

中国

The development of
offshore oil-
gas field in China

近海油气田

开发

戴 焕 栋 龚 再 升 主 编

石 油 工 业 出 版 社

中国近海油气田开发

戴焕栋 龚再升 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书回顾了20世纪50年代末至2000年中国近海油气田开发的历程,总结了海上油气田取得的成功经验和做法,特别是70年代末期海洋石油工业首先对外合作,极大地促进了海洋石油工业的高速发展的成功经验。本书还以近海油气田开发的实践资料为依据,剖析了海上4种不同类型油气田开发的典型实例,为相似油气田的开发提供借鉴。

全书内容丰富,可供油气田开发管理、油藏工程、采油工程及海洋工程专业技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

中国近海油气田开发/戴焕栋等主编.

北京:石油工业出版社,2003.1

ISBN 7-5021-4067-0

I. 中...

II. 戴...

III. ①近海-海上油气田-油田开发-中国

②近海-海上油气田-气田开发-中国

IV. TE5

中国版本图书馆CIP数据核字(2002)第097799号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

889×1194毫米 16开本 19.25印张 1插页 382千字 印1—2300

2003年1月北京第1版 2003年1月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-4067-0/TE·2908

定价: 60.00元

《中国近海油气田开发》编委会

主 任 戴焕栋

副主任 龚再升

委 员 (按姓氏笔画)

刘德福 陈国风 宋顺琼 张风久

胡仲琴 曹文贤 梁惠文 翟龙生

前 言

中国近海油田开发自 1967 年海一平台投入试采开始,至今已有 35 年,1982 年中国海洋石油总公司相继有渤四、六、七、九号平台投产,1982 年年产量不足 $10 \times 10^4 \text{t}$,前后 15 年累积产油仅 $107 \times 10^4 \text{t}$,近海油气田开发经历了一个漫长、低速的探索过程。

20 世纪 70 年代末,党中央、国务院决定海洋石油对外开放,进行合作勘探开发,经过一系列的准备,1982 年正式颁布了《中华人民共和国对外合作开采海洋石油资源条例》,并成立了中国海洋石油总公司,从而推动了近海油气田开发的快速发展,1986 年第一个合作油田投产,1993 年最大的自营油田绥中 36-1 油田投产,1996 年海上油气年产当量超过 $1000 \times 10^4 \text{t}$,1997 年油气年产当量超过 $2000 \times 10^4 \text{t}$,目前近海自营油田和合作油田开发正迅速发展。

至 2000 年底,中国海洋石油总公司注册资本 500×10^8 元人民币,职工约 2.1×10^4 人,资产总值从 28×10^8 元增至 533×10^8 元,净资产从 22×10^8 元增至 415.5×10^8 元,总资产在全国国有大型工业企业中排第 10 位,净资产排第 6 位,但总资产报酬率为 21.8%,净资产收益率为 22%,均居全国首位,资产负债率为 22%,在上述大型工业企业中是最低的。人均劳动生产率从 1×10^4 元增至 77.8×10^4 元,已累计向国家上交税款 141×10^8 元,税款是国家投资的 8.55 倍。销售收入逐年增加,经济效益越来越好,2000 年全年实现销售收入人民币 284×10^8 元,在全国国有大型工业企业中排第 8 位,销售利润为 40%,居第 2 位,实现净利润人民币 98.7×10^8 元,排第 4 位,但人均利润居首位。全年向国家上交税款 19.26×10^8 元,2000 年度,财政部对资产总额超过 100×10^8 元的大型国企进行绩效评估,中国海洋石油总公司以 94.7 的综合得分名列榜首,为我国国民经济做出了应有的贡献。

中国近海先后已投产了 24 个油气田,在整个开发过程中,总体上是非常成功的,绝大多数油田可采储量有较大幅度增长,在高速开采的条件下保持了油气产量的稳定和增长,主要油田投入开发后,油田的开发指标都优于开发方案设计指标。回顾近海油气田开发的历史,可以从许多方面进行总结与思考,有政治的、经济的、技术的、管理的等,在这里我们仅就油田开发某些重点问题进行总结与思考。

编写本书的指导思想:首先是突出近海油气田开发的主要特点,是以经济效益为中心进行油田开发,为此,就必须实行高速开采,就必须采用先进适用的科学技术,就必须进行现代科学管理,就必须确保安全生产,这就是本书编写的中心内容;其次是以近海油田开发实践资料为依据,突出观点,减少一段性的评论和论述;第三是尊

重历史事实，实事求是，对事不对人，避免是非功过评论。

高速开采是近海油田开发必须解决的核心问题，它将决定近海一大批油田能不能投入开发，能否取得经济效益。这个问题不解决，几乎就没有近海的油田开发。这经历了几次观念的大转变。20 世纪 80 年代初，首次编制珠江口盆地海上合作油田的开发方案，这里的油田与以往陆地油田开发有三个不一样：第一，珠江口盆地的油田特点不一样，是以上第三系海相砂岩储层为主，储层物性好，油层稳定，原油性质较好，油层多，全为边底水油藏，天然水驱，能量充分，这与我国过去开发的大量陆相油田不一样。第二，近海油田开发环境条件不一样，基本上一次井网完成全油田开发；油田增产措施和作业条件有限；油田开发寿命受海洋工程设备制约，比较短。第三，油田操作费用比陆地油田高，必须用较短的开采期实现较高的采出程度，取得良好的经济效益。但是，当时编制开发方案的专家，都是来自陆地各油田，脑子里的概念是陆相油田的开发模式，油田开发要高产、稳产，一般油田采油速度是 2%，重质油油田平均单井产量 20~30t/d，轻质油油田单井平均 40~50t/d，就是很理想的了，按照这种观念做出方案，需要的开发井特别多，生产平台则要特别大，油田开采时间特别长，生产建设和操作费用特别高，那么，珠江口盆地地质储量在 $(1000 \sim 2000) \times 10^4 \text{t}$ 的油田开发起来毫无效益，资源无法利用。外国石油公司提出的开发方案是利用天然水驱，大生产压差、大油嘴、大泵，枯竭式高速开采。国内的专家就提出，不注水，产量递减，不稳产怎么办？采收率低，浪费了国家资源怎么办？认识很不一致。经过反复交流、讨论，兼顾中外双方的利益，采取试试看的方式，首先开发了惠州 21-1 这个地质储量 $1763 \times 10^4 \text{m}^3$ ，经济效益属于边际的油田。开发的实践使我们大开眼界，思想认识、开发观念发生了巨大转变，这个油田的开采速度超过 ODP 方案设计的 6.86%，主力油层开发速度达到 10% 以上，高峰期平均单井日产超过 400t，日产千吨的井不少。接着惠州 26-1、西江、陆丰等油田投入开发，都取得了比预想更好的效果，油田采出程度也没因高速开采而降低，相反，比 ODP 方案设计的都高出 5%~10%，最终采收率都将超过 30%，部分油田将超过 40%。这样，对海相砂岩油田高速开采的观念完全建立起来了。

陆相砂岩重质油油田能不能高速开采是又一个观念的转变。1987 年，渤海辽中湾发现了石油地质储量近 $3 \times 10^8 \text{t}$ 的绥中 36-1 大油田，但是油稠，相对密度高达 0.93~0.97，属陆相三角洲砂岩储层，埋深在 1500m 上下。想找外国油公司合作开发，但他们认为开发这种油田是 21 世纪面临的最大的挑战，没有参与合作开发的积极性。我们按过去在陆地开发相似重质油油田的经验，用密井网，平均单井日产 20t 左右的办法开发，是根本没有效益的，还得大亏本。怎么办？当时请了家国外咨询公司做方案，他们提出平均单井日产 120t，这使我们大吃一惊，觉得不可思议。确实，要想开发这个大油田，单井平均日产没有 60~70t 是没有效益的，由于产量风险大，油田整体开发没有把握，最后确定先开辟一个开发试验区，探索开发，在试验区的 ODP 方案中，

确定的单井日产量为 82t，这在国内对重质油油田开发是没有先例的。试验区投入开发以后，经三年开发实践表明，这个开发试验区开发效果要比 ODP 方案好得多，投产后油井产量平均在 100t/d 以上，不少井达到 200t/d，含水上升、压力下降都比方案设计慢。这一实践结果又给了我们原有观念一大冲击，使我们初步认识到，重质油油田的开发也可以提高单井产量，提高采油速度，但到底提高多高合适，还要进一步实践。只因这一观念的突破，使我们增强了也加速了渤海上第三系重质油油田的勘探开发进程。

解决了高速开采的问题，为近海油田有效益开发奠定了基础，这也是海上油田开发观念与陆上开发观念最大的不同和最大的突破，是最值得思考的。加上采用先进适用的技术，现代的科学管理，确保安全生产，就实现了近海油田开发的成功实践。

此书是应《中国油气田开发若干问题的回顾与思考》编委会的统一组织而编写的，为此，中国海洋石油总公司成立了以戴焕栋为主任的海洋部分编委会和编写小组，先后经多次讨论，确定了编写提纲，并多次审查了本书的内容。本书的第一章由胡仲琴编写，第二章由翟龙生编写，第三章由梁惠文编写，第四、六章由宋顺琼编写，第五章由陈国风编写，第七章由胡仲琴、顾克金、李波、曾惠庆和宫薇编写，龚再升同志负责组织协调、编写前言并对全书进行统编定稿。

本书初稿完成后，《中国油气田开发若干问题的回顾与思考》编委会的专家们对其进行了审查，得到了焦力人、李虞庚、蒋其垠、金毓荪、王炳诚、李道品、甄鹏、沈平平、陈炳泉、李春如、咸玥瑛等同志的指导。特别是蒋其垠、王炳诚同志综合了编委会老领导和专家们的意见后，撰写了“我国海上油气田开发经验的启示”一文，他纵观我国油气田开发的历史和现状，审视了近海油气田开发的情况，高度评价了近海油气田开发所取得的成果、经验和有效技术，堪称是本书的高度概括和总结，是阅读本书的纲要，写得非常好。现放在书之前，作为“导言”。

由于本书涉及的专业面广，历史性的基础资料多，编写组的同志知识面和水平有限，资料收集和取舍、材料综合、观点阐述都难恰如其分，谬误不可避免，希望读者谅解。

本书在编写过程中得到了中国海洋石油有限公司、中海石油研究中心及有关专业服务公司等许多同志的热情支持和帮助，他们参加了座谈，提供了许多资料和有益的建议，由于参与的人很多，在此谨向周守为、曹文贤、张风久、李勇、姜伟、李振君、刘建军、汪志勇、梁明熙、杨云、罗玉凌、刘宗芳、姜德祥、王忆敏、张健雄等同志的支持和帮助表示感谢。刘旭同志负责本书编写的联络工作，在此一并表示致谢。

《中国近海油气田开发》编委会

2002 年 8 月

导 言

——我国海上油气田开发经验的启示

在焦力人老部长的带领下，编写组全体成员在海口，听取了海上油气田开发情况的介绍，大家感觉犹如一股清新的春风，扑面而来，使人耳目为之一新，思想上受到多方面的启迪，引起很多联想。大家议论比较多的是：

——“海洋的经验充满了新的观念、新的思维、新的技术、新的管理、新的运作方式，真正体会到全面创新的威力”。

——“而这些创新，不是无本之木，无源之水，它脱胎于原是一家的中国石油业，就发生在我们身边，所以感到特别亲切，而且可操作性很强。是海洋石油人 20 年来艰苦创业、历经曲折坎坷、既向国外学习，又增强自身本领的必然结果。

——“改革开放的窗口，对外合作的范例”。称我国海上油气田开发的水平达到世界一流是当之无愧的。

——海洋油气开发的经验，在扎实做好基础工作，重视第一性资料，严细认真，深入认识地下储层，审慎对待决策等方面既坚持了大庆经验的好传统，又与时俱进，不断增加新时代的新内容，是大庆经验在海洋条件下的发扬光大。

——最根本的是继承和发扬了石油工人勇于创新、艰苦奋斗、团结协作、讲求奉献的精神风貌，体现了海洋石油职工队伍强烈的主人翁意识，这样一支队伍，再用先进的思想观念、先进科学技术和先进的管理方法武装起来，必然是“无往而不胜”。

的确，我们是在连续听取了陆上 20 多个油气田的开发情况介绍和各单位一起审稿、交换意见之后再来审读海洋油田开发的初稿的。一种“比较”的意识很自然地产生出来。许多在其他陆上油气田感到长期被困扰，没有得到很好解决，或在新的形势下需要重新审视探索的问题，在这里或多或少地找到答案或受到启发，例如：

——人们都讲以经济效益为中心，但如何真正体现以经济效益为中心？需知，海洋石油 20 多年来开发投产了 26 个油气田，没有一个是赔本的！这就是说已经形成了一套体现经济效益第一的投资决策机制，保证海洋石油的重大投资决策不失误。

——如何看待只有思想观念的创新才能带动实际工作的创新。在这里创新不是一个空洞的口号，而是看得见摸得着的、可操作性特强的东西，从高速开发油气田的思路，到优快钻井的实施；从应对低油价的挑战，到边际油田的突破等，都是以思想大解放为先导的。

——如何做到勘探开发一体化？双方不再为提高储量的质量和数量，陷入无休止的争吵与烦恼（如陆上一些油田曾经有过的那样），海洋应该说不再存在这个问题了。

——如何真正按照海上油气田开发的特点、规律办事，不搞主观臆断，不强加储量产量指标，避免长官意志，真正科学决策。海洋有一套成熟的做法。

.....

所以，在对中国油气田开发历程的回顾与思考时，我们（主要来自陆上油气开发界）感到有必要以“第三只眼睛”的视角和读者一起来观察和思考一些问题。

一、20 年来海洋油气开发取得令人瞩目的成就，前景令人鼓舞

从 1982 年到 2000 年，中国海洋石油总公司油气年产量从 $9 \times 10^4 \text{t}$ 增至 $2235 \times 10^4 \text{t}$ （油当量）；资产总值从 28×10^8 元增至 715×10^8 元，取得了良好的生产经营成果。2001 年底，全年油气总产达到 $2300 \times 10^4 \text{t}$ ，实现销售总收入 303×10^8 元，利润总额达 96×10^8 元，为国家上交利税 42×10^8 元。

1. 与国内主要大型工业企业比较

与中央管理的主要大型工业企业 2000 年主要财务指标比较：

(1) 总资产排第 10 位，净资产排第 6 位，但总资产报酬率为 21.8%，净资产收益率为 22%，均居全国首位，说明资产结构和质量好。

(2) 资产负债率为 22%，是这些企业中最底的。

(3) 已获利息倍数居首位，且远高于第 2 位企业，表明偿债能力强；利润 98.7×10^8 元，排第 4 位，但人均利润居首位，并远高于第 2 位企业。

(4) 销售收入为 284×10^8 元，列第 8 位，但销售利润率为 40%，排第 2 位。

(5) 2000 年度，财政部对资产总值超过 100×10^8 元的大型国企进行了综合绩效评估，中国海洋石油总公司以 94.7 分的综合得分名列榜首，是国有资产保值增值率最高的企业（126.5%）。

2. 与国际同类石油公司的比较

(1) 中国海洋石油有限公司（下称中海油）2000 年主要财务指标，按国际会计准则与国际同类勘探生产公司比较，居于前三位的有 6 项：股本收益率、三年平均资本收益率两项居首位；净储量、储量寿命居第二位；三年平均勘探开发成本、2000 年桶油 EBITDE 居第三位。

(2) 有限公司在资本市场的表现：

①2001 年 2 月 27 日、28 日中国海洋石油有限公司在香港和纽约两地成功上市。

②一季度就被《国际股本资本市场》评为“亚太地区本季最佳首次发行”，被纽约交易所评为全球首季首次发行最佳发行第二名。

③7 月 31 日，中海油被破格纳入恒生指数成分股，一般来讲，优质股票进入恒指成分股需交易 2 年之后，中海油仅用 5 个月，创造了上市“红筹”变“兰筹”的纪录。

④“9·11”美国遇袭后，全球经济遭受冲击，各国股市全面下挫，而中海油股票却凭借其优良素质逆市上扬。

⑤2001 年底，著名国际财经杂志《亚洲财富》(Asiamoney)，将中海油有限公司评

为 2001 年度中国最佳管理公司榜首。

⑥2002 年初，中海油有限公司宣布，收购西班牙瑞普索（Repsol - YPE）公司在印尼五大油田的部分权益。这是我国企业跨国兼并最大手笔，涉及金额 5.85 亿美元，将为中海油带来每年 $500 \times 10^4 \text{t}$ 的份额原油，并使中海油桶油成本更具竞争力，盈利能力更加提升。这是中海油在资本运营方面的大举措，是跨越式发展的重大步骤，也为进一步提高我国的海外份额油产量，作出了自己的贡献。

海洋石油取得的这些成就，来之不易，着实令世人瞩目，令国人振奋，令石油人自豪！

“十五”期间，中海油的发展目标：上游以油气开采为核心，向综合性能源生产和供应企业发展。到 2005 年，油气产量达到 $4000 \times 10^4 \text{t}$ ；下游以中海—壳牌石化、海南化肥和广东 LNG 三大项目投产为标志，进入一体化石油公司行列。企业将以整体优秀的质量，良好的盈利能力，冲击世界 500 强。这个目标更是使人鼓舞。

二、对海洋油气田开发最具特色的若干“创新点”的认识

海洋油气开发的经验丰富全面，深刻生动，涵盖了油气生产的全方位和全过程，而贯穿始终的一个精神，就是“创新”——不断地解放思想，挑战极限，攀登新的高峰。具体经验在海洋同志撰写的各章中都有详细表述，这里仅就我们体会较深的几点，作进一步的讨论和思考。

1. 关于海上油田高速开发思路的突破

我国最早从事海上油田开发的人员都是从陆上各油田抽调来的，长期以来，陆上油田开发的那套程式在脑子里是根深蒂固的，几成思维定式，那就是油田开发一定要保持长期稳定、高产，开发方案设计的油田开发高峰期采油速度一般在 $1.5\% \sim 2.0\%$ 左右。一般采用每平方公里 4~8 口井的井网密度（井距 350~500m）。大多数油田实施早期注水保持压力的开采方式。然而这些既定方针和海洋的实际情况与外国公司的做法存在极大的差异。

是对外合作，引进了高速开发的新观念。20 世纪 80 年代中期我国南海东部珠江口盆地相继发现惠州 21-1 油田和惠州 26-1 油田。当时油田开发面临着一些新的特点：第一，这些油田储层是以上第三系海相砂岩储层为主，储层物性好，油层分布稳定，原油性质好，且全为边底水油藏，有充足的天然水体驱动能量可以利用，这是与过去开发的大批陆相油田不同的；第二，海上油田开发寿命受海洋工程设备制约，而且海况与气象复杂多变，为保证设施和人员安全，保证油田正常生产，要求尽可能缩短油田生命周期；第三，油田操作费用要比陆地油田高得多，为实施低成本战略，尽早回收投资，加快资金流通，必须在较短的开采期内实现较高的采出程度，以取得良好的生产效益与经济效益，即人们通常说的“双效一致”也要求实行高速开发。

针对这些特点，外国公司提出的开发方案是利用天然水驱，大生产压差，大油嘴，大泵，枯竭式高速开采。惠州 21-1 油田，部署 10 口采油井，4 口注水井和 1 口采气

井,设计高峰年产油 $121 \times 10^4 \text{m}^3$,高峰年采油速度 6.86%,开采期 5.5 年,累计采油量 $477 \times 10^4 \text{m}^3$,采收率 27.2%。惠州 26-1 油田,部署 15 口采油井,5 口注水井,设计高峰年产油量 $238 \times 10^4 \text{m}^3$,高峰采油速度 6.97%,开采期 10 年,累计采油量 $805 \times 10^4 \text{m}^3$,采收率 23.6%。按方案设计两个油田均为边缘注水。这样的开发思路无疑对原有陆上油田开发模式是极大的突破。如果按照原来保持高产、稳产的思路,采油速度 2% 左右,单井平均产量 40~50t/d,照此作出的方案,需要打的开发井特别多,生产平台要特别大,油田开采时间特别长,生产建设和操作费用特别高,那么像惠州 21-2 这样的边际油田就没有开发价值了。当时的争论很激烈,认识很不一致。但我国政府先后批准了上述指标的两个油田总体开发方案。

实践结果比方案设计的还要好,先行投产试验的惠州 21-1 油田 1990 年 9 月投产,实际高峰年采油速度达到 6.45%,主力层速度达到 10% 以上,高峰期平均单井日产超过 400t,日产千吨的井不少,到 2000 年底已开采了 10 年,累计采出原油 $587 \times 10^4 \text{t}$,采出程度 37.9%,综合含水 72.7%,2000 年底年采油速度仍在 2.84% 左右。其后惠州 26-1 油田 1991 年 11 月投产,实际高峰年采油速度达到了 5.5%,截止到 2000 年底已开采了 9 年,累计采出原油 $1498 \times 10^4 \text{t}$,采出程度 39.9%,综合含水 74.2%,2000 年底采油速度仍为 4.45%。

这两个油田的成功实践,高速开发的观念得以确立,使人们的思想获得一次大的解放。但有些思想不太通的人还可以强调主要是海相砂岩轻质油油藏的优越条件决定的。其后不久,在渤海辽中湾发现了石油地质储量近 $3 \times 10^8 \text{t}$ 的绥中 36-1 大油田,储层为上第三系馆陶—东营组,原油性质是高粘、高密、高胶质沥青含量,地面密度 $0.95 \sim 0.98 \text{g/cm}^3$,为重质稠油,埋深 1300~1600m。如果按过去陆上开发相似重质油油田的经验,用密井网,平均单井日产 20t 左右的办法开发,是难以有效益的。当外国咨询公司提出方案,平均单井日产 120t! 要知道这是陆上开发界十分熟悉的上第三系馆陶—东营组的储层,要达到此产量,许多人认为简直不可思议。但是从海上条件看,开发这样的油田,单井日产如果没有 60~70t 是没有效益的。由于产量风险大,油田整体开发没有把握。决策者确定先开辟一个开发试验区,探索开发。在试验区的总体开发方案中,确定的单井日产量为 80~90t,这在国内陆上重质油油田开发是没有先例的。试验区投入开发以后,经三年开发实践表明,其开发效果要比方案好得多,投产后油井产量平均在 100t/d 以上,不少井达到 200t/d,而且含水上升、压力下降都比设计方案慢。绥中 36-1 油田从 1993 年 9 月 A 区投产,1995 年 5 月 B 区投产,1997 年 12 月 J 区投产,到 2000 年底,已回收投资 64.9×10^8 元,累计利润达到 37.5×10^8 元,经济效益十分明显。事实再一次说明,高速开发,不仅适用于海相砂岩轻质油田,而且同样适用于陆相砂岩重质油油田,这是又一次思想观念的突破和解放,这对渤海海域在较短期内形成海上原油新的增长点意义重大,因为在这里所探明的原油储量中 80% 以上属于重质油油藏。

这里还需要说明两个问题：

(1) 高速开采会不会影响最终采收率的降低？这是不少同志心存疑虑的，根据室内岩心实验与海洋油田开采的实践，可以肯定高的水驱速度是不会降低最终驱油效率的。

(2) 强调高速开采，并不意味着笼统地不要稳产，从经济效益第一出发，海上油田开发是以单个油田高产和油田（或区块）接替稳产，来实现海域或油田群的高产和稳产的。这就处理好了局部高速高效和全局产量稳定，避免大起大落的关系，这对组织指挥生产来说是必须统筹兼顾的。

2. 关于优快钻井技术的意义及其延伸

如果说高速开采的思路，一开始就冲击了原有的油气田开发模式，使海洋石油人的思想得到一次大的解放的话，那么优质快速钻井的提出和实施，则是又一次有全局意义的思想解放“浪潮”。

20 世纪 90 年代中期，我国海上探明的石油地质储量中，因为钻井、完井费用高（约占油田开发总成本 40% 左右），大约有一半（ $5 \times 10^8 \text{t}$ ）左右的石油地质储量，经济效益差或没有经济效益，在渤海地区尤为突出。如辽东湾地区发现的锦州 9-3 油田，地质储量超过 $3700 \times 10^4 \text{t}$ ，前后申报了多个开发方案都被否定，其主要原因是钻井周期长、钻井成本高（钻井成本高达 50%），因而油田的整体效益达不到应有的要求，致使油田开发迟迟不能启动。能不能突破这个致命的“瓶颈”，使一大批边际油田动用起来，这成为影响海洋石油事业向前发展的关键了。

1994 年，有消息传来，美国一家公司在泰国湾钻一口 3500m 左右的井，平均建井周期只需 5~6d，最短的仅需 4d。当时许多人认为是“天方夜谭”不可置信。泰国湾地区地层松软，纯钻速极高，这在世界油气杂志等刊物早有报道，但作为多项作业组合的钻井、完井系统工程把整个周期缩到如此之短，确是出人意料。要知道当时我国渤海湾地区钻一口相同的井要花 50 多天，即是外国公司在这里也得 30 多天。

中国海洋石油总公司决定学习推广这种优快钻井技术和方法，于 1994 年 8 月组团赴泰国考察。据参加考察的人员回忆，在学习具体的先进技术与管理方法的时候，美国人介绍中用得最多的一个单词是“Philosophy”（思维体系、观念），就是说，快速钻井是以思想观念的转变为先导的，给人印象极深。

考察归来后，1994 年 10 月在渤海歧口 18-1 油田揭开了实施优快钻井的序幕，先以 3 口开发井作为实验项目，中国海洋石油总公司要求钻井周期从 57d 降至 32d，渤海公司又加了一码，自定 18.5d 完井。实施结果，3 口生产井平均井深 3561m，平均建井周期 18.82d，最快一口井为 13.28d，所花时间是该地区钻 7 口同类井平均建井周期（57d）的 1/3，钻井成本比预算节省了 27%。

其后，1996 年 9 月，在绥中 36-1 油田 J 区钻 15 口生产井进一步推广应用，过去在该油田 A 区和 B 区钻同类井，做了很大努力，才把建井周期从 22d 降至 12d 多。此

次钻 15 口井平均井深 187.6m，平均建井周期 3.71d，其中最快的一口井仅 2.6d，把这个地区的钻井速度提高了 2.35 倍。

1996 年 12 月再次在歧口 17-3 油田应用，9 口定向丛式井平均井深 2435m，且都是“S”形多弯道井（平均每口井靶点 2.7 个），地质条件非常复杂，平均建井周期由原来的 34d 缩短到 7.86d，其中一口井只用 2.7d。固井质量一次合格率达 100%，一项中靶率达 100%。

在短短的两年时间内，优快钻井项目连闯三关：由对外国先进技术从学习、引进、消化、吸收到结合本地的条件加以创新、提高，再进入常规应用推广阶段，取得了巨大的生产效益与经济效益。从此，优快钻井深入人心，在海洋石油工程中确立了此项新技术先导、带头、辐射的地位和作用。

现在看来，作为一个整体“优快钻井”包括了从物质到精神的三大部分，这就是先进、实用、配套的技术；先进、严密的组织管理与发扬团队协作精神，这三者相辅相成，缺一不可。

从几个成功实施优快钻井的项目实践中可以看出共同的特点：

（1）为了达到快速钻井，在时间上真是“争分夺秒”，积少成多，把分分秒秒汇集到节省的总时间中去，如 PDC 可钻式浮鞋，可以节省起下钻时间 18.3h，节省钻井时间 11.5h。高强度电缆、大小满贯测井技术，每口井比过去节约 9h。

（2）技术与管理结合，改变过去粗放型的管理方式，建立起“钻井时效第一，作业准备和海上维修停工时间归零”的集约型管理方式。其核心思路是各专业工种间开展立体交叉式的大规模协同动作，做到相对钻机时间而言，海上设备维修时间归零——维修与钻井同时进行；井口准备时间归零——应用设备提前到位；衔接时间归零——工序之间不等候。真该为这几个零的突破叫好！这是过去不敢想像而现在变为活生生的现实。无候凝固井技术，比原来每口井至少节约 5h，无钻机时间测 CBL（水泥胶结测井）每口井节约作业时间 8h 以上，等等。

（3）这些具体措施的背后还有个重要的“支柱”，是集体主义的“团队精神”。试想一条钻井船上，进行作业 100 多人，来自海洋石油系统的不同专业单位，虽然分属甲、乙方，但甲乙双方、乙方各单位之间能够配合默契，协调动作，还有后方部门从机关到后勤，从物供到运输，都能紧张有序，保障有力地工作，没有强烈的集体主义思想，发扬团队精神，是创造不了这一个个奇迹的。

面对着优快钻井一个个成就的进展，人们感叹，人还是那些人——不求数量，但求素质；技术还是那些技术——不求精尖，但求实用、优化组合。是团队精神，使一切生产要素达到了最佳的配置。这不充分体现了经济增长方式的转变和走内涵发展道路的真谛吗？

所以当后来总结优快钻井经验时，渤海优质快速钻井群体经验宣讲团到中国海洋石油总公司各处巡回报告时，所到之处引起强烈反响。许多同志感慨地说：“好多年没

有听到这么感人，如此精彩的报告了！大庆精神就在我们身边，我为海洋石油有这样的典型而自豪！有的老同志说：“我们海洋石油的优快钻井具有时代内涵和科学精神，是大庆精神在新时代背景下的升华！它是多门科学加上团结奋斗精神的结晶，真了不起，真了不起”。

还应该指出，优快钻井取得成功，在上述三大要素之外，适当合理的激励机制也是十分重要的，这完全符合社会主义阶段的物质利益原则。

优快钻井的实施，出现了优快钻井群体，形成了优快精神。精神变物质，在其后不久，又出现了规模、声势相当的优快完井作业；而“零”的突破，又进一步发展到“零库存”，从而在企业管理的水平上又前进一大步。零库存的概念，过去只在西方管理学的专著上见过，是许多企业管理人士梦寐以求的理想，然而现在在优快钻井精神的推动下，又一个神话将变成现实，这是多么地鼓舞人心！这就是中国海洋石油工业推广优快钻井技术的深刻而深远的意义。

3. 以“油田群”方式联合开发边际油田的启示

20 世纪 90 年代下半叶，世界油价低迷，最低达到每桶 10 美元以下，对国际石油业是严峻的挑战。中海油没有怨天尤人，积极采取了许多有效措施，应对了低油价的挑战，而且还成功地开发了一些边际油田，其中“油田群”联合开发的思路和大位移水平井新技术的采用，给人印象尤为深刻。

油田群联合开发，即是利用已有油田的生产设施，开发周边的小油田，或是在同一个区域内，油田间距离不远，原油性质相近的油田联合设计开发，或是海上开采利用附近陆上的条件，这些都大大节约了开发投资，降低了生产费用，使原来没有效益的边际油田得以开发，获取经济效益。这种方法在我国渤海湾有渤西油田群半海半陆开发生产系统；南海东部惠州油田群全海式生产系统；南海北部湾涠洲油田群半海半陆式等多种类型。

南海东部惠州油田群由 6 个小油田组成，4 个平台（1 个综合平台，3 个井口平台）和 2 个水下井口共用一套生产设施。该油田群分三批建设投产，不仅使开发生产设施的建设、改造花费较少、节约了大量投资，而且前后实现三个阶段油田产量接替，取得很好的经济效益。所以也有人称为油田群的滚动开发。先是两个主力油田，惠州 21-1、惠州 26-1（属于中型油田）发现后，建生产设施投产，奠定了油田群开发的基础。在这两个油田附近连续发现了几个新油田（惠州 32-2、惠州 32-3、惠州 32-5、惠州 26-1N），但规模较小单独开发没有经济效益。

其后，经开发可行性研究，惠州 32-2 和惠州 32-3 油田分别建一座井口平台，以海底管线相连，惠州 32-3 油田再通过海底管线与惠州 26-1 油田连接，然后再用 113km 的输气管线由惠州 26-1 油田平台将天然气输送到惠州 32-2 平台作燃料气。再后惠州 32-5、惠州 26-1N 油田利用水下井口与惠州 26-1 油田通过海底管线连接，开发了这两个油田。这样，就形成了惠州油田群开发网络。

惠州 6 个油田共用一套 FPSO、系泊系统、供应船和直升飞机，并利用惠州 21-1 油田 10 井的天然气作气举和燃料气。所发生的实际费用按各油田的产量进行分摊，大大降低了生产成本，提高了油田的开发水平和经济效益。这样一套生产设施不仅促使周围小油田的开发（以后附近发现的新油田都可进这个系统），而且用油田产量接替确保了惠州油田群的高产稳产。

渤海湾渤西油田群、南海北部湾涠洲油田群的联合开发，采取同样的思路，与惠州油田群不同的是都采用半海半陆式开发生产系统，在具体做法上又根据各自的实际情况有所发展创新。

油田群联合（滚动）开发的思路和实践给人的启发是深刻的，它使我们对“边际油田”的认识大大加深了。所谓边际油田，本来是指在当时的各种条件（地理、技术、油价、经济、政治等）下，若采用常规开采方式，经济效益较差的油田。从经济上讲，边际油田是现金量的贴现值为零的油田，也就是说这种油田以常规的方法开采，在开发期的全部收益与勘探开发的投资基本持平，或收益甚少。一般而言，盈利率在 15% 以下的边际油田，其开发价值不大。如在北海地区，一般储量小于 $1500 \times 10^4 \text{t}$ ，距现有设施 10km 以上的油田即为边际油田。

联合开发的思路，打破了孤立、静止地看待边际油田的传统模式，若在一个构造上建一座采油平台当然是没有效益的，然而几个构造建一座中心平台，搞联合开发，不就争取到了失去的开发价值了吗？可见有无经济价值在一定条件下是可以转化的，没有条件、创造条件，变不利为有利，这正是石油好传统的发扬。

联合开发在渤海湾地区又进一步向组成四个开发体系、联片开发的新构想发展，尤其令人鼓舞。

渤海湾海域，经过 30 年的勘探实践，发现了上百个含油构造，若按原来的开发模式看这些构造其含油面积小没有开发效益，因而大部未予启动。“四个开发体系”的新思想就是把这些含油构造按地理位置划分到不同的体系中，在每个体系上建一座中心平台和若干无人值守的卫星平台，通过海底管线把各个边际小油田的原油输送到中心平台，再由中心平台集输到陆上终端处理，使那些曾被认为没有开发价值的小构造显示出它的经济意义。“四个开发体系”覆盖了整个渤海湾，它们是以歧口 18-1 为主的渤西南开发体系；以秦皇岛 32-6 油田为主的石臼坨开发体系；以绥中 36-1 油田为主的辽中体系和包括了锦州 9-3、锦州 20-2、锦州 21-1 等构造的辽北体系。据介绍，按照这种模式，一个开发体系的年产量相当于一个中型或大型油田的年产量水平。这样渤海湾的油气开发将前所未有地被激活起来，不但使渤海湾原油产量上千万吨成为现实、而且使今后的勘探开发目标更具针对性。按传统模式，一个构造的储量至少要达到 $2000 \times 10^4 \text{t}$ 才有开发价值，而现在只要含油面积在 5km^2 ，动用储量在 $550 \times 10^4 \text{t}$ 就可开发。它还能充分发挥体系共享的优势，在体系周围一旦发现零星小油田，通过海底管线可直接进入开发体系，实现设施共用，这确是一条经济有效的开发途径。

有的边际油田由于特殊的地理地质条件，并不适合联合联片开发。如西江 24-1 油田于 1985 年发现，由于油田储量规模小，中、外双方都认为按常规方法开发不具经济价值。1991 年，在西江 24-3 和西江 30-2 两个油田联合开发的过程中，曾经考虑西江 24-1 油田与之联合开发，评价了两个方案：提出用一个卫星小平台或用水下井口生产系统的方案来开发，其开发投资都超过 7000×10^4 美元，如果再考虑注水，再加上操作费，费用将更高，两种方案开发都没有经济价值，从而使西江 24-1 油田的开发搁置了 10 年。

1996 年 6 月，中、外双方经反复论证，决定采用大位移钻井技术，从距西江 24-1 油田 8 公里远的已开发的西江 24-3 平台上钻一口大位移井（西江 24-3-A14 井）至该油田，对其开发，评估设计时认为该井水平位移 8171m，7 年时间可产原油 122×10^4 t，机遇与风险同在，风险分析成功率 69%，实施结果，水平位移 8062.7m 比设计要求更准确地钻中构造高点，创造了多项世界记录，而且全井的直接费用比预算节约 25%，比用一个小卫星平台开发节约 75% 以上，这是我国首次用一口大位移井成功地开发一个油田，是中国海洋石油钻井上的创举。该井 1997 年 6 月投产后，日产量一直维持在 1000m^3 左右，投产半年就回收全部投资，到 2000 年底（生产 3.5 年）已累积采油 $94.8 \times 10^4\text{m}^3$ ，比预计结果好，获得巨大的经济效益。

如果说西江 24-3-A14 井是外国作业者钻成的大位移井，则其后不久，渤海歧口 17-2 油田则是中海油靠自己的力量用大位移井自营开发的油田。歧口 17-2 油田东区，经开发可行性研究，若按常规做法需单独另建一个井口平台，钻 6 口井进行开发，没有经济效益。1998 年利用歧口 17-2 油田已开发的西区平台钻 4 口大位移井到 3.5km 外的东区，进行开发，仅此一项就节约投资 5000×10^4 元，且 10 个月即可回收投资，整个经济效益显著。

大位移井以及水平井等技术在海上应用得心应手，在提高复杂油田开发效果，确保油田高产稳产方面发挥了重要作用。

4. 开发前期评价阶段的重要性

与陆上油气田开发不同的另一特点是海上油气田在开发程序中十分重视“评价”阶段。这个阶段时间相对较长，工作要求深、细，为以后的开发阶段打下了扎实基础。

事实上，海上油气田开发的初期，即 1979 年与国外合作之前的 20 年左右时间内，渤海投产的几个油田，也是缺少严格的评价阶段。在探井见油以后就改建或建造采油平台，立即进行生产，没有做油藏评价，没有对油藏进行深入的地质研究，更没有按程序进行总体开发方案设计，这样给油田开发带来许多后遗症。

对外合作以后，引进国外资金、技术与现代化管理，给中国海洋石油工业带来勃勃生机，也学习掌握了油气田的“前期评价”研究工作。

前期评价工作包括四个阶段：油气藏评价、预可行性研究、可行性研究、总体开发方案（ODP）编制。这四个阶段的工作是“由此及彼”、“由表及里”环环相扣、紧

密衔接，因而工作的深度和精度是不断地深入提高的。

四个阶段的工作内容，在后文中有详细的论述，这里仅强调提出我们认识到的若干特点：

(1) 始终把储量评估作为最基础的工作看待，为此运用各种技术手段，提高评价阶段的储量计算精度，最大限度地减少油气田开发的风险。通常的做法是充分利用评价井与高质量的地震资料，但评价井的多少与储层的认识程度和经济效益之间是存在一定矛盾的。评价井越多则取得的资料也越多，对油藏的认识越清楚，开发风险也就越小，然而这会使投资增加。所以用必要数量的评价井，结合增加地震测网密度获取更多的地震信息来解决这个问题。目前海上常用高分辨率地震技术、多井约束反演技术、地质统计及随机建模等技术进行储层描述，使对地质模式的认识更加符合实际，为准确计算储量打下基础。这个阶段工作做细了，为后续工作带来主动。总体来看，从海上油气田已投入开发油气藏的储量复算，即基本探明储量与开发之后的储量计算相比，除个别油气藏储量增加幅度较大外，大多数平均误差均在 $\pm 15\%$ ，这个水平是令许多陆上油田的开发人员十分钦羡的。

(2) 在预可研和可研阶段，继续强调要立足于扎实的资料数据，不赶进度，不凑合，更不靠拍脑袋。对需要补取的资料、补做的工作量坚决补做。比如补钻评价井来获取地下流体或产能数据；加密地震测网或三维地震来落实储层；根据开发需要钻井试水来了解地下水分布状况；分析天然气组分（是否含硫化氢）等。

对有的技术难点还要立项开展专题研究，有的则要到国内外同类油气田考察和调研。绥中 36-1 油田的可行性研究，遇到海上重质油开发的经济可行问题是过去没有遇到的，为此开展了国内外海上和陆上重质油油田从油藏到工程各个专业领域的全方位调研，对于重质油海底长输管线的技术问题还专门立项，做原油流变性的室内实验研究。在东方 1-1 气田的可行性研究中，为减低投资，进行了简易平台的国外考察；为解决生产井防砂难题进行了岩石力学试验和专题研究。

其他如海底地质、工程状况调查、管线路由调查、环境条件评价以及安全分析等则要有一定的工程量，有的委托社会力量进行。总之，这些工作深入做细了，就使下一步多种油藏方案、钻采方案、海工方案的对比优化时，工作扎实可靠。

(3) 前期研究都是以多学科综合项目队的形式进行的，真正把有关各种专业以及经济方面的专家组织在一起、集思广益、互相启发、补充、沟通。这样做的好处既能在全面分析、反复比较中形成较好的整体思路 and 方案，又能根据全局整体的思路，调整、协调各专业的技术和经济问题，保证全面提高 ODP 的质量。

总体上是以综合项目队的形式进行的，在实施中间，又根据不同阶段的中心任务又有不同的侧重。如在油气藏评价及预可行性研究阶段是以地质研究为主体、包括地震、测井、油藏工程、海洋工程和经济的综合研究队；在可行性研究阶段，其研究任务从地质问题转向开发问题，此时则是以油藏工程为主体的包括油田地质、钻完井、