

文章编号: 0253-2697(2012)S1-149-10

非常规储层压裂改造技术进展及应用

王永辉 卢拥军 李永平 王 欣 鄢雪梅 张智勇

(中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007)

摘要:水力压裂技术的进步极大地促进了以北美为代表的非常规油气资源的经济有效开发,成为其有效动用的关键技术。笔者总结国外非常规储层,特别是以致密气、页岩气、煤层气及致密油为代表的非常规资源压裂改造技术的发展历程,梳理了国外非常规资源储层压裂改造的主体技术。通过分析各种储层改造主体技术的优缺点及适用条件,结合国内储层特点,分析了各项主体技术在国内的适应性。并根据国内目前非常规储层改造的技术现状,明确了国内非常规储层改造技术的发展趋势和方向,指出了国内非常规储层技术应起引进吸收并自主创新的道路,指出了致密气、页岩气需攻关的关键技术。

关键词:非常规储层;水力压裂;水平井;致密气;页岩气;煤层气;致密油

中图分类号:TE357.1 文献标识码:A

Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir

WANG Yonghui LU Yongjun LI Yongping WANG Xin YAN Xuemei ZHANG Zhiyong

(Langfang Branch, Petrochina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China)

Abstract: The progress of hydraulic fracturing technology has greatly promoted cost-effective development of unconventional oil & gas resources in North America and made it be an efficient and key technology in these countries. On the basis of extensive literature research, the development roadmap of fracturing technology applied to foreign unconventional reservoirs, especially the representatives of unconventional resources such as tight gas, shale gas, coalbed methane and tight oil is constructed. By analyzing the advantages & disadvantages and applicable conditions of key technologies of reservoir transformation, the adaptability of key technologies in China is analyzed with reference of the domestic reservoir characteristics. In addition, this paper clarifies the development trend and direction of unconventional reservoir transformation technology according to its current status in China. The development of domestic unconventional reservoir technology shall be subject to two steps, that is, the stage of introduction & absorption of foreign technology and the stage of independent innovation of the technology. For the tight gas and shale gas, key technologies requiring more researches are pointed out.

Key words: unconventional reservoirs; hydraulic fracturing; horizontal well; tight gas; shale gas; coalbed methane; tight oil.

非常规资源是指现今无法用常规方法和技术手段进行勘探、开发的资源,主要有页岩气、致密气、煤层气、油页岩、致密油及重油、油砂等,其资源总量大,开采技术要求高,储层物性差,一般空气渗透率小于0.1mD,孔隙度小于10%。储层特征决定了开发这类储层必须采用强化手段——储层压裂改造技术,改善油气流渗流条件,从而达到有效开采的目的^[1-4]。早在20世纪70年代,北美就对非常规资源的勘探开发开始了探索,并取得了快速发展。中国非常规油气资源丰富,分布广阔。笔者通过回顾国外非常规储层压裂技术的发展历程,总结出了不同类型非常规资源储层改造的主体技术,并结合国内储层特点和技术现状,分析了各项主体技术在国内的适应性,总结出了国内非常规储层改造技术的重

点攻关方向和趋势,以期促进我国非常规储层改造技术的进步。

1 非常规资源压裂改造技术现状

由于储层物性差,决定了非常规资源均需要采取压裂改造技术提高其单井产量。国外非常规资源储层压裂改造技术的发展可归纳为提高改造体积、降低对储层伤害以及降低作业成本3个方面,但不同储层特点决定了其压裂改造主体技术也有较大差异。

1.1 致密砂岩气

从致密砂岩气的定义/标准即可看到,致密砂岩以渗透率低为主要特征,总体表现为“四低、二高、一强”的特点,即孔隙度低、渗透率低、储量丰度低、单井自然产量低,含水饱和度高、开发成本高及储层非均质性

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013,2011ZX05037)资助。

第一作者及通讯作者:王永辉,男,1964年10月生,1986年毕业于西北大学,2004年获西南石油大学油气田开发工程专业博士学位,现为中国石油勘探开发研究院廊坊分院压裂酸化技术服务中心高级工程师,主要从事压裂酸化工艺、水力裂缝模拟及油气藏模拟等研究。Email:wyh116@sohu.com

强。因此以储层改造技术为代表的工程技术手段成为致密砂岩气开发利用的关键技术。

1.1.1 国外致密砂岩气储层压裂技术发展历程

与常规储层类似,致密气储层改造技术的发展紧紧围绕增大渗流面积、降低储层损害和降低改造成本三大核心问题开展研究和现场试验,基本经历了五大发展阶段^[5-14](图 1):

(1) 在 20 世纪 80 年代以前,主要以单层小规模压裂为主,由于改造规模较小,储层纵向动用程度有限,使得单井产量低,一般都小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

(2) 在 20 世纪 80 年代以后,实施了单层大型压裂技术,以 Wattenberg 气田为代表,加砂量达 $90 \sim 140 \text{ m}^3$,最大达到 255 m^3 ,压后缝长为 $400 \sim 600 \text{ m}$,压后稳产在 $(2.0 \sim 3.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最大为 $5.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

(3) 在 20 世纪 90 年代,发展了多层压裂、分层排液技术。以大绿河盆地的 Jonah 气田为代表,1993 年以前,采用单层压裂,只压开底部 50% 地层,单井产量为 $(4 \sim 11) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后来采用多级压裂技术,压裂 $3 \sim 6$ 层段,但耗时需 35 d 左右,增产效果不显著;美国的 Bossier 气田采用混合压裂,形成了比常规水压裂更长的有效裂缝和更高的有效裂缝导流,产量一般是常规水压裂的 6 倍,达到 $33.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

(4) 在 2000 年后,采用了多层压裂、合层排采技术,改进后的连续油管逐层分压,合层排采技术,纵向改造程度达 100%,作业时间大大缩短,36 h 可以完成压裂 11 层,合层排液,产量较常规压裂增加 90% 以上,同时,由于压裂设备的进步,先进的多级滑套水力压差式封隔器分压技术及水力喷射加砂分段压裂技术在多个气藏得到应用,取得了良好的改造效果;

(5) 近期,随着全球水平井钻井技术的成熟,水平井分段压裂技术应用日渐广泛。

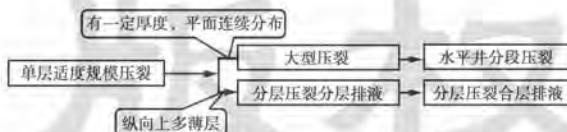


图 1 北美致密气储层改造技术总体发展路线图

Fig. 1 The development roadmap of tight gas stimulation in North America

由于美国油公司及服务公司众多,开采同一气田采用的主体工艺、材料体系也不尽相同。以 Cotton Valley 为例^[4],在 20 世纪 50 年代以前,以酸化处理为主,自从 1972 年首口压裂井实施增产 5 倍后,确立水力压裂为主要开发方式,以降低伤害、提高裂缝导流能力、降低成本为目标,压裂液材料以羟丙基瓜尔胶、羧

甲基瓜尔胶为主。在 20 世纪 90 年代很短一段时期内以清水压裂为主要工艺,由于导流能力受限,后期采用混合压裂工艺。根据该地区材料体系的发展历程可以看到,由于成本低、性能稳定,瓜尔胶体系是主体的液体体系,但滑溜水及混合压裂液也在该地区广泛使用;支撑剂以陶粒或覆膜砂为主。

总体看来,由于国外气田纵向上分布层数多、砂层厚,以直井分层压裂为主体技术,近年来随着水平井技术的进步,国外致密气储层也开展了大量水平井分段压裂改造技术的应用。

1.1.2 国外致密气储层改造技术现状及主体技术

(1) 大规模压裂技术。大型压裂的技术背景为:自 20 世纪 80 年代以来,以美国 Wattenberg 气田压裂技术研究与应用为基础,提出大型压裂概念^[9],通常支撑半缝长大于 300 m,加砂规模达到 100 m^3 以上被认为是大型压裂。适应于大型压裂的储层特点为:气测渗透率小于 0.1 mD ,砂层厚度一般应在 20 m 以上,且平面上分布稳定,人工裂缝方位与有利砂体展布方向一致。实施大型压裂的关键技术条件为:施工时间长,压裂液应具有良好的携砂流变性及低伤害性能;压裂液用量大,通常使用连续混配技术。

该技术在 Wattenberg 气田应用效果显著。该气田基本参数如下:地层深度为 $2316 \sim 2560 \text{ m}$,砂层厚度为 $15 \sim 30 \text{ m}$,渗透率为 $0.005 \sim 0.05 \text{ mD}$,压裂时加砂量为 $90 \sim 150 \text{ m}^3$,最大加砂量为 255 m^3 ,压后缝长为 $400 \sim 600 \text{ m}$,压后稳定产量为 $(2.0 \sim 3.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最大可达到 $5.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(2) 直井分层压裂技术。由于国外致密气储层纵向上一般小层层数多,且连续油管工具配套成熟,因此以美国为代表,致密气开发以提高小层动用程度的直井分层压裂为主,并以连续油管直井分层压裂应用最为广泛。以 Jonah 气田为例,小层数可达 100 层,层厚为 $0.6 \sim 9 \text{ m}$,孔隙度为 $6\% \sim 12\%$,渗透率为 $0.001 \sim 0.5 \text{ mD}$,前期压裂处理 $3 \sim 6$ 个层段,大约 35 d 才能完成,成本高、耗时长,增产效果不理想;采取连续油管直井分层压裂技术后,一天压裂施工 $6 \sim 10$ 层,最高单井连续压裂施工 19 层,36 h 内可完成 11 层水力压裂施工,施工时间缩短至不到 4 d,产量增加 90% 以上。压裂结果表明,提高纵向压开程度有利于大幅提高单井产量。

对于纵向多薄层致密砂岩气藏,目前的直井分层压裂^[3]的技术主要包括:

① 连续油管分层压裂技术系列。可分为“连续油管喷砂射孔 + 环空压裂”,“连续油管 + 跨隔封隔器”压裂两大类,其中环空压裂工艺又可以分为砂塞和底部

封隔器两种,跨隔封隔器由于对连续油管损害较大,应用较少。适合的储层条件为多薄层的油气藏,适合井型主要为套管完井的直井。该技术的优点为分段级数不限,施工效率相对较高,且砂堵易处理;其局限性主要表现为,由于是套管压裂,套管及套管头等耐压要求高,压后有时需下入生产管柱,可能对储层造成二次伤害,并且需要多种配套工具(如连续油管井口保护器、大通径采油树等)。

②套管阀套分层压裂技术。该技术以斯伦贝谢的TAP(Treat & Produce)为代表,也可以实现直井不限层数的改造。该技术的优点是:级数不限,且工序简单高效,标枪可钻且滑套可关;其局限性主要表现在目前适应的管柱尺寸单一,仅限114.3 mm套管,且同样采用套管施工,对套管及套管头等耐压要求高,压后有时须下入生产管柱,可能对储层造成二次伤害;另外,由于该套工具及连接管线等在固井时与套管一起下入,因此对固井质量要求高,且要求固井管柱不能旋转。该技术近年在国内外见到应用报道,但尚未成为主流技术。

③水力喷射压裂技术。水力喷射分段改造技术是1998年由Surjeetamadja首先提出,并在国外得到了较为广泛的应用。其原理为油管内流体加压后经喷嘴喷射而出的高速射流在地层中射流成缝,并通过环空注液使得井底压力控制在裂缝延伸压力以下,而射流出口周围流体流速最高,压力最低,环空泵注的液体在压差下进入射流区,并与喷嘴喷射出的液体一起吸入地层,同时由于射流的影响,使得缝内压力大于裂缝延伸压力,驱使裂缝向前延伸,而环空压力低于裂缝的延伸压力,从而实现不用封隔器与桥塞等隔离工具,自动封隔。其优点在于可以用一趟管柱在水平井中快速、准确地压开多条裂缝,起裂位置及方向可控,并能根据需要进行多层压裂,且不需要采用封隔器,同一井可采用完全不同的液体对不同的层段进行处理;水力喷射工具可以与常规油管相连接入井,也可以与大直径连续油管相结合,使施工更快捷,并取得较好的施工效果。其核心技术为水力喷射工具,最初的设计在连续油管或管柱拖动时需要不压井的起下作业装置或进行压井,由于井口的这一要求,在气井中的应用受到了一定的限制。

(3)混合压裂技术。在20世纪90年代中后期,以Mayerhofer等为代表提出在致密气井中采用不用支撑剂的活性水/清水压裂也可以获得好的增产效果,但由于清水压裂砂浓度难以提高、导流能力低,特别是长期导流能力有限,虽然可获得较好的初产,但长期生产能力差于常规冻胶液压裂。因此,清水压裂后来发

展成为混合压裂技术,即结合清水压裂和冻胶压裂的优点,前置液阶段采用滑溜水,携砂液阶段采用冻胶压裂液,既可保证降低对储层伤害、降低压裂液成本,又可起到提高砂浓度、提高裂缝导流能力的作用^[5]。在Cotton Valley的应用表明,复合压裂井的产气量是瓜胶液压裂井的2倍,同时由于低黏液体对控制缝高的作用,水气比降低了60%^[10]。

(4)水平井分段压裂技术。近年来随着水平井在致密气开发中的应用,水平井分段改造工艺也得到快速发展和应用,纵观国外水平井分段压裂技术,主要技术系列分为多级滑套封隔器水平井分段压裂技术、速钻式桥塞分段压裂技术及水力喷射分段压裂技术三大技术系列^[11-12]。

多级滑套封隔器水平井分段压裂的技术特点是首先通过坐封裸眼/套管封隔器实现段间封隔,然后通过井口投入不同尺寸球,打开相应各级滑套,逐段进行压裂,其施工快捷,作业效率高,能够有效节约完井费用;国外各大服务公司均拥有该项技术,例如斯伦贝榭公司的StageFRAC,哈利伯顿公司的PinPoint及Baker Hughes公司的Fract Point、DirectStim等,分压级数由于受球径尺寸约束受到一定限制,目前在12.7 cm套管内国外可实现15级以上分段压裂。但由于其为一次完井管柱且不是通径,为后续作业处理带来极大困难;目前该技术向已发展为滑套可开关的智能完井,以满足后续生产管理的需要。

速钻式桥塞分段压裂的技术特点是通过桥塞封隔,进行逐段射孔、逐段压裂、逐段座封,并在压后用连续油管带磨鞋一次钻除桥塞并排液,可实现分段级数不受限;其关键技术为桥塞的材质及结构、桥塞下入定位及坐封技术(连续油管下入、电缆下入或水力泵入)、连续油管钻磨桥塞技术,其中速钻式桥塞有多种型号满足不同的排液需求。

水力喷射分段压裂技术也是基于哈里伯顿的sur-gifrac技术,不需封隔器和桥塞等隔离工具,自动封堵,国外该技术主要通过拖动管柱,用水力喷射工具实施分段压裂;由于该技术受专利保护且封隔效果有待进一步证实,在国外应用相对较少。

(5)储层改造配套技术。由于国外机械制造及材料科学方面技术先进,储层改造配套工具、装备等均较为配套,包括连续油管作业车、连续混配车、大功率压裂车组、储砂及输砂装置等,能够满足大型压裂注入、连续油管作业等复杂施工,大幅提高作业效率。

1.1.3 中国致密气储层改造技术现状及适用性分析

国内致密气储层改造技术基本发展历程与国外一致,总体可分为酸化/小规模笼统压裂、大规模压裂探

索、单层适度规模压裂、直井多层分压合采压裂和水平井多段/直井多层压裂 5 个发展阶段;储层改造材料体系方面,经历了 HPG、泡沫压裂液、低浓度 HPG、酸性压裂液、VES 体系及羧甲基压裂液体系等多个阶段,且多种液体、支撑剂并存,但追求低伤害、高导流的方向和目标与国外是一致的。

中国已发现的致密气藏基本可分为 3 种类型:①透镜多层叠置型。以苏里格上古砂岩气藏为代表,为辫状河透镜状砂体,井间连通性差,砂岩 30~50 m,主力气层 10 m;②层状型。以四川须盆地须家河、松辽盆地登娄库组为代表,为辫状河三角洲相厚层砂岩,砂岩累积厚度达 300 m,分布稳定;③近块状型。以塔里木山前侏罗系气藏为代表,为以辫状河三角洲平原(砂地比>0.55)和辫状三角洲前缘(砂地比>0.35)为主,储层厚度为 200~300 m,横向分布稳定,平均孔隙度为 5.2%~9.6%。针对以上储层类型,国内致密气开发也初步形成了相应的技术,但有待于进一步攻关完善配套,总体上处于技术攻关和初步形成阶段。

(1) 直井分层压裂技术。目前形成直井封隔器+滑套分层压裂技术,并成为四川和长庆致密气压裂的主体技术,年施工井超过千口。从苏里格和须家河直井分层压裂效果来看,该直井分层主体技术在该地区具有较好的适用性。但由于该套工具易砂卡且分段层数受限(目前最多可实现一次 6 层施工),因此有必要进一步研究直井分层工具,并配套改造工艺。

针对封隔器+滑套工具组合的局限性,国内通过引进消化吸收和科研攻关方式对国外的新技术开展了现场先导试验,主要包括连续油管喷砂射孔+环空压裂技术及 TAP 压裂技术等,取得了一定的增产效果,但由于连续油管砂塞分段改造工艺效率低且对储层伤害大等原因在国内适用性较差。

(2) 大规模压裂技术。20 世纪 90 年代,根据国外成功经验,在长庆苏里格气田开展大型压裂技术现场试验,但由于苏里格气田以透镜体储层为主,砂体在平面上不连续,且裂缝延伸方向与砂体展布不一致,大规模压裂易突破砂体,且储层薄易形成无效支撑,因此未取得预期增产效果,大规模压裂在苏里格气田适用性较差。

大规模压裂应用成功的实例主要在四川广安须家河及吉林登娄库致密气,以广安须家河为例,施工效果与加砂规模呈正相关关系,因此加砂规模由初期的 50 m³ 左右提高至 70~100 m³,进而达到目前的 120~150 m³。压后生产情况表明,单井加砂规模大,则稳产时间长,单井最终采出气产量也越多。因此,大型水力压裂对国内厚砂层状及块状储层适应性较好。

(3) 混合压裂技术。由于操作较为复杂、储层差异等原因,混合压裂技术在国内致密气储层中应用较少,但在长庆致密油储层、吐哈致密气等开展了少量现场试验,从节省成本及降低对储层伤害方面,该技术有望在中国致密气储层开发中进一步得到应用。

(4) 水平井分段压裂技术。近年来随着国内水平井的大力推广,并通过近年来水平井分段改造技术的攻关研究,水平井分段压裂技术在国内致密砂岩气储层中得到了较为广泛的应用,并取得了显著的增产效果,证明了水平井分段压裂技术在国内致密气储层改造中的适用性。

对于苏里格气田,随着水平井的应用及分段压裂技术的进步,平均试气无阻流量逐年提升。实践及分析表明,在厚层块状孤立型和具物性夹层垂向叠置型地质类型中采用水平井分段压裂更为适用。

对于层状储层,以吉林登娄库为代表,采用水平井分段压裂技术实现高效开发,即通过长水平段提高井控储量,通过多级数压裂增加与储层接触面积,从而大幅提高产能,从前期适当规模压裂稳产 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高至目前的水平井分段改造后稳产 $12 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

国内水平井分段压裂改造技术现状与国外技术对比见表 1。从表 1 中可以看出,国内已具备裸眼封隔器+多级滑套压裂及水力喷砂分段压裂技术,并均可实现 10 段以上的分段改造,特别是水力喷砂分段压裂技术,国内通过结合多级滑套、多级喷嘴的设计,使得水平井分段可实现无需封隔器的分段压裂,并可实现 15 段的分段,但其分段有效性和适用条件尚需进一步验证和完善。

表 1 水平井分段改造技术国内外对比

Table 1 The comparison of multi-stage fracturing technology in horizontal well between China and abroad

水平井分段压裂技术	国外	国内
可钻式桥塞分段压裂	无级数限制	现场试验阶段
裸眼封隔器+滑套	可实现 22 段分压	最多达到 13 段
水力喷砂分段压裂	无级数限制	6"裸眼最多达 15 段, 处于国际领先地位

1.2 页岩气

页岩气是一种产自极低孔渗、富有机质页岩储集系统中的非常规天然气,以游离气和吸附气为主赋存,原位饱和富集于页岩储集系统的微纳米级孔缝、矿物颗粒表面,具有自生自储、无明显气水界面、大面积连续成藏、低孔、低渗等特征,一般无自然产能,必须通过压裂工程才能形成工业生产能力,初期产量较高,递减快,后期稳产且生产时间长。因此,页岩气也可称之为“人造气藏”^[13-15]。

由于页岩气层较致密气层渗透率更低,不采取工艺措施气体难以流入井筒,因此页岩气储层改造的理念完全不同于常规储层,以提高改造的储层体积(SRV)的水力压裂方式,将储集体“打碎”,产生人工裂缝网络,对储层在长、宽、高三维方向的“立体改造”^[16],增大裂缝壁面与储层基质的接触面积,缩短油气从任意方向的基质向裂缝的渗流距离,极大地提高储层整体渗透率,从而实现页岩气的开发(图 2)。

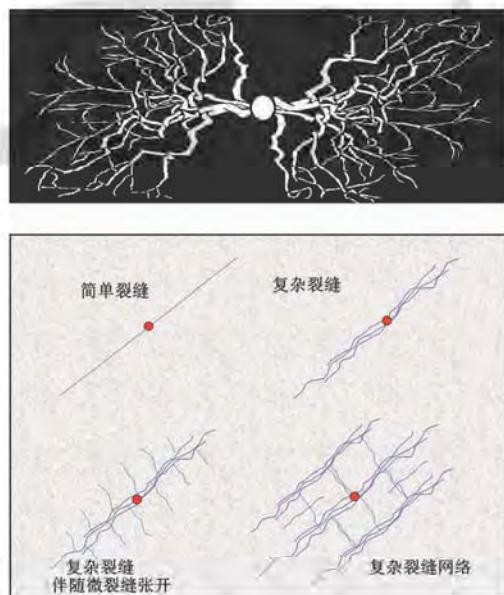


图 2 页岩气储层复杂裂缝形态示意图

Fig. 2 Diagram of complexity fracture morphology in shale gas reservoir after fracturing

1.2.1 国外页岩气储层改造理念及技术发展历程

页岩气大规模开发最成功的地区在北美,而美国页岩气开发中以德克萨斯 Ford Worth 盆地的 Barnett 页岩开发技术最成熟、商业化程度最高,Barnett 页岩气储层改造发展历程^[17-19]可分为小规模压裂、大规模交联冻胶压裂、滑溜水压裂等 4 个阶段:

(1) 1981 年,Barnett 页岩首次水力压裂(氮气泡沫),相对小规模交联冻胶压裂(包括泡沫压裂等);

(2) 20 世纪 90 年代,大规模交联冻胶压裂,产量 $(1.55 \sim 1.94) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。1992 年,首口水平井压裂。1997 年,第一次滑溜水压裂(液量大于 6000 m^3 ,支撑剂量大于 100 m^3 ,成本降低 25%)。1998 年,大规模滑溜水压裂及重复压裂,滑溜水比大型冻胶压裂效果好,增产 25%,达到 $3.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;

(3) 2002 年,尝试水平井压裂,水平井产量超过直井 3 倍。2004 年,水平井分段压裂+滑溜水压裂/混合压裂快速普及,效果显著;

(4) 2005 年后,开始试验水平井同步压裂技术,

同时压裂两口或多口井。试验水平井分段压裂+同步压裂/拉链式压裂,进而发展为水平井分段压裂工厂化作业。

结合该地区钻井井型的变化情况^[20-21],以 Barnett 为代表的美国页岩气储层改造主体技术为水平井分段+大规模滑溜水压裂。Barnett 的成功迅速被借鉴至 Haynesville,Fayetteville,Marcellus,Eagle Ford 等页岩气藏的开发中。由于不同区域页岩储层性质差别大,储层改造的适应性存在较大差异,各公司根据储层特征(特别是脆度)^[22]形成的针对性储层改造技术不尽相同,但有一点趋势相同,即“长水平井段+分段多簇压裂改造”以及“工厂化”作业模式。

1.2.2 国外页岩气储层改造技术现状及主体技术

(1) 大规模滑溜水压裂技术。大规模滑溜水压裂首先是在致密气层中应用,但由于其导流能力受限,后来被混合压裂代替。但该技术对页岩气具有很好的适应性,特别是脆度较好的页岩气储层^[23-24],具有如下特点:

- ① 适应裂缝性、脆性和致密地层;
- ② 可有效提高剪切缝形成概率,有利于形成网状缝,可以大幅度提高裂缝体积及压后效果;
- ③ 使用少量稠化剂降阻,几乎不用其他添加剂,支撑剂用量少,对地层伤害小;

④ 成本低,清水压裂与常规冻胶压裂在相同规模的作业中可节省费用 40%~60%。

以 Barnett 为代表,国外滑溜水压裂表现为大排量、大液量、大砂量、低砂液比、小粒径等特点,典型的技术参数如下:排量 $10 \text{ m}^3/\text{min}$ 以上,每段压裂液量 $1000 \sim 1500 \text{ m}^3$,每段支撑剂量 $100 \sim 200 \text{ t}$,平均砂液比为 3%~5%,100 目粉陶+40/70 目支撑剂为主。

采用滑溜水压裂技术,通过微地震监测结果和压后求产效果均表明,该技术较常规冻胶压裂具有明显的优势和对页岩气层的适用性,SRV 越大、产量愈高。

(2) 分簇射孔技术。常规水平井分段压裂一般采用单段射孔,单段压裂模式,避免缝间干扰;而页岩气储层改造则通过采用“分段多簇”射孔,多簇一起压裂模式,利用缝间干扰,产生复杂缝网,进而提高人工裂缝的连通性,达到提高产能的目的^[25-27]。一般每个压裂段长度为 $100 \sim 150 \text{ m}$,两簇之间距离为 $20 \sim 30 \text{ m}$,每簇跨距为 $0.45 \sim 0.77 \text{ m}$,孔密为 $16 \sim 20 \text{ 孔}/\text{m}$,相位角 $60^\circ/180^\circ$,该项技术的关键为一次装弹、分簇引爆,该项技术在国外页岩气储层改造中普遍使用。

(3) 水平井分段压裂工艺技术。北美页岩气层水平井分段压裂工艺技术多为速钻式复合桥塞封隔工艺和多级滑套封隔器工艺。最近一种新的“组合式”压裂

技术处于试验比对中。在 Eagle Ford(鹰滩)探索试验了“裸眼封隔器+桥塞”的组合式压裂技术(该技术在巴肯致密油也在探索试验)。其背景是水平段越来越长,裸眼封隔器分段数受到限制,且由于内通径小导致排量受限,不利于大排量形成体积缝;桥塞分段压裂,由于水平段长度的加大,用液体泵送桥塞到长水平段的远端难度增加,作业时间延长,存在断电缆的风险等。因此,综合技术与时间、效益,形成了该项技术。该技术属于一种特定条件下的工具组合方式,2010 年贝克休斯这种组合压裂达到 30 段,裸眼封隔器分压 22 段,桥塞分压 8 段。目前,这一组合压裂方式在北美越来越多的长水平段的水平井改造中被采用。

(4) 水平井同步/拉链交叉压裂技术。该技术发展初期为对相邻两口水平井采用 2 套甚至多套车组同时压裂施工(同步压裂),以期利用压裂影响地应力场,形成更为复杂的裂缝网络。此技术现已发展为采用 1 套车组进行 2 口井配合射孔等作业交叉施工、逐段作业(交叉压裂)^[28,30]。该项技术对页岩气储层改造主要有两方面影响:①促使水力裂缝扩展过程中相互作用,产生更为复杂的裂缝网络,增加改造的储层体积(SRV),进而提高单井产量;统计结果表明,该技术可有效提高初始产量和最终采收率,平均产量比单独压裂的同类井提高 21%~55%。②可减少作业时间、设备动迁次数,降低施工作业成本;通过该项工厂化作业的模式可大幅度降低成本,为页岩气经济开采提供有利条件。

(5) 微地震等裂缝监测技术。微地震裂缝监测技术为水力压裂配套技术,近年来在页岩气储层压裂改造中应用非常广泛,因为该技术的进步促进了“体积改造”/提高 SRV 理念的转变,并可实现为现场实时指导施工提供依据,验证 SRV 与施工参数、液体体系与压后效果的关系,指导优化设计,为后期的产量预测以及新井布井等提供参考。近年来,对裂缝和改造效果评估的技术 DTS 和测斜仪监测技术,也得到越来越多的重视和应用^[31-32]。

1.2.3 中国页岩气储层改造技术现状及适用性分析

目前我国页岩气储层改造尚处于技术起步和探索阶段,主要参照国外成功经验——大型滑溜水压裂为主,并尝试水平井分段压裂改造工艺。从前期近 40 口井压裂(包括直井压裂和水平井分段压裂)改造实施来看,中国页岩气在海相、海陆过渡相及陆相页岩中均见到了油气流,证明了中国页岩气的可压性和可产性,但产能均较低。分析国内外页岩储层特点表明,中国页岩气储层与美国页岩气储层条件有一定差异,北美成熟的技术在中国仍需进行适应性的研究和探索:

(1) 从已实施区块的页岩气储层来看,脆度与国外有一定差异,制约了缝网的形成和 SRV 的提高。根据国内已实施页岩气井岩心实验表明,国内页岩气储层杨氏模量较低,特别是泊松比较国外明显高,使得脆度指数低于国外页岩气储层,可压性较国外页岩气差。

(2) 资源环保制约因素多。与美国页岩气相同,国内页岩气的开发若沿用大型滑溜水压裂的技术,则面临水资源约束的更严峻考验。从中国水利水电科学研究院公布的中国重点缺水地区分布图来看,目前页岩气实施较好的区域,特别是四川盆地也是重点缺水地区。

(3) 地形复杂,交通因素受限多。中国目前实施的页岩气示范区地形条件多为丘陵和山区,与国外页岩气施工现场多为平原情况形成鲜明对照。这将严重限制交通运输,而这将严重制约频繁的、多井次的大规模施工;另外,井场条件也较国外页岩气井场差,给大规模施工设备的摆放等带来不便,这将严重制约国外成熟技术在国内的推广。

(4) 成本压力大。由于国内页岩气储层改造尚处于起步探索阶段,技术系统尚不配套,特别是施工工具、裂缝监测等均需引进,使得施工成本较国外页岩气成本明显偏高,以美国页岩气开发经验表明,水平井建井成本一般不超过 350 万美元;而国内页岩气水平井建井成本高达 5 000~7 000 万人民币,而产量较国外明显较低,按照经济条件和产量递减规律核算,最小经济初始产量需要达到 $14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,目前与该经济指标相去甚远,这给中国页岩气开发带来重要的经济挑战。

(5) 环保要求更高。国内东部页岩气井场往往邻近村舍,是人口密集区,且取水主要以灌溉及饮用水源为主,这需要页岩气储层改造面临更严峻的返排液处理、噪音消除及交通设施协调的压力。西部页岩气藏多分布在严重缺水区,严重制约了北美成熟技术的应用。

综上所述,国内页岩气储层增产改造还处于起步摸索阶段,虽压裂工艺参数指标已达北美技术指标,初步验证了可压性和可产性,但改造效果仍不尽人意。在页岩气开发探索期可通过引进国外先进技术快速评价国内页岩气的产能及资源潜力。页岩气井的储层改造技术亟待改造层段储层评价、缝网形成条件和可控机理、改造材料体系、分段改造工具及裂缝监测和评估等方面针对性研究成果的技术支持。对于西部深层、严重缺水区勘探开发尚需新技术的突破。

1.3 煤层气

煤层气是以吸附态赋存于煤层中的一种自生自储式非常规天然气。煤层气作为一种资源量巨大的非常规天然气资源,已经从研究逐渐走向开发利用,美国是

最早进行煤层气开发利用的国家,起步于 20 世纪 70 年代,到 80 年代就实现了大规模的商业开发,中国是从 20 世纪 90 年代逐步进入产业化阶段^[33]。

煤层气作为非常规天然气,主要原因在于其储层特征与常规天然气有很大不同。煤层气主要是以吸附态存在于煤层中,而煤层天然割理裂缝发育,杨氏模量较低,使水力裂缝在煤层中扩展复杂,加入的支撑剂嵌入严重,造成裂缝支撑效果差,长期裂缝导流能力难以保障。现阶段开发的煤层气深度一般较浅,储层普遍存在“三低”情况(低温、低压、低渗),而且煤层气特殊赋存方式决定了其开发的低产低效。这些状况成为煤层气储层改造的主要难点,为了经济高效开发煤层气,必须要有效地控制复杂裂缝的延伸,实现支撑剂的高效支撑,提高裂缝的长期导流能力,降低压裂液对煤层的伤害以及降低作业成本。

煤层气储层改造技术伴随着其工业化开发一同经历近 40 年的发展,大致经历了 3 个阶段:第 1 阶段以大排量、小规模、低砂液比作为技术特点,压裂液主要采用水及冻胶体系;第 2 阶段以合理排量、中等规模、较高砂液比为技术特点,压裂液体系主要包括水、低伤害冻胶以及泡沫体系;第 3 阶段,煤层气储层改造技术着眼于每一小层的精细开发,常采用多薄层分压技术。

煤层气主要赋存于煤层中,而煤按照煤化作用中成熟度可以划分为高煤阶、中煤阶和低煤阶。煤层气工业开发中因煤阶不同会采用不同的开采技术,高阶煤利用羽状分支井开采,中阶煤采用压裂方法来增产,而低阶煤则采用洞穴完井,从而高效开发煤层气。中国煤层气藏一般渗透性较低。测试资料表明,渗透率小于 1 mD 的占 70%,低渗透的特征使得水力压裂技术成为煤层开发的主体增产技术之一。

针对煤层气的特殊储层特征,采用的压裂改造主体技术包括以下 5 种:

(1) 直井连续油管及水力喷射分层压裂技术。应用最广泛的是采用连续油管完井,水力喷射器进行射孔,然后在环空中注入进行加砂压裂施工,这项技术已经较为成熟,一次压裂层数能达到 10~19 层,在 Ratton 盆地,14 口气井通过连续油管压裂后产量是常规压裂改造方法的 1.5 倍;而另一种分层压裂的方式是连续油管和跨越式封隔器组合应用,但这项技术要求连续油管通径大或目的层埋深浅,且加砂量非常有限,在美国一次压裂施工加砂量一般都少于 50 m³,这一规模难以满足低渗透煤层大规模改造的需求。

(2) 活性水压裂。排量一般控制在 4~8 m³/min,液量一般为几百方,而砂液比一般在 10% 以上。利用前期活性水测试压裂可以认识储层与近井裂缝发育特

征,在施工中须注意控制裂缝延伸需要的净压力,多级注入低砂液比支撑剂段塞以及选取合理砂液比提升模式,特别需要注意由于施工产生的煤粉问题,应采用合适的煤粉分散技术;

(3) 冻胶超低温破胶压裂技术。现用的低温、超低温破胶技术包括生物酶破胶剂、低温破胶控制技术。煤层普遍存在超低温(20~30℃)现象,彻底破胶异常困难,因此形成了低温生物酶高效破胶促进剂,通过超低温破胶技术的应用,可使冻胶压裂液体系对煤岩的伤害率从 80%~95% 降低到 7%~38%;

(4) IVFC 压裂技术。该技术是指在与煤层毗邻的、或介于两套煤层间的低应力砂岩或粉砂岩等层射孔并压裂,以期裂缝在垂向上延伸到相邻煤层内。适用于三明治状的砂岩和煤层相间的储层,一条裂缝纵向延伸进入两套煤层使两煤层一并开采。Central Rockies 煤层气井的增产效果,共有 15 口井,其中 11 口井仅在煤层射孔,脱砂率为 65%(11 口井中有 7 口);另外 4 口井在毗邻层和煤层中均射孔,脱砂率为零;

(5) 水力裂缝诊断技术。煤层天然割理和节理发育,经过压裂后,裂缝呈现极复杂的状况,为了确定裂缝的分布情况,常采用裂缝监测手段,以进一步认识煤层。常用的裂缝监测手段主要包括巷道挖掘观察、井下微地震、地面/井下测斜仪、地应力剖面测试、裂缝高度测试、压降曲线分析及施工曲线分析等技术。巷道挖掘是煤层气压裂的一种特殊监测方式,能实地观察到裂缝的走向,更准确地描述水力裂缝的走向。

美国、加拿大等国外煤层气开发的起步较早,各种压裂技术应用相对较为成熟,国内煤层气的规模开发较晚,很多技术尚处试探应用中,不够成熟,而且由于设备的问题,也限制了一些技术的应用(表 2)。

表 2 国内外煤层气压裂技术对比

Table 2 The comparison of fracturing technology in coal-bed methane between China and abroad

技术	国外	国内
直井连续油管 + 水力喷射分层压裂	工具先进,设备齐备,一次分压多层(10~19 层)	油管 + 喷射,一次分压层数少(2~4 层)
活性水压裂技术	广泛应用,技术成熟	广泛应用,技术成熟
超低温破胶压裂	技术成熟	技术成熟
泡沫压裂	广泛应用,技术成熟	技术具备,应用较少
IVFC 压裂	煤层与砂岩层相间地层	已有应用

1.4 致密油

致密油是一种非常规石油资源,有低密度的特点,被称为“黑金”。致密油主要赋存空间分为两种类型,一类是源岩内部的碳酸岩或碎屑岩夹层中,另一类为紧邻源岩的致密层中。其储层物性较差,储量规模大。

美国为开采致密油最成功的地区,主要产层包括 Bakken 页岩、Niobrara 页岩、Barnett 页岩和 Eagle Ford 页岩。致密油的开发方式与页岩气类似,多采用水平井多段压裂技术。

2008 年,巴肯致密油实现规模开发,被确定为全球十大发现之一。目前北美已发现致密油盆地 19 个,主力致密油产层 4 套。中国致密油在鄂尔多斯致密砂岩、四川盆地川中侏罗系、渤海湾沙河街湖相碳酸盐岩、酒泉盆地白垩系泥灰岩、准噶尔盆地二叠系白云岩及江汉盆地下第三系泥灰岩等多有发现,储量大。

北美由于率先开展了致密油的研究和试验,取得了成功开发的经验。美国在成功开发巴肯(Bakken)和鹰滩(Eagle Ford)之外,目前在贝克斯菲尔德(Bakersfield)的 Beldhidge 和 Losthils 区块,以及 Permian 盆地的 Avalon 页岩和 BoneSpringle 砂岩等区块同样在开展相应的储层改造技术攻关与应用。大量数据表明,这些区块基本采用衰竭式开发,Bakersfield 的个别区块采用注水开发并有效,大多采用直井分层和水平井分段压裂的衰竭式开发,Beldhidge 为 35~100 m 的正方形井网,Losthils 为 100 m×100 m 的正方形井网。Permian 盆地则未尝试过注水开发。以 Permian 盆地为例,井深为 1200~3000 m,厚度为 24~123 m,孔隙度为 2%~8%,渗透率为 0.001~0.05 mD,温度梯度为 1.3~1.8 °C/m,直井分压 9~12 层,支撑剂为 36~41 t,液量为 4770~12720 m³,排量为 6~18 m³/min。井网为 0.20~0.65 km²(20~160 英亩),水平井开发时,水平段长一般为 1200 m,水平井间距为 75~405 m。直井产量为 6 m³/d,水平井最高可达 176 m³/d。

2 发展趋势及技术发展方向

2.1 发展趋势

2.1.1 工程与地质的紧密结合

针对不同储层特点,因地制宜的技术是有效改造的关键。如不同盆地由于页岩储层特征不同,储层改造主体工艺技术存在差异,针对储层特点的液体体系和技术模式是影响改造效果的关键,储层改造技术必须与储层地质特征紧密结合。

储层改造技术的发展和突破,使得以往不可动用的储层得到动用,使得储层可动用下限重新标定;反之,对储层可动用下限的重新标定,可增加纵向可动用小层数,提高单井产量,增加可采储量。

2.1.2 工程与工程的紧密结合

改造技术必须与钻井、完井及测试等技术紧密结合。对于给定特征的储层,如果采用水平井开发,水平段方位、长度的确定,压裂的段数、间距,分层、分段压

裂的工具,对完井的要求等都应在钻完井前设计好,要求工程技术之间紧密结合。

2.1.3 工程与开发的紧密结合

为了经济有效地开发给定的储层,工程与开发应紧密结合,以确定需要的井网型式、井型、完井方式、改造管柱、开采管柱,以及重复改造、防/堵水等方案。以系统考虑、提高效率,避免不必要浪费,提高最终采收率。

2.1.4 室内研究与现场试验结合

对于非常规储层,由于其致密、非均质性强,裂缝、层理等发育,在开展室内机理研究的同时,应充分重视能更好代表实际的现场试验。近十年来非常规储层改造的快速发展主要得益于裂缝测试技术的发展及对压裂裂缝认识水平的提高。微地震等裂缝测试技术的进步,使人们认识到在有些地层压裂,可形成裂缝网络,且改造的储层体积愈大,改造效果愈好,从而提出了体积改造的概念,促进了体积改造技术的发展。

2.1.5 储层改造与低碳及环保需求紧密结合

大规模改造技术的不断发展对压裂材料低成本、高性能、良好储层适应性及可回收利用提出了更高需求。环境保护者认为,采用压裂破裂法,将水、砂和化学物注入地层的增产技术使得低渗透储层油气流渗出。这种方法将会对饮用水产生污染,同时也会污染雨水。为此美国进行了大量研究,证明了其技术的可靠性和安全性,我国应进一步加强储层改造与环保需求等研究。

2.2 总体技术发展方向与路线

综合分析国外非常规资源的发展历程及国内技术现状,特别针对国内页岩气、致密气,未来技术发展方向可分为两个阶段:

(1) 完善致密气储层改造技术,储备页岩气储层改造技术阶段。在该阶段主要以攻关各项配套工具(如水平井分段、直井分层高效改造工具)、施工装备(撬装大功率施工设备)为主,实现工具国产化,大幅降低施工成本,从而使得致密气开发下限不断进步,并为开发难度更大的页岩气储备技术。基于国内已开展该方面研究,并取得了较好的苗头,有望在未来 5 年内完成各项技术配套,从而满足国内致密气开发的需要。在该阶段随着国内页岩气示范区的建立和新攻关成果的应用,有望为未来页岩气开发奠定良好的技术储备。

(2) 突破新技术,实现国内页岩气规模有效开发。基于国外页岩气储层改造向环保型、低成本方向发展,而国内页岩气开发受到诸多环保、地形及水资源匮乏制约,未来革命性的高效低成本改造模式是实现我国页岩气规模开发的必由之路,而这将基于新技术的突破,预期需要 5~10 年甚至更长的时间。

2.3 中国致密气开发利用需攻关的关键技术

中国致密气中难动用及未动用储量将是未来发展的重点,因此低成本战略将是我国致密气规模有效开发的根本,也将是页岩气开发的技术,重点需要攻关的关键技术包括:

(1) 设备、工具研发及国产化,主要包括井下分段工具、易运输高功率泵车、大型储砂输砂装置等的研制,智能完井技术的引进和研制;

(2) 工艺优化方法,主要包括工艺优化方法的完善,避免不必要的浪费,形成配套的设计软件;

(3) 低成本材料体系,主要包括低成本压裂液及新型低成本高效支撑剂材料体系、可回收压裂液体系;

(4) 实现工厂化作业模式,基于井间接替战略,未来水平井、丛式井将是开发的主流,而从成本方面,工厂化作业有望大幅度降低作业施工费用;

(5) 水力压裂配套技术,其中包括连续油管配套工具、连续混配车研发、微地震监测配套解释及分析技术。目前,该方面国内各大石油公司已经开展攻关,有些已进入先导性试验阶段。

2.4 中国页岩气开发关键技术

基于致密气储层改造技术的发展和完善,将能够初步满足页岩气借鉴国外技术开发的需要,但基于中国页岩气的特殊性和制约因素,创新技术将是中国页岩气开发的关键,因此建议在以下方面开展先导性和可行性的论证研究工作:

(1) 新型大规模岩石破岩及提高 SRV 技术,主要包括层内爆炸压裂技术、固体膨胀破岩技术、高频超深脉冲破岩技术等新型深度破岩的技术;

(2) 新型少用水、免返排压裂技术,主要包括泡沫压裂、纯气体(CO_2/N_2)压裂、自凝固高导流免支撑剂压裂技术、可自溶蚀压裂材料等;

(3) 新型储层改造工具技术。其中包括:可自降解桥塞;地面可控滑套、可降解球座;无需钻球座,地面实现开关层;智能完井体系配套等。

3 结语

纵观国内外非常规资源现有储层压裂改造技术,中国非常规资源储层压裂改造技术仍面临如下诸多挑战,如页岩储层的评价、裂缝网络形成的条件及可控因素、复杂裂缝致密介质下改造前后产出规律、体积改造的设计方法、适应于非常规储层的低伤害、低成本材料体系、微地震等裂缝监测及评估技术等,亟待进一步加快开展研究工作,以指导现场的实施,早日实现我国非常规资源规模有效开发。

参 考 文 献

- [1] Holditch S A. Tight gas sands[R]. SPE 103356,2006.
- [2] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质[M].北京:地质出版社,2011.
- [3] Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geology Press, 2011.
- [4] Economides M J, Martin T. Modern fracturing-enhancing natural gas production[M]. Houston, TX: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.
- [5] 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.
- [6] Baihly J D, Malpani R, Jian Xu, et al. A comprehensive completion study of recent cotton valley sand well production to optimize future designs[R]. SPE 144412, 2011.
- [7] Khlaifat A L, Hani Q, Naierm B, et al. Tight gas sands development is critical to future world energy resources[R]. SPE 142049, 2011.
- [8] McCain W D, Voneiff G W, Holditch S A, et al. A tight gas field study: Carthage(Cotton Valley) Field[R]. SPE 26141, 1993.
- [9] Ahmed S, Ahmed A, Lee R. Overview of tight gas field development in the middle east and north africa region[R]. SPE 126181, 2010.
- [10] Fast C R, Holman G B, Cavlin R J. The application of MHF to the tight muddy "J" formation Wattenberg field, Colorado[R]. SPE 7612, 1976.
- [11] Sani A M, Nadezhdin S V, Villarreal R, et al. Application of hybrid fracture treatment to tight gas sands in east texas cotton valley sands[R]. SPE 126160, 2009.
- [12] Medaniel B W, Rispler K A. Horizontal wells with multistage fracs prove to be best economic completion for many low-permeability reservoirs[R]. SPE 125903, 2009.
- [13] Li Yongping, Wang Yonghui, Cheng Xingsheng, et al. Case study of multistage isolating stimulation in high temperature deep carbonate horizontal wells[R]. SPE 125854, 2010.
- [14] Mayerhofer M J, Lolon E, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [R]. SPE 119890, 2008.
- [15] Medaniel B W. How "Fracture Conductivity is King" and "Waterfracs Work" can both be valid statements in the same reservoir[R]. SPE 148781, 2011.
- [16] Waters G A, Ramakrishnan H, Daniels J, et al. SS:Unlocking the unconventional oil and gas reservoirs; utilization of real time microseismic monitoring and hydraulic fracture diversion technology in the completion of barnett shale horizontal wells[R]. OTC 20268, 2009.
- [17] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and frac-

- ture-treatment design[R]. SPE115769,2008.
- [17] Chong K K,Bill G,Omkar J,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.
- [18] Chong K K,Grieser W V,Passman A,et al. A completions guide book to shale-play development; a review of successful approaches towards shale-play stimulation in the last two decades[R]. SPE 133874,2010.
- [19] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456,2010.
- [20] 李新景,胡素云,程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发,2007,34(4):392-400.
Li Xinjing,Hu Suyun,Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. Petroleum Exploration & Development,2007,34(4):392-400.
- [21] Modeland N,Buller D,Chong K K. Statistical analysis of completion methodology's effect on production in the haynesville shale [R]. SPE 144120,2011.
- [22] Mullen M J,Roundtree R,Barree B. A composite determination of mechanical rock properties for stimulation design(what to do when you don't have a sonic log)[R]. SPE 108139,2007.
- [23] Soliman M Y,East L E,Augustine J. Fracturing design aimed at enhancing fracture complexity[R]. SPE 130043,2010.
- [24] Cipolla C L,Lolon E,Dzubin B. Evaluating stimulation effectiveness in unconventional gas reservoirs[R]. SPE 124843,2009.
- [25] Roussel N P,Sharma M M. Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing[R]. SPE127986,2010.
- [26] Jacot R H,Bazan L W,Meyer B R. Technology integration-a methodology to enhance production and maximize economics in horizontal Marcellus shale wells[R]. SPE 135262,2010.
- [27] Roussel N P,Sharma M M. Strategies to minimize frac spacing and stimulate natural fractures in horizontal completions[R]. SPE 146104,2011.
- [28] 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.
- [29] Waters G,Dean B,Downie R,et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford shale[R]. SPE 119635,2009.
- [30] Mutualik P N,Gibson R W. Case history of sequential and simultaneous fracturing of the barnett shale in parker county[R]. SPE 116124,2008.
- [31] 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.
- [32] Meyer B R,Bazan L W. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures;theory,parametric and case studies[R]. SPE 140514,2011.
- [33] 万玉金,张劲,王新海,等. 煤层气经济开采增产机理研究[M]. 北京:科技出版社,2011.
Wan Yujin,Zhang Jin,Wang Xinhai,et al. Study on the stimulation mechanism of coal-bed methane economic development[M]. Beijing:Science Press,2011.

(收稿日期 2012-02-27 改回日期 2012-05-24 责任编辑 黄小娟)

版 权 所 有