

DEVELOPMENT CASES OF LIAOHE OILFIELD

(1970—1993)

辽河油田开发实例

时庚戌 等著



石油工业出版社

辽 河 油 田

开发实例编委名单

顾 问：王乃举 王显聰 王福成 王秋华 罗英俊 周成勛
潘兴国 崔耀南 岳登台

主 编：时庚戌

副主编：马玉龙 李咸宏 甄 鹏

编 委：宋学仁 常守清 徐锡堂 曹维廉 张学汝 薛 风
蔡厥珩 张振国 程金财 毕克祚 李庆章 左向军
叶敬东

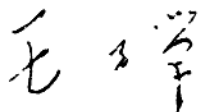
审 校：赵光明 邱振馨 祝学江 徐振章 冯作贤 刘国昌
齐述曾 李俊儒 杜姣娥 常守清 徐锡堂 崔耀南
叶敬东

代 序

十年前，当辽河局大胆地提出石油产量翻一番，达到 1500 万吨的宏伟目标时，许多人认为那是很渺茫的事。时间眨眼过去，今年辽河局就要实实在在地生产 1500 万吨原油，这真是有点戏剧性的变化。这里搜集刊印的一组“油田开发实例”，从一个侧面向人们展示了这一发展历程中辽河同志们的丰功伟绩。

十年来，他们面对的资源条件绝大部分是稠油、高凝油、复杂断块、低渗透等难采储量的开发。从这些实践经验可以看出，只要技术先进实用、部署得当、敢于实践、及时总结调整，难采储量也是能够取得好效果的。

我希望这本材料，对辽河局能起到继往开来的作用，对兄弟油田也能有所启迪，进而为推动整个石油工业的发展做出一份新的贡献。

A handwritten signature in black ink, consisting of three stylized Chinese characters: 陈学 (Chen Xue).

一九九四年元月于北京

编者的话

辽河油田资源条件极大部分是稠油、高凝油、复杂断块、低渗透等难采储量。开发二十多年来，迫切需要从油田开发技术出发，总结在油田开发中积累起来的正反两方面经验；在理论和实践上进行更深入的探讨，以便进一步提高开发水平。为使从事油田开发同行便于经验交流、促进油田开发整体水平及经济效益的提高，编写这本开发实例，是我们多年的夙愿；经过长期的酝酿，1993年由局总地质师时庚戌倡议编写，到现在终于完成了这一工作。

油田开发是一项涉及面广、具有一定理论深度的应用学科；也是一项浩大的系统工程。这里选出的一组油田实例，基础工作比较扎实、开发技术水平达到了一定的高度。不仅可以从中看到辽河油田开发技术人员的辛勤劳动和可喜成果，而且也是对历年开发工作的总结。我们从自身的油田实践出发，总结出一点规律性的东西，以供有志于油田开发的同行们商榷、借鉴。

世界上没有完全相同的油田，只有相似的油田。虽然各油田的油藏类型、地质特征、开发历程和采油工艺不尽相同，但在开发中有它们的相似之处。这一组开发实例，在全国已开发的三百多个油田、上千个区块中算是寥如晨星，但我们希望本书能够达到以下几个目的：

为油田开发同行提供一些断块油田，特别是稠油、高凝油开发中的有关规律，吸取开发中有益的经验和教训；

为从事科学研究和大专院校师生提供一本活的辅导材料；

为各级领导、读者打开一扇进一步了解辽河油田的窗户。

如果这几方面能使读者有所裨益，我们将感到非常高兴。诚然，组织编写油田开发实例，在辽河油田尚属首次，经验不足。希望能以简炼的文字叙述、图文并茂的形式，向读者展示辽河油田这一地下博物馆；但是由于我们的业务水平有限、时间又仓促，无论在文章的选题、论述的深度上，还是在文字的编写、审校、编辑、出版过程中，难免有不少缺点和不妥之处。请读者不吝赐教、批评指正。

“油田开发实例”由辽河石油勘探局总地质师时庚戌主编。参加编写的作者有各采油厂、局勘探开发研究院及局油藏工程处的部分人员共71人。在编写过程中，中国石油天然气总公司有关局、北京石油勘探开发研究院及我局多位专家给予了咨询和指导。出版前由赵光明、邱振馨、祝学江、徐振章等教授级高级工程师，及冯作贤、刘国昌、齐述曾、李俊儒、杜姣娥、常守清、徐锡堂等高级工程师负责技术审定；编排中，徐锡堂进一步对全书作了重要校正。

该书承蒙中国石油天然气总公司开发生产局王乃举局长热情地为本书捉笔代序；石油工业出版社的同志为本书出版提供了方便，在此一并表示衷心的感谢。

1994年元月

目 录

第一篇 稠油部分

不断探索稠油开发规律,实现稠油开发高水平.....	(1)
高升油田热采开发效果分析	(21)
锦 7 块边、底水互层状稠油藏吞吐开采实践	(30)
锦 45 块边底水稠油油藏开发效果及基本作法.....	(41)
欢喜岭油田齐 40 块稠油油藏蒸汽吞吐开采实践与经验.....	(55)
曙光油田杜 66 块薄互层稠油蒸汽吞吐开发效果及做法.....	(68)
曙 1-7-5 块特稠油边底水油藏注蒸汽开发	(79)
曙 1-6-12 块中质稠油油藏注水开发	(89)
海外河油田稠油常规开发的实践经验.....	(103)
牛心坨油田“控水稳油”的效果与做法.....	(113)
锦 99 块边底水稠油油藏的注水开发	(122)

第二篇 稀油部分

锦 16 断块高效开发特征及主要做法	(135)
欢喜岭油田欢 26 块“控水稳油”的主要做法及效果	(156)
欢 17 块气顶边底水巨厚块状油藏的注水开发	(172)
曙古 1 碳酸盐岩底水油藏的开发.....	(182)
曙二区杜家台油层注水开发效果及主要做法.....	(198)
提高牛 12 断块东营组油层开发效果的几点认识	(207)
深化油藏认识,龙 11 断块“稳油控水”见成效	(213)
兴隆台油田高效开发的主要做法.....	(221)
大洼复杂小断块油田开发.....	(233)
沈 67 块薄互层状砂岩油藏的注水开发	(243)
双台子油田气顶砂岩油藏开发经验.....	(255)

第三篇 高凝油部分

东胜堡古潜山高凝油油藏开发经验.....	(271)
静北灰岩高凝油复杂潜山油藏开发实施.....	(285)
沈 95 断块高凝低渗油藏的开采技术	(294)
沈 84-安 12 块高凝油油藏注水开发特征及调整措施	(306)

第四篇 其它部分

转换经营机制 依靠科技进步 促进油田开发生产上台阶.....	(323)
--------------------------------	-------

开展油田地质综合研究，加速海外河油田开发..... (338)

注 38 块-注 60 块油藏描述 (345)

水平井测井解释技术..... (351)

不断探索稠油开发规律 实现稠油开发高水平

时庚戌 曹维康 马玉龙 王潜 张修文 牛仲仁

提要 本文总结了辽河油田十年来在稠油开发工作中油藏工程研究的经验：坚持合理的开发程序，科学、高效地搞好新区勘探开发；根据不同的油藏类型和原油物性，经济有效地选择开采方式；概括了蒸汽吞吐阶段的开采规律和效果，以及转蒸汽驱的有利时机；取得了在热采条件下，对稠油储层粘土矿物变化规律的基本认识。

一、稠油开发基本情况

辽河油田稠油在 70 年代以前就被发现。经过“六五”油藏工程研究，工艺技术配套的准备，并在高升、曙光、欢喜岭油田开展蒸汽吞吐现场试验；“七五”蒸汽吞吐开采得到全面推广。进入“八五”以来，稠油产量迅速增长，1993 年稠油产量达到 $739 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，成为我国稠油生产和热采技术发展的重要基地之一。

1. 开发概况

辽河盆地纵向上发育十套稠油层系。自下而上为中上元古界大红峪组、下第三系沙河街组牛心坨、高升、杜家台、莲花、大凌河、兴隆台、于楼油层，东营组马圈子油层，馆陶组绕阳河等油层。平面上集中分布在西部凹陷西部斜坡带，由北向南为牛心坨油田、高升油田、曙光油田一区、欢喜岭油田上台阶；其次是西部凹陷东部陡坡带和中央隆起西部倾没带，由西北向南为冷家堡油田、小洼油田和海外河油田；东部凹陷北部还有茨榆坨油田。

回顾辽河油区稠油开发历程，大体经历了两大阶段：“六五”期间为准备阶段。通过油藏工程研究，工艺技术配套，自 1982 年高升油田吞吐试验成功，证实蒸汽吞吐开采可以有效地提高普通稠油和部分特稠油的产能；“七五”以来，为推广应用、全面投入工业化生产阶段；相继投入开发了高升油田二、三区；曙光油田杜 66 块、杜 48 块、杜 212 块；欢喜岭油田锦 45 块、欢 17 块、锦 7 块、齐 40 块、欢 127 块、锦 25 块、齐 108 块、千 12 块；小洼油田注 38 块等 13 个储量在 $1\,000 \times 10^4 \text{ t} \sim 10\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 区块，带来了稠油开发规模和产量的大发展。

辽河稠油开发自“七五”以来，又先后开辟了 4 个蒸汽驱先导试验区。即锦 45 块的锦 90 井组；曙 1-7-5 块；曙一区杜 163 井组；高二、三区高 3-4-032 井组。其中试验时间最长的曙 1-7-5 块已有 5 年蒸汽驱历史。

辽河稠油开采工艺技术，通过十几年的不断探索和实践，已初步形成比较配套的稠油开采工艺技术，特别是在“八五”期间稠油热采技术得到长足发展。

在完井工艺技术方面：目前普遍采用了 177.8mm 套管予应力完井，耐高温水泥固井以及砾石充填先期防砂完井等。对于控制套管损坏，防止管外汽窜和出砂，提高油井生产时率均取得一定成效。

在采油工艺技术方面，先后开展了电加热掺活性水、掺稀油、化学降粘和磁降粘，并配套应用大机、长泵、强杆、深抽和长冲程、慢冲次的工作制度等，对提高热采油井的生产能

力均取得较好效果。

自1991年全国稠油开发工作会议以来,辽河油田稠油热采技术有新突破。分层注汽工艺及耐热金属密封封隔器取得新的进展;提高蒸汽干度的汽水分离器及蒸汽计量技术已投入应用;油井侧钻技术推广应用有良好效果;提高蒸汽吞吐增产效果的排水增油剂、薄膜扩散剂、解堵剂、注汽助排技术;以及优选注汽参数,优化注汽工艺等都取得显著效果。

总之,十年来辽河油田注蒸汽开采稠油的开发实践是一个探索的过程。通过实践,我们在开发决策、开发部署、实施程序、完井工艺,油藏管理等方面积累了一些经验。

2. 开发现状

1993年底辽河油田稠油已探明石油地质储量 $\times\times\times\times 10^4\text{t}$,占辽河油区探明储量的45.4%。稠油投入开发的七个油田,共四十二个区块,即牛心坨、高升、曙光、欢喜岭、茨榆坨、海外河、小洼油田,动用石油地质储量 $\times\times\times\times 10^4\text{t}$,占辽河油区动用储量的40.0%。已动用可采储量 $\times\times\times\times 10^4\text{t}$,占辽河已动用可采储量的29.4%。辽河油田的稠油生产自“七五”发展以来,到1993年底,共建成生产能力 $\times\times\times\times 10^4\text{t}$,占全油田的53.1%,1993年达到 $739\times 10^4\text{t}$ 年产量,占全局产量的52%。其中吞吐产量 $617.76\times 10^4\text{t}$,占稠油产量的83.6%。可以看出,每年常规产量保持在 $(90\sim 100)\times 10^4\text{t}$,而吞吐产量增长了近10倍,可见蒸汽吞吐开采稠油对全油田产量的长期稳定发展起重要作用。到1993年12月,稠油共有油井3689口,开井2831口,日产水平20658t,占辽河油田产油量的52.5%。当年吞吐2289井次,年注汽 $832.4\times 10^4\text{t}$ 。现已转入蒸汽驱的5个试验区25个井组,蒸汽驱日注汽2340t/d。全油田稠油采油速度1.5%,采出程度9.3%。

二、对稠油开发规律性的认识

1. 坚持合理的开发程序,科学高效地搞好新区开发

(1) 认真做好前期开发准备工作,为开发决策提供依据 王涛总经理指出,油田开发节奏可以加快,但程序不能超越。明确了油田开发应遵循的基本原则。近年来总公司又强调搞好油田开发的前期准备工作,把开发前期准备做为一个重点工程统筹部署并给予资金保证。从稠油开发实践中我们也体会到这个环节很重要,对避免开发决策失误、加速产能建设影响很大。对于稠油区块的前期开发准备,主要内容有两项:一项是钻必要的控制井和取心井,落实构造兼探区块储量;另一项是开辟试采井组,进行常规或蒸汽吞吐试采,了解油层产能、出砂状况,了解井距合理性,了解完井工艺和采油工艺适应性,为布井方案提供决策依据。当然根据区块具体情况,上述两项工作可以有所侧重。在这方面我们有正反两方面经验。

锦7块,含油面积 4.3km^2 ,储量 $1486\times 10^4\text{t}$,目的层为兴隆台油层,埋藏深度860~1010m,为中厚互层状边底水油藏;原油密度 $0.98\sim 0.99\text{g/cm}^3$;地面原油粘度(50℃)为 $2500\sim 3700\text{mPa}\cdot\text{s}$;常规试油平均液面160~918m。为了解吞吐效果和试验先期防砂完井工艺,1982年在断块中部开辟了一个167m井距的试验井组,原有2口老井,又新钻6口先期防砂井,通过常规和吞吐两个阶段的试采,有以下几点认识:第一,先期防砂井产量高于普通套管完成井产量,先期防砂井初期产油8~22t/d,普通套管完成井为2.0~9.0t/d。先期防砂井吞吐产量也很高,4口井初期日产油35~136t/d,生产一年后仍有12~17t/d;第二,在167m井距条件下,吞吐井注汽过程中没有发生对邻井的干扰或汽窜;第三,在开发目的层上部的干楼油层发育水层,技术套管不易封固好,6口先期防砂井不同程度发生顶水下窜现象;第四,

边底水油藏, 油层厚度 20~30m, 采用先期防砂完井, 射孔井段上避顶水, 下避边水后油层厚度减少较多, 当边水侵入后不能堵水; 第五, 套管试采井, 吞吐采油没有明显出砂现象, 油井生产正常。

根据实验结果, 决定采用 167m 井距正方形井网布井, 普通套管完井, 不进行先期防砂。布井方案从 1988 年实施, 1989 年井网基本完善。年底投产油井 70 口, 开井 56 口, 日产油 696t, 平均单井日产油 12.4t, 与方案设计单井日产 12.5t 基本一致。目前油井利用率仍在 80% 以上, 生产比较正常。

欢 127 东块主要问题是没有搞好井组试采工作。1988 年 11 月选择欢 2 51-38 井进行单井吞吐试采, 注汽量 1914t, 注后自喷 14 天, 平均日产 39t, 转抽生产一天即停产关井。在这样一个基础上, 1989 年部署实施 83m 开发井网, 下半年投产时就发生油井出砂。到年底投产 55 口, 开井 48 口, 日产油 406t, 单井日产 8.5t。为控制出砂进行后期管内防砂, 到 1990 年 6 月投产 81 口井, 57 口井进行了管内防砂, 开井 63 口, 日产油 470t, 单井日产 7.5t。再加上汽窜干扰问题, 这个块油井利用率低, 产量水平低。这个教训使我们认识到: 第一, 试采应开辟一个井组, 层段和井距应和方案一致, 或者略小于方案井距; 第二, 完井方式, 注采工艺方案应用到井组中, 进行对比试验; 第三, 按每米油层正常注汽强度或略高一些吞吐两次, 并保证回采时有足够的转抽时间, 一般应达半年; 第四, 取全取准各项资料。

在 1992 年西部新区开发技术经验交流会上, 总公司提出了开发建设新油田的十条新要求。在今后稠油新区开发上, 我们要结合以往的经验 and 辽河油田稠油开发实际要求加以认真贯彻, 实现新区开发“两新、两高”的目标。

(2) 在滚动勘探开发过程中, 做到整体部署、分步实施、紧密跟踪、及时调整, 实现不断增储上产 在新区建设上, 为了便于地面工程的整体规划, 在预测含油范围内要进行整体部署, 提出一个可供实施的布井方案。由于油层和构造控制程度比较低, 实施中的可变性比较大, 因此要求地质人员紧密跟踪实施, 兼顾勘探, 及时调整部署。保证井网实施成功率高, 同时又要力争不断扩大区块的储量和产能建设规模, 杜 212 块和齐 108 块是两个较好的例子。

杜 212 块是 1991 年投入开发的新区。开发目的层为沙三中大凌河油层。该块发现于 1979 年; 1987~1989 年钻评价井; 1988 年上报探明含油面积 3.1km^2 , 地质储量 $1319 \times 10^4\text{t}$ 。1989~1990 年实施 500m 井距的控制井, 证实大凌河油层在高断块上倾部位广泛分布。1991 年 5 月按 100m 正方形井网整体部署开发井 186 口, 当年即投入了实施。实施过程中地质人员紧密跟井对比, 及时调整部署, 当西部井实施过程中发现油层变差、油水关系比较复杂时, 及时进行综合研究, 在落实构造及油水分布的基础上确定缓钻开发井 18 口, 避免了钻低效井。

但在东部地区扩大了大凌河油层含油面积增加了储量。1991 年 6 月, 东部地区靠近北界断层完钻开发井没有钻过断层。通过分析, 大胆地将断层北移 450m, 经控制井实施证实, 推断是正确的, 从而扩大含油面积 0.51km^2 , 增加储量 $300 \times 10^4\text{t}$ 。在杜 212 块南部杜 239 块钻井过程中, 发现砂体厚度北东方向变化大, 东南方向比较稳定; 根据物源来自北西方向这一特点, 分析砂体应向东南方向沿伸, 原来确定的砂体尖灭线是保守的。于是 1991 年 11 月大胆决定在砂体向东南延伸方向, 距原砂体尖灭线 600m 处钻杜 412 井, 结果钻过大凌河油层 52.4m, 经进一步扩边钻探, 扩大含油面积 0.6km^2 , 增加储量 $405 \times 10^4\text{t}$ 。1992 年 7 月在靠近东部边界杜 69 断层完钻的曙 1-26-0367 井也没有钻遇断层; 结合地震资料研究断层发育时期后, 认为该断层主要发育阶段为沙四时期, 在沙三时期已消失。根据这一认识和钻遇砂体厚度情况, 推测向东北方向油层连片分布。通过扩边钻探, 扩大含油面积 1.1km^2 增加储量 535

$\times 10^4 \text{t}$ 。通过两年的滚动勘探开发,杜 212 块大凌河油层储量虽然在西部有所减少,但由于东部不断扩大,全块储量还是有所增加,原探明含油面积 3.1km^2 ,地质储量 $1319 \times 10^4 \text{t}$;目前探明含油面积 3.2km^2 ,地质储量 $1560 \times 10^4 \text{t}$,探明储量增加了 $241 \times 10^4 \text{t}$ 。另外在东北部新增控制含油面积 1.1km^2 ,估算储量 $535 \times 10^4 \text{t}$ 。与此同时,产能建设规模也随之扩大,预计可增加 $10 \times 10^4 \text{t}$ 生产能力;而且开发井成功率达到 96%。

齐 108 块的滚动勘探开发也取得了突出的成果。该块开发目的层为沙三下莲花油层。1990 年 10 月对南部控制程度较高的齐 108 块进行部署,当时含油面积 0.8km^2 ,地质储量 $490 \times 10^4 \text{t}$ 。实施两年中十分重视扩边和深层勘探,先后扩大出北部齐 108-9-3 块和西北部齐 108-05-02 块。同时在北部齐 108-9-3 块实施中,地质人员认真观察齐 108-4-04 井岩心,发现了莲 III 下油层组轻质油砂,经常规试采初期日产 30t,从而在莲花稠油层下部发现了一组低粘油层。经过两年滚动勘探开发,该块含油面积扩大到 2.1km^2 ,地质储量 $1157 \times 10^4 \text{t}$,增加面积 1.3km^2 ,储量 $667 \times 10^4 \text{t}$ 。部署井由 80 口增加到 216 口,设计产能由 $12.3 \times 10^4 \text{t}$ 增加到 $38.5 \times 10^4 \text{t}$,产能增加了 2 倍。

2. 对不同类型稠油油藏,不同油品性质,采取不同的开采方式,有利于提高开发效果

开采方式的选择是稠油开发部署中首要的开发决策。开发实践证明,开采方式选择是否合适,将影响油田的经济效益和开发效果。

(1) 稠油油藏划分的标准 辽河新陷盆地稠油油藏的特点是:油藏类型多,原油性质变化大。根据油藏基本的地质特征及流体性质划分油藏类型。

按油藏埋深分类:划分为中深层、深层、特深层及超深层四类。中深层埋深为 600~900m;深层为 900~1300m,特深层为 1300m~1700m,超深层:埋深大于 1700m。这四类油藏的地质储量分别占总储量的 26.1%、36.3%、30.4% 及 7.2%。辽河油田稠油油藏埋深以中~深为主,占储量的 62.4%,中~深层的油藏,除超稠油外均已投入开发。

按储层特征分类:划分为块状油藏、中~厚互层状油藏、中~薄互层状油藏。块状油藏的单层厚度大于 10m 的厚度占总厚度的 90% 以上;中~薄互层状油藏单层厚度 5~10m 的厚度占总厚度 60% 以上;薄~中互层状油藏单层厚度小于 5m 的厚度占总厚度 60% 以上。这三类油藏的地质储量分别占总储量的 28.0%、55.3% 和 16.7%。这三类油藏均已投入开发。

按油水分布形式分类:划分为纯油藏、边水油藏、底水油藏及气顶底水油藏,这四类油藏的地质储量分别占总储量的 5.7%、48.4%、28.7% 及 17.2%。辽河油田稠油以边底水油藏为主,占总储量的 77.1%。这类油藏除超稠油外大都投入开发。

按原油物性分类(以原油性质为主要指标):划分为普通稠油、特稠油及超稠油三类。普通稠油又划分 A、B 两级。A 级:地层原油粘度在 50~100mPa·s,原油相对密度大于 0.92;B 级:地层原油粘度 100~油层温度下脱气油粘度 10000mPa·s,原油相对密度大于 0.92。特稠油:地层温度下脱气油粘度 10000~50000mPa·s,原油相对密度大于 0.95。超稠油:油层温度下脱气油粘度大于 50000mPa·s,原油相对密度大于 0.98。这三类油藏的储量分别占总储量的 85.2%、12.0% 和 2.8%。目前投入开发的普通稠油占 87.7%,其次是特稠油占 12.3%。

上述稠油油藏分类为选择开采方式提供了地质基础和筛选标准(表 1)。

(2) 开采方式选择的基本界限 稠油油藏选择开采方式主要是在常规注水开采和注蒸汽开采两种方式中选择,因为两种不同的开采方式在层系、井网、开采工艺、地面工程和油藏管理方面有着截然不同的要求。

表 1 辽河油田稠油油藏分类标准

分类依据	油 藏 分 类		主 要 指 标	辅 助 指 标	占总储量%
原油	普通稠油	A 级	粘度 50*~100* mPa·s	密度 ρ ₂₀ >0.9200	85.2
		B 级	100*~10000mPa·s		
性质	特稠油		10000mPa·s~50000mPa·s	>0.9500	12.0
	超稠油		>50000mPa·s	>0.9800	2.8
储层	块状		单层厚度>10m	占总厚度>90%	28.0
	中—厚互层状		5~10m	>60%	55.3
	薄—中互层状		<5m	>60%	16.7
油藏	中深层		600~900m	油层压力<9MPa	26.1
	深层		900~1300m	9~13MPa	36.3
埋深	特深层		1300~1700m	13~17MPa	30.4
	超深层		>1700m	>17MPa	7.2

注：原油粘度 * 为高压物性取样，其它为油层温度下脱气原油粘度

辽河油田稠油油藏在开采方式的选择上是十分慎重的。首先根据油藏基本的地质条件，结合试油试采资料（包括常规和注蒸汽吞吐）作为选择开采方式的重要依据；同时，加强室内不同开采方式的物理模拟试验，进行驱油效率的对比；结合矿场先导试验资料应用数模计算，对比不同方式的开发效果；最后进行综合评价，推荐最优开采方式。

十多年来的开发实践证明，对不同类型油藏不同油品性质，选择的开采方式是适应油藏情况的，开发效果比较好。归纳起来稠油油藏选择开采方式的主要依据是油藏条件下的原油粘度（或相当油层温度时的脱气原油粘度）；油井的产能；油藏埋深；油层压力及稠油采油工艺技术水平。

常规注水的开采方式：

地层条件下的原油粘度为 $50 \sim 100 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，平均单井产量大于 10t/d ；油藏埋深： $1500 \sim 2400\text{m}$ ，油层压力 $15.5 \sim 24\text{MPa}$ 。目前热采工艺还不能解决这类油藏的开采要求。如海外河油田、牛心坨油田。

常规降压开采转蒸汽吞吐的开采方式：

油层条件下的原油粘度 $517 \sim 605 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，常规试采，平均单井产量大于 10t/d ，油藏埋深 $1500 \sim 1700\text{m}$ ，油层压力 $16 \sim 18\text{MPa}$ ，热采方式只有待油藏降压后，才能转为吞吐开采，如高 3 块。

蒸汽吞吐的开采方式：

油层温度下脱气原油粘度小于 $30000 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，注蒸汽吞吐平均单井产量大于 6t/d ，油藏埋深 $600 \sim 1300\text{m}$ ，油层压力小于 13.0MPa 。现有热采工艺技术可以满足开采要求。如欢、曙稠油油田、小洼油田（表 2）。

总体看开采方式筛选标准可以指导稠油油藏开采方式的选择，但对一些处于两种开采方式界限附近的油藏，还要通过较长时间、不同开采方式的试采和数模研究，对比其效果，才能确定下来，如杜 66 块和锦 45 块就属于这种类型。

杜 66 块杜家台油层：埋深 $800 \sim 1100\text{m}$ ，油层压力 $8 \sim 11\text{MPa}$ ，储层产状为薄—中互层，净总厚度比 $0.35 \sim 0.45$ ，油藏温度下原油粘度 $170 \sim 600 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。从地质参数看，埋藏比较浅，

注汽质量可以保证；但净总厚度比偏小，原油粘度不高可以注水开采，可见油藏条件处于两种开采方式的界限附近，理论上很难决策。现场试验解决了这一问题。与杜66块相邻、油藏条件相近的杜84块已采用了200m井网井距注水开采。油井20口，注水井5口，注水3年见效井仅3口，多数井产量很低，效果不好。1985年3月，在杜66块1-37-35井进行了蒸汽吞吐试验，射开油层20.8m，第一次注汽2302t，自喷3天，平均日产108t；第二次注汽2551t，自喷8天，平均日产油100t；转抽生产237天，平均日产油27.4t；周期产油6495t，平均日产油26.5t，周期油汽比2.9。通过两种方式开采效果对比选择了注蒸汽开采。1986年开始分两套层系实施200m井距井网；1988年又实施141m井距加密注汽井，目前井网已基本完善。开采6年，采出程度8.77%，平均采油速度1.46%，目前单井日产油5.8t，生产井平均吞吐3.8周期，1~6周期油汽比由1.62降到0.49，累积油汽比1.15，效益比较好。

表2 蒸汽吞吐开采稠油油藏地质筛选标准与实际油藏参数对照

筛 选 标 准		蒸 汽 吞 吐	天然开采— 蒸汽吞吐	注 水 开 采	
项 目	参 数	坎、曙 小洼油田	高3块	海外河油田	牛心坨油田
油藏埋深, m	<1300	600~1300	1510~1690	1550~1850	1500~2400
油层厚度, m	10~35	12~39	24.8~38.9	16.3	29
净总厚度比	>0.35	0.35~0.55	>0.7		
渗透率, μm^2	>0.25	0.3~2.3	0.7~2.3	0.744	0.921
孔隙度, %	>20	22~30	22~26	29	12
含油饱和度, %	>60	60~65	60	60	60
原油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	<30000	<30000	(518~605)	163~1393 (82.5)	231~1989 (76.3)
油层压力, MPa	<13.0	<13.0	16~18	15.5~18.5	15~24

注：括号内为油层原油粘度。

锦45块于Ⅱ组和兴隆台油层，埋深850~1150m，油层压力8.5~11.5MPa，储层岩状为中~厚互层，净总厚度比0.5~0.54，油藏温度下原油粘度380~840 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地质条件也处于两种开采方式界限附近，不好决策。通过现场试验、常规抽油初期也可以使日产油达到10~40t，但产量递减很快。几口蒸汽吞吐试验井，初期平均自喷65天，平均日产油80t，转抽后平均日产油20~30t。1985年划分于Ⅰ、兴Ⅰ、兴Ⅱ三套层系，采用167m井距投入开发。开采8年采出程度分别为12.6%、17.2%、11.7%，平均采油速度1.03%、2.15%、1.46%，平均吞吐5.4、4.3、5.0个周期，累积油汽比0.9。效果也很好。

(3) 开发实例

常规注水的开采方式，以海外河油田为例：

该油田含油面积13.1 km^2 ，地质储量3666 $\times 10^4\text{t}$ 。开发目的层为东营组油层，油层埋深为1550~1850m，平均有效厚度16.3m，渗透率0.744 μm^2 ，孔隙度29%，含油饱和度60%，地层原油粘度82.5 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地层压力15.5~18.5MPa。

该油田于1989年投入开发，1990年5月注水，平均单井日产油量12t，年产油50 $\times 10^4\text{t}$

以上,采油速度1.5%~1.7%,已稳产4年,实现方案开发指标。投产初期,由于注采井网不完善,油水关系比较复杂,加上射孔方案避射厚度不够,造成油井投产时含水上升较快。1991年加强综合治理工作,含水上升速度得到控制,开发效果得到改善。1991年采出程度3.67%,综合含水46.2%,截止到1993年6月采出程度5.82%,综合含水51.4%,含水上升率为2.4%,预计油田采收率30%左右(图1)。

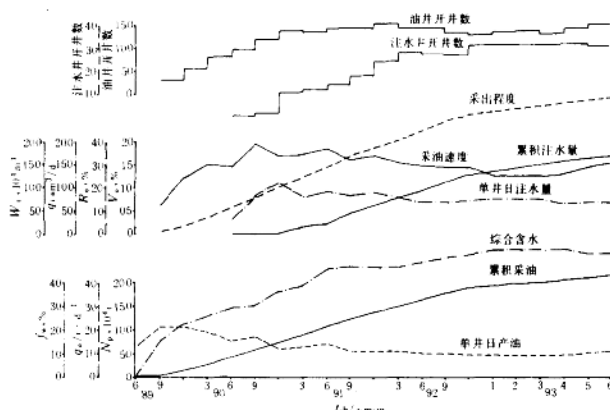


图1 海外河油田开采曲线

在常规注水开发的同时,油井采取注蒸汽吞吐引效的开采方式,以曙1-6-12断块为例:本块含油面积1.3km²,地质储量565×10⁴t,目的层:大凌河油层。油藏埋深1330~1490m,平均油层有效厚度33.2m,渗透率2.49μm²,孔隙度25.1%,含油饱和度60%,油层温度下的脱气原油粘度465mPa·s,原始油层压力13.7MPa,油层温度50.0℃。

本块于1979年12月投入开发。1980年9月注水,到1983年投产油井11口,日产油300t,平均单井日产油量27.3t,采油速度大于2%稳产6年,采出程度13%,综合含水44%,含水上升率3.3%。1987年5月以后相继12口油井进行注蒸汽吞吐改善开发效果。吞吐前平均单井日产油4.8t;吞吐后,初期平均单井日产油18.5t,现在保持在10t/d左右。

目前全块投产油井21口,开井18口,注水井8口,日产油243t,日注水778m³,注采比1.91,采油速度1.6%,采出程度20.1%,综合含水68%,含水上升率3.4%,预计最终采收率32%左右(图2)。

先常规降压开采,然后转蒸汽吞吐的开采方式,以高二、三区为例:

本块含油面积14.54km²,地质储量10068×10⁴t,油层平均有效厚度67.6m,目的层为莲花油层。油藏埋深1510~1690m,油层渗透率0.7~2.3μm²,孔隙度22%~26%,含油饱和度60%,地层原油粘度518~605mPa·s,地层压力16~18MPa。

本块1977~1986年为常规降压为主的开采阶段,主要采用套管自喷、热水循环、底水带油、电热降粘、掺活性水等12种采油方式试验。1982年8月在高1506井首次吞吐成功。到1986年投产油井275口,日产水平在2740t,年产原油100×10⁴t,采出程度4%左右,地层压力下降到8~10MPa。1986年以后以吞吐生产为主的开采阶段。总生产井数378口,实现年产油100×10⁴t以上连续稳产四年。

截止1993年6月完钻各类井529口。投产油井462口,开井343口,日产油1790t,平均单井日产油5.2t,累积油汽比0.94,累积采油量938.4×10⁴t,采出程度9.6%(图3)。

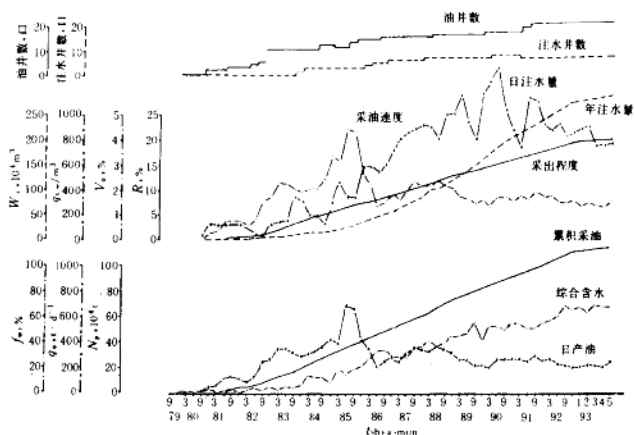


图 2 曙 1-6-12 块大浚河油层开采曲线

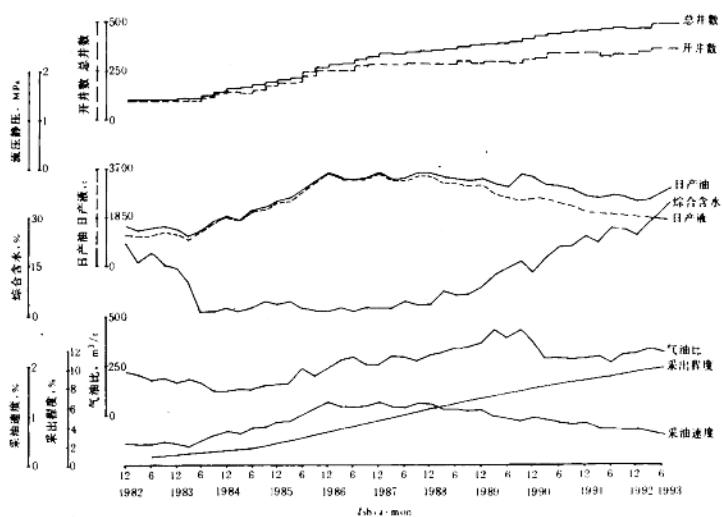


图 3 高二、三区开采曲线

综合上述看出：高二、三区这样一个埋藏深、具有气顶底水的块状稠油油藏，开发难度比较大。投入开发以来，对其开采效果我们认为：在常规降压采油阶段和进入蒸汽吞吐前期比较好。1991年后蒸汽吞吐回采水率低，只有13%左右，地层存水量逐渐增多更加明显，目前累积存水量高达 $404 \times 10^4 \text{t}$ ，造成油相渗透率降低，油井提液困难，开发效果变差。

关于高二、三区吞吐后，转变为哪种开采方式有利于改善开发效果，现正在开展现场试验和专题研究。

蒸汽吞吐开采方式以曙1-7-5块为例：

本块含油面积 0.9km^2 ，地质储量 $453 \times 10^4\text{t}$ ，油层有效厚度 41.2m ，目的层大凌河油层。油藏埋深 $950 \sim 1090\text{m}$ ，油层渗透率 $1.0 \sim 2.0\mu\text{m}^2$ ，孔隙度 25.6% ，含油饱和度 60% ，油层温度下的脱气原油粘度 $10000\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，原始油层压力 10.4MPa 。油层温度 55°C 。

本块于1983年8月开发。到1985年投产油井40口，日产油407t以上，采油速度在 $2.8\% \sim 4.5\%$ ，稳产5年，采出程度 17.8% ，油气比1.5左右，综合含水 68.5% ，1988年11月开展汽驱先导试验，首先是1-37-0331井组转驱，到1993年5月有9个井组转驱，取得一定的认识。该块共有油井45口（其中吞吐井23口，汽驱油井22口），断块日产油314t，采油速度 2.0% ，综合含水 79% ，累积油气比0.65，采出程度 23.7% （图4）。

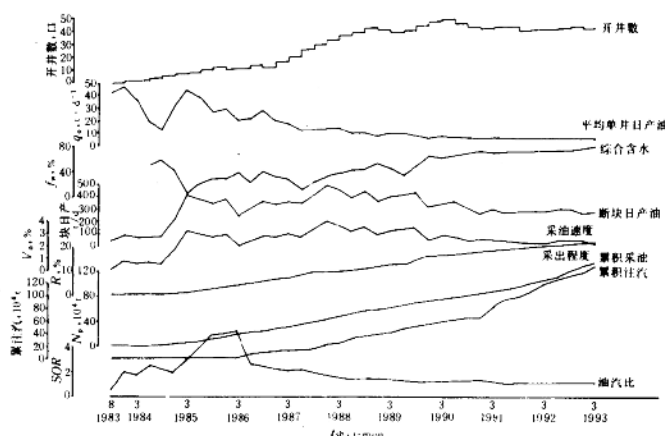


图4 曙1-7-5块大凌河油层开采曲线

3. 蒸汽吞吐开采阶段是热采经济效益最好的阶段；只要加强热采工艺技术攻关，可以延长吞吐采油期，最大限度地发挥吞吐阶段的生产潜力。

(1) 十年来的注蒸汽吞吐开采实践，使我们掌握了它的开采规律及效果

蒸汽吞吐开采大体划分前期、中期和后期三个阶段。前期系指1~2生产周期，中期系指3~4生产周期，后期系指5周期及以后，各期采出程度分别占阶段采出程度的 50% 、 35% 和 15% 左右（表3）。

表3 蒸汽吞吐前、中、后期占阶段采出程度百分数

区 块	前 期 %	中 期 %	后 期 %
曙1-7-5块	53	35	12
锦45块	57~69	23~29	8~14
杜66块	49	35	15

蒸汽吞吐开采产量变化规律：

按储层分类的三种稠油油藏，各吞吐周期与周期数按等比级数依次降低。

如锦45块兴一组油层1、2、3、4、5、6各周期累积产油分别为9146t、7170t、3220t、2202t、2110t及1468t（表4）。

表 4 辽河区桐油主要区块周期吞吐效果对比表(单井均值)

吞吐 周期	高 3 块				齐 40 块(L ₁)				齐 40 块(L ₂)				杜 48 块				杜 66 块				锦 45 块(Y ₁)				锦 45 块 X ₁			
	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比	累 油 t	累 水 m ³	回采 水率 %	油 汽 比
一	5264	140	6.4	2.38	5552	1102	42	2.1	4648	520	20	1.8	1408	709	30.4	0.60	3182	188	9.6	1.62	5248	2196	95	2.3	9146	2952	143	4.4
二	4019	190	6.6	1.4	7273	2332	72	2.3	6318	1462	45	2.0	2513	680	24.1	0.89	3164	307	12.4	1.27	4900	3913	133	1.7	7170	3964	153	2.8
三	3689	291	8.7	1.1	4361	2808	83	1.3	4798	1767	56	1.5	2400	907	30.8	0.82	2849	411	15.1	1.05	3075	3372	104	1.0	3220	2960	88	1.0
四	3034	542	14.8	0.84	2860	2471	71	0.8	3618	2322	71	1.1	1496	1027	36.9	0.54	2374	765	26.6	0.83	2267	3699	89	0.6	2202	2659	72	0.6
五	2808	619	17.1	0.77	1883	2594	82	0.6	3670	2573	84	1.2	1048	1334	49.9	0.39	1819	660	22	0.61	2957	4536	128	0.8	2110	3399	94	0.6
六	1993	555	14.7	0.53	1592	2074	66	0.5	2519	2547	88	0.9	960	1180	40.1	0.33	1374	729	25.8	0.49	2131	3788	118	0.6	1468	2447	78	0.5

各吞吐周期的产量变化均符合指数递减规律。

三种类型油藏, 吞吐各周期的日产油水平与生产时间呈指数递减关系, 相关系数大于 0.8 (图 5)。

地层压力的变化规律:

蒸汽吞吐开采是消耗地层能量的过程, 不同油藏压力下降速度不同, 单位压降产油量也不同。

杜 66 块杜家台油层属纯油藏, 每采出 1% 地质储量压力下降 0.60

~0.73MPa, 压力每降低 1MPa 单井采出油量 1642t (图 6)。

锦 45 块兴一组油层属边水油藏, 在边水未侵入前每采出 1% 地质储量压力下降 0.32MPa, 压力每降低 1MPa 单井采出油量 3700t (图 7)。

曙 1-7-5 块大凌河油层属底水油藏, 在底水未锥进前, 每采出 1% 地质储量压力下降 0.27MPa, 压力每降低 1MPa 单井采出油量 3100t (图 8)。

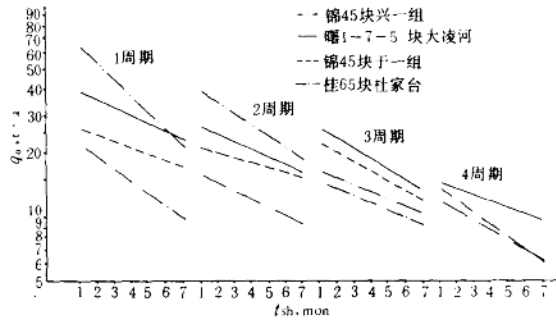


图 5 典型区块各周期日产油水平与时间关系曲线

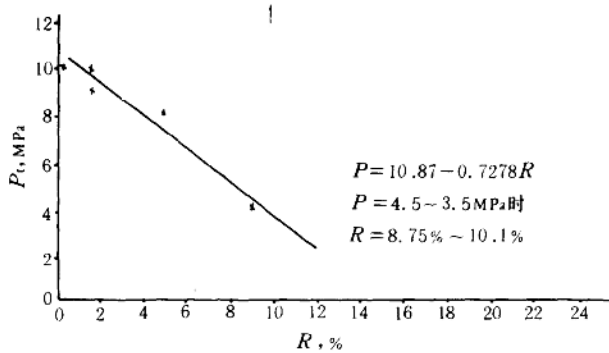


图 6 杜 66 块曙 1-45-35 井 (杜家台) 压力递减曲线

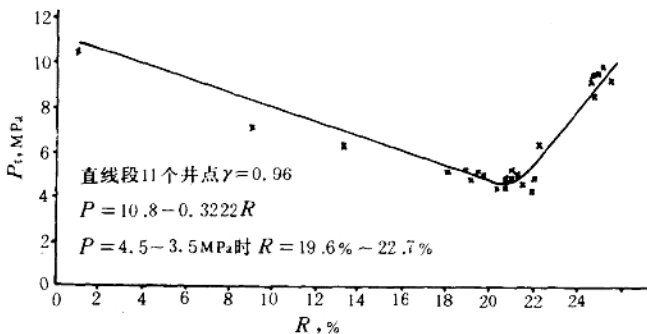


图 7 锦 45 块试验区 (兴一组) 压力递减曲线