

文章编号: 1000-0747(2012)03-0352-07

# 非常规油气藏体积改造技术 ——内涵、优化设计与实现

吴奇<sup>1,2</sup>, 胥云<sup>2,3</sup>, 王晓泉<sup>1</sup>, 王腾飞<sup>2,3</sup>, 张守良<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油勘探与生产公司; 2. 中国石油油气藏改造重点实验室; 3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院)

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2008ZX05015)

**摘要:** 系统阐述了体积改造技术的基本内涵、优化设计及实现方法。其内涵包括 5 个方面: ①可“打碎”储集层, 形成复杂缝网, “创造”人造渗透率; ②裂缝起裂不是单一张开型破坏, 而是剪切破坏及错断和滑移等; ③“突破”传统压裂裂缝渗流理论模式, 大幅度缩短流体有效渗流距离; ④适用于较高脆性岩层的改造; ⑤采用“分段多簇射孔”。分析表明: 流体穿过 100 m 渗透率为  $0.000\ 001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的基质向裂缝渗流需要的时间超过  $100 \times 10^4$  a, 只有体积改造形成裂缝网络才能使流体从基质向裂缝实现“最短距离”渗流。簇间距优化、非均匀布段(簇)、优化支撑剂铺置模式等是实现体积改造的关键理念; 加密分簇技术、多次停泵注入模式及多次端部脱砂压裂技术是低脆性指数地层实现体积改造的技术关键。体积改造技术在致密砂岩(油、气)、火山岩、碳酸盐岩的改造中有良好的应用前景, 利用多层多分支井技术对储集层实施“立体式”体积改造是高效开发非常规油气藏的未来发展方向。图 8 参 26

**关键词:** 非常规油气藏; 体积改造技术; 内涵; 优化设计; 分段多簇; “立体式”改造; 发展方向

中图分类号: TE357.11

文献标识码: A

## Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation

Wu Qi<sup>1,2</sup>, Xu Yun<sup>2,3</sup>, Wang Xiaoquan<sup>1</sup>, Wang Tengfei<sup>2,3</sup>, Zhang Shouliang<sup>1,2</sup>

(1. PetroChina Exploration and Production Company, Beijing 100007, China; 2. The Key Laboratory of Reservoir Stimulation, PetroChina, Langfang 065007, China; 3. Langfang Branch of PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration &amp; Development, Langfang 065007, China)

**Abstract:** The connotation, optimization design and implementation of the volume Fracturing technique are discussed. The connotation includes five aspects as follows: (1) break up reservoirs to form complex fracture network, and “create” the artificial permeability; (2) fracture initiation is not single open-fracture but shear failure and slip; (3) “breakthrough” the traditional fracturing seepage theory model, greatly shorten the effective fluid seepage distance; (4) more suitable for high brittleness formations; (5) multi-stage and multi-cluster perforation mode. Research shows that: the time required to seep through matrix ( $0.000\ 001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) to fracture for 100 m distance is about more than  $100 \times 10^4$  years, and only volume fracturing can realize “the most short-distance” seepage. Cluster spacing optimization, non-uniform stage (cluster) interval and proppant transportation are the key to achieve volume fracturing. Small cluster interval technology, multiple stop-injection mode and tip screen-out fracturing technology are the key techniques to realize volume fracturing in low brittleness formations. Volume fracturing technique has a good application prospect in tight oil (gas), volcanic and carbonate, and the further developed “integrated” volume fracturing (based on multi-layer and multi-branch well technology) is the future development direction of unconventional reservoir development.

**Key words:** unconventional reservoirs; volume fracturing technology; connotation; optimization design; multi-stage and multi-cluster; “integrated” volume fracturing; development direction

## 0 引言

美国页岩气的有效开发呈现跨越式发展, 2009 年页岩气产量  $878 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 占当年天然气产量的 15%, 2010 年达到  $1\ 378 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 占比达到 23%, 增长幅度惊人, 同时, Bakken (巴肯) 和 Eagle Ford (鹰滩) 等

致密油藏的开发借鉴页岩气藏体积改造的理念, 增产势头也很强劲<sup>[1-4]</sup>。水平井钻井技术、水平井“体积改造技术”、微地震实时诊断技术已经成为北美实现“页岩气革命”的三大关键技术, 工厂化作业已经成为页岩气低成本开发的矿场作业模式。

中国非常规油气藏地质潜力很大<sup>[5-7]</sup>, 但勘探开发

刚刚起步，储集层改造技术还处于探索试验阶段。以苏里格、须家河为代表的低渗透砂岩气藏尽管通过储集层改造获得了有效开发，但基本上还是遵循传统的压裂技术及理念，在有效借鉴美国棉花谷等<sup>[8-10]</sup>致密气藏的滑溜水压裂、复合压裂等技术开展探索试验上存在不足。因此，加强对笔者提出的“体积改造”技术新理念<sup>[11]</sup>的系统阐述与诠释，可以加深对“体积改造”技术内涵的理解，加快掌握“体积改造”技术的设计与应用方法，进而加速中国储集层改造技术进步。

## 1 “体积改造”技术的内涵

### 1.1 基本定义

就定义而言，笔者认为，“体积改造”技术具有广义与狭义之分<sup>[11-12]</sup>。

广义上，笔者将提高储集层纵向动用程度的分层压裂技术，以及增大储集层渗流能力和储集层泄油面积的水平井分段改造技术都定义为广义上的“体积改造”技术。狭义上，笔者将通过压裂手段迫使储集层产生网络裂缝的改造技术视为狭义上的“体积改造”技术。其相应的定义是：通过压裂的方式将具有渗流能力的有效储集体“打碎”，形成裂缝网络，使裂缝壁面与储集层基质的接触面积最大，使得油气从任意方向基质向裂缝的渗流距离“最短”，极大地提高储集层整体渗透率，实现对储集层在长、宽、高三维方向的“立体改造”。

### 1.2 基本内涵

内涵之一：利用体积改造技术可“打碎”储集层，使产生的裂缝以复杂缝网形态扩展，进而“创造”人造渗透率。

体积改造技术的裂缝起裂模型突破了传统经典模式，不再是单一的张性裂缝起裂与扩展，而是具有复杂缝网的起裂与扩展形态。形成的裂缝不是简单的双翼对称裂缝，而是复杂缝网<sup>[11-12]</sup>。在实际应用中，目前主要采用裂缝复杂指数(*FCI*)来表征体积改造效果的好坏。一般来说，*FCI*值越大，说明产生的裂缝就越复杂、越丰富，形成的改造体积就越大，改造效果就越好<sup>[13-14]</sup>。

内涵之二：利用体积改造技术“创造”的裂缝，其表现形式不是单一的张开型破坏，而是剪切破坏以及错断、滑移等。

体积改造技术“打破”了裂缝起裂与扩展的传统理论与模型。目前对裂缝剪切起裂以及张性起裂的研究大多使用经典力学理论，而 Hossain 等<sup>[15]</sup>采用分形

理论反演模拟天然裂缝网络，在考虑了线弹性和弹性裂缝变形以及就地应力场变化的基础上，建立了节理、断层发育条件下裂缝剪切扩展模型，是今后推动体积改造技术在理论研究方面进步的基础。国内学者<sup>[16-17]</sup>在进行缝网压裂技术探索的同时，也在积极探索建立体积改造技术的理论与技术体系<sup>[11-12]</sup>。

内涵之三：体积改造技术“突破”了传统压裂裂缝渗流理论模式，其核心是基质中的流体向裂缝的“最短距离”渗流，大幅度降低了基质中的流体实现有效渗流的驱动压力，大大缩短了基质中的流体渗流到裂缝中的距离。

由于传统理论模式下的压裂裂缝为双翼对称裂缝，往往以一条主缝为主导来实现改善储集层的渗流能力，主裂缝的垂直方向上仍然是基质中的流体向裂缝的“长距离”渗流，单一主流通道无法改善储集层的整体渗流能力。在基质中的流体向单一裂缝的垂向渗流中，如果基质渗透率极低，基质中流体向人工裂缝实现有效渗流的距离(*L*)将非常短，要实现“长距离”渗流需要的驱动压力非常大，因此，该裂缝模式极大地限制了储集层的有效动用率<sup>[11]</sup>。如：苏里格气田优化后的井网(为600 m×800 m)分流河道走向以及地应力方向示于图1。由图1可见，在目前井网下实施压裂，人工裂缝沿最大水平主应力方向延展，井间基质内流体向压开裂缝的流动距离最远将达到400 m，对致密气藏来说，这样的距离下基质中的气体要扩散流动到压开的裂缝中，几乎是不可能的。如果采用水平井开发，井眼轨迹沿砂体展布有利方向布置，然后实施分段压裂，可以大幅度缩短基质中气体向裂缝流动的距离。若采用体积改造技术，通过压裂产生裂缝网络，就可使基质中流体向裂缝的渗流距离变得更短。这样的技术理念将会促使井网优化的理念随之发生改变。

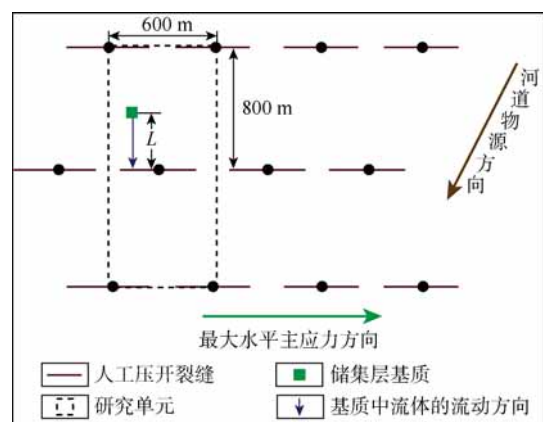


图1 苏里格气田优化井网条件下基质内流体向压开的人造裂缝渗流示意图

在实施“体积改造”过程中,由于储集层形成复杂裂缝网络,使储集层渗流特征发生了改变,主要体现在基质中的流体可以“最短距离”向各方向裂缝渗流(见图2),压裂裂缝起裂后形成复杂的网络缝,被裂缝包围的基质中的流体自动选择向流动距离最短的裂缝渗流,然后从裂缝向井筒流动。此外,这个“最短距离”并不一定单纯指路径距离,也含有最佳距离的含义,即在基质中流体向裂缝的渗流过程中,其流动遵循最小阻力原理,自动选择最佳路径(并不一定是物理意义上的最短距离)。

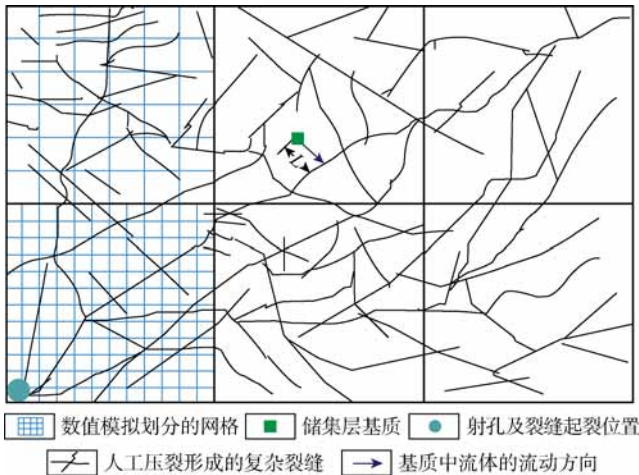


图2 体积改造网络裂缝渗流示意图

由于流动距离大幅度缩短,按照研究成果<sup>[18]</sup>,当基质渗透率为  $0.000\ 01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、裂缝间距为 91 m 时,大部分区域流体流动所需驱动压力高达 20 MPa,而实际开发过程中很难满足这一条件,因而基质中的流体很难被驱替出来;如果网络裂缝间距为 15 m,网络内大部分区域流体流动所需驱动压力为 8~11 MPa,基质中的流体就容易被驱替出来,且随着时间推移,驱动压力还将进一步降低。这样就极大地提高储集层有效动用率,并降低储集层有效动用下限。利用(1)式可以算出流体穿透不同距离基质所需要的渗流时间<sup>[19]</sup>。

$$t = \frac{L^2 \phi_m \mu}{1.2 \times 10^{-4} K_m \Delta p} \quad (1)$$

图3为设定参数的模拟计算结果,可以看出,基质渗透率为  $0.000\ 001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,流体穿透 100 m 基质渗流入裂缝需要的时间将超过  $100 \times 10^4$  a。变换公式(1)进行计算可以得到以下结论:在渗流时间相同的情况下,渗透率越低,有效渗流距离越短。因此,只有通过体积改造技术在储集层内形成裂缝网络,才能使基质中的流体实现向裂缝的“最短距离”渗流。

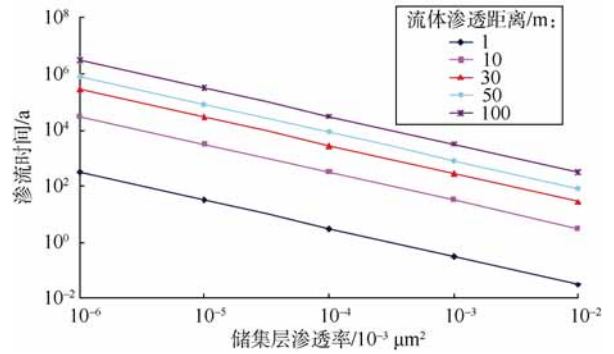


图3 不同渗透率下流体穿透不同距离基质所需渗流时间对比

内涵之四:体积改造技术适用于具有较高脆性指数的储集层。

储集层脆性指数不同,体积改造技术方法也不相同。按照岩石矿物学分类判断,一般石英含量超过 30% 可认为页岩具有较高脆性指数。Rickman R 等<sup>[20]</sup>研究认为,按照岩石力学特性划分,一般将杨氏模量大于等于 24 000 MPa,泊松比小于 0.25 的岩石视为高脆性指数岩石。由于脆性指数越高,岩石越易形成复杂缝网,因此,脆性指数的大小是指导优选改造技术模式和液体体系的关键参数。

内涵之五:体积改造技术通常采用“分段多簇射孔”改造储集层的理念,是对水平井分段压裂通常采用的单簇射孔模式的突破。

“分段多簇”射孔利用缝间干扰实现裂缝的转向,产生更多的复杂缝,是储集层压裂改造技术理论的一个重大突破,是体积改造技术的关键之一<sup>[11]</sup>。简言之,分段多簇射孔及相应的改造技术方法是体积改造技术理念的重要体现形式,实现缝间应力干扰的最重要的手段就是分段多簇射孔压裂,判断水平井油气层改造中是否充分使用了狭义的体积改造技术理念,关键看是否采用了分段多簇射孔及相应的改造技术方法。

## 2 体积改造技术的实现

### 2.1 设计理念

随着储集层改造技术的不断发展,旨在增大页岩气储集层改造体积(SRV)的水平井分段压裂设计理念也随之发生变化,概念更加清晰,方法更加明确。关键的设计理念有以下几个方面。

#### 2.1.1 优化缝间距,利用缝间干扰,形成复杂裂缝

缝间距的优化即为簇间距优化。在具体的优化设计中,需通过数值模拟首先确定簇间距,然后根据簇间距确定分簇数,再根据分簇数确定每次压裂段的长度,进而根据水平段的长度来确定每口井压裂段数。

由此可见，簇间距的优化至关重要。

Mayerhofer M J 等<sup>[21]</sup>研究表明，裂缝间距对采收率影响很大，间距越小，采收率越高（见图4）。例如，当渗透率为  $0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时，将裂缝间距设定为 8 m，仍然可以大幅度增加产量，因此，当预期采收率和废弃时间确定后，即可根据数值模拟来确定最佳缝间距。国内外研究<sup>[11,21]</sup>表明，如果考虑利用缝间干扰，缝间距一般应选择小于 30 m（100 ft）（见图5）。在北美现场实际应用中，压裂裂缝的缝间距从 80~100 m 逐渐缩短到 20~30 m，是对该研究成果具体应用的最好体现。

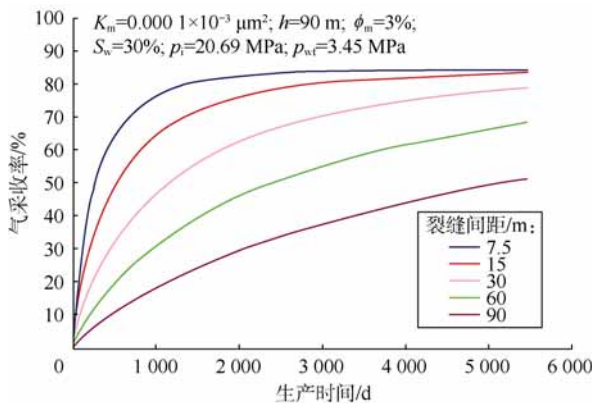


图4 不同裂缝间距条件下气藏采收率

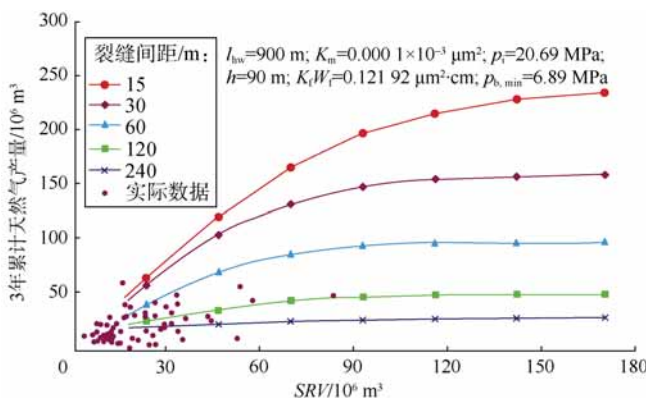


图5 最优簇间距优化模拟结果

此外，Modeland N 等<sup>[22]</sup>的研究表明，水平井每段内分的簇越多，整个水平井段的总簇数越大，累计产量越高。北美 Haynesville 页岩核心区中部这种趋势表现得尤为明显，符合体积改造中分簇数越多就越易“打碎”地层，基质中的流体就越易被驱动的理论。近年来，北美页岩气体积改造设计理念也在发生变化，目前在设计中更加强调技术、风险、效益三者间的平衡，诸如设计中需要计算增加压裂段数的成本与收益平衡点，裂缝延伸的能力以及接近目标储集层的稳定裂缝状态，以评价现有的压裂段数、规模等是否已经获得

了最大产量与采收率。例如，基于技术、风险、效益的综合考虑，对 Haynesville 页岩核心区地质条件相近井进行分簇数的比较后，认为 4 簇与 6 簇效果基本相当<sup>[22]</sup>，取 4 簇性价比更优。

### 2.1.2 非均匀布簇，提高“甜点”改造效率

早期的水平井分段改造是根据避免缝间干扰的理念，采用单簇射孔，大跨度段间距射孔和压裂，且大多采用均匀布段的模式。近期研究与实践<sup>[23]</sup>表明，高产水平井中有产量贡献的射孔簇通常多于邻井，高产水平井有产量贡献的射孔簇大于 80%，而低产井中有产量贡献的射孔簇小于 65%，甚至仅占 30%。可见优化射孔簇的位置及分簇数对改善措施效果影响巨大，因此提出了非均匀布段（簇）的设计理念。采用非均匀布段（簇）的设计理念优选射孔段位置的依据主要有：层段应力最低、天然裂缝发育、具高脆性、高 TOC、高含气量、高岩石强度等。例如，美国 Eagle Ford 致密油气藏不仅采用非均匀布段，还采用非均匀分簇，某些段采用 4 簇，某些段采用 3 簇。改造后，每米段长产量比邻井高 20%<sup>[24]</sup>。

### 2.1.3 优化支撑剂铺置模式，提高改造效果

在支撑剂总量一定时，如果裂缝复杂性增加，平均支撑剂浓度就会降低，从而导致裂缝导流能力下降，支撑剂嵌入效应增加。业已证实，对于常压和相对硬地层而言，支撑剂强度、支撑剂粒径以及防嵌入能力是低浓度支撑剂保持导流能力的关键因素；对于高压或较软地层而言，当支撑剂浓度较低时，应力集中、支撑剂破碎以及嵌入会导致裂缝有效支撑不够而影响改造效果。因此，不同缝网特征需要不同的支撑剂铺置方式来支撑<sup>[14]</sup>。

当渗透率为  $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时，裂缝网络对产量的贡献占 10%，由于压裂液效率相对较低，多采用高黏压裂液体系确保主裂缝的快速延伸，以形成高导流主裂缝为主要目的，因此，支撑剂铺置多以高砂比、连续加砂为主。

当渗透率为  $0.0001 \times 10^{-3} \sim 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时，裂缝网络对产量的贡献可以达到 40%，复杂缝网对产量的贡献大幅度增加，可考虑主缝与裂缝网络匹配的模式，支撑剂铺置以中低砂比、段塞式注入为主。

当渗透率小于  $0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时，裂缝网络对产量的贡献将达到 80%，因此，必须形成大型裂缝网络才能提高增产效果。此时，多采用滑溜水压裂技术，部分储集层结合复合压裂技术应用。通过大液量、大排量、低砂比、小粒径支撑剂来增大裂缝网络规模，

之后通过线性胶以及较高砂比、较大粒径支撑剂来形成高导流主裂缝。

施工用砂浓度和加砂模式取决于页岩的脆性以及渗透性等。岩石脆性、射孔模式、加砂模式、施工排量等决定形成裂缝网络的复杂程度。而裂缝宽度取决于排量、压裂液黏度、岩石脆性、地应力以及是否存在有效遮挡层等。通常,初始砂浓度为  $24\sim 40\text{ kg/m}^3$ , 压力稳定后依次增加  $40\text{ kg/m}^3$ 。滑溜水压裂液的砂浓度上限取决于支撑剂的尺寸:采用  $0.150\text{ mm}$  (100目)的砂,浓度上限为  $300\text{ kg/m}^3$ ;采用  $0.419\sim 0.211\text{ mm}$  ( $40\sim 70$ 目)砂,浓度上限为  $240\text{ kg/m}^3$ 。

## 2.2 小粒径粉砂的有效支撑与转向作用

传统压裂理论中,通常将小粒径粉砂  $0.150\text{ mm}$  (100目)用于天然裂缝发育储集层的压裂,其作用是封堵天然裂缝,降低滤失,确保形成主缝且压裂液在主裂缝中流动;或者用于控制缝高,如在裂缝底部形成一个楔形的砂塞,阻止裂缝向下延伸等。但在体积改造中,笔者则给  $0.150\text{ mm}$  粉砂的作用赋予了新的内涵,即:在页岩高排量压裂作用下,充分利用  $0.150\text{ mm}$  石英砂粒径小的特点使其在开启的微裂缝中不断运移,在微裂缝的远端随机位置沉降并支撑微裂缝,促使微裂缝的转向扩展,并在新的方向开启新的微裂缝,周而复始使得微裂缝不断转向,沟通主裂缝或次生裂缝,形成具有一定支撑的裂缝网络,极大地改善措施效果。北美 Barnett 页岩非核心区采用  $0.150\text{ mm}$  粉砂作为主体支撑剂<sup>[25]</sup>,或许就是要获得这样的效果。 $0.150\text{ mm}$  粉砂是促使裂缝转向及微裂缝不断开启的关键性材料,应给予高度重视并加以有效应用。

## 2.3 低脆性指数地层实现体积改造的设计新理念

对于脆性指数较高的地层,滑溜水、高排量、低砂比、段塞注入等压裂技术已经成为主体改造技术。但要实现脆性较低储集层的体积改造,改造理念上必须突破传统的采用高黏度液体形成高导流长缝的设计模式<sup>[20]</sup>。为此,笔者提出了打破传统方法的设计理念与实施方法。

### 2.3.1 加密分簇技术

通过在恒定水平段内设计更多的分簇,使得簇间距更小,单段压裂时的簇数更多,通过更密的人工裂缝,利用更有效的缝间应力干扰来形成人工缝网,实现进一步“打碎”地层的目标。

### 2.3.2 多次停泵注入模式

在页岩气体积改造中,由于采用的是滑溜水、大排量、低砂比压裂,裂缝的起裂扩展呈现复杂网状裂

缝形态,液体的流动通道比较容易建立,多次停泵后的重新起泵难度不大,裂缝的重新起裂与延伸比较容易,且更易转向并产生复杂裂缝,效果更好。这是中国石油页岩气井压裂获得的重要经验,也是提出该技术的基本背景。

实现该技术的具体做法是:先对目标井进行初次压裂,停泵一段时间,然后进行第2次压裂,之后再停泵一段时间;如此往复,重复实施压裂,并多次停泵。该技术能够充分利用缝间干扰理论形成复杂裂缝(见图6)。如果多次停泵再起泵使得已经进液的储集层发生应力场的改变(应力重定向),那么后续压裂产生的裂缝将不同于初次压裂形成的裂缝,会在新的位置和方向上起裂,从而在原始裂缝、诱导裂缝、天然裂缝以及层理的共同“作用”下形成复杂裂缝网络,达到较好的增产效果;如果应力场的改变不足以产生裂缝转向,则后续压裂泵入的支撑剂将在初次压裂形成的砂桥上进一步沉积或延展,也能够大大提高支撑剂导流能力从而改善增产效果。裂缝转向能否发生可以根据水平诱导应力差值与初始水平主应力的关系进行判定<sup>[26]</sup>,判定式如下:

$$\sigma_H - \sigma_h \quad \Delta\sigma_{\text{ind}} \quad (2)$$

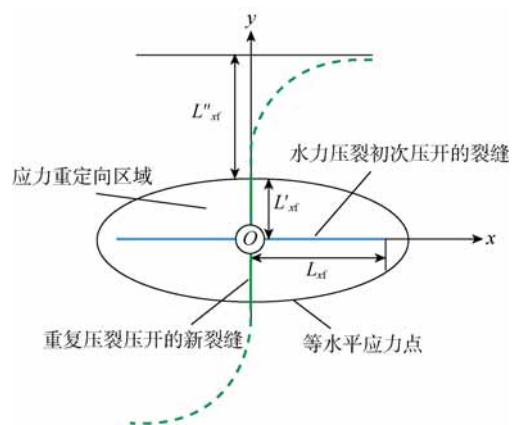


图6 重复压裂新裂缝延伸理论模型

后续压裂时,若近井区域应力场发生改变,产生了重定向(最大、最小主应力方向发生反转,或者产生一定的角度变化),则新裂缝将沿垂直于初次压裂形成的裂缝缝长方向起裂和延伸,一直延伸到椭圆形的应力重定向区域边界(等水平应力点)处,超过应力各向同性点后,应力场方向恢复到初始应力状态,新裂缝将逐渐转向,在平行于初次压裂形成的裂缝缝长方向延伸(见图6)。若应力重定向不能发生,则新裂缝将继续沿初次压裂形成的裂缝方向延伸,但第一级压裂形成的支撑剂砂堤会改变下一级压裂液体

的流向,从而促使支撑剂向上、向前逐级填充,直至充分支撑油层形成较均匀的砂桥(见图7)。因此,采用支撑剂不均匀铺置模拟单次压裂(前部铺砂浓度高,后部低),采用支撑剂均匀铺置模拟二级压裂(铺砂浓度沿缝长均匀分布),产量计算结果见图8。由图8可以看出,支撑剂均匀铺置时累计产量有所提高,因此采用多次注入压裂时,即便不能产生裂缝转向,由于支撑剂铺置更加均匀,增产效果也优于常规压裂。

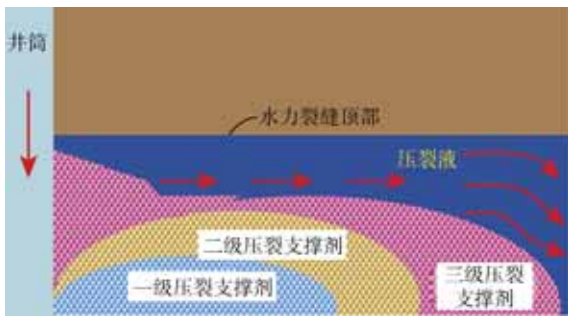


图7 多次加砂压裂支撑剂运移示意图

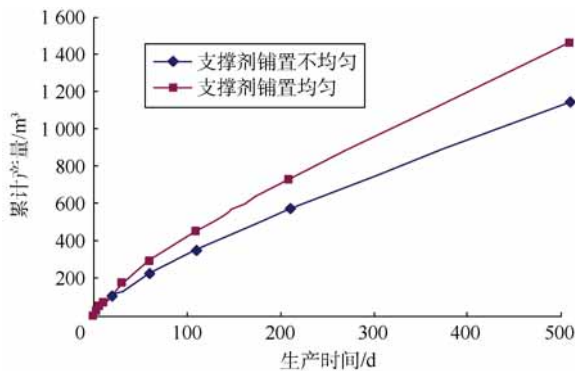


图8 不同支撑剂充填方式下累计产量对比

### 2.3.3 多次端部脱砂压裂技术

多次端部脱砂压裂技术是多次压裂注入模式的延伸,施工时通过人工干预使得缝内净压力高于储集层弱胶结面或天然裂缝发生张性和剪切断裂的最大应力值,甚至高于岩石本体破裂所需的压力,从而形成多条裂缝。

针对含天然裂缝及不含天然裂缝储集层建立了复杂裂缝起裂模型,得到裂缝壁面净压力( $p_{\text{net}}$ )判断准则。含天然裂缝时,裂缝起裂为2种情形:①剪切断裂,

$$p_{\text{net}} > \frac{\tau_0}{f} + \sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}} \quad (3)$$

②张性断裂,

$$p_{\text{net}} > \sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}} \quad (4)$$

不含天然裂缝时:

$$p_{\text{net}} > -(\sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}}) - S_{\text{t}} \quad (5)$$

因此,针对基质孔隙性储集层,通过施工控制使主裂缝支撑缝长达到预期目标后,通过提高排量、提高砂比、端部脱砂(提高砂比的极端情况)以及缝内封堵等措施刻意增加净压力,力争形成多条转向裂缝;针对天然裂缝性储集层,通过控制排量、砂比等参数,力争形成主裂缝,同时提升净压力从而沟通开启更多的天然裂缝,形成“缝网”系统。

## 3 体积改造技术发展方向

本文是笔者发表的“体积改造技术概论”<sup>[11]</sup>一文的进一步诠释。不断阐述体积改造技术的内涵,剖析渗流机理,总结实现体积改造的设计理念,是为了加速推进体积改造技术的应用、完善与发展。目前,中国石油页岩气储集层体积改造技术的研究与实践正在稳步推进,在中国石油天然气股份有限公司的组织下,中国石油西南油气田公司与其他单位合作,在四川威远先后于2010年7月成功进行了中国第1口页岩气井W201井的直井体积压裂试验,于2011年6月成功实施了中国第1口页岩气水平井W201-H1井的分段多簇体积改造施工,均见到良好效果。此外,在长庆油田、吉林油田超低渗和致密油的体积改造中,水平井水力喷射多簇射孔分段压裂、直井缝网压裂等技术现场应用效果显著,为探索某些在目前条件下无法形成井网、无法注水的小断块油藏,以及注水开发无效或不经济的致密油藏的衰竭式开发奠定了良好基础。塔里木油田、西南油气田在碳酸盐岩水平井压裂中采用单点喷射分段酸压技术,见到明显效果,未来将发展多点(多簇)喷射分段酸压及转向酸压等技术,这将成为碳酸盐岩实现体积改造的有效技术途径。在裂缝性火山岩、致密砂岩气藏探索试验滑溜水、大液量、低砂比体积改造技术<sup>[9,24]</sup>有希望大幅度提高单井产量和储集层动用效果。此外,在中国大庆、吐哈、长庆、四川等油气田均存在大量低渗、多薄层致密砂岩气藏,直井多层压裂与水平井分段压裂技术的进步带动了此类气藏的有效开发,但大多停留在针对某小层的“平面体积改造”上,尽管在长庆油田的苏里格致密砂岩气藏成功完钻一口双分支井并成功实施了压裂,辽河油田潜山油藏采用多分支井成功实现了“立体式”开发,但仍处于探索试验阶段。但可以明确地指出:在进一步发展完善多层(段)体积改造技术的同时,利用多层多分支井技术对储集层实施“立体式”体积改造是高效开发非常规油气藏的未来发展方向。

## 符号注释:

$t$ ——流体从基质向裂缝流动的时间, min;  $L$ ——基质中流体向裂缝渗流的距离, m;  $\phi_m$ ——基质孔隙度, %;  $\mu$ ——流体黏度, mPa·s;  $K_m$ ——基质渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\Delta p$ ——驱动压差, MPa;  $\sigma_H, \sigma_h$ ——水平最大主应力和水平最小主应力, MPa;  $h$ ——净产层厚度, m;  $S_w$ ——含水饱和度, %;  $p_i$ ——原始地层压力, MPa;  $p_{wf}$ ——井底流动压力, MPa;  $l_{hw}$ ——水平井水平段长度, m;  $K_f W_f$ ——裂缝导流能力,  $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ;  $K_f$ ——裂缝渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $W_f$ ——裂缝宽度, cm;  $p_{b,\min}$ ——最低井底压力, MPa;  $\Delta\sigma_{\text{ind}}$ ——水平诱导应力差, MPa;  $L_{x1}$ ——水力压裂初次压开裂缝长度, m;  $L'_{x1}$ ——新裂缝的应力重定向距离, m;  $L''_{x1}$ ——新裂缝由等水平应力点向初始地应力方向扩展延伸的距离, m;  $p_{\text{net}}$ ——裂缝壁面净压力, MPa;  $\tau_0$ ——天然裂缝内岩石的黏聚力, MPa;  $f$ ——天然裂缝面的摩擦系数;  $S_t$ ——岩石抗张强度, MPa。

## 参考文献:

- [1] Buffington N, Kellner J, King J G, et al. New technology in the Bakken Play increases the number of stages in packer/sleeve completions[R]. SPE 133540, 2010.
- [2] Zargari S, Mohaghegh S D. Field development strategies for Bakken Shale Formation[R]. SPE 139032, 2010.
- [3] McNeil F, Harbolt W, Bivens E, et al. Low-rate fracture treatment in the Bakken shale using state-of-the-art hybrid coiled-tubing system[R]. SPE 142774, 2011.
- [4] Wang Jianwei, Liu Yang. Well performance modeling in Eagle Ford shale oil reservoir[R]. SPE 144427, 2011.
- [5] 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 129-145. Zou Caineng, Zhang Guangya, Tao Shizhen, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 129-145.
- [6] 梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北坳陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 693-699. Liang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, et al. Reservoir forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in the Weixin Sag, Dianqianbei Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 693-699.
- [7] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653. Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [8] Mayerhofer M J, Meehan D N. Waterfracs: Results from 50 Cotton Valley wells[R]. SPE 49104, 1998.
- [9] Baihly J, Malpani R, Xu J, et al. A comprehensive completion study of recent Cotton Valley sand well production to optimize future designs[R]. SPE 144412, 2011.
- [10] England K W, Poe B D, Conger J G. Comprehensive evaluation of fractured gas wells utilizing production data[R]. SPE 60285, 2000.
- [11] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革: 体积改造技术概论[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12. Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: An introduction of volume fracturing[J]. Natural Gas

Industry, 2011, 31(4): 7-12.

- [12] 吴奇, 胥云, 刘玉章, 等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7. Wu Qi, Xu Yun, Liu Yuzhang, et al. The current situation of stimulated reservoir volume for shale in U.S. and its inspiration to China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 1-7.
- [13] Chong K K, Grieser B, Jaripatke O, et al. A completions roadmap to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades[R]. SPE 130369, 2010.
- [14] 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, 2008.
- [15] Hossain M M, Rahman M K, Rahman S S. Volumetric growth and hydraulic conductivity of naturally fractured reservoirs during hydraulic fracturing: A case study using Australian conditions[R]. SPE 63173, 2000.
- [16] 雷群, 胥云, 蒋廷学, 等. 用于提高低一特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 237-241. Lei Qun, Xu Yun, Jiang Tingxue, et al. "Fracture network" fracturing technique for improving post-fracturing performance of low and ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 237-241.
- [17] 翁定为, 雷群, 胥云, 等. 缝网压裂技术及其现场应用[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 281-284. Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 281-284.
- [18] Cipolla C L, Lolon E P, Ceramics C, et al. Fracture design considerations in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs[R]. SPE 119366, 2009.
- [19] Warpinski N R, Mayerhofer M J, Vincent M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[R]. SPE 114173, 2008.
- [20] Rickman R, Mullen M, Petre E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale[R]. SPE 115258, 2008.
- [21] Mayerhofer M J, Lolon E P, Youngblood J E, et al. Integration of microseismic fracture mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale[R]. SPE 102103, 2006.
- [22] Modeland N, Buller D, Chong K K. Statistical analysis of the effect of completion methodology on production in the Haynesville Shale[R]. SPE 144120, 2011.
- [23] Kok J, Moon B, Han S Y, et al. The significance of accurate well placement in the shale gas plays[R]. SPE 138438, 2010.
- [24] Mendoza E, Aular J, Sousa L. Optimizing horizontal-well hydraulic-fracture spacing in the Eagle Ford Formation, Texas[R]. SPE 143681, 2011.
- [25] Mathews H L, Schein G, Malone M. Stimulation of gas shales: They're all the same- right?[R]. SPE 106070, 2007.
- [26] 刘洪, 赵金洲, 胡永全, 等. 重复压裂气井造新缝机理研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(12): 102-104. Liu Hong, Zhao Jinzhou, Hu Yongquan, et al. Study on mechanism of inducing new fractures for refracturing gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(12): 102-104.

第一作者简介: 吴奇 (1958-), 男, 河南信阳人, 中国石油勘探与生产公司教授级高级工程师, 主要从事生产管理及钻完井、储集层改造等技术研究工作。地址: 北京市东直门北大街9号, 邮政编码: 100007。E-mail: wooqi@petrochina.com.cn

收稿日期: 2011-10-24 修回日期: 2012-03-21

(编辑 唐金华 绘图 刘方方)