

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201601002

深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议

陈 作, 曾义金

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 中国深层页岩气资源潜力巨大, 近年来少数探井产气量取得了突破, 但大多数探井页岩储层压后产气量低且递减快, 达不到经济开发要求, 总体上还未形成深层页岩气商业开发的格局。在总结分析 Haynesville 区块和 Cana Woodford 区块深层页岩地质特征、压裂工艺技术特点、压裂材料及工程成本的基础上, 分析了国内外深层页岩可压性的差异, 指出国外深层页岩气地层的孔隙度、含气量、脆性指数和地应力差等参数要远优于目前国内深层页岩气地层, 认为良好的储层地质与工程条件、量身定制的压裂工艺技术以及较低的单井综合成本是实现深层页岩气经济开发的关键, 提出了开展深层页岩网络裂缝形成机制研究, 高应力条件下大规模、高导流、体积压裂技术研究以及耐高温、低摩阻压裂流体体系研究等技术攻关的建议, 以尽快形成适合中国深层页岩气开发要求的配套压裂技术, 促进中国各个深层页岩气区块实现商业化开发。

关键词: 深层; 页岩气; 水力压裂; 裂缝复杂性; 导流能力; 连续加砂

中图分类号: TE375 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2016)01-0006-06

Present Situations and Prospects of Multi-Stage Fracturing Technology for Deep Shale Gas Development

CHEN Zuo, ZENG Yijin

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101)

Abstract: China possesses great potential in deep shale gas reserves and some breakthroughs have been achieved in some exploration projects in the past few years. However, most of shale wells are characterized by low productivity and rapid production decline after fracturing. Accordingly, these exploration wells may not attain the requirements for economic development. Under such circumstances, commercial development of deep shale gas in China is still in its preliminary stages. In this paper, geologic features, fracturing techniques, materials, and engineering costs related to deep shale gas development in the Haynesville and the Cana Woodford were reviewed to highlight differences in fracturing operations for deep shale gas development inside and outside China. Research results show that some big difference exists among porosities, gas contents, brittleness, stress difference and other parameters of deep shale gas reservoirs. Favorable geologic and engineering conditions, together with tailor-made fracturing techniques and low overall costs of individual wells can be as crucial keys for economic development of deep shale gas. To accelerate the commercial development of deep shale gas reservoirs in China, it is necessary to conduct in-depth studies for formation of fracture networks in deep shale, development of large-scale, high-conductivity, volumetric fracturing techniques under high geo-stress contrast and for the development of temperature and friction-resistant fracturing fluid systems to clearly identify fracturing techniques suitable for development of deep shale gas in China.

Key words: deep; shale gas; hydraulic fracturing; fracture complexity; flow conductivity; continuous sand fracturing

国内外埋深超过 3 500 m 的页岩气资源量丰富, 但经济开发面临巨大的难题。美国是开发深层页岩气最早的国家, 勘探发现了 Haynesville、Eagle Ford、Cana Woodford、Hilliard-Baxter-Mancos 和 Mancos 等 5 个深层页岩气区块^[1-2], 其中 Haynesville、Eagle Ford 和 Cana Woodford 等 3 个埋深 3 500~4 100 m 的深层页岩气区块, 水平井分段压

收稿日期: 2015-12-10。

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。系本刊审稿专家。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。

裂后单井产气量在 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 平均单井最终采气量超过 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$, 单井综合成本 1 200 万美元以下, 获得了经济开发。而 Hilliard-Baxter-Mancos 和 Mancos 等 2 个埋深超过 4 400 m 的页岩气区块, 因水平井分段压裂后单井产气量低(小于 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),

平均单井最终采气量低(低于 $2\,800 \times 10^4 \text{ m}^3$), 单井综合成本 2 000 万美元以上, 未获得经济开发, 美国不同深层页岩气区块单井产气量与成本见表 1。美国深层页岩气综合开发技术还在进一步攻关研究中。

表 1 美国深层页岩气开发单井产气量与成本

Table 1 Productivities and costs per individual well for deep shale gas development in US

区块名称	平均埋深/m	平均厚度/m	单井控制面积/ km^2	单井产气量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	单井平均最终采气量/ (10^8 m^3)	单井综合成本/万美元
Haynesville	3 658	76	0.32	8~16	1.01	900~1 000
Eagle Ford	3 600	121	0.64	10~70	1.56	400~650
Cana Woodford	4 115	61	0.64	6~15	1.47	900~1 200
Hilliard-Baxter-Mancos	4 496	937	0.32	3.0	0.05	2 000
Mancos	4 648	914	0.32	0.14~2.80	0.28	

中国焦石坝、威远、长宁等区块中深层页岩气通过水平井分段压裂实现了商业化开发^[3-4], 近两年也在丁山、南川、永川和焦石坝外围等区块积极探索深层页岩气的有效开发技术, 虽然在水平井分段压裂技术上取得了重要进展, 少数探井产气量也取得了突破, 但压裂施工作业中存在施工压力高、加砂规模小、砂液比难以提高等问题, 且压后总体上呈现出初期产气量低且递减快的特征, 深层页岩气商业开发格局尚未形成, 因此, 有必要学习国外深层页岩气开发技术和经验^[5], 并针对国内深层页岩气储层特点, 明确研究方向并持续进行技术攻关, 逐步形成具有自身特色的深层页岩气开发技术, 尽快实现我国深层页岩气的商业化开发。

1 国外深层页岩气区块储层特征

Haynesville 和 Cana Woodford 是国外深层页岩气获得成功开发的典型区块。其中, Haynesville 区块页岩气储层埋深 3 200~3 900 m, 平均埋深 3 658 m, 厚度 45~90 m, 总有机碳量(TOC)为 3%~5%, 地层温度 150 ℃, 页岩杨氏模量 13.78 GPa, 泊松比 0.27; Cana Woodford 区块储层埋深 3 200~4 690 m, 平均埋深 4 115 m, 厚度 30~152 m, TOC 为 6%~12%, 地层温度 121 ℃, 页岩杨氏模量 34.45 GPa, 泊松比 0.18。2 个区块于 2007 年开始采用水平井分段压裂技术进行开发^[6], 其中, Haynesville 区块 2013 年全年累计产气量达 $775 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2 个区块的储层特征为:

1) 孔隙度高。储层平均孔隙度 5%以上, Haynesville 区块储层孔隙度达到 8%~12%, Cana Wood-

ford 区块储层孔隙度为 5%~8%。

2) 地层压力系数高。Haynesville 区块和 Cana Woodford 区块地层压力系数分别为 1.94 和 1.58, 地层能量充足。

3) 含气量高。Haynesville 区块的含气量达到 $12.4 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

4) 页岩脆性指数差异大。Haynesville 区块页岩脆性指数一般, 为 35%~55%, 而 Cana Woodford 区块页岩脆性指数高, 为 55%~75%。

5) 岩石脆塑性差异大。Haynesville 区块页岩杨氏模量低, 泊松比高, 塑性特征明显, 而 Cana Woodford 区块页岩杨氏模量高, 泊松比低, 脆性好。

6) 层理缝发育。两个区块页岩地层层理缝均较发育, Haynesville 区块天然裂缝发育程度较差, Cana Woodford 区块充填缝较多。

7) 最小水平主应力高。Haynesville 区块页岩地层平均最小水平主应力为 82.7 MPa(最小水平主应力梯度为 0.022 6 MPa/m), Cana Woodford 区块页岩地层平均最小水平主应力为 82.3 MPa(最小水平主应力梯度为 0.020 0 MPa/m)。

8) 水平地应力差异小。Haynesville 区块与 Cana Woodford 区块水平地应力差分别为 4.0 和 5.7 MPa, 水平地应力差异系数分别为 0.048 和 0.075。

2 国外深层页岩气区块压裂技术特点

国外深层页岩气压裂技术的发展经历了由试验探索到不断改进完善的过程, 与中深层压裂技术相比有着比较大的差异, 且不同区块的主要压裂技术参数有所差异。

2.1 主要压裂技术参数

Haynesville 区块页岩气井一般采用 $\phi 114.3 \sim \phi 139.7$ mm 套管完井^[7], 水平段长 1 000~2 000 m, 采用泵送桥塞与簇射孔联作压裂工艺, 单井压裂段数 10~14 段, 段间距 60~135 m, 平均 90 m。单段射孔 4~8 簇, 单簇射开 0.3~0.6 m, 孔密为 20 孔/m。预处理酸为盐酸(15.0% HCl 10 m³), 压裂施工排量 11~13 m³/min, 单段砂量 100~110 m³, 单段压裂液用量 1 800 m³, 平均砂液比由 4% (2009—2010 年) 增加到 6% (2011—2013 年)。压裂液为滑溜水+冻胶, 其中冻胶为 0.3% 硼交联羟丙基胍胶, 滑溜水与冻胶的体积比为 62:38。支撑剂组合为 100 目粉陶+40/70 目覆膜砂或中等强度陶粒+30/60 目覆膜砂或陶粒, 其中 100 目粉陶比例(体积)为 28% 左右, 以 40/70 目覆膜砂或中等强度陶粒为主, 尾追少量 30/60 目覆膜砂或陶粒。100 目粉陶以段塞方式加入, 40/70 目和 30/60 目覆膜砂或陶粒连续加入, 最高砂液比达到 24%^[8]。

Cana Woodford 区块页岩气井采用 $\phi 139.7$ mm 套管完井, 因页岩气储层埋藏更深, 施工难度更大, 在开发初期采用了大排量、滑溜水、低砂比加砂方式及泵送桥塞压裂工艺, 出现了施工压力高无法加砂、施工压力异常波动甚至砂堵等井下复杂情况, 且压后产气量也不理想。后期经过 2~3 年的技术攻关, 提出并采取了以下技术措施:

1) 增加水平段长度及压裂段数。水平段长度由 2007 年的 880 m 增至 2010 年的 1 460 m, 压裂段数由 5 段增至 11 段。

2) 降低单簇射孔长度, 增大射孔孔径。单段射开 4 簇, 单簇射开长度由 1.2 m 减至 0.6 m, 孔径由 10.7 mm 增至 14.5 mm。

3) 改变预处理酸液类型。预处理酸由盐酸(15.0% HCl)改为稀土酸(6.0% HCl+1.5% HF)。

4) 增加液量、砂量和砂液比。单段液量增加到 2 800 m³, 单段砂量由 50 m³ 增加到 82 m³, 平均砂液比由 1.8% 增加到 2.9%。

5) 采用连续加砂方式。

6) 压裂液组合发生变化。压裂液组合为线性胶(水+0.24%~0.30% 稠化剂)+滑溜水+线性胶, 滑溜水与线性胶的体积比约为 70:30。

7) 优化支撑剂组合。支撑剂采用 100 目粉陶+40/70 目覆膜砂+30/50 目覆膜砂或陶粒的组合, 其中 100 目粉陶占比 15%~18%, 以 40/70 目覆膜

砂或中等强度陶粒为主, 尾追少量 30/50 目覆膜砂或陶粒。

8) 大排量施工。压裂施工排量 13~14 m³/min。

采取上述技术措施后, 单井平均压后产气量增加了 1.5 倍, 90 d 平均产气量由 6.1×10^4 m³/d 提高到了 15.5×10^4 m³/d^[9], 实现了 Cana Woodford 区块页岩气的经济开发。

2.2 压裂技术主要特点

归纳总结 Haynesville 和 Cana Woodford 深层页岩气区块压裂技术的现场应用情况, 可以发现所应用压裂技术的主要特点为:

1) 短簇大孔径射孔。单簇射开长度 0.3~0.6 m, 孔径达到 14.5 mm。

2) 预处理酸类型多样化。依据储层状况分别采用了盐酸(15.0% HCl)或稀土酸(6.0% HCl+1.5% HF)进行预处理, 以最大程度降低施工压力。

3) 中黏或高黏压裂液用量大。压裂液采用线性胶+滑溜水+线性胶组合或滑溜水+冻胶组合, 其中线性胶占比 30% 以上, 冻胶占比最高达到了 38%。为了提高携砂能力, 甚至采用了硼交联羟丙基胍胶压裂液。

4) 支撑剂以 40/70 目覆膜砂或陶粒为主, 尾追少量 30/50 或 30/60 目覆膜砂或陶粒。

5) 单段施工规模大。单段压裂液用量 1 800~2 800 m³, 单段加砂量 80~110 m³。

6) 粉陶用量大。100 目粉陶用量在 15% 以上, 最大用量达到了 28%。

7) 加砂方式发生改变, 平均砂液比高。由常规的段塞式加砂改变为低砂比连续加砂, 平均砂液比 3%~6%。

8) 施工排量高。压裂施工排量在 11.0 m³/min 以上, 最高 14.0 m³/min。

9) 导流能力高, 改造体积大。经微地震监测和压力测试分析^[10], 压后裂缝导流能力为 1~4 D·cm, 改造体积为 $(1 \sim 2) \times 10^7$ m³。

3 中国深层页岩气压裂技术现状

3.1 国内外深层页岩可压性参数的差异

国内在川东南丁山、南川、焦石坝外围等地区进行了深层页岩气水平井的压裂先导性试验, 丁页 2HF 井和南页 1HF 井是国内目前所报道的完钻井深

最深的2口页岩气水平井,垂深分别达到4 417 m和4 627 m,水平段长度分别为1 034和1 103 m,分别采用 $\phi 177.8$ mm和 $\phi 139.7$ mm套管完井^[11],其目的层可压性参数与Haynesville和Cana Woodford区块相比存在不小差异,其表征储量丰度的孔隙度、含气量等参数以及表征形成复杂裂缝难易程度的脆性指数和地应力差等参数要远远差于国外已商业开发区块,主要差异体现在以下几个方面:

1) TOC。丁页2HF井和南页1HF井页岩TOC在3.5%以下,而Haynesville区块和Cana Woodford区块页岩TOC均大于3.0%,后者更是达到了6%~12%。

2) 孔隙度。丁页2HF井和南页1HF井页岩气储层孔隙度小于6.0%,而Haynesville区块和Cana Woodford区块页岩气储层孔隙度均大于5.0%,前者达到了8%~12%。

3) 含气量。丁页2HF井和南页1HF井的页岩含气量小于 $4.5\text{ m}^3/\text{t}$,而Haynesville区块页岩含气量达到了 $12.4\text{ m}^3/\text{t}$ 。

4) 脆性指数。Cana Woodford区块页岩脆性指数最高达到了75%,丁页2HF井和南页1HF井页岩脆性指数均低于60%。

5) 最小水平主应力梯度。丁页2HF井和南页1HF井的最小水平主应力梯度高达 $0.024\ 6\text{ MPa}/\text{m}$,而Haynesville区块和Cana Woodford区块的最小水平主应力梯度均低于 $0.022\ 6\text{ MPa}/\text{m}$ 。

6) 水平地应力差。丁页2HF井和南页1HF井两向水平地应力差为 $20\sim 25\text{ MPa}$,而Haynesville区块和Cana Woodford区块两向水平地应力差小于均 6 MPa ,且应力差异系数均小于0.1。

3.2 深层压裂先导试验及主要技术措施

3.2.1 深层压裂先导试验

针对深层页岩气的储层特点进行了压裂技术研究,并在丁页2HF井和南页1HF井进行了先导性压裂试验。丁页2HF井和南页1HF井均采用了泵送桥塞与簇射孔联作压裂技术,创造了国内深层页岩气施工垂深、施工压力与单井用液量等多项压裂施工纪录,实现了地质突破^[12]。丁页2HF井压裂12段,段间距为 $60\sim 120\text{ m}$,预处理酸为盐酸($15.0\%\text{HCl}$),压裂液为滑溜水和胶液的组合,单段注入液量 $2\ 506\sim 2\ 780\text{ m}^3$,支撑剂主要为100目粉陶和40/70目覆膜陶粒,单段加砂量为 $22\sim 34\text{ m}^3$,

单段砂比 $1\%\sim 10\%$,平均砂比为 1.1% ,施工排量约为 $12\sim 13\text{ m}^3/\text{min}$,施工压力为 $85\sim 95\text{ MPa}$ 。丁页2HF井压后产气量最高为 $10.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,试采日产气量约 $2.0\times 10^4\text{ m}^3$,日产水量约 35 m^3 ,取得了突破。南页1HF井压裂15段,段间距为 $64\sim 99\text{ m}$,预处理酸为土酸($15.0\%\text{HCl}+1.5\%\text{HF}$),压裂液为滑溜水+胶液组合,单段注入液量为 $2\ 400\sim 3\ 600\text{ m}^3$,支撑剂以100目粉陶和40/70目覆膜陶粒为主,采用长段塞方式加砂,单段加砂量为 $28\sim 73\text{ m}^3$,平均砂液比 1.6% ,施工排量为 $12\sim 14\text{ m}^3/\text{min}$,施工压力 $85\sim 113\text{ MPa}$,压裂液返排率 22.5% ,压后初期产气量为 $0.12\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.2.2 主要压裂技术措施

目前,中国深层页岩气压裂井相对较少,还需进一步提高深层页岩气压裂技术的针对性、进一步完善配套性,其主要技术措施为:

1) 常规射孔簇数与孔径。基本参考中深层页岩气簇射孔的压裂经验,单段射孔 $2\sim 3$ 簇,单簇射开长度 $1.0\sim 1.5\text{ m}$,射孔孔径 10.5 mm 。

2) 预处理酸。依据储层碳酸盐岩含量采用盐酸或稀土酸,单段用酸量 $15\sim 30\text{ m}^3$,部分井段达到 40 m^3 。

3) 压裂液。改变了常规页岩气压裂中单一应用滑溜水的模式,采用胶液+滑溜水+胶液组合,其中胶液选择低黏胶液和中黏胶液的搭配使用。

4) 支撑剂。以100目粉陶和40/70目覆膜陶粒为主,尾追少量30/50目覆膜陶粒,根据深层页岩造缝宽度窄的特点,加大100目粉陶的应用比例。

5) 加砂方式。以段塞式加砂为主,为提高砂液比,进行了长段塞加砂的尝试。

6) 砂液比。考虑地层对砂液比较敏感(砂液比 $5\%\sim 6\%$,施工压力上升较快),控制最高砂液比加砂,最高砂液比 10% ,平均砂液比 $1.1\%\sim 1.6\%$ 。

7) 压裂规模。单段压裂液用量 $1\ 000\sim 3\ 600\text{ m}^3$,单段加砂量 $26\sim 50\text{ m}^3$,因砂液比难以提高,设计的大规模加砂完成率不高。

3.3 存在的主要问题

综合分析丁页2HF井和南页1HF井2口页岩气井的压裂技术参数和压后效果,认为国内深层页岩气压裂存在如下技术难题:

1) 施工压力高,加砂困难。压裂施工压力在 85 MPa 以上,最高达到了 113 MPa ,砂进地层敏感,

只能在低砂比下施工,导致用液量大,而总加砂量不高。

2) 缝网形成难度大,改造体积有限。压裂施工曲线 G 函数分析表明,少部分压裂段可能形成了复杂缝网,大部分压裂段裂缝复杂程度不高,改造体积有限。

3) 砂液比低,支撑剂强度不够,导流能力低。平均砂液比小于 2.0%,支撑剂在高闭合压力下破碎率高,导流能力损失大,估算裂缝导流能力仅为中深层页岩的 1/5 左右。

4) 初期产气量不高且递减快。受地质条件与压裂难度的双重影响,压后产气量均不高,且不能长期稳产。

4 深层页岩气压裂技术启示及技术攻关建议

4.1 深层页岩气压裂技术启示

综合分析国外深层页岩的地质特点、压裂技术发展及页岩气开发历程,可以得到以下启示:

1) 良好的储层地质与工程条件是基础。储层具有较高的孔隙度、含气量、压力系数(达到 1.5~1.9)和脆性指数及较小的水平地应力差(低于 6 MPa),不仅是压后高产、稳产的物质与能量基础,同时也为压后形成复杂裂缝、获得较大的改造体积提供了工程条件。

2) 量身定制的压裂工艺技术是关键。不同区块采用不同的压裂工艺技术,并针对深层页岩特点制定压裂工艺技术措施,例如短簇大孔径射孔、增加中高黏度压裂液占比、大幅度增大加砂规模、段塞式加砂改为连续加砂、增大粉陶用量等,从而提高了施工成功率,增大了裂缝的复杂程度和改造体积,提高了裂缝导流能力,压后产气量得以大幅度提高并获得较高的最终采气量。

3) 较低的单井综合成本是实现页岩气经济开发的保证。Haynesville 区块一口垂深 3 500 m、水平段长约 1 400 m 页岩气井的钻井周期约 30 d,最短的一口井为 20 d;压裂时效性也不断得到提高,2008 年泵送桥塞压裂 1 d 可施工 2 段,2011 年 1 d 则可压裂 4.3 段,单井钻井成本 405 万美元、压裂费用 533 万美元。Cana Woodford 区块一口垂深 4 000 m、水平段长 1 900 m 页岩气井(井深约 6 000 m)的钻井周期约 55 d,最短的一口井为 38 d,钻井成本约为

(380~450)万美元,压裂费用为(520~650)万美元。由此可看出,垂深 3 500~4 000 m、水平井段长约 1 500 m 页岩气井的单井钻井与压裂成本控制在 1 100 万美元以下,才能有效保证深层页岩气的经济开发。

4.2 中国深层页岩气压裂技术攻关建议

中国深层页岩气区块地表条件复杂,受沉积、构造、埋深与温度等因素的影响,与美国深层页岩气相比,压裂工程特性与开发经济性发生一系列变化:1) 岩石的脆塑性、破裂特征发生变化,裂缝破裂和延伸难度加大,压裂施工压力高,施工符合率低;2) 裂缝闭合应力高、缝宽窄、砂液比难以提高、大规模加砂难度大、裂缝导流能力低;3) 岩石脆性差、地层两向水平地应力差大,转向缝形成难度加大,裂缝复杂性不高与改造体积小的问题突出;4) 压后产气量快速递减,工程成本与压后最终采气量经济匹配性差。由此可以看出,中国深层页岩气的经济开发面临着比国外更多的技术难题,除了要进一步寻找地质甜点,并大幅度降低钻井成本外,还要开展系统性的压裂工程技术攻关:

1) 深层页岩网络裂缝形成机制研究。系统开展不同深度页岩在高温高压下的破裂试验,测试不同深度、不同应力差条件下的裂缝形态,研究深层页岩网络裂缝形成机制。

2) 高应力差条件下提高裂缝复杂性与改造体积技术研究。与国外深层页岩相比,中国深层页岩地应力差明显增大,转向缝形成困难,需优化深层页岩气井的压裂段数与射孔簇数的匹配关系,充分发挥好层理缝的作用,论证缝内暂堵的可行性,以提高裂缝复杂性与改造体积以及在未形成复杂裂缝情况下增大改造体积。

3) 高闭合压力条件下长期高导流压裂技术研究。开展不同类型与粒径支撑剂在高温高闭合压力下的长期导流特性研究,进行不同高闭合压力条件下不同浓度支撑剂段塞式加砂和连续加砂导流能力测试分析,探索高通道压裂的适应性,形成不同深度和闭合压力条件下深层页岩支撑剂的选型方法、组合方式与加入方式,获得高闭合压力条件下的长期高导流能力。

4) 大规模、高砂比加砂综合工艺技术研究。大规模加砂是深层页岩取得较好压裂效果的关键措施之一,研究压裂液组合方式与比例、支撑剂组合方式及比例、砂液比以及排量组合等与地层特征的适应

性、匹配性,并综合研究射孔参数、预处理酸液类型与配方等对降低施工压力的作用,形成不同深度页岩的大规模、高砂比加砂综合工艺技术。

5) 高压泵送-射孔联作技术研究。深层页岩压后停泵压力高,高压泵送-射孔联作面临刮缆器高压抱电缆、井下工具串断脱等问题,因此需要研究下井电缆支持系统、电缆防喷装置、耐高压井下工具串等,以满足深层页岩气压后安全、快速泵送桥塞与射孔的要求。

6) 压裂流体体系研究。滑溜水、胶液的降阻率和黏度是影响加砂量的关键因素之一,研制与优化在高温、高剪切速率下保持高降阻率的滑溜水体系和高温下低浓度易泵送的胶液体系是亟需攻关的课题之一。

5 结束语

国外深层页岩气经过技术攻关与现场试验,部分区块已得到商业开发,基本形成了相应的配套压裂技术。中国深层页岩气勘探开发处于起步阶段,储层特征更为复杂,面临的压裂工程技术挑战巨大,全面突破不可能一蹴而就,需要石油地质与工程技术人员共同努力。建议相关企业与科研单位谋划好技术布局,按照系统化、协同化、注重原创等原则,分区块、分深度(埋深3 500~4 500 m和4 500 m以深)进行深层页岩气水平井分段压裂技术攻关,尽快形成适应中国深层页岩特性的压裂配套技术,并逐步完善和优化,从而促进国内深层页岩气的勘探开发进程。

致谢:在论文的写作过程中,中国石化石油工程技术研究院李双明、卞晓冰等同志在资料收集等方面给予了很大帮助,在此表示感谢。

参 考 文 献

References

- [1] WOOD D D, SCHMIT B E, RIGGINS L, et al. Cana Woodford stimulation practices; a case history[R]. SPE 143960, 2011.
- [2] FONSECA E R, FARINAS M J. Hydraulic fracturing simulation case study and post frac analysis in the Haynesville shale [R]. SPE 163847, 2013.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] ABOU-SAYED I S, SORRELL M A, FOSTER R A, et al. Haynesville shale development program: from vertical to horizontal [R]. SPE 144425, 2011.
- [7] POPE C, PETERS B, BENTON T, et al. Haynesville shale: one operator's approach to well completions in this evolving play [R]. SPE 125079, 2009.
- [8] POPE C D, PALISCH T T, LOLON E, et al. Improving stimulation effectiveness: field results in the Haynesville shale [R]. SPE 134165, 2010.
- [9] GRIESER W V, TALLEY C A. Post-frac production analysis of horizontal completions in Cana Woodford shale [R]. SPE 151222, 2012.
- [10] LOWE T, POTTS M, WOOD D. A case history of comprehensive hydraulic fracturing monitoring in the Cana Woodford [R]. SPE 166295, 2014.
- [11] 何龙, 胡大梁, 朱弘. 丁页 2HF 页岩气水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 125-130.
HE Long, HU Daliang, ZHU Hong. Drilling technologies for shale gas horizontal Well Dingye 2HF [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 125-130.
- [12] 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 陈会年]