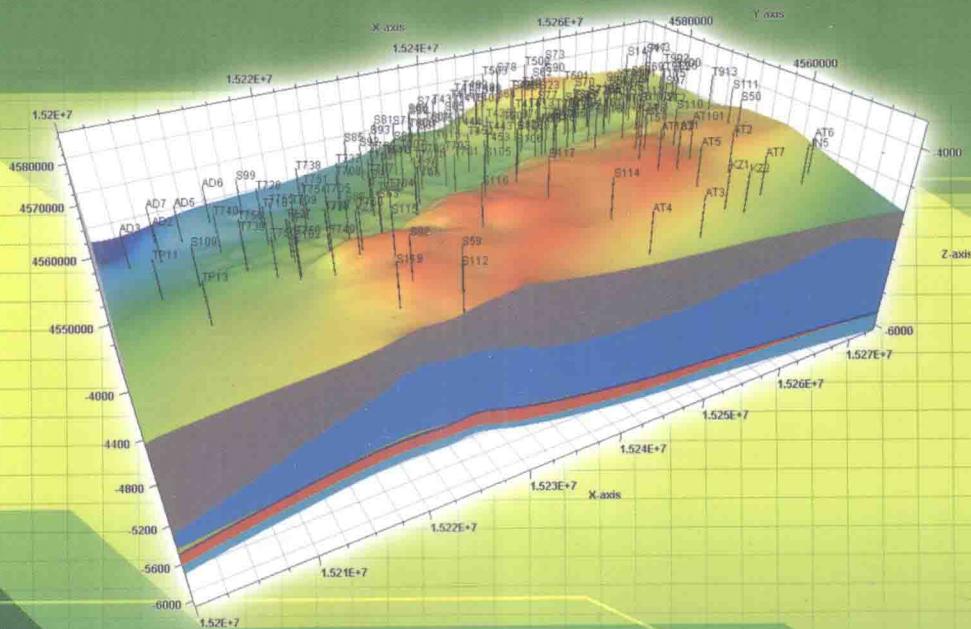


缝洞型碳酸盐岩油藏 三维地质建模

——以塔河油田奥陶系油藏为例

刘钰铭 侯加根 著



石油工业出版社

缝洞型碳酸盐岩油藏

三维地质建模

——以塔河油田奥陶系油藏为例

刘钰铭 侯加根 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏为例,提出了一套适用于缝洞型碳酸盐岩储层的三维地质建模思路方法。整合井孔数据、地震数据和生产动态数据,将缝洞储集体按照规模尺度分为大型溶洞、溶蚀孔洞、大尺度裂缝和小尺度裂缝分别建模;在建模井间预测过程中相应考虑到溶洞与裂缝不同的分布规律与发育模式,采用成因控制建模策略分别建立不同尺度储集体离散分布模型;进而采用储集体分布相控的思路建立储层属性参数三维模型。

本书可供从事油藏描述和石油开发地质工作的科研人员参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

缝洞型碳酸盐岩油藏三维地质建模:以塔河油田奥陶系油藏为例/刘钰铭,侯加根著. —北京:石油工业出版社,2016.3

ISBN 978 - 7 - 5183 - 1037 - 1

I. 缝…

II. ①刘…②侯…

III. ①塔里木盆地 - 奥陶纪 - 碳酸盐岩油气藏 - 地质模型 - 建立模型

IV. P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 289145 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

编辑部:(010)64523543 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 3 月第 1 版 2016 年 3 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:11

字数:266 千字

定价:80.00 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

前 言

随着我国大型海相碳酸盐岩油田——塔里木盆地塔北隆起塔河油田的发现及投产,缝洞型碳酸盐岩储层已成为我国油气地质研究的一个新领域。缝洞型碳酸盐岩储层储集空间类型多样,分布极不均匀,溶洞是主要的储集空间,裂缝是重要的渗流通道,对于油气储集与渗流有意义的主要是溶洞系统和裂缝系统,流体流动形式复杂,具有独特的储集—渗流特征。建立缝洞储集体三维地质模型,定量表征储层三维空间分布,是油藏开发地质研究的核心内容,也是该类油藏开发面临的关键地质问题之一。

近年来,中国石油大学(北京)与中国石油化工股份有限公司、中国石油天然气股份有限公司、中国石油大学(华东)、中国地质科学院岩溶地质研究所等科研院所合作,以塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩油藏为研究对象,围绕“缝洞型碳酸盐岩油藏三维地质建模”这一关键问题,先后开展了多项科技攻关项目,取得一定的进展,初步形成了一套适用的思路方法。

本书主要集成了国家重点基础研究发展计划(“973”计划)课题“碳酸盐岩缝洞型油藏数学表征研究”(编号 2006CB202403,2006—2010 年)、“碳酸盐岩缝洞型油藏地质模型研究”(编号 2011CB201003,2011—2015 年)和国家科技重大专项课题“缝洞型碳酸盐岩油藏三维地质建模技术研究”(编号 2008ZX05014-002,2008—2010 年;编号 2011ZX05014-002,2011—2015 年)的部分成果。

本书共七章。第一章“绪论”简要介绍了研究区塔河油田概况和缝洞储层研究现状;第二章“缝洞型储层多类建模数据整合”主要阐述缝洞型储层建模过程中井数据、地震数据和动态数据等多类建模数据在建模过程中的使用和整合方法;第三章“缝洞型储层多尺度建模思路”提出了缝洞型储层多尺度建模思路,即将缝洞储集体分为大型溶洞、溶蚀孔洞、大尺度裂缝与小尺度裂缝四种不同尺度的储集体分开建模;第四章“缝洞型储层成因控制建模策略”在分析总结裂缝、溶洞等不同储集体分布规律与主控因素基础上,提出了缝洞储集体成因控制建模策略;第五章“大型溶洞储集体建模”系统介绍了采用成因控制策略建立大型溶洞储集体离散分布模型和在储集体离散分布模型控制下进行储层物性参数相控建模的具体方法流程;第六章“溶蚀孔洞储集体建模”介绍了建立溶蚀孔洞储集体离散分布和储层物性参数分布的方法;第七章“裂缝储集体建模”介绍了裂缝储集体离散分布模型和属性参数模型建模方法。

本书主要由刘钰铭、侯加根执笔,参加项目研究工作的人员还有胡向阳、刘学利、赵敏、赵彬、马晓强、李永强、权莲顺、金意志、孔庆莹、吕心瑞、郑松青、齐得山、马克、邹婧芸、董越、高婷婷等。

李阳、袁向春、康玉柱、郭尚平、韩大匡、罗治斌、鲁新便、王光付、张宏方等专家直接指导了项目研究工作,提出了很多宝贵意见与建议。中国石化石油勘探开发研究院与西北油田分公司等单位提供了大量基础资料。在此向有关单位和个人表示衷心感谢!

目 录

第一章 绪论	(1)
第一节 塔河油田概况	(2)
第二节 储层建模现状	(9)
第三节 缝洞型储层的特殊性 & 建模难点	(10)
第四节 缝洞型碳酸盐岩油藏三维地质建模思路方法	(15)
第二章 缝洞型储层多类建模数据整合	(17)
第一节 储层数据类型	(17)
第二节 建模确定性数据	(38)
第三节 多类数据整合方法	(49)
第三章 缝洞型储层多尺度建模思路	(53)
第一节 缝洞型储层基本特征	(53)
第二节 缝洞储集体尺度分类	(58)
第三节 缝洞储集体多尺度分类建模的必要性	(61)
第四章 缝洞型储层成因控制建模策略	(65)
第一节 构造演化与断裂发育	(65)
第二节 裂缝发育特征与主控因素	(71)
第三节 古岩溶溶洞储集体分布特征	(85)
第四节 缝洞建模成因控制思路方法	(103)
第五章 大型溶洞储集体建模	(106)
第一节 大型溶洞储集体建模确定性数据	(106)
第二节 大型溶洞离散分布模型	(110)
第三节 大型溶洞储集体属性参数模型	(132)
第六章 溶蚀孔洞储集体建模	(137)
第一节 溶蚀孔洞离散分布模型	(137)
第二节 溶蚀孔洞储集体属性参数模型	(139)
第三节 溶洞型储集体地质储量计算	(146)
第七章 裂缝储集体建模	(149)
第一节 研究区裂缝参数	(149)
第二节 裂缝储集体离散分布模型	(153)
第三节 裂缝储集体属性参数模型	(159)
参考文献	(165)

第一章 绪 论

从世界范围看,碳酸盐岩仅占沉积岩的 20%,油气探明储量却占 50% 以上,油气产量约占世界油气总产量的 60%,特别是中东、北美、前苏联的许多大型—特大型油气田与碳酸盐岩储层密切相关。中国有近 $300 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的碳酸盐岩分布区,碳酸盐岩油气总资源量约 $340 \times 10^8 \text{ t}$,其中天然气资源量 $38 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。我国从 1964 年至今,先后在四川、鄂尔多斯、渤海湾、塔里木等中、西部盆地的海相层系中陆续发现了众多碳酸盐岩油气藏,特别是近年来在四川和塔里木盆地的发现显示出我国中、西部前新生代海相碳酸盐岩良好的勘探前景和巨大潜力。塔里木盆地自 1984 年沙参 2 井在奥陶系碳酸盐岩地层中获得高产工业油气流后,已在塔北隆起上建立起轮南—塔河大油田,三级储量已超过 $15 \times 10^8 \text{ t}$,此外在塔中隆起、巴楚隆起下古生界均有碳酸盐岩油气田发现,是我国西部油气资源战略接替的重要领域。因此,碳酸盐岩储层研究是我国油气地质工作者现今和下一步的重要研究领域。

储层建模已成为储层地质学和油藏描述的关键环节之一,建立定量表征储层内部结构和属性参数三维空间展布的地质模型,是油藏数值模拟的输入,也是编制和调整开发方案、提高采收率的地质依据。随着计算机技术的不断普及和计算机运算能力的不断提高,我国储层地质模型的建立经历了从手工作图到完全三维可视化整体地质模型建立的过程。同时,在三维地质建模的思路方面,形成了“等时建模、相控建模”的原则,即基于等时地层对比和沉积微相研究,使得所建模型更加符合地质实际情况。在建模算法方面,也从开始单纯的克里格估计过渡到随机模拟与确定性插值相结合,各种算法使用较为成熟。

到目前为止,储层建模技术在我国碎屑岩储层描述,特别是老油田碎屑岩储层描述中已趋于成熟。然而,我国碳酸盐岩油藏的勘探开发研究起步较晚,认识程度低,远远落后于碎屑岩油藏,因此碳酸盐岩储层建模是一个特别需要加强的领域,碳酸盐岩储层的建模方法还处于探索阶段。

缝洞型碳酸盐岩储层是碳酸盐岩储层的重要类型,全球碳酸盐岩油藏中有 30% 以上为裂缝—溶洞型油藏。缝洞型碳酸盐岩储层具有基质孔渗低、溶蚀孔洞和裂缝发育、储集空间类型多样的特征,对储层渗透起主要作用的是溶洞和裂缝。缝洞型碳酸盐岩油藏大多历经多次构造运动,并遭受强烈的风化、剥蚀和淋滤作用,导致地层非均质性极强,其有效储层分布异常复杂。

由于缝洞型碳酸岩储层空间展布的复杂性和随机性,如何定量刻画该类储层中缝洞体系在三维空间的分布,建立三维模型一直是该类油气藏勘探开发的主要技术难题。

塔里木盆地塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏,已经发展成为我国陆上现已开发的储量、产量规模最大的海相碳酸盐岩油藏,地质研究已证实其储集空间类型多,储集体形态复杂且不均匀分布,加之埋藏较深,地震勘探的分辨率有限,对储集体的空间属性描述难度较大。

本书以塔河油田为例,探讨缝洞型碳酸盐岩储层建模方法,旨在形成缝洞型碳酸盐岩油藏地质建模方法与技术,定量刻画缝洞储集体在三维空间的分布,表征储集体属性参数及其分布特征。这不仅丰富油气储层地质理论和完善缝洞型油藏描述方法技术,而且对高速、高效开发该缝洞型碳酸盐岩油藏具有重要的实际意义。

第一节 塔河油田概况

塔河油田位于新疆维吾尔自治区库车县和轮台县之内,距轮台县城约 60km,地理位置为北纬 $42^{\circ}10' \sim 42^{\circ}25'$,东经 $83^{\circ}40' \sim 84^{\circ}15'$ 。

油田地处天山南麓、塔里木河北岸的戈壁荒漠地区,冬冷夏热,干旱少雨,地表植被以天然胡杨为主;附近有沙漠公路和油田公路穿过,油田向北可与南疆铁路相连,交通较为便利。

塔里木盆地是我国最大的含油气盆地(图 1-1),塔河油田位于塔里木盆地北部坳陷区(一级构造单元)沙雅隆起(二级构造单元)南翼的阿克库勒凸起(三级构造单元)斜坡带上,西邻哈拉哈塘凹陷,东靠草湖凹陷,南接满加尔凹陷,北部为雅克拉—轮台断凸(图 1-2)。

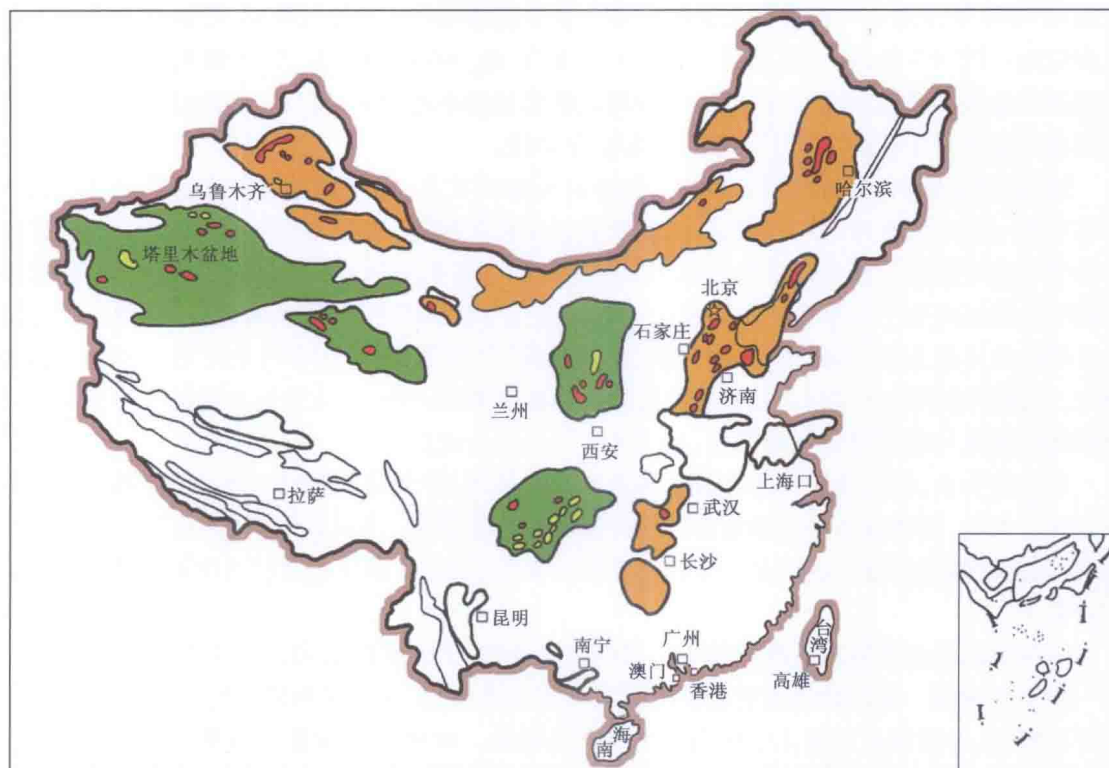


图 1-1 中国含油气盆地分布图

根据开发管理,塔河油田缝洞型油藏由塔河主体区的二、三、四、六、七、八区及外围的十、十一、十二区,S72 井区组成(图 1-3)。其中,塔河油田四区为塔河油田主力区块之一,位于塔河油田北部,地理坐标为东经约 $83^{\circ}59'$,北纬约 $42^{\circ}20'$,其构造位置位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部艾协克 2 号构造上。

一、勘探开发简史

1. 勘探历程

1984 年 9 月,原地质矿产部在位于塔北沙雅隆起上的沙参 2 井下奥陶统碳酸盐岩中获高产油气流,实现了我国海相油气勘探首次重大突破。此后,油气勘探向整个沙雅隆起推进,陆



图 1-2 塔河油田构造位置图

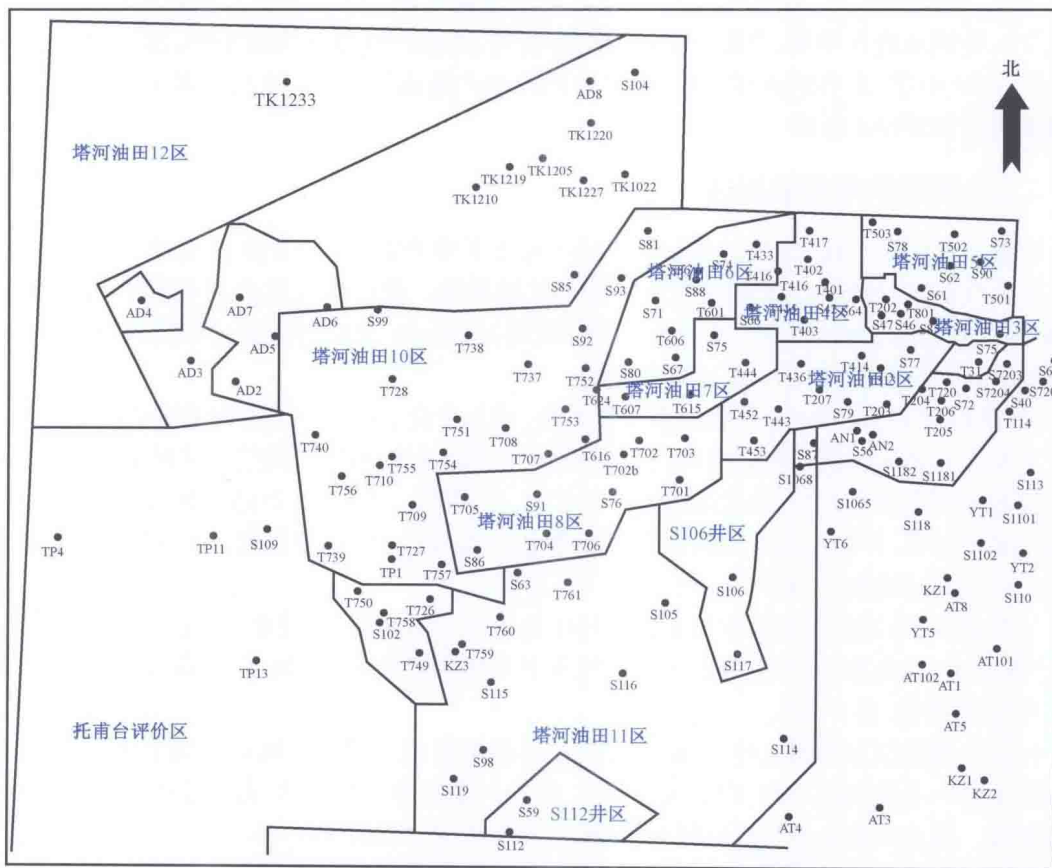


图 1-3 塔河油田奥陶系油藏开发区块分布图(据中国石化西北油田分公司,2006)

续在沙雅隆起的沙西凸起、阿克库勒凸起以及塔中地区发现了一批奥陶系碳酸盐岩油气藏。但由于理论基础薄弱、认识不足、储层预测及改造技术不相适应,错过了及时发现、评价大油田的机会。

1997年,中国石化西北石油局按照“逼近主力烃源岩,以大型古隆起、古斜坡为勘探目标,

靠近大型断裂、大型不整合面寻找大型原生油气田”的勘探思路,大胆探索,选择阿克库勒凸起西南部的艾协克1号、2号残丘作为奥陶系碳酸盐岩大型油气田勘探的突破口,部署了沙46井和沙48井,在奥陶系获高产油气流,宣告塔河油田诞生。

塔河油田发现十年来,随着勘探工作的不断深入,塔河油田规模不断扩大。截至2006年底,塔河地区已在奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、三叠系、白垩系等6个层位获得油气突破,共提交探明储量 7.5605×10^8 t油当量(石油 6.5923×10^8 t,天然气 968.28×10^8 m³),保有控制储量 3.0613×10^8 t油当量,保有预测储量 5.6178×10^8 t油当量。三级储量合计 16.2394×10^8 t油当量,基本探明了塔河特大型油气田。其中奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏保有储量为 15.5651×10^8 t油当量,占整个探区保有储量的96%。

2. 开发历程

1997年至今,塔河油田开发经历了三个阶段:试油试采阶段(1997—1999年),到1999年年底完钻探井、评价井38口,取得了丰富的试油试采资料和油藏认识;滚动开发阶段(2000—2003年),先后在四、六、七等区打井188口,滚动建设产能 314.4×10^4 t;快速上产阶段(2004年至今),特别是近几年来,克服了资源动用难度大、原油产量递减快的矛盾,连续保持原油产量每年以 50×10^4 t左右的速度增长,2007年的原油产量达到 536×10^4 t,建成了我国第一个缝洞型碳酸盐岩海相大油田。

二、地层层序与含油层位

塔里木盆地是在前震旦纪结晶变质岩基底之上发育起来的,并由古生代克拉通盆地和中—新生代前陆盆地叠合而形成的大型复合沉积盆地。受区域构造活动和海平面升降的影响,形成三个沉积旋回:震旦—泥盆纪海相沉积期、石炭—二叠纪海陆交互相沉积期、中—新生代陆相沉积期,在盆地内沉积了巨厚的地层。

阿克库勒凸起的基底是前震旦系浅变质岩,其上发育了震旦系至奥陶系生成的碳酸盐岩;志留系至泥盆系生成的海相砂泥岩;石炭系早期在凸起东西两侧的凹陷内沉积了成分、结构成熟度较高的石英砂岩,之后海侵范围进一步扩大,水体进一步加深,以潮坪相泥岩为主向凸起大范围超覆沉积,并在一段时间内沉积了台地相的碳酸盐岩(双峰灰岩段)与潟湖相的盐岩;早石炭世末期区域抬升,缺失了上石炭—下二叠统。

钻井揭示,塔河油田的地层自上而下包括新生界的第四系、新近系、古近系,中生界的白垩系、下侏罗统、三叠系,上古生界的下石炭统和下古生界奥陶系、志留系、泥盆系、上石炭统、二叠系和上侏罗统(表1-1)。

区内主要储层分为两大类:碳酸盐岩类储层和碎屑岩类储层。前者纵向上主要分布在下奥陶统上部—中奥陶统下部,以石灰岩为主,横向上遍布整个凸起;后者主要集中于下石炭统、三叠系等。因此本区主要含油气层为奥陶系、三叠系、石炭系(图1-4)。

阿克库勒凸起奥陶系碳酸盐岩为大型不整合(古潜山)—古岩溶圈闭油气藏,具有大面积连片、不均匀含油气的特点。其储集空间以溶蚀洞、孔、裂缝为主,受控于构造变形及多期多旋回古岩溶的发育程度,整体受隆起区域构造背景控制,是塔河油田、轮古潜山油气田(藏)的主要产层,储层非均质性极强。储集空间有的沿层分布形成层状,也有不沿层分布形成一个个孤立的不规则储集体。下奥陶统碳酸盐岩与上覆中—上奥陶统泥岩或石炭系泥岩或三叠系泥岩构成较好的储盖组合(图1-4)。

表 1-1 塔河油田钻井揭示地层简表 (据中国石化西北油田分公司, 2006)

界	地层系统				厚度 (m)	岩性简述		
	系	统	组(群)	代号				
新 生 界	第四系			Q		16~63 土黄色表土层, 灰黄色细砂层夹土黄色黏土层		
		上新统	库车组	N ₂ k	T ₁ ⁰	1522~2009	棕黄色、棕灰色泥岩及粉砂质泥岩与灰白、灰黄色细粒岩屑长石砂岩互层	
			中新统	康村组	N ₁ k	T ₂ ⁰	732~1052	灰白、浅黄色粉砂岩, 细粒岩屑长石砂岩, 膏质长石石英砂岩与黄灰、棕色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层
		吉迪克组		N _j	T ₂ ¹	349~694	黄灰、棕褐及蓝灰、浅绿灰色泥岩, 浅灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩夹灰白、浅黄色细粒岩屑长石砂岩	
	渐新统	苏维依组	E ₃ s	T ₃ ⁰	38~306	黄褐、浅棕色细粒长石砂岩, 细粒长石石英砂岩, 棕、浅棕色细一中粒长石岩屑砂岩, 泥质粉砂岩夹棕色粉砂质泥岩		
		始新统	库姆格列木群	E ₁₋₂ km	T ₃ ⁰	614~745	棕红、棕色细粒长石岩屑砂岩, 岩屑长石砂岩, 长石石英砂岩, 棕、浅棕色含砾中砂岩夹棕色粉砂质泥岩、粉砂岩、泥岩	
	古新统	T ₄ ⁰			298~436	棕褐色粉砂质泥岩、泥岩与灰绿色含灰质粉砂岩互层夹细粒岩, 底部为浅灰、灰绿色细粒长石砂岩、灰白色含砾砂岩夹灰色粉砂质泥岩		
	中 生 界	白垩系	下统	卡普沙良群	K ₁ kp	T ₄ ⁰	42~76	灰色细粒岩屑长石砂岩、长石石英砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩不等厚互层, 普遍夹1~2层薄煤层
		侏罗系	下统		J ₁	T ₄ ⁶	98~174	上部为深灰、灰色泥岩、碳质泥岩与灰色细粒长石砂岩不等厚互层, 下部为灰色细粒岩屑长石砂岩、长石砂岩夹深灰色泥岩、泥质粉砂岩
			上统	哈拉哈塘组	T ₃ h	T ₃ ⁰	176~298	自上而下为两个由粗一细的旋回组成, 旋回下部为砂砾岩、含砾砂岩、细一中砂岩夹薄层深灰色泥岩, 旋回上部为深灰、灰黑色泥岩夹泥质粉砂岩、粉砂岩及薄层细砂岩
中统			阿克库勒组	T ₂ a	T ₄ ⁶	40~120	灰、深灰色泥岩为主, 局部为棕、棕褐色泥岩夹灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及少量薄层细砂岩	
下统		柯吐尔组	T ₁ k	T ₃ ⁰	0~163	灰色、绿黑色玄武岩、英安岩, 西南部夹火山碎屑岩、凝灰岩		
古 生 界	二叠系	中统		P ₂	T ₅ ⁴	0~163	灰色、绿黑色玄武岩、英安岩, 西南部夹火山碎屑岩、凝灰岩	
	石炭系	下统	卡拉沙依组	C ₁ kl	T ₅ ⁶	370~537	上部灰、棕褐色泥岩与灰白色砂岩、粉砂岩呈薄互层, 下部为深灰、灰色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色泥岩、薄层泥灰岩	
			巴楚组	C ₁ b	T ₅ ⁷	76~235	顶部为灰色泥晶灰岩夹泥岩(“双峰灰岩”), 中上部为杂色泥岩夹薄层泥灰岩, 南部发育厚层膏盐岩层, 下部为砾岩、粉砂岩夹泥岩, 西南部为灰白色细砂岩夹泥岩	
	泥盆系	上统	东河塘组	D ₃ d	T ₆ ⁰	0~80	灰色、灰白色细粒石英砂岩与绿灰、棕褐、深灰色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、灰质泥岩不等厚互层, 向南砂岩增多	
	志留系	下统	柯坪塔格组	S ₁ k	T ₇ ⁰	0~222.5	灰绿色泥岩, 棕、灰色泥岩及粉砂质泥岩夹浅绿灰色岩屑长石砂岩	
	奥陶系	上统	桑塔木组	O ₃ s	T ₇ ⁰	0~600	上段灰绿色、暗棕色粉砂质泥岩夹白云质泥岩或白云岩, 局部生屑灰岩及鲕粒灰岩; 下段灰色泥晶灰岩与粉砂质泥岩互层	
			良里塔格组	O ₃ l	T ₇ ⁴	0~120	灰、深灰、褐灰色泥微晶灰岩、砾屑灰岩、鲕粒灰岩, 局部发育小型生物礁	
			恰尔巴克组	O ₃ q	T ₇ ⁴	0~25	灰红、紫红、浅灰色泥灰岩、生屑灰岩, 夹棕红色泥岩	
		中统	一间房组	O ₂ yj	T ₇ ⁴	0~80	灰、褐灰色砂屑灰岩、生物灰岩、含生物屑或鲕粒灰岩、泥微晶灰岩及细一粉晶灰岩, 发育小型生物礁	
			鹰山组	O ₁₋₂ y	T ₇ ⁴	600~900	上段浅灰色泥微晶灰岩、生屑泥微晶灰岩、泥微晶砂屑灰岩互层; 下段泥微晶灰岩、泥微晶砂屑灰岩夹浅灰色白云质灰岩、灰质白云岩、白云岩	
下统		蓬莱坝组	O ₁ p	T ₈ ⁰	250~400	浅灰色白云岩、灰质云岩夹白云质灰岩		
下伏地层				€	T ₈ ⁰		寒武系	

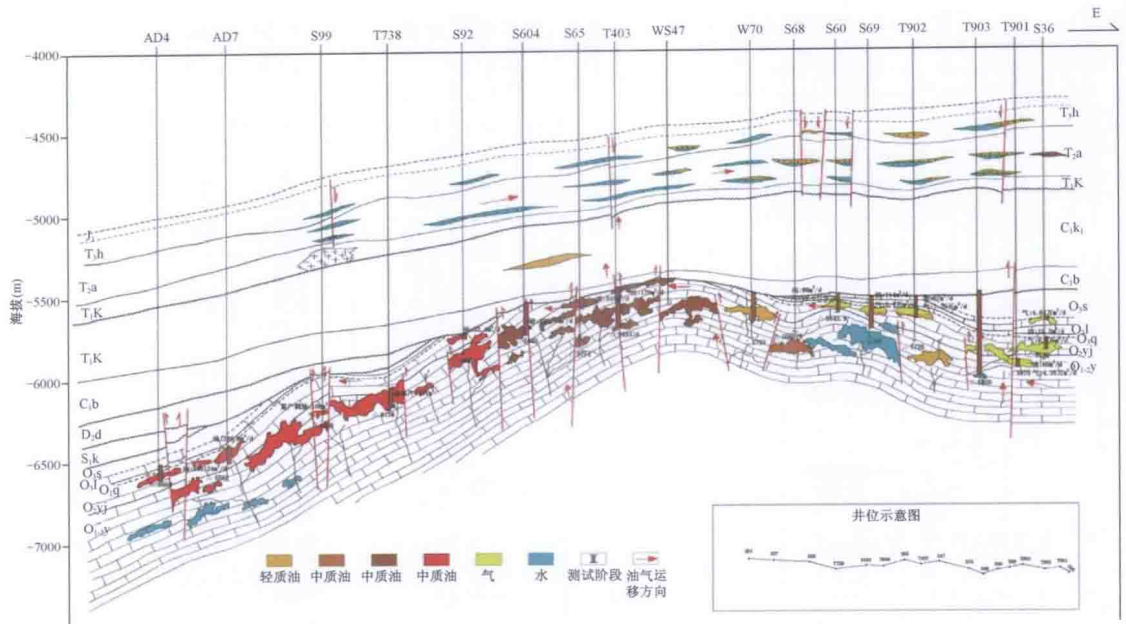


图 1-4 塔河油田 AD4 井—S96 井东西向油藏剖面示意图
(据中国石化西北油田分公司,2006)

三、油藏开发特征

塔河油田四区是塔河油田投入开发最早、开发效果最成功的区块。下面以塔河油田四区为例,介绍塔河油田奥陶系油藏开发特征。

1. 油藏开发阶段

1997 年 10 月 S48 井钻遇放空投产,发现塔河油田四区奥陶系油藏,含油面积 56.7km²,探明原油地质储量 6345 × 10⁴t,2006 年动用地质储量 6345 × 10⁴t,动用可采储量 834 × 10⁴t。

自 1997 年 10 月 S48 井投产,根据油藏的产量和含水率变化,可划分为四个阶段:试采上产阶段、稳产阶段、递减阶段和注水见效初期阶段(表 1-2)。

表 1-2 塔河油田四区奥陶系油藏开发阶段开发指标表(据中国石化西北油田分公司,2006)

开发阶段	开井数 (口)	投产新 井数 (口)	阶段末 日产油 水平 (t)	阶段末 单井 日产油 (t)	年产 油量 (10 ⁴ t)	累计 产油量 (10 ⁴ t)	综合 含水 (%)	采油 速度 (%)	采出 程度 (%)	可采 储量 采出 程度 (%)	含水上 升率 (%)	年综合 递减 (%)
试采上产阶段 1997.10—1999.11	14	14	2984	213	56.66	65.73	1.3	1.98	1.21	5.54	0.23	
稳产阶段 1999.12—2001.12	33	19	3039	95	117.72 109.53	310.38	31.5	2.05	5.62	26.15	7.17	-1.7
产量递减阶段 2002.01—2005.06	54	30	1277	23.6	70.22 66.21 58.92	535.89	54.5	0.833	9.71	45.15	5.62	16.57
注水见效初期阶段 2005.07 至今	47	10	1393	29.64		584.05	39	0.939	10.58	49.2	-17.82	-9.9

1) 试采上产阶段(1997—1999)

1997年10月,S48井获高产油流,标志着塔河油田四区块奥陶系油藏发现。利用滚动勘探开发方法在沿局部构造主体部位古岩溶残丘山头布井,至1999年底,井数达到15口,阶段末期单井平均日产达到229t,区块日产油水平3441t,折算采油速度为1.98%,综合含水0.99%,采出程度1.18%,该阶段投产井数少,单井日产油量高,阶段平均单井日产油量271t,基本处于无水采油期,油井均为自喷生产。

2) 稳产阶段(2000—2001)

该阶段在深化油藏认识的基础上,继续完善1000~1500m井距井网向700m井距不规则井网转变,同时针对单井高采油强度所引起的水锥、油井大量见水、区块综合含水大幅上升等现象,对未投产井进行二次酸压、侧钻短半径水平井,控制单井采油强度,并采取了以堵水为主的稳油控水措施。2001年年底区块总井数达到42口,开井数33口,其中自喷井22口,机抽井11口。区块阶段平均日产油为3107t,平均单井日产136t,综合含水13.73%,含水上升率8.59%,采油速度1.72%,阶段采油 227.11×10^4 t,累计产油 301.67×10^4 t,综合含水33.02%,地质储量采出程度4.75%,阶段末自然递减35.30%,综合递减31.19%。

3) 递减阶段(2002—2005)

该阶段在调整、完善井网的同时,继续采取控制单井采油强度、侧钻、堵水、二次酸压、注水及注水替油等稳油控水措施,使区块综合含水上升速度得到有效控制,特别是2005—2006年进行注水及注水替油,加大了稳油控水力度,含水上升率由2001年的15.20%下降为0.83%。该阶段共投产新井30口,开井数由33口上升至54口,日产水由3039t下降至1277t,年产油由 109.53×10^4 t下降至 58.92×10^4 t,采油速度由2.05%下降至0.833%,含水上升率5.62%,产量年综合递减16.57%。

4) 注水见效初期阶段(2005年7月至今)

TK440井于2005年5月11日注水以来,目前已有15口注水井,累计注水 92.1757×10^4 t。一线井36口,注水见效井23口,见效率达64%,累计增油89735t,平均单井增油3900t。单井注水替油12口井38轮次,累计注水 20.88×10^4 t,累计增油 3.769×10^4 t。同时还投产了10口新井,对此阶段开发效果的提升也起到了一定的作用。日产油由2005年6月的1277t上升到1462t,日增原油185t,采油速度由0.833%上升到0.939%。综合含水由54.5%下降为33%,含水上升率为-17.82%,开发效果大为改观。

目前完钻77口井,油井57口,注水井12口,日产油水平1462t,平均单井日产油29t,综合含水33%,采油速度0.83%,累计产油 584×10^4 t,地质储量采出程度9.3%,自然递减7.4%,综合递减2.2%。

2. 油藏开发特点

塔河油田四区开发过程是以较高的采油速度进行的,特别是在开发初期,单井产量过高,主力生产井以超负荷状态生产,加速了压力下降和含水上升的过程,导致产量递减加快,缩短了相对稳产期,主要表现在以下三个方面:

(1) 油田开发早期主要依靠边底水的天然能量,目前处于一次采油向二次采油过渡阶段。

塔河奥陶系油藏具有比较充足的边底水天然能量,但属于有限水体,油藏驱动方式为弹性水压驱动,油田开发过程具有不稳定性,这一特点易导致开发过程的不稳定变化和产量递减速度的加快。

(2) 投产初期单井产量过高,导致油井提前见水且含水率迅速上升,产量大幅递减。

投产初期的平均单井产量为 101t/d,其中主力生产井的平均单井产量高达 230t/d。

塔河油田四区于 1999 年年底在投产 14 口井的条件下,就达到了方案规定的采油速度(2%),14 口井的平均单井产量高达 231t/d,处于超负荷状态生产。如 S48 缝洞单元的 5 口主力井,在 2000 年 9 月至 2001 年 12 月期间,由于初期产量过高(平均 424t/d),油井提前见水且含水率迅速上升至 72.7%,导致 5 口井产量由 2122t/d 降至 294t/d,年递减高达 68.6%(表 1-3)。

表 1-3 塔河油田四区 S48 井区主力井产量、含水率变化数据表(据中国石化西北油田分公司,2006)

井号	时间	油嘴(mm)	日产油(t)	含水率(%)
S48	2000.09—2001.12	11.47 ↓ 10	442.3 ↓ 142.4	1.5 ↑ 45
TK408	2000.09—2001.12	10 ↓ 抽	413.9 ↓ 109.5	0.04 ↑ 72.7
TK111	2000.09—2001.12	10 ↓ 抽	426.4 ↓ 5.61	0.04 ↑ 90.7
TK412	2000.09—2001.12	10 ↓ 8	474.3 ↓ 19.2	0.03 ↑ 77.1
TK429	2000.09—2001.12	9.4 ↓ 抽	365.1 ↓ 17	0 ↑ 90.1
合计			2212 ↓ 293.8	0.4 ↑ 73.2

(3) 初期单井产量过高,油田开发提前进入产量递减阶段。

塔河油田四区在 2002 年就进入产量递减阶段,相对稳产阶段结束时可采储量采出程度为 35.2%,综合含水率为 14%,相对稳产阶段的时间短,综合含水率比较低。

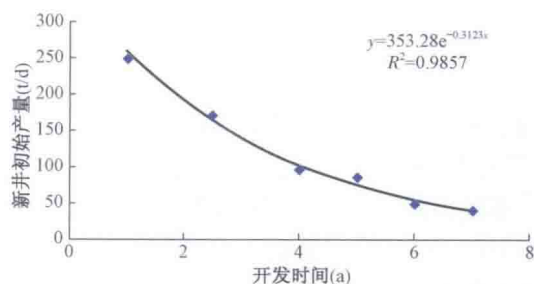


图 1-5 塔河油田四区新井初始产量变化曲线
(据中国石化西北油田分公司,2006)

事实上,即使在相对稳产阶段,油井产量递减速度也是很快的。塔河油田四区的相对稳产阶段是 2000 年 1 月至 2001 年 12 月,在 2000 年 1 月前投产的 14 口井,初产量为 3470t/d,至 2001 年 12 月降至 1116.65t/d,减产 2353.35t/d,下降 67.8%;2000 年 1 月至 2001 年 12 月投产 19 口井,初期产油 3242.19t/d,至 2001 年年底仍有 2004.63t/d,基本上平衡了 2000 年前老井的产量减少,保持了油田的相对稳产,这就是说,油田稳产是

通过投产新井的产量接替来实现的。投产新井初期单井产量越来越低(图 1-5),油藏产量递减不可避免。

塔河油田四区奥陶系油藏属超深、高温、高压油藏,储集空间多样、油水分布复杂,油质较差。由于对地下油藏认识的欠缺,在当前油田开发过程中遇到不少挑战与问题。具体表现为:

(1) 各缝洞单元差异性大,加上油藏本身油水关系复杂,后期开采过程中各井采油强度差异大,油水界面上升不均,综合治理的难度大;

(2) 单井含水上升快,含水上升是造成产量递减的主要原因。塔河油田四区高角度裂缝发育,高强度的生产极易促成底水锥进,造成产量大幅度递减。2005 年塔河油田四区先后有 15 口井由于含水上升造成产能递减,占总递减量的 69.89%;

(3) 部分缝洞单元能量不足,采出程度低。塔河油田四区二类缝洞单元平均动液面在

500~1000m,而三类缝洞单元平均动液面 1550m,供液相对不足,当采出程度达到 5%左右,采油效率较低。如何将储层中剩余油更多地开采出来,也是下一步需要重点解决的难题。

为解决这些问题,更好地认识油藏,掌握储集体空间分布规律,就需要建立合适的三维储层模型。

第二节 储层建模现状

储层三维建模是国外 20 世纪 80 年代中后期开始发展起来的储层表征新领域。近三十年来,这一学科领域的发展十分迅速,特别是各种随机模拟方法,而储层地质工作者则研究各种建模方法的地质适用性,并力求改进方法以建立符合地质实际的三维储层地质模型。

国外储层建模研究进展以地质统计学的发展为主线。地质统计学的萌芽阶段是在 20 世纪 40 年代,南非矿业工程师 D. G. Krige 在研究金矿品位时,使用了一种“最佳线性无偏估值”方法。“克里格法”这一名词的出现是在 1960 年左右,由法国著名学者 G. Matheron 教授提出,并很快发展成为一门独立的学科——地质统计学(1962 年)。在随后的发展中,地质统计学先后出现了克里格技术和随机模拟技术。如今,地质统计学已形成一套完整的理论和方法体系,并在矿产、水文以及石油工程领域得到了极为广泛的应用。

在地质统计学技术的形成和发展中,法国枫丹白露地质统计学与数学形态学中心发挥了不可磨灭的作用,其核心人物 Matheron 是地质统计学的创始人。他的许多学生(如 Journel、Dvaid 等)后来都成了该领域的继承者和发展者。在随机建模的发展中,Journel 领导的斯坦福大学油藏预测中心成为了美国地质统计学及随机建模领域的权威代表。他们研制的 GSLIB 软件是世界上最早公认的较完整、先进的地质统计学软件包。挪威计算中心研制的随机建模软件 STOMR 在基于目标的模拟方法、随机模拟与层序地层学相结合以及应用地震资料进行随机模拟研究方面走在了世界前列。最近十年来 RC²、GOCAD 等随机建模软件包及一些微机版的随机建模软件如 GridsattPro、FastTracker、Peterl、RMS 等也投入商业市场。另外加拿大的 David、原英国 BP 公司的 Haldorsen、加拿大 FSS International 公司的 Srivastava、美国斯坦福大学的 Deutsch,以及科罗拉多矿业学院、得克萨斯大学奥斯丁分校、澳大利亚新南威尔士大学等一些学者都在这一领域有很高的造诣。

我国储层建模研究起步稍晚,虽在地质统计算法研究方面落后于国外,但是广大储层地质工作者在储层建模技术应用方面仍取得了长足的进展,笔者将其归纳为以下三个时期。

(1)储层地质模型起步期(1990 年之前)。以 1960 年大庆油田投入开发为里程碑,我国石油工业,包括相应的科学技术研究,走上了自力更生的道路。数十年来,我国储层沉积工作者对陆相湖盆碎屑岩储层沉积模式和非均质模式的大量积累,为建立陆相碎屑岩储层概念模型奠定了重要的沉积学基础。我国进入现代油藏描述应是 1985 年以后,第一次提出三维定量网块化的储层概念模型是 1985 年石油勘探开发科学研究院一个研究小组对我国陆相沉积盆地内 6 种河流砂体储层的总结。1986 年油藏描述被列入“七五”国家攻关项目。地质、测井、地震和试井资料综合,应用计算机描述储层,在胜利牛庄、江汉潭口地区及河南井楼油田都取得了成功。这一技术的推广将使我国储层描述技术大大前进一步。与此同时,大庆油田与中科院合作,成功研制了静态模型的参数输入、处理和输出显示的软件,但仍属于多井描述建立静态模型范畴,对于储层参数仍限于静态描述,无预测功能。

(2)储层地质模型发展期(1990—2000 年)。1991 年,石油勘探开发科学研究院裘怿楠教

授在《石油学报》上发表论文《储层地质模型》,指出建立定量的储层地质模型是当前油藏描述所追求的核心内容,对概念模型、静态模型及预测模型的内涵进行了详细阐述,明确了不同开发阶段储层地质模型的服务内容,并指明了我国储层地质模型的攻关方向。在国家“八五(1991—1995年)”、“九五(1996—2000年)”攻关中,储层地质模型受到空前重视,各大石油高校和油田研究机构都在开展这一方面的研究工作,取得了很多成果,特别是针对我国河流、三角洲、湖泊等陆相碎屑岩储层。1999年,中国石油大学(北京)吴胜和等出版《储层建模》一书,系统地介绍了储层建模的基本理论、方法和技术,明晰了储层建模的步骤和策略,并总结了储层地质概念模式,对各种确定性及随机建模方法进行了介绍。至此,我国陆相碎屑岩储层建模方法基本成形。

(3) 储层地质模型成熟期(2000年至今)。随着我国东部老油田大多经历第一轮、第二轮油藏描述工作,西部老油田也开始油藏描述研究,碎屑岩储层建模在研究精细程度、井震多资料整合等方面有了长足的进步,建模方法在实践中日趋成熟;而随着我国塔河油田、四川普光、龙岗气田、塔中I号带礁滩体等一大批碳酸盐岩油气田投入开发,碳酸盐岩储层建模越来越受到关注,但至今尚未建立既符合地质实际,又满足油藏工程研究需要的三维定量地质模型。

第三节 缝洞型储层的特殊性及其建模难点

一、缝洞型储层地质研究简史

国外对于缝洞型碳酸盐岩油气储层的研究始于20世纪70年代,国内的研究工作起步稍晚,但是发展迅速。我国缝洞型碳酸盐岩油气储层地质研究大致可以划分为四个阶段。

(1) 启蒙阶段。20世纪60—70年代,在开展大气水对碳酸盐沉积物成岩作用研究的过程中开始逐步了解古岩溶(Roehl, 1967; Walkden, 1974等)。

(2) 起步阶段。20世纪70—80年代,主要借鉴现代岩溶学的理论,认识与研究古岩溶作用过程的机理(Ford, 1984等),以碳酸盐沉积学和岩石学的理论和技术方法为指导,进行古岩溶特征(识别标志)和发育规律研究。Bathurst(1975)、Longman(1980)、Esteban和Klappa(1983)、James和Choquette(1988)等人进行了大量综合性研究工作,并将大气水成岩作用与古岩溶形成机理、岩溶作用的岩石矿物学和地球化学特征等线索有机地联系在一起。我国于1975年发现了华北任丘油田中元古界蓟县系雾迷山组古潜山油藏之后,逐步认识到缝洞型碳酸盐岩储层研究的重要性,逐渐开始关注国外碳酸盐岩油藏研究进展。

(3) 发展阶段。20世纪80—90年代中后期,随着人们对古岩溶作用地质意义的认识加深,古岩溶与油气储层引起了地质学家,尤其是油气地质学的重视,发表的论文数量逐年增加。1985年,由James和Choquette召集和组织美国经济古生物学家及矿物学家协会(ESPM),在美国科罗拉多学院召开了题为“古岩溶系统及不整合面特征和意义”的学术讨论会,会后于1987年由美国石油地质学家协会会刊(AAPG)出版了《Palaeokarst》研究专辑。该专辑集中反映了国际上20世纪80年代以来不同领域的专家们从多侧面对不同时代碳酸盐地层中的古岩溶研究成果。它既有理论,又有方法;既有现代岩溶的实例分析,又有对地质历史时期中古岩溶的研究。这些工作及成果为以后古岩溶与油气储层的研究奠定了基础,具有里程碑性质。同期,在中国地质科学院岩溶地质研究所和中国地质学会岩溶地质专业委员会的主持下,召开了第一届及第二届全国岩溶矿床学术讨论会。1991年成都地质学院沉积地质矿产研究所和重庆

石油勘探局勘探开发研究院合作编译了《Palaeokarst》一书,以《古岩溶与油气储层》为名在国内出版;李德生(1991)系统地论述了中国深埋古岩溶;1992年4月,中国天然气学会地质专业委员会在无锡召开了“碳酸盐岩岩溶储层研究及海相现代沉积学术研讨会”。这期间,我国在大量吸收并应用国际有关研究的先进理论、技术和方法基础上,根据20世纪80年代以来在四川、鄂尔多斯、塔里木盆地等地实际揭露的古岩溶现象,结合地质演化的特点,借鉴相关学科研究理论和方法进行深入探索,在古岩溶发育特征、形成机理、控制因素等方面开展了大量研究工作,取得了可喜的成果,并在某些方面形成了自己的特色。如张锦泉等(1993)出版了《鄂尔多斯盆地奥陶系沉积、古岩溶及储层特征》。

(4)繁荣阶段。20世纪90年代中后期至今,研究内容可分为两个方面。一方面是综合沉积学、水文地质学、岩溶地质学、岩溶地貌学、碳酸盐成岩作用理论、碳酸盐岩储层地质学和数学地质学等多个学科,尽可能地利用多种新技术、新方法和(半)定量研究方法进行深入系统的研究;另一方面是在地质规律指导下,进行缝洞型储层的井震联合预测。在此时期,《古岩溶与储层研究》(王宝清,徐论勋等,1995),《新疆塔里木盆地北部古风化壳(古岩溶)储集体特征及控油作用》(陈洪德,张锦泉等,1995),《碳酸盐岩潜山油田开发》(柏松章等,1996),《岩溶理论在碳酸盐岩油藏开发中的应用——以任丘油田为例》(袁建国,罗承建,于俊吉等,2001),《塔里木盆地轮南潜山岩溶及油气分布规律》(顾家裕,周兴熙,2001)等一批专著相继问世。与此同时,郭建华等(1995)对塔北、塔中地区深埋藏古岩溶进行研究,划分出两类不同性质的古岩溶,即不整合面古岩溶与深部古岩溶。郑荣才,陈洪德等(1996、1997)对川东地区上石炭统黄龙组古岩溶储层的地球化学特征进行了研究。夏日元等(1999)对鄂尔多斯盆地中东部奥陶系风化壳储层溶蚀孔洞进行了研究。苏立萍(2002)研究了冀中拗陷海相碳酸盐岩古岩溶与储层发育特征。金振奎(2001,2003)、陈恭洋(2003)和姜平(2005)研究了大港地区千米桥潜山奥陶系古岩溶。夏日元、唐健生(2004)研究了黄骅拗陷奥陶系古岩溶发育演化模式。陈学时等(2004)对中国油气田古岩溶与油气储层进行了较为全面的总结。康玉柱(2008)对中国古生代碳酸盐岩古岩溶储集特征与油气分布进行了总结。

1997年以来,第一个超亿吨级奥陶系海相碳酸盐岩大油田——塔河油田出现在塔里木盆地的北部,使得人们对奥陶系海相碳酸盐岩古岩溶及其储层的认识进一步深化,与此相关的研究论文和专著如雨后春笋般涌现,内容涉及储层类型、成因、分布特征及控制因素,储层与油气成藏,储层测井识别及地震预测,储层描述及建模和油藏工程研究等。

历经启蒙、起步、发展至繁荣阶段,缝洞型碳酸盐岩储层地质研究进展主要有以下几个方面。

(1)借鉴现代岩溶学的理论,开展了古岩溶作用过程与机理的探讨性研究,讨论了岩溶形成的内外地质因素;研究了古生代以来的一些岩溶实例,总结了地表和地下岩溶的发育特征,对岩溶在垂向剖面上的分带性和洞穴充填物的分带特征有了较详细的论述,建立了岩溶发育过程的理论模型。

(2)从层序地层、沉积相、构造断裂、古气候、古水文等角度分析缝洞型储层发育的主控因素。层序格架及海平面升降提供了储层发育的背景,沉积相提供了储层发育的物质基础,构造断裂、古气候、古水文为古岩溶作用创造了条件。

(3)深部岩溶和埋藏岩溶对缝洞型碳酸盐岩油气储层的影响越来越受到重视。地下水水平循环带以下发育的岩溶即为深部岩溶,在现今深部岩溶分布区碳酸盐岩中广泛发育了古岩溶,且古岩溶发育又控制了现代深部岩溶的发育,因此在讨论深部岩溶问题时必须讨论有关古岩溶问题。同时,地史时期的岩溶发育不可避免有深部岩溶发育,因此古岩溶研究中也应重视

深部岩溶研究。

(4)从含油气盆地角度对缝洞型碳酸盐岩储层与大中型油气田分布关系进行研究,发现分布广泛的优质烃源灶是控制大中型岩性地层油气藏形成的物质基础;古隆起及围斜带控制有利储层、岩性地层圈闭的发育和油气聚集;大型不整合面控制储层改造、输导通道和大型地层油气藏的形成和分布;礁滩高能相带控制有利储集体和岩性圈闭油气藏的形成和分布;次生溶蚀淋滤带控制高孔渗岩性圈闭储集体的发育和分布;断裂裂缝发育带控制碳酸盐岩岩性地层油气田的分布和富集;晚期有效岩性地层圈闭和保存条件控制大中型次生岩性地层油气藏的形成和分布。

(5)总结了缝洞型储层在钻井、测井等各种资料上的特征及解释识别方法。针对油田实例总结出不同类型储层的地震反射特征,以及各种地震属性特征(通过分频谱分解、波形分类等手段),并通过地震正、反演等手段对井间储层进行预测,取得了较好的效果,在油气勘探中发挥着重要的作用。综合井震资料,编制各种单井、多井剖面及平面图件,对储层进行了初步描述。

(6)提出了“缝洞单元”的概念,动静结合进行储层开发地质评价。并构建新的油气生产理论模型,提出了缝洞型碳酸盐岩油藏工程研究方法,在长期的生产实践中形成了缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策,为油田生产作出了巨大贡献。

近半个世纪以来,虽然缝洞型储层地质研究硕果累累,但由于储层非均质性极强,加之储层埋藏深、地震分辨率有限、多解性强,与碎屑岩储层相比,缝洞型碳酸盐岩储层地质研究距离定量化、可视化的目标尚有一定距离。

二、缝洞型储层的特殊性

塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层是典型的缝洞型碳酸盐岩储层,具有区别于其他类型储层的特殊性。它既不同于中东地区裂缝型碳酸盐岩储层,也不同于我国东部典型的碳酸盐岩裂缝型储层,更不同于常规孔隙型砂岩储层。它是经多期构造运动与古岩溶共同作用形成的,以岩溶缝洞为主要储集体的复杂油气储层。

1. 储集空间的特殊性

溶洞(主要是大型溶洞)是主要储集空间;裂缝是次要的储集空间,主要起流动通道作用;基质孔、渗性极差,难以构成有效的储集空间。

溶洞是缝洞型碳酸盐岩储层最主要的储集空间,以大型溶洞为主,实际生产数据证明,钻遇大型溶洞的井,如 S48、T401、T402、TK407 等井的下奥陶统储层,初产高,产量稳定或较稳定,稳产期长,而没有钻遇溶洞的井基本不具有产能。通过对塔河油田四区统计,溶洞型储层累计产液比例达到 99%(表 1-4)。

表 1-4 塔河油田四区单井储层类型及生产特征统计表(据中国石化西北油田分公司,2006)

储层空间类型	井数	比例 (%)	累计产量 (10^4 t)	累计产水 (10^4 t)	产液量 (10^4 t)	累计产液比例 (%)
溶洞型	60	78	598.3	192.6	790.9	99
非溶洞型	17	22	3.5	4.0	7.5	1
合计	77	100	601.8	196.6	798.4	100