

Theory and Engineering Management of Offshore
Marginal Field Exploration and Development

海上边际油田勘探开发 理论与工程管理

谢玉洪/著



科学出版社

海上边际油田勘探开发 理论与工程管理

**Theory and Engineering Management of Offshore
Marginal Field Exploration and Development**

谢玉洪 著

科学出版社
北京

内 容 简 介

本书主要介绍了北部湾盆地地质油藏特征及勘探开发存在的技术难题。针对北部湾盆地地质特点,提出北部湾盆地滚动勘探的“两期控砂、三面控藏、断脊-运移、复式聚集”的油气成藏理论,找出具有裂陷初期湖盆扩张背景的低位-水进期和裂陷晚期湖盆萎缩背景的高位期储层,确定了控制油气成藏的三个重要界面,建立复式油气区的成藏规律。通过科技攻关,形成北部湾盆地油气勘探、开发、生产、钻完井、海洋工程系列技术,创新了海上边际油田区域开发新模式,形成了一套以工程资源集约化为原则,统筹兼顾所有边际小油田勘探开发生产的海上边际复杂断块油田群安全高效开发模式。

本书可作为勘探、开发、钻完井技术研发和工程管理、工程技术等人员的参考书,也可作为石油院校相关专业学生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

海上边际油田勘探开发理论与工程管理=Theory and Engineering Management of Offshore Marginal Field Exploration and Development/ 谢玉洪著.

—北京: 科学出版社, 2016.12

ISBN 978-7-03-051211-6

I. ①海… II. ①谢… III. ①海上油气田-油气勘探 ②海上油气田-油田开发 IV. ①TE53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 299795 号

责任编辑: 万群霞 / 责任校对: 郭瑞芝
责任印制: 徐晓晨 / 封面设计: 无极书装

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>

北京教图印刷有限公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2016 年 12 月第 一 版 开本: 787×1092 1/16

2016 年 12 月第一次印刷 印张: 10 3/4 插页: 4

字数: 260 000

定价: 128.00 元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

序

我国南海油气资源丰富，是我国能源未来重要的接替区域，也是南海周边国家争夺的焦点地区。尽快占领油气勘探开发技术的制高点，并通过管理创新抢得南海油气高效开发先机，是南海油气资源勘探开发的有效途径和难点。

南海涉及深水、高温高压、复杂断块边际油田等多个油气地质领域，国外知名石油公司曾在此做过大量的勘探工作，投入近百亿元均无收获，陆续退出勘探权益。谢玉洪同志三十余年如一日，奋战在海洋石油勘探开发和生产第一线，是南海千万立方米(油气当量)产量的总体策划者和主导实施者，在负责南海油气资源勘探开发期间，带领研发和管理团队面对南海海况环境恶劣、地质条件复杂及海上油气勘探开发投入大、风险高等挑战，建立了深水大型轴向峡谷水道油气成藏模式，并完善了莺琼盆地高温高压天然气成藏理论，研发了深水、高温高压、复杂断块三大领域油气勘探开发工程关键技术，形成了“勘探开发一体化、作业批量模块化、工程资源集约化”复杂油气田高效勘探开发和工程管理体系。发现了包括我国第一个深水自营大型气田陵水 17 在内的 9 个大中型气田；并建成了我国海上第一个高温高压气田(东方 13)；开创了我国海上第一个边际复杂断块油田群区域高效开发模式，实现了南海西部油田连续九年稳产 1×10^3 万 m^3 油当量。其创造的技术和工程管理体系有力推动了我国海洋油气勘探开发进程，为践行国家“一带一路”和“海洋强国”战略做出了重要贡献。

该书系统介绍了南海复杂油气田在勘探开发过程中的一体化关键技术及工程管理体系。首次提出我国近海石油滚动勘探开发理论，其核心是滚动勘探图发展——为在生产油田稳产增产找储量；滚动开发增产量——形成区域滚动开发模式；精细化生产管理出效益，追求整体效益最大化。该理论突破了以单个油田为主体进行油田工程建设和生产管理的传统思维模式，使油气勘探开发成为有机整体，在自主研发的三十项关键技术支撑下，实现了油气资源勘探开发、地面设施和人力资源的共享，提高效率，降低成本的目的。

该理论、管理理念和实践，已经成功推广到其他海区，渐成燎原之势，必将在海洋油气勘探开发生产中产生更丰厚的经济效益和社会效益。

中国工程院院士

周守为

2016 年 12 月

前 言

北部湾盆地是南中国海西北部典型的断陷盆地之一，地处三大构造板块交汇区，蕴藏着丰富的油气资源。油气藏具有断裂分割严重、分布散、规模小的特征。复杂的油藏地质条件和海上油气开发的特殊性，抬高了油气田开发建设和生产的成本，造成众多油田变为边际油田，导致油气勘探开发生产相互制约，低品质油气资源难以有效动用开发。自 1986 年建成第一个海上油田开始，又陆续投产了两个油田，原油年产量从初始的 $18 \times 10^4 \text{m}^3$ 到 2000 年达到 $265 \times 10^4 \text{m}^3$ 的高峰，2003 年递减至 $150 \times 10^4 \text{m}^3$ ，按照传统的海上勘探开发生产模式，2008 年将下降到 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ 以下，濒临停产。

为满足国家能源需求和开发南海油气资源的需要，笔者 2003 年提出“以北部湾盆地为靶区，研发海上复杂小断块油田群高效勘探开发技术，实施海上滚动勘探开发生产实践”的策略。围绕既定目标，中海石油(中国)有限公司湛江分公司(以下简称中海油湛江分公司)组建联合项目组，以油气勘探开发为主，涵盖石油地质、地球物理、钻完井、海洋工程、采油工艺及油气储运等专业，经过五年的基础理论研究和实践，形成了海上滚动勘探开发生产理论，集成研发了一套适用于海上边际油田勘探开发生产技术和工程管理理念，取得了巨大的经济效益和社会效益。

首次提出我国近海石油滚动勘探开发理论。

(1) 提出指导北部湾盆地滚动勘探的“两期控砂、三面控藏、断脊-运移、复式聚集”的油气成藏理论。具体而言，就是寻找具有裂陷初期湖盆扩张背景的低位—水进期和裂陷晚期湖盆萎缩背景的高位期储层；控制油气成藏的三个界面：最大湖泛面、不整合面和断层面；建立复合油气区的成藏规律：划分不同层系、不同类型、不同成因的油气藏，纵向叠合、横向连片空间组合的油气聚集带。

(2) 针对北部湾盆地的油藏地质特征，结合在生产油田的管输容量、动力供给冗余、油气水处理能力及生产设施的分布等区域油气生产现状，建立复杂小断块油田“扩张式”、“蔓延式”、“叠加式”和“移动式”4 种开发模式，实现油气资源勘探开发、地面设施和人力资源的共享，提高效率，降低成本的目的。

(3) 通过技术攻关，形成微断层增强识别(MFE)和相控频率反演储层预测技术；海上油田重力分异稳定驱开发方式及并联多管分层配注和汇注油田伴生气技术；单筒三井钻井、海上耐腐蚀防结垢的油气输送软管及敷设、电力通讯一体的新型海底光电复合缆、“海上电网的能量管理系统(EMS)”等油气勘探、开发、生产、钻完井、海洋工程及技术支持等领域的七大技术系列和三十余项低成本油气开发关键技术，其中井壁稳定性和钻完井配套技术具有世界领先水平。这些理论、模式和技术有效地将分布复杂的地下资源和海上有限的生产资源系统的综合利用起来，突破了油气田独立开发门槛高的瓶颈，大幅提升了海洋石油的开发水平，引领了海上边际油田开发技术发展。

海上边际油田勘探开发理论和工程管理体系，支撑了北部湾盆地油气的经济有效

开发。

(1)有效增加油气储量。2003~2008 年发现油气田和含油气圈闭 14 个,三级原油地质储量 $18086 \times 10^4 \text{m}^3$, 天然气 $305 \times 10^8 \text{m}^3$, 其中,原油探明地质储量 $9602 \times 10^4 \text{m}^3$, 天然气 $185 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2)创造了巨大的效益。油气田数量由 3 个增加到 13 个;动用原油探明储量由 $9705 \times 10^4 \text{m}^3$ 增加到 $17899 \times 10^4 \text{m}^3$, 增幅 84%。可采储量增加 $1277 \times 10^4 \text{m}^3$;新建年产能 $215 \times 10^4 \text{m}^3$, 2016 年产达 $383 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

(3)有效降低油气田开发建设投资。油田开发门槛由原油探明地质储量 $2000 \times 10^4 \text{m}^3$ 降为 $200 \times 10^4 \text{m}^3$ 以下;百万立方米年产能建设投资由 45 亿元人民币降低到 32 亿元以下。

(4)理论和实践展示了广阔的应用前景。2008 年,探明 $25000 \times 10^4 \text{m}^3$ 原油地质储量,2020 年原油产量将达到 $400 \times 10^4 \text{m}^3$, 预计 2020 年实现累计产值 1022.91 亿元,累计净利润 370.23 亿元。

(5)理论和技术具有较高推广价值。海上边际油田勘探开发理论与工程管理,在北部湾盆地得到了实践的检验,并在实践中不断完善和发展,具有较高的理论价值和应用价值,现已成功推广到其他海区的油气田开发中,将为海上油气田的有效开发做出更大贡献。

全书共 9 章。第 1 章回顾北部湾盆地涠西南凹陷的开发历程,介绍涠洲 12-1 油田滚动勘探开发生产模式,从中得到“蔓延式”开发的启示;第 2 章介绍国内外海上边际油田的特点,及边际油田的勘探开发模式;第 3 章阐述对边际油田勘探地质认识,介绍集束评价和滚动勘探的区域开发思路及复杂断裂地区精细资料解释及评价技术、滚动勘探地球物理技术;第 4 章~第 6 章介绍复杂断块油藏的钻井技术、采油工艺技术及油藏开发技术;第 7 章介绍边际油田的工程建造情况,包括简易生产平台技术、单层保温海底管线技术及涠洲油田生产工艺革新;第 8 章介绍节能减排技术,主要包括污水回注减排技术及天然气综合利用技术;第 9 章阐述北部湾盆地涠西南区域发展工程管理,勘探开发生产“三一”管理模式等。

本书在成稿过程中,林金成、王振峰、李绪深、姜平、马勇新、韦海明、李茂、张智枢、黄凯文、童传新、雷霄、张峙、杨计海、刘明全、陈志宏、劳业春、米洪刚等同事参与了资料收集和整理及部分编写工作,最后由谢玉洪、杨进、林金成和王振峰统稿,在此一并表示感谢。

由于笔者水平有限,书中难免存在不足之处,恳请读者指正。

谢玉洪

2016 年 9 月

目 录

序	
前言	
第 1 章 绪论	1
1.1 涠西南开发历程回顾	1
1.1.1 开发模式及生产设施状况	1
1.1.2 整体部署, 分步实施	2
1.1.3 储量发现情况	2
1.2 主力油田“扩张式”滚动勘探开发生产	3
1.2.1 主力油田位置及概况	3
1.2.2 滚动勘探开发生产历程	3
1.2.3 滚动勘探开发生产实施效果	6
1.2.4 涠洲 12-1 油田滚动勘探开发生产的启示	7
1.3 区域油田群的“蔓延式”开发	11
1.3.1 地下认识指导“蔓延式”开发的部署	11
1.3.2 充分发挥生产设施余力, 降低开发成本	13
1.3.3 成群建设、精细实施, 降低开发成本	13
1.3.4 “蔓延式”促进滚动勘探的进程	14
1.3.5 科技攻关是成功的关键	14
第 2 章 海上边际油田的特点	19
2.1 国内外现状	19
2.1.1 国外情况	19
2.1.2 国内情况	25
2.2 边际油田勘探开发模式	32
2.2.1 滚动勘探开发思路	32
2.2.2 理论的探索	34
2.2.3 技术的发展	36
2.2.4 实践与效益	36
第 3 章 边际油田集束评价与滚动勘探	38
3.1 勘探地质认识	38
3.1.1 两期控砂	38
3.1.2 三面控藏	41
3.1.3 断-脊运移	41
3.1.4 复式聚集	43
3.2 区域开发思路	47
3.2.1 勘探开发生产关系	47
3.2.2 区域资源共享与利益最大化	49

3.3 滚动勘探技术	51
3.3.1 复杂断裂地区精细解释及评价技术	51
3.3.2 滚动勘探地球物理技术	53
3.3.3 集束评价与滚动勘探技术	59
第4章 复杂断块油藏钻井技术	64
4.1 井壁稳定技术	64
4.1.1 井壁稳定及其配套钻井技术	64
4.1.2 突破北部湾盆地钻井难题的配套应用技术	65
4.1.3 相关配套技术应用效果	66
4.2 钻井液技术	66
4.2.1 超低渗成膜封堵钻井液技术	66
4.2.2 多尺度强封堵油基钻井液技术	67
4.3 单筒三井钻井技术	69
第5章 复杂断块油藏采油工艺技术	71
5.1 低压储层保护技术	71
5.1.1 ESP与TCP联作不压井修完井工艺技术	71
5.1.2 不漏失防污染管柱工艺	74
5.2 定向开窗侧钻技术	77
5.2.1 定向开窗侧钻技术在油田开发中的作用	77
5.2.2 涠洲11-4油田应用背景	78
5.2.3 侧钻定向井钻井工艺	78
5.2.4 侧钻定向井完井工艺	79
5.2.5 结论与认识	80
5.3 射孔优化技术	80
5.3.1 射孔参数对产能的影响分析	80
5.3.2 钻井污染对产能的影响分析	81
5.3.3 射孔优化设计应用	81
5.4 注采技术	84
5.4.1 同心集成细分注水工艺	84
5.4.2 倒置式电潜泵井下增压注水工艺	90
5.5 油井堵水增油技术	92
5.5.1 化学和机械联合堵水技术	93
5.5.2 选择性化学堵水技术	93
5.5.3 裸眼双封机械堵水技术	94
5.6 北部湾油田气举工艺技术	95
5.6.1 井下固定油嘴气举技术在双油管油井中的应用	95
5.6.2 半闭式气举工艺技术	97
5.6.3 非常规气举工艺技术	99
第6章 复杂断块油藏开发技术	102
6.1 海上低渗油藏开发技术	102
6.1.1 海上低渗油藏的界定	102
6.1.2 地质特征	103

6.1.3 油藏特征	103
6.1.4 开发技术	105
6.2 三维储层地质建模与数值模拟(油藏细分层系技术)	107
6.2.1 油藏细分层系挖潜措施	107
6.2.2 三维储层地质建模	110
6.2.3 数值模拟技术	111
6.3 注气开发提高采收率技术	115
6.3.1 研究背景	115
6.3.2 研究形成的注气理论和技术	115
6.3.3 注气理论和技术应用效果及前景	118
6.4 老油田调整挖潜技术	119
6.4.1 剩余油分布研究	119
6.4.2 主要挖潜技术措施	120
第 7 章 边际油田工程建设	122
7.1 简易生产平台技术	122
7.1.1 涠洲 6-1 简易无人井口平台	122
7.1.2 涠洲 11-4N 简易无人井口平台	123
7.2 单层保温海底管线技术	123
7.3 涠洲油田生产工艺革新	124
7.3.1 海上平台首次成功大修双燃料发电机	124
7.3.2 优化改造解决油田生产瓶颈问题	125
7.3.3 优化改造轻烃回收装置增产增效成果显著	125
7.3.4 巧用搭桥术使油田群稳产、增产、增效又降耗	126
第 8 章 节能减排技术	128
8.1 涠西南油田群节能技术及应用	128
8.1.1 涠西南油田群用能现状及节能思路	128
8.1.2 涠西南油田群电力组网介绍	129
8.1.3 电力组网中几个关键技术问题	131
8.1.4 涠西南油田群电网能量管理系统(EMS)设计	132
8.1.5 涠西南油田群电力组网实施情况	134
8.2 污水回注减排技术	134
8.2.1 污水减排技术对保护海洋环境的重要意义	134
8.2.2 污水回注对地层的伤害分析	135
8.2.3 注水保护技术	136
8.2.4 回注生产污水与地层配伍性研究	137
8.2.5 回注井注水参数设计	138
8.3 天然气综合利用技术	139
8.3.1 液化气回收技术	139
8.3.2 炭黑生产技术	141
8.3.3 液化天然气技术	141
第 9 章 工程管理体系	142
9.1 涠西南区域发展规划	142

9.1.1	勘探规划	142
9.1.2	涠西南地区开发规划	145
9.1.3	勘探开发工作量规划	147
9.1.4	生产管理规划	148
9.1.5	天然气综合利用	150
9.2	勘探开发生产“三一”管理模式	151
9.2.1	区域滚动开发基本模式	151
9.2.2	涠洲油田生产服务创新	155
主要参考文献		162
彩图		

第1章 绪 论

1.1 涠西南开发历程回顾

1989年8月,涠西南第一个投产的油田——涠洲10-3油田开始评价性试生产,建产 $15.4 \times 10^4 \text{m}^3$;1987年,以涠洲10-3A平台为基础向周边滚动开发,产量一直维持在 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上;1991年8月,依托涠洲10-3油田投产了涠洲10-3N油田,但涠洲10-3N油田已于1997年12月停产。1993年9月,涠洲11-4油田投产,涠西南凹陷的产量突破 $100 \times 10^4 \text{m}^3$,该油田位于涠洲10-3油田以南17km,是一个披覆背斜构造,于1979年发现。第四个投产油田是涠洲12-1油田,该油田距涠洲11-4油田30km,是一个被断层复杂化的断鼻构造,1989年发现,1996年进行开发建设。该油田中、南块(A平台)于1999年6月12日正式投产,涠西南当年产量达到 $170 \times 10^4 \text{m}^3$,次年,涠西南凹陷产量突破 $200 \times 10^4 \text{m}^3$,但由于油田产量的递减,产量很快降到 $140 \times 10^4 \text{m}^3$ 以下。涠洲12-1油田北块(B平台)于2003年12月16日投产,北块第二批井于2005年6月17日正式投产。涠洲6-1、涠洲11-1、涠洲11-4N油田于2006年9月和2007年陆续投产。2007年编制开发方案的油田还有涠洲11-1N、涠洲6-9、涠洲6-10、涠洲6-8,这些油田已于2010年前后陆续投入生产。

1.1.1 开发模式及生产设施状况

北部湾盆地涠西南凹陷的开发模式分两个阶段:1986年~1998年7月为全海式开发,期间投产了三个油田,分别是涠洲10-3油田、涠洲10-3N油田和涠洲11-4油田。生产设施主要有单点系泊、生产储油轮及南海一号(涠洲10-3B)、渤海六号(涠洲10-3C)、涠洲10-3A、涠洲11-4A和涠洲11-4B平台5个采油平台,其中涠洲10-3B、涠洲10-3C分别于1998年3月和1月弃井,涠洲10-3A平台自身无修井作业能力。1998年7月后,“希望号”生产储油轮退役,南海“自强号”、涠洲终端厂生产系统投入使用,形成了半陆半海式的开发模式。

半陆半海式的开发模式的主要特点是:在海上有东西两个生产处理中心,通过海底管线将各平台生产的井流物分别汇集到两个处理中心进行油气水分离,分离后的油气水通过海底管线上涠洲岛终端处理厂进行进一步的处理分离,然后到涠洲终端5000万吨级码头外输。东边的处理中心是涠洲12-1油田A平台,与涠洲岛终端之间铺设了长为30.8km的油气海底管线各一条,在中心处理后的油、气分别通过油、气管线上到经过进一步处理后,外输销售。西边生产处理中心是涠洲11-4油田A平台,涠洲11-4油田的B、C平台生成的油-气-水通过海底管线混输到A平台进行处理,涠洲10-3油田平台与涠洲11-4油田A平台之间铺设了两条长为16km的海底管线,一条为气管线,专门为涠洲11-4油田提供动力燃料;一条为将涠洲10-3油田生产的油-气-水混输至涠洲11-4油

田 A 平台的海底管线,各平台生产的油-气-水在涠洲 11-4 油田 A 平台处理后,通过 30km 的海底管线经涠洲 12-1 油田 A 平台,汇入涠洲 12-1 油田 A 平台到涠洲岛终端的油、气管线。另外,在涠洲 10-3 油田和涠洲 12-1 油田 A 之间还铺设了 30.9km 长的海底气管线。

由全海式转向半海式的开发模式后,大大提升了涠西南的生产处理能力,由涠洲 12-1 油田 A 平台至涠洲岛终端的油管线年输送能力可达 $270 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$,终端原油年处理能力可达 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。另外,由于不依赖于生产储油轮生产,生产系统具有很高的抗台风能力,提高了生产时率,增加了油田开发效益。同时因为半海式开发模式的实施,共享了生产资源,实现了生产管理的统筹安排,从而降低了生产作业成本。该套生产设施还为小油田的滚动开发找到了支撑点,为该区滚动勘探开发打下了基础。

1.1.2 整体部署,分步实施

2003 年,中海油湛江分公司围绕该套生产设施,本着整体部署,分步实施的原则,加大勘探力度,促进油田开发。首先,围绕生产实施进行全面分阶段的三维地震资料的采集,2003 年、2005 年共采集了 700 多平方千米的三维地震资料,加上 2002 年采集的 431km^2 的三维地震资料,生产设施周围已经完全被三维地震资料覆盖,为构造的落实、储层的预测及断层的组合提供了良好的资料基础。基于新的三维资料和分区带对生产设施周围已发现的含油气构造进行筛选,首选涠洲 11-1、涠洲 11-4N、涠洲 6-1 油田进行开发可行性研究,通过地下、地面的精心研究部署,落实这批油田的储量规模、风险潜力,预测开发效果,确定开发模式;通过成群建设,精心实施,使这批油田于 2006 年开始陆续投产,增加了涠西南凹陷的产量,有效利用了生产资源。同时,降低该区勘探门槛,扩大勘探范围,使涠西南凹陷的勘探开发进入良性循环。2003 年 8 月~2006 年年初,在涠洲 11-1 油田北面发现和落实了涠洲 11-1N 油田,依托涠洲 11-1 油田的生产设施,于 2007 年完成了油田开发方案,于 2009 年投产。围绕涠洲 12-1 油田和涠洲 6-1 油田周边,落实涠洲 6-9 油田的储量规模,发现了涠洲 6-10 油田、涠洲 6-8 油田,这 3 个油田于 2006 年完成了储量评价工作,进入了开发前期研究阶段。2007 年 3 月,涠洲 6-8 油田又成功地向北面扩边,发现了新的储量,及时纳入开发前期的研究中。这些油田的投入生产,充分发挥了涠西南油田生产系统的利用和完善,充分动用了地下的资源,包括天然气资源的利用,使涠西南凹陷的年产油量在高峰期重上 $200 \times 10^4 \text{m}^3$,达 $220 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上,同时还推进了节能减排工作的进程。

1.1.3 储量发现情况

截至 2002 年年底,涠西南凹陷油田及含油构造有 12 个(不含涠洲 14-2 含气构造),探明地质储量 $12660 \times 10^4 \text{m}^3$,已开发油田 4 个,探明地质储量 $9705 \times 10^4 \text{m}^3$,76.7%的探明储量被动用,三级地质储量为 $21333 \times 10^4 \text{m}^3$ 。2003 年开始实施滚动勘探开发后,油田及含油构造增至 18 个,探明地质储量为 $18186 \times 10^4 \text{m}^3$,已开发油田增至 6 个,正在进行开发前期研究或油田建设的油田有 8 个,探明地质储量 $6890 \times 10^4 \text{m}^3$,已开发、将开发的油田探明地质储量达 $17899 \times 10^4 \text{m}^3$,占总探明的 98.4%,三级地质储量 $30909 \times 10^4 \text{m}^3$ 。滚动勘探开发实施前后,探明地质储量增加了 30.4%,三级地质储量增加了 31.0%。已

开发油田由原来的 4 个(含已停产的涠洲 10-3N 油田), 已达 22 个, 其中在“蔓延式”开发思路下开发的自营油田有 7 个。石油探明地质储量 $4500 \times 10^4 \text{m}^3$, 占总探明地质储量的 54%。这些油田投产后于 2016 年使涠西南凹陷年产油量达到 $400 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右。涠西南凹陷地下和地面的资源得到充分利用, 开创涠西南凹陷勘探开发的新局面。

1.2 主力油田“扩张式”滚动勘探开发生产

1.2.1 主力油田位置及概况

涠洲 12-1 油田位于广西北海市西南方 77km 的南海北部西区北部湾海域, 构造位置处于北部湾盆地涠西南凹陷东区的 B 洼陷中央, 与正在生产的涠洲 11-4 油田和涠洲 10-3 油田的距离分别为 30km 和 28km, 所在海域水深约 35m。

涠洲 12-1 油田位于涠西南凹陷 B 洼陷的中央, 为生烃洼陷包围, 是先凹后隆、边隆边断、被断层复杂化的断鼻构造。油田被两条大断层 F1、F2 分割为南块、中块和北块, 形成次一级断鼻。南块和中块比较完整, 断块内无明显断层分割, 中块构造较陡, 倾角为 $12^\circ \sim 27^\circ$; 南块构造较缓, 倾角为 5° 左右; 北块被次一级断层复杂化, 分为似连非连的三个次级小断块。

1.2.2 滚动勘探开发生产历程

涠洲 12-1 油田有三座生产平台(A 平台为综合生产处理平台, B 平台为井口平台和一座生产辅助平台 PAP), 油田采用“扩张式”的滚动勘探开发生产模式, 主要经历了 A 平台建产前的滚动勘探阶段、B 平台建产前的滚动勘探开发生产阶段、4 井区集束评价及开发调整阶段和油田生产挖潜阶段。

1. 平台建产前勘探评价

1980 年 7 月, 合作伙伴法国道达尔石油公司进行了二维地震详查, 但二维地震资料品质较差, 构造形态不清, 评价认为断块控制面积较小, 没有勘探价值, 于 1983 年将区块退还给 中方。

1986 年, 中方重新对地震资料进行连片解释, 落实了涠洲 12-1 构造。

1989 年 12 月, 美国太阳石油公司作为作业者在构造南块低部位钻探了全称 WZ12-1-1 井(本书简称 1 井, 下同)。1 井钻探证实 6 个油组含油, 总厚为 23.4m。全井没有测试, 获得控制储量和预测地质储量共约为 $812 \times 10^4 \text{m}^3$ 。钻后综合评价认为勘探潜力不大, 区块退还给中方。

1993 年, 南海西部石油公司对油田所在地区开展了三维地震采集, 并对三维地震资料进行了精细解释, 重新落实构造, 同时进行了详细的地质评价, 认为该构造是有远景的构造, 值得进一步钻探。

1994 年 8 月, 在南块高部位钻评价井 2 井, 发现厚度为 62.9m 的油层, 测试日产原油 1221m^3 , 同时侧钻了 2B 井, 取全了储层岩心资料。钻后储量评估结果为探明储量

$989 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量 $814 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测储量为 $915 \times 10^4 \text{m}^3$, 探明储量、控制储量和预测储量共 $2718 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

根据 1 井和 2 井的层位标定, 确定了中块钻第二口评价井 3 井。3 井设计从南块预定平台位置采用大斜度井探中块, 成功后保留井口作生产井。1995 年 2 月钻 3 井, 在涠三段钻遇油层 115.4m(TVD^①厚度为 74.5m)。1995 年 10 月, 向国家储备事务委员会(简称国家储委)申报了该油田基本探明储量 $2309 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量 $2260 \times 10^4 \text{m}^3$, 探明+控制储量共计 $4569 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

为进一步落实中块油气分布情况, 减少开发风险, 1995 年年底, 在 3 井以东增钻第 3 口评价井 4 井, 钻遇油层 105.4m。该井钻后表明: F2A 断层将 3 井与 4 井分隔为不同断块, 同时认识到 4 井区断层较发育, 油水系统自成一体。钻后储量评估结果: 油田探明储量为 $1988 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量为 $2207 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

涠洲 12-1 油田总体开发方案(ODP)于 1996 年 6 月编制完成。ODP 方案动用原油地质储量为 $2391 \times 10^4 \text{m}^3$, 可采储量为 $879 \times 10^4 \text{m}^3$, 生产年限 13 年; 建造综合平台一座, 钻开发井 15 口(其中采油井 9 口, 注水井 6 口); 建成后原油年产能力为 $120 \times 10^4 \text{m}^3$, 最大年产液能力为 $230 \times 10^4 \text{m}^3$, 天然气外输能力为 $50 \times 10^4 \text{m}^3$, 日注水能力为 8300m^3 。

1996 年年底, 油田(南块和中块)总体开发方案经批准开始实施, 于中块 3 井井口建 A 平台, 在南块和中块 3 井区共钻开发井 17 口。在开发井实施过程中首先在中块构造低部位钻开发评价井 WZ12-1-A7 井, 发现了中块涠四段高产油层(探明储量为 $1073 \times 10^4 \text{m}^3$)。1999 年 6 月 A 平台生产井开始投产, 并于当年年底向国家申报该油田探明储量为 $2886 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量为 $1800 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测储量为 $150 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

2. 平台建产阶段

对油田南块、中块 3 井区开发后分析认为, 北块石油地质条件与中块相似, 是有利的钻探目标, 一旦钻探成功便可快速投入开发。因此, 于 1999 年在油田北块利用大斜度井技术, 沿断层探多个目的层高点, 钻探了 5 井, 在涠二段、涠三段测井解释油层 9 层 41.8m(总测深, TMD), 差油层 7 层 11.7m。5 井钻后计算北块探明储量为 $188 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量为 $285 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测储量为 $1812 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

利用地震岩性反演和精细油藏描述技术, 对储层分布及油藏模式进行精细研究后认为, 北块涠二段可能发育构造和岩性圈闭, 油气分布可能主要受储集层的分布控制, 含油面积可能超过构造圈闭范围, 还有很大潜力, 建议在北块构造圈闭线外钻探 6 井, 探明油气储量。

2001 年 3 月钻评价井 6 井, 证实了涠二段油气分布受岩性控制, 在涠二段测井解释油层 2 层共 24.1m(TMD)。2001 年 10 月, 国储委批准油田北块探明石油地质储量(III类)为 $1770 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量为 $290 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测储量为 $375 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

至此, 整个涠洲 12-1 油田落实探明储量为 $4656 \times 10^4 \text{m}^3$, 控制储量为 $2090 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测储量为 $525 \times 10^4 \text{m}^3$, 地质储量总计 $7271 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

① TVD 表示实际垂直深度。

2002年2月,《涠洲12-1油田北块及4井区总体开发方案》获批准,该方案设计建一座24井槽的B平台,以北块和中块4井区联合开发为主,兼顾中块3井区涠四段的调整。2003年3月该方案开始实施,第一批8口生产井于2003年12月顺利投产;第二批10口开发井于2004年12月实施,2005年5月15日完钻,并于2005年5月18日陆续投产。

3. 井区滚动评价及开发调整

涠洲12-1油田中块4井区是在1995年年底钻4井后证实被断层F2A、F2、FA分隔的自成体系的独立的含油断块,A平台开发井钻完后这种认识得到进一步证实。

B平台ODP设计考虑动用4井区控制储量(1注2采) $373 \times 10^4 \text{m}^3$ 。B18井在4井区钻遇了油层165.7m(TVT^①138.8m),还证实了4井未钻遇的涠三段II、III、IV油组的含油性,在涠四段亦钻遇涠四段III油组油层。为了达到落实该区储量规模及优化该区开发方案的目的,中海油湛江分公司决定在该区较低部位钻评价井7井。2004年6月该井完钻,测井解释油层61.6m,4井区储量评估结果为探明储量为 $640 \times 10^4 \text{m}^3$,控制储量为 $70 \times 10^4 \text{m}^3$,预测储量为 $165 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

根据2007年1月经中国海洋石油总公司批准《涠洲12-1油田B平台调整井方案》,利用B平台剩余的空井槽钻井开发4井区,布井6口(4采2注,包括已完钻投产的B18井)。2007年7月开始钻井工程实施,并于2008年2月正式投产。4井区开发井钻后储量规模基本不变,探明储量为 $609 \times 10^4 \text{m}^3$,控制储量为 $102 \times 10^4 \text{m}^3$,预测储量为 $28 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

4. 油田生产挖潜

1) 注水优化调整

投产初期存在的主要问题是注水井受到钻完井污染而无法达到油藏配注要求,对应措施是保证注够水。WZ12-1油田A平台对注水井采用解堵增注措施保证注水。B平台主要采用高压挤注和电潜泵倒置增压注水等措施实施增注,通过增注措施满足油藏开发初期的配注要求。

开发中后期在注够水的基础上力争注好水。南块涠三段IV油组将人工注水改为天然边水驱,使得油井含水得到有效抑制,产量递减减缓。通过中块细分层系后实施了分层配注,保证各层的平衡注采。北块B5井区进行调驱等措施,有效控制了油井含水上升速度。

2) 油田扩边及内部挖潜

2003年,侧钻WZ12-1-A16b井时,在涠二段发现了新油层,新增探明储量为 $57 \times 10^4 \text{m}^3$;侧钻WZ12-1-A17b井时在涠三段振幅异常体发现了新油层,新增探明储量为 $44.9 \times 10^4 \text{m}^3$ 。截至2008年5月底,两口井累积产油达到 $30 \times 10^4 \text{m}^3$,取得了较好的开发效果。

① TVT表示真实垂直厚度。

3) 综合治理, 细分层系

中块涸三段在开发初期, 采用多层合采/合注的方式生产, 细分层系前采出程度已达到 22% 左右, 取得了较好的开发效果。但由于油井含水逐步上升, 油井的层间干扰、结垢、层间开采不平衡等问题日益突出, 造成油井生产时率低, 修井困难。在地质油藏、修完井和地面工艺多专业联合攻关研究的基础上, 实施了涸四段注气开发、涸三段细分层系生产等开发综合治理调整措施。

4) 涸四段注气开发

由于中块 3 井区涸四段无法完善注采井网而采用衰竭式开发, 造成地层压力下降并在构造高部位形成次生气顶, 采用伴生气回注对涸四段油藏实施非混相驱的高注低采的方式, 注气开发采收率比注水开发可以提高约 8%。

5) 开发中后期的挖潜措施

挖潜措施主要在油藏精细描述和剩余油分布研究的基础上采用调剖堵水、换大泵提液、动用低渗层及注气吞吐等稳油控水措施来提高油田的开发效果, 提高油田的最终采收率。

1.2.3 滚动勘探开发生产实施效果

涸洲 12-1 油田通过滚动勘探开发生产, 含油面积、含油层系、地质储量、可采储量都实现了持续增长, 取得了较好的经济效益和社会效益。

含油范围大大增加: 通过滚动勘探开发生产实施, 平面上含油范围从南块逐步扩张到中块和北块; 纵向上, 从 1 井钻后的涸三段 IV、V 油组, 逐步扩大到涸二段的 I ~ VI 油组, 涸三段的 II ~ VIII 油组及涸四段的 I ~ IV 油组。

地质储量和油田规模不断扩大: 地质储量从最初的近 $1000 \times 10^4 \text{m}^3$ 逐步增长到 $5648 \times 10^4 \text{m}^3$ 。通过南块、中块及北块钻评价井和开发井的实施, 涸洲 12-1 油田从 WZ12-1-1 井开始钻探发现南块控制储量和预测储量共 $812 \times 10^4 \text{m}^3$, 逐步增长到了 $5648 \times 10^4 \text{m}^3$ 的规模; 生产平台由一座变为三座, 开发井由 A 平台开发实施时的 17 口增长到目前的 44 口。

可采储量实现了持续增长: 从 1 井钻后的 $39 \times 10^4 \text{m}^3$ 逐步增长到 $1380 \times 10^4 \text{m}^3$; 涸洲 12-1 油田通过从南块向中块及北块的滚动勘探开发及生产, 地质储量不断增长, 同时通过扩边挖潜及增产措施, 可采储量从 A 平台 ODP 设计的 $870 \times 10^4 \text{m}^3$ 增长到 $1380 \times 10^4 \text{m}^3$, 通过调整井、上返补充射孔、换层生产、综合治理及注气可实现累计增油约 $100 \times 10^4 \text{m}^3$, 中块涸三段细分层系可累计实现增油 $45 \times 10^4 \text{m}^3$, 涸四段注气可累计实现增油约 $65 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

通过滚动勘探开发生产, 涸洲 12-1 油田的产量也实现了不断接替。2004 年 B 平台投产后, 油田产量接近年产 $80 \times 10^4 \text{m}^3$, 但是由于没有新的区块接替, 产量很快于 2007 年递减到 $37 \times 10^4 \text{m}^3$ 。在 2009 年注气实施见产和 WZ12-1-4 井区调整井注水收效后, 油田产量又可以回到 $80 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上的年产。B 平台投产前(2003 年以前), 油田产量年综合递减率为 22%, B 平台投产后, 加上中块的综合治理等措施, 使油田的递减率降低到了 12%, 由此说明滚动勘探开发生产很好地实现了产量接替。

滚动勘探开发实现了较可观的经济效益。涠洲 12-1 油田勘探开发生产预计可实现产值 100.4 亿元人民币, 预计可实现利润 38.2 亿元人民币。

1.2.4 涠洲 12-1 油田滚动勘探开发生产的启示

1. 勘探对地下资源的认识指导了开发建设的部署

通过对涠洲 12-1 油田成藏模式的研究, 认为涠洲 12-1 油田为复式成藏, 在各个断块均具有较大的开发潜力, 因此, 决定在 A 平台开发建设时留有较大的设施处理能力用于油田滚动扩张。涠洲 12-1 油田位于涠西南凹陷 B 生烃洼陷的中心, 油页岩相对较厚, 最高可达 80m 以上, 具有很好的生烃潜力, 在油田所处的涠西南 2 号断裂带, 沿断裂系统及次一级断裂非常发育, 与凹陷边缘砂岩体的有效配置, 构成了油气垂向运移的良好通道, 并且控制了油气的聚集与分布。成藏模式为以断层作油气运移通道和圈闭侧封。因此, 在 ODP 设计时虽然只有油田南块和中块的涠三段为探明储量, 但根据油田的成藏模式, 在油田的其他断块(如北块)和涠三上、下亚段的涠二段及涠四段也应具有很好的成藏条件, 具有较大的储量潜力。考虑油田后期滚动开发及调整能力, 方案预留了三个井槽, 同时处理能力也考虑了周边油田依托能力。如果在开发实施中发现了新的储量, 就可以及时调整、完善井网保证油田的正常生产。考虑对油田内部挖潜调整和对周边油田的支持能力, 平台设施能力留有较大的余地: ODP 设计油田最大产油量为 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 设施的原油处理能力为 $240 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$; 油田最大产液量为 $230 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 平台设计液量处理能力为 $270 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 平台外输液量能力为 $270 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。A 平台预留了三个井槽, 在开发实施过程中探明了涠四段的储量后, 马上利用空井槽增加了两口生产井完善油田的开发。在电力供应方面也考虑油田扩边开发时的依托能力, 适当留有余地: 综合平台电力负荷为 5679kW, 选用 4875kW 的燃气发电机组, 考虑涠洲 12-1 油田环境下的输出功率为 3700kW, 选用两用一备, 负荷率为 77%。依据对涠洲 12-1 油田地下资源的认识, 油田的开发模式必然为滚动勘探开发生产模式, 地下储量的认识对 A 平台设计时针对备用井槽、处理能力及电力供应等方面的开发部署起到了很好的指导作用, 在后来的开发实践中得到了充分验证。

B 平台 ODP 设计联合开发北块及 4 井区, 同时兼顾中块 3 井区涠四段的调整。北块钻了两口评价井, 揭示了油藏类型为构造和岩性控制的油藏, 油水分布及储层连通性比较复杂, 可能在实施过程中会存在较大的调整。中块 4 井区储量级别为控制级, 油水边界及产能可能会存在较大的不确定性, 在实施过程中有可能也会存在较大的调整。在 ODP 设计时考虑北块储量丰度低, 且开发井水平井位移相对较大等不利因素, 在平台后期调整能力上考虑有一定余地。方案设计了 24 个井槽(开发井 22 口), 同时意识到地质油藏情况的复杂性, 在生产中修井工作量相对较大, 配备了修井能力较强的 180t 修井机。

涠洲 12-1 油田中块 4 井区是在 1995 年底钻 4 井后证实被 F2A、F2、FA 分隔的自成体系的独立含油断块, 在 A 平台开发方案中设计了 1 注 1 采两口开发井。由于在开发实施中发现了涠四段 $1000 \times 10^4 \text{m}^3$ 的地质储量, 需要补充开发井, 再者 4 井区的产能、储量规模等方面存在一些不确定因素, 因此, 在 A 平台实施过程中暂缓了实施 4 井区的开