成砂堵。东胜气田锦58井区2015年开始建产,开发时间较长,目前产建新井以加密井居多,周围老井长时间开采使地层压力下降,导致缝内与地层之间压差增大,压裂液大量滤失进入地层,压裂过程中泵压持续走低,同时为防止压窜邻井,施工排量较低,难以对冲滤失,易脱砂砂堵。C井为部署在该井区的水平井,第1段施工时破裂压力超50MPa,后续压力持续下降,压降幅度超过50%,25%

砂比时压力开始上涨,停砂中顶后压力迅速上升砂堵。

### 1.3 设备故障压裂

泵车和混砂车是压裂施工中的动力源和供液源,如果在施工过程中发生故障,将直接导致施工暂停,加大后续施工风险,其本质也是液量损失导致的砂堵<sup>[2]</sup>。E井第1段压裂过程中混砂泵分别在6~90min和120~235min发生两次刺漏,施工中途中停泵整改,合计时间长达200min,在停泵期间前期压开的裂缝在地应力作用下闭合,虽然整改结束启泵后补充了前置液量,但只重新压开了旧裂缝,难以使裂缝再次延伸达到设计缝长,在后期加砂过程中裂缝填充饱和,加砂结束顶替过程中超压砂堵。

### 1.4 液体性能差

压裂液是压裂施工中最重要材料,除了传递压力还要将支撑剂携带进入裂缝,如果压裂液性能不达标,将大幅增加施工风险。D井同样为部署在锦30井区的一口水平井,采用聚合物乳液施工,该液体主要依靠基本黏度(常温、170s-1剪切下黏度高于60mPa·s)和高排量黏弹性携砂;D井在第1段砂比20%时施工压力开始大幅下降,而26%砂比时压力迅速上升超压,欠顶34m<sup>3</sup>砂堵。在现场做悬砂实验发现液体降黏、脱砂严重,导致在高砂比阶段滤失且难以将支撑剂携带到裂缝深部,在缝口沉砂造成砂堵<sup>[3]</sup>。

## 2 测试压裂分析方法在致密砂岩气藏的应用

在该气田中,1D和3H井分别为A区块的一口定向井及水平井,钻遇的目标地层太原组及本溪组,地层埋深分别为1925m和2153.6m。1D井和3H井分别于2020年9月及2020年11月开展了主压裂施工前的测试压裂。利用Meyer软件小型压裂测试模块对上述两口井的测试压裂结果进行分析。

## 2.1 重视 1D 井测试压裂分析

结合裂缝闭合后线性流曲线数据反演出原始地层压力 21.57MPa, 综合滤失系数 0.00061m/min, 利用径向流曲线反演出渗透率 0.70mD, 原始地层压力 21.02MPa, 反演的渗透率接近 1D 井含气层测井解释渗透率 0.58mD, 该井压后无阻流量 3800m<sup>3</sup>/d, 侧面反映出 1D 井物性差; 该井上部距离煤层 8m, 下部距离泥岩隔层 7m, 因此需要降低施工排量至 3~3.5m<sup>3</sup>/min, 前置液阶段加入 3m<sup>3</sup> 小粒径陶粒段塞, 加大压裂液量, 进而造长缝控制缝高改造储层。由 3H 井测试压裂压力动态曲线及 G 函数叠加导数曲线可看出, G 函数叠加导数曲线在 G 函数时间前 2min 呈现“下凹”的曲线形态, 表现出裂缝高度降低特征, 之后一段时间 dPGdG 曲线与一条经过原点的直线基本重合, 总体处于正常滤失状态; 根据 G 函数叠加导数及压降变化分析, dPGdG 曲线在偏离直线段以后走势平缓, 说明 1D 井周边天然微裂缝不发育, 计算出裂缝闭合时间 11.5min, 闭合应力梯度 0.0173MPa/m。利用 F 函数线性流阶段及径向流阶段模型, 开展了裂缝闭合后滤失系数计算、反推出地层渗透率及原始地层压力;

## 2.2 重视 3H 井测试压裂分析

由 3H 井测试压裂压力动态曲线及 G 函数叠加导数曲线可看出, G 函数叠加导数曲线在 G 函数时间前半段与一条直线基本重合, 这种曲线形态表现出随压力变化的滤失特征; 根据 G 函数叠加导数及压降变化分析, 在随后的时间里叠加导数 dPGdG 的连续上下波动, 呈现出多个闭合点, 说明周边地层存在天然微裂缝开启与闭合的现象<sup>[4]</sup>。根据 dPGdG 曲线第二次偏离直线段的位置, 计算出裂缝在压后 17.5min 闭合, 推算出闭合应力梯度 0.0179MPa/m。利用 F 函数线性流阶段及径向流阶段模型, 开展了裂缝闭合后滤失系数计算、反推出地层渗透率及原始地层压力; 结合裂缝闭合后线性流曲线数据反

演出综合滤失系数 0.00089m/min, 原始地层压力 17.04MPa, 利用径向流曲线反演出渗透率 2.46mD, 原始地层压力 17.34MPa, 反演的渗透率高于测井解释渗透率 0.98mD, 侧面反映出天然微裂缝可以改善致密储层液体渗流能力, 为非常规油气增储上产提供良好的物质基础。对于此类具有天然微裂缝的低压致密砂岩地层, 为降低储层污染程度并充分利用井周微裂缝, 尽可能让人工裂缝沟通微裂缝提高气井产量, 3H 井采用裸眼封隔器投球滑套压裂工艺, 3H 井压裂 11 段无阻流量 6.3×10<sup>5</sup>m<sup>3</sup>/d, 投产 1 年后平均日产气量 1.28×10<sup>5</sup>m<sup>3</sup>/d。3H 压后生产情况反映出测试压裂可以很好地指导水平井压裂施工及压裂工艺优选, 提高水平井波及面积及井控储量。

## 3 结束语

总之, 测试压裂在致密砂岩气田开发及储层改造优化方面起到非常关键的作用。水力压裂是提高致密砂岩气田动用储量的最有效手段之一。本文就此进行了分析, 以供参考。

## 【参考文献】

- [1]谭佳,刘殷韬,潘宝凤.致密砂岩气藏纳米封堵型低伤害压裂液研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2022,44(03):139-147.
- [2]肖峰,岳君,李志超,刘莉莉,张吉,范继武,张涛.苏里格气田致密砂岩气藏效益开发含水饱和度上限[J].新疆石油地质,2022,43(03):335-340.
- [3]刘姣姣,王德龙,刘倩,汤敬.多层系致密砂岩气藏水平井开发适应性评价[J].新疆石油地质,2022,43(03):354-359.
- [4]张杰.测试压裂技术在涩北气田的应用[J].江汉石油职工大学学报,2020,33(01):30-33.