

致密油藏开发技术研究进展

魏海峰, 凡哲元, 袁向春

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 从中外不同类型的致密油藏的定义和标准中总结出其特点, 统计分析了国外致密油的资源量及分布状况。选取开发规模较大或开发技术成熟的致密油区为研究对象, 从地质特征、开发历程及现状、技术发展状况、开发成本、开发效果及规律等多个角度进行分析, 提升并总结出不同地质条件下的主要开发技术及其政策、单井初期产油量、递减率和成本等关键指标的变化规律。综合分析了中国石化致密油藏的地质特点和开发状况, 得到以下认识: 地质认识是致密油藏有效开发的基础, 开发配套技术是致密油藏有效开发的保障, 开发基础研究是致密油藏有效开发的关键, 低成本战略是致密油藏有效开发的核心。

关键词: 致密油藏 水平井 多级分段压裂 技术进展 开发规律

中图分类号: TE349

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)02-0062-05

致密油藏开发改变了美国持续 24 a 石油产量下降的趋势, 使产量进入快速增长阶段^[1], 进而引发了致密油藏开发的热潮。水平井分段压裂开发技术是致密油藏开发的主体技术, 为储量增加提供了技术支撑, 提高了资源转化为产能的效率, 突破了常规勘探开发理念, 使致密油藏成为增储上产的突破点和主阵地。近年来, 中国在致密油藏开发技术及相应配套技术方面已具有一定的应用规模, 但是整体水平与国外相差较远。为此, 笔者跟踪研究了国外致密油藏开发技术研究进展, 以期能够提升认识, 为中国致密油藏开发提供参考。

1 致密油藏的特点

1980 年第 1 次提出致密砂岩气藏的概念, 认为该类气藏的流动渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该概念于 20 世纪 80 年代后期引入中国, 中国致密砂岩气有效孔隙度和渗透率分别为 3% ~ 12% 和 $0.000 1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。相对于致密气藏, 致密油藏储层物性较好, 但其开采难度大, 目前尚未形成统一的界定标准。

致密油藏的界限和标准^[2-14]可以概括为产能、储层物性和岩性 3 个方面: ①致密油藏一般无自然产能, 若不采取特殊的增产措施, 则不具备经济开发价值; ②将渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或者 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

作为致密油藏储层的上限, 最大不超过 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; ③致密油藏的岩性主要为砂岩、碳酸盐岩和页岩。不同的油气管理机构或协会将相同油田划分为不同的类别, 如 Bakken(巴肯)和 Eagle Ford(鹰滩)有的称为致密油区, 有的则称为页岩油区, 实际上其主要产层的岩性均为致密砂岩或碳酸盐岩, 页岩仅作为夹层存在, 而纯页岩段生产井很少, 因此常说的美国致密油藏或页岩油藏, 都可归为致密油藏。

致密油藏主要包括致密砂岩油藏和致密页岩油藏, 由于其岩性不同, 主要地质及油藏特征差别较大。致密砂岩油藏的主要特征为: ①岩性以泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩为主; ②含油范围主要受储层物性及其岩性控制; ③石油主要以游离状态赋存于储层中; ④储层岩性致密, 非均质性强; ⑤储层中油水关系复杂; ⑥地层压力异常, 多为高压异常或低压异常。致密页岩油藏的主要特征为: ①油藏为“自生自储”型或紧邻烃源岩发育区; ②石油以游离态为主, 吸附和溶解态为辅, 赋存于页岩层系中; ③以连续聚集油藏为主; ④地层压力异常, 通常为异常高压; ⑤存在受控于地质条件的“甜点”; ⑥产水很少或几乎不产水。

2 国外致密油资源及分布

全球约有 40 多个国家拥有致密油资源, 不同机

收稿日期: 2013-01-02。

作者简介: 魏海峰, 男, 工程师, 从事油田可采储量标定及开发规划工作。联系电话: (010)82312929, E-mail: weihf.syky@sinopec.com。
基金项目: 国家科技重大专项“中东中亚重点盆地油气地质特征与有利区优选”(2008ZX05031-001)。

构和专家对世界致密油储量的估算在数值上有差异,但都具有资源量规模巨大的特点。全球致密油资源量约为 $6\ 900\times 10^8$ t,是常规石油资源量的2.5倍以上^[10,15]。

国外致密油资源主要分布在美国、加拿大和俄罗斯。美国致密油集中在巴肯、鹰滩和Barnett(巴内特);加拿大致密油主要分布在马尼托巴省、萨斯喀彻温省、艾伯塔省和不列颠哥伦比亚省;其他地区的致密油主要分布在俄罗斯等国,包括叙利亚的Mah Formation、波斯湾北部的Sargelu Formation、阿曼的Athel Formation、西西伯利亚的Bazhenov Formation和Achimov Formation以及墨西哥的Chiconteppec Formation等。

3 国外致密油藏开发技术研究进展

目前致密油藏开发规模较大的国家是美国和加拿大,以这2个国家的致密油藏主要开发区带为研究对象,分别从地质特点、开发历程及现状、主体开发技术及技术政策、开发规律和勘探开发成本等方面对致密油藏开发技术的研究进展及其变化过程^[16-33]进行总结。具体包括地跨美国和加拿大的巴肯致密油区、美国的巴内特和鹰滩致密油区。

3.1 地质特点

国外致密油藏储层均为海相沉积,有利区分布面积广,一般超过 1×10^4 km²,主力产层埋深及油层厚度横向变化大,渗透率小于 3.5×10^{-3} μm²,孔隙度小于15%,属于低孔低渗透储层(表1)。油藏均为“自生自储”型,自然裂缝发育,如巴肯致密油区主力生产层80%的井钻遇了自然裂缝。主力产层的岩性为致密砂岩或者碳酸盐岩,页岩仅作为夹层存在,纯页岩主要为盖层,不是主力产层,且均为脆性地层。如巴肯组的上段和下段以暗色泥岩和页岩为主,富含有机质,都是很好的烃源岩;中段以灰褐色极细—细粒砾岩、白云质砂岩和粉砂岩为主,是主要储层和生产层;巴内特组储层在纵向上分为4段,主力产层为二、三和四段,由脆性钙质和硅质组成,多重叠层反旋回沉积,泥岩仅作为夹层存在,最下端为纯泥岩段,几乎没有生产井。

表1 国外典型致密油区储层特征

致密油区	有利区面积/10 ⁴ km ²	埋深/m	油层厚度/m	渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔隙度/%
美国巴肯	>4	2 500~3 500	3~40	0.000 3~3.36	5~15
巴内特	1.3	1 980~2 895	20~315	0.000 5~0.1	4~10
鹰滩	2.4	1 200~4 300	60~150	0.004~1.3	5~14

除以上共性之外,每个储层又有其独特性。美国巴肯组储层的上覆和下伏地层分别是洛奇波尔组 and 斯里福克斯组,该套储层岩性为致密灰岩,分布连续性很好,厚度相对其他致密油区薄,但是有利区面积最大,超过 4×10^4 km²,处于相对封闭的系统之中,气油比为2 000 m³/t,天然能量充足,一次采收率可以达到8%~16%;加拿大的巴肯组储层与美国的相比,储层厚度较薄,埋藏较浅,且存在水层;巴内特组储层的二氧化硅含量高,地层的杨氏模量高,同时具有低且均匀的水平应力,导致水力裂缝与自然裂缝垂直相交,形成范围更宽更复杂的网状裂缝系统;鹰滩组储层岩性为有机质丰富的钙质泥岩和灰岩,储层物性横向变化快,非均质性强,油气呈带状分布;矿物成分及力学性质变化较大,因此不同地区钻井和完井技术须进行针对性分析。以上这些特点给开发带来一定的经济风险。

3.2 开发历程及现状

水平井分段压裂是致密油藏开发的核心技术,该技术在每个致密油区都经过了3~5 a的探索期,产量均能实现较快增长。2006年水平井分段压裂全面应用于致密油藏开发,美国3大致密油区产油量进入快速增长阶段,2010年产油量已达 $1\ 333\times 10^4$ t,是2008年产油量的3倍;2011年致密油区的产油量为 $2\ 414\times 10^4$ t,比上年增长81%,占美国当年总产油量的9%。加拿大致密油藏产油量在2007年之后开始大规模增长,2010年底达 771×10^4 t,是2007年的113倍,投产油井4 100口。1953年勘探发现的美国巴肯油区的巴肯组(简称美国巴肯组),2000年开始应用水平井分段压裂,2007年开始规模化应用,截至2011年底,投产油井3 273口(水平井3 098口),年产油量为 $1\ 838\times 10^4$ t,是2006年产油量的17倍;2011年新钻压裂水平井的平均单井产油量为17 t/d,是不压裂水平井的1.4倍,是直井的2.8倍。2003年将水平井分段压裂技术应用于巴内特油区的巴内特组(简称巴内特组),单井产气量大幅度提高,是直井的2~5倍;2006年开始应用于致密油区,年产油量从2006年的 22×10^4 t增至2011年的 53×10^4 t。2008年鹰滩致密油区投入开发,初期只有钻机20台,至2012年2月达到220台,60个压裂作业队,生产井从2008年的5口增至2010年的71口,年产油量从2008年的 1.87×10^4 t增至2010年的 62.5×10^4 t,2011年产油量为 523.23×10^4 t;2011年12月平均单井产油量约为16.1 t/d;截至2011年底,年产油量为 592×10^4 t,共投产水平井1 527口,其中油井989口,气井538口;计划部署钻井4 230口。

3.3 开发技术及技术政策

水平井和分段压裂技术 水平井和分段压裂技术是致密油藏开发的主体技术,具体到每个典型开发区,其技术政策存在差异。美国巴肯组储层厚度薄、分布广,水平井水平段比较长,水平井的井型包括单分支井、双分支井和三分支井,以单分支井和双分支井为主;水平段长度以1 600和3 200 m为主,最长达6 090 m;一次井距主要为1 100 m,加密后约为500 m。巴内特组和鹰滩油区的鹰滩组(简称鹰滩组)储层相对较厚,且物性横向变化较大,分段压裂水平井的水平段长度都较短,如巴内特组水平井平均水平段长度为1 100 m,鹰滩组水平井水平段长度主要为900~3 000 m,平均为1 600 m。

完井方式 完井方式不同,分段压裂的技术有差异。美国巴肯组储层开发初期,探索应用了各种完井方式,主要为胶结或未胶结套管完井、裸眼完井;目前以裸眼完井为主,封隔器和滑套单缝分段压裂;水平段长度为1 600 m的井,压裂段数从2008年的10段上升到2011年的15~20段;水平段长度为3 200 m的井,压裂段数从2008年的10段上升到2011年的20~40段,最长达47段,段间距从初始的120~170 m缩短为75~100 m。部分应用胶结和未胶结套管完井,泵送桥塞分段压裂,段内分簇射孔压裂,每段分3~6簇。加拿大巴肯油区的巴肯组储层控制水平井的水平段长度、压裂段数及压裂规模,水平段长度主要为800~1 350 m。巴内特组和鹰滩组主要为套管完井,段内分簇压裂;在水平段长度相同时,巴内特组的水平井压裂段数少、段间距大、段内簇数少,同时控制压裂的缝长,段间距为200~250 m,段内簇数为1~2簇。

压裂液类型和支撑剂用量 美国巴肯组开发早期主要采用清水压裂,虽成本低,但压裂半径小;中期采用减阻水力压裂技术,但由于含有凝胶剂,会对地层产生一定的损害;目前主要采用滑溜水或者滑溜水和线性胶的复合体系,实现大排量、大砂量、小粒径、低砂比压裂;每口井压裂液和支撑剂用量都在不断上升,目前每段压裂液和支撑剂的用量分别为1 000~1 500 m³和100~200 t。巴内特组开始采用大体积减阻水压裂液,但是压裂规模小,目前主要采用减阻水和交联凝胶复合体系压裂液;鹰滩组钙质岩石成分与其他已知页岩不同,可以单独使用交联压裂液压裂,对地层无损害。

配套完善关键技术 微地震裂缝诊断技术对于水平井及压裂技术的规模应用起到推动作用,2002年微地震监测技术开始应用于研究水平井压

裂过程中监测裂缝扩展形态及动态变化,目前在优化开发方案、提高采收率等方面都起着关键作用;体积压裂改造技术形成的是复杂的网状裂缝系统,颠覆了经典压裂理论和常规压裂技术沿井筒射孔层段形成双翼对称裂缝的假设;井工厂技术是指在井场钻多口水平井,核心是降低成本,既可通过减少作业时间、设备动迁次数、井场使用面积等,优化工程施工过程、降低成本,也可通过压裂产生更复杂的缝网,提高压裂效果、初始产油量及最终采收率,进而降低成本。同时,井工厂技术是致密油藏开发可重复及批量化作业的体现,模式主要有钻井、作业不同井场型和钻井、作业相同井场型2种。这些配套技术对于实现工程与地质一体化、提高工作效率、实现技术的可复制性及降低成本都起到关键性作用。

3.4 关键指标变化规律及成本控制

致密油藏开发前2个月一般产油量均较高,但在随后的1 a内递减很快,递减率达40%~90%;后期递减变缓,递减率为3%~8%;生产过程中含水率较低且稳定。

由于储层特征及工艺技术不同,致密油开发区单井初期产油量和递减率差异大。如美国巴肯油区具有优质的烃源岩、成藏和储集条件,且气油比高,开发效果好,单井初始产油量为50~160 t/d;1~4个月递减率为40%~70%,5个月至2 a递减率为20%~50%;第1年产油量为 $1 \times 10^4 \sim 1.5 \times 10^4$ t,第2年产油量为 $0.5 \times 10^4 \sim 1 \times 10^4$ t,含水率约为10%~20%。巴内特致密油区单井初始产油量为5~50 t/d,第1年递减率为40%~50%,年产油量为 0.5×10^4 t;第2年递减率为10%~20%,后期递减率为2%,年产油量为 0.2×10^4 t,与其他致密油区相比,由于压裂过程中产生复杂裂缝系统,该油区递减率最低。加拿大巴肯油区储层地质条件差,主要开发区生产井的初始产油量小于25 t/d,第1年递减率为35%~70%,年产油量为 $0.2 \times 10^4 \sim 0.5 \times 10^4$ t;第2年递减率为10%~25%,后期递减率为4%,年产油量为 $0.1 \times 10^4 \sim 0.2 \times 10^4$ t。

开发规律的认知深化了地质及工程工艺的再认识,优化了开发技术政策,引发了渗流机理研究,探索了能量补充方式,实现了从块间过渡到井间接替开发模式的转变。如美国巴肯致密油区开发过程中,初期产油量高,但递减率大,通过渗流机理研究,提出同规模压裂、增加压裂段数、控制缝长的开发技术政策,提高单井控制储量的动用程度,减缓产能递减。在巴内特致密油区开发过程中,通过重

新研究储层的物性条件,提出压裂段数、压裂缝长等不同于其他致密油区的政策;各致密油区通过快速规模打井,实现了产量接替、规模上产和效益开发。同时,国外基于渗流理论,开展了致密油开发提高采收率技术的室内研究,主要是CO₂等气驱提高采收率技术研究^[16-33]。

开发成本在逐步降低,低成本是国外致密油藏开发的根本动力。巴肯致密油区单井可采储量从 1.6×10^4 t提高到 $7 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4$ t,开发成本从40美元/桶降低到12~17美元/桶,发现及开发成本已经由2006年初的40美元/桶降至2011年底的12美元/桶左右;巴内特致密油区的开发钻井、压裂费用各占总费用的40%左右;机制、管理、组织运行模式的创新都是降低成本的重要途径。

4 中国石化各油区致密油藏地质特征及开发现状

中国石化各油区致密油藏探明储量规模较大。2011年底,探明石油地质储量超过 3×10^8 t,主要分布在胜利、华北、中原及东北油区;动用储量仅为 0.4×10^8 t,采收率为11.4%,采油速度为0.6%,平均含水率为52.1%。致密油动用储量以胜利和东北油区为主,胜利油区以小井距或大型压裂直井开发为主,华北油区以水平井分段压裂开发技术为主。截至2012年7月,中国石化致密油藏共实施分段压裂水平井超过150口,平均压裂段数为7.1段,压裂后前3个月平均单井产油量为12.1 t/d,目前平均单井产油量为5.6 t/d;实施井主要分布在胜利、华北及东北油区。

综合分类分析结果表明,中国石化致密油藏主要为陆相沉积,储层纵向和平面非均质性强,石油地质储量丰度高,为 $36 \times 10^4 \sim 42 \times 10^4$ t/km²,油藏埋深为1 800~4 500 m,孔隙度为9%~15%,空气渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 3 \times 10^{-3}$ μm²,原始含油饱和度为50%~60%。各开发区沉积相、断层、微裂缝发育程度差别较大:胜利致密油区的岩性主要为滩坝砂、砂砾岩和浊积岩;华北致密油区的岩性主要为河道砂岩,局部发育微裂缝;东北致密油区断层发育,油水关系复杂。

由于地质条件和工程工艺技术的差异,不同致密油区的开发效果不同。胜利油区实施分段压裂水平井的平均水平段长度为1 174 m,平均压裂段数为12.4段,单井初期产油量为15 t/d,第1年递减率

为50%,年产油量为4 008 t;第2年递减率为25%,年产油量为2 455 t。华北油区实施分段压裂水平井的平均水平段长度为943 m,平均压裂段数为8.8段,单井初期产油量为8.9 t/d,第1年递减率为65%,年产油量为2 071 t;第2年递减率为20%,年产油量为1 087 t。

5 结束语

地质认识是致密油藏有效开发的基础。纯页岩主要为盖层,不是主力生产层系,致密砂岩或灰岩层是主要生产层,页岩仅作为夹层存在;中外致密油藏开发效果差异较大的本质原因是地质条件。国外致密油藏储层主要是海相沉积,储层分布广,自然裂缝发育,气油比都很高,天然能量很充足;储层中石英与硅质共存,为脆性地层,都可产生网络缝;而中国主要是陆相沉积,储层厚而窄,非均质性强,部分油区断层和局部微裂缝发育,储层基质渗透率和孔隙度都比国外稍好。

开发配套技术是致密油藏有效开发的保障。水平井分段压裂技术是这些致密油藏储层规模开发的核心技术,在致密油藏开发中的推广应用前基本都经过3~5 a的探索试验期;发展核心技术的同时要注重配套完善关键技术,形成适应不同致密油藏特点的开发技术系列;适用的创新技术系列要具有可复制性。致密油藏成功开发的关键是适宜的创新技术与工厂化的运行模式的有机结合,通过加快实施速度、并行作业、标准化工具和技术流程、在不同区带的可复制性工厂化模式,实现致密油藏的规模化及效益化开发。

开发基础研究是致密油藏有效开发的关键。通过渗流机理研究制定开发技术政策、优化致密油开发方案,开展提高采收率技术研究,探索能量补充方式。目前国外已经开展致密油开发提高采收率技术的室内研究,主要研究的是气驱;开展开发动态关键指标规律研究,可更新油藏地质认识、优化技术、降低成本。

低成本战略是致密油藏有效开发的核心。推动致密油快速上产,实现规模有效开发的核心是低成本战略;机制、管理、组织运行模式的创新都是降低成本的重要途径。

参考文献:

- [1] Ghaderi S M, Clarkson C R, Chen S, et al. Evaluation of recovery

- performance of miscible displacement and WAG process in tight oil formations[R].SPE 152084,2012.
- [2] 杨建,康毅力,吴娟,等.富含铁致密砂岩储层的酸敏性评价——以川中地区上三叠统须家河组气藏为例[J].油气地质与采收率,2006,13(6):70-72.
- [3] Larsen J A, Urkedal H, Looy A.Fluid pressure gradients in tight formations[R].SPE 121982,2009.
- [4] Kabir C S, Rasdi F, Igboalisi B.Analyzing production data from tight-oil wells[R].CSUG/SPE 137414,2010.
- [5] 徐梦雅,廖新维,何逸凡,等.完井方式对致密气藏压裂水平井产能的影响[J].油气地质与采收率,2012,19(2):67-71.
- [6] Sacha Sarshar.The recent applications of jet pump technology to enhance production from tight oil and gas fields[R].SPE 152007,2012.
- [7] Jhiin Joo, Dongrui Wu, Jerry M Mendel, et al.Forecasting the post-fracturing response of oil wells in a tight reservoir[R].SPE 121394,2009.
- [8] 范柏江,师良,庞雄奇.页岩气成藏特点及勘探选区条件[J].油气地质与采收率,2011,18(6):9-13.
- [9] Haris Gunawan, Hermawan Susanto, Barkah Widyantoro, et al. Fracture assisted sandstone acidizing, alternative approach to increase production in tight sandstone reservoir[R].SPE 154947,2012.
- [10] 马宁,侯读杰,包书景,等.页岩气资源潜力评价方法[J].油气地质与采收率,2012,19(6):25-29.
- [11] Aziz Arshad, Abdulaziz A Al-Majed, Habib Maneouar, et al. Carbon dioxide (CO₂) miscible flooding in tight oil reservoirs: A case study[R].SPE 127616,2009.
- [12] 孟庆峰,侯贵廷.页岩气成藏地质条件及中国上扬子区页岩气潜力[J].油气地质与采收率,2012,19(1):11-14.
- [13] Yang Yuanhai, Thomas Birmingham, Anne Kremer.From hydraulic fracturing, what can we learn about reservoir properties of tight sand at the Wattenberg field in the Denver-Julesburg Basin [R].SPE 123031,2009.
- [14] 孙海成,汤达祯,蒋廷学,等.页岩气储层压裂改造技术[J].油气地质与采收率,2011,18(4):90-93.
- [15] 高寿柏.俄刊惊呼:美国兴起了页岩油革命[J].石油情报,2012,24(8):17-20.
- [16] Bilu V Cherian, Edwin S Stacey, Fabian O Iwere, et al.Evaluating horizontal well completion effectiveness in a field [R].SPE 152177,2012.
- [17] Tabatabaei M, Mack D.Evaluating the performance of hydraulically fractured horizontal wells in the Bakken Shale play [R].SPE 122570,2009.
- [18] Dennis Zander, Rocky Seale, Daniel J Snyder.Well completion strategy and optimization in a north Dakota Bakken Oilfield [R].SPE 142741,2011.
- [19] Zargari S Mohaghegh.Field development strategies for Bakken shale formation[R].SPE 139032,2010.
- [20] Aaron J Clark.Determination of recovery factor in the Bakken formation, mountrail County, ND[R].SPE 133719,2009.
- [21] Luo Shanqiang, Lane Neal, Pathman Arulampalam, et al.Flow regime analysis of multi-stage hydraulically-fractured horizontal wells with reciprocal rate derivative function: Bakken case study [R].CSUG/SPE 137514,2010.
- [22] Vega B, O'Brien W J, Kovscek A R.Experimental investigation of oil recovery from siliceous shale by miscible CO₂ injection [R].SPE 135627,2010.
- [23] Wang X, Luo P, Er V, et al.Assessment of CO₂ flooding potential for Bakken formation, Saskatchewan [R].CSUG/SPE 137728,2010.
- [24] Patrick Shuler, Tang Hongxin, Zayne Lu, et al.Chemical process for improved oil recovery from Bakken shale [R].CSUG/SPE 147531,2011.
- [25] Hani Ibrahim, Yashodhan Gidh, Arifin Purwanto, et al.Holistic optimization approach improves economic viability of Bakken shale play [R].SPE 142878,2011.
- [26] Randy F LaFollette, William D Holcomb, Jorge Aragon, et al.Practical data mining: Analysis of Barnett shale production results with emphasis on well completion and fracture stimulation [R].SPE 152531,2012.
- [27] David D Cramer.Stimulating unconventional reservoirs: lessons learned, successful practices, areas for improvement [R].SPE 114172,2008.
- [28] Robert Fulks, Steve Smythe.A new approach to fracturing and completion operations in the Eagle Ford shale [R].SPE 152874,2012.
- [29] Mullen J.Petrophysical characterization of the Eagle Ford shale in South Texas [R].CSUG/SPE 138145,2010.
- [30] Rbeawi S Al, Tiab D.Transient pressure analysis of a horizontal well with multiple inclined hydraulic fractures using type-curve matching [R].SPE 149902,2012.
- [31] Yang Mei, Michael J Economides.Natural proppants for hydraulic fracture production optimization in Eagle Ford shale [R].SPE 153811,2012.
- [32] Mendoza E, Aular J, Sousa L.Optimizing horizontal-well hydraulic-fracture spacing in the Eagle Ford formation, Texas [R].SPE 143681,2011.
- [33] Eric S Sennhauser, Wang Shunyi, Liu Xiangping.A practical numerical model to optimize the productivity of multistage fractured horizontal wells in the Cardium tight oil resource [R].CSUG/SPE 146443,2011.