

doi:10.3799/dqkx.2017.089

贵州岑巩 TX1 井牛蹄塘组页岩压裂效果评价

王玉芳¹, 翟刚毅^{1*}, 冷济高^{2,3}, 龚大建^{2,3}, 王劲铸¹

1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029

2. 中国国储能源化工集团股份有限公司, 北京 100107

3. 铜仁中能天然气有限公司, 贵州铜仁 554300

摘要: TX1 井是四川盆地外围第一口针对牛蹄塘组页岩压裂的井, 岩心现场解析含气量为 1.00~3.06 m³/t, 含气性较好, 展现了较好的勘探前景。但复杂构造以及下部含水层对后期储层改造提供了挑战。对 TX1 井进行了压裂改造, 返排过程中气体点火 2~3 m, 但后期一直出水, 返排率大于 100%。利用 Meyer 软件进行压裂拟合评价, 结果显示 TX1 井在压裂过程中因沟通了底部高含水层, 导致压后出水严重; 压裂改造未形成复杂的裂缝网络, 限制了储层改造的效果。因此认为直井压裂改造受体积的限制, 只能作为对页岩储层含气性与产能的评价手段, 页岩气商业性开发还需通过水平井钻井和大规模的分段压裂改造来实现。该井的钻探施工与压裂改造经验为本地区下一步勘探开发指明了方向。

关键词: TX1 井; 牛蹄塘组; 储层特性; 压裂拟合; 压裂效果; 页岩气; 采油工程。

中图分类号: TE35

文章编号: 1000-2383(2017)07-1107-09

收稿日期: 2016-12-24

Well TX1 Fracturing Effect Evaluation of Niutitang Formation Shale in Cengong, Guizhou

Wang Yufang¹, Zhai Gangyi^{1*}, Leng Jigao^{2,3}, Gong Dajian^{2,3}, Wang Jinzhu¹

1. Oil & Gas Survey Center of China Geological Survey, Beijing 100029, China

2. China Energy Reserve Corporation, Beijing 100107, China

3. Tongren Sino-Energy Natural Gas Corporation, Tongren 554300, China

Abstract: Well TX1 is the first well aimed at Niutitang Formation that was fractured outside of Sichuan basin. The field gas content of well TX1 core in Guizhou Cengong area is high at 1.00 to 3.06 m³/t, showing good exploration prospect of Niutitang shale gas. But the complex structure and the lower aquifer provide a challenge to the later reservoir reconstruction. In order to further evaluate the gas bearing and production capacity of well TX1, we obtain the gas flame reaching 2 to 3 meters high after fracturing and postfrac flowback. But the flowback water is higher than 100%. This paper analyzes the cause of water and fracturing effect through evaluating the reservoir geological characteristics and fracturing fitting. The evaluation shows that the high water flowback resulted as the fracture linked up the bottom high water aquifers during fracturing process. No complex fracture network has been formed by the fracturing fitting result, which limits the reservoir reconstruction effect. From this we can see that vertical well fracturing effect is limited by fracturing size, it can only be used for reservoir and production evaluation. Horizontal wells and large scale staged fracturing are needed for commercial development. The drilling and fracturing of well TX1 can facilitate further exploration in this area.

Key words: well TX1; Niutitang Formation; reservoir characteristics; fracturing fitting; fracturing effect; shale gas; oil extraction engineering.

基金项目: 中国地质调查局项目(No.12120114054101).

作者简介: 王玉芳(1977-),女,工程师,主要从事油气藏工程及非常规油气资源调查评价等方面的研究. ORCID: 0000-0003-3000-2982.

E-mail: 147444819@qq.com

* **通讯作者:** 翟刚毅, ORCID: 0000-0001-7587-9513. E-mail: zhaigangyi@126.com

引用格式: 王玉芳, 翟刚毅, 冷济高, 等, 2017. 贵州岑巩 TX1 井牛蹄塘组页岩压裂效果评价. 地球科学, 42(7): 1107-1115.

我国南方地区广泛发育了下寒武统牛蹄塘组和上奥陶统一志留统龙马溪组两套富含有机质的海相页岩,页岩气勘探开发具有很大潜力(张金川等, 2009;邹才能等, 2010;郭旭升等, 2012;王红岩等, 2013;胡明毅等, 2014).贵州地区下寒武统牛蹄塘组黑色页岩发育广泛,具有厚度大、有机碳含量高、成熟度高等特点(田海芹等, 2006;何金先等, 2011;坛俊颖等, 2011;王鹏万等, 2011;李娟等, 2012;梁超等, 2012;孙玮等, 2012;武音茜等, 2012;韩双彪等, 2013;王丽波等, 2013;岳来群等, 2013;罗超等, 2014;马超等, 2014;张鹏等, 2014).岑巩区块是第二轮页岩气中标区块之一,位于扬子板块东南缘,面积为 914.63 km²,牛蹄塘组为其主要目的层(何金先等, 2011;聂永生等, 2013;袁伟, 2014).

岑巩区块内牛蹄塘组页岩厚度较大,整体大于 30 m;有机质类型主要为 I 型和 II 型,有机质含量高,平均值为 3.52%;镜质体反射率 R_o 平均为 2.66%,达到成熟晚期阶段,页岩气勘探开发潜力大.TX1 井位于贵州省岑巩县天星乡,完钻井深为 1 897.6 m.该井经压裂改造、压后返排气体点火燃烧,火焰高 23 m,最高产气量为 3 000 m³/d,但后期返排率超过 100%后还在出水.为了进一步认识牛蹄塘组页岩的储层特征,避免将来再次出现类似 TX1 井的不良压裂效果,本文在详细解剖该井储层地质特征的基础上,对压裂方案设计和压后拟合效果进行了分析和评价,最终提出了后期压裂前需要做的准备工作和压裂改造建议.

1 TX1 井储层基本特征

1.1 地层划分

岑巩区块 TX1 井钻遇地层的层序正常,自上而下为第四系,寒武系高台组、清虚洞组、杷榔组、变马冲组(变马冲组三段、二段、一段)、九门冲组、牛蹄塘组、老堡组,震旦系陡山沱组、南沱组、板溪群.其中目的层牛蹄塘组的底界深度为 1 816.4 m,厚度为 59.8 m,牛蹄塘二段的优质页岩厚度为 33.9 m,是本井储层改造的重点层段.目的层上部顶板为九门冲组,底界深度为 1 757.0 m,厚度为 31.0 m;下部底板为老堡组(底界深度为 1 835.0 m)和陡山沱组(底界深度为 1 863.0 m),厚度分别为 18.6 m 和 28.0 m.

1.2 测录井解释和现场含气性

地化录井有机质丰度评价结果表明,牛蹄塘组最好烃源岩段分别为 1 791.2~1 802.0 m 和 1 802.0~1 816.4 m,TOC 含量平均值分别为 2.16% 和 1.44%,这两段可作为牛蹄塘组的甜点段.

测井解释成果显示,牛蹄塘组 1 795.0~1 801.6 m 和 1 809.4~1 813.8 m 段为显示最好的页岩气层段,吸附气含量为 66.6~71.7 m³/t,游离气含量为 34.2~38.0 m³/t(图 1).钻井岩心测试总含气量为 0.85~2.61 mL/g,平均含气量为 1.78 mL/g;孔隙度为 2.40%~4.70%,渗透率为 0.005~0.187 mD.岩心测试结果表明上述两层段具备较高的含气量与较好的物性特征.

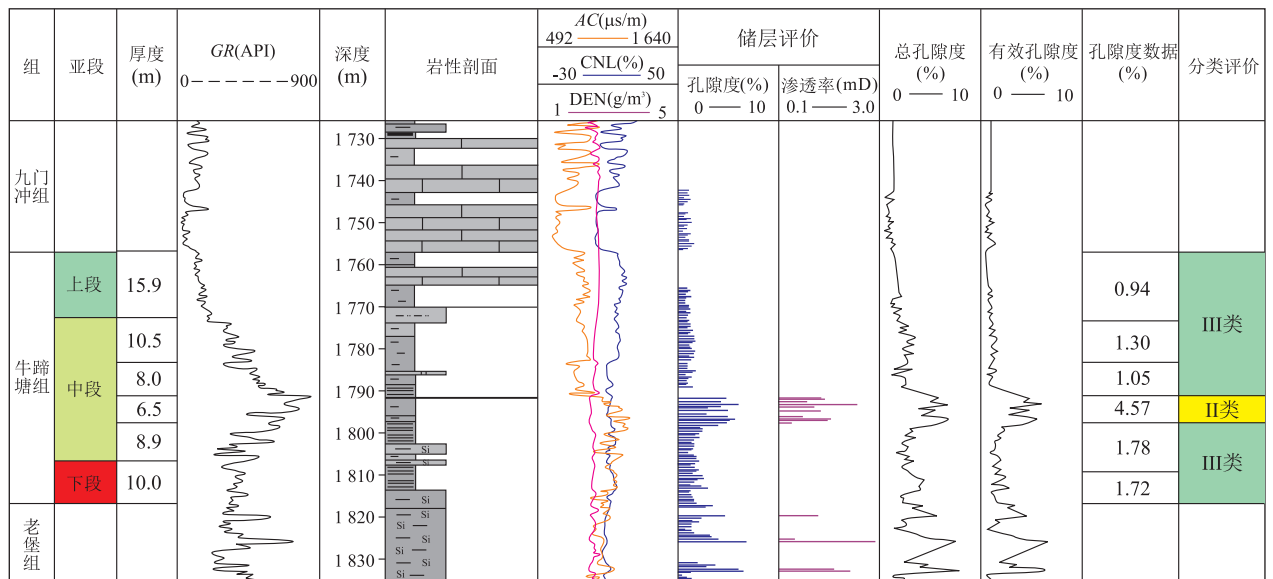


图 1 TX1 井牛蹄塘组储层综合柱状图

Fig.1 The comprehensive histogram of Niutitang Formation of well TX1

压裂改造还应明确改造目的层顶底板的物性及封堵性,本区牛蹄塘组上部的牛门冲组泥灰岩可作为很好的封盖层,而下部的老堡组砂岩含量较高,且其易为高含水层,但通过目前的测录井手段还无法落实 TX1 井老堡组的含水性,因此无法确定后期压裂改造沟通老堡组后是否出现高产水的情况。

1.3 矿物组成及孔渗特征

TX1 井牛蹄塘组的岩心全岩 X 衍射结果显示,其脆性矿物以石英为主,平均含量为 44.3%;其次为长石,平均含量为 8.4%;白云石、方解石平均含量分别为 4.6%、1.2%;黄铁矿平均含量为 6.3%。由此可见牛蹄塘组页岩脆性矿物含量较高,页岩脆性好有利于后期的压裂改造。

牛蹄塘组页岩的储集空间类型比较丰富,扫描电镜显示大量的残余原生孔隙、有机质生烃后形成的孔隙、次生溶蚀孔隙、粘土矿物伊利石化体积缩小形成的微孔隙以及微裂缝等(图 2)。不同类型的孔隙和微裂缝构成了复杂的多孔系统,为页岩气的赋存提供了储集空间。

1.4 地应力与裂缝发育情况

钻孔岩心岩石力学性质检测结果显示,牛蹄塘组杨氏模量平均值为 2.66×10^4 MPa,泊松比平均

为 0.17,脆性指数平均为 48.1%;最大水平主应力平均值为 37.28 MPa,最小水平主应力平均值为 26.18 MPa。下部老堡组最大水平主应力平均值为 38.50 MPa,最小水平主应力平均值为 27.20 MPa,与牛蹄塘组地层应力近乎一致,隔层应力小。根据各向异性提供的快横波方位,笔者确定了最大水平主应力方向约为 $15^\circ \sim 60^\circ$,即北东—南西方向。TX1 井地层取心照片和描述显示其裂缝较为发育,以高角度剪切缝和张剪性裂缝为主,缝内充填方解石脉,且缝宽基本小于 1 mm(图 3)。

地应力差异系数和天然裂缝发育特征是影响页岩气储层体积压裂改造的重要因素,地应力差异系数会影响水力压裂时裂缝形态及扩展规律(吴奇等, 2011, 2012, 2014;康永尚等, 2016)。张旭等(2013)参考彭水地区深部地层水力压裂模拟的试验结果,认为地应力差异系数越大,最高破裂压力越高。地应力差异系数为 0.05 时,模拟结果显示水力裂缝沿着天然裂缝方向延伸,将原有天然裂缝沟通并形成网络裂缝,水力压裂裂缝在延伸过程中受到抑制,发生转向,突破层理面向前延伸,具有典型非平面缝特征;而当差异系数为 0.25 时,水力裂缝穿过天然裂缝向前延伸,遇到层理面时发生转向,沿着层理面开

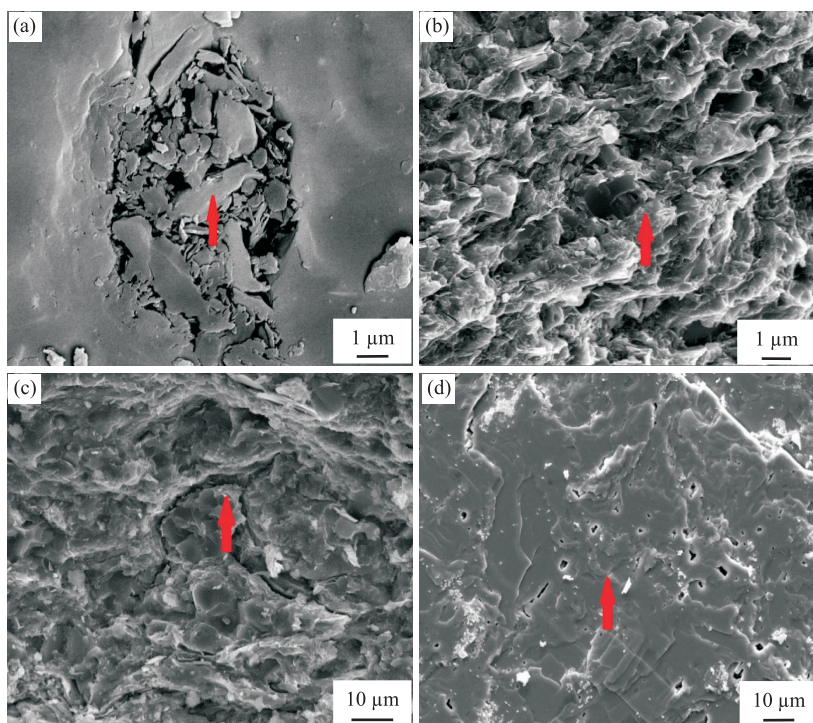


图 2 黔东北地区 TX1 井牛蹄塘组页岩孔隙类型

Fig.2 The pore types of Niutitang Formation of well TX1 in northeast Guizhou area

a. 矿物间孔,放大倍数为 1 500,深度为 1 773.1 m; b. 伊利石微孔隙,放大倍数为 5 000,深度为 1 775.6 m; c. 微裂缝,放大倍数为 2 600,深度为 1 788.6 m; d. 钡解石内部溶蚀孔,放大倍数为 2 000,深度为 1 799.5 m

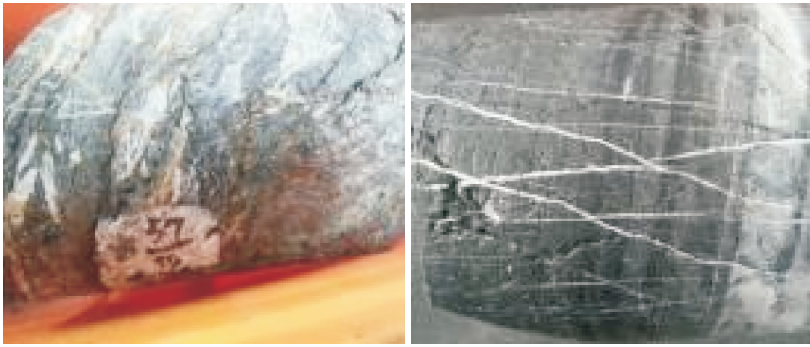


图 3 TX1 井岩心裂缝照片

Fig.3 Core fracture of well TX1

裂.地应力差异系数主要反映水平方向最大与最小主应力的差值大小, TX1 井的水平最大最小主应力差值为 11.10 MPa, 应力差较大, 压裂不易产生复杂的网络裂缝.

1.5 储层敏感性

页岩膨胀率实验显示, 牛蹄塘组岩心膨胀率平均为 6.91%, 水敏损害低, 大规模水基压裂液对储层水敏伤害小. TX1 井压敏实验显示牛蹄塘组最大岩心渗透率损害率为 98.26%, 不可逆渗透率损害率为 88.00%, 压敏程度强.

2 压裂设计原则

牛蹄塘组页岩 1 795.0~1 801.6 m 和 1 809.4~1 813.8 m 层段的测录井显示, 页岩气丰度较高, 脆性指数高, 页理和裂缝较发育, 具有可压性. 针对页岩气储层岩石致密、物性差、自然产能低的特点, 笔者对其进行了大规模的体积压裂改造, 通过人工裂缝沟通储层天然微裂缝系统, 力争形成复杂的裂缝网络结构, 增加泄气面积以达到增产的效果. 根据储层的地质特征, 笔者选择了 1 795.0~1 801.6 m 和 1 809.4~1 813.8 m 作为压裂改造层段.

鉴于 TX1 井地应力解释中水平地应力差值大, 平面非均质性强, 形成缝网所需要的缝内净压力高的难点, 笔者采取了滑溜水与线性胶混合压裂的方式, 利用滑溜水段塞式加砂压裂工艺促进体积缝的形成, 利用线性胶提高施工的砂比来有效提高裂缝导流能力.

鉴于 TX1 井目的层与底板应力差值较小, 仅为 1~2 MPa, 下部地层遮挡能力差、裂缝易向下过渡延伸, 存在沟通下部水层的难点, 笔者采取了控制施工排量与加砂规模措施, 同时配套变排量施工控制

裂缝高度的延伸.

鉴于地层杨氏模量较低, 压敏损害程度严重, 笔者采用树脂覆膜砂以降低支撑剂的嵌入程度, 有利于提高支撑裂缝导流能力. 另外压前采取 15% HCL 酸化预处理, 以解除部分近井筒污染和降低储层破裂压力, 降低施工风险.

基于以上设计思路, 通过对不同施工规模下的压裂裂缝进行模拟, 笔者从缝高控制和缝网形成两方面综合考虑, 优选了施工排量为 8 m³/min, 压裂液用量为 1 400 m³, 支撑剂用量为 50 m³, 裂缝半长控制在 200~250 m.

3 压裂效果评价

3.1 小型压裂测试分析

笔者对 TX1 井主压裂前进行了小型测试压裂, 采用套管注入方式. 测试压裂包含升排量测试、降排量测试和停泵压降测试(图 4).

测试压裂施工曲线显示, 以 1.1 m³/min 低挤滑溜水时施工压力迅速升至 62.66 MPa, 地层出现明显破裂, 破裂压力异常高. 地层破裂后, 低挤滑溜水, 施工压力缓慢降至 41.04 MPa, 说明地层滤失正常; 随着排量逐步提升至 8.15 m³/min, 压力逐步上升至 52.23 MPa, 施工压力随排量的增加只是缓慢增

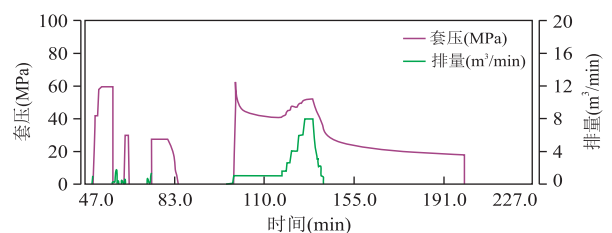


图 4 TX1 井测试压裂施工曲线

Fig.4 Test fracturing construction curve of well TX1

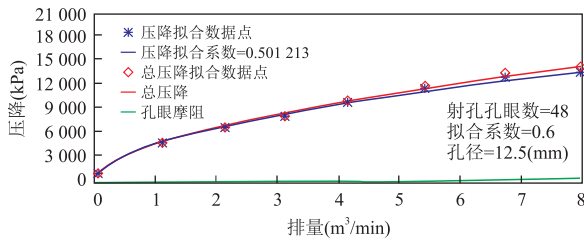


图 5 TX1 井降排量测试分析曲线

Fig.5 Rate step-down test analysis curve of well TX1

大,说明排量对地层影响不大,整个测试压裂过程裂缝延伸正常.降排量测试期间,施工排量由 $8.15 \text{ m}^3/\text{min}$ 逐步降至 0,压力递减正常.整个压降阶段压力降落缓慢,说明地层渗透性差、压力扩散慢.

笔者利用 Meyer 软件拟合,拟合井口施工压力为 35.01 MPa 、井底延伸压力为 52.83 MPa 、井底延伸压力梯度为 0.0293 MPa/m .在 $8 \text{ m}^3/\text{min}$ 的排量下,分析压裂总摩阻为 13.20 MPa ,其中近井眼总摩阻为 9.70 MPa 、管柱摩阻为 3.50 MPa .滑溜水压裂液在 $\Phi 139.7 \text{ mm}$ 套管中,每千米摩阻约为 2.11 MPa ,而相同条件下清水每千米摩阻约为 7.40 MPa (图 5),滑溜水降阻率达到 71.5% ,表明滑溜水体系具有明显的降阻效果.

测试压降曲线的分析结果表明井底闭合压力约为 38 MPa ,闭合时间约为 32 min ,液体效率约为 35% .

3.2 主压裂施工分析

主压裂施工前对目的层进行酸液预处理,以解除近井筒堵塞,降低压裂施工压力.向地层注入 10 m^3 的 15% 盐酸,注入排量为 $1 \text{ m}^3/\text{min}$,酸液进入地层后井口压力明显下降,从 53.5 MPa 降至 28.6 MPa .表明酸液对炮眼处堵塞及地层方解石、白云石起到很好的溶蚀作用,改善了近井底层渗流能力,有利于降低压裂泵注压力.

主压裂施工排量为 $6\sim 8 \text{ m}^3/\text{min}$,施工压力为 $43.6\sim 58.0 \text{ MPa}$,停泵压力为 42.8 MPa ,累积入井液量为 1394.2 m^3 ,加砂总量为 48 m^3 ,平均砂比为 7.6% ,最高砂比达到 10.6% ,施工曲线见图 6.

主压裂施工曲线显示,施工压力整体呈稳定上升趋势,在 $8 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量下,施工压力增加了 8 MPa ,说明在整个主压裂施工过程中,人工裂缝正常延伸,并有一定的缝高受限迹象.施工曲线表明,受测试压裂开启近井裂缝和酸液预处理的影响,主压裂初期无明显的破裂压力峰值;受支撑剂加入浓度的影响,井口压力有一定的波动;在施工后期出现

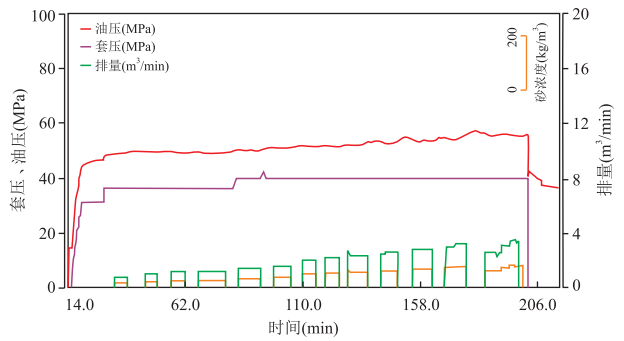


图 6 TX1 井主压裂施工曲线

Fig.6 Main fracturing construction curve of well TX1

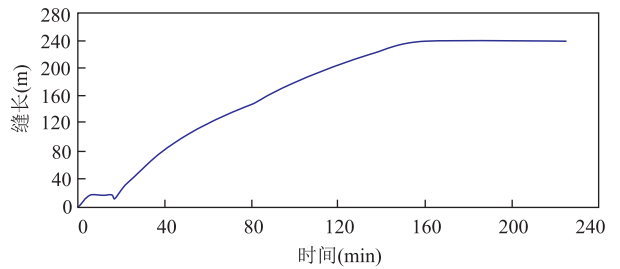


图 7 TX1 井主压裂裂缝半长演化曲线

Fig.7 Half-length evolution curve of main fracture of well TX1

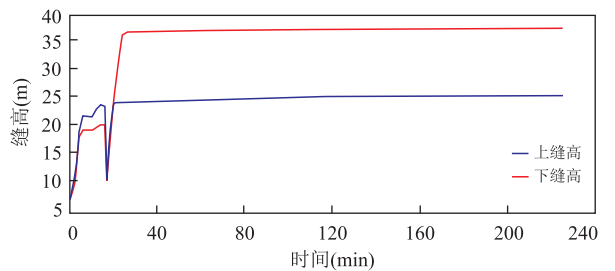


图 8 TX1 井主压裂缝高演化曲线

Fig.8 Height evolution curve of main fracture of well TX1

两个小的压力增长,是由支撑剂形成小的砂桥引起,当砂桥冲开后,压力随之平稳.整个施工过程中井口压力整体呈现平稳上升趋势,表明裂缝正常延伸.

3.3 压裂拟合分析

笔者利用 Meyer 软件对压裂施工曲线进行拟合,拟合动态缝长 246.4 m 、支撑缝长 150.0 m ,缝高 45.2 m ,裂缝向下延伸至老堡组而未进入陡山沱组.

拟合压裂过程中裂缝缝长、缝高随时间的动态变化显示,随着时间的延续,裂缝缝长不断增加至 246 m 时趋于稳定;裂缝缝高在裂缝开启后快速增加,后续基本变化不大(图 7 和图 8).总体来说,牛蹄塘组页岩储层符合压裂裂缝扩展规律,当裂缝半长延伸至一定程度后,基本保持不变;而缝高的形成主要在施工前期,粉陶沉降后,裂缝高度后期

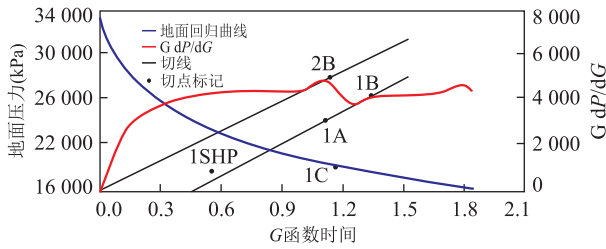


图 9 TX1 井压后拟合 G 函数曲线

Fig.9 G function curve fitting after fracture of well TX1

延伸受限。

两条闭合切线说明压裂裂缝从两个射孔段分别延伸,压裂产生两条主裂缝,但无沟通其他天然裂缝产生复杂裂缝缝网的显示(图 9)。

井温测试得到压裂缝高 1 782 ~ 1 826 m (图

10),后期微地震监测的结果显示裂缝缝高 35 m.与软件拟合结果比较相近,监测结果显示压裂裂缝已沟通老堡组。

后期笔者通过微地震监测结果得到,压裂主裂缝的延伸方向为北东 60°,裂缝右翼缝长 241 m,左翼缝长 145 m,缝高 35 m;与井温测试结果和软件拟合结果都比较接近。

3.4 压裂效果分析

TX1 井压后排采经历了三个阶段:油嘴控制放喷、连续油管液氮气举和抽油机排采,压后气体虽然能够点燃,但气量不大,且返排率已超过 100%仍在出水,后期出水氯根测试约为 3 000 mg/L,与地层水接近,笔者分析认为是由于压裂过程中沟通了下部老堡组含水层系.压裂拟合和井温测试的缝高结

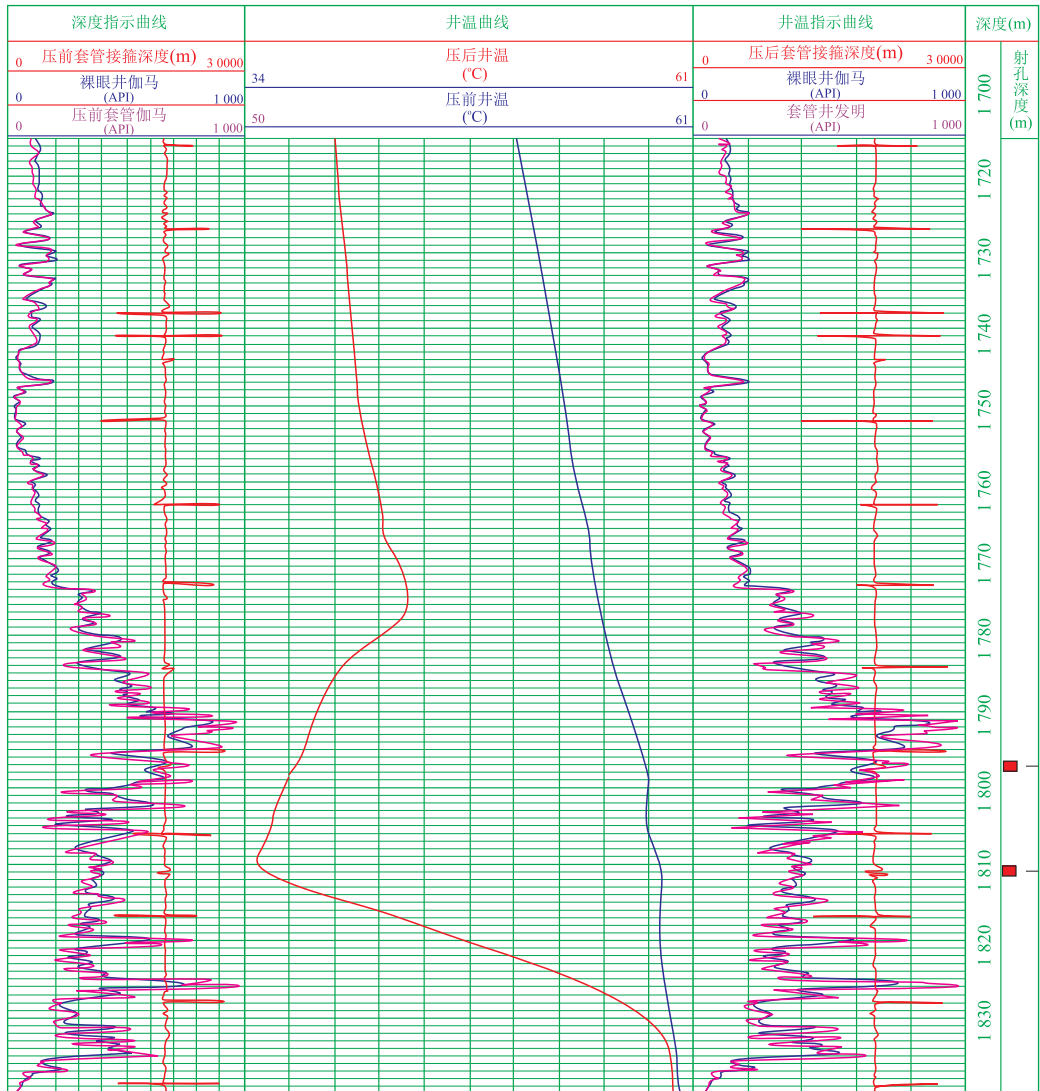


图 10 小型压裂测试井温测试曲线

Fig.10 Temperature test curve of small fracturing test

果表明,裂缝下缝高延伸至 1 827.0 m,说明压裂射孔层段 1 809.4~1 813.8 m 的压裂裂缝已延伸至老堡组,裂缝沟通了下部的老堡组。

另外压裂施工曲线也显示,整个压裂过程中施工压力一直比较平稳,随着施工加砂压力缓慢上升,压裂裂缝沿着主裂缝方向一直正常延伸,没有出现大的裂缝转向或沟通大的裂缝系统的现象,因此压裂并没有形成复杂的裂缝网络,而是沿射孔层段形成了两条主裂缝,这就达不到页岩储层体积改造目的,无法通过增加页岩储层的波及面积来提高产能。

4 结论与建议

(1)贵州岑巩区块内牛蹄塘组页岩具有厚度大、有机碳含量高、热演化程度较高、脆性矿物含量高、天然裂缝发育、含气量高等特点,具备一定的勘探开发潜力。但复杂构造以及下部含水层对后期储层改造提供了挑战。笔者建议在下一步勘探开发中寻找构造相对稳定区钻探,且钻探过程中通过核磁共振录井、岩石热解地化参数录井和定量荧光录井等手段进一步识别目的层及上下层的含水性,与储层有效性,储层改造应避开高含水层。

(2)TX1 井的地应力解释结果显示,储层平面非均质性强,目的层与顶底板的应力差较小,容易导致压裂过程中缝高失控,另外储层的敏感性因素会影响对压裂规模和压裂液体系的选择,建议对该区开展深部地层水力压裂物理模拟试验研究,研究不同压裂液体系、粘度、排量、地应力差异系数等因素对水力压裂裂缝形态及扩展规律的影响,明确较高地应力差异系数条件下,压裂液粘度变化和泵排量的变化对压裂裂缝扩展和裂缝形态的影响,便于后期压裂设计中合理优化设计压裂施工规模,优化施工排量、压裂液体系及加砂模式。

(3)TX1 井的压裂改造效果表明,由于直井单层压裂改造很难产生复杂的裂缝网络,难以实现页岩气的体积改造效果,因此压裂改造效果较差。笔者建议在页岩气含气性好的地区通过水平井钻井和分段压裂工艺来提高改造效果,通过现场地应力测量和地应力场模拟试验等手段进一步明确地应力场特征,为后期水平井钻井方案和压裂方案设计提供依据。

References

Guo, X.S., Guo, T.L., Wei, Z.H., et al., 2012. Thoughts on Shale

Gas Exploration in Southern China. *Engineering Science*, 14 (6): 101—105, 112 (in Chinese with English abstract).

Han, S.B., Zhang, J.C., Li, Y.X., et al., 2013. The Optimum Selecting of Shale Gas Well Location for Geological Investigation in Niutitang Formation in Lower Cambrian, Northern Guizhou Area. *Natural Gas Geoscience*, 24 (1): 182—187 (in Chinese with English abstract).

He, J.X., Duan, Y., Zhang, X.L., et al., 2011. Geologic Characteristics and Hydrocarbon Resource Implication of the Black Shale in Niutitang Formation of the lower Cambrian, Guizhou Province. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 26(3): 37—42 (in Chinese with English abstract).

Hu, M.Y., Deng, Q.J., Hu, Z.G., 2014. Shale Gas Accumulation Conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Upper Yangtze Region. *Oil & Gas Geology*, 35(2): 272—279 (in Chinese with English abstract).

Kang, Y.S., Deng, Z., Wang, H.Y., et al., 2016. Fluid-Solid Coupling Physical Experiments and Their Implications for Fracturing Stimulations of Shale Gas Reservoirs. *Earth Science*, 41(8): 1376—1383 (in Chinese with English abstract).

Li, J., Yu, B.S., Zhang, J.C., et al., 2012. Reservoir Characteristics and Their Influence Factors of the Lower Cambrian Dark Shale in Northern Guizhou. *Oil and Gas Geology*, 33(3): 364—374 (in Chinese with English abstract).

Liang, C., Jiang, Z.X., Guo, L., et al., 2012. Sedimentary Characteristics and Shale Gas Significance of Lower Cambrian Black Shale in Qianbei Area. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 19(1): 22—26 (in Chinese with English abstract).

Luo, C., Liu, S.G., Sun, W., et al., 2014. Basic Characteristics of Shale Gas in the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Upper Yangtze Region: Taking Nangao Section in Danzhai as an Example. *Natural Gas Geoscience*, 25(3): 453—470 (in Chinese with English abstract).

Ma, C., Ning, N., Wang, H.Y., et al., 2014. Exploration Prospect of the Lower Cambrian Niutitang Formation Shale Gas in Xiangxi-Qiandong Area. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 21(1): 38—41 (in Chinese with English abstract).

Nie, Y.S., Leng, J.G., Han, J.H., et al., 2013. Exploration Potential of Shale Gas in Cengong Block, Southeastern Guizhou Province. *Oil and Gas Geology*, 34(2): 274—280 (in Chinese with English abstract).

Sun, W., Liu, S.G., Ran, B., et al., 2012. General Situation and Prospect Evaluation of the Shale Gas in Niutitang Formation of Sichuan Basin and Its Surrounding Areas. *Journal of Chengdu University of Technology (Science and Technology Edition)*, 39(2): 170—175 (in

- Chinese with English abstract).
- Tan, J. Y., Wang, W. L., Wang, Y. B., et al., 2011. Marine Source Rock Assessment for Lower Cambrian Niutitang Formation in Middle and Upper Yangtze Region. *Marine Geology Frontiers*, 27(3): 23–27, 41 (in Chinese with English abstract).
- Tian, H. Q., Guo, T. L., Hu, D. F., et al., 2006. Marine Lower Assemblage and Exploration Prospect of Central Guizhou Uplift and Its Adjacent Areas. *Journal of Palaeogeography*, 8(4): 509–518 (in Chinese with English abstract).
- Wang, H. Y., Liu, Y. Z., Dong, D. Z., et al., 2013. Scientific Issues on Effective Development of Marine Shale Gas in Southern China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(5): 574–579 (in Chinese with English abstract).
- Wang, L. B., Jiu, K., Zeng, W. T., et al., 2013. Characteristics of Lower Cambrian Marine Black Shales and Evaluation of Shale Gas Prospective Area in Qianbei Area, Upper Yangtze Region. *Acta Petrologica Sinica*, 29(9): 3263–3278 (in Chinese with English abstract).
- Wang, P. W., Chen, Z. L., He, X. Y., et al., 2011. Accumulation of Lower Cambrian Niutitang Shale Gas and Prediction of Potential Area in Qiannan Sag. *Natural Gas Geoscience*, 22(3): 518–524 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Q., Xu, Y., Wang, T. F., et al., 2011. The Revolution of Reservoir Stimulation: An Introduction of Volume Fracturing. *Natural Gas Industry*, 31(4): 7–12, 16 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Q., Xu, Y., Wang, X. Q., et al., 2012. Volume Fracturing Technology of Unconventional Reservoirs: Connotation, Optimization Design and Implementation. *Petroleum Exploration and Development*, 39(3): 352–358 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Q., Xu, Y., Zhang, S. L., et al., 2012. Essential Theories and Key Optimization Design of Volume Stimulation Technology for Unconventional Reservoirs. *Acta Petrologica Sinica*, 35(4): 706–714 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Y. Q., Jin, Z. G., Cai, X. D., 2012. Evaluation on Resource Potential and Thoughts on Exploitation of Shale Gas from Guizhou Province, China. *Acta Mineralogica Sinica*, 32(4): 569–575 (in Chinese with English abstract).
- Yuan, W., 2014. New Hope of Shale Gas: Niutitang Formation. *Investigation and Report*, (8): 89–91 (in Chinese with English abstract).
- Yue, L. Q., Kang, Y. S., Chen, Q. L., et al., 2013. Analysis of Shale Gas Potential of Niutitang Formation of Lower Cambrian in Guizhou, China. *Xinjiang Petroleum Geology*, 34(2): 123–128 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. C., Jiang, S. L., Tang, X., et al., 2009. Accumulation Types and Resources Characteristics of Shale Gas in China. *Natural Gas Industry*, 29(12): 109–114, 151–152 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, P., Zhang, J. C., Huang, Y. Q., et al., 2014. Niutitang Shale Characteristics and Gas Content Evaluation in Well Renye 2 of Northwest Guizhou. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 21(6): 38–41, 142–143 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X., Jiang, T. X., Jia, C. G., et al., 2013. Physical Simulation of Hydraulic Fracturing of Shale Gas Reservoir. *Petroleum Drilling Techniques*, 41(2): 70–74 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Dong, D. Z., Wang, S. J., et al., 2010. Geological Characteristics, Formation Mechanism and Resource Potential of Shale Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 641–653 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 郭旭升, 郭彤楼, 魏志红, 等, 2012. 中国南方页岩气勘探评价的几点思考. *中国工程科学*, 14(6): 101–105, 112.
- 韩双彪, 张金川, 李玉喜, 等, 2013. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩气地质调查井位优选. *天然气地球科学*, 24(1): 182–187.
- 何金先, 段毅, 张晓丽, 等, 2011. 贵州地区下寒武统牛蹄塘组黑色页岩地质特征及其油气资源意义. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 26(3): 37–42.
- 胡明毅, 邓庆杰, 胡忠贵, 2014. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件. *石油与天然气地质*, 35(2): 272–279.
- 康永尚, 邓泽, 王红岩, 等, 2016. 流-固耦合物理模拟实验及其对页岩压裂改造的启示. *地球科学*, 41(8): 1376–1383.
- 李娟, 于炳松, 张金川, 等, 2012. 黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素. *石油与天然气地质*, 33(3): 364–374.
- 梁超, 姜在兴, 郭岭, 等, 2012. 黔北地区下寒武统黑色页岩沉积特征及页岩气意义. *断块油气田*, 19(1): 22–26.
- 罗超, 刘树根, 孙玮, 等, 2014. 上扬子区下寒武统牛蹄塘组页岩气基本特征研究——以贵州丹寨南皋剖面为例. *天然气地球科学*, 25(3): 453–470.
- 马超, 宁宁, 王红岩, 等, 2014. 湘西-黔东地区牛蹄塘组页岩气勘探前景. *特种油气藏*, 21(1): 38–41.
- 聂永生, 冷济高, 韩建辉, 等, 2013. 黔东南地区岑巩页岩气区块勘探潜力. *石油与天然气地质*, 34(2): 274–280.
- 孙玮, 刘树根, 冉波, 等, 2012. 四川盆地及周缘地区牛蹄塘组页岩气概况及前景评价. *成都理工大学学报(自然科学*

- 版),39(2): 170—175.
- 坛俊颖,王文龙,王延斌,等,2011.中上扬子下寒武统牛蹄塘组海相烃源岩评价.海洋地质前沿,27(3): 23—27, 41.
- 田海芹,郭彤楼,胡东风,等,2006.黔中隆起及其周缘地区海相下组合与油气勘探前景.古地 理学报, 8(4): 509—518.
- 王红岩,刘玉章,董大忠,等,2013.中国南方海相页岩气高效开发的科学问题.石油勘探与开发,40(5): 574—579.
- 王丽波,久凯,曾维特,等,2013.上扬子黔北地区下寒武统海相黑色泥页岩特征及页岩气远景区评价.岩石学报,29(9): 3263—3278.
- 王鹏万,陈子料,贺训云,等,2011.黔南坳陷下寒武统页岩气成藏条件与有利区带评价.天然气地球科学,22(3): 518—524.
- 吴奇,胥云,王腾飞,等,2011.增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论.天然气工业,31(4): 7—12, 16.
- 吴奇,胥云,王晓泉,等,2012.非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现.石油勘探与开发,39(3): 352—358.
- 吴奇,胥云,张守良,等,2014.非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键.石油学报,35(4): 706—714.
- 武音茜,金中国,蔡贤德,2012.贵州页岩气资源潜力评价与开发思考.矿物学报,32(4): 569—575.
- 袁伟,2014.牛蹄塘——页岩气的新希望.调查与报告,(8): 89—91.
- 岳来群,康永尚,陈清礼,等,2013.贵州地区下寒武统牛蹄塘组页岩气潜力分析.新疆石油地质,34(2): 123—128.
- 张金川,姜生玲,唐玄,等,2009.我国页岩气富集类型及资源特点.天然气工业,29(12): 109—114, 151—152.
- 张鹏,张金川,黄宇琪,等,2014.黔西北仁页 2 井牛蹄塘组页岩特点及含气评价.特种油气藏,21(6): 38—41, 142—143.
- 张旭,蒋廷学,贾长贵,等,2013.页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究.石油钻探技术,41(2): 70—74.
- 邹才能,董大忠,王社教,等,2010.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力.石油勘探与开发,37(6): 641—653.