

塔河缝洞型

油藏特征及开发技术对策

TAHE FENG DONG XING
YOU CANG TE ZHENG JI
KAIFA JI SHU DUI CE

闫长辉 胡文革 周 文 陈 青 等著
邓虎成 刘 伟 何思源



科学出版社

塔河缝洞型油藏特征及开发技术对策

闫长辉 胡文革 周 文 陈 青
邓虎成 刘 伟 何思源 等 著

科学出版社

北 京

内 容 简 介

本书以塔河油田奥陶系缝洞型油藏为例,介绍了缝洞型油藏主要特征,包括缝洞单元的识别与划分,缝洞体连通性的分析方法,单井及缝洞体流体识别及分布模式,缝洞单元内流体分布特征及油水界面识别方法;在塔河缝洞型油藏十余年开发经验基础上,分析了该类油藏主要开发技术对策,包括油井出水机理及其对单井产量的影响,缝洞单元注水开发特征及调剖堵水生产对策。

本书适合油田科技工作者,高校石油类专业教师及研究生,油气田开发领域研究人员阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

塔河缝洞型油藏特征及开发技术对策/闫长辉等著. —北京:科学出版社, 2016. 10

ISBN 978-7-03-050274-2

I. ①塔… II. ①闫… III. 塔里木盆地—奥陶纪—碳酸盐岩油气藏—油田开发—研究 IV. ①P618. 130. 2
中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 248388 号

责任编辑:杨岭 冯铂 责任校对:韩雨舟

责任印制:余少力/封面设计:墨创文化

科学出版社 出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

成都锦瑞印刷有限责任公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2016 年 10 月第 一 版 开本:16 (787×1092)

2016 年 10 月第一次印刷 印张:12

字数:300 千字

定价:98.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

序

塔河油田是我国最大的古生界海相碳酸盐岩油气田,从2006年到2015年,塔河油田连续10年跻身全国陆上十大油田之列,10年累计生产原油6000万吨。塔河油田碳酸盐岩储层为多期次古构造—岩溶叠加改造产物,纵向及平面上多期相互叠置、改造,导致非均质性较强,油气藏性质复杂,流体性质变化大,由东南到西北,凝析气—轻质油—中质油—重质油依次分布。

塔河油田的主体是奥陶系灰岩岩溶缝洞形成的缝洞型碳酸盐岩油气藏,在塔河油田目前已探明储量中的80.6%分布于奥陶系中。由于塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏储层缝洞储集体或是独立存在的封闭体,或与周围储集体有着不同程度的连通,形成了组合形式多样及储层物性差异大的缝洞单元。因此,塔河奥陶系油藏具有严重非均质性,油井产量的变化规律与常规砂岩油气藏有很大的不同。十余年的开发实践表明,奥陶系碳酸盐岩油藏开发动态上表现为单井产能差异大,高产稳产油井旁会出现产水井或干井,稳产井与非稳产井交叉分布等;群井干扰试井证明较远的井也能相互连通,而相邻井却不一定连通;流体分布复杂,不同区块、不同井区、不同层段流体性质差异较大,油藏呈现多缝洞系统、多压力系统、多油水关系和多渗流单元的特征。

基于塔河油田缝洞型油藏十余年的开发经验,本书第1章主要介绍了塔河油田基本概况及碳酸盐岩缝洞型油藏的主要开发技术,由闫长辉编写;第2章缝洞单元识别与划分,详细介绍了利用单井资料及常规物探方法识别缝洞单元和缝洞体连通性的研究方法,由邓虎成、周文编写;第3章为缝洞体流体分布规律,主要介绍了井剖面的流体识别方法,不同类型缝洞体流体分布模式,缝洞单元内流体分布模式及特征,由闫长辉、胡文革编写;第4章为缝洞单元内油水界面评价,以实例为基础详细介绍了缝洞单元内油水界面的估算方法和水体大小的评价方法,由陈青、刘伟编写;第5章为缝洞单元开采技术对策,详细介绍了缝洞单元内油井出水机理,地层水对油井产量的影响及缝洞单元注水开发效果,并举例介绍了缝洞单元调剖堵水的潜力、实施方案及效果预测,由闫长辉、何思源编写。在本书的研究和撰写过程中,要衷心感谢中石化西北局的鲁新便、李子甲、杨敏、刘学利、荣元帅、刘培亮等人的无私帮助,同时也要感谢成都理工大学能源学院邓礼正、李国蓉、单钰铭、杨斌、李仲东、陆正元以及西南石油大学张峭楠的大力协助。本书主要介绍了碳酸盐岩缝洞型油藏的主要特征及开发技术对策,可为现场工作人员及相关学者研究此类油藏提供一定的借鉴。

目 录

第1章 前言	1
1.1 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏基本概况	1
1.2 碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术进展	5
第2章 缝洞单元识别与划分	9
2.1 井剖面缝洞层的识别	9
2.1.1 缝洞体井剖面响应特征	9
2.1.2 井剖面缝洞体识别	21
2.2 缝洞体物探方法识别	32
2.2.1 地震振幅变化率技术	32
2.2.2 地震相干体技术和多尺度边缘检测技术	33
2.2.3 地震剖面缝洞体波形特征分析方法	33
2.2.4 地震—测井联合反演技术	33
2.2.5 用地震波阻抗资料预测缝洞体技术	34
2.2.6 缝洞体识别的相关技术方法实例	36
2.3 缝洞体连通性分析	42
2.3.1 水化学指示分析	44
2.3.2 压力系统分析	44
2.3.3 同位素示踪分析	45
2.3.4 生产动态分析	45
2.4 缝洞体划分与分布规律	49
第3章 缝洞体流体分布规律	57
3.1 井剖面流体识别	57
3.1.1 泥浆侵入影响分析及流体识别原理	57
3.1.2 不同充填类型的溶洞层内流体识别方法	61
3.1.3 不同类型储层流体测井响应特征	63
3.1.4 多元判别流体识别技术	75
3.1.5 神经网络流体类型识别技术	77
3.2 典型缝洞体流体分布模式	83
3.2.1 单一缝洞单元油水共存形式	83
3.2.2 复杂缝洞单元油水共存形式	87

3.3 缝洞单元流体分布特征	100
3.3.1 油气的物理化学特征	100
3.3.2 水化学特征分析	107
3.3.3 水源系统分析	112
3.4 缝洞单元油水分布特征评价	117
3.4.1 缝洞单元地层水分布模式	117
3.4.2 影响地层水分布的地质因素分析	118
3.4.3 缝洞单元油水分布特征评价	119
第4章 缝洞单元内油水界面评价	120
4.1 估算原始油水界面的方法	120
4.2 估算塔河四区主力缝洞单元油水界面及变化趋势	123
4.2.1 估算主力缝洞单元油水界面	123
4.2.2 主力缝洞单元油水变化趋势	130
4.3 缝洞体水体大小评价方法	133
4.3.1 亏空体积曲线法	133
4.3.2 生产指示曲线法	135
4.3.3 物质平衡式	136
4.3.4 压降法(储罐模型)	137
4.3.5 水油体积比法计算水体储量	138
4.3.6 水体计算结果分析与评价	141
第5章 缝洞单元开采技术对策	143
5.1 不同部位油井出水机理	143
5.1.1 单一缝洞单元不同部位油井出水机理	143
5.1.2 复杂缝洞单元不同部位油井出水机理	144
5.1.3 不同见水速度井的产水特征	145
5.2 典型缝洞单元注水效果	148
5.2.1 典型缝洞单元的注采井组开发特征及对比	148
5.2.2 典型缝洞单元驱油效果评价	155
5.3 地层产水对油井产量的影响分析	162
5.3.1 见水井产量变化分析	162
5.3.2 见水井产量递减率分析	164
5.4 缝洞单元调剖堵水生产对策	167
5.4.1 缝洞单元堵水调剖潜力分析	167
5.4.2 调剖方案制定	173
5.4.3 调剖效果预测	176
参考文献	180

第1章 前言

1.1 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏基本概况

塔河油田位于新疆维吾尔自治区轮台县与库车县交界处,处于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起西南,西邻哈拉哈塘凹陷,东靠草湖凹陷,南接满加尔坳陷和顺托果勒隆起,北为雅克拉凸起。阿克库勒凸起是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,闭合幅度达 800 m。

1999 年首次在塔河 6~7 区奥陶系部署 2 口探井(W66、W67),同年获得高产油气流,从而发现了塔河油田 6~7 区奥陶系油藏。

截至 2013 年 6 月,塔河油田已在奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、三叠系、白垩系等 6 个年代地层获得油气突破,基本查明了油气富集规律。投入开发或试采有 13 个油气区块,即塔河油田的 1、2、9 区三叠系油气藏,3、4、6、7、8、10、11、12 区和托普台区块奥陶系油藏。其主力油藏为古生界奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏。已形成年产 600 多万吨的大型油气田,显示出塔河油田所处的阿克库勒凸起南部、西南部及西侧斜坡带奥陶系呈大面积连片含油特征,大型油气田(藏)已初现规模。

根据钻井揭示,阿克库勒凸起为前震旦系变质岩基底上发育的一个长期发展的古凸起,发育震旦系至泥盆系海相沉积,石炭系至二叠系海陆交互相沉积,三叠系至第四系陆相沉积。目前,钻探揭示凸起主体部位及南部斜坡区发育奥陶系下统、中上统,志留系,石炭系下统,二叠系,三叠系,侏罗系下统,白垩系,第三系,第四系。受海西早期、海西晚期和燕山早期构造运动影响,大部分地区缺失志留系,泥盆系,石炭系上统,侏罗系上统,另外奥陶系中—上统与奥陶系下统也遭受不同程度剥蚀(图 1-1)。

塔河油田是由前震旦系变质基底上发育起来的一个长期发展的、经历了多期构造运动、变形叠加的古凸起,先后经历了加里东期、海西期、印支—燕山期及喜马拉雅期等多次构造运动。

对阿克库勒凸起古应力场演化特征的研究表明,海西早期区域主应力为 NW-SE 向,形成了向南西倾覆的 NE-SW 走向的阿克库勒大型鼻凸的雏形;海西晚期区域主应力为 N-S 向挤压作用,在大型构造鼻凸上叠加形成的一系列近 E-W 走向的逆冲断层和局部褶皱,如阿克库勒、阿克库勒近东西向断裂构造带。断层断开层位主要为奥陶系,向上断层基本消失于石炭系,只有个别大断层延伸到中生界(发育在北侧两断裂构造带)。奥陶系碳酸盐岩在海西晚期以后基本上处于稳定埋藏状态,对阿克库勒凸起南部地区奥陶系的构造特征及变形起主要控制作用的为海西早、晚期运动,尤以海西早期的古构造面貌对后期构造变形的控制作用较为明显(图 1-2)。

年代地层				年龄 /Ma	岩石地层	生物地层	层序地层
系	统	国际方案阶	中国南方阶				
石炭	C _{2b1}				巴楚组		三级层序
泥盆	D				东河塘组	盾皮鱼	
志留系	S ₁	兰多维列阶	龙马溪阶			各种藻	
奥陶系	O ₃	阿什杰尔阶	五峰阶	436	桑塔木组 (O _{3s})	牙形刺化石带	SQ14
			临湘阶	441		14. <i>Aphelognathus pyramiddlis</i>	SQ13
		卡拉道克阶	宝塔阶	448	良里塔格组 (O _{3l})	13. <i>Yaoxianognathus yaoxianensis</i>	SQ12
			庙坡阶	459	恰尔巴克组 (O _{3q})	12. <i>Belodina confluens</i>	SQ11
	O ₂	达瑞威尔阶 (浙江阶) (兰代洛阶)	牯牛潭阶	472	一间房组 (O _{2yj})	11. <i>Belodina compressa</i>	SQ10
				478	鹰山组 (O _{1-2y})	10. <i>Pygodus anserinus</i>	SQ9
		大湾阶 (兰维尔阶)	大湾阶			9. <i>Pygodus serrus</i>	SQ8
				492		8. <i>Eoplacognathus secicus</i>	SQ7
	O ₁	玉山阶 (阿伦尼克阶)	红花园阶	495	蓬莱坝组 (O _{1-2p})	7. <i>Amorphognathus variabilis</i>	SQ6
		特马道克阶	两河口阶	505		6. 间隔带 (<i>Baltoniodus aff. navis</i>)	SQ5
寒武系	Є ₃	多尔多格阶	毛田阶			5. <i>Parioistodus originalis</i>	SQ4
						4. 间隔带 (<i>Baltoniodus communis</i>)	SQ3
						3. <i>Parioistodus protens</i>	SQ2
						2. <i>Tripodus proteus</i>	SQ1
						1. <i>Utahconus beimadaoensis</i>	

图 1-1 塔河地区地层柱状图



图 1-2 塔里木盆地塔河地区构造位置图

塔河油田奥陶系中下统灰岩储层储集体空间主要为溶洞、溶孔和裂缝，储渗空间形

态多样、大小悬殊、分布不均,非均质性极强,而基质部分岩性致密,孔隙不发育,局部发育晶间孔(重结晶、白云化)。

(1)溶洞:塔河油田奥陶系中下统灰岩储层发育大型缝、洞型储层,在钻进过程中常发生放空、泥浆漏失、井涌等现象,却因岩芯破碎或取不到岩芯而缺乏实测物性数据,但是测井、测试动态资料反映出该类储层储集性能极好,在已完钻的147井次中,直接放空漏失投产的井高达88井次。钻遇最大的未充填溶洞视高度达48.91 m(MK620井5655.39~5704.3 m),根据测井资料识别的最大的全充填溶洞(MK604井)的视高度也达33 m(5581~5614 m)。

(2)溶蚀孔洞:是经溶蚀作用形成或改造的孔隙空间,按孔径大小可分为大孔、中孔、小孔和微孔。溶孔多以孤立分散状形态广泛分布于碳酸盐岩储集层中,如果这种储集空间连成一片,则可以成为优质储集空间。

(3)裂缝:本区的裂缝主要表现为两大类型:一是构造裂缝,二是非构造裂缝。非构造裂缝又可细分为三类:压溶缝(即缝合线)、溶蚀缝、风化破裂缝和成岩收缩微裂缝。

塔河奥陶系储集层由上述3种基本储集空间类型按不同的方式及规模组合成3种储集体类型:溶洞型、裂缝—孔洞型、裂缝型。

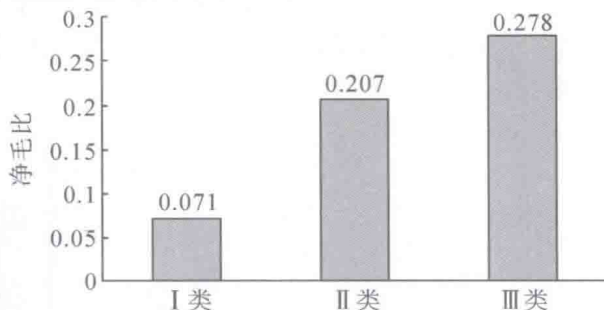


图 1-3 塔河油田 6~7 区储层净毛比分布图

从钻井揭示的有效储层(包括有效的裂缝型、裂缝—孔洞型和溶洞型储层)的净毛比分布图(图 1-3)看, I类净毛比平均为 0.071, I + II类净毛比平均为 0.278, 反映储集体较发育(塔河 4 区 I类储层 0.075, I + II类净毛比平均为 0.388)。

从钻遇溶洞情况分析, 6~7 区(包括多井单元内的相邻区块的油井)完钻 157 井次, 共有 97 井次井钻遇 139 个洞, 钻遇率 61.8%。

6~7 区溶洞钻遇率较高, 与塔河油田其他区块相比钻遇率仅低于 4 区, 高于 2、10、12 区和托甫台地区。从钻遇溶洞高度来看, 大于 5 m 的有 51 个, 占 41.2%, 平均洞高为 7.7 m, 高于 2 区、托甫台区, 与 4、10 及 12 区相比略低(表 1-1)。

表 1-1 塔河油田奥陶系油藏溶洞钻遇情况对比统计表

区块	溶洞钻遇率/%	平均洞高/m	溶洞充填情况
6~7 区	61.8	7.7	以未充填洞为主, 西南部砂泥质充填较为严重
2 区	51.8	7.0	充填几率大, 以砂泥质为主
4 区	69.7	10.0	以未充填洞为主, 少量砂泥质充填
10 区	57.3	9.4	充填几率大, 以砂泥质为主

续表

区块	溶洞钻遇率/%	平均洞高/m	溶洞充填情况
12区	45.3	8.4	以未充填洞为主, 少量砂泥质充填
托甫台区	39.6	5.2	基本未充填

4个构造带的溶洞钻遇率为45.7%~68.1%, 平均61.8%。构造中轴部溶洞发育程度最高, W74和W67单元较为发育(表1-2)。

表 1-2 6~7区构造单元钻遇溶洞率统计表

构造单元	冲蚀沟谷	东轴部	西部斜坡	中轴部	合计
钻遇溶洞井数/口	16	16	16	49	97
总井数/口	35	26	24	72	157
溶洞钻遇率/%	45.7	61.5	66.7	68.1	61.8

1. 溶洞的纵向分布特征

从实钻溶洞情况来看, 表层溶洞最为发育。4个构造带共钻遇各类溶洞139个, 其中C1段钻遇74个, 占钻遇总溶洞的53.2%; C2段钻遇49个, 占钻遇总溶洞的35.3%; C3段钻遇16个, 占钻遇总溶洞的11.5%。说明表层溶洞最为发育, 越往下溶洞钻遇率降低, 见图1-4。

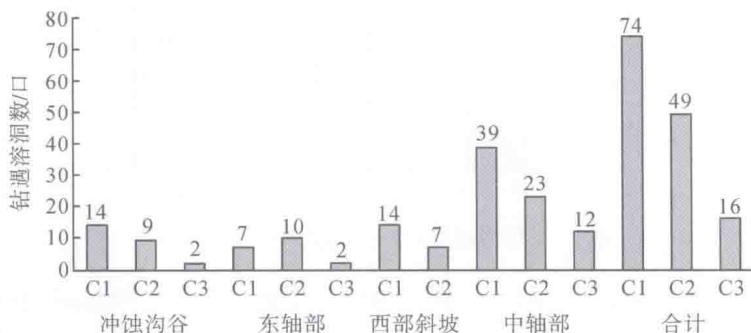


图 1-4 6~7区分段钻遇溶洞分布柱状图

2. 溶洞的平面分布特征

从实钻溶洞来看, 平面分布发育主要有以下特征:

1) 溶洞主要分布在构造轴部

6~7区溶洞整体比较发育, 溶洞与古地貌和裂缝及断裂的发育程度密切相关, 平面上洞穴多分布在构造轴部的断裂带、强构造变形区。同时, 洞穴的横向延伸方向(走向)与断裂伴生张裂缝的走向关系密切; 在多组断裂的交汇部位, 也容易形成大型洞穴。

2) 中一南部井区充填程度相对较高

6~7区钻遇的溶洞中未充填洞64个、部分充填洞20个、充填洞55个, 未充填、部分充填洞占总数的60.4%, 总体以未充填、半充填洞为主。冲蚀沟谷区则整体充填较重, 全充填洞占了52%, 在4个构造带中比例最高。

1.2 碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术进展

20世纪80年代国内对碳酸盐岩的研究开始起步,随着国内碳酸盐岩油藏的不断发现而兴起,塔河奥陶系碳酸盐岩油田的发现使缝洞型碳酸盐岩油藏在国内成为了研究的热点。

1985年,王瑞和等运用近视力学,改进以往计算方法和模型,用数模方法计算了多重介质底水油藏的一些开发指标。1996年柏松章对碳酸盐岩储层的驱油机理、底水运动和渗流特征等特点做了一定的研究。

2003年,针对塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏的地质特征,结合目前塔河油田奥陶系油藏的开发经验和实践,鲁新便提出了缝洞型碳酸盐岩“缝洞单元”的概念,为之后缝洞型碳酸盐岩油藏有效开发指明了方向。

2005年,陈志海等根据裂缝和溶洞在储集体内的组合关系,建立了6种渗流模式,从油井钻遇不同缝洞型储集体类型的角度分析了其开采特征。

梁元帅等(2011)针对大型复合酸压是塔河油田针对碳酸盐岩缝洞型油藏常规酸压未建产或产能低的油井提出的一项新型重复酸压改造技术。该技术提高或恢复了部分低产低效及未建产井产能,增油效果明显,但存在一定的差异。在系统分析大型复合酸压井前期油藏特征和酸压效果基础之上,提出了大型复合酸压的地质选井原则。分析认为,高效大型复合酸压井主要选择位于油气富集有利部位、地震属性特征较好(振幅变化率强、反射体规模较大)、前期酸压显示未有效沟通的储集体、生产能量不足且产能较低(累产低)、注水替油效果不佳的井,同时在具有前述地质特征条件下距储集体中心距离较大的井优先选择。

耿宇迪等(2011)提出为最大限度地提高长裸眼段水平井的改造效果,针对塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏特点,采用优选的酸液体系、优化的施工工艺等适于缝洞型碳酸盐岩油藏水平井酸压技术系列,使酸压措施尽可能多地沟通近井地带的缝洞体,较大幅度地提高水平井产量,取得了良好的应用效果。

刘学利等(2011)为了探索塔河油田注水替油开发后期提高采收率的技术手段,开展了注 CO_2 驱油实验和数值模拟研究。选择典型碳酸盐岩缝洞单元W86,采用物理模拟和理论模拟相结合的方法,评价了塔河油田稀油注 CO_2 开发的可行性。利用高温高压PVT仪研究了W86地层流体注 CO_2 气的增容膨胀性;利用细管实验测试了地层流体注 CO_2 的最小混相压力。在实验分析和模拟的基础上,运用组分模型开展了塔河油田W86区块注气数值模拟研究,对比了衰竭式开发、注水开发、注烃类气和注 CO_2 气开发的效果。研究结果认为,塔河油田W86区块稀油注 CO_2 混相压力为26.3 MPa,在地层条件下可实现混相驱;数值模拟结果显示注 CO_2 驱在水驱基础上可提高采出程度9.45%。

李生青等(2011)针对塔河油田奥陶系油藏储集空间主要以洞穴为主,其次为裂缝、溶蚀孔隙、溶蚀孔洞;储层相对较发育,但其发育状况受构造变形和岩溶作用共同控制,储集类型、储集空间的分布规律比较复杂,具有较强的非均质性。在前期缝洞单元的初步划分的基础上,我们对单元实施注水开发后,开发效果得到明显改善。本书通过对

W48 单元注水开发进行详细剖析,分析注水开发机理,注水受效机理,注水技术政策,指导下步缝洞型碳酸盐岩油藏的注水开发。

胡文革等(2012)针对塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏储集体非均质性强,油水关系复杂,部分井水层在高返排水后出油。通过与四川盆地排水找气机理的对比分析,认为塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型油藏具有排水找油的基本条件,通过实践获得成功,并提出选择“排水找油”井的一些标志:一定储集空间、水体能量弱、有较好的录井显示、测试见油花或有硫化氢显示。排水找油的成功加深了对塔河油田碳酸盐岩油藏成藏规律的认识,探索了碳酸盐岩油藏新的开发途径。

刘中春(2012)综合分析了塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏的开发历程,确定油井过早出水、储量动用能力低、天然能量不足是天然能量开发阶段采收率低的主要原因;水驱效率低是注水开发阶段采收率低的主要原因。同时分析了目前缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率面临的主要问题,初步探索了缝洞型油藏提高采收率的途径,提出了天然能量开发阶段以“整体控水压锥、提高油井平面和纵向上储量动用能力”,补充能量阶段以“优化、改善注水开发为主,注气、稠化水驱等扩大波及体积的方法为辅”的提高采收率技术思路,对塔河油田进一步提高采收率具有重要的意义。

荣元帅等(2013)针对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏试注阶段出现见效井组少、有效期短和含水率上升快等问题,在系统分析前期现场注水试验并结合室内研究成果的基础上,提出了碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式,即保压、多阶段、立体注水开发。保压开发是指保持地层压力开发,减缓由于能量衰减而造成的递减或抑制底水锥进;多阶段开发是指在不同注水开发阶段,采用不同的注水方式、注采参数及配套技术进行开发,注水受效前适当大排量试注验证连通性并建立注采关系,受效后至效果变差前期采用温和注水,后期则适当提高排量周期注水,并考虑换向注水及注水调剖;立体注水开发是指根据缝洞发育规律、剩余油分布以及连通状况,建立立体开发的注采井网,实行双向或多向注水、分段注水、低注高采、缝注洞采等注水开发方式及配套技术进行开发。

秦飞等(2013)针对碳酸盐岩缝洞型油藏的堵水现状,开展了堵剂漏失的预判和原因分析,分析研究了适合塔河油田特色的暂堵和堵漏工艺,主要包括中密度固化颗粒、颗粒形体膨堵剂、可溶性硅酸盐凝胶 3 项暂堵工艺;复合密度选择性堵水、瓜胶液前置多级复合段塞堵水 2 项堵漏工艺。经现场应用表明,针对不同漏失程度的井,3 项暂堵和 2 项堵漏工艺应用效果较好。

窦之林(2014)以塔里木盆地塔河油田为例,应用系统层次化的研究方法,将多种缝洞组合、多种油水关系、多套压力系统的复杂油藏,分解成缝洞成因相似、压力系统相同的若干缝洞单元,形成了动、静相结合的缝洞单元综合评价方法以及“平面分单元、分储集类型、纵向分段”的体积法储量计算和储量分类评价方法。目前该方法在塔河油田开发实践中应用效果较好,已推广应用到整个塔里木盆地的碳酸盐岩油气开发和缝洞型油藏描述中。该方法对非常规油藏也具有一定的指导意义,主要是依托高精度三维地震、钻井和动态资料,进一步提高非常规油藏的描述精度。

何星等(2014)针对缝洞型油藏漏失井堵水技术难题,运用室内实验和现场评价的方

法,研发了适合塔河油田高温高盐地层的高温凝胶预堵漏体系和具有油水选择性的可固化颗粒主体堵剂体系,并提出了多级分段堵水工艺和配套的堵后控压酸化工艺。该堵水工艺在 M801(K)井应用后,取得了较好的堵水增油效果,对今后塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏堵水有一定的借鉴意义。

谭聪等(2014)针对塔河油田奥陶系断控岩溶油藏为典型的缝洞型油藏,具有剩余油挖掘潜力较大、注水开发效果明显等特征,但该类储集体采用不合理的注水方式极易造成注入水沿储集体上部通道快速窜进,出现暴性水淹,致使水驱效率低,稳产时间短。利用油藏数值模拟技术结合矿场统计的方法,从断控岩溶的主控因素出发,给出该类型储集体合理的注水方式及注采参数,为今后提高该类型储集体的采收率提供借鉴。

于腾飞等(2015)塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏储集空间类型特殊,地层流体以“管流”形式为主,油井压降波及各连通水体时间段存在差异,导致利用水驱曲线法标定技术可采储量中存在开发阶段限制,同时测算单元可采储量也受开发政策、区块油水产量变化特征影响而存在偏差。通过对塔河油田碳酸盐岩油藏单井水驱曲线进行分析,发现其大体上可分为3种类型:单一直线段、两段式台阶状曲线及不规则水驱曲线。对于 W65 缝洞单元处于注水开发中期,区块生产井数较少,单井含水及产量变化影响区块整体油水生产变化趋势,区块综合含水波动较大,在尚未形成稳定的高含水开发,采用甲型水驱曲线计算结果不能代表单元当前可采储量现状。对于塔河 B 区注水后期开发效果变差是采收率下降的主要原因,采用甲型水驱曲线计算可采储量结果较为可靠。

李宗继等(2015)塔河 9 区奥陶系为碳酸盐岩缝洞型凝析气藏,具有一定的特殊性,如何研究落实碳酸盐岩有利储层分布状况是开发工作中的难点。通过断裂特征研究、趋势面分析技术、有利地震反射特征识别及振幅变化率分析,明确了塔河 9 区奥陶系碳酸盐岩有利储层分布特征,形成了适合塔河油田的碳酸盐岩缝洞型凝析气藏储层描述技术。采用断裂、褶曲正地形、有利地震反射特征及振幅变化率等分析技术,基本可确定碳酸盐岩凝析气藏有利储层分布情况。该技术在塔河 9 区奥陶系滚动产能建设中取得了积极应用效果,对相同或类似的气藏具有较大的推广前景。

鲁新便等(2015)塔河地区上奥陶统覆盖区的碳酸盐岩地层经多期构造变形和岩溶作用后,沿大型溶蚀断裂带形成了各种不规则的缝洞体。利用高精度三维地震的精细相干、振幅变化率、地震时间切片等技术,结合野外露头、大量钻井资料和生产动态数据进行综合研究,首次提出了断溶体圈闭的理论概念,阐述了塔河上奥陶统覆盖区断溶体油藏的形成机理及其特征,依据其空间展布形态和控制因素将其划分为条带状、夹心饼状和平板状等。实践证实,断溶体圈闭(油藏)是塔河外围斜坡区极为特殊的一种油气藏类型,不同类型断溶体油藏开发效果差异较大,其中条带状断溶体油藏开发效果最好,该类圈闭的研究成果对塔里木盆地同类油藏的勘探开发都具有重要的借鉴意义。

胡蓉蓉等(2015)研究了塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注气替油提高采收率机理,开展了原油物性实验、相态分析和注气驱油数值模拟研究。为研究注气驱油机理,首先对区块原油的 PVT 进行参数拟合。结果表明:塔河油田注氮气驱油为非混相过程,注二氧化碳驱油为混相过程;注氮气驱油的作用机理为降低原油黏度、体积膨胀补充地层能量、驱替微小孔径中的原油及重力分异形成人工气顶置换顶部剩余油;注二氧化碳驱油的作

用机理为降低原油黏度、体积膨胀补充地层能量及降低油气界面张力；非混相注气驱油比混相开发效果好。

郑松青等(2015)从油水相对渗透率比与含水饱和度的关系出发,对丁型水驱特征曲线(纳扎洛夫水驱特征曲线)进行了推导,从理论上证明了丁型水驱特征曲线直线段斜率的倒数同地质储量呈线性关系。通过对塔河油田 12 个单元区块的统计,验证了这一结论,同时确定了缝洞型油藏的线性比例系数为 6.4,建立了利用丁型水驱特征曲线计算地质储量的方法。利用这一方法,对塔河油田 M7-607 单元和 M7-615 单元的单井井控储量进行计算,计算结果同地质认识具有较好的一致性。说明利用该方法计算塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏单井井控储量是可行的。

赵建等(2016)塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏非均质性强,采用井控容积法计算地质储量时,含油面积的取值存着诸多不确定因素,导致计算结果与后期对油藏的认识出现偏差。结合塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏探明储量计算误差因素分析,重点剖析储量各参数对储量计算误差的影响程度,明确指出对于非均质性强的缝洞型碳酸盐岩油藏,含油面积和有效厚度的变化是影响地质储量计算精度的主要因素,并对此提出相应的解决办法:根据塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏特点,改进的容积法是以缝洞单元为储量计算单元,纵向上以缝洞单元内储集体相对致密段为分隔进行储集体分段,平面上以 3 种类型储集体发育范围结合井控圈定含油面积分别计算储量;根据振幅变化率、波阻抗和振幅梯度等地震属性阈值可以确定溶洞型储集体分布的范围。计算方法改进后,储量计算结果减少到井控容积法的约 60%,大大提高了储量计算精度和探明储量的可开发动用程度。

第2章 缝洞单元识别与划分

2.1 井剖面缝洞层的识别

2.1.1 缝洞体井剖面响应特征

1. 洞穴型储层

溶洞是工区内碳酸盐岩中有效储集空间之一，洞孔隙度发育极不均匀，分布区间从0%~21%不等。未充填的巨洞岩芯上难以发现，主要根据钻井放空、严重漏失等现象判断，巨洞主要分布于地表岩溶带和潜流岩溶带。

1) 未充填洞穴型储层(I-A-1)

其电性特征具有相当低的电阻率值(主要为侵入的泥浆电阻率值)，以及异常高的声波时差、中子(泥浆影响)和较低的密度(近于泥浆密度)。这类储层与半—全充填洞穴型储层的主要区别是自然伽玛，两者由于所含泥质充填程度(堆积形式)的不同，具有砂泥炙充填的洞穴段在自然伽玛相对于未冲天洞高(一般为16~30 API)，再配合参考钻井录井特征(多出现泥浆漏失、放空等)、井径曲线多有扩径现象，这些特征可以对这类储层进行识别。

MK457井5620~5626 m(见图2-1)，是一段溶洞型储层。该段的自然伽玛曲线变化比较平缓，且值小于15 API，说明该段储集层是一段不具有泥质充填的溶洞型储层；井径有明显扩径，达到了8 in(原钻头尺寸为5 in)；深浅双侧向电阻率值较上下围岩有明显的降低，深侧向电阻率值降到了 $10\ \Omega\cdot\text{m}$ 左右，浅侧向则更低，且表现为明显正差异；声波时差孔隙度曲线值较上下围岩地层有异常增大，最高甚至可达 $250\ \mu\text{s}/\text{ft}$ 左右；中子孔隙度值较上下围岩也有比较明显增大，达13%左右，说明储层孔洞发育且有泥浆侵入。由于井况原因，该井段无密度测井资料，但密度测井值对应于未充填溶洞处应有异常降低。该段5622~5624 m的成像测井资料显示对应于常规测井曲线异常的地方，是一系列连续黑色块状的洞穴(见图2-1)。

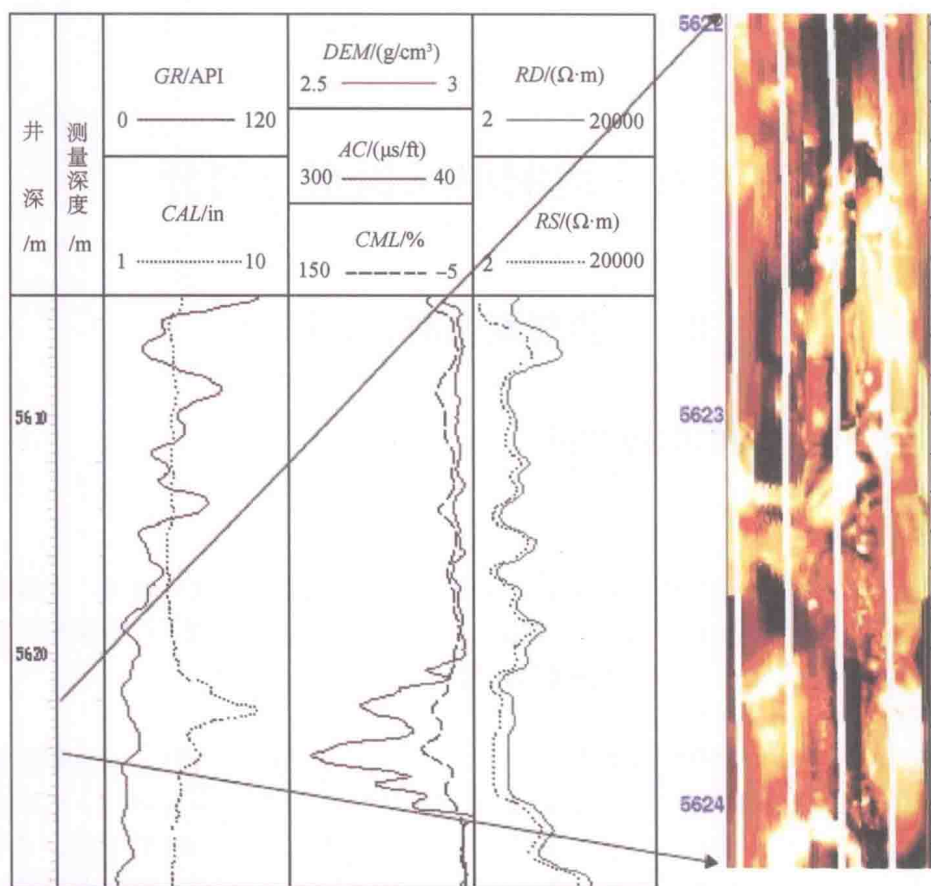


图 2-1 MK457 井 5620~5626 m 溶洞(未充填)发育段

M808(K)井就钻遇到下奥陶统鹰山组顶部的两个未充填溶洞段(如图 2-2), 其中的 5763.51~5793 m 井段(厚约 29.49 m)是目前塔河油田主体区所发现的最大的未充填溶洞。在 5690~5694.4 m、5763.5~5796.64 m 两个井段钻井中均出现放空和井漏, GR 值低(14.6API), CAL 井径大(14"以上), 扩径严重, 声波达到 137.4 μs/ft, 密度降低到 1.0 g/cm³, 中子达到 85.7%, 三孔隙度测井基本上只反映了洞中泥浆滤液的电性, 浅侧向 RS 为 0.3 Ω·m, 深侧向 RD 为 5 Ω·m, 显示出水层特征。K1 大于 1.2, K2 大于 2.0, K3 为 0.6~1.0, K4 大于 1.0 且为高跳值, K5 小于 0.5 且为低跳值, K4 与 K5 交会呈高值正差异, 差异明显大, K6 为高值, 大于 2.5, K7 为高值, 一般大于 0.8, K8 为低值, 接近于 0。后对 5519.64~5707.86 m 井段进行原钻具求产测试, 地层实际累计产水 162.5 m³, 通过测试定性认为该测试层为水层。

M808(K)井 5760~5793 m 井段由于钻遇了巨型溶洞, 钻进至该井段时放空, 漏失 1.03 g/cm³ 的油田水 550 m³, 未获得可靠的测井数据资料, 该井段进行原钻具求产测试, 累计产水 256.2 m³, 结论为水层。本井储集性能很好, 却只产水。

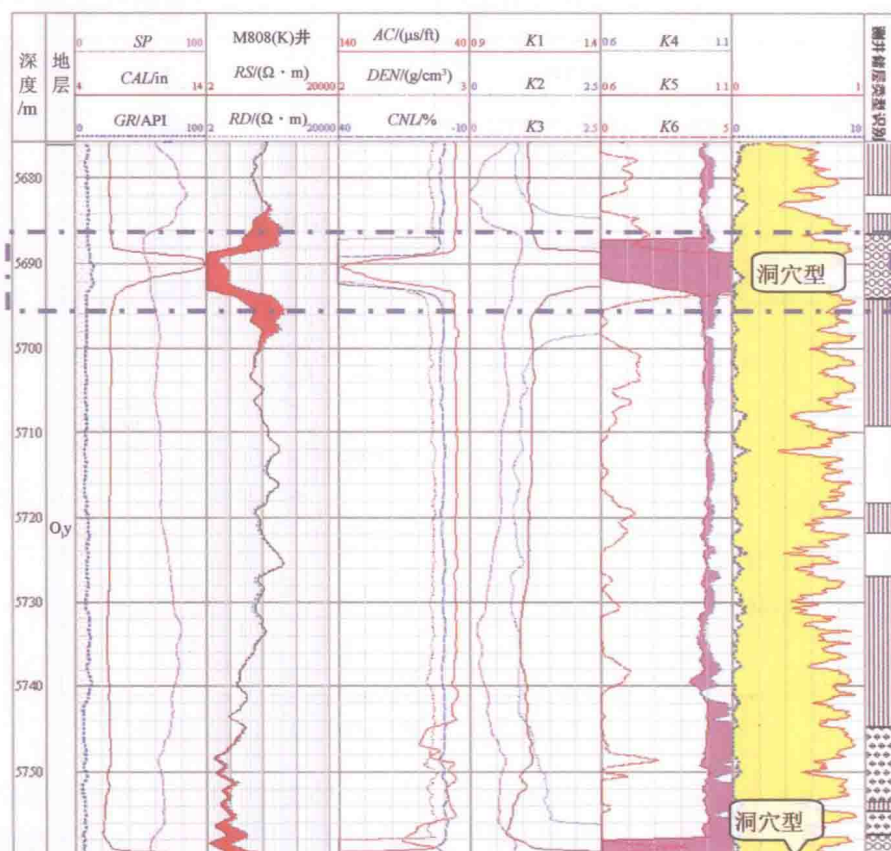


图 2-2 M808(K)井鹰山组储层测井特征图

2) 砂泥质半充填(I-A-2)和全充填(I-A-3)洞穴型储层

在 4、6 区常见有砂泥质充填的洞穴型储层, 8 区该类型相对较少, 其测井响应特征相对于未充填洞穴型储层来说, 在充填段自然伽玛(GR)测井值相对于上下围岩有明显增大, GR 值大概为 40~135 API, 相当低的电阻率(小于 $10 \Omega \cdot m$), 比其他类型储层更高的声波时差、补偿中子和更低的密度, 在综合测井曲线图上很容易加以识别。地质录井上也常伴有泥浆漏失、钻时加快等特征。在 FMI 图象上具有砂泥岩的结构显示特征。

MK634 井 5578~5583 m 段(见图 2-3), 是一段砂泥质半充填洞穴型储层。该段的自然伽玛测井曲线在洞的下部出现一个高峰, 值达 47 API, 而在洞的上部自然伽玛曲线值小于 15 API, 和上下围岩的值相近, 且变化平缓; 说明该段储层是一段下部有砂泥质充填, 而上部未充填的洞穴型储层。井径有明显的扩径; 深浅双侧向电阻率值较上下围岩有明显的降低, 最低降到了只有 $12 \Omega \cdot m$ 左右; 声波时差孔隙度测井曲线值较上覆、下伏地层有异常增大, 最高可达 $63 \mu s/ft$; 中子孔隙度测井值较上下围岩也有比较明显增大, 达 7% 左右; 密度测井值在该段也降低明显, 最低甚至小于 $2 g/cm^3$ 。

M702 井 5697~5698 m 井段溶洞及溶洞上下井段自然伽玛值较高, 为 50 API; 铀相比比值($K7$)较高(0.63~0.81), 铀钍比值($K8$)低(0.6~1.1), 反映充填的砂岩(取芯)岩性不纯; 声波($K4$)和密度($K5$)相对比值呈同向异常高值; 双侧向电阻率较低($40 \Omega \cdot m$),