

# 页岩储层网络压裂技术研究 with 试验

贾长贵, 李双明, 王海涛, 蒋廷学

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

**[摘要]** 页岩储层压裂技术是页岩油气高效勘探开发的关键技术和核心技术。与常规低渗油气储层压裂单一长缝改善压裂效果不同, 低孔极低渗的页岩压裂主要目标是形成具有有效导流能力的网络裂缝, 确保压裂改造体积足够大, 且经济有效。提出了页岩网络压裂有效改造体积(ESRV)的概念。在借鉴北美页岩气压裂的经验和前期国内页岩气压裂实践的基础上, 针对我国页岩储层的具体特点, 在压前进行评价方法、射孔参数优化、诱导复合测试压裂、网络压裂对策和排采技术等方面进行了探索性的研究, 初步形成了页岩网络压裂技术, 现场试验效果明显, 解决了裂缝性脆性页岩压裂易砂堵、成功率低的难题。

**[关键词]** 页岩; 储层; 网络压裂

**[中图分类号]** TE38 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)06-0106-07

## 1 前言

页岩油气开发技术是近十年来全球最重大的能源技术革命。以水平井多级压裂和“井工厂模式”为核心的页岩勘探开发技术促使了北美页岩油气的成功开发, 其快速生产使美国天然气产量获得大幅度增长, 2011年页岩气产量高达  $1\ 800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。我国页岩气资源量据预测为  $31 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 与美国页岩气资源量基本相当。我国“十二五”期间计划建产  $65 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 页岩气开发前景广阔, 但由于还未完全掌握页岩气压裂配套工具等关键技术和产品, 要实现页岩气高效勘探开发和跨越式发展仍然有相当大的难度。

前期由于对我国页岩储层的特性和差异性认识不足, 国内页岩气压裂多是仿照北美页岩气压裂模式, 现场实施效果并不理想, 主要表现为: 一是砂堵井多, 施工成功率低; 二是部分井储层品质和钻井气显示很好, 压裂工艺成功, 但压裂后效果很差, 或大量见水、产气量极低甚至无气产出。究其原因, 主要是没有重视中美页岩储层的差异性, 没有充分考虑

我国页岩储层的强非均质性特点, 压裂设计的针对性不强, 同时在页岩储层压前评价和压后排采方面的工作也比较粗放。

文章在借鉴北美页岩气压裂的经验和前期国内页岩气压裂实践的基础上, 提出了页岩网络压裂(effective simulated reservoir volume, ESRV)的概念, 针对我国页岩储层的具体特点, 在压前评价方法、射孔参数优化、诱导复合测试压裂、加砂程序优化和排采技术等方面进行了探索性的研究与现场试验, 效果明显。

## 2 页岩网络裂缝的概念

页岩气是国务院最近批准的第172个独立矿种。它赋存于富有机质泥页岩及其夹层中, 是以吸附和游离状态为主要存在方式的非常规天然气, 成分以甲烷为主, 是一种清洁、高效的能源资源和化工原料。颗粒粒径小于  $0.003\ 9 \text{ mm}$  的沉积岩均可称为页岩, 大量脆性矿物会影响页岩储层质量, 尤其是石英。页岩粒度不同会影响页岩充填物的渗透率, 有时会使渗透率很低。粉砂质或砂质夹层可改善其

**[收稿日期]** 2012-04-06

**[基金项目]** 国家“十二五”重大专项示范工程项目(2011ZX05048-006-002)

**[作者简介]** 贾长贵(1973—), 男, 河南安阳县人, 高级工程师, 博士, 主要从事非常规油气水力压裂机理、优化设计、滑溜水及现场试验等方面的研究与应用工作; E-mail: cyyjcg@163.com

渗透性,开启或半开启的天然裂缝也会增加储层的渗透性。因此,也可以说页岩气是指来自“页岩段”内所有岩性(包括页岩、砂质岩)产出的天然气<sup>[1]</sup>。

页岩具有极低渗透率、极小孔喉和低孔隙度的特点。绝大多数页岩气井均需压裂改造,产量低,但生产周期长,关键在于是否能形成足够大的有效改

造体积。页岩储层压裂后可能形成不同的裂缝形态,主要包括单条裂缝、复杂裂缝和网络裂缝。Barnett某页岩气井压后微地震监测表明,图1(b)中网络裂缝增产储层体积达到 $1.45 \times 10^9 \text{ ft}^3$  ( $1 \text{ ft}^3 = 0.028 32 \text{ m}^3$ ),是图1(a)中单一裂缝改造体积的3.37倍<sup>[2]</sup>。

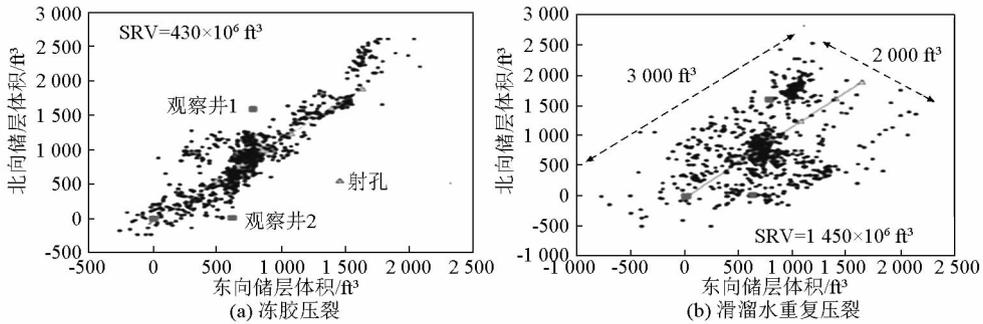


图1 单缝和网络裂缝改造体积对比图

Fig. 1 Comparison of stimulation volume between single fracture and network fracture

人们通过大量实践,特别通过分析施工压力的特征和返排以及产量变化规律,认为页岩地层经过改造后普遍存在网络裂缝<sup>[3, 4]</sup>,这与常规油藏改造后形成的单一或多条裂缝不同。Craig, Fisher, Warpinski<sup>[4, 5]</sup>等人认为压裂后形成的网络裂缝可以通过微震信号进行关联。虽然目前还没有直接观察到页岩气储层中由于压裂形成的网络裂缝,但根据对岩心观察和煤层、火山岩压裂后开挖的观察结果来看<sup>[4]</sup>,人们推断页岩压裂后也形成了类似的网络裂缝。Mayerhofer等人通过对比压后产量与微震信号分析得到了网络裂缝的特点,提出了体积压裂的概念<sup>[6, 7]</sup>。Cipolla通过分析给出了有利的网络裂缝形态<sup>[2]</sup>,即增产改造体积(stimulation reservoir volume, SRV)越大产量越高,通过技术手段提高SRV就成为页岩压裂增产的关键。Cipolla还通过定义裂缝复杂性指数(fracture complex index, FCI)来描述网络裂缝有效性,即网缝宽度与长度之比<sup>[3]</sup>。

综上所述,网络压裂是指能够产生复杂裂缝“网络”(张性缝+剪切缝)的压裂技术统称。但前期试验表明,有的井页岩储层品质很好,微地震监测的压裂改造体积也很大,但产气效果却不理想。原因之一就是压裂改造体积并不完全对页岩气的产出有贡献,一方面是砂比过低,部分张性裂缝在压后闭合,没有得到有效支撑;另一方面,页岩剪切裂缝粗

糙不整合面形成的裂缝导流能力可能过小。针对这种现象,提出了页岩储层网络压裂ESRV的概念,即无论是张性缝还是剪切缝,都要有足够的导流能力和改造体积。

### 3 压前评价方法研究

#### 3.1 页岩气压裂的主要影响因素

北美地区页岩气评价包含17个参数,主要包括有效页岩厚度、有机质丰度、热演化程度、矿物组成、含气量、孔隙度、渗透性、构造格局、沉积、构造演化史、页岩横向连续性、三维地震资料、地层压力特征、压裂用水、输气管网、井场情况与地貌环境、污水处理与环保。早期人们侧重于页岩本身品质的评价,后来水资源、环保和输气管网的经济性已经成为了重要的评价指标。

#### 3.2 页岩气压裂的主要评价指标

仅从确保页岩气压后获得高产的角度出发,提出了压前评价,从页岩品质和压裂品质两个方面进行综合考虑,具体评价指标和评价标准见表1。并不是所有的页岩都适合压裂,良好的页岩品质和压裂品质是获得较好页岩气产量的基础。只有同时具备,才可能获得高产。如果一好一坏,压后不一定能有较好产量。如果二者都差,说明此页岩不适合压裂。

表1 页岩压前评价参数表

Table 1 Parameters of pre-frac evaluation of shale

类别	评价参数	评价指标
页岩品质 (reservoir quality, RQ)/%	渗透率 $K/nD$	> 100
	孔隙度 $\varphi/\%$	> 2
	含水饱和度 $S_w/\%$	< 40(海相) < 60(陆相)
	总有机碳 TOC	> 2
	成熟度 $R_o$	1.4 ~ 2.1(海相) 0.8 ~ 1.4(陆相)
	含气量/ $(m^3 \cdot t^{-1})$	> 3
	泊松比	< 0.25
	杨氏模量 $EMPa$	> 20 000
	石英含量 $SiO_2/\%$	40 ~ 70(海相)
	脆性矿物含量/%	40 ~ 70(陆相)
压裂品质(fracture quality, FQ)	粘土含量/%	< 30
	地应力差异系数 $K_i$	< 0.25
	裂缝(天然/次生/层理/页理)	发育
	固井质量	优良
	水层	无
	地应力状态/裂缝方向/地层倾角/井身轨迹/断层类型	有利(综合考虑)

表1主要借鉴了北美页岩气的评价参数指标,并结合国内实践和研究成果进行了修正和补充。其中,增加了国内陆相页岩气含水饱和度小于60%和成熟度0.8~1.4的指标。在陆相页岩脆性矿物中增加了钙质含量,而海相脆性指数计算仅考虑石英含量。一般情况下,脆性页岩压裂液选用低粘度的滑溜水压裂液,施工参数选择高排量、高液量、低砂比;脆性中等的页岩选用混合压裂液,即滑溜水复合线性胶压裂液;而塑性页岩选用高粘度的线性胶压裂液,施工参数选择低排量和低砂比。表1中地应力差异系数指两向水平主应力差值与最小水平主应力的比值。当此值小于0.1时,有利于形成网络裂缝;当此值大于0.25时,要形成网络裂缝就比较困难;介于二者中间时,要确保足够的净压力才能形成网络裂缝。

要形成网络裂缝还必须综合考虑地应力状态、裂缝方向、地层倾角、井身轨迹和断层类型。如果地应力状态是正常应力状态,即垂向应力是最大应力,压裂时就会形成垂直裂缝,一般情况下,沿最小水平主应力方向钻页岩气水平井,有利于形成多条横切井筒的网状裂缝。但如果是异常应力状态,如地层受逆断层挤压的影响,局部应力发生了改变,垂向应力不再是最大应力,这时压裂就可能形成水平裂缝。另外,裂缝包括天然裂缝、次生裂缝、页理或层理等页岩中的脆弱面,也是页岩压裂形成网络裂缝,获得足够的有效改造体积,确保压裂效果的必要条件之一。断层类型、井身轨迹和地层倾角的匹配关系也是能否实现有效压裂改造的影响因素。

需要指出的是,此评价方法仅是阶段性的认识,随着国内页岩气勘探开发技术的进步,其中一些评价参数和指标还需要不断完善,尤其是碳酸盐岩矿物对海相、陆相不同页岩脆性指数的量化影响还需要进一步研究。

## 4 页岩网络压裂技术

### 4.1 射孔参数优化

页岩储层的一个基本特点是储层特性的连续累积效应与某点储层特性参数存在很大的差异,即页岩具有连续累积效应,关键储层参数在纵向和横向上变化范围很大,具有较强的非均质性。Barnett某井压后生产剖面测试表明(见图2),在总共14个射孔簇中,50%的射孔簇对产量没有贡献,这部分射孔簇基本处于储层高应力部位;低应力部位的20%射孔簇对产量却高达70%<sup>[21]</sup>。因此,射孔位置应按表1中页岩品质和压裂品质的评价参数和指标综合考虑,选择“甜点区”进行射孔。如果页岩品质和压裂品质不能同时具备,则优先考虑页岩品质。

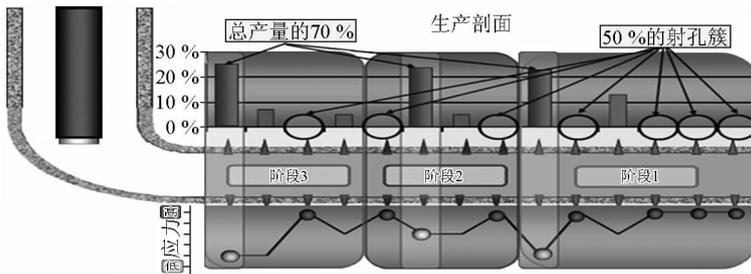


图2 Barnett某水平井压后生产测试剖面

Fig. 2 Production test profile of one horizontal well in Barnett

一般页岩压裂射孔遵循如下基本原则:

- 1) 射孔参数有利于形成网络裂缝;
- 2) 各射孔段破裂压力基本一致,或通过孔眼摩阻调节,达到同步缝长效果;
- 3) 射孔位置与长度有利于裂缝在产层内起裂与延伸,减少裂缝压窜;
- 4) 射孔密度满足压裂所需的套管强度要求。

根据综合测井、成像测井、录井等资料,应重点考虑以下几点:

- 1) 气测异常值,全烃变化明显,录井解释含气层段;
- 2) 裂缝相对发育层段;
- 3) 富含有机质、粘土含量少、富含石英、较高孔隙度、TOC 含量较高、较高气含量;
- 4) 高伽玛、高声波时差、低中子、低密度层段;

5) 地应力剖面解释低闭合应力段,两向水平应力差值较小层段。

经计算,高排量下有效射孔孔眼数量超过 80 孔时,摩阻变化不大。如果射孔数量偏少,尤其是少于 30 孔时,会造成孔眼摩阻较大,压裂施工时易砂堵(见图 3)。如果页岩储层非均质性较强,采取簇射孔方式,为确保每簇孔眼正常进液和起裂地层,设计每簇孔眼流量  $3 \sim 4 \text{ m}^3/\text{min}$ ,单孔眼流量按每孔  $0.4 \text{ m}^3/\text{min}$  计算,则每簇孔眼数为  $8 \sim 10$  个,每一级裂缝分 4 簇射孔,每簇孔眼数  $8 \sim 10$  个,每段  $32 \sim 40$  孔。如果页岩储层非均质性一般,则采取集中射孔方式,总射孔数保持在 80 孔,确保有效孔数从而明显降低孔眼摩阻。另外,采取深穿透、大孔径和  $60^\circ$  相位角螺旋射孔也有利于形成有效的网络裂缝。

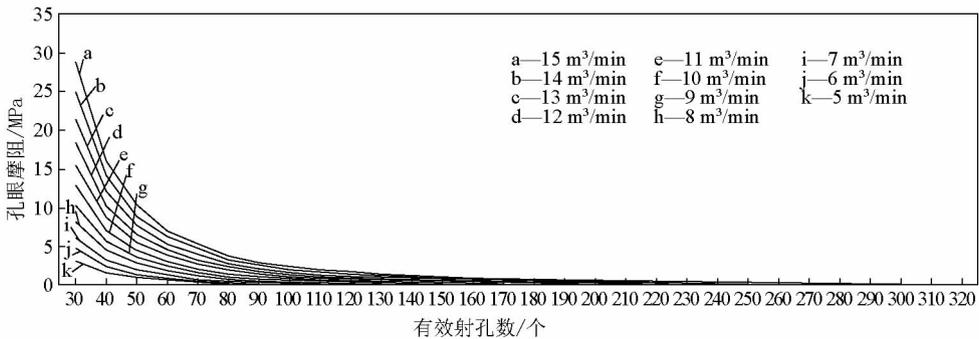


图 3 不同排量下射孔数与孔眼摩阻的关系曲线图

Fig. 3 Correlation between perforation number and perforation friction with different rates

#### 4.2 诱导复合测试技术

诱导复合测试技术是指微注测试和诱导注入测试,其主要特点是增加小型压裂测试规模和测试排量。其中微注测试采用低排量小体积泵注,较长时间关井测压降,在小型压裂测试前,读取解释井口/井下存储式电子压力计数据,通过数据反演地层及裂缝参数,主要包括渗透率、破裂压力、闭合压力、滤失系数等,施工简便,数据准确。压力计量程  $0 \sim 105 \text{ MPa}$ ,温度量程为  $0 \sim 150^\circ\text{C}$ ,采样速率为  $1 \text{ s}$   $\sim 18 \text{ h}$ ,精度为  $0.01\%$ ,施工装备仅用一台  $1471 \text{ kW}$  压裂车和罐车,压后立即撤离。压力监测时间与储层物性和注入量有关。一般泵注排量为  $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$ ,直至地层破裂,泵注体积为  $20 \sim 30 \text{ m}^3$ 。如果地层情况不明,可适当增加泵注量。如果想进一步增加数据解释的准确性,可以在停泵一段时间后做一次校正注入测试(见图 4)。

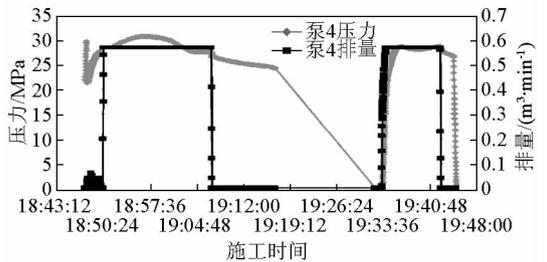


图 4 某页岩气井微型注入测试施工曲线

Fig. 4 Fracture injection curve in one shale gas well

常规压裂前的小型测试压裂规模一般在  $60 \text{ m}^3$  以下,但页岩气大规模滑溜水体积压裂不同,如果小型测试压裂规模过小,则难以反应远井的储层状况。页岩气网络压裂前的诱导小压测试用液规模一般应是主压裂用液规模的  $10\%$ ,最大排量与主压裂最大排量相同,获得相对准确的地层参数、液体摩阻和滤失系数等性能参数,指导主压裂施工。提高用液规

模的另一个好处是形成的诱导应力相对较大,有利于增加裂缝转向半径。如果两个水平主应力差值不大,可能更易形成网络裂缝。如果裂缝易下窜,还可在小型测试压裂中适当加些粉陶或粉砂,利用停泵测压降时机沉降缝底控制缝高下窜。

### 4.3 脆性页岩储层网络压裂技术对策

从泵注时间角度来看,网络裂缝扩展经历两个阶段:近井带多裂缝和远井带网络裂缝。如果措施

不当,施工时近井过多的裂缝张开,会在近井地带形成一个弹性的破碎带。这个破碎带会消耗很大的施工水马力,压力扩散困难,容易造成砂堵。通过对前期砂堵井的分析,提出了脆性页岩网络压裂“控近扩远”的技术对策,即通过控制近井带多裂缝,扩展远井带网络裂缝,提高施工成功率,降低砂堵风险,实现有效的体积压裂改造(见图5)。

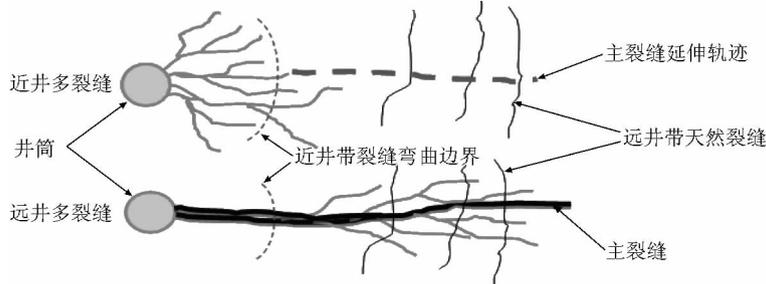


图5 近井和远井多裂缝扩展示意图

Fig. 5 Diagram of multi-crack expansion in close and faraway wells

#### 4.3.1 近井带网缝阶段

根据主裂缝与天然裂缝的角度关系以及通过连续地应力剖面计算获得的两向应力差异,判断主缝开启的同时是否能张开天然裂缝。若近井天然裂缝在主裂缝起裂时张开的条数过多,可能会加大前置液的滤失,引起近井弯曲摩阻过高,同时多缝竞争会引起近井单缝宽变窄,造成施工压力高和脱砂的风险。因此,有必要在主压裂施工前结合小型测试压裂来诊断裂缝弯曲和天然裂缝发育程度。一般情况下,优化孔密和孔眼方位能够降低孔眼摩阻;采取变排量和前置小粒径段塞等技术措施控制近井天然裂缝的开启条数,降低近井弯曲摩阻,为扩展远井裂缝提供通道。

#### 4.3.2 远井带网缝阶段

远井带能否形成复杂的网络裂缝系统是网缝压裂改造的关键。远井带裂缝的复杂性除了页岩自身物性、脆性、敏感性、力学特性等不可控因素有关外,还取决于诱导应力的大小。根据射孔段水平应力差异、主裂缝内净压力大小以及能够产生的诱导应力大小判断主裂缝转向半径及方位。因此,提升主缝内净压力诱导裂缝转向是远井带网络压裂设计的基础,主要技术措施包括变排量施工、二次/多次停泵、变压裂液密度、变压裂液粘度和超低密度支撑剂使用等。其中砂液比的设计除了满足与造缝宽度相匹

配的支撑缝宽外,主要是增加裂缝内砂浆的流动摩阻,提升主裂缝的净压力,以实现裂缝转向或张开天然裂缝的目的。段塞量及段塞级数的优化主要是为了防止早期砂堵采取的提前干预措施,保证裂缝支撑剖面不中断。

### 4.4 压后排采技术

早期页岩气井的排采理念是借鉴北美国家,尤其是 Barnett 页岩开发的经验,即压后敞喷,快速返排。但人们忽视了一个现实,Barnett 的页岩储层超压,压力系数高,地层脆性指数高,天然裂缝发育,仅靠地层能量就能返排出足够多的滑溜水压裂液,同时由于地层压力高,返排率达到 30% 左右,产气量就达到一定的峰值,并可携带出后续的压裂液或一定的水量,实现稳定生产。但国内页岩储层压力多为常压,压后连续自喷能力和带液生产能力较差。如果盲目采取国外压后敞喷快速返排,造成生产压差波动太大,裂缝支撑剂承受较大的循环应力载荷影响,导流能力会急剧下降,影响压后效果。现场常用的膜制氮举等周期性强排措施的适应性还有待于进一步研究与评价。压后排采是除丛式水平钻井、水平井大型压裂之外,页岩油气开采的一个关键技术和核心,目前仍在进行探索。但有一个共识是页岩气排采要控制合理生产压差,要做到“稳定、连续、适当快速”。

## 5 现场试验

1) 基本情况。A 井是一口页岩气兼探井,目的层埋深为 1 701 ~ 1 887 m,厚 186 m,纯泥页岩厚 121 m,储层平面上分布稳定、构造应力不强,水平主应力差异小,水平层理(砂页岩互层)发育,天然裂缝和次生缝发育。地层压力系数为 1.1 ~ 1.2。1 801.3 m 顶部具备较好的隔层条件,1 857.3 m 底部隔层条件一般。页岩测井响应特征明显,具有“三高两低”的特征——高伽马、高声波、高中子、低电阻、低密度;岩性组份主要以石英矿物、粘土矿物及碳酸盐岩为主,以伊/蒙间层和伊利石为主。测井解释含水饱和度 78.6%,渗透率 0.01 mD,孔隙度 2.6%,有机碳含量 1.84%,热演化程度 1.18%,泊松比 0.20,杨氏模量 10 800 MPa,石英含量 51%,斜长石含量 9.67%,钙质含量 13.5%,粘土含量 25.7%。

2) 压裂设计。该井累积注入滑溜水压裂液 1 704 m<sup>3</sup>,加入低密度陶粒 86.76 t,最高排量达 12 m<sup>3</sup>/min,最高砂比 10.6%,段塞数 11 个。经计算,两向水平主应力差异系数为 0.17,应力差异较小。经小型测试压裂表明,压裂过程中多裂缝开启特征明显(见图 6、图 7)。压后点火持续燃烧 40 h,最高 1.2 m,折算初产 1 000 m<sup>3</sup> 天然气。

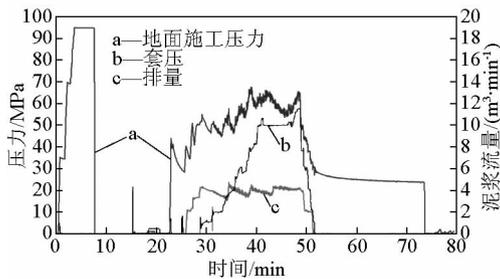


图 6 A 井小型测试压裂曲线  
Fig. 6 Minifrac curve of Well A

## 6 结语

1) 页岩是由粘土粒级的颗粒组成的细粒沉积岩,颗粒粒径小于 0.003 9 mm 的沉积岩均可称为页岩,真正的页岩易产生裂缝。页岩气是指来自“页岩段”内所有岩性(包括页岩、砂质岩)产出的天然气。

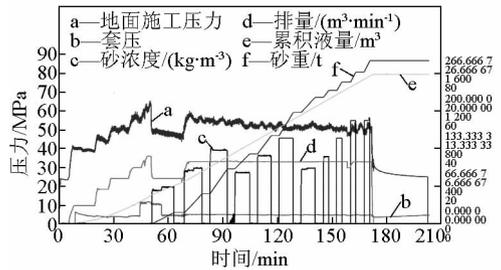


图 7 A 井压裂施工曲线

Fig. 7 Mainfrac curve of Well A

2) 页岩网络裂缝必须同时确保具有一定的复杂程度、流动的稳定性 and 有效导流能力才能实现提高储层有效改造体积的目的。

3) 不是所有的页岩都适合压裂。页岩压前评价应综合考虑页岩品质和压裂品质,具体评价指标结合国内外现场实践和研究成果进一步修正和补充。

4) 避免近井带诱导产生多裂缝是网络裂缝起裂和延伸的基础。

5) 利用主裂缝沟通或诱导产生远端网络裂缝系统是网缝压裂设计的核心。

6) 压后合理排采是确保网络压裂效果的关键,还需要进一步探索。

## 参考文献

- [1] 阎存章,李鹭光,王炳芳,等.北美地区页岩气勘探开发新进展[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [2] Cipolla C L, Lolon E P, Dzubin B. Evaluating Stimulation Effectiveness in Unconventional Gas Reservoirs [C]//SPE 124843, 2009.
- [3] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture Complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design [R]. SPE 115769, 2010.
- [4] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayhofer, M J. Hydraulic fracture complexity: diagnosis, remediation, and exploitation [R]. SPE 115771, 2008.
- [5] Fisher M K, Heinze J R, Harris C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the barnett shale using microseismic fracture mapping [R]. SPE 90051, 2004.
- [6] Mayerhofer M J, Lolon E P, Warpinski N R, et al. What is stimulated reservoir volume? [R]. SPE 119890, 2010.
- [7] M J Mayerhofer, E P Lolon, N R Warpinski. What is stimulated rock volume [R]. SPE 119890, 2008.

# Shale reservoir network fracturing technology research and experiment

Jia Changgui, Li Shuangming, Wang Haitao, Jiang Tingxue

(Petroleum Engineering Technology Research Institute of SINOPEC, Beijing 100101, China)

[ **Abstract** ] Shale reservoir fracturing is the critical and center technology for shale oil and gas efficient exploration and development. Different from conventional low permeability oil and gas reservoir whose goal is to improve fracturing effectively by single fracture, the main goal of low porosity and low permeability shale is to form effective conductivity network fracture, ensuring fracturing volume large enough and economical and efficient. Proposed the concept of network effective fracturing stimulation volume of shale ( ESRV ), in reference to North American shale gas fracturing experience and the domestic shale gas fracturing based on practice, in view of Chinese specific characteristics of shale reservoir, it has been doing exploratory research in some aspects, including pre-frac evaluation method, the optimization of perforating parameters, such as compound test fracturing, network fracturing methods, flow-back technology and other aspects. The initial shale network fracturing technique is obtained, and it has good effect in field experiment, solving the problem of brittle shale sand of easily being screened out and low success rate.

[ **Key words** ] shale; reservoir; network fracturing

---

(上接 105 页)

## Thoughts on shale gas exploration in southern China

Guo Xusheng, Guo Tonglou, Wei Zhihong, Zhang Hanrong,  
Liu Ruobing, Liu Zhili, Wang Wei

(Southern Exploration Branch, SINOPEC, Chengdu 610041, China)

[ **Abstract** ] There are extensively three sets of marine regional organic-rich shale stones in southern China as lower Cambrian, lower Silurian and upper Permian and also continental organic-rich shale stones in Sichuan Basin, Jiangnan Basin and Subei Basin, possessing geological conditions to creating shale gas. Meanwhile, comparing with those in U. S. , the shale gas in southern China is featured by multiple superimposition and reforms by structural movements, high  $R_o$ , complicated preserving conditions while the TOC and porosity of continental shale stones are relatively lower. Therefore, many challenges are faced for shale gas explorations in southern China and blind optimism should be avoided. The authors consider that the marine and continental shale stones are the realistic fields to realize shale gas exploration and development with large scales and the continental shale stones in Jiangnan Basin, Subei Basin can be taken as the mothball field for shale gas exploration in southern China.

[ **Key words** ] southern China; shale gas; exploration evaluations