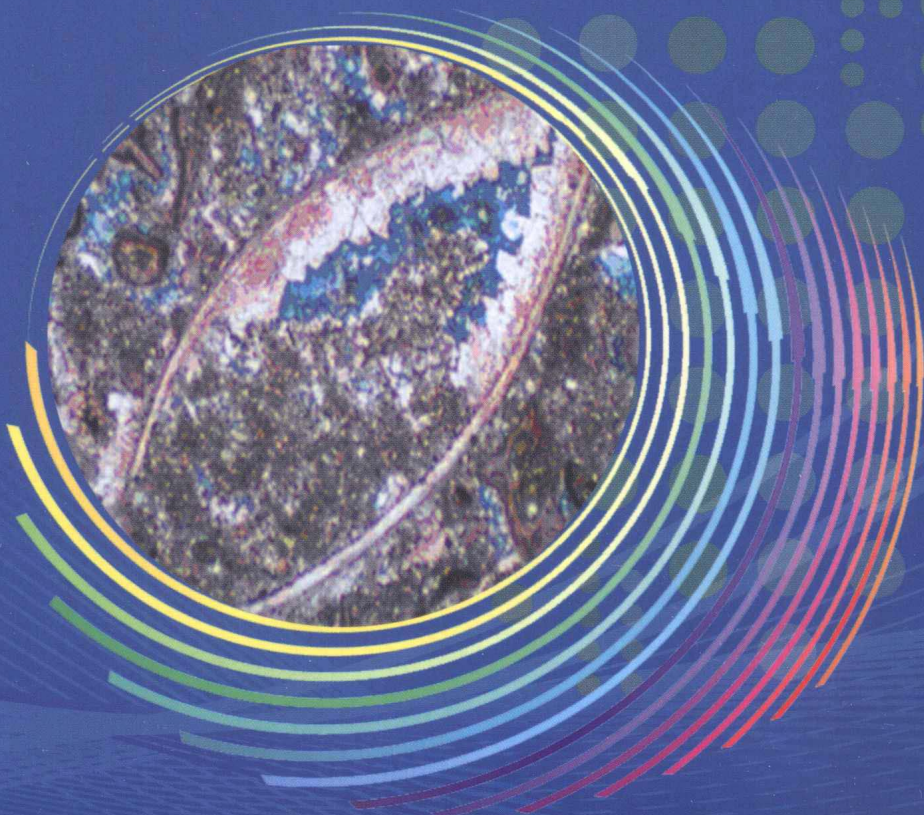


陈永武 主编

全国油气储量 评价方法与技术进展

—— 碳酸盐岩油气藏储量评价专辑
(第二辑)

QUANGUO YOUQI CHULIANG PINGJIA FANGFA YU JISHU JINZHAN



石油工业出版社

全国油气储量评价方法与技术进展

——碳酸盐岩油气藏储量评价专辑

(第二辑)

陈永武 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书汇集了2010年召开的“全国碳酸盐岩油气藏储量评价和技术研讨会”以及“塔里木盆地碳酸盐岩油气藏储量评价和计算技术研讨会”上的30余篇优秀论文,内容主要包括利用物探资料识别和预测碳酸盐岩储层、测井参数和有效储层评价、裂缝—孔(洞)隙型储量评价计算技术、试油试采信息和开发动态信息在储量计算中的应用、起算标准和采收率的研究、储量计算方法及SEC新准则在碳酸盐岩油气藏储量评估中的尝试等涉及全国各有关盆地碳酸盐岩油气藏储量评价和计算中新方法、新技术的研究与探索,为各油气田单位、研究部门在今后做好碳酸盐岩油气藏储量的评价和计算提供了宝贵的实践经验和参考资料。

本书可供从事油气储量评价工作的科研人员参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

全国油气储量评价方法与技术进展.第2辑,碳酸盐岩油气藏储量
评价专辑/陈永武主编. —北京:石油工业出版社,2012.7

ISBN 978-7-5021-9097-2

I. 全…

II. 陈…

III. 碳酸盐岩-油气储量-评价-中国-文集

IV. TE155-53

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第113592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:<http://www.petropub.com.cn>

编辑部:(010)64523543 发行部:(010)64523620

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

2012年7月第1版 2012年7月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:20.75

字数:500千字

定价:80.00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

《全国油气储量评价方法与技术进展(第二辑)》

编 委 会

主 编：陈永武

副主编：康伟力 韩 征

编 委：戴少武 吴国干 王庆如 王招明

胡晓春 郭齐军 王永祥

前 言

针对塔里木盆地近年来在评价和计算奥陶系碳酸盐岩油气藏储量时存在的问题,国土资源部油气储量评审办公室和石油学会油气储量工作委员会共同举办了“全国碳酸盐岩油气藏储量评价和技术研讨会”以及“塔里木盆地碳酸盐岩油气藏储量评价和计算技术研讨会”,就应用物探资料识别、预测碳酸盐岩储层缝洞体系、碳酸盐岩测井信息评价、油气试井评价、储量计算方法和储量参数及油气藏动态评价等方面内容进行研讨和交流。这些交流成果基本代表了近年来各地区、各单位在碳酸盐岩油气勘探评价技术方面的研究现状。技术的发展和进步,使碳酸盐岩油气藏地质条件和风化壳缝洞型储层的评价认识进一步得到深化,也提高了碳酸盐岩油气藏评价和储量计算的水平。

通过研讨会的交流,总结了全国各地区碳酸盐岩油气藏储量计算方法与技术方面的经验和体会,并针对塔里木盆地碳酸盐岩储层缝洞系统的定量刻画、量化计算、测井参数评价、油层试井评价、储量计算方法和参数选择等关注的问题展开深入的讨论,并取得了一些共识,提出了新的研究思路和工作措施。通过讨论,会议组织部分专家就现阶段塔里木盆地碳酸盐岩储量评价、计算技术进行了专门讨论,在油气储量评价的地质研究、井控程度、应用地震信息评价碳酸盐岩储层和测井储层参数评价、储层下限评价及计算方法等方面提出了技术要求,供各地区在碳酸盐岩油气藏评价和储量计算时参考使用。

会议得到了各油公司的大力支持,中国石化和中国石油塔里木油田公司分别承办了这两次会议,在此一并表示谢意。

目 录

塔里木盆地碳酸盐岩储层评价技术难点与储量评价	陈永武(1)
塔河油田奥陶系岩溶缝洞型油气藏储量计算方法的研究与探索	岳建华 阎 华 魏 斌 杨 敏 李 峰(4)
塔里木盆地碳酸盐岩典型油气藏特征与储量评估方法思考	杨栓荣 庞雄奇 缪长生 肖 克 罗 敏 杨俊丰(23)
流花 11-1 油田礁灰岩储层储量研究及开发实践	梁 卫 李 彬 薛怀艳 江若霓(29)
低渗强非均质碳酸盐岩气藏气井控制储量评价方法研究	付金华 兰义飞 王宏娥 伍 勇(40)
塔里木盆地塔中 I 号气田开发动态信息在储量评价中的应用	赵仁德 邓兴梁 陈立新(50)
测井精细解释在普光气田储量计算中的应用	钱 勤 夏 宁 袁卫国 李淑荣 陈 芳(59)
涪洲 A 油田灰岩裂缝评价及油气藏储量评估	杨朝强 曾远芳 李英蕾(69)
济阳坳陷碳酸盐岩潜山测井储层评价及储量计算	耿 斌 黄文英 翟晓英 秦东风(77)
碳酸盐岩潜山油藏综合评价方法研究	康志勇 张爱华 李焕宝 吕 滨(84)
碳酸盐岩油气藏评价与储量计算在流花 4-1 油田的应用	王庆如 衡立群 薛怀艳 秦 峰(94)
鄂西渝东地区碳酸盐岩有效储层测井评价	关红梅 袁明前 郭淑霞 潘利生 喻 璐(108)
概率法在缝洞型碳酸盐岩油气藏储量评估中的应用——以塔中隆起北斜坡下奥陶统岩 溶油气藏为例	韩剑发 吉云刚 敬 兵 于红枫 赵宽志 孙 东 于文霞(113)
气井控制储量计算方法评价	朱 斌(122)
普光气田碳酸盐岩储层孔隙度的测井评价方法	谭海芳(131)
石油天然气储量起算标准产量确定方法研究	张伦友 青 红 黄嘉鑫(140)
建南气田飞三段气藏储层与储量评价研究	王韶华 曾 勇 马登峰 刘文杰 郭子鹏 沈 童(150)
渤海海域湖相碳酸盐岩储层的研究方法	赵春明 杨庆红 张建民 田晓平 马奎前 柴世超(155)
裂缝—孔隙型气藏储量计算问题及针对性分析方法	冯 曦 杨学锋(163)

碳酸盐岩气藏储量参数测井评价方法	李敬功	胡光义	周改英	王亚青(167)
塔里木盆地碳酸盐岩油气藏储量评价与计算方法				
.....	潘文庆	吉云刚	韩剑发	赵福元
	郑多明	杨栓荣	徐彦龙	张正红(175)
塔河油田碳酸盐岩油藏探明储量研究	岳建华	李新华	李 峰	潘 林(184)
塔河碳酸盐岩缝洞型油气藏储量分类评价研究	李新华	鲍 典	李 峰	(204)
碳酸盐岩油气藏开发效果和计算方法及储量参数评价				
... 邓兴梁	施 英	袁玉春	于登跃	缪长生
	刘应飞	陈利新	范秋海	张亚光(216)
塔里木盆地碳酸盐岩缝洞型储层地震信息识别与储层预测及效果评价				
.....	郑多明	沈 凤	陈 丰	敬 兵
				高莲花(226)
塔河油田碳酸盐岩缝洞体识别与预测效果评价	刘 群	李海英		邓光校(236)
塔里木盆地碳酸盐岩油气藏测井信息评价与储量参数方法研究	肖承文			刘兴礼(248)
塔河油田碳酸盐岩储量参数测井计算方法研究	蔺学旻	赵 冉		王建英(262)
利用试油试采信息评价动态储量	余治成			牛新年(274)
中石化探区缝洞型碳酸盐岩油藏储量计算方法探讨	张 玲	庄 丽		魏 萍(279)
塔河地区缝洞型碳酸盐岩油藏新增储量采收率评估方法剖析				袁自学(288)
华北油田碳酸盐岩油气藏储量参数确定方法探讨				
.....	武翠芝	涂太明	王 健	肖 伟(298)
SEC 新准则下类比油藏在塔里木碳酸盐岩油气储量评估中的应用				
.....	蒋 新	杨栓荣	谢锦龙	曹崇军
				孙秋分(309)
鄂尔多斯盆地碳酸盐岩气藏储量评价与计算特点	周 虎	战 沙		桂小军(315)

塔里木盆地碳酸盐岩储层评价技术难点与储量评价

陈永武

(国土资源部油气储量评审办公室)

塔里木盆地是油气资源丰富的大型盆地,它既有丰富的油气资源又具有复杂的油气成藏地质条件,数次油气资源评价都给予了较高的评价,尤其是近年来,对盆地地质认识的不断深化和勘探开发技术的不断进步,探明储量和产量在快速增长。全国新一轮油气资源评价认为盆地石油地质资源 $80.6 \times 10^8 \text{t}$,可采资源 $23.9 \times 10^8 \text{t}$,可采资源比第二轮资源评价多近 $8 \times 10^8 \text{t}$;天然气地质资源量 $8.86 \times 10^{12} \text{m}^3$,可采资源 $5.86 \times 10^{12} \text{m}^3$,可采资源比第二轮资源评价多 $2.86 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。我国西部下古生界的石油地质资源量 $39 \times 10^8 \text{t}$,可采资源量 $8.75 \times 10^8 \text{t}$,天然气地质资源量 $1.46 \times 10^{12} \text{m}^3$,可采资源量 $0.95 \times 10^{12} \text{m}^3$,大部分集中在塔里木盆地。近些年来,盆地探明的油气储量不断增加,但由于下古生界碳酸盐岩储层较强的非均质性和油气藏的复杂性,使碳酸盐岩储量的开发效果未完全显现。因此,对塔里木盆地碳酸盐岩油藏的认识、油气储量的评价方法和储量参数的选取和开发技术仍需不断实践加以完善。

1 塔里木盆地碳酸盐岩储层特征和油气储量评价的主要技术难点

塔里木盆地碳酸盐岩储层的复杂性增加了油气储量评价和计算的难度和风险。

1.1 塔里木盆地碳酸盐岩储层的发育条件和主要特征

盆地碳酸盐岩储层主要指寒武—奥陶系含油气层段。由于塔北轮南、塔河、哈拉哈塘和英买力地区及塔中地区在地质历史上经历过加里东、海西期等历次构造运动的变迁和改造,使这些地区的碳酸盐岩储层形成了不同于其他地区、具有本区特有的复杂储集性能的产层。本区碳酸盐岩储层的主要发育条件和特征有:

(1)有利沉积相带是储层发育的重要基础条件。奥陶系的鹰山组、一间房组在塔北地区主要以相对静水的开阔台地相的台内洼地亚相和台内浅滩亚相为主,岩性主要为亮晶砂屑灰岩、砂砾屑灰岩夹泥晶灰岩。良里塔格组主要为台地边缘的台缘洼地或滩间海夹台缘滩,岩性主要为藻粘结岩、藻礁灰岩和砂屑灰岩。塔中地区的良里塔格组和鹰山组为一套开阔台地相的台内滩和滩间海及交互沉积的一套亮晶砂屑灰岩、云质灰岩和云灰岩等。有利的相带为储层的淋滤改造提供了良好的岩性条件。

(2)构造运动及强度控制着各区储层的发育程度。加里东运动和海西运动是控制奥陶系内幕和奥陶系之后对储层改造的主要动力。塔北地区在泥盆纪晚期的古南天山洋板块活动以来一直处于长期隆起,形成大范围的剥蚀区,加上历次构造运动的叠加改造,发育了不同期次和不同规模的断裂,使良里塔格组、一间房组和鹰山组接受长期的风化淋滤改造,塔中地区早奥陶世 I 号断裂使塔中地区隆升缺失中奥陶统和部分上奥陶统,并使鹰山组遭受剥失和强烈

的风化淋滤形成良好的风化壳型储集层段。

由于这些地区储层的发育主要受后期构造运动的影响和风化淋滤的改造,各地区的碳酸盐岩储层的共同特点是无论从横向上还是纵向上,储层的发育程度多与断裂(裂缝)和风化淋滤的强度有关,淋滤带(油藏)往往是由大量不同规模的岩溶缝洞单元在空间上叠合组成的大型碳酸盐岩缝洞型储集层段,在厚度和平面分布上表现出不规则层状或似层状特征。储集空间除了发育有粒(晶)间孔隙外,更多的发育有缝洞双重介质孔隙结构,且各缝洞体的连通性较差,非均质性强。这对储量评价中的井控程度和有效厚度以及含油气面积的确定及储量参选择等工作产生较大的影响。

(3)油(气)水分布复杂。塔里木盆地碳酸盐岩油气藏的油(气)水分布非常复杂,同一个储量区块甚至邻井的油(气)水分布都有较大的差异,具有“一井一藏”的特点。最典型的是塔中 I 号断裂带东西延展 200 多千米,但油气水界面的深度差可达 1800 多米之多。这种断裂改造和差异风化淋滤造成碳酸盐岩极强的非均质性,大大增加了油气藏评价和储量估算的难度。

1.2 塔里木盆地碳酸盐岩油气储量评价、计算中的主要难点

以上所述碳酸盐岩储层的主要特征也是近年来储量评价和计算中面临的主要问题,以容积法计算储量所涉及到的主要难点有以下几方面:

(1)含油气面积的控制和确定。由于碳酸盐岩储层分布的不规则性,储量计算中含油气面积的确定是所遇到的主要难点之一。尽管近年来一直努力地应用地球物理信息结合钻井资料识别和预测储集体的分布取得了一定的效果,但碳酸盐岩储层强烈的非均质性和复杂的地表和地质条件下地球物理有限的分辨率难以有效地对储层作出准确的识别和预测,需要更多的探井和评价井结合采集高分辨率三维地震资料及其特殊处理来识别、预测有效储层(含油气面积)的分布。但井控程度如何掌握,才能满足含油气面积确定的精度,是储量评价计算中的主要技术难点。

(2)有效厚度下限和有效厚度的确定。碳酸盐岩强烈的非均质性给有效厚度下限和有效厚度确定增加了很大的难度,也是碳酸盐岩储量(油藏)评价计算的主要难点。尽管近年来根据测井信息和部分试井资料确定了 I 类和部分 II 类储层是有效储层(油气层),但各储量区块真正的有效储层的下限很少有试井资料予以证实。由于碳酸盐岩储层有效厚度具有不规则层状或似层状特点,各井区有效厚度分布差异很大,如何识别有效储层下限层和用一定数量的钻穿有效储层厚度的探井和评价井辅之高精度三维地震资料来确定各井区的有效厚度及其分布是今后储量评价和计算工作中要逐步解决的问题。

(3)单井产能和各储集体间连通性的评价。各储量区块中各井的油气产量差异较大,原油日产量多的达上百吨至数百吨,少的只有数吨。天然气产量多的可达数十万立方米至上百万立方米,少的只有数万立方米或更少,这都与碳酸盐岩油气层强烈的非均质性有关。如塔河油田的沙 48 井,初产日产量达 460 多吨,无水开采达 1000 多天,3 年后仍自喷日产油 100t 以上,含水 40%~50%,6 年后转机抽,日产油 60t,不含水,该井至今已累计产油 72×10^4 t。说明该井区储层的连通性较好,产量高且稳定。储层连通性差时,产量也低,即使初始产量较高,但很难稳定。因此,评价这类复杂油气藏储量时,须开展井组试采,或建开发试验区进行油气藏产能评价,或在探明储量前,可先期开发建部分产能,对油气藏和储量作出科学合理的评价。

2 油气储量评价和计算基本技术要求

根据对塔里木盆地碳酸盐岩油气藏复杂性的认识和储量计算规范的要求及油田单位、储量技术研究人员的共识,增加井控程度,无论是平面上还是纵向上都要增加对含油气面积和有效厚度的井控,在做好各类资料录取的基础上加强高分辨率地震勘探评价,不断提高地震识别和预测的精度,并加强对储层下限层的试井或生产测井和油气藏的试采,不断深化碳酸盐岩油气藏和储量评价认识。

为此,在各方面取得初步共识的基础上,提出以下碳酸盐岩油气藏储量评价的基本技术要求,供生产单位和研究单位参考。

(1)加强应用地球物理信息评价,提高识别和预测碳酸盐岩有效储层的水平。在保证地球物理资料采集品质和做好保幅处理的基础上,在各类探井、生产井资料的约束下,应用各种地震属性识别、评价和预测碳酸盐岩储层的质量、规模和分布,编制碳酸盐岩储层类别分布图和厚度分布图。

大中型油气藏提交探明储量报告的同时须提交应用地球物理资料描述碳酸盐岩储层的研究认识。

(2)含油面积井距控制。含油(气)边界确定要充分利用钻井、测试和地球物理资料。

①含油(气)面积边界井距。在地球物理储层预测的边界大于1~1.5km时,则从达到起算标准的含油(气)井外推1~1.5km确定含油(气)边界;当地球物理储层预测的边界小于1~1.5km时,则以地球物理储层预测的边界确定含油(气)边界。

②储量区块含油(气)面积内井距。在地球物理储层预测资料支持的条件下,井距控制在2~3km(油)和3~4km(气)。

(3)有效厚度井控程度。在地球物理储层预测资料的支持下,含油(气)面积内各类探井和生产评价井中须有1/3(气)~1/2(油)以上的井钻穿有效厚度,以此来约束地球物理储层预测。

(4)油气储量计算宜采用井点控制面积法(龟背法)。根据以上井网条件下,有效厚度取值采用:

①已钻穿有效厚度储层的各井直接取其有效厚度值。

②未钻穿有效储层厚度的各井有效厚度,以该井点地球物理储层预测厚度与含油(气)面积内已钻穿有效储层厚度各井平均净毛比之积求取。

(5)加强碳酸盐岩油气层的试井和生产测井工作。为了解、证实各类储层的含油气性,尤其是证实下限储层的含油气性,要积极做好试井工作,或在井壁条件允许的情况下,积极做好生产测井工作。

(6)加强各类探井(包括试采井(组))的试井工作。为了解、证实各类储层的地层性能、含油气性及其产能,在综合录井解释的基础上,按要求对油气层分层测试、取全取准各类资料,建立档案、做好评价分析。在提交探明储量报告的同时提交包括各井油气层试油试采资料在内的油藏产能评价报告。

(7)加强类比油气藏的研究。为做好碳酸盐岩探明储量的评价工作,选择国内外相似油气藏开展类比研究,尤其是塔里木盆地探明已开发碳酸盐岩油气藏特征和储量参数的类比研究。

此外,为做好塔里木盆地碳酸盐岩油气探明储量评价与计算工作,要积极探索新技术新方法如脉冲中子饱和度测井(PNN或PND)等在碳酸盐岩油气藏评价中的应用。

塔河油田奥陶系岩溶缝洞型油气藏 储量计算方法的研究与探索

岳建华 阎 华 魏 斌 杨 敏 李 峰

(中国石化西北油田分公司勘探开发研究院)

1 碳酸盐岩油气藏储量研究现状及存在问题

1.1 储量提交情况

塔河油田奥陶系油藏自从 1999 年提交了第一份探明储量报告开始,到 2008 年底,已先后申报、提交了 15 份奥陶系油藏石油、天然气探明储量报告。

塔河油田奥陶系油藏经过 10 年的勘探开发,现已经成为拥有探明含油气面积 1304km^2 ,探明石油地质储量 $7.8 \times 10^8\text{t}$ 、探明天然气地质储量 $815 \times 10^8\text{m}^3$,年产原油达 600 多万吨的大型油气田。

1.2 油藏基本特征

十年来的油气勘探、开发成果证实,塔河油田的基本构架是以奥陶系、泥盆系、石炭系、三叠系四套含油气层系叠合,以奥陶系为主要含油气层位的大型复合油气藏。奥陶系之上叠加成带分布的油气藏以低幅度背斜圈闭、岩性圈闭及复合型圈闭为主,由断裂、不整合沟通形成次生油气藏。

奥陶系碳酸盐岩储层的储集空间分布特征受古风化面岩溶作用强弱及断裂系统控制,有效储集空间主要为溶蚀缝洞、洞穴及构造裂缝,并以受溶蚀改造的断裂、裂缝网络作为连通通道。储层在空间上分布的非均质性很强,局部连片含油,但难以大范围连通,由许多不同规模缝洞单元在空间上叠合连片组成。主要储层在纵向上分布在一定的厚度内,在横向上具有似层状分布的特点(图 1)。

目前研究认为,塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏是由多个不同规模岩溶缝洞单元在空间上叠合组成的复合体,宏观上整体为一大型底水视层状岩溶缝洞型油藏,以岩性圈闭为主,油藏类型属于一种与“古风化壳有关”的“岩溶缝洞型复合油藏”。

1.3 储量计算方法及存在问题

鉴于奥陶系油气藏的复杂性,近几年,西北油田分公司经过不断地研究和探索,根据油藏特点采用油井控制含油气面积,用测试、试油成果证实含油气层深度从而确定油藏计算底界,用净毛比的方法计算平均有效厚度,用测井解释有效储层的孔隙度、饱和度分别用厚度和孔隙体积做权,经过加权平均得到油藏的平均孔隙度和饱和度等方法,逐步形成了一套较为成熟,并与 SEC 标准要求比较接近的碳酸盐岩油气藏储量计算方法。但是,目前使用的这种碳酸盐

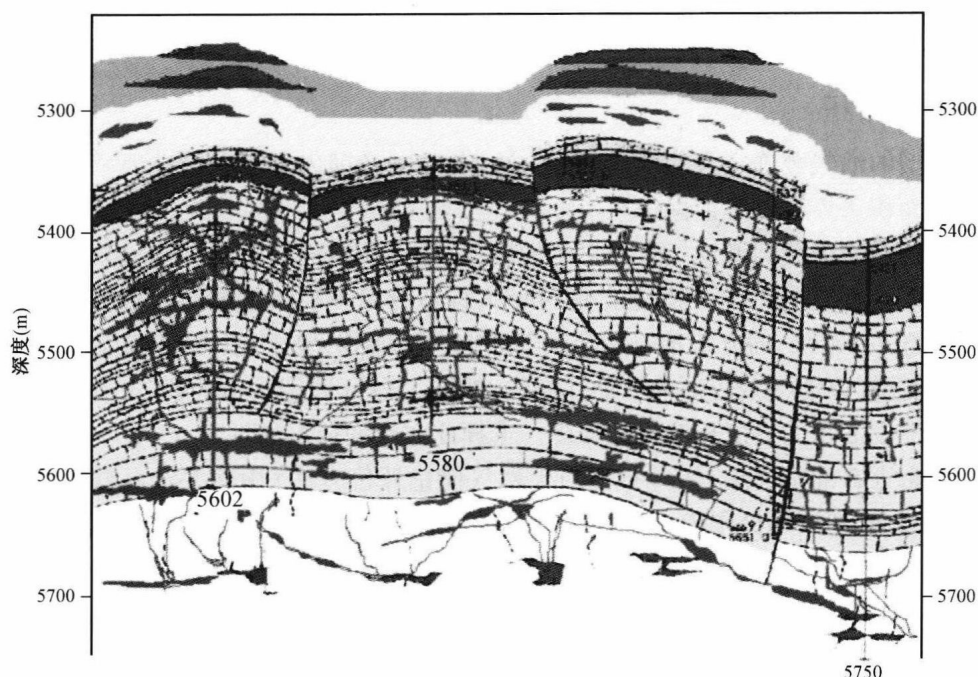


图1 塔河油田奥陶系油气藏剖面模式示意图(NS)

岩油气藏储量计算方法,许多储量参数的计算思路并没有摆脱碎屑岩油藏储量参数计算的思维方式,不确定因素较多,储量计算结果与油藏的实际情况到底能接近到什么程度还有待于进一步评价。

奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏的储集体在空间上的分布、连通情况具有很强的非均质性,目前还难以在空间上定量刻画其岩溶缝洞体积的大小和分布状态。另外,由于占储集空间主体的溶蚀缝洞、洞穴储集体难以取到岩心和测井资料,难以对这类最好储集体的孔隙度、饱和度进行标定,因此,静态容积法可能难以较完整地反映出这类溶洞储层对储量的贡献。所以,严格来讲,用静态容积法对该类油气藏的储量进行计算不是最理想的方法。采用动态法,按缝洞单元进行计算应该更加合理。但是,动态法储量需要在完善一定的开发井网和有一定的生产时间后才具备计算条件。因此,针对这种特殊类型的油气藏,在油气藏勘探评价和开发前期找到一种更加合理的静态储量参数确定方法一直是储量研究工作者努力的方向。

通过多年来的工作实践证明,容积法对于储层分布发育相对均质(如砂岩孔隙型,平面分布稳定)、构造圈闭单一的油气藏,在确定了准确的油层顶底构造,取全取准各项计算参数之后,其计算精度是比较可靠的,能够满足探明储量的精度要求。而对于非均质的碳酸盐岩裂缝、溶洞型储层,在采用容积法计算储量时,应尽量从宏观上考虑到储层纵、横向展布变化的特点。在采用地球物理等技术方法对储层在空间上的展布特征可以进行预测,但对缝洞储集体的体积还难以定量刻划的情况下,采用横向上根据储层预测和油井来控制面积,纵向上根据测试、测井、录井和储层预测资料综合分析来确定油藏厚度的方法应是目前避免储量计算结果出现较大偏差的行之有效的办法之一。

2 碳酸盐岩油气藏储量参数确定方法及分析

2.1 含油气面积

不同类型的油气藏确定含油气面积的方法不同,通常国内外都以确定油(气)—水界面为标定含油气面积边界的可靠依据。

塔河奥陶系岩溶缝洞型油气藏经多年的勘探开发研究证实,其油气藏储层分布不受局部残丘构造的控制,而主要受阿克库勒凸起区域大构造背景下控制的断裂带和岩溶发育带的控制。采用“油—水界面”的方法难以圈定油气藏的含油面积;鉴于这种碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏的复杂性,选择以油气藏边部的出油井连线,外推 1.5km 圈定含油面积,并扣除含油面积内干井和水井控制面积的方法相对比较合理。选择此方法的依据如下。

参考加拿大石油学会编写的《石油与天然气储量评价方法》中多井油藏探明储量面积划分方法,即在有效产层零极限内,两口油井控制的探明区域之间,1mile 宽度以内的区块也可以作为探明储量区域。也就是说,以油井外推 1mile(等于 1.6km),两口油井之间 3mile(4.8km)以内的宽度均可作为探明储量区。根据此理论依据,在实际计算时,我们采用外围油井外推 1.5km 的连线作为探明储量的外边界,对于两口油井之间,只要井距小于 4.5km,即认为油井的控制程度达到探明储量的要求。2005 年新《石油天然气储量计算规范》已明确规定“油气藏未查明边界时以开发井距的 1~1.5 倍外推计算边界”。

需要进一步说明的是,在储量计算过程中,由于工区内的部分完钻井因工程作业等原因尚未试获工业油气流或者测试为干层、水层的井,为了保证探明储量的精度,在确定含油面积时,可采用该井与油井间井距之半的原则,将该未出油井所控制的区域扣除。另外,如果两口油井井距稍大于 4.5km,但通过测井地球物理反演、储层预测结果证明两口井之间储层缝洞较发育,可以认为此种井距控制的储量也是比较可靠的。因此,在这几年的塔河油田奥陶系油藏探明储量计算过程中,在确定含油气面积时一直延用上述原则。

用以油气藏边部的油井连线外推 1.5km 的方法圈定含油面积只是根据经验确定的一种方法,难以较准确的反应出油藏含油面积的真实情况。比如出油井之间是否有连通的储层存在、含油面积内储集空间否能连片等问题难以确定。

含油面积圈定方法的新思路:

经过几年来的勘探、开发实践证实,地球物理反演、储层预测结果的符合率较高,主要根据储层预测结果部署的钻井建产率较高,一般在 70%~80%(表 1)。另外,近几年不断由中间台地地区向外围斜坡地区扩展,从奥陶系油藏储层预测结果来看,储层发育程度斜坡地区也不如台地地区,平面上呈现出越往外围储层发育越难以连片的趋势。在《石油天然气储量计算规范》6.1.1 条探明含油(气)面积中,第 e) 条“在储层厚度和埋藏深度等适当条件下,高分辨率地震解释预测的流体界面和岩性边界,经钻井资料约束解释并有高置信度时,可作为圈定含油(气)面积的依据”。因此,我们认为,对于那些储层发育不能连片的地区,根据测井、地球物理反演、储层预测、油气检测等成果,结合钻井油气成果来综合圈定碳酸盐岩油气藏的含油气面积应该更加可靠。比如 2007 年提交塔河油田西南部 TP10—TP12 井区奥陶系油气藏预测储量时,其井区南部的含油面积边界圈定就尝试采用了这种方法(图 2)。

表 1 塔河油田奥陶系油藏储层地震反射特征与油井产能等关系统计表

类型	反射特征	井数 (口)	建产井数 (口)	建产率 (%)	平均产能 (t/d)
I	下凹变形	102	85	83.3	110
IV	串珠状强振幅反射	70	53	75.7	90
II	强振幅杂乱反射 + 断裂	36	25	69.4	75
III	弱振幅反射	40	25	62.5	80
V	岩溶沟谷 + 强反射	3	1	33.3	10
VI	规则反射	3	0	0	

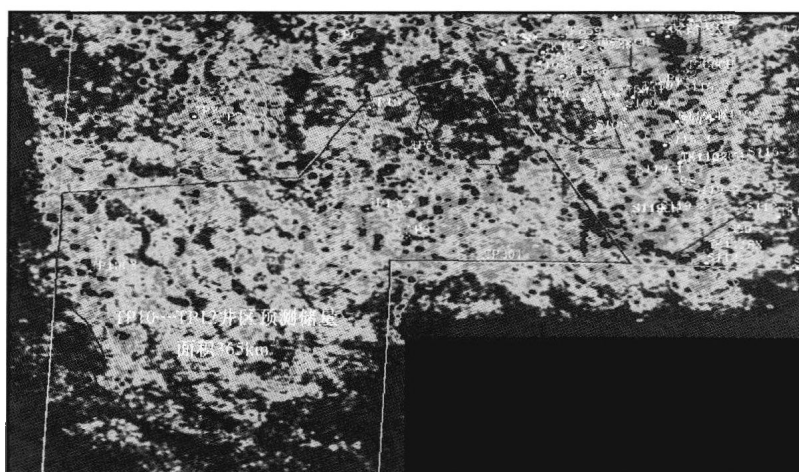


图 2 TP10—TP12 井区奥陶系油藏含油面积图

另外,用井点面积权衡法确定单井控制面积和用 1.5km 为半径画圈来确定单井含油面积的方法都可以作为一种确定含油面积的方法。

2008 年提交的塔河油田奥陶系油藏 AD13、S94 井区探明储量,作为类比,采用了井点面积权衡法进行计算,含油面积见图 3。计算结果,探明地质储量为 $13089 \times 10^4 \text{t}$ 。用传统的净毛比算术平均的方法计算结果,探明地质储量为 $13498 \times 10^4 \text{t}$ 。该区最终选择净毛比等值线法作为探明地质储量的计算方法,计算结果,探明地质储量为 $12955 \times 10^4 \text{t}$ 。可以看出这三种方法的计算结果偏差不超过 5%。

为了验证井距与储量精度之间的关系从而确定含油面积的可靠性,我们做了井距抽稀试验。我们选取开发时间较长,井距相对较小的塔河 4 区和 6 区作为井距抽稀试验的目标区块。塔河 4 区作为实验靶区,到 2009 年初共搜集开发资料井 62 口,在含油面积内,平均井距为 500 ~ 800m。

在塔河 4 区有 62 口井,按井距 1km 进行抽稀,随机抽稀 3 次,逐次用单井面积权衡法计算单井含油面积,重算地质储量,计算结果分别为: $5389 \times 10^4 \text{t}$ 、 $6011 \times 10^4 \text{t}$ 、 $5593 \times 10^4 \text{t}$,与 2009 年根据 62 井重新计算的储量对比,误差在 5% ~ 15%,说明井距在 1km 时,探明储量计算的精度较高(表 2 至表 6)。抽稀方案见图 4。

井距 1.5km、2.0km、2.5km、3.0km 抽稀实验储量计算结果见表(表 2 至表 6)。

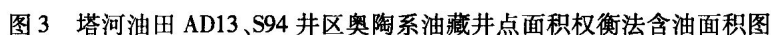
[illegible]

表 3 塔河油田 4 区井距 1.5km 抽稀试验数据表

储集类型	面积 (km ²)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)	相对密度	体积系数	地质储量 (10 ⁴ t)	储量总和 (10 ⁴ t)	储量差值 (10 ⁴ t)	相差幅度 (%)	与备案储量对比 (%)	抽稀井距 (km)	备注
孔洞	56.7	11.9	9.8	84	0.956	1.158	4554	5252					2009 年 据 62 口井 计算储量
裂缝	56.7	79.2	0.2	85	0.956	1.158	698						
孔洞	56.7	8.6	16.7	92	0.956	1.158	6165	6697	1445	27.5	5.55.5	1.5	方案 1
裂缝	56.7	63.6	0.2	85	0.956	1.158	532						
孔洞	56.7	11.6	11.5	87	0.956	1.158	5432	6098	846	16.1	-3.9	1.5	方案 2
裂缝	56.7	76.1	0.2	85	0.956	1.158	666						
孔洞	56.7	12.1	12.2	90	0.956	1.158	6185	6769	1518	28.9	6.7	1.5	方案 3
裂缝	56.7	69.9	0.2	85	0.956	1.158	584						

表 4 塔河油田 4 区井距 2.0km 抽稀试验数据表

储集类型	面积 (km ²)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)	相对密度	体积系数	分类储量 (10 ⁴ t)	总储量 (10 ⁴ t)	储量差值 (10 ⁴ t)	相差幅度 (%)	抽稀井距 (km)	备注
孔洞	56.7	11.9	9.8	84	0.956	1.16	4554	5252				2009 年 据 62 口井 计算储量
裂缝	56.7	79.2	0.2	85	0.956	1.16	698					
孔洞	56.7	13.3	6.3	76	0.956	1.16	2991	3708	-1543	-29.4	2	方案 1
裂缝	56.7	82.0	0.2	85	0.956	1.16	718					
孔洞	56.7	17.1	14.3	88	0.956	1.16	10516	11232	5890	113.9	2	方案 2
裂缝	56.7	74.9	0.2	85	0.956	1.16	715					
孔洞	56.7	14.6	15.7	91	0.956	1.16	9758	10321	5069	1.0	2	方案 3
裂缝	56.7	64.3	0.2	85	0.956	1.16	536					

表 5 塔河油田 4 区奥陶系井距 2.5km 抽稀试验数据表

储集类型	面积 (km ²)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)	相对密度	体积系数	地质储量 (10 ⁴ t)	合计储量 (10 ⁴ t)	储量差值 (10 ⁴ t)	相差幅度 (%)	抽稀井距 (km)	备注
孔洞	56.7	11.9	9.8	84	0.956	1.16	4554	5252				2009 年 据 62 口井 计算
裂缝	56.7	79.2	0.2	85	0.956	1.16	698					
孔洞	56.7	13.7	5.3	74	0.956	1.16	2523	3174	-2078	-39.6	2.5	方案 1
裂缝	56.7	81.8	0.2	85	0.956	1.16	651					
孔洞	56.7	9.9	4.3	67	0.956	1.16	1337	1998	-3254	-62.0	2.5	方案 2
裂缝	56.7	75.5	0.2	85	0.956	1.16	661					
孔洞	56.7	12.8	5.7	78	0.956	1.16	2638	3460	-1791	-34.1	2.5	方案 3
裂缝	56.7	94.0	0.2	85	0.956	1.16	823					

表 6 塔河油田 4 区奥陶系井距 3.0km 抽稀试验数据表

储集类型	面积 (km ²)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)	相对密度	体积系数	地质储量 (10 ⁴ t)	合计储量 (10 ⁴ t)	储量差值 (10 ⁴ t)	相差幅度 (%)	抽稀井距 (km)	备注
孔洞	56.7	11.9	9.8	84	0.956	1.16	4554	5252				2009 年 据 62 口井 计算
裂缝	56.7	79.2	0.2	85	0.956	1.16	698					
孔洞	56.7	12.2	4.4	73	0.956	1.16	1835	2356	-2896	-55.1	3	方案 1
裂缝	56.7	81.8	0.2	85	0.956	1.16	521					
孔洞	56.7	10.1	32.2	97	0.956	1.16	14812	15440	10188	194.0	3	方案 2
裂缝	56.7	83.1	0.2	85	0.956	1.16	628					
孔洞	56.7	11.5	33.7	96	0.956	1.16	17585	17927	12675	241.4	3	方案 3
裂缝	56.7	57.3	0.2	85	0.956	1.16	342					

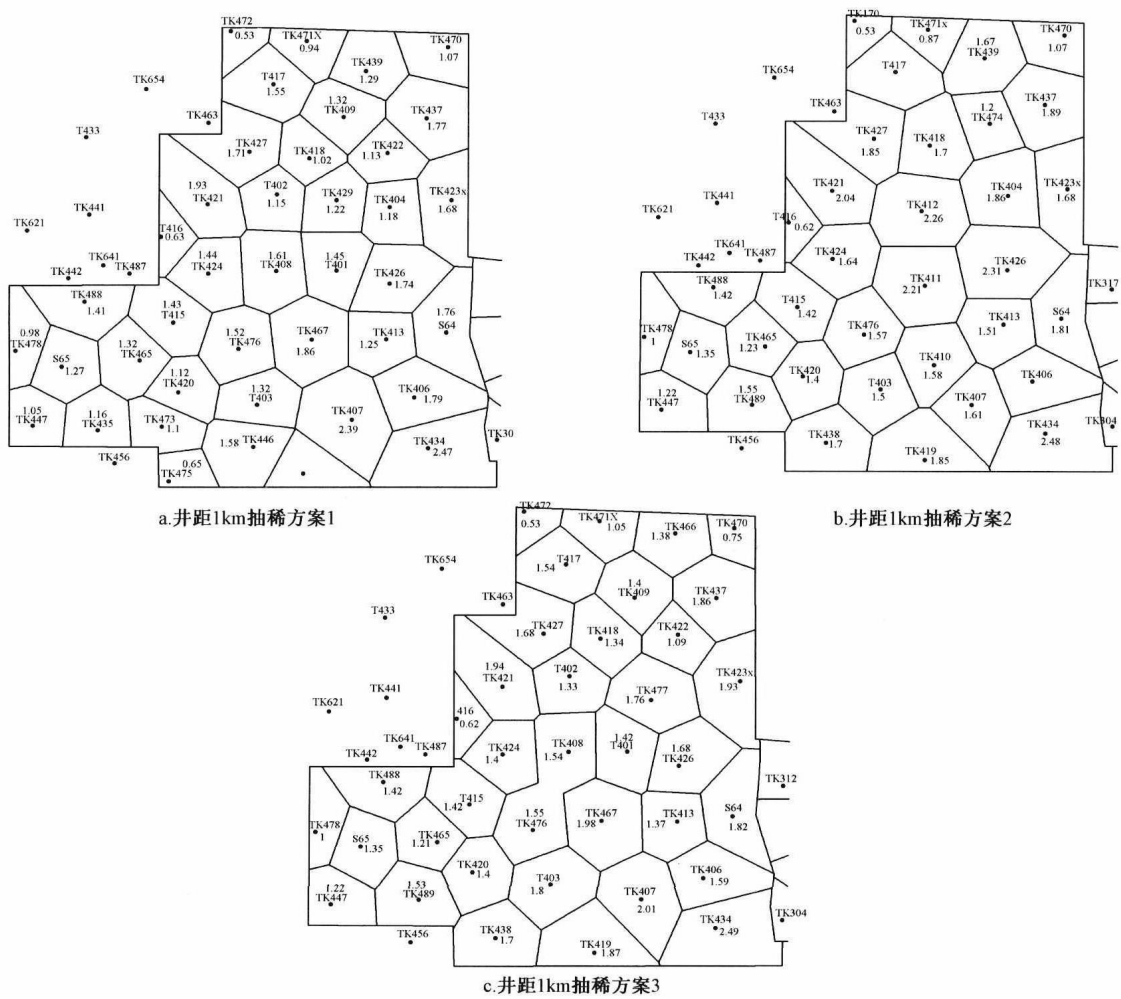


图 4 4 区井距抽稀方案