

中国油藏开发模式丛书

# 热采稠油油藏 开发模式

T H E   D E V E L O P M E N T  
M O D E L S   O F   H E A V Y   O I L  
R E S E R V O I R S   B Y   T H E R -  
M A L   R E C O V E R Y

刘文章 编著

石油工业出版社

中国油藏开发模式丛书

Series on Reservoir Development Models in China

# 热采稠油油藏开发模式

The Development Models of Heavy Oil Reservoirs  
by Thermal Recovery

刘文章 编著

二

石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书是《中国油藏开发模式丛书》分类模式研究专著之一“热采稠油油藏开发模式”。

本书较系统全面地总结、论述了最近十几年来我国进行的稠油油藏热采研究成果及现场应用技术发展成就。对辽河、克拉玛依、胜利、河南等四个稠油开发区的各种类型稠油油藏的热采科学研究、生产实践及发展前景进行了综合、分析及预测，建立了有针对性的开发模式。

本书论述了不同类型稠油油藏采用蒸汽吞吐热采模式的开发效果及经验，稠油油藏的二次热采开发模式及特稠油、超稠油油藏水平井热采模式的研究及现场试验成果，同时也总结了有中国自己特色的热采工艺技术系列，为此类油藏的开发提供了理论依据。

本书可供从事石油地质、油田开发、数值模拟、矿场生产岗位的科研、技术人员和石油院校有关专业师生参考。

## 图书在版编目(CIP)数据

热采稠油油藏开发模式/刘文章编著.  
北京:石油工业出版社,1998.7  
(中国油藏开发模式丛书)  
ISBN 7-5021-2335-0

I. 热…  
II. 刘…  
III. 粘性原油-油田开发  
IV. TE345

中国版本图书馆 CIP 数据核字(98)第 16580 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)  
北京普莱斯特录入排版中心印刷厂排版  
北京密云华都印刷厂印刷  
新华书店北京发行所发行

\*

787×1092 毫米 16 开本 26.125 印张 667 千字 印 1—2000  
1998 年 7 月北京第 1 版 1998 年 7 月北京第 1 次印刷  
ISBN 7-5021-2335-0/TE·1948  
定价: 65.00 元

# 《中国油藏开发模式丛书》

## 编辑委员会

主任 周永康

副主任 谭文彬 王乃举

成员 曾宪义 沈平平 金毓荪 张家茂

周成勋 万仁溥 刘万赋 冈秦麟

## 编辑组成员

组长 金毓荪

成员 李志勋 杨贤梅 李春如

张卫国 戚玥瑛

# 《中国油藏开发模式丛书》

## 一、总论

## 二、分类模式研究

多层砂岩油藏	裂缝性潜山基岩油藏
气顶砂岩油藏	常规稠油油藏
低渗透砂岩油藏	热采稠油油藏
复杂断块砂岩油藏	高凝油油藏
砂砾岩油藏	凝析油油藏

## 三、典型实例

大庆萨葡油层多层砂岩油藏	东胜堡变质岩油藏
胜坨沙二段多层断块砂岩油藏	曙光古潜山油藏
王场油田潜三段多层砂岩油藏	任丘碳酸盐岩油藏
老君庙 L 层多层砂岩油藏	王庄变质岩油藏
喇嘛甸层状砂岩气顶油藏	羊三木常规稠油油藏
双台子气顶砂岩油藏	孤岛常规稠油油藏
濮城西沙二气顶砂岩油藏	
红岗萨尔图层低渗透砂岩油藏	曙光杜 66 热采稠油油藏
扶余裂缝型低渗透砂岩油藏	单家寺热采稠油油藏
马西深层层状低渗透砂岩油藏	克拉玛依九区热采稠油油藏
马岭层状低渗透砂岩油藏	
老君庙 M 层低渗透砂岩油藏	
东辛复杂断块油藏	静安堡高凝油油藏
文明寨极复杂断块油藏	小集高凝油油藏
钟市复杂小断块油藏	魏岗高凝油油藏
双河油田砂砾岩油藏	

## Abstract

In the 1960's, a few of shallow heavy oil reservoirs were discovered in Karamay of western China. Since 1978, a lot of deep buried heavy oil reservoirs have been discovered in Liaohe and Shengli oil bearing area of eastern China. For this special type of reservoirs, it is difficult to develop efficiently using conventional cold production or water flooding, due to its high resin & asphalt contents and high oil viscosity, being as high as several hundreds, several thousands or even several hundred thousands  $\text{mPa} \cdot \text{s}$  at reservoir conditions. Moreover, it is predicted that there existing considerable heavy oil reserve in many nonmarine basins in our country. The severer challenge faced is which recovery methods and technologies have to be adopted to recover this heavy oil.

From 1978, directed particularly by former minister, Kang Shien, of The Ministry of Petroleum Industry, the technology study on steam injection thermal recovery for heavy oil reservoir has been conducted. The author was appointed to establish Thermal Recovery Laboratory for heavy oil in Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED) and design well bore heat insulating technique for deep wells. By cooperation closely with Liaohe Petroleum Exploration Bureau, through experiment study with advanced physical modeling and numerical simulation technologies and field preparation, first steam stimulation tests were successfully conducted in deep wells with depth of 1600m of Gaosheng oil field, Liaohe oil bearing area in 1982. After that, steam injection recovery tests were also complemented in Karamay and Shengli heavy oil bearing area, and both were successful. A integrated operation techniques were formed for steam injection recovery with the characteristic of our own country, and new situation was opened up for the development of heavy oil reservoirs in China. Heavy oil thermal production reached  $75 \times 10^4 \text{t}$  in 1985, and over  $800 \times 10^4 \text{t}$  in 1990, and over  $1000 \times 10^4 \text{t}$  in 1992. By 1997, annual oil production level of  $1100 \times 10^4 \text{t}$  has maintained for 5 years. The heavy oil reserves for steam injection recovery has exceeded  $8.0 \times 10^8 \text{t}$  and total well numbers has exceeded 9000.

The heavy oil reservoirs in China has the property of continental sedimentation, with many types of reservoirs and complicated geological conditions. First, the resin content is high and asphalt content is low in heavy oil, the oil viscosity is high with big varying scope. The author suggested a classification criteria that the oil with its viscosity over  $50 \text{mPa} \cdot \text{s}$  is refereed to heavy oil, and heavy oil is also subdivided into three types: conventional heavy oil ( $50 \sim 10000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ), extra-heavy oil ( $10000 \sim 50000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ) and super-heavy oil ( $> 50000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ). The development model for

heavy oil reservoirs is adopted according to this classification.

Second, the buried depth changes greatly for our heavy oil reservoirs. For the reservoirs in eastern China that have been put into production, the depth of most of them is over 800m, with the deepest of 1700m. But the shallow heavy oil reservoirs are extensively distributed in west Karamay. Recently, a heavy oil reservoir with the depth of as deep as 2700~3300m has been discovered in Turpan-Hami oil bearing basin, Xingjiang. The deep depth increases the difficulty for the use of thermal recovery technology, and various types of reservoirs and geological conditions increase the difficulty for the application of thermal recovery technology too.

We have developed a integrated steam injection thermal recovery techniques and development model for heavy oil reservoirs, owing to scientific research and considerable filed practices in the past 20 years. This book systematically summarizes the thermal recovery experience and scientific research results for different types of reservoirs in our country.

For conventional heavy oil reservoirs, it is successful to use steam stimulation, with the characteristics of high oil production rate and good economic profit, and until present, it is still major thermal recovery method. The author suggest that using steam flooding, hot water flooding, hot water adding nitrogen and foam agent or hot water adding chemical agent following steam stimulation is necessary, feasible and potential. For extra-heavy oil reservoirs, it is also successful to use steam stimulation, but, as practice proved, it risks in economic after converting into steam flooding, therefore, the new technologies must be adopted to improve the recovery performance. For super-heavy oil reservoirs, it is poor in economic and not feasible to use conventional (vertical well) steam injection, the steam injection recovery technology with horizontal well needs to be applied. At present, various kinds of horizontal well technologies begin to test in oil fields, and preliminary test results have been achieved.

Looking forward, the thermal recovery technology for heavy oil reservoirs will continue to develop. Moreover, there will be more and more heavy oil reservoirs to be discovered, and the new breakthrough will be occur for thermal recovery technology. This book summarizes the latest scientific research results done by researchers and engineers. Many experts from oilfields and research institute made a contribution to the book. The author appreciates all those experts for their providing materials and advice, especially Miss Yang Xanmei, Gang Qinlin.

# 前 言

本书是《中国油藏开发模式丛书》的分类模式研究专著之一。

稠油，即高粘度重质原油，国际上统称为重油，是石油资源中的重要组成部分。由于这种原油的性质特殊，其粘度高达几百、几千、几万甚至几十万毫帕秒，流动性很差，用常规方法难以开采。从 80 年代初以来的十多年间，中国石油天然气总公司将“稠油蒸汽吞吐开采技术”、“稠油蒸汽驱先导试验”及“稠油油藏水平井热采”，相继列为重点技术攻关项目。广大科技研究人员、工程技术人员及生产管理人员，经过持续不断的研究、试验及生产实践，逐步建立并形成了有中国自己特点的稠油油藏热采开发模式及系列配套工艺技术。

本书较系统全面地总结、归纳、研究分析了从事稠油油藏热采的广大石油工作者历时十多年取得的科研成果和技术成就，以及大量的技术资料，并按油藏开发模式的思路、方式和要求，进行了再研究，分成八章编写完成。

中国稠油油藏类型繁多，地质条件也较复杂，稠油物性变化范围大，因而即使采用国外成熟的注蒸汽热采技术，也存在许多重大技术难题，面临前所未遇的技术挑战。尤其是东部主要稠油开发区，油藏埋藏较深，储油层非均质性严重，原油粘度变化范围大，既有流动性差的普通稠油，又有呈塑性体的特稠油及固性状的超稠油，油水层关系也较复杂等，导致注蒸汽热采技术必须突破重重难关，实非易事。有着光荣传统的中国石油人，经过千辛万苦的研究、试验，再研究、再试验，终于开辟了稠油油藏热采新模式，打开了稠油开发新局面。

总起来说，中国目前已投入大规模开发的稠油油藏，采用蒸汽吞吐开发模式是成功的，有较好的经济效益，已积累了较丰富的经验及配套成熟的工艺技术，对于这类热采油藏的后续开发，即采用二次热采技术提高厚油采收率及总体开发效果的开发工作，正进入扩大研究、设计及实施阶段，争取今后几年有新的突破；尚未大规模开发动用的特稠油、超稠油油藏的水平井热采开发方式及适应的工艺系列正在形成，这将成为新一代稠油热采技术，尽管面临的技术难度很大，但石油勘探开发科学技术的发展不会停止，曙光就在眼前。

本书是在该丛书编委会的组织领导及各位专家的指导下编写完成的，在此表示感谢。此外对提供技术资料及帮助，尤其是中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院热采所、辽河油田、新疆石油管理局、胜利石油管理局、河南油田的有关人员提供的帮助表示感谢！



# 序

早在1987年，王涛同志在大庆的一次会议上提出，我国的油田开发有着丰富的实践经验，需要总结一套油藏开发模式，以便对新油田开发和老油田提高水平做出指导。在此之后，中国石油天然气总公司开发生产局、科技发展局、北京石油勘探开发科学研究院组织了全国五十多名专家和数百名工程技术人员，历经八个年头，终于完成了这套《中国油藏开发模式丛书》的编写工作，现在就要出版同广大读者见面了。这是我国油田开发理论研究的系列成果，也是石油工业出版界的一件大事，值得庆贺！

《中国油藏开发模式丛书》包括总论、不同类型油藏开发模式专著和典型油藏开发实例三个部分。丛书共计40册，大约1500万字。它凝结着我国油田地质、油藏和采油工程科技人员的辛劳和智慧，是数十年油田开发实践中成功经验与失败教训的高度概括，从中可以窥见到中国式的油田开发工程的一些特色。

需要指出的是，在本书出版之前，石油科技信息研究所及有关油田曾经编纂出版了一套《国外不同类型油藏开发历程及工艺技术系列研究》成果，它是本丛书的姊妹篇，国外油田开发经验为《中国油藏开发模式丛书》的编著起到了借鉴作用。

前几年我曾经讲过一个认识，“抓产量不等于抓开发”。就是说油田开发有许多科学道理，有它自身的一些规律性，只有老老实实在地按照科学规律，不断提高新老油田的开发水平，才会有产量，也才会有更好的开发效益。我希望从事石油工作的同志，特别是油田开发工作者，能够抽时间读一读或者有选择地读读这套丛书，一定会得到不少的收益。成功和失败都是我们前进的基石，摆在我们石油工作者面前的路是宽广的，也是曲折的，让我们继续奋斗吧！

周永康

一九九一年八月

# 第一章 概 论

稠油,即高粘度重质原油。中国在50年代就有发现,并在60年代进行过小型热采试验。由于在油层中的原油粘度高,渗流阻力大,甚至不能流动,因而用常规技术难以经济有效地开发。在70年代以来,陆续发现了大型稠油油田,对某些原油粘度相对较低的普通稠油油藏,采用常规开发方式投入工业性开发。从1982年开始,主要依靠中国自己的技术力量,在引进国外部分先进技术及装备的基础上,大力加强科学研究,经过“六五”、“七五”及“八五”三个国家科技攻关项目的试验研究,中国采用注蒸汽热采技术,将过去难以用常规方式开发的稠油油田相继投入开发,1986年稠油热采产量达到 $150 \times 10^4 \text{t}$ ,1990年达到 $830 \times 10^4 \text{t}$ ,1995年达到 $1100 \times 10^4 \text{t}$ ,打开了稠油开发的新局面。

虽然我国稠油油藏类型多,地质条件复杂,稠油热采技术难度大,但依靠广大科技人员的艰苦努力,创造出了一系列开发经验及工艺技术,形成了有自己特色的稠油油藏热采开发模式及工艺系列。

## 第一节 概 况

### 1. 中国稠油的特点

稠油,国际上常称为重油及沥青,其突出的特点是沥青胶质含量高,一般含蜡量较少,因而原油粘度很高,流动困难,开采难度很大,过去很长时期无法开采。我国稠油的特点是胶质含量高达20%~40%,沥青含量较少,一般0~5%,因而和国外的重油相比,粘度高,而相对密度低。按作者推荐的分类标准,以油层条件下或油层温度下的脱气原油粘度为主,参考密度为辅分类,粘度在 $50 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 以上(密度大于 $0.9200 \text{g}/\text{cm}^3$ )称为稠油。其中粘度在 $50 \sim 10000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ (密度大于 $0.9200 \text{g}/\text{cm}^3$ )称为普通稠油;粘度 $10000 \sim 50000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ (密度大于 $0.9500 \text{g}/\text{cm}^3$ )称为特稠油;粘度大于 $50000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ (密度大于 $0.9800 \text{g}/\text{cm}^3$ )称为超稠油或天然沥青。

中国稠油中的含硫较低,一般小于0.5%;轻馏分( $300^\circ\text{C}$ )约10%左右。金属钒、镍含量低。也有少数油藏,原油中沥青胶质含量、石蜡含量均较高,在油层中原油粘度大于 $50 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ,也划为稠油油藏。

### 2. 中国稠油资源的分布

中国稠油资源的分布很广,储量丰富。陆上稠油、沥青资源约占石油总资源量的20%以上。目前已在12个盆地发现了70多个稠油油田或区块。到1994年底,累积投入开发的地质储量为 $8.11 \times 10^9 \text{t}$ 。

### 3. 陆上稠油资源的特点

中国陆上稠油油藏多数为中生代陆相沉积,少量为古生代的海相沉积。油藏类型多,地质条件复杂,以多层互层状组合为主,有约1/3的储量为厚层块状油藏。储集层以碎屑岩为主,具有高孔隙、高渗透、胶结疏松的特征。稠油与常规油常有共生关系,受到二次运移中生物降解及氧化等因素,在一个油气聚集带中,从凹陷中部向边缘,逐渐变稠。重质油主要

分布在盆地边缘斜坡带,凸起边缘、低凸起之上或凹陷中断裂背斜带的浅层。陆相重质油,由于受成熟度较低的影响,沥青含量较低,而胶质成分高,因而相对密度较低,但粘度较高。目前,稠油储量最多的是东北的辽河油区,其次是东部的胜利油区,西北是新疆克拉玛依油区。

#### 4. 稠油油藏特点

中国的稠油油藏具有陆相沉积的特点,油层非均质性严重,而且油藏类型很多,埋藏深。深度大于 800m 的稠油储量约占已探明储量的 80%,其中约有一半油藏的埋深在 1300~1700m。已投入开发的油藏类型有:1) 深层气顶巨厚块状油藏;2) 具有边底水的块状油藏;3) 多油组厚互层边水油藏;4) 多油组薄互层油藏;5) 浅层单砂体层状油藏;6) 浅层薄层油藏;7) 深层中厚互层油藏;8) 夹有大卵石的砂砾岩油藏;9) 浅层超稠油油藏;10) 深层块状超稠油油藏。这些类型复杂的特点意味着注蒸汽开采的技术难度极大。

#### 5. 热力采油技术的发展

最近十年,中国的热力采油技术发展很快。

蒸汽吞吐技术已经成为稠油商业性开采的主要方法,深井蒸汽吞吐开采技术已经配套,并具有自己的特点。不同类型油藏的蒸汽驱先导试验也正在进行中,深层蒸汽驱开采技术正在完善、配套、提高中,浅层油藏蒸汽驱开采技术已投入工业性应用。在 1986 年,蒸汽吞吐作业 425 井次,产量  $150 \times 10^4 \text{t}$ 。到 1990 年热采油井超过了 3800 口,蒸汽吞吐作业达到 4600 井次,产油量达到  $830 \times 10^4 \text{t}$ 。到 1995 年,在 8100 多口油井中进行了 8000 多井次蒸汽吞吐作业,有 200 多个井组正在进行蒸汽驱开采,稠油产量达到  $1298 \times 10^4 \text{t}$ ,其中热采产量  $1100 \times 10^4 \text{t}$ 。

## 第二节 中国稠油热采技术的发展历程

早在 1958 年,在中国新疆准噶尔盆地西北缘断阶带发现了乌尔禾—夏子街浅层稠油带,打井 48 口,发现两层浅层稠油层,分布面积几十平方千米。在克拉玛依黑油山可以看到浅层稠油露头油砂。1965 年开始,在黑油山浅油层进行了几口油井的蒸汽吞吐开采试验。接着在 1967~1971 年在黑油山 8042 井组进行了蒸汽驱试验。该井组为一个七点法井组,由 3 口角井注汽,3 口角井及中心井采油,井距 40m,并有 2 口观察井。油层深度 99~103m,原油粘度  $10000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。汽驱 1 年 5 个月,原油采收率高达 68%,累积油汽比  $0.115 \text{t/t}$ ;如按高峰末期计算,采收率约 60%,油汽比为  $0.148 \text{t/t}$ 。以后又在其他浅层油井进行蒸汽吞吐开采。到 1980 年底,共进行了 47 井次吞吐作业,拉开了中国稠油热采的序幕。

1966~1967 年,在原石油工业部领导的直接指导下,在克拉玛依油田、胜利胜坨油田及吉林扶余油田(由大庆油田采油工艺研究所承担试验)又开展了三个火烧油层先导试验。由于十年动乱而中途停止试验。

1978 年,在中国东部辽河油区发现了高升稠油油田,相继在胜利油区也发现了深层稠油油田,到 1982 年,已相继发现了 20 多个稠油油藏。尽管东部地区的稠油油藏多数埋藏深度超过 800m,甚至达到 1700m;原油粘度高达数千至  $10000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ,但油层较厚,油层物性较好,储量丰度高,储量大。国民经济建设对原油增长的需求,要求尽快开发这些稠油油藏。因而在原石油工业部领导的重视及具体组织下,以东部为主攻地区,以深层稠油为主要对象,在国家改革开放政策指引下,依靠科学技术进步,引进了美国、加拿大等国部分先进的技术设备,但主要依靠中国自己的技术,开始了中国稠油开发技术的崭新的发展时期。

从 1980 年到目前,中国稠油开发技术的发展大致经历了三个阶段,注蒸汽热采技术得到

了飞速的发展，蒸汽吞吐开采技术已全面配套，蒸汽驱开采技术已进入工业性试验，稠油产量逐年大幅度上升，热采产量将稳定在  $1000 \times 10^4 \text{t}$  水平。

这三个发展阶段是：从 1980 年到 1985 年，以稠油蒸汽吞吐开采技术为重点；从 1986 年到 1990 年，以稠油蒸汽吞吐技术推广应用与稠油蒸汽驱先导试验为重点；从 1991 年到 1995 年，以改善蒸汽吞吐及蒸汽驱开采效果为重点，连续进行了技术攻关。前两个阶段，稠油蒸汽吞吐开采技术及稠油蒸汽驱先导试验都分别作为“六五”及“七五”国家技术攻关项目，由中国石油天然气总公司统一组织协调，辽河、新疆、胜利、河南油田及中国石油天然气总公司北京石油勘探开发科学研究院（以下简称北京石油勘探开发研究院）等单位，进行了卓有成效的开创性科学研究及现场热采工艺技术的配套完善，并获得了重大科技成果奖。

值得指出的是，辽河油田与北京石油勘探开发研究院密切合作，在深井注蒸汽关键技术研究的基础上，采用国产隔热油管，于 1982 年首次在高升油田深度 1600m 的 7 口油井蒸汽吞吐试验成功，当年热采产量  $1.2 \times 10^4 \text{t}$ ，成为中国稠油热采技术发展的新起点。北京石油勘探开发研究院创建了热采实验室，后来成为稠油热采研究中心（研究所），以“双模”技术为主，发挥了推动热采技术的先驱作用。辽河油田在深井注蒸汽开采配套技术上发挥了“火车头”的作用。两单位合作，于 1984 年共同完成了中国第一个整装深层大油田——高升油田的注蒸汽开发设计方案，并投入实施取得了成功，年产量达到  $100 \times 10^4 \text{t}$ 。

由于深井蒸汽吞吐开采技术的重大突破，蒸汽吞吐开采增产幅度大，第一周期单井产量由几吨或不出油，剧增到 50t/d 以上，少数油井甚至达到 80t/d 以上。因而很快推广应用到曙光、欢喜岭等稠油油田，辽河油区 1986 年热采产量增至  $100 \times 10^4 \text{t}$ ，1990 年增至  $470 \times 10^4 \text{t}$ ，1995 年达到  $676 \times 10^4 \text{t}$ ，占全国热采产量的 61.5%。新疆克拉玛依油田发展浅层稠油、特稠油热采技术，率先开辟了各种先导性开发试验，1986 年新疆石油管理局与北京石油勘探开发研究院共同完成了整装的九区稠油油田的热采开发方案设计并投入实施，向年产量  $100 \times 10^4 \text{t}$  迈进。先后又注蒸汽开发了红浅油田及六东区稠油区。1990 年热采产量增至  $145 \times 10^4 \text{t}$ ，1995 年增至  $194.5 \times 10^4 \text{t}$ 。

胜利油田针对地质条件复杂的具有厚层块状、边底水特点的单家寺稠油油田，进行热采技术配套攻关，向年产  $80 \times 10^4 \text{t}$  迈进。接着又注蒸汽开发了砾石砂岩储层的乐安稠油油田。1990 年热采产量增至  $107 \times 10^4 \text{t}$ ，1995 年达到  $208 \times 10^4 \text{t}$ 。

河南南阳油田的稠油油藏具有“浅、薄、稠、小”的特点，油层深度仅 200~400m，油层厚度多数小于 10m，从 1987 年开始，积极采用注蒸汽热采技术，1990 年热采产量达到  $11 \times 10^4 \text{t}$ ，1995 年保持在  $17.7 \times 10^4 \text{t}$ 。

上述四个稠油油区，在稠油热采技术不断进步，开发水平不断提高的基础上，年产量持续增长，发展速度很快。1985 年全国（辽河、新疆克拉玛依、胜利油田）共进行了蒸汽吞吐作业 229 井次，热采产量  $75 \times 10^4 \text{t}$ ，年油气比 1.36t/t。1986 年，蒸汽吞吐作业 425 井次，热采产量  $150 \times 10^4 \text{t}$ ，年油气比 1.67t/t。1990 年，全国（辽河、新疆克拉玛依、胜利、河南油田）蒸汽吞吐 4358 井次，热采产量  $733.4 \times 10^4 \text{t}$ 。1993 年，全国蒸汽吞吐 9229 井次，热采产量  $1066 \times 10^4 \text{t}$ （其中蒸汽吞吐产量  $1017 \times 10^4 \text{t}$ ，蒸汽驱产量  $49.2 \times 10^4 \text{t}$ ），全国稠油产量  $1189 \times 10^4 \text{t}$ ，约占当年全国原油产量的 8.5%。

到 1995 年，全国热采油井 8142 口，热采产量  $1100 \times 10^4 \text{t}$ ，另外还有常规开采产量  $198 \times 10^4 \text{t}$ ，总计稠油产量  $1298 \times 10^4 \text{t}$ 。

全国稠油热采产量逐年增长情况见表 1.1。各油田热采产量增长见表 1.2。

表 1.1 全国历年稠油热采产量

年 项 目	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
吞吐井次 (井数), 口	229	425	1104	2032	3164	4358	6775	7220	9229	(8100)	(8142)
稠油产量, 10 <sup>4</sup> t	105.8	295.0	407.7	532.5	671.5	839.9	941.2	1056.1	1189.2	1253	1298
热采产量, 10 <sup>4</sup> t	75.0	150.0	296.7	455.8	596.5	733.4	837.7	958.0	1066.2	1129.8	1100.3
年油汽比, t/t	1.36	1.67	1.27	0.93	0.72	0.68	0.62	0.58	0.50	0.52	0.61

注: 稠油产量中包括投入注蒸汽热采产量及部分油非常规冷采产量, 不包括已注水开发的稠油油田产量。

表 1.2 1990—1995 年全国各油田稠油热采状况

年	项 目	辽河	新疆	胜利	河南	全国	
1990	蒸汽吞吐开采	井 次	1738	1813	377	422	4358
		产量, 10 <sup>4</sup> t	470.1	140.9	107.3	11.0	729.3
		油汽比, t/t	0.95	0.38	0.85	0.25	0.70
	蒸汽驱开采	井组, 个	无	36	无	无	36
		产量, 10 <sup>4</sup> t	—	4.1			4.1
		油汽比, t/t	—	0.19			0.19
合计热采产量, 10 <sup>4</sup> t		470.1	145	107.3	11.0	733.4	
1993	蒸汽吞吐开采	井 次	3097	3678	1884	580	9229
		产量, 10 <sup>4</sup> t	617.8	181.5	201.6	16.1	1017.0
		油汽比, t/t	0.74	0.31	0.50	0.30	0.55
	蒸汽驱开采	井组, 个	25	233	3	4	265
		产量, 10 <sup>4</sup> t	14.2	31.2	3.2	0.6	49.2
		油汽比, t/t	0.167	0.191	0.291	0.20	0.187
合计热采产量, 10 <sup>4</sup> t		632.0	212.7	204.8	16.7	1066.2	
1995	蒸汽吞吐开采	井 数	3216	2220	1330	264	7030
		产量, 10 <sup>4</sup> t	664.6	158.5	207.1	17.5	1051.7
		油汽比, t/t	0.61	0.26	0.46	0.31	0.48
	蒸汽驱开采	井组, 个	7	206	4	4	221
		产量, 10 <sup>4</sup> t	11.9	36.0	0.46	0.74	49.1
		油汽比, t/t	0.27	0.14	0.32	0.33	0.15
合计热采产量, 10 <sup>4</sup> t		676.5	194.5	207.6	18.2	1100.3	

注: ①1995 年热采井数 8142 口, 其中蒸汽吞吐开井数 7030 口, 蒸汽驱总井数 1112 口, 实际开井注汽井 221 口, 采油井 747 口。

②1995 年全国统计数中包括二连蒸汽吞吐井 25 口, 热采产量  $4.0 \times 10^4$ t。

中国稠油开发, 从 1982 年油层最深的高升油田 (深度 1600~1700m) 蒸汽吞吐技术试验成功成为新起点, 十几年来, 热采技术不断完善, 开发水平不断提高, 开发规模不断扩大, 稠油产量持续大幅度增长, 到 1995 年止, 累积热采产量达  $7780 \times 10^4$ t。从 1985 年起, 平均每年增长  $100 \times 10^4$ t 以上, 同时经济效益十分显著, 先后建成了辽河、新疆、胜利、河南等 4 个稠

油生产基地及北京石油勘探开发研究院稠油热采研究中心，为中国稠油开发作出了贡献。

最近十年，稠油开发以蒸汽吞吐开采技术为主要方法。1995年蒸汽吞吐开采产油量 $1051 \times 10^4 \text{t}$ ，汽驱产量 $49 \times 10^4 \text{t}$ ，常规冷采产量近 $200 \times 10^4 \text{t}$ 。蒸汽吞吐开采技术已完善配套，开发效果较好，但仍需改善油层纵向动用程度，而且许多区块或油藏已处在蒸汽吞吐开采中后期。蒸汽驱开采在新疆克拉玛依浅层油藏区工业性应用，东部深层油藏蒸汽驱仍在进行工业性试验及技术发展完善阶段。

### 第三节 主要技术成就

从1978年开始，在北京石油勘探开发研究院（RIPED）建立了稠油热采试验室。它逐渐成为中国稠油热采研究中心，对发展中国的稠油热采技术起到了先驱作用，拥有先进的高温高压注蒸汽三维相似物理模型，一维及二维驱油模型，高温相渗透率装置、高温高压旋转粘度计、界面张力仪、稠油PVT试验仪、岩心热参数测定仪，以及井筒隔热模拟装置。也拥有自己研制的三维三相多组分SIS热采数值模拟软件，也有加拿大CMG的STARS热采软件（CMG会员）及其他软件。完成了20多个不同类型稠油油藏蒸汽驱先导试验及注蒸汽热采设计方案。

辽河油田、新疆克拉玛依油田及胜利油田，为全面开展本油区稠油油藏热采科学技术研究、各类油田开发方案设计、钻井、采油及地面工程技术配套设计研究，也建立起了技术力量雄厚、试验设备先进的稠油热采研究机构，形成了中国强大的稠油开发研究力量。河南油田稠油油藏规模较小，也有精干的地质、钻井、采油、地面工程技术研究队伍。

最近几年，中国在稠油开采技术上，以改善蒸汽吞吐效果及解决蒸汽驱开采中难题为目标，进行了许多关键技术的研究及试验，并取得了重大成就。

#### 1. 油藏描述技术有新的发展和提高

针对中国稠油油藏类型多，地质条件复杂的特点，油藏开发部署及其综合调整措施，依赖于对油藏的深化研究。近几年油藏精细描述有新的进展，主要是应用三维地震、测井、岩心分析，以及动态监测资料，重建主要油藏地质模型，确定储层空间分布，深入研究储层纵向及平面特性变化，综合分析在目前开发系统下，储量动用状况及剩余油分布特点，针对存在的问题，提出决策部署。例如胜利乐安油田水平井开采稠油技术的成功，辽河冷家堡复杂砂砾岩稠油油藏开发指标与方案相吻合，辽河、新疆、胜利针对不同开发单元所进行的有效综合调整，均是充分发挥油藏精细描述重要作用的结果。

近两年稠油储层评价研究有新进展，特别是注蒸汽开发条件下，储层演变特征的研究，岩石矿物演变特征的研究等正在积极开展工作。辽河油田通过高检1井资料、热采水化学分析资料，新疆利用密闭取心资料，通过室内热模拟实验，初步总结出了注蒸汽开采条件下，储层特征的变化规律及其影响因素，加深了对油藏的认识，为改善注蒸汽开发效果，提供了重要的依据。

针对中国复杂的油藏条件，在当前吞吐开采效果变差，汽驱试验效果普遍不理想的情况下，对不同类型稠油油藏，如何确定后续开采方式问题十分突出。对此，北京石油勘探开发研究院热采所与油田合作，开展了油藏评价研究，对影响汽驱效果的地质因素，以及长期注蒸汽开采中出现的问题，进行了深入研究，提出了各种类型油藏的开发调整方案。

## 2. 热采数值模拟及物理模拟技术

这两项技术在稠油开发中发挥了重要作用,这几年又有新的提高。在新油藏的开发设计方案中推广采用上述“双模”技术,优化井网井距、开发方式及注采工艺参数。对已投入开发的油藏,在注蒸汽开采过程中,新疆、胜利、河南、辽河油田应用数模,进行跟踪研究作了大量工作,提出了许多调控措施,对不断改善开发效果发挥了重要作用。

北京石油勘探开发研究院热采所应用 STARS 软件,研究采用水平井热采技术开发特稠油及超稠油取得了重要成果。研究了适宜于水平井热采的油藏筛选标准,尤其是原油粘度、油层厚度及垂向与水平渗透率比值等经济极限值。此外,应用数模、物模对 SAGD 技术开采超稠油作了大量深入研究,为开展现场试验提供了依据。而且,这几年应用数模、物模手段进行水平井优化设计,注采参数优选,现场实施后取得了较好的效果。

## 3. 深井井筒隔热及保护套管技术

由 RIPED 设计的三型隔热油管已成批地在两个工厂制造。这种隔热油管的结构和美国的 Thermal case III 型隔热油管的性能相似,接头处有隔热套,预应力结构,双层管中充有超细矿物棉隔热材料,抽真空后充有氮气并有吸气剂。这种国产隔热油管的价格远低于进口产品,已在 300~1700m 的注汽井中广泛应用。尤其是胜利油田研制出第四、五代隔热油管:防氢害隔热油管和真空隔热油管,分别已进入现场使用和试验阶段。其真空隔热油管在 325℃ 注汽条件下,经三个周期的试验,本体视导热系数仍在  $0.008\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ;使用新型吸氢剂生产的防氢害隔热油管,经现场使用,可比原隔热油管寿命延长一倍,达到 30 个吞吐周期,现已形成年产  $10\times 10^4\text{m}$  的生产能力。由北京石油勘探开发研究院热采所和胜利油田采油院分别研制成功的 GKC-1 型和便携式隔热油管快速检测仪也已在现场投入使用。尤其金属密封耐热封隔器是辽河油田的重大发明。它耐温高达 350℃,压力差 17MPa,可以在一口井中下入 2~3 个封隔器进行分层注汽。它的使用成功率、耐久性及可靠性都比其他类型的耐热封隔器优越,尤其适用于深井蒸汽驱。

预应力套管完井技术也广泛地用于 400~1700m 深度的油井。实践证明这是保护套管的最经济的方法。

RIPED 模拟研究结果表明,如果  $4\frac{1}{2}$ "隔热油管与 7"套管之间环空充满氮气,井筒总传热系数将由环空充满水时的数值降至一半。在辽河油区深井注汽作业中,采用环空注入氮气的经验也证明,这是一种最好的保护套管及减小井筒热损失的方法。

## 4. 稠油井防砂工艺技术不断发展,适应不同出砂类型油藏

在 4 个稠油油区广泛采用了先期砾石填充绕丝衬管防砂及套管内砾石填充绕丝衬管防砂技术。各油田近几年又不断研究开发多种机械和化学防砂工艺技术,并在现场广泛使用。胜利油田研制了高温陶瓷管防砂,高温双层预充填筛管防砂,金属棉滤砂管防砂,高温涂层砾石防砂、复合防砂;辽河油田继 1992 年推出高温固砂剂后,近期又研究了整体烧结金属纤维筛管防砂;新疆、河南油田除应用高温固砂剂外,开发了羟基铝溶液预处理和套管内悬挂绕丝筛管防砂。新技术应用突出了防砂效果,注重了施工简便。针对不同类型出砂油井,已有各种防砂技术十种之多。

## 5. 分层注汽及调剖工艺技术

针对多油组互层状油藏吸汽不均、油层纵向动用差的问题,在吸汽剖面测试基础上,辽河油田开发应用了封隔器分层注汽和投球选择性注汽工艺,配套了五种管柱结构,研制成功了耐热金属封隔器和耐热压差式封隔器,可根据需要封上注下,封下注上,封两端注中部。选

择性注汽是利用耐高温封堵球，随蒸汽进入强吸汽层部位，以达到封堵作用，此项技术，现场施工 300 多井次，平均单井周期增油 400t，累计增油  $13 \times 10^4$ t。达到了调整吸汽剖面，提高蒸汽吞吐效果。

#### 6. 应用各种化学剂助排、解堵、降粘增产技术，提高油井产能

针对多轮次蒸汽吞吐，周期产液量下降，地下存水增加，吞吐效果变差的问题，开展了应用多种化学剂提高排液量的室内筛选、试验和现场应用。辽河油田针对高升、曙光油田开发中回采水率低、油层堵塞等问题，研制开发了高温防破乳、磺酸盐、薄膜扩散剂、氮气加磺酸盐和 ZHJ 解堵剂，大量应用于蒸汽吞吐井，几年来施工 586 井次，增油  $22.5 \times 10^4$ t，增加排水量  $24.29 \times 10^4$ t。河南油田采用热化学解堵和注木质素、表面活性剂、HF-280 添加剂等项工艺，提高稠油产量。胜利、新疆油田也都根据本油田问题，研制了不同粘土防膨胀剂、助排剂和降粘剂，取得了好效果。

#### 7. 稠油热采动态监测技术取得了可喜的进步

新疆、南阳、辽河和胜利四个油田使用了 TPS-9000 型测井仪和热电偶测试技术以及高温测试仪，作了大量工作，取得了可喜的成果。TPS-9000 型全国四个油田共引进五套，到目前为止累积测井已达 242 口。通过对测试资料的综合分析，深化了对油藏的认识，为改善注蒸汽开发效果，提供了依据。热电偶测温技术，四个油田应用较广。辽河油田已研制成功高温四参数测试仪。可同时测定注汽井温度、压力、流量、干度，目前已推广应用，成功率达 90% 以上。这项研究，是监测工作可喜的突破。辽河油田还研制了双参数测试仪等，应用这些监测手段，初步形成了监测体系。四个油田监测技术已初步形成一定的规模，对提高稠油热采水平，将发挥重要作用。

总之，适用于注汽井、生产井及观察井的井下温度、压力及注汽、采油剖面测试设备、仪器及工艺已基本配套。

#### 8. 稠油热采油井机械采油技术

用于稠油热采油井的长冲程链条抽油机 (5~8m)、12-16 型游梁式抽油机 (5m)，及新型直线式节能抽油机 (5~8m，节电 50%)，已基本满足深井及举液量大的需求。适用于稠油热采井的各种特种深井泵，如注采一次管柱泵、液力反馈泵、阀式强制开关泵、环流泵、防砂泵、防气泵等已形成系列。高强度抽油杆已配套应用。

新开发的空心抽油杆柱中热水循环及电缆加热技术，可以使高粘度稠油或高凝原油生产井井筒加热降粘，这项新技术已在数百口油井推广应用，取得良好效果。

#### 9. 丛式定向井及水平井钻采技术

在辽河及胜利油区的稠油油田已广泛采用丛式定向井钻井及蒸汽吞吐采油。丛式油井总数已达 1000 口以上。

水平井热采技术有了突破性发展。在油藏工程研究、数值模拟、三维相似物理模拟、钻井工程及采油工程等方面进行了大量研究工作。目前都已进入工业化应用阶段。胜利乐安油田经过油藏地质精细描述、油藏工程设计、注采工艺设计，已完钻 23 口水平井，投产 20 口井。由于钻井、完井、注采工艺技术水平的日趋成熟，拓宽了稠油热采应用范围，为开发方式多样化，为动用各类难度较大的地质储量创造了条件。有多种水平井布井方式，采用 7 口水平井平行排列方案，动用了因地面障碍所造成的直斜井不能开发的地质储量；采用 4 口水平井放射状排列并与直井成  $45^\circ$  斜交方式开发特稠油方案；利用单一水平井开发直斜井开发效果极差的超稠油方案。在钻井工艺方面，水平井位移平均达 651m，最长达 730.6m，平均



单井水平段长度 331.3m, 钻遇油层 319m, 符合率达 96.8%; 在油层埋藏 860~940m 条件下, 平均单井造斜点深度达 655.5m。在完井防砂方面, 应用水平井双层预充填绕丝筛管、粉末冶金滤砂管防砂完井和水平井地层冲洗工艺取得成功。

水平井蒸汽吞吐效果好于垂直井 3~4 倍。例如, 草 20 块 2 口水平井与邻近的 8 口直斜井相比, 水平井周期产量是直斜井的 3.6 倍, 油气比是 1.2 倍。草南 2 口水平井与 12 口斜直井相比, 周期产量是直斜井的 4.8 倍, 油气比是 1.2 倍。取得了好的开发效果。辽河共完钻 4 口水平井, 3 口井投产后效果很好, 其中冷平 2 井为常规生产井, 投产初期日产为 45t, 累计产油  $2.35 \times 10^4$ t, 与同期投产邻井相比, 累计多生产原油  $1.4 \times 10^4$ t。齐平 1、齐平 2 井累计生产原油  $1.4 \times 10^4$ t, 与邻井相比多产原油 8000 多 t。

#### 10. 注蒸汽专用锅炉及热采井口设备

已有三个锅炉制造厂成批制造 6t/h、9.2t/h、11.5t/h 及 23t/h 注蒸汽用专用锅炉, 工作压力 17.0MPa, 能满足稠油注蒸汽热采需要。到 1995 年止, 全国在用注蒸汽锅炉已达 250 多标准台 (23t/h)。既有运移性好的车装式, 又有固定安装的撬装式。耐温 370℃、耐压 27MPa 的热采井口已完全在国内生产。还有相配套的地面蒸汽分配、计量技术, 注汽管网隔热技术等。

#### 11. 稠油集输、计量、脱水处理及输送技术

稠油集输、处理全密闭工艺技术已广泛应用。例如, 新疆红山嘴油田 831 口油井, 建注汽站 3 座, 二级布站生产, 减少了中间接转站, 实现了密闭集输技术, 取得了显著成绩。稠油专用设备已配套生产、采用, 如稠油三相分离器、脱水器、稠油加热炉、稠油输送泵、球形等干度分配器、球形补偿器、蒸汽两相流量计等, 形成了技术系列, 能满足稠油热采地面工程需要。

#### 12. 侧钻技术的发展, 为提高稠油开采效果开辟了新的途径

1992 年以来辽河、胜利、新疆油田在引进了部分关键侧钻工具的基础上, 逐步完善配套开窗侧钻和截断磨铣侧钻工艺技术, 在恢复下部套管损坏油井产能、完善井网和动用含油饱和度较高的层段等方面发挥了效果, 逐步推广应用。侧钻油井并进行蒸汽吞吐开采的效果较好, 一般都比旧井增产 50% 以上。辽河油田近几年已完成侧钻井 354 口, 已形成年侧钻 200 口的能力, 年增产原油达  $10 \times 10^4$ t。

## 第四节 中国不同类型稠油油藏 注蒸汽开发方式及前景

作者对过去十多年来, 通过持续不断地进行科学研究、现场先导试验及生产实践, 对三类稠油 (普通稠油、特稠油及超稠油) 的热采开发方式的研究及其发展前景概括如下。

### 1. 普通稠油 (地下原油粘度 50~10000mPa·s)

#### (1) 蒸汽吞吐+蒸汽驱开发方式

1) 总采收率预计 40%~50%。

2) 油藏地质条件属于第一类, 即: 现有技术、经济条件下, ①深度小于 1400m; ②油层有效厚度大于 10m, 纯总厚度比不小于 0.50; ③孔隙度不小于 0.20, 汽驱起始油饱和度不小于 0.50, 或  $\phi \times S_o$  不小于 0.10; 渗透率大于  $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3) 不利于蒸汽驱的开发动态条件: ①吞吐开采阶段高压高强度注汽油层形成严重程度的