

塔河碳酸盐岩 缝洞型油藏开发研究与实践

焦方正 窦之林 等著



石油工业出版社

塔河碳酸盐岩缝洞型油藏 开发研究与实践

焦方正 窦之林 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以塔河油田十年的开发研究与实践为基础,系统分析与归纳总结了油藏地质特征和开发特征,对在研究实践中应用的技术、思路、方法作了较系统的介绍,对开发实践中摸索出的开发原则、能量补充方式、主要技术政策进行了分析论证,对形成的开发关键技术进行了介绍。

本书可供油气田开发科技工作者使用,也可作为大专院校相关专业的教学参考书。

图书在版编目(CIP)数据

塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践. /焦方正, 窦之林著.
北京: 石油工业出版社, 2008.2

ISBN 978-7-5021-6460-7

I. 塔…

II. ①焦…②窦…

III. 碳酸盐岩油气田—油田开发—研究—新疆

IV. TE344

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 004349 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.cn

发行部: (010) 64210392

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2008 年 1 月第 1 版 2008 年 1 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 11.5

字数: 291 千字 印数: 1—1800 册

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



焦方正，男，1962年出生，陕西省三原县人，1983年7月毕业于西南石油学院，工学博士，教授级高级工程师，享受国务院政府特殊津贴。

先后主持和参与了濮阳盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地的油气勘探与开发。主持过多项国家级、省部级重点科技攻关课题，指导创建了具有原始创新价值的碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论和开发关键技术系列，在国内外发表论文数十篇，著作多部，多次获国家级、省部级科技进步奖。



宋之林，男，1955年12月出生，山东省商河县人。1982年1月毕业于华东石油学院，理学博士，教授级高级工程师，享受国务院政府特殊津贴，是中国石化有突出贡献

的科技和管理专家。

先后参与了孤岛、孤东和塔河等大油气田勘探和开发建设，主持过多项国家级、省部级重点科技攻关课题，提出了碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论和建立了油藏管理模式，创新了开发关键技术。在国内外发表论文15篇，著作3部。获国家级、省部级科技成果奖11项。

前 言

碳酸盐岩油藏在世界已发现油藏中占有重要位置,已发现碳酸盐岩油藏储量约占总储量的 50% 左右,产量占 60% 左右。近年来,我国碳酸盐岩油气藏勘探开发呈现快速发展态势,尤其是塔里木盆地塔河油田,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。截至 2006 年底,塔河油田碳酸盐岩油藏累计探明石油地质储量达到 $6.12 \times 10^8 \text{t}$,动用石油地质储量 $2.85 \times 10^8 \text{t}$,累计生产原油 $2809 \times 10^4 \text{t}$,已建成原油年生产能力 $540 \times 10^4 \text{t}$,是中国石油化工集团公司最主要的增储上产地区。

塔河油田位于天山南麓,塔里木盆地北部沙雅隆起南翼的阿克库勒凸起斜坡带上。塔河油田缝洞型油藏是在大型古隆起上经过多期构造岩溶作用形成的风化壳和沿断裂形成的缝洞为储集体,具有底水但没有统一油水界面,具有正常压力系统和正常地温梯度,从轻质油—中质油—超稠油多期成藏,埋藏深且低饱和亲水。这一特殊类型油气藏其储层结构和渗流机理与国内外碎屑岩油藏及多数碳酸盐岩油藏不同,没有现成的开发技术和管理经验可借鉴。经过多年的探索、研究和实践,创建了“以缝洞单元为基本开发管理单元,以差异化开发为基本思路,以单井注水替油、多井单元注水开发为主要能量补充方式,实行滚动开发、逐步深化、配套完善”的碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论与开发模式,创新形成了具有塔河自身特色的缝洞储集体形态刻画技术、三重介质数值模拟技术、缝洞单元划分与评价技术、以溶洞为主的储集体储量计算技术、开发技术政策研究技术、井身结构优化设计与应用技术、储层酸压改造设计与施工技术、深井超稠油掺稀与化学降粘开采技术等一系列开发配套技术。这些开发理论、开发模式与开发技术的创立,不仅为塔河油田快速发展奠定了基础,也对国内外同类油藏的开发提供了借鉴。

自 1997 年至今,塔河油田开发经历了 1997—1999 年的试油试采阶段,到 1999 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;2000—2003 年的滚动开发阶段,先后在 4、6、7 等区打井 188 口,滚动建产能 $314.4 \times 10^4 \text{t}$;2004—2007 年 9 月的快速上产阶段,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 $50 \times 10^4 \text{t}$ 左右的速度增长,2007 年的原油产量达到 $536 \times 10^4 \text{t}$,建成了我国第一个缝洞型碳酸盐岩海相大油田。

为了系统介绍塔河缝洞型碳酸盐岩油藏基本特征,编著本书,试图全面总结塔河油田开发过程中形成的开发理论、开发模式、开发技术以及在开发实践中的应用效果,以求起到介绍、交流的作用。也希望通过本书的出版引起更多业内同行对缝洞型碳酸盐岩油藏研究的重视和兴趣,为高效开发该类油藏出谋划策。本书在参阅国内外专家学者研究成果的同时,以塔河油田十年的开发研究与实践为基础,以塔河碳酸盐岩油藏为研究样本,系统分析与归纳总结了油藏地质特征和开发特征,对在研究实践中应用的技术、思路、方法作了较系统的介绍,对开发实践中摸索出的开发原则、能量补充方式、主要技术政策进行了分析论证,对形成的开发关键技术进行了介绍。

本书是在大量的开发研究与实践基础上撰写而成的,其中,绪论由焦方正执笔,第一章由刘学利、康志宏执笔,第二章由韩革华、陈凯执笔,第三章由焦方正、鲁新便执笔,

第四章由焦方正、金意志执笔，第五章由漆立新、康志宏执笔，第六章由窦之林、马旭杰执笔，第七章由窦之林、吴涛执笔，第八章由林涛、张志宏、李新勇执笔。在编写过程中得到了中国石化勘探开发研究院的大力支持，参阅和引用了大量的前人研究成果，编者在此表示感谢。

由于缝洞型碳酸盐岩油藏开发研究是一个新的课题，很多方面还处于探索阶段，再加上编者水平所限，在编著过程中一定存在很多遗漏之处，有些观点和认识可能存在不成熟之处，敬请读者批评指正。

目 录

绪 论	1
第一章 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏地质特征	6
第一节 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏地质背景	6
第二节 古岩溶作用及形成机制	11
第三节 缝洞储集体类型及特征	22
第二章 碳酸盐岩缝洞型油藏储集体识别与预测	28
第一节 井点储集体识别	28
第二节 储集体地震属性特征	42
第三节 缝洞储集体三维形态刻画	48
第三章 缝洞单元的划分及评价	61
第一节 缝洞单元的概念	61
第二节 缝洞单元的划分	61
第三节 缝洞单元评价	68
第四章 碳酸盐岩缝洞型油藏储量计算	71
第一节 地质储量计算	71
第二节 动态储量计算	82
第三节 可采储量计算	86
第五章 碳酸盐岩油藏流动特征实验研究	90
第一节 岩块系统试验研究	90
第二节 缝洞组合微观模型底水驱油实验	91
第三节 缝洞组合宏观模型底水驱替实验	98
第四节 单一缝洞组合试验	103
第六章 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发特征	110
第一节 产量变化特征	110
第二节 含水变化特征	115
第三节 压力和能量变化特征	120
第七章 不同类型缝洞单元的开发技术对策	125
第一节 开发基本原则	125
第二节 开发设计	126
第三节 能量补充方式	137
第八章 碳酸盐岩缝洞型油藏开发关键工程技术	155
第一节 超深井钻井完井工艺技术	155
第二节 超深井酸压改造技术	158
第三节 找堵水工艺技术	165
第四节 超深井稠油举升工艺技术	169
参考文献	175

绪 论

一、碳酸盐岩缝洞型油藏的基本特点

据统计,全球碳酸盐岩油藏中有 30% 以上为裂缝—溶洞型油藏。此类油藏的主要储集空间以构造变形产生的构造裂缝与岩溶作用形成的孔、洞、缝为主,其中大型洞穴是最重要的储集空间。塔里木盆地塔河碳酸盐岩油藏即属于此类油藏。

塔河油田位于塔里木盆地北部沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部,控制含油面积达 1000km²,是中国第一个以古生界奥陶系为主产层的大油田,发现于 1997 年。近年来,随着勘探开发力度的加大,探明储量以每年 1×10^8 t 的速度增长,原油产量以每年 50×10^4 t 的速度增加,显示了其极大的油气勘探开发潜力。

塔河油田奥陶系油藏是大型碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏。油藏的储渗空间主要由大小不等的溶洞、裂缝带、溶蚀孔隙和微裂缝组成,油藏埋深在 5360 ~ 6200m 左右,5450m 处地层压力为 59.0583MPa,压力系数为 1.07 ~ 1.12,油藏油柱高度大(可达 370m)。其油气水关系复杂,储层非均质性严重,油藏类型和储层中溶洞裂缝分布特别复杂,形成由多个缝洞单元组成的、三维空间上相互叠置的多油水系统的复合油藏。

储集体的显著特点是缝洞发育,流体按溶洞和断裂而随机分布。与国内外裂缝性碳酸盐岩油藏不同的是,油藏由多个大小不同的缝洞组合体组成,储集体的发育规律与碎屑岩和一般裂缝性碳酸盐岩油藏有着本质的区别。

由于成因、岩性和岩石结构构造、成岩后生作用、构造断裂作用、溶蚀作用等对储集空间影响的不同,碳酸盐岩储层与碎屑岩储层在储集空间形态、分布、产状和稳定性等方面存在很大差异。碳酸盐岩储层储渗空间形态多样、大小悬殊、分布不均,储集空间从几微米到几十米,流体流动有达西流存在,也有非达西流存在,空间上具有强烈的非均质性。

这类油藏,由于裂缝发育程度和溶蚀作用程度的差异很大,平面上油井产能的变化也比较复杂:在高产油藏上,高产井呈带状分布,如 S48 井区,油井产量高且较稳定,无水采油期长,开发效果较好;低产区块中,油井产能低,能量下降较快,产量不稳定。不同区块采油指数相差数百倍,这主要是由于不同区块溶洞、裂缝发育程度有较大差异所致。这些现象主要是油藏形成过程中多期岩溶作用、构造作用、后期充填改造作用、流体充注等差异造成的。

大量的测井、岩心资料证实,受后期构造运动影响,岩溶缝洞储集体中的溶蚀孔、洞以及裂缝充填现象比较严重,包括砂、泥质等机械充填和方解石、硅质等化学充填,它们的存在堵塞了流体流动通道,形成了缝洞储集体内的流动屏障,加剧了油藏内流体的分隔性和非均质性。

从该油藏的小岩样分析结果显示:致密碳酸盐岩基质(指岩石中溶蚀孔、洞、缝以外的基块部分)储集空间以粒间溶孔、晶间孔(重结晶、白云化)等为主,但发育程度都较低,孔隙度均小于 2% (有效孔隙度下限),只有 1% 的样品基质渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (有效厚度渗透率下限),基质压汞饱和度中值半径均小于 0.05 μm (有效厚度压汞饱和度中值半径下限),致密碳酸盐岩基质不具有储渗意义,只能作为储集体(或储层)的封堵体

(或隔层、夹层), 分隔和遮挡各类储集空间, 其空间分布具有较大的随机性。

而且, 油藏开发实践证实, 油藏呈现出多缝洞系统、多压力系统、多个储渗单元的特征, 进一步证实了岩溶缝洞储集体内流体渗流屏障的存在。一般碳酸盐岩油藏渗流屏障包括: 致密碳酸盐岩基质屏障、泥质、方解石和硅质等化学充填屏障、封闭性断裂屏障等。

二、碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究的主要技术难点

塔河油田属于典型的碳酸盐岩缝洞型油藏, 储集体分布非均质性极强, 油水关系复杂, 认识油藏与开发油藏难度都很大。虽然开发研究取得很多实质性的进步, 油藏认识不断加深, 原油储量、产量快速增长, 但由于油藏性质的特殊性, 国内外缺乏可以借鉴的成熟理论和研究技术方法, 总体上, 开发基础理论研究落后于应用研究, 油藏基础认识落后于开发实践。就油田开发来说, 研究上主要面临四大技术难点。

(1) 油藏描述技术研究难度大。目前, 油藏描述在储集空间类型及展布、缝洞的沟通关系及分布模式、缝洞体内部格架模式、缝洞体内部属性、地层流体的分布规律、地层水的规模和赋存状态等方面基本处于定性或概念性分析阶段, 虽然对油田开发部署起到了一定的指导作用, 但不能满足科学的开发部署、科学的能量补充、科学确定开发政策等方面的要求。缝洞储集体的认识是当前制约提高油田开发水平的关键因素。

(2) 流动机理研究难度大。就目前认识而言, 缝洞型油藏流体流动是一个复杂的偶合流动组合, 目前以渗流力学为基础的理论不完全适应油藏工程研究的需要, 必须建立一套适应于油藏特征的新的油藏流体流动机理研究方法、手段和数学表征方式, 是一项具有挑战性和开拓性的研究工作。国内外在这些方面的研究还都处于探索阶段, 没有形成成熟的开发研究基础。

(3) 油田开发方式研究和开发技术政策研究难度大。塔河油田目前以天然能量为主体开发方式, 部分实施了单井注水替油和缝洞单元注水开发试验, 取得了比较好的增加可采储量、增加产量的效果, 但总体开发效果有待于进一步提高, 目前石油采收率只有 13% ~ 15%, 资源利用率低。全面实施能量补充开发、建立合理的开发技术政策是提高开发效果的重要措施, 这方面的研究需要深化和提高。

(4) 提高采收率技术难度大。塔河油田部分开发区已经进入中含水, 由于受储集体分布、储集体内部结构、流体流动特征等认识程度的限制, 如何进一步提高储量动用程度、提高动用储量采收率还没有形成成熟的思路和技术手段。碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率技术与行业成熟的碎屑岩提高采收率技术有着很大的区别, 其核心是提高储量井控率和提高注入剂驱替体积, 目前进一步提高采收率的研究开展的比较少。

三、塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究现状

从 1997 年塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏发现以来, 经过近 10 年的开发实践, 中石化西北分公司针对这种复杂的油藏类型, 开展了一系列的攻关研究, 按照“实践—认识—再实践—再认识”的辩证思路, 取得了大量的成果, 配套了开发技术, 为油田的快速发展提供了技术支持, 目前基本形成了具有塔河缝洞型油藏自身特色的主导技术。

(1) 建立完善了碳酸盐岩缝洞型油藏储集体识别预测技术。

由于碳酸盐岩岩性相对比较均质, 地震剖面一般为规则反射或无反射, 当存在缝洞储集体或断裂时, 会出现地震反射异常特征, 通过正演模拟、物理模拟与地震剖面反射特征的综合分析, 缝洞储集体在地震剖面上多表现为“串珠”、“杂乱”等反射特征。经过多年探索、实践, 逐渐形成了以地震反射特征分析和振幅变化率技术为主体的三维地震综合识

别和预测缝洞技术方法。

首先建立了缝洞储集体地震反射特征的分类标准,把缝洞储集体的反射特征分为四大类、九亚类、二十小类,利用反射特征进行缝洞体的纵向识别,然后利用振幅变化率预测以溶洞为主的缝洞体平面分布规律。

在测井技术方面,形成了比较完善的测井系列和处理解释手段,摸索出一套可以在相当程度上解决储层测井评价的方法,在缝洞储集体的判别和参数解释方面,可以达到定性到半定量化的水平。

(2) 初步建立了碳酸盐岩缝洞型油藏描述技术。

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏储层结构与国内外碎屑岩油藏及碳酸盐岩潜山油藏具有很大的差别,储集体多以溶洞为主,发育裂缝和溶蚀孔洞,空间展布复杂,为更科学的描述缝洞储集体发育规律,通过岩溶缝洞成因和流体连通性研究,类比国内 372 个地表溶洞体系的研究成果,逐步提出了针对岩溶缝洞型碳酸盐岩油藏不同研究层次的基础理论概念——缝洞系统和缝洞单元,初步建立了碳酸盐岩缝洞型油藏描述技术。

首先应用以三维可视化技术和趋势面分析技术描述每一构造层顶面局部残丘的变化特征,同时采用变速时深转换成图技术,提高成图精度,刻画岩溶残丘形态;结合构造演化研究,采用相干体技术对断层精细识别解释,并描述断裂的组合分布特征、几何形态。

其次是在构造裂缝研究的基础上,以已钻井的溶洞和储集体的地震反射特征为“点”,充分运用三维地震属性(振幅变化率)在平面的分布特征,进行缝洞体的平面展布研究。同时利用动静态结合的方法,对不同规模和深度的缝洞体连通关系开展研究(即缝洞单元的划分),采用波形分析技术、能量体分析技术和地震测井联合反演技术,以三维可视化的解释手段,开展了缝洞体的追踪标定和几何外形描述,最终刻画缝洞体的三维空间展布形态。通过研究认为:塔河油田继承性发育的古残丘的高部位和断裂系统,尤其是海西早期古残丘与 T_7^4 的构造叠合部位,古溶洞系统发育呈现为蜂窝状和网状,溶洞之间的连通性较好,古溶洞系统的展布范围广且连通规模大,塔河主体外围地区受古地貌和岩溶断裂发育控制影响,古溶洞系统呈现为条带状和线状分布的特征。最后结合流体资料和开发动态资料描述,分析油气分布的控制因素及油藏特征。

依据油藏描述结果,2005—2006 年将奥陶系油藏已投入开发的 2、3、4、6、7、8 区块,划分成 42 个多井单元,110 个孤立或相对定容的单元,共计 152 个单元。2006—2007 年利用波形、分频分析、三维地震反射能量体技术进行了缝洞单元边界的刻画和空间雕刻;同时注水和示踪剂分析技术的发展和广泛应用,深化了井间储集体的连通性认识,进一步对缝洞单元进行了精细划分,把前期 152 个缝洞单元重新划分为 137 个缝洞单元。

缝洞单元三维定量描述技术是缝洞型油藏描述的发展方向。通过研究认为,波形分析技术、三维地震反射能量体技术能够描述地震分辨率可识别尺度范围内缝洞体的三维空间展布特征。波形分析技术可以将表层弱反射代表的储层类型和内幕强反射代表的储层类型的预测结果数据体进行合并,结合三维可视化技术对塔河主要的缝洞单元进行了三维刻画,并求取缝洞单元的视体积,基本明确了缝洞型油藏的分布范围及储量规模,为科学合理开发提供了依据。

(3) 创新形成了塔河油田超深井钻完井技术。

面对塔河油田井深(5300 ~ 6500m)、地层复杂、地层压力系统不同等问题,通过技术攻关,创新形成了井身结构优化、钻井、固井、泥浆、完井等超深井钻井配套技术。形成了膏盐层的专打专封技术、小曲率侧钻技术、分支井及水平井钻井技术。

超深井钻井技术以“提高钻井速度、质量和效益”为核心，将奥陶系直井井身结构由四级优化为三级，推广并持续优化 PDC 钻井技术，优质钻井液技术、长裸眼分级固井技术等在实践中不断进步，使塔河油田钻井效率大幅度提高。与“十五”初期相比，塔河油田开发井钻井效率提高了 30% 以上，TK255 井创造并保持了单只 241.3mmPDC 钻头进尺 4452m 的世界纪录。

为满足塔河油田盐下深层开发的需要，解决原大尺寸长裸眼穿盐存在的施工难度大、钻井周期长、工程投资大的问题，形成了增加膏盐层单独开次的专打专封技术，降低了施工风险，避免了对盐上低承压地层的堵漏施工，增大了密度调整空间，大幅度提高了盐区钻井效率，降低了盐区开发成本。

通过技术攻关，形成了超深短半径侧钻井技术及水平井钻井技术。塔河油田缝洞型油藏的特点决定了一次成井难以充分动用地下缝洞体中的储量。利用报废井、长期停产井进行侧钻，在提高储量动用程度的同时，大大降低了钻一口新井的投资成本。老井 7in 管鞋上下分属不同压力系统，套管下入深度在奥陶系油层上部，由于奥陶系揭开井段只有 60 ~ 150m，而老区侧钻只能沿储层顶面进行，实施侧钻存在曲率半径小、造斜率要求高的技术问题，塔河油田奥陶系侧钻水平井的平均造斜率为 0.8 ~ 1.4°/m。通过不断研究与实践，塔河油田形成了轨迹优化设计、滑动与滚动钻进结合、MWD（或有线）随钻测量、柔性倒装钻具组合、钻具防脱等短半径水平井钻井系列技术，为油田高效开发提供了有力的工程技术手段。截至目前，塔河油田已完成超深侧钻井 95 口，造斜点最大深度达 6230m，水平位移最大达到了 721.04m，造斜率最大达 50.01°/30m，创造了国内超深水平井施工的多项纪录；单井投资仅为 1200 万元左右，为新井投资的 45% 左右，满足了塔河油田高效开发的需要。

在国内率先引进贝克休斯公司带侧孔钩式悬挂器分支井系统，完成了塔河油田第一口四级双分支水平井——TK908DH，2005 年 7 月两分支合采油产量达 190t/d，已累计产油 12.65×10^4 t，该井技术水平在国内具领先地位。完钻井深 8408m 的塔深 1 超深科学探索井创造了亚洲深井新纪录，填补了多项国内空白。T912CH 井 7in 套管开窗侧钻配合遇油膨胀封隔器完井工艺技术，开辟了小井眼水平井完井的新途径。

（4）创新形成了碳酸盐岩缝洞型油藏储层酸压改造技术。

塔河油田自 1998 年 12 月 20 日在 S23 井第一次采用稠化酸工艺进行酸压，并获得产能以来，科研人员按照“室内研究，现场试验，总结完善，推广应用”的原则，经过“技术引进、工艺配套、不断完善”三个阶段的发展，研究形成了具有碳酸盐岩缝洞型油藏特色的选井选层、工艺配套、设计优化、现场实施、监测评价相配套的深层酸压技术体系。

塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏具有超深、高温、高压、非均质性极强，基质渗透率低的特点，69% 的油井完井后自然产能低或无自然产能，需要通过储层改造投产。经过九年来的技术攻关，目前建立并完善了酸压选井选层标准，并积极探索了压前定量评价技术；开展了酸压工作液体系研究，针对不同地层的特点研发了胶凝酸、乳化酸、变粘酸、冻胶酸和转向酸等 5 大酸液体系；形成了前置液酸压、多级交替注入酸压、闭合酸压、复合酸压四种成熟的酸压工艺，裂缝穿透距离达到 120m 左右；形成了超深井压后快速返排工艺，比传统工艺缩短评价周期 8 天以上；通过地面微地震裂缝监测、压降测试、井温测试、产液剖面测井等手段建立了压后评价体系，进一步指导并优化施工设计。通过酸压工艺技术配套，成功实现了对井深达到 6925m、实测温度达到 143.36℃ 的超深高温井的酸压改造。

至 2007 年 9 月底，塔河油田共进行了 746 井次的酸压改造施工，累计生产原油 1052 ×

10⁴t, 项目投入产出比为 1:6.9, 获得了显著的经济效益, 已成为塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏主要的完井技术。

(5) 创新形成了塔河油田稠油油藏深井举升采油技术。

目前塔河油田已动用稠油地质储量 9699×10^4 t, 稠油地面原油粘度为 $3000 \sim 945000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (500°C), 原油密度 $0.97 \sim 1.099 \text{ g/cm}^3$, 采用常规的技术手段无法正常生产。2001 年 8 月在 TK612 井首次尝试稠油掺稀工艺获得日产 500t 的重大突破以来, 研究并形成了以掺稀降粘、化学降粘、抽稠泵和稠油电泵为主的配套稠油开采工艺技术, 实现了稠油高产、高效的开采, 提高了塔河油田稠油储量的动用程度。目前塔河油田稠油掺稀生产井 75 口, 日掺稀油 2942t, 日产油能力 3342t, 累计生产原油 261.6×10^4 t。

稠油掺稀降粘工艺是目前塔河油田稠油开采的重要工艺, 已形成掺稀自喷和掺稀与抽稠泵、管式泵、稠油电泵配合的复合掺稀工艺技术; 稠油化学降粘主要针对含水乳化严重的机抽井开展了水溶性降粘剂和高凝稠油油溶性降粘剂的试验。

针对塔河油田 12 区稠油开采中堵塞管柱、机抽故障等新问题, 通过建立稠油井的热力场和压力场模型, 进行模拟研究、不断改进。开展了大管径开采试验, 突破了超稠油开采的禁区。平均单井日产 $100 \sim 200$ t, 其中 AD4 井创下了日产原油 1000t 的历史纪录。

积极实施技术改进, 以泵下、井筒、地面三统一为原则, 实现超深稠油电泵深抽、皮带抽油机和变频控制技术三项技术改进。在中国石油化工集团公司的大力支持下, 开展了艾丁超稠油深抽电泵先导项目, 首创全国稠油电泵下深 3500m 的纪录, 掺稀比从 1:2.5 降低到 1:1.2, 单井日增油 20t, 泵效 84%。同时开展掺热稀油试验, 进一步有效解决了稠油卡泵、调参的难题。

面对稀油资源紧张和含水井掺稀效果变差的问题, 在掺稀的同时, 加大化学降粘研究与试验。在掺稀自喷井和机抽井试验 17 井次, 见到一定的效果, 下一步将继续改进化学降粘剂的配方, 加大试验力度, 同时还积极探索稠油加热回注、注气开采、闭式热水循环替代掺稀降粘的先导试验, 缓解稀油资源短缺状况。

(6) 初步探索了碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发提高采收率技术。

注水替油是在实践中探索并试验成功的提高缝洞型油藏采收率的有效方法。TK741 井钻井过程中放空 7.6m, 自然投产后初期日产 109t, 但投产后递减快表现出定容封闭特征, 在作业过程中注水 773 m^3 , 关井 300 小时后, 油井恢复自喷, 日产水平达到 190t, 含水 0.8%。单井注水替油机理主要是缝洞储集体导流能力强、界面张力弱、油水易于置换, 通过注水快速补充地层能量, 并不断产生次生底水类似活塞式向上驱油, 恢复油井产能, 达到提高采收率目的。

逐步建立单井注水替油的技术标准。选井标准: 油井能量不足, 产量递减快; 油井钻遇缝洞型储集体; 生产后期低含水或不含水井。技术政策标准: 包括注水时机、注入压力和周期注水量、闷井时间、开井工作制度等。

积极探索多井单元的注水开发方式。选取不同开发特征的 I、II 类缝洞单元进行了注水开发试验, 为此制定了注水原则: 一是选构造低部位的高含水低效井转注; 二是注水井在前期生产中应具备生产压差小、采油指数高的特点; 三是注入井在前期生产中有一定的无水采油期, 无水自喷期间油压较高且稳定时间较长, 单井累计产液、产油量高; 四是实行温和注水 (注采比 $0.8 \sim 1.2$), 采取周期性“关—注—开”的注水方式, 初步形成了注水参数及技术政策。

第一章 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏地质特征

研究表明,塔里木盆地油气成藏规律具有以下特征:区域构造格架控制油气的区域分布,古隆起和古斜坡是海相油气聚集的有利区域;断裂和不整合面控制油气富集,断裂活动和不整合面控制了多种类型圈闭的形成,而且构成了油气垂向和侧向运移的良好通道,并改善了储层的储集性能;区域盖层则是油气富集成藏的重要因素。

第一节 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏地质背景

一、地层层序及含油层位

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。

1. 地层层序及展布特征

阿克库勒凸起的基底是前震旦纪浅变质岩,其上发育了震旦系至奥陶系碳酸盐岩;志留系至泥盆系海相砂泥岩;石炭纪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,并在一段时期内沉积了台地相的碳酸盐岩(双峰灰岩段)与潟湖相的盐岩;早石炭世末区域抬升,缺失了上石炭—下二叠统。

中—新生代为陆内拗陷湖盆发展阶段。三叠纪为辫状河相,凸起南部的沉积中心为湖相,为大套的砂泥岩互层。侏罗纪沉积中心往东迁移,凸起沉积较薄,仅保留了较薄的下侏罗统,有北厚南薄的变化特点。白垩纪及其之后,凸起发生区域整体下沉,接受三角洲、滨浅湖沉积。

根据钻井揭示,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的奥陶系、志留系、泥盆系、上石炭统、二叠系和上侏罗统(表1-1)。

2. 含油气层位

区内主要储层分两大类:碳酸盐岩和碎屑岩储层,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;后者主要集中于中、上构造层的下石炭统、三叠系等。因此本区主要含油气层为奥陶系、三叠系、石炭系。

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,还发育有中—下奥陶统一间房组和鹰山组的裂缝—次生溶孔型储集体,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,储层物性极不均一。储集空间有沿层分布形成层状,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

表 1-1 塔河油田钻井揭示地层简表

地层系统				波组	厚度 (m)	岩 性 简 述
系	统	组 (群)	代号			
第四系			Q		16 ~ 63	土黄色表土层; 灰黄色细砂及土黄色粘土层
新近系	上新统	库车组	N ₂ k	T ₁ ⁰	1522 ~ 2009	灰白、浅黄色粉砂岩、棕褐色泥岩及粉砂质泥岩、细粒岩屑长石砂岩
	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 ₁ j	T ₂ ¹	329 ~ 674	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
				T ₂ ²		
古近系	古—始新统	库姆格列木群	E ₁ km		38 ~ 326	黄褐、浅棕色细粒长石砂岩、细粒长石石英砂岩、浅棕、棕色细至中粒长石岩屑砂岩、泥质粉砂岩夹棕色粉砂质泥岩
白垩系	上统	巴什基奇克组	K ₂ bs	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
	下统	卡普沙良群	K ₁ kp	T ₃ ²	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
侏罗系	下统		J ₁	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, 普遍含 1 ~ 2 层薄煤层
				T ₄ ⁶		
三叠系	上统	哈拉哈塘组	T ₃ h		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
	中统	阿克库勒组	T ₂ a		176 ~ 298	自下而上为两个由粗—细的旋回组成, 旋回下部为砂砾岩、含砾砂岩、细—中砂岩夹薄层深灰色泥岩, 旋回上部为深灰、灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩夹薄层细砂岩
	下统	柯吐尔组	T ₁ k		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
二叠系	中统		P ₂			黑绿色英安岩
石炭系	下统	卡拉沙依组	C ₁ kl	T ₅ ⁰	370 ~ 537	灰、棕褐色泥岩与灰白色砂岩、粉砂岩呈薄互层, 底部夹石灰岩、泥灰岩薄层
		巴楚组	C ₁ b	T ₅ ⁶	76 ~ 235	顶部为 10 ~ 25m 灰色泥晶灰岩夹泥岩 (“双峰灰岩”), 中上部为杂色泥岩夹泥灰岩薄层, 部分地区相变为膏盐岩, 下部为砂、砾岩、粉砂岩夹泥岩, 西部为灰白色细砂岩夹泥岩
奥陶系	上统	桑塔木组	O ₃ s	T ₇ ⁰	0 ~ 251	灰、灰绿色中厚—巨厚层状泥岩、灰质泥岩夹中厚层状灰岩、泥质灰岩、砂质灰岩、沥青质砂质灰岩
		良里塔格组	O ₃ l	T ₇ ⁴	0 ~ 200	浅灰、棕灰色泥微晶灰岩、含砂屑泥微晶灰岩、粉晶灰岩, 局部夹薄层灰绿色泥岩
		恰尔巴克组	O ₃ q		0 ~ 250	浅灰色泥晶灰岩、棕褐色泥质灰岩、灰质泥岩
	中统	一间房组	O ₂ yj		0 ~ 250	浅灰色砂屑泥晶灰岩、生物屑泥晶灰岩、亮晶生物屑灰岩
		鹰山组	O ₁ zy		0 ~ 250	黄灰色泥、微晶灰岩, 局部夹浅灰色砂屑泥晶灰岩
	下统	蓬莱坝组	O ₁ p		0 ~ 255	浅白、灰白色泥微晶纹层藻白云岩、砂砾屑白云岩、粉细晶白云岩

泥岩构成较好的储盖组合。

泥盆系东河砂岩主要分布在兰尕—塔河南盐丘构造群及其以南，其上有下石炭统的下泥岩段及厚达 220m 的盐丘体好盖层，其下有志留—泥盆系碎屑岩楔状体尖灭带，是吉拉克油气田 LN59 井的产油气层，与其上覆泥岩组成储盖组合。卡拉沙依组碎屑岩分布在兰尕、塔河南盐丘构造群以北，在塔河油田、阿克库勒油气田、东达里亚气田获油气突破，为多层叠置的透镜状薄砂岩体，储层相变严重，平面上分布不稳定，横向难于追踪对比，与上覆三叠系泥岩组成良好的储盖组合。

三叠系有 3 段砂岩储层，分布在前中生界不整合面以上，遍布整个凸起。是轮南、阿克库勒、塔河 1、2、9 区、西达里亚、阿克雅苏、吉南 4 号油气田的主要产层，单层厚度大、易追踪对比，孔渗性能好，以中油组为最好，下油组和上油组居次。中油组在北面轮南油气田尖灭缺失，上、中、下三油组砂岩体由北向南在塔河一带上倾尖灭，3 个油组与其上覆泥岩组成良好的储盖组合。

3 套油气层纵向上非连续叠置、横向上叠合连片成藏（图 1-1）。

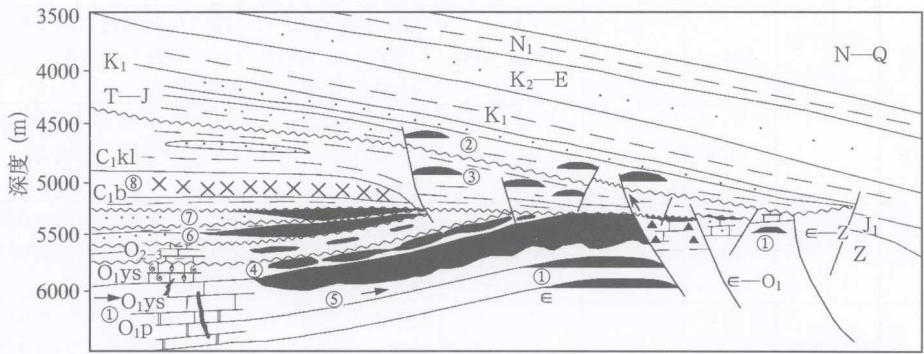


图 1-1 塔河复式油田圈闭展布剖面示意图

①内幕背斜油气藏；②、③石炭系、三叠系次生油气藏；④一间房组层状孔隙型储集体油气藏；
⑤鹰山组岩溶—缝洞型油气藏；⑥、⑦东河砂岩、志留系砂岩尖灭型油气藏；⑧石炭系盐体

二、区域构造背景

盆地的构造演化主要分为两个阶段。古生代克拉通盆地发展阶段，主要发育大型、宽缓的隆起；中—新生代前陆盆地演化时期，由于周缘山系剧烈隆升，并向盆内推覆，盆地边缘形成了挤压、推覆、牵引等多种构造类型。

古生代盆地北部沙雅隆起的阿克库勒凸起以抬升为主，加里东中—晚期活动使阿克库勒地区形成一个向东北抬升，向南西倾没的鼻凸雏形，志留系、泥盆系超覆在奥陶系之上。加里东中期构造运动又分为三幕，第一幕造成一间房组（O₂yj）与上覆恰尔巴克组（O₃q）间的假整合、间断面（T₇⁴）；第二幕造成桑塔木组（O₃s）角度不整合超覆在良里塔格组（O₃l）不同层段之上（T₇²）；第三幕造成下志留统柯坪塔格组（S₁k）中段超覆在桑塔木组（O₃s）之上（T₇⁰）。加里东晚期—海西早期运动表现为上泥盆统东河塘组与下伏志留系或奥陶系的角度不整合。

海西早期和晚期的构造运动使隆起多次抬升，造成志留—泥盆系和上石炭统及二叠系缺失，奥陶系遭受不同程度风化、淋滤和岩溶剥蚀，形成大型凸起潜山构造，并在局部形成残丘。

中—新生代时期，盆地内以沉降活动为主，沉积了巨厚的地层，不同层位地层超覆在奥陶系潜山之上，使潜山得到保存。

古应力场研究表明，加里东中晚期、海西早期区域主应力为 NW—SE 向（海西早期向南偏转），阿克库勒凸起形成向南西倾伏的 NE—SW 向的大型鼻凸；海西晚期区域主应力为 S—N 向挤压，主要形成近 E—W 向的逆冲断层和局部褶皱构造。阿克库勒凸起为下古生界奥陶系碳酸盐岩大型褶皱—侵蚀型潜山，潜山四周倾伏呈背斜形态，顶部断层复杂化，依据近东西向的断裂组合分布特征，可将凸起划分为北部斜坡、阿克库木断垒、中部平台、阿克库勒断垒和南部斜坡等 5 个区，塔河油田位于南部斜坡区西部。自早奥陶世末期阿克库勒形成北东向南西倾伏的鼻状凸起后，海西早期在 NW—SE 向的压扭应力作用下，鼻凸进一步发育，并发育了阿克库木、阿克库勒等近东西走向的背冲断裂及与之相配套的北东和北西向剪切断裂，海西晚期运动使该凸起进一步抬升出露水面，断裂进一步活动。印支—燕山运动表现为整体沉降。喜马拉雅期由于受库车前陆盆地急剧沉降的影响，凸起发生差异沉降，由于阿克库木断裂以北的沉降量相对较大，使得凸起上下古生界顶面由早期的鼻状凸起转为大型背斜。由于晚加里东、早海西、晚海西构造运动，阿克库勒凸起的较高部位剥蚀缺失中—上奥陶统、志留—泥盆系、上石炭统一二叠系，另外，由于燕山运动，凸起的南部沉积缺失侏罗系中、上统。由于海西期的抬升运动，凸起的大部分地层长期暴露，并经受了风化剥蚀和淋滤溶蚀作用，形成了大量岩溶缝洞型储集体。

三、奥陶系碳酸盐岩沉积特征

塔河地区奥陶系除上统桑塔木组有较多碎屑岩外，其余各组多为碳酸盐岩，但各组的岩石组合和沉积序列明显不同。区内除蓬莱坝组较全外，其余各组均遭受不同程度剥蚀，残留分布从老到新、从南到北越来越少。

1. 蓬莱坝组

塔河地区仅 S88 井揭示较多，揭示厚度 255m (6310 ~ 6565m)，未见底。发育两个藻席沉积序列，沉积环境为潮坪，主要为潮下一潮上。岩性主要为浅白、灰白色泥微晶纹层藻白云岩、砂砾屑白云岩、粉细晶白云岩。

2. 鹰山组

塔河地区大部分井均钻遇本组，为一套开阔台地相的台内浅滩与滩间海间互沉积，与下伏地层蓬莱坝组呈整合接触。塔河地区 S88 井有较多揭示，揭厚 832m (5478 ~ 6310m)，但未见顶，T204、S9、S64 等井也有较多揭示，但未见底。据岩性及生物可划分为两段。

鹰山组下段：S88 井视厚 370.0m (5940.0 ~ 6310.0m)，T204 井视厚 185.0m (5815.0 ~ 6000.0m，未见底)，S62 井视厚 265.0m (5535.0 ~ 5800.0m，未见底)。以浅灰、黄灰色泥微晶灰岩、泥微晶砂屑灰岩、含云质泥微晶灰岩、砂屑灰岩为主，夹浅褐灰色白云岩、含灰质白云岩、云质灰岩薄层。该段局部发育微波状层理、微细水平层理。

鹰山组上段：S88 井视厚 462m (5478.0 ~ 5940.0m)，T204 井视厚 194.0m (5621.0 ~ 5815.0m，未见顶)，S62 井视厚 162.5m (5372.5 ~ 5535.0m，未见顶)。为浅灰、黄灰色生屑泥微晶灰岩与泥微晶灰岩、泥微晶砂屑灰岩、砂屑泥微晶灰岩略等厚互层，该段发育斑状构造（白云化斑块）。

3. 一间房组

塔河地区该组在 T607—T444—TK319—TK321 一线以南有残留。发育两个建滩—造礁

沉积序列, 沉积环境为台地浅滩—台内礁。一个建滩—造礁沉积序列厚约 50m±, 纵向上分两部分。下部建滩序列岩石组合主要为砂砾屑灰岩、藻鲕灰岩、鲕粒灰岩, 含丰富的底栖生物 (三叶虫、腕足、介形虫、苔藓等); 上部造礁序列岩石组合主要为海绵礁灰岩、藻粘结灰岩、生物骨架灰岩。

与下伏地层鹰山组呈整合接触。

4. 恰尔巴克组

本组为早—中奥陶世塔里木碳酸盐台地建造完成, 经过抬升、剥蚀之后沉积的台地淹没层序, 在 T703—T704—LG12 一线以南有残留。具独特的岩石组构和沉积特征, 沉积环境为深浅海陆棚, 可作为区域地层对比的重要标志层。

该组下部为浅灰、灰色含泥纹泥微晶灰岩, 岩性均一, 含丰富的介壳 (毫米级、絮状分布), 底部多见海绿石 (S72、S87、T204 等井), 厚十余米; 上部为灰、灰绿色过渡为紫红色瘤状灰岩。瘤体为泥微晶灰岩, 瘤体间为灰绿、紫红色泥质或粉砂质条纹、条带, 顶部泥质含量增加, 见同生期暴露标志 (淡水胶结方解石、生物外壳发育铁质氧化膜), 厚十余米。

该组与下伏地层一间房组呈假整合接触。两者之间的岩性界面为地震反射波组 T_7^4 面, 区域上可追踪对比。

5. 良里塔格组

塔河地区该组在 T616—T443—LG12 一线以南有残留, 为奥陶系最后的碳酸盐台地沉积, 沉积环境为台地浅滩—滩间, 局部建藻礁或藻丘 (T901 井区)。

岩石组合为灰、灰白色藻灰岩、藻砾屑灰岩、生物屑灰岩、微晶灰岩, 石灰岩多已重结晶, 含灰绿色泥质条纹。局部井区 (如 S72) 底部可见褐色瘤状灰岩。目前钻井揭示良里塔格组视厚 17 ~ 147m, 呈由南至北逐渐减薄趋势。与下伏地层恰尔巴克组呈整合接触。

该组与上覆桑塔木组在岩性上 (如 T901 井) 存在较大的反差, 该组顶部石灰岩为灰白色重结晶灰岩, 桑塔木组底部为灰黑色钙泥质粉砂岩夹砂屑灰岩薄透镜体。该界线是奥陶系内重要的沉积构造转换面, 从桑塔木组沉积开始的海侵淹没了晚奥陶世的碳酸盐台地, 奥陶系碳酸岩台地从此消亡, 塔里木盆地的性质也从此由被动大陆边缘开始向前陆盆地转化, 塔河地区以北的前陆隆起挤压隆升并开始剥蚀, 是晚奥陶世加里东运动在塔里木盆地的构造响应。

6. 桑塔木组

为一套混积陆棚相碎屑岩夹薄层灰岩沉积。根据岩性特征, 从下至上划分为三段: 上段井深 5438.5 ~ 5538m, 视厚 99.5m, 岩性为灰绿色泥质、灰质粉砂岩与粉砂质泥岩略等厚互层, 夹薄层泥岩与泥质粉砂岩; 中段井深 5538 ~ 6016m, 视厚 478m, 泥晶及粉—细晶灰岩、粉晶生屑灰岩、角砾状泥—粉晶灰岩、粉砂质灰岩、粉晶鲕粒灰岩与泥、灰质粉砂岩不等厚互层, 底部为浅褐色细晶粒屑灰岩; 下段井深 6016 ~ 6099.5m, 视厚 83.5m, 泥质粉砂岩与云质泥岩呈互层。与下伏地层良里塔格组呈假整合接触。

从该组开始有较多的碎屑岩沉积。与上覆柯坪塔格组的界线在测井曲线上为截变, 自然伽马由高值截变为低值, 较易识别。因此, 该界线实为上奥陶统顶部内一重要界面, 反映晚奥陶世塔里木前陆盆地位于塔河地区的前陆隆起进一步隆升, 且隆起上存在沉积缺失。