

含水致密砂岩气藏开发技术

——以四川盆地中部须家河组为例

李鹭光 胡 勇 杨洪志 等编著



含水致密砂岩气藏开发技术

——以四川盆地中部须家河组为例

李鹭光 胡 勇 杨洪志 等编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书以四川盆地致密砂岩气藏开发为例,全面介绍了致密砂岩气藏的有效储层描述、储—渗特征、特殊开发机理实验评价、有利区评价与优选、气井动态分析、开发部署优化、优快钻完井、储层改造、井下节流、排水采气、地面集输、天然气处理简化优化、气田水回注等开发关键技术,是四川盆地致密砂岩气藏 40 年开发实践经验的总结和升华,对中国致密砂岩气藏开发有重要指导意义。

本书可供从事气田开发的科研技术人员和工程人员,以及石油院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

含水致密砂岩气藏开发技术:以四川盆地中部须家河组为例/李鹭光等编著. —北京:石油工业出版社,2017. 7
ISBN 978-7-5183-1570-3

I. ①含… II. ①李… III. ①盆地—致密砂岩—砂岩
油气藏—气田开发—研究—四川 IV. ①TE343

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 259888 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523562 图书营销中心:(010)64523633

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

2017 年 7 月第 1 版 2017 年 7 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:19.75

字数:450 千字

定价:120.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

《含水致密砂岩气藏开发技术 ——以四川盆地中部须家河组为例》

编 委 会

主 任：李鹭光

副主任：胡 勇 杨洪志

成 员：（按姓氏笔画为序）

邓 虎	龙增兵	叶长青	申 艳	付永强
白 璟	冯 曦	乔李华	刘义成	刘友权
刘志荣	孙 波	孙风景	李 明	李 季
李 骞	李明秋	李成晓	杨 玻	杨 柳
杨 强	杨长城	肖润德	吴建发	宋 毅
张光荣	张家振	陈 东	陈中华	陈国平
金 燕	周长虹	周明军	赵 琼	姜 放
徐 伟	桑 宇	黄 静	常 程	董 斌
童富良	谢 意	蔡道钢	熊 杰	熊 颖

前 言

致密砂岩气是储集在地层条件下基质渗透率小于或等于 0.1mD 的砂岩储层中的天然气,单井一般无自然产能或自然产能低于工业气流下限,但在一定经济条件和技术措施下,可以获得天然气工业产量。近年来,致密砂岩气已成为全球非常规天然气勘探开发的重要领域之一,特别是美国致密砂岩气资源的大规模开发利用,不仅助推美国天然气产量快速回升,也带动了全球致密砂岩气开发快速发展。

受技术和经济因素制约,中国致密砂岩气藏开发进程发展一直比较缓慢,但近十余年来,随着储层改造技术进步及推广应用,实现了单井产量提高和开发成本降低,致密砂岩气资源的勘探开发取得重大进展,先后实现了鄂尔多斯盆地苏里格气田二叠系山西组、下石盒子组和四川盆地中部地区三叠系须家河组等大型致密砂岩气藏规模化开发,致密砂岩气探明储量和产量呈现快速增长态势。

苏里格气田探明地质储量超过 $5000 \times 10^8 \text{ m}^3$,年产气量超过 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$,堪称致密砂岩气藏开发的成功典范。四川盆地中部三叠系须家河组致密砂岩气藏与苏里格致密砂岩气藏存在一定差异,具有储层非均质性强、富集程度差、含水饱和度普遍超过 50% 等特征,效益开发的技术需求更加复杂化。

四川盆地致密砂岩气藏勘探开发经历了复杂历程,早在 1967 年 G19 井获气就发现了须家河组致密砂岩气藏,却因地下条件复杂、地质认识局限与工艺技术不适应等制约,历经近 40 年的勘探,仅发现了 7 个构造圈闭气藏和一些零星分布的工业气井。直到 2005 年 3 月,GA2 井须六段射孔完井试油测试获天然气产量 $4.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,加之 GA3 井、G108 井等相继获工业气流,开启了广安地区低渗透砂岩气藏勘探开发的新篇章。陆续发现了合川、安岳须家河组等探明储量 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气田,从而掀起了川中地区须家河组致密砂岩气藏勘探开发热潮。2006 年至 2015 年,川中地区须家河组新增天然气探明地质储量 $5971 \times 10^8 \text{ m}^3$,年产气量(2013 年)最大超过 $17 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

川中地区须家河组致密砂岩气藏具有含水的特点,气藏开发规律有较强的特殊性。本书基于川中地区须家河组气藏的开发实践,探讨相关理论与技术,总结实践经验和教训,希望能为同类型气藏的开发提供借鉴。

全书由李鹭光、胡勇、杨洪志统编,共分 12 章。第一章由吴建发、徐伟、杨长城、陈中华编写;第二章由杨长城、张光荣、金燕、杨柳、申艳编写;第三章由陈中华、冯曦、李明秋、李骞编写;第四章由徐伟、杨柳、李骞、刘义成编写;第五章由李明秋、陈中华、李骞、常程编写;第六章由徐伟、孙波、张光荣编写;第七章由白璟、谢意、陈东、邓虎、周长虹、李宸晓、肖润德、董斌、杨玻、乔李华、张家振编写;第八章由宋毅、桑宇、付永强、熊颖、刘友权编写;第九章由叶长青编写;第十

章由李季、孙风景、熊杰、蔡道钢编写;第十一章由黄静、姜放、杨强、龙增兵、李明、陈国平、赵琼、童富良、刘志荣、周明军编写;第十二章由李明秋、杨柳、陈国平、赵琼编写。

由于含水致密砂岩气藏的复杂性,新技术、新工艺推广应用的局限性,部分含水致密气藏低产井的效益开发仍受到一定程度的制约,该类气藏全面规模效益开发仍存在许多问题,有待深入探索。

由于笔者水平有限,书中难免存在不足之处,敬请读者批评指正。

2016年5月于成都

目 录

第一章 含水致密砂岩气藏基本特征与开发问题	(1)
第一节 四川盆地致密砂岩气藏基本特征	(1)
第二节 国内外开发技术现状	(6)
第三节 气藏开发面临的挑战及攻关方向	(9)
参考文献	(10)
第二章 “砂包砂”致密砂岩有效储层描述	(11)
第一节 储层微观孔喉特征实验分析	(11)
第二节 地震储层预测	(19)
第三节 测井精细储层评价	(35)
第四节 “砂包砂”储层对比分析	(51)
第五节 储层可动水描述	(63)
参考文献	(70)
第三章 储渗特征及特殊开发机理实验评价	(71)
第一节 覆压条件下孔—渗关系及其变化规律	(71)
第二节 流体渗流特征评价	(74)
第三节 中含凝析油致密气藏开发机理实验评价	(87)
第四节 致密砂岩储层储量可动用界限实验综合评价	(96)
参考文献	(100)
第四章 有利区评价与优选技术	(101)
第一节 有利区评价技术	(101)
第二节 有利区优选技术	(105)
参考文献	(109)
第五章 气井产能及动态储量评价	(110)
第一节 产能评价	(110)
第二节 单井动态储量评价	(119)
第三节 低渗透储层持续补给特征分析	(123)
参考文献	(130)
第六章 开发部署优化技术	(132)
第一节 稳产接替技术	(132)
第二节 井型优化部署技术	(133)
第三节 井位部署优化技术	(138)

参考文献	(142)
第七章 优快钻完井技术	(144)
第一节 钻完井工程难点分析	(144)
第二节 优快钻完井技术	(145)
第三节 碎屑岩地质导向钻井技术	(152)
第四节 欠平衡水平井钻井技术探索	(158)
第五节 储层保护钻完井液技术	(172)
参考文献	(176)
第八章 致密砂岩储层改造	(178)
第一节 致密砂岩储层改造室内评价	(178)
第二节 厚层连续孔隙型储层改造	(183)
第三节 多薄互层孔隙型储层改造	(194)
第四节 裂缝—孔隙型储层改造	(203)
第五节 致密砂岩储层压裂配套工艺技术	(212)
参考文献	(228)
第九章 油气水同产井井下节流	(229)
第一节 井下节流工艺发展历程	(229)
第二节 井下节流工艺技术	(231)
第三节 井下节流技术的应用及配套	(236)
参考文献	(239)
第十章 低压低产气井排水采气	(240)
第一节 低压低产气井排水采气技术的优选	(240)
第二节 优选管柱排水采气	(246)
第三节 含凝析油气井泡沫排水采气	(250)
第四节 柱塞排水采气	(259)
参考文献	(268)
第十一章 地面集输及天然气处理简化优化技术	(269)
第一节 地面集气工艺的优化	(269)
第二节 地面增压工艺	(279)
第三节 低温分离脱油脱水	(284)
参考文献	(297)
第十二章 气田水回注技术	(298)
第一节 含水致密砂岩气藏气田水特点	(298)
第二节 气田水回注地质设计	(300)
第三节 气田水回注工艺设计	(303)
参考文献	(306)

第一章 含水致密砂岩气藏基本特征与开发问题

四川盆地发现大量致密砂岩气藏,其储量规模较大,但该类气藏储层致密,裂缝普遍不发育,气水分异性较差,部分气藏含水饱和度较高,开发过程中普遍产水,气井产能较低且递减较快,存在一系列的开发技术难点,规模化、效益化开发难度大。通过长期的开发研究和实践,已逐渐认清了含水致密砂岩气藏的基本特征与开发关键性问题,明确了技术攻关的方向。

第一节 四川盆地致密砂岩气藏基本特征

四川盆地致密砂岩气藏勘探经历了复杂历程,早在 1967 年 G19 井就发现了须家河组致密砂岩气藏,但在随后近 40 年的勘探开发历程中,却因地质认识与工艺技术的限制,以构造圈闭勘探为主,仅发现一些含气构造以及部分零星分布的高产气井。“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,孔隙型致密砂岩气获得工业气流,储量和产量快速增长,以广安、合川、新场等为代表的一批致密砂岩气田先后投入规模开发,带动了四川盆地致密气领域的快速发展;形成了以三叠系及以上地层为主的陆相致密砂岩大气区,其中以大川中上三叠统须家河组为典型代表。

大川中上三叠统须家河组气藏包括 15 个气藏,除八角场、营山位于川中古隆中斜平缓构造带与川北古中坳陷低缓带交界处,其余 13 个气藏均处于川中古隆中斜平缓构造带上(图 1-1)。沉积环境主要为辫状三角洲—滨浅湖沉积。根据岩心样品统计分析表明,须家河组砂岩孔隙度一般为 4%~12%,常压下,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一般为 55%~60%,平缓区含气饱和度一般为 40%~50%,常压—异常高压,压力系数 1.1~1.5;气藏储量丰度低,一般为 $(1\sim3)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,为典型的致密砂岩储层。目前已发现的气田主要分布在须二段、须四段、须六段砂岩集中发育段,近期勘探又在须一段、须三段、须五段气源灶内部获得了重要发现,可以说,须家河组致密砂岩气具有“满盆含气”的特点。

截至 2015 年年底,大川中须家河组气藏共申报三级储量含气面积 4902.56km²,储量 11081.79×10⁸m³,其中探明储量含气面积 2725.86km²,储量 6488.65×10⁸m³,主要分布在荷包场气田、广安气田、合川气田、龙女寺、安岳气田须家河组气藏,气藏累计投入开发井 615 口,最高产气量 550×10⁴m³/d,目前产气量为 220×10⁴m³/d,累计产气量为 138.85×10⁸m³(图 1-2)。

一、气藏分类特征

基于地质特点和开发动态特征,四川盆地须家河组气藏分为两种类型,即以川西地区邛西、平落坝、中坝等须家河组气藏为代表的裂缝—孔隙型构造圈闭气藏和以川中地区八角场、广安为代表的孔隙型、裂缝—孔隙型岩性或构造—岩性复合圈闭气藏。两者在储层特征、气水分布特征、气井产能特征、生产动态特征和储量可采性等方面都存在较大的差异。

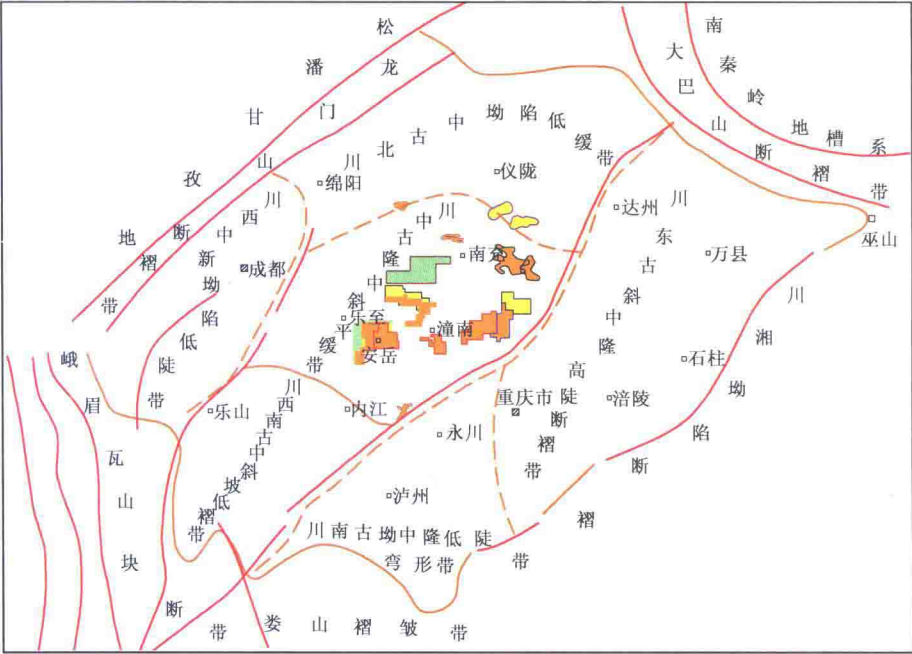


图 1-1 川中须家河组气藏分布图

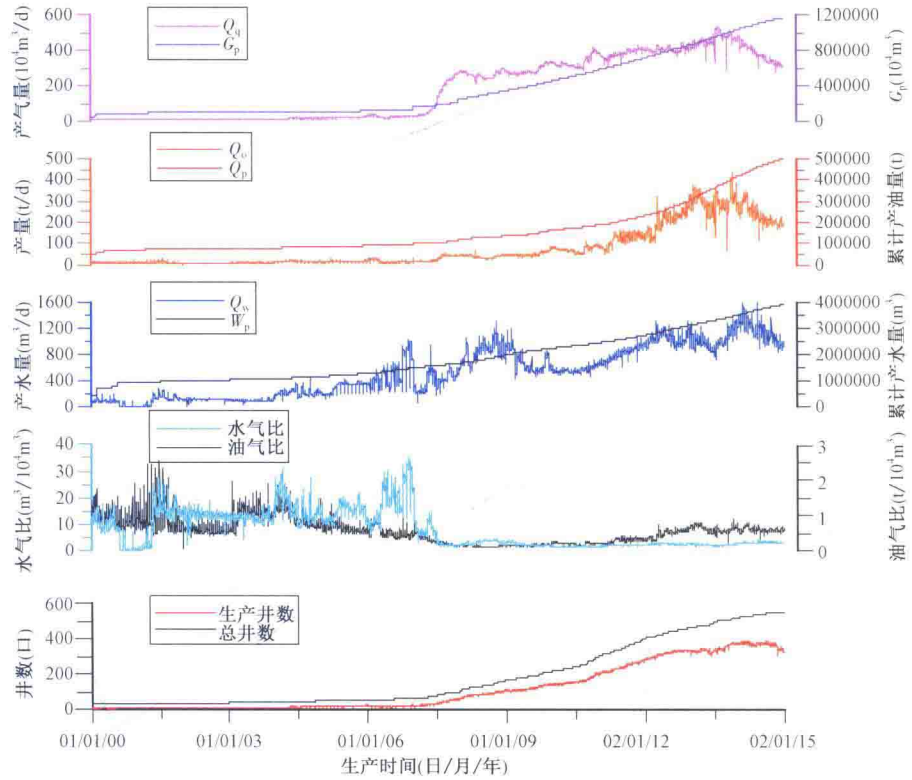


图 1-2 川中须家河组气藏采气曲线图

(1) 川西须家河组气藏构造褶皱强度大, 裂缝发育, 为裂缝—孔隙型储层, 单井产能较高, 井间连通性好。

川西须家河组气藏位于龙门山前缘, 沉积厚度大, 烃源丰富, 断裂、褶皱发育, 保存条件良好, 已探明中坝、平落坝、邛西等须家河组气藏。这些气藏在开发中表现出气井产能较高、井间连通性较好、气井稳产能力较强等特点, 但边底水相对活跃。这类气藏主要的开发问题是如何合理治水和提高裂缝不发育区的低渗透区储量动用程度。

川西须家河组储层基质储渗性能差, 大部分岩心孔隙度为 $2\% \sim 4\%$, 渗透率小于 0.01mD 。由于存在大量的天然裂缝沟通, 使构造高部位裂缝发育区储层表现出明显的双重介质或视均质特征, 开发过程中裂缝发育区的储量动用程度高。而构造边部或低部位由于缺乏裂缝的沟通, 气井很难获得工业产能, 由于储层较厚和埋藏较深 ($3000 \sim 7000\text{m}$), 川西须家河组气藏低渗透储层增产改造难度大。

(2) 川中须家河组气藏构造平缓, 裂缝不发育, 以致密、孔隙型储层为主, 气水分异与富集程度差, 单井产能低, 普遍气水同产, 规模、效益化开发难度大。

川中地区须家河组气藏以构造—岩性复合圈闭和岩性圈闭两种类型为主。储层基质储渗性能优于川西地区, 孔隙度最高可达 15% 以上, 渗透率高值大于 1mD 。但由于裂缝发育程度差和构造隆起幅度低, 气水分异差, 没有明显的气水界面, 气水关系复杂, 导致气井产能低、稳产能力差。该区主要的问题是如何寻找富集程度高的有利开发区及针对含水致密储层的增产改造措施。

二、气藏地质特征

川中地区须家河组纵向分为 6 段, 须一段、须三段、须五段主要为泥质烃源层, 须二段、须四段、须六段主要为砂质储层。3 套砂岩层均约 100m 厚, 横向上分布较稳定, 但由于天然气充注程度较低, 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。川中须家河组砂岩孔隙度一般为 $4\% \sim 12\%$, 空气渗透率一般为 $0.001 \sim 2\text{mD}$, 埋藏深度为 $2000 \sim 3500\text{m}$, 构造高部位含气饱和度为 $55\% \sim 60\%$, 平缓区含气饱和度一般为 $40\% \sim 50\%$, 气藏为常压—异常高压, 压力系数为 $1.1 \sim 1.5$ 。

(1) 川中须家河组气藏构造平缓。

构造形迹与受力方向分析表明, 川中构造主要形成于燕山运动时期, 喜马拉雅运动对川中东部靠近华蓥山一带影响相对较大。受刚性基底影响, 构造总体受力弱, 起伏不大, 以短轴、平滑背斜为主。统计川中地区八角场须四段、充西须四段、磨溪须家河组、广安须六段、合川须二段、潼南须二气藏顶界构造最大闭合度分别为 180m 、 83m 、 60m 、 150m 、 100m 、 30m , 相对川西中坝、平落坝、张家坪、莲花山、邛西须二段顶面构造闭合度小得多。

(2) 储层孔隙度低、渗透率低, 含水饱和度普遍较高。

川中须家河组储层段岩心孔隙度主要分布在 $6\% \sim 12\%$ 之间, 平均孔隙度为 8.86% ; 岩心渗透率主要集中在 $0.01 \sim 1\text{mD}$ 之间 (占 87.44%), 储层段平均渗透率为 0.5128mD ; 储层段覆压渗透率 $0.0005 \sim 5\text{mD}$, 平均覆压渗透率 0.0513mD , 属于低孔隙度、致密砂岩储层。

川中地区广安须六气藏平均含水饱和度为 59.97% , 广安须四气藏平均含水饱和度为 63.72% , 合川须二气藏平均含水饱和度为 74.99% , 潼南须二气藏平均含水饱和度为 62% , 均表现为高含水饱和度特征。

(3) 储层纵向多层, 非均质性强。

川中须家河组不同区域须二段、须四段、须六段纵向发育多层储层, 一般为 10 ~ 20 层, 单层厚度薄, 累计厚度大。须二段单井钻遇储层累计厚度 1. 125 ~ 54. 625m, 平均累计厚度为 28. 35m。须四段单井钻遇储层累计厚度 2. 75 ~ 53. 125m, 平均累计厚度为 23. 9m。须六段单井钻遇储层累计厚度 4. 125 ~ 54. 875m, 平均累计厚度为 23. 56m。不同区域须二段、须四段、须六段储层展布特征不同, 均表现出较强的非均质性。

川中须家河组气藏储层横向展布连续性较差, 单砂体储层延伸范围有限, 储层平面上也表现出较强的非均质性。

(4) 气水总体上遵循重力分异规律, 地层水赋存状态多样, 气水关系复杂。

川中须家河组气藏由于构造平缓, 储层非均质性强, 气藏以岩性圈闭为主, 局部有构造—岩性复合圈闭和裂缝系统。整体处于气水过渡带, 大面积含气, 宏观上符合气水重力分异, 高部位富气, 低部位富水, 局部构造圈闭和裂缝系统上部天然气富集。其中, 裂缝系统气水分布与常规气藏相似, 气水分异好; 构造—岩性复合圈闭除由于储层非均质性气水分异不彻底外, 其余特征与常规构造型气藏相似; 而岩性圈闭气藏宏观上符合重力分异规律, 但由于储层非均质性导致气水分异差, 气水关系复杂。

川中地区须家河组地层水可分为束缚水和可动水两种。束缚水存在于孔隙盲端、极微小的孔隙和较大孔隙的壁面附近, 受岩石骨架的作用力较大不能流动, 对气井出水没有贡献。对于可动水, 根据地层水占据的微观孔喉空间分为小孔喉可动水、大孔喉可动水和裂缝系统自由水(图 1-3)。

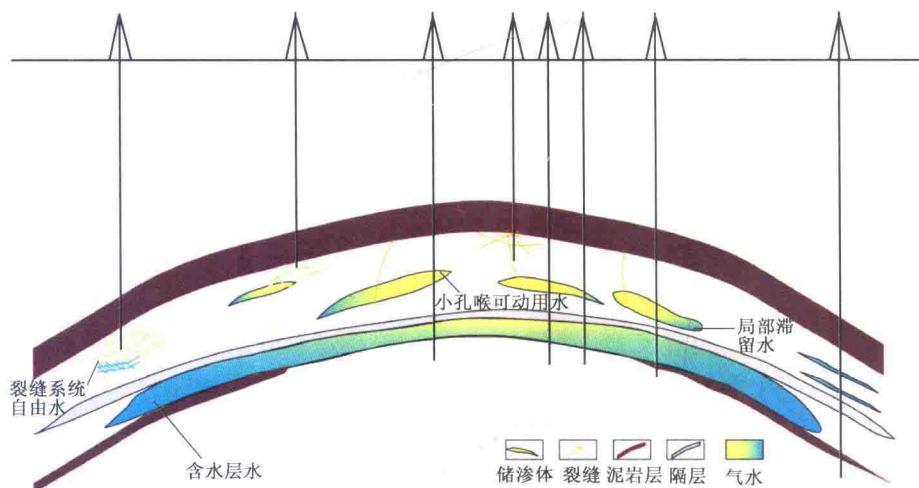


图 1-3 储层孔隙中可动用水分布图

(5) 产出流体为油、气、水三相, 属微—中含凝析油气藏。

川中须家河组气藏产出流体为油、气、水三相, 天然气不含 H_2S , 地层水矿化度高, 为 $CaCl_2$ 型。其中, 合川须二气藏凝析油含量为 $0.85 \sim 46.19g/m^3$, 平均为 $31.2g/m^3$; 潼南须二气藏凝析油含量为 $10 \sim 164g/m^3$, 平均为 $68.9g/m^3$; 安岳须二气藏凝析油含量为 $110 \sim 230g/m^3$, 平均为 $137g/m^3$ 。

三、气藏开发动态特征

(1) 气井产能差异大, 中—高产井主要分布在构造高部位与断裂发育区。

川中须家河组气藏非均质性强, 处于构造不同位置的气井产能差异大, 气井产能大小与构造位置、储层发育程度、裂缝发育状况等多种因素有关。

以广安须六气藏和安岳须二气藏为例, 广安气田须六气藏气井无阻流量在 $(1.13 \sim 77.02) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间, 最大无阻流量是最小无阻流量的 68 倍, 产能差异较大。位于构造顶部的 16 口井合计无阻流量为 $507.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 占 28 口井总无阻流量的 86%, 可见, 高产井主要分布在构造高部位。安岳须二气藏靠近断裂的裂缝—孔隙型储层获气 118 口井, 平均测试产量为 $21.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 远离断裂的孔隙型储层获气 8 口井, 测试产量为 $(1.09 \sim 1.36) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(2) 部分井测试产水, 产水井主要分布在气藏较低部位或储渗体下倾端。

由于川中须家河组气藏整体处于气水过渡带, 气井普遍产水, 构造高部位气井产气量大、产水量小, 构造低部位气井或裂缝系统气井产水量大、产气量小。

以合川须二气藏为例, 下部须二段下亚段气水分异较差, 均为气水同产, 北翼产水量较大; 须二段中亚段、须二段上亚段含气性相对较好, 仅南翼局部 (HC1 井、HC108 井、HC001-2 井) 产少量单砂体下倾端的滞留地层水, HC117 井在须二段上亚段底部气水同产, 剖面上处于单个储渗体的下倾段。

(3) 局部裂缝发育区可获得较高自然产量, 大部分井靠压裂提高单井产量。

川中须家河组气藏储层属低孔隙度、低渗透率, 气井产量普遍较低, 钻遇裂缝可获较高产量, 大部分气井需通过压裂改造提高单井产量。

合川须二气藏位于裂缝发育区的 HC001-1 井、HC001-5 井、HC001-8 井、N103 井, 平均产气量为 $10.267 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 自然产量相对较高; 广安须六气藏的 GA101 井压裂前测试产量为 $0.51 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 压裂后测试产量为 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 增加了 5 倍; XH1 井压裂前测试产量为 $0.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 压裂后测试产量为 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 增加了 21 倍。压裂改造是提高单井产量的有效措施。

(4) 地层析出的凝析油滞留在地层中, 进一步降低了储层渗流能力。

合川、潼南须二段地露压差 2.1~3.1 MPa, 从投产开始, 油气比呈快速递减趋势, 部分凝析油在地层中析出并滞留其中, 进一步降低了储层的渗流能力, 从而降低气井产量。

(5) 单井控制半径有限, 单井控制储量普遍较小。

川中须家河组气藏非均质性强, 单砂体延伸范围有限, 储层横向连续性差, 单井控制半径有限, 单井控制储量普遍较小。

以合川须二气藏为例, 对生产时间较长, 受地层水影响较小的 HC3 井生产数据进行研究, 通过 Agarwal-Gardner 方法拟合控制储量为 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 控制半径 189m。

(6) 气藏不同区域及区域内不连通或连通性差。

川中须家河组气藏不同区域储层物源、沉积微相、地层压力和气井生产动态均存在差异, 表现为不同区域及区域内不连通或连通性差。

以广安须六气藏为例,广安须六气藏 A、B 区域沉积微相和物源不同,同时 A、B 区域折算地层压力存在差异,A、B 区域气井表现出不同的动态特征,因此,A、B 区域之间不连通。而 A 区气井折算压力相近,前期压降明显,A 区气藏内部连通;但 A 区受储层物性影响,连通范围有限。

第二节 国内外开发技术现状

一、国内开发技术现状

非常规天然气藏除了地质特征与常规气藏不同外,与常规气藏的关键区别在于开发工艺技术的特殊性。借鉴国外致密砂岩气藏开发技术经验,结合中国致密砂岩气藏的地质特征,通过自主研发和创新,形成了一系列的关键工程技术,并随着更多的不同类型致密砂岩气藏的发现和开发而不断发展和丰富。开发技术的进步可概括为以下几个方面。

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,建立储层成因模型,分析有利储层发育的控制因素,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层的弹性参数,是预测气层富集分布区的有效手段。叠前储层预测以 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,资料解释要充分挖掘资料中的 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、含水砂岩混杂分布背景上的气层识别问题,已在广安、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。

2. 优化布井技术

针对致密砂岩储层大面积分布、储量丰度低的特点,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,需要与气藏的滚动描述相结合。在布井过程中,采用不均匀井网,高渗透区井距较大,低渗透区井距相对较小,既能实现效益开发,又能提高储量动用率,获得较好的气藏开发效果。

3. 提高单井产量技术

包括以下内容:

(1)发展了以地震叠前信息为主的含气性检测技术。含气性检测技术的应用使高效井钻井成功率明显提升。

(2)大力发展了水平井钻井技术。水平井钻井技术的发展及应用提高了单井的控制范围,增大了气井的泄流面积,大幅提高了气井的产能和稳产能力。

(3)研发了以机械封隔器为核心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。

(4)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度提高,提升了气田的开发效益。

4. 降低开发成本技术

包括以下内容:

(1)通过优化井身结构、提高机械钻速、缩短钻井周期,降低了钻井成本。对于埋深大于3000m的井,将原来的“表层套管+技术套管+生产套管”的三开井身结构简化为“表层套管+生产套管”的二开井身结构,简化了固井工艺,并采用国产套管,降低了费用。从2003年开始推广应用PDC钻头,并在钻头轮廓、布齿、复合保径、水力平衡设计、扭矩等方面进行优化设计,形成了具有非对称刀翼、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。

(2)形成了以井下节流为核心的采气工艺技术,不但有效预防了井口水合物的形成,取消了井口加热和注醇装置,同时降低了地面管线运行压力,简化了地面集输流程,大幅度降低了地面建设成本。

(3)开展了小井眼开发试验,探索进一步降低成本的钻采技术。

5. 数字化生产管理技术

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,现已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。

6. 排水采气技术

部分区块含水饱和度较高,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参数。泡沫排水采气技术具有施工容易、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 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 、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 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 、积液较严重的气井,可采用速度管柱;对于产气量大于 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 的间歇生产井,可采用柱塞气举;对于产气量小于 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 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。

7. 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装置,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和高压的井下节流器,目前研发的节流器可以耐温 200°C 、耐压 35MPa ,下入深度达到2500m。

二、国外开发技术现状

美国是目前致密砂岩天然气产量最多的国家,历经40年逐步形成了气藏描述、井网加密、增产改造及钻井完井等系列配套技术,其成功的开发实践为我国致密砂岩气藏开发提供了宝贵的借鉴性经验。在系统调研并分析美国致密砂岩气藏储层特征、开发特征与关键技术的基础上,得到以下启示:三维地震技术可以有效地提高开发井成功率;井网加密可以有效地提高多

层、透镜状气藏的采收率;直井分层压裂是致密砂岩气藏开发的主体增产工艺技术;综合应用小井眼、快速钻井、地面优化简化等技术来降低成本。

北美地区开发致密砂岩气藏所需的关键技术主要有四种。

1. 气藏描述技术

对致密砂岩气藏进行精细描述,是有效开发这类气藏的基础。北美地区主要发展了以提高储层预测和气水识别精度为目标的二维和三维构造描述、波阻抗反演、储层预测、地震属性提取、频谱成像、三维可视化等技术及地震叠前反演技术。

三维地震技术的应用有效地提升了钻井成功率。1990 年以前以二维地震为主体技术,开发井钻井成功率小于 70%;1990 年以后,气藏描述及三维地震技术的应用使钻井成功率提高到 85% 以上。

对致密砂岩气藏而言,寻找裂缝发育带对提高致密储层天然气开发有利区的预测精准度、提高单井产量有着举足轻重的作用,它直接关系到致密砂岩气藏的经济可采性。1996 年,美国 ARI 公司在科罗拉多州皮申斯盆地致密砂岩气田应用三维地震及裂缝预测技术,优化布井,单井控制储量由使用三维地震技术之前的 $0.51 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提高至 $0.96 \times 10^8 \text{ m}^3$, $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气勘探开发成本由 177 万美元降至 114 万美元。

2. 井网加密技术

对于多层叠置的透镜状气藏,井网加密可大幅度提高气藏采收率。只要具有足够多的静态信息,认清气藏分布规律、单井控制储量和有效泄气面积,具有加密条件就可以进行井网加密。

3. 增产工艺技术

增产工艺技术主要包括层状砂岩气藏分层压裂技术、块状砂岩气藏大型压裂和水平井分段改造技术等。

1) 分层压裂技术

分层压裂技术的主要目的是加大纵向上小层的动用力度。分层压裂的主要技术方法包括连续油管分层压裂、封隔器分层压裂等。分层压裂时着重考虑的因素主要有层数、隔层厚度及各层应力差。国外的直井分压技术以连续油管加跨隔式封隔器分压技术为主,单井可连续分压 10~20 层,一次排液。在 Jonah 气田运用连续油管压裂技术,能够在 36h 内完成 11 级水力压裂施工,将施工时间由 5 周缩短至 4 天,同时产量增加 90% 以上。

2) 大型压裂技术

自 20 世纪 80 年代以来,以美国 Wattenberg 气田压裂技术研究与应用为基础,大型压裂概念诞生。通常要求支撑半缝长于 300m、加砂规模大于 100 m^3 ,被认为是大型压裂。

3) 水平井分段压裂技术

水平井分段压裂可以对水平层段进行选择性地改造,提高水平段整体渗流能力。水平井分段压裂技术及特点:多级封隔器压裂,通常压裂后不动管柱;水力喷射压裂,气井压裂需考虑带压作业问题;限流压裂,射孔优化要求高、排量大;机械桥塞分段压裂适应套管完井,作业成本较高。截至 2006 年,国外已有 1000 多口井采用水力喷射改造技术。

4. 钻采工艺技术

对于致密砂岩气藏,低成本的钻采工艺技术主要是小井眼技术和欠平衡钻井技术等。

小井眼是指完井井眼尺寸小于 152.4mm。小井眼技术的优点主要体现在井场占地面积小、钻井设备轻、工作量少,且只需常规钻井 1/3 的工作人员。另外,小井眼钻井费用低,井场各项费用减少 60%,节约钻井成本 15%~40%,在低渗透率、特低渗透率气藏,水平井、分支井、深井最大垂直深度超过 6000m 的区域适合进行小井眼钻井。近十几年来,随着油气生产费用的攀升、工程领域不断向边远地区扩展和钻井工艺水平的提高,钻小井眼井开采油气优越性更为凸显。目前,世界上已钻成小井眼井上万口,国外已开始用连续管钻小井眼。

欠平衡钻井是在钻井过程中井筒流体的有效压力低于地层压力,准许地层流体进入井筒,并可将其循环到地面可控的钻井技术。该技术有利于储层保护和大幅度提高钻机钻速,在致密砂岩气藏钻井中得到广泛应用。美国欠平衡钻井占总钻井数的比例已高达 30% 以上。

第三节 气藏开发面临的挑战及攻关方向

因气藏地质特征和动态特征的特殊性,须家河组气藏规模效益开发主要面临两个方面的挑战:一是提高单井产量、实现效益开发面临挑战。含水致密砂岩气藏多为低孔隙度、低渗透率储层,含水饱和度较高,纵向多层、单层厚度薄,平面连续性差,储层非均质性强,钻井后一般无自然产量或产量极低,需采用适宜的储层改造技术才能形成工业产量,因此,提高单井产量、实现效益开发面临挑战。二是提高气藏储量动用程度和采收率面临挑战。含水致密砂岩气藏储层纵向上常有泥岩隔层或夹层,连续性差,同时储层孔喉结构差,单砂体延伸范围有限,平面连续性差,因此纵横向储量动用程度均受到制约,加密井网虽是改善这类气藏开发效果的主要途径,但效益化提高储量动用程度和气藏最终采收率面临较大挑战。

为了提高单井产量和储量动用程度,从而提高气藏采收率,应从不同专业方向针对问题开展技术攻关。

一、开发地质方面

技术攻关方向如下:

(1) 储层展布特征表现为致密砂体内部相对高渗砂体才能形成有效储层,决定了有效砂体分布相对较为局限,导致“砂包砂”储层中寻找有效储层难度大。

(2) 裂缝预测难度大,分布规律不清楚。

(3) 气水分布复杂,地层水赋存状态多样,含水饱和度定量确定难度大。

(4) 储层孔隙结构复杂、物性差、含水饱和度高,储层储—渗特征和气层测井解释需要深化研究。

二、气藏工程方面

技术攻关方向如下:

(1) 低渗透气藏在低速非达西渗流机理作用下,极端情况下会出现没有严格意义稳产期的情况,气井合理配产需深入研究。

(2) 在閼压效应渗流机理作用下,即使气藏没有真实边界,单井控制范围也是有限的,如