

# 致密油气开采 技术与实践

王步娥 宋开利 编

中国石化出版社  
[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

# 致密油气开采 技术与实践

王步斌 宋开利 编  
常州大学图书馆  
藏书章

中国石化出版社  
[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

## 图书在版编目(CIP)数据

致密油气开采技术与实践 / 王步娥, 宋开利编. —  
北京: 中国石化出版社, 2015.6  
ISBN 978-7-5114-3335-0

I. ①致… II. ①王… ②宋… III. ①致密砂岩-油  
气开采 IV. ①TE3

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 109877 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何  
形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

### 中国石化出版社出版发行

地址: 北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编: 100011 电话: (010) 84271850

读者服务部电话: (010) 84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: [press@sinopec.com](mailto:press@sinopec.com)

北京柏力行彩印有限公司印刷

全国各地新华书店经销

787×1092 毫米 16 开本 20 印张 505 千字

2015 年 6 月第 1 版 2015 年 6 月第 1 次印刷

定价: 68.00 元

# 前 言

长期以来，油气开采一直以砂岩、碳酸盐岩及火山岩等为主要目标，但目前页岩气和致密油气的开采给世界油气勘探开发带来了重大变革，正逐渐影响着世界能源供需的格局。由于世界大部分地区都发现了致密油气资源，致密油气已经成为全球石油勘探的新亮点。过去5年来，致密油的开采使美国和加拿大的石油产量得到很大补充。美国石油资源中约有 $500 \times 10^8$  bbl来自致密油发现，而致密油的开采更使美国持续24年的石油产量下降趋势得以扭转。

我国致密油气在松辽盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地等广泛分布，且都有重大发现，显示了巨大开采潜力。但是总体来说，我国致密油气的勘探开发和相关研究仍处于准备阶段，有关致密油气勘探开发的理论和技术还面临很多难题。

2015年1月9日，国家能源致密油气研发中心在北京正式揭牌成立。该中心由中国石油天然气集团科学技术研究院、中国工程院能源与矿业工程学部和中国石油大学共同组建，是国家能源局2014年8月批复的第5批国家能源研发中心之一。

作为国家能源局批复建设的重要创新平台之一，国家能源致密油气研发中心的建立，正是基于国家能源战略安全的高度，将对致密油气勘探开发技术的发展和规模动用具有重要意义。

大力发展致密油气，推动致密油气实现规模化勘探开发，逐渐形成战略接替，对于稳定我国能源布局具有重大的现实和历史意义。以天然气为例，展望未来20年中国天然气产量构成前景，预计到2030年，非常规天然气的产量占到天然气总产量的50%以上，致密砂岩气将为之做出巨大贡献。

我国在上世纪70年代就加入了世界勘探致密油气的行列，并在这个领域不断取得进展。本书收集了近年来在中国石化油气开采技术论坛上发布的有关致密油气开采的技术和实践的论文，旨在集中展现国内致密油气开采技术的研究应用进展，更好地促进我国致密油气开发的进程。

# 目 录

## 第一部分 综述篇

致密油气发展形势 .....	( 3 )
致密油藏开发技术研究进展 .....	( 6 )
致密气藏压裂改造理念与实践 .....	( 12 )
致密砂岩储层体积压裂技术进展 .....	( 19 )

## 第二部分 数值模拟与优化设计篇

低渗透油藏菱形井网压裂优化设计 .....	( 29 )
胜利油田致密砂岩水平井多级分段压裂设计优化技术研究 .....	( 34 )
安棚深层系致密砂岩大型压裂水平井参数优化方法研究 .....	( 42 )
腰英台油田裂缝性油藏多裂缝控制技术 .....	( 50 )
顺9井区超深致密油藏整体压裂优化设计研究 .....	( 57 )
水平井分段压裂缝间应力分布数值模拟研究 .....	( 62 )
基于扩展有限元法的砂泥岩互层裂缝延伸特征研究 .....	( 70 )

## 第三部分 压裂实践篇

水力喷射多级分段压裂技术应用 .....	( 79 )
快钻桥塞分段压裂工艺在河南油田泌页 HF1 井的应用 .....	( 87 )
致密气藏水平井多级多段加砂压裂技术 .....	( 92 )
致密气藏压裂水平井产能评价存在的问题及对策 .....	( 100 )
江汉油田致密油气藏水平井分段措施管柱技术 .....	( 108 )
新沟致密油藏压裂改造工艺优化探索 .....	( 115 )
加拿大 Daylight 项目致密油气水平井分段压裂技术 .....	( 122 )
深层致密凝析气藏长井段多层(段)压裂工艺技术 .....	( 125 )
元坝长兴组多级暂堵交替注入酸化工艺研究与应用 .....	( 131 )
苏家屯复杂小断块油藏压裂技术研究与应用 .....	( 138 )
“井工厂”压裂地面设备配套技术的研究及应用 .....	( 143 )

## 第四部分 压裂液与支撑剂篇

生物破胶酶的发酵生产及其破胶性能研究 .....	( 157 )
滑溜水压裂液的研制与评价 .....	( 164 )
非常规致密砂岩油气藏水平井多段压裂液体系与支撑剂技术 .....	( 168 )

水平井压裂支撑剂沉降规律实验研究 .....	(175)
耐高温速溶瓜胶压裂液体系研究及应用 .....	(181)
适用于火山岩储层的缔合聚合物压裂液 .....	(186)
关于泡沫对致密裂缝性油藏封堵性能室内实验评价的几点认识 .....	(190)
非常规油气藏压裂液体系研究及应用 .....	(199)
彰武地区压裂液体系研究与应用 .....	(210)

## 第五部分 监测与测试篇

试井模拟在页岩气产能预测中的应用 .....	(219)
试井工艺技术在低渗致密气田水平井的应用 .....	(230)
川西致密砂岩气藏水平井测试难点及应对措施 .....	(236)
中原油田微地震裂缝监测技术 .....	(241)
微地震监测技术在泌页 HF1 井压裂中的应用 .....	(248)
利用 PDA 方法在致密气藏进行试井解释应用探讨 .....	(256)
电缆地层测试在低渗储层应用的挑战与对策 .....	(263)
地面测斜仪在大牛地气田“井工厂”压裂裂缝监测中的应用 .....	(273)

## 第六部分 钻完井篇

川西凹陷浅层气藏千米水平段一趟钻关键技术 .....	(281)
红河油田长 8 裂缝性致密砂岩油藏水平井钻完井技术 .....	(286)
渭北超浅层致密油藏丛式井钻完井技术 .....	(292)
胜利油田工厂化丛式井钻井模式评价方法研究 .....	(298)
梨树断陷长裸眼井段井壁稳定技术研究 .....	(304)
川西蓬莱镇组长水平井低成本钻井技术研究 .....	(310)

# 第一部分

## 综 述 篇





# 致密油气发展形势

非常规资源包括致密油气、煤层气、油砂(油页岩)和页岩气4种。在这4种非常规天然气中,页岩气最受青睐,这主要是受美国页岩气形成了工业化产量的影响。与煤层气、页岩气开发的火热场面相比,另一种重要的非常规天然气资源——致密油气的开发却没有获得同等重要的地位。

事实上,我国致密油气的开发利用技术已基本成熟,并实现了规模开发。鄂尔多斯盆地长庆油田的低渗透油气,实际上就已经是常规油气向非常规的过渡和延伸,其渗透率已达到 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。而按照国际标准,苏里格气田就是一个致密气田,年产量100多亿立方米,占全国天然气产量的10%以上。

## 1 国外致密油气开发居非常规油气首位

致密油气是非常规油气中的一类,也是油气资源潜力最大的一类。除最常见的致密砂岩油气外,还应包括致密碳酸盐岩和火成岩变质岩致密油气等。

世界致密岩气藏资源量为 $114 \times 10^{12} \text{m}^3$ ,分布于全球许多盆地中,主要集中在北美、亚洲及独联体,是未来重要的油气勘探增储领域。美国能源部的报告显示,最近6年,在全美储量增长前100个气藏中,有58个是致密岩气藏。美国能源资料协会(EIA)的评价显示:全美致密岩气藏的资源量为 $(19.8 \sim 42.5) \times 10^{12} \text{m}^3$ ,为常规气资源量 $(66.5 \times 10^{12} \text{m}^3)$ 的29.8%~63.9%。目前,美国商业性开发的非常规气包括致密气、煤层气、页岩气3种。美国以致密气为主的非常规油气,在2009年产量达 $3089 \times 10^8 \text{m}^3$ ,占美国全部天然气产量 $5828 \times 10^8 \text{m}^3$ 的53%,称得上是“半壁江山”。

统计显示,2009年全球致密气占非常规气产量的80%,居全球非常规油气首位。依托致密气这个主体,全球非常规油气产量达 $5200 \times 10^8 \text{m}^3$ ,占全球天然气产量的17%。

从资源量构成上看,2010年,Martin等对常规油气、致密气、页岩气、煤层气等各类资源较全的阿帕拉契亚、大绿河、圣胡安、尤因塔—皮申斯等4个盆地进行统计,致密砂岩气占40%~47%,平均占43%;页岩气占9%~30%,平均占19%;煤层气占15%~38%,平均占25%;常规气占6%~17%,平均占10%;常规油占1%~7%,平均占3%。可见,在这些盆地中,非常规油气资源明显大于常规油气资源,致密气居非常规油气资源首位。

致密油在美国石油产量中占重要地位。在上世纪70年代中期的美国油气田,致密砂岩单井日均产量仅为2.5t,近年更是降至1~1.5t;单井日产量小于0.5t的致密砂岩油井,占生产井总数的70%,占总产量的15%。在其他非常规油生产尚未兴起时,这些低产却相对稳产的致密砂岩油井,却成了美国长期保持产油大国地位的重要支柱之一。对非常规油气的重视进一步推动了美国致密油气藏的勘探。

加拿大是致密气产量大国。目前该国排名前3位的大气田,都属致密油气田,探明可采储量高达 $1.9 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。近年来,油气资源大国俄罗斯在东西伯利亚新探明的油气储量中,致密油气占50%以上。而在该国老油气区,致密油气更成为主要的资源储备。

## 2 我国致密油气进入规模化生产阶段

我国在上世纪 70 年代就加入了世界勘探致密油气的行列, 并在这个领域不断取得进展。进入本世纪以来, 中国在其勘探开发的主体技术水平井和压裂等方面有长足的进步, 致密油气产量增长很快。

基于地质演化特点, 我国中低丰度油气田占比较大。因而, 在油气生产实践中, 没有特别在意相关规范中关于致密储层的孔渗参数和重(稠)油相关参数的界线, 不断降低经济可采储量门槛。在资源统计中, 也不刻意强调致密油气与非致密油气、重(稠)油的差别, 并把致密油气和重(稠)油的储量、产量列入油气储量平衡表, 成为所谓的“表内储量”。这样, 在实际生产过程中, 致密油气和重(稠)油被划归常规油气, 约定俗成地把可以进行开采的非常规气, 限定于煤层气和页岩气。因而在国内外对比中, 应注意不要把煤层气和页岩气产量之和, 直接与美国的非常规气相比。

从累计探明储量上看, 截至 2003 年, 我国致密油已占非常规油的 30.9%。近年来新探明储量中, 致密油的占比明显增大, 估计可能达到 35%。因这类油储量动用率较低, 在剩余可采储量中, 可占 40%以上。如胜利油田目前未动用储量中, 致密油占 45%。近年来该油田每年新增 1 亿吨储量中, 低(包括特低)孔渗储层占 60%。鄂尔多斯盆地探明储量占全国总储量的 10.7%, 其中致密砂岩储层占 80%以上。研究预测, 我国待发现油气资源量中, 致密油的比例高达 40%。

我国已在鄂尔多斯、四川、松辽、塔里木等 7 大盆地发现丰富的致密气资源。截至目前, 统计数据表明, 我国致密气地质资源量为  $(17.4 \sim 25.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 可采资源量为  $(8.8 \sim 12.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 已形成了鄂尔多斯盆地、四川盆地两个致密气现实区, 其中苏里格气田 2010 年产量超过了  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 松辽盆地、渤海湾盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地 5 个致密气潜力区。预计 2015 年我国致密气产量将达到  $(300 \sim 400) \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2020 年达到  $(500 \sim 600) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时, 致密砂岩油的分布也十分广泛, 统计表明我国致密油地质资源量为  $(74 \sim 80) \times 10^8 \text{ t}$ , 可采资源量为  $(13 \sim 14) \times 10^8 \text{ t}$ , 目前已落实鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、四川盆地、酒泉盆地等致密油分布区。预计 2015 年我国致密油产量将达到  $(100 \sim 200) \times 10^4 \text{ t}$ , 2020 年达到  $(300 \sim 500) \times 10^4 \text{ t}$  (贾承造等 2012)。

与这种致密油气大规模开发相应, 不但水平井和压裂各自形成了完整的技术系列, 而且与钻井、完井、固井、测试、微地震监测、含油气性预测等配套, 构成了庞大的技术链。虽然在某些核心技术上与国际标准仍有差距(多数国家、公司都有这种情况), 但整体上可以说达到了国际先进水平。以压裂为例, 我国不仅已成批生产达到国际先进水平的 2500 压裂车并使其配套化和车载化, 而且已完成最先进的 3000 压裂车的制造和生产测试, 达到国际领先水平。

但是总体来说, 我国致密油气的勘探开发和相关研究仍处于准备阶段, 有关致密油气勘探开发的理论和技术还面临很多难题。

## 3 致密油气开发进一步加强

2015 年 1 月 9 日, 国家能源致密油气研发中心在北京正式揭牌成立。该中心由中国石

油集团科学技术研究院、中国工程院能源与矿业工程学部和中国石油大学共同组建，是国家能源局 2014 年 8 月批复的第 5 批国家能源研发中心之一。

致密油气对中国油气工业稳定发展意义重大，作为国家能源局批复建设的重要创新平台之一，国家能源致密油气研发中心的建立，正是基于国家能源战略安全的高度，将对致密油气勘探开发技术的发展和规模动用具有重要意义。

大力发展致密油气，推动致密油气实现规模化勘探开发，逐渐形成战略接替，对于稳定我国能源布局具有重要意义。以天然气为例，展望未来中国天然气产量构成前景，预计到 2030 年，非常规天然气的产量占到天然气总产量的 50% 以上，致密砂岩气将为之做出巨大贡献。

资料来源：《中国石化报》2012 年 5 月及中国行业研究网 <http://www.chinairn.com>

# 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)

**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

致密油藏开发改变了美国持续 24 年石油产量下降的趋势, 使产量进入快速增长阶段, 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, 我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, 为我国致密油藏开发提供参考。

## 1 致密油藏的特点

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 国外致密油资源分布

全球约有 40 多个国家拥有致密油资源,不同机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  $6900 \times 10^8 \text{t}$ ,是常规石油资源量的 2.5 倍以上。

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 Chicontepec 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  $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,主力产层埋深及油层厚度横向变化大,渗透率小于  $3.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度小于 15%,属于低孔低渗透储层(表 1)。

表 1 国外典型致密油区储层特征

致密油区	有利区面积/ $10^4 \text{ km}^2$	埋深/m	油层厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%
美国巴肯	>4	2500~3500	3~40	0.0003~3.36	5~15
巴内特	1.3	1980~2895	20~315	0.0005~0.1	4~10
鹰滩	2.4	1200~4300	60~150	0.004~1.3	5~14

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。

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和斯里福克斯组,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  $4 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,处于相对封闭的系统之中,气油比为

2000m<sup>3</sup>/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年的探索期,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1333×10<sup>4</sup>t,是2008年产油量的3倍;2011年致密油区的产油量为2414×10<sup>4</sup>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<sup>4</sup>t,是2007年的113倍,投产油井4100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3273口(水平井3098口),年产油量为1838×10<sup>4</sup>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17t/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<sup>4</sup>t增至2011年的53×10<sup>4</sup>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<sup>4</sup>t增至2010年的62.5×10<sup>4</sup>t,2011年产油量为523.23×10<sup>4</sup>t;2011年12月平均单井产油量约为16.1t/d;截至2011年年底,年产油量为592×10<sup>4</sup>t,共投产水平井1527口,其中油井989口,气井538口;计划部署钻井4230口。

### 3.3 开发技术及技术政策

#### (1) 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1600m和3200m为主,最长达6090m;一次井距主要为1100m,加密后约为500m。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1100m,鹰滩组水平井水平段长度主要为900~3000m,平均为1600m。

#### (2) 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1600m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3200m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 120~170m 缩短为 75~100m。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 800~1350m。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 200~250m, 段内簇数为 1~2 簇。

### (3) 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  $1000\sim 1500\text{m}^3$  和  $100\sim 200\text{t}$ 。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。

### (4) 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 年内递减很快, 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  $50\sim 160\text{t/d}$ ; 1~4 个月递减率为 40%~70%, 5 个月至 2 年递减率为 20%~50%; 第 1 年产油量为  $(1\sim 1.5)\times 10^4\text{t}$ , 第 2 年产油量为  $(0.5\sim 1)\times 10^4\text{t}$ , 含水率约为 10%~20%。巴内特致密油区单井初始产油量为  $5\sim 50\text{t/d}$ , 第 1 年递减率为 40%~50%, 年产油量为  $0.5\times 10^4\text{t}$ ; 第 2 年递减率为 10%~20%, 后期递减率为 2%, 年产油量为  $0.2\times 10^4\text{t}$ , 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  $25\text{t/d}$ , 第 1 年递减率为 35%~70%, 年产油量为  $(0.2\sim 0.5)\times 10^4\text{t}$ ; 第 2 年递减率为 10%~25%, 后期递减率为 4%, 年产油量为  $(0.1\sim 0.2)\times 10^4\text{t}$ 。

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开发技术政策;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 CO<sub>2</sub> 等气驱提高采收率技术研究。

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  $1.6 \times 10^4$  t 提高到  $(7 \sim 10) \times 10^4$  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  $3 \times 10^8$  t,主要分布在胜利、华北、中原及东北油区;动用储量仅为  $0.4 \times 10^8$  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华北油区为主,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  $(36 \sim 42) \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>,油藏埋深为 1800~4500 m,孔隙度为 9%~15%,空气渗透率为  $(0.2 \sim 3) \times 10^{-3}$  μm<sup>2</sup>,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 1174m,平均压裂段数为 12.4 段,单井初期产油量为 15t/d,第 1 年递减率为 50%,年产油量为 4008t;第 2 年递减率为 25%,年产油量为 2455t。华北油区实施分段压裂水平井的平均水平段长度为 943m,平均压裂段数为 8.8 段,单井初期产油量为 8.9t/d,第 1 年递减率为 65%,年产油量为 2071t;第 2 年递减率为 20%,年产油量为 1087 t。

## 5 结 语

(1) 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。

### (2) 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年的探索试验期；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。

### (3) 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。

### (4) 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。