

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020060

深层页岩气水力裂缝起裂与扩展 试验及压裂优化设计

陈 作¹, 李双明¹, 陈 赞², 王海涛¹

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘 要: 受地质构造、成岩作用等多方面因素影响, 深层页岩的层理发育程度、脆性指数、岩石力学特性、最小水平主应力梯度及水平应力差都与中深层页岩有明显差异, 使人工裂缝起裂压力更高, 裂缝复杂程度更低, 从而极大地影响了深层页岩气地层的体积压裂设计和安全施工。为此, 利用大尺寸岩样, 模拟研究了深层页岩气地层的水平应力差、压裂流体黏度、施工排量等地层和工艺参数及缝内暂堵措施对人工裂缝的起裂与扩展特征的影响规律。研究发现, 裂缝起裂与扩展特性受层理胶结强弱、水平应力差及前置液黏度等因素影响较大, 压裂裂缝容易沿层理起裂导致早期憋压超压, 从而使施工失败, 高应力差条件下裂缝扩展形态相对简单, 前置中黏压裂液、缝内暂堵等措施有利于裂缝多次破裂、产生次生裂缝使裂缝复杂化。在此基础上, 提出了密切割分段、短簇距射孔、组合液体及变排量施工等压裂优化设计方案, 现场应用后深层页岩气产量获得了重要突破。

关键词: 深层页岩气; 裂缝起裂; 裂缝扩展; 模拟试验; 压裂设计; 现场试验

中图分类号: TE357.1⁺1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)03-0070-07

Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization

CHEN Zuo¹, LI Shuangming¹, CHEN Zan², WANG Haitao¹

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing, 100083, China)

Abstract: Due to geological structure, diagenesis and other factors, deep shale presents different characteristics compared with that in medium-deep formations in terms of bedding development degree, brittleness index, rock mechanical characteristics, in-situ stress gradient and horizontal stress difference. Taken together, these result in higher fracture initiation pressure and less complicated fractures geometry and greatly affect fracturing volume design and operation safety in deep shale gas formations. Experimental study on the initiation and expansion characteristics of artificial fractures was conducted. A large cubic rock sample (300 mm×300 mm×300 mm) was used to investigate the influential effects of horizontal stress difference, viscosity of fracturing fluid and pumping flow rate, and the temporary blocking within fractures in hydraulic fracturing. The investigation showed that fracture initiation and propagation are largely affected by those factors as strength of bedding cementation, horizontal stress difference and pad viscosity. Fractures are prone to initiate along bedding planes, resulting in early overpressure and operation failure. Fracture growth pattern is relatively simple under high stress difference, but measures such as using medium-level viscous fracturing fluid to temporarily block flow within fractures can help the generation of multiple fractures and secondary fractures for more complex fracture networks. On this basis, the design optimization of fracturing that incorporates techniques such as densely subdivided stages, short cluster perforations, fluids combination and variable flow rate operation were advanced, and an important breakthrough was made in deep shale gas production after the field application of the optimized design features.

Key words: deep shale gas; fracture initiation; fracture extending; simulation test; fracturing design; filed test

四川盆地及周缘埋深 3 500~4 500 m 的深层页岩气资源十分丰富, 占该区域页岩气总资源量的 85% 以上。前期采用中深层页岩气压裂技术在南页 1HF 井、丁页 2HF 井等深层页岩气井进行了压裂试验探索, 取得了一定进展与认识, 但未取得商业产量突破^[1]。分析深层页岩的工程地质力学特征可知^[2-4], 深

收稿日期: 2019-07-19; 改回日期: 2020-03-25。

作者简介: 陈作 (1968—), 男, 四川大英人, 1991 年毕业于西南石油学院油藏工程专业, 2002 年获中国地质大学 (北京) 石油与天然气工程专业硕士学位, 教授级高级工程师, 主要从事低渗透油气藏压裂酸化基础理论研究。E-mail: chenzuo.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“深层页岩气高导流体积压裂关键技术研究” (编号: P15171) 部分研究内容。

层页岩的层理较为发育,脆性指数多小于 55%,最小地应力梯度在 0.023 MPa/m 以上,水平应力差普遍大于 8 MPa,这些力学特性与中深层页岩存在较大差异,因而其人工裂缝的起裂与扩展特性也有别于中深层页岩。张旭、郭印等人^[5-6]对中深层页岩的裂缝起裂进行了物理模拟研究,对裂缝形态进行了表征,为压裂设计与施工提供了技术支持,而有关深层页岩气裂缝起裂与扩展特性方面的研究却鲜有报道^[7-8]。为此,笔者利用大尺寸岩样,模拟研究了深层页岩气储层的水平应力差、压裂液黏度、排量及缝内暂堵等因素对裂缝起裂方式、起裂压力、裂缝扩展形态和裂缝复杂性的影响,提出了深层页岩气的压裂优化设计方案与施工建议,现场应用后取得了较好的效果。

1 裂缝起裂与扩展试验设计

裂缝起裂与扩展试验的目的是,依据相似准则,模拟岩石在地层三向应力状态下,泵注不同黏度压裂流体或支撑剂后裂缝起裂的压力和裂缝的形态。根据该试验目的,准备了试验设备和材料,设计了具体的试验方案和步骤。

1.1 试验设备与材料

采用真三轴压裂试验模拟系统进行裂缝起裂与扩展物理模拟试验,该系统由真三轴试验架、MTS 伺服增压器、液压稳压源、油水分离器、平板压裂装置、试验记录装置及其他辅助装置组成,如图 1 所示。试验岩样由采自川东南地区的露头制作而成,其尺寸为 300 mm×300 mm×300 mm。压裂液为黏度 3.0 mPa·s 的滑溜水和黏度 30.0 mPa·s 的线性胶,缝内暂堵剂为 100 目支撑剂。

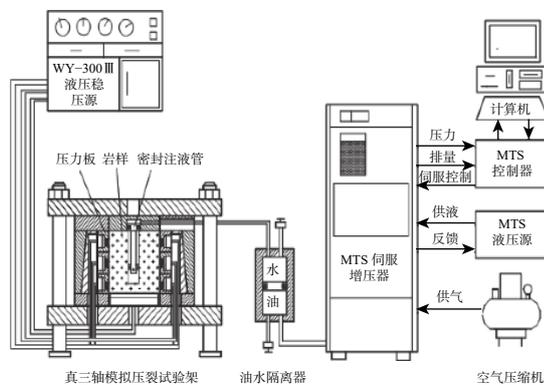


图 1 真三轴压裂试验模拟系统示意

Fig.1 Simulation system of triaxial fracturing test

1.2 试验方案

制定试验方案时,综合考虑深层页岩的水平应

力差特性^[9-11]和注入的流体黏度、排量及暂堵材料性能等因素,且试验结果可平行比较。依据目前的认识,垂深超过 3 500 m 深层页岩的水平应力差在 8 MPa 以上,压裂施工采用滑溜水和胶液组合。结合这些认识,制定了裂缝起裂与扩展物理模拟试验方案(见表 1)。该方案中,水平应力差设计为 6, 7 和 9 MPa 等 3 种情况,压裂液选择黏度为 3 mPa·s 的滑溜水和黏度为 30 mPa·s 的线性胶,注入排量分别为 12, 30 和 40 mL/min,缝内暂堵剂选择 100 目粉陶,共设计 11 组试验。

表 1 裂缝起裂与扩展物理模拟试验方案

Table 1 Physical simulation experiment scheme of fracture initiation and extending

岩心号	水平应力差/ MPa	排量/ (mL·min ⁻¹)	液体黏度/ (mPa·s)	备注
1#	6	40	3	
2#		40	30	
3#	9	40	3	
4#		40	30	
5#	9	40	3	
6#		40	30	
7#	6	12	3	100目支撑剂
8#	9	12	3	
9#	7	30	3	
10#	6	30	3	
11#	9	30	30	

1.3 试验步骤

1) 将 300 mm×300 mm×300 mm 岩样置于试验架上,使液压稳压源与之对齐;将试样与液压稳压源贴合,接入压力源管线,然后在液压稳压源上贴上弓形垫铁。

2) 在岩样上部放上 MTS 增压器,连接好压裂源管线,再把垫铁放到其上部位置;通过室内吊车吊起盖子,使其穿过固定钢柱盖于垫铁之上,再用螺母拧紧固定钢柱和盖子,并依次将所有螺母拧紧。

3) 配制好滑溜水或线性胶后,将其倒入活塞位于原位置的油水分离器中,并封存好;把油水分离器放到置物架上,液压稳压源连接到油水分离器的尾端,真三轴试验架顶端的 MTS 增压器与压裂液出口端相连。

4) 将液压控制阀 x 轴、 y 轴、 z 轴阀门打开。打开控制器,调节 3 个阀门的控制器至“送油”项。

5) 打开控制计算机和真三轴控制软件, 首先确保显示的 x, y 和 z 方向压力处于正常值, 再自动加载 3 个方向的压力, 当压力值达到预定围压并稳定之后, 开始进行泵注试验。

6) 打开液压泵, 调试好控制仪器后, 利用计算机控制排量, 并通过控制程序实时监控压力-时间、压力-位移和时间-位移曲线, 当观测到压裂液从试样边缘溢出时, 通过控制程序停止注入压裂液。

7) 试验结束后, 控制自动泄压至 0.1 MPa 左右, 拆开真三轴试验架, 拆卸试验岩样, 沿着压开的水力裂缝敲开岩石, 观察裂缝形态(通过示踪剂显示), 对其拍照并进行详细记录。

2 裂缝起裂与扩展试验结果分析

按照上述设计进行了 11 组试验, 得到了水平应力差和压裂液黏度影响水力裂缝形态、缝内暂堵可提高裂缝复杂性、前置液黏度控制起裂压力等 3 方面的规律性认识。

2.1 水平应力差和液体黏度对裂缝形态的影响

3#、4#、5#、6#和 11#岩样的试验结果显示, 水平应力差为 9 MPa 条件下, 主要出现横切缝、层理缝及台阶状裂缝等 3 种裂缝形态。在相同排量条件下, 当注入黏度为 30 mPa·s 的线性胶时, 水力裂缝沿最大主应力方位起裂, 起裂压力较低, 形成了横切裂缝。其中, 4#岩样的破裂后形态和破裂压力曲线如图 2 所示。

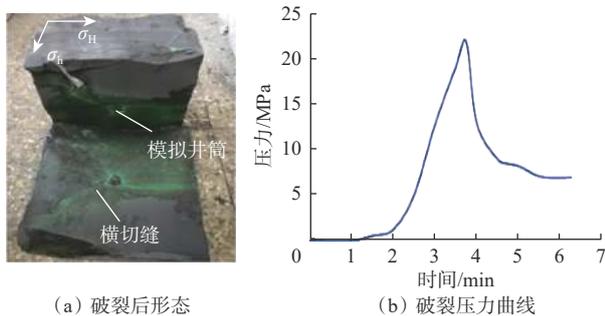


图 2 4#岩样的破裂后形态和破裂压力曲线

Fig.2 Post-frac geometry and fracture pressure curve of rock sample #4

当注入黏度为 3 mPa·s 的滑溜水时, 压裂液首先向井筒周围层理面大量渗滤, 憋起高压后层理面瞬间完全开启, 起裂压力较高, 形成单一的层理缝。其中, 3#岩样的破裂后形态和破裂压力曲线如图 3 所示。

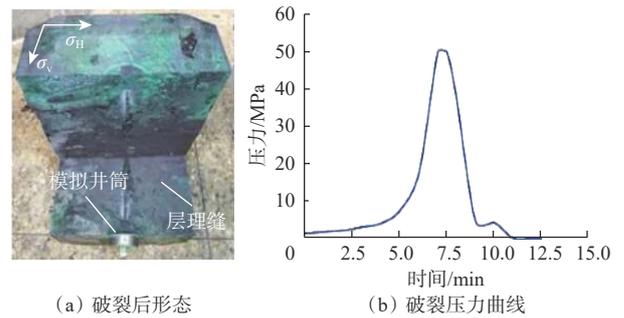


图 3 3#岩样的破裂后形态和破裂压力曲线

Fig.3 Post-frac geometry and fracture pressure curve of rock sample #3

6#岩样水平层理发育, 近井筒附近有一条大开度的天然裂缝, 当注入黏度为 30 mPa·s 的压裂液时, 水力裂缝沿最大水平主应力方向起裂并扩展, 在水平方向内遇大开度天然裂缝发生转向, 在纵向上沟通层理, 压裂液沿层理滤失, 引起层理面剪切滑移, 水力裂缝发生局部转向, 裂缝形态呈台阶状, 其破裂后形态和破裂压力曲线如图 4 所示。

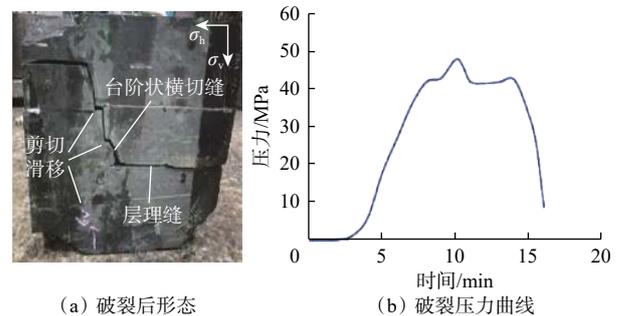


图 4 6#岩样的破裂后形态和破裂压力曲线

Fig.4 Post-frac geometry and fracture pressure curve of rock sample #6

综上所述, 当水平应力差达到 9 MPa 时, 无论注入滑溜水还是线性胶, 其裂缝形态均相对单一。

2.2 缝内暂堵对裂缝复杂性的影响

针对高应力差条件下裂缝形态相对单一的现象, 用 8#岩样模拟水平应力差为 9 MPa 时的起裂情况。先采用黏度为 3 mPa·s 的滑溜水进行压裂, 裂缝沿最大水平主应力方向张开, 停泵泄压, 再向井筒注入 3 mL 粒径为 100 目的暂堵支撑剂进行二次压裂。第二次压裂过程中, 支撑剂几乎全部堆积于井筒底部, 造成二次憋压, 近井筒附近沿层理面方向形成 3 条次生缝, 其中 2 条次生缝交汇形成 1 条层理缝并完全张开, 沿层理扩展过程中在地应力作用下裂缝分叉形成第二条横切缝; 第三条近井筒沿平行层理开启的次级缝在地应力作用下逐渐转向, 最终与

第二条横切缝交汇。支撑剂主要堆积在井筒内,少量沿主裂缝缝长方向线性运移,运移距离为 5 cm。这说明暂堵剂憋压可使裂缝转向产生次生裂缝,提

高裂缝复杂程度(8#岩样的裂缝形态如图 5 所示),也表明深层页岩气压裂施工压力若具备压力窗口,可以实施缝内暂堵,以提高裂缝的复杂性。

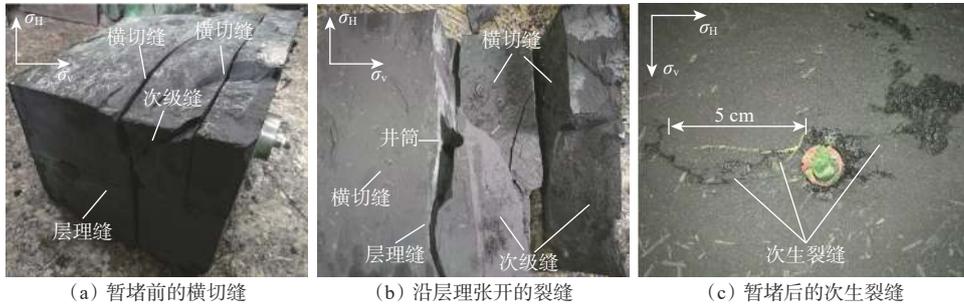


图 5 8#岩样暂堵压裂后的裂缝形态

Fig.5 Fracture geometry in rock sample #8 after temporary blocking and fracturing

2.3 前置液体黏度对起裂压力的影响

对比层理胶结强弱和不同压裂液黏度对起裂压力的影响可知:层理胶结较弱时,如前置低黏滑溜水,滑溜水将向井筒周围层理面大量渗滤,容易在近井筒沿层理起裂延伸并憋起高压,导致超压使试验失败;若前置中黏压裂液,压裂液向层理面滤失减少,容易沿最大主应力方向起裂,并多次出现裂缝破裂。11#岩样前置中黏胶液的泵压曲线如图 6 所示。从图 6 可以看出,曲线上没有出现快速憋起高压现象,而是出现了多个破裂点,破裂压力较 3#岩样降低了约 20%,说明胶液黏度起到了降低向层理中滤失、促使地层多次破裂的作用。因此,在深层页岩气压裂施工初始阶段前置中黏压裂液体,可防止在压裂早期憋压,使地层多次破裂,从而降低施工压力,保证施工安全。

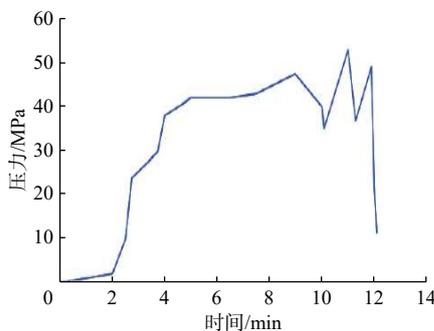


图 6 11#岩样试验中的泵压曲线

Fig.6 Pump pressure curve of rock sample #11 during test

2.4 试验结论

综合上述试验结果可知,深层页岩的起裂与扩展受层理胶结强度、水平应力差大小、注入压裂液黏度及是否暂堵等诸多因素影响。在水平应力差为 9 MPa

条件下,当岩样层理不发育或者层理胶结较高时,易穿透层理形成单一横切缝;当近井筒层理发育且层理胶结强度较弱时,主裂缝易沿层理面起裂并扩展;在层理胶结适中条件下,主裂缝扩展过程中压裂液易沿层理滤失,层理面发生剪切滑移,在缝高上呈台阶状。深层页岩压裂裂缝的典型形态如图 7 所示。

裂缝起裂与扩展物理模拟试验结果表明,深层页岩压裂裂缝的形态相对单一,压裂优化设计应重点考虑层理胶结强弱、水平应力差、注入液体黏度组合和施工压力窗口等因素,来降低裂缝起裂压力,以增加裂缝复杂程度、增大改造体积和提高改造效果。

3 压裂优化设计

根据深层页岩气储层的工程地质特征,结合深层页岩裂缝起裂与扩展特性的物理模拟研究成果,对其水力压裂设计方案进行了优化。

1)密分段、短簇距射孔。深层页岩水平应力差在 8 MPa 以上,裂缝转向距离短,将段间距从 30~35 m 缩短至 15~20 m,簇间距缩短至 10~15 m,进行密切割井筒压裂,以获得较大的改造体积。

2)组合用压裂液,前置中黏压裂液。物理模拟试验表明,对于层理发育、胶结较弱的深层页岩,低黏前置液容易使裂缝在近井筒沿层理张开,憋压或加砂困难,导致施工失败或加砂量达不到设计要求。深层页岩压裂时,前置中高黏胶液,并采用“前置胶液+低黏滑溜水+中黏滑溜水+胶液”的液体组合,以实现多个尺度裂缝的张开,使裂缝系统复杂化。

3)变排量施工。采用前置液阶段、加砂阶段施工排量逐步提升的变排量注液方式,以控制早期缝

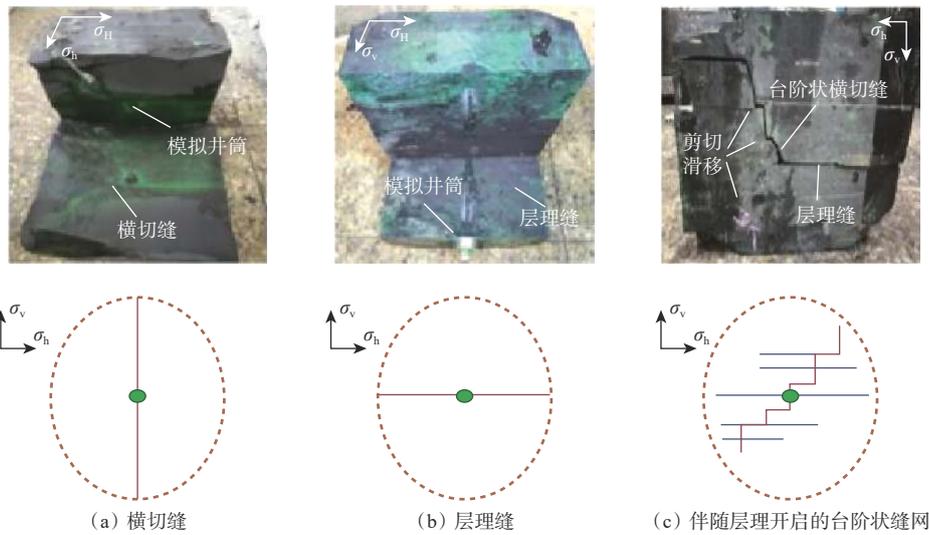


图 7 深层页岩压裂裂缝的典型形态

Fig.7 Typical geometry of hydraulic fracture in deep shale

高过度延伸, 逐步增大缝内净压力, 提高裂缝的复杂程度, 并使排量调整留有余地。

4) 缝内暂堵。深层页岩水平应力差大, 仅依靠排量产生的缝内净压力有限, 在施工车组、压裂井口、地面管汇和套管等均满足缝内暂堵要求的情况下, 实施缝内暂堵压裂, 大幅提升缝内净压力, 以克服水平应力差, 强制产生转向裂缝, 尽可能提高裂缝系统的复杂程度。

5) 微支撑剂充填。采用 100 目或更小的微支撑剂充填分支缝或微小裂缝, 用量提高到 20% 以上。

6) 综合采用严格控制砂比和长段塞长度、滑溜水加砂阶段胶液段塞扫砂、延长隔离胶液和降低砂堤平衡高度等手段, 防止缝内脱砂, 提高加砂规模和施工成功率。

4 现场试验

X1 井和 X2 井为川东南地区的 2 口深层页岩气井, 井深分别为 5 322 和 5 685 m, B 靶点垂深分别为 4 096 和 4 145 m, 水平井段长度分别为 1 103 和 1 520 m, 水平段主要穿行在优质页岩段, 2 口井的地应力差均大于 12 MPa。为了提高水力压裂效果, 根

据物理模拟试验和压裂设计优化结果, 对 2 口井的水力压裂设计方案进行了优化。X1 井设计压裂 17 段, 每段射孔 2~4 簇, 总簇数为 52 簇, 每簇长度 0.75~2.00 m; 采用 $\phi 89$ mm 射孔枪射孔, 孔密为 16 孔/m, 相位 60°, 单段总孔数 48~64 孔; 设计最优裂缝半长 270~290 m, 单段压裂液量 1 900~2 000 m³, 支撑剂 63~72 m³, 综合砂比 3.5%~4.0%, 施工排量 12~17 m³/min, 单段前置胶液 150~240 m³, 70/140 目粉陶 15~20 m³。X2 井设计压裂 20 段, 每段射孔 2~3 簇, 每簇长度 1.00~2.00 m; 采用 $\phi 89$ mm 射孔枪射孔, 孔密 16 孔/m, 相位 60°, 总孔数 48~64 孔; 设计最优裂缝半长 290~300 m, 单段压裂液量 2 100~2 300 m³, 支撑剂 70~80 m³, 综合砂比 3.5%~4.0%, 施工排量 13~18 m³/min, 单段前置胶液 150 m³, 70/140 目粉陶 20~25 m³。

2 口井基本按设计方案完成了压裂施工, 施工排量 15~18 m³/min, 施工压力 83~108 MPa, 施工成功率 100%, 实际加砂量分别为 1 210 和 1 575 m³, 用液量为 42 084 和 51 920 m³, 加砂和用液符合率 95.0% 以上, 平均砂液比 3.5%~4.0%, 压裂后无阻流量达到了 20.1×10⁴ m³/d, 主要施工参数和改造效果见表 2。

表 2 川东南地区 2 口深层页岩气井压裂施工参数与压裂改造效果

Table 2 Parameters and effect of fracturing job of 2 deep shale gas wells in the southeast Sichuan

井号	垂深/m	斜深/m	水平段长/m	簇间距/m	压裂段数	单段砂量/m ³	粉陶比例, %	排量/(m ³ ·min ⁻¹)	无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
X1	4 096	5 322	1 103	21.70	17	71.2	20.8	15~17	22.0
X2	4 145	5 685	1 520	22.50	20	78.7	19.4	15~18	18.2

X1 井和 X2 井由于采用了短簇距射孔、前置胶液造缝、变排量施工、大比例粉陶充填等压裂方案, 压裂施工曲线上均没有出现早期憋压现象, 说明前置胶液起到了降低近井滤失量的作

用, 避免了沿层理起裂的情况发生。同时, 前置液阶段的压裂施工曲线还显示出有多个裂缝破裂点。X1 井第 8 段压裂施工曲线为典型压裂施工曲线, 如图 8 所示。

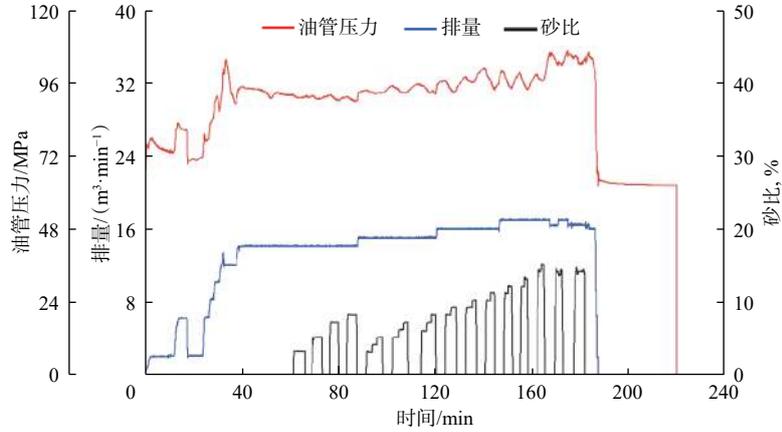


图 8 X1 井第 8 段压裂施工曲线

Fig.8 Fracturing curve in the eighth fracturing stage of Well X1

通过短簇距射孔、“低黏滑溜水+中黏滑溜水+胶液”的液体组合和变排量施工等综合措施, 提高了压裂裂缝系统的复杂性。采用 G 函数法^[12-13]分析了多裂缝特性。例如, 具有代表性的 X1 井第 8 段, 其压裂施工 G 函数分析曲线如图 9 所示(图 9 的相关参数: 泵送时间 189.51 min, 裂缝闭合时间 196.44 min, 裂缝闭合时间与泵送时间间隔 6.93 min, 应力梯度 2.54 MPa/100m, 地面瞬时停泵压力 64.60 MPa, 地面裂缝闭合压力 62.95 MPa, 井底瞬时停泵压力 104.14 MPa,

井底裂缝闭合压力 102.49 MPa; 图 9 中的标志点: p_s 为瞬时停泵压力点, t_c 为裂缝闭合时间点)。分析发现, 在各压裂段施工数据的 G 函数分析曲线上, 均有多个明显的裂缝闭合特征。X1 井和 X2 井 37 段中, 复杂裂缝的占比达到 80% 以上。拟合得到平均单段改造体积为 $158 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。依据压裂施工数据和曲线, 利用裂缝模拟软件, 反演得到了 2 口井的缝长、带宽、裂缝高度等参数, 计算的改造体积分别达到了 2800×10^4 和 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

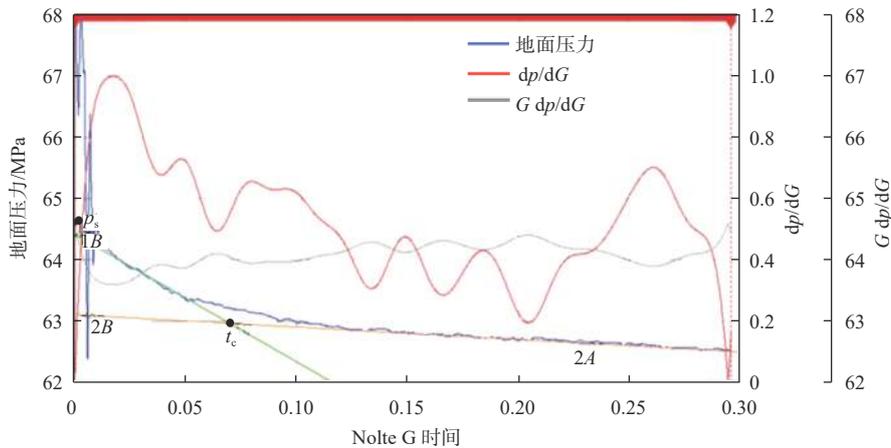


图 9 X1 井第 8 段压裂施工 G 函数分析曲线

Fig.9 G-function analysis curve of the eighth fracturing stage of Well X1

X1 井和 X2 井压裂后的平均无阻流量达到 $20.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 实现了川东南地区垂深超过 4 000 m 深层页岩气产量的重要突破, 相比于同区块前期压

裂的井, 无阻流量提高了约 2 倍^[14]。这 2 口井压裂的成功实施, 可为我国深层页岩气的勘探开发提供重要的借鉴与参考。

5 结论与建议

1) 大尺寸岩样裂缝起裂与扩展物理模拟试验结果表明, 层理胶结强弱、水平应力差大小、前置液黏度以及是否采用缝内暂堵措施等, 是影响深层页岩裂缝起裂压力大小、扩展形态和裂缝复杂性的主控因素。

2) 密分段、短簇距射孔, 前置中黏压裂液、组合使用压裂液, 控制长段塞长度, 逐步升排量施工, 大比例微小支撑剂充填等技术措施, 应用于深层页岩气地层压裂, 有利于避免早期憋压, 提高加砂规模、增加裂缝复杂性、增大改造体积和提高压裂效果。

3) 我国深层页岩气资源丰富, 各个区域的地质构造特征和力学特性有相同点, 亦有差异性。X1井、X2井虽然取得了深层页岩气大规模压裂施工成功和产量突破, 但压裂改造技术不能完全复制, 不同区块的压裂主体工艺和技术要依据储层差异性进行再优化或调整。

参 考 文 献

References

- [1] 曾义金, 陈作, 卞晓冰. 川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 61-67.
ZENG Yijin, CHEN Zuo, BIAN Xiaobing. Breakthrough and understanding of staged fracturing technology implemented in Southeast Sichuan deep shale gas play[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61-67.
- [2] 陈作, 曾义金. 深层页岩气分段压裂技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 6-11.
CHEN Zuo, ZENG Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 6-11.
- [3] 王海涛, 蒋廷学, 卞晓冰, 等. 深层页岩压裂工艺优化与现场试验[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2): 76-81.
WANG Haitao, JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, et al. Optimization and field application of hydraulic fracturing techniques in deep shale gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 76-81.
- [4] 柳占立, 庄苗, 孟庆国, 等. 页岩气高效开采的力学问题与挑战[J]. 力学学报, 2017, 49(3): 507-516.
LIU Zhanli, ZHUANG Zhuo, MENG Qingguo, et al. Problems and challenges of mechanics in shale gas efficient exploitation[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2017, 49(3): 507-516.
- [5] 张旭, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70-74.
ZHANG Xu, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 70-74.
- [6] 郭印同, 杨春和, 贾长贵, 等. 页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(1): 52-59.
GUO Yintong, YANG Chunhe, JIA Changgui, et al. Research on hydraulic fracturing physical simulation of shale and fracture characterization methods[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2014, 33(1): 52-59.
- [7] 曹学军, 王明贵, 康杰, 等. 四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J]. 天然气工业, 2019, 39(7): 81-87.
CAO Xuejun, WANG Minggui, KANG Jie, et al. Fracturing technologies of deep shale gas horizontal wells in the Weirong Block, Southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(7): 81-87.
- [8] 冯国强, 赵立强, 卞晓冰, 等. 深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 77-82.
FENG Guoqiang, ZHAO Liqiang, BIAN Xiaobing, et al. Multi-scale hydraulic fracturing of horizontal well in deep shale gas plays[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 77-82.
- [9] 路保平. 中国石化页岩气工程技术进步及展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 1-8.
LU Baoping. Sinopec engineering technical advance and its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 1-8.
- [10] 曾义金. 页岩气开发的地质与工程一体化技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 1-6.
ZENG Yijin. Integration technology of geology engineering for shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 1-6.
- [11] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 30-32.
CHEN Zuo, XUE Chengjin, JIANG Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume(SRV) in shale gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 30-32.
- [12] GRIESER W V, TALLEY C A. Post-frac production analysis of horizontal completions in CANA Woodford shale[R]. SPE 151223, 2012.
- [13] POPE C D, PALISCH T T, LOLON E, et al. Improving stimulation effectiveness: field results in the Haynesville shale[R]. SPE 134165, 2010.
- [14] 贾长贵, 路保平, 蒋廷学, 等. DY2HF 深层页岩气水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 85-90.
JIA Changgui, LU Baoping, JIANG Tingxue, et al. Multi-stage horizontal well fracturing technology in deep shale gas well DY2HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 85-90.

[编辑 令文学]