

中国气田开发丛书

ZHONGGUO QITIAN KAIFA CONGSHU

“十二五”国家重点图书出版规划项目

碳酸盐岩气田开发

TANSUANYANYAN QITIAN KAIFA |



廖仕孟 胡 勇◎等编著

石油工业出版社

中国气田开发丛书

碳酸盐岩气田开发

廖仕孟 胡 勇 等编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书在描述碳酸盐岩气藏主要开发地质特征的基础上,重点论述了气藏描述、钻完井、储层改造、气藏开动态分析、有水气藏整体治水、天然气地面集输、天然气净化及防腐等方面内容,反映了近年来中国碳酸盐岩气藏开发特点和技术进展。同时给出了四川盆地五百梯气田石炭系气藏、鄂尔多斯盆地靖边气田奥陶系气藏、塔里木盆地塔中 I 号气田奥陶系气藏等几种典型碳酸盐岩气藏开发经验。

本书适于从事气田开发的技术人员阅读,同时可作为石油高等院校相关专业师生的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

碳酸盐岩气田开发 / 廖仕孟等编著 .

北京 : 石油工业出版社, 2016.1

(中国气田开发丛书)

ISBN 978-7-5183-0735-7

I . 碳…

II . 廖…

III . 碳酸盐岩油气藏 - 气田开发 - 中国

IV . TE344

中国版本图书馆 CIP 数据字 (2015) 第 139761 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) 64523583 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

2016 年 1 月第 1 版 2016 年 1 月第 1 次印刷

889 × 1194 毫米 开本 : 1/16 印张 : 25.75

字数 : 660 千字

定价 : 210.00 元

(如发现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《中国气田开发丛书》

编委会

顾问：赵政璋 李鹭光 刘振武

主任：马新华

副主任：孟慕尧 张卫国 何江川

委员：（按姓氏笔画排序）

万玉金 马力宁 冉启全 任东

江同文 杜志敏 李保柱 李海平

张明禄 陆家亮 胡勇 胡永乐

贾爱林 廖仕孟 谭健 熊建嘉

主编：马新华 孟慕尧

副主编：张明禄

《中国气田开发丛书》

专家组

组长：孟慕尧

成员：（按姓氏笔画排序）

冉隆辉 李士伦 岳清山 袁愈久 钱凯

《中国气田开发丛书·碳酸盐岩气田开发》

编写组

组长：廖仕孟

副组长：胡勇

成员：彭先 罗涛 韩烈祥 付永强 姜放
常宏岗 杨雨 冯曦 张帆 李力
余洋 唐永帆 马波 陈京元 谢意
张娟 何晓东 王阳 黄艳 白璐
黄静 颜廷昭 郑伟 张连进 李强
贺伟 梅青燕 叶长青 李季 于建林
刘志德 黄洪发 文龙 张光荣 潘登
贺秋云 张小涛 刘义成 王会强 闫静
谢冰 陈东 周长虹 王彩丽 张正红
潘琼 宋毅 吴华 谷坛 朱占美
杨学锋 董仕明 杨玻 杨顺智 张永国
魏强 欧阳伟 庞东晓 潘文庆 邓新梁
陈智 陈艳 马艳琳 胡永碧 张强

序

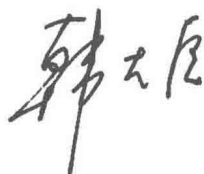
我国常规天然气开发建设发展迅速，主要气田的开发均有新进展，非常规气田开发取得新突破，产量持续增加。2014年全国天然气产量达 $1329 \times 10^8 \text{m}^3$ ，同比增长10.7%。目前，塔里木盆地库车山前带克深和大北气田，鄂尔多斯盆地的苏里格气田和大牛地气田，四川盆地的磨溪—高石梯气田、普光和罗家寨气田等一批大中型气田正处于前期评价或产能建设阶段，未来几年天然气产量将持续保持快速增长。

近年来，中国气田开发进入新的发展阶段。经济发展和环境保护推动了中国气田开发的发展进程；特别是为了满足治理雾霾天气的迫切需要，中国气田开发建设还将进一步加快发展。因此，认真总结以往的经验和技术，站在更高的起点上把中国的气田开发事业带入更高的水平，是一件非常有意义的工作，《中国气田开发丛书》的编写实现了这一愿望。

《中国气田开发丛书》是一套按不同气藏类型编写的丛书，系统总结了国内气田开发的经验和成就，形成了有针对性的气田开发理论和对策。该套丛书分八个分册，包括《总论》《火山岩气田开发》《低渗透致密砂岩气田开发》《多层疏松砂岩气田开发》《凝析气田开发》《酸性气田开发》《碳酸盐岩气田开发》及《异常高压气田开发》。编著者大多是多年从事现场生产和科学研究且有丰富经验的专家、学者，代表了中国气田开发的先进水平。因此，该丛书是一套信息量大、科学实用、可操作性强、有一定理论深度的科技论著。

《中国气田开发丛书》的问世，为进一步发展我国的气田开发事业、提高气田开发效果将起到重要的指导和推动作用，同时也为石油院校师生提供学习和借鉴的样本。因此，我对该丛书的出版发行表示热烈的祝贺，并向在该丛书的编写与出版过程中给予了大力支持与帮助的各界人士，致以衷心的感谢！

中国工程院院士



前 言

碳酸盐岩气藏在全世界范围内分布广泛、储量巨大，在所有大中型气藏中占据着重要地位。中国碳酸盐岩气藏也有着广泛的分布，目前主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木等盆地。2013年在四川盆地新探明的国内单体规模最大的整装气藏安岳气田龙王庙组气藏即是以白云岩储层为主的大型碳酸盐岩气藏。碳酸盐岩气藏一方面由于地层沉积范围广易于形成大中型气藏，另一方面在某些情况下由于储层受沉积、成岩作用影响剧烈，储层易表现出宏观非均质性强、微观渗流机理复杂等特点，孔渗模型既存在单一介质、双重介质，也有更为复杂的三重介质，开发特征表现多样性。

碳酸盐岩气藏开发在中国具有悠久的历史，世界上最早开始工业化开发的自流井气田主产层位即为下三叠统嘉陵江组海相碳酸盐岩地层。新中国成立以来，中国碳酸盐岩气田开发大致经历了三个阶段，前两个阶段的开发主要集中在四川盆地。第一个阶段是以川南地区下二叠统小而分散的缝洞型气藏为开发对象，储层岩性主要为石灰岩；第二个阶段是以四川盆地背斜型整装碳酸盐岩气藏为主要开发对象，储层岩性主要为白云岩。进入21世纪后，随着天然气大发展，在四川盆地发现大批新的碳酸盐岩气藏，气藏类型多以礁滩气藏为主。与此同时，鄂尔多斯盆地、塔里木盆地也相继发现了碳酸盐岩气藏，中国碳酸盐岩气藏开发进入全面发展阶段。

本书以碳酸盐岩气藏为对象，在描述碳酸盐岩气藏主要开发地质特征的基础上，重点对气藏描述、钻完井、储层改造、气藏开发动态分析、有水气藏整体治水、天然气地面集输、天然气净化及防腐等方面进行了论述，最后以四川盆地五百梯气田石炭系气藏、鄂尔多斯盆地靖边气田奥陶系气藏、塔里木盆地塔中I号气田奥陶系气藏为实例描述了几种典型碳酸盐岩气藏的开发过程和经历。本书反映了近年来中国碳酸盐岩气藏开发特点和技术进展，特别是60多年来四川盆地碳酸盐岩气藏开发过程中影响最大、最难认识清楚的储层非均质性和活跃地层水等两大因素，所形成的认识、描述技术和开发经验尤为重要，可为其他气区同类气藏开发提供借鉴。

全书由廖仕孟、胡勇统编。开发地质部分由彭先、杨雨、马波、陈京元、郑伟、张连进、文龙、张光荣、谢冰、朱占美、杨学锋编写；钻完井工程部分由韩烈祥、张帆、谢意、张娟、李强、潘登、贺秋云、陈东、周长虹、董仕明、杨玻、魏强编写；气藏工程部分由罗涛、冯曦、何晓东、王阳、贺伟、梅青燕、张小涛、刘义成、王会强、王彩丽、张正红、杨顺智、潘文庆、邓新梁、欧阳伟、庞东晓编写；采气工程部分由付永强、李力、黄艳、白璐、叶长青、李季、潘琼、宋毅、张永国、陈智、陈艳编写；地面工程部分由姜放、余洋、黄静、于建林、马艳琳编写；净化与防腐部分由常宏岗、唐永帆、颜廷昭、刘志德、黄洪发、闫静、吴华、谷坛、胡永碧、张强编写。

基于碳酸盐岩气藏的复杂性和多样性，气藏开发仍存在许多问题有待深入探索研究。同时，本书的编写涉及专业面、知识面广，资料数据繁多，加之笔者专业技术水平有限，书中难免存在不足之处，敬请广大读者批评指正。

本书编写组

2015年11月

目 录

第一章 绪论	1
第一节 碳酸盐岩气藏分类	1
第二节 碳酸盐岩气田开发简况	2
参考文献	7
第二章 碳酸盐岩气藏基本特征及开发方式	8
第一节 碳酸盐岩储层特征	8
第二节 碳酸盐岩储集特征	14
第三节 碳酸盐岩气藏开发特征	18
第四节 碳酸盐岩气藏开发方式及开发对策	30
第三章 碳酸盐岩气藏描述技术	34
第一节 碳酸盐岩储层评价与预测技术	34
第二节 地质建模技术	64
第三节 复杂气藏开发模拟技术	73
第四章 钻井与完井技术	86
第一节 概述	86
第二节 钻井与完井设计	88
第三节 井控技术	97
第四节 大斜度井、水平井钻井技术	104
第五节 深井超深井钻井提速技术	114
第六节 碳酸盐岩储层保护技术	135
第七节 油气井测试技术	143
第五章 碳酸盐岩储层改造技术	154
第一节 概述	154
第二节 碳酸盐岩储层改造液体技术	156
第三节 碳酸盐岩储层改造工艺	188
第四节 施工方案设计及后评估技术	194
参考文献	201
第六章 气藏开发动态监测与动态分析	203
第一节 含硫气井动态监测技术	203
第二节 不同类型储层和不同井型气井试井分析	207
第三节 气藏水侵动态分析和预报	211
第四节 低速非线性渗流动态特征及其影响分析	221
第五节 含硫气藏开发的特殊动态分析	226
第七章 有水气藏整体治水及排水采气工艺	232
第一节 概述	232

第二节	有水气藏开发特征及水侵模式识别	233
第三节	开采对策及整体治水方案	243
第四节	排水采气工艺	245
第五节	气田水回注工艺	259
第六节	气田水回注层(井)选择及评价	266
	参考文献	278
第八章	地面集输与工艺优化	279
第一节	管道输送工艺及管网系统优化	279
第二节	集输站场标准化设计	286
第三节	集输站场增压	292
第四节	集气过程控制	296
第五节	计量	311
	参考文献	316
第九章	天然气净化	317
第一节	概述	317
第二节	天然气脱硫脱碳	320
第三节	天然气脱水	328
第四节	硫磺回收与尾气处理	331
	参考文献	342
第十章	腐蚀与防护	344
第一节	腐蚀类型与影响因素	344
第二节	腐蚀控制技术	347
第三节	腐蚀检测与监测	361
第四节	应用实例	368
	参考文献	370
第十一章	碳酸盐岩气藏典型开发案例	372
第一节	四川盆地五百梯气田石炭系气藏	372
第二节	鄂尔多斯盆地靖边气田奥陶系气藏	379
第三节	塔里木盆地塔中 I 号气田奥陶系气藏	392
	参考文献	401

第一章 绪 论

第一节 碳酸盐岩气藏分类

碳酸盐岩气藏是指储集体的岩性以碳酸盐岩为主的气藏。碳酸盐岩的岩石成分主要为方解石和白云石两种，岩石类型主要为石灰岩和白云岩两种基本类型和它们之间的过渡性岩石以及与黏土岩、硅质岩之间的过渡类岩石。其中内碎屑灰岩、生物灰岩、鲕粒灰岩、生物礁灰岩、白云质灰岩、藻屑白云岩、次生白云岩等都是较好的储集岩。

碳酸盐岩气藏类型受控因素多，在GB/T 26979—2011《天然气藏分类》标准中，各种单因素下的分类均有涉及。

按圈闭因素分：碳酸盐岩气藏可分为构造气藏、岩性气藏、地层气藏和裂缝气藏。这几种圈闭类型在碳酸盐岩气藏中均大量存在，特别是复合类型较发育，比如构造—岩性复合圈闭。气藏的圈闭类型与储层的成因类型关系较大，其中的生物礁、古潜山、古岩溶以及裂缝型等特殊气藏类型均与碳酸盐岩特殊的储集体成因类型和成藏过程有密切关系。

按储层岩石类型分：碳酸盐岩气藏可分为石灰岩气藏和白云岩气藏。

按储层物性分：碳酸盐岩气藏按渗透性可分为高渗、中渗、低渗和致密气藏；按孔隙度可分为高、中、低、特低孔隙度气藏。

按储渗空间类型分：碳酸盐岩气藏可分为孔隙型、裂缝—孔隙型、裂缝—孔洞型、孔隙—裂缝型和裂缝型气藏。

按气藏驱动类型分：碳酸盐岩气藏可分为气驱气藏、弹性水驱气藏和刚性水驱气藏。在气田开发实践中，虽然标准中划分类型所依据的弹性气驱和弹性水驱两种驱动能量在碳酸盐岩气藏中都存在，但由于气体的天然压缩性强，其表现出来的弹性能量是水体的数百倍，因此碳酸盐岩气藏的驱动能量实际上主要以弹性气驱为主，水体的弹性驱动作用总体较弱，仅在一些孔渗性和连通性较好、非均质性不强的均质或者视均质气藏中存在。在四川盆地和塔里木盆地的许多裂缝和断层较为发育的已开发碳酸盐岩气藏中，地层水的实际作用主要表现在沿高导流裂缝快速侵入到气藏内部，对气藏储渗体进行分隔、封闭，致使气藏生产能力和采收率快速下降。通过工艺手段排掉这部分侵入水体后，裂缝渗流通道得以疏通，气藏生产能力和采收率得以显著恢复和提高。

按天然气组分因素分：由于碳酸盐岩气藏特殊的岩性组合以及成藏过程，气藏一般都含酸性气体，即 H_2S 和 CO_2 ，这也是碳酸盐岩气藏跟其他岩石类型气藏较大差别之处。

在其他诸如相态、饱和程度、压力系数、埋深等因素的分类中，碳酸盐岩气藏与其他类型气藏相比并无太大区别，因此不再赘述。

上述分类方法从不同的特征对碳酸盐岩气藏进行了分类，但在实际应用过程中，特别是研究气藏开发特征和模式时，由于碳酸盐岩气藏储集体的成因对气藏勘探开发特征所起的重要作用，因此结合储层成因类型对气藏进行分类也是通常采用的一种分类方法。长久以来，国内外诸多学者均对碳酸盐岩气藏及储集体的成因和成因类型进行了研究，冯福凯等在1995年所编写的《中国天然气地质》中依据中国碳酸盐岩气藏储层所经历的演化历史及其主要地质因素为主线将碳酸盐岩储层成因类型分为五种模式（表1-1），这五种模式涵盖了我国碳酸盐岩气藏储层的主要类型和主要特点。

表1-1 中国碳酸盐岩储层主要成因类型及其特征简表

成因类型 特征	粒屑滩（礁）型	白云石化—生 物礁型	溶蚀孔洞白云 （灰）岩型	古风化溶蚀型	裂缝型
地质特征	沉积环境、热演化		多起构造运动、沉积间断、表生成岩（溶解）作用		局部构造破裂、埋藏成岩作用
主要岩性	生物碎屑灰岩、鲕粒灰岩、鲕粒白云岩	礁灰岩、礁白云岩	砂屑灰岩、白云岩	各种石灰岩、白云岩	各种石灰岩、白云岩
主要沉积相	滩（礁）相	礁相	浅滩、潮坪	各种环境	台地相为主
储集类型	孔隙型	孔隙型	裂缝—孔隙型、孔隙型	裂缝—孔隙型、孔隙—裂缝型	缝合线—裂缝型、微孔—裂缝型
储集空间组合	粒间孔—粒间溶孔组合	晶间孔—晶间溶孔组合	晶间孔—晶间溶孔—裂缝组合	溶孔—溶洞裂缝组合	缝合线—微孔—裂缝组合
裂缝意义	不起控制作用		裂缝的作用主要是沟通孔洞决定产能		裂缝不仅是渗流通道，也是储集空间
典型气藏	川东罗家寨T ₁ f	四川龙岗P ₂ ch生物礁	四川磨溪T ₂ l、T ₂ j	塔中I号O ₃ 、川东C、鄂尔多斯靖边O ₁	川南P ₁ m
备注	模式A	模式B	模式C	模式D	模式E

第二节 碳酸盐岩气田开发简况

一、碳酸盐岩分布情况

碳酸盐岩油气藏在全球分布广泛，储量巨大。截至2005年底，世界上已发现的各类大型—特大型油气田877个，合计油气探明可采储量 2836.6×10^8 t油当量。其中有313个为碳酸盐岩油气藏组成，约占35.7%；油气探明可采储量 1434.5×10^8 t油当量，约占50.6%，其中储量规模大、产量高的油气藏多为碳酸盐岩油气藏。

中国碳酸盐岩油气藏分布广泛，面积约 300×10^4 km²。截至2011年底，全国累计探明天然气地质

储量 $21864.22 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采储量 $14730.01 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地质储量约占同期全国天然气总储量的21%。从区域上看，碳酸盐岩气田主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木等盆地（图1-1），分别占了总储量的62.3%、15.1%、19.8%（图1-2），其他在渤海湾、柴达木、苏北等盆地也有少量分布。

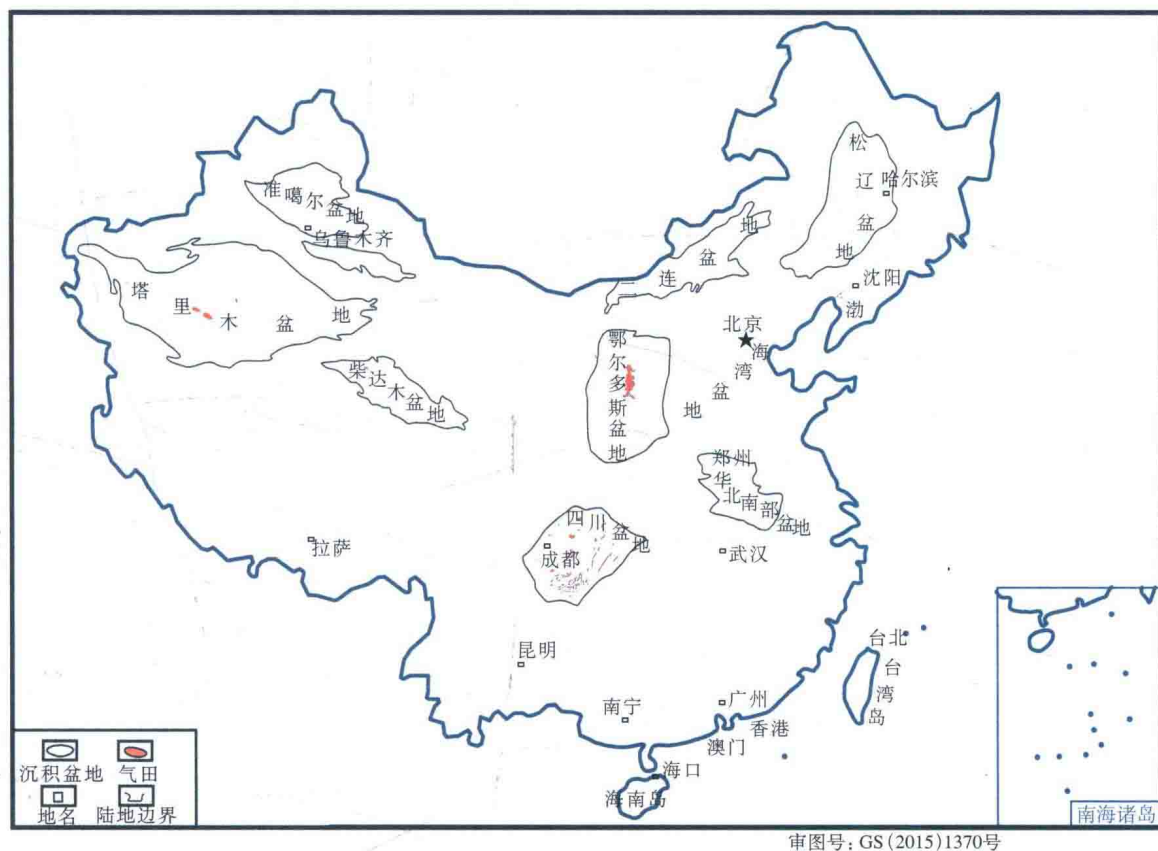


图1-1 中国陆上碳酸盐岩气藏分布示意图

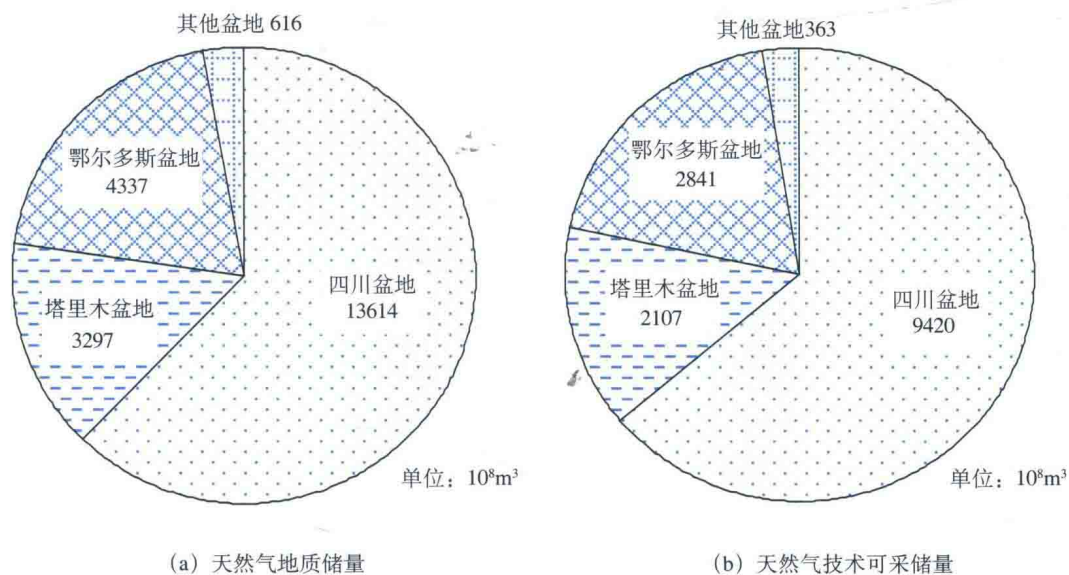


图1-2 中国各大气区碳酸盐岩气藏天然气地质储量和可采储量分布

二、开发主要历程

碳酸盐岩气田开发在中国具有悠久的历史，世界上最早开始工业化开发的自流井气田主产层位即为下三叠统嘉陵江组。1882年由时任四川总督丁宝楨主持编修的《四川盐法志》详细记载了远在晋太康元年（公元280年）自流井地区已开始凿井采卤熬盐的状况。自流井气田开凿天然气，扩大吸卤熬盐，由此推动了钻凿技术和天然气集输技术的进步与发展，到北宋庆历、皇祐年间（公元1041—1053年），自贡地区勘探和钻凿技术成就已举世闻名。在开发古老的自流井气田中，四川先民通过不断实践与摸索，逐渐形成了一整套从钻井、录井到集输、修井、综合利用的工艺技术。清道光年间（公元1835年）在今富顺县自流井构造用顿钻凿成1001.42m的燧海井，是当时世界上第一口1000m以上的天然气井；钻获的磨子井，在井深954~980m钻开构造三叠系嘉三主力气藏，日产气 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上，史称“火井王”，时为自贡第一大火井，当时四川自流井气田开发技术远远走在了世界的前列。

新中国成立以来，中国碳酸盐岩气田开发大致可分为三个阶段。前两个阶段，中国的天然气开发领域主要集中在四川盆地，而主要的开发对象就是四川盆地的海相碳酸盐岩气藏。进入21世纪后，这个格局随着鄂尔多斯盆地陆相碎屑岩地层的发现大规模岩性气藏而被改变，同时，碳酸盐岩气田在塔里木盆地获得大发现，逐渐形成了以四川、鄂尔多斯、塔里木盆地为主的三大气区。

1. 以川南地区二、三叠系缝洞型气藏为主的开发阶段（1949年—20世纪70年代末）

该阶段主要以川南—川东地区的二叠系茅口组（储层主要为石灰岩）、三叠系嘉陵江组（储层主要为白云岩）缝洞型气藏为主。期间先后发现并开发了多个茅口组缝洞型气藏，嘉陵江组、雷口坡组裂缝—孔隙型气藏以及当时最大的整装气藏——威远震旦系缝洞型气藏。由于缝洞型气藏的大量发现，天然气产量快速上升。截至1979年底，四川盆地碳酸盐岩气田探明储量达到 $1775.84 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占四川天然气总储量的94.45%；当年产量也上升到历史最高纪录 $63.01 \times 10^8 \text{m}^3$ ，占四川天然气总产量的92.57%。这是四川也是全国天然气生产的第一个快速发展期。

在产量不断上升的同时，技术也得到了大发展，特别是在气田规范开发方面成效显著，为后期大气田开发奠定了坚实的基础。

1972年12月，燃料化学工业部决定加快四川天然气开发，因此四川石油管理局对已有气田、气区进行综合研究，编制开发设计以指导气田规范开发。到20世纪70年代后期，气田开发研究由气井、气藏研究扩展到气田、气区研究，气田开发水平进入到一个较高阶段。

（1）研究气藏储层，认识储层特性。

四川盆地碳酸盐岩储层大多属于裂缝性储层，孔、洞、缝不仅成因上和形态上有明显的差别，而且天然气储集和渗滤作用方面也截然不同；岩石孔隙度普遍低，有的高孔隙度储层也会由于储层孔隙结构差而导致渗透率仍然很低；致密层与孔隙层共同组成统一的储渗体，裂缝发育层段和孔隙层段重合在一起时，常常形成高产油气层。通过分析研究，认为影响碳酸盐岩储层的地质因素有：沉积旋回与沉积相及溶解作用、白云岩与白云岩化作用、构造运动和裂缝。1977年，四川石油管理局地质勘探开发研究院与成都地质学院等单位合作完成的《碳酸盐岩储层研究》中，采用岩矿鉴定、压汞法、孔隙铸体、电子扫描显微镜等新技术开展碳酸盐岩储层特征研究认为：裂缝是天然气主要渗流通道，高产靠裂缝；孔隙是主要的储集空间，稳产靠孔隙；裂缝—孔隙型储层是稳产高产的基础。

(2) 提出有水气藏最佳开发方式, 形成“三稳定”生产制度。

1968年前, 四川气区在裂缝性有水气藏开发及气水同产井开采上一直存在着“控水采气”还是“排水采气”的争论, 当时国外的普遍认识是控制压差、控制气井产量、控制水锥不进入气井产层段, 把“不出水”作为气井合理产量的标准之一。随着越来越多的气水同产井采取“压水采气”后出现越压越有水、越关气越小, 甚至发生水淹情况, 1966年沙有家、牟鸿伟等在研究自流井“源丰系统”采气历史后指出, “应对水采取进攻措施, 建议油管气举, 见水就排, 初期多排, 后期少排, 末期不排”为有水气藏的最佳开发方式。川南气区先后在纳溪、威远等气田开展试验, 获得明显效果。1978年总结出气水井排水采气“三稳定”(“井口压力稳定, 气产量稳定, 气水比稳定”)工作制度, 成为产水气井的合理生产制度。

(3) 研究裂缝性气藏气井递减规律, 开展增产试验。

1978—1979年通过反复摸索、研究, 四川气田先后完成“气藏气井稳产及递减规律的研究”和“不同类型气井递减规律的研究”。经研究后认为: 封闭性弹性气驱气藏大部分气井产量递减符合百分率递减规律, 一口井生产全过程分为试采、稳产、递减、低产四个阶段, 气井递减规律符合指数方程。这两项科研成果揭示了四川盆地气藏递减规律, 为探索气田科学开发提供了依据。1958—1979年的20多年中, 四川气区开发工作者对裂缝性气藏的气井进行了大量增产作业试验和实践, 逐步形成以解堵为主的常规酸化、以沟通井底附近裂缝为主的压裂酸化、以改造低渗透气层为主的深穿透压裂酸化工程技术体系。

(4) 形成裂缝性气藏储量快速计算技术, 建立双重介质渗流理论。

四川盆地裂缝性气藏一般由多个裂缝系统组成, 压降储量计算方法虽然较成熟, 但只有经较长时间试采, 且无水侵影响的情况下方能可靠, 不适应于气藏早期开发阶段储量计算。1972年6月—1972年12月, 王鸣华、林用材和川南气区研究人员在川南广福坪嘉一段气藏通过开展两次压降试井以进行弹性第二相储量计算, 经过三个多月试验研究取得初步成果, 1973年王鸣华推导出弹性第二相储量计算方程式。该方法作为压降法的补充, 即使气藏边界封闭条件差也可以计算出可靠储量。1976年后逐步推广了该储量计算方法。1975年9月—1977年5月, 四川石油管理局地质勘探开发研究院与西南石油学院、四川大学及川南气矿地质室联合攻关, 开展了“气体在双重孔隙介质中不稳定渗流特征”“裂缝性有界储层内渗流问题的精确解及井底压力动态”“裂缝—孔隙性储层内气体渗流微分方程数值解”和“油气层中三种基本流态的不稳定渗流公式和应用”等联合攻关研究, 其成果在理论上取得重大进展, 实现了非均质裂缝性气藏中气体渗流的计算, 首次求得渗流微分方程中有界封闭和有界定压的精确解及数值解, 解决了储量计算、压裂酸化效果评价、储层参数计算和气藏边界预测的理论问题, 为后来应用数值模拟技术编制气田开发方案奠定了理论基础。

(5) 开展气田开发方案的研究与编制, 实现气田正规开发。

1976年9月, 石油化学工业部要求四川石油管理局“要建立气田、多层、稳产、储量4个观念; 要狠抓采气工艺; 建立开发机构。气田的勘探开发要勘探一批、准备一批、开发一批, 分期分批组织实施”。1977年四川石油管理局召开了勘探开发专业会议, 安排了威远、卧龙河、中坝、宋家场、相国寺、傅家庙、老翁场、沈公山、中兴场、合江、纳溪、庙高寺等13个重点气田的生产目标。1978年, 四川石油管理局制定了《四川气田勘探开发技术政策》, 同时为配合气田开发设计编制, 拟定了《气田开发设计提纲》和《编制气田开发调整方案的要求》。组织开发技术干部, 根据不同气田的动态和静态特征, 加紧研究5个气田开发设计方案和8个气田开发调整方案, 在科学论证的基础上完成了编制

任务。在气田开发中严格按设计方案和调整方案执行,使四川气田走上了科学、规范开发之路。

2. 以川东石炭系、鄂尔多斯下奥陶系古风化壳为主的大型整装气藏开发阶段(20世纪80年代初期—90年代中期)

此阶段的主要开发领域是四川盆地东部的石炭系古风化壳裂缝—孔隙型构造气藏和鄂尔多斯盆地地下奥陶系古风化壳孔隙型地层—岩性复合圈闭气藏。

1977年10月,在川东高陡构造褶皱区的相国寺构造钻探相18井获气而发现了石炭系气藏(储层为白云岩),四川盆地天然气勘探开发自此开始了从碳酸盐岩裂缝性气藏向裂缝—孔隙型构造气藏的历史转折。

随着山地地震、深层钻井等一系列技术获得突破,石炭系气藏勘探开发在20世纪80—90年代获得快速发展,截至1999年底,累计发现石炭系气藏52个,探明32个,累计提交探明储量 $2642.81 \times 10^8 \text{m}^3$,其中大中型气田16个,占石炭系总探明储量的87.4%。到1999年,石炭系天然气年产量从1980年的 $3 \times 10^8 \text{m}^3$ 快速上升到 $37 \times 10^8 \text{m}^3$,自此四川盆地天然气产量也上升到 $72.78 \times 10^8 \text{m}^3$ 。其中碳酸盐岩气田产量达到 $66.65 \times 10^8 \text{m}^3$,占四川盆地天然气总产量的91.58%。

通过总结不同类型气藏开发实践的正、反经验,于20世纪90年代初期形成了4种合理开发模式:一是以相国寺石炭系气藏为代表的视均质层状气藏开发模式。该类气藏可用少井高产整体部署,整体开发,采气速度以6%~8%较为合适。二是以卧龙河气田嘉五¹气藏为代表的非均质层状气藏开发模式。该类气藏开发井宜主要部署在高渗透区,用高渗透区的气井采高、低渗透区的天然气;加大低渗透区的储层改造力度,改善气藏渗流条件;采气速度以4%~6%较为合适。三是以威远震旦系气藏为代表的裂缝—孔洞型底水气藏开发模式。一般采取均匀布井方式;开发早、中期需控制气井钻开程度和临界生产压差,延长无水采气期;气井出水后采取排水采气或水淹区强排水以提高采收率;采气速度宜控制在1.5%~3%。四是以纳溪气田下二叠统气藏为代表的多裂缝系统气藏开发模式。该类气藏鉴于圈闭的隐蔽性,坚持滚动勘探开发原则,边勘探、边开发,建成一块投产一块,通过开发地震,不断查明新的裂缝系统,指导滚动勘探开发井的部署,实现井间接替;气井出水后实施排水采气或排水找气。上述四类气藏开采后期,均采用增压开采或高低压分输,提高气藏最终采收率。四类气藏开发模式的建立,有效指导了四川气田的开发,使裂缝—孔隙型层状气藏采收率达到70%以上,裂缝—孔洞型底水气藏采收率提高到40%以上,多裂缝系统采收率高达90%左右。

1989年6月,在鄂尔多斯盆地中央古隆起的陕参1井于下古生界奥陶系马家沟组钻遇白云岩储层,酸化后获得无阻流量 $28.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$;同年9月在榆3井同一层位也钻遇白云岩孔隙型储层,酸化后获得无阻流量 $13.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,自此发现了靖边气田下奥陶系碳酸盐岩气藏。靖边气田属于盆地中央隆起的东北大斜坡上发育起来的古地貌(地层)—岩性气藏,气藏储层岩性单一,以泥—细粉晶白云岩为主。储层的形成主要是经历了长期的风化剥蚀及岩溶,形成了广袤的奥陶系顶部风化壳储层。靖边气田的发现标志着鄂尔多斯盆地进入天然气勘探开发的新时期。气田从1994年4月开始试采,截至2009年底,靖边气田下古生界气藏累计探明天然气地质储量达到 $4159.73 \times 10^8 \text{m}^3$,技术可采储量 $2709.44 \times 10^8 \text{m}^3$,稳产期开发规模达 $55 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$,累计采气 $432.34 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3. 以礁滩、岩溶为主的岩性气藏开发阶段(20世纪90年代中期—现在)

此阶段的开发领域主要是四川盆地环梁平—开江海槽台缘带分布的上二叠统长兴组生物礁气藏、下三叠统飞仙关组滩相气藏以及塔里木盆地中央隆起的上奥陶系风化壳古岩溶气藏。

随着四川盆地川东地区构造型石炭系整装气藏逐步被探明,寻找新的天然气接替区层和上产领域成为一个重要问题。1995年底,四川石油管理局在位于梁平—开江海槽东侧的渡口河构造渡1井在钻达下二叠统风化壳时发生强烈井喷,经跟踪评价及深入研究最终发现了大面积分布、高丰度、高含硫的川东北飞仙关鲕滩气藏,自此拉开了川东北鲕滩气藏的勘探开发序幕。通过随后持续工作,共发现鲕滩气藏10个,获探明地质储量 $1864.63 \times 10^8 \text{m}^3$ 。随着海槽东侧鲕滩气藏获得突破,2006年在海槽西侧的龙岗地区部署的龙岗1井获得重大发现,分别在下三叠统飞仙关组和上二叠统长兴组成功钻遇鲕滩、生物礁储层,均获高产气流。自此,四川盆地碳酸盐岩气田勘探开发进入到以生物礁、滩为主的岩性气藏阶段。

1997年9月,塔里木石油勘探开发指挥部在塔里木盆地中央隆起巴楚凸起南缘玛扎塔格构造带部署的玛4井在钻遇石炭系生屑灰岩段时发生强烈井喷,自此发现了塔里木盆地第一个海相碳酸盐岩气田——和田河气田。和田河气田是一个发育在古岩溶作用强烈的风化壳之上的背斜气藏,主产层是石炭系和奥陶系的两套石灰岩储层,两套产层之间无明显隔层,为同一压力系统。通过两年的勘探,气田共计提交探明地质储量 $616.94 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2002年于塔中I号气田发现了上奥陶统礁滩体凝析气藏之后,2008年以来逐步探明了塔中北斜坡下奥陶统鹰山组富油气区带,截至2011年底,塔中I号气田探明凝析气藏天然气地质储量 $3711.4 \times 10^8 \text{m}^3$,其中上奥陶统良里塔格组气藏 $875.1 \times 10^8 \text{m}^3$,下奥陶统鹰山组气藏 $2836.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。下奥陶统鹰山组油气圈闭整体属于风化壳岩溶岩性圈闭,不受局部构造控制,是碳酸盐岩储层的不均一发育而形成的局部封闭储集空间,储层岩性主要为泥晶灰岩与颗粒灰岩;上奥陶统良里塔格组气藏为礁滩体控制的岩性气藏,储层为砂屑灰岩和泥质灰岩。塔中I号气田已成为中国西气东输的主力气藏。

参考文献

- [1] 刘宝和,等. 中国石油勘探开发百科全书·开发卷 [M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [2] 冯福凯,等. 中国天然气地质 [M]. 北京:地质出版社,1995.
- [3] 谢锦龙,等. 中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征 [J]. 海相油气地质,2009,14(2).
- [4] 四川石油管理局,西南油气田分公司. 中国第一个天然气工业基地——四川气田 [M]. 北京:石油工业出版社,2003.
- [5] 《中国油气田开发志》总编纂委员会. 中国油气田开发志(卷12)·长庆油气区卷 [M]. 北京:石油工业出版社,2011.
- [6] 《中国油气田开发志》总编纂委员会. 中国油气田开发志(卷9)·塔里木油气区卷 [M]. 北京:石油工业出版社,2011.