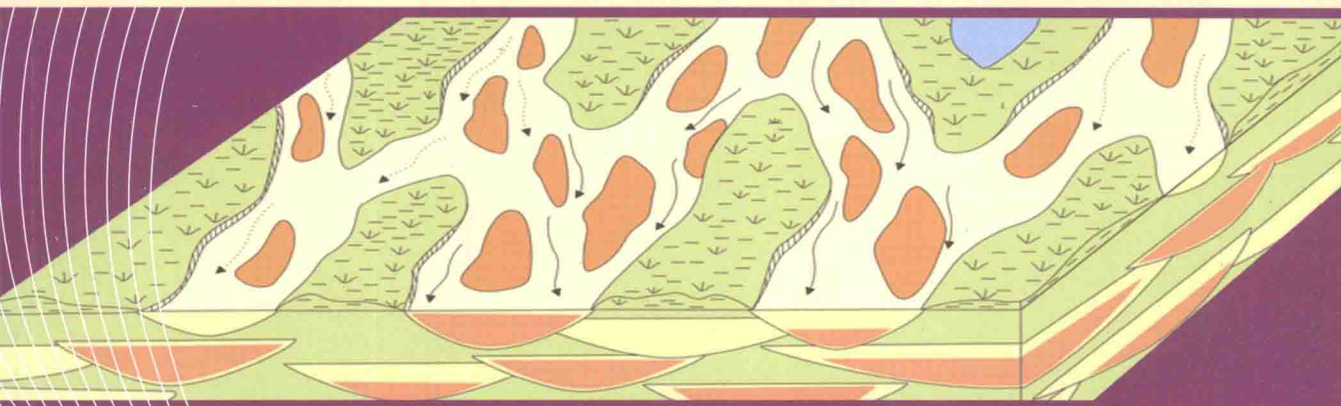


天然气开发 理论与实践

【第二辑】



贾爱林 何东博◎编著

石油工业出版社

天然气开发理论与实践

(第二辑)

贾爱林 何东博 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

天然气开发是油气田开发的重要组成部分。本书分为综合篇、方法篇、地质应用篇、气藏应用篇,汇总了国内一批天然气开发领域专家的最新研究成果与心得,可为天然气开发提供理论参考和方法借鉴。

本书可供从事天然气开发的科研人员使用,也可以作为高等院校相关专业师生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

天然气开发理论与实践. 第2辑/贾爱林,何东博编著.
北京:石油工业出版社,2013.5
ISBN 978-7-5021-9547-2

- I. 天…
- II. ①贾…②何…
- III. 采气-文集
- IV. TE37-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 062307 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010)64523683 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013 年 5 月第 1 版 2013 年 5 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:15.25

字数:378 千字

定价:50.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

进入 21 世纪以来,我国天然气勘探开发得到了快速发展,天然气储量和产量都实现了跨越式增长,天然气探明剩余可采储量从 $1.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 增长到 $2.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,天然气年产量从 $272 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增长到 $968 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。我国天然气年产量已经进入世界各国天然气产量排名前 7 位。

我国天然气勘探开发,已经形成了四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地三大天然气主产区,三大主产区年产量占全国天然气年产量的 65%。

常规天然气仍将是我国“十二五”乃至今后较长时间天然气勘探开发的主体,所开发的天然气藏类型主要包括低渗透砂岩气藏、超深高压气藏、碳酸盐岩气藏、高含硫气藏、疏松砂岩气藏、火山岩气藏等六种类型。

老气田的稳产和新区的产能建设并举,促进天然气储量和产量的进一步增长。四川盆地石炭系天然气藏已进入开发中后期。塔里木盆地的克拉 2 气田、牙哈凝析气田,鄂尔多斯盆地的靖边气田、榆林气田,四川盆地的普光气田,柴达木盆地的涩北疏松砂岩气田等大型气田也已先后进入稳产和接替稳产阶段。鄂尔多斯盆地的苏里格地区、塔里木盆地的库车地区和四川盆地川东北地区是目前天然气产能增长最有潜力的三个区域。

从天然气开发理论来看,基本掌握了六类气藏的地质特征和生产规律,形成了系列化的天然气藏开发模式,如克拉 2 异常高压气藏“少井高产、备用调峰”模式,苏里格低渗透低丰度气藏“井间接替、滚动开发”模式,牙哈凝析气藏“循环注气、保压生产”模式,靖边风化壳气藏“加密增压、滚动扩边”模式,中坝边底水气藏“主动排水、防控结合”模式等。

天然气开发技术得到了快速发展,对于提高单井产量和降低开发成本效果显著,如复杂储渗单元体的表征技术、快速钻井和复杂结构井钻井技术、直井分压合采技术、水平井多段改造技术、井下节流技术、防砂控砂采气技术、排水采气技术等。

《天然气开发理论与实践》系列论文集,立足我国天然气勘探开发所取得的成果,收集整理了近年来具有代表性的论文,按照综合篇、方法篇、地质应用篇、气藏应用篇进行编辑,结集出版,希望在总结天然气勘探开发理论和技术成果同时,对这些理论和成果的推广应用发挥积极作用,并对新技术的探索有所启迪,从而对我国天然气勘探开发的进一步发展起到推动作用。

编者

2013 年 1 月

目 录

一、综合篇

中国致密砂岩气开发工程技术与实践	马新华 贾爱林 谭 健 何东博(3)
油气藏开发地质研究的科学思维	吴胜和(14)
储层地质模型 20 年	贾爱林(24)
数字化精细油气藏描述程序方法探讨	贾爱林 程立华(32)
天然气开发前期评价方法	杜秀芳(41)

二、方法篇

Well Spacing Optimization for Tight Sandstone Gas Reservoir	He Dongbo Jia Ailin Jia Chengye Guo Jianlin Ji Guang(55)
Research on Transient Flow Regulation with the Effect of Quadratic Pressure Gradient	Meng Dewei Jia Ailin Jia Chengye Zeng Qian He Dongbo(66)
低渗透砂岩气藏水平井地质设计与开发评价	贾爱林 冀 光 何东博 位云生 唐海发(74)
低渗透高含水砂岩气藏产能评价研究	位云生 闫存章 贾爱林 何东博 王 慧(83)
致密气藏分段压裂水平井产能评价新思路	贾爱林 位云生 何东博 冀 光(89)
低渗透砂岩气藏开发指标数值模拟预测	贾成业 姬鹏程 贾爱林 孟德伟 张啸枫(96)
气藏水平井产能及水平段压力损失综合研究	张 晶 胡永乐 冉启全 季丽丹(102)

三、地质应用篇

克拉 2 气田稀井网储层精细三维地质建模	江同文 唐明龙 王洪峰(113)
苏里格气田盒 8 气藏的砂体展布特征	卢 涛 李文厚 杨 勇(119)
Shale Gas Reservoir Characterization in Horn River Basin	Wen Daoming C. R. Clarkson Zhao Xianran(126)
Architecture and Quantitative Assessment of Channeled Clastic Deposits, Shihezi Sandstone (Lower Permian), Ordos Basin	Jia Ailin He Dongbo Jia Chengye Guo Jianlin(133)

长岭气田登娄库组低渗透砂岩储层控制因素分析
..... 王 键 贾爱林 魏铁军 刘群明 甯 波(148)

低渗透气田相对高渗透储层描述方法研究
..... 魏铁军 郭建林 贾爱林 何东博 唐俊伟(157)

长岭气田登娄库组成岩作用特征及次生孔隙发育研究
..... 魏铁军 郭建林 阮保涛 闫海军 李忠诚(166)

苏里格气田储层综合评价研究 赵 昕(171)

四、气藏应用篇

牙哈凝析气田高压循环注气开发关键地质因素研究
..... 王振彪 宋新民 田昌炳 李保柱(183)

松辽盆地徐深气田火山岩气藏相态与渗流机理 舒 萍(192)

低渗透致密气藏低速非线性渗流产能研究
..... 宋洪庆 何东博 娄 钰 伊怀建 朱维耀(199)

苏里格致密砂岩气田开发井距优化 何东博 王丽娟 冀 光 位云生 贾成业(204)

Well Spacing Optimization for Sulige Tight Sand Gas Field, NW China
..... He Dongbo Wang Lijuan Ji Guang Wei Yunsheng Jia Chengye (213)

苏里格气田苏6区开发井网优选 贾成业 何东博 唐海发 罗 娜 闫海军(224)

附图 (229)

一、综合篇

中国致密砂岩气开发工程技术与实践

马新华¹ 贾爱林² 谭 健¹ 何东博²

(1. 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司;2. 中国石油勘探开发研究院)

摘要:致密砂岩气是非常规天然气的主要类型。根据中国近年来发现的大型致密砂岩气藏的开发地质特征,可划分为3种主要类型:透镜体多层叠置致密砂岩气、多层状致密砂岩气、块状致密砂岩气。以提高单井产量、降低开发成本为技术目标形成了系列开发技术,推动了致密气的规模化发展。针对透镜体多层叠置致密砂岩气,形成了以优化布井、多级加砂压裂、井下节流与低压地面集输为特点的开发技术。针对多层状致密砂岩气,形成了以富集区预测与评价、水平井整体开发和排水采气为特点的开发技术。中国致密砂岩气具有广阔的发展前景,但仍面临诸多技术挑战,包括提高储量动用程度和采收率、进一步提高单井产量、气田稳产接替及开发后期气井管理等。

关键词:致密砂岩气 分类评价 开发工程技术系列 技术挑战

致密砂岩气是非常规天然气的主要类型,也是目前国际上开发规模最大的非常规天然气,其在天然气资源结构中的意义和作用日趋显著。中国致密砂岩气资源丰富,“十一五”以来以鄂尔多斯盆地苏里格气田、四川盆地川中地区须家河组气藏和松辽盆地南部登娄库组气藏为代表,开发技术不断取得新突破,实现了致密砂岩气的规模开发利用,并展示了良好的发展前景。

1 中国致密砂岩气基本特征

1.1 致密砂岩气的界定

致密砂岩气这一概念已经使用了30多年的时间,由于不同国家和地区的资源状况和技术经济条件的差异,不同学者有不同的认识。在成藏机理上提出了多种模型,包括国外学者的“深盆气”、“盆地中心气”、“连续油气聚集”等;国内学者根据储集层致密演化与成藏时期的先后顺序提出了“先成型”与“后成型”、“原生型”与“改造型”致密气藏。国外学者的模型描述了致密气作为非常规天然气,具有大面积连片分布、不存在气水界面、气藏边界不明显的分布特征。国内学者提出的“先成型”和“原生型”类似国外的模型,气藏分布范围广、储量规模大;“后成型”和“改造型”是指常规气藏经过后期改造后储集层致密化而成为致密气藏,但在分布特征上可保留常规气藏特征,一般分布范围有限、储量规模较小。

但致密气概念从其应用的实质上,更侧重于开发的技术性和经济性,而不强调其地质成藏特征。大家所共识的标准是20世纪70年代美国联邦能源管理委员会的定义,即将地层条件下渗透率小于0.1mD(不包含裂缝渗透率)的砂岩储集层中的天然气定义为致密砂岩气,一般情况下没有自然产能或自然产能低于工业标准,需要采用增产措施或特殊工艺井才能获得商

业气流,并以此作为是否给予生产商税收补贴的标准。中国新制定的石油天然气行业标准《致密砂岩气地质评价方法》也采用了上述标准。

国外多采用地层条件下的渗透率来评价致密储集层,通过试井或实验室覆压渗透率测试来求取地层条件下的渗透率值。国内一般习惯采用常压条件下实验室测得的空气渗透率来评价储集层,测试的围压条件一般 $1 \sim 2 \text{ MPa}$ 。考虑到致密储集层的滑脱效应和应力敏感效应的影响,不同孔隙结构的致密砂岩地层条件下渗透率 0.1 mD 大体对应于常压空气渗透率 $0.5 \sim 1 \text{ mD}$ 。与渗透率不同,从常压条件下恢复到地层压力条件下,致密砂岩的孔隙度变化不大。与地层条件下渗透率 0.1 mD 对应的孔隙度一般在 $7\% \sim 12\%$ 左右。Surdam 认为致密砂岩气储集层的物性特征一般为孔隙度小于 12% ,常压空气渗透率小于 1 mD 。中国鄂尔多斯盆地苏里格气田和四川盆地须家河组气藏的砂岩储集层常压条件下孔隙度一般为 $3\% \sim 12\%$ 、渗透率 $0.001 \sim 1 \text{ mD}$,在覆压条件下渗透率小于 0.1 mD 的样品比例占 80% 以上,属致密砂岩气范畴。

1.2 中国致密砂岩气资源及开发现状

中国致密砂岩气具有巨大的资源潜力和可观的规模储量,可采资源量为 $(9 \sim 12) \times 10^{12} \text{ m}^3$,已成为中国新增探明天然气地质储量的重要组成部分,截至 2011 年底累计探明和基本探明致密砂岩气地质储量超过 $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布于鄂尔多斯、四川、松辽、塔里木、吐哈等沉积盆地。

中国致密砂岩气的开发利用,在 20 世纪八九十年代即开始了探索,主要是在川西地区,包括三叠系须家河组和侏罗系两套层系。由于当时工艺技术的局限性,主要选取裂缝较为发育的局部富集区块进行开发,直井套管射孔完井,酸洗解堵后投入生产,后期采用排水采气保持气井生产,整体开发规模较小。“十一五”以来,随着一批大面积分布的中低丰度致密砂岩气藏的发现和压裂工艺技术的突破,孔隙型致密砂岩气也可获得工业气流,储量和产量快速增长,以苏里格、大牛地、广安、合川、长岭、新场等为代表的一批致密砂岩气田先后投入规模开发,带动了中国致密气领域的快速发展。2011 年中国致密砂岩气年产量已超过 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中,苏里格气田具有探明 $4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、年产能规模近 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的开发潜力,2011 年苏里格气田已经建成年生产能力 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国储量和产能规模最大的天然气田。

1.3 中国致密砂岩气主要类型

从中国已发现的致密气资源来看,在多种类型盆地和盆地的不同构造位置均有分布,但更具规模意义的大型致密砂岩气主要分布在拗陷盆地的斜坡区。根据中国陆相拗陷盆地的地质条件,致密砂岩气的发育有以下基本特征:即大型河流沉积体系形成了广泛分布的砂岩沉积,整体深埋后煤系地层成岩环境下形成了致密砂岩,储集层与烃源岩大面积直接接触提供了良好的充注条件,平缓的构造背景和裂缝不发育有利于致密气的广泛分布和保存。

根据中国近年来发现的大型致密砂岩气藏的开发地质特征,可划分为三种主要类型。

① 透镜体多层叠置致密砂岩气,以鄂尔多斯盆地苏里格气田为代表。发育众多的小型辫状河透镜状砂体,交互叠置形成了广泛分布的砂体群,整体上叠置连片分布,但气藏内部多期次河道的岩性界面约束了单个储渗单元的规模,导致储集层井间连通性差,单井控制储量低。苏里格气田砂岩厚度一般为 $30 \sim 50 \text{ m}$,辫状河心滩形成的主力气层厚度平均 10 m 左右,砂岩孔隙度一般为 $4\% \sim 10\%$ 、常压渗透率为 $0.001 \sim 1 \text{ mD}$,含气饱和度 $55\% \sim 65\%$,埋藏深度 $3300 \sim$

3500m,异常低压,平均压力系数0.87,气藏主体不含水。② 多层状致密砂岩气,砂层横向分布稳定,以川中地区须家河组气藏、松辽盆地长岭气田登娄库组气藏为代表。川中地区须家河组气藏发育3套近100m厚的砂岩层,横向分布稳定,但由于天然气充注程度较低,在构造较高部位含气饱和度较高,而构造平缓区表现为大面积气水过渡带的气水同层特征。须家河组砂岩孔隙度一般4%~12%,常压渗透率一般为0.001~2mD,埋藏深度为2000~3500m,构造高部位含气饱和度55%~60%,平缓区含气饱和度一般40%~50%,常压—异常高压,压力系数1.1~1.5。长岭气田登娄库组气藏砂层横向稳定,为砂泥岩互层结构,孔隙度4%~6%,常压渗透率一般小于0.1mD,天然气充注程度较高,含气饱和度55%~60%,埋藏深度3200~3500m,为常压气藏。③ 块状致密砂岩气,以塔里木盆地库车坳陷迪西1井区为代表,侏罗系阿合组厚层块状砂岩厚度可达200~300m,内部泥岩隔夹层不发育,孔隙度4%~9%,常压渗透率一般小于0.5mD,埋藏深度4000~7000m,为异常高压,压力系数1.2~1.8,储量丰度较高。

总体上来说,同国外相比,中国致密砂岩气具有气层厚度薄、含气饱和度和储量丰度较低、埋藏深度大的特点,对开发技术和经济性提出了更大挑战。

2 致密砂岩气开发关键工程技术进展

非常规天然气除了地质规律与常规气不同外,关键是其开发工艺技术的特殊性。借鉴国外致密砂岩气开发技术经验,结合中国致密砂岩气的地质特征,通过自主研发和创新而形成特有的致密砂岩气开发工艺技术,并随着更多的不同类型致密砂岩气的发现和开发,不断发展和丰富。开发技术的进步可概括为三个方面,即提高单井产量技术、降低成本技术和数字化生产管理技术。

(1)在提高单井产量技术方面。发展了以地震叠前信息为主的含气性检测技术,地震资料采集要获得足够大的偏移距,地震资料处理要保证叠前信息的高保真,预测方法主要包括AVO技术、弹性参数反演、能量吸收分析等。含气性检测技术的应用使高效井钻井成功率明显提升。研发了以机械封隔器为主的直井多层加砂压裂技术,提高了剖面储量动用程度,使单井产量达到商业气流标准。探索并基本形成了水平井多段加砂压裂技术,使单井控制储量和单井产量大幅提高,提升了气田的开发效益。

(2)在降低开发成本技术方面。通过井身结构的优化,简化了固井工艺,降低了固井成本。从2003年开始推广应用PDC钻头,并在钻头轮廓、部齿、复合保径、水力平衡设计、扭矩等方面进行优化设计,形成了非对称刀翼、保径、低扭矩和有利于清洗冷却等特点的PDC个性化钻头,大大提高了钻速。如在苏里格气田,3100~3500m井深情况下,随着快速钻井技术的应用,平均钻井周期由45天逐步缩短至15天左右(图1),降低了钻井成本。形成了以井下节流为核心的采气工艺技术,不但有效防治了井口水合物的形成,取消了井口加热和注醇装置,降低了地面管线运行压力,简化了地面集输流程,大幅降低了地面建设成本。同时,开展了小井眼开发试验,探索进一步降低成本的钻采技术。

(3)在数字化生产管理技术方面。将后端的决策支持系统向生产前端的过程监控延伸,提高了工作效率和安全生产管理水平。以苏里格气田为代表,已经形成了一套独具特色的数字化生产管理系统,实现了数据自动录入、方案自动生成、异常自动报警、运行自动控制、单井

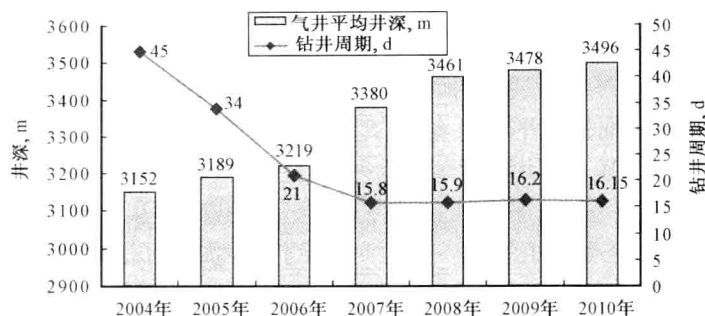


图1 苏里格气田2004—2010年直井平均钻井周期对比

自动巡井、资料安全共享和流程化应急指挥七大功能,同时形成了与新型地面建设模式、劳动组织架构相适应的管理体系,取得了明显成效。这套数字化生产管理技术正在向其他油气田推广应用。

苏里格气田是中国首个投入大规模开发的致密砂岩气田,直井分层压裂技术、低成本的钻完井和地面集输工艺、密井网井间接替的开发策略是其实现规模有效开发的关键技术。须家河组气藏从气水分布复杂的地质特征出发,发展了富集区优选和排水采气技术,并借鉴苏里格的分层压裂、井下节流和加密井网的开发经验实现了含气饱和度大于55%的相对富集区的有效开发。随着水平井压裂技术的引进和自主研发,水平井在致密砂岩气中的应用规模不断扩大。塔里木盆地库车地区块状致密砂岩气目前处于前期评价和认识阶段,还未形成相适应的主体开发技术。

2.1 透镜体多层叠置致密砂岩气关键开发技术

该类气藏具有主力含气砂体小而分散、多个层位集群式分布,异常低压的地质特征。其关键开发技术主要包括优化布井技术、多级加砂压裂技术、井下节流与低压地面集输技术。

2.1.1 优化布井技术

针对致密砂岩气大面积、低丰度的特点,为提高高效井成功率和储量动用程度,需要优化布井,主要包括井位优选、井眼轨迹设计和井网优化三个方面。优化布井技术是集地震、地质、测井和气藏工程等多学科为一体的综合技术,需要将气藏的滚动描述与优化布井相结合。

以大型复合砂体分级构型为理论基础的优化布井技术在苏里格气田得到了成功应用。一级构型描述辫状河体系的分布,通过地质—地震综合预测,部署开发评价井,落实含气范围;二级构型描述辫状河体系内高能河道带的分布,通过砂层组预测和含气性检测,预测“甜点储渗体”富集区,部署骨架井;三级构型描述单砂体,通过井间储集层预测部署加密井,提高储量动用程度。通过开发实践,建立了苏里格致密砂岩气密井网优化5步程序方法:

- ① 定量地质模型约束井距设计;
- ② 试井评价泄压范围优化井距;
- ③ 干扰试井进行井距验证;
- ④ 数值模拟优化区块井网部署;
- ⑤ 经济评价约束经济极限井距。

苏里格气田通过井位优化,单井可采储量在 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上的相对高效井的比例由评价期的 60% 提高到 75% 以上,由初期的 $800\text{m} \times 1200\text{m}$ 井网加密到 $600\text{m} \times 800\text{m}$ 井网,储量动用程度提高了 10%,并有进一步加密的潜力。

在直井密井网成功的基础上,开展了丛式井和水平井的优化部署。在油气较富集区块采用丛式井组,减少井场占地面积,并有利于开展多个井的钻完井和储集层改造的工厂化作业。一个井组辖井 5~7 口(图 2),分批实施钻井,并通过先期实施井不断优化后续井的靶位,形成 $2 \sim 3 \text{ 口/km}^2$ 的不规则井网。由于苏里格气田气层的强非均质性,需要选择性实施水平井。在水平井开发试验阶段,多采用先以直井方式部署骨架井落实区块气层展部特征,再部署水平井的开发策略,或是在先期直井井网的基础上,通过井间对比和储量动用程度分析进而部署加密水平井,但这种部署方式效率较低。目前在苏里格气田,正在开展基于三维地震气藏描述基础上的水平井整体部署开发试验,利用地质模型约束下的叠后与叠前三维地震信息,建立气藏三维数据模型,精细刻画单砂体的分布,进而进行水平井轨迹优化设计和多种井型的整体部署。

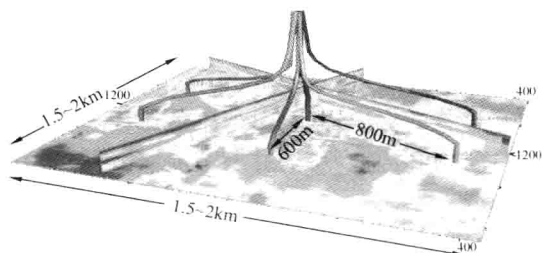


图 2 苏里格气田 7 口井丛式井组部署图

2.1.2 多级加砂压裂技术

在苏里格气田,1 口直井一般可钻遇 2~4 个气层,最多可钻遇 6~7 个气层。只有通过各气层的充分改造,提高剖面上储集层的动用程度,才能提高单井产量,实现效益开发。直井分层压裂形成了以不动管柱机械封隔分层压裂为主的多层压裂工艺,并开展了其他探索性分层压裂试验。使用机械封隔器,不动管柱,连续对多个小层进行适度规模压裂。目前该压裂工艺具备一次最多分压 6 层的能力,在苏里格气田已累计应用 1600 口井以上,产量与合层压裂气井比较有显著提升(表 1)。同时,探索试验了新型直井分层压裂技术,包括套管滑套分层压裂技术和连续油管分层压裂技术。套管滑套分层压裂技术通过将滑套与套管连接一同下入到目的层段,逐级投入飞镖打开滑套实现分层压裂,球座通过前一级压裂时压力传递缩径而形成,避免了常规分层压裂工具球座逐级缩径对压裂级数的限制。但目前这两种工艺尚处在实验阶段,还需加强配套工具研发和国产化,进一步提高作业效率。

表 1 苏里格东区不动管柱机械分压多层改造工艺效果对比

机械分压工艺	有效厚度, m	孔隙度, %	空气常压渗透率, mD	含气饱和度, %	无阻流量, $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}$
分压四层	11.2	10.9	0.63	66.8	9.01
分压两层	10.1	11.4	0.77	71.9	6.11
合层压裂	9.9	10.9	0.65	73.3	5.27

水平井分段压裂形成了不动管柱水力喷射多段压裂和水平井裸眼封隔器多段压裂 2 套主体技术。初期采用油管拖动,水力喷砂压裂在气田实现分压 2 段。在此基础上,提出了水力喷砂 + 多级滑套实现不动管柱多段压裂的技术思路,设计了喷射器与多级滑套相结合的水力喷砂压裂管柱,研发了高强度、小直径喷射器,以及新型喷嘴及小级差滑套球座,实现了

114.3mm(4½in)套管内一趟管柱分压7段、152.4mm(6in)裸眼井分压10段的目标,形成了不动管柱水力喷砂多段压裂配套技术。同时,在引进基础上,加强裸眼封隔器分段压裂自主研发,研发了裸眼封隔器分段压裂工具,分压段数最多达到10段。

2.1.3 井下节流与低压地面集输技术

井下节流采气技术利用地层能量实现井筒节流降压,取代了传统的集气站或井口加热,抑制了水合物的生成,并为形成中低压集输模式、降低地面建设投资创造了条件。该技术的实现必须具备耐高温、高压的井下节流器,目前研发的节流器可以耐温200℃、耐压35MPa、下深达到2500m。

该技术的优点是:①有效防止水合物形成,提高开井时率,避免了频繁开关井,保证了气井平稳正常生产。气井井下节流工艺能充分利用地热对节流后的天然气加热,从而改变天然气水合物的生成条件,对于防止水合物生成起到了积极的作用。苏里格气田开井时率由65%提高到90%以上。②大幅度降低地面管线运行压力,简化地面流程,降低成本。节流后油压降低,使地面管线运行压力大幅度降低,实现中低压集气,降低了地面集输管线的压力等级,简化了地面流程,降低了建设投资与运行成本。③提高气井携液能力。井下节流使井筒压力从高压瞬间降为低压,气体体积发生膨胀,气体的压能转变成动能,促使气流速度增大,从而提高了气体的携液能力。④有利于防止地层激动和井间干扰。下游压力的波动不会影响到地层本身压力,从而有效防止了地层压力激动。同时采用井下节流后,气井稳定生产,开关井次数减少也降低了对地层压力的影响。

在井下节流基础上,苏里格气田形成了“井口不加热、不注醇、中低压集气、带液计量、井间串接、常温分离、二级增压、集中处理”的中低压集气模式,集输系统从井口到集气站得到了有效简化,优化了集气工艺,简化了集气流程,大幅度降低了地面投资。

2.2 多层状致密砂岩气关键开发技术

该类气藏含气砂体横向分布稳定,但气水关系较为复杂,富集区多与构造有关。其地质特征突出了富集区预测与评价技术、水平井整体开发技术和排水采气技术的重要性。

2.2.1 富集区预测与评价技术

优选富集区实施滚动开发是该类气藏开发的基本策略。富集区预测首先要在沉积演化史、构造史和成岩演化史分析基础上,建立储集层成因模型,分析有利储集层发育控制因素,揭示富集区分布的地质规律。川中地区须家河组气藏富集区受主分流河道叠置带和构造的双重控制。在地质模型指导下,利用地震叠前道集资料进行AVO分析或者反演求取储集层的弹性参数是预测气层富集分布的有效手段。叠前储集层预测以AVO理论为基础,在资料采集中要采用足够大的偏移距以获取完整的AVO信息,在处理过程中要注重叠前动力学特征的高保真性,解释要充分的挖掘资料中AVO信息。叠前预测主要有三种方法:广角AVO属性分析、弹性参数反演和弹性阻抗反演。该技术可解决泥岩、含气砂岩、强胶结砂岩、高含水砂岩混杂分布背景上的气层识别问题,在广安、合川和安岳气田建产区块优选和井位部署中得到成功应用。

在致密砂岩储集层评价方面,利用核磁共振技术可以进行双孔隙模型可动流体评价和含气饱和度定量评价,获得地层有效孔隙度、渗透率、自由流体和束缚流体体积、孔隙结构等与储

集层物性和产能有关的地质信息,正确评价气藏开发潜力。利用阵列测井可以实现气水层的准确识别。阵列测井气水层识别技术具有分层能力强、层厚影响小和井眼影响规律性好等优点,不同探测深度的多条测量曲线能较好判断侵入剖面 and 侵入性质,定量评价薄层、计算含水饱和度和识别油水界面,已能够有效分辨 0.3m 的薄层。

2.2.2 水平井整体开发技术

长岭气田登娄库组气藏是中国致密砂岩气水平井整体开发的典范。该气藏储集层横向分布稳定,且构造主体不含水,为水平井整体开发提供了有利条件。将气藏划分为 2 套开发层系,分别部署水平井。水平段长度 1000 ~ 1200m,采用 600m × 1500m 井网,部分井采用阶梯式水平段设计提高储集层钻遇率。采用光油管完井管柱、裸眼封隔器滑套多级大规模压裂改造工艺,单井压裂段数平均 10 段,单段加砂量达到 80m³,缝高达到 70 ~ 80m 以上,可有效提高储集层的动用程度。水平井整体开发技术在登娄库组气藏取得了很好的效果,单井产量达到 (8 ~ 21) × 10⁴ m³/d,预测单井最终累计产气量可达到 2 × 10⁸ m³,与同区块早期直井相比,单井日产量提高了 4 倍以上(图 3)、单井最终累计产气量提高了 3 倍以上。

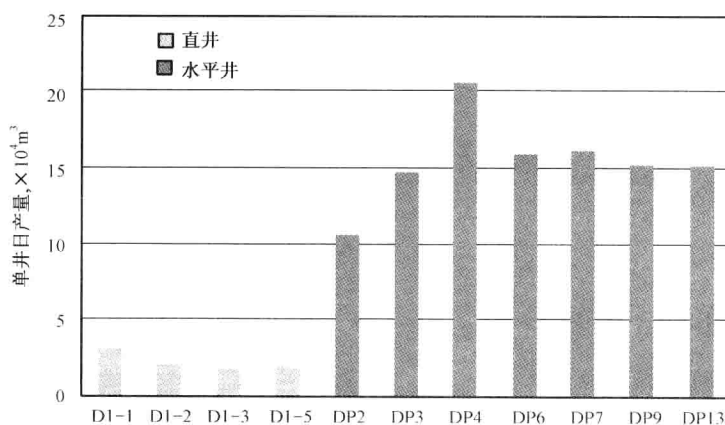


图3 长岭气田登娄库组气藏直井、水平井单井产量对比

2.2.3 排水采气技术

在部分含水饱和度较高的区块,针对致密气单井产量低、携液能力差的特点,形成了以泡沫排水为主体的排水采气技术,开发了多种系列起泡剂和消泡剂,形成了不同类型气井配套成熟的加注工艺及加注参数。泡沫排水采气是针对产水气田开发而研究的一项助采工艺技术,具有施工容易、收效快、成本低、不影响日常生产等优点,在出水气井中得到广泛应用。同时,针对致密气藏的特点,开展了速度管柱、柱塞气举、压缩机气举等多项攻关试验。对于产气量大于 5000m³/d、积液不严重的连续生产井,可采用泡沫排水;对于产气量大于 5000m³/d、积液较严重的气井,可采用速度管柱;对于产气量大于 2000m³/d 的间歇生产井,可采用柱塞气举;对于产气量小于 2000m³/d 的间歇生产井,可采用合理工作制度实现间歇开井;对于水淹停产井,可使用压缩机气举。

3 致密砂岩气发展前景及开发技术对策

3.1 致密砂岩气发展前景

近几年来,由于非常规连续型油气聚集理论的创新,致密储层中纳米级孔隙的重大发现,推动了我国致密砂岩油气的快速发展。目前,鄂尔多斯盆地、四川盆地是我国致密砂岩气开发的主要地区,在塔里木盆地、松辽盆地和吐哈盆地也开展了致密砂岩气开发的探索,预计致密砂岩气可建产总体规模在 $600 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。根据我国天然气发展形势,预计“十二五”末天然气年产量有望达到 $1500 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中致密砂岩气年产量有望增长到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上(图4),具有广阔的开发前景。

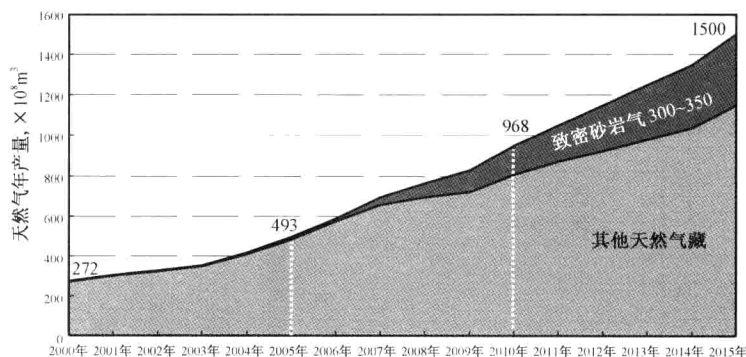


图4 中国天然气产量预测图

3.2 主要挑战和技术对策

3.2.1 提高储量动用程度和采收率

北美地区致密砂岩气藏一般储集层累计厚度大、储量丰度高,直井密井网与多层改造是其主体开发技术,井网密度可达 10 口/km^2 ,单井压裂层数可达 20 层以上,气藏采收率可达 75%。中国致密砂岩气储集层薄、丰度低,储量动用程度和采收率的高低受储集层本身地质条件、工艺技术水平、经济环境、开发政策等多种因素影响,仅靠井网加密,到一定程度后难以确保单井经济极限采出量,目前苏里格气田 $600\text{m} \times 800\text{m}$ 井网的采出程度仅 30% 左右。一方面,需要强化气藏描述,精细刻画有效砂体大小、形状及展部方向,充分利用动、静态资料,并考虑经济因素,研究井网加密技术和加密方式。另一方面,需要探索直井、水平井、多分支水平井多种井型混合井网的配套开发工程技术来提高储量动用程度和采收率。另外,气藏开发后期致密气藏多面临低压开采、井底积液等问题,需要进行配套的低压开采、增压开采和排水采气等完善的提高采收率技术来延长气井寿命、提高采出程度。

3.2.2 进一步提高单井产量

近年来,中国天然气水平井开发技术发展迅速,水平井段长度 $1000 \sim 2000\text{m}$,压裂 $5 \sim 15$ 段,产量达到了直井的 4 倍以上。但与国外先进技术水平相比,还有很大的提升空间。进一步提高水平井应用水平,应从三个方面加强技术攻关和试验。

① 水平井轨迹优化设计,加强三维地震气层预测技术的应用,形成气藏三维结构数据体指导井眼轨迹优化设计;需要结合中国致密砂岩气多薄层的地质特征,突破水平井单一井型,开展阶梯、分支等多种类型的水平井攻关试验,进一步完善水平井井型与储集层展部的匹配性试验,提高储量动用程度。

② 进一步发展水平井分段改造技术,在工具和压裂液体系技术发展的基础上,需要系统开展压裂效果检测和评价研究,改进压裂工艺,提高改造波及体积,并避免含水层的影响;在有利的地应力场条件下,开展体积压裂技术攻关,最大限度地提高储集层改造效果。

③ 探索降低水平井建井成本的新途径,提升开发效益。另外,提高单井产量要与提高气藏储量整体动用程度综合考虑,进行井型井网的优化设计,在气层厚度大、丰度高的区块应继续探索直井多层改造技术的应用。

3.2.3 新类型和难动用储量的开发技术攻关

塔里木盆地库车地区山前构造带的块状致密砂岩气埋藏深度可达 5000m 以上,并具有异常高压,需要开展高陡构造带钻井提速、超深高压井压裂改造等关键技术攻关。对于须家河组气藏原始含水饱和度大于 45% 的区块目前还难以实现有效开发,需要开展低成本带水采气技术攻关。

3.2.4 稳产接替与后期气井管理

由于致密砂岩气井初期递减快,需要井间接替或区块接替来保证气田的稳产。以苏里格气田为例,按照直井生产方式,保持 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的稳产,每年需要新钻近 1000 口井弥补递减,工作量巨大,应最大限度地提高水平井的应用规模,减少稳产接替工作量,节约管理成本。另外致密气井生产后期进入低压低产的生产状况,携液能力差、井筒积液严重,需要开展低压低产井采气工艺技术和生产管理研究,并借鉴国际智能化油气田开发管理的新理念和新技术,提高致密气开发水平。

4 结论

中国致密砂岩气资源丰度,目前发现的致密砂岩气藏可划分为透镜体多层叠置致密砂岩气、多层状致密砂岩气、块状致密砂岩气三种类型。前两种类型以提高单井产量、降低开发成本为主要技术目标形成了系列开发技术,已实现了规模有效开发。透镜体多层叠置致密砂岩气以苏里格气田为代表,形成了以优化部井、多级加砂压裂、井下节流与低压地面集输为特点的开发技术。多层状致密砂岩气以川中地区须家河组气藏和松辽盆地南部长岭气田登娄库组气藏为代表,形成了以富集区预测与评价、水平井整体开发和排水采气为特点的开发技术。随着致密砂岩气开发的不断深入和开发规模的不断扩大,仍面临着如何提高储量动用程度和采收率,如进一步提高单井产量和开发效益,如何实现新类型和难动用储量的有效开发,以及气田稳产接替与后期气井管理等技术难题。总之,中国以陆相地层为特点的致密砂岩气不但丰富了致密气藏类型的认识,而且系列开发技术的形成和发展也将为世界上其他地区致密气的有效开发提供很好的借鉴模版。