

DEVELOPMENT TECHNIQUE OF STEAM INJECTION FOR HEAVY OIL RESERVOIRS

稠油油藏注蒸汽开发技术

稠油油藏注蒸汽 开发技术

岳清山 等著 石油工业出版社
PETROLEUM INDUSTRY PRESS

学(北京)

357.44

06

DEVELOPMENT TECHNIQUE OF STEAM INJECTION FOR HEAVY OIL RESERVOIRS

书号	124216
类号	TE357.44
种次号	006

稠油油藏注蒸汽开发技术

岳清山 等著



石油0116967

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍了稠油油藏蒸汽吞吐开采优化设计的一些方法, 蒸汽驱油藏筛选的评价程序及成功蒸汽驱的设计。

本书可供从事油藏注蒸汽、采油工艺、稠油热采的工程技术
人员、研究人员及石油院校有关师生学习参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

稠油油藏注蒸汽开发技术 / 岳清山等著.

北京: 石油工业出版社, 1998. 9

ISBN 7-5021-2397-0

I. 稠…

II. 岳…

III. 稠油开采—注蒸汽—技术

N. TE 355. 9

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (98) 第 25242 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)

北京密云华都印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

850×1168 毫米 32 开本 3.25 印张 91 千字 印 1—600

1998 年 9 月北京第 1 版 1998 年 9 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2397-0/TE · 1986

定价: 15.00 元

前 言

本书是岳清山、赵洪岩、李平科、马德胜、张霞、李秀变等同志从 1994 年以来研究探索稠油油藏注蒸汽采油技术的一些认识、以及为解决注蒸汽采油技术中的问题而建立的一些实用方法。第一章主要讲述了改善蒸汽吞吐工艺和优化工艺参数的方法；第二章主要讲述了油藏条件和操作条件对蒸汽驱开发效果的影响，并在此基础上提出了蒸汽驱开发效果的预测公式，实现成功蒸汽驱必须满足的操作条件，最佳蒸汽驱的设计方法；第三章主要讲述了蒸汽驱油藏筛选评价程序和方法；第四章主要为作者几年来所发表的有关稠油油藏注蒸汽开发的一些论文。

本书的内容可分两部分，前三章为第一部分。这部分全面系统地阐述了作者对稠油油藏注蒸汽开发技术的研究思路，通过研究所得到的主要结论和解决问题的方法。但是为了简明起见，这部分对具体问题又不能做过细的描述，也不宜包罗过多的问题，因此作者又把他们对注蒸汽采油技术的具体问题的研究论文集中于此，组成第四章，以达到相辅相承的作用，使读者能够全面系统地认识注蒸汽采油技术的实质，提高处理注蒸汽采油技术中的实际问题的能力。

稠油注蒸汽开采技术，自 20 世纪 50 年代问世以来，由于它对解决稠油开采的特殊效力和相对较低的采油成本，迅速发展成为强化采油重要的方法之一。从 70 年代起，注蒸汽的采油量从世界范围看一直占强化采油产量的 60%~70%。经过几十年的不断发展，目前已基本形成一套比较成熟和完善的采油技术。

我国自 80 年代开始应用注蒸汽采油技术。在仅仅十几年的时间里，就使我国注蒸汽年采油产量达到 $1000 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{a}$ 以上，对我国石油工业的上产稳产做出了巨大贡献。但在技术上，也像其它任何技术一样，还需要不断发展和完善，尤其蒸汽驱方面，还存在许多值得研究和探索的问题。

本书将集中讨论我国目前注蒸汽采油技术中可能存在的问题，并提出一些改进的方法和思路，以期尽快完善提高我国稠油油藏的注蒸汽采油技术，使之发挥更大的作用。

作者

1998年6月

目 录

前言

第一章 关于蒸汽吞吐采油技术的一些问题	(3)
一、关于注入压力问题	(3)
二、注汽管柱下入深度问题	(4)
三、关于注入蒸汽干度的问题	(7)
四、周期注汽量的优化	(8)
五、注汽后焖井时间的优化	(10)
六、小结	(13)
参考文献	(13)
第二章 蒸汽驱油藏的选择及最佳汽驱方案设计	(14)
一、概述	(14)
二、适合蒸汽驱的油藏条件	(15)
三、蒸汽驱的操作条件对汽驱效果的影响	(23)
四、最佳蒸汽驱方案设计	(28)
五、蒸汽驱实施中仍存在的问题	(34)
六、结论	(35)
参考文献	(36)
第三章 蒸汽驱油藏的选择评价程序及方法	(37)
第四章 有关注蒸汽采油技术的论文	(45)
一、蒸汽驱开发采收率预测新方法	(46)
二、蒸汽驱中主要工艺参数对开发效果的影响	(56)
三、油藏压力对蒸汽驱开发效果的影响	(65)
四、蒸汽驱最优方案设计新方法	(71)
五、对蒸汽驱几个问题的探讨	(79)
六、两类方法计算的蒸汽驱采收率结果对比及其意义	(86)
七、油藏含水饱和度的增加对蒸汽驱热能的影响	(92)
八、蒸汽吞吐中注汽强度、焖井时间的优化	(96)

第 一 部 分

第一章 关于蒸汽吞吐采油 技术的一些问题

注蒸汽采油技术中，目前应用最多的大致可分两种，即蒸汽吞吐和蒸汽驱。蒸汽吞吐是注蒸汽采油中发展较快的一项技术，尤其是 50、60 年代，大部分注蒸汽采油项目都是蒸汽吞吐项目，所以它也是成熟较早的一项技术，从国内外来看，都已是比较完善配套的技术了。但最近参加一些现场蒸汽吞吐的咨询，及阅读我国过去蒸汽吞吐的一些设计实施资料和国外的一些文献，经分析发现，我国的蒸汽吞吐可能在以下几个方面还存在一些问题，在这里提出和研究。

一、关于注入压力问题

在国外的许多有关注蒸汽采油文献中，经常提到蒸汽注入能力问题，即在油藏破裂压力以下能否达到所希望的注入速度。为了在油藏破裂压力以下获得所希望的注入速度，他们采取了一些特殊措施，常用的有增注措施，预热措施，以及先进行一段时间的常规衰竭开采，待地层压力降到一定程度，在破裂压力以下具有一定注入能力后再开始注蒸汽采油等。但是，在我国的蒸汽吞吐采油中，对这一问题没有引起足够的重视，而往往是在破裂压力或破裂压力以上强行注入（特别是特超稠油油藏）。这一注入策略，对某些油藏的吞吐效果以及随后的其他开发方式的开发效果，可能会造成极坏的影响。因为在注入压力过高（超过破裂压力）的情况下，注入蒸汽会通过高压所诱导的地层裂缝或高渗透带窜到远离注入井的某一地方，而井筒附近的地层没有得到有效地加热。在这种情况下，当油井开井生产时，由于井底压力的降低，裂缝重新闭合及高渗透带的重新压实，而使注入到远离井筒的蒸汽凝结水被封固在原地，发挥不了应有的作用；与此同时，由于井底

附近地层受热有限，产油也少，因此，凡超压（注入压力高于破裂压力）注汽的油井，其生产特点表现为周期产油量相对较少；回采水率低，温度剖面不均，只有某一层段温度较高。这一情况用杜 84 块油藏的吞吐资料最能说明问题。据包连纯对杜 84 块吞吐的统计资料，高于破裂压力注入井的平均周期产量只有 325t，比平均周期产油量 675t 几乎低一倍。回采水率也很低，只有 10% 左右。如曙 1—32—41 井在破裂压力下注蒸汽 844m³ 后，距该井 29.5m 的曙 1—33—042 井含水从 50% 猛升到 90%，说明单层段突进非常严重。

以上分析和实例说明，对注入能力有问题的油藏，不能强行注入，而是要采取一些必要的措施，提高其注入能力。在不得已的情况下，宁可牺牲初期的注入速度，也要把注入压力保持在破裂压力以下。

二、注汽管柱下入深度问题

目前我国蒸汽吞吐的注入管柱，基本上都是下到油层顶部（见图 1-1a）。在这种注入管柱条件下，注入的蒸汽流出注汽管柱后，就进入了截面积较大的套管中。由于流动截面积的增大，蒸汽流速下降，汽液分离作用增大，使蒸汽中的汽相大都滞留在油层的顶部，而液相下沉到油层底部，从而使油层上部注入的大部分为汽相，下部注入的大部分为液相，因而上部吸热多，下部吸热少，使油层吸热极不均匀。其结果，一方面不能充分发挥所有层段的产能；另一方面因下部动用较差而不能充分发挥蒸汽吞吐采油中的重力泄油作用。如果我们把注汽管柱下到油层底部，让注入蒸汽流出注汽管柱后，通过环空上返进入油层（如图 1-1b 所示）。这样，因环空流动截面较小，蒸汽流速相对较大，汽液分离作用小而使汽液混合进入油层，从而可大大改善油层的吸热剖面，提高吞吐效果。

有人曾做过这方面的试验，试验装置如图 1-2。他是模拟油套管柱做一个长筒容器，在容器上、中、下开三个孔，通过油管注

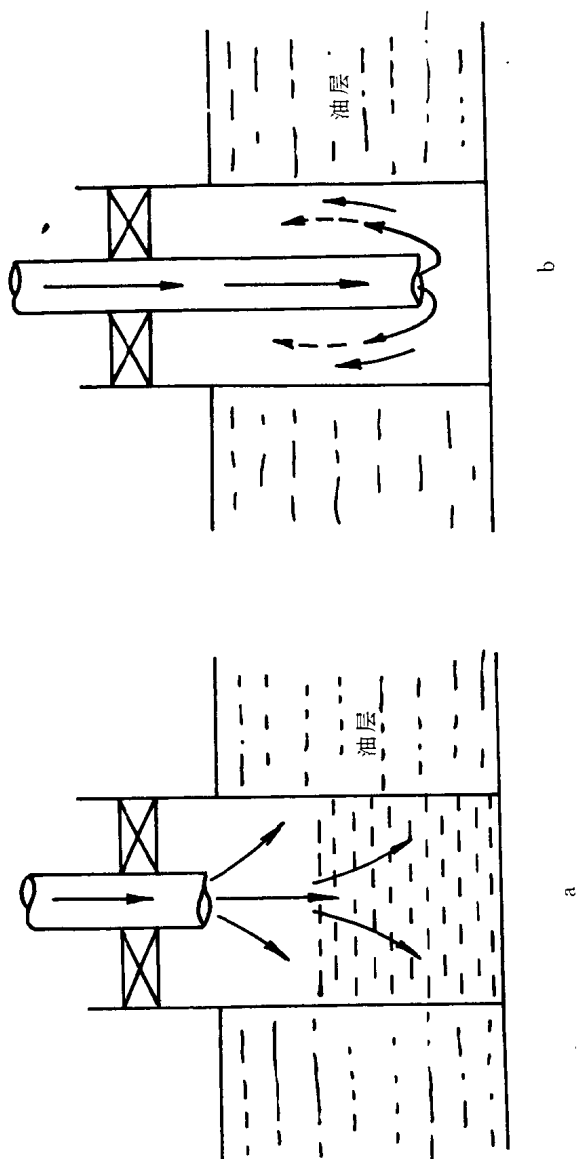


图 1-1 蒸汽吞吐管柱示意图

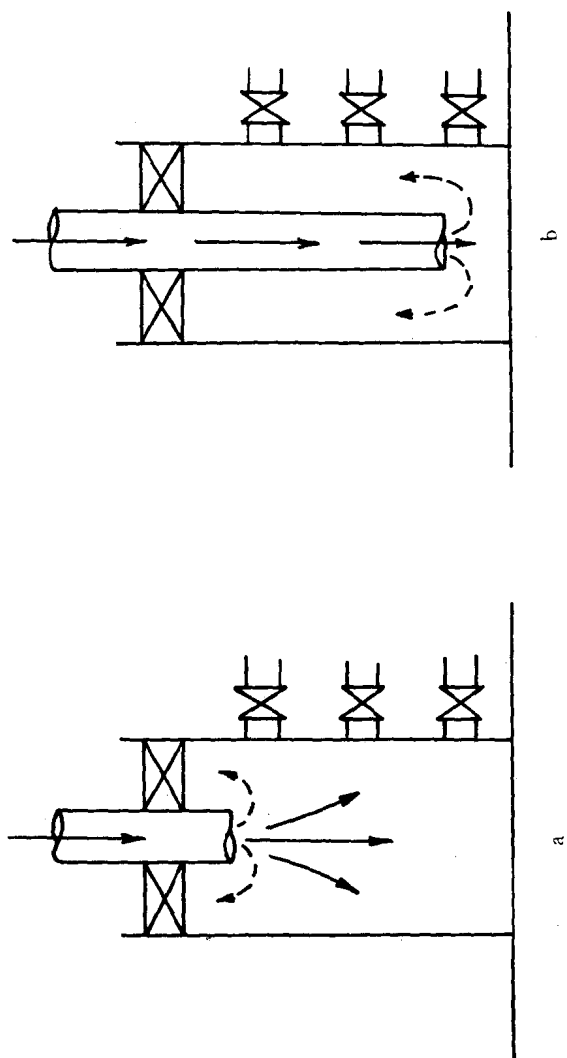


图 1-2 管柱下入深度试验示意图

入一定比例的空气与水的混合物，并分别进行了油管下到油层顶部和底部的两组试验。分别记录油管下到顶部和底部的气液分配情况。

试验表明，油管下到油层底部比下到顶部的气液分配均匀得多。还有人^[3]进而做过尾管尺寸的试验，结果表明，尾管尺寸大，环空流动截面较小时气液分配得更均匀。

三、关于注入蒸汽干度的问题

蒸汽吞吐产量的响应，在一定程度上主要取决于注入油藏的总热量^[1,2]。我们的研究结果也得到同样的结论。这就是说，为了将一定的热量注入油藏，可以用较少质量的高干度（如 60%~70%）蒸汽来实现，也可用较大质量的低干度（如 20%~30%）蒸汽来实现。对一个具体油藏是注入高干度蒸汽还是低干度蒸汽，这要视油藏条件。

为了提高井底的蒸汽干度，可通过两种办法来实现：一是通过改造锅炉，提高锅炉蒸汽干度或安装水汽分离器来提高输出蒸汽的干度。但这都需要进行严格的评估计算，即要分析改造锅炉或安装水汽分离器的投资，与提高蒸汽干度改善开发效果的收益相比是否合算。一般说来，目前锅炉的额定干度一般都能达到 70%~80%，如果再想提高其干度不但花费很大，而且提高值也有限，所以在目前技术条件下，使用者不宜再研究提高锅炉蒸汽干度问题。二是采用高质量的隔热管线和油管，减少输送过程中的热损失，把具有一定干度的锅炉蒸汽尽量保持较高干度输送到井底。这也要把采用高质量隔热油管和管线的附加投资与采用高质量隔热油管所带来的开发效益作一比较，从而选用经济效益最好的隔热管柱。

所以，对一个具体油藏，蒸汽吞吐生产的井底蒸汽干度要通过设计确定。正确的做法是，确保锅炉出口的蒸汽干度达到锅炉的设计干度；通过适当的隔热管柱，把尽可能高干度的蒸汽输送到井底。

四、周期注汽量的优化

据 S. M. FAROUG ALI 的“蒸汽驱的油田经验”一文介绍,在大多数蒸汽吞吐生产中,在一定范围内任一周期的产油量与蒸汽注入量成正比,特别是高粘油更是如此,因为高粘油的强化采油速度基本上取决于加热的油藏体积。在加利福尼亚,一般是一个周期注 1600m^3 左右的蒸汽(冷水当量),注汽时间2周以上;在艾尔伯塔的冷湖,由于油的粘度较高,一般一个周期注 5000m^3 左右的蒸汽(冷水当量),注汽时间超过一个月。在我国,以往的蒸汽吞吐设计中,周期注汽量的优化方法,一般是从某一注汽强度(一般为 $50\text{t}/\text{m}$ —油层)开始,逐步增加注汽强度,净增油最多的注汽强度段为最优周期注汽强度。这种做法的实例见庄丽对曙一区蒸汽吞吐周期注汽量的优化设计(优化计算结果见表1-1和图1-3)。

表 1-1 曙一区周期注汽强度优化结果 (引自庄丽的报告, 1996)

注汽强度 (t/m —油层)	生产时间 (d)	注汽量 (t)	产油量 (t)	净产油量 (t)	净增量 (t)	油汽比
50	133	2000	1091	948	0	0.546
60	158	2400	1506	1335	387	0.629
70	193	2800	1931	1731	396	0.690
80	236	3200	2414	2185	454	0.754
90	259	3600	2852	2595	410	0.792
100	265	4000	3157	2830	235	0.788

从表1-1和图1-3看出,优选的最佳注汽强度是 $80\text{t}/\text{m}$ 。这一结果实际只是最大增油点,它既不是最高油汽比点(此点在 $90\sim 100\text{t}/\text{m}$ 之间),更不是最佳经济点,因为这一优选中没有全面考虑经济因素。所以我们认为这一优化的目标函数不够明确。蒸汽吞吐的周期注汽量应以最大经济效益为目标函数。根据蒸汽吞吐生产

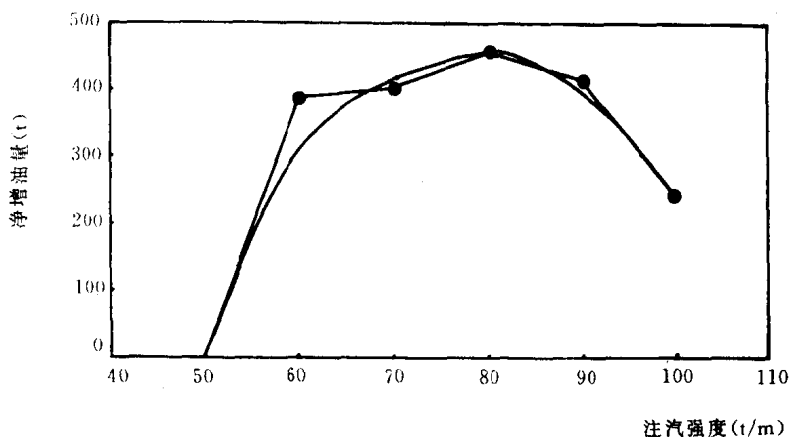


图 1-3 曙一区周期注汽强度的优选 (引自庄丽的报告, 1996)

特点, 我们提出以下目标函数:

$$IR = \frac{(Q_o - Q_f) \times P_r - C_i - t \times C_p}{t}$$

式中 IR ——蒸汽吞吐生产的日效益, 元/d;

Q_o ——蒸汽吞吐产油量, m^3 ;

Q_f ——蒸汽吞吐燃油量, m^3 ;

P_r ——油价, 元/ m^3 ;

C_i ——注汽作业费, 元;

C_p ——单井操作费, 元/d;

t ——生产时间, d。

用这一目标函数, 我们对冷42块油藏, 在100m 井距条件下进行了蒸汽吞吐周期注汽强度的优化, 结果见图1-4。

由图1-4看出, 用这一方法优选的周期注汽强度为130~150t/m, 远大于用以前方法所优选的80~100t/m 这一值。

为了与以前优选结果进行比较, 我们又用这一方法和以前方法所优选的周期注汽量, 对冷42块进行了吞吐计算, 一直计算到

经济极限油汽比0.25为止，结果见表1-2。

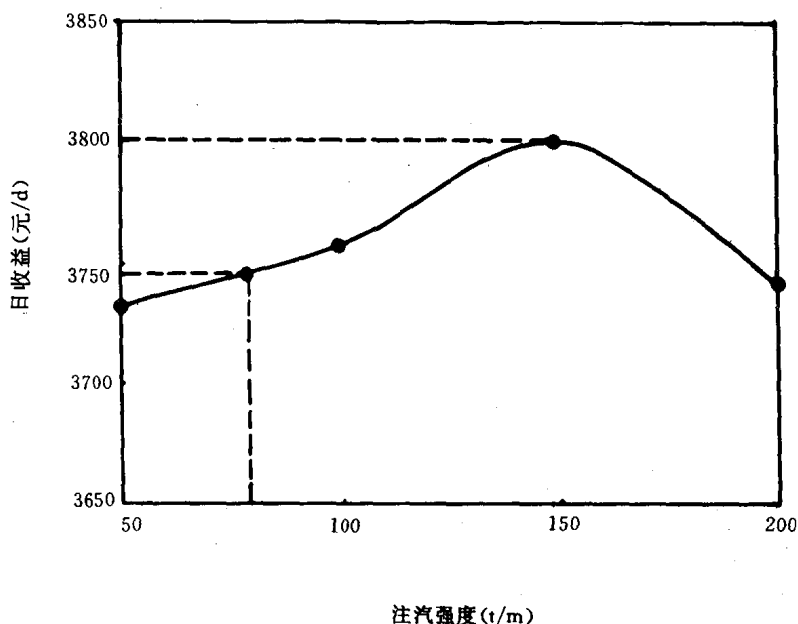


图 1-4 冷42块周期注汽强度优选

由表1-2结果可看出，用本法优选的周期注汽量进行吞吐生产

表 1-2 冷42块不同周期注汽量的开发效果

优化方法	周期注汽量 (t)	周期数	生产时间 (d)	总采油量 (m ³)	净产油 (m ³)	油汽比	采收率 (%)	平均产量 (m ³ /d)
本方法	4500	4	1450	9817	8531	0.545	11.9	6.77
以前的方法	3000	5	1351	9103	8031	0.607	10.0	6.74

比以前优选的周期注汽量的吞吐生产可使单井净增油500m³。

此外，在这一注汽量下，比过去优选的注汽量少吞吐一个周期，这对减少井的伤害、延长井的寿命也是有利的。

五、注汽后焖井时间的优化

蒸汽吞吐生产中，注汽后的焖井，主要是为了把注入蒸汽所

携带的潜热有效地传给油藏,以防止采油时采出过多的蒸汽;同时也为了把地层均匀加热,以发挥更大的油层产油能力。国外的经验是,对不同油藏和注入条件(注汽量和蒸汽干度),焖井时间一般为 $3\sim 14\text{d}$ ^[1]。我国设计的焖井时间大都在 $2\sim 3\text{d}$,实施中有的为了“趁热打铁”甚至把焖井时间缩到 $1\sim 2\text{d}$ 。这样做的结果会造成大量的热损失。图1-5示意地说明了不同焖井时间油藏中的温度分布以及不同焖井时间开井后所采出的汽化潜热。图的横坐标是距井的距离,纵坐标为油层温度。曲线1是刚注完汽时的温度剖面,曲线2是焖井3d的温度剖面,曲线3是焖井9d的温度剖面,曲线4是开井生产后的温度剖面。曲线4对应的温度,实际是对应压力的饱和蒸汽的温度。曲线1、2和3与曲线4所包围的面积分别为不同焖井时间开井后热水重新汽化所带走的潜热。

由图1-5我们看出,焖井时间越短,注入热越集中在井底附近,开井后被重新汽化的水所带走的潜热越多。但是焖井时间也不能过长。焖井时间过长,向顶底层的热损失就会增大,而且也会拖延生产时间。所以,对于一个具体油藏和注汽条件(注汽量和干度),应存在一个最佳焖井时间。

我们在周期注汽量 4000t 、注汽速度 $200\text{m}^3/\text{d}$ 、井底蒸汽干度40%的条件下对冷41块的焖井时间进行了优化,结果见表1-3。

表 1-3 冷41块焖井时间的优化结果

焖井时间 (d)	生产时间 (d)	周期产油量 (m^3)	油汽比
3	613	3879	0.862
6	616	3885	0.863
9	618	3897	0.866
12	618	3890	0.864
15	614	3884	0.863

由表1-3看出,对于冷41油藏和注汽条件,焖井9天左右最好。