

# 美国致密油开发关键技术

严向阳<sup>1</sup>, 李楠<sup>2</sup>, 王腾飞<sup>1</sup>, 徐永辉<sup>1</sup>, 严俊红<sup>1</sup>, 李见<sup>1</sup>, 吴银萍<sup>1</sup>

1. 美国能新科国际有限公司, 北京 100022
2. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 乌鲁木齐 830000

**摘要** 中国致密油储量丰富,但目前国内的致密油开发技术还处于探索阶段。美国的致密油开发技术在全球致密油开发技术中最为成熟,具有重要的借鉴意义。从美国致密油开发过程分析看,可以发现水平井技术和水力压裂技术是推动致密油成功开发的关键,而与之相配套的技术工艺与工具,包括水平井布井方式、旋转导向工具、行走式钻机、分级/分段改造工艺及工具等,是致密油开发技术最重要的组成部分。通过对美国致密油钻井及水力压裂的相关关键技术的认识,对其开发过程中钻井工艺、配套工具及钻井设备和压裂工艺、分段改造工具及压裂施工参数进行了总结。对比目前中美致密油开发技术,认为加强国际间技术合作及相关技术的自主研发,是推动国内致密油高效开发的关键。

**关键词** 致密油;水力压裂;水平井;工厂化作业;行走式钻机;分段工具

**中图分类号** TE34

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.09.017

## Key technologies for tight oil development in the United States

YAN Xiangyang<sup>1</sup>, LI Nan<sup>2</sup>, WANG Tengfei<sup>1</sup>, XU Yonghui<sup>1</sup>, YAN Junhong<sup>1</sup>, LI Jian<sup>1</sup>, WU Yinping<sup>1</sup>

1. Energy New Technologies International Corporation, Beijing 100022, China
2. Research Institute of Engineering and Technology, Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830000, China

**Abstract** Tight oil resources are abundant in China, but at present the domestic technology for tight oil development remains at the exploration stage. The US has the most mature technologies for tight oil development all over the world, which may provide significant reference for tight oil development in China. The analysis of tight oil development process in the US indicates that horizontal well technology and hydraulic fracturing technology are the key to successful development of tight oil. The matching techniques and tools are the most important components of the technology, including horizontal well patterns, rotary steering tools, walking drilling machine, and staged/segmented stimulation techniques and tools. This paper summarizes the drilling techniques, matching tools, drilling equipment, fracturing techniques, staging completion tools and fracturing operation parameters in US tight oil development, based on understanding of the key technologies concerning tight oil drilling and hydraulic fracturing in the US. Comparison of tight oil development in China and the US shows that the key to efficient tight oil development in China is international cooperation and independent research and development of relevant technologies.

**Keywords** tight oil; hydraulic fracturing; horizontal well; factory operation; walking drilling machine; multistage stimulation system

近些年,致密油已经成为国内外油气领域重点关注的对象之一。尤其是美国致密油的成功开发对全球油气工业的发展起到了极大的促进作用,为全球油气的勘探开发带来重大的变革。为了更深入地认识美国致密油开发的关键技术,本文对美国致密油开发技术进行了介绍,以期为中国致密油开发提供参考。

目前,美国致密油开发主要在3个区域:Williston盆地的Bakken、Texas的Eagle Ford及Midland盆地,其中以Bakken致密油最为典型。2012年,美国致密油产量为0.97亿t,约占美国石油总产量的22%;2013年达到1.34亿t,约占其总产量的36%;2014年,预计达到1.8亿t(图1)<sup>[1]</sup>,短期内可能达到中国常规石油产量规模,可见致密油的潜力巨大。

收稿日期:2014-09-23;修回日期:2015-03-02

作者简介:严向阳,工程师,研究方向为油气藏增产理论与改造技术,电子邮箱:xyey911@163.com

引用格式:严向阳,王腾飞,徐永辉,等.美国致密油开发关键技术[J].科技导报,2015,33(9):100-107.

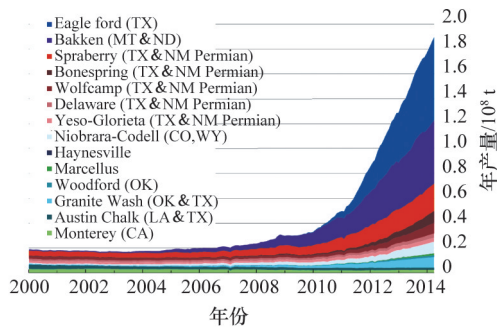


图1 美国致密油产量  
Fig. 1 US tight oil production

美国致密油开发的成功与其先进的技术密不可分,尤其是水平井及分段改造技术的大规模应用,为美国致密油的开发起到了关键的推动作用。目前,中国在致密油开发领域取得了一定的技术进展<sup>[2]</sup>,但总体而言还存在一定差距,尤其是在钻井技术及配套工艺与装备、分段改造技术与工具方面。本文综述美国致密油开发的技术与经验。

### 1 美国致密油钻井关键技术

在美国致密油开发过程中,水平井技术是致密油高效开发的必备技术之一。以美国 Williston 盆地的 Bakken 致密油为例,自 1987 年第一口水平井<sup>[3]</sup>钻成以来,水平井在该区域逐渐获得广泛应用。目前该区约 95% 的开发井都是水平井,而在北卡罗纳州则 98% 的开发井采用水平井<sup>[4]</sup>。伴随着水平井技术的日益推广应用,水平段长度也迅速增加,从最初的几百米到目前超过 3000 m。而在 Midland 盆地,2010 年前,主要是采用直井分级改造技术,从 2011 年起钻井开始逐渐转向水平井,其水平井长度在 2133~2186 m,而新井平均水平井长度为 2316.5 m<sup>[5]</sup>,一般水平段长度都在 1524~3048 m。

### 1.1 水平段长度

目前对最优化水平段长度没有统一论。2008 年, Mille 等<sup>[6]</sup>利用散点图研究了 Bakken 致密油产量与水平段长度的关系(图 2),认为 1219~2134 m 为最优化水平段长,而超过 2134 m 的水平段长归一化的效果变差。Edgeman 等<sup>[7]</sup>利用净现值法(NPV)研究 Midland 盆地的泥盆系的最优化水平段长度为 1219 m(4000 ft)。

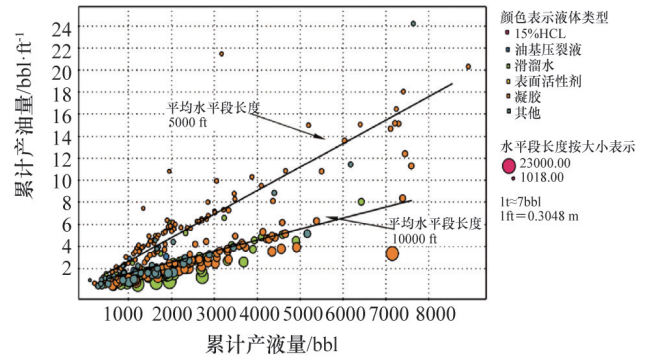


图2 Bakken 不同水平段长度3个月累计产油量对比  
Fig. 2 Comparison between 3-month cumulative production and the lateral length in the Bakken

### 1.2 布井方式

Bakken 致密油开发中,典型的布井方式是在每 5.18 km<sup>2</sup> 单元内有 8 口井,其中 Middle Bakken 和 Three Forks 各 4 口井(图 3),井间距 402 m。而在 Eagle Ford,目前的 Pioneer Natural Resources 在上 Eagle Ford 层将钻井间距从 305 m 降到 152 m,并计划将井距进一步降低至 91.4 m<sup>[8]</sup>。HESS 公司则在 Bakken 钻双阶水平井,两口水平井的水平段长度都在 3048 m 以内。

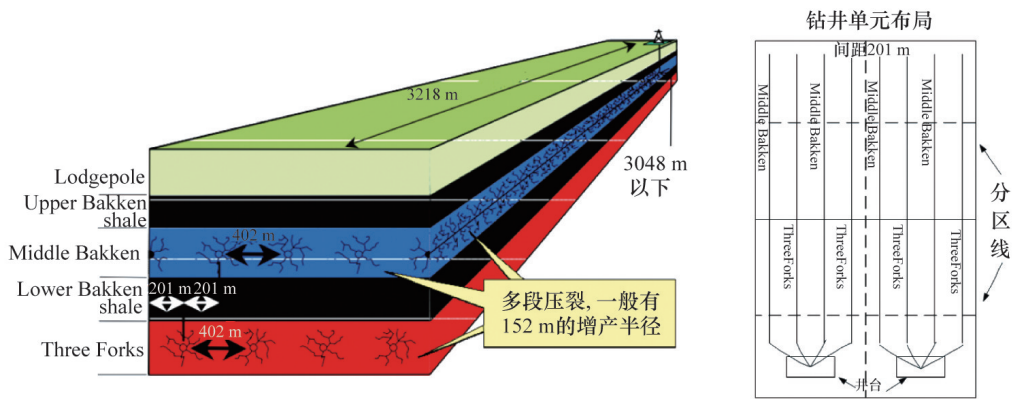


图3 Bakken 典型的钻井模式  
Fig. 3 Typical drilling model in the Bakken

### 1.3 钻井配套工具

水平井钻井最重要的是确定所钻水平段能准确控制在

靶区内,减少潜在的偏离,这样不仅可以提高钻井效率,而且也增加了井筒与目的层的接触<sup>[9]</sup>。在钻井过程中,随钻测井

(LWD)的测量数据实时传送到地面,这些测量对地层或流体边界具有高度的灵敏度,使得其能够对边界进行实时测量。工程专家用先进的地质导向软件进行实时的测绘和曲线解释,使其能够让钻井轨迹在靶区内(图4(a))。

在Midland盆地,采用旋转导向系统(RSS)(图4(b)),短脉冲MWD和PeriScope地层边界绘图系统,再加上推荐的井

身结构,能够确保钻井的有效性和地层评价,保证储层钻遇率,提高了井眼质量<sup>[10]</sup>。此外相配套工具还有很多,如Litho Scanner高清晰度光谱工具提供伽马射线光谱描述复杂油藏的细节及各种地层岩石的主要构成元素;微成像(MSI)系统能够在导电泥浆环境中为钻井提供高分辨率的侧向测井视电阻率和全井径图像<sup>[11]</sup>。

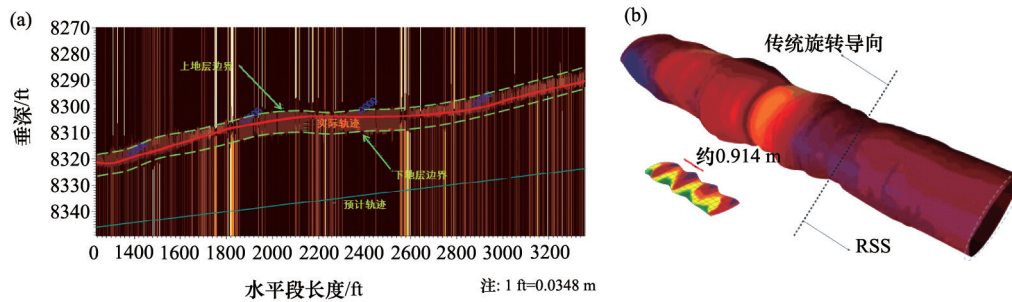


图4 钻井实时分析(a)及传统旋转电机与RSS系统的井眼区别(b)

Fig. 4 Real-time drilling analysis and difference between a conventional steerable motor and a rotary steerable system

Auto-Trak Curve旋转导向系统最大造斜率可达 $15^{\circ}/30\text{ m}^{[11]}$ ,其完整的底部钻具组合包含钻头、控制短节、MWD和动力/脉冲器。该系统已在美国主要的页岩储层得到应用。

此外,高精度LWD成像可提供 $0.00635\text{ m}\times 0.00635\text{ m}$ 的精度,且整合后的LWD/MWD平台能够提供实时定向、旋转方位伽马测井和多频电磁波电阻率测井等<sup>[12]</sup>。

#### 1.4 新型钻井配套设备

致密油的高效开发离不开工厂化作业的开发模式,而与之相配套的钻井设备技术的提高为工厂化批量钻井的实现提供了可能,目前行走式钻机、LNG钻机<sup>[8]</sup>和Flexrig陆地钻

机<sup>[13]</sup>在北美已获得广泛应用(图5)。以行走式钻机为例,目前可以实现8个方向的自由移动,对井场条件要求较低,且其移动速度较快,可以达到 $8\text{ m/h}$ 。

伴随着钻井技术的提高,美国致密油钻井周期大幅降低。2008年,Bakken井深为 $4877\text{ m}$ 井,要求 $32\text{ d}$ 钻完;而到2013年, $6400\text{ m}$ 井约 $18\text{ d}$ 钻完,还有一些 $12\text{ d}$ 就完井的也很常见<sup>[8]</sup>。而Hess公司的双阶水平井最快只需要 $26\text{ d}$ 。在大幅度提高钻井速度的背后,上述相配套的钻井装备及钻井配套工具与技术提供了极大支撑。



(a) 行走式钻机

(b) H&P Flexrig陆地钻机

(c) LNG钻机

图5 3种不同类型的钻机

Fig. 5 Three different drilling rigs

## 2 美国致密油压裂关键技术

水力压裂技术是致密油开发的另一项必备技术。由于致密油储层物性差,自然状态下几乎无工业产能,需要借助

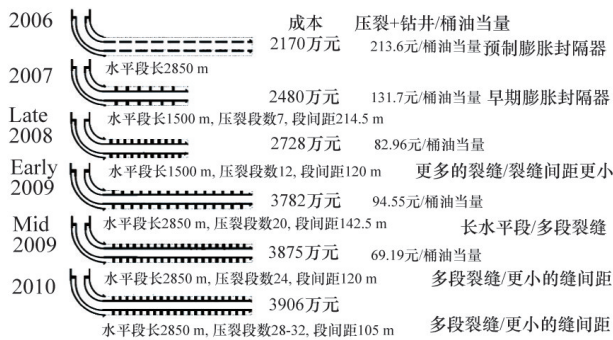
水力压裂才能获得经济产能。尤其是随着水平井钻井技术的提高,多段压裂施工工艺在致密油乃至整个非常规资源开发过程中都扮演着十分重要的角色。

### 2.1 压裂级数

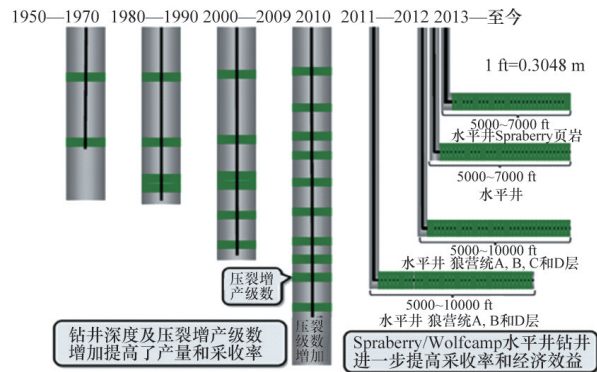
Bakken 致密油一般分 30 段左右进行分级改造<sup>[14]</sup>,而在 Midland 盆地一般分 30~34 级进行改造<sup>[5]</sup>。目前在 Bakken 的作业者更倾向于减少段间距而增加压裂段数<sup>[10]</sup>,以保证压后产量的提高。国内梁涛等<sup>[15]</sup>采用信息量分析、灰色关联和正交试验设计 3 种方法对 Bakken 致密油压裂水平井产能参数的影响程度进行了计算和分析,认为压裂级数、缝长、水平井

段长度和渗透率是影响产能的最主要因素,其中压裂级数影响排序最高。

从图 6 可以看出,2006—2010 年, Bakken 致密油的水平段越来越长,压裂级数逐渐增加,压裂段间距逐渐减少,单位开发成本逐渐降低,开发效益显著。而 Midland 盆地致密油,在近些年也将开发井转向水平井,水平段分段级数逐渐增加。



(a) Bakken 钻井机分段改造情况



(b) Midland 钻井机分段改造情况

图 6 Bakken 与 Midland 钻井及分段改造的变化

Fig. 6 Drilling and fracturing stage changes in Bakken and Midland

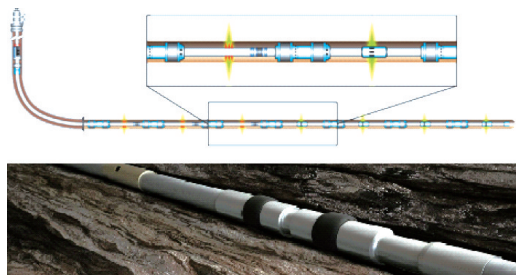
### 2.2 压裂工艺与工具

目前最常用的压裂分段改造工艺是桥塞与射孔联作技术,该技术占所有多段改造总数的 75%~85%<sup>[16]</sup>。2010 年, Figaro 29-32 井在水平段长为 2048 m 的井筒内采用 35 级桥塞和射孔联作技术。目前应用该技术最深水平井的垂深为 6300 m<sup>[17]</sup>。

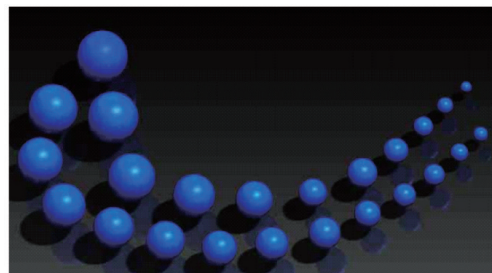
实现桥塞和射孔联作目前在北美有电缆泵送或连续油管下入的 2 种方式实现。电缆下入方式是当前最为常见的方式。由于部分井的停泵压力高,泵送时地面压力过高,对防喷管动密封形成巨大挑战;同时若水平段过长,泵送时间长,施工效率较低,在这些情况下使用连续油管实现射孔联作的

方式则更为实际。连续油管下入完成桥塞与射孔联作工艺是通过环空打压坐封桥塞,管内打压点燃多级火药,通过延时装置实现分簇射孔,理论上在防喷管长度不限制的情况下,改造簇数没有限制。

在北美,另外一种常见的分段改造工艺是裸眼多级滑套系统(OHMS,图 7)<sup>[18-20]</sup>。该工艺可以通过 3 种分流方式实现分级改造,即投球分流、桥塞射孔分流以及趾端采用投球分流和根部采用桥塞射孔分流的混合分流。该工艺的施工效率较高,目前分段可达到 22 段。但由于裸眼封隔器有潜在的风险,尤其是随着压裂段数的增加,这种风险更为明显,因此在现场的应用范围小于桥塞射孔联作工艺。



(a) 工具示意



(b) 系列球

图 7 裸眼多级滑套系统

Fig. 7 Open hole multi-staged sliding sleeve system

## 2.3 压裂材料

### 2.3.1 压裂液

Mille 等<sup>[6]</sup>通过 Bakken 现场施工情况汇总分析(图8),认为增产效果好的井多采用凝胶进行压裂施工,而产量较差的井多采用滑溜水或少量的交联液。这种结果可能与储层加砂量大小有关,即由于滑溜水等低黏液体在携砂性能上不及

冻胶,因此同样的施工规模,加砂量必然减小,这可能是造成最后的产量不佳的主要因素。而在 Eagle Ford 地区,施工液体则常采用复合压裂液。

Jim 等<sup>[21]</sup>通过 Midland 盆地 1500 个压裂施工发现,约 83% 的压裂井采用硼交联冻胶。压裂施工采用冻胶占总施工量的 93%。可见在 Midland 盆地,压裂液主要以冻胶为主。

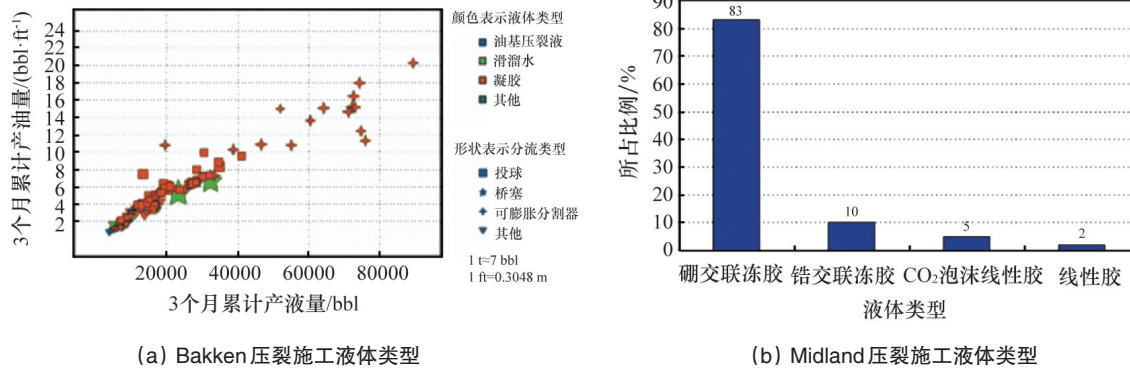


图8 Bakken与Midland压裂施工类型

Fig. 8 Fracturing treatment types of Bakken and Midland

### 2.3.2 支撑剂

从图9可看出, Bakken 地区产量最好的井采用的是 20/40 目及更小尺寸的天然砂或人造陶粒,而在 Midland 盆地<sup>[21]</sup>,基

本上都采用 40 目以内的天然砂。近些年,为了保证压后的裂缝导流能力,在 Bakken 致密油压裂施工中,许多井都开始采用人造陶粒,部分井甚至全部采用人造陶粒作为支撑剂。

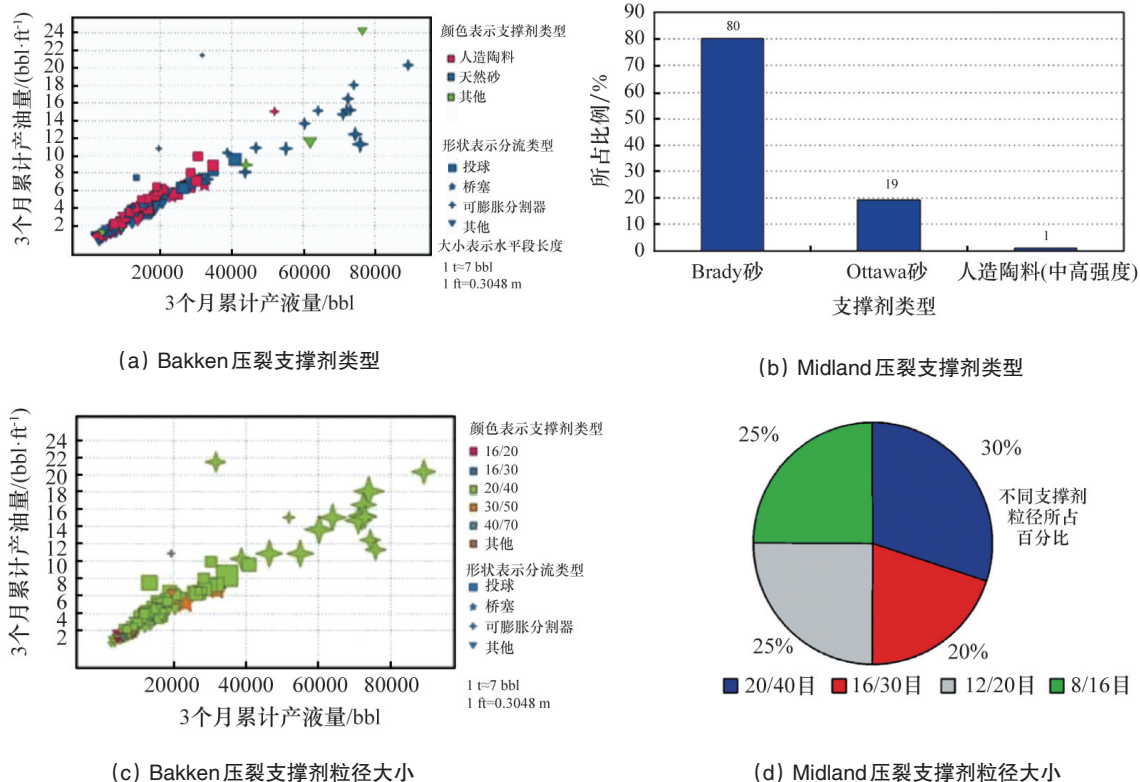


图9 Bakken及Midland压裂支撑剂类型及大小

Fig. 9 Fracturing proppant types and sizes of Bakken and Midland

Elyezer等<sup>[22]</sup>通过模拟模型得出(图10),在2.6 km<sup>2</sup>面积上一口水平井,0.002×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>储层最优化压裂级数在12级以上,且使用陶粒和石英砂对产量的影响不大;而在0.4×10<sup>-3</sup>

μm<sup>2</sup>储层最优化压裂级数为10~12级,且使用陶粒的增产效果明显。

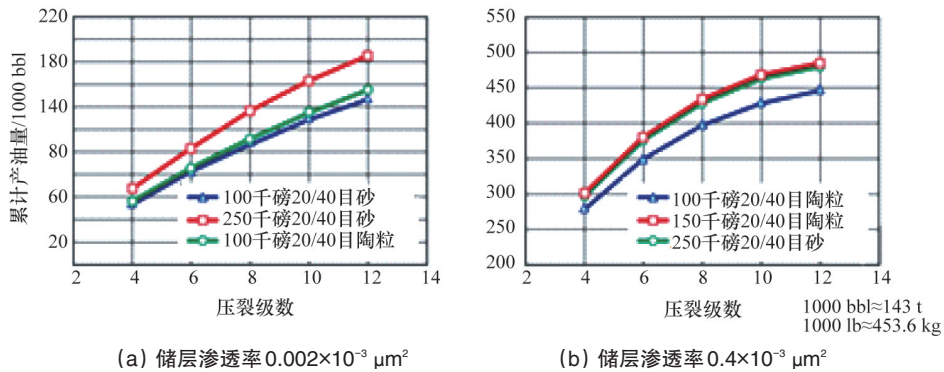


图10 5年累计产油量与压裂级数关系

Fig. 10 Relationship between five-year cumulative oil production and fracturing stages

Rankin等<sup>[23]</sup>认为,采用抗闭合压力更高的支撑剂可以减少井的重复压裂,他们的依据是在巴肯最初采用天然砂作为支撑剂的压裂井,重复压裂都可以获得经济效益(需要重新射孔);而采用尾管完井方式进行天然砂压裂井,重复压裂基本上都可获得经济效益;尽管滑溜水加天然砂在对加陶粒的部分井实施的重复压裂中获得一定成功,但一口采用30/50目陶粒支撑剂加滑溜水的井的产油量却是4口采用40/70目砂井产量的4倍;滑溜水加人造陶粒进行重复压裂已经在最

初采用加天然砂的井中获得巨大成功。因此,Rankin等认为采用高抗闭合强度的人造陶粒有助于保证长期的裂缝导流能力,从而能够保证长期的产量稳定,提高最终增产效果。

#### 2.4 压裂施工参数

##### 2.4.1 排量

从图11可以看出 Bakken<sup>[24]</sup>和 Midland<sup>[21]</sup>压裂施工排量一般在6.4 m<sup>3</sup>/min(40 bbl/min)左右,这与射孔孔眼数有一定联系。在美国,一般认为单个孔眼流量在0.32 m<sup>3</sup>/min为宜。

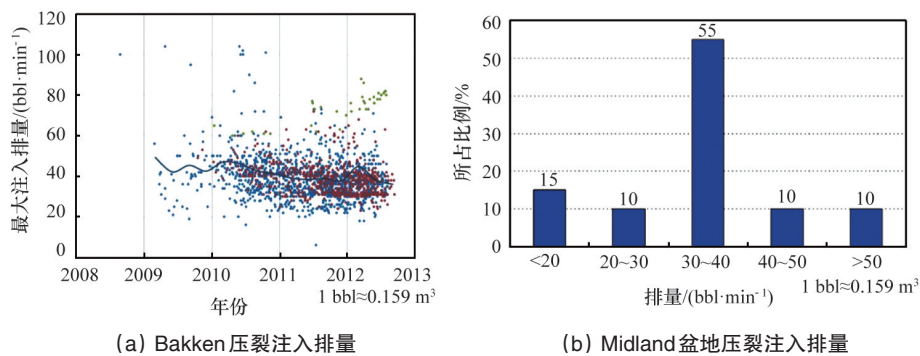


图11 Bakken及Midland注入排量

Fig. 11 Injection rate of Bakken and Midland

##### 2.4.2 压裂规模

从图12<sup>[16]</sup>可以看出, Bakken产量较好的井,单位水平段长度上压裂液用量大于1.86 m<sup>3</sup>/m,支撑剂量大于0.446 t/m,

平均砂浓度大于300 kg/m<sup>3</sup>。产量较低的井,单位水平段长度上压裂液用量小于0.744 m<sup>3</sup>/m,支撑剂量大于0.15 t/m。从产量看,砂量和液量对致密油最终的产量起着关键作用。

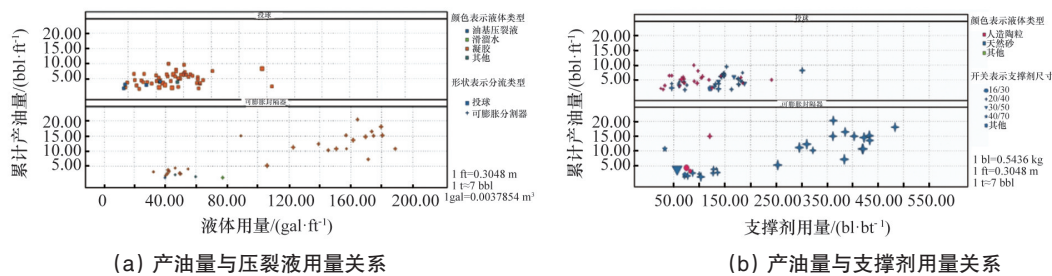


图12 Bakken压裂液体用量及砂用量归一化

Fig. 12 Normalized graph for Bakken fracturing fluids and proppant volume

### 3 “工厂化”作业

“工厂化”作业可实现批量钻井、批量压裂生产,提高生产效率的同时降低了占地面积,减少了设备动迁费用。此外,“工厂化”作业由于大批量井距离较近,有利于钻井液及压裂液的回收利用,利于降低成本,提高经济效益。目前北美“井工厂”作业成熟,一般的“井工厂”平台采用钻丛式水平井,每个井场一般钻16~20口井,水平段长一般超过1500 m,每口井压裂20级以上。如霍恩河一个比常规井场面积大一些的井场可容纳2部钻机,井场设计钻28口水平井,每口井

的压裂20段以上<sup>[25]</sup>。而在北科大州亚特兰大平台(Continental Resources)钻14口井,最长水平段井的井深可达9754 m。

为适应“工厂化”作业,同步压裂技术与链式压裂技术<sup>[26]</sup>是最为常见的技术,其中链式压裂技术的应用最为广泛,这种交叉式的作业对设备和场地的要求比同步压裂的要求要低。同时,从现场实践情况看,链式压裂对形成复杂缝网的形成也十分有利(图13)<sup>[27]</sup>,这对提高油藏增产体积(SRV),并最终提高致密油压后产能起着至关重要的作用。

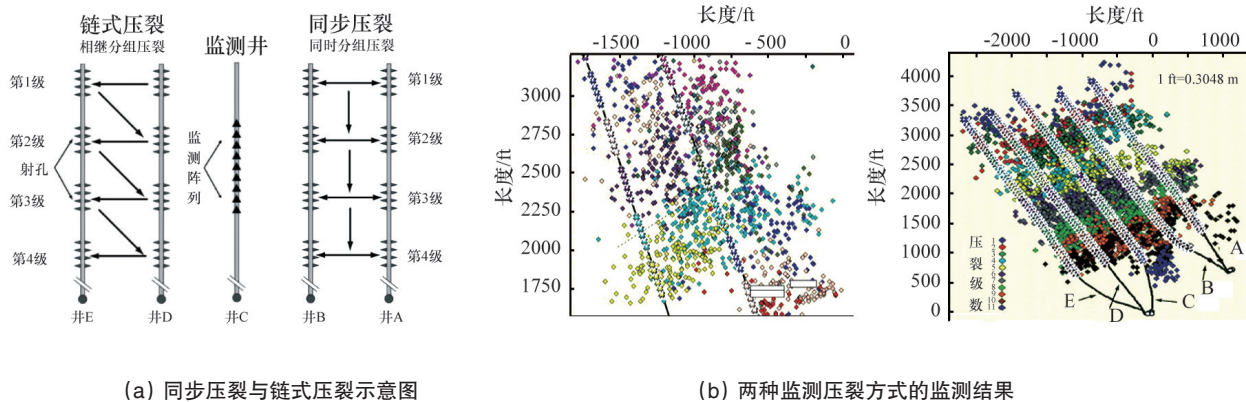


图13 同步压裂与链式压裂示意图及微地震监测结果  
Fig. 13 Simultaneous fracturing and zipper fracturing schematics and microseismic monitoring results

### 4 讨论

美国致密油开发技术,是以水平井技术与多段改造工艺技术的发展成熟为前提的。这是因为水平井与分段改造能够实现体积改造,使储层形成复杂缝网,复杂缝网的形成提高整个SRV,使得裂缝与油藏接触面积增加,降低了致密油的渗流阻力,提高了压后产量。但水平段的增加和压裂段数的增加,无疑会增加总的施工成本,而“工厂化”作业的实施很好地解决了这些问题,即采用“工厂化”的思路,批量钻井、批量开发,开展钻井液及压裂液的综合利用,降低成本的同时也促进了致密油的高效开发。

于其采用分簇射孔,在压裂施工过程中,多条裂缝会同时延伸,这样裂缝间会产生相互干扰,进一步增强裂缝的复杂性,有利于储层体积改造。

4) 美国致密油压裂常常采用天然砂作为主要的支撑剂。但在中国致密油开发中,建议全部或大部分采用人造陶粒,尤其是低密度高强度陶粒。这是因为中国区域地层构造应力复杂,储层的闭合应力往往比较高,采用天然砂无法保证压后的裂缝导流能力,会导致产量的急剧下降。

5) 美国致密油压裂在压裂规模上的选择不一定适合中国的致密油,但为国内的致密油开发提供了一些思路,即压裂液量及砂量的增加对产能的提高非常重要。如何优化压裂施工规模,保证致密油开发的经济效益还需要加强研究。

6) 美国致密油开发技术对中国致密油的开发整体上具有借鉴意义,但中美致密油储层的差异决定了不能盲目照搬美国致密油开发技术。尽管如此,美国的致密油开发设计思路和成功经验仍然值得在中国的致密油开发过程中进行推广应用,这对中国致密油开发技术的发展至关重要。

### 5 结论

1) 美国致密油开发的主体思路是利用水平井加分段改造工艺技术实现体积改造,增加油藏改造体积,从而增加最终产量;利用“工厂化”作业降低综合成本,提高整体经济效益。

2) 以旋转导向、边界测绘系统等与水平井钻井相配套的技术,保证了储层的钻遇率,是寻到“甜点”,保证钻井成功率的关键。这点对中国致密油钻井具有十分重要的借鉴意义。

3) 美国体积改造实现的方式目前主要为桥塞与射孔联作工艺与裸眼多级滑套系统工艺,这些工艺技术在中国的致密油开发中同样适用。尤其是桥塞与射孔联作工艺技术,由

#### 参考文献 (References)

[1] US. Oil and natural gas outlook[EB/OL]. 2014-06-16. [http://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski\\_06162014.pdf](http://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski_06162014.pdf).  
[2] 杜金虎, 刘合, 马德胜, 等. 试论中国陆相致密油有效开发技术[J]. 石

- 油勘探与开发, 2014, 41(2): 198-205.
- Du Jinhui, Liu He, Ma Desheng, et al. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 198-205.
- [3] 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 25-30.
- Lin Senhu, Zou Caineng, Yuan Xuanjun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30.
- [4] 窦宏恩, 马世英. 巴肯致密油藏开发对我国开发超低渗透油藏的启示[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(2): 120-124.
- Dou Hongen, Ma Shiyang. Lessons learned from oil production of tight oil reservoirs in Bakken play[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(2): 120-124.
- [5] Toon S. Horizontal wolfcamp[EB/OL]. 2012-04-01. <http://www.oilandgasinvestor.com/horizontal-wolfcamp-517276>.
- [6] Mille B, Paneitz J, Mullen M, et al. The successful application of a compartmental completion technique used to isolate multiple hydraulic-fracture treatments in horizontal bakken shale wells in North Dakota[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 21-24, 2008.
- [7] Edgeman J R, Walser D W. Comparison of two low-permeability horizontal devonian projects in the Permian Basin with competing completion techniques[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 5-8, 2003.
- [8] Redden J. Drilling the unconventional: Shale focus shifts to increasing IP rates EUR[J/OL]. World Oil, 2014. <http://www.worldoil.com/magazine/2014/march-2014/shale-technology-review/drilling-the-unconventionals-shale-focus-shifts-to-increasing-ip-rates-eur>.
- [9] Kok J, Finder P, DeJarnett J, et al. Successful geosteering in low resistivity contrast reservoirs of the Permian Basin[C]. SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio, USA, August 17-19, 2011.
- [10] Lloyd B, Starkey A, Jany J. Leveraging innovative technologies to recover reserves in the Bakken Formation[C]/Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, October 19-21, 2010.
- [11] Meyers G R. Investigating new tools technologies for the Permian Basin[EB/OL]. 2012-03-27. [http://www.slb.com/~media/Files/industry\\_challenges/unconventional\\_gas/industry\\_articles20130327\\_hart\\_energy\\_permian\\_basin.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/unconventional_gas/industry_articles20130327_hart_energy_permian_basin.pdf).
- [12] Janwadkar S, Murrell P, Thomas M. Using real-time high-resolution LWD images to navigate and optimize multi-stage completions in a carbonate reservoir[C]. EAGE Annual Conference & Exhibition, London, United Kingdom, June 10-13, 2013.
- [13] Redden J. Technology fuels BHP's Eagle Ford improvements[J]. World Oil, 2014, 235(8): 103-106.
- [14] Tabatabaei M, Mack D, Daniels R. Evaluating the performance of hydraulically fractured horizontal wells in the Bakken shale play[C]. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, USA, April 14-16, 2009.
- [15] 梁涛, 常毓文, 郭晓飞, 等. 巴肯致密油藏单井产能参数影响程度排序[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 357-362.
- Liang Tao, Chang Yuwen, Guo Xiaofei, et al. Influence factors of single well's productivity in the Bakken tight oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 357-362.
- [16] Ball B. Fracturing technology continues to advance[J]. World Oil, 2014. <http://www.worldoil.com/magazine/2014/july-2014/shale-technology-review/fracturing-technology-continues-to-advance>.
- [17] Kulkarni P. High oil prices spur Bakken activity[J]. World Oil, 2010, 231(5): 55-58.
- [18] Zander D, Czehura M, Snyder D J, et al. Horizontal drilling and well completion optimization in a North Dakota Bakken Oilfield[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19-22, 2010.
- [19] Zander D, Czehura M, Snyder D J, et al. Well completion optimization in a North Dakota Bakken Oilfield[C]. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ho Chi Minh City, Vietnam, November 1-3, 2010.
- [20] Zander D, Seale R, Snyder D J, et al. Well completion strategy and optimization in a North Dakota Bakken Oilfield[C]. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, January 31-February 2, 2011.
- [21] Trela J M. Controlling proppant flowback to maintain fracture conductivity and minimize workovers: Lessons learned from 1500 fracturing treatments[C]. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 13-15, 2008.
- [22] Lolon E P, Cipolla C L, Weijers L, et al. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing/conductivity in the Bakken Formation, North Dakota[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, October 4-7, 2009.
- [23] Rankin R, Thibodeau M, Vincent M C, et al. Improved production and profitability achieved with superior completions in horizontal wells: A bakken/three forks case history[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in Florence, Italy, September 19-22, 2010.
- [24] Pearson C M, Griffin L, Wright C, et al. Breaking up is hard to do: Creating hydraulic fracture complexity in the Bakken Central Basin [C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, USA, February 4-6, 2013.
- [25] Reynolds M M, Munn D L. Development update for an emerging shale gas giant field—Horn River Basin, British Columbia, Canada[C]. SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, February 23-25, 2010.
- [26] Vermylen J P. Geomechanical studies of the Barnett shale, Texas, USA [D]. Palo Alto, California: Stanford University, 2011.
- [27] 吴奇, 胥云, 张守良, 等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706-714.
- Wu Qi, Xu Yun, Zhang Shouliang, et al. The essential theories and optimization design of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.

(责任编辑 王媛媛)