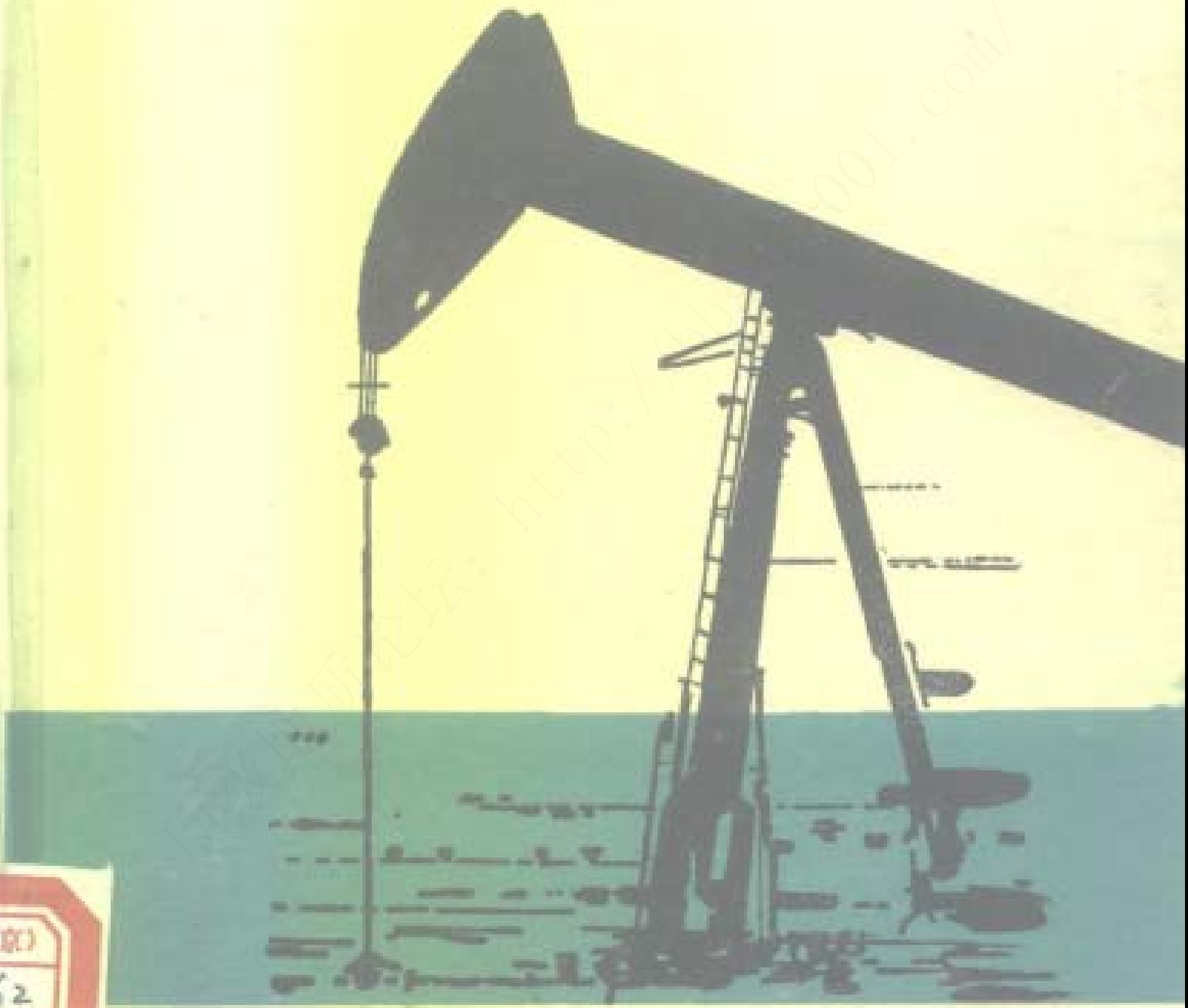
地信网论坛
BBS.3S001.COM

采油技术手册（修订本）



石油工业出版社

地信网论坛 BBS.3S001.COM

登录号 127062
分类号 TE355-62
种次号 002(-)-8

采油技术手册

（修订本）

第八分册　稠油热采工程技术

万仁溥　罗英俊　主编
刘文章　梁人初　罗英俊　编著

石油大学（北京）图书馆藏书


石油0121036

石油工业出版社

地信网论坛 BBS.3S001.COM

[redacted]

内 容 提 要

本书综合了我国十多年来稠油注蒸汽热采的研究成果和经验，讲述了稠油的特性及分类标准，蒸汽、水及油藏岩石的热特性，注蒸汽井筒热损失和套管温度等计算方法，稠油油藏蒸汽吞吐和蒸汽驱开采方法，注蒸汽采油井完井技术和热采专用设备等热采工程技术，图表资料丰富实用。

本手册在编写过程中，侧重突出内容的资料性、实用性和使用中的可操作性，便于热采科研和油田工程技术人员查阅和参考。

图书在版编目（CIP）数据

稠油热采工程技术/万仁溥、罗英俊主编；刘文章等编著．
北京：石油工业出版社，1996.12
（采油技术手册；（修订本）；第[redacted]分册）
ISBN 7-5021-1694-X
Ⅰ·稠…
Ⅱ·①万…②罗…③刘…
Ⅲ·稠油开采－热力采油－技术
Ⅳ·TE355.9

中国版本图书馆 CIP 数据核字（96）第 03028 号

石油工业出版社出版
（100011 北京安定门外安华里 2 区 1 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
*
850×1168 毫米 32 开 14½印张 380 千字 印 1－2000
1996 年 12 月北京第 1 版 1996 年 12 月北京第 1 次印刷
ISBN7-5021-1694-X/TE.1446
定价：25.00 元

[redacted]
DP45.30

地信网论坛 BBS.3500J.COM

修订版说明

原《采油技术手册》是采油专业的一部重要工具书，它的出版发行已在采油技术工作中起了重要的作用。但由于该手册出版于70年代初期，内容已显得陈旧，部分章节单薄不全，特别是近十年来在采油技术工作中又发展了一批新工艺、新技术、新工具，这些工艺、技术和工具有待于更多的技术人员掌握应用，以转化成更大的生产力。为此，经中国石油天然气总公司开发生产局同石油工业出版社商定，对原《采油技术手册》进行修订，重新编写。

新的《采油技术手册》由中国石油天然气总公司开发生产局和石油工业出版社共同组织编写，由万仁溥，罗英俊负责主编。

考虑到修订后的《手册》内容广泛、牵涉面广、篇幅长和工作量大的特点，以及从便于应用出发，新的《手册》将以分册的形式来完成。

新的《采油技术手册》暂定为十个分册，各分册的名称如下：

第一分册　自喷采油技术
第二分册　注水技术
第三分册　生产测井技术
第四分册　机械采油技术
第五分册　修井工具与技术
第六分册　增产措施设备技术
第七分册　防砂技术
第八分册　稠油热采工程技术
第九分册　压裂酸化工艺技术
第十分册　堵水技术

手册的各分册都既是独立的工具书，又是《采油技术手册》

地信网论
BBS.3S001.COM

的一个组成部分，采油部门的各专业可根据需要选用其中的分册。

顶级地质论坛：http://bbs.3s001.com/

地信网论坛 BBS.3500J.COM

前　言

稠油也称重质原油，即高粘度原油。由于其胶质沥青含量高，在油层中粘度高，流动阻力大，甚至不能流动，因而用常规开采技术难以有效地开发。近十几年来，我国采用注蒸汽热采技术，有效地开发了一批稠油油田，并基本上形成了注蒸汽开采的配套工艺技术。从1982年开始深井热采试验以来，稠油产量逐年上升，1993年突破了1000万吨，开拓性地打开了我国稠油开发的新局面。

稠油热采技术是涉及多学科、多专业的系统工程。它包括稠油油藏工程及稠油热采工程两大部分。本书着重于讲述稠油热采工程，作为采油技术手册的一个分册。

本手册在编写过程中，按工程手册的要求，注重突出内容的实用性、资料性及使用中的可操作性，以便于科研和油田工程技术人员查阅和参考。

我国稠油油藏突出的特点是原油物性变化大，油藏类型多且复杂，埋藏普遍较深，多数油藏超过1000m，甚至达到2000m，因而热采难度大。本书主要综合了十多年来国内研究成果及经验，突出了某些自己的特色，但也引用了一些国外学者的研究成果和油田开发经验。

本书由中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院刘文章组织编写，其中除第七章“注蒸汽采油专用设备”由罗英俊、胡智勉编写外，其余均由刘文章编著，梁人初和孙培国对全书作了大量删节和全面的整理。在编写过程中，刘尚奇、谢培功、张建和廖广志等为本书提供了某些计算数据和资料，在此一并致以谢意。

地信网论
BBS.3S001.COM

由于作者水平所限，书中难免存在某些错误及不妥之处，敬请读者指正。

作者

1995 年 10 月

顶级地质论坛：http://bbs.3s001.com/

地信网论坛 BBS.3S001.COM

目　　录

第一章　稠油的特性、定义和分类标准 …… (1)
一、我国稠油的一般特性 …… (1)
二、我国稠油的特点 …… (10)
三、国际上对稠油（重质原油）的定义和分类标准 …… (22)
四、我国稠油的分类标准 …… (24)
第二章　蒸汽、水、油及油藏岩石的热特性 …… (27)
一、蒸汽及水的热物理特性和特性参数计算方法 …… (27)
（一）　蒸汽的饱和温度与压力的关系 …… (27)
（二）　湿饱和蒸汽的特性 …… (29)
（三）　饱和蒸汽及水的热物理参数计算方法 …… (38)
（四）　饱和蒸汽及水的热物理参数表 …… (44)
二、原油及天然气的热物理特性 …… (77)
（一）　原油粘度随温度的变化 …… (77)
（二）　含气原油粘度的计算方法 …… (93)
（三）　含水原油粘度的计算方法 …… (94)
（四）　压力对原油粘度的影响 …… (95)
（五）　原油的燃烧热值 …… (96)
（六）　原油的比热 …… (98)
（七）　原油的导热系数 …… (101)
三、油藏地层的热特性 …… (102)
（一）　地层岩石的导热系数 …… (102)
（二）　地层岩石的热容量 …… (118)
（三）　地层岩石的热扩散系数（散热系数） …… (122)
四、油藏岩石热特性参数在注蒸汽采油工程中的应用 …… (125)
（一）　我国几个稠油油藏岩石热物性参数的测定结果 …… (125)
（二）　美国热采工程常用稠油油藏岩石热物性参数 …… (131)
（三）　油藏地层热参数应用取值实例 …… (132)

地信网论坛 BBS.3500J.COM

第三章　井筒热损失、套管温度及井底蒸汽干度计算方法 …… (136)
一、井筒热损失计算方法 …… (136)
二、井筒总传热系数计算方法 …… (140)
（一）　确定辐射传热系数 h_r …… (141)
（二）　确定自然对流传热系数 h_c …… (142)
（三）　总传热系数计算程序 …… (143)
三、用物理模拟方法确定井筒总传热系数 …… (153)
（一）　井筒传热物理模型 …… (154)
（二）　井筒传热物理模拟试验结果 …… (155)
四、国产隔热油管 …… (164)
（一）　不同隔热材料的隔热油管性能 …… (164)
（二）　不同真空度的隔热油管性能 …… (166)
（三）　充氩气、氪气和氙气的隔热油管性能 …… (167)
（四）　辽河总机厂隔热油管及国外隔热油管技术性能 …… (168)
五、影响井筒隔热效果的主要因素 …… (169)
（一）　油管、隔热管及套管尺寸对总传热系数的影响 …… (169)
（二）　环空流体介质性质、热点及注入温度对总传热 ……
系数的影响 …… (171)
（三）　隔热油管使用中的老化及损坏，使井筒总传热 ……
系数增大 …… (174)
六、实际应用中对井筒总传热系数的修正方法 …… (175)
（一）　根据室内试验值计入隔热管接头处的热点影响求得 ……
隔热管柱的 $\overline{U}_{to}$ 值 …… (175)
（二）　根据接箍处热损失修正隔热管柱的 $\overline{U}_{to}$ …… (176)
（三）　根据注热井实测井筒温度及压力计算隔热管柱的 U_{to} … (176)
七、井筒总传热系数对井底注热参数的影响 …… (179)
八、井筒传热数值模拟方法 …… (186)
（一）　数值模拟原理 …… (186)
（二）　数值模拟程序框图 …… (191)
（三）　SIWS 计算程序特点 …… (191)
九、井口注汽工艺参数对井底注热参数的影响 …… (193)
第四章　蒸汽吞吐采油方法 …… (204)
一、蒸汽吞吐采油原理 …… (204)

地信网论坛 BBS.3500L.COM

（一） 基本概念 …… (204)
（二） 增产机理 …… (207)
二、蒸汽吞吐生产动态计算方法 …… (215)
（一） 计算加热带面积 …… (215)
（二） 加热带平均温度 …… (217)
（三） 产出液体带走的热量 …… (220)
（四） 日产油量 …… (221)
（五） 吞吐结束时油层中剩余热量 …… (223)
三、适宜蒸汽吞吐开采的油藏地质条件 …… (223)
（一） 原油粘度、油层厚度与油藏深度 …… (223)
（二） 纯厚/总厚度比 …… (231)
（三） 孔隙度 …… (231)
（四） 初始含油饱和度 …… (231)
（五） 储量系数 …… (233)
（六） 油层深度 …… (233)
（七） 我国稠油蒸汽吞吐开采筛选标准 …… (233)
（八） 不同油藏条件下蒸汽吞吐结束极限的周期油汽比 …… (235)
四、注蒸汽工艺参数对吞吐效果的影响 …… (236)
（一） 蒸汽干度对蒸汽吞吐效果的影响 …… (236)
（二） 注汽量对吞吐效果的影响 …… (238)
（三） 注汽速度对吞吐效果的影响 …… (239)
（四） 注汽压力的选择 …… (242)
（五） 焖井时间的选择 …… (245)
（六） 注汽工艺参数优化设计 …… (248)
五、蒸汽吞吐采油技术的讨论 …… (249)
（一） 开始蒸汽吞吐时机的选择 …… (249)
（二） 提高多周期吞吐效果的途径 …… (251)
（三） 提油抽汲热油的举升能力放大压差采油 …… (256)
（四） 防止油井钻井完井及采油井下作业中的油层污染损害 …… (256)
（五） 开采油层打开厚度的确定 …… (257)
第五章 蒸汽驱开采方法 …… (261)
一、蒸汽驱采油机理 …… (261)

地信网论坛 BBS.3500J.COM

二、蒸汽驱及热水驱室内实验结果 …… (265)
（一） 轻质原油蒸汽驱的蒸馏作用实验 …… (265)
（二） 蒸汽温度下原油粘度对蒸汽驱原油/蒸汽比及……
残余油饱和度的影响 …… (266)
（三） 不同温度的水驱物理模拟实验——不同温度水驱的 ……
驱油效率及不同油水粘度比的水驱油效率 …… (268)
（四） 热水驱及蒸汽驱物理模拟实验 …… (270)
（五） 油层加热过程中渗透率变化的试验研究 …… (272)
三、稠油油藏注蒸汽（蒸汽吞吐及蒸汽驱）筛选标准 …… (282)
（一） 概述 …… (282)
（二） 我国试行的注蒸汽开采筛选标准 …… (283)
四、蒸汽驱开采过程中注汽及采油工艺参数的优选 …… (300)
（一） 蒸汽干度 …… (300)
（二） 注汽速度 …… (302)
（三） 注汽强度的优选 …… (305)
（四） 生产井排液速度及注采比 …… (311)
五、蒸汽驱先导试验的方案设计及实施 …… (314)
（一） 先导试验的目的 …… (314)
（二） 先导试验区的设计原则及要求 …… (314)
（三） 先导试验区设计方案的主要内容 …… (317)
（四） 蒸汽驱先导试验区方案的实施 …… (319)
六、国内外蒸汽驱先导试验实例 …… (320)
（一） 我国蒸汽驱先导试验实例 …… (320)
（二） 国外蒸汽驱先导试验实例 …… (324)
第六章 注蒸汽热采油井完井技术 …… (331)
一、高温下油井套管热应力损坏机理及套管耐温极限 …… (331)
（一） 温度对套管钢材物理性能的影响 …… (331)
（二） 套管在高温下的热膨胀 …… (337)
（三） 套管高温度下受力分析——损坏的原因 …… (339)
（四） 套管的允许温度 …… (343)
二、套管预应力完井方法 …… (344)
（一） 方法原理 …… (344)
（二） 采用一次固井地锚提拉预应力完井方法实例 …… (348)

地信网论坛 BBS.3500U.COM

（三） “双凝水泥法”提拉预应力完井方法实例 …… (349)
三、耐高温水泥固井技术 …… (352)
（一） 注蒸汽井固井引起的问题 …… (352)
（二） 水泥的热特性要求 …… (353)
（三） 美国常用于注蒸汽井的固井水泥 …… (357)
（四） 新疆克拉玛依稠油区用于注蒸汽井的固井水泥 …… (357)
（五） 应用于辽河稠油区深井的耐热水泥 …… (361)
（六） 用于低压力稠油热采井的高温低密度固井水泥 …… (361)
（七） 用于低压力稠油热采井的泡沫水泥 …… (363)
四、油层污染对产量的影响 …… (364)
（一） 油井近井地带受污染产量损失计算公式 …… (364)
（二） 产量损失计算实例 …… (365)
五、稠油油井完井方法 …… (369)
（一） 先期裸眼完成绕丝衬管砾石填充完井方法 …… (371)
（二） 先期完成管内筛管完井法 …… (384)
（三） 套管内衬管砾石填充完井方法 …… (384)
（四） 套管射孔完井方法 …… (392)
（五） 各种完井方法的适用性 …… (395)
六、热采井套管损坏实例分析及防治措施 …… (397)
（一） 深井套管损坏的实例情况 …… (397)
（二） 套管损坏原因分析 …… (398)
（三） 防治套管损坏的技术措施 …… (399)
第七章 注蒸汽采油专用设备和工艺 …… (402)
一、蒸汽发生器 …… (402)
（一） 美国热力公司制造的蒸汽发生器 …… (402)
（二） HSWC 制造的蒸汽发生器技术参数 …… (403)
（三） 日本川崎重工制造的蒸汽发生器 …… (405)
（四） 丹尼尔公司制造的蒸汽发生器 …… (405)
（五） 其他外国公司制造的蒸汽发生器 …… (405)
（六） 上海四方锅炉厂制造的蒸汽发生器 …… (405)
（七） 八公司制造的蒸汽发生器 …… (405)
二、蒸汽发生器主要配套设备及部件 …… (417)
（一） 水处理设备 …… (417)

地信网论坛 BBS.3500J.COM

（二） 常用锅炉给水泵 …… (420)
（三） 燃烧器 …… (421)
三、热采井口装置 …… (422)
（一） RC 21/380 型热采井口装置 …… (422)
（二） KR－14/340 型热采井口装置 …… (424)
（三） 14×335 型热采井口装置 …… (424)
（四） RCP－1 型固定式热采偏心井口装置 …… (424)
四、注蒸汽用隔热油器 …… (426)
（一） 国产隔热油管 …… (426)
（二） 伸缩管 …… (428)
（三） 国外公司生产的隔热油管 …… (431)
五、注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（一） C－2 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（二） DGT 注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（三） HBD－1 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（四） MJS 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（五） KT－2 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（六） UNI－V1 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（七） 辽河 R－7 型注蒸汽高温封隔器 …… (433)
（八） 胜利 R－2 型注蒸汽高温封隔器 …… (439)
（九） 新疆注蒸汽高温丢手可钻式封隔器 …… (439)
六、注蒸汽井注汽管柱及施工程序 …… (440)
（一） 常用注汽管柱 …… (441)
（二） 选层注汽管柱 …… (441)
（三） 注蒸汽井井下作业施工程序 …… (443)
七、高温测试仪表 …… (444)
（一） 高温压力计和温度计 …… (444)
（二） 井底蒸汽取样器 …… (444)
（三） L－gsy 型高温高压双参数测量仪 …… (445)
（四） TPS－9000 高温生产测井设备 …… (446)
（五） GSY－1 型高温四参数测试仪 …… (449)
附录 本书常用单位换算表 …… (451)

地信网论坛 BBS.3500L.COM

第一章　稠油的特性、定义和分类标准

我国石油资源丰富，而且在许多大的油区陆续发现高粘度重质原油。这种高粘度重质原油国际上称为重质原油（Heavy Oil），对于粘度超过 1×14^4mPa·s的重质原油称为天然沥青或沥青油砂（Bitumen or Tar Sands），我国俗称稠油，也有叫重质原油或重油的。

本章概述了我国稠油的特点，参考了国际上近十年来对稠油的定义、分类方法及标准，并结合我国稠油的特性，论述了我国稠油分类标准。

一、我国稠油的一般特性

我国的稠油受陆相沉积及生、储、运移等复杂的地质条件影响，其物理化学特性既有与国外典型稠油有基本相同的一面，也有一定的差别。

辽河油区是我国目前主要的稠油开发区，稠油油藏类型很多，原油特性见表 1—1。新疆克拉玛依、胜利及大港油区的稠油油田原油特性见表 1—2。我国稠油油田几个注蒸汽先导开发试验区的原油特性见表 1—3。我国稠油油田与加拿大、委内瑞拉、美国的几个重质原油油田原油化学组分的对比见表 1—4。

表 1－1　辽河油区稠油区块稠油物性

油田	区　块	油层名称	油藏埋深 m	地面原油物性					
				密　度 $g \cdot cm^{-3}$	粘度 mPa·s (50℃/100℃)	凝固点 ℃	含蜡量 %	胶＋沥青质 %	含硫量 %
曙	杜 66	杜家台油层	808.2～1116.4	0.932	551	19	8.6	34	
	杜 6	杜家台油层	1275.0～1460.0	0.93	400	20	8.5	45	
	1－8－16	杜家台油层	1235.0～1660.0	0.92	350	15	8.5	40	
	杜 89	杜家台油层	1175.0～1407.0	0.924	431	27	6.59	36.57	
	杜 84	杜家台油层	1122.0～1500.0	0.93	320	5～25	8.5～12	35～45	
	杜 85	杜家台油层	1300.0～1630.0	0.93	364	8	5.53	34.7	
	1－6－5	杜家台油层	1440.0～1690.0	0.923	250	10	10	40	
	1－6－12	杜家台油层	1730.0～1810.0						
	1－3－5	杜家台油层	1625.0～1325.0	0.9159	145	25	12.14	24.49	
	杜 77	杜家台油层	1740.0～1760.0	0.92	41	－7	4.73	18.65	
	杜 81	杜家台油层	1795.0～2015.0	0.91～0.92	84～126	12～29	4.4～12.3	29～36.5	
	杜 48	杜家台油层	850.0～1350.0	0.98	1000	8	3.6	28	
	杜 1－7－5	大凌河油层	950.0～1090.0	0.98	30000～40000	20	2～7	49	

	1－7－8	大凌河油层	1290.0～1370.0	0.96	1176	7	4	40	
	1－6－12	大凌河油层	1330.0～1490.0	0.959	360～520	－15～6	2～6	23～41	
	杜 80	大凌河油层	1350.0～1515.0	0.96～0.98	3386	10	2.02	41.6	
	杜 6	古潜山油层	1370.0～1488.0	0.94～0.98	1720～2900	25	5.4	36.5	
	1－39－38	古潜山油层	1090.0～1250.0	0.94～0.98	1720～2900	25	5.4	36.5	
	杜 70	古潜山油层	1030.0～1300.0	0.94～0.98	1720～2900	25	5.4	36.5	
	杜 68	杜家台油层	1000.0～1100.0	0.9347	649	14.1	5.49	34.91	0.13
区	1－3－5	莲花油层	1510.0～1570.0	0.91～0.93	39～74	－8		21.8	
	杜 67	莲花油层	920.0～980.0	0.963	2200	8	3.87	42.55	
	杜 84	兴隆台油层	650.0～750.0	1.003	2963（100℃）	36	3.19	60.76	0.37
	杜 32	兴隆台油层	850.0～1090.0	1.005～1.016	685～1103（100℃）	30～31	2.11～3.32	31.9～47.5	0.35～0.40
	杜 212	大凌河油层	920.0～1045.0	0.9783	116（100℃）	35	3.98		
	曙一区	馆陶油层	510.0～650.0	1.0072	1261（100℃）	36	2.44	56.22	0.316

续表

油田	区　块	油层名称	油藏埋深 m	地面原油物性					
				密　度 $g\cdot cm^{-3}$	粘度 mPa·s (50℃/100℃)	凝固点 ℃	含蜡量 %	胶+沥青质 %	含硫量 %
欢喜岭	千 12	兴隆台油层	665.8～707.6	0.9772	5386				
		莲花油层	980.2～1137.4	0.9656	1159	－10.3	4.80	30.42	
	欢 127	兴隆台	715.0～790.0	0.9702	4212	5	0.348	37.46	3.09
	锦 7	兴隆台油层	860.0～1010.0	0.98～0.97	/92～147	－8～25	1.4～3.5	20～39	
	欢 17	兴隆台油层	1000.0～1230.0	0.95～0.98	169～2338	－19～12	1.2～5.5	18～42	
	锦 45	兴隆台油层	980.0～1145. 0	0.98～1.005	1495～4639	－2～21	2.07～3.81	29～36	
		于 1	820.0～1060.0	0.9930	7696	5～26	2.89	38.11	
		于 2	910.0～1040.0	0.9620	451	－19～－9	3.18	26.8	
	45－32－18	于楼	800.0～900.0	1.0006	9785	14	1.7	35	
	锦 25	于楼	760.0～909.6	0.9966	17439				
	2 19 5	于楼	810.0～940.0	0.9966	17439				
	锦 99	杜家台油层		0.95	275				
	齐 40	莲花油层	600.0～1050.0	0.94～0.97	274～2325	－13～1	2.2～5.3	28～36	
	锦 16	于楼油层	1050.0～1150.0	0.97	2621	－5	2	34	
	锦 27 西	大河油层		0.97	634	－9	2.7	23	
	齐 48	莲花油层		0.97	3001	－3	2.96	52	

高升	高1	高升油层	1320.0～1480.0	0.92～0.94	170～2655	21～27	5.5～7.5	38～41	
	高2，3区	莲花油层	1635.0～1662.0	0.92～0.94	170～2655	21～27	5.5～7.5	38～41	
	高10	莲花油层	1490.0～1550.0	0.95～0.96	1800	11	6.16	44～45	
	高3	莲花油层	1510.0～1680.0	0.95～0.96	2000～3000	14～25	3.5～9.5	43～46	
	高2－4－6	莲花油层	1510.0～1680.0	0.94～0.946	600～800	7	4.32	41～44	
	高18	莲花油层	1510.0～1680.0	0.94～0.944	400～800	3～8	4.66	40～41	
	高21	莲花油层	1550.0～1760.0	0.95～0.97	3000～8000	5～8	4.6～6.1	43～50	
	高3－6－24	莲化油层	1500.0～1830.0	0.94～0.96	1373～20798	8～9	4	43～46	
牛心坨	张1	杜家台	1500.0～2400.0	0.9～0.93	230～1500	36～41	10.18～16.5	32～49.5	0.024
海外河	海外河	东营	1550.0～1850.0	0.9462～0.9633	162～456	－16～5	3.48～5.26	28.76～37.20	
	小洼	东营	1185.0～1293.0	0.950～0.984	/421.0	16～25.6	0.94～2.32	25.04～40.37	0.21
茨榆坨	茨13	兴隆台油层	1680.0～1780.0	0.9702	4212	5	0.348	37.46	3.09
	冷37	沙$_{1.2}$	1515.2～1950.0	0.9957	44239/1015	19～29	1.59	50.98～51.27	

表 1－2　新疆、胜利、大港油区主要稠油油田原油特性

油区	油田	油层	油层深度 m	油层温度 ℃	相对密度 d_4^{20}	原油 粘度 mPa·s		沥青胶质含量 %	含蜡量 %	凝固点 ℃	初馏点 %	含硫 %
						50℃ 脱气	油层条件下					
克拉玛依	九区九$_1$～九$_6$区	齐古组	160～230	18～19	0.924～0.950	(20℃) 2300～15000		26～30	2～5	－20±	200±	<0.5
克拉玛依	黑油山	T_2	地面露头		0.9149	345		22.6	0.77	－22	148	
克拉玛依	六东区	T_2	450	20	0.91～0.93	(20℃) 1000～6000	220	45	3～6	－20		
克拉玛依	风块 重1井区	齐古组	244～254	20	0.9558	6247～11305		33.6	4.7	2～15		
克拉玛依	风城全区	齐古组	150～500	10～20	0.9377～0.9619	(30℃) 50000～170000						
胜利	单家寺	Ng－ES$_1$	1100～1200	54～57	0.98～0.99	8984～55880		24.7	1.85	12	170	0.52

胜利	草桥	Ng	820～960		0.9671～1.061	10163～47223			3.4	－11～12		1.1～1.9
胜利	孤岛	Ng	1200～1400	60～65	0.95～0.99	250～5700	20～130	29～44	5～7	－8～－32	130	
胜利	孤东	Ng	1300～1500	60～75	0.9715～－0.9952	2000～4500			＜6	6～16		0.3
胜利	胜坨三区	Ed1	1300～1400	75	0.9623～0.9887	2000～4000		29～36	3～20	7～20		
华北	二连锡林吉4井	阿尔善	250	15	0.9115	(15℃)1346						
大港	枣园枣北	下第三纪孔一段	1736～2036	75±	0.9250	2262	70～130	17.8	20.3	23～35		
大港	羊三木	明、馆	1220～1430	61	0.95～0.96	289～1073	73	21	5～6	－6～－13		

表 1—3　我国稠油油田几个注蒸汽先导试验区原油特性

油田区块	油　层	油层深度 m	油层温度 ℃	相对密度 d_4^{20}	原始气油比，m^3/t	原油粘度 mPa·s		原油物性			
						油层温度下脱气油	油层条件下	沥青及胶质 %	含蜡 %	凝固点 ℃	300℃馏出量，%
新疆克拉玛依九区、九1－1区	J_3^2	185	18	0.9279	5	(20℃) 3100	1100	25～35	2.3	－16～－23	初馏点 172～218℃
新疆克拉玛依九区，九－3区	齐古组 G_2^2	200～260	19	0.925	5	5466		26.3	1.9	－24	9
辽河曙一区 1－7－5区	大凌河组	950～1090	55.5	0.9791		10000		50.3	5.1	24.8	初馏点 234℃
辽河曙一区 杜66块163区	杜家台组	1016	49.3	0.92～0.94	23	1140	110	31～38	7～12	14	
辽河欢喜岭锦45块	兴隆台兴一组	1000～1100	50	0.9611	20	404		26.5～28.6	3.8～4.6	－5～－10	
辽河高升高3块4032区	莲花油层	1540～1580	53	0.9472	24	(50℃) 1971	518	47.1	4.5	12	9.5
胜利单家寺单2块试验区	沙三段	1120～1200	57	0.98～0.99	8.1	10000		24.7	1.9	12	12.1
河南井楼零区试验区	下第三纪核桃园组	284～332	29.8	0.9489～0.9595	4.6～5.6	15000	6000～9000	40.2～42	6.1	0～8	
河南井楼一区试验区	核桃园组核三段	119～322	25.4	0.9619～0.9644	4.8	58000		33.1～39.4	3.9～10.4	13～20	5.1～5.9

表 1—4　我国与加、委、美国几个重质油田原油化学成分比较

国家	油田	地质年代	相对密度 d_4^{20}	元素，重量%						胶质%	沥青%	凝固点℃	初馏点℃	油层温度脱气油粘度 mPa·s
				C	H	S	O	N	C/H					
中国	高升	下第三纪沙河街组	0.94～0.96	85.7	11.7	0.55	0.47	0.72	7.32	45.4	3.3	12	153	200～2000
	克拉玛依九区，九浅1	侏罗系齐古组	0.9279	85.9	13.0	0.26	9.33	0.34	6.6	25.2	1.1	−16～−23	172～218	2000～4000
	胜利孤岛	馆陶组	0.95～0.99	84.2	11.7	2.0	2.2	0.58	7.18	33.5	8.5	8～−32	130	100～2000
	胜利单家寺2－1	下第三纪沙河街组	0.98～0.99	84.8	11.6	0.52	－	－	7.3	23	12.1	12		10000
	大港羊三木5－11	馆陶组	0.9634	85.7	11.3	0.33	2.7	0.48	7.6	26.8	4.9	−6～−13		100～500
加拿大	阿萨巴斯卡	下白垩纪	1.0000～1.0143	83.1	10.6	4.8	1.1	0.4	7.8	39	18	10	260	500万
	和平河	下白垩纪	1.0071～1.0143	82.2	10.0	5.6	2.1	0.1	8.2		19.8			10万
	冷湖B	下白垩纪	0.9861～1.0000	83.7	10.5	4.7	0.9	0.2	7.9	23	15		170	10万
	瓦巴斯卡A	下白垩纪	0.9792～1.0143	83.0	10.3	5.5	0.8	0.4	8.1		18.6		275	800万
委内瑞拉	波斯昔	始新世渐新世	0.9861～1.0000			5.2		0.65			9－17	17	108	344
	蒂亚胡安那	中新统	0.9854			2.7					5.8	0	106	2000
	拉古尼亚斯	第三系	0.9923			3.0					7.3	9	120	100～10000
	麦瑞	渐新统	0.9459			2.3					12.5	−30	100	100～2000
美国	Triangle油砂	三叠纪	0.992	84.0	10.1	4.4	1.1	0.46	8.3		26			
	P.R	第三系	0.998	84.4	11.0	0.75	2.2	1.0	7.6		16			

地信网论坛 BBS.3500U.COM

二、我国稠油的特点

综合我国稠油特点与国外重质原油的特点基本一致，但也存在一些小的差异。稠油与普通原油即轻质原油之间，存在着某些特殊差别分述如下。

（一）稠油中胶质与沥青含量高，轻质馏分少

稠油中的胶质与沥青含量高，轻质馏分很少。而且，随着胶质与沥青含量增高，稠油的密度及粘度也增加。因此，高粘度及高密度是稠油的最主要的特征，这也是区别于普通轻质原油的主要指标。

我国主要稠油油田原油中的沥青及胶质含量在25%～50%之间。而且，与加拿大、委内瑞拉及美国的几个重质油田相比，原油中的胶质含量比较高，沥青含量比较低。因此表现出原油粘度高，而密度则相对地低。

稠油中的轻质馏分比较低，这是很突出的特点。我国主要的稠油油田，其原油轻质馏分（300℃）一般仅10%左右，见表1—5。

表1—5　孤岛及高升油田原油特点

项　目	孤　岛	高　升	项　目	孤　岛	高　升
相对密度，d_4^{20}	0.9570	0.94～0.96	残炭，%	4.5	11.45
粘度（50℃），mPa·s	460.3	1000～4000	含盐，mg/L	77	25.9
凝固点，℃	－8	12	闪点，℃	116	－
含蜡，%	5.94	6.76	平均相对分子质量	392	669
沥青质，%	6.83	3.3	初馏点，℃	130	153.5
胶质，%	38.43	45.4	160℃馏出，%	0.8	1.0
含硫，%	1.92	0.55	300℃馏出，%	13.5	9.5

地信网论坛 BBS.3500J.COM

127062

大港油区王官屯油田下第三系沙河街组及孔店组 8 个断块稠油的沥青胶质含量与密度的关系见图 1—1。新疆克拉玛依油区西北缘地区稠油的沥青胶质含量与密度的关系见图 1—2。

王官屯油田脱气油粘度（50℃）与沥青胶质含量的关系见图 1—3。

稠油密度越大，其粘度越高，两者之间有密切的关系。新疆克拉玛依油区西北缘地区稠油脱气油密度与粘度的关系（50℃）见图 1—4。胜利油区脱气油密度与油藏条件下的粘度间的关系见图 1—5。胜利孤岛油田稠油与委内瑞拉奥里诺克油区重油的密度与粘度（50℃）之间的关系见图 1—6（脱气油）。辽河油区 29 个油田或区块的脱气油粘度与密度的关系见图 1—7。

稠油的密度大、粘度高，主要是由于其组分中的沥青及胶质

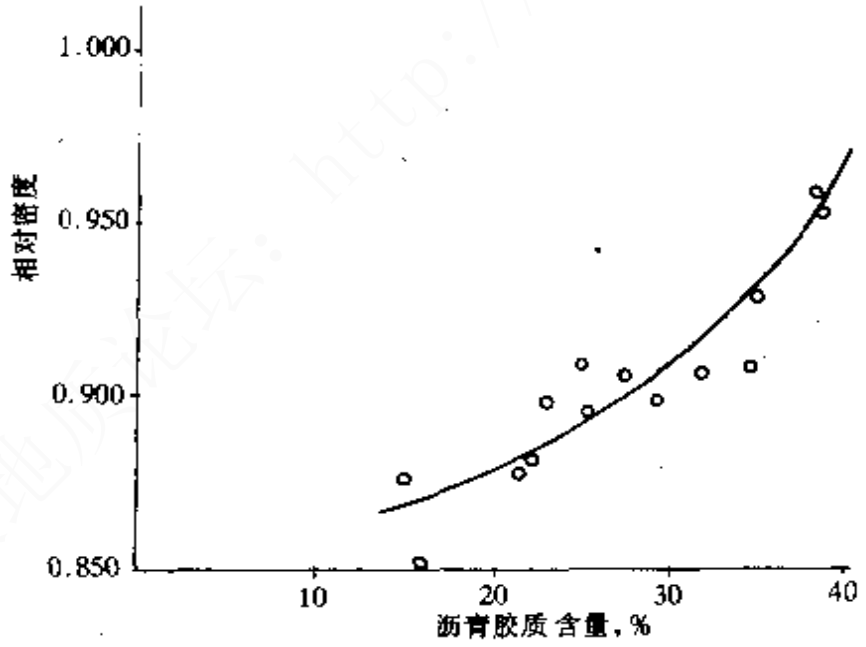


图 1—1　大港王官屯油田沙河街、孔店油层脱气原油沥青胶质含量与相对密度关系（原油含蜡 12%～23%）

含量高所致。稠油是一种复杂的，多组分的均质有机混合物，主要是由烷烃、芳烃、胶质和沥青质组成。烷烃是石油中分子量较

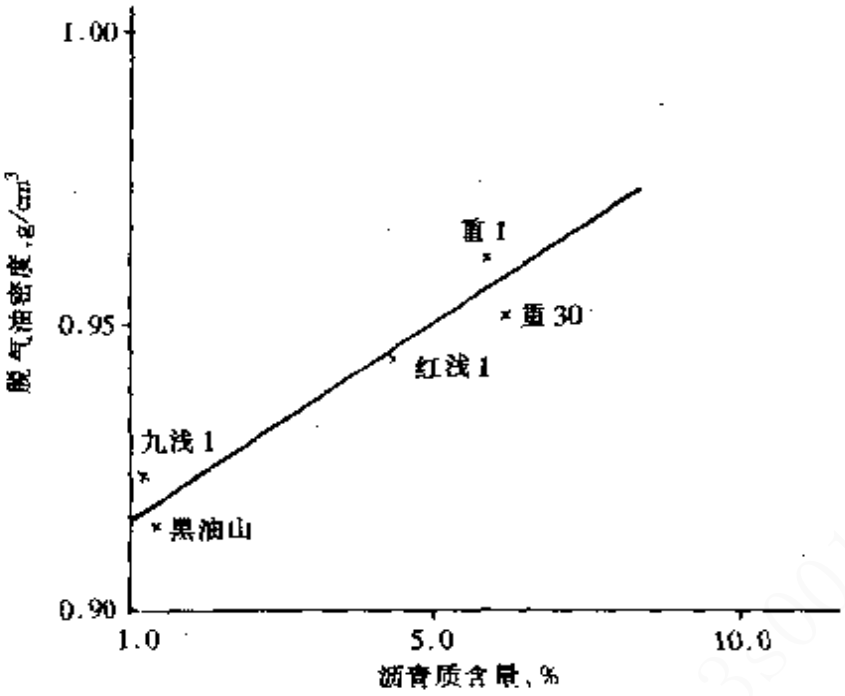


图 1—2　新疆克拉玛依西北缘地区稠油脱气油密度与沥青质含量关系

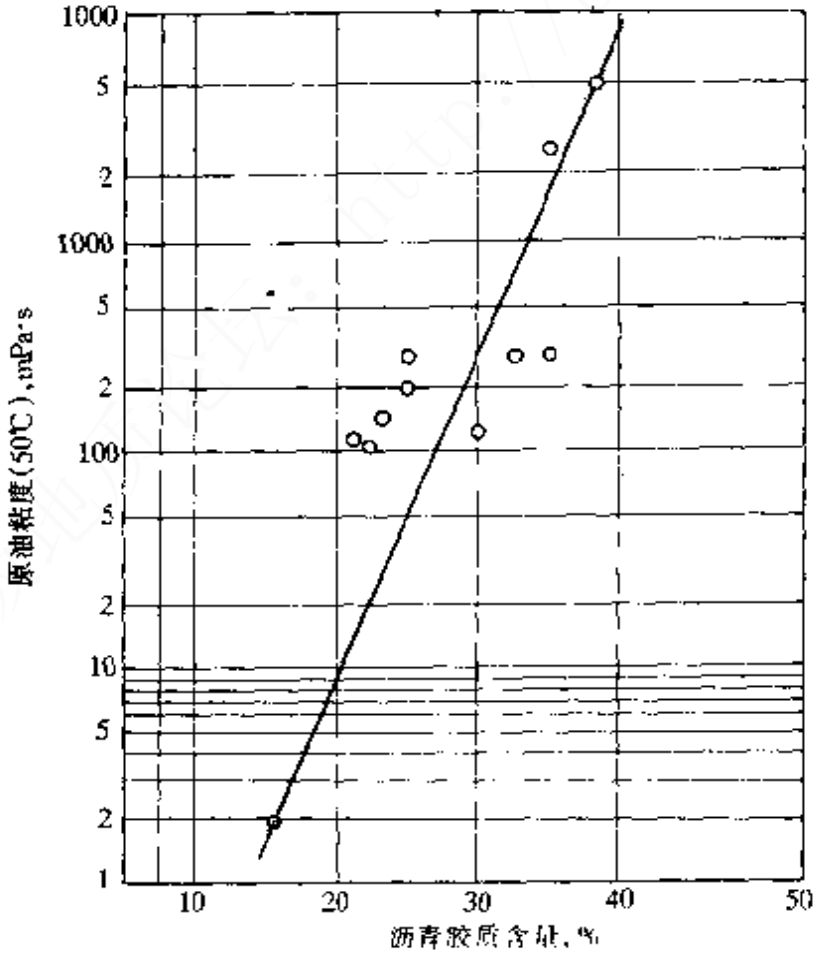


图 1—3　大港王官屯油田脱气原油粘度与沥青胶质含量关系

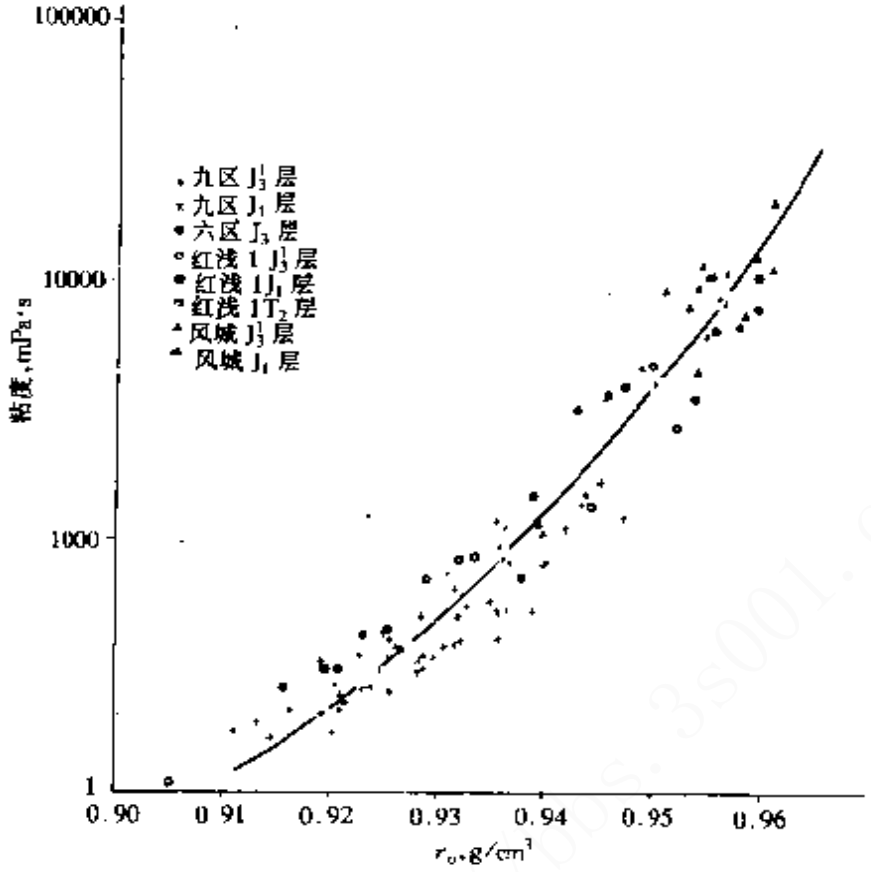


图 1—4　新疆克拉玛依西北缘地区稠油油藏脱气油密度与粘度关系（50℃）

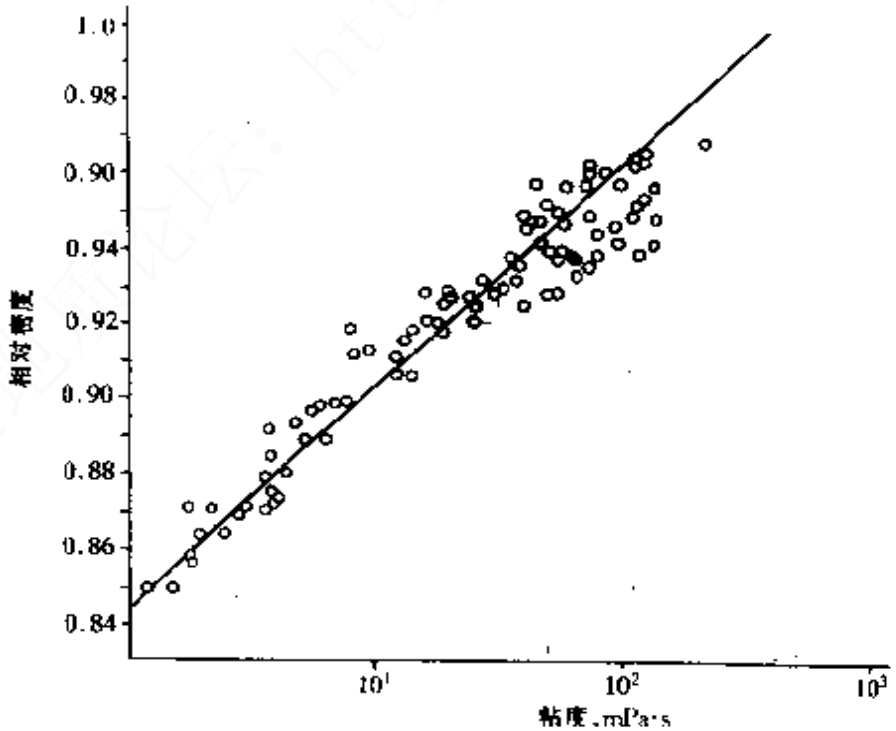


图 1—5　胜利油区地面原油相对密度与地下粘度关系曲线

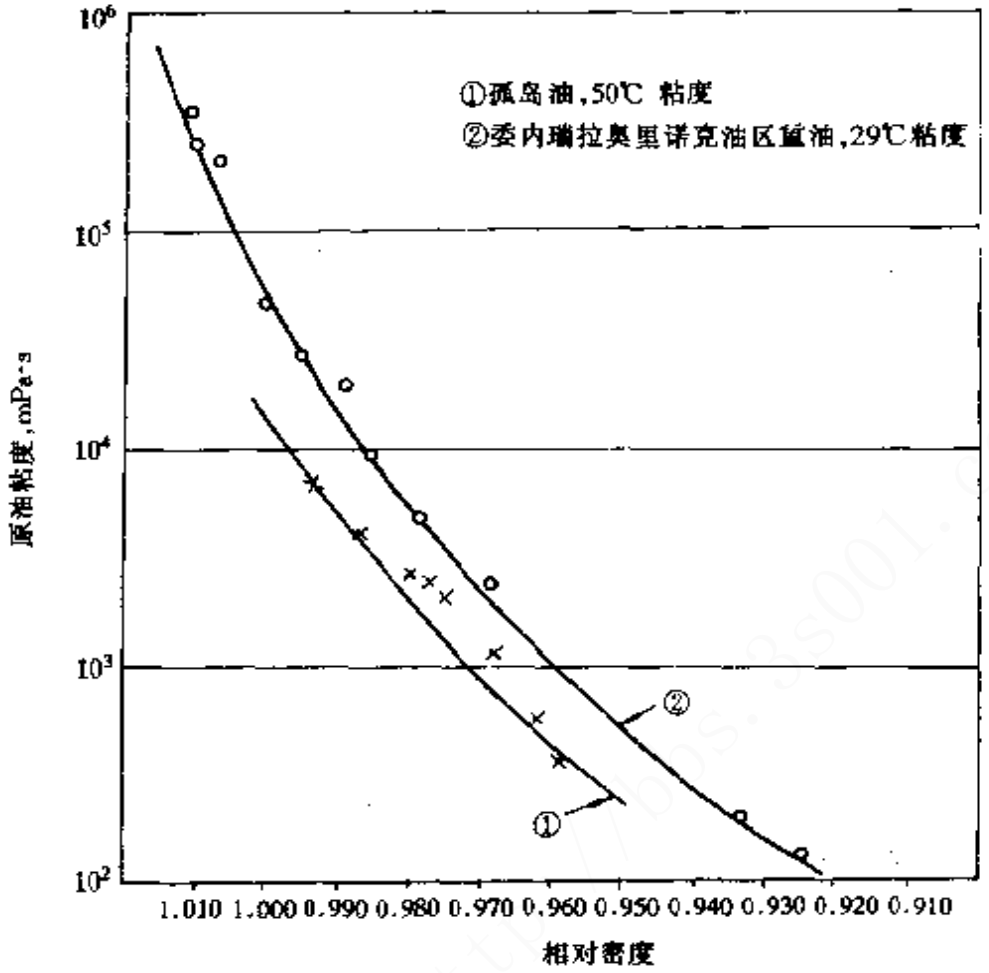


图 1—6　原油相对密度与原油粘度的关系

小、密度较低的组分。芳烃是石油中分子量中等、密度较大的组分。胶质和沥青质为高分子量化合物，并含有硫、氮、氧等杂原子。尤其沥青质是原油中结构最复杂、分子量最大、密度最大的组分。在我国多数稠油中沥青质含量一般为 5%（重量）左右。

北京石油勘探开发科学研究院实验中心用 VPO 法对我国几个稠油油田稠油的分子量及沥青胶质的分子量测定结果见表 1—6。加拿大阿尔伯达重油分子量及组分组成见表 1—7。

（二）稠油的粘度对温度敏感

稠油的粘度对温度非常敏感，随温度增加，粘度急剧下降。我国几个稠油油田及国外典型油田原油粘度（脱气油）随温度变化的资料见表 1—8。几个稠油油田原油粘度—温度曲线见图 1—8。

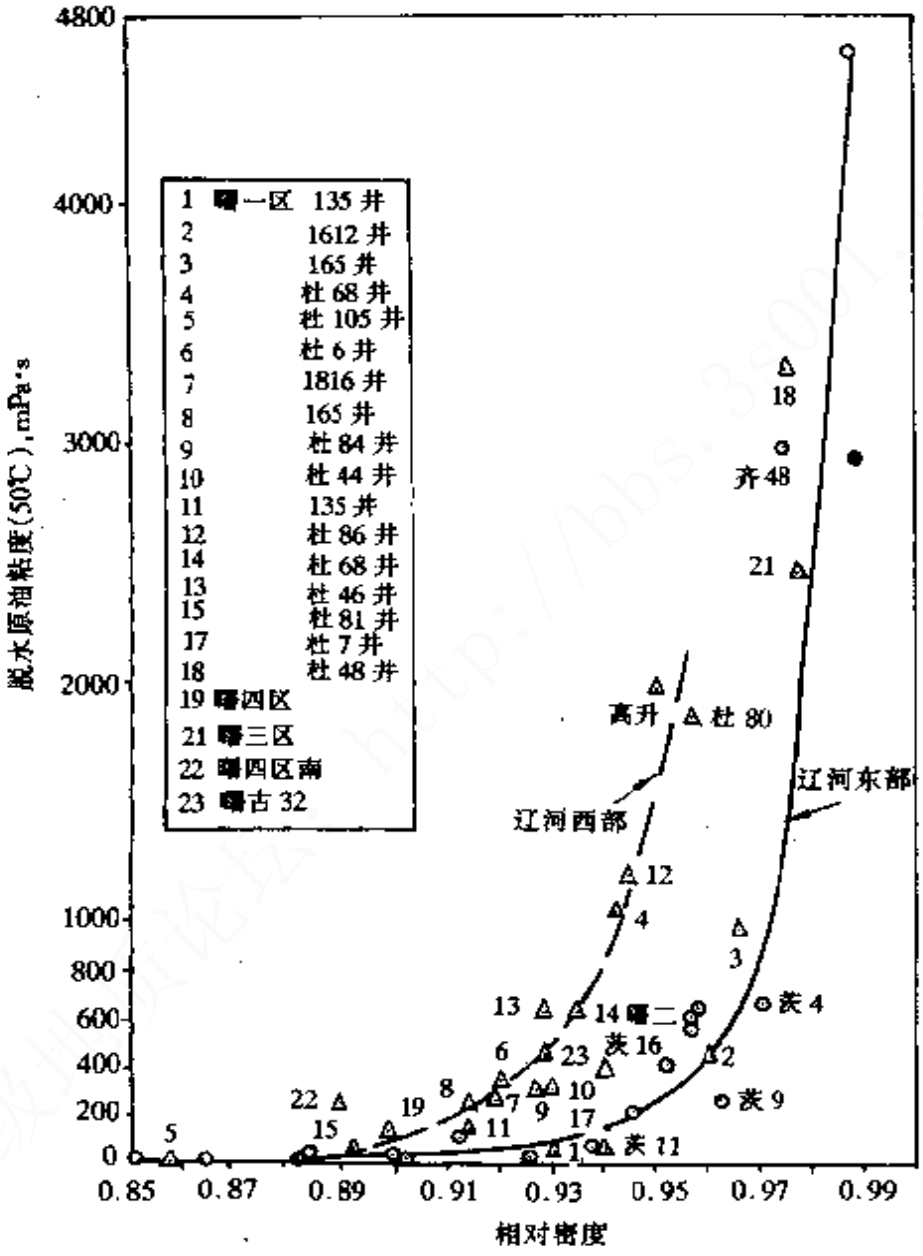


图 1—7　辽河油区各油田或区块原油粘度与相对密度的关系

地信网论坛 BBS.3S001.COM

表 1—6　我国典型稠油的组分分子量

油区	油田及井号	原油相对密度 d_4^{20}	原油分子量	组分分子量			
				饱和烃	芳　烃	胶　质	沥青质
克拉玛依	风城，浅 2 井		607.5				
	风城，重 1 井	0.9558	646.5			1032.4	1330
	九区，九浅 1 井	0.9212	372.5				1376.9
	九区，九浅 25 井	0.9339	551.2				
辽河油区	高升，高 753 井	0.9311	668.9				
	高升，高 2－4－6 井	0.9491				1075.3	
	高升，高 3－6－12 井						4043.4
	曙一区，曙 1－36－234	1，0096	646.3			1277.7	2084.4
	曙一区，曙 1－36－333		668.5				
	欢喜岭，锦 8－13－43	0.9686				860.8	1253.8
	欢喜岭，锦 2－丙 5－055	0.9383				805	1254.5
	欢喜岭，锦 7－32－30	0.9870				829.3	1232.2
大港油区	羊三木，羊 14－14 井	0.9349	547.2				
	羊三木，羊 5－11 井	0.9634	562.9				
	枣园，枣 1219 井	0.9006	575.4				
	高尚堡，高 31 井	0.9412	511.7				
河南油区	井楼，楼 2 井	0.9389	488.4	393.4	362.5	1020.2	856.7
	井楼，楼 8 井	0.9244	480.1	421.1	464.7	917.0	1165.3
	泌 125（1）	0.9327	492.7	385.2	418.6	988.9	1827
	泌 125（2）	0.9277	506.6	394.7	428.3	755.6	1124.3
	泌 109		599.2				

表 1—7　加拿大阿尔伯达重质原油组分

油　田		阿萨巴斯卡	和　平　河	冷　湖　B	瓦巴斯卡 A	劳依德米斯特
油　层		Wabiskaw Mcmmrry	Blnesky Gethng	Clearwater	Wabiskaw	
原油相对密度		1.0000～1.0143	1.0071～1.0143	0.9861～1.0000	0.9792～1.0143	0.9465～1.0000
原油分子量		570～620	520	490	600	410
碳组成化合物%	饱和烃	22		33		47
	杂原子	21		29		24
	胶质	39		23		17
	沥青	18	19.8	15	18.6	12
金属 mg/L	钒	250		240	210	100
	镍	100		70	75	40
康拉逊残炭值		13.5		12.6		8
蒸馏温度℃	初馏点	260		170	275	80
	5%体积	285		255	330	175
	10%体积	320		300	370	230
	30%体积	425		405		310

需强调指出的是，当在国际上通用于稠油的 ASTM 标准粘度－温度坐标图上（如图 1－8）作出粘度－温度曲线时，不论哪个油田、哪个国家的稠油，曲线均为斜直线状，而且其斜率几乎都一样。这也表明了稠油对温度敏感性的一致规律。

地信网论坛 BBS.3S001.COM

表 1—8　我国几个稠油油田及国外典型油田原油粘度—温度资料

油区	粘度 mPa·s / 温度 ℃ / 油田	20	30	40	50	60	70	80	90	100
辽河油区	高升，高 3－3－4 井				2025	902	495	293	178	115
	曙一区，1－7－5 区 35－32 井			60046	15572		2553			
	锦 45，13－14 井兴 1 组		1543	710	378	163	94	58	36	
	齐 40，40－9－19 井		20461		2793	1245	662	377	214	
克拉玛依油区	九区，$九_3$ 区			43° 500	220		71° 100		93° 38	25
	九区，$九_1$ 区	2675	1114		270					
	风城，重 1 井	257329								346
	红山嘴，红 1023		34° 743	45° 331	55° 177		90	48		
胜利	单家寺，单 2－1				16495	6363	2707	1006		
河南	井楼一区，泌 109		32697		3778		855		227	
	古城，泌浅 10		11809	7001	2748	1307	679	375	216	
华北	南马庄，西 13 井			44℃ 134820	58759	18011	8072	3840	1924	
委内瑞拉	拉古尼亚斯拉古纳层			38℃ 6700	49℃ 2500	1050	71° 480	82° 230		
	麦瑞卡尔 9.2API				49° 20000	62° 5000	73° 2000	82° 900		

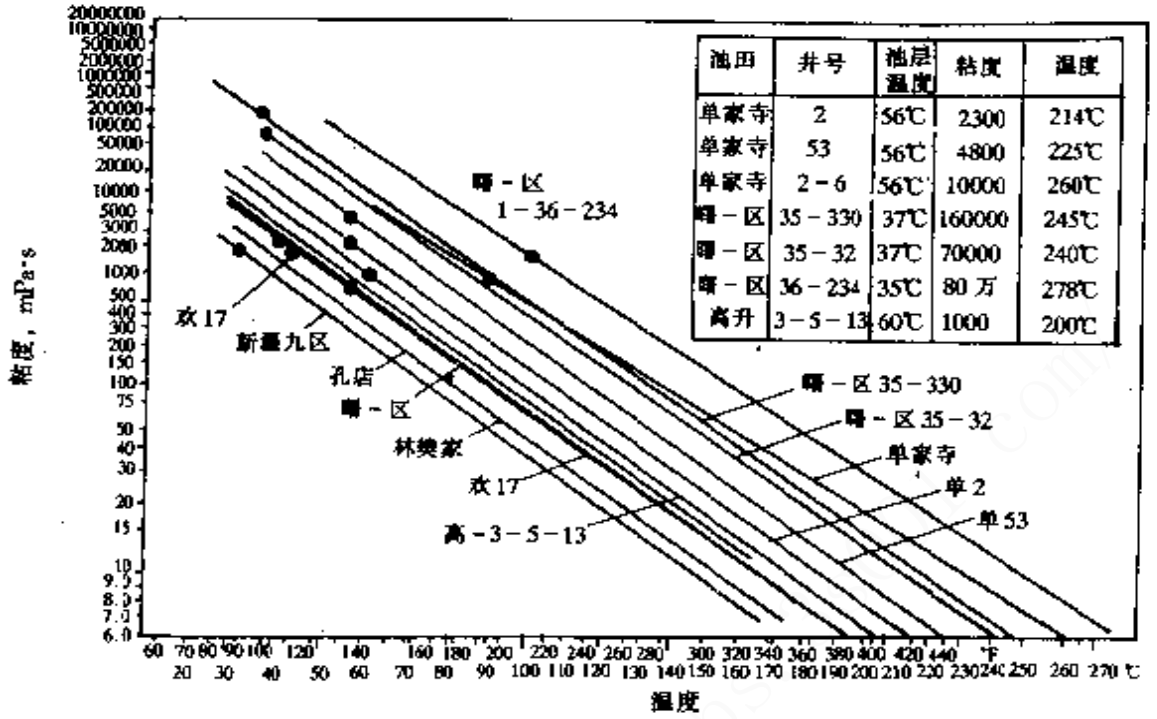


图 1—8　我国几个主要稠油油田的原油粘温曲线

（三）稠油中杂原子含量高

稠油中的硫、氧、氮等杂原子含量较高。如加拿大阿尔伯达重质原油中的杂原子占到总重量的21%～29%（见表1－7）。美国、加拿大及委内瑞拉的重油中含硫量高达3%～5%，而我国稠油中一般含硫量仅0.5%左右，最高为2%，是很个别的。详见表1—4。

（四）稠油中含有较多的稀有金属，尤其值得注意的是镍（Ni）与钒（V）

稠油中镍与钒含量高，对炼制工艺提出了特殊要求。委内瑞拉及加拿大的稠油中镍、钒含量较高，尤其是钒的含量高达几百，甚至上千毫克/升。而我国稠油中的钒的含量很低，仅几毫克/升。表1—9中列有我国及委、加典型稠油油田原油中的金属含量。

表 1—9　典型稠油中金属含量

	油　　田	镍，mg/L	钒，mg/L	铁，mg/L
中国	克拉玛依九区，九浅 1	10.83	0.40	5.07
	高　升	122.5	3.1	—
	王官屯	91.5	0.5	—
	羊三木	25.8	0.9	—
	孤　岛	16.6	2.5	—
委内瑞拉	波斯肯	150	1200	
	蒂亚胡安那	38	284	
	拉古尼拉斯拉占那	64	390	
	巴恰开罗罗 17	42	320	
	麦　瑞	60	200	
	麦利卡尔	65	250	
	何　包	106	390	
加拿大	阿萨巴斯卡	100	250	
	冷湖 B	70	240	
	瓦巴斯卡 A	75	210	
	劳依德米斯特	40	100	

（五）稠油中含蜡量低

稠油中的石蜡含量一般较低，但也有极少数油田是“双高”原油，即沥青胶质含量高、石蜡含量也高，表征为高粘度高凝固点原油。

我国多数稠油油田原油中的含蜡量仅 5%左右，一般不超过 10%，因而凝固点也较低。但是也有少数油田，如大港油区的枣园油田，原油中的沥青胶质含量为 17.8%，含蜡量为 20.3%，原油相对密度为 0.9250，在油层条件下的原油粘度为 70～130mPa·s。这是典型的“双高”原油，也是属于稠油类型的原油。

地信网论坛 BBS.3500L.COM

有些含蜡量高，但沥青胶质含量低的原油属高凝原油，而不是稠油，这在原油分类时将述及其区别界限。

（六）同一油藏原油性质差异大

同一稠油油藏，原油性质在垂向油层的不同井段及平面上各井之间常常有很大的差别。在同一油田或油区，原油性质相差更大。

例如辽河高升油田，是我国典型的稠油油田。同一口井在不同深度的原油存在明显的差别，见表 1—10。深度越大，原油相对密度及粘度越高。同是莲花油藏 6 砂体，在平面上的原油粘度（50℃脱气）有很大差别，见表 1—11。

表 1—10　辽河高升油田高 3—5—13 井不同深度原油性质

取样井段	相对密度 d_4^{20}	脱气油粘度（50℃）	含蜡量，%	沥青及胶质含量 %
1541～1545	0.9406	895	5.12	42
1548～1575	0.9420	1334	5.20	–
1582～1601	0.9551	4012	5.60	44
1606～1618	0.9657	9406	5.80	46
1652～1663	0.9676	10202	5.30	–

表 1—11　辽河高升油田莲花油藏 6 砂体原油粘度平面变化

部位 / 50℃粘度 mPa·s	北　部	中　部	南　部
最大值	9406	3058	990
最小值	1546	1226	366
一般值	2000～3000	1500～2500	600～900

地信网论坛 BBS.3500J.COM

三、国际上对稠油（重质原油）的定义和分类标准

长期以来，关于重质原油及沥青的定义、分类标准及评价方法很多，差别很大，因此使国际间在如何定义、分类及对稠油资源进行统一的评价方法上遇到困难，也影响到国际间技术交流。故需要准确统一重油及沥青的定义、分类方法及分类标准。具体讲主要是：①从定义上将天然油藏中存在的重质原油及沥青明确地与原油炼制产品中的重油与沥青区别开来；②将以密度为主的适用于商品贸易的分类方法，用以粘度为主的适用于油田勘探开发的分类方法来取代；③合理地确定重质原油及沥青的分类标准，即定量地确定重质原油与轻质原油的分界线值以及普通重质原油与沥青的分界线值；④如何将重质原油与沥青的分类形成更科学的体系，有利于开采技术的发展。这些问题引起了国际上的学者的注意，也引起了国内科研人员的关注。

联合国训练研究署（UNITAR）于 1979 年 6 月在加拿大召开了第一届国际重油及沥青砂学术会议，会议讨论了重油及沥青砂的资源评价、定义及分类标准、开采技术等。1981 年 2 月在纽约联合国总部举行了讨论会，将各国各自制定的比较混乱的定义和分类标准进行比较研究，在十三个报告的基础上取得了一致意见，于 1982 年 2 月在委内瑞拉召开的第二届国际重油及沥青砂学术会议上提出了统一的定义和分类标准。

（一）重质原油和沥青的定义

1） 重质原油和沥青砂油（沥青）是天然存在于孔隙介质中的石油或类似石油的液体或半固体。沥青砂（Tar Sand）也叫油砂、油浸岩层、含沥青砂层。

2） 这种油可以用粘度和密度来表示特性。

3） 在确定国际石油资源时，应当采用粘度给重质原油和沥青砂油规定界限，当粘度测定数据缺少时，则采用密度值

地信网论坛 BBS.3500J.COM

(°API)。

4) 重质原油是指在原始油藏温度下脱气油粘度由 100 到 10000mPa·s 或者在 15.6℃ (60℉) 及大气压下密度为 934～1000kg/m^3 (20℃API) 的原油。

5) 沥青砂油是指在原始油藏温度下脱气油粘度超过 10000mPa·s，或者在 15.6℃ (60℉) 及大气压下密度大于 1000kg/m^3 (小于 10°API) 的石油。

6) 除上述以外的原油，分类为中质原油及轻质原油。

7) 重质原油及沥青砂油主要由碳氢化合物组成。这类油一般只含少量具有高度挥发性及易于蒸馏出的碳氢化合物，往往含有大分子量脂族烃及链烷碳氢化合物的百分数高，沥青含量百分数高，而且含有氧、氮及硫的化合物。

8) 对于重质原油及沥青砂的成因没有简单的解释。有证据表明，在油藏中，当微生物侵入某些中质的及轻质的原油时，这些原油中的轻馏分便消失了。另外还认为，某些重质原油及沥青砂油是由于含氧的地下水侵入油藏产生氧化过程而形成的。然而在某些这类油中，钒的含量或者钒和硫二者的含量特别高的原因，用这些过程是解释不了的。

9) 重质原油及沥青砂油在世界上广泛分布，除南极洲外各大洲都有。埋藏深度最大到 400m。在各种地质构造及地质年代的地层中，各种气候的陆上及近海地区，都有重质油分布。

10) 埋藏浅的沥青砂矿可以采用露天开矿技术开发，从采出的沥青砂中提炼石油。对埋藏深的重质原油及沥青砂矿藏，热力方法是主要的开采方法。

(二) 分类标准

见表 1—12。

此国际分类标准突出强调的几点是：

1) 将原油粘度作为第一指标，将原油密度作为辅助指标。以粘度为主的分类方法有利于石油生产者，因为它指明了原油在油藏中的流动性及产油的潜力大小。

表 1—12　由 UNITAR 推荐的重质原油及沥青分类标准

分类	第一指标	第二指标	
	粘度①，mPa·s	密度（60℉），kg/m³	°API（60℉）
重质原油	10^2～10^4	934～1000	20～10
沥青	$>10^4$	>1000	<10

①指在油藏温度下的脱气油粘度，用油样测定或计算出。

2）　原油粘度统一采用油藏温度下的脱气油粘度，用油样测定。油层中有溶解气，可以降低原油粘度。稠油油井井下取样非常困难。在取岩心或油样时，往往会损失掉地层油中的溶解气，将油样恢复到原始相似状态既困难又费钱。为了测定方便，采用脱气油样测定来分类。

3）　稠油或重油的粘度下限为 100mPa·s，上限为 10000mPa·s，超过 10000mPa·s 称为沥青。但这是大致的界限，主要是根据美国加利福尼亚的重油资料来的。

四、我国稠油的分类标准

本书作者根据我国重质原油的特点进行了多年研究，提出了推荐的稠油分类标准，见表 1—13，并经过各油田专家讨论，取得一致意见，作为试行行业标准执行。

表 1—13　推荐的稠油分类标准

稠油分类			主要指标	辅助指标	开采方式
名称	级别		粘度，mPa·s	相对密度	
普通稠油	Ⅰ		50①（或 100）～10000	>0.9200	
	亚类	Ⅰ-1	50①～150	>0.9200	可以先注水
		Ⅰ-2	150①～10000	>0.9200	热采
特稠油	Ⅱ		10000～50000	>0.9500	热采
超稠油（天然沥青）	Ⅲ		>50000	>0.9800	热采

①指油层条件下粘度，其余指油层温度下脱气油粘度。

地信网论坛 BBS.3500J.COM

在上述分类标准中强调了以下几点：

1） 分类标准尽可能和国际上的标准一致起来，以便进行国际上的交流，便于进行稠油资源评价和开发方法的研究。但还要考虑到中国稠油的特点。

2） 以原油粘度为主要指标，以相对密度为辅助指标分类是合理的。

3） 分类标准与选择油田开发方法相联系，更有实用性。将稠油分类为三个档次——普通稠油、特稠油及超稠油（或天然沥青），有利于开发方法的选择。

第一种普通稠油（Conventional Heavy Oil），粘度低限值取脱气油为150mPa·s，或者油层条件下的粘度为50mPa·s，高限值取脱气油粘度为10000mPa·s，相对密度在0.9200（22°API）以上。这类稠油又分为两个亚类，粘度在150mPa·s以下的可以注水开发或注蒸汽开发，在150mPa·s以上时适宜于注蒸汽开发。而且按目前注蒸汽开采技术这类油藏是最好的选择注蒸汽开发的对象。

第二种特稠油（Extra－Heavy Oil），粘度低限值取10^4mPa·s，高限值取5×10^4mPa·s，相对密度大于0.9500（15°API）。

对于这种稠油，采用蒸汽吞吐方法是成功的，我国内已有成功的实例，其他国家已有大量的实践经验。但是，对于原油粘度在$10^4\sim5\times10^4$mPa·s的油藏进行蒸汽驱技术难度较大，采收率也降低，原油蒸汽比也较第一种稠油降低。因此区别于前者是有必要的。

第三种超稠油（Super Heavy Oil），粘度在5×10^4mPa·s以上，相对密度在0.9800（13°API）以上。对于这种稠油，实际上，在油层原始条件下是不能流动的，常规注蒸汽开采方法的经济效益低，技术上困难较大，显然和第二种稠油不同。估计这种稠油的资源超过全部稠油资源的一半以上。目前这种稠油进行注蒸汽是有可能在技术上经济上成功的，如加拿大Cold Lake及Peace River油田，原油粘度超过10×10^4mPa·s，采用非常规的

地信网论坛 BBS.3S001.COM

蒸汽驱技术，即水平井热采，利用底水层传热等，已蒸汽驱成功。

4） 作者将特稠油及超稠油（或天然沥青）的粘度上限值较 UNITAR 及委内瑞拉的标准提高了，这是考虑到注蒸汽技术已有了新的发展。

5） 按推荐的分类标准，油层条件下粘度在 50mPa·s 以下的原油不属稠油。不能将高含蜡原油称作稠油。

顶级地质论坛：http://bbs.3s001.com/

地信网论坛 BBS.3S001.COM

第二章　蒸汽、水、油及油藏岩石的热特性

一、蒸汽及水的热物理特性和特性参数计算方法

（一）蒸汽的饱和温度与压力的关系

如果将水连续加热，并保持一定外压力，则水温升高，引起液态水的蒸汽压力逐渐增加，达到和外压力相等时，液态水吸取的热量达到饱和点，开始沸腾。此时的对应温度叫做某个外压力下的沸点或饱和温度。此时的压力叫饱和压力。当外压力是1个大气压时，此沸点称作常压沸点（99.1℃）。

水的饱和温度随绝对压力（表压力加1个大气压即0.1MPa）增加而对应增加，如图2—1所示。水的饱和温度与饱和压力成对应的线性关系。如果在某个稳定压力下，水的温度 t 低于此压力下的饱和温度 t_s，则水是热水。如果水的温度 t 等于饱和温度 t_s，称作饱和水。当饱和水继续被加热，液态水开始沸腾或汽化，成为水与汽两相混合液体，此时的温度并不增加。但是吸收的热量用于水的汽化。水的汽化所需要的热能很大，通常称作汽化潜热（Latent Heat of Vaporization）。如在绝对压力为0.1MPa条件下，水的汽化潜热 L_V 为2259.2kJ/kg，远比此压力下饱和水的比热焓（415.29kJ/kg）高。和其他任何液体相比，水具有最大的比热焓及汽化潜热焓。因此，水是最好的注热载体。当将蒸汽注入油层中时；加热油层（包括原油）所需热量主要来自蒸汽中的潜热。蒸汽释放潜热时，它的温度并不降低。水相的热量，通常称作显热（sensible Heat）。蒸汽凝结水（热水）释放显热时，它的温度要降低。

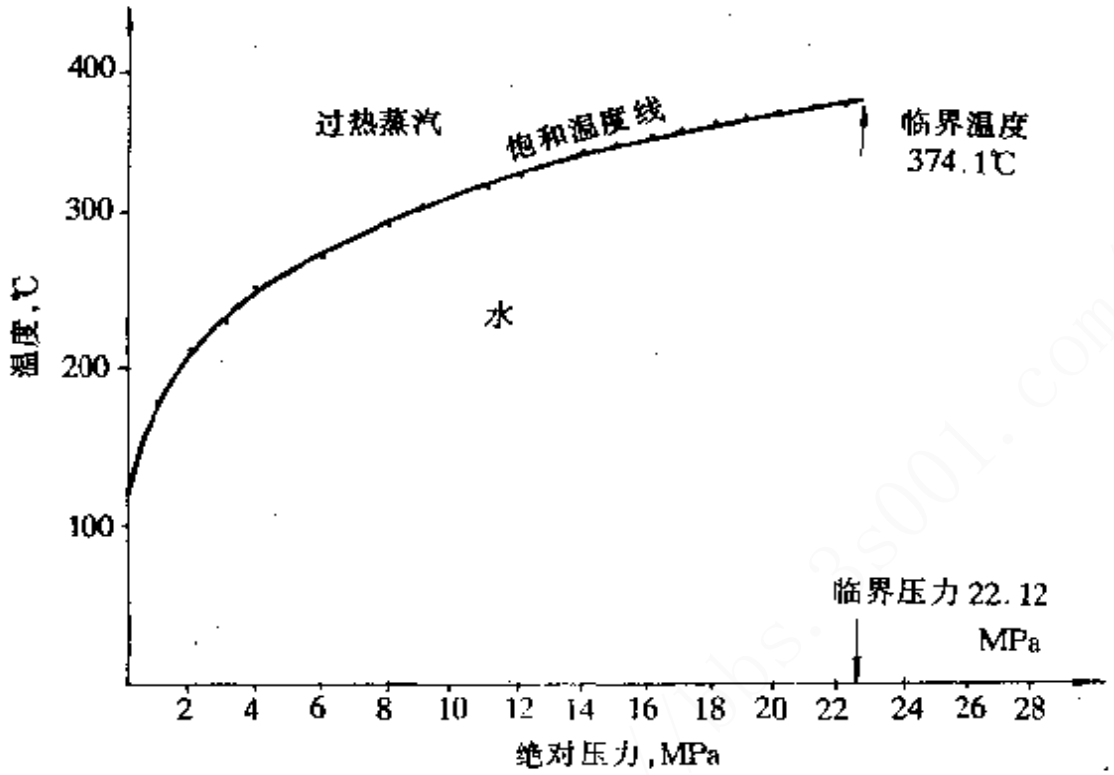


图 2—1　不同压力下水的饱和温度或沸点

当将饱和水继续加热达到完全汽化时，此时的蒸汽称作饱和蒸汽。如果继续加热，饱和蒸汽吸收更多的热量后，在固定压力下，蒸汽的温度将升高，超过了饱和温度。此时的蒸汽称作过热蒸汽。

蒸汽的饱和温度 T_s 与饱和压力 p_s 的对应关系值是固定的。通常采用的关系式如下：

$$T_s = 35.6784\,p_s^{0.2350} \qquad (2—1)$$

式中　T_s——饱和温度，℃；

p_s——饱和压力，kPa。

上式适用于 3400～17200kPa 范围，也适用于 2100～3400kPa。最大误差 0.2%。

地信网论坛 BBS.3500J.COM

由上式既可计算蒸汽的饱和压力及饱和温度，又可用于判别实测的压力及温度下的饱和状态：是湿饱和蒸汽还是热水。

（二）湿饱和蒸汽的特性

稠油注蒸汽开采方法采用的是湿饱和蒸气，不能用过热蒸汽。注热水的效果远不如注蒸汽。如上所述，当水被加热达到饱和点后，如继续加热，则饱和状态的水部分汽化，直到完全汽化。汽相占有的重量百分数称作蒸汽的干度（X_s）。在饱和点的水，蒸汽干度为零。完全饱和状态的蒸汽，其干度为100%，也叫做干蒸汽，即水相重量比为零。湿饱和蒸汽就是汽水两相混合物，也即蒸汽的干度由百分之几到百分之九十几。稠油油田注入的蒸汽干度在注汽锅炉出口处最高是90%，一般控制在80%～85%，这是因为在直流式蒸汽锅炉炉管中的水蒸汽必须含有一定比例的水相，以携带走锅炉供给水中的结垢物质，也即炉管中的蒸汽干度不能高于90%，否则炉管要结垢。平常也将湿饱和蒸汽简称为湿蒸汽，或饱和蒸汽。

1．湿饱和蒸汽的热焓（或比热焓）

湿饱和蒸汽的热焓 H_s 由汽化潜热焓 L_v 及水的显热焓 H_{ws} 组成。即：

$$H_s = X_s L_v + H_{ws} \qquad (2—2)$$

式中 H_s——总热焓，kJ/kg；

X_s——蒸汽干度，小数；

L_v——汽化潜热焓，kJ/kg；

H_{ws}——水的显热焓，kJ/kg。

湿饱和蒸汽的热焓随压力变化很大。从图2—2中看到，汽化潜热 L_V 随压力增加而减少，而显热 H_{ws} 随压力增加而增加。潜热与显热之和，即湿饱和蒸汽的总热焓在较低压力下最大，随着压力升高而逐渐减小。当压力达到临界点（22.56MPa，374.1℃）时，由于汽化潜热变为零，总热焓降到最低点。

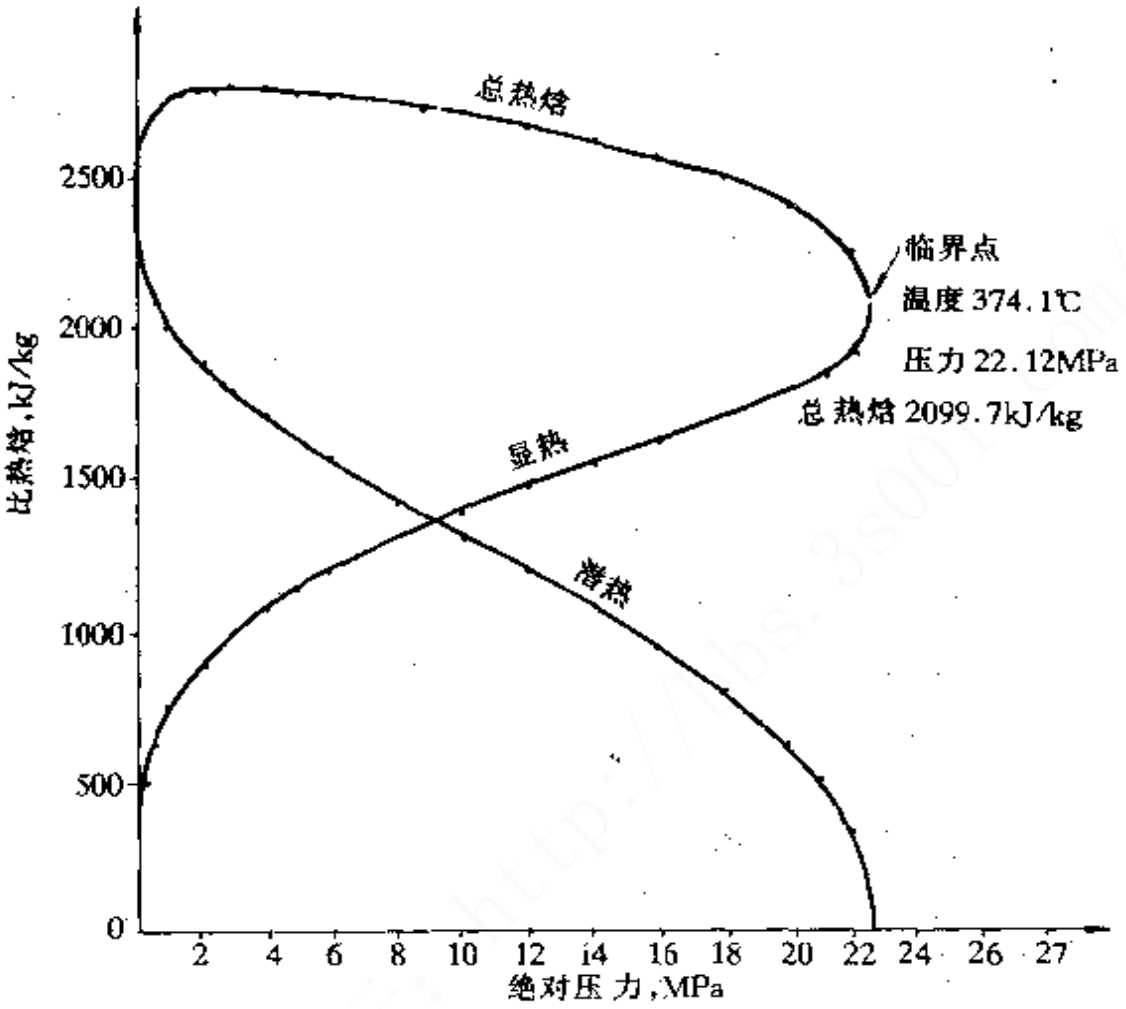


图 2—2　不同压力下饱和蒸汽的热焓

随着压力及温度的升高，湿饱和蒸汽的热焓也增加。但是不同的干度对热焓值的影响很大。不同压力与不同干度的蒸汽的热焓变化见图 2—3。由图中看到，当压力在 5.0MPa 时，50% 干度的蒸汽的热焓为 1972kJ/kg，为饱和水的 1.79 倍；当干度增到 80%时，热焓增至 2466kJ/kg，为饱和水的 2.15 倍。由此图明显地看出，在相同压力下，蒸汽干度越高，蒸汽的热焓越大。作者整理出的不同压力下不同干度的蒸汽热焓值见表 2—1。

2. 不同压力下湿饱和蒸汽与饱和水的热焓比

为了对比明显，作者将不同压力下湿饱和蒸汽与饱和热水的

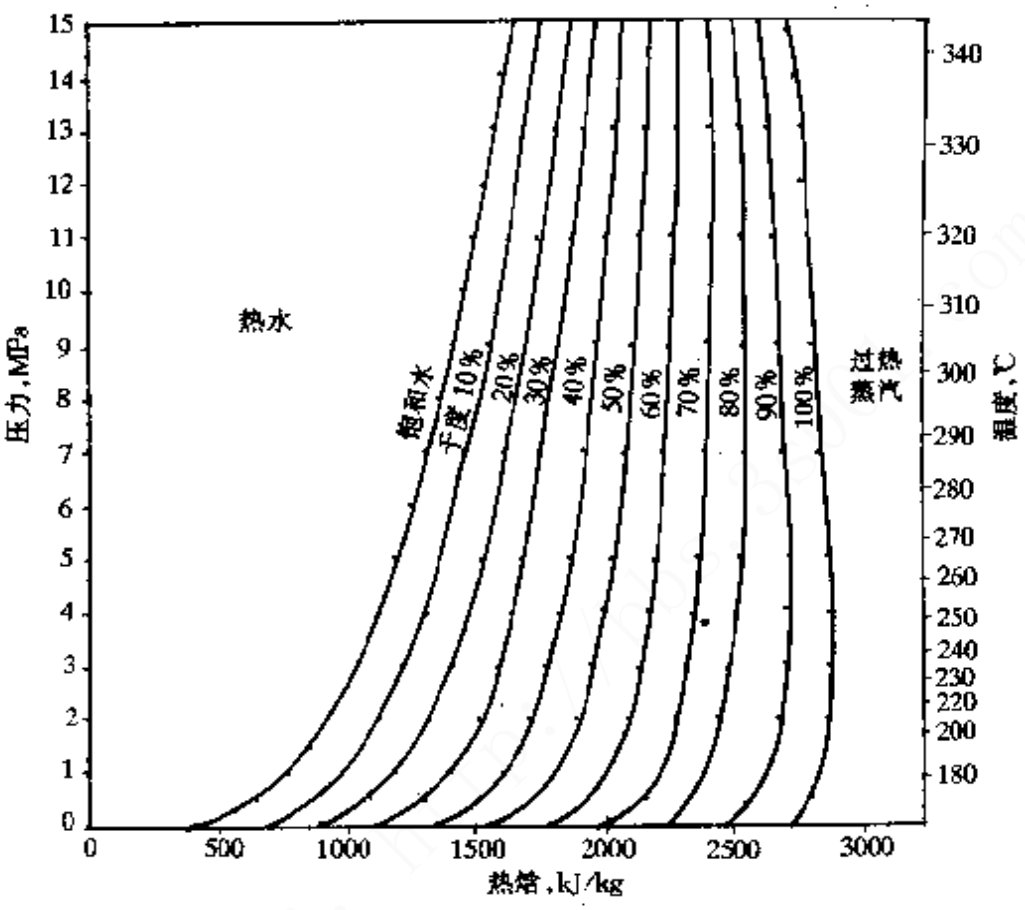


图 2—3　不同干度蒸汽的热焓

热焓比作出图 2—4。由图中看出，蒸汽压力较低时，干度在 50%～90%的蒸汽热焓比饱和水热焓要高得多。注蒸汽压力越低，蒸汽干度越高，注入油层中的等量蒸汽的热量越高。需指出一点，饱和水的热焓或比热焓，即显热，与欠饱和水的比热 C_w (specific heat) 有差别，前者随温度（压力）有变化，为图 2—2 所示，后者是固定不变的［水的比热为 4.1868kJ/（kg·℃）］。热水之热焓 H_w 与温度 T_w 的关系为：

$$H_w = C_w \quad T_w \qquad (2—3)$$

表 2—1　不同压力下不同干度的蒸汽热焓(kJ/kg)

压力 MPa	干度，%								
	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0.1	641.0	867.1	1093.2	1313.8	1544.9	1771.0	1996.7	2222.8	2448.4
0.5	847.8	1058.8	1270.3	1481.3	1692.3	1903.3	2114.3	2325.8	2536.8
1	860.9	1162.7	1364.5	1566.3	1768.5	1970.3	2171.1	2411.6	2575.2
2	1093.6	1282.8	1472.5	1660.5	1851.4	2041.1	2230.3	2420.0	2609.2
3	1183.2	1363.2	1543.3	1723.3	1903.3	2083.4	2263.4	2443.4	2623.4
4	1253.9	1425.6	1597.7	1769.3	1815.8	2113.5	2285.2	2457.2	2628.9
5	1313.0	1477.9	1642.5	1807.0	1971.6	2136.1	2300.6	2465.6	2630.1
6	1364.9	1522.7	1680.6	1838.4	1996.7	5154.5	2312.4	2470.2	2628.1
7	1411.8	1562.9	1714.5	1865.6	2017.2	2168.8	2319.9	2471.5	2622.6
8	1455.3	1600.2	1745.5	1890.3	2035.6	2180.5	2325.8	2470.6	2615.9
9	1497.7	1633.7	1772.7	1911.7	2050.7	2189.3	2328.3	2467.3	2606.3
10	1532.4	1665.1	1798.2	1931.0	2064.1	2196.8	2330.0	2462.7	2595.8
11	1568.0	1694.8	1821.7	1948.5	2075.4	2202.3	2329.1	2456.0	2582.8
12	1602.7	1723.3	1844.3	1964.9	2085.9	2206.9	2327.4	2448.4	2569.0
13	1636.2	1750.9	1865.2	1979.9	2094.7	2209.4	2324.1	2438.4	2553.1
14	1668.9	1777.3	1885.7	1994.2	2102.6	2211.0	2319.5	2427.9	2536.4
15	1701.1	1802.8	1905.0	2007.2	2103.9	2211.0	2313.2	2415.4	2517.1

式中 H_w——热水的热焓，kJ/kg；

C_w——欠饱和水的显热，kJ/（kg·℃）；

T_w——热水的温度，℃，$T_w>0$℃。

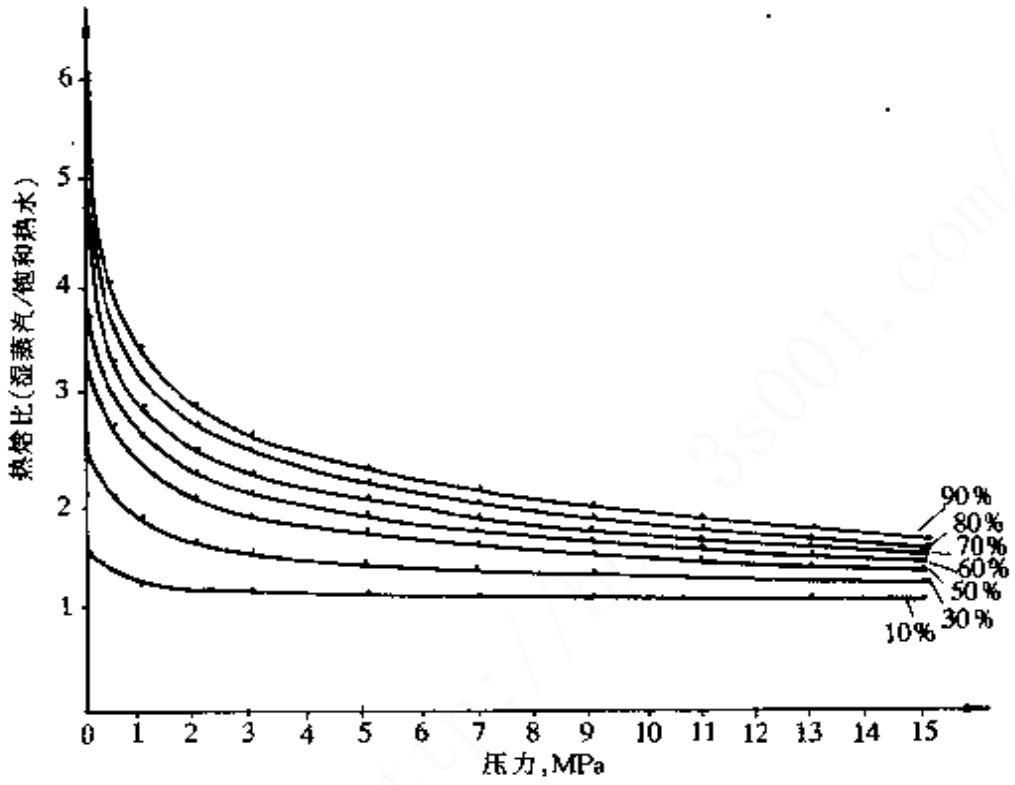


图 2—4 不同压力下的热焓比

3. 湿饱和蒸汽的比容（specific volume）

单位重量的饱和蒸汽（干蒸汽）占据的体积称作饱和蒸汽的比容，V_s；单位重量的饱和水占据的体积称作饱和水的比容，V_w，公制单位为 L/kg 或 m^3/kg。因为蒸汽不属于理想气体，其比容根据试验结果来确定。图 2—5 及表 2—2 是不同压力及不同干度蒸汽的比容。

湿饱和蒸汽的比容 V_{ws}是干蒸汽与饱和水的比容之和，即：

$$V_{ws} = X_s \cdot V_s + (1 - X_s) V_w \qquad (2—4)$$

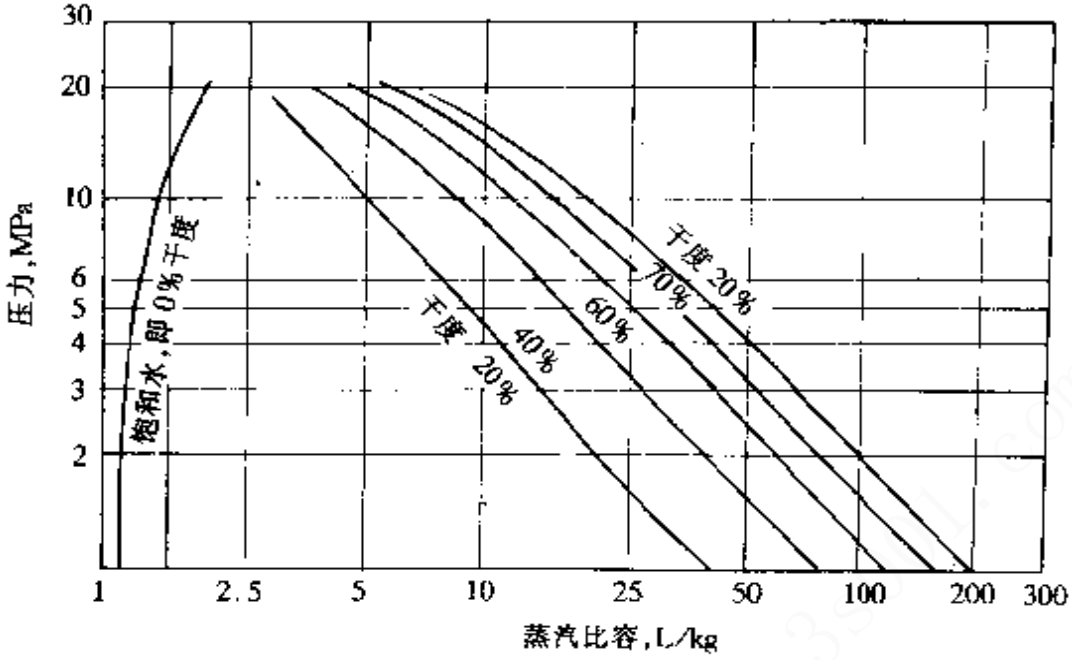


图 2—5　不同压力下不同干度蒸汽的比容

式中　X_s——蒸汽干度，小数。

从图 2—5 及表 2—2 中看到，饱和水的比容远比蒸汽的比容小得多，而且干度越高，蒸汽的比容越大。从表 2—3 中可以看出不同干度的蒸汽在不同压力下的体积与相同重量水的体积倍数变化很大。例如，在 7.0MPa 压力下，80% 干度的蒸汽体积是饱和水（干度为零）体积的 22.6 倍，如果压力降为 5.0MPa，则变为 32.4 倍。因此，对于蒸汽驱，注入蒸汽的干度要尽可能高，注蒸汽的压力要尽可能低，这样的开发效果较好。

4. 湿饱和蒸汽的粘度

在饱和温度下，蒸汽的粘度非常低。在 100～370℃ 的蒸汽粘度仅为 0.01～0.02mPa·s，饱和水的粘度为 0.28～0.08mPa·s。见表 2—4。此表是美国热采工程常用数据。由此可看出，稠油注蒸汽开采过程中，蒸汽的粘度非常低是导致容易发生蒸汽窜流的重要原因之一。

湿饱和蒸汽的粘度 μ_{ws}是干蒸汽粘度 μ_s 与饱和水粘度 μ_w 之和，即：

$$\mu_{ws} = X_s \mu_s + (1 - X_s)\mu_w \qquad (2—5)$$

表 2—2　不同压力下不同干度蒸汽的比容（m^3/kg）

压力 MPa	干度，%					
	0	20	40	60	80	100
1	1.12	40.49	79.87	119.25	158.6	198.0
2	1.17	21.24	41.30	61.37	81.44	101.5
3	1.21	14.56	27.91	41.27	54.62	67.97
4	1.25	11.15	21.06	30.96	40.87	50.77
5	1.28	9.07	16.87	24.67	32.46	40.26
6	1.31	7.67	14.04	20.40	26.77	33.13
8	1.37	5.91	10.45	14.98	19.52	24.05
10	1.44	4.84	8.07	11.65	15.06	18.46
12	1.51	4.13	6.76	9.38	12.00	14.63
13	1.55	3.87	6.19	8.50	10.82	13.13
15	1.64	3.44	5.25	7.05	8.86	10.66
17	1.75	3.13	4.52	5.90	7.29	8.68
20	1.98	2.82	3.66	4.50	5.34	6.18

表 2—3　不同干度的蒸汽在不同压力下的体积与水的体积比较

压力 MPa	温度 ℃	10%干度		50%干度		80%干度	
		比容，m^3/kg	倍数	比容，m^3/kg	倍数	比容，m^3/kg	倍数
1	179	0.0208	20.8	0.0995	99.5	0.1586	158.6
3	232	0.0078	7.8	0.0345	34.5	0.0546	54.6
5	262	0.0051	5.1	0.0207	20.7	0.0324	32.4
7	284	0.0040	4.0	0.0146	14.6	0.0226	22.6
9	302	0.0033	3.3	0.0112	11.2	0.0170	17.0
10	309	0.0031	3.1	0.0099	9.9	0.0150	15.0

通常可满足工程计算精度要求的简便公式为：

在饱和温度 T_s（°F）时

表 2—4　饱和水及蒸汽的粘度及导热系数（美国热采工程常用）

温度		绝对压力		水粘度 mPa·s	蒸汽粘度 mPa·s	水的导热系数 W/(m·K)	蒸汽的导热系数 W/(m·K)
°F	℃	psi	MPa				
32	0	14.7	0.10	1.38		0.552	
100	37.8	14.7	0.10	0.68		0.625	
200	93.3	14.7	0.10	0.30		0.677	
212	100	14.7	0.10	0.28	0.012	0.682	
300	148.9	67	0.46	0.19	0.014	0.684	
400	204.4	247	1.70	0.14	0.016	0.623	0.036
500	260	680	4.69	0.11	0.018	0.611	0.049
600	315.6	1543	10.64	0.09	0.020	0.504	0.066
700	371.1	3100	21.37	0.08	0.022	0.238	
705.4	374.1	3206.2	22.11	0.07	0.022	0.209	

$$\mu_w = \frac{1775 - T_s}{26.5T_s - 89}(\text{mPa} \cdot \text{s}) \qquad (2—6)$$

$$\mu_s = (0.2T_s + 81.97) \times 10^{-4}(\text{mPa} \cdot \text{s}) \qquad (2—7)$$

温度单位换算：　$℃ = \frac{5}{9}(°F - 32)$

$$°F = \frac{9}{5}℃ + 32$$

图 2—6 是不同干度的蒸汽的粘度曲线。

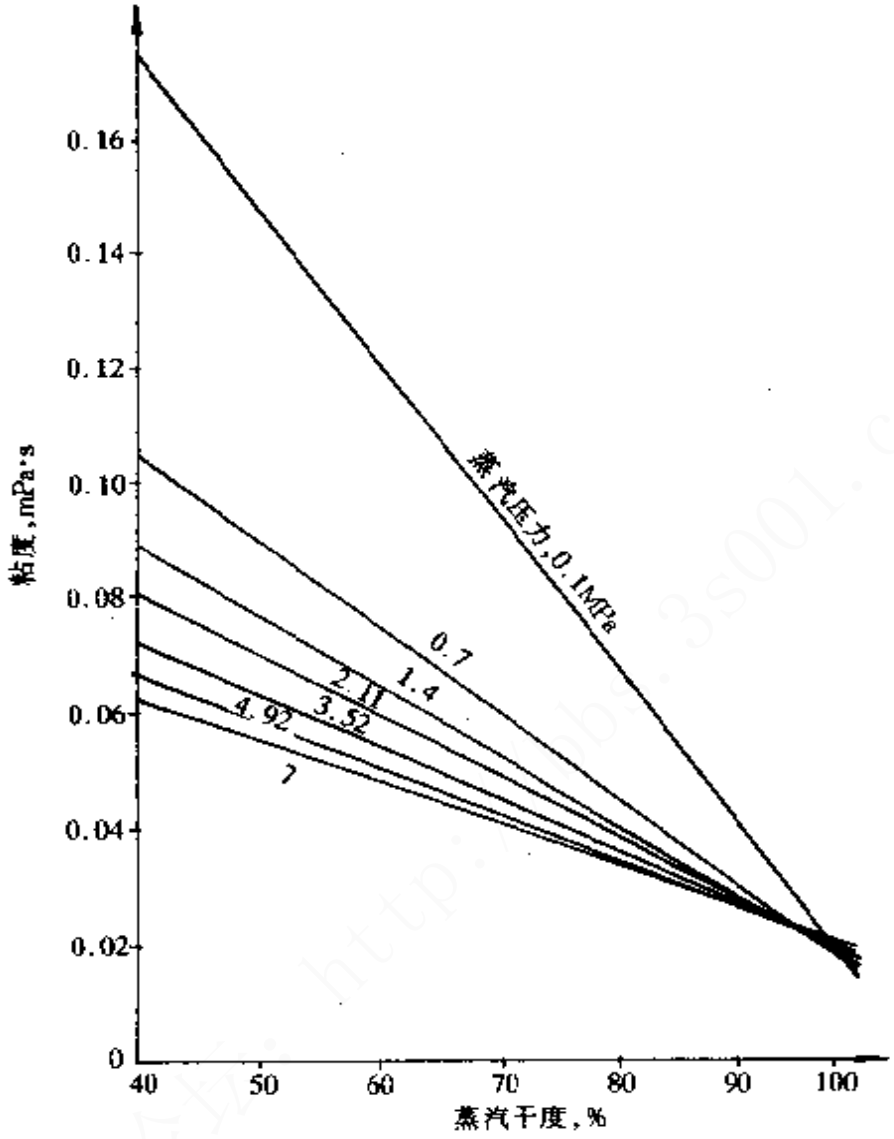


图 2—6　湿饱和蒸汽的粘度

5. 湿饱和蒸汽的密度

饱和蒸汽的密度 ρ_s 非常小。例如在 T_s 为 200，250 及 300℃时，ρ_s 分别为 7.8，20.0 及 46.2kg/m^3。随着温度（压力）升高有所增加，但远比饱和水小得多。在 200，250 及 300℃下饱和水的密度 ρ_w 分别为 864.7，799.2 及 712.4kg/m^3。

湿饱和蒸汽的密度 ρ_{ws}是干蒸汽密度 ρ_s 及饱和水密度 ρ_w 之和，即：

地信网论坛 BBS.3S001.COM

$$\rho_{ws} = X_s \rho_s + (1 - X_s)\rho_w \qquad (2—8)$$

由于蒸汽的密度非常小，因此，注入油层中的蒸汽很容易发生重力分离（蒸汽与凝结水），引起蒸汽向油层顶部超覆。这是注蒸汽开采稠油过程中的普遍规律，也是不利因素。

6. 湿饱和蒸汽的导热系数

水的导热系数比蒸汽的导热系数约大 10 倍，见表 2—4。不同温度水的导热系数见图 2—7。

湿饱和蒸汽的导热系数 K_{sw}是干蒸汽导热系数 K_{sv}与饱和水导热系数 K_{sc}之和，即：

$$K_{sw} = X_s K_{sv} + (1 - X_s) K_{sc} \qquad (2—9)$$

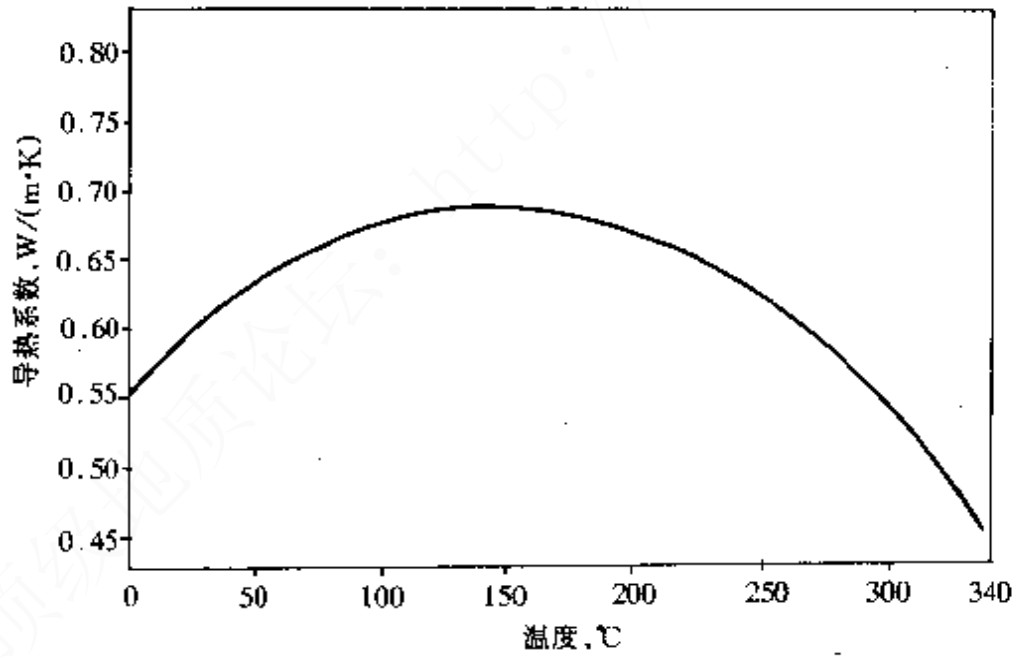


图 2—7　不同温度水的导热系数

（三）饱和蒸汽及水的热物理参数计算方法

在稠油注蒸汽热采数值模拟及其他工程计算中，常需要用多项式表达蒸汽随饱和压力及温度的函数关系，在计算机程序中采

用多项式内插法比查蒸汽特性表方便、快速。

在70年代，S.M.Farouq Ali提出了许多饱和蒸汽随温度（压力）的函数关系式。80年代G.C.Ejiogu及M.Fiori提出了较系统的高压饱和蒸汽的关系式。最近，W.S.Tortlke及S.M.Farouq Ail又提出了用于热采油藏数值模拟的饱和蒸汽特性函数关系式。并分析了误差已达到很小的程度。这里将后者的饱和蒸汽特性函数关系式整理如下：

1. 饱和温度 T_s 与压力 p 的关系

$$T_s = 280.034 + 14.0856\ln p + 1.38075(\ln p)^2$$

$$- 0.101806(\ln p)^3 + 0.019017(\ln p)^4 \qquad (2—9)$$

式中 T_s——饱和温度（绝对温度），K；

p——压力，kPa。

有效范围在 $0.611\text{kPa} < p \leqslant 22.12\text{MPa}$，最大绝对误差=0.11%，平均绝对误差=0.03%，相关系数1，0000。此处压力相对应的温度是绝对温度 $273.15\text{K} < T \leqslant 647.3\text{K}$。

2. 饱和压力 p_s 与温度 T 的关系

$$ps = (-175.776 + 2.29272T - 0.0113953T^2 + 262780$$

$$\times 10^{-5}T^3 - 2.73726 \times 10^{-8}T^4 + 1.13816 \times 10^{-11}T^5)^2 \qquad (2—10)$$

单位：p_s 为kPa，T 为绝对温度K。

适用范围 $280 < T \leqslant 647.3\text{K}$。最大绝对误差3.22%，平均0.49%。相关系数1.0000。在 $320\text{K} < T \leqslant 647.3\text{K}$ 内，绝对误差小于1%。

3. 饱和水（蒸汽凝结水）的比热焓

$$H_{ws} = 23665.2 - 266.232T + 2.26952T^2 - 0.00730365T^3 + 1.30241 \times 10^{-5}T^4 - 1.22103 \times 10^{-8}T^5 + 4.70878 \times 10^{-12}T^6 \quad (2—11)$$

单位：H_{ws}为 kJ/kg，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273.15K＜T≤645K。最大绝对误差 2.93%，平均 0.52%，相关系数 0.9999。在 305K＜T＜645K 内，绝对误差小于 1%。

4. 饱和蒸汽（干蒸汽）的比热焓

$$H_s = -22026.9 + 365.317T - 2.25837T^2 + 0.00737420T^3 - 1.33437 \times 10^{-5}T^4 + 1.26913 \times 10^{-8}T^5 - 4.96880 \times 10^{-12}T^6 \quad (2—12)$$

单位：H_s为 kJ/kg，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273.15K＜T≤640K。最大绝对误差 0.50%，平均 0.08%，相关系数 0.9992。

5. 饱和蒸汽的汽化潜热焓

$$L_v = (7184500 + 11048.6T - 88.4050T^2 + 0.162561T^3 - 1.21377 \times 10^{-4}T^4)^{1/2} \quad (2—13)$$

单位：L_v 为 kJ/kg，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273.15K＜T≤645K。最大绝对误差 5.68%，平均 0.40%。对 L_v^2 的相关系数 0.9999。在 273.15K＜T≤620K 内，绝对误差小于 1%。

6. 饱和水（蒸汽凝结水）的粘度

$$\mu_w = -0.0123274 + \frac{27.1038}{T} - \frac{23527.5}{T^2} + \frac{1.01425\times10^7}{T^3} - \frac{2.17342\times10^9}{T^4} + \frac{1.86935\times10^{11}}{T^5} \quad (2-14)$$

单位：μ_w 为 Pa·s，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273.15K＜T≤645K。最大绝对误差 2.87%。平均 1.07%，相关系数 0.9999。

7. 饱和蒸汽（干蒸汽）的粘度

$$\mu_{sv} = -5.46807\times10^{-4} + 6.89490\times10^{-6}T - 3.39999\times10^{-8}T^2 + 8.29842\times10^{-11}T^3 - 9.97060\times10^{-14}T^4 + 4.71914\times10^{-17}T^5 \quad (2-15)$$

单位：μ_{sv} 为 Pa·s，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273.15K＜T≤645K。最大误差 6.41%，平均 1.59%，相关系数 0.9954。

8. 饱和水（蒸汽凝结水）的密度

$$\rho_w = 3786.31 - 37.2487T + 0.196246T^2 - 5.04708 \times 10^{-4}T^3$$

$$+ 6.29368 \times 10^{-7}T^4 - 3.08480 \times 10^{-10}T^5 \qquad (2—16)$$

单位：ρ_w 为 kg/m^3，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273K＜T≤640K。最大绝对误差 1.87%。平均 0.22%，相关系数 0.9997。在 273K＜T≤620K 内，绝对误差小于 1%。

9. 饱和蒸汽（干蒸汽）的密度

$$\ln\rho_s = -93.7072 + 0.833941T - 0.00320809T^2$$

$$+ 6.57652 \times 10^{-6}T^3 - 6.93747 \times 10^{-9}T^4$$

$$+ 2.97203 \times 10^{-12}T^5 \qquad (2—17)$$

单位：ρ_s 为 kg/m^3，T 为 K（273+℃）。

适用范围 273＜T≤645K。最大绝对误差 7.71%，平均 1.29%，相关系数 0.9999。

10. 饱和水（蒸汽凝结水）的导热系数

$$K_{sc} = 3.51153 - 0.0443602T + 2.41233 \times 10^{-4}T^2$$

$$- 6.05099 \times 10^{-7}T^3 + 7.22766 \times 10^{-10}T^4$$

$$- 3.37136 \times 10^{-13}T^5 \qquad (2—18)$$

单位：K_{sc}为 W/（m·K），T 为 K（273+℃）。

适用范围 273K＜T≤645K。最大绝对误差 4.58%，平均 0.46%，相关系数 0.9986。

11. 饱和蒸汽（干蒸汽）的导热系数

$$K_{sv} = -2.35787 + 0.0297429T - 1.46888 \times 10^{-4}T^2 + 3.57767 \times 10^{-7}T^3 - 4.29764 \times 10^{-10}T^4 + 2.04511 \times 10^{-13}T^5 \quad (2—19)$$

单位：K_{sv}为 W/（m·K），T 为 K（273+℃）。

适用范围 273K＜T≤645K。最大绝对误差 7.56%，平均 2.63%，相关系数 0.9970。

12. 饱和水（蒸汽凝结水）的比容

适用于 3.4＜p≤10.3MPa

$$V_w = 3.3659 \times 10^{-8}p + 0.00112 \quad (2—20)$$

适用于 10.3＜p≤17.2MPa

$$V_w = 1.094335 \times 10^{-3}\exp(2.7994 \times 10^{-5}p) \quad (2—21)$$

单位：V_w 为 m^3/kg，p 为 kPa。

以上最大误差 0.6%。

13. 饱和蒸汽（干蒸汽）的比容

适用于 3.4＜p≤10.3MPa

$$V_s = \frac{211.089}{p} - 0.002936 \quad (2—22)$$

适用于 10.3＜p≤17.2MPa

$$V_s = \frac{237.499}{p} - 0.00554 \qquad (2—23)$$

单位：V_s 为 m^3/kg，p 为 kPa。

计算值与蒸汽表仅相差 0.3%。

（四）饱和蒸汽及水的热物理参数表

在热采工程计算中，常常使用图表查找蒸汽及水的热物理参数值。现收集整理出常用的热物理特性数据列表如下：

1. 在临界温度及压力下的饱和蒸汽（水）的特性

见表 2—5。

2. 在给定压力下饱和蒸汽（水）的特性

见表 2—6。

3. 在饱和压力下水的热力学性质

见表 2—7。

4. 在不同压力下水的导热系数

见表 2—8。

5. 饱和水在不同温度下的导热系数

见表 2—9。

6. 干空气在一个标准大气压下的导热系数

见表 2—10。

表 2—5　在临界温度及压力下饱和蒸汽（水）的特性

温度 t_K ℃	压力 p_K MPa	比容 V_K m3/kg	密度 ρ_K kg/m³	比焓 H_K kJ/kg	比熵 s_K kJ/（kg·K）
374.15	22.129	0.00326	307	2099.68	4.4296

表 2—6　在给定压力下饱和蒸汽(水)的特性

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.0010	6.698	279.848	0.0010001	131.6	999.90	0.00760	26.66	2512.4	2484.4	0.1017	8.9794
0.0015	12.737	285.887	0.0010006	89.63	999.40	0.01116	53.50	2523.7	2470.2	0.1913	8.8325
0.0020	17.204	290.354	0.0010013	68.25	998.70	0.01465	72.21	2532.1	2459.7	0.2562	8.7282
0.0025	20.776	293.926	0.0010020	55.27	998.00	0.01809	87.15	2540.5	2451.3	0.3073	8.6470
0.0030	23.772	296.922	0.0010027	46.52	997.31	0.02150	99.67	2544.3	2444.6	0.3495	8.5817
0.0035	26.359	299.509	0.0010034	40.22	996.61	0.02486	110.47	2548.9	2438.3	0.3859	8.5265
0.0040	28.641	301.791	0.0010040	35.46	996.02	0.02820	120.01	2552.6	2432.5	0.4178	8.4787
0.0045	30.69	303.84	0.0010046	31.71	995.42	0.03154	128.55	2556.4	2427.9	0.4462	8.4366
0.0050	32.55	305.70	0.0010052	28.72	994.83	0.03482	136.34	2559.7	2423.3	0.4713	8.3992
0.0055	34.25	307.40	0.0010058	26.26	994.23	0.03808	143.45	2563.1	2419.5	0.4948	8.3649
0.0060	35.82	308.97	0.0010063	24.19	993.74	0.04134	149.98	2565.6	2415.7	0.5157	8.3339
0.0065	37.29	310.44	0.0010069	22.43	993.15	0.04458	156.14	2568.5	2412.4	0.5358	8.3059

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.0070	38.66	311.81	0.0010074	20.91	992.65	0.04782	161.87	2570.6	2408.6	0.5542	8.2795
0.00075	39.95	313.10	0.0010079	19.59	992.16	0.05105	167.27	2573.1	2405.7	0.5714	8.2552
0.0080	41.16	314.31	0.0010084	18.45	991.67	0.05420	172.30	2575.2	2402.8	0.5877	8.2326
0.0085	42.32	315.47	0.0010088	17.41	991.28	0.05744	172.97	2577.3	2400.3	0.6028	8.2113
0.0090	43.41	316.56	0.0010093	16.50	990.79	0.06061	181.71	2579.0	2397.3	0.6174	8.1912
0.0095	44.46	317.61	0.0010097	15.68	990.39	0.06378	186.11	2581.1	2394.8	0.6279	8.1744
0.010	45.45	318.60	0.0010101	14.95	990.00	0.06689	190.55	2582.8	2392.7	0.6442	8.1543
0.011	47.33	320.48	0.0010109	13.66	989.22	0.07821	198.08	2586.1	2388.1	0.6689	8.1208
0.012	49.06	322.21	0.0010117	12.59	988.44	0.07943	205.32	2589.5	2383.9	0.6915	8.0899
0.013	50.67	323.82	0.0010124	11.67	987.75	0.08562	212.66	2592.4	2380.2	0.7125	8.0622
0.014	52.18	325.33	0.0010131	10.89	987.07	0.09183	218.38	2594.9	2376.4	0.7317	8.0359
0.015	53.60	326.75	0.0010138	10.20	986.39	0.09804	224.33	2597.4	2373.0	0.7497	8.0120

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	$H_s - H_{ws}$	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.016	54.94	328.09	0.0010145	9.603	985.71	0.1041	229.81	2599.9	2370.1	0.7669	7.9894
0.017	56.21	329.36	0.0010151	9.073	985.12	0.1102	235.21	2602.0	2366.8	0.7832	7.9685
0.018	57.41	330.56	0.0010157	8.601	984.54	0.1163	240.23	2604.1	2363.8	0.7983	7.9488
0.019	58.57	331.72	0.0010163	8.172	983.96	0.1224	245.09	2602.2	2360.9	0.8129	7.9300
0.020	59.67	332.82	0.0010169	7.789	983.38	0.1284	249.69	2608.3	2358.4	0.8267	7.9124
0.021	60.72	333.87	0.0010175	7.442	982.80	0.1344	254.09	2610.0	2355.9	0.8397	7.8956
0.022	61.74	334.89	0.0010181	7.122	982.22	0.1404	258.36	2611.6	2353.4	0.8527	7.8789
0.023	62.71	335.86	0.0010186	6.833	981.74	0.1464	262.42	2613.3	2350.9	0.8648	7.8638
0.024	63.65	336.80	0.0010191	5.565	981.26	0.1523	266.36	2614.6	2348.3	0.8765	7.8492
0.025	64.56	337.71	0.0010196	6.318	980.78	0.1583	270.16	2616.3	2346.3	0.8879	7.8354

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	$H_s - H_{ws}$	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.026	65.44	338.59	0.0010202	6.088	980.20	0.1643	273.85	2617.9	2344.2	0.8987	7.8215
0.027	66.29	339.44	0.0010206	5.876	979.82	0.1702	277.41	2619.2	2341.6	0.9092	7.8086
0.028	67.11	340.26	0.0010211	5.679	979.34	0.1761	280.84	2620.9	2340.0	0.9192	7.7960
0.029	67.91	341.06	0.0010216	5.495	978.86	0.1820	284.19	2622.1	2337.9	0.9289	7.7839
0.030	68.68	341.83	0.0010220	5.324	978.47	0.1878	287.41	2623.8	2336.2	0.9385	7.7726
0.032	70.16	343.31	0.0010229	5.013	977.61	0.1995	293.61	2626.3	2332.9	0.9569	7.7504
0.034	71.57	344.72	0.0010237	4.736	976.85	0.2112	299.55	2628.4	2328.7	0.9741	7.7294
0.036	72.91	346.06	0.0010245	4.489	976.09	0.2228	305.16	2630.9	2325.7	0.9900	7.7102
0.038	74.19	347.34	0.0010253	4.267	975.32	0.2344	310.52	2633.0	2322.4	1.0055	7.6918
0.040	75.42	348.57	0.0010261	4.066	974.56	0.2459	315.67	2635.1	2319.5	1.0205	7.6772

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	$H_s - H_{ws}$	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.045	78.27	351.42	0.0010279	3.641	972.86	0.2746	327.64	2639.7	2311.9	1.0545	7.6340
0.050	80.86	354.01	0.0010296	3.299	971.25	0.3031	338.48	2643.9	2305.2	1.0850	7.5901
0.055	83.25	356.40	0.0010312	3.017	969.74	0.3315	348.53	2648.1	2299.4	1.1135	7.5658
0.060	85.45	358.60	0.0010327	2.782	968.34	0.3595	357.58	2651.8	2293.9	1.1394	7.5365
0.065	87.51	360.66	0.0010341	2.581	967.02	0.3875	366.44	2655.2	2288.9	1.1633	7.5093
0.070	89.45	362.60	0.0010355	2.408	965.72	0.4153	374.61	2658.5	2283.9	1.1859	7.4841
0.075	91.27	364.42	0.0010368	2.257	964.51	0.4431	382.27	2661.5	2279.3	1.2068	7.4611
0.080	92.99	366.14	0.0010381	2.125	963.30	0.4706	389.51	2664.0	2274.3	1.2269	7.4394
0.085	94.62	367.77	0.0010393	2.008	962.19	0.4980	396.37	2666.5	2270.1	1.2458	7.4188
0.090	96.18	369.33	0.0010405	1.903	961.08	0.5255	402.94	2669.0	2265.9	1.2633	7.3996
0.095	97.66	370.81	0.0010417	1.810	959.97	0.5525	409.18	2671.5	2262.1	1.2801	7.3812

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.10	99.09	372.24	0.0010428	1.725	958.96	0.5797	415.29	2674.5	2259.2	1.2967	7.3658
0.11	101.76	374.91	0.0010448	1.578	957.12	0.6337	426.51	2678.7	2252.1	1.3356	7.3340
0.12	104.25	377.40	0.0010468	1.455	955.29	0.6873	437.02	2682.5	2245.4	1.3548	7.3047
0.13	106.36	379.71	0.0010487	1.350	953.56	0.7407	446.82	2686.3	2239.5	1.3804	7.2775
0.14	108.74	381.89	0.0010505	1.259	951.93	0.7943	456.03	2689.2	2233.2	1.4047	7.2528
0.15	110.79	383.94	0.0010522	1.181	950.39	0.8467	464.69	2692.5	2227.8	1.4273	7.2298
0.16	112.73	385.88	0.0010538	1.111	948.95	0.9001	472.90	2695.5	2222.4	1.4486	7.2084
0.17	114.57	387.72	0.0010554	1.050	947.51	0.9524	480.69	2698.4	2217.7	1.4687	7.1879
0.18	116.33	389.48	0.0010570	0.9954	946.07	1.0046	488.18	2700.9	2212.7	1.4880	7.1691
0.19	118.01	391.16	0.0010585	0.9462	994.73	1.0570	495.30	2703.4	2208.1	1.5060	7.1511
0.20	119.62	392.77	0.0010600	0.9018	943.40	1.109	502.16	2705.9	2203.9	1.5236	7.1339

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.21	121.16	394.31	0.0010614	0.8616	942.15	1.161	508.7	2708.0	2199.3	1.5403	7.1176
0.22	122.65	395.80	0.0010627	08248	941.00	1.212	515.0	2710.1	2195.1	1.5562	7.1021
0.23	124.08	397.23	0.0010640	0.7912	939.85	1.264	521.3	2712.2	2191.0	1.5717	7.0874
0.24	125.46	398.61	0.0010653	0.7603	938.70	1.315	527.1	2714.3	2187.2	1.5864	7.0732
0.25	126.79	399.94	0.0010666	0.7318	937.56	1.367	532.6	2716.0	2183.4	1.6002	7.0598
0.26	128.08	401.23	0.0010678	0.7055	936.50	1.417	538.0	2718.1	2180.1	1.6140	7.0464
0.27	129.34	402.49	0.0010691	0.6808	935.37	1.469	543.4	2719.7	2176.3	1.6274	7.0338
0.28	130.55	403.70	0.0010703	0.6581	934.32	1.520	548.9	2721.4	2172.5	1.6404	7.0217
0.29	131.73	404.88	0.0010714	0.6368	933.36	1.570	553.9	2722.7	2168.8	1.6525	7.0100
0.30	132.88	406.03	0.0010726	0.6169	932.31	1.621	558.5	2724.4	2165.8	1.6647	6.9991
0.31	134.00	407.15	0.0010737	0.5982	931.36	1.672	563.5	2728.5	2162.5	1.6764	6.9878

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.32	135.08	408.23	0.0010748	0.5807	930.41	1.722	568.1	2727.3	2159.1	1.6877	6.9773
0.33	136.14	409.29	0.0010758	0.5645	929.54	1.772	572.8	2729.0	2156.2	1.6990	6.9673
0.34	137.18	410.33	0.0010759	0.5486	928.59	1.823	576.9	2730.2	2153.3	1.7099	6.9572
0.35	138.19	411.34	0.0010779	0.5338	927.73	1.873	581.5	2731.5	2149.9	1.7204	6.9476
0.36	139.18	412.33	0.0010789	0.5199	926.87	1.923	585.7	2732.7	2147.0	1.7308	6.9384
0.37	140.15	413.20	0.0010800	0.5066	925.93	1.974	589.9	2734.0	2144.1	1.7409	6.9292
0.38	141.09	414.24	0.0010809	0.4942	925.15	2.024	593.7	2735.2	2141.5	1.7505	6.9204
0.39	142.02	415.17	0.0010819	0.4822	924.30	2.074	597.9	2736.5	2138.6	1.7601	6.9116
0.40	142.92	416.07	0.0010829	0.4709	923.45	2.124	601.6	2737.7	2136.1	1.7693	6.9032
0.41	143.81	416.96	0.0010838	0.4601	922.68	2.173	605.4	2738.6	2133.2	1.7786	6.8948
0.42	144.68	417.83	0.0010847	0.4498	921.91	2.223	609.2	2739.8	2130.7	1.7873	6.8869
0.43	145.54	418.69	0.0010857	0.4399	921.06	2.273	612.9	2741.1	2128.2	1.7961	6.8789

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	$H_s - H_{ws}$	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.44	146.38	419.53	0.0010866	0.4305	920.30	2.323	616.7	2741.9	2125.2	1.8049	6.8714
0.45	147.20	420.35	0.0010875	0.4215	919.54	2.373	620.1	2743.2	2123.1	1.8133	6.9065
0.46	148.01	421.16	0.0010884	0.4129	918.78	2.442	623.8	2744.0	2120.6	1.8217	6.8563
0.47	148.81	421.96	0.0010893	0.4045	918.02	2.472	627.2	2744.9	2117.7	1.8296	6.8492
0.48	149.59	422.74	0.0010902	0.3966	917.26	2.521	630.5	2746.0	2115.6	1.8376	6.8421
0.49	150.36	423.51	0.0010910	0.3890	916.59	2.571	633.9	2747.0	2113.1	1.8455	6.8350
0.50	151.11	424.26	0.0010918	0.3817	915.92	2.620	636.8	2747.8	2111.0	1.8531	6.8283
0.52	152.59	425.74	0.0010935	0.3679	914.49	2.718	643.5	2749.5	2106.0	1.8682	6.8153
0.54	154.02	427.17	0.0010951	0.3550	913.16	2.817	649.4	2751.1	2101.8	1.8824	6.8027
0.56	155.41	428.56	0.0010967	0.3431	911.83	2.915	655.7	2752.8	2097.2	1.8966	6.7906
0.58	156.76	429.51	0.0010983	0.3319	910.50	3.013	661.5	2754.5	2093.0	1.9100	6.7788
0.60	158.08	431.23	0.0010998	0.3214	909.26	3.111	667.0	2756.2	2088.8	1.9234	6.7675

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.62	159.36	432.51	0.0011013	0.3116	908.02	3.209	672.8	2757.4	2084.6	1.9364	6.7572
0.64	160.61	433.76	0.0011028	0.3024	906.78	3.307	678.3	2759.1	2080.8	1.9490	6.7558
0.66	161.82	434.97	0.0011043	0.2938	905.55	3.404	683.3	2760.4	2077.1	1.9607	6.7353
0.68	163.01	436.16	0.0011057	0.2856	904.40	3.501	688.7	2761.6	2072.9	1.9728	6.7253
0.70	164.17	437.32	0.0011071	0.2778	903.26	3.600	693.8	2762.9	2069.1	1.9837	6.7152
0.72	165.31	438.46	0.0011085	0.2705	902.12	3.697	698.8	2764.1	2065.3	1.9954	6.7056
0.74	166.42	439.57	0.0011099	0.2636	900.98	3.794	703.4	2765.0	2061.6	1.9942	6.6964
0.76	167.51	440.66	0.0011113	0.2570	899.85	3.891	708.4	2766.2	2057.8	2.0172	6.6872
0.78	168.57	441.72	0.0011126	0.2507	898.80	3.989	713.0	2767.5	2054.5	2.0239	6.6784
0.80	169.61	442.76	0.0011139	0.2448	897.75	4.085	717.6	2768.3	2050.7	2.0381	6.6700
0.82	170.63	443.78	0.0011152	0.2391	896.70	4.182	721.8	2769.1	2047.3	2.0492	6.6616
0.84	171.63	444.78	0.0011165	0.2337	895.66	4.279	726.0	2770.4	2044.4	2.0578	6.6532

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
0.86	172.61	445.76	0.0011177	0.2286	894.69	4.375	730.6	2771.2	2040.6	2.0674	6.6453
0.88	173.58	446.73	0.0011189	0.2236	893.73	4.472	734.8	2772.1	2036.5	2.0771	6.6373
0.90	174.53	447.68	0.0011202	0.2189	892.70	4.568	739.0	2772.9	2033.9	2.0863	6.6294
0.92	175.46	448.61	0.0011214	0.2144	891.74	4.664	743.2	2773.8	2030.6	2.0955	6.6218
0.94	176.38	449.53	0.0011226	0.2100	890.79	4.762	747.3	2774.6	2027.2	2.1043	6.6147
0.96	177.28	450.43	0.0011238	0.2058	889.84	4.859	751.1	2775.4	2024.3	2.1131	6.6076
0.98	178.16	451.31	0.0011250	0.2019	888.89	4.953	754.9	2776.3	2021.4	2.1215	6.6005
1.00	179.04	452.19	0.0011262	0.1980	887.94	5.051	759.1	2777.1	2018.5	2.1302	6.5934
1.05	181.16	454.31	0.0011291	0.1890	885.66	5.291	768.3	2778.8	2010.5	2.1508	6.5766
1.10	183.20	456.35	0.0011319	0.1808	883.47	5.531	777.5	2780.5	2003.0	2.1704	6.5607
1.15	185.17	458.32	0.0011346	0.1733	881.37	5.770	785.9	2782.1	1996.3	2.1893	6.5452
1.20	187.08	460.23	0.0011373	0.1663	879.28	6.013	794.7	2783.8	1989.1	2.2077	6.5302

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
1.25	188.92	462.07	0.0011399	0.1599	877.27	6.254	802.6	2785.5	1882.9	2.2253	6.5159
1.30	190.71	463.86	0.0011426	0.1540	875.20	6.494	810.6	2786.7	1976.2	2.2425	6.5021
1.35	192.45	465.60	0.0011451	0.1485	873.29	6.734	818.5	2788.0	1969.5	2.2592	6.4877
1.40	194.13	467.28	0.0011476	0.1434	871.38	6.974	826.1	2789.2	1963.2	2.2751	6.4761
1.45	195.77	468.92	0.0011501	0.1387	869.49	7.210	833.6	2790.1	1956.9	2.2906	6.4636
1.50	197.36	470.51	0.0011525	0.1342	867.68	7.452	840.3	2791.3	1912.9	2.3057	6.4519
1.55	198.91	472.06	0.0011548	0.1300	865.95	7.692	847.4	2792.2	1944.8	2.3203	6.4401
1.60	200.43	473.58	0.0011572	0.1261	864.15	7.930	854.1	2793.0	1938.9	2.3350	6.4284
1.65	201.91	475.06	0.0011595	0.1224	862.44	8.170	860.8	2793.9	1933.0	2.3488	6.4175
1.70	203.35	476.50	0.0011618	0.1189	860.73	8.410	867.5	2794.7	1927.2	2.3622	6.4066
1.75	204.76	477.91	0.0011640	0.1156	859.11	8.651	873.8	2795.5	1921.7	2.3756	6.3962
1.80	206.14	379.29	0.0011662	0.1125	857.49	8.889	880.1	2795.9	1915.9	2.3886	6.3861

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
1.85	207.49	480.64	0.0011684	0.1095	855.87	9.132	886.3	2796.8	1910.4	2.4087	6.3761
1.90	208.81	481.96	0.0011706	0.1067	854.26	9.372	892.2	2797.6	1905.4	2.4133	6.3664
1.95	210.11	483.26	0.0011728	0.1040	852.66	9.615	898.1	2798.0	1900.0	2.4254	6.3568
2.00	211.38	484.53	0.0011749	0.1015	851.14	9.852	903.9	2798.9	1894.9	2.4376	6.3476
2.05	212.63	485.78	0.0011771	0.09907	849.55	10.09	909.8	2799.3	1889.5	2.4493	6.3384
2.10	213.85	487.00	0.0011792	0.09676	848.03	10.34	915.2	2799.7	1884.5	2.4606	6.3296
2.15	215.05	488.20	0.0011813	0.09456	846.53	10.57	921.1	2800.1	1879.0	2.4719	6.3208
2.20	216.23	489.38	0.0011833	0.09245	845.09	10.82	926.1	2800.6	1874.4	2.4828	6.3124
2.25	217.39	490.54	0.0011854	0.09042	843.60	11.06	931.6	2800.6	1869.0	2.4937	6.3036
2.30	218.53	491.68	0.0011874	0.08849	842.18	11.30	937.0	2801.0	1864.0	2.5041	6.2957
2.35	219.65	492.80	0.0011894	0.08663	840.76	11.54	942.0	2801.4	1859.4	2.5146	6.2873
2.40	220.75	493.90	0.0011914	0.08486	839.35	11.78	947.1	2801.8	1854.8	2.5251	6.2794

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
2.45	221.83	494.98	0.0011933	0.08316	838.01	12.03	952.1	2801.8	1849.7	2.5347	6.2718
2.50	222.90	496.05	0.0011953	0.08150	836.61	12.27	957.1	2802.2	1845.1	2.5431	6.2639
2.55	223.95	497.10	0.0011973	0.07991	835.21	12.51	962.1	2802.2	1840.1	2.5544	6.2563
2.60	224.99	498.14	0.0011992	0.07838	833.89	12.76	966.7	2802.6	1835.9	2.5640	6.2488
2.65	226.01	499.16	0.0012011	0.07692	832.57	13.00	971.8	2802.6	1830.9	2.5732	6.2417
2.70	227.01	500.16	0.0012030	0.07551	831.26	13.24	976.4	2802.6	1826.3	2.5824	6.2346
2.75	228.00	501.15	0.0012048	0.07414	830.01	13.49	980.5	2803.1	1822.1	2.5916	6.2274
2.80	228.98	502.13	0.0012067	0.07282	828.71	13.73	985.6	2803.1	1817.5	2.6008	6.2203
2.85	229.94	503.09	0.0012086	0.07155	827.40	13.98	990.2	2803.1	1812.9	2.6096	6.2136
2.90	230.89	504.04	0.0012105	0.07032	826.10	14.22	994.4	2803.1	1808.7	2.6184	6.2069
2.95	231.83	504.98	0.0012122	0.06913	824.95	14.47	999.0	2803.5	1804.5	2.6268	6.2002
3.0	232.76	505.91	0.0012142	0.06797	823.59	14.71	1003.2	2803.5	1800.3	2.6356	6.1940

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
3.1	234.57	507.72	0.0012178	0.06578	821.15	15.20	1011.9	2803.5	1791.5	2.6523	6.1810
3.2	236.35	509.50	0.0012215	0.06370	818.67	15.70	1020.3	2803.5	1783.2	2.6687	6.1684
3.3	238.08	511.23	0.0012251	0.06176	816.26	16.19	1028.3	2803.5	1774.8	2.6846	6.1563
3.4	239.77	512.92	0.0012286	0.05995	813.93	16.68	1036.7	2803.1	1766.4	2.7001	6.1441
3.5	241.42	514.57	0.0012321	0.05819	811.62	17.18	1044.6	2803.1	1758.5	2.7151	6.1324
3.6	243.04	516.19	0.0012356	0.05654	809.32	17.69	1052.1	2802.6	1750.5	2.7298	6.1211
3.7	244.62	517.77	0.0012391	0.05499	807.04	18.19	1059.7	2802.2	1742.5	2.7444	6.1098
3.8	246.17	519.32	0.0012425	0.05332	804.83	18.68	1067.2	2801.8	1734.6	2.7252	6.0989
3.9	247.69	520.84	0.0012459	0.05211	802.63	19.19	1074.8	2801.4	1727.1	2.7725	6.0884
4.0	249.18	522.33	0.0012493	0.05077	800.45	19.70	1081.9	2801.0	1719.1	2.7859	6.0780
4.1	250.64	523.79	0.0012527	0.04950	798.28	20.20	1089.0	2800.6	1711.6	2.7993	6.0675
4.2	252.07	525.22	0.0012561	0.04829	796.11	20.71	1096.1	2800.1	1704.0	2.8127	6.0575

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	$H_s - H_{ws}$	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
4.3	253.48	526.63	0.0012594	0.04713	794.03	21.22	1102.8	2799.7	1696.6	2.8257	6.0474
4.4	254.87	528.02	0.0012628	0.04601	791.89	21.73	1109.5	2798.9	1689.4	2.8382	6.0374
4.5	256.23	529.38	0.0012661	0.04495	789.83	22.25	1116.2	2798.5	1682.3	2.8508	6.0277
4.6	257.56	530.71	0.0012694	0.04394	787.77	22.76	1122.9	2797.6	1674.7	2.8629	6.0185
4.7	258.88	532.03	0.0012727	0.04296	785.73	23.28	1129.6	2796.8	1667.2	2.8751	6.0093
4.8	260.17	533.32	0.0012759	0.04203	783.76	23.79	1135.9	1121.6	1660.5	2.8868	6.0001
4.9	261.45	534.60	0.0012792	0.04112	781.74	24.32	1142.2	2795.5	1653.4	2.8985	5.9909
5.0	262.70	535.85	0.0012825	0.04026	779.73	24.84	1148.4	2794.7	1646.2	2.9098	5.9821
5.1	263.93	537.08	0.0012857	0.03943	777.79	25.36	1154.7	2794.3	1639.6	2.9211	5.9733
5.2	265.15	538.30	0.0012890	0.03863	775.80	25.89	1160.6	2793.4	1632.9	2.9320	5.9645
5.3	266.35	539.50	0.0012922	0.03785	773.87	26.42	1166.9	2792.6	1625.7	2.9429	5.9561
5.4	267.53	540.68	0.0012964	0.03711	771.96	26.95	1172.7	2791.3	1618.6	2.9538	5.9473

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
5.5	268.69	541.84	0.0012986	0.03639	770.06	27.48	1178.6	2790.9	1612.3	2.9643	5.9394
5.6	269.84	542.99	0.0013018	0.03569	768.17	28.02	1184.4	2789.7	1605.2	2.9751	5.9310
5.7	270.98	544.13	0.0013051	0.03502	766.22	28.56	1190.3	2788.8	1598.5	2.9856	5.9226
5.8	272.10	545.25	0.0013083	0.03437	764.35	29.10	1195.8	2788.0	1592.2	2.9957	5.9147
5.9	273.20	546.35	0.0013115	0.03374	762.49	29.64	1201.6	2786.7	1585.1	3.0057	5.9067
6.0	274.29	547.44	0.0013147	0.03313	760.63	30.18	1207.1	2785.9	1578.8	3.0158	5.8988
6.1	275.37	548.52	0.0013179	0.03255	758.78	30.72	1212.9	2784.6	1571.7	3.0258	5.8912
6.2	276.43	549.58	0.0013211	0.03197	756.94	31.28	1218.4	2783.4	1565.0	3.0354	5.8833
6.3	277.48	550.63	0.0013243	0.03142	755.12	31.83	1223.8	2782.5	1558.7	3.0451	5.8758
6.4	278.51	551.66	0.0013275	0.03089	753.30	32.37	1229.2	2781.3	1552.5	3.0547	5.8682
6.5	279.54	552.69	0.0013306	0.03036	751.34	32.94	1234.3	2780.0	1545.8	3.0639	5.8607

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
6.6	280.55	553.70	0.0013338	0.02986	749.74	33.49	1239.7	2778.8	1539.1	3.0731	5.8531
6.7	281.55	554.70	0.0013370	0.02937	747.94	34.05	1244.7	2777.9	1533.2	3.0823	5.8460
6.8	282.54	555.69	0.0013402	0.02889	746.16	34.61	1250.2	2776.7	1526.5	3.0915	5.8385
6.9	283.52	556.67	0.0013434	0.02843	744.38	35.17	1255.2	2775.4	1520.2	3.1007	5.8314
7.0	284.48	557.63	0.0013466	0.02798	742.16	35.74	1260.2	2774.2	1513.9	3.1100	5.8243
7.1	285.44	558.59	0.0013498	0.02754	740.85	36.31	1265.7	2772.5	1506.8	3.1187	5.8171
7.2	286.39	559.54	0.0013530	0.02711	739.10	36.89	1270.7	2771.2	1500.5	3.1275	5.8100
7.3	287.32	560.47	0.0013561	0.02669	737.41	37.47	1275.3	2770.0	1493.3	3.1363	5.8029
7.4	288.25	561.40	0.0013593	0.02629	735.67	38.04	1280.3	2768.7	1488.4	3.1447	5.7958
7.5	289.17	562.32	0.0013626	0.02589	733.89	38.63	1285.3	2767.5	1482.1	3.1535	5.7891
7.6	290.08	563.23	0.0013658	0.02550	732.17	39.22	1290.4	2766.2	1475.8	3.1619	5.7824
7.7	290.97	564.12	0.0013690	0.02513	730.46	39.79	1293.7	2764.5	1469.6	3.1702	5.7753

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
7.8	291.86	565.01	0.0013722	0.02476	728.76	40.39	1300.0	2763.3	1463.3	3.1786	5.7686
7.9	292.75	565.90	0.0013755	0.02440	727.01	40.98	1305.0	2762.0	1457.0	3.1870	5.7615
8.0	293.62	566.77	0.0012787	0.02405	725.32	41.58	1310.0	2760.4	1450.7	3.1949	5.7548
8.1	294.48	567.63	0.0013819	0.02372	723.64	42.16	1314.2	2759.1	1444.9	3.2029	5.7485
8.2	295.34	568.49	0.0013852	0.02338	721.92	42.77	1318.8	2757.4	1438.6	3.2113	5.7418
8.3	296.19	569.34	0.0013885	0.02305	720.20	43.38	1323.9	2756.2	1432.3	3.2192	5.7351
8.4	297.03	570.18	0.0013917	0.02273	718.55	43.99	1328.5	2754.5	1426.0	3.2272	5.7284
8.5	297.86	571.01	0.0013950	0.02243	716.85	44.58	1333.1	2753.2	1420.2	3.2347	5.7217
8.6	298.69	571.84	0.0013983	0.02212	715.15	45.21	1337.7	2751.6	1413.9	3.2427	5.7154
8.7	299.51	572.66	0.0014016	0.02182	713.47	45.83	1342.3	2749.9	1407.6	3.2502	5.7087
8.8	300.32	573.47	0.0014049	0.02153	711.79	46.45	1345.6	2748.6	1401.7	3.2577	5.7024
8.9	301.12	574.27	0.0014082	0.02124	710.13	47.08	1351.1	2747.0	1395.9	3.2657	5.6957

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
9.0	301.92	575.07	0.0014115	0.02096	708.47	47.71	1355.7	2745.3	1389.6	3.2732	5.6894
9.1	302.71	575.86	0.0014148	0.02069	706.81	48.33	1360.3	2743.6	1383.3	3.2808	5.6832
9.2	303.49	576.64	0.0014181	0.02042	705.17	48.97	1364.9	2742.4	1377.9	3.2883	5.6769
9.3	304.27	577.42	0.0014215	0.02016	703.48	49.60	1369.1	2740.7	1371.6	3.2954	5.6706
9.4	305.04	578.19	0.0014249	0.01990	701.80	50.25	1373.3	2739.0	1365.7	3.3030	5.6643
9.5	305.80	578.95	0.0014282	0.01965	700.18	50.89	1377.9	2737.3	1359.5	3.3101	5.6580
9.6	306.56	579.71	0.0014316	0.01940	698.52	51.55	1382.1	2735.2	1353.2	3.3176	5.6518
9.7	307.31	580.46	0.0014350	0.01916	696.86	52.19	1386.7	2733.6	1347.3	3.3247	5.6455
9.8	308.06	581.21	0.0014384	0.01892	695.22	52.85	1390.9	2731.9	1341.0	3.3319	5.6392
9.9	308.80	581.95	0.0014418	0.01869	693.58	53.51	1395.0	2730.2	1335.2	3.3390	5.6333
10.0	309.53	582.68	0.0014453	0.01846	691.90	54.17	1399.2	2728.5	1329.3	3.3461	5.6271
10.2	310.98	584.13	0.0014522	0.01802	688.61	55.49	1408.0	2724.8	1316.7	3.3603	5.6149

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
10.4	312.41	585.56	0.0014591	0.01759	685.35	56.85	1416.4	2721.4	1305.0	3.3741	5.6024
10.6	313.82	586.97	0.0014662	0.01717	628.04	58.24	1424.8	2717.7	1292.9	3.3880	5.5902
10.8	315.21	588.36	0.0014733	0.01677	678.75	59.63	1433.1	2713.5	1280.3	3.4018	5.5785
11.0	316.58	589.73	0.001480	0.01638	675.68	61.05	1441.1	2709.7	1268.6	3.4156	5.5659
11.2	317.93	591.08	0.001488	0.01601	672.04	62.46	1449.5	2705.9	1256.5	3.4290	5.5538
11.4	319.26	592.41	0.001495	0.01565	668.90	63.90	1457.8	2701.7	1244.7	3.4420	5.5421
11.6	320.57	593.72	0.001502	0.01530	665.78	65.36	1465.8	2698.0	1232.2	3.4554	5.5299
11.8	321.87	595.02	0.001510	0.01496	662.25	66.85	1473.8	2694.2	1220.5	3.4683	5.5178
12.0	323.15	596.30	0.001517	0.01463	659.30	68.35	1481.7	2690.0	1208.3	3.4813	5.5061
12.2	324.41	597.56	0.001525	0.01432	655.74	69.83	1489.7	2685.4	1195.8	3.4943	5.4948

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
12.4	325.65	598.80	0.001533	0.01401	652.32	71.38	1497.6	2681.2	1183.6	3.5096	5.4830
12.6	326.88	600.03	0.001541	0.01371	648.93	72.94	1505.6	2677.0	1171.5	3.5198	5.4709
12.8	328.10	601.25	0.001549	0.01341	654.58	74.57	1513.5	2672.4	1158.9	3.5324	5.4592
13.0	329.30	602.45	0.001557	0.01313	642.26	76.16	1521.5	2667.8	1146.3	3.5450	5.4479
13.2	330.48	603.63	0.001565	0.01286	638.98	77.76	1529.0	2663.6	1134.6	3.5571	5.4361
13.4	331.65	604.80	0.001574	0.01259	635.32	79.43	1537.0	2659.0	1122.1	3.5697	5.4240
13.6	332.81	605.96	0.001582	0.01233	632.11	81.10	1544.9	2654.4	1109.5	3.5822	5.4106
13.8	333.96	607.11	0.001591	0.01207	628.54	82.85	1522.5	2649.4	1096.9	3.5939	5.4006
14.0	335.09	608.24	0.001600	0.01182	625.00	84.60	1560.4	2644.8	1084.4	3.6065	5.3897
14.2	336.21	609.36	0.001608	0.01159	621.89	86.28	1568.0	2639.8	1071.8	3.6187	5.3771

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
14.4	337.31	610.46	0.001617	0.01134	618.43	88.18	1575.9	2635.2	1059.3	3.6308	5.3650
14.6	338.40	611.55	0.001625	0.01111	615.38	90.01	1583.4	2629.7	1046.3	3.6425	5.3532
14.8	339.49	612.64	0.001635	0.01088	611.62	91.91	1591.4	2624.7	1033.3	3.6551	5.3411
15.0	340.56	613.71	0.001644	0.01066	608.27	93.81	1598.9	2619.3	1020.3	3.6668	5.3290
15.2	341.61	614.76	0.001653	0.01045	604.96	95.69	1606.5	2613.8	1007.3	3.6785	5.3164
15.4	342.66	615.81	0.001663	0.01024	601.32	97.66	1611.9	2608.4	993.9	3.6907	5.3038
15.6	343.70	616.85	0.001673	0.01003	597.73	99.70	1622.0	2602.5	980.5	3.7028	5.2921
15.8	344.72	617.87	0.001683	0.009826	594.18	101.77	1629.9	2597.1	967.2	3.7149	5.2800
16.0	345.74	618.89	0.001693	0.009625	590.67	103.9	1637.5	2591.2	953.8	3.7304	5.2678
16.2	346.74	619.89	0.001704	0.009431	586.85	106.0	1645.0	2585.3	939.9	3.7388	5.2553
16.4	347.74	620.89	0.001715	0.009237	583.09	108.3	1652.8	2579.1	926.1	3.7510	5.2423
16.6	348.72	621.87	0.001726	0.009048	579.37	110.5	1660.9	2572.8	911.9	3.7627	5.2289

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
16.8	349.70	622.85	0.001737	0.008862	575.71	112.8	1668.9	2566.5	897.6	3.7748	5.2151
17.0	350.66	623.81	0.001748	0.008681	572.08	115.2	1676.4	2560.2	883.8	3.7870	5.2008
17.2	351.62	624.77	0.001760	0.008501	568.18	117.6	1684.3	2553.1	868.8	3.7991	5.1862
17.4	352.56	625.71	0.001772	0.008325	564.33	120.1	1692.3	2546.4	854.1	3.8112	5.1720
17.6	353.50	626.65	0.001785	0.008150	560.22	122.7	1700.7	2539.3	838.6	3.8234	5.1586
17.8	354.43	627.58	0.001798	0.007974	556.17	125.4	1708.6	2531.8	823.1	3.8359	5.1464
18.0	355.35	628.50	0.001812	0.007803	551.88	128.2	1717.0	2523.8	806.8	3.8485	5.5509
18.2	356.26	629.41	0.001826	0.007633	547.65	131.0	1725.8	2515.8	790.0	3.8611	5.1179
18.4	357.16	630.31	0.001840	0.007466	543.48	133.9	1734.2	2507.9	773.7	3.8736	5.1037
18.6	358.06	631.21	0.001856	0.007300	538.79	137.0	1742.5	2499.9	757.4	3.8870	5.0886

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
18.8	358.94	632.09	0.001873	0.007138	533.90	140.1	1750.9	2491.6	740.6	3.9000	5.0731
19.0	359.82	632.97	0.001890	0.00697	529.10	143.5	1760.1	2482.8	722.6	3.9134	5.0577
19.2	360.69	633.84	0.001906	0.00682	524.66	146.6	1768.1	2474.4	706.3	3.9264	5.0417
19.4	361.55	634.70	0.001923	0.00666	520.02	150.1	1776.9	2465.6	688.7	3.9398	5.0250
19.6	362.40	635.55	0.001942	0.00650	514.93	153.8	1786.1	2037.3	669.9	3.9536	5.0074
19.8	363.25	636.40	0.001963	0.00634	509.42	157.7	1795.7	2445.1	649.4	3.9678	4.9882
20.0	364.08	637.23	0.001987	0.00618	503.27	161.9	1805.8	2434.2	628.4	3.9833	4.9685
20.2	364.91	638.06	0.00201	0.00601	497.51	166.3	1816.2	2422.1	605.8	3.9988	4.9484
20.4	365.74	638.89	0.00204	0.00585	490.20	171.0	1827.1	2409.9	582.8	4.0151	4.9279
20.6	366.55	639.70	0.00207	0.00568	483.09	175.9	1837.6	2397.4	559.4	4.1369	4.9057
20.8	367.36	640.51	0.00210	0.00552	476.19	181.2	1849.3	2384.0	534.7	4.0396	4.8831
21.0	368.16	641.31	0.00213	0.00535	469.48	186.9	1861.0	2369.3	508.3	4.0666	4.8592

续表

压力 p	温度		比容		密度		比焓		汽化潜热 LV	比熵	
			水	汽	水	汽	水	汽		水	汽
	t	T	V_w	V_s	ρ_w	ρ_s	H_{ws}	H_s	H_s-H_{ws}	s'	s''
MPa	℃	K	m^3/kg		kg/m^3		kJ/kg			kJ/(kg·K)	
21.2	368.95	642.10	0.00217	0.00517	460.83	193.2	1874.0	2353.8	479.8	4.0859	4.8337
21.4	369.74	642.89	0.00221	0.00499	452.49	200.2	1887.4	2337.1	450.5	4.1064	4.8044
21.6	370.51	643.66	0.00226	0.00481	442.48	208	1901.6	2318.6	417.0	4.1282	4.7755
21.8	371.29	644.44	0.00231	0.00462	432.90	216	1920.1	2295.2	372.6	4.1537	4.7374
22.0	372.1	645.25	0.00238	0.00436	420.17	229	1938.5	2270.5	332.0	4.1839	4.6976
22.2	372.8	645.95	0.00247	0.00412	404.86	242	1959.4	2241.6	281.8	4.2161	4.6524
22.4	373.6	646.75	0.00267	0.00373	374.53	268	2005.5	2180.1	191.3	4.2873	4.5552
22.565	374.15	647.30	0.00326	0.00326	307	307	2099.7	2099.7	0.0	4.4296	4.4296

表 2—7　在饱和压力下水的热力学性质

温度		密度 ρ	体积热膨胀系数 $\beta\times10^4$	比热 C_p	导热率 λ	热扩散系数 $a\times10^6$	绝对粘度 $\eta\times10^6$	动力粘度 $\nu\times10^6$	Pr 数
t,℃	T,K	kg/m^3	1/K	kJ/(kg·K)	W/(m·K)	m^2/s	Pa·s	m^2/s	
0	273.15	999.9	−0.7	4.226	0.558	0.131	1793.636	1.799	13.7
5	278.15	1000.0	−	4.206	0.568	0.135	1534.741	1.535	11.4
10	283.15	999.7	0.95	4.195	0.577	0.137	1296.439	1.300	9.5
15	288.15	999.1	−	4.187	0.587	0.141	1135.610	1.146	8.1
20	293.15	998.2	2.1	4.182	0.597	0.143	893.414	1.006	7.0
25	298.15	997.1	−	4.178	0.668	0.146	880.637	0.884	6.1
30	303.15	995.7	3.0	4.176	0.615	0.149	792.377	0.805	5.4
35	308.15	994.1	−	4.175	0.624	0.150	719.808	0.725	4.8
40	313.15	992.2	3.9	4.175	0.633	0.151	658.026	0.658	4.3
45	318.15	990.2	−	4.176	0.640	0.155	605.070	0.611	3.9
50	323.15	988.1	4.6	4.178	0.647	0.157	556.066	0.556	3.55
55	328.15	986.7	−	4.179	0.652	0.158	509.946	0.517	3.27
60	333.15	983.2	5.3	4.181	0.658	0.159	471.670	0.478	3.00
65	338.15	980.6	−	4.184	0.663	0.161	435.415	0.444	2.76
70	343.15	977.8	5.8	4.187	0.668	0.163	404.034	0.415	2.55
75	348.15	974.9	−	4.190	0.671	0.164	376.575	0.366	2.23

续表

温度		密度 ρ	体积热膨胀系数 $\beta\times10^4$	比热 C_p	导热率 λ	热扩散系数 $a\times10^6$	绝对粘度 $\eta\times10^6$	动力粘度 $\nu\times10^6$	Pr 数
t,℃	T,K	kg/m^3	1/K	kJ/(kg·K)	W/(m·K)	m^2/s	Pa·s	m^2/s	
80	353.15	971.8	6.3	4.194	0.673	0.165	352.059	0.364	2.25
85	358.15	968.7	–	4.198	0.676	0.166	328.523	0.339	2.04
90	363.15	965.3	7.0	4.202	0.678	0.167	308.900	0.326	1.96
95	368.15	961.9	–	4.206	0.680	0.168	292.289	0.310	1.84
100	373.15	958.4	7.5	4.211	0.682	0.169	277.528	0.294	1.75
110	383.15	951.0	8.0	4.224	0.684	0.170	254.973	0.268	1.57
120	393.15	943.5	8.5	4.232	0.685	0.171	235.360	0.244	1.43
130	403.15	934.8	9.1	4.250	0.686	0.172	211.824	0.226	1.32
140	413.15	926.3	9.7	4.267	0.684	0.172	201.036	0.212	1.33
150	423.15	916.9	10.3	4.270	0.684	0.173	185.346	0.201	1.17
160	433.15	907.6	10.8	4.285	0.680	0.173	171.616	0.191	1.10
170	443.15	897.3	11.5	4.396	0.679	0.172	162.200	0.181	1.05
180	453.15	886.6	12.1	4.396	0.673	0.172	152.000	0.173	1.01
190	463.15	876.0	12.8	4.480	0.670	0.171	145.133	0.166	0.97
200	473.15	862.8	13.6	4.501	0.665	0.170	139.254	0.160	0.95
210	483.15	852.8	14.3	4.560	0.655	0.168	131.409	0.154	0.92

续表

温度		密度 ρ	体积热膨胀系数 $\beta\times10^4$	比热 C_p	导热率 λ	热扩散系数 $a\times10^6$	绝对粘度 $\eta\times10^6$	动力粘度 $\nu\times10^6$	Pr 数
t,℃	T,K	kg/m^3	1/K	kJ/(kg·K)	W/(m·K)	m^2/s	Pa·s	m^2/s	
220	493.16	837.0	15.2	4.606	0.652	0.167	124.544	0.149	0.90
230	503.15	827.3	16.2	4.690	0.637	0.164	119.641	0.145	0.88
240	513.15	809.0	17.2	4.731	0.634	0.162	113.757	0.141	0.86
250	523.15	799.2	18.6	4.857	0.618	0.160	109.834	0.137	0.86
260	533.16	779.0	20.0	4.982	0.613	0.156	104.931	0.135	0.86
270	543.15	767.9	21.7	5.030	0.590	0.152	101.989	0.133	0.87
280	553.15	760.0	23.8	6.234	0.588	0.147	98.007	0.131	0.88
290	563.15	732.3	26.5	5.445	0.558	0.140	94.144	0.129	0.92
300	573.15	712.5	29.5	5.694	0.564	0.132	92.182	0.128	0.98
310	583.15	690.6	33.5	6.156	0.519	0.122	88.260	0.128	1.05
320	593.16	667.1	38.0	6.610	0.494	0.112	85.31	0.128	1.13
325	598.15	650.0	–	6.699	0.471	0.108	83.351	0.127	1.18
330	603.15	640.2	42.5	7.245	0.468	0.101	81.395	0.127	1.26
340	613.15	609.4	47.5	8.160	0.437	0.088	77.473	0.127	1.45
360	623.15	572.0	–	9.296	0.400	0.076	72.569	0.127	1.67
360	633.15	524.0	–	9.850	0.356	0.067	66.685	0.127	1.91
370	643.15	448.0	–	11.690	0.293	0.058	56.879	0.127	2.18

表 2—8　在不同压力下水的导热系数[W/(m·K)]

温度		压力,MPa			
t,℃	T,K	10	20	30	40
0	273.15	0.555	0.558	0.563	0.568
20	293.15	0.604	0.606	0.614	0.620
40	313.15	0.638	0.644	0.650	0.656
60	333.15	0.664	0.669	0.675	0.680
80	353.15	0.679	0.665	0.691	0.697
100	373.15	0.690	0.695	0.701	0.707
120	393.15	0.693	0.700	0.707	0.714
140	413.15	0.693	0.700	0.707	0.715
160	433.15	0.690	0.697	0.705	0.713
180	453.16	0.683	0.690	0.698	0.708

200	473.15	0.672	0.679	0.690	0.700
220	493.15	0.656	0.665	0.677	0.687
240	513.16	0.636	0.684	0.659	0.671
260	533.16	0.612	0.623	0.636	0.649
280	553.16	0.582	0.595	0.612	0.626
300	573.16	0.542	0.561	0.508	0.597
320	593.15		0.516	0.538	0.561
340	613.15		0.456	0.491	0.520
360	633.15		0.365	0.423	0.466
370	643.15			0.379	0.437

表 2—9　饱和水在不同温度下的导热系数

t,℃	0.01	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120	140
p,10^{-5}Pa	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	0.990	1.951	3.550
K,W/(m·K)	0.551	0.576	0.599	0.619	0.634	0.648	0.659	0.668	0.675	0.680	0.683	0.686	0.685

t,℃	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	380
p,10^{-5}Pa	6.06	9.835	15.248	22.750	32.830	46.039	62.955	84.253	110.710	143.246	183.186	206.456
K,W/(m·K)	0.683	0.675	0.663	0.645	0.628	0.605	0.575	0.540	0.506	0.457	0.395	0.337

表 2—10　干空气在一个标准大气压下的导热系数

t,℃	−50	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
K,W/(m·K)	0.0206	0.0243	0.0257	0.0271	0.0285	0.0299	0.0314	0.0328	0.0343	0.0358	0.0372	0.0380

t,℃	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	
K,W/(m·K)	0.0421	0.0454	0.0483	0.0516	0.0543	0.0570	0.062	0.0668	0.0706	0.0741	0.0770	

地信网论坛 BBS.3500J.COM

二、原油及天然气的热物理特性

(一) 原油粘度随温度的变化

稠油的粘度随温度的变化非常敏感，温度升高，粘度急剧下降。这也就是稠油热力开采方法的最主要的基本原理——加热降粘机理。通常稠油的粘度采用 RV－3，RV－12，RV－20 等旋转粘度计进行实测，取得几个不同温度下的粘度值后，作出粘度－温度曲线，再外推或内插求出热采工程计算的所需温度下的粘度值。或者，根据实测的几个温度下的粘度值推出经验公式。

1. 关于稠油取样及粘度测定方法

稠油粘度高，往往不可能从井底取样以测取原油粘度等性质。通常油样来自：1）进行以蒸汽吞吐方法热力试油或试采时，从井口直接取出油样；2）从油层岩心中提取微量油。

粘度的测定及取样方法要求要严格。

重要的技术问题是一定要取得井底原始状态下的油样。在取岩心过程中，岩心污染是不可避免的。当岩心取到地面时，浸入的钻井液及岩心中的束缚液体和气体，由于压力下降而发生膨胀是不可避免的。采用油基泥浆取心，会污染油样，建议采用阳离子含量接近油层液体的水基泥浆取岩心，提取油样测粘度。在泥浆中不能加入表面活性剂或其他化学处理剂，除非这些添加剂不影响原油性质。pH 值高的泥浆及高泵压容易将岩心中的油冲洗出，影响以后的分析。

目前，减少疏松岩心受污染的新技术包括将岩心装进岩心筒内的橡胶套内，用塑胶或石蜡将岩心密封，装入塑料袋中，低温冷藏，以防止氧化、脱水和轻馏分挥发。高压岩心筒密闭取心昂贵，并且有时是低效率的。

岩心或油样取出后，暴露在大气压下的操作及运输对测定粘度有很大影响。原油氧化将增加高分子重量，从而使粘度增加。将岩心放在塑料管中充入氮气，重新包上铝箔纸，进行冷藏，这

是常用的储存及运输的方法。其他一些方法在文献中也有介绍。从高压岩心筒中取出岩心是更为复杂的操作，要在低温下替出岩心筒的钻井液，在打井岩心筒的同时要将岩心降到液氮的温度。

在井口取产出液的油样时，必须确保油样没有受到化学添加剂或掺入轻油的污染。

现场取样，保存样品及室内操作方法都对测定粘度有很大影响。首先要从岩心中抽取油样，通常用索氏抽提器，将压入塑料筒中的岩心砂、水、油等样品，用溶剂反冲洗出来。冲洗出的水要凝结并收集在有刻度的玻璃器皿中。要保持原始油样不发生变化，取决于溶剂的抽提效率，抽提出油中的全部成分而不引起原油组分的分离；保持温度稳定；测定粘度前去掉溶剂。

从岩心中抽取油样常用的溶剂有甲苯、二甲苯、二硫化碳、吡啶、氯仿及二氯甲烯等。采用旋转蒸发器在真空下去掉溶剂时，尽可能使油样中的残余溶剂量最小。加拿大阿萨巴斯卡天然

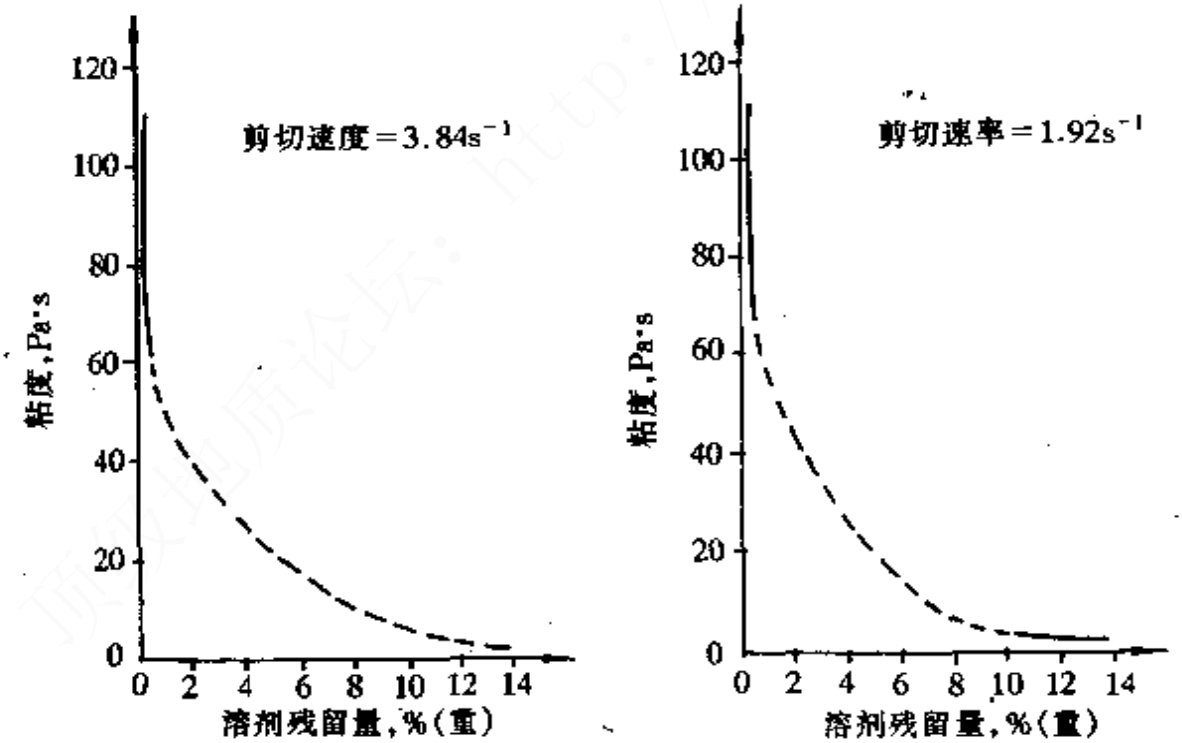


图 2—8　阿萨巴斯卡沥青中残余溶剂对粘度的影响（26.7℃）

沥青中甲苯溶剂残余量对粘度的影响见图 2—8。加拿大研究报告中测定粘度所用沥青砂油样的残余溶剂量限定在 0.01% ～

地信网论坛 BBS.3S001.COM

0.02%（重量）内。

稠油粘度的测定方法有多种。几种方法的对比见表2—11。最近几年国际上推荐采用的是旋转粘度计，如ASTM D2983－72，RV－12，RV－20等。RV－20是新产品，可以测定的范围是温度最大300℃，压力最大10MPa。

表2—11 粘度测定方法比较

序号	方法	粘度范围 mPa·s	温度范围	压力范围	对重质原油的适应性	估价美元（1982）	说明
1	旋转粘度计 ASTMD 2983－72 D2240	取决于剪切速率 10^{-3}～10^{9} 一般 10^{3}～10^{5}	最大300℃	最大10MPa	目前通用于重质原油研究	1800～55000	可测定不同速率的流变性，温度控制到极限，油样少
2	玻璃毛细管粘度计 ASTM D445，D2162	10^{-2}～10^{5}，	最大150℃	大气压力	管壁膜影响测定粘度精度，温度受限制	3000	需恒温浴，测出动力粘度，油样杂质可以堵毛细管
3	赛低粘度计 ASTM D8856E102	1～10^{3}	最大230℃	大气压力	粘度低，测重质原油需要时间长	2000	需恒温浴，测出赛氏秒数，用不同大小的孔眼
4	落球式粘度计	10^{2}～10^{6}	最大250℃	最大100MPa	测筒中看不见球，球上油膜及自动控制系统有困难	500～10000	需要精确控制温度
5	金属毛管粘度计	10^{3}～10^{9}	最大300℃	最大70MPa	可用于高压，注满管线有困难	20000	需要少量油样，国产仪器可用标准进行校验

稠油粘度值很大程度上取决于油或岩心的来源。对于实测值一般小数点后的值可以忽略。

根据研究，国内已发现的稠油，在高温下，一般高于油层温度下的都是牛顿流体。但在低温度下，沥青质及石蜡含量高的稠油在某个临界温度下变为非牛顿流体。

2. 粘度与温度的关系式

过去 50 多年，文献中出现过约 100 个粘度－温度关系式。但是适合热采工程计算的关系式，公认的只有以下两个，其余的都有限定的温度范围，或者误差较大。

第一个是 Andrade－Guzman－Reynolds 方程，简称 Andrade 方程，即：

$$\mu = ae^{b/T} \tag{2—24}$$

式中，μ 是粘度(mPa·s)，T 是绝对温度 K(= ℃ + 273.1)。

在半对数坐标纸上作出 $\mu - \frac{1}{T}$ 的曲线时，将是一条直线。如果通过粘度测定，得到两个温度 T_1 及 T_2 下的两个粘度值 μ_1 及 μ_2，代入上式就可求出常数 a 及 b。如果实测 $\mu - T$ 值更多，用最小二乘方法可求得更精确的 a 和 b 常数值。此方程适用于由凝固点到正常沸点的温度范围内。在文献中，出现许多在此方程基础上的修改式及常数值。

第二个是 walther 方程，即：

$$\log\log(\nu + 0.8) = -n\log\left(\frac{T}{T_1}\right) + \log\log(\nu_1 + 0.8) \tag{2—25}$$

式中，ν 是运动粘度，单位是 $10^{-6}m^2/s$。它与动力粘度或绝对粘度（单位是 mPa·s）的关系是：

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \qquad (2—26)$$

式中，ρ 是原油的密度，g/mL 或取相对密度。

如果通过实测 2 个以上温度的粘度值，就会求得指 数 n，上式简化为：

$$\log\log(\nu + 0.8) = -m\log T + C \qquad (2—27)$$

式中 m 以及常数 C 是已知的，用上式就可计算出在预定温度 T 时的粘度 ν，通过公式（2—26），换算成 μ 值，mPa·s。利用公式（2—27）也可以得出不同压力下的粘度－温度关系式。

3．粘度与温度的关系曲线

由于稠油的粘度随温度的变化范围非常大，不能采用常规的等坐标纸作出粘度－温度曲线。通常适用于稠油特性的粘度－温度曲线采用两种方式：1）ASTMD341－43 标准坐标纸，简称 ASTM 标准坐标纸（American Society for Testing and Meterials standards）。这是国际上已推广使用的方法。2）双对数坐标纸，国际上前几年使用，已逐渐减少。

采用 ASTM 标准坐标纸的主要优点是，对几乎所有稠油都出现平行的斜直线，便于外推及内插来求任意温度下的粘度值。

ASTM 标准曲线是按 walther 的方程（2—25）为基础制作的。将方程 2—25 改写为：

$$\mu/\rho = \nu = (\nu_1 + 0.8)^{10^{-X}} - 0.8 \qquad (2—28a)$$

式中

$$X = \frac{\log(T/T_1)}{\log(T_2/T_1)}\{\log[\log(\nu_1 + 0.8)] - \log[\log(\nu_2 + 0.8)]\} \qquad (2—28b)$$

ν_1 及 ν_2 分别代表实测的温度 T_1 及 T_2 时的运动粘度（$\mu m^2/s$）值。指数 X 常为负值，对各种原油取温度达到很高值，使运动粘度值降到 $0.2\mu m^2/s$。用这些结果制作 ASTM 坐标纸。

大多数稠油，在 300℃ 时，粘度已降到非常小的数值，在 $1\mu m^2/s$ 以下。而且稠油的相对密度绝大多数都在 0.92 以上，甚至接近 1.00。它对粘度—温度曲线的影响很小。因此，国际上采用 ASTM 坐标纸时，常用动力粘度（mPa·s）取代 $\mu m^2/s$。其精度足够热采工程计算的要求。

ASTM 标准坐标纸见图 2—9。图 2—10 是我国及几个国家典型稠油油田原油粘度－温度曲线在 ASTM 标准坐标纸上的对比。由于在 ASTM 坐标纸上，稠油的粘度－温度变化呈直线形态，很容易在直线上外推或内插求得所需温度下的粘度值，因此，在国际上已广泛采用ASTM标准坐标纸。表2—12是图 2—10 中几个典型稠油油田的粘度－温度数据。

总公司石油勘探开发科学研究院热采所对我国主要稠油油田的原油采用 RV－12 及 RV－20 粘度计测试了粘度随温度的变化。测试条件都在大气压下进行。粘度－温度曲线见图 2—11～2—13。

这些原油的粘度－温度特性图表中，有一种情况值得特别注意：高粘度高凝固点原油。如图 2—14 及 2—15 中大港油区枣园油田，原油中含沥青胶质高，石蜡含量也高，如表 2—13，2—14，2—15 及 2—16 所示，油层温度（70～74℃）下的脱气油粘度，枣北 1222 井，在 100mPa·s 以上，属稠油及高凝油；枣南（1273－1、1280－1）粘度明显较低，但仍属“双高”特点。这种原油的粘度—温度关系在 ASTM 坐标纸上出现三个或两个折线段。三段折线的两个折点分别对应于原油的临界温度（由牛顿流体向非牛顿流体转变）及析蜡温度。枣北枣 1222 井原油的临界温度及析蜡温度分别为 36℃ 及 55℃（见图 2—14）。当温度在临界温度以下时，原油粘度是温度和剪切速率两者的函数；当温度在临界温度以上时，原油粘度仅是温度的函数。温度在临界温

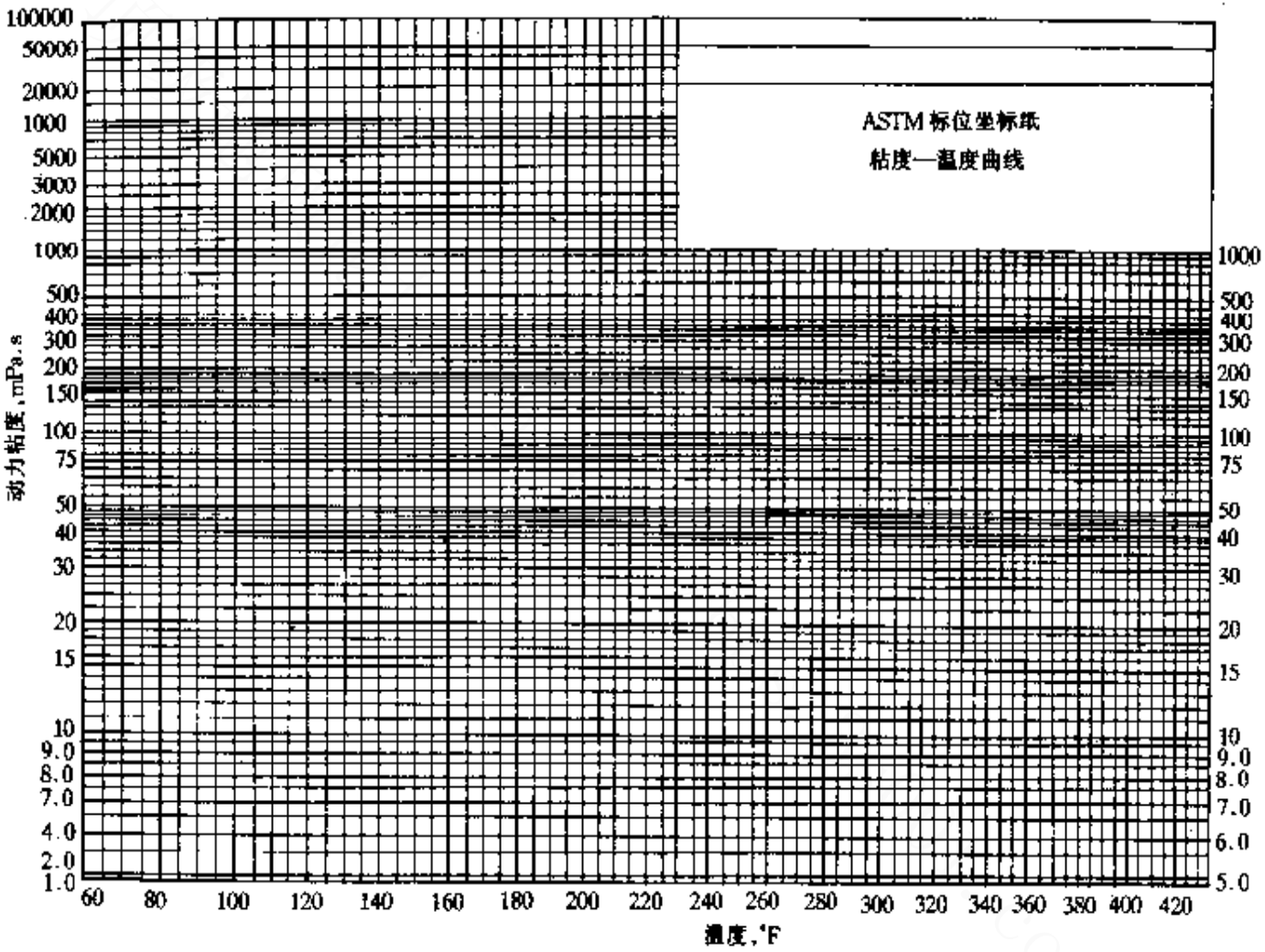


图 2—9　ASTM 标准坐标纸

表 2—12　我国及美、委、加等国典型稠油油田原油粘度

1	辽河高升 3-4-082 井相对密度 0.9487	温度,℃	50	60	80	100	150	200
		温度,℉	122	140	176	212	302	392
		粘度 mPa·s	2025	902	239	115	22	7.8
2	新疆九-3区9浅3井相对密度 0.925	温度,℃	20	43	50	71	100	138
		温度,℉	68	110	122	160	212	280
		粘度 mPa·s	4000	500	220	100	25	11
3	委内瑞拉 Melones 相对密度 0.9843	温度,℃	28.6	65.6	93.3			
		温度,℉	84	150	200			
		粘度 mPa·s	49000	2000	380			
4	美国 yorbaLinda 相对密度 0.9699	温度,℃	20	37.8	54.4			
		温度,℉	68	100	130			
		粘度 mPa·s	40589	4620	985			
5	加拿大和平河油田	温度,℃	23.9	73.9	121	150	180	
		温度,℉	75	165	250	302	356	
		粘度 mPa·s	300000	1800	120	42	19	
6	苏联鞑靼油田相对密度 0.961	温度,℃	50	100				
		温度,℉	122	212				
		粘度 mPa·s	237.8	26.8				

度和析蜡温度之间时的析线斜率与高于析蜡温度时不同，说明折

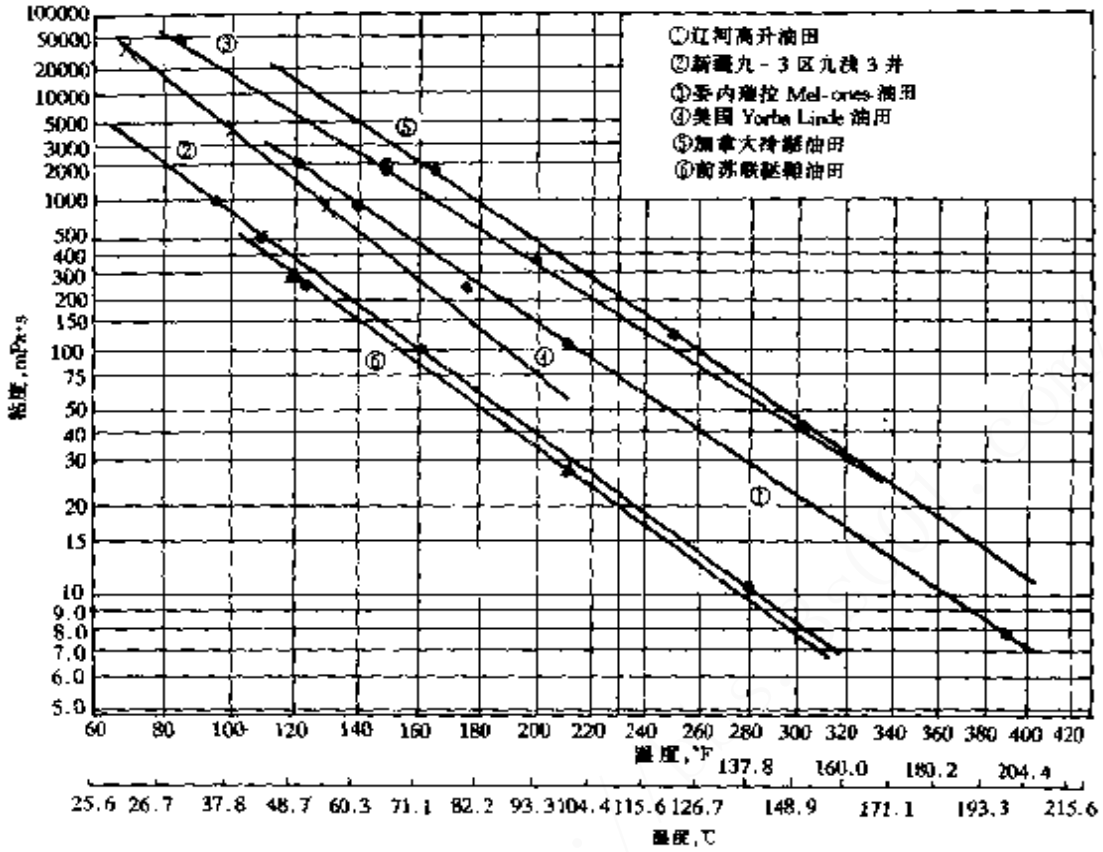


图 2—10　中、美、委、加典型稠油粘度—温度曲线

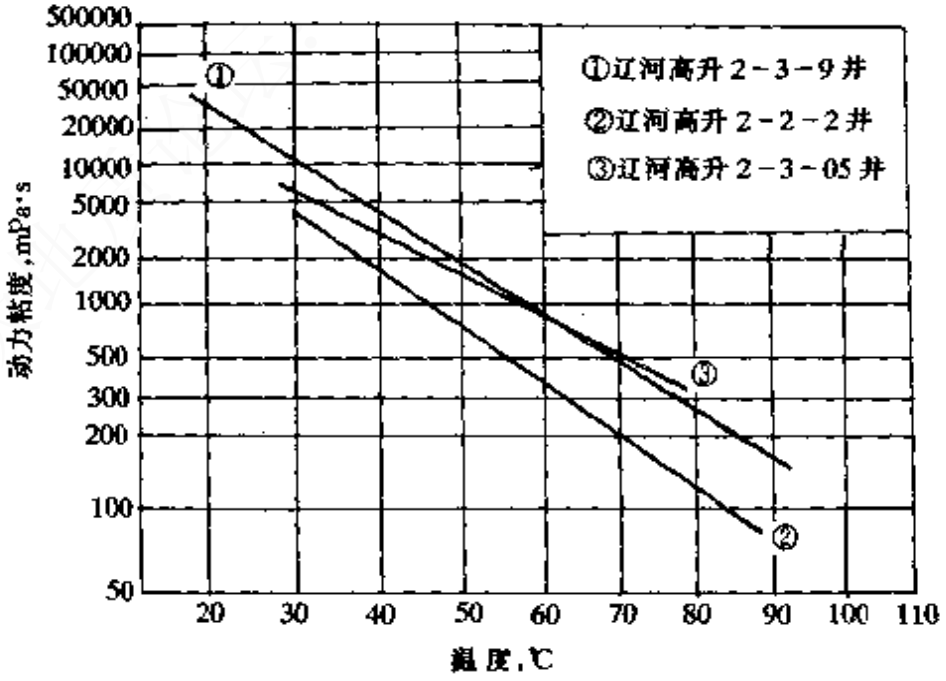


图 2—11　高升油田脱气原油粘温曲线

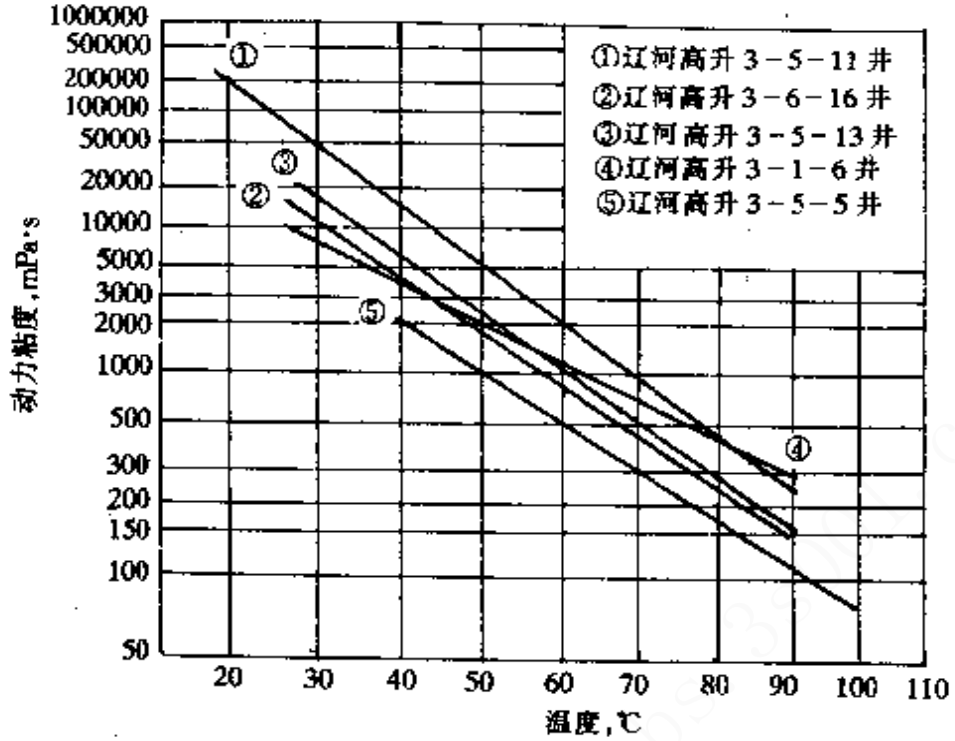


图 2—12　高 3—5—11 等井脱气原油粘温曲线

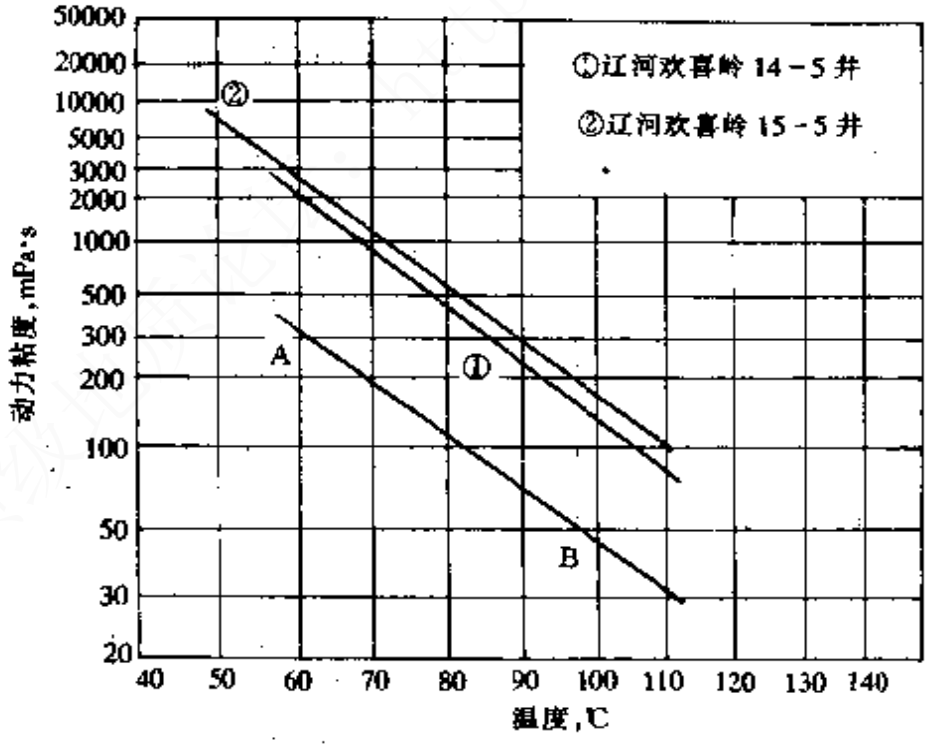


图 2—13　欢喜岭脱气原油粘温曲线

蜡对原油的粘度产生显著影响。枣园这类含蜡量高的稠油是稠油

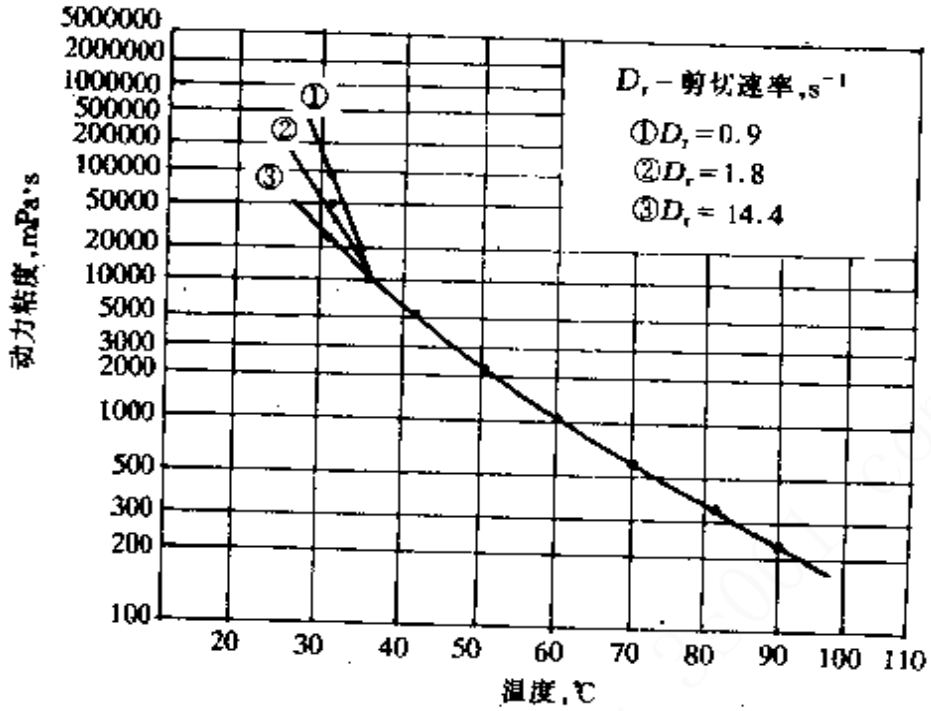


图 2--14　枣北枣 1222 井原油粘度－温度关系曲线

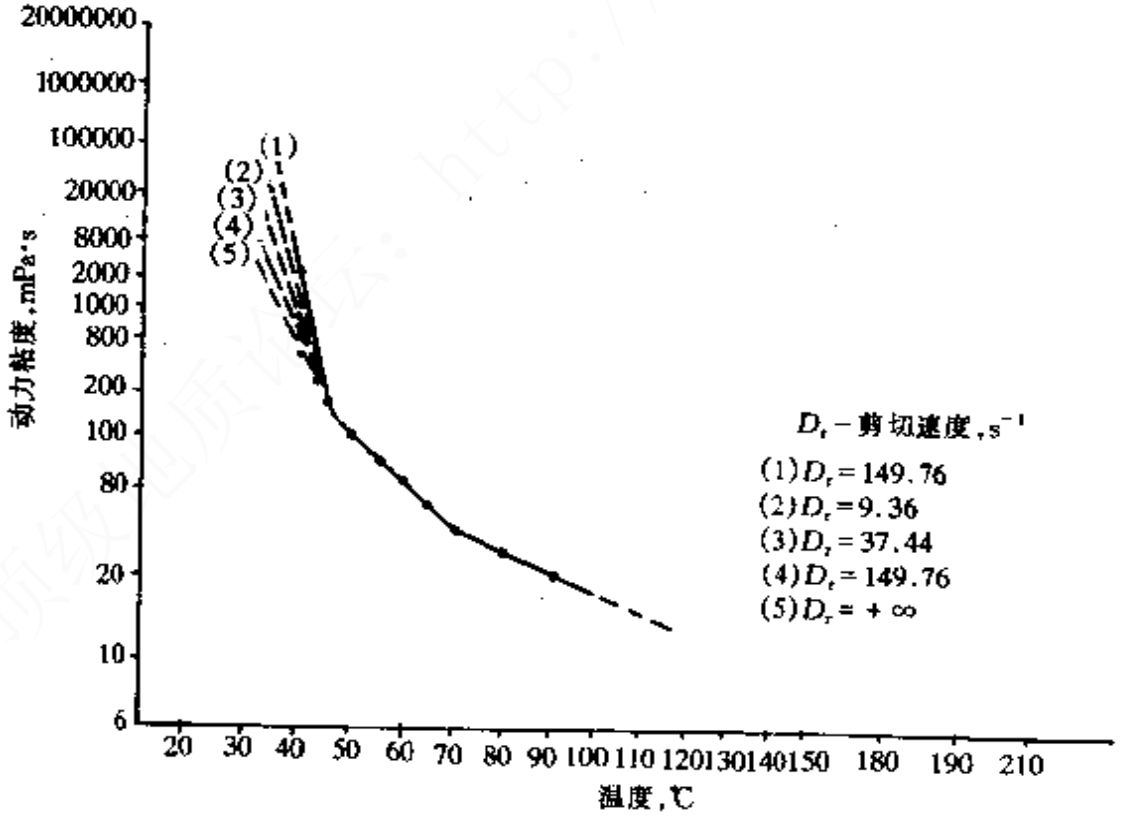


图 2—15　大港枣园油田 1273－1，
1280－1 油井混合原油粘度－温度关系

地信网论坛 BBS.3500L.COM

类型中的特殊种类。我国大多数稠油油田的原油中，含蜡量都较低，一般在8%以下，凝固点均远低于枣园原油。因此粘度－温度曲线不出现折线段。

另外一种较少采用的粘度－温度曲线图是用双对数坐标纸。我国高升油田原油（见表2—11）及加拿大和平河油田原油粘度

表2—13　枣北原油物性分析数据表（枣1222井）

含蜡量，%	含胶质沥青质量，%	凝固点，℃
20.31	17.82	23

表2—14　枣南原油物性分析数据表（枣1273—1、1280—1井）

含蜡量，%	含胶质沥青量，%	凝固点，℃
32.6	10.33	35

表2—15　枣1222井原油物理性质参数表

温度，℃	原油粘度，mPa·s	原油密度，g/cm³
31	—	0.9560
36	9971.4	—
38	—	0.9497
42	5032.6	—
50	2261.8	0.9422
57	—	0.9405
60	1068.6	—
62	—	0.9339
70	613.9	—
72	—	0.9291
80	375.5	0.9247
90	256.3	—
98	—	0.9175

表 2—16　枣 1229 井原油析蜡温度实验数据表（与枣 1222 相邻同层）

井号	地层温度，℃	饱和压力，MPa	析蜡温度，℃	熔蜡温度，℃
1229	70～74	0	55	68

－温度关系见图 2—16。加拿大阿萨巴斯卡油田沥青砂油用不同方法测定的粘度－温度曲线见图 2—17。同一油田不同深度原油的粘度－温度曲线见图 2—18。

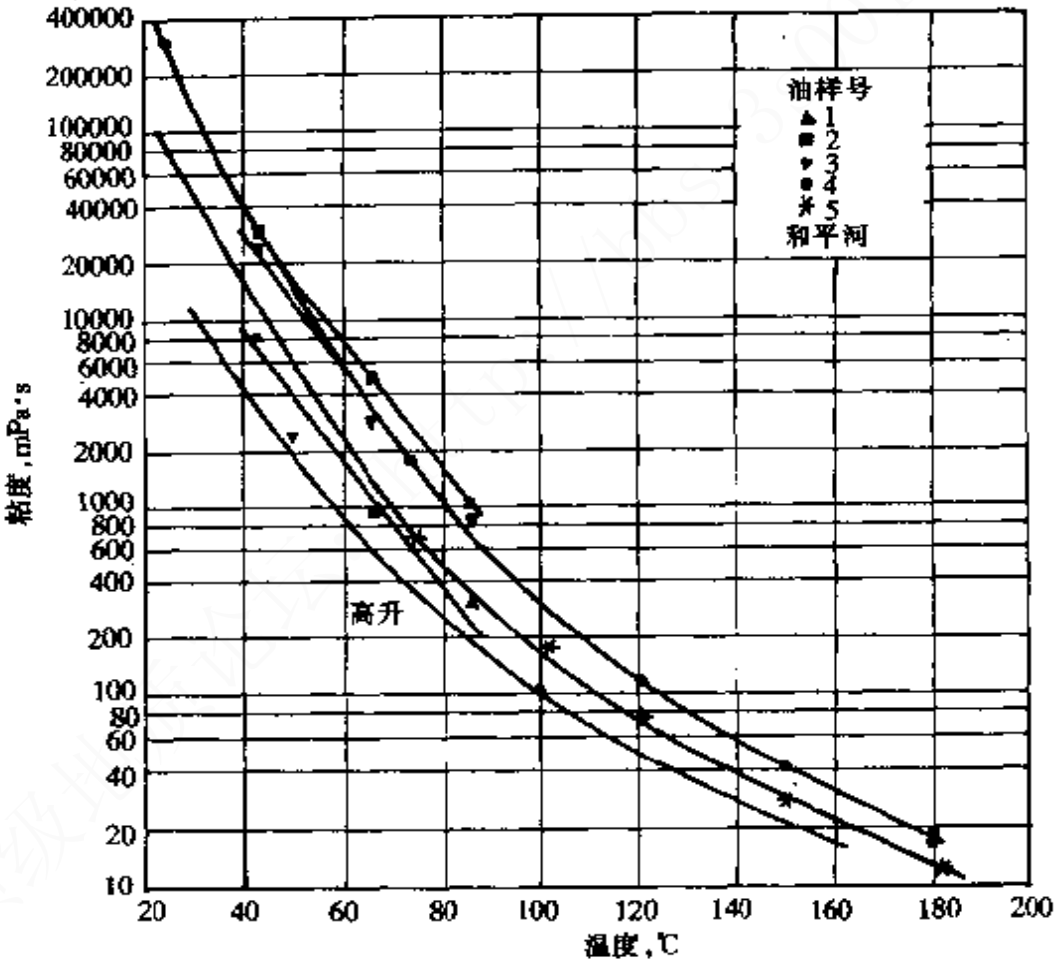


图 2—16　高升油田及加拿大和平河油田
稠油粘度温度变化

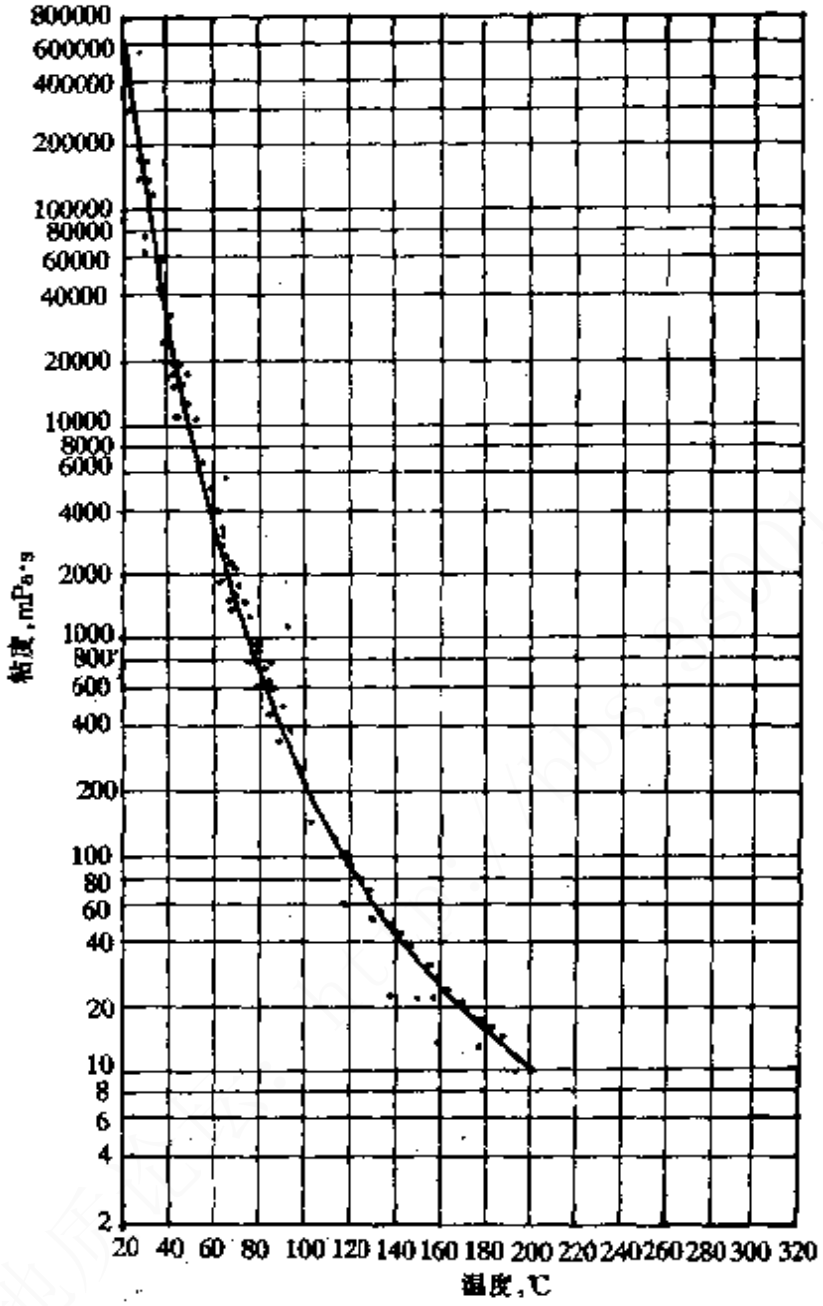


图 2—17　加拿大阿萨巴斯卡油田
原油粘度－温度关系（用不同方法测定）

4. 由已知某个温度下的原油粘度求设定温度下的原油粘度

有两个方法可采用：

（1）作图法

在已有该油区原油的粘度－温度曲线的 ASTM 坐标图上，

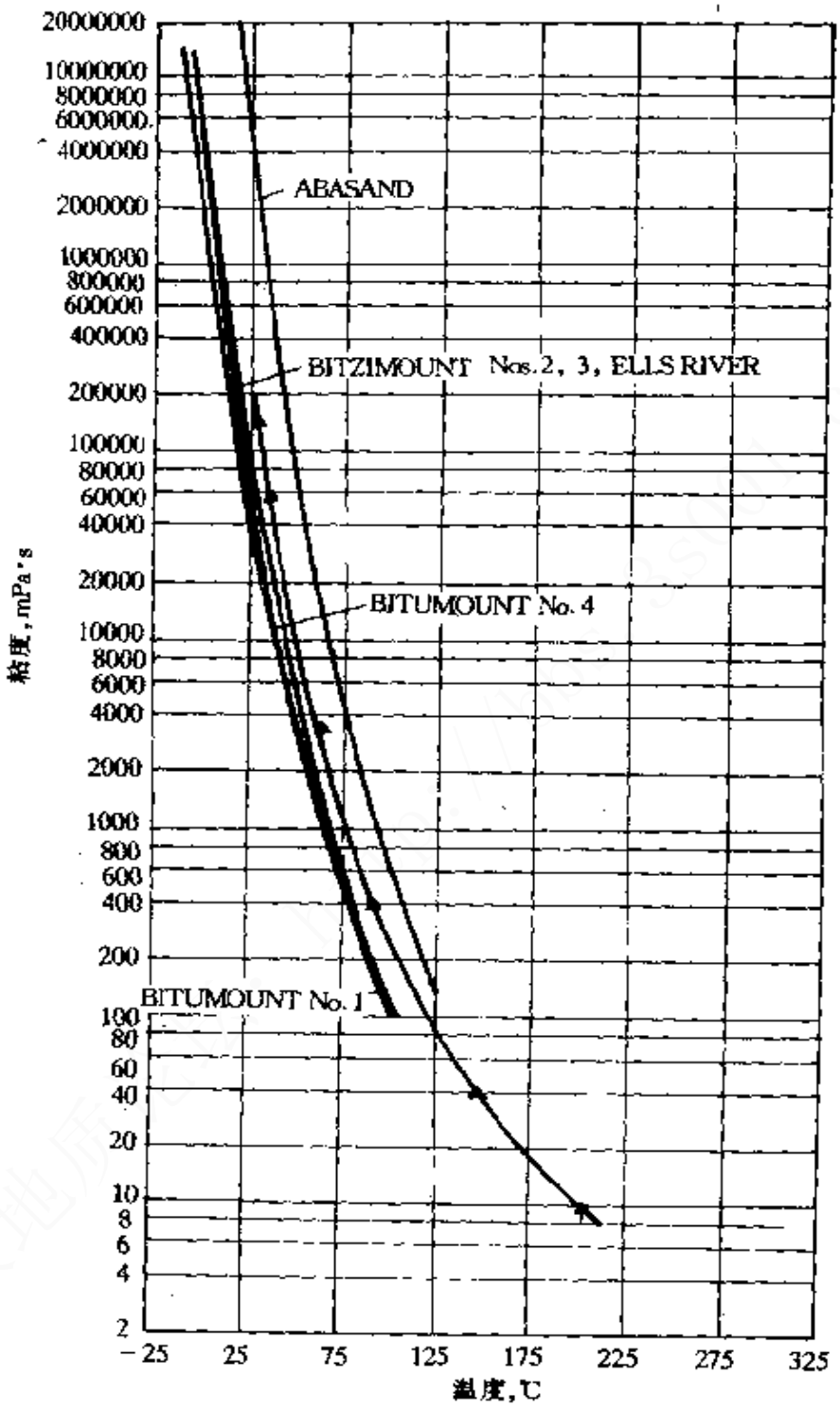


图 2—18　加拿大阿萨巴斯卡油田
不同井深的原油粘度

地信网论坛 BBS.3500L.COM

标出已知温度点的粘度值，然后通过该值点作平行于已知粘度－温度曲线的线，此线即为该原油的粘度－温度曲线。

应用实例　欢喜岭稠油区某井油层层位和欢 14－5 井及欢 15－5 井相同，已知原油粘度在 100℃时是 50mPa·s，估计在油层温度为 60℃时的粘度将是多少。

由图 2—14，标出 100℃时的粘度为 50mPa·s 的点 A。通过 A 作出平行于已知粘度－温度曲线的线，在此线上找出温度为 60℃的点是 B，对应于 B 点的粘度是 310mPa·s。此即所求粘度值。

(2) 经验公式计算法

应用实例　由已测知的几个原油粘度－温度数据，利用公式(2—28)，求出原油粘度—温度关系式。

表 2—17 中是委内瑞拉 4 个油田原油数据及推导结果。

表 2—17　委内瑞拉几个油田原油粘度—温度关系式

油田	温度，°F	粘度 mPa·s	粘度－温度关系式，粘度 mPa·s 温度 $T=459.69+°F$
Jobo 第Ⅱ组	82～85 150 200	234000 11000 450	$\mu=3.325\times10^{-15}\exp(26106/T)$
melones	82～85 150 200	49000 2000 380	$\mu=3.893\times10^{-8}\exp(15183/T)$
morichal 第Ⅰ组	82～85 150	11000 580	$\mu=1.193\times10^{-8}\exp(15013/T)$
paoXI	82～85 150 200	421000 3000 270	$\mu=2.888\times10^{-12}\exp(21233/T)$

新疆利用公式（2—25）修订式，得出九－3 区稠油的粘度－温度关系式为：

$$\mu = 10^{[10^{2.0017}/(1.0T+492)^{2.0172}]} \qquad (2—29)$$

式中，单位 μ 为 mPa·s，温度 T 为℃。

地信网论坛 BBS.3500L.COM

（二）含气原油粘度的计算方法

稠油在油层条件下的溶解气影响粘度降低，含气越多，粘度降低越多，这对热采有改善开发效果的作用，不可忽视。但是粘度越高，溶解气量越小。井底取样实测油层条件下（有溶解气）的粘度非常困难。通常采用 Beggs 及 Robinson 关系式计算。

1975 年，Beggs 及 Robinson 提出由脱气原油粘度计算饱和油粘度的关系式如下：

$$\mu_{od} = 10^{X} - 1.0 \qquad (2—30)$$

式中 $X = (1.8T + 32)^{-1.163}\exp(6.9824 - 0.04658\gamma_{API})$

μ_{od}——脱气原油粘度，mPa·s；

T——油层温度或设定温度，℃；

γ_{API}——脱气油重度，°API。

由脱气原油粘度计算溶解气原油粘度的关系式：

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B} \qquad (2—31)$$

$$A = 10.715(5.615R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(5.615R_s + 150)^{-0.338}$$

式中 μ_{os}——含气原油粘度，mPa·s；

μ_{od}——脱气原油粘度，mPa·s；

R_s——气油比，m^3/m^3。

上述关系式是根据实测 600 个原油样品的 2000 多个数据（主要是美国加州的各种稠油）得来的。所用数据范围：气油比 R_s 为 3.6～368m^3/m^3，γ_{API} 重度为 16～58°API；压力为 0.1～36.7MPa 温度 T 为 21～146℃。

对于我国的稠油，由于多数稠油的沥青含量较低，胶质含量较高，因而相对密度较低，而粘度较高。因此脱气原油的粘度不宜采用计算方法，而应实测。按前所述，根据实测粘度－温度曲

线，求得油层温度下的脱气油粘度后，再用公式（2—31）计算出含气油（或饱和原油）的粘度。气油比 R_s 值则根据地面实测结果。

（三）含水原油粘度的计算方法

通常采用 Hatschek 方程。将原油中的游离水除去后，实测出含有乳化水或分散相水的原油粘度 μ_{ow}，并测出分散相水的体积含量 f_w，然后由下式求出纯脱气原油的粘度 μ_o（mPa·s）：

$$\mu_o = \mu_{ow}(1 - 3\sqrt{f_w}) \qquad (2—32)$$

实际上，这是一个校正乳化原油粘度的方法。此公式适用于稠油，但 f_w 值要小于 0.12。如果想求得某个设定温度下的原油粘度，仍按上述实测两个以上温度点的粘度值，用图表 ASTM 坐标纸的斜直线外推或用方程式进行计算。

新疆石油管理局对乳状原油的粘度变化规律进行了研究。

对于油包水型乳化液的粘度 μ_{ow} 按 Richardson 方程计算，据认为此方程的适应范围大。其式为：

$$\mu_{ow} = \mu_o e^{kf_w} \qquad (2—33a)$$

式中 k 是状态指数。据不同原油而定。

实测出的油包水乳化液粘度－温度数据及 ASTM 曲线见表 2—18 及图 2—19。根据实测值按公式（2—31）得出的九－3 区

表 2—18　93146 井人工配制的油包水乳状液粘温测试值

μ mPa·s / T ℃ / 含水率，%	30	50	70	90	备　注
0	983.5	206.6	72.3	31.0	
15	1719.1	396.7	136.4	53.7	
30	3100	760.4	256.2	115.7	
45	7272.9	1570.3	471.1	194.2	
60	26976	5818.3	1520.7	528.9	非牛顿流体

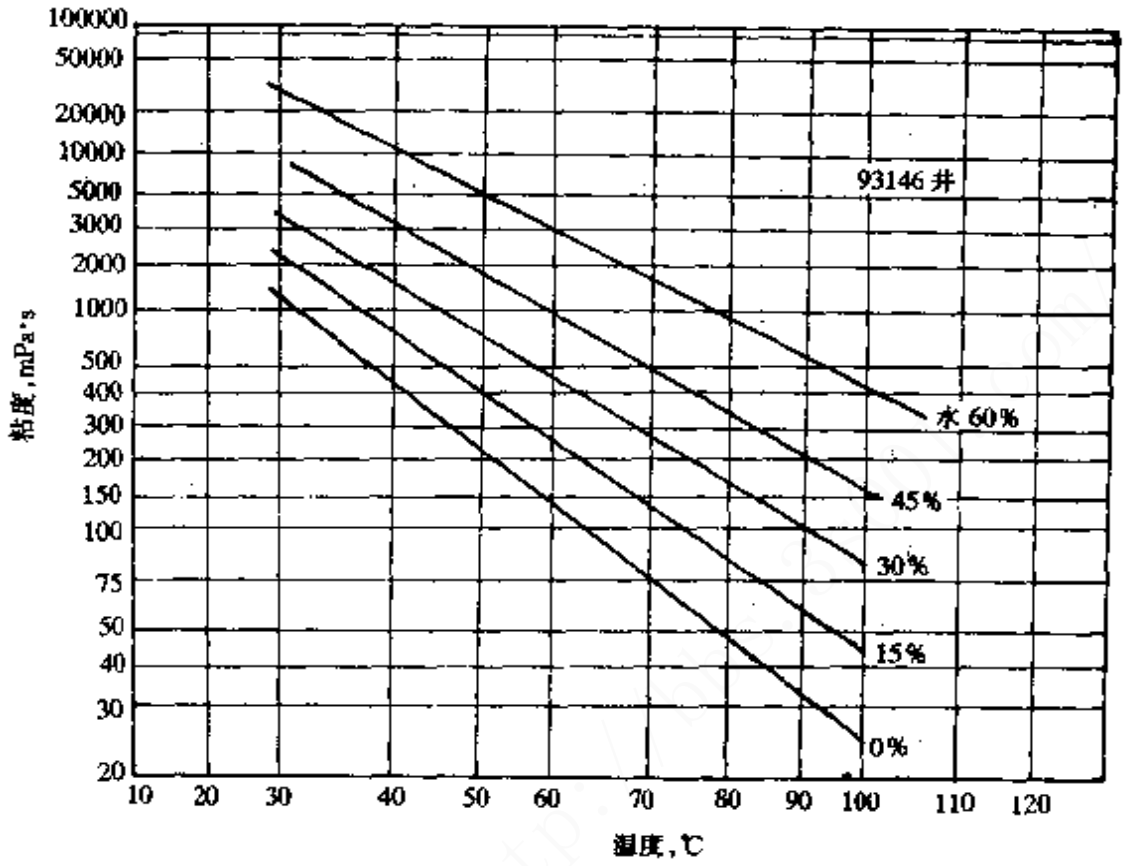


图 2—19　油包水乳状液粘温曲线

油包水乳化液的粘度公式为：

$$\mu_{ow} = \mu_o e^{4.16 f_w} \qquad (2—33b)$$

对此结果得出，计算值与实测值的差值在±15%以内，符合热采工程计算要求。

对于水包油乳化液的粘度，仍用公式（2—33a），但修改如下：

$$\mu_{ow} = \mu_w e^{k f_w} \qquad (2—33c)$$

式中　μ_w——乳状液外相（水）的粘度，mPa·s；

k——状态指数，取 $k=7$（仅对水包油乳状液）；

f_w——含水体积百分数，最大值取 0.74。

（四）压力对原油粘度的影响

国外许多学者对压力升高情况下的稠油粘度－温度的变化规

律进行了许多研究。发现压力对同样温度下的稠油（基本不含气）粘度影响极小，不像温度及含有大量溶解气时的影响那样显著。因此在热采工程计算中可以忽略压力的影响。

图 2—20 是 Briggs 等人采用毛管粘度计及加氮气压力对加拿大阿萨巴斯卡沥青砂油测定的结果（原油相对密度为 0.994）。

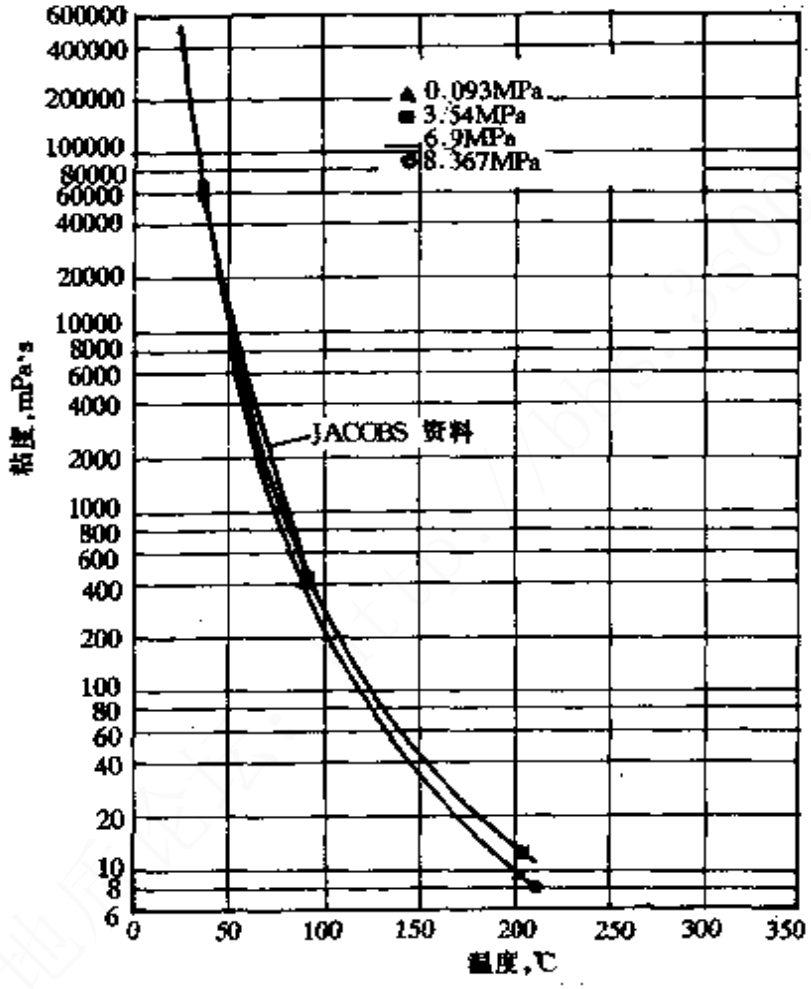


图 2—20　压力与温度对阿萨巴斯卡沥青砂油粘度的影响

克拉玛依九区稠油井下取样利用落球粘度计测试出了含溶解气的不同压力、温度下的粘度变化，见图 2—21 及 22。总公司石油勘探开发研究院热采所利用稠油 PVT 仪器对辽河稠油测试了压力对脱气稠油及溶气稠油粘度的影响，结果见图 2—23。

（五）原油的燃烧热值

稠油、沥青砂油及轻质原油的燃烧热值，经中科院化学所阎

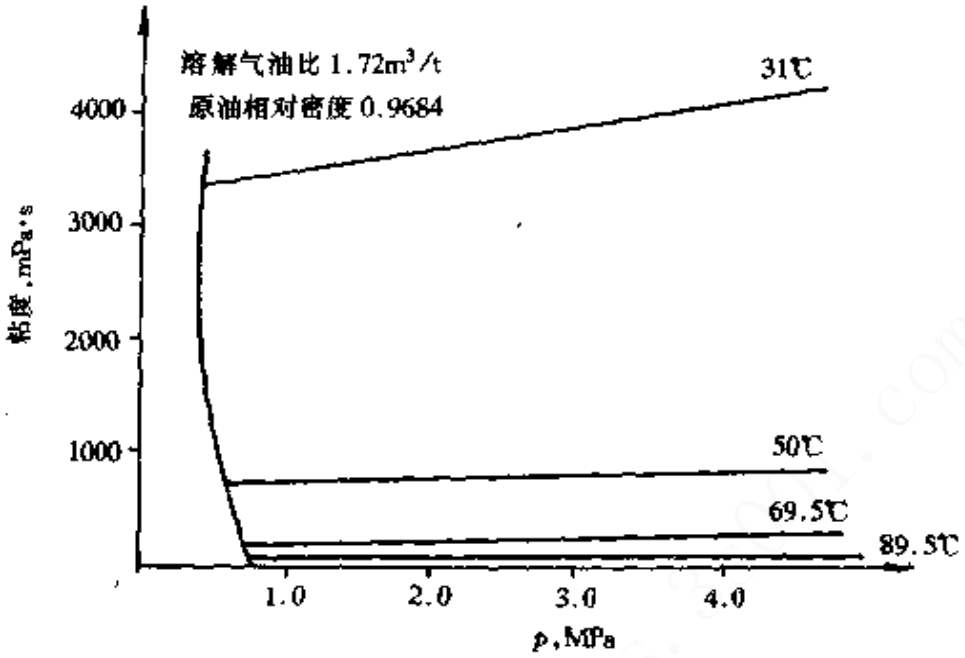


图 2—21　94104 井地层油粘度与压力、温度的关系

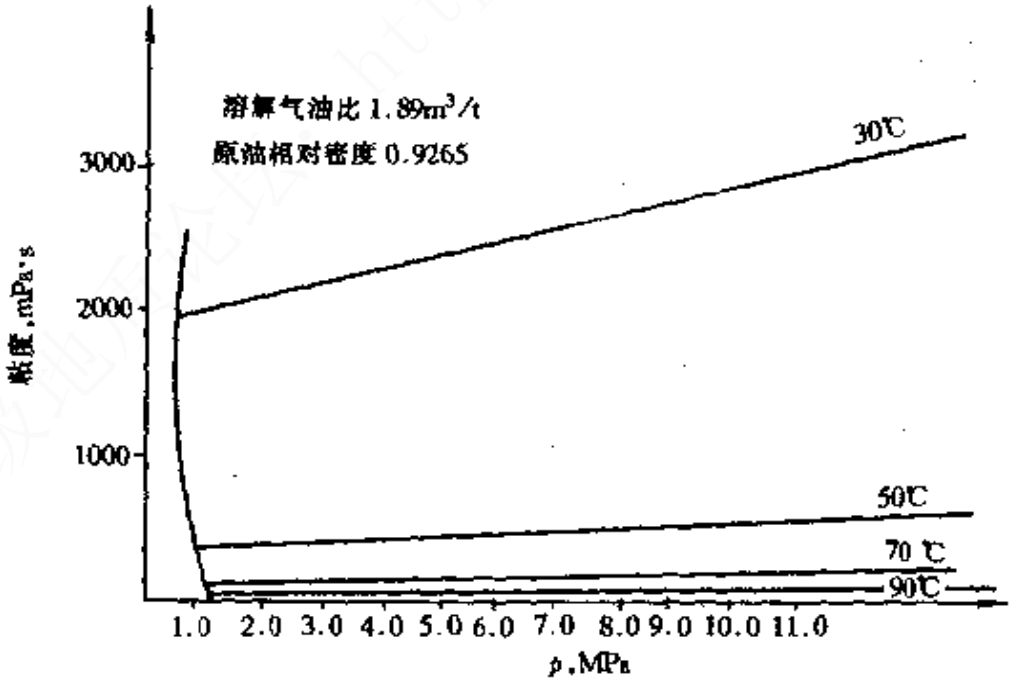


图 2—22　94122 井地层油粘度与压力、温度的关系曲线

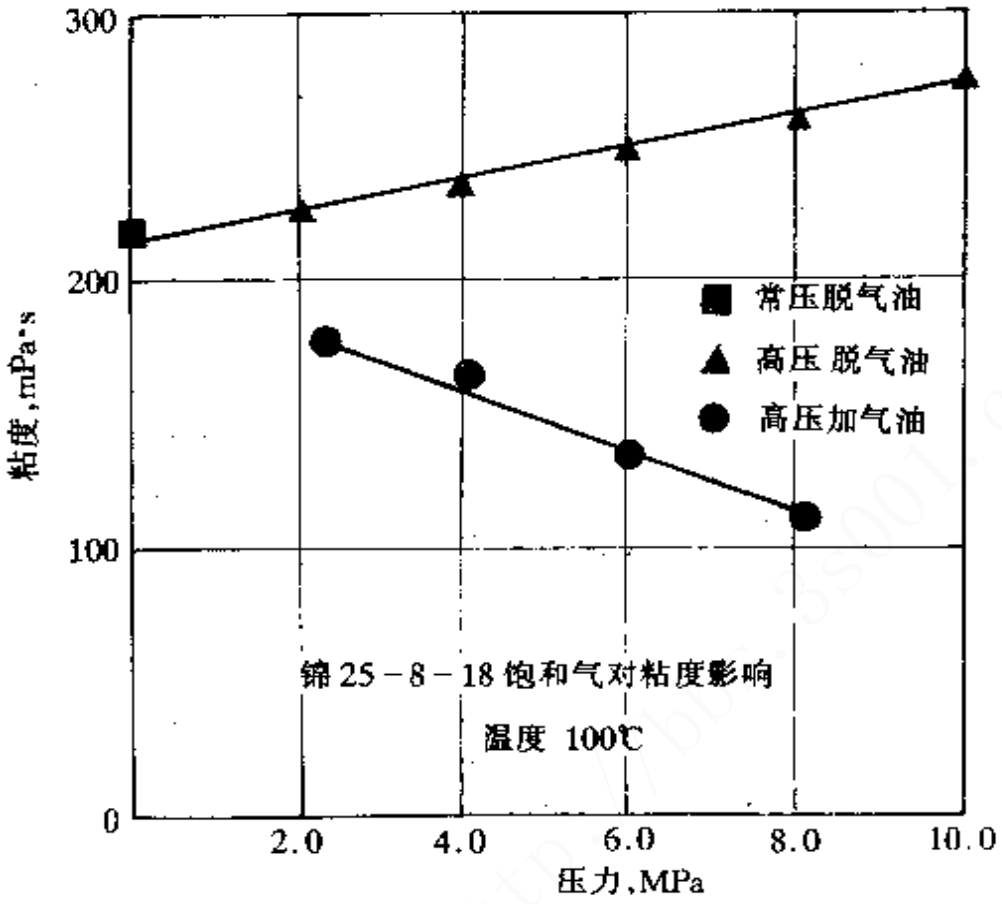


图 2—23　压力对辽河油田脱气稠油及溶气稠油粘度的影响

海科与加拿大 L.G.Hepler 多年研究，得出经验公式如下：

$$-\Delta U^{\circ} = 34.73(C\%) + 116.96(H\%) + 15.05(S\%) - 19.27[(N+O)\%] \qquad (2—34)$$

式中　$-\Delta U^{\circ}$ ——原油的燃烧热值，kJ/g；

C，H，S，N，O——原油中的化学组分，重量%。

这是根据室内在标准条件下（$T=298.15K$）测出大量数据而得的。各种稠油燃烧热值实侧值见表 2－19。计算值与实测值很符合，大多数原油相差仅 1%，最大误差 2%～3%（对轻质挥发性油）。满足热采工程计算的要求。当已知原油的化学组分时，就可计算出燃烧热值。

（六）原油的比热

常用的 Gambill 计算公式如下：

地信网论坛 BBS.3S001.COM

表 2—19　各种稠油、合成油的燃烧热值

油品来源	ΔU° kJ/g	C %	H %	S %	N O 或 N+O, %		灰分 %
新疆稠油#1	43.53	86.37	12.14	0.30	1.19		
新疆稠油#2	44.29	85.62	12.25	0.30	1.81		
新疆稠油#3	44.42	86.89	12.32	0.23	0.51		
辽河稠油#1	43.51	85.66	11.55	0.30	0.89		
辽河稠油#2	43.22	87.72	11.36	0.27	0.76		
加拿大阿萨巴斯卡	41.46	83.44	10.45	4.19	0.48	1.24	0.28
加拿大和平河	40.55	81.20	9.92	5.88	0.36	1.89	0.71
加拿大冷湖	41.60	83.50	10.50	4.16	0.46	0.80	0.94
马达加斯加	42.73	86.29	11.33	0.61	0.73	1.66	0.08
尼日利亚	42.22	85.98	10.72	0.84	0.69	1.73	0.04
美，犹他沥青山	42.68	85.75	11.43	0.49	0.88	1.82	0.05
加拿大合成汽油（1）	44.50	87.46	11.91	0.28	0.35		
加拿大合成汽油（2）	44.52	87.51	11.78	0.35	0.35		
加拿大合成原油（1）	45.81	87.36	12.05	0.42	0.17		
加拿大合成原油（2）	45.54	86.90	12.56	0.36	0.18		
加拿大合成焦碳（1）	29.70	78.72	1.76	6.55	3.68		8.53
加拿大合成焦碳（2）	29.43	78.21	1.69	6.36	4.32		9.18

$$C_o = (1.6848 + 0.00391T)/\sqrt{\gamma_o} \qquad (2—35)$$

式中 C_o——原油的比热，kJ/（kg·K）；

T——温度，℃；

γ_o——原油的相对密度。

更精确的计算公式如下：

$$C_o = a + bT + cT^2 \qquad (2—36)$$

式中 C_o——原油的比热，J/（g·K）；

T——绝对温度，K，K=273+℃；

a, b, c——常数，因不同原油而定，见表2—20。

公式2—36亦可适用于超过表中 T 值。

表2—20 各种稠油计算比热 C_o 的 a，b，c 常数

稠油来源	a	b	c	温度 T，K
巴萨巴斯卡（加拿大）	1.763	1.542×10^{-3}	-4.884×10^{4}	300～600
冷湖，Esso.R（加）	2.055	1.108×10^{-3}	-6.021×10^{4}	300～600
冷湖，BP（加）	1.655	2.068×10^{-3}	-5.301×10^{4}	320～600
Eyehill－Lloydminster	1.383	2.218×10^{-3}	-2.704×10^{4}	300～600
Primrose	1.181	2.635×10^{-3}	-1.929×10^{4}	320～600
和平河，早期（加）	1.634	1.581×10^{-3}	-3.973×10^{4}	300～600

地信网论坛 BBS.3S001.COM

续表

稠油来源	a	b	c	温度 T，K
和平河，最近（加）	1.980	1.196×10^{-3}	-5.725×10^{4}	300～600
Grosmont	1.379	2.286×10^{-3}	-3.436×10^{4}	320～600
沥青山，犹他（美）	1.596	2.175×10^{-3}	-4.539×10^{4}	300～600
malagasy	1.659	1.848×10^{-3}	-4.619×10^{4}	300～600
Nigeria	1.817	1.535×10^{-3}	-5.441×10^{4}	300～600
Zaire	1.961	1.161×10^{-3}	-5.969×10^{4}	300～600
委内瑞拉	1.623	1.887×10^{-3}	-3.951×10^{4}	300～600

（七）原油的导热系数

通常采用以下计算公式

$$\lambda_o = 0.0984 + 0.109(1 - T/T_b) \qquad (2—37)$$

式中 λ_o——导热系数，W/（m·K）；

T——绝对温度，K；

T_b——原油的沸点，K。

另一式是 Cragoc 公式

$$\lambda_o = 0.0391(1 - 0.00054t)/\gamma \qquad (2—38)$$

式中 λ_o——原油，石油烃类混合物的导热系数，W/（m·K）；

地信网论坛 BBS.3500L.COM

t——温度，℃；

γ——石油相对密度。

三、油藏地层的热特性

在注蒸汽采油工程中，需要解决井筒及油层传热的有关问题。诸如计算井筒热损失，井底干度及套管温度等，需要知道井筒周围沿深度变化的地层导热系数。计算油层中热损失，温度场分布、加热带的扩展及加热效率等，需要知道油层中岩石及顶底层的导热系数，热容量，导温系数等热参数。现将通常采用的地层岩石热特性参数实测数据及经验公式归纳如下，并举例说明热参数应用中的取值精度的影响大小。

（一）地层岩石的导热系数

干燥岩石的导热系数是其密度、孔隙度、颗粒大小及形状、胶结性及矿物成分的函数。

随着液体饱和度增加，导热系数也逐渐增加。这种增加的量取决于饱和液体的导热系数及岩石的性质，包括岩石的孔隙度及干燥状态的导热系数。

1．固结砂岩的导热系数

J.Anand 及 W.H.Somerton 等人曾进行过大量的试验研究，提出了根据已知的岩石密度、孔隙度、渗透率及油层电阻率等参数预测固结砂岩导热系数的方法。还根据测知的干燥砂岩的导热系数、饱和液体及砂岩性质，推导出了饱和液体砂岩的导热系数关系式。多数岩石的导热系数随着温度的增加而下降，并得出了估算温度影响的方法。对压力对导热系数的影响也进行了研究，发现影响甚小。

测出的固结砂岩的导热系数见图 2—24 及 2—25。这此测试的最大误差是±5%。总的趋势是随着温度升高，导热系数下降而且饱和液体的岩心较干燥岩心下降的较多。图 2—26 表明 Berea，Boise 及 2 号砂岩三种压缩系数不同的砂岩的轴向压力与

导热系数的关系。试验结果表明，有效压力每增加 7.03MPa，导热系数仅增加 1%～2%。

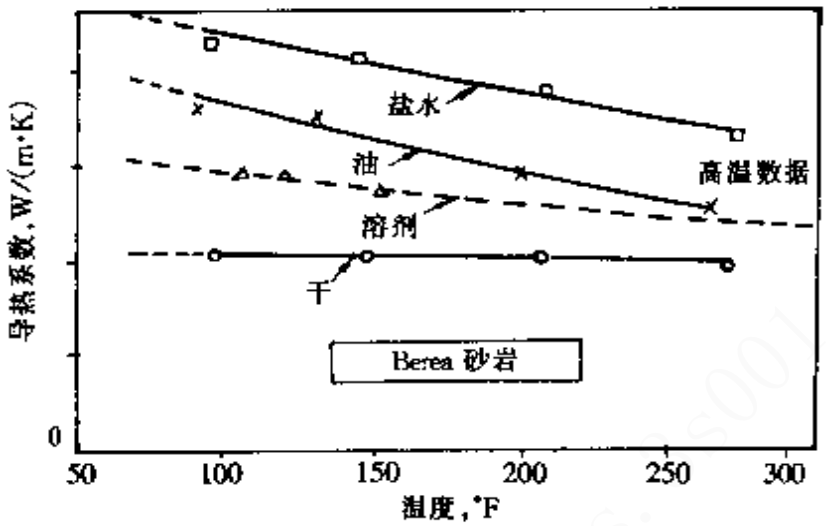


图 2—24　贝瑞砂岩的导热系数－温度和流体饱和剂的影响

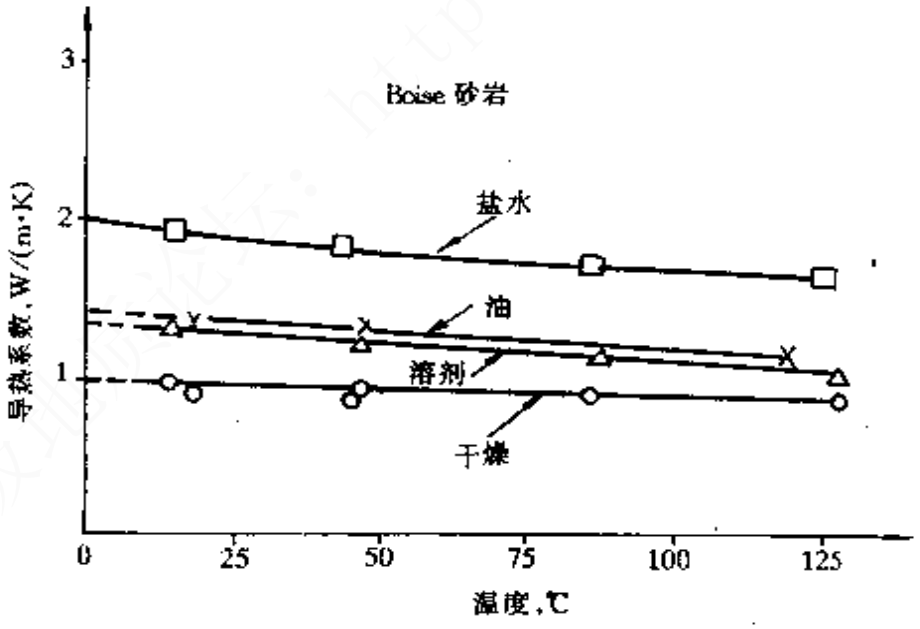


图 2—25　Boise 砂岩温度及饱和液体对导热系数的影响

此外，Somerton　W·H 等人用 8 种固结砂岩、石灰岩，页岩等干燥岩石样品测定了导热系数，研究了温度对导热系数的影响。温度对导热系数的影响见图 2—27。

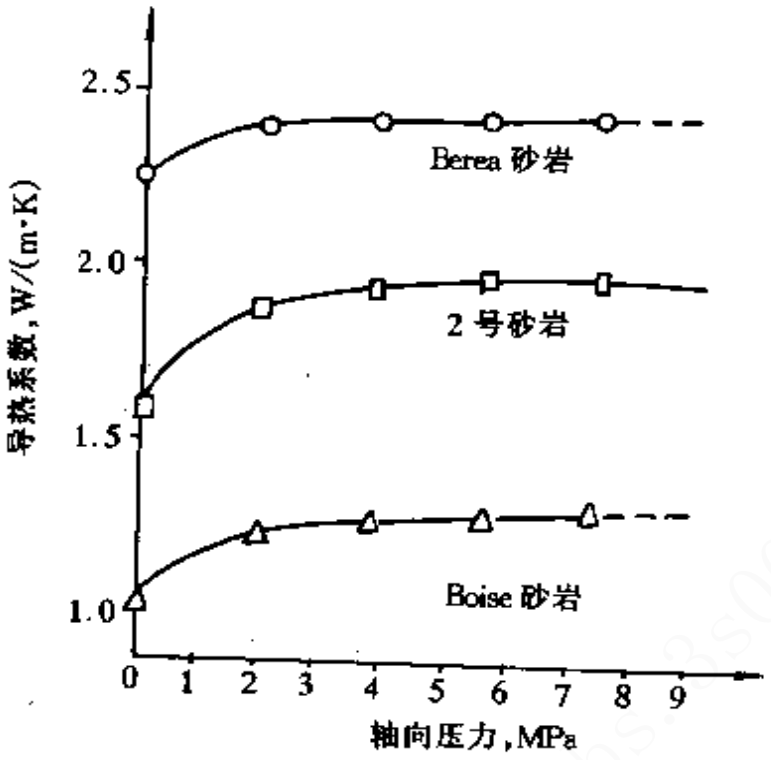


图 2—26　轴向压力对导热系数的影响

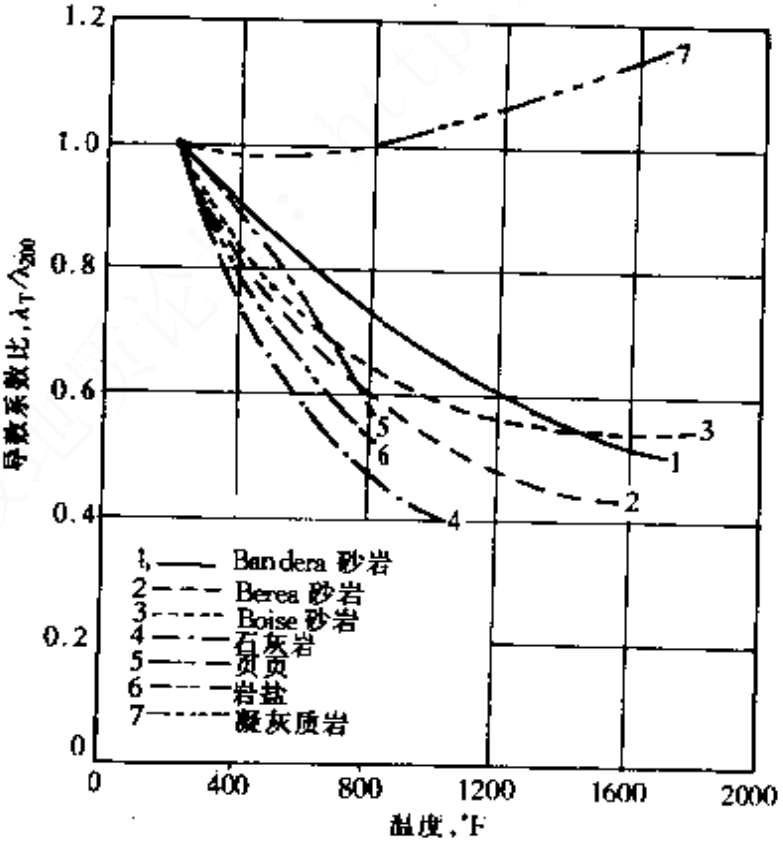


图 2—27　高温试样与 200°F（93℃）试样导热系数比值

2. 干燥固结砂岩的导热系数计算方法

Anand 根据上述试验结果，回归分析出：

$$\lambda_d = 0.588\rho_d - 5.538\phi + 0.917K^{0.10} + 0.0225F - 0.054 \tag{2—39}$$

式中 λ_d——干燥砂岩的导热系数，W/（m·K）；

ρ_d——干燥砂岩的密度，g/cm^3；

ϕ——砂岩的孔隙度，小数；

K——砂岩的渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

F——油层电阻率，Ω·m。

上式计算值与实测的 38 个值（导热系数在 0.69～3.81W/（m·K）范围内）对比，74%的数据点偏差在 10%以内，87%的点偏差在 15%以内。

由式（2—39）看出，孔隙度是最重要的容量，其次是密度及渗透率。密度越大导热系数越大，孔隙度越大导热系数越小。渗透率是反映砂岩颗粒大小的。随着砂岩颗粒增大，渗透率与导热系数都增大。地层电阻率显然与密度及孔隙度相关。

3. 饱和液体的固结砂岩的导热系数计算方法

固结砂岩的导热系数随着总密度及液体饱和度的增加而增大，随着温度升高而降低。

Anand 根据实测资料采用非线性多次回归分析方法得到砂岩在 20℃下完全饱和一种液体的导热系数公式如下，该式符合率最好。

$$\frac{\lambda_s}{\lambda_d} = 1.00 + 0.30\left[\frac{\lambda_l}{\lambda_a} - 1.00\right]^{0.33} + 4.57\left[\frac{\phi}{1-\phi}\cdot\frac{\lambda_l}{\lambda_d}\right]^{0.48m}\cdot\left[\frac{\rho_s}{\rho_d}\right]^{-4.30} \tag{2—40}$$

式中　λ_s，λ_d，λ_l 及 λ_a——分别为饱和液体砂岩，干燥砂岩，饱和液体及空气的导热系数；

ϕ——孔隙度；

ρ_s，ρ_d——分别为饱和液体砂岩及干燥砂岩的密度；

m——岩石胶结系数即 Archie 系数，

Archie 的公式为

$$F = \phi^{-m}$$

式中，F 为地层电阻率（Ω·m）；孔隙岩石胶结系数 m，对于未固结砂岩为 1.3，孔隙度为 0.20 的砂岩为 1.6～1.7，固结砂岩为 1.8～1.9，固结好的砂岩和石灰岩等为 2～2.2。上述数值是由试验求得。

上式与实测值的符合率很好。共有 52 个实测数据，λ_s/λ_d 比值均在 1.20～2.30 范围内。有 56% 的数值差值在 10% 以内，有 85% 的数值差值在 15% 以内。

在有两种液体饱和或有液体及气体饱和的情况下，润湿相的导热系数对岩—液系统的导热系数具有决定性的影响。因此，对于亲水砂岩，饱和液体的导热系数可以取水的导热系数。对于天然气饱和砂岩（气层）的导热系数，采用干燥砂岩（饱和空气）的导热系数。

考虑温度影响的导热系数，Anand 提出下式❶：

$$\lambda_T = \lambda_{68°F} - 0.71 \times 10^{-3}(T - 528)(\lambda_{68°F} - 0.80) \times \left[\lambda_{68°F}(T \times 10^{-3})^{-0.55\lambda 68°F} + 0.74\right] \qquad (2—41)$$

❶ 式（2—41）为英制单位的经验公式及图 2—28 难以换算为法定计量单位。其单位换算关系如下：1Btu/（ft·h·℉）= 1.73W/（m·K），℉ = $\frac{9}{5}$℃ + 32。

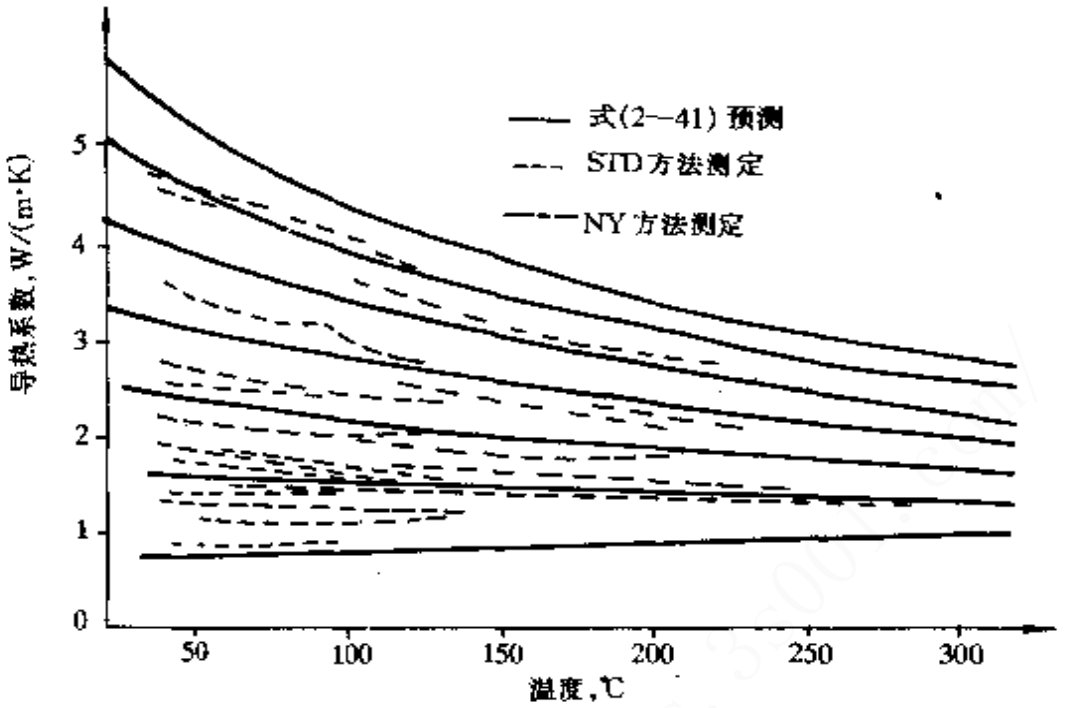


图 2—28　温度对砂岩导热系数的影响

式中　λ_T——温度为 T 时的砂岩导热系数，Btu/（ft·h·℉）；

$\lambda_{68°F}$——温度为 68℉（20℃）时的砂岩导热系数，Btu/（ft·h·℉）；

，T——绝对温度，°R = ℉ + 460。

该式计算值与实测值的对比见图 2—30，符合较好。

公式（2—41）既适用于干燥砂岩，也适用于饱和液体的砂岩。

另外一个国际上推荐采用的计算固结砂岩导热系数的方程是 Tikhomirov 公式，即：

$$\lambda_s = \frac{11.007e^{0.6[2.65(1-\phi)+S_l]}}{(T+273.15)^{0.55}} \qquad (2—42a)$$

式中　λ_s——饱和液体砂岩的导热系数，W/（m·K）；

T——温度，℃；

ϕ——孔隙度，小数；

S_L——砂岩的液体饱和度小数。

上式还可改写为：

$$\lambda_s = \frac{11.007e^{0.6[\rho+S_L]}}{(T+273.15)^{0.55}} \qquad (2—42b)$$

式中 ρ——干燥岩石的密度，g/cm^3；

其余同（2—42a）。

利用 Tikhomirov 公式计算，对不同孔隙度砂岩导热率的预测见图 2—29 和 2—30。

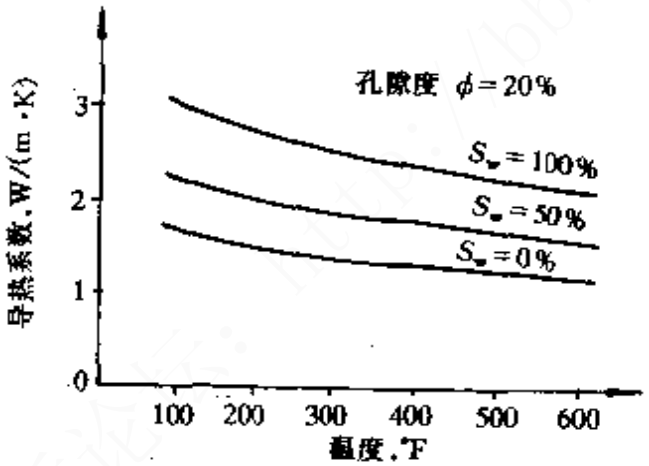


图 2—29 利用 Tikhomirov 公式对 $\phi=20\%$ 下导热率的预测

4．疏松砂岩的导热系数

疏松砂岩的导热系数测定较困难。国外大量研究表明，尤其是 Somerton 等人进行实测美国典型稠油油藏疏松砂岩导热系数的结果，饱和流体的未固结砂的导热系数主要取决于液体饱和度及润湿相液体的导热系数。饱和空气或天然气的砂层的导热系数低，这是因为通过颗粒间接触面的热流量很小。如果存在液体润

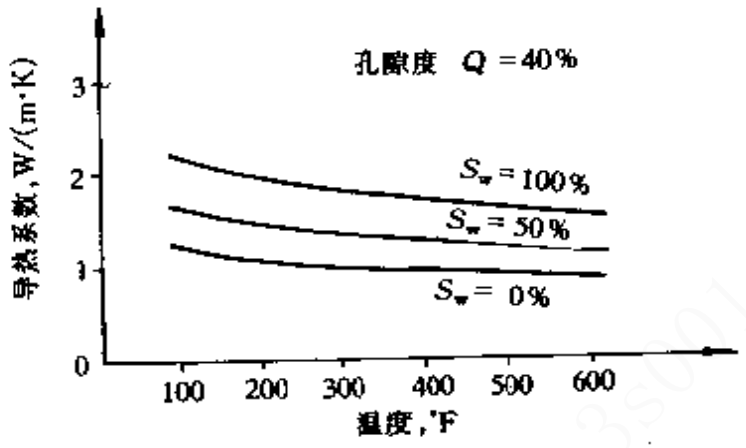


图 2—30　利用 Tikhomirov 公式对 $\phi=40\%$ 下导热率的预测

湿相，由于有效颗粒接触面积增大因而增加了通过的热流量，导热系数极大地增加。试验表明，饱和盐水的未固结砂的导热系数是同样的饱和空气的砂的 6～8 倍。

对疏松砂的导热系数有重大影响的其他因素是孔隙度及固相的导热系数。砂子颗粒大小，形状及粒度分布有一定影响，但都比较小。渗透率及电阻率也与导热系数有关，但只有有关的性质如孔隙大小、形状及弯曲度本身与导热系数有关。

Somerton 等人采用稳态法实测出未固结砂岩—液体系统的导热系数，并测出所有砂样的孔隙度、密度、空气渗透率、地层电阻率以及油层砂的矿物含量、粒度中值等等，最后进行回归分析，得出了具有实用价值的疏松砂岩导热系数的计算公式。

试验中所用的疏松砂岩的物理性质及测定结果见表 2—21，22 及 23，实测的石英砂及疏松油层砂岩的导热系数与盐水饱和度的关系见图 2—31～2—32。

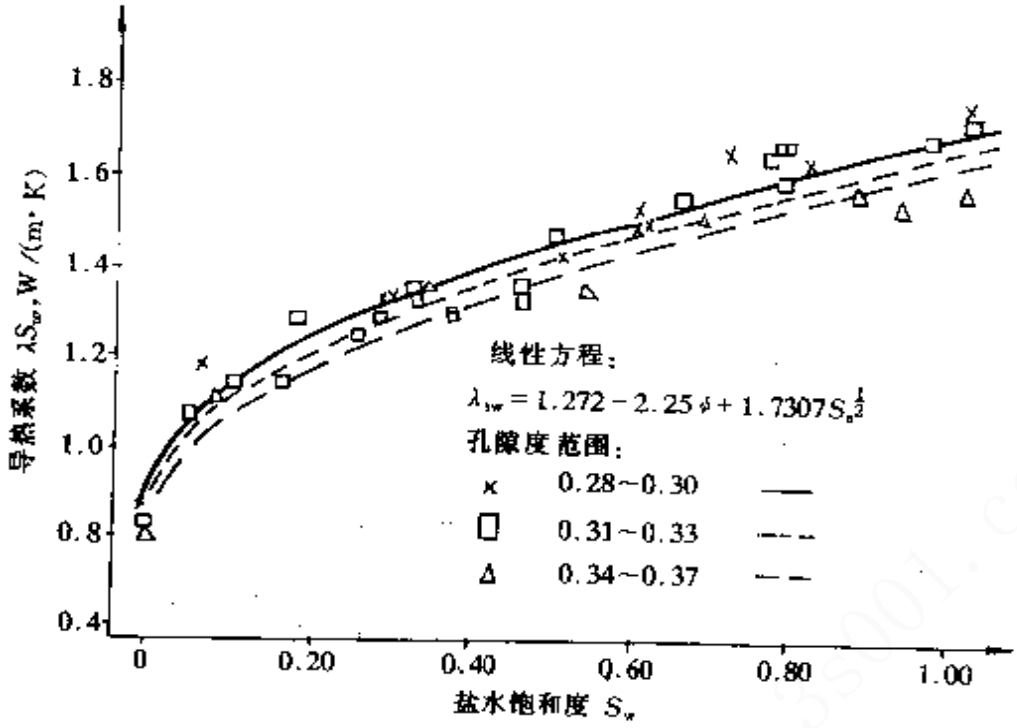


图 2—31　美国 Kern River 油田油层导热系数

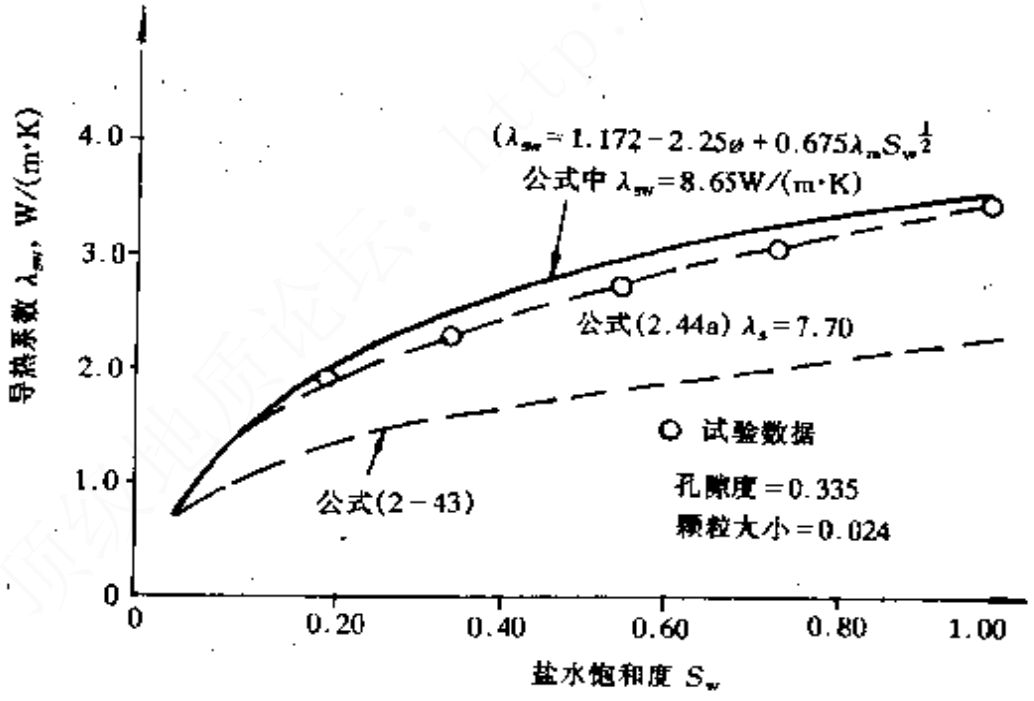


图 2—32　石英砂饱和部分盐水的导热系数

地信网论坛 BBS.3S001.COM

表 2—21　未固结石英砂的物理性质

试验样品		渗透率 μm^2	地层电阻率 Ω·m	孔隙度小数	石英砂导热系数 W/（m·K）		颗粒大小	
砂型	样数				饱和空气	饱和盐水	中值，mm	D_{60}/D_{10}
Ottawa	1	未测	–	0.35	0.495	–	0.607	1.00
Ottawa	1	–	–	0.40	0.408	–	0.607	1.00
Ottawa	1	3.31	4.43	0.37	0.415	3.25	0.607	1.00
Ottawa	2	3.06	3.73	0.37	0.379	3.01	0.208	1.00
Ottawa	2	5.47	4.26	0.40	0.395	3.01	0.462	1.00
Ottawa	3	–	–	0.37	0.419	–	0.368	1.00
Ottawa	3	–	–	0.38	0.355	–	0.368	1.00
Ottawa	3	6.83	4.95	0.41	0.402	3.36	0.368	1.00
Ottawa	4	7.33	3.87	0.40	0.374	2.99	0.246	1.00
Ottawa	5	–	–	0.40	0.348	–	0.152	1.00
Ottawa	5	5.51	3.62	0.46	–	2.79	0.152	1.00
Ottawa	5	3.90	3.82	0.41	0.355	2.87	0.152	1.00
Ottawa	5	3.86	4.75	0.39	0.377	2.91	0.152	1.00
Ottawa	5	–	3.85	0.41	0.332	0.73*	0.152	1.00
Ottawa	6	2.05	–	0.44	0.320	–	0.074	1.00
Del monte	4	6.40	3.00	0.44	0.254	1.85	0.246	1.00
Del monte	4	7.00	3.00	0.44	0.289	1.869	0.246	1.00
Del monte	6	–	–	0.42	0.322	–	0.069	1.00
Del monte	6	1.05	4.74	0.50	0.263	1.57	0.074	1.00
Del monte	6	0.77	3.66	0.42	0.277	1.59	0.074	1.00
Del monte	6	1.09	4.06	0.45	0.282	1.59	0.074	
Mix	1	8.71	5.47	0.39	0.355	2.82	0.424	0.677
Mix	2	4.32	4.80	0.37	0.481	2.91	0.178	0.292
Mix	3	2.89	4.65	0.34	0.481	3.05	0.191	0.244
Mix	4	1.98	–	0.31	0.490	–	0.196	0.136
Mix	4	0.86	–	0.32	0.469	0.88*	0.196	0.136
Mix	4	–	–	0.32	0.415	2.86	0.196	0.136
Mix	5	2.29	4.96	0.33	0.524	3.10	0.198	0.097
Mix	6	4.92	4.26	0.32	0.575	–	0.445	0.136
Mix	6	2.06	5.98	0.30	0.528	3.76	0.445	0.136

续表

试验样品		渗透率 μm^2	地层电阻率 Ω·m	孔隙度小数	石英砂导热系数 W/（m·K）		颗粒大小	
砂型	样数				饱和空气	饱和盐水	中值，mm	D_{90}/D_{10}
Mix	7	2.29	4.71	0.32	0.481	–	0.099	0.136
Mix	7	0.11	5.45	0.32	0.440	3.18	0.099	0.136

注：①指饱和溶剂汽油，D_{90}指90%重量的颗粒直径，D_{10}指10%重量的颗粒直径。

②Mix为Ottawa砂及Del monte砂的混合物。三种砂主要成分是石英。

表2—22　未胶结抽提后油层砂的物理性质

砂样号	油　田	深度 m	渗透率 μm^2	孔隙度	油层砂导热系数 W/（m·K）		颗粒大小	
					饱和空气	饱和溶剂	中值 mm	D_{90}/D_{10}
1	Kern River	175	1.06	0.31	0.466	–	0.587	0.063
2	Kern River	182	–	0.42	0.381	0.687	0.724	0.097
2	Kern River	182	2.94	0.37	0.381	0.742	0.724	0.185
4	Midway – Sunset	289	2.55	0.45	0.358	0.516	0.201	0.076
6	Midway – Sunset	291	0.59	0.42	0.376	0.602	0.178	0.076
3	Huntington Beach	750	2.05	0.38	0.341	0.599	0.208	0.161
3	Huntington Beach	750	2.26	0.40	0.348	0.595	0.208	0.161
3	Huntington Beach	750	2.33	0.41	0.358	0.628	0.208	0.161
3	Huntington Beach	750	1.86	0.43	0.338	0.587	0.183	0.161
5	Bradley Ganyon	804	0.21	0.36	0.358	0.758	0.183	0.100
7	Bradley Ganyon	844	0.79	0.41	0.384	0.665	0.163	0.192
8	Bradley Ganyon	848	0.49	0.41	0.337	0.599	0.145	0.103
9	Bradley Ganyon	852	0.34	0.38	0.348	0.649	0.132	0.103

地信网论坛 BBS.3S001.COM

表 2—23　原始的 Kern River 油层砂的物理性质

油层深度，m	孔隙度	总密度 kg/m³	粒度中值，mm	饱和度		导热系数
				水	油	W/（m·K）
114～116	0.30	2211	0.838	0.51	0.23	1.783
	0.29	2114		0.61	0.31	1.938
	0.30	2114		0.60	0.27	1.938
	0.32	1970		0.37	0.26	1.575
	0.33	1954		0.18	0.22	1.471
	0.31	2002		0.28	0.44	1.471
	0.31	2066		0.50	0.32	1.869
	0.30	2002		0.60	0.00	1.990
	0.29	2114		0.81	0.00	2.215
	0.30	1938		0.07	0.29	1.246
	0.28	2146		0.60	0.26	1.990
	0.31	1890		0.10	0.20	1.160
	0.28	1858		0.00	0.00	0.623
	0.28	2162		1.00	0.00	2.458
138～168	0.33	2066	0.417	0.34	0.64	1.592
	0.33	2066		0.29	0.67	1.437
	0.33	2066		0.37	0.62	1.558
	0.35	2098		0.34	0.55	1.610
	0.33	2082		0.33	0.61	1.558
	0.33	2002		0.32	0.56	1.610
	0.30	2066		0.29	0.46	1.575
	0.30	2034		0.28	0.34	1.558
	0.35	1938		0.08	0.53	1.090
	0.31	2050		0.25	0.52	1.385
	0.31	2066		0.77	0.00	3.133
	0.31	2050		0.76	0.00	2.233
	0.33	2034		0.78	0.00	2.111

续表

油层深度，m	孔隙度	总密度 kg/m³	粒度中值，mm	饱和度		导热系数
				水	油	W/（m·K）
187～188	0.31	2082	0.295	0.95	0.00	2.319
	0.32	1794		0.00	0.00	0.519
	0.31	2114		1.00	0.00	2.388
	0.31	2082		0.46	0.44	1.627
	0.32	2066		0.46	0.41	1.575
	0.35	2002		0.37	0.43	1.488
	0.36	2034		0.54	0.40	1.610
	0.32	2018		0.38	0.46	1.558
	0.34	2034		0.87	0.00	2.060
	0.33	1874		0.07	0.32	0.969
	0.32	1938		0.13	0.39	1.160
	0.32	1874		0.05	0.25	1.021
	0.33	1986		0.65	0.00	2.025
	0.30	2034		0.71	0.00	2.267
	0.35	2018		0.92	0.00	2.008
	0.34	1954		0.68	0.00	1.956
	0.37	1650		0.00	0.00	0.467
	0.34	2066		1.00	0.00	2.077

1） 根据 Kern River 油田油层砂含有原始液体情况下的导

热系数与含水饱和度的关系曲线（图 2—31），回归分析得出计算类似 Kern Kiver 油田疏松的未固结油层砂的常用公式为：

$$\lambda_{sw} = 1.272 - 2.25\phi + 1.7307\sqrt{S_w} \qquad (2—43)$$

式中 λ_{sw}——常压下 52℃的饱和油与水的砂层导热系数，W/(m·K)；

S_w——盐水饱和度，小数。

分析结果表明，油饱和度对导热系数影响极小，可以忽略。事实上，在试验样品的油饱和度在 0～0.67 范围内（见表 2—23），不论非润湿相是油还是空气，导热系数没有大的差别，而有决定性影响的是水饱和度及孔隙度。因此，上式适用于含油含水未固结疏松砂层的导热系数的计算。对于石英含量较低，孔隙度在 0.28～0.37 之间的疏松油层最适于采用上式。

2） 对于石英含量高的疏松油砂层，饱和油与水，在 52℃时的导热系数采用以下公式：

$$\lambda_{sw} = 1.272 - 2.25\phi + 0.657\lambda_m\sqrt{S_w} \qquad (2—44a)$$

式中 λ_m——岩石固相的导热系数，W/(m·K)。

如果有油层砂的矿物分析资料，可以利用表 2—24 和 2—25 中列出的矿物导热系数及各矿物含量的重量平均值计算出岩石固相的导热系数 λ_m。

如果没有矿物分析资料，只有石英含量（石英含量高时），也可以按下式计算出 λ_m：

$$\lambda_m = 7.70Q + 2.86(1 - Q) \qquad (2—44b)$$

式中 Q——石英含量，重量%。

3) 考虑温度的影响。事实上温度对疏松砂岩导热系数的影响很小。

表 2—24 岩石矿物的导热系数

矿物	密度 g/cm^3	导热系数 W/（m·K）
石英	2.647	7.70
正长石	2.583	2.32
斜长石	2.618	2.15
方解石	2.721	3.60
白云母	2.872	2.22
录泥石	2.763	4.92
角闪石	3.111	3.08
录帘石	3.413	2.61
Sphene	3.525	2.34
黑云母	2.886	2.34

表 2—25 矿物分析及计算油层砂基质的导热系数

矿物	含量百分数 n %	导热系数 λ W/（m·K）	$n\lambda$
石英	0.34	7.70	2.619
正长石	0.01	2.32	0.022
斜长石	0.21	2.15	0.450
高岭石－丝云母	0.25	2.77	0.692
录泥石	0.07	4.92	0.341
角闪石	0.04	3.08	0.125
Sphene	0.02	2.34	0.047
录帘石	0.02	2.61	4.517
其他	0.04	2.34	0.093
合计	1.00		4.441

国外专家研究了导热系数随温度的变化关系。对于导热系数大的材料，随着温度升高，导热系数较大地下降。对于导热系数小的材料，随着温度升高，导热系数稍有增加。对于未固结的疏松砂层，属于导热系数低－中类型，导热系数随温度的变化接近线性关系。计算公式如下：

$$\lambda_T = \lambda_{51.67℃} - 2.30 \times 10^{-3}(T - 51.67)(\lambda_{51.67℃} - 1.42)$$ ❶

(2—45)

式中 λ_T——高于51.67℃任何温度的导热系数，W/（m·K）；

$\lambda_{51.67℃}$——在温度为51.67℃（125℉）时的导热系数，W/（m·K）；

T——温度，℃。

公式2—45可以产生一族直线，对于导热系数低于 $\lambda_{51.67℃}$ [=1.42W/（m·K）]值的是正斜率，对于导热系数高于 $\lambda_{51.67℃}$ 值的是负斜率。

4） 考虑压力的影响。根据Anand等人研究，压力对导热系数的影响极小，可以忽略不计。对于压缩系数高的地层，可以采用下式表示压力对导热系数的影响：

$$\frac{\Delta\lambda}{\Delta p} = 2.51 \times 10^{-3}[0.50\rho\phi + 5.75\phi - 0.37K^{0.10} + 0.12F]$$

(2—46)

式中 $\Delta\lambda/\Delta p$——导热系数随压力的容量，W/(MPa·h·m·K)；

ρ——密度，g/cm^3；

ϕ——孔隙度，小数；

K——渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

F——地层电阻率，Ω·m。

---

❶ 原式为 $\lambda = \lambda_{125} - 1.28\times10^{-3}(T-125)(\lambda_{125}-0.82)$。原式中单位λ为Btu/(ft·h·℉)，T为℉。

地信网论坛 BBS.3500J.COM

以饱和盐水的砂层为例，压力每增加 6.89MPa，导热系数的变化小于 1%。对于干燥砂层，增加同样的压力，导热系数的变化小于 4%。

没有进行未固结砂层的压力变化试验，因为压力变化对试验结果有反转影响。但是仍认为对饱和液体的未固结砂层，压力变化对导热系数的影响很小，可以忽略不计，除非液相改变。

（二）地层岩石的热容量

热容量与比热有概念上的区别。热容量是指体积的，通常称体积热容量（Volumetric Heat Capacity），按单位体积计算，每升温一度所需的热量。比热（Specific Heat）是指按重量计算，每单位重量升温一度所需的热量。

通常在热采工程计算中常采用体积热容量，简称热容量。油藏地层岩石的热容量 M_r 是其比热 C_p 与密度 ρ_r 的乘积，单位取 kJ/（m^3·K）。即：

$$M_r = C_P \cdot \rho_r \tag{2—47}$$

在油层条件下，通常地层孔隙性岩石的热容量按饱和油、水的情况计算，即：

$$M_r = \phi\rho_O C_O S_O + \phi\rho_W C_W S_W + (1-\phi)\rho_r C_r \tag{2—48}$$

如考虑气相也存在，而且将气相分为天然气及蒸汽两部分，则精确的计算公式为：

$$M_r = (1-\phi)\rho_r C_r + \phi\rho_o C_o S_o + \phi\rho_w C_w S_w + \phi\rho_g C_g S_g f + \phi S_g (1-f)\left(\frac{\rho_s L_v}{\Delta T} + \rho_r C_w\right) \tag{2—49}$$

式中 M_r——油藏地层岩石热容量，kJ/（m^3·K）；

ρ——油层条件下的密度，kg/m^3；

C ——油层条件下的比热，kJ/（kg·K）；

ϕ ——孔隙度，小数；

S ——饱和度，小数；

f ——油层条件下气相中天然气的体积比例数；

L_v——油层注热条件下蒸汽的汽化潜热，kJ/kg；

ΔT ——油层加热温度差（加热温度减原始温度），℃。

下角符号 r，o，w，g，s 分别代表岩石基质、油、水、天然气和蒸汽。但 S_g 代表天然气与蒸气合在一起的气相饱和度。

Somerton 系统测试了各种岩样的比热（热容量）随温度的变化数值，见图 2—33 及 2—34 以及表 2—26～28。

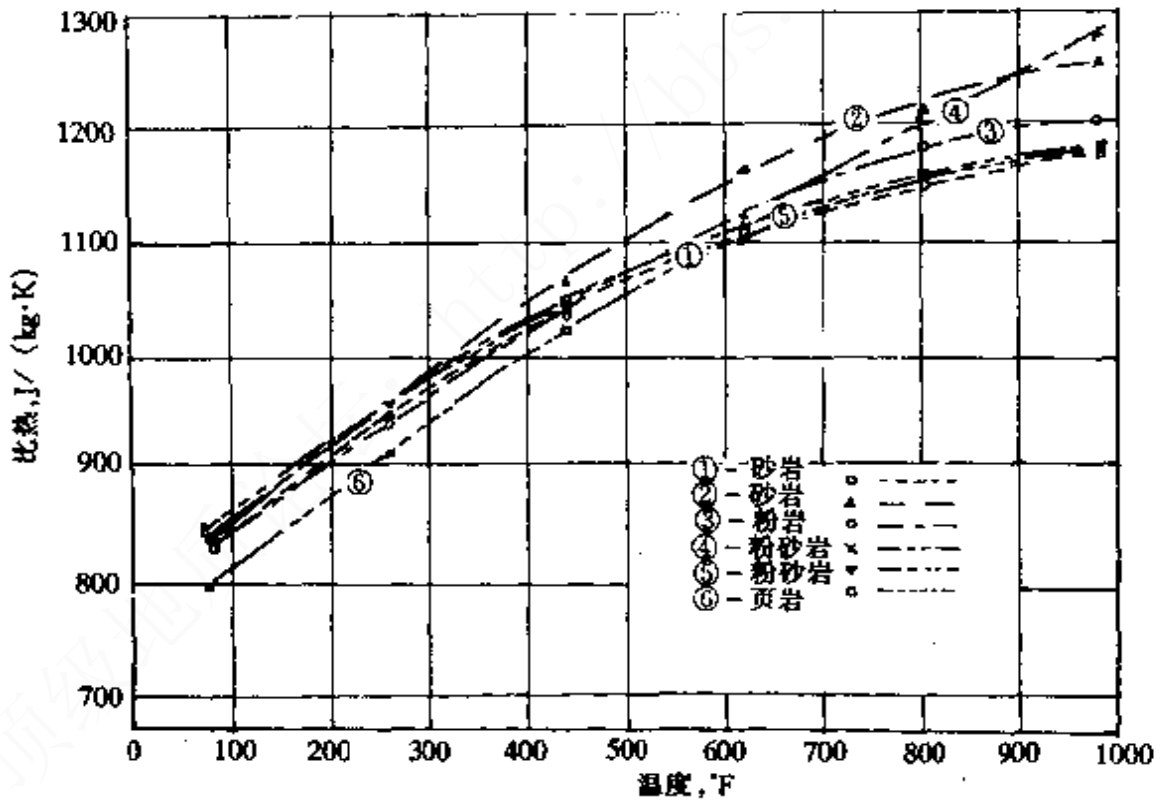


图 2—33　干的储层岩石的实验比热

图 2—34 中两上实线是按纯方解石及纯石英计算出的热容量，其余是试验结果。由图中看出，灰岩的曲线与方解石曲线很接近，石英含量高的砂岩与纯石英除高温下的两个点外也很接

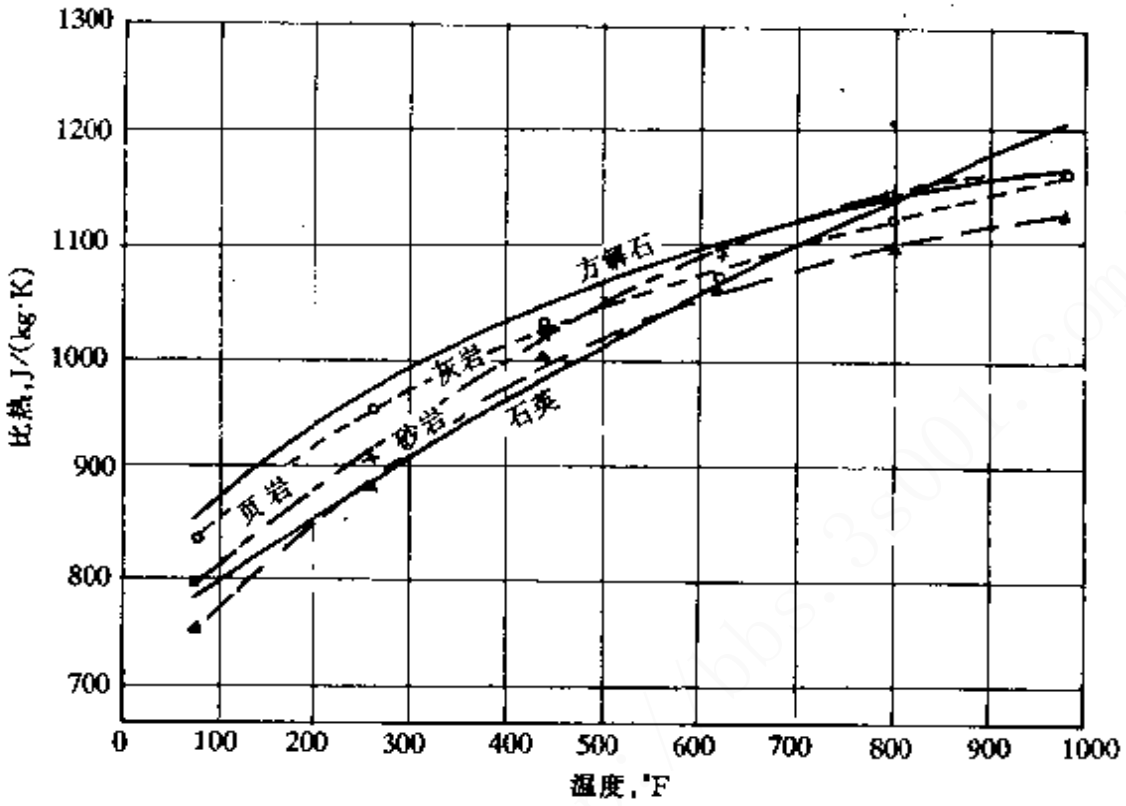


图 2—34　各种矿物的实验比热

近。其余岩样的结果看出的趋势是，热容量大致是硅－铝比的函数，硅/铝比低时，热容量较高。但对于页岩却不是这样，当含铁量高时，热容量稍减小。

从图 2—34 中两个计算结果与实测结果相符的情况（石英与砂岩，方解石与灰岩）得出规律，对于多种成分的岩样及饱和液体岩石的热容量可以计算。按照 Kopp 定律，一个混合物的比热，等于混合物各组分的比热之和。Somerton 对砂岩、页岩及石灰岩进行了试验及计算结果的比较。对表 2—26，27 中的岩样进行了化学成分分析。计算了每个试验温度下的岩样比热，与试验测定的比热进行比较，完全符合，两者最大的偏差值小于 2%，因此岩石的比热可以按岩石化学分析结果来计算。

表 2—26　饱和液体岩石的计算出的热容量

[温度 326.7℃ 压力为指定值，kJ/(m³·K)]

岩样	0.1MPa			3.4MPa		10.3MPa		20.7MPa	
	干燥	甲烷	水	甲烷	水	甲烷	水	甲烷	水
1 砂岩	2280	2280	2280	2287	2280	2300	2341	2320	3078
2 砂岩	2206	2206	2206	2213	2213	2233	2280	2260	3192
3 粉砂	2388	2388	2388	2394	2388	2414	2448	2434	3293
4 粉砂	2247	2247	2247	2247	2247	2247	2314	2300	3239
5 粉砂岩	2146	2146	2146	2153	2153	2180	2227	2206	3239
6 粉砂岩	2253	2253	2253	2260	2260	2280	2320	2300	3199
7 页岩	2656	2656	2656	2656	2656	2663	2683	2676	2689
8 石灰岩	2374	2374	2374	2381	2381	2394	2428	2414	3138

对于饱和液体的孔隙岩石的热容量也可以按岩石基质及液体的各成分的比热相加计算出来，计算时各成分取重量百分数。

Somerton 计算出的饱和甲烷气体及水的各种岩石的热容量（326.7℃）的数值见表 2—26。表中压力由 0.1～10.3MPa，温度为 326.7℃的水是水蒸汽，只有 20.7MPa 压力下的水是液相。由表中数值看出，岩石孔隙孔间是甲烷气或水蒸汽饱和时，岩石的热容量接近相同，也即水蒸汽或甲烷气的饱和度对岩石的热容量影响很小，和干燥岩石的热容量相差不多。这主要是由于占据岩石孔隙间的天然气或水蒸汽的质量比起岩石固相相对地小得多。如果孔隙孔间是液体，则热容量变化很大。如表中压力为 20.7MPa 下的饱和水的 1～6 号岩样的热容量约增大 35%左右。

缺少在高温高压下的原油的比热资料，根据常压常温下的原油比热推断，饱和原油的岩样的热容量大致是饱和水的岩样的一半。

（三）地层岩石的热扩散系数（散热系数）

地层岩石的热扩散系数是导热系数与体积热容量之比，即：

$$\alpha = \frac{\lambda}{M_r} = \frac{\lambda}{\rho C_p}$$

式中　α——热扩散系数，m^2/h 或 m^2/s。

热扩散系数试验测定困难，一般用计算方法求得，而且计算值可用于热采工程方面。

温度对干燥岩石的热扩散系数的影响见图 2—35。随着温度增加，岩石的热容量增加，而岩石的导热系数下降，因而岩石的热扩散系数除凝灰岩外大幅度下降。

另外，Somerton 测定的导热系数及计算出的热扩散系数见表 2—28。

表 2—27　试验样品描述(表 2—26 所列)

样品	描述	孔隙度	石英	粘土矿物	其它
1 砂岩	胶结好,中砾石颗粒	0.196	80%	微量高岭石	微量黄铁矿
2 砂岩	胶结不好,中细颗粒	0.273	40%	伊利石	长石
3 粉砂	胶结不好,分选不好	0.207	20%	高岭石类	长石
4 粉砂	中硬,分选不好	0.225	20%	高岭石类	长石
5 粉砂岩	中硬,破碎	0.296	20%	高岭石类	长石
6 粉砂岩	硬	0.199	25%	伊利石	长石
7 页岩	硬,薄层状	0.071	40%	伊利－高岭石	碳酸钙
8 石灰岩	粒状、均匀结构	0.186	–	–	碳酸钙

表 2—28　Somerton 测定的岩石比热、导热系数及计算出的热扩散系数

岩样	孔隙度	密度 kg/m³		比热 kJ/(kg·K)		导热系数 W/(m·K)		热扩散系数 m²/h	
		空气	水	空气	水	空气	水	空气	水
1 砂岩	0.196	2082	2275	0.766	1.055	0.877	2.755	0.00198	0.00413
2 砂岩	0.40	1442	1842	0.837	1.566	0.493	1.817	0.00147	0.00227
(原始孔隙)		1746	2018	0.837	1.290	(0.59)×	(2.29)	(0.00145)	(0.00316)
3 粉砂	0.40	1442	1842	0.846	1.574	0.493	(1.82)	0.00146	(0.00225)
(原始孔隙)		1902	2114	0.846	1.206	(0.69)	(2.60)	(0.00155)	(0.00366)
4 粉砂	0.43	1362	1794	0.837	1.645	0.452	1.921	0.00143	0.00231
(原始孔隙)		1858	2082	0.837	1.197	(0.81)	(2.61)	(0.00188)	(0.00377)
5 粉砂岩	0.36	1538	1890	0.846	1.470	0.585	1.793	0.00162	0.00232
(原始孔隙)		1682	1970	0.846	1.331	(0.76)	(2.23)	(0.00192)	(0.00306)
6 粉砂岩	0.199	1922	2114	0.854	1.156	0.685	(2.61)	(0.00151)	(0.00385)
7 页岩	0.071	2323	2387	0.804	0.892	1.044	1.687	0.00201	0.00285
8 石灰岩	0.186	2195	2387	0.846	1.114	1.701	3.548	0.00330	0.00480
9 细砂	0.38	1634	2018	0.766	1.419	0.627	2.752	0.00180	0.00346
10 粗砂	0.34	1746	2082	0.766	1.319	0.557	3.072	0.00150	0.00402

注：括号中的值为估计值。

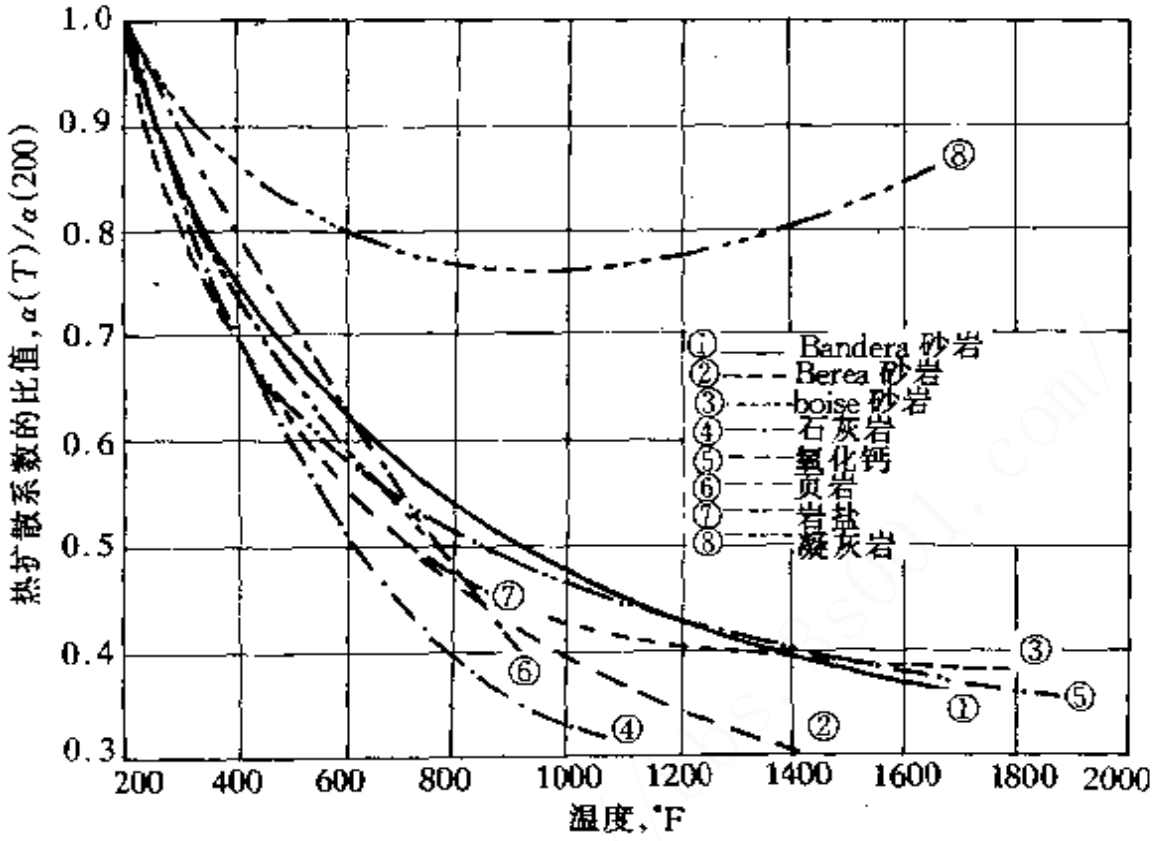


图 2—35　任意温度下热扩散系数与 93℃ 时热扩散系数的比值

四、油藏岩石热特性参数在注蒸汽采油工程中的应用

调查研究了国外通常在注蒸汽开发工程计算中油藏岩石及流体热特性参数的应用实例，得出这些热特性参数的大致取值范围，并进行了实例计算。分析结果表明，虽然油藏岩石，尤其是油层及顶底岩层的热物性参数变化较大，甚至同一油层、同一口井中的岩心测试结果都有很大变化，但是只要选用参数值在平均值的范围内，对计算结果没有很大的影响。可以将各种复杂因素，例如温度与压力的影响忽略不计。

（一）我国几个稠油油藏岩石热物性参数的测定结果

我国典型稠油油田地层热物性参数实测结果见表 2—29～

31。常温下我国新疆九区与美国克恩河油田油层原始状态下的导热系数对比见表 2—32。

表 2—29　我国典型稠油油藏地层岩石热物性测定结果

油田	井 号	层段 m	密度 kg/m³	比热 J/（kg·K）	岩性描述
辽河油田	锦 85	978.6	2340	1235	油层，含油砂岩
	锦 7 块 33—28	943.4	2449	988	顶层，泥砂岩
	高 3—6—18	1652.0	2076	1028	底层，泥岩
	高 3－305	1584.0	2340	1046	油层，油层砂岩
新疆九区	检 224	204.28	2438	1087	顶层，泥质细砂岩
	检 224	206.06	2443	1095	顶层，泥质细砂岩
	检 224	209.87	2259	1169	油层，油浸细、中砂岩
	检 224	252.12	2220	1050	夹层，泥质细砂岩
	检 224	297.81	2448	1096	底层，含小砾砂岩
	检 224	298.41	2319	1052	底层，泥岩
	检 225	160.56	2180	1015	顶层，泥质细砂岩
	检 225	161.06	2239	1061	顶层，泥质细砂岩
	检 225	183.36	2268	1151	油层，油浸中细砂岩
	检 225	201.90	2284	1093	油层，油浸含小砾中细砂岩

续表

油田	井号	层段 m	密度 kg/m³	比热 J/（kg·K）	岩性描述
大庆富拉尔基油田	富 702	456.6	2082	1072	顶层，泥岩
	富 702	466.0	2203	1070	顶层，泥岩
	富 702	469.0	2100	1191	油层，含油砂岩
	富 702	476.0	2206	1069	底层，泥岩
	富 702	476.3	2108	1053	底层，泥岩
	富 721	476.5	2206	1048	顶层，泥岩
	富 721	479.0	2171	1060	顶层，泥岩
	富 721	483.0	2291	1176	油层，含油砂岩
	富 721	486.0	2100	978	底层，泥岩
胜利	单 2－1 单 2－2	1101.26 1139.49	2541 2017	963 1013	顶层，砂泥岩 顶层，顶层砂岩

地信网论坛 BBS.3500U.COM

表 2—30　我国典型稠油油藏地层岩石导热系数测定结果

油田	井号	岩性描述	井段，m	导热系数 W/（m·K）	备注
辽河油田	锦 85	泥质粉砂岩	978.6	1.094	油层
	锦 7 块 33－28	粉细砂岩	943.4	2.018	顶层
	高 3－6－18	泥岩	1652.5	1.009	夹层
	高 3－6－18	泥岩	1752.0	1.198	底层
新疆九区	检 224	泥质细砂岩	204.28	2.578	顶层
	检 224	泥质细砂岩	206.06	2.731	顶层
	检 224	油浸细、中砂岩	209.87	1.968	油层
	检 224	泥质细砂岩	252.12	2.181	夹层
	检 224	含小砾砂岩	297.81	2.541	底层
	检 224	泥岩	298.41	2.017	底层
	检 225	泥质细砂岩	160.56	1.836	顶层
	检 225	泥质细砂岩	161.06	2.181	顶层
	检 225	油浸中细砂岩	183.36	1.797	油层
	检 225	油浸含小砾中细砂岩	201.90	1.737	油层
	9106	泥岩	158.85	1.543	顶层
	9106	油浸细砂岩	167.8～173.06	1.598	油层
	9106	油浸中砂岩	187.6～192.4	1.589	油层
	9106	泥岩	198.0～202.5	1.850	底层

续表

油田	井号	岩性描述	井段，m	导热系数 W/（m·K）	备注
大庆富拉尔基油田	富 702	泥岩	465.6	1.280	顶层
	富 702	泥岩	466.0	1.401	顶层
	富 702	泥岩	469.0	1.159	夹层
	富 702	泥岩	476.0	1.159	底层
	富 702	泥岩	476.3	1.159	底层
	富 721	泥岩	476.51	1.280	顶层
	富 721	泥岩	479.0	1.401	顶层
	富 721	油浸砂岩	483.0	1.280	顶层
	富 721	泥岩	486.0	1.159	底层
胜利单家寺	单 2－1	泥砂岩	1101.26	2.425	顶层
	单 2－1	泥砂岩	1106.13	2.315	顶层

地信网论坛 BBS.3500L.COM

表 2—31　我国典型稠油油田地层热参数实测结果

油井			导热系数 W/（m·K）	比热 J/（kg·K）	密度 kg/m³	热容量 J/（m³·K）（$M\times10^6$）	热扩散系数 m²/h
辽河油田	锦 7 块 33－28 井	顶层	2.018	987.7	2449	2.42	0.00300
	锦 85 井	油层	1.094	1235	2340	2.81	0.00136
	高 3－6－18 井	底层	1.198	1028	2079	2.14	0.00202
新疆克拉玛依九区	检 224 井	顶层	2.653	1091	2441	2.66	0.00359
		油层	1.968	1186	2259	2.68	0.00265
		底层	2.279	1039	2384	2.47	0.00332
	检 225 井	顶层	2.009	1038	2211	2.29	0.00315
		油层	1.767	1122	2276	2.56	0.00249
大庆富拉尔基油田	富 702 井	顶层	1.341	1071	2143	2.29	0.00211
		油层	1.159	1191	2100	2.50	0.00167
		底层	1.159	1055	2151	2.27	0.00184
	富 721 井	顶层	1.320	1053	2180	2.29	0.00207
		油层	1.280	1191	2281	2.72	0.00170
		底层	1.099	1029	2100	2.16	0.00183

表 2—32　我国新疆九区与美国克恩河油层导热系数对比

参数		美国科恩河油田	新疆九区
井深，m		165～167.2	167～198
孔隙度		0.30～0.33	0.3
密度，kg/m³		2066	2095～2448
粒度中值，mm		0.42	
油层	含水饱和度	0.25～0.37	0.30～0.35
	含油饱和度	0.52～0.67	0.65～0.70
底层	含水饱和度	0.76～0.78	0.75～0.80
	含油饱和度	0	0.25～0.20
油层导热系数，W/（m·K）		1.610	1.589～1.598
底层导热系数，W/（m·K）		2.250	1.850

（二）美国热采工程常用稠油油藏岩石热物性参数

Somerton 概括的孔隙性岩石热物性参数见表 2—33，已为美国某些油公司广泛采用，列入某些热采工程手册中。典型的孔隙性岩石的导热系数范围为 1.7～2.4W/（m·K）；体积热容量 M 约为 2000～2400kJ/（m^3·K）；热扩散系数 α 约 0.0037m^2/h。

表 2—33　美国常用油藏岩石热物性参数

岩性	密度 kg/m^3	比热 kJ/（kg·K）	导热系数 W/（m·K）	散热系数 m^2/h	热容量 kJ/（m^3·K）
（1）干燥岩石					
砂岩	2082.4	0.766	2.995	0.0020	1596
细砂	1906.2	0.846	(0.692)	(0.0016)	1610
细砂岩	1922.2	0.854	0.685	0.0015	1643
页岩	2322.7	0.804	1.044	0.0020	1864
石灰岩	2194.5	0.846	1.701	0.0033	1858

续表

岩性	密度 kg/m³	比热 kJ/（kg·K）	导热系数 W/（m·K）	散热系数 m²/h	热容量 kJ/（m³·K）
粉砂	1633.9	0.766	0.626	0.0018	1254
粗砂	1746	0.766	0.557	0.0015	1335
（2）饱和水的岩石					
砂岩	2274.6	1.055	2.755	0.0041	2401
细砂	2114.4	1.206	(2.596)	(0.0037)	2549
细砂岩	2114.4	1.156	(2.613)	(0.0039)	2441
页岩	2386.7	0.892	1.687	0.0029	2126
石灰岩	2386.7	1.114	3.548	0.0048	2656
粉砂	2018.3	1.419	2.752	0.0035	2864
粗砂	2082.4	1.319	3.072	0.0040	2750

注：括号内为估计值。

（三）油藏地层热参数应用取值实例

现收集一部分油田在蒸汽驱设计计算中采用的地层热参数值。见表 2—34，可供参考。从表中可以看出砂岩油层及底顶岩层为页岩的热参数大致范围。

有以下几点值得注意：

1） 在蒸汽驱油过程中，蒸汽驱油效果主要取决于蒸汽带的扩展体积，热水带中也可驱出一部分油，但它的残余油饱和度仍很高，只占总驱油量的很小部分。油层孔隙介质的传热传质机理特点是，油层内的传热主要是热对流。向渗透性很差的顶底岩层的热损失主要靠热传导。因此，油层及顶底层的热容量、热扩散系数及导热系数这是最重要的参数。

2） 计算中，油层的热容量分别取蒸汽带的值 M_s，热水带的值 M_w，及油层原始温度下的顶底岩石热容量。

表 2—34 中，多数油田的油层热容量为 2347kJ/（m³·K），

表 2—34　油田蒸汽驱设计计算中采用的参数值

序号	油田	油层、顶底层	孔隙度 %	油层温度 ℃	热容量 kJ/(m³·K)		比热 kJ/(kg·K)		导热系数 W/(m·K)	
					油层	顶底层	油层	顶底层	油层	顶底层
1	Schoonebeek	松砂岩,页岩	30	38	2347	2105			2.198	2.198
2	Mt、poso	砂岩、页岩	36	43	2347	2816				2.077
3	高升油田	砂岩、页岩	24～26	60	2105				2.250	1.731
4	Tia Juana	松砂岩、页岩	31～38	45	2300	1998	1.315		2.510	
5	North－Midway	松砂岩、页岩	27.3～32	36	2347					2.769
6	Kern River	松砂岩、页岩	30	32	2575	2575			2.198	2.198
7	M－6	松砂岩、页岩	33	45	2105					2.544
8	Peace River	松砂岩、页岩	25～31				1.256		2.700	
9	典型计算	砂岩、底含水砂岩	15	38	2387	顶 2099 底 2401	0.837	0.892		顶 1.687 底 2.613

续表

序号	油田	油层、顶底层	孔隙度 %	油层温度 ℃	热容量 kJ/(m³·K)		比热 kJ/(kg·K)		导热系数 W/(m·K)	
					油层	顶底层	油层	顶底层	油层	顶底层
10	典型计算	砂岩、页岩	28	35	2575	2347			2.769	1.731
11	Yorb Linda	松砂岩、页岩	30	43	2347	2816				2.077
12	Smackover	松砂岩、页岩	36	43	2347	2816				2.077
13	Slocwm	松砂岩、页岩	37	24	2347	2816				2.077
14	Inglewood	松砂岩、页岩	37	38	2347	2816				2.077
15	El Dorado	松砂岩、页岩	26	21	2347	2816				2.077
16	Coalinga	松砂岩、页岩	31	36	2347	2816				2.077
17	Brea	砂岩、页岩	22	79	2347	2816				2.077

地信网论坛 BBS.3500L.COM

顶底层热容量为 2816kJ/（m^3·K）的几例，顶底层的热容量实际上是指蒸汽带下面的热水带热容。所有油层的热容量是指蒸汽带的。表中，油层及顶底层的导热系数是油层条件下的值（含油、水）。

3） 德士古及雪弗龙公司对高升油田蒸汽驱可行性研究中采用的油层物理及热特性参数值见表 2—35。

表 3—35 美国德士古公司在高升油田热采可行性研究中所用参数

油层温度	60℃	渗透率，$10^{-3}\mu m^2$	水平	垂向
导热系数 W/（m·K）	上油层砂岩 2.25	上油层	1200	120
	下油层砂岩 2.25	下油层	1000	180
	顶底页岩 1.73	页岩	1	0.1
孔隙度	上油层砂岩 0.24	热容 kJ/（m^3·K）	上油层 2816	
	下油层砂岩 0.26		下油层 2683	
	页岩 0.03	压缩系数 10^{-4}MPa	4.26	
油层深度，m	1676.4		8.52	
			岩石 8.52	

地信网论坛 BBS.3S001.COM

第三章　井筒热损失、套管温度及井底蒸汽干度计算方法

在注蒸汽开采稠油过程中，最关键的技术之一是必须最大限度地减小蒸汽注入油井井筒中的热损失量，保证注入井底的蒸汽干度较高，并保证套管温度不超过极限安全温度，以防止套管不致因热应力损坏及管外水泥环超高温变质，这是注蒸汽开采稠油过程中必须解决的技术难题。

本章介绍了注蒸汽的井筒传热机理、井筒总传热系数的确定以及各种注汽条件下如何计算井筒热损失、井底蒸汽干度、套管最大温度及井底蒸汽压力的方法。采用这些方法可以根据井口蒸汽注入参数评价各种井筒隔热的效果。

一、井筒热损失计算方法

注蒸汽或热水（简称热流体）过程中，井筒中径向热流量 Φ_s，即由油管柱径向流向井筒周围地层的热流量，就是井筒热损失量。井筒结构及径向温度分布如图 3—1 所示，（a）是环空中未下入隔热油管，环空中是气体或液体；（b）是下入隔热油管。根据传热学原理，在稳定热流状态下，井筒单元径向热流量 Φ_s（W/h）与油管中蒸汽温度 T_s 与套管外水泥环和地层交界面之间的温度 T_h 的差值（$T_s - T_h$）成正比，也与该单元段长度 ΔL 形成的注入油管外表面积 $2\pi r_{to}\Delta L$ 成正比。也即：

$$\Phi_s = 2\pi r_{to} U_{to}(T_s - T_h)\Delta L \qquad (3—1)$$

上式就是井筒径向传热的热流速度方程式。式中 U_{to} 是由油

管外表面至水泥环外表面间的总传热系数〔kW/（m^2·K）〕。U_{to}的倒数即是总热阻。实际上，这个总传热系数就是通过注入油管柱单位外表面积在单位温差下向井筒周围散热的热流速度。

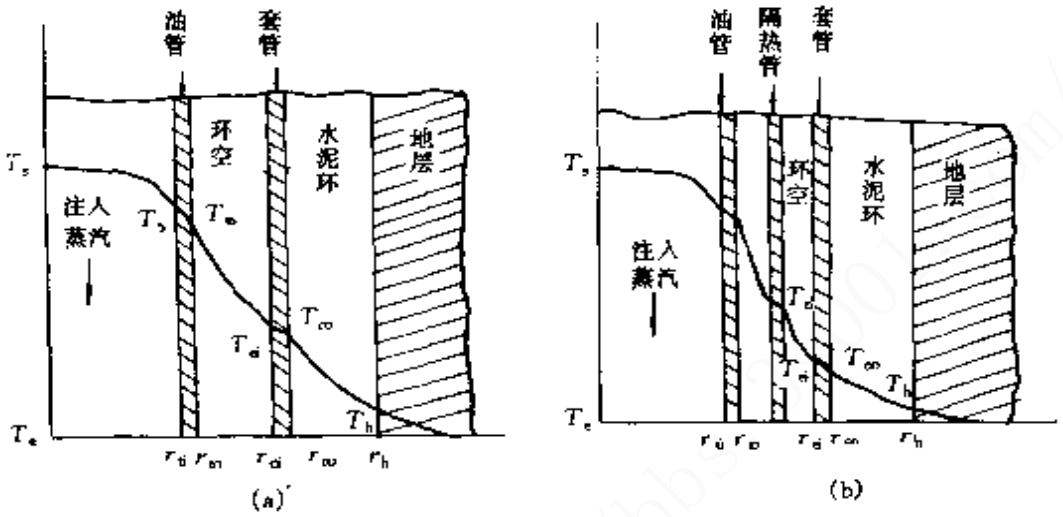


图 3—1　井筒径向温度分布

上式（3—1）是在稳定热流情况下的方程式。实际上，在注蒸汽井筒条件下，是不稳定热流，即径向热流速度随注入时间延长在变化着。可根据 Ramey 的近似公式计算：

$$\Phi_s = \frac{2\pi\lambda_e(T_h - T_e)}{f(t)}\Delta L \qquad (3—2)$$

式中，f（t）是时间函数。

通过井筒油管壁、套管壁及水泥环的热流是以热传导方式发生的。根据多层圆筒壁传热原理，通过每个圆筒壁的热流速度与圆筒壁介质中的温度梯度成正比，此比例常数 λ_n 就是介质的导热系数。因此，在井筒径向系统中，径向热流速度 Φ_s 为：

$$\Phi_s = 2\pi r\lambda_h \frac{dT}{dr}\Delta L \qquad (3—3)$$

地信网论坛 BBS.3S001.COM

将上式积分就得出：

通过油管壁的

$$\Phi_s = \frac{2\pi\lambda_{tub}(T_{ti} - T_{to})\Delta L}{\ln\frac{r_{to}}{r_{ti}}} \qquad (3—4)$$

通过套管壁的

$$\Phi_s = \frac{2\pi\lambda_{cas}(T_{ci} - T_{co})\Delta L}{\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}} \qquad (3—5)$$

通过水泥环的

$$\Phi_s = \frac{2\pi\lambda_{cem}(T_{co} - T_h)\Delta L}{\ln\frac{r_h}{r_{co}}} \qquad (3—6)$$

在油套环空中存在三种传热方式，即热传导、热辐射及热对流。当环空中是气体时，辐射热占很大比重。甚至是主导的，取决于油管外壁及套管内壁的表面状况及散热与吸热特性。当环空中是液体时，除传导热外，热对流是主要的。这是由于油套管壁间温度差引起的液体密度差产生的自然对流很剧烈所致。为实用方便起见，将环空中的传热速率称作传热系数 h_c（自然对流及传导热）及 h_r（辐射热）之和。通过环空的径向热流速度 Φ_s 与油管外表面积（$2\pi r_{to}\Delta L$）及油管外壁与套管内壁温度差（$T_{to} - T_{ci}$）成正比，即：

$$\Phi_s = 2\pi r_{to}(h_c + h_r)(T_{to} - T_{ci})\Delta L \qquad (3—7)$$

由整个井筒传热系统和温度变化可得出：

$$T_s - T_h = (T_s - T_{ti}) + (T_{ti} - T_{to}) + (T_{to} - T_{ci}) + (T_{ci} - T_{co}) + (T_{co} - T_h) \tag{3—8a}$$

假定在任何具体时间，井筒中的径向热流是稳定的，则公式(3—4)，(3—5)，(3—6)及(3—7)中的 Φ_s 值应相等。将这些公式中的对应温差代入公式(3—8a)，则得出：

$$T_s - T_h = \frac{\Phi_s}{2\pi\Delta L}\left[\frac{1}{r_{ti}h_f} + \frac{\ln\frac{r_{to}}{r_{ti}}}{\lambda_{tub}} + \frac{1}{r_{to}(h_c + h_r)} + \frac{\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{cas}} + \frac{\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right] \tag{3—8b}$$

与公式(3—1)比较，则得出各种井筒结构条件下的总传热系数分别为：

1) 当井筒中仅有光油管，下端有封隔器，油套环空为液体或气体时，总传热系数 U_{to} 由下式计算：

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti}h_f} + \frac{r_{to}\ln\frac{r_{to}}{r_{ti}}}{\lambda_{tub}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to}\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{cas}} + \frac{r_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right]^{-1} \tag{3—9}$$

上式括号内各项分别为油管内壁强迫对流传热热阻，油管壁热阻，环空液体或气体的热阻，套管壁热阻及水泥环的热阻。

地信网论坛 BBS.3S001.COM

由于油管内热水及蒸汽的强迫对流传热系数 h_f，也称水膜传热系数，高达 2791～11165W/（m^2·K）；钢材的导热系数 λ_{tub}，λ_{cas}高达 43～46．5W/（m·K），因此它们的热阻很小，可忽略不计。因此，上式可以简化为：

$$U_{to}=\left[\frac{1}{h_c+h_r}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right]^{-1} \tag{3—10}$$

2） 当井筒中油管柱是双层隔热管，下端有封隔器，环空是液体或气体时，总传热系数 U_{to}为：

$$U_{to}=\left[\frac{r_{to}}{r_{ti}h_f}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_{to}}{r_{ti}}}{\lambda_{tub}}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_i}{r_{to}}}{\lambda_{ins}}+\frac{r_{to}}{r_i(h'_c+h'_r)}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{cas}}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right]^{-1} \tag{3—11}$$

括号内第三项是隔热管的热阻，这一项对总传热系数的影响最大。其余同上式。

同样，可以化简为：

$$U_{to}=\left[\frac{r_{to}\ln\frac{r_i}{r_{to}}}{\lambda_{ins}}+\frac{r_{to}}{r_i(h'_c+h'_r)}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right]^{-1} \tag{3—12}$$

以上各式中 h_c，h'_c 代表环空中液体或气体的热传导及自然对流的传热系数 h_r，h'_r 代表辐射热传热系数。

二、井筒总传热系数计算方法

在计算井底蒸汽干度、套管温度及井筒热损失率时，最关键

的是如何确定在具体井筒结构条件下的总传热系数 U_{to}。而且，最困难的是如何准确计算出环空液体或气体的热对流、热传导及热辐射都存在的条件下的环空传热系数 (h_c+h_r) 或 $(h_c'+h_r')$。因为它与油管外表面性质、液体的物理性质（尤其是高温下的粘度变化），油管外壁与套管内壁之间的温度与距离，套管内壁表面性质等等都有影响，计算很复杂。这里介绍一种传统的计算方法。

（一）确定辐射传热系数 h_r

当油套环空或隔热管与套管之间充有气体时，辐射热流量 Φ_r 取决于注入管外壁温度 T_{to} 与套管内壁温度 T_{ci}，按 Stefan－Boltzmann 定律，得：

$$\Phi_r = 2\pi r_{to}\sigma F_{tci}(T_{to}^{*4} - T_{ci}^{*4})\Delta L \qquad (3—13)$$

星号是绝对温度 $(T+273)$，σ 是 Stefan－Boltzmann 常数 $[5.673\times10^{-8}\ (W/(m^2\cdot K^4))]$。$F_{tci}$ 是由油管外壁表面 A_{to} 向套管内壁表面 A_{ci} 辐射散热有效系数，它代表吸收辐射的能力。对于井筒条件：

$$\frac{1}{F_{tci}} = \frac{1}{\bar{F}_{tci}} + \left(\frac{1}{\varepsilon_{to}} - 1\right) + \frac{A_{to}}{A_{ci}}\left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1\right) \qquad (3—14)$$

式中 ε_{to} 及 ε_{ci} 是油管外壁及套管内壁的辐射系数。$\bar{F}_{tci}$ 是两个表面间的总交换系数。对于井筒传热条件，平常 $\bar{F}_{tci}$ 取值为1.0。因此（3—14）式简化为：

$$\frac{1}{F_{tci}} = \frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}}\left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1\right) \qquad (3—15)$$

由公式（3—13）的因子分解，可得出辐射传热系数 h_r 的表达式为：

$$\Phi_r = 2\pi r_{to} h_r (T_{to}^* - T_{ci}^*)\Delta L \qquad (3—16)$$

$$h_r = \sigma F_{tci}(T_{to}^{*2} + T_{ci}^{*2})(T_{to}^* + T_{ci}^*) \qquad (3—17)$$

如已知 T_{to}及 T_{ci}就可计算出 h_r。

(二) 确定自然对流传热系数 h_c

在油套环空间的热传导及自然对流引起的径向热流速度为：

$$\Phi_c = \frac{2\pi\lambda_{hc}(T_{ci} - T_{to})\Delta L}{\ln\dfrac{r_{ci}}{r_{to}}} \qquad (3—18)$$

式中 Φ_c——热传导及自然对流引起的径向传热速度，W；

λ_{hc}——环空液体的等效导热系数，即在环空平均温度及压力下，包括自然对流影响的环空液体的综合导热系数，W/(m·K)。

当自然对流很小时，$\lambda_{hc} = \lambda_{ha}$，$\lambda_{ha}$是环空液体或气体的导热系数。

因为

$$\Phi_s = 2\pi r_{to} h_c (T_{ci} - T_{to})\Delta L \qquad (3—19)$$

$$h_c = \frac{\lambda_{hc}}{r_{to}\ln\dfrac{r_{ci}}{r_{to}}} \qquad (3—20)$$

根据 Dropkin 等人试验数据处理，在井筒条件下：

$$\frac{\lambda_{hc}}{\lambda_{ha}} = 0.049(GrPr)^{0.333}Pr^{0.074} \qquad (3—21)$$

式中 Grashof 数 Gr 及 Prandtl 数 Pr 为：

$$Gr = \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g\rho_{an}^2 \beta(T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \qquad (3—22)$$

$$Pr = \frac{C_{an}\mu_{an}}{\lambda_{ha}} \qquad (3—23)$$

式中 g——重力加速度；

ρ_{an}及 μ_{an}——分别为环空液体或气体在平均温度 T_{an}及压力 p 下的密度及粘度；

β——环空液体或气体的体积热膨胀系数；

C_{an}——环空液体或气体在平均温度下的热容量。

公式（3—21）的有效范围是 $5\times10^4 < GrPr < 7.17\times10^8$。在环空中为高压气体时，$GrPr$ 乘积在 $10^5 \sim 10^9$ 之间。

（三）总传热系数计算程序

由公式（3—13）到（3—23）计算辐射及自然对流传热系数时，需要知道油管及套管温度。套管温度由下式求得：

$$T_{ci} = T_h + \left[\frac{\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}} + \frac{\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{cas}}\right] r_{to}U_{to}(T_s - T_h) \qquad (3—24)$$

忽略强迫对流热阻、油管及套管壁热阻，上式简化为：

$$T_{ci} = T_h + \frac{r_{to}U_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}(T_{to} - T_h) \qquad (3—25)$$

根据 Ramey 的近似解，水泥环与地层交界面的径向热流速度为：

$$\Phi_s = \frac{2\pi\lambda_e(T_h - T_e)\Delta L}{f(t)} \qquad (3—26)$$

式中

$$f(t) = \ln\left(\frac{2\sqrt{at}}{r_h}\right) - 0.29 \qquad (3—27)$$

上式中，T_h 为水泥环与地层交界面的温度（℃），T_e 为平均原始地层温度（℃）。$f(t)$ 为随时间变化的导热传热函数。a 为地层平均散热系数（m^2/d），t 为注汽时间（d）。公式（3—27）的 $f(t)$ 值，当 $t>11d$ 时很精确，注汽仅 1d 误差 11%。

由公式（3—1）及（3—26）得出：

$$T_h = \frac{T_s f(t) + \frac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}T_e}{f(t) + \frac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}} \qquad (3—28)$$

计算 U_{to}的程序如下：

1）根据试验结果（后面述及）或其他资料估计一个具体井筒结构方式的 U_{to}值；

2）按公式（3—27）计算出 $f(t)$；

3）利用公式（3—28）计算出 T_h 值；

4）利用公式（3—25）计算出 T_{ci}值；

5）估算 h_r〔公式（3—15），（3—17）〕及 h_c〔公式（3—20），(3—21)，(3—22)，(3—23)〕；

6）利用公式（3—10）或（3—12），求出新的 U_{to}值；

7）对比计算出的 U_{to}值与估计的 U_{to}值。二者会有差别。再重新确定一个 U_{to}后，重复 2）～5）步骤，这样进行迭代计算三次就可求出较准确的 U_{to}值。

计算实例 3—1

某井井口注汽温度 300℃，压力 8.8MPa，蒸汽干度 70%，注汽速度 6t/h。7″N－80 套管，2⅞″油管注汽，下入封隔器，环空排干水，充满不流动气体，套管打开。油层深度 500m，油层温度 28℃。注汽 20 天，求井筒热损失及套管温度。首先需计算出井筒总传热系数 U_{to}。

有关参数：$r_{to}=0.036\text{m}$，$r_{ci}=0.0805\text{m}$，$r_{co}=0.09\text{m}$，$r_h=0.120\text{m}$，$\alpha=2.65\times10^{-3}\text{m}^2/\text{h}$，$\lambda_e=1.72\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$，$\varepsilon_{to}=\varepsilon=0.9$，$\lambda_{cem}=0.35\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$。地表温度 $b=8$℃，地温梯度 $a=4.0$℃/100m。井筒平均温度 $T_e=8\text{℃}+1/2\ (5\times4.0)=18\text{℃}$。

第 1 步：根据室内模拟结果（下面述及），光油管注汽，环空为常压空气，下有封隔器，U_{to}约为 26.7W/（$\text{m}^2\cdot\text{K}$）（300℃时）。

第 2 步：当 $t=20\text{d}$，求 $f(t)$。

按公式（3—27）

$$f(t)=\ln\left(\frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h}\right)-0.29=\ln\left(\frac{2\sqrt{2.65\times10^{-3}\times20\times24}}{0.12}\right)-0.29=2.64$$

第 3 步：计算 T_h，

按公式（3—28）

$$T_h=\frac{T_s f(t)+\dfrac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}\cdot T_e}{f(t)+\dfrac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}}$$

$$= \frac{300 \times 2.64 + \dfrac{1.72 \times 18}{0.036 \times 26.7}}{2.64 + \dfrac{1.72}{0.036 \times 26.7}} = 186℃$$

第 4 步：计算 T_{ci}

按公式（3—25）

$$T_{ci} = T_h + \frac{r_{to} U_{to} \ln \dfrac{r_h}{r_{co}} (T_{to} - T_h)}{\lambda_{cem}}$$

$$= 186 + \frac{0.036 \times 26.7 \times \ln \dfrac{0.12}{0.09} \times (300 - 186)}{0.35}$$

$$= 276.5℃$$

第 5 步：计算 h_r 及 h_c，

由公式（3—15）

$$F_{tci} = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}}\left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1\right)\right]^{-1}$$

$$= \frac{1}{\dfrac{1}{0.9} + \dfrac{0.036}{0.0805}\left(\dfrac{1}{0.9} - 1\right)}$$

$$= 0.862$$

由公式（3—17）

$$h_r = \sigma F_{tci}(T_{to}^{*2} + T_{ci}^{*2})(T_{to}^{*} + T_{ci}^{*})$$

$$= 5.673 \times 10^{-8} \times 0.862\{(300 + 273)^2 + (276.5 + 273)^2\}$$

$$\times [(300 + 273) + (276.5 + 273)]$$

$$= 34.6 W/(m^2 \cdot K)$$

求 h_c，先确定有关参数。

环空平均温度

$$T_{an} = (T_s + T_{ci})/2 = (300 + 276.5)/2 = 288℃$$

由表查得空气在288℃时的密度 $\rho_{an}=0.639kg/m^3$。

粘度 $\mu_{an}=0.1027mPa\cdot s$ 时，热容量 $c_{an}=1.04kJ/(kg\cdot K)$；导热系数 $\lambda_{ha}=4.52\times10^{-2}W/(m\cdot K)=0.1629kJ/(m\cdot h\cdot ℃)$。

空气的体积膨胀系数

$$\beta=\frac{1}{T_{an}^{*}}=\frac{1}{288+273}=1.78\times10^{-3}$$

普兰德数

$$Pr=\frac{c_{an}\mu_{an}}{\lambda_{ha}}=\frac{1.04\times0.1027}{0.1629}=0.66$$

重力加速度 $g=1.2718\times10^{8}m/h^2$

由公式（3—22）求 Gr

$$Gr=\frac{(r_{ci}-r_{to})^3 g\rho_{an}^2\beta\ (T_{to}-T_{ci})}{\mu_{an}^2}$$

$$=\frac{(0.0805-0.036)^3\times1.2718\times10^8\times0.639^2\times1.78\times10^{-3}\ (300-276.5)}{0.1027^2}$$

$$=1.8148\times10^4$$

由公式（3—21）及（3—20）计算 $\frac{\lambda_{hc}}{\lambda_{ha}}$ 及 h_c

$$\lambda_c/\lambda_{ha}=0.049(GrPr)^{0.333}Pr^{0.074}$$
$$=0.049(18148\times0.66)^{0.333}\times0.66^{0.074}$$
$$=1.0837$$

$$\lambda_{hc}=1.0837\times\lambda_{ha}$$
$$=1.0837\times0.0452=0.049W/(m\cdot K)$$
$$=0.1765kJ/(m\cdot h\cdot K)$$

$$h_c = \frac{\lambda_{hc}}{r_{to}\ln\dfrac{r_{ci}}{r_{to}}} = \frac{0.049}{0.036\ln\dfrac{0.0805}{0.036}} = 1.69\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$$

第 6 步：计算新的 U_{to}

由公式（3—10）

$$U_{to} = \left[\frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{to}\ln\dfrac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cetr.}}\right]^{-1}$$

$$= \left[\frac{1}{1.691 + 34.6} + \frac{0.036\ln\dfrac{0.12}{0.09}}{0.35}\right]^{-1}$$

$$= 17.5\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$$

对比估计的 U_{to}值与计算出的 U_{to}相差甚大，需第二次迭代计算。重复第 2—6 步。

$$T_h = \frac{300\times 2.64 + \dfrac{1.72}{0.036\times 17.5}\times 18}{2.64 + \dfrac{1.72}{0.036\times 17.5}} = 156.5℃$$

$$T_{ci} = 156.5 + \frac{0.036\times 17.5\times\ln\dfrac{0.12}{0.09}\times(300 - 156.5)}{0.30} = 231℃$$

$$h_r = 5.673\times 10^{-8}\times 0.862[(300+273)^2 + (231+273)^2]$$
$$\times[(300+273) + (231+273)^2]$$
$$= 30.7\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$$

$$Gr=\frac{(0.0805-0.036)^3\times1.2718\times10^8\times0.639^2\times1.78\times10^{-3}\times(300-231)}{0.1027^2}$$

$$=5.3286\times10^4$$

$$\lambda_{he}/\lambda_{ha}=0.049\times(53286\times0.66)^{0.333}\times0.66^{0.074}=1.551$$

$$\lambda_{he}=1.551\times0.0452=0.07\text{W/(m·K)}=0.253\text{kJ/(m·h·K)}$$

$$h_c=\frac{0.07}{0.036\ln\frac{0.0805}{0.036}}=2.41\text{W/(m·K)}$$

求得 U_{to}新值

$$U_{to}=\left[\frac{1}{2.41+30.7}+\frac{0.036\ln\frac{0.12}{0.09}}{0.30}\right]^{-1}=16.7\text{W/(m}^2\cdot\text{K)}$$

为使 U_{to}计算值更准确，进行第 3 次迭代计算。

$$T_h=\frac{300\times2.64\frac{1.72}{0.036\times16.7}\times18}{2.64+\frac{1.72}{0.036\times16.7}}=153.5℃$$

$$T_{ci}=153.5+\frac{0.036\times16.7\times\ln\frac{0.12}{0.09}\times(300-153.5)}{0.30}=226℃$$

$$h_r=5.673\times10^{-8}\times0.862[(300+273)^2+(226+273)^2]$$
$$\times[(300+273)+(226+273)]=30.4\text{W/(m}^2\cdot\text{K)}$$

$$Gr=\frac{(0.01805-0.036)^3\times1.2718\times10^8\times0.639^2\times1.78\times10^{-3}\times(300-226)}{0.1027^2}$$

$$=5.7152\times10^4$$

$$\lambda_{hc}/\lambda_{ha} = 0.049 \times (57152 \times 0.66)^{0.333} \times 0.66^{0.074} = 1.588$$

$$\lambda_{hc} = 1.588 \times 0.0452 = 0.0718\text{W/(m} \cdot \text{K)}$$

$$h_c = \frac{0.0718}{0.036\ln\dfrac{0.0805}{0.036}} = 2.48\text{W/(m}^2 \cdot \text{K)}$$

求出第 3 个 U_{to}

$$U_{to} = \left[\frac{1}{2.48 + 30.4} + \frac{0.036\ln\dfrac{0.12}{0.09}}{0.30}\right]^{-1} = 16.6\text{W/(m}^2 \cdot \text{K)}$$

此 U_{to}值与第 2 个基本一致，即选用值为 16.6W/（m^2·K)。

现将三次运算结果列于表 3—1 中。

表 3—1　例 3—1 迭代计算 U_{to}的结果

运算次序	假定 U_{to} W/（m^2·K)	计算值				
		T_h ℃	T_{ci} ℃	h_r W/（m^2·K)	h_c W/（m^2·K)	U_{to} W/（m^2·K)
1	26.7	186	276.5	34.6	1.69	17.5
2	17.5	156.5	231	30.7	2.41	16.7
3	16.7	153.5	226	30.4	2.48	16.6

计算实例 3—2

各参数除下入 2⅞″×4½″隔热油管及封隔器外，其余同例 3—1。

隔热管外壁的发射系数 $\varepsilon_{ins} = \varepsilon_{ci} = \varepsilon_{to} = 0.9$

隔热管外半径 $r_{ins} = 114\text{mm}/2 = 0.057\text{m}$

隔热管导热系数 $\lambda_{ins} = 0.1163\text{W/（m·K）}$（根据实测）

据实测资料，当 $T_{to} = 300℃$ 时，隔热管外壁温度 $T_{ins} = 249℃$，（总公司石油勘探开发研究探院井筒传热模拟，7″－2⅞″×4½″井筒）。

环空平均温度 $T_{an} = 1/2\ (T_{ins} + T_{ci})$

第 1 步：根据井筒传热物理模拟结果，估计在7″井筒中下入

2⅞″×4½″隔热油管，环空为空气条件下 $U_{to}=5.82\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$

第 2 步：当 $t=20\text{d}$，求 $f(t)$

$$f(t)=\ln\left\{\frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h}\right\}-0.29=\ln\left\{\frac{2\sqrt{2.65\times10^{-3}\times20\times24}}{0.12}\right\}-0.29=2.64$$

第 3 步：计算 T_h

按公式（3—28）

$$T_h=\frac{T_s f(t)+\dfrac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}\times T_e}{f(t)+\dfrac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}}$$

$$=\frac{300\times2.64+\dfrac{1.72}{0.036\times5.82}\times18}{2.64+\dfrac{1.48}{0.036\times5}}$$

$$=86.6℃$$

第 4 步：计算 T_{ci}

按公式（3—25）

$$T_{ci}=T_h+\frac{r_{to}U_{to}\ln\dfrac{r_h}{r_{co}}(T_{to}-T_h)}{\lambda_{cem}}$$

$$=86.6+\frac{0.036\times5.82\times\ln\dfrac{0.12}{0.09}(300-86.6)}{0.35}$$

$$=123℃$$

第 5 步：计算 h_r 及 h_c

将公式（3—15）修改，$F_{tci}=\left[\dfrac{1}{\varepsilon_{ins}}+\dfrac{r_{ins}}{r_{ci}}\left(\dfrac{1}{\varepsilon_{ci}}-1\right)\right]^{-1}$

$$=\left[\frac{1}{0.9}+\frac{0.057}{0.0805}\left(\frac{1}{0.9}-1\right)\right]^{-1}$$

$$=0.84$$

$$h_r = \sigma F_{tci}(T_{ins}^{*2} + T_{ci}^{*2})(T_{ins}^{*} - T_{ci}^{*})$$
$$= 5.673 \times 10^{-8} \times 0.84[(249 + 273)^2 + (123 + 273)^2]$$
$$\times[(249 + 273) + (123 + 273)]$$
$$= 18.78 W/(m^2 \cdot ℃)$$

$T_{an} = 1/2\ (T_{nis} + T_{ci}) = (249 + 123)/2 = 186℃$

查表，在186℃下空气的

$\rho_{an} = 0.775 kg/m^3$

$\mu_{an} = 0.091 mPa \cdot s$

$C_{an} = 1.022 kJ/(kg \cdot K)$

$\lambda_{h_a} = 0.0378 W/(m \cdot K) = 0.158 kJ/(m \cdot h \cdot K)$

$$\beta = \frac{1}{T_{an}^{*}} = \frac{1}{186 + 273} = 2.176 \times 10^{-3}$$

$$\rho_r = \frac{C_{an}\mu_{an}}{\lambda_{ha}} = \frac{1.022 \times 0.091}{0.158} = 0.683$$

$$Gr = \frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 g \rho_{an}^2 \beta\ (T_{ins} - T_{ci})}{\mu_{an}^2}$$
$$= \frac{(0.0805 - 0.057)^3 \times 1.2718 \times 10^8 \times 0.775^2 \times 2.176 \times 10^{-3}(249 - 123)}{0.091^2}$$
$$= 33100$$

$$\frac{\lambda_{hc}}{\lambda_{ha}} = 0.049\ (GrPr)^{0.333} Pr^{0.074}$$
$$= 0.049\ (33100 \times 0.683)^{0.333} \times 0.683^{0.074} = 1.34$$

$\lambda_{hc} = 1.34 \times 0.0378 = 0.051$

$$h_c = \frac{\lambda_{hc}}{r_{ins} \ln \frac{r_{ci}}{r_{ins}}} = \frac{0.051}{0.057 \ln \frac{0.0805}{0.057}} = 2.59 W/(m^2 \cdot K)$$

第6步：计算 U_{to}

按公式（3—12），

$$U_{to}=\left[\frac{r_{to}\ln\frac{r_{ins}}{r_{to}}}{\lambda_{ins}}+\frac{r_{to}}{r_{ins}\ (h'_c+h'_r)}+\frac{r_{to}\ln\frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}}\right]^{-1}$$

$$=\left[\frac{0.036\ln\frac{0.057}{0.036}}{0.1163}+\frac{0.036}{0.057\ (2.59+18.78)}+\frac{0.036\ln\frac{0.12}{0.09}}{0.35}\right]^{-1}$$

$=4.97\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$

再进行第二次运算，则得到：

$T_h=78.8℃$，$T_{ci}=111.5℃$

$h_r=18.26\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$

$Pr=0.681$，　　$Gr=36090$

$\lambda_{hc}=0.0521\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$，$h_c=2.61\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$

$U_{to}=4.94\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$

将两次运算结果列于表 3—2。

表 3—2　例 3—2 迭代计算 U_{to}的结果

运算次序	假定 U_{to} W/（m²·K）	计算值				
		T_h ℃	T_{ci} ℃	h_r W/（m²·K）	h_c W/（m²·K）	U_{to} W/（m²·K）
1	5.82	86.6	123	18.78	2.59	4.97
2	4.97	78.8	111.5	18.26	2.61	4.94

由上述计算，得出总传热系数 $U_{to}=4.9\text{W/}(\text{m}^2\cdot\text{K})$

三、用物理模拟方法确定井筒总传热系数

为了设计与评价深井注蒸汽井筒隔热技术（隔热油管与隔热

液），用物理模拟方法确定井筒总传热系数，在1979—1983年，石油部石油勘探开发科学研究院专门设计建造了一套相似井筒传热物理模型装置，实测了各种井筒隔热条件下的环空流体的视导热系数、总传热系数，评价了不同的隔热油管的效果。尤其值得指出的是，所取得的井筒总传热系数 U_{to} 数据，远较计算方法所得数值准确。这一点，已在近年来的生产实践中所证实。

（一）井筒传热物理模型

模型是根据稳态法测量圆筒状物体导热系数的原理设计的，按1:1的相似比例模拟油井井筒结构。

模型结构如图3—2所示。$2\frac{3}{8}$″或$2\frac{7}{8}$″油管，$5\frac{1}{2}$″或7″套管，有效长度1.2m，总长度1.5m，立式。在试验隔热油管时，将隔热管取代光油管。在隔热油管或光油管中安装有效段为1.2m长的管式电炉加热，蒸汽温度以油管外壁或隔热管内管外表温度 T_{to} 计算。隔热管为双层结构，直接取试制样品。在两层钢管间填充隔热材料，并加以密封。套管外有2～3cm厚的固井水泥层和模拟注蒸汽过程中某一时刻地层热阻的石英砂。为了防止电炉与油管间环空的空气发生流动和隔热油管及套管环形空间的介质发生流动，各环形空间两端均密封。

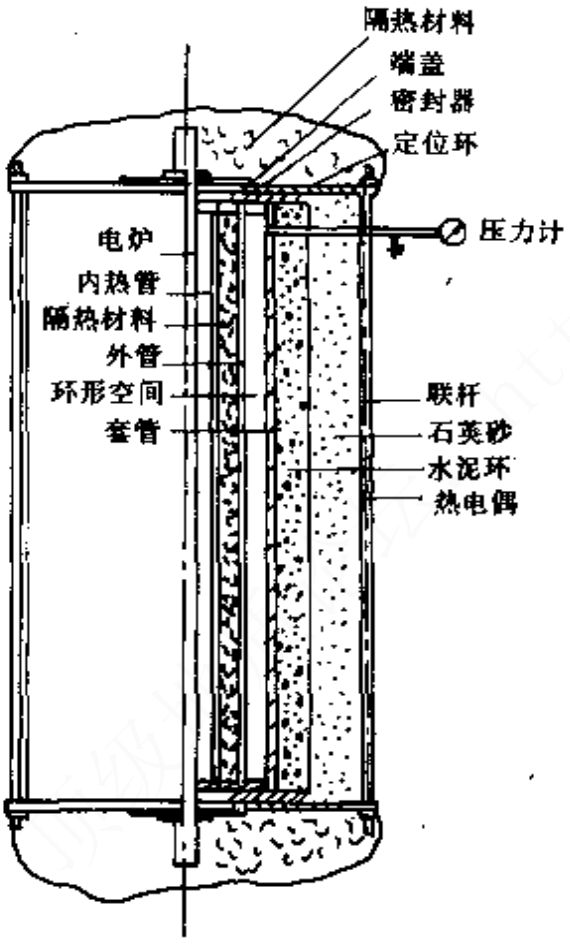


图3—2　井筒传热物理模型

模型装有测量系统及加热系统。在油管外壁、隔热管外壁、套管外壁、水泥环外壁及地层外表的上、中、下位置均安装有热

电偶以测温度变化。在装置的上下端面上有隔热层将轴向端面的热流损失减到最小程度。

井筒传热模型的主要任务是测定隔热管及隔热液的视导热系数及井筒总传热系数 U_{to}。

井筒总传热系数按下式（3—29）求出：

$$U_{to}=\frac{\Phi_s}{2\pi r_{to}(T_s-T_h)\Delta L} \tag{3—29}$$

式中 Φ_s——径向热流速度，直接按电炉的发热量计算，kJ/h，

即 $$\Phi_s=0.86U^2/R$$

式中 U——电压，V；R——电阻 Ω。

蒸汽温度取油管外壁温度。

为了便于模拟计算，我们将环空间流体的传热性质，包括热传导、自然对流及辐射热系数综合在一起称作视导热系数 K_{1i}。

当只有光油管注汽，无隔热管时，

$$\lambda_{1i}=\frac{\Phi_s\ln\dfrac{r_{ci}}{r_{to}}}{2\pi\ (T_{to}-T_{ci})\ \Delta L} \tag{3—30}$$

当有隔热管时，

$$\lambda_{1i}=\frac{\Phi_s\ln\dfrac{r_{ci}}{r_i}}{2\pi\ (T_i-T_{ci})\ \Delta L} \tag{3—31}$$

同样，隔热管的导热系数 λ_i 为：

$$\lambda_i=\frac{\Phi_s\ln\ (\dfrac{r_i}{r_{to}})}{2\pi\ (T_{to}-T_i)\ \Delta L} \tag{3—32}$$

（二）井筒传热物理模拟试验结果

总公司石油勘探开发科学研究院设计的隔热油管已经历四代

地信网论坛 BBS.3500I.COM

产品。第1代采用珍珠岩粉隔热材料，接头处无隔热层，热点长度约0.4m，曾在1982—1983年少数油井使用过。后来改进采用超细玻璃棉隔热材料，接头处加了隔热环并缩短了热点长度。采用预应力结构。自1983年起相应推广。第2代产品采用硅酸铝纤维，隔热层加有铝箔纸多层，抽真空后充入氩气或氪气，接头有隔热环，预应力结构。第3代产品将隔热层抽真空并放入吸气剂，其余同第2代。模拟试验中主要采用第一代改进产品，测定U_{to}等，结果如下。

1. 总传热系数 U_{to}

由油管外壁到水泥环与地层交界面的总传热系数 U_{to}，按各井筒结构隔热方法，模拟结果如下。不同的井筒结构条件下，随着注汽温度不同，环空介质不同，总传热系数 U_{to}也不一样。

(1) 5½″套管，2⅜″油管，无隔热管，环空中有不同介质时的总传热系数

见表3—3。

表3—3 5½″套管，2⅜″油管，无隔热管，不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

油管温度 T_s℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	100	200	250	300	$U_{to}-T_s$关系式
清　水	50℃ 32.99	95℃ 36.73			$U_{to}=24.803+0.713T_s$
渣　油	10.52	150℃ 18.45	200℃ 23.36		$U_{to}=3.20+0.0844T_s$
802隔热液	6.00	150℃ 7.07	200℃ 7.59	7.59	$U_{to}=4.57+0.0071T_s$
空　气	150℃ 20.71	21.99	23.56		$U_{to}=14.09+0.024T_s$
52号气缸油	16.97	25.82	27.59		$U_{to}=8.613+0.0631T_s$

地信网论坛 BBS.3500I.COM

(2) 5½"套管，2⅜"油管，3½"隔热管（无接头热点），环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—4。

表 3—4 5½"套管，2⅜"油管，3½"隔热管（89mm）（无接头热点），不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	100	200	250	300	350	$U_{to}-T_s$ 关系式
清　水		200℃ 10.54	236℃ 10.85			$U_{to}=0.95435+0.0375T_s$
802 隔热液		207℃ 4.92	261℃ 4.68	311℃ 5.65	258℃ 5.62	$U_{to}=2.930+0.0055T_s$
空　气		3.72	4.18	4.85	5.41	$U_{to}=1.191+0.0099T_s$
模拟原油	103℃ 3.64	213℃ 5.59	267℃ 9.45			$U_{to}=0.283T_s-0.141$

(3) 5½"套管，2⅜"油管，4"隔热管（无接头热点），环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—5。

表 3—5 5½"套管，2⅜"油管，4"隔热管（无接头热点），不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	200	250	300	350	$U_{to}-T_s$ 关系式
清　水	4.51	4.85	4.92	5.33	$U_{to}=2.806+0.0051T_s$
渣油		3.68	4.85	5.07	$U_{to}=3.163+0.0034T_s$
802 隔热液	3.95	4.07	4.19	4.33	$U_{to}=3.101+0.0017T_s$
空　气	3.76	3.99	4.01	4.33	$U_{to}=3.119+0.0013T_s$

地信网论坛 BBS.3500L.COM

(4) 7″套管，2⅞″油管，无隔热管，环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—6。

表 3—6 7″套管，2⅞″油管，不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	100	200	250	300	$U_{to}-T_s$ 关系式
清　水	49℃ 24.26	94℃ 29.01			$U_{to}=20.01+0.0524T_s$
渣　油	9.995	18.845	150℃ 15.269		$U_{to}=1.213+0.0762T_s$
52# 气缸油	16.483	20.948	25.51		$U_{to}=8.901+0.04983T_s$
802 隔热液	5.00	5.61	5.72	5.87	$U_{to}=3.818+0.0043T_s$
空　气	150℃ 25.24	26.27	26.81		$U_{to}=19.747+0.0135T_s$

(5) 7″套管，2⅜″油管，4″（102mm）隔热管，环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—7。

表 3—7 7″套管，2⅜″油管，4″隔热管（无接头热点），不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	200	250	300	350	$U_{to}-T_s$ 关系式
空　气	1.92	1.91	2.52	2.67	$U_{to}=0.777+0.0045T_s$
渣　油		2.23	2.52	2.98	$U_{to}=0.297+0.0064T_s$
802 隔热液		1.98	2.22	2.50	$U_{to}=0.57+0.0045T_s$

地信网论坛 BBS.3500U.COM

(6) 7″套管，2⅞″油管，4½″（114mm）隔热管，环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—8。

表 3—8 7″套管，2⅞″油管，4½″（114mm）隔热管（无接头热点），不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K）〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	200	250	300	350	$U_{to}-T_s$ 关系式
清水	208℃ 4.329	262℃ 4.696	310℃ 4.652	358℃ 4.846	$U_{to}=2.92+0.038T_s$
模拟原油	213℃ 3.826	267℃ 3.989	319℃ 4.161	368℃ 4.453	
802 隔热液	210℃ 3.349	260℃ 3.596	310℃ 3.724	361℃ 3.919	$U_{to}=2.053+0.00389T_s$
空气	198℃ 3.291	3.582	3.791	4.02	$U_{to}=2.019+0.0041T_s$

(7) 7″套管，2⅞″油管，4″（102mm）隔热管，环空中有不同介质时的总传热系数

见表 3—9。

表 3—9 7″套管，2⅞″油管，4″隔热管（无接头热点），不同环空介质时的总传热系数〔W/（m^2·K）〕

油管温度 T_s,℃ / 总传热系数 U_{to} / 环空介质	100	200	250	300	350	$U_{to}-T_s$ 关系式
空气	3.12	3.99	4.13	4.48	4.78	$U_{to}=2.108+0.0058T_s$
渣油	3.22	4.69	5.54	5.92	6.33	$U_{to}=1.868+0.0109T_s$
清水	5.43	5.73	6.88	7.15		$U_{to}=3.736+0.0079T_s$

2. 环空流体介质的视导热系数 λ_i

根据井筒模拟试验结果，各种井筒结构及隔热方法条件下，

油套管环空流体的视导热系数 λ_1 如表 3—10～3—15。

表 3—10　5½″套管，2⅜″油管，环空液体的视导热系数〔W/（m·K)〕

油管温度，℃ / 介质	100	150	200	250	300	350
空　气		0.81	0.81	1.19		
52 号汽缸油	0.55	0.94*	1.36	1.69	2.09*	2.48*
渣　油	0.31	0.72	1.12	1.52*	2.20*	2.61*
802 隔热液	0.15	0.16	0.19	0.20	0.20	0.22*

注：表中有 * 者为由图上曲线所取值，隔热液均为 802 型硅粉隔热液，表 3—11～3—15。

表 3—11　5½″套管，2⅜″油管，3½″隔热管（89mm）环空液体的视导热系数〔W/（m·K)〕

油管温度，℃ / 介质	100	150	200	250	300	350
空　气	0.029*	0.087*	0.16	0.22	0.29	0.41
模拟原油	103℃ 0.22	313℃ 0.36	267℃ 0.69			
802 隔热液	101℃ 0.17	0.21*	207℃ 0.19	261℃ 0.17	311℃ 0.19	359℃ 0.19

表 3—12　5½″套管，2⅜″油管，4″隔热管（102mm），环空流体视导热系数〔W/（m·K)〕

油管温度，℃ / 介质	100	150	200	250	300	350
空　气	0.08	0.07*	0.08	0.09	0.10	0.12
渣　油	0.16		0.17*	0.17	0.20	0.23

表 3—13　7″套管，2⅞″油管环空流体的视导热系数〔W/（m·K)〕

介质 \ 油管温度，℃	100	150	200	250	300	350
空　气			1.91	3.28		
52 号气缸油	0.70	1.09*	1.44	2.04	2.42*	2.85*
渣　油	0.36	0.83	1.41	1.92*	2.44*	2.99*
802 隔热液	0.16	0.16	0.19	0.20	0.20	0.22*

表 3—14　7″套管，2⅞″油管，4½″隔热管，
环空流体视导热系数〔W/（m·K)〕

介质 \ 油管温度，℃	100	150	200	250	300	350
空　气	0.16*	0.20*	198℃ 0.22	0.26	0.28	0.31
模拟原油	103℃ 0.30	0.43	213℃ 0.60	267℃ 0.62	319℃ 0.70	368℃ 0.78
802 隔热液		0.17	0.19	0.19	0.19*	0.19*

表 3—15　7″套管，2⅞″油管，4″隔热管，
环空流体视导热系数〔W/（m·K)〕

介质 \ 油管温度，℃	100	150	200	250	300	350
空　气	0.12*		0.16	0.17	0.21	0.24
渣　油	0.15		0.34	0.49	0.62	0.79

3. 隔热管的视导热系数 λ_i

见表 3—16～3—20。

表 3—16　5½″套管，2⅜″油管，3½″隔热管，隔热管的视导热系数〔W/（m·K）〕

油管温度℃ / 视导热系数 / 环空介质	200	250	300	350
清　水	208℃ 0.155	236℃ 0.156		
渣　油				
802 隔热液	207℃ 0.066	261℃ 0.093	311℃ 0.108	358℃ 0.117
空　气	0.066	0.071	0.083	0.090

表 3—17　5½″套管，2⅜″油管，4″隔热管的视导热系数〔W/（m·K）〕

油管温度℃ / 视导热系数 / 环空介质	200	250	300	350
清　水	0.079	0.084	0.086	0.093
渣　油	0.099	0.099	0.100	0.099
802 隔热液				
空　气	0.090	0.071	0.092	0.099

表 3—18　7″套管，2⅞″油管，4″隔热管，
隔热管的视导热系数〔W/（m·K）〕

油管温度℃ / 视导热系数 / 环空介质	200	250	300	350
清　水				
渣　油	0.110	0.099	0.100	0.099
802 隔热液		0.051	0.058	0.064
空　气	0.043		0.058	0.060

表 3—19　7″套管，2⅞″油管，4½″隔热管，
隔热管的视导热系数〔W/（m·K）〕

油管温度℃ / 视导热系数 / 环空介质	200	250	300	350
清　水	208℃ 0.078	262℃ 0.085	310℃ 0.086	358℃ 0.088
渣　油				
802 隔热液	210℃ 0.073	260℃ 0.081	310℃ 0.083	361℃ 0.092
空　气	198℃ 0.072	0.080	0.086	0.091

表 3—20　7″套管，2⅞″油管，4″隔热管，
隔热管的视导热系数〔W/（m·K）〕

油管温度℃ / 视导热系数 / 环空介质	200	250	300	350
空　气	0.099	0.102	0.107	0.117
渣　油	0.092	0.102	0.106	0.110
清　水	0.088	0.103	0.104	

上述表 3—3 至表 3—18 中的隔热管都是采用珍珠岩粉作隔热层的。超细玻璃棉性能与珍珠岩粉相同。隔热液都是 802 型硅粉隔热液。

有隔热管的总传热系数模拟测定中，全部隔热管都有隔热层，因此排除了接头处光油管接箍的“热点”影响。但在实际应用中，应考虑接头热点的影响。

四、国产隔热油管

（一）不同隔热材料的隔热油管性能

1983—1984 年期间，总公司石油勘探开发科学研究院设计的预应力隔热油管及内波纹管式的隔热油管，采用了新的隔热材料——超细玻璃棉，取代了以前的珍珠岩粉隔热材料。将抚顺石油机械厂试制的样品在物理模型上进行了性能测定，并与进口美国贝克公司隔热管进行了对比试验。结果见表 3—21～3—24。

1988 年，总公司勘探开发研究院为设计新的适用于蒸汽驱的隔热油管，即第 3 代（硅酸铝纤维、铝箔隔热材料，充氮气并加吸气剂）及第 4 代隔热油管（高真空，加吸气剂，其余同第 3 代），又进行了井筒传热模拟试验，并且对比评价了国产与进口隔热油管的性能，部分资料如下。

试验条件：$2\frac{3}{8}''\times4\frac{1}{2}''$隔热油管，7″套管，环空为空气。

表 3—21　7″套管，$2\frac{7}{9}''$油管，$4\frac{1}{2}''$隔热管，70kg/m³ 容重超细玻璃棉，性能试验（第 1 代）

结构特征	温度 ℃	总传热系数 W/（m²·K）	隔热管视导热系数 W/（m²·K）
无铝箔	200	3.163	0.064
	250	3.396	0.069
	300	2.594	0.078
	350	4.164	0.086

续表

结构特征	温度 ℃	总传热系数 W/（m^2·K）	隔热管视导热系数 W/（m^2·K）
有二层铝箔	200	3.233	0.066
	250	3.408	0.069
	300	3.757	0.077
	350	4.117	0.085

表 3—22　超细玻璃棉容重对传热性能的影响（第 1 代）

容　重 kg/m^3	视导热系数，W/（m·K）				总传热系数，W/（m^2·K）			
	200℃	250℃	300℃	350℃	200℃	250℃	300℃	350℃
50	0.063	0.073	0.077	0.090	3.13	3.58	3.72	4.28
70	0.064	0.069	0.078	0.086	3.16	3.40	3.76	4.16
90	0.056	0.066	0.079	0.084	2.45	3.36	3.86	4.11

表 3—23　充氩气对比试验（7″套管，2⅜″油管，4½″隔热管）

型　号	视导热系数，W/（m·K）				总传热系数，W/（m^2·K）			
	200℃	250℃	300℃	350℃	200℃	250℃	300℃	350℃
充氩气	0.045	0.050	0.054	0.059	2.128	2.314	2.489	2.721
未充氩气	0.052	0.057	0.068	0.068	3.396	2.640	2.931	3.070

表 3—24　国产和贝克同类产品对比试验（第 2 代）

型　号	管内隔热材料	视导热系数，W/（m·K）				总传热系数，W/（m^2·K）			
		200℃	250℃	300℃	350℃	200℃	250℃	300℃	350℃
抚顺机厂	超细玻璃棉	0.052	0.056	0.059	0.062	2.342	2.575	2.760	2.890
美国贝克公司	硅酸铝棉	0.062	0.063	0.071	0.074	2.717	2.780	3.145	3.313

（二）不同真空度的隔热油管性能

见表 3—25 和 3—26。

表 3—25　不同真空度传热性能对比

真空形式	视导热系数，W/（m·K）			总传热系数，W/（m^2·K）		
	250℃	300℃	350℃	250℃	300℃	350℃
大　气	0.0112	0.0759	0.0793	3.713	3.957	4.134
低真空 0.133Pa	0.0558	0.0599	0.0656	2.919	3.124	3.422
高真空 0.667Pa	0.0425	0.0468	0.0507	2.206	2.429	2.638

固体介质：硅酸铝棉＋铝箔

表 3—26　不同真空度充氩气性能对比（氩气充压 6666.1Pa）

真空度 Pa	视导热系数，W/（m·K）			总传热系数，W/（m^2·K）		
	250℃	300℃	350℃	250℃	300℃	350℃
6.67	0.0451	0.0493	0.0548	2.356	2.517	2.834
6.67×10^{-3}	0.0349	0.0369	0.0405	1.819	1.922	2.112
2.67×10^{-3}	0.0345	0.0355	0.0390	1.796	1.844	2.033

（三）充氙气、氪气和氩气的隔热油管性能

见表 3—27～3—30。

表 3—27　不同氙气充量隔热性能对比

氙气充压 kPa	视导热系数，W/（m·K）			总传热系数，W/（m^2·K）		
	250℃	300℃	350℃	250℃	300℃	350℃
1.33	0.0370	0.0398	0.0427	1.941	2.010	2.309
4.00	0.0351	0.0374	0.0415	1.848	1.943	2.194
6.67	0.0345	0.0355	0.0390	1.796	1.844	2.033

表 3—28　不同氪气充量隔热性能对比

氪气充压 kPa	视导热系数，W/（m·K）			总传热系数，W/（m^2·K）		
	250℃	300℃	350℃	250℃	300℃	350℃
101.3	0.0369	0.0391	0.0439	1.997	2.056	2.376
13.3	0.0441	0.0478	0.0508	2.388	2.575	2.753
6.7	0.0491	0.0554		2.663	3.003	

表 3—29　充氙气、氪气、氩气隔热性能对比（2⅜″×4½″－7″）

气体介质	视导热系数，W/（m·K）			总传热系数，W/（m^2·K）		
	250℃	300℃	350℃	250℃	300℃	350℃
氩　气（Ar）	0.050	0.0535	0.0593	2.314	2.489	2.721
氙　气（Xe）	0.0345	0.0355	0.0390	1.796	1.844	2.033
氪　气（Kr）	0.0441	0.0478	0.0508	2.388	2.575	2.752

地信网论坛 BBS.3500J.COM

（四）辽河总机厂隔热油管及国外隔热油管技术性能

见表 3—30～3—32。

表 3—30　辽河总机厂隔热油管技术性能（2⅞″×4½″－7′空气）

型　号	隔　热　方　式	视导热系数，W/（m·K）	
		200℃	300℃
Ⅰ　型	珍珠岩粉	0.0721	0.0860
Ⅰ型改进	铝箔＋硅酸铝纤维	0.0486	0.0621
Ⅱ　型	铝箔＋硅酸铝纤维＋Ar	0.0425	0.0533
Ⅲ　型	铝箔＋硅酸铝纤维＋Kr＋吸气剂	0.0324 0.0306	0.0414 0.0431

表 3—31　隔热油管热性能对比表

视导热系数 W/（m·K） 内管温度 ℃ 制造厂家	200	250	300	350	备　注
辽河机修总厂Ⅱ型隔热油管	0.0324	0.0372	0.0414	0.0474	下井试验后吸气剂已活化
辽河机修总厂Ⅲ型隔热油管	0.0306	0.0362	0.0431	0.0541	新生产的隔热油管，吸气剂还没活化
美国贝克公司Ⅲ型隔热油管	0.0348	0.0418	0.0458	0.0523	新的隔热油管，无吸气剂

表 3—32　川崎和贝克公司隔热油管性能对比（国外资料）

厂家及型号	隔　热　方　式	视导热系数 W/（m·K）
川崎 TC－650	铝箔＋硅酸铝纤维＋Kr	0.026（343℃）
贝克Ⅱ	铝箔＋硅酸铝纤维＋Ar	0.035（354℃）
贝克Ⅲ	铝箔＋硅酸铝纤维＋Kr	0.026（354℃）
川崎 TC－750	两层铝箔（玻璃纤维间隔）＋真空［（8～13）Pa］＋吸气剂	0.003（343℃）
贝克Ⅴ	多层铝箔（玻璃纤维间隔）＋真空［（12Pa）］＋吸气剂	0.003（354℃）

地信网论坛 BBS.3500J.COM

五、影响井筒隔热效果的主要因素

井筒径向热流速度，即井筒热损失速度，主要靠隔热管的高热阻及环空流体的热阻来减小。油管壁及套管壁的热阻极小，可以忽略不计。水泥环的热阻也较低，按美国资料干水泥环的导热数 λ_c 为 0.35～0.69W/（m·K），湿水泥环的 λ_c 为 0.865～1.039W/（m·K）。按总公司石油勘探开发科学研究院井筒模型试验资料对于干水泥环 $\lambda_c=0.29\sim0.733$W/（m·K）。地层的导热系数 λ_e，对于干砂岩介于 0.58～0.93W/（m·K），对于湿砂岩介于 1.86～2.67W/（m·K）。据计算当 λ_e 由 2.44 增至 2.91W/（m·K）时，1000m 井深的热损失的变化范围小于 1%。

（一）油管、隔热管及套管尺寸对总传热系数的影响

由前述表 3—5，6，8，9，及 3—10，不同井筒结构尺寸时的 U_{to}值的变化汇总在表 3—33 中。显然，隔热管的隔热层厚度及环空间隙大小起着重要作用，尤其是隔热层厚度对 U_{to}值影响最大。

表 3—33　不同井筒结构尺寸的总传热系数 U_{to}〔W/〔m^2·K〕〕

序	井筒结构尺寸	隔热层厚 mm	环空间隙 mm	注汽温度，℃		
				250	300	350
1	7″×2⅜″×4″	17	28.7	1.91	2.52	2.67
2	7″×2⅞″×4″	10.5	28.7	4.13	4.48	4.78
3	7″×2⅞″×4½″	16	22.5	3.58	3.79	4.02
4	5½″×2⅜″×3½″	10.4	17.7	4.18	4.85	5.41
5	5½″×2⅜″×4″	16.8	11.1	3.99	4.01	4.33

注：以上空环中均为空气，隔热管为国产的（珍珠岩与超细玻璃棉，两者性能相同）

不同注汽管柱尺寸对井筒热损失率、井底压力及井底干度的影响见图 3—3，4 及 5。

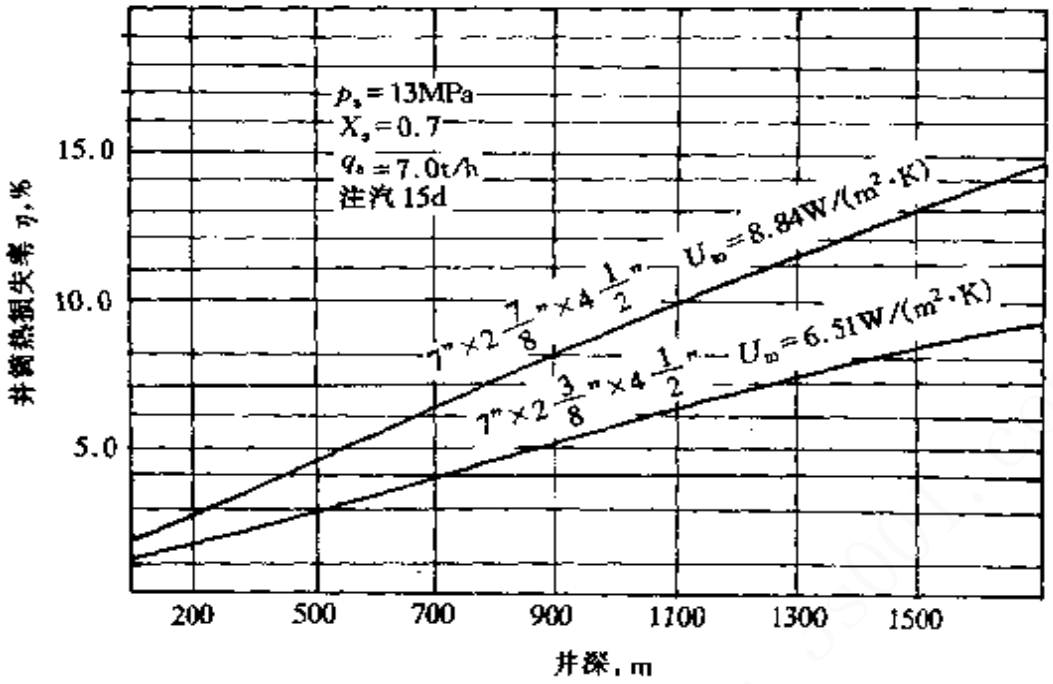


图 3—3　不同油管尺寸的井筒热损失率

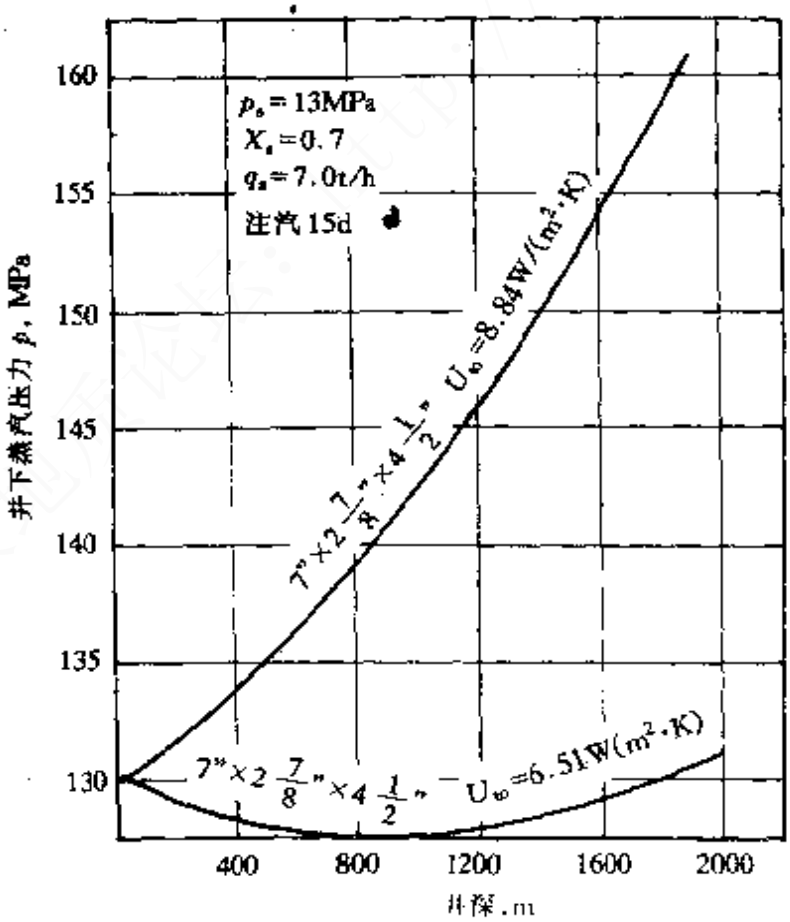


图 3—4　不同油管尺寸的井底蒸汽压力

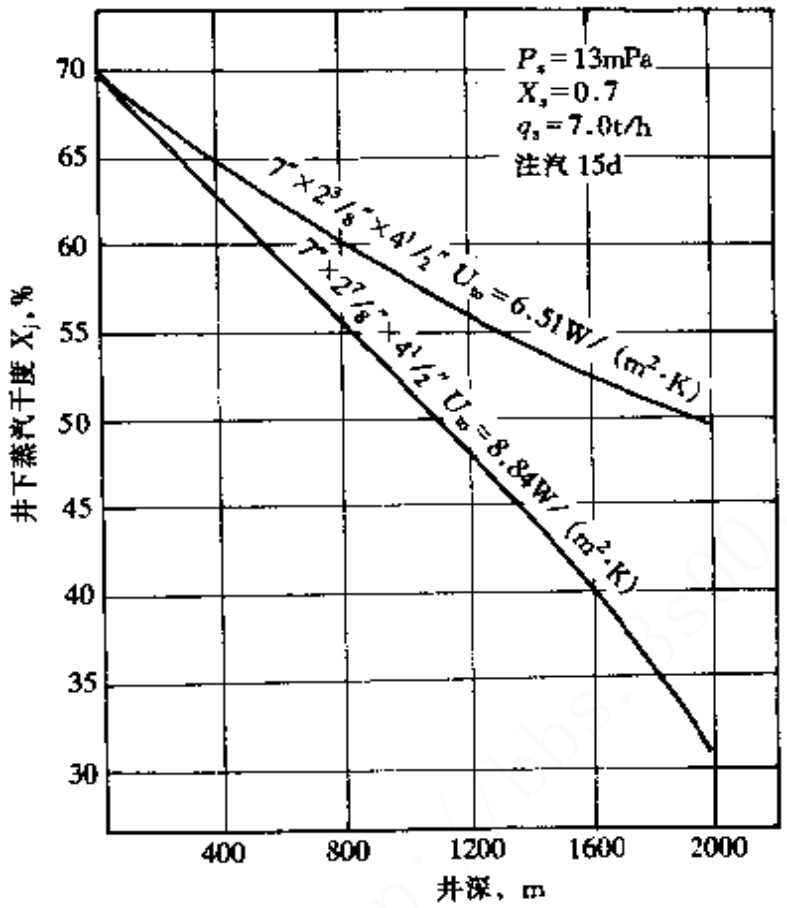


图 3—5　不同油管尺寸井底油管干度

对于 7″套管深井，我们推荐采用 2⅞″油管及 4½″隔热管。

以上自表 3—4 至表 3—34 中，隔热油管尺寸均为美国标准。3½″，4″及 4½″的管外径分别为 88.9，102 及 114.3mm。

（二）环空流体介质性质、热点及注入温度对总传热系数的影响

环空中流体介质性质对径向热流速度的影响很大，即使在有隔热管的情况下，其影响也很大。如表 3—34 中所列，在同样的注入温度下，环空为清水时 U_{to}最大，是空气时 U_{to}大大减小，如用 802 型隔热液，则更降低。

随着注入温度增高，U_{to}值增大，这是由于增加温度后，除了油管外壁与地层之间温差增大外，环空中流体的热对流加剧，传热速度加快。而隔热层中固体介质（超细玻璃棉等）的视导热

表 3—34　Ⅰ型隔热管计入热点影响的总传热系数〔W/（m^2·K)〕

序号	井筒条件	环空介质	油管注气温度,℃			
			200	250	300	350
1	7″×2⅞″×4½″	空气	5.6 (3.3)	5.9 (3.6)	6.2 (3.8)	6.5 (4.1)
2	7″×2⅞″×4½″	清水	7.4 (4.3)	8.1 (4.7)	8.4 (4.8)	8.8 (4.9)
3	7″×2⅞″×4½″	隔热液	3.6 (3.4)	3.8 (3.6)	4.0 (3.7)	4.2 (4.0)
4	5½″×2⅜″×4″	空气	5.6 (3.7)	5.9 (4.0)	6.0 (4.1)	6.5 (4.3)
5	5½″×2⅜″×4″	清水	8.6 (4.5)	9.3 (4.9)	9.8 (4.9)	10.6 (5.3)
6	5½″×2⅜″×4″	隔热液	4.3 (4.0)	4.4 (4.1)	4.5 (4.2)	4.8 (4.3)
7	7″×2⅞″	空气	26.3	26.9	27.7	28.5
8	7″×2⅞″	清水	35.6	38.6	41.6	44.7
9	7″×2⅞″	隔热液	5.6	5.3	5.9	6.2
10	5½″×2⅜″	空气	20.1	23.6	24.9	26.4
11	5½″×2⅜″	清水	45.5	49.5	53.7	57.9
12	5½″×2⅜″	隔热液	7.0	7.6	7.8	8.3

注：(1) 括号中的 U_{to}值是无热点，即隔热管本体的 U_{to}；

(2) 环空中有水及“热点”时，将形成回流水，致使 U_{to}值大增，此处未考虑回流水的影响。

系数随温升增加很小（见表 3—16，17，18，19，20，21)。

隔热油管的接箍处的光油管段，形成了径向热流最大的点，称热点。它对总传热系数 U_{to}的影响很大。当隔热管与隔热液并用时，可以基本消除热点。

环空流体性质及热点随注入温度增加对 U_{to}的影响见图 3—6。在 7″井筒中使用 2⅞″油管，4½″隔热管，环空分别是水、空气及隔热液。以及如消除热点情况下的井筒热损失率与井底干度变化情况见图 3—7 及 3—8。由图可见，如将环空中的清水举出或注入氮气，或蒸发放空，环空中接近成干水蒸汽，虽不及空气，但已大大降低热损失，因而也提高了井底蒸汽干度；如将隔热管柱的热点消除则更好；如隔热管与隔热液并用，则最好。尤其对于深度超过 1500m 的井，消除热点的潜力很大。对于 2000m 的深井，也有注蒸汽成功的前景。

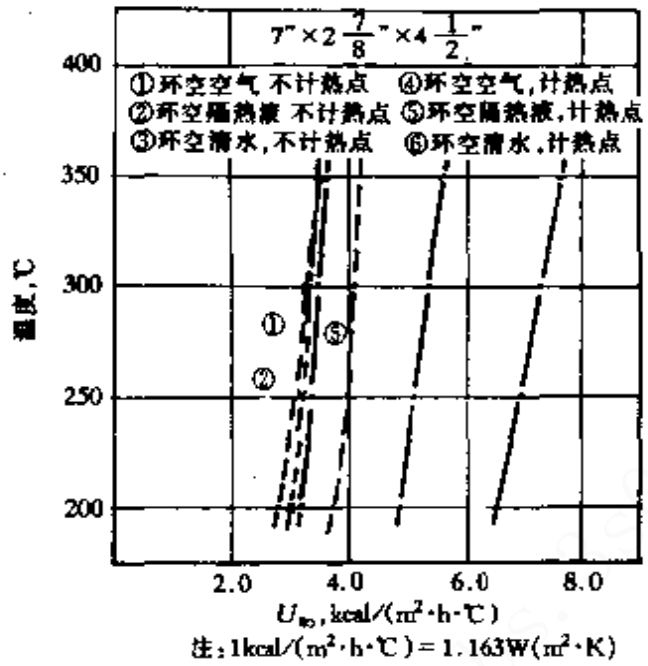


图 3—6　环空介质性质及热点对 U_{to}的影响

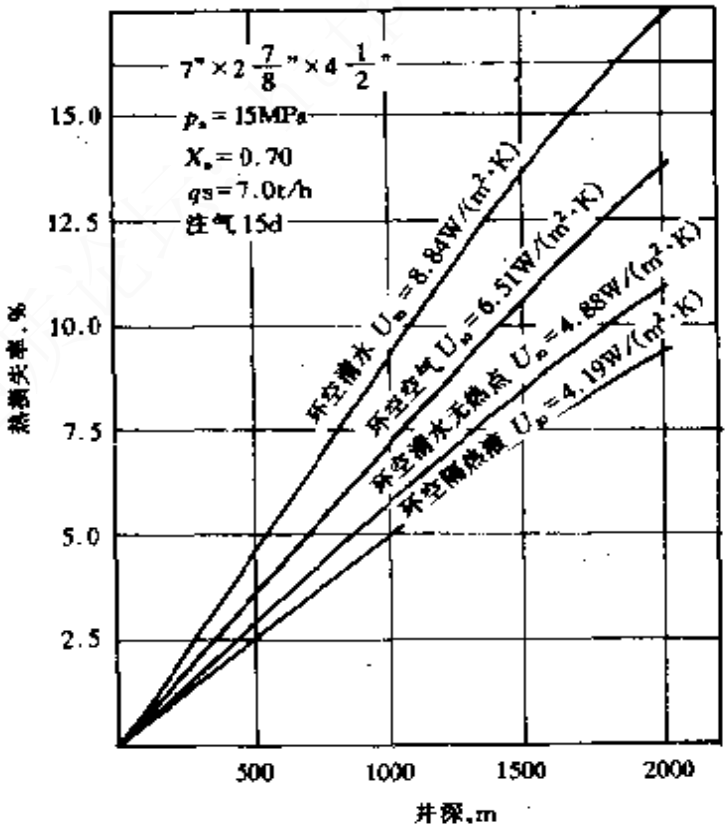


图 3—7　使用 2⅞"×4½"隔热管环空不同介质的热损失率

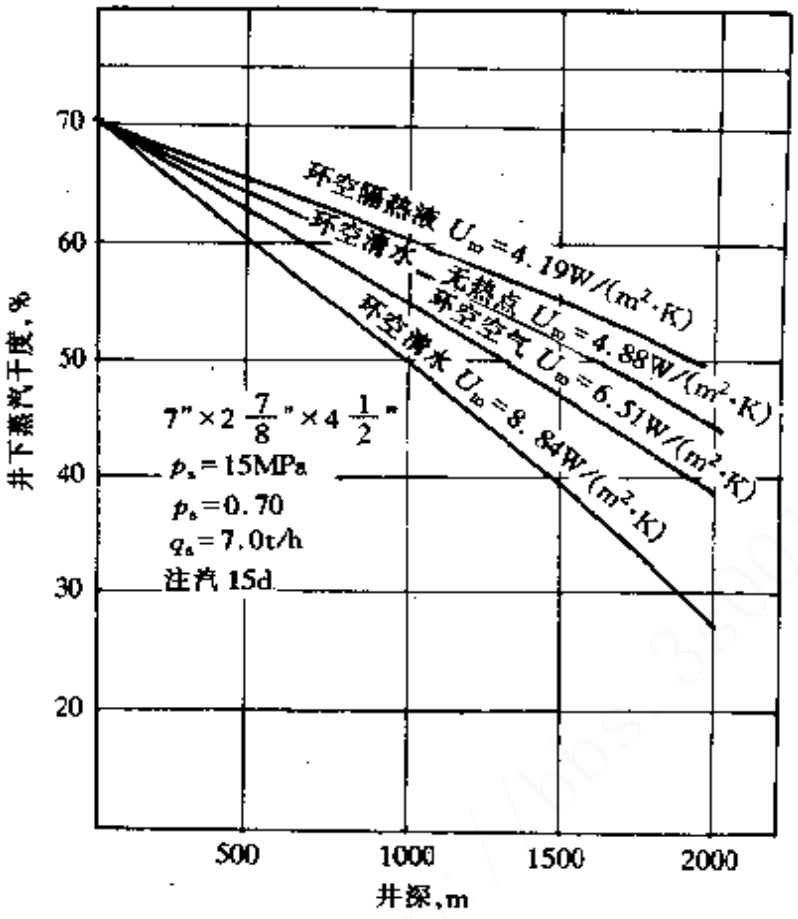


图 3—8　使用 2⅞″×4½″隔热管环空不同介质的井底蒸汽干度

（三）隔热油管使用中的老化及损坏，使井筒总传热系数增大

生产实践及室内试验都发现，Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ型隔热油管的导热系数随使用时间增加而增大，隔热效果明显下降（见表 3—35）。

表 3—35　隔热管使用前后隔热效果对比

制造厂	使用前后	隔热管视导热系数 W/（m·K）				
		200℃	250℃	280℃	300℃	350℃
美贝克Ⅱ型	前	0.0462			0.0595	0.0682
	后	0.0660	0.0893	0.0994		
辽河Ⅲ型	前	0.0485			0.0619	0.0699
	后	0.0768	0.0845	0.0866		

主要原因是高温高压下 H 离子（H^+）对钢管的渗透作用。隔热油管在井下使用一段时间后，将有部分 H^+ 离子渗透到内外管的隔热层中，形成导热系数较大的氢气分子，增加了隔热管的导热系数。为此，近年来设计试制出了Ⅲ型隔热油管，隔热层抽真空充入氪气后，加入 GM103 国产吸气剂，吸附从管壁渗透的氢及其他非惰性气体。改进后的隔热管性能见前表 3—30 及 3—31。

在使用中，隔热油管的质量必须检验，如有机械损伤必须更换。即使良好的隔热油管，也有一定的使用寿命，老化的隔热油管应更换。

六、实际应用中对井筒总传热系数的修正方法

总传热系数 U_{to}是控制井筒隔热效果的关键工程参数。U_{to}值随井筒隔热条件，如隔热管及套管尺寸、环空介质、使用老化程度、注汽温度等而变化。因此，在生产应用中，需要根据上述方法确定的 U_{to}值，针对各种使用条件，修正整个包括接箍的隔热管柱的 U_{to}值，以此作为实际应用的 U_{to}值，用于评价具体注热井的隔热效果。

（一）根据室内试验值计入隔热管接头处的热点影响求得隔热管柱的 U_{to}值

对接箍处无隔热环的隔热管柱的 U_{to}按以下公式求出（未考虑环流水影响，设定环空中无水，仅有氮气或蒸干）：

$$\overline{U}_{to} = \frac{l - Cl_o}{l} U_{toA} + \frac{Cl_o}{l} U_{toB} \qquad (3—33)$$

式中 $\overline{U}_{to}$——每根隔热管柱的平均总传热系数，W/（m^2·K）；

l_o ——接头部分长度，m；

l ——每根隔热油管长度，m；

C ——修正系数；

U_{toA}和U_{toB}——分别为隔热油管本体及接头部分的总传热系数，W/（m^2·K）。

修正系数C是考虑环空介质热对流及钢管的导热性对扩大热点长度的影响。由经验取得。Ⅰ型隔热油管热点较长，取Cl_o=0.8m。计入热点的总传热系数见表3—34。

（二）根据接箍处热损失修正隔热管柱的$\overline{U}_{to}$

由于Ⅱ和Ⅲ型隔热油管将接头处加了隔热环，减小了热点的热损失，使接头处的热损失约占整个隔热油管热损失的约30%。设X为考虑接箍热损失后总传热系数应增加的百分数，则

$$\frac{X\%}{100\% + X\%} = 30\%, X = 42.8\%。$$

由此，隔热管柱的总传热系数$\overline{U}_{to}=1.428\overline{U}_{to}$。

（三）根据注热井实测井筒温度及压力计算隔热管柱的$\overline{U}_{to}$

在现场蒸汽吞吐作业井中，如果调整注入参数使井底某个点开始蒸汽干度变为零，即出现热水段，则用井下温度计压力计，测取不同深度的温度及压力。用计算机数值模拟，进行历史拟合就可求出井筒总传热系数$\overline{U}_{to}$。由这些典型井数据就可评价这种隔热条件下的$\overline{U}_{to}$。

表3—36中列有几口实测注热井的数据及计算出的U_{to}。这些井都是有井筒热水段，井底蒸汽干度为零，因而井筒温度有变化，才能计算出U_{to}。

表3—37中列有几口井利用井下测压资料估价U_{to}值，拟合压力曲线见图3—9～12。

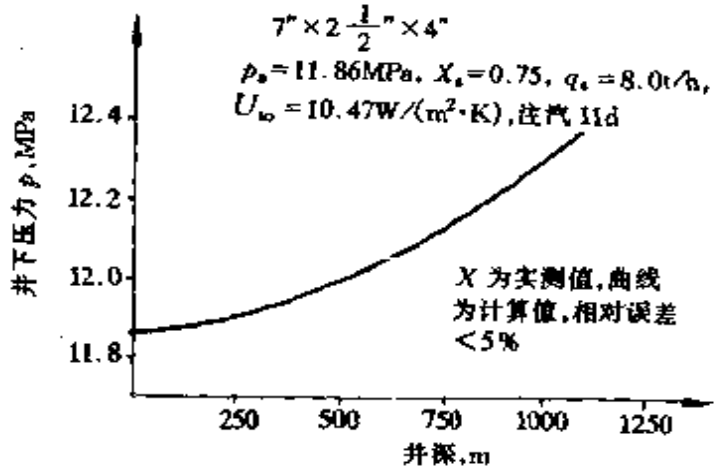


图 3—9　锦 8－21－37 井井筒压力数值模拟拟合曲线

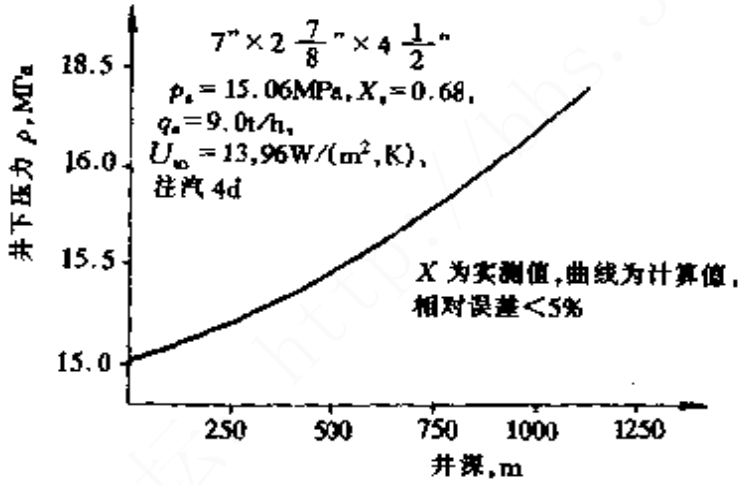


图 3—10　单 2－6 井井筒压力数值模拟拟合曲线

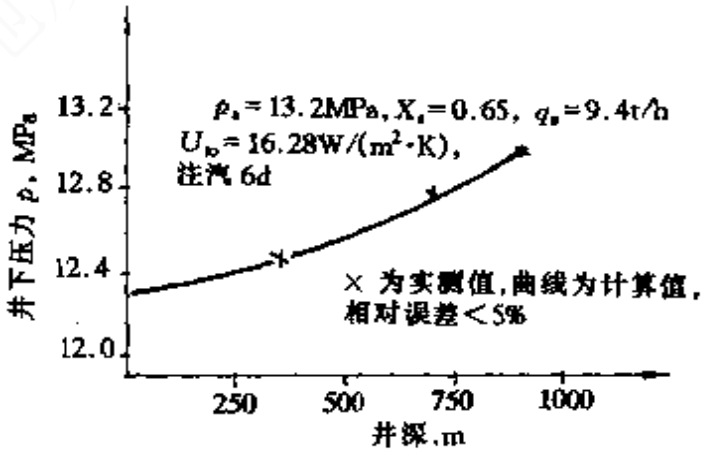


图 3—11　锦 7－32－33 井井下压力数值模拟拟合曲线

表 3—36　由注蒸汽吞吐现场试验数据计算 U_{to}

井　号	油井数据		井口注汽参数				测井数据				注汽时间 h	总传热系数 W/(m²·K)
	井深 m	井筒条件	压力 MPa	温度 ℃	流量 t/h	干度 %	日　期	井深 m	温度 ℃	干度 %		
高 3－5－13 井	1686	5½"—3½" 隔热管，环空有水	15.5	340	15	30	83 年 10 月 28 日	5 800 1500	340 324.3 301.8	0 0 0	138	12.56
高 3－7－9 井	1732	5½"—3½" 隔热管，环空有水	15.0～12.5	330	7	50	84 年 6 月 29 日	500 1000	251 218	0 0	154	11.75
高 3－6－10 井	1595	5½"—2⅞" 隔热液	14.0	340	6.9	46	84 年 4 月 18 日	10 1000 1500	334 237 218	0 0 0	149.5	10.82
锦 2－19－18 井	950±	7"—4½" 隔热管，环空有水	14.0	272	15		85 年 1 月 17 日	3 400 1080 1150	252.5 223.5 191.6 189.6	0 0 0 0	158.5	15.23
富 718 井	470	5½"—2⅞" 隔热液	6.0	246	5.25	0	84 年 10 月 22 日	10 200 430	234 204.5 201	0	107	15.58

表 3—37　根据井下测压资料估价 U_{tc} 值

制造厂	隔　热　管　结　构	井　号	U_{tc} W/ (m^2.K)	拟合图号
抚机厂	2⅞″×4½″预应力、超细玻璃棉	单 2－10	6.98	
抚机厂	2⅞″×4½″外波纹管，超细玻璃棉	单 2－6	13.96	3－10
兴油机厂	2⅞″×4″外波纹管，超细玻璃棉	锦 8－21－37	10.47	3－9
兴油机厂	2⅞″×4″外波纹管，珍珠岩粉	锦 7－32－33	16.28	3－11
Baker 公司	2⅞″×4½″硅酸铝棉	高 2－3－07	6.51	3－12

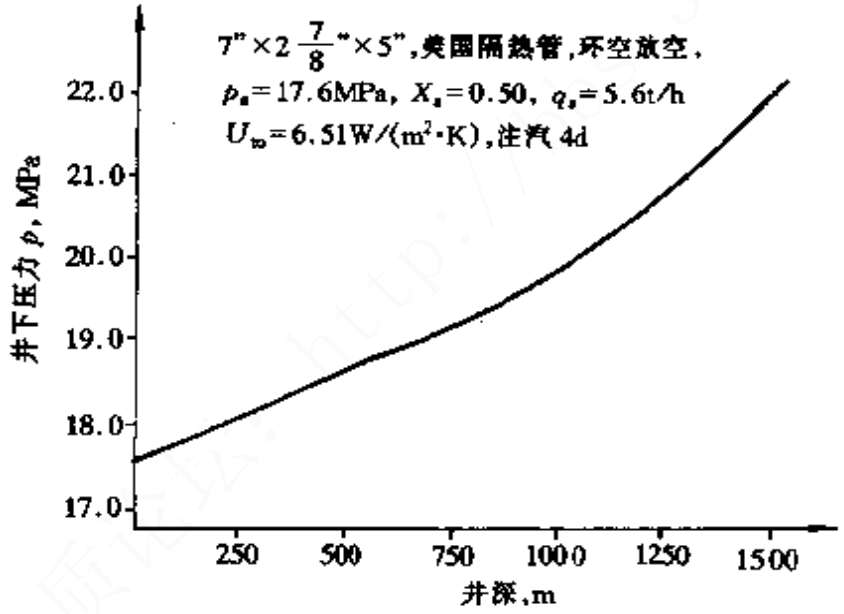


图 3—12　高 2－3－07 井井下测试数值模拟曲线

七、井筒总传热系数对井底注热参数的影响

采用各种井筒隔热方案，都有不同的井筒总传热系数。U_{tc} 大小对井底注热参数，如井筒热损失率、套管最高温度及井底蒸汽干度等都有极大的影响。采用井筒传热数值模拟方法，计算分析了它们的影响。

地信网论 BBS.3500J.COM

（1）不同 U_{to}值对井筒热损失率的影响

总传热系数 U_{to}增大，井筒热损失率 η 增高，见图 3—13 所示。

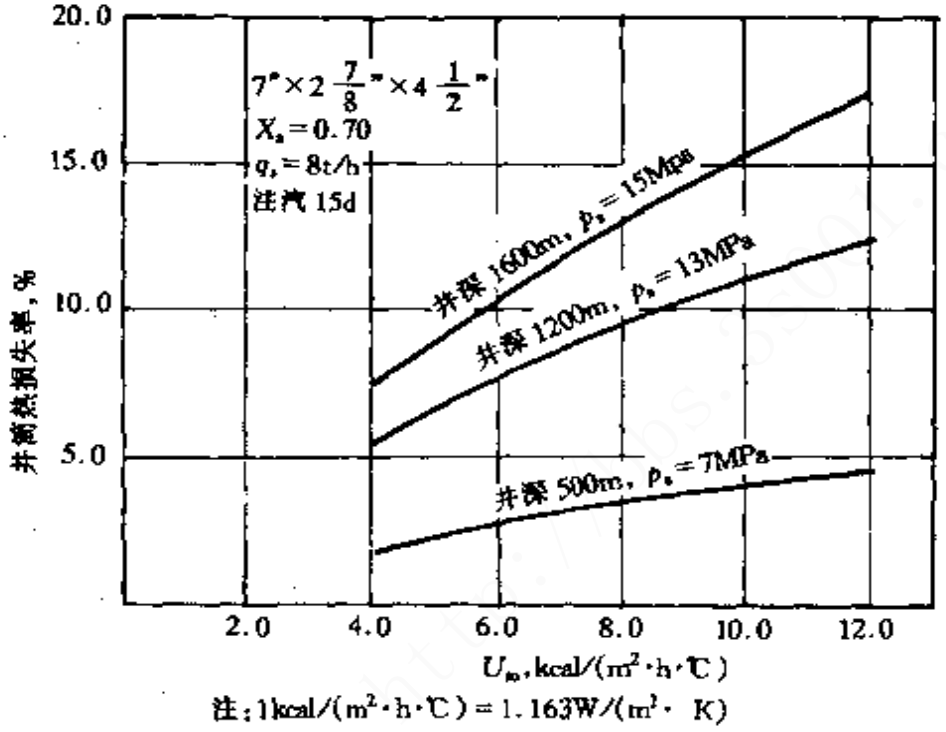


图 3—13　不同 U_{to}值对井筒热损失率的影响

（2）不同 U_{to}值对套管温度的影响

总传热系数 U_{to}越大，套管温度上升越高。见图 3—14。

（3）不同 U_{to}对井底蒸汽干度的影响

总传热系数 U_{to}越大，在同样的注入条件下，井底干度越低，见图 3—15。

根据井筒传热数值模拟计算，1200，1600，2000m 深井，不同的 U_{to}对井底注热参数的影响见表 3—38～40 及图 3—16～21。

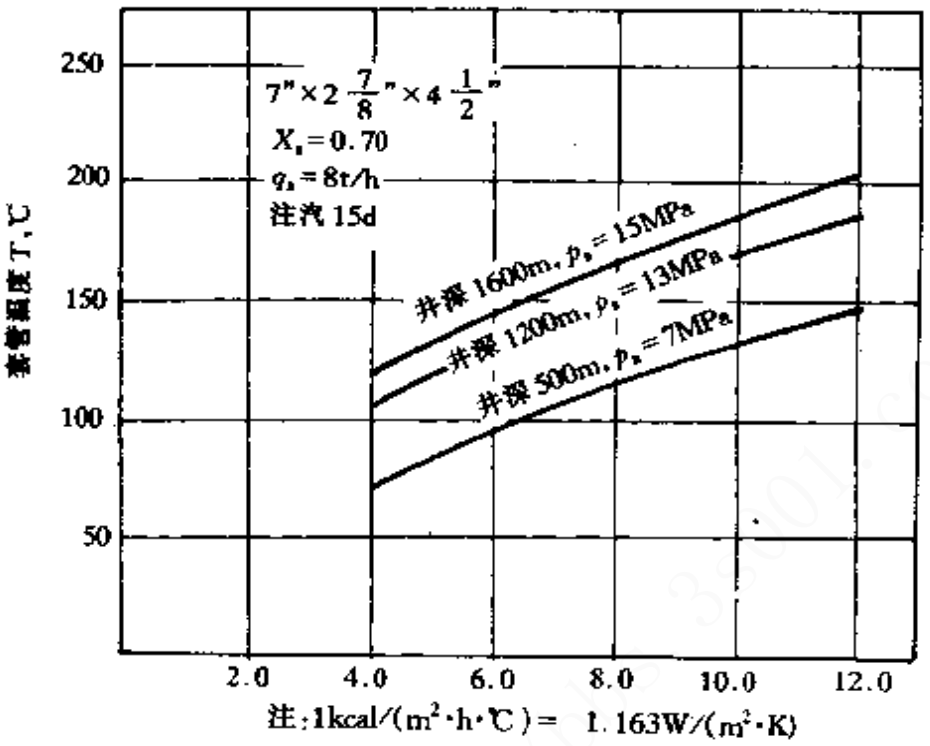


图 3—14　不同 U_{to}值对套管温度的影响

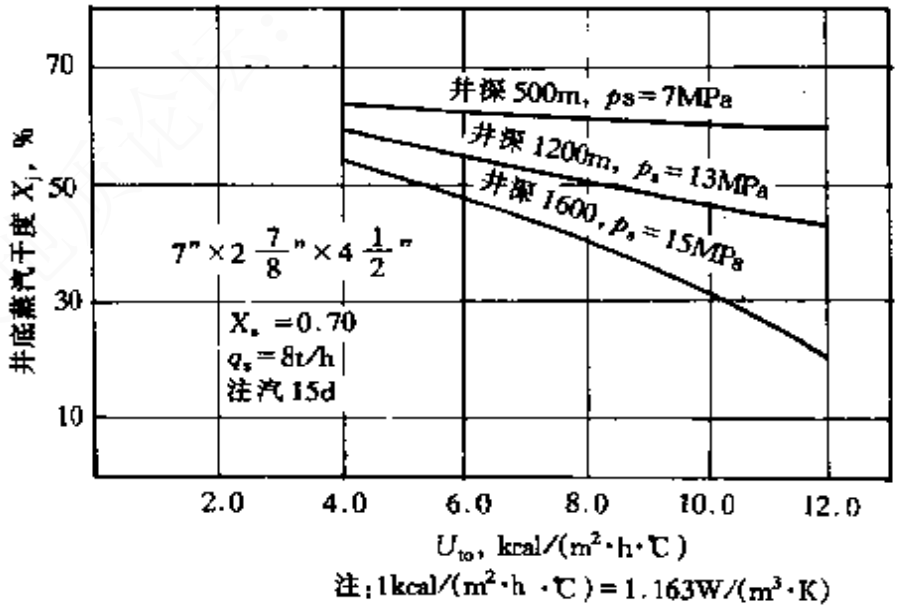


图 3—15　不同 U_{to}值对井底蒸汽干度的影响

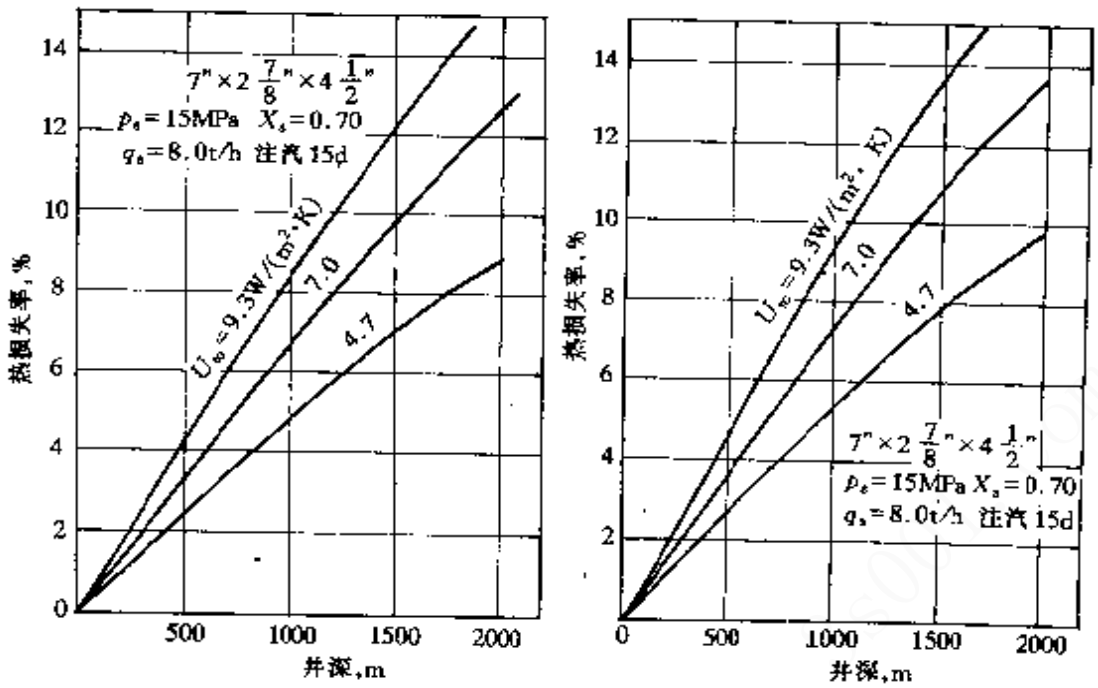


图 3—16　深井在不同总传热系数时的热损失率

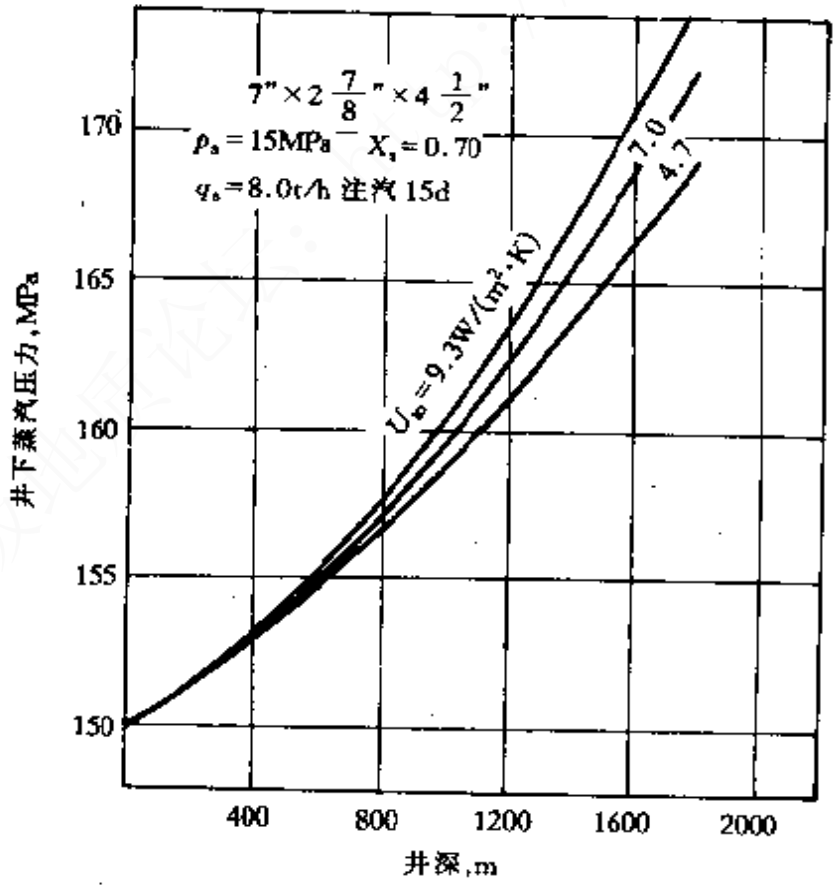


图 3—17　深井在不同总传热系数下的井底压力

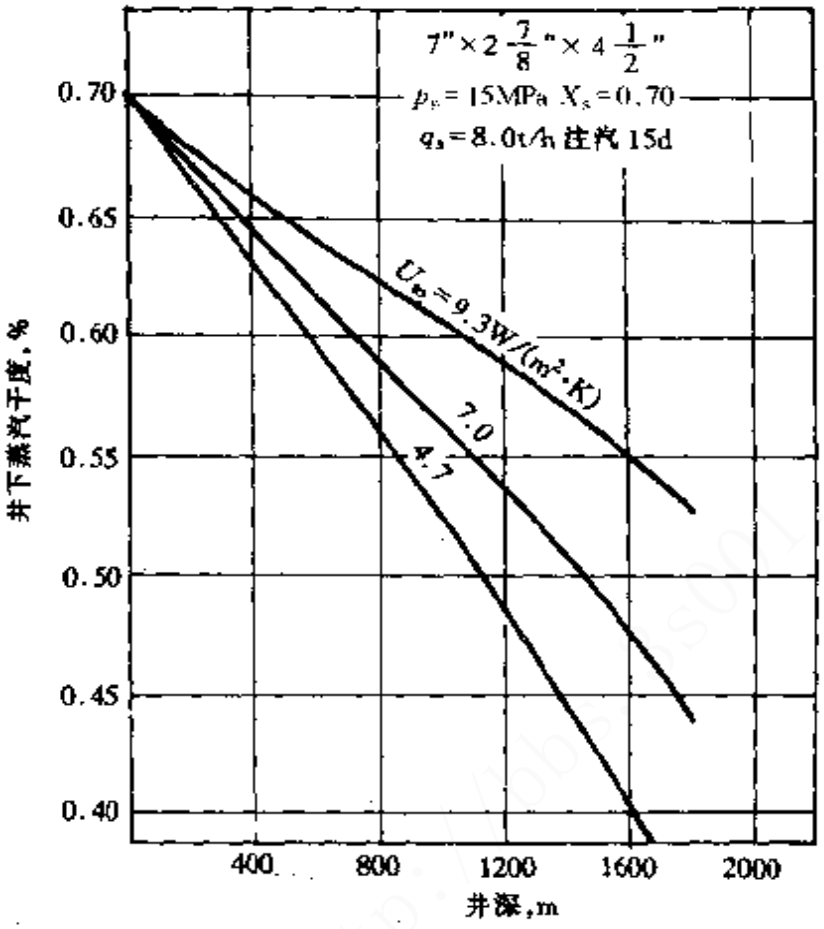


图 3—18　深井在不同总传热系数下的井底干度

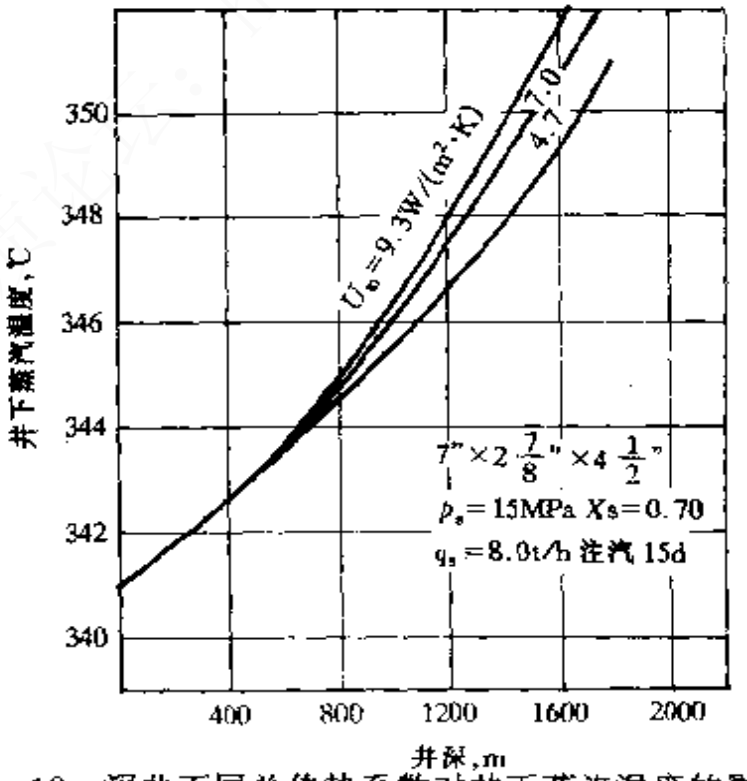


图 3—19　深井不同总传热系数对井下蒸汽温度的影响

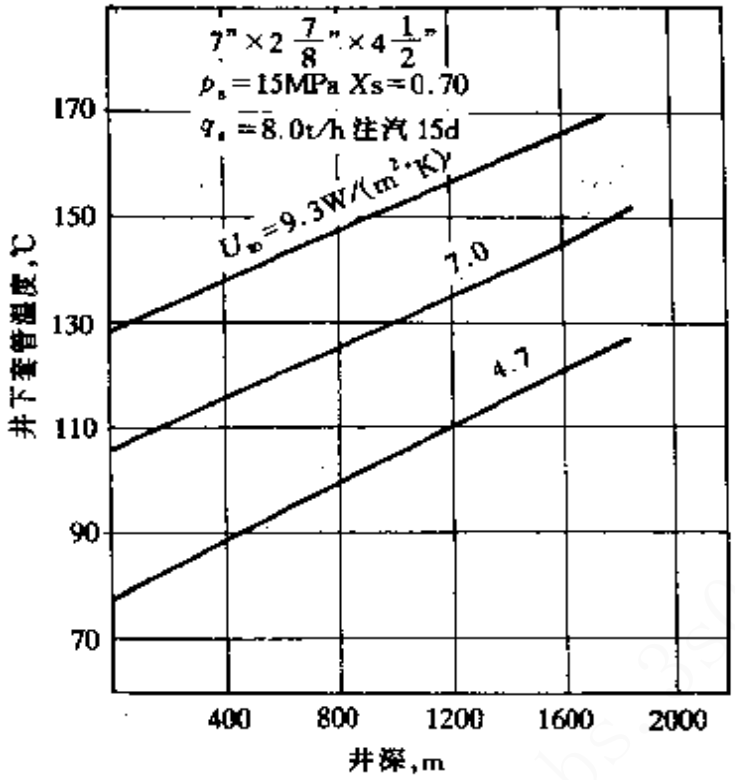


图 3—20　深井不同总传热系数对
井下套管温度的影响

表 3—38　1200m 深井，不同 U_n的井底注热参数变化

井底注热参数	注气时间	U_n值，W/（m²·K）			
		13.96	9.30	6.98	4.65
井筒热损，%	15d	16.6	12.6	10.1	7.2
井底干度，%	15d	33.9	42.8	48.7	54.9
井底压力 MPa	15d	14.80	14.57	14.44	14.30
井底汽温，℃	15d	340	338.8	338.1	337.3
套管温度，℃	4a	222.3	186.9	163.2	133.7

注：井口注汽压力 P_S=13.0MPa，注入速度 q_s=6t/h，井口蒸汽干度 X_s=0.70。

表 3—39　1600m 深井，不同 U_t的井底注热参数变化

井底注热参数	注气时间	U_t值，W/（m²·K）			
		11.6	9.3	7.0	4.7
井筒热损，%	10d	15.8	13.4	10.7	7.6
井底干度，%	10d	31.3	37.2	45.1	53.7
井底压力，MPa	10d	17.9	17.6	17.4	17.1
井底汽温，℃	10d	355.3	354.1	352.9	351.6
套管温度，℃	3a	217.6	197.9	174.0	144.3

注：井口注气压力 p_s=15.0MPa，注入速度 q_s=8t/h，井口蒸汽干度 X_s=0.70。

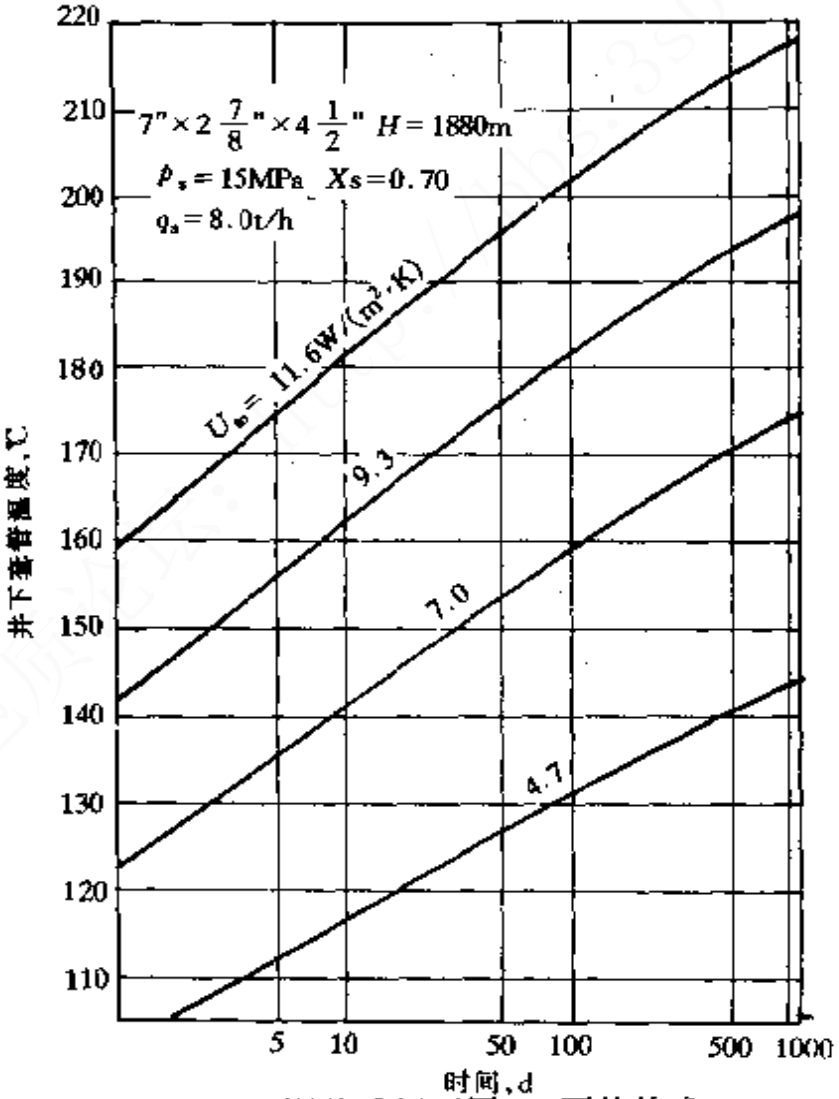


图 3—21　深井采用不同 U_t隔热技术的套管温度随时间的变化

表 3—40　2000m 超深井，不同 U_t 的井底注热参数变化

井底注热参数	注气时间	U_t 值，W/（m²·K）		
		7.0	5.8	4.7
井筒热损，%	15d	13.0	11.3	9.4
井底干度，%	15d	39.2	44.5	50.6
井底压力，MPa	15d	18.9	18.7	18.5
井底汽温，℃	15d	360.0	359.1	358.1
套管温度，℃	4a	188.9	175.3	159.9

注：井口注汽压力 $p_S=16.0$MPa，$q_s=8$t/h，井口蒸汽干度 $X_s=0.70$。

八、井筒传热数值模拟方法

为了根据井口注汽工艺参数，准确、快速地计算出井底的蒸汽干度、压力、套管温度及井筒热损失率，总公司勘探开发研究院热采所编制出了井筒传热数值解计算软件 SIWS（Steam Injection Wellbore Simulator）。根据井筒总传热系数确定值，进行了各种隔热条件下的隔热效果计算，并编制出了便于现场使用的井筒传热工程计算图表手册。

（一）数值模拟原理

根据 Ramey 方程：

1. 套管温度计算公式

$$T_{ci}=T_h+\frac{r_{to}U_{to}\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{\lambda_c}(T_{to}-T_h) \qquad (3—34)$$

$$T_h=\frac{T_s f(t)+\frac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}\cdot T_e}{f(t)+\frac{\lambda_e}{r_{to}U_{to}}} \qquad (3—35)$$

$$f(t) = \ln\left[\frac{2\sqrt{at}}{r_h}\right] - 0.29 \qquad (3—36)$$

此处时间函数 $f(t)$，适用于注蒸汽时间超过 7 天以上。

2. 井筒热损失速度计算公式

$$Q_s = \frac{2\pi r_{to} U_{to} \lambda_e}{\lambda_e + r_{to} U_{to} f(t)} \left[(T_s - b)L - \frac{aL^2}{2} \right] \qquad (3—37)$$

3. 井筒热损失率计算公式

$$\eta = \frac{100\Phi_s}{M_s[X_i \cdot C_s + (1 - X_i) \cdot C_w]} \qquad (3—38)$$

4. 井底蒸汽干度计算公式

先求出井底蒸汽干度是否大于 0，其判别式是：

$$\Phi_s < M_s X_i C_s \qquad (3—39)$$

如上式（3—39）成立，则井底蒸汽干度 X_j 为：

$$X_j = X_i - \frac{\Phi_s}{M_s C_s} \qquad (3—40)$$

5. 井底压力计算

按照 Bernoulli 公式，井底湿饱和蒸汽压力 p_j 为：

$$p_j = p_s + \Delta p_m + \Delta p_w - \Delta p_f \qquad (3—41)$$

式中 p_s ——井口注蒸汽压力，MPa；

Δp_m ——向下流动液体流动能产生的压力，MPa；

Δp_w ——油管柱中液体产生的压力，MPa；

Δp_f ——油管柱中液流的摩擦阻力，MPa。

采取分井段计算：

$$\Delta p_w = 1.1337 \times 10^{-3}(V_{Tj+1})\frac{M_s^2}{r_{ti}} \tag{3—42}$$

$$\Delta p_w = 1.4224 \times 10^{-4}\frac{\Delta L_j}{\Delta T_j} \tag{3—43}$$

$$\Delta p_f = 2.8354 \times 10^{-14}\frac{M_s^2 V_{Ti}\Delta L_j}{r_{ti}^2} f \tag{3—44}$$

式中 f——阻力系数，与雷诺数 Re 有关：

$$Re = 0.1769\frac{M_s}{\mu_{ws}V_{Ti}} \tag{3—45}$$

$$\mu_{ws} = \mu_W^H \mu_S^{1-H} \tag{3—46}$$

$$H = \frac{(1-X)V_w}{V_{ws}} \tag{3—47}$$

$$V_{ws} = XV_s + (1-X)V_w \tag{3—48}$$

$$X = \frac{X_s + X_j}{2} \tag{3—49}$$

由（3－45）～（3－49）计算出 Re，当 $Re<2300$ 时为层流，

$Re=2300\sim5000$ 时为过渡层，$Re>5000$ 时完全为紊流。

由过渡层到紊流状态下，可以按康纳哥夫公式计算出（注蒸汽时一般是紊流），即：

$$f = \frac{1}{(1.8\lg Re - 1.5)^2} \tag{3—50}$$

按上述方程可采用小计算器及小型计算机进行井筒传热工程计算，研究各种隔热方案，但计算精度较差。

为了进一步提高计算精度，由总公司石油勘探开发研究院编制出井筒传热数值模拟程序 SIWS，其基本方程是：

蒸汽及水两相共流的基本方程有连续性方程、能量方程及动

量方程三个。

连续性方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}[\rho_l(1-\varepsilon)+\rho_g\varepsilon]+\frac{\partial}{\partial Z}[\rho_l W_l(1-\varepsilon)+\rho_g W_{g\varepsilon}]=0 \quad (3—51)$$

能量方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}[\rho_l h_l(1-\varepsilon)+\rho_g h_g\varepsilon]+\frac{\partial}{\partial Z}[\rho_l W_l h_l(1-\varepsilon)+\rho_g W_g h_g\varepsilon]$$
$$=\Phi-gZ[\rho_l(1-\varepsilon)+\rho_g\varepsilon] \quad (3—52)$$

动量方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}[\rho_l W_l(1-\varepsilon)+\rho_g W_g\varepsilon]+\frac{\partial}{\partial Z}[\rho_l W_l^2(1-\varepsilon)+\rho_g W_g^2\varepsilon]$$
$$=\frac{\partial p}{\partial Z}-Ff-g[\rho_l(1-\varepsilon)+\rho_g\varepsilon] \quad (3—53)$$

此外，井筒径向热流方程（传热模型见图 3—22）如下：

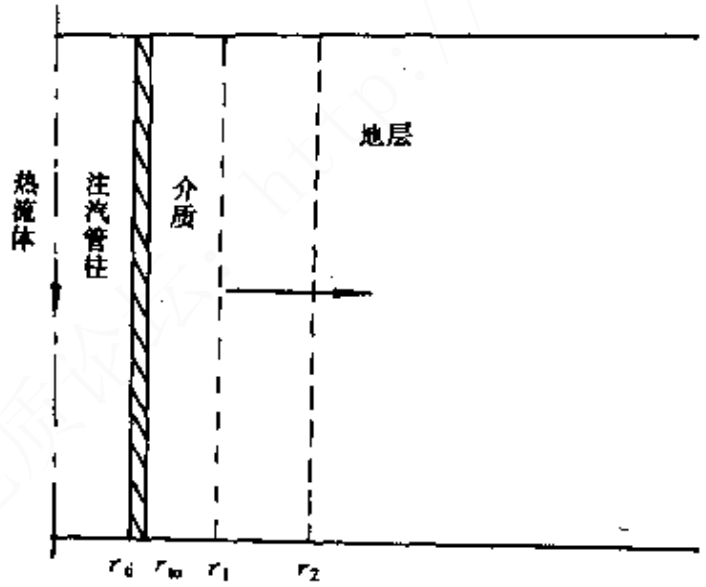


图 3—22　井筒径向传热模型

$$\frac{\partial^2}{\partial r^2}T+\frac{1}{r}\cdot\frac{\partial}{\partial r}T=\frac{1}{a}\cdot\frac{\partial T}{\partial t} \quad (3—54)$$

式中　a——导温系数。

给定初始及边界条件后，可用有限元素法求解。但是为了工

程计算方便，又用解析的方法获得了积分表达式。

$$\Phi_{r=r_2}=\frac{8\lambda_e(T_s-T_e)}{\pi}\times\int_0^{\infty}\frac{e^{-t\varphi^2}\cdot d\varphi/\varphi}{[(\varphi/\bar{\lambda})J_1(\varphi)+J_0(\varphi)]^2+[(\varphi/\bar{\lambda})Y_1(\varphi)+Y_0(\varphi)]^2} \tag{3—55}$$

式中 λ_e——地层的平均导热系数，W/（m^2·K）；

$\bar{t}=at/r_2^2$ 无量纲时间；

$\bar{\lambda}=\frac{r_{ti}U_{ti}}{\lambda_e}$ 无量纲导热系数。

从（3—55）式可以看出，$\Phi_{r=r_2}=\Phi_0\cdot F(\bar{t},\bar{K})$，即瞬态因子为 $F(\bar{t},\bar{K})$。

$$F(\bar{t},\bar{\lambda})=\int_0^{\infty}\frac{e^{-t\varphi^2}\cdot d\varphi/\varphi}{[(\varphi/\bar{\lambda})J_1(\varphi)+J_0(\varphi)]^2+[(\varphi/\bar{\lambda})Y_1(\varphi)+Y_0(\varphi)]^2} \tag{3—56}$$

通过数值计算，可以获得不同 $\bar{t},\bar{\lambda}$ 所对应的 $F(\bar{t},\bar{\lambda})$。

由于在获得（3—55）式时已经假定了 $r\leqslant r_2$ 的范围内为稳态传热，已知 $\Phi_{r=r_2}$ 后，便可以确定 $r\leqslant r_2$ 内的各点温度，如：

$$T_{r=r_2}=T_f-\frac{(T_f-T_\infty)}{2.4674\bar{\lambda}}f(\bar{t},\bar{\lambda}) \tag{3—57}$$

目前大多使用 Remey 的公式：

$$\Phi_{r=r_2}=\frac{2\pi\lambda_e(T_{r2}-T_\infty)}{f(\bar{t},\bar{\lambda})} \tag{3—58}$$

注意：Remey 原公式中时间因子是 $f(t)$，忽略了 $\bar{\lambda}$，这是不准确的；为此把（3—55）式与（3—58）式比较：

$$f(\bar{t},\bar{\lambda})=\frac{2.4674}{F(t,\bar{\lambda})}-\frac{1}{\lambda} \tag{3—59}$$

在已知 $F(\bar{t},\bar{\lambda})$ 基础上，绘制了 $f(\bar{t},0.1)$ 的曲线，并给出如下公式：

$$f(\bar{t},0.1)=\ln 2\sqrt{\bar{t}}+\frac{1}{\ln^3 2\sqrt{\bar{t}}}-\frac{4}{t^2}-0.285 \quad (3—60)$$

(3—60) 式在 $5\leqslant\bar{t}$ 时误差 $<3\%$。当 $r_2=0.15\text{m}$，$a=0.0038\text{m}^2/\text{h}$，$\bar{t}=5$，$t=1.25\text{d}$，这对于工程计算足够了。当 $\bar{K}\neq 0.1$ 时，可用下列公式：

$$f(\bar{t},\bar{\lambda})=\begin{cases} f(\bar{t},0.1)\cdot(1-\bar{\lambda}\times 0.1) & 0.01<\bar{\lambda}<0.1 \\ f(\bar{t},0.1)\cdot(1+\bar{\lambda}\times 0.043) & 0.1\leqslant\bar{\lambda}<0.5 \end{cases} \quad (3—61)$$

利用 (3—59) 式，(3—57) 式可改写为：

$$T_{r2}=\frac{T_i\cdot f(\bar{t},\bar{\lambda})+T_\infty/\bar{\lambda}}{f(\bar{t},\bar{\lambda})+1/\bar{\lambda}} \quad (3—62)$$

当 $r=r_c$ 时：

$$T_{rc}=\frac{T_{r2}\bar{\lambda}c+r_{ti}U_{ti}\ln\dfrac{r_2}{r_c}(T_i-T_{r2})}{\lambda_c} \quad (3—63)$$

其中：λ_c 为 $r_c\rightarrow r_2$ 内介质的导热系数（或等效导热系数）。

(二) 数值模拟程序框图

按上述数值解方程，编制了模拟计算程序，程序框图见图 3—23。

(三) SIWS 计算程序特点

与解析解计算程序比较，此数值解计算程序的特点有：

1) 汽水两相垂直管流的流动形态相当复杂，一般分为汽泡流、汽弹流、泡沫流及环状流等。流型与注入蒸汽的压力、注入速度、蒸汽干度等密切相关。此计算程序考虑了流型的变化，包含了流型的判别与处理程序，因而提高了计算精度。

2) 对于径向热流的计算程序，采用数值解，尤其是对时间因子 $f(t)$ 采用了精确解，提高了计算精度，可以较精确地计算出注汽 1～7 天内的热损失，而 Ramey 方程对于 7 天以内的短时间计算误差较大。

3) 计算中深度增量可以任意选定，我们编制的计算图册取 20～40m，有足够的精度。

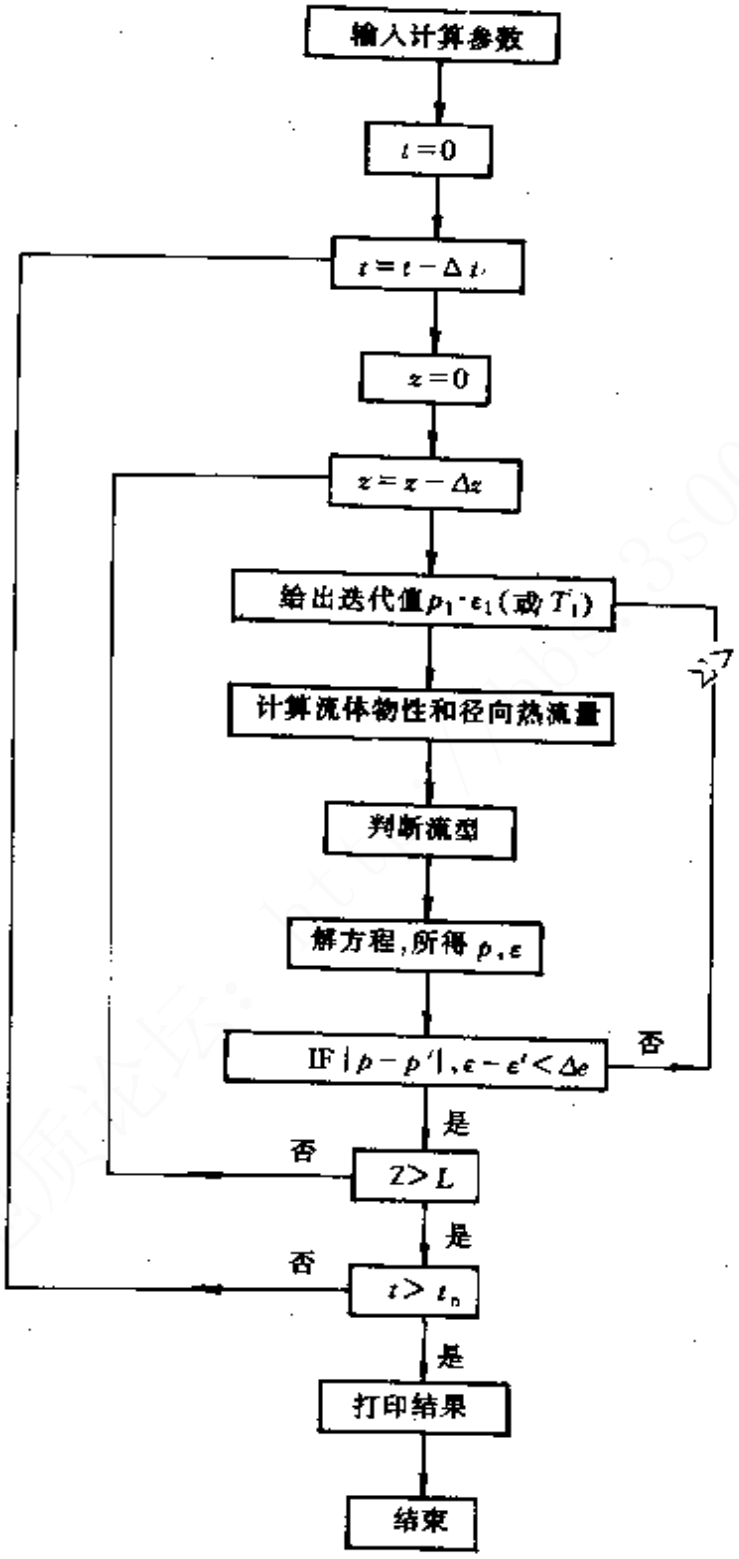


图 3—23　SIWS 程序简单框图

4）经与现场测试资料进行对比，此模型的计算精度是可信的。

5）此计算程序能适用于深井，较其他同类软件程序精度高。

九、井口注汽工艺参数对井底注热参数的影响

利用井筒传热数值模拟软件 SIWS 计算分析了井口注汽工艺参数对井底注热参数的影响，也即通过实例计算，由井口注汽工艺参数看井底注热参数的变化，计算结果见图 3—24～3—36。

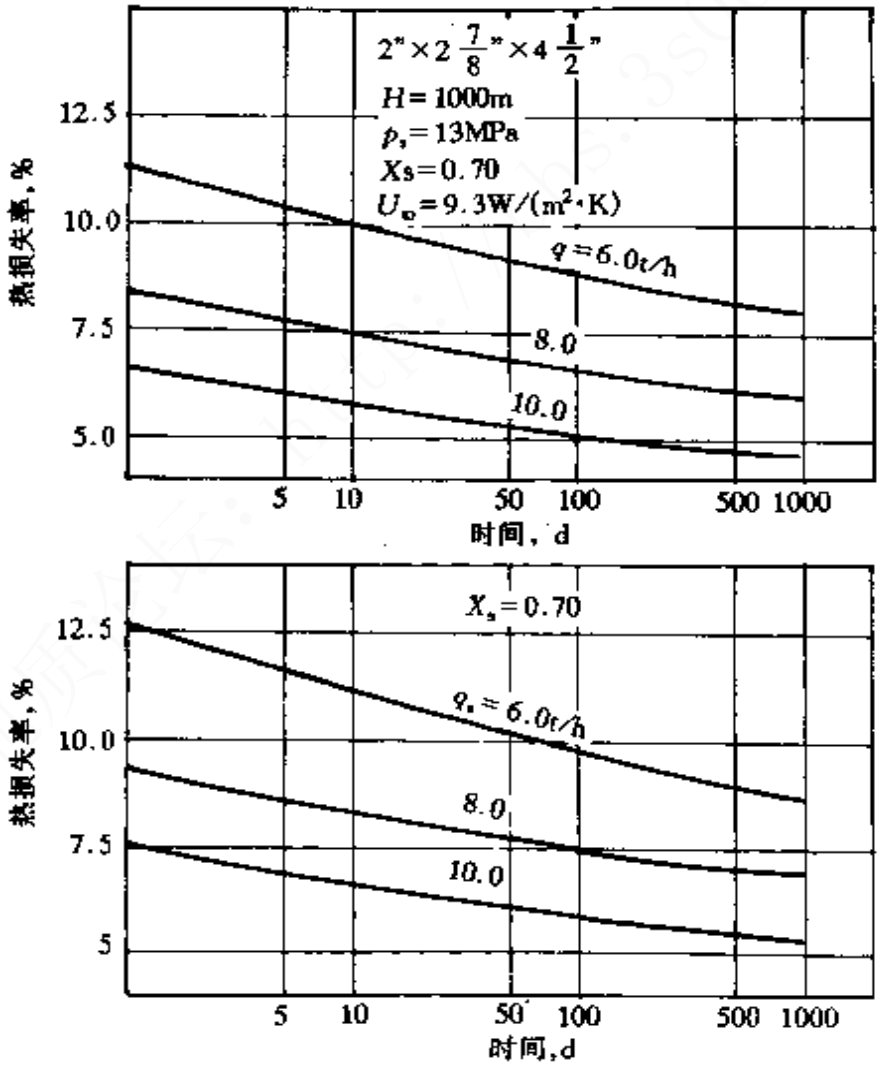


图 3—24　随注汽时间及注入速度变化的井筒热损失率

其中：

1）随注汽时间及注入速度变化的井筒热损失率见图 3—24。

2）随井口蒸汽干度及注汽时间变化的井筒热损失率见图 3—25。

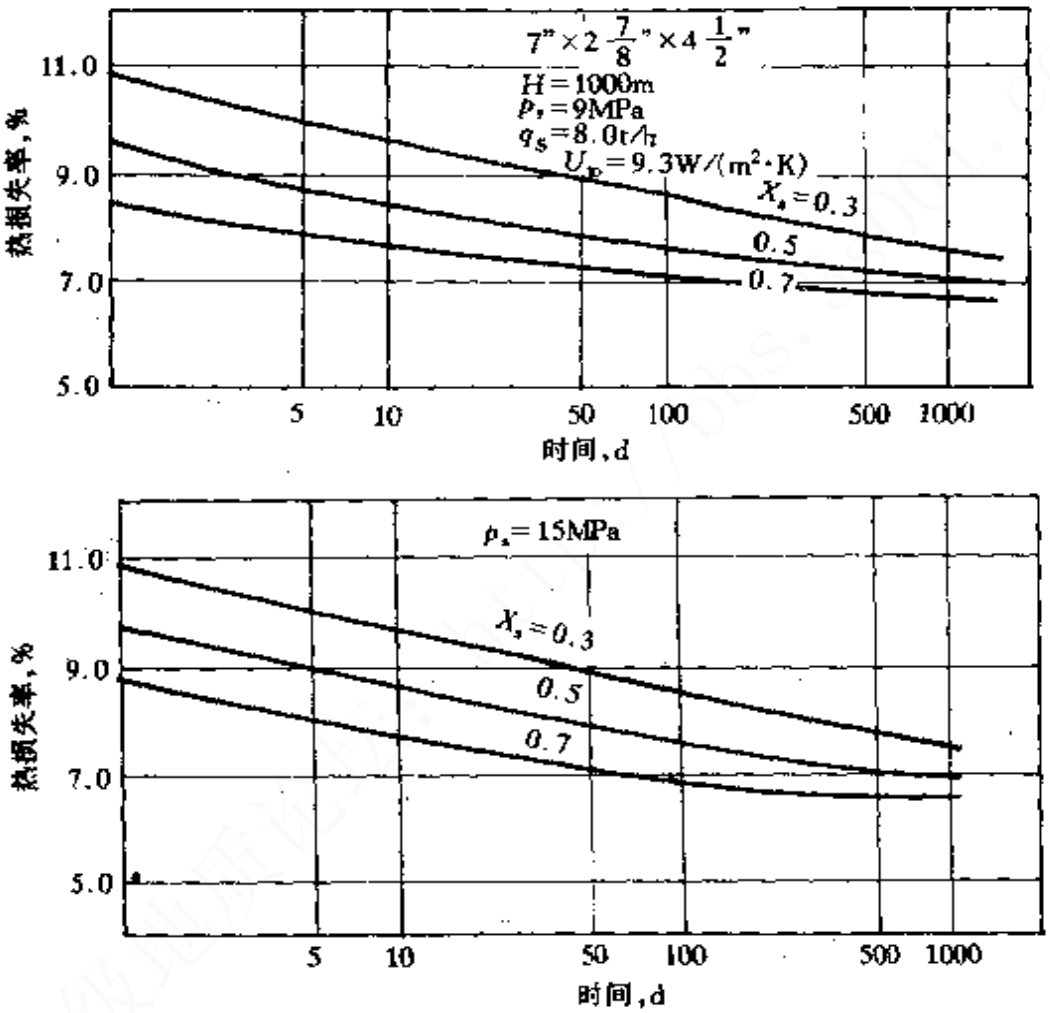


图 3—25　随注汽干度及注汽时间变化的井筒热损失率

3）随注入时间的延长，套管温度的变化见图 3—26。

4）随注入时间的延长，井底蒸汽干度的变化见图 3—27。

5）不同注汽速度的井筒热损失率见图 3—28 及图 3—29。

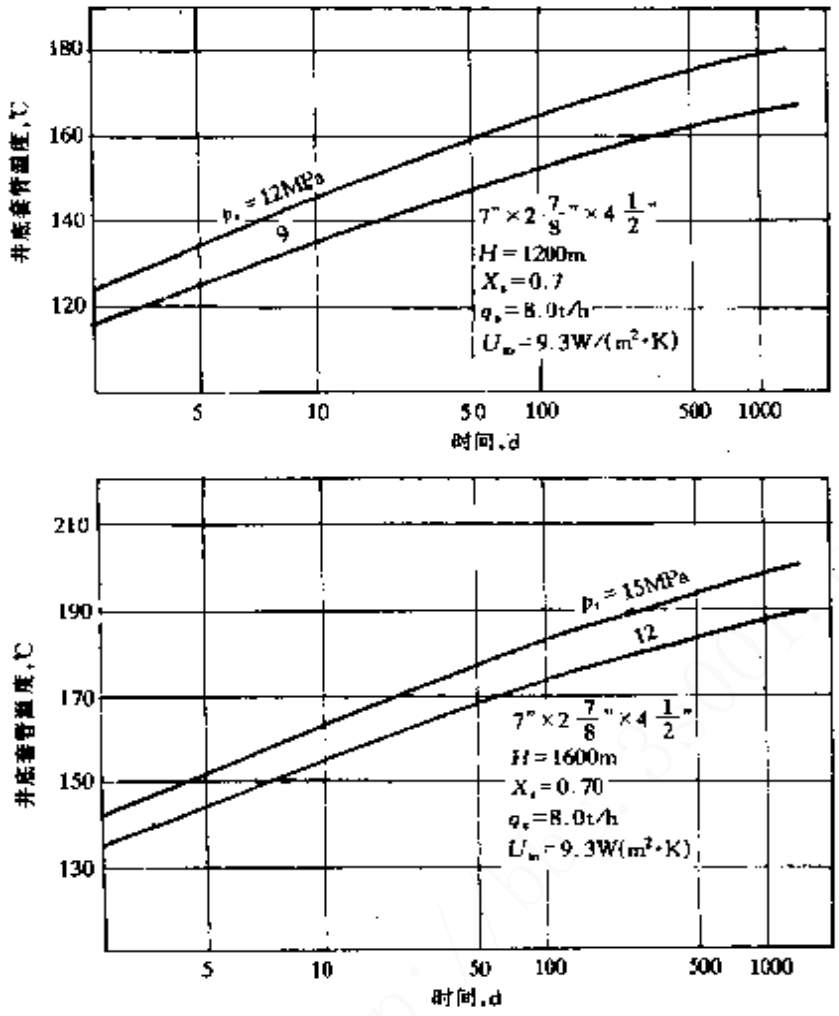


图 3—26　随注入时间的延长、井底套管温度变化图

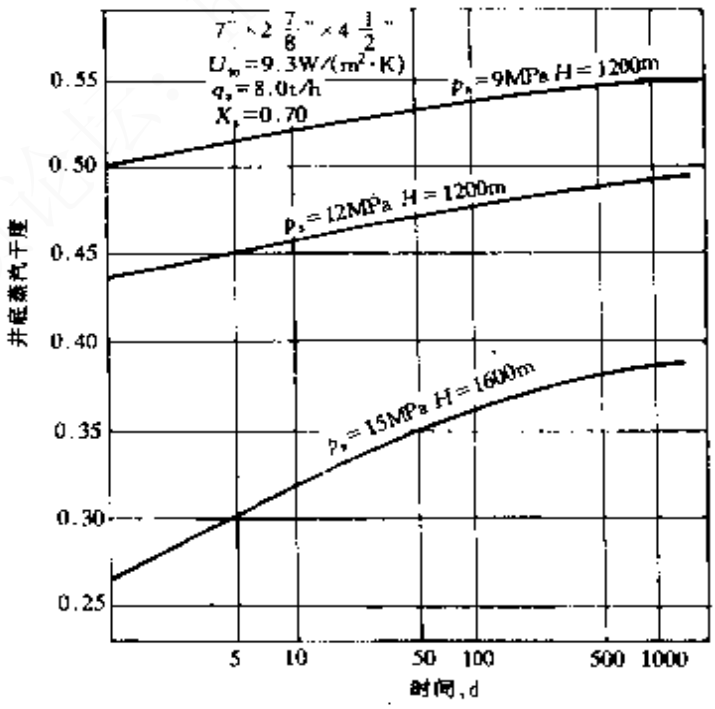


图 3—27 随注入时间延长、井底蒸汽干度变化图

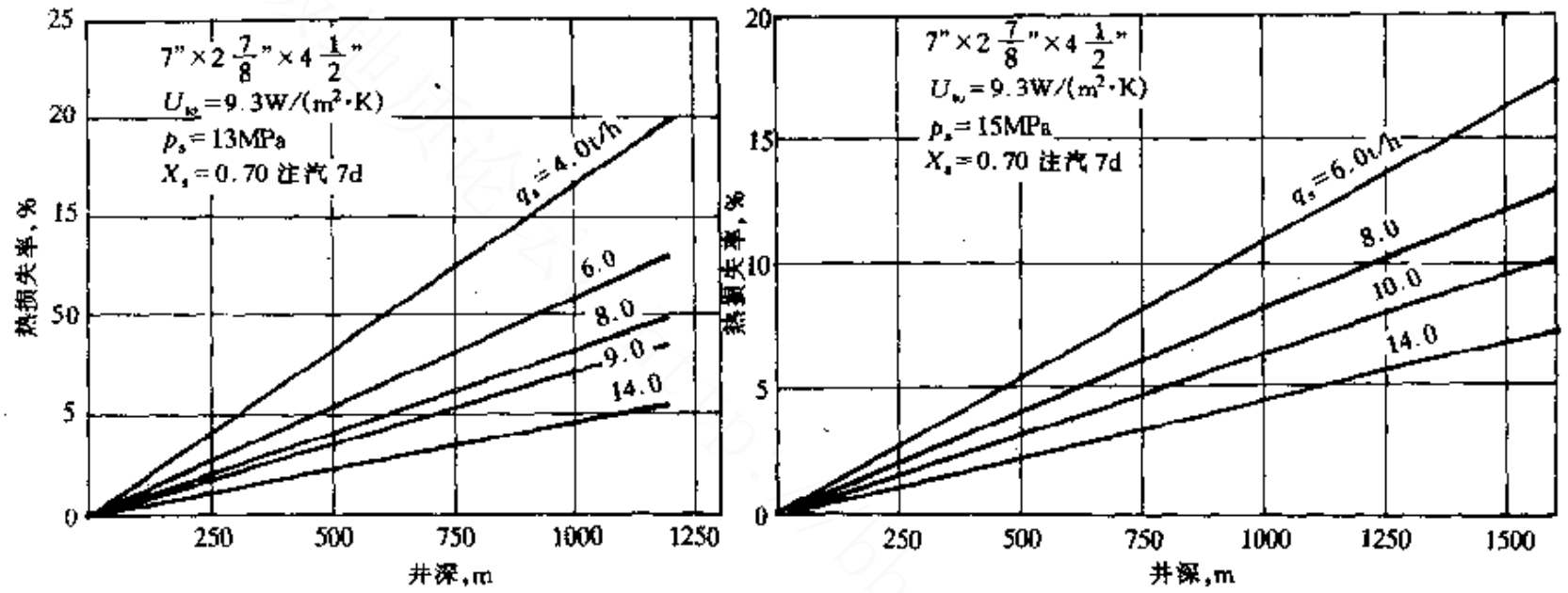


图 3—28　不同注汽速度对井筒热损失率的影响

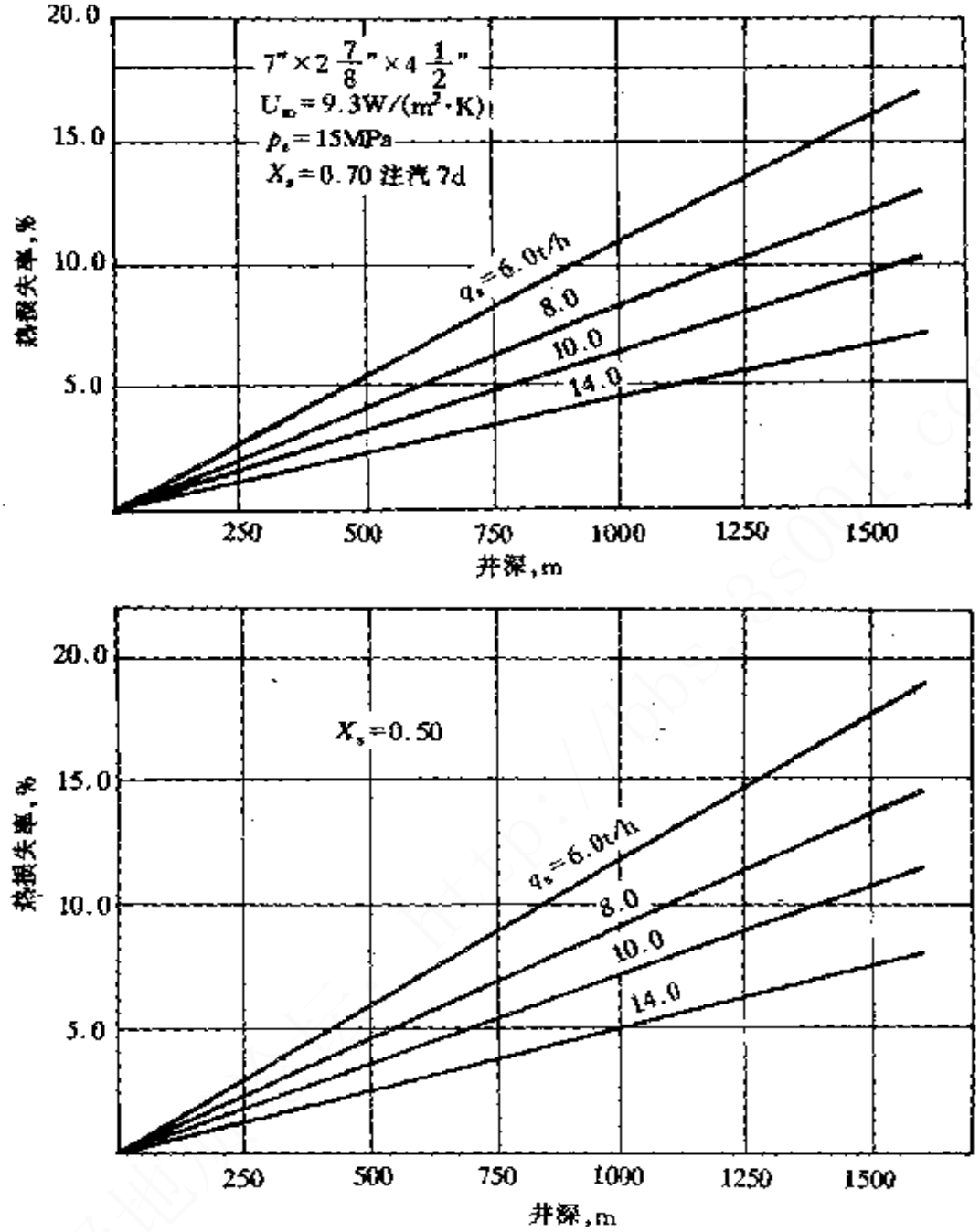


图 3—29　不同注汽速度对井筒热损失率的影响

6）不同注汽速度的井底蒸汽干度见图 3—30。

7）不同注汽速度的井底蒸汽压力见图 3—31。

8）不同注气速度的井底蒸汽压力见图 3—32。

9）井口蒸汽干度对井筒热损失率的影响见图 3—33。

10）井口蒸汽干度对井底蒸汽压力的影响见图 3—34。

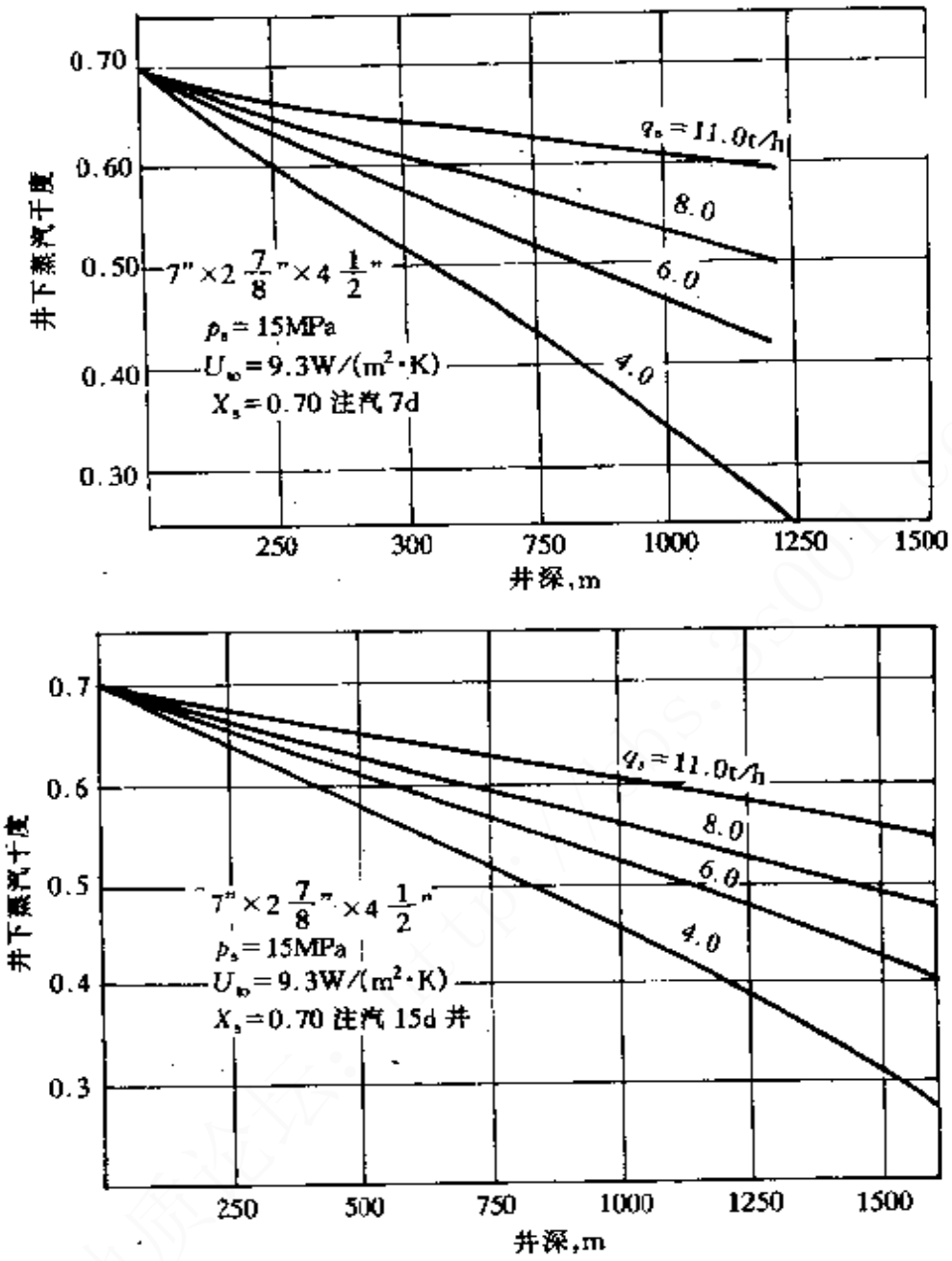


图 3—30　不同注汽速度对井底蒸汽干度的影响

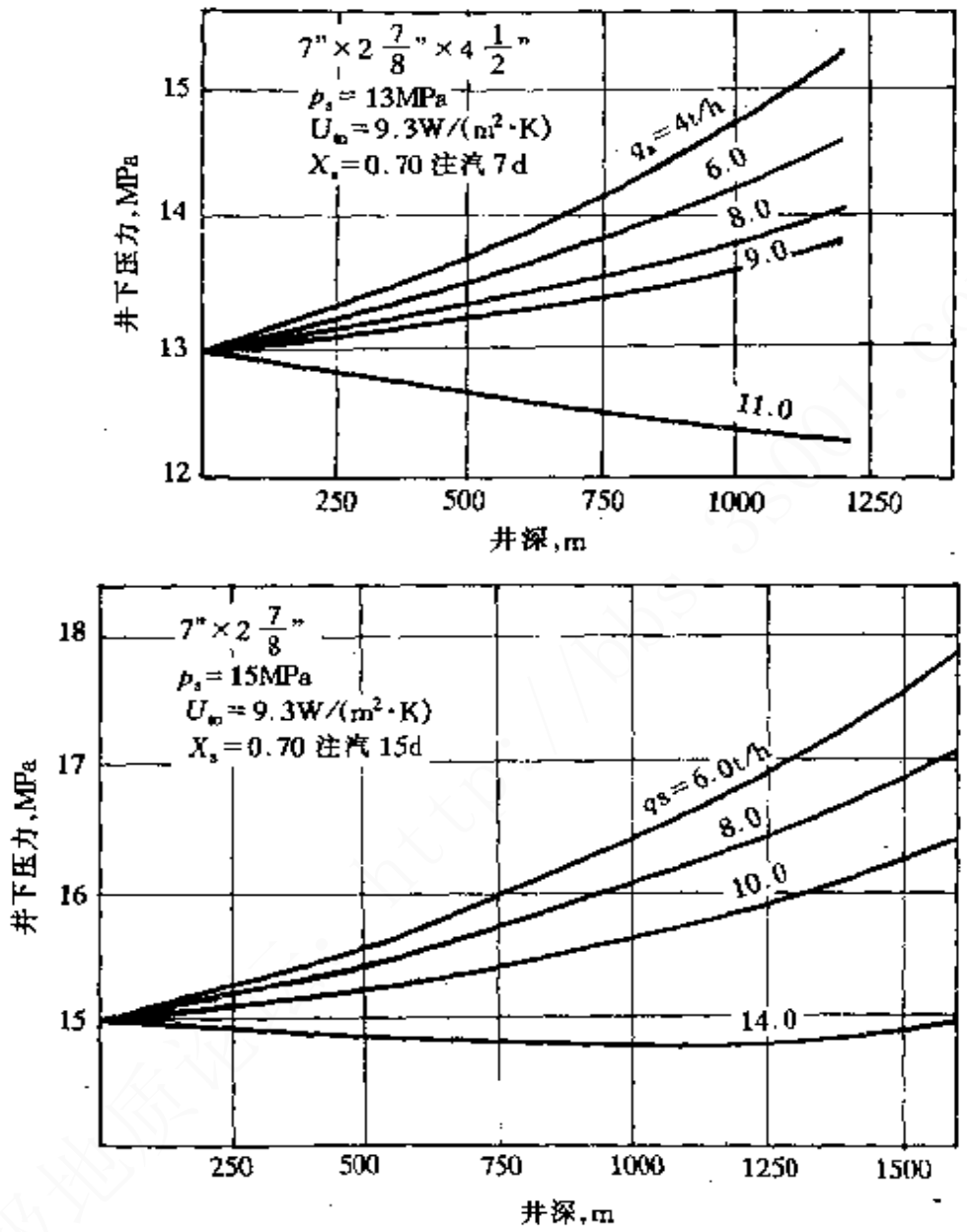


图 3—31　不同注汽速度对井底蒸汽压力的影响

11）井口蒸汽干度对井下蒸汽及套管温度的影响见图 3—35。

12）井口蒸汽干度与井底蒸汽干度的关系见图 3—36。

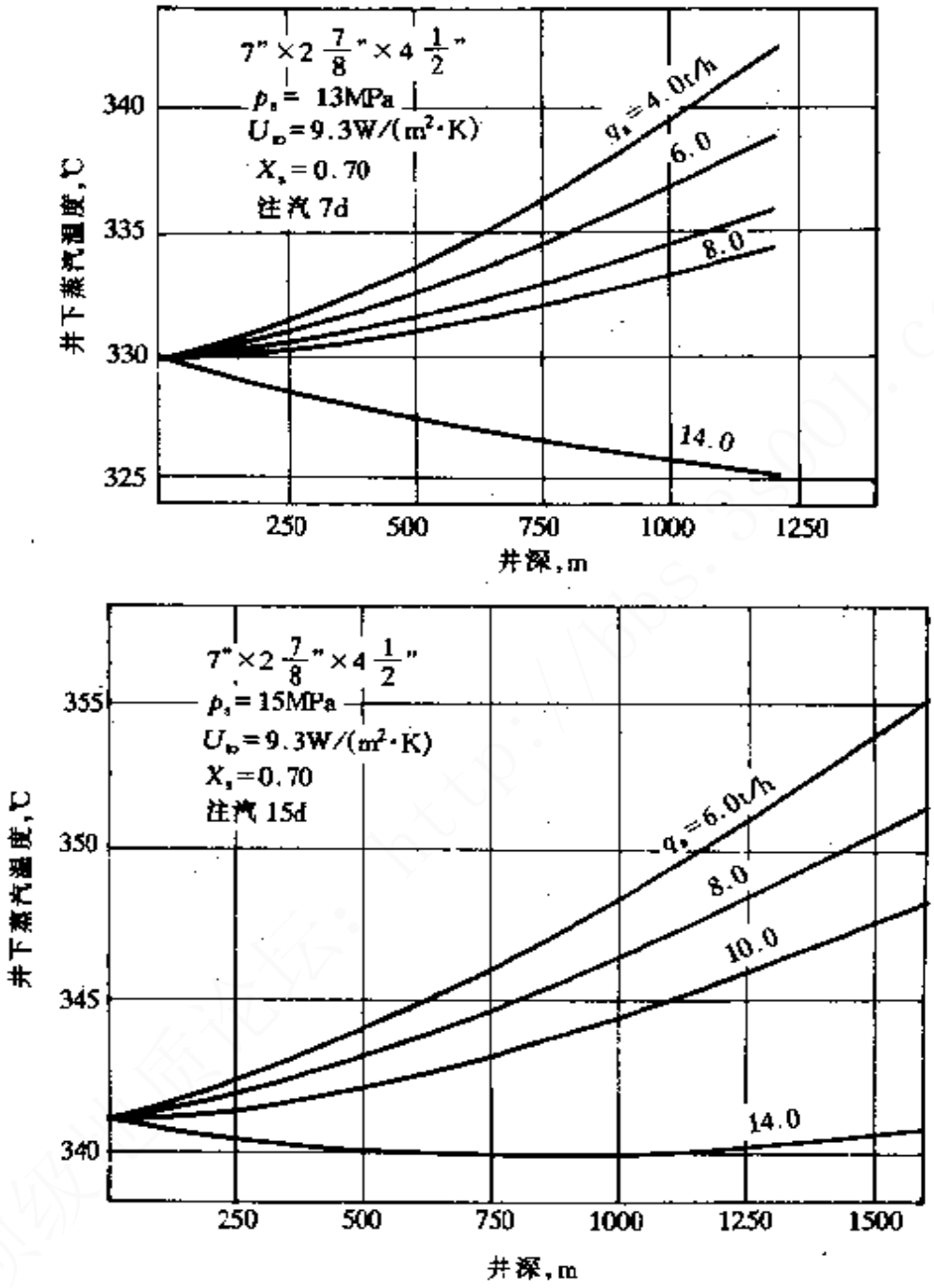


图 3—32　不同注汽速度对井底蒸汽温度的影响

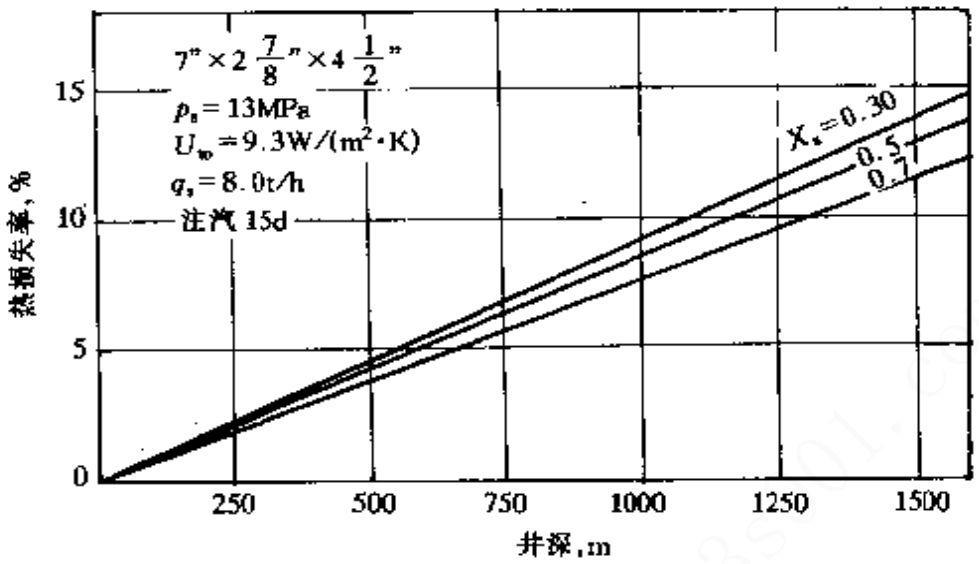


图 3—33 井口蒸汽干度对井底蒸汽压力的影响

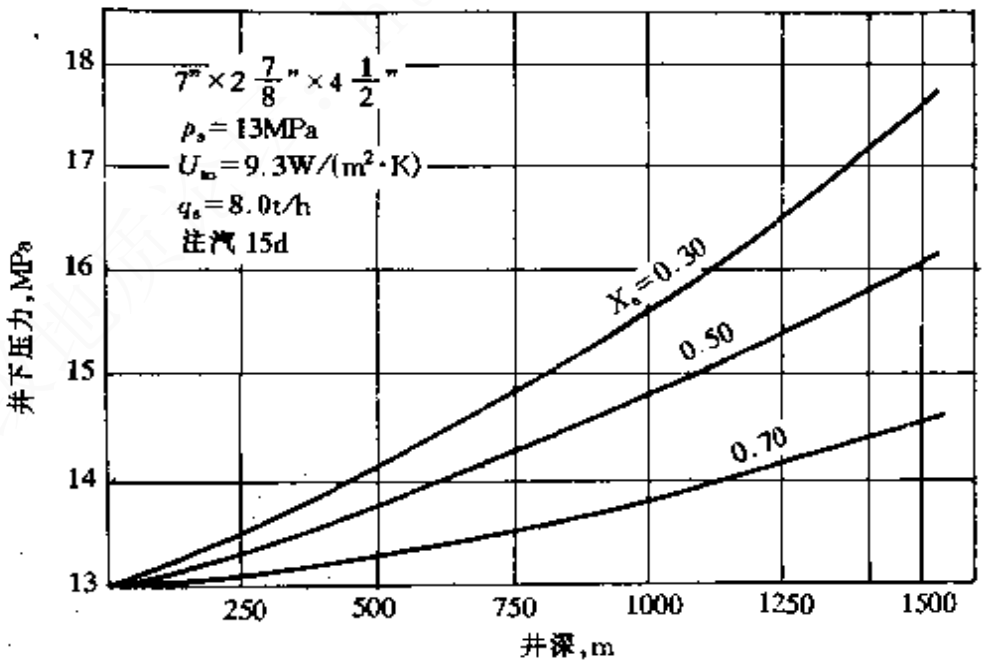


图 3—34 井口蒸汽干度对井底蒸汽压力的影响

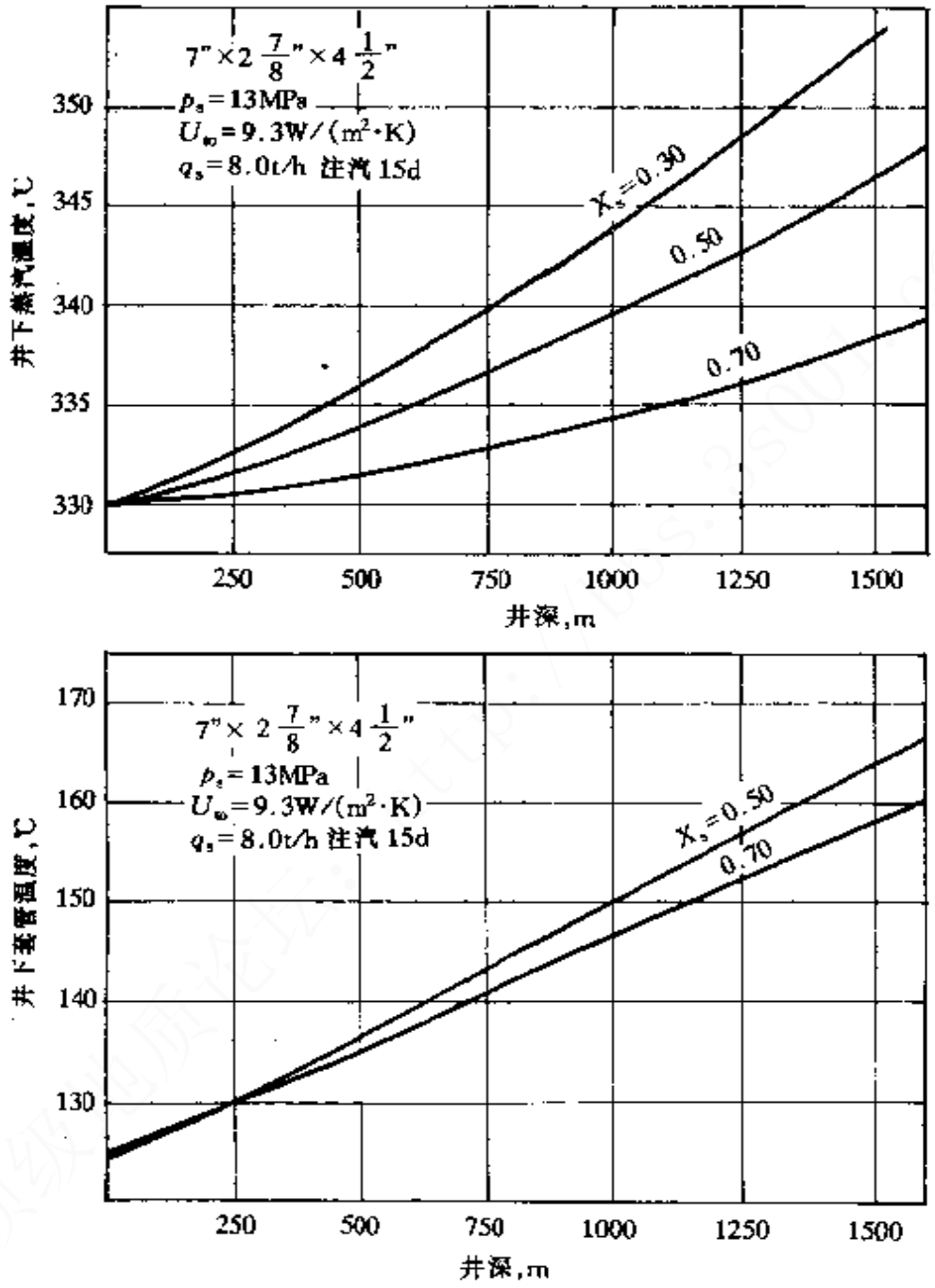


图 3—35　井口蒸汽干度对井下蒸汽及套管温度的影响

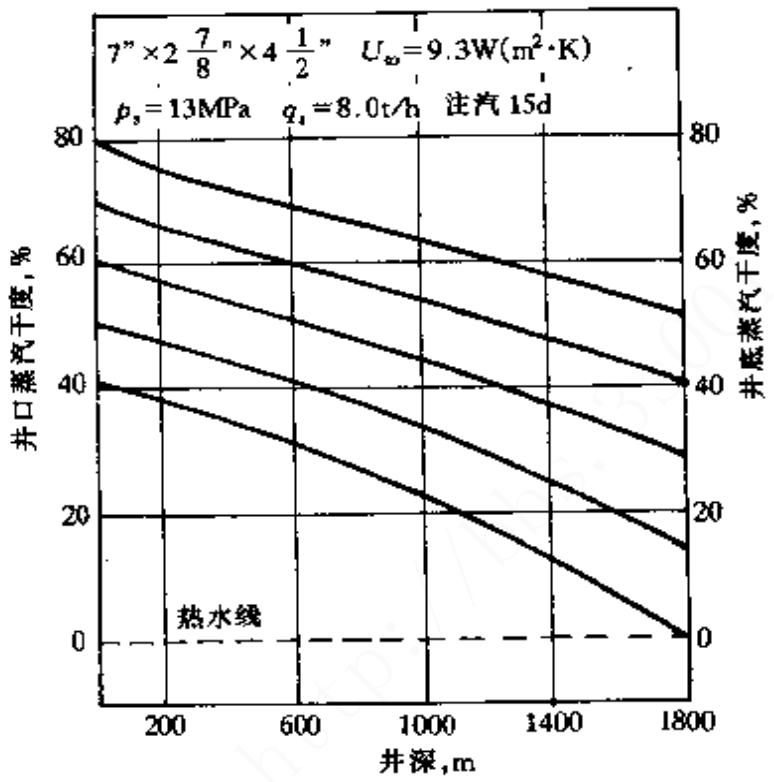


图 3—36　井口蒸汽干度与井底蒸汽干度的关系

地信网论坛 BBS.3500J.COM

第四章　蒸汽吞吐采油方法

蒸汽吞吐方法又叫周期性注汽或循环注蒸汽方法。这是稠油开发中最普遍采用的方法，也是目前我国主要的稠油热采方法。过去十年，依靠蒸汽吞吐技术打开了我国稠油开发的新局面。在国外，从1959年第一口井蒸汽吞吐见效以来，到目前还在普遍采用。对于稠油油藏如果常规采油的速度很低或根本无法采油时，必须采用蒸汽吞吐方法开采，而后再进行蒸汽驱开采。该方法的主要优点是投资较少，工艺技术较简单，增产快，经济效益好，对于普通稠油及特稠油油藏几乎没有技术及经济上的风险性。但是由于它是单井作业，虽然每口油井（包括预定的蒸汽驱注汽井）都要经过蒸汽吞吐采油，可是整个开发区的原油采收率不高，一般只为8%～20%。我国也有个别近30%的实例，还需要接着进行蒸汽驱开采以提高最终采收率。

要提高蒸汽吞吐开采的技术经济效果，必须针对具体油藏的地质条件，优化设计注汽工艺参数，考虑各种因素，科学地施工作业，才能取得最好的效果。

本章概述了蒸汽吞吐方法的机理、不同地质条件及注汽工艺参数对吞吐效果的影响。

一、蒸汽吞吐采油原理

（一）基本概念

蒸汽吞吐方法简言之就是将一定数量的高温高压湿饱和蒸汽注入油层，焖井数天，加热油层中的原油，然后开井回采。通常，注入蒸汽的数量按水当量计算，每米油层注入70～120t蒸汽，注入10～20天；注入蒸汽的干度要高，井底蒸汽干度要求

地信网论 BBS.3S001.COM

达到50%以上；注入压力（温度）及速度以不超过油层破裂压力为上限。关井焖井几天后开井采油。我国多数新的稠油油藏，不论浅层（200～300m）还是深层（1000～1600m），大量生产实践中都出现第一周期吞吐时，由于油层压力保持在原始压力水平，开井回采都能自喷生产一段时间，因而峰值产量较高。当不能自喷时，立即下泵转抽。

蒸汽吞吐作业的过程可分为三个阶段，即注汽、焖井及回采，见示意图4—1。

注蒸汽作业前，要准备好机械采油设备及出油条件，油井中下入注汽管柱——隔热油管及耐热封隔器。通常将隔热油管及封隔器下到注汽目的层以上几米处，尽量缩短未隔热井段。注蒸汽锅炉及水处理设备调试正常后，开始通过注汽管柱向油层注汽。注汽工艺参数（注入压力、蒸汽干度、注汽速度、周期注汽量及注汽强度）根据油藏地质参数及原油粘度等进行优化设计。

注完预定的蒸汽数量后，停止注汽，关井，也叫焖井。焖井时间一般2～7天，目的是使注入近井地带油层的蒸汽尽可能扩展，扩大蒸汽带及蒸汽凝结带（即热水带）加热地层及原油的范围，使注入热量分布较均匀。

在回采阶段，当油层压力较高时，油井能够自喷生产。装较大油嘴自喷来防止油层出砂。开井生产最初几天，采出液中含水率很高，往往最初的1～2天几乎全是蒸汽凝结水。但很快就会出现产油高峰。高峰期的产量往往很高，超过常规采油时的几十倍，这正是增产的主要时机，一切工艺措施应追求高峰期尽量延长。高峰期产出的原油温度很高，一般超过注汽温度之半。回采阶段生产管柱中的原油及凝结水携带出大量热能，因而原油粘度很低，有利于抽油泵及杆柱正常工作。

随着回采时间延长，由于油层中注入热量的损失及产出液带出的热量，被加热的油层逐渐降温，流向近井地带及井底的原油粘度逐渐增高，原油产量逐渐下降。当产量降到某个界限时（经济极限产量或极限井口原油温度），结束该周期生产，重新进行

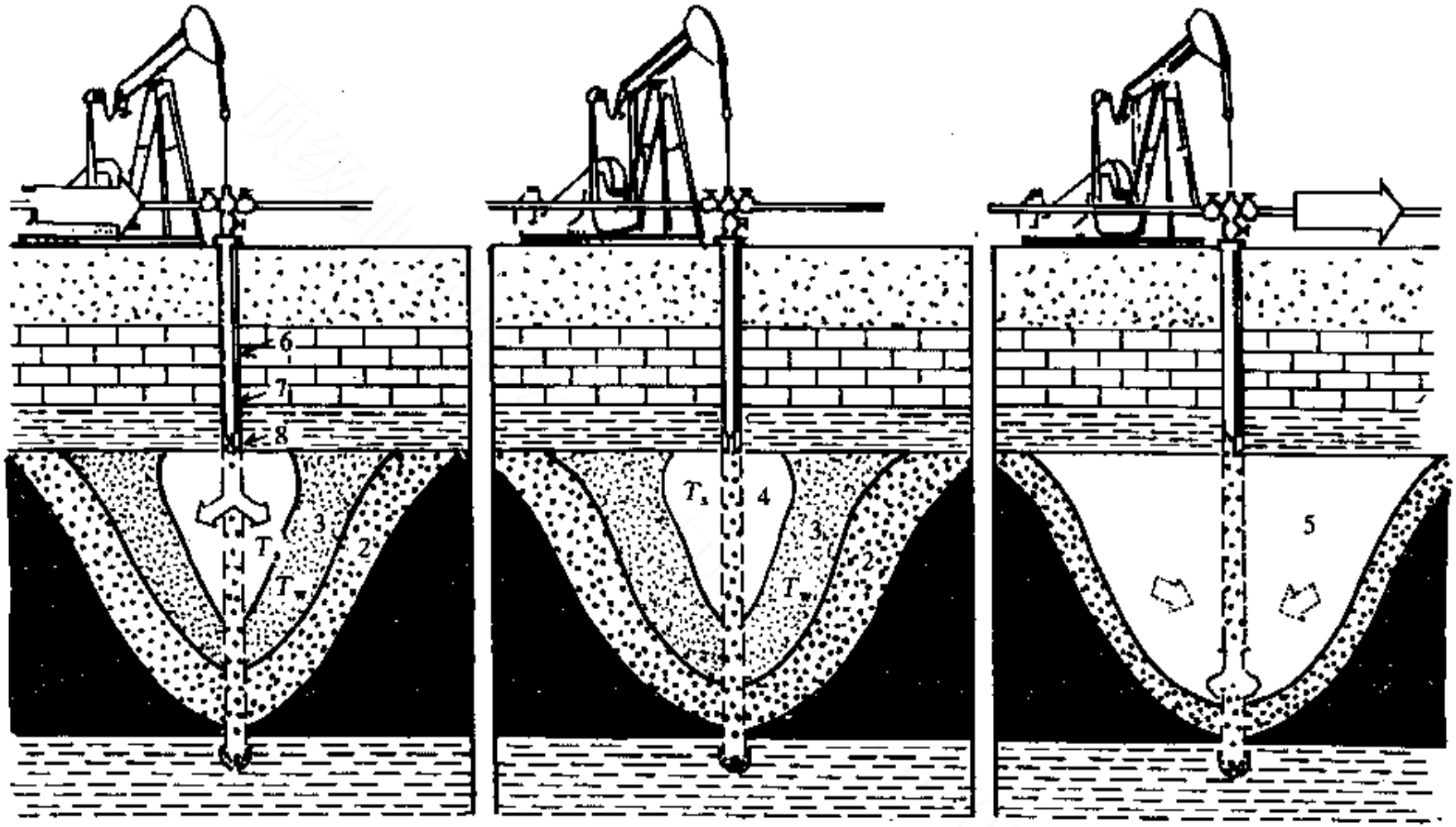


图 4—1　蒸汽吞吐示意图

1—冷原油；2—加热带；3—蒸汽凝结带；4—蒸汽带；5—流动原油及蒸汽凝结水；6—套管；7—隔热油管；8—隔热封隔器

地信网论坛 BBS.3S001.COM

下一周期蒸汽吞吐。第二次注汽、焖井及开井回采。如此多周期吞吐作业，最后转入蒸汽驱开采。一般每个周期的采油期由几个月到一年左右，甚至有二年的实例。一般蒸汽吞吐周期可达5～7次，国外虽有高达22次的报导，但超过10次的也很少见。蒸汽吞吐方法是一种强化热采手段，年采油速度数倍于常规采油方法，一般达到3%～8%。因此，不仅产量增加快，而且投资回收快，经济效益好。多周期吞吐的生产动态见示意图4—2a，辽河油区的一口井实际生产动态见图4—2b。

（二）增产机理

稠油油藏进行蒸汽吞吐开采的增产机理如下。

（1）油层中原油加热后粘度大幅度降低，流动阻力大大减小，这是主要的增产机理。

向油层注入高温高压蒸汽后，近井地带相当距离内的地层温度升高，将油层及原油加热。虽然注入油层的蒸汽优先进入高渗透层，而且由于蒸汽的密度很小，在重力作用下，蒸汽将向油层顶部超覆，如图4—1中所示，油层加热并不均匀，但由于热对流及热传导作用，注入蒸汽量足够多时，加热范围逐渐扩展，蒸汽带的温度仍保持井底蒸汽温度 T_s（250～350℃）。蒸汽凝结带，即热水带的温度 T_w 虽有所下降，但仍然很高。形成的加热带中的原油粘度将由几千到几万毫帕秒降低到几个毫帕秒。这样，原油流向井底的阻力大大减小，流动系数 $\frac{Kh}{\mu}$ 成几十倍地增加，油井产量必然增加许多倍。

（2）对于油层压力高的油层，油层的弹性能量在加热油层后也充分释放出来，成为驱油能量

受热后的原油产生膨胀，原油中如果存在少量的溶解气，也将从热原油中逸出，产生溶解气驱的作用。这也是重要的增产机理。在蒸汽吞吐数值模拟计算中既使考虑了岩石压缩系数、含气原油的降粘作用等，但生产中实际的产量往往比计算预测的产量高，尤其是第一周期，这说明加热油层后，放大压差生产时，弹

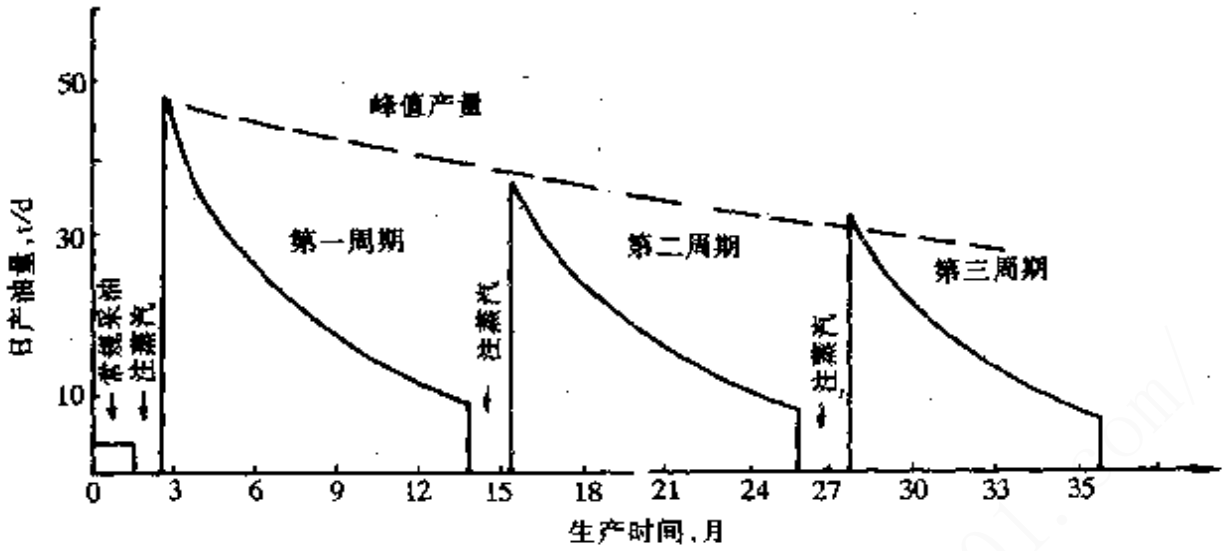


图 4—2a　蒸汽吞吐生产动态典型示意图

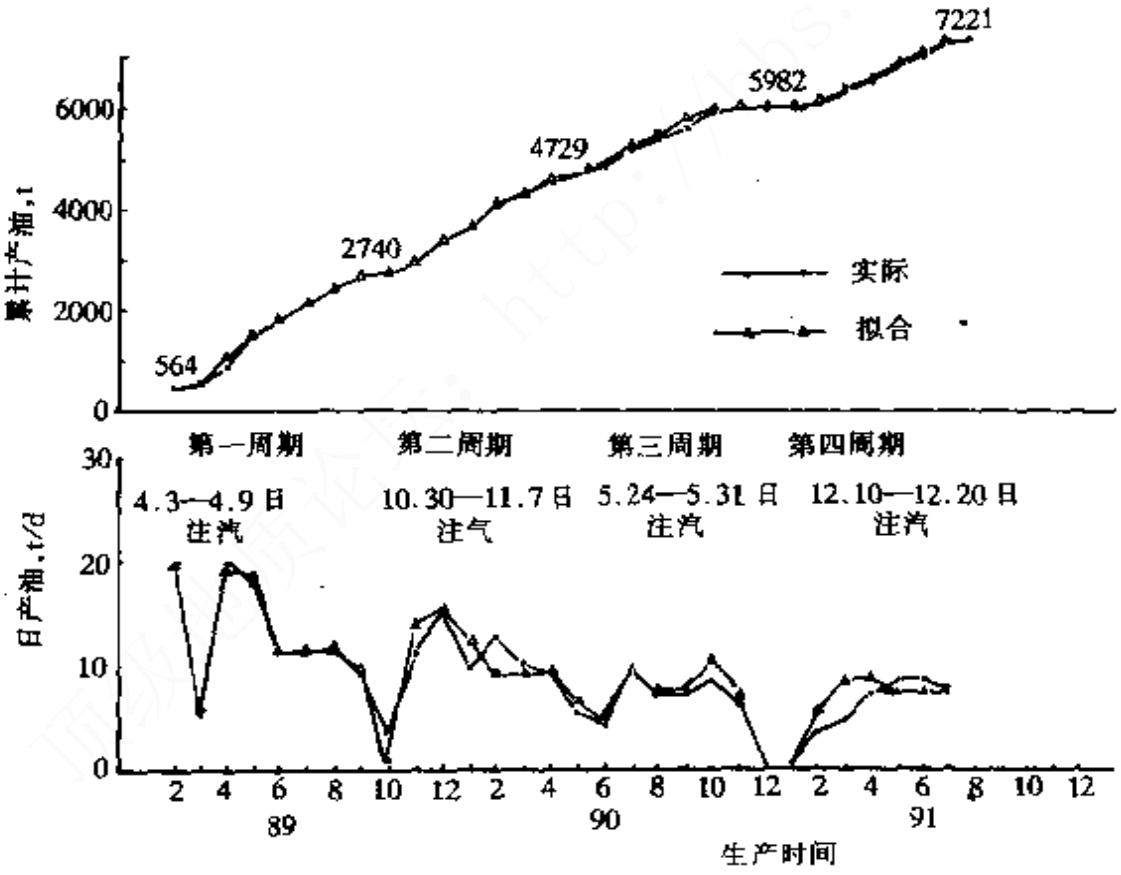


图 4—2b　辽河高升油田 2－1－072 井实际生产拟合曲线

性能量、溶气驱及流体的热膨胀等作用发挥相当重要的作用。

(3) 对于厚油层，热原油流向井底时，除油层压力驱动外，

地信网论坛 BBS.3S001.COM

还受到重力驱动作用

在浅层、低压及油层厚度大的美国加州稠油油田重力驱动是主要的增产机理。

（4）带走大量热量，冷油补充入降压的加热带

当油井注汽后回采时，随着蒸汽加热的原油及蒸汽凝结水在较大的生产压差下采出过程中，带走了大量热能，但加热带附近的冷原油将以极低的流速流向近井地带，补充入降压的加热带。由于吸收油层、顶盖层及夹层中的余热而将原油粘度降低，因而流向井底的原油数量可以延续很长时间。尤其对于普通稠油（粘度在10000mPa·s内）在油层条件下本来就具有一定的流动性，当原油加热温度高于原始油层温度时，在一定的压力梯度下，流向井底的速度加快。但是，对于特稠油（粘度 $1\times10^4\sim5\times10^4$mPa·s），非加热带的原油进入供油区的数量要少，超稠油（粘度$>5\times10^4$mPa·s）更是困难。例如新疆风城区超稠油，原油粘度达几十万毫帕秒，常规蒸汽吞吐效果很差，原油蒸汽比仅0.10左右。未加热的冷原油不可能采出。

（5）地层的压实作用是不可忽视的一种驱油机理

委内瑞拉马拉开波湖岸重油区，实际观测到在蒸汽吞吐开采过程30年以来，由于地层压实作用，产生严重的地面沉降。产油区地面沉降达20～30m。据研究，地层压实作用产生的驱出油量高达15%左右。图4—3表明该油区由于地层压实作用多产出原油。

（6）蒸汽吞吐过程中的油层解堵作用

稠油油藏在钻井完井、井下作业及采油过程中，入井液及沥青胶质很容易堵塞油层，造成严重的油层损害。一旦造成油层损害后，常规采油方法，甚至采用酸化，热洗等方法都很难清除堵塞物。这是由于固形堵塞物受到稠油中沥青胶质成分的粘结作用，加上流速很低时，很难排出，不像轻质原油油藏那样在采油初期那样强的“自洁”解堵作用。例如辽河高升油田几十口常规采油井日产量低于10t/d。进行蒸汽吞吐后，开井回采时能够自

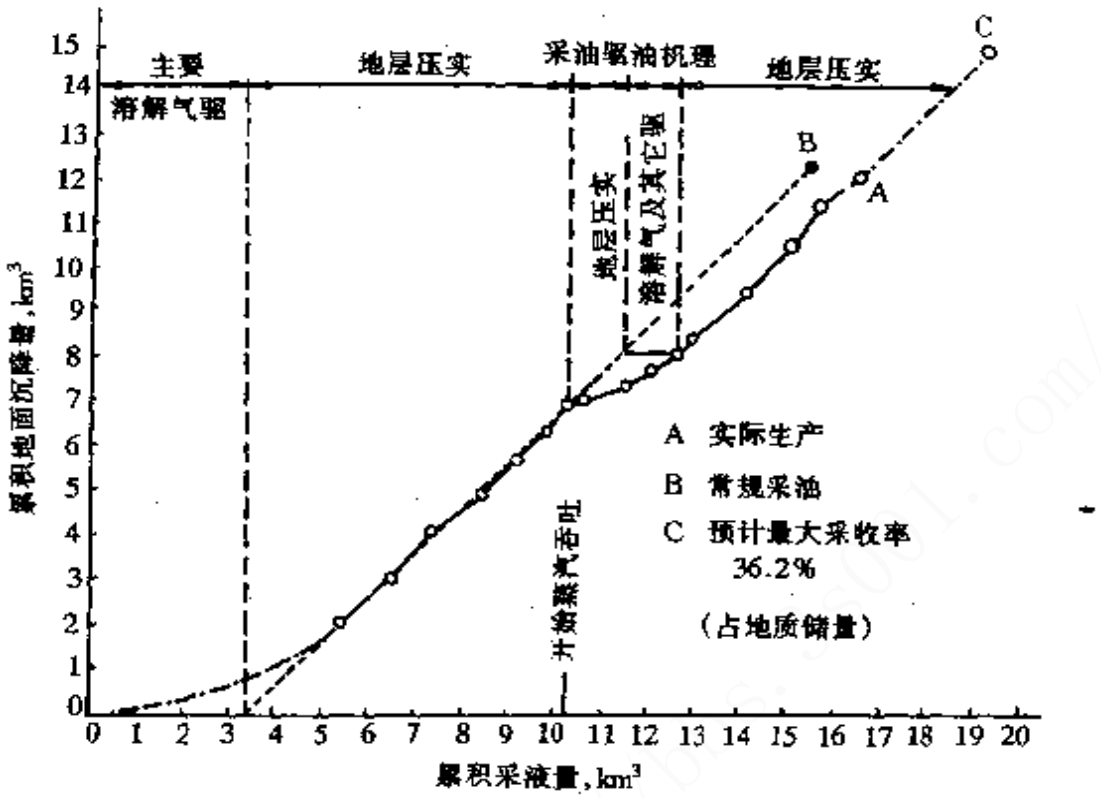


图 4—3　蒂亚胡安那油田 D2/E2 区块采油驱油机理

喷，放喷产液量高达 200～300m³/d 左右，正常自喷生产产量高达 50～100t/d，个别井超过 100t/d。我国其他油田也有同样情况。早在 60 年代，美国加州许多重质油田蒸吞吐采油历史表明，蒸汽吞吐后的解堵增产油量高达 20 倍左右。对于蒸汽吞吐，T.C.Boberg 进行过模拟计算，见图 4—4 及 4—5。

由图看出，油层损害越严重，蒸汽吞吐的增产效果越好。

（7）注入油层的蒸汽回采时具有一定的驱动作用

分布在蒸汽加热带的蒸汽，在回采过程中，蒸汽将大大膨胀，部分高压凝结热水由于突然降压闪蒸为蒸汽。这也具有一定程度的驱动作用。

（8）高温下原油裂解，粘度降低

油层中的原油在高温蒸汽下产生蒸馏作用和某种程度的裂解，使原油轻馏分增多，粘度有所降低。

这几年国外已有研究报告认为，在蒸汽吞吐及蒸汽驱开采过

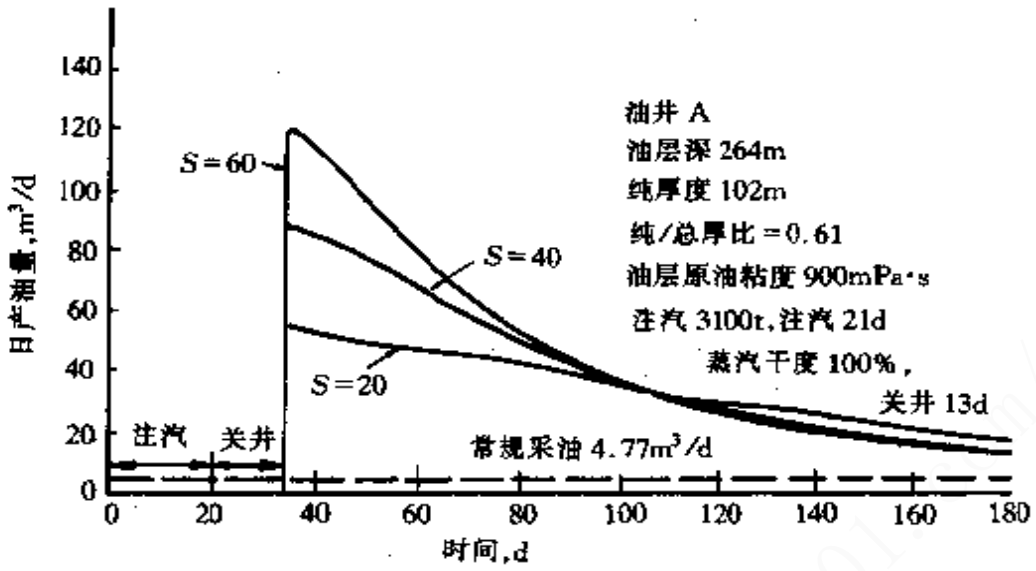


图 4—4　油层损害程度对蒸汽吞吐效果影响

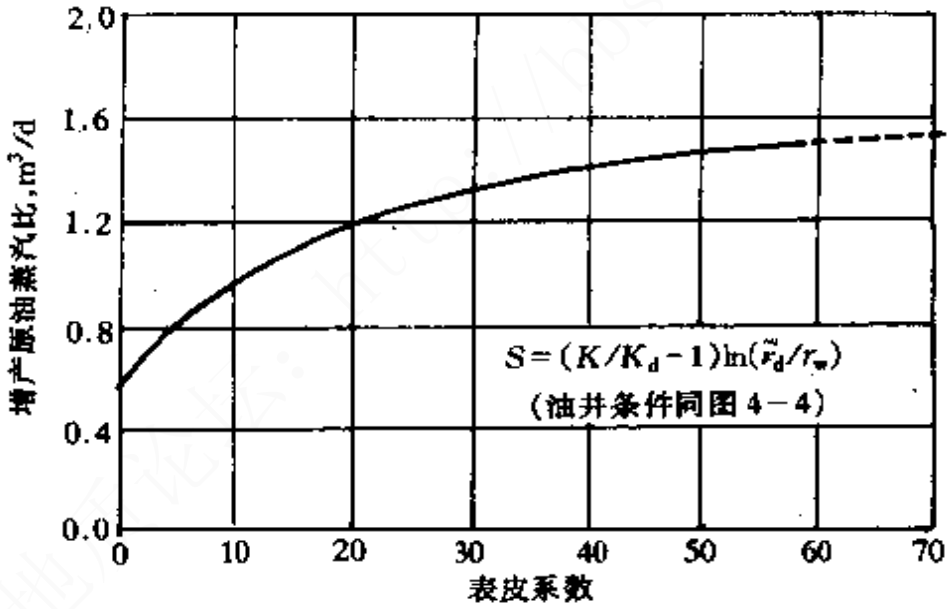


图 4—5　表皮系数对计算出的增产油汽比影响

程中，油层中的原油蒸馏作用，较轻成分掺入原油中，使蒸汽吞吐过程中原油馏分发生变化。由国内胜利油田选择单家寺 5 口蒸汽吞吐井回吐过程中系统取样分析的结果得出，先采出的原油变轻，随着时间的推移逐渐变重，尤以第一个月内变化的幅度较大。由表 4—1 看出，单 10－25－9 井，回采第 11 天的原油密度（20℃）由 0.9710g/cm³ 增加到第 205 天的 0.9805g/cm³；相应

地信网论坛 BBS.3500U.COM

表 4—1　单家寺原油物理性质、化学组成分析结果

井别	开井天数	原油物性				原油化学组成，%				
		密度 g/cm³	粘度 mPa·s	分子量 M_o	酸值 mgKOH/g	烷烃	芳烃	非烃	沥青质	总烃
单10 25－9井第一周期	11	0.9710	2911		6.25	36.60	23.33	23.30	7.67	59.93
	15	0.9734	9483		6.79	35.51	23.23	23.40	8.10	58.74
	29	0.9780	9858			33.78	22.36	23.08	8.03	56.14
	46	0.9785	9893			34.33	21.66	24.44	8.75	55.99
	77	0.9795	9966			33.00	21.24	25.97	8.47	55.24
	109	0.9795	9947			32.33	22.53	25.24	9.18	54.86
	149	0.9793	10173		6.49	31.86	20.78	25.45	9.49	52.64
	205	0.9805	10351		6.53	31.53	21.18	25.70	10.33	52.71
单10 11－15井第一周期	6	0.9670			5.29	35.77	22.40	22.01	10.03	58.17
	6	0.9652	3376	450	5.71	36.10	20.06	21.67	7.36	56.16
	6	0.9666	3900		6.25	38.33	21.67	19.67	7.33	60.00
	10	0.9725	4771		6.41	35.29	21.67	22.29	8.47	56.96
	20	0.9713	6043		6.30	34.41	20.24	23.00	7.09	54.65
	35	0.9735	6161		6.18	34.69	20.71	23.93	8.96	55.40
	65	0.9762	6033			32.03	21.89	24.35	9.67	53.92
	96	0.9767	6164		6.07	31.57	21.31	23.67	8.69	52.88
	128	0.9724	6239		6.22	31.23	21.07	23.00	9.36	52.30
	168	0.9776	6409	586	6.05	31.18	20.00	24.33	9.33	51.13

的原油粘度（50℃脱气）由 2911mPa·s 升到 10351mPa·s，变化达 3.5 倍。单 10－11－15 井，原油密度，粘度变化也是如此，原油分子量也逐渐增加。

在注蒸汽过程中（单家寺油田注蒸汽温度 320～330℃，周期注入量 3000～5000t），原油热裂解现象还可从图 4—6 及表 4—2 中看出。同一油井不同周期的均有由轻变重的规律，而且后一周期比前一周期趋于变重。这种油层中的原油热裂解作用，无疑对油井增产起到了积极作用。

表 4—2　单家寺原油蒸汽吞吐回采过程中原油芳烃 A 的变化

井　别	开　井 天　数	芳烃 "A"		井　别	开　井 天　数	芳烃 "A"	
		%	变化率%			%	变化率%
11－15 井 （Ⅱ周期）	6	22.7	47.21	11－15 井 （Ⅲ周期）	16	19.54	48.59
	6	23.48	52.27		40	17.65	34.22
	6	23.60	53.05		49	17.43	32.55
	10	21.90	42.02		100	15.20	15.60
	20	20.65	33.92		140	14.45	9.89
	35	20.09	30.29		160	13.21	0.46
	65	20.53	33.14		168	13.15	
	96	17.22	11.67				
	128	17.75	15.11				
	168	15.42					

（9）油层加热后，油水相对渗透率变化，增加了流向井筒的可动油。

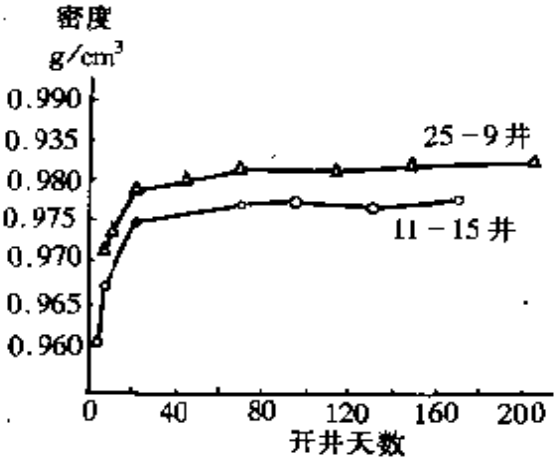
在油层中，注入湿蒸汽加热油层后，在高温下，油层对油与水的相对渗透率起了变化，砂粒表面的沥青胶质极性油膜破坏，润湿性改变，由原来油层为亲油或强亲油，变为亲水或强亲水。在同样水饱和度条件下，油相渗透率增加，水相渗透率降低，束缚水饱和度增加。而且热水吸入低渗透率油层，替换出的油进入渗流孔道，增加了流向井筒的可动油。

（10）某些有边水的稠油油藏，在蒸汽吞吐采油过程中，随着油层压力下降，边水向开发区推进。

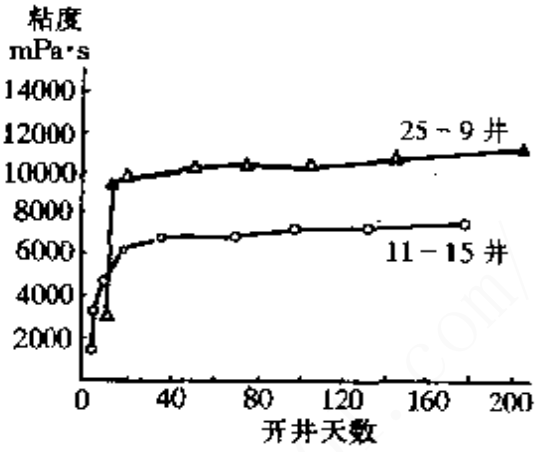
如胜利油区单家寺油田及辽河油区欢喜岭锦 45 区。在前几轮吞吐周期，边水推进在一定程度上补充了压力，即驱动能量之一，有增产作用。但一旦边水推进到生产油井，含水率迅速增加，产油量受到影响。而且随着油层条件下，油水粘度比的大小不同，其正、负效应也有不同，但总的看，弊大于利，尤其是极不利于以后的蒸汽驱开采，应控制边水推进。

从总体上讲，蒸汽吞吐开采属于依靠天然能量开采，只不过在人工注入一定数量蒸汽，加热油层后，产生了一系列强化采油

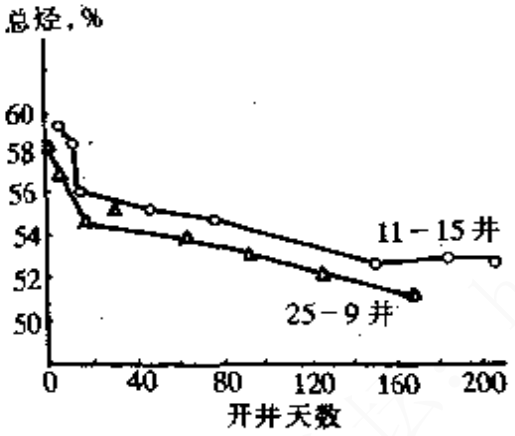
机理，而主导的是原油加热降粘的作用。



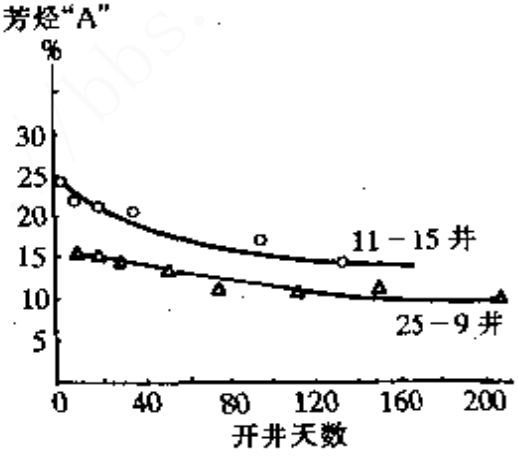
(a) 原油密度变化曲线



(b) 原油粘度变化曲线



(c) 原油总烃变化曲线



(d) 原油芳烃"A"变化曲线

图 4—6

蒸汽吞吐开采效果的技术评价指标主要有：

1）周期产油量及吞吐阶段累积采油量；

2）周期原油蒸汽比及吞吐阶段累积油汽比；

原油蒸汽比定义为采出油量与注入蒸汽量（水当量）之比，即每注一吨蒸汽的采油量。如果油井吞吐前有常规产油量，则按增产油量计算，称作增产油汽比。通常每烧一吨原油作燃料，可生产 15t 蒸汽；

地信网论坛 BBS.3S001.COM

3）采油速度，年采油量占开发区动用地质储量百分数；

4）周期回采水率及吞吐阶段回采水率。回采水率定义为采出水量占注入蒸汽的水当量百分数；

5）原油生产成本；

6）吞吐阶段原油采收率，即阶段累积产量占动用区块地质储量的百分数；

7）油井生产时率及油井利用率，按开发区计算；

8）阶段油层压力下降程度。

二、蒸汽吞吐生产动态计算方法

通常采用三维三相热采数值模拟软件计算蒸汽吞吐采油过程的生产动态并优选注汽工艺参数。为了快速、简便的计算，可以采用解析解方法，而且通过这种方法的运用，可以加深了解蒸汽吞吐采油过程的某些基本概念。

计算蒸汽吞吐生产动态常用的一种解析方法是博贝格－伦兹（Boberg－lantz）方法。这种方法的假设条件为含油层是均质的，并且蒸汽呈径向注入。对于多油层生产井，假定蒸汽注入每一层的半径是相同的。计算加热面积时，必须考虑井筒内的热损失及向邻近不渗透层传导热而引起的能量损失。其计算步骤如下。

1）计算井筒热损失（参考第三章）；

2）采用马克斯－兰根海姆（Max－Langenheim）法计算加热面积；

3）计算加热面积内的平均温度；

4）考虑在加热面积内原油粘度下降，计算原油产量；

5）对于以后的轮回，重复1）～4）步，同时考虑前一注汽周期的剩余热量。

（一）计算加热带面积

假设在注汽过程中，加热带面积仅是蒸汽带，不包括热水带，故其面积内的温度为油层压力下的饱和蒸汽温度。而热水带

地信网论坛 BBS.3S001.COM

的温度则是由饱和蒸汽温度陡降至初始油层的温度，见图 4—7。加热带面积计算公式如下：

$$A(t)=\frac{H_o(\rho c)hD}{4\lambda_{ob}^2\Delta T}\left[e^{t_D}\operatorname{erfc}\sqrt{t_D}+2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}}-1\right] \quad (4—1)$$

式中 $A(t)$——注汽时间 t 内累积的加热面积，m^2；

H_o——平均注入热量，kJ/h，

$$H_o=M_s(f_sH_{fg}+H_{fs}-H_{fr}) \quad (4—2)$$

M_s——平均注汽量，kg/h；

X_j——井底蒸汽干度，小数；

H_{fg}——注汽压力下汽化潜热，kJ/kg；

H_{fs}——注汽压力下饱和热水热焓，kJ/kg；

H_{fr}——油层温度下水的热焓，kJ/kg；

t_D——无因次时间，

$$t_D=\frac{4K_{ob}^2}{M^2h^2D}t \quad (4—3)$$

t——注入蒸汽时间，h；

λ_{ob}——上覆盖层热传导系数，W/（m·K）；

$$\Delta T=T_s-T_o$$

T_s——注入蒸汽的温度，℃；

T_o——初始油层温度，℃；

D——上覆盖层的热扩散系数，m^2/h；

h——吸汽层厚度，m；

(ρc)——储油层含油、含水及岩石的体积热容，kJ（m^3·K），

$$(\rho c)=(1-\phi)(\rho_rc_r)+s_w\phi(\rho_wc_w)+s_o\phi(\rho_oc_o) \quad (4—4)$$

c_r，c_o，c_w——岩石、油、水的比热，kJ/（kg·K）；

s_o，s_w——初始含油、含水饱和度，小数。

式（4－1）计算中所用的函数见表4—3。

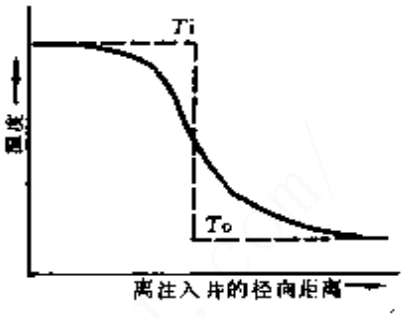


图4—7 定性的真实温度分布（实线）与马克斯－兰根海姆阶梯（虚线）近似

（二）加热带平均温度

注蒸汽结束后，任一时刻加热带面积 A（t）内的平均油层温度由下式计算：

$$T_{avg} = Tr + (T_s - T_r)[\bar{v}_r\bar{v}_z(1-\delta) - \delta] \qquad (4-5)$$

式中 T_{avg}——加热带油层平均温度，℃；

T_s ——蒸汽饱和温度，℃；

T_r ——初始油层温度，℃；

$\bar{v}_r$ ——无因次量，考虑加热带内径向传热损失；

$\bar{v}_z$ ——无因次量，考虑加热带内垂向传热损失；

δ ——修正项，用于考虑随产出液体带走的热量。

对于单砂体，$\bar{v}_r$ 和 $\bar{v}_z$ 的值可以从图4—8中得到。$\bar{v}_r$ 和 $\bar{v}_z$ 都是无因次时间 $\bar{\theta}$ 的函数：

对于 $\bar{v}_r$ $$\bar{\theta}_r = \frac{\alpha(t - t_1)}{r_h^2} \qquad (4—6)$$

对于 $\bar{v}_z$ $$\bar{\theta}_z = \frac{4\alpha(t - t_1)}{\bar{h}_1^2} \qquad (4—7)$$

地信网论坛 BBS.3500I.COM

表 4—3　马克斯－兰根海姆方程式中所用的函数

x	$e^{x^2}\mathrm{erfc}\ x$	$e^{x^2}\mathrm{erfc}\ x+\frac{2x}{\sqrt{\pi}}-1$	x	$e^{x^2}\mathrm{erfc}\ x$	$e^{x^2}\mathrm{erfc}\ x+\frac{2x}{\sqrt{\pi}}-1$
0.00	1.00000	0.00000	1.75	0.28497	1.25964
0.02	0.97783	0.00039	1.80	0.27856	1.30964
0.04	0.95642	0.00155	1.85	0.27241	1.35991
0.06	0.93574	0.00344	1.90	0.26651	1.41043
0.08	0.91576	0.00603	1.95	0.26084	1.46118
0.10	0.89646	0.00929	2.00	0.25540	1.51215
0.12	0.87779	0.01320	2.05	0.25016	1.56334
0.14	0.85974	0.01771	2.10	0.24512	1.61472
0.16	0.84228	0.02282	2.15	0.24027	1.66628
0.18	0.82538	0.02849	2.20	0.23559	1.71803
0.20	0.80902	0.03470	2.25	0.23109	1.76994
0.22	0.79318	0.04142	2.30	0.22674	1.82201
0.24	0.77784	0.04865	2.35	0.22255	1.87424
0.26	0.76297	0.06635	2.40	0.21850	1.92661
0.28	0.74857	0.06451	2.45	0.21459	1.97912
0.30	0.73460	0.07311	2.50	0.21081	2.03175
0.32	0.72106	0.08214	2.60	0.20361	2.13740
0.34	0.70792	0.09157	2.70	0.19687	2.24350
0.36	0.69517	0.10139	2.80	0.19055	2.35001
0.38	0.68280	0.11158	2.90	0.18460	2.45690
0.40	0.67079	0.12214	3.00	0.17900	2.56414
0.42	0.65912	0.13304	3.10	0.17372	2.67169
0.44	0.64779	0.14428	3.20	0.16873	2.77954
0.46	0.63679	0.15584	3.30	0.16401	2.38766
0.48	0.62609	0.16771	3.40	0.15954	2.99602
0.50	0.61569	0.17988	3.50	0.15529	3.10462
0.52	0.50588	0.19234	3.60	0.15127	3.21343
0.54	0.59574	0.20507	3.70	0.14743	3.32244
0.56	0.58618	0.21807	3.80	0.14379	3.43163
0.58	0.57687	0.23133	3.90	0.14031	3.54099
0.60	0.56780	0.24483	4.00	0.13700	3.65052
0.62	0.55898	0.25858	4.10	0.13383	3.76019
0.64	0.55039	0.27256	4.20	0.13081	3.87000

续表

x	$e^{x^2}\mathrm{erfc}x$	$e^{x^2}\mathrm{erfc}x+\frac{2x}{\sqrt{\pi}}-1$	x	$e^{x^2}\mathrm{erfc}x$	$e^{x^2}\mathrm{erfc}x+\frac{2x}{\sqrt{\pi}}-1$
0.66	0.54203	0.28676	4.30	0.12791	3.97994
0.68	0.53387	0.30117	4.40	0.12514	4.09001
0.70	0.52593	0.31580	4.50	0.12248	4.20019
0.72	0.51819	0.33062	4.60	0.11994	4.31048
0.74	0.51064	0.34564	4.70	0.11749	4.42087
0.76	0.50328	0.36085	4.80	0.11514	4.53136
0.78	0.49610	0.37624	4.90	0.11288	4.64194
0.80	0.48910	0.39180	5.00	0.11070	4.75260
0.82	0.48227	0.40754	5.20	0.10659	4.97417
0.84	0.47560	0.42344	5.40	0.10277	5.19602
0.86	0.46909	0.43950	5.60	0.09921	5.41814
0.88	0.46274	0.45571	5.80	0.09589	5.64049
0.90	0.45653	0.47207	6.00	0.09278	5.86305
0.92	0.45047	0.48858	6.20	0.08986	5.08581
0.94	0.44455	0.50523	6.40	0.08712	5.30874
0.96	0.43876	0.52201	6.60	0.08453	5.53184
0.98	0.43311	0.53892	6.80	0.08210	5.75508
1.00	0.42758	0.55596	7.00	0.07980	6.97845
1.05	0.41430	0.59910	7.20	0.07762	7.20195
1.10	0.40173	0.64295	7.40	0.07556	7.42557
1.15	0.38983	0.68746	7.60	0.07361	7.64929
1.20	0.37854	0.73259	7.80	0.07175	7.87311
1.25	0.36782	0.77830	8.00	0.06999	8.09702
1.30	0.35764	0.82454	8.20	0.06830	8.32101
1.35	0.34796	0.87127	8.40	0.06670	8.45508
1.40	0.33874	0.91847	8.60	0.06517	8.76923
1.45	0.32996	0.96611	8.80	0.06371	8.99344
1.50	0.32159	1.01415	9.00	0.06231	9.21772
1.55	0.31359	1.06258	9.20	0.06097	9.44206
1.60	0.30595	1.11136	9.40	0.05969	9.66645
1.65	0.29865	1.16048	9.60	0.05846	9.89090
1.70	0.29166	1.20991	9.80	0.05727	10.11539
			10.00	0.05614	10.33993

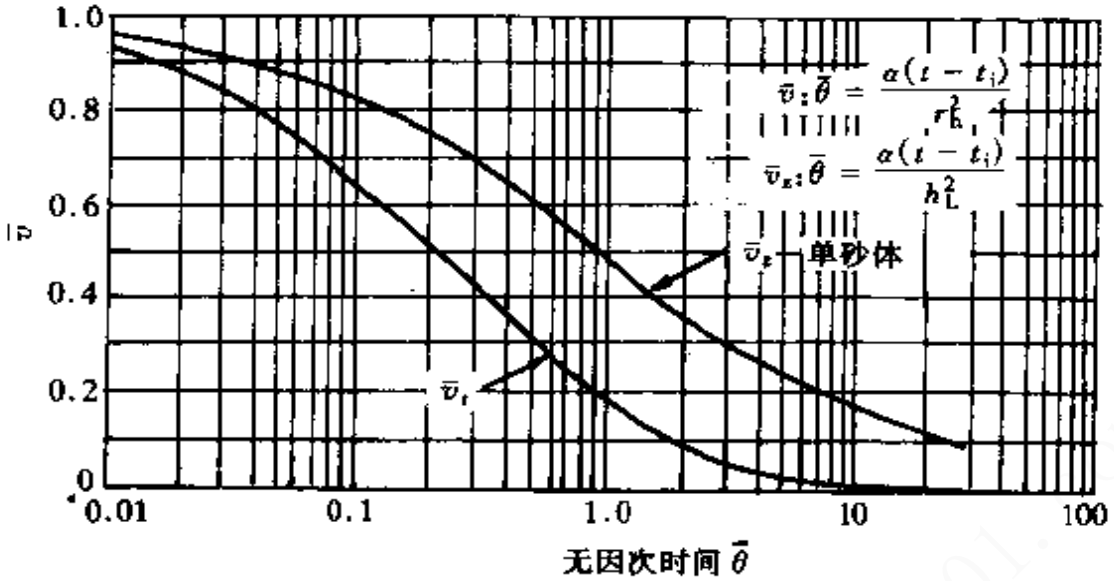


图 4—8　$\bar{v}_r$ 和 $\bar{v}_z$ 与无因次时间 $\bar{\theta}$ 的关系

式中　α——油层热扩散系数，m^2/d；

r_h——加热半径，m；

$\bar{h}_l$——人为增加的砂层厚度，m，

$$\bar{h}_l=\frac{M_s'(X_jH_{fg}+H_{fs}-H_{fr})}{\pi r_h^2(\rho c)(T_s-T_r)N_s} \tag{4—8}$$

M_s'——蒸汽注入总量，kg；

X_j——井底蒸汽干度；

N_s——油层数。

（三）产出液体带走的热量

修正项 δ 定义为：

$$\delta=\frac{1}{2}\int_{t_j}^{t}\frac{H_f\mathrm{d}x}{\pi r_h^2h(\rho c)(T_s-T_r)} \tag{4—9}$$

式中　H_f——产出液体带走的热量，kJ/d；

t_j——注汽时间，d；

t——从周期开始到计算时刻的时间，d；

h——油层厚度，m；

$(\rho c)_l$——加热带内油藏平均热容，kJ/（m^3·K）。

产出液体带走的热能速度由下式计算：

$$H_f = q_{oh}(H_{og} + H_w) \tag{4—10}$$

其中

$$H_{og} = (\rho_o C_o + R_g C_g)(T_{avg} - T_r) \tag{4—11}$$

$$H_w = [R_w(H_{ws} - H_{wr}) + R_{wv}L_v] \tag{4—12}$$

式中 q_{oh}——蒸汽吞吐日产油量，m^3/d；

ρ_o——原油密度，kg/m^3；

C_o——原油比热，kJ/（kg·K）；

C_g——天然气比热，kJ/（m^3·K）；

H_{ws}，H_{wr}——产出水分别在温度 T_s 与 T_r 下的热焓，kJ/kg；

L_v——在 T_{avg} 下水的汽化潜热，kJ/kg；

R_w——生产水油比；

R_{wv}——产出蒸汽（冷凝水）与油之比。

如开井时温度较高，即 $p_w > p_{wv}$，则采出的水将以汽态产出（如有天然气产出时更是如此）。就采出水蒸汽而言，其油水比可由下式得出：

$$R_{wv} = 0.0001356\left[\frac{p_{wv}}{p_w - p_{wv}}\right] R_g \tag{4—13}$$

式中 R_g——产出气油比；

p_w——生产井井底压力，MPa；

p_{wv}——在温度 T_{avg} 下水的饱和蒸汽压力，MPa。

因为 H_f 是平均温度 T_{avg} 的函数，所以公式（4—5）必须采用迭代法求解。

（四）日产油量

地信网论坛 BBS.3S001.COM

要计算蒸汽吞吐生产日采油量，首先要知道未吞吐时（即冷油）的采油指数 J_c 及油藏静压 p_e。J_c 可以通过吞吐前油井采油指数历史的曲线外推得到，p_e 则可从吞吐前的 p_e 与累积采油量曲线外推得到。

蒸汽吞吐日产油量计算公式如下：

$$q_{oh} = \bar{J} J_c \Delta p \tag{4—14}$$

$$\bar{J} = \frac{J_h}{J_c} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_1 + C_2} \tag{4—15}$$

式中 q_{oh}——蒸汽吞吐（热油）日产油量，m^3/d；

$\bar{J}$——吞吐前后采油指数之比；

J_h——蒸汽吞吐采油指数，t/（d·MPa）；

J_c——未吞吐条件下（冷油）产油指数，t/（d·MPa）；

Δp——生产压差，MPa，

$$\Delta p = p_e - p_w$$

p_w——生产井井底压力，MPa；

μ_{oc}，μ_{oh}——分别为吞吐前与吞吐后的原油粘度，mPa·s；

C_1，C_2——几何系数，见下表。

p_e	C_1	C_2
常　数	$\dfrac{\ln(r_h/r_w)}{\ln(r_e/r_w)}$	$\dfrac{\ln(r_e/r_h)}{\ln(r_e/r_w)}$
递　减	$\dfrac{\ln\left(\dfrac{r_h}{r_w}\right)-\dfrac{r_h}{2r_e^2}}{\ln\left(\dfrac{r_e}{r_w}\right)-\dfrac{1}{2}}$	$\dfrac{\ln\left(\dfrac{r_e}{r_h}\right)-\dfrac{1}{2}+\dfrac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\dfrac{r_e}{r_w}\right)-\dfrac{1}{2}}$

注：r_h，r_w，r_e 分别为加热半径、井的有效半径和泄油半径，m。p_e 为油层压力，MPa。

地信网论坛 BBS.3500J.COM

（五）吞吐结束时油层中剩余热量

为了预测下一周期的生产动态，必须考虑本周期结束时油层中的剩余热量，其近似公式为：

$$Q_r = \pi r_h^2 (\rho c)_1 h (T_{avg} - T_r) \qquad (4—16)$$

在进行下一周期的计算时，要将此剩余热量加到注入热量之中。

蒸汽吞吐生产动态的上述计算，实际上都是采用现有的注蒸汽热采数值模拟计算软件进行的，既方便又准确。上述所介绍的公式只给出过程中的物理概念。

三、适宜蒸汽吞吐开采的油藏地质条件

为了选择适宜于蒸汽吞吐开采的油藏，需要对油藏地质的各项参数进行研究评价。然而影响稠油蒸汽吞吐开采效果的地质因素相当多，且又相互影响，这便给研究工作造成困难。为此，我们将主要影响热采效果的油藏地质条件及流体性质分成五个参数组，并研究其界限值。即 1）原油粘度及相对密度；2）油藏深度；3）油层纯厚度及纯厚/总厚比；4）孔隙度 ϕ，原始含油饱和度 S_{oi}，$\phi \times S_{oi}$及储量系数；5）油层渗透率。这五个参数组中，影响最大的是原油粘度、油层深度和油层厚度，这三个参数决定了一个稠油油藏能否进行蒸汽吞吐开采及其效果如何。因此，我们重点对这三个参数进行了数值模拟计算研究，并对其他参数也进行了敏感性分析。

（一）原油粘度、油层厚度与油藏深度

按照稠油分类标准，我们将三种类型的稠油分别进行了蒸汽吞吐开采模拟研究。在油层温度下脱气原油粘度分别为 500，5000，10000，50000 及 100000mPa·s。另外，因为一个油藏能否进行蒸汽吞吐开采，还与油藏深度和油层厚度有密切关系，因此我们将这三个参数放在一起进行研究。

油层纯厚度为 3，5，10 及 20m。

油藏深度≤500，1000 和 1500m。

图 4—9 和 4—10 分别是油藏深度为 500m 时不同油层厚度下，原油粘度对蒸汽吞吐原油采收率和累积油汽比的影响。图 4—11 和 4—12 分别是油藏深度为 1000m 时不同油层厚度下原油粘度对蒸汽吞吐原油采收率和累积油汽比的影响。图 4—13 和图 4—14 则分别是油藏深度为 1500m 时不同油藏厚度下原油粘度对蒸汽吞吐采收率和累积油汽比的影响。

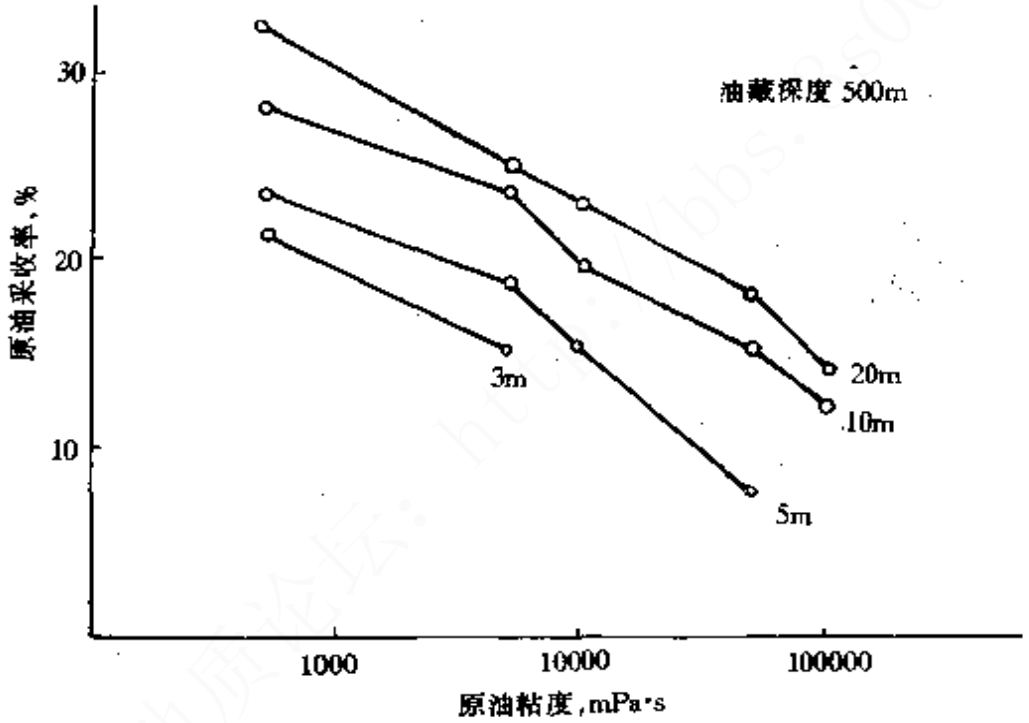


图 4—9　油藏深度 500m 原油粘度对蒸汽吞吐原油采收率的影响

这里需指出，图中的数据点是在下列条件下取得的：1）当原油粘度低于 10000mPa·s 时，采用常规吞吐技术；2）当原油粘度大于 10000mPa·s 时，需要经过预热处理，接着采用常规吞吐技术；3）当原油粘度为 50000 和 100000mPa·s 时，需要利用特殊蒸汽吞吐技术（压裂注蒸汽或形成裂缝）。

为了确定适宜于蒸汽吞吐开采的原油粘度最高界限值，（小

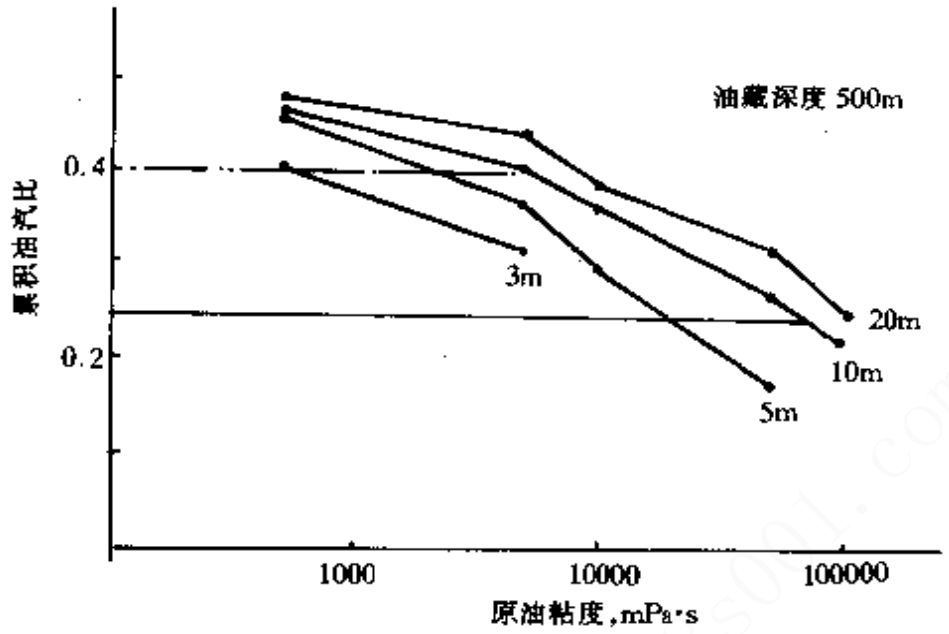


图 4—10　油藏深度 500m 原油粘度对蒸汽吞吐累积油汽比的影响

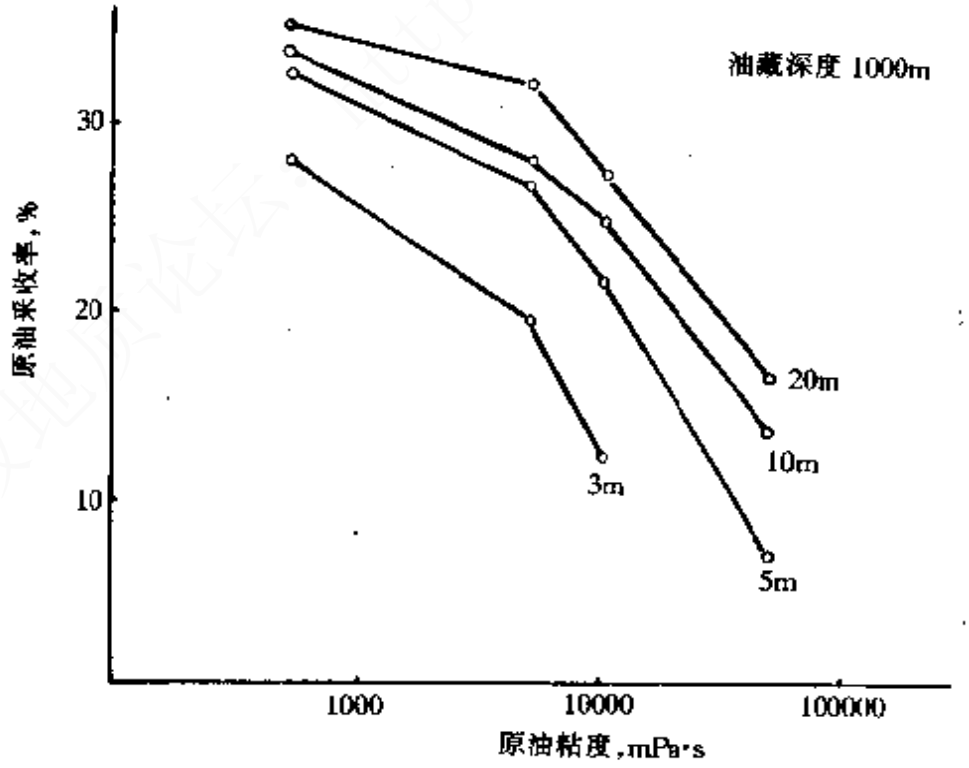


图 4—11　油藏深度 1000m 原油粘度对蒸汽吞吐原油采收率的影响

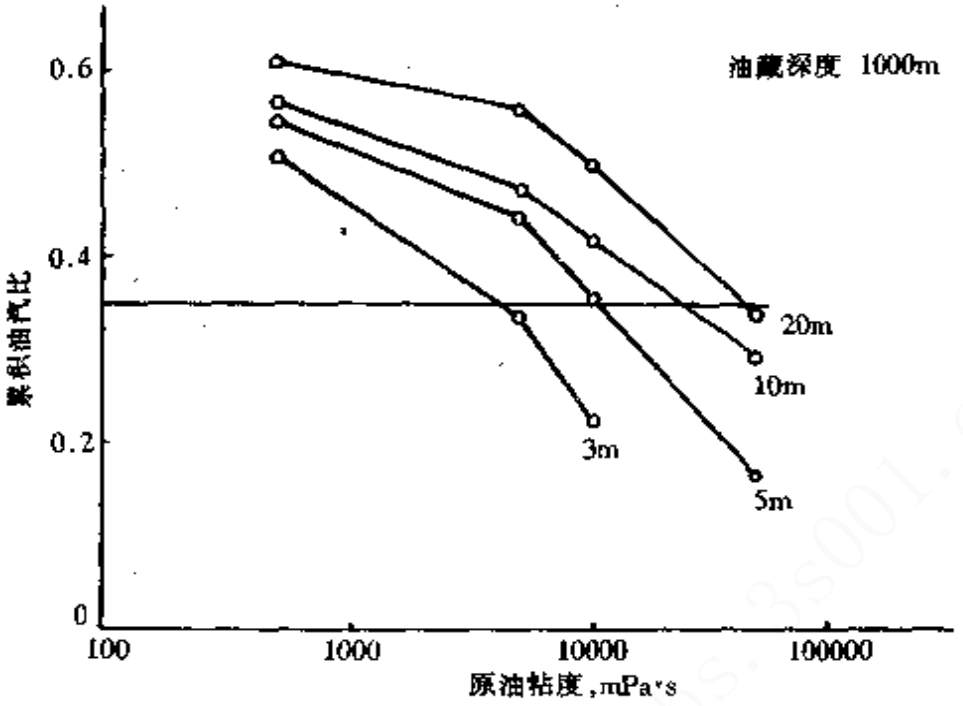


图 4—12　油藏深度 1000m 原油粘度对蒸汽吞吐累积油汽比的影响

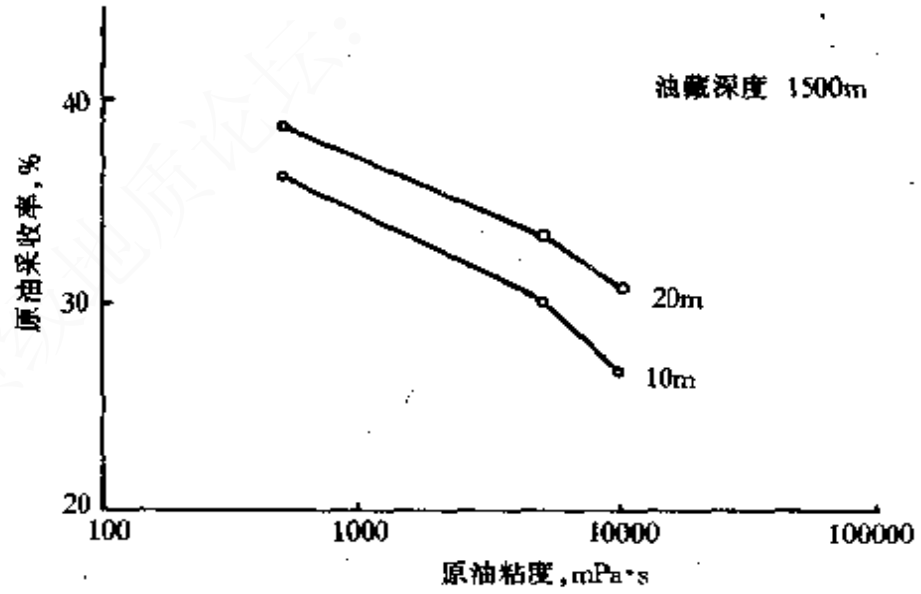


图 4—13　油藏深度 1500m 原油粘度对蒸汽吞吐原油采收率的影响

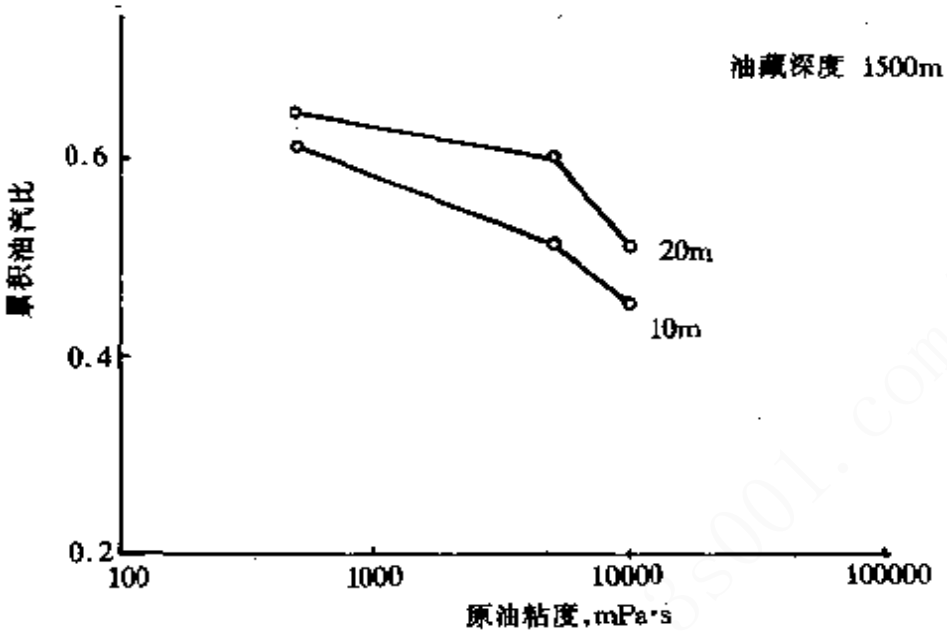


图 4—14　油气藏深度 1500m 原油粘度对蒸汽吞吐累积油气比的影响

于 10000mPa·s)，油层纯厚度最低界限值以及油层深度范围，我们计算出了不同油层深度及不同油层厚度下，原油价格与蒸汽吞吐累积油汽比的关系曲线（图 4—15～4—17)。这些曲线是在原油采收率为 20% 的情况下做出的。

从这些图中可以确定不同油层深度，不同油层厚度下能够成功地进行蒸汽吞吐开采的最低油汽比值（原油售价按 485 元/t 计算)，列于表 4—4 中。

表 4—4　蒸汽吞吐开采最低油汽比值

油层厚度	油藏深度，m		
m	500	1000	1500
5	0.400		
10	0.245	0.350	0.52
20	0.210	0.230	0.30

当然，这些油汽比（OSR）值还与采出原油的多少（即原油采收

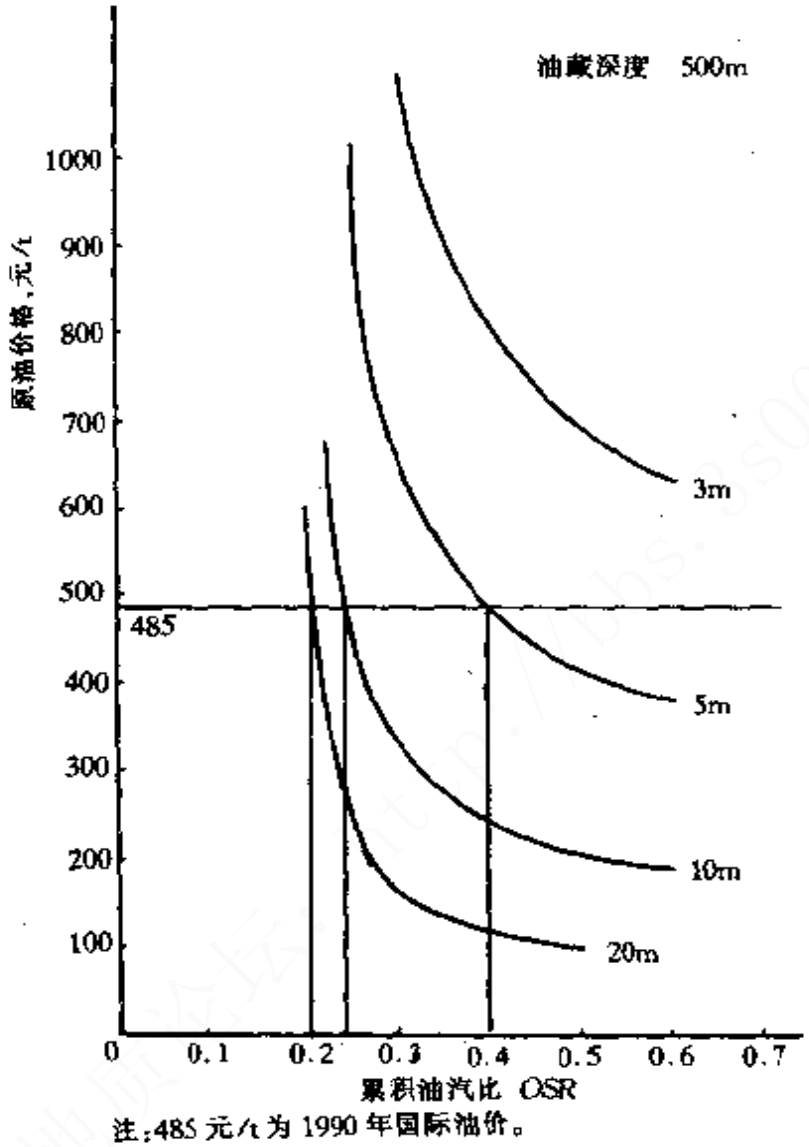


图 4—15　油藏深度 500m 蒸汽吞吐原油价格与累积油汽比的关系

率）有关，如图 4—18 和 4—19 所示。

根据上面的极限油汽比值，可从图 4—19，4—11 和 4—13 中确定不同深度下，能够成功地进行蒸汽吞吐开采的最小油层厚

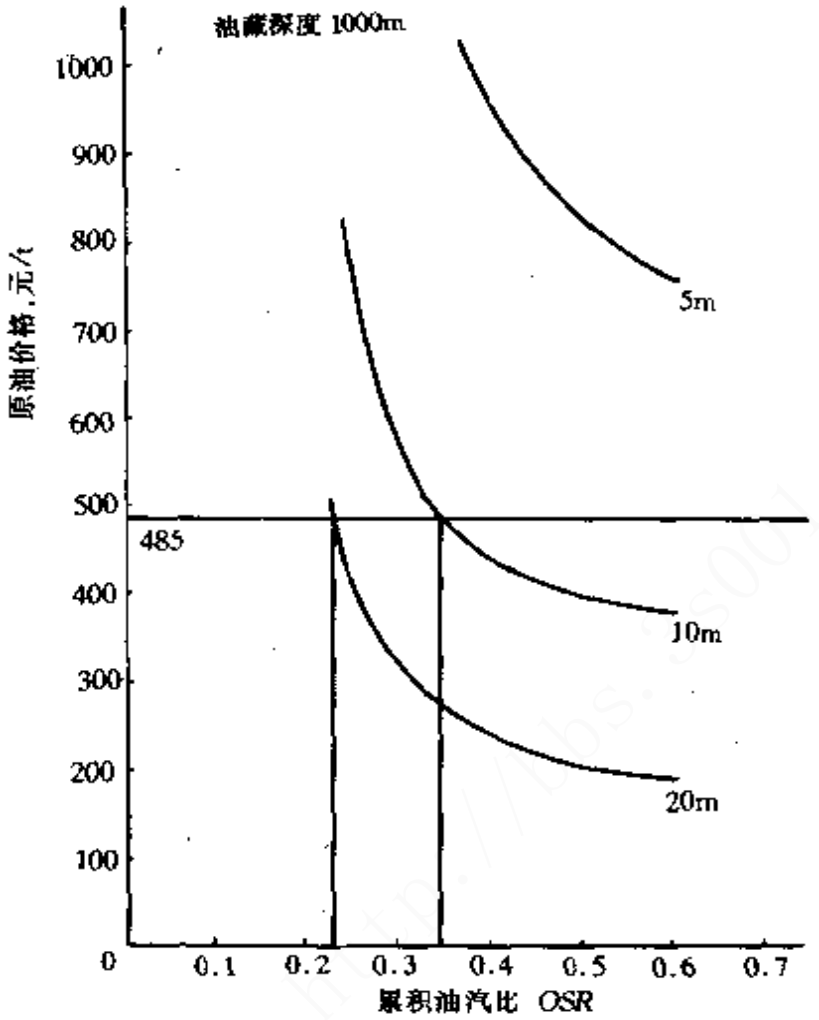


图 4—16　油藏深度 1000m 蒸汽吞吐
原油价格与累积油汽比的关系

度与最高原油粘度值，列于表 4—5 中。

表 4—5　蒸汽吞吐开采最小油层厚度与最高粘度值

项　　目	深　度，m						
	500			1000		1500	
最小厚度，m	5	10	20	10	20	10	20
最高粘度 mPa·s	2100	＜70000	＜100000	＜25000	＜50000	＜5000	＜10000

综合上面的结果，我们选择的适合于蒸汽吞吐开采的油层深度、厚度及原油粘度极限值为：

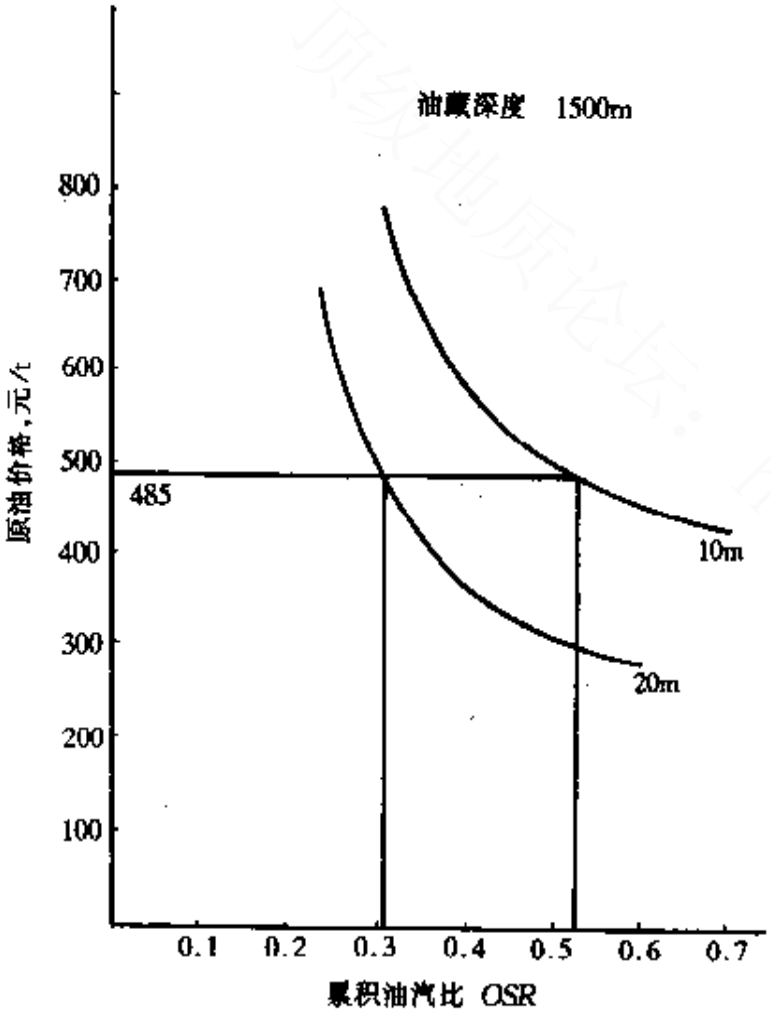


图 4—17　油藏深度 1500m 蒸汽吞吐原油价格与累积油汽比的关系

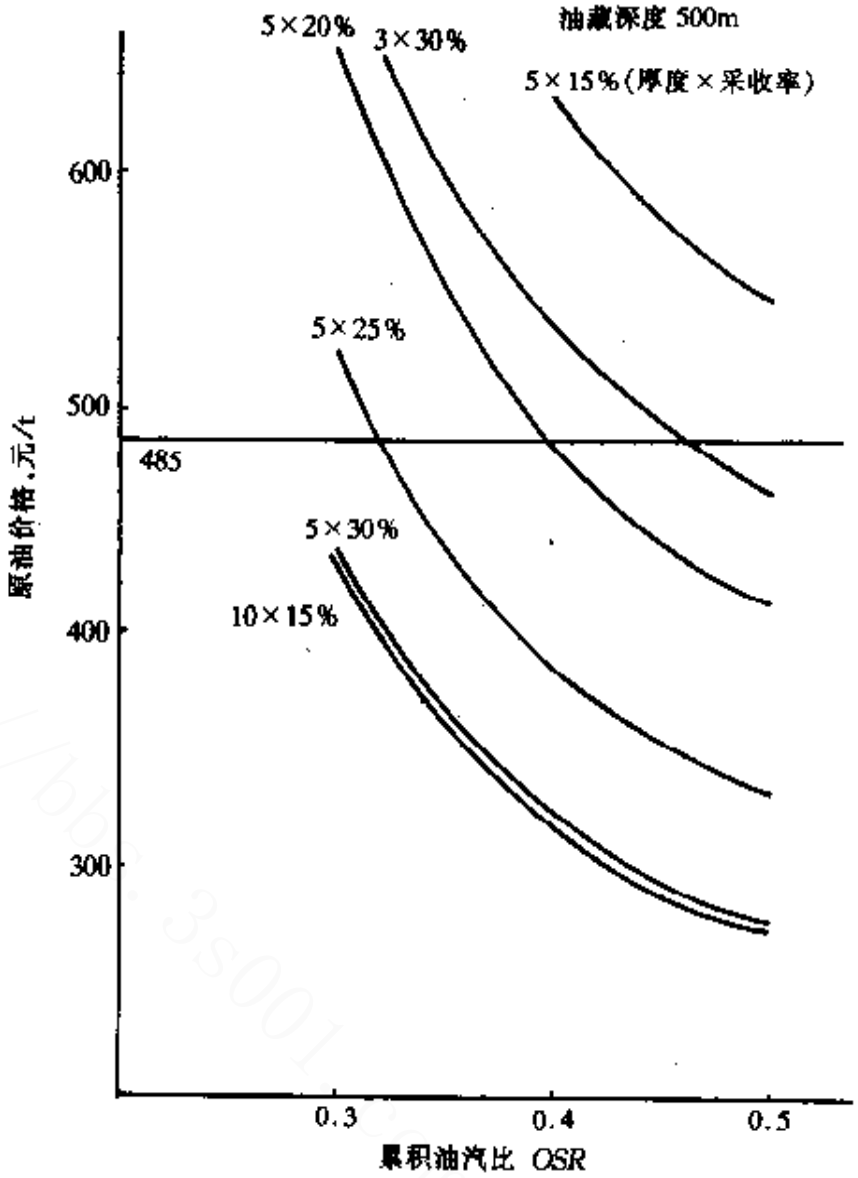


图 4—18　原油价格与蒸汽吞吐原油采收率和油汽比的关系（油藏深度 500m）

1）当油层深度＜500m时，（即浅油藏）：油层厚度必须大于5m，油层温度下脱气原油粘度小于100000mPa·s。

2）当油层深度为500～1000m时，（即中深油藏）：油层厚度须大于10m，油层温度下脱气原油粘度小于50000mPa·s。这是由于当原油粘度大于50000mPa·s时，需采用裂缝辅助蒸汽吞吐技术，而对于1000m的油藏，其破裂压力梯度须高于0.018MPa/m。因此，限于注汽压力难于使油层破裂，而且很难控制形成水平裂缝，蒸汽吞吐开采具有很大的风险。

3）当油层深度为1000～1600m时：油层温度下脱气原油粘度须小于10000mPa·s，油层厚度仍需大于10m，如果用特殊辅助作业技术（水平井，水平裂缝方法），另行研究。

（二）纯厚/总厚度比

我们模拟了纯厚/总厚度比对蒸汽吞吐开采原油蒸汽比的影响（图4—20）。油层深度1000m，纯油层厚度10m，原油粘度10000mPa·s。当纯/总厚度比小于0.4时，累积油汽比明显减少。因此，我们选择纯/总厚度比＞0.4。

（三）孔隙度

图4—21是孔隙度与蒸汽吞吐累积油汽比的关系。油层深度500m，油层深度10m，脱气原油粘度10000mPa·s。模拟了两种初始含油饱和度（S_{oi}＝50%和65%）。从图中可以看出，当S_{oi}为50%时，油汽比（OSR）要大于0.245，孔隙度中ϕ必须大于0.20，即$\phi \times S_{oi}=0.5\times0.2=0.10$。

（四）初始含油饱和度

在孔隙度为20%和30%的情况下，模拟了初始含油饱和度对蒸汽吞吐开采效果的影响（见图4—21）。油层深度500m，油层深度10m，脱气原油粘度为10000mPa·s。可以看出，当ϕ＝20%时，油汽比要大于0.245，含油饱和度S_{oi}必须大于0.5，即$\phi \times S_{oi}\geqslant0.10$。

（五）储量系数

当孔隙度取20%，初始含油饱和度取50%时，储量系数为

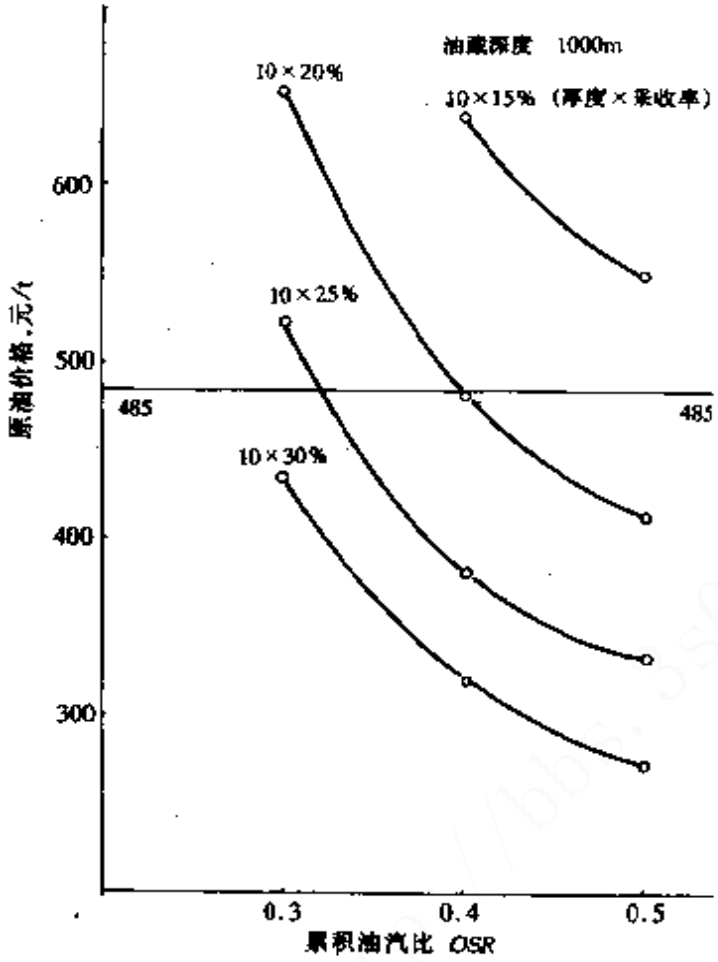


图 4—19 原油价格与蒸汽吞吐原油采收率和油汽比的关系（油藏深度 1000m）

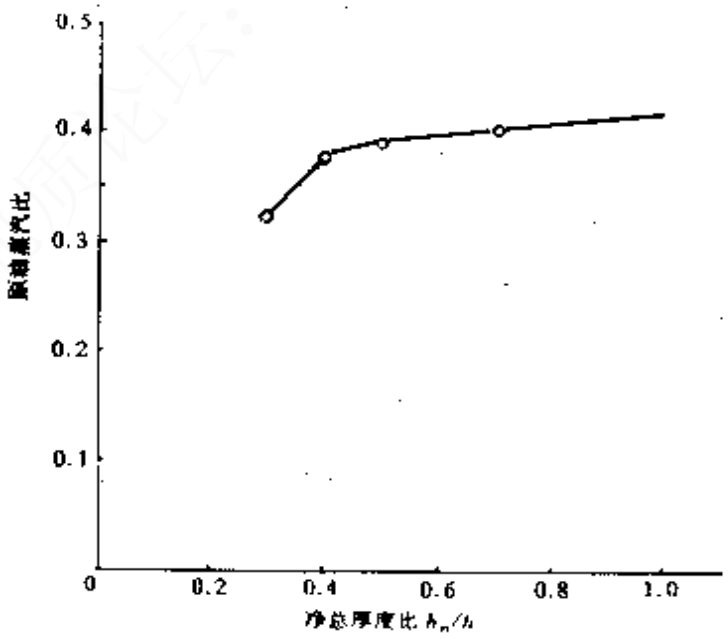


图 4—20 净总厚度比对油汽比的影响

10^4t/（km^2·m）。

（六）油层深度

油层深度越大，井筒热损失越大，井底蒸汽干度就越低，蒸汽吞吐效果变差。不同油层深度采用各种隔热油管条件下的井筒损失率，与井底蒸汽干度的变化计算结果见图 4—23。

（七）我国稠油蒸汽吞吐开采筛选标准。

见表 4—6。

表 4—6　我国稠油蒸汽吞吐开采筛选标准

油藏地质参数	一等		二等（特殊吞吐技术）		
	1	2	3	4	5
原油粘度，mPa·s	50①～10000	＜50000	＜100000	＜10000	＜10000
相对密度	＞0.9200	＞0.9500	＞0.9800	＞0.9200	＞0.9200
油层深度，m	150～1600	＜1000	＜500	1600～1800	＜500
油层有效厚度，m 有	＞10	＞10	＞10	＞10	5～10
效/总厚度比	＞0.4	＞0.4	＞0.4	＞0.4	0.4
孔隙 ϕ	≥0.2	≥0.20	≥0.2	≥0.20	≥0.20
初始含油饱和度 S_{oi}	≥0.50	≥0.50	≥0.50	≥0.50	≥0.50
$\phi\times S_{oi}$储量	≥0.10	≥0.10	≥0.10	≥0.10	≥0.10
系数 10^4m^3/（km·m）	≥10	≥10	≥10	≥10	≥5
渗透率，$10^{-3}\mu m^2$	≥200	≥200	≥200	≥200	≥200

①指油层条件下，其余指油层温度下脱气原油粘度。

（八）不同油藏条件下蒸汽吞吐结束极限的周期油汽比

见表 4—7。

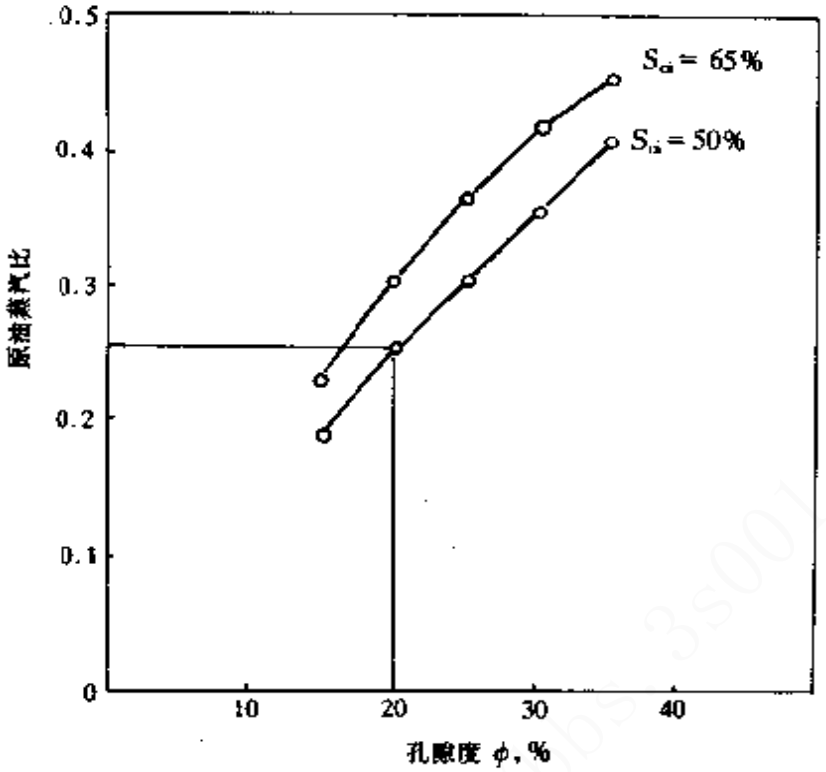


图 4—21　孔隙度与油汽比的关系

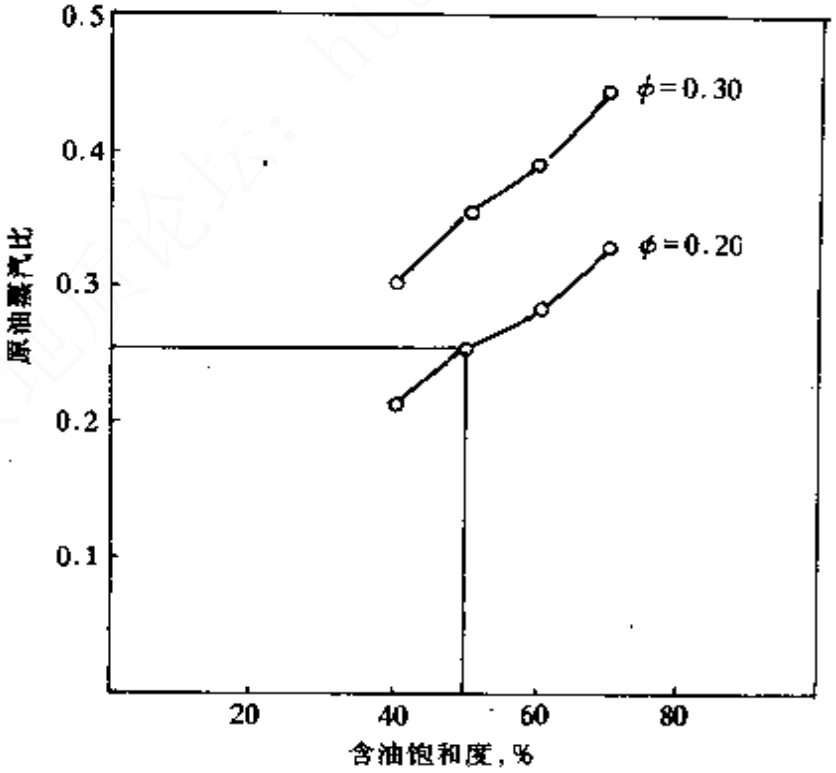


图 4—22　初始含油饱和度与油汽比的关系

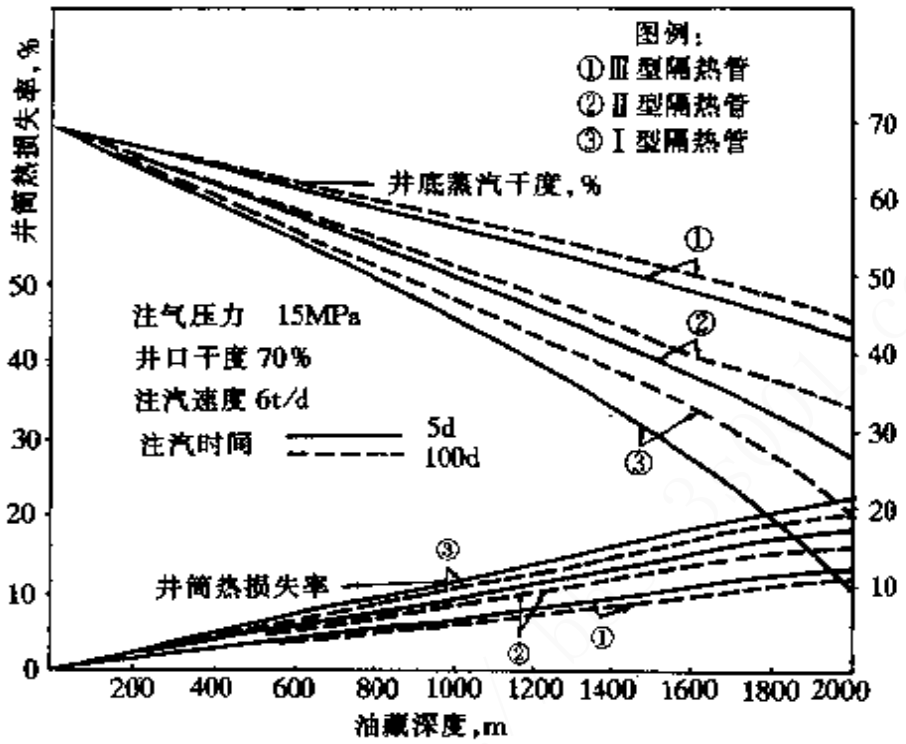


图 4—23 不同油层深度井筒热损失率
与井底蒸汽干度变化

表 4—7 不同油藏条件下蒸汽吞吐结束极限周期油汽比

油藏地质参数	一等		二等		
	1	2	3	4	5
原油粘度 mPa·s	＜10000	＜50000	＜100000	＜10000	＜10000
油层深度，m	150～1600	＜1000	＜500	1600～1800	＜500
油层厚度，m	＞10	＞10	＞10	＞10	5～10
极限周期油汽比	0.24	0.26	0.24	0.25	0.17

地信网论坛 BBS.3500J.COM

四、注蒸汽工艺参数对吞吐效果的影响

我们利用两个双模技术——注蒸汽物模及数模及井筒传热物模及数模，研究了注蒸汽工艺参数（蒸汽干度、注汽速度、周期注汽量及注汽压力），对蒸汽吞吐效果的影响，以便优化设计注汽工艺。

（一）蒸汽干度对蒸汽吞吐效果的影响

我国东部地区多数稠油油藏埋藏较深，一般在 1000～1600m，深井注汽的井筒热损失较大，井底蒸汽干度将降低。我们利用数模及物模技术模拟研究及大量现场生产实践的结果都表明，保证井底蒸汽干度在较高水平非常重要，蒸汽干度是影响蒸汽吞吐及蒸汽驱开采效果的首要因素。

针对辽河高升油田深油层（深度 1600m），利用三维相似物理模型及三维三相数值模拟技术研究了蒸汽干度对吞吐效果的影响。物模结果见图 4—24，数模结果见图 4—25。两种模拟结果极相近。由图可见，蒸汽干度对吞吐效果影响极大。在总注汽量相同的条件下，当井底干度高于 27% 时，峰值产量超过 50t/d，最高接近 100t/d。当干度达到 63% 时，峰值产量在 100t/d 上下。但当干度为 0 时，也即在饱和热水条件下，峰值产量不突出，蒸汽吞吐产量和常规采油一样。据此，我们强调了要提高蒸汽干度及增大注汽量的措施，以提高吞吐效果。

但是，上述模拟是在注汽压力（温度）较低情况下进行的，物模注汽温度受模型条件限制，只达到 170℃，相应的数模也按此温度进行以便对比物模结果。

我们又用数学模型（SS84），研究了在注入压力很高情况下，达到 15.0MPa，在相同的注入量下（4000t），不同的井底蒸汽干度对蒸汽吞吐效果的影响。模拟结果见图 4—26。由图可见，干度由 0 到 100% 间的峰值产量及周期产量的差别大大减小了，和低压力下的情况（图 4—24 及图 4—25）有很大的差别。

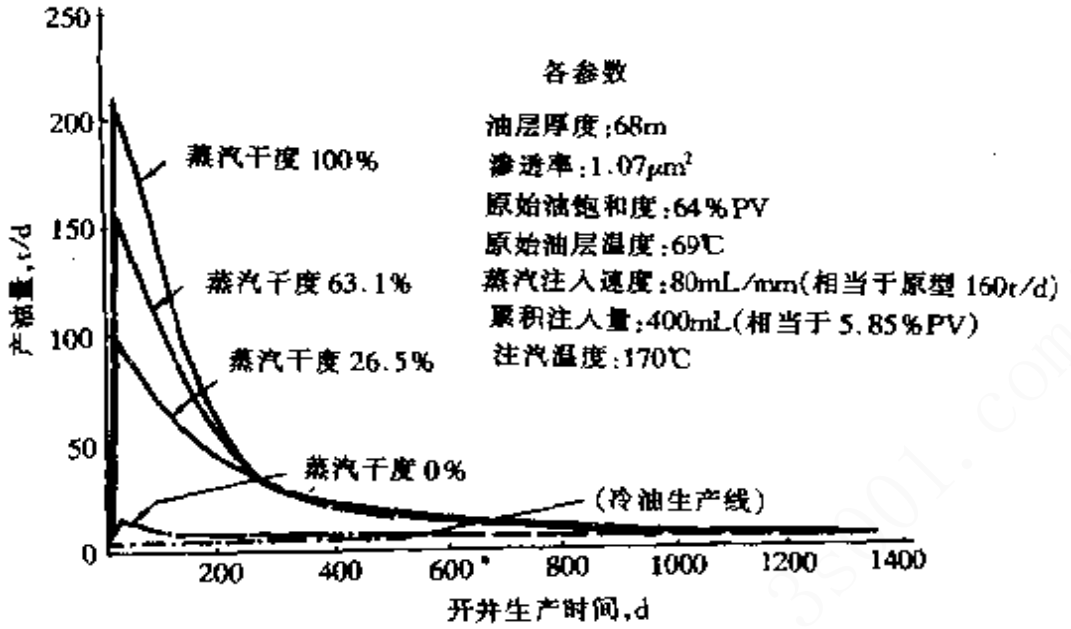


图 4—24　物理模拟不同蒸汽干度对蒸汽吞吐的影响

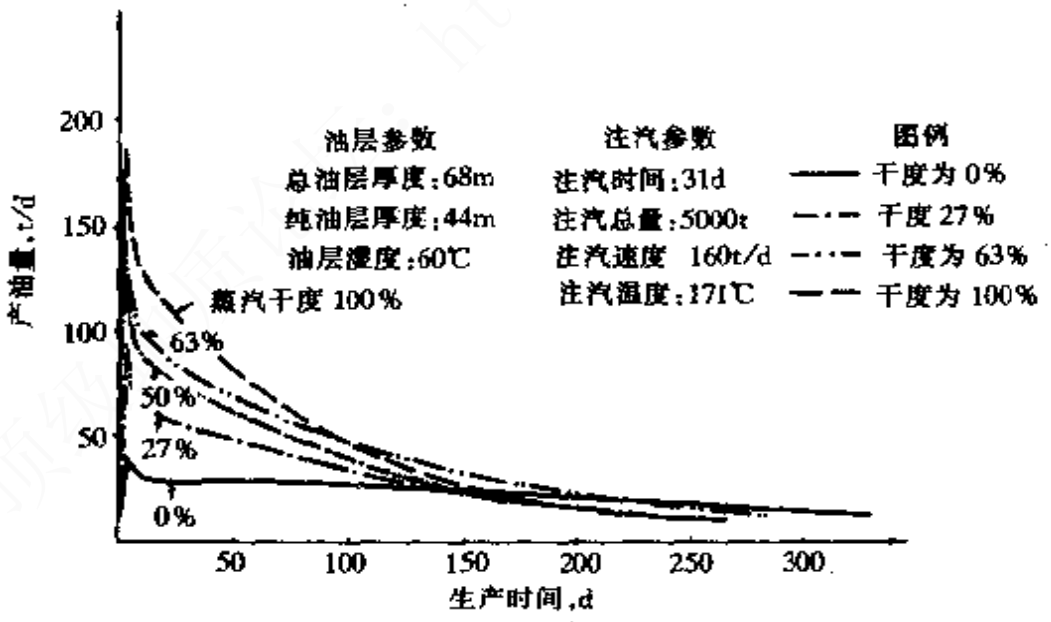


图 4—25　蒸汽干度对吞吐效果的数学模拟结果（低注入压力）

总的趋势仍是井底干度越高，效果越好，只是差距减小。

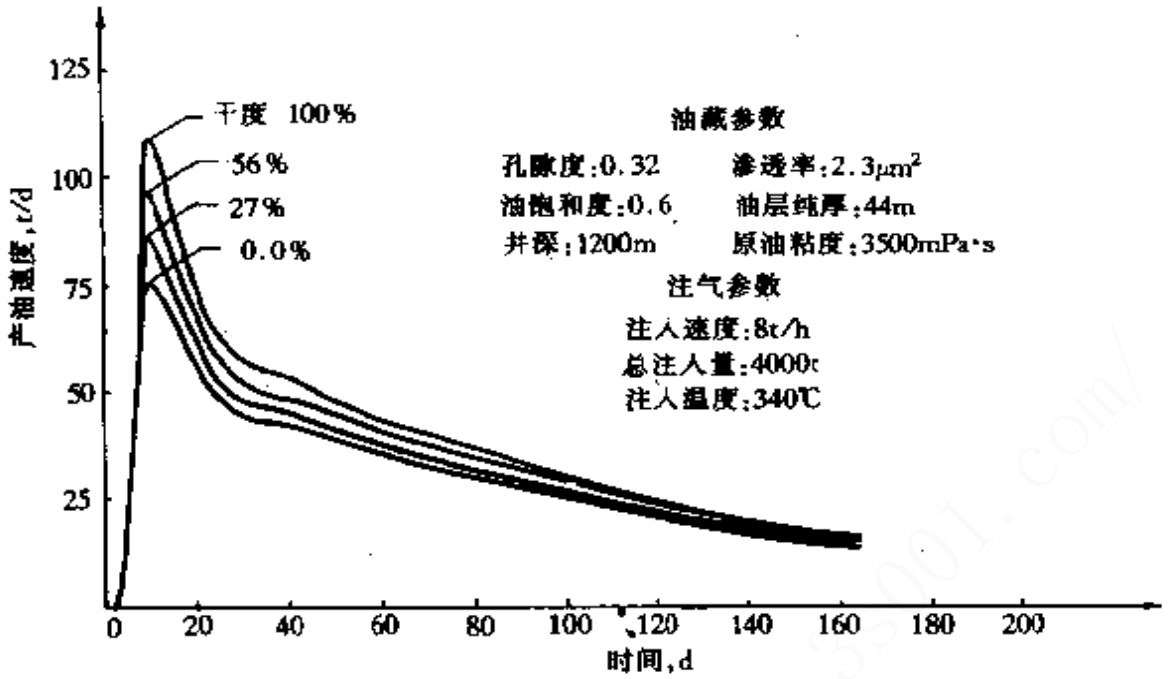


图 4—26　蒸汽干度对蒸汽吞吐效果影响的数模拟结果（高注入压力）

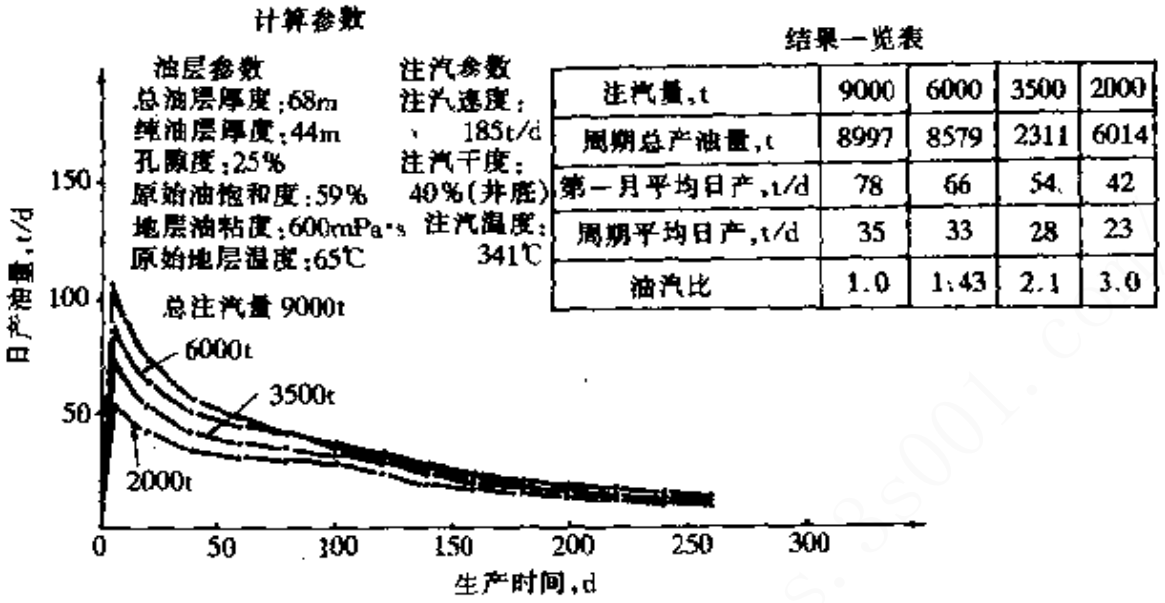
计算不同蒸汽干度下的平均加热半径及周期产量见表 4—8。结果表明，在相同的注汽量下，干度越高，加热半径扩大，峰值产量较高，周期产量也较高。

表 4—8　相同注入量 4000t 不同干度的加热半径

注入参数	井底干度，%	周期产量，t	平均加热半径，m
注入压力 15.0MPa，注入速度 8t/h 总注入量 4000t，油层参数同图 4—26	100	6690	9.4
	56	6142	8.5
	27	5723	7.8
	0	5362	7.2

（二）注汽量对吞吐效果的影响

用数学模型研究了注汽量对吞吐效果的影响，结果见图 4—27。在同样的井底干度（40%）下，注入量增加，吞吐增产油量也增加，但原油蒸汽比下降。



结果一览表

注汽量,t	9000	6000	3500	2000
周期总产油量,t	8997	8579	2311	6014
第一月平均日产,t/d	78	66	54	42
周期平均日产,t/d	35	33	28	23
油汽比	1.0	1:43	2.1	3.0

图 4—27　注汽量对蒸汽吞吐效果影响的数模结果

利用三维三相热采数模模拟了在注汽压力为 15.0MPa、注汽速度为 8t/h，油层纯厚度为 44m 等条件下不同注入量的效果。在较低的井底干度（27%）下的结果见图 4—28，较高的井底干度（56%）下的结果见图 4—29。

由以上研究结果得出，注汽量不能太小，否则峰值产量低，增产周期短，周期累积产量低，但也不能太高。注入量应按每米纯油层厚度选定，也即注汽强度，最优范围是 80～120t/m。

（三）注汽速度对吞吐效果的影响

我们用数模研究了注汽速度的影响，模拟结果见图 4—30。由图表明，在油层较厚（44m）情况下，注汽速度由 100t/d 增到 240t/d，在同样的注汽量及蒸汽干度下，也即总注入量相同时，吞吐效果基本相同，生产动态很接近。

对于薄油层，仅 10m 厚度，也进行了两种注汽速度的模拟，见图 4—31。结果表明，注入速度的影响也不显著。这说明，蒸汽吞吐阶段，注汽时间短，向油层顶底层的热损失远较蒸汽驱阶段小得不可比，因此注入速度的影响很小。

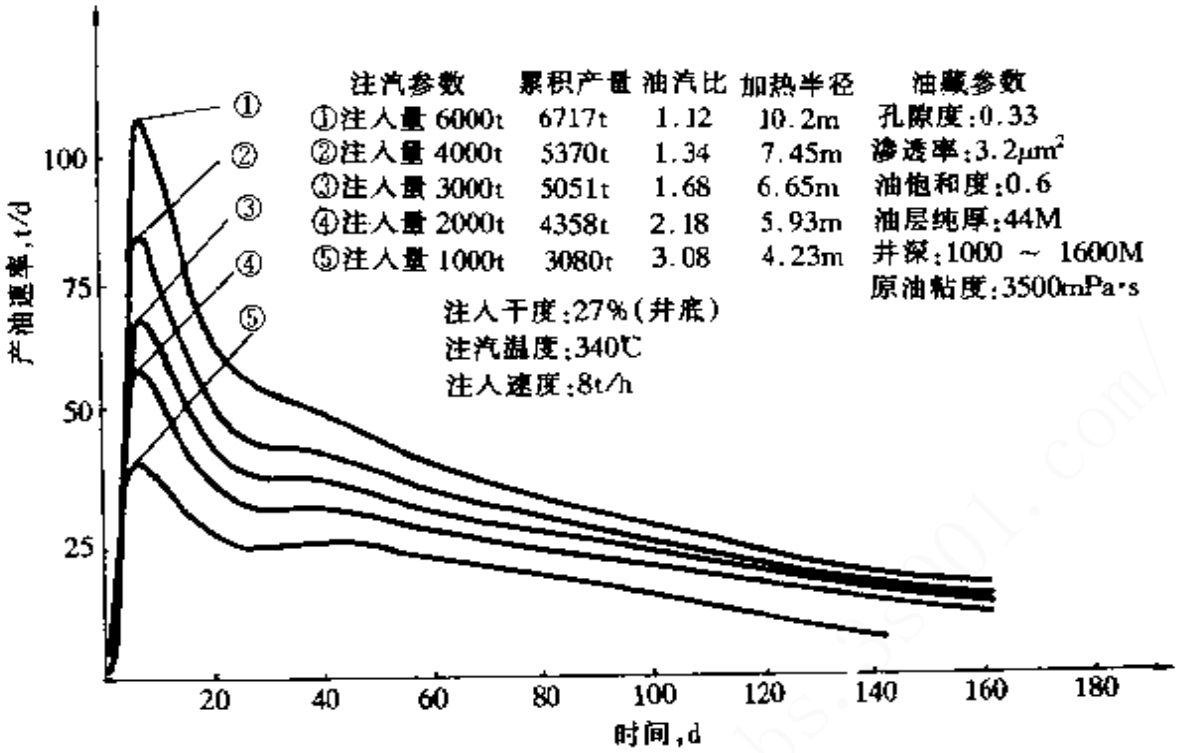


图 4—28 注汽量对蒸汽吞吐的影响（低干度）

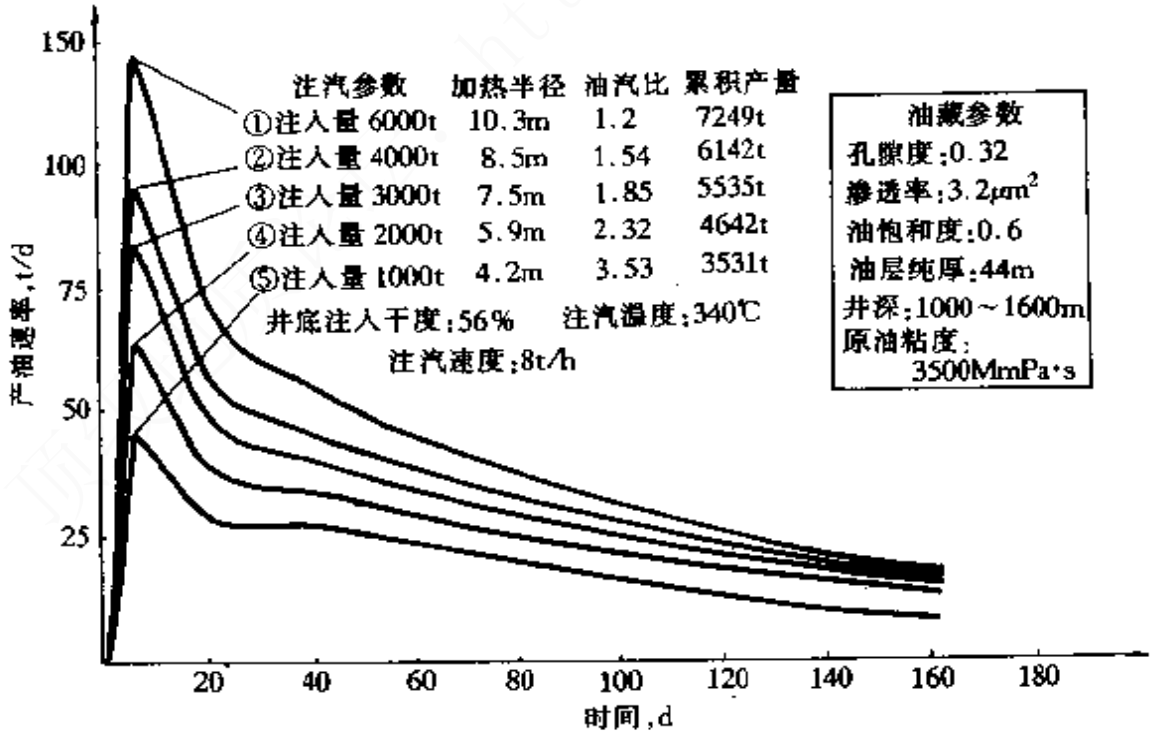


图 4—29 注汽量对蒸汽吞吐影响（高干度）

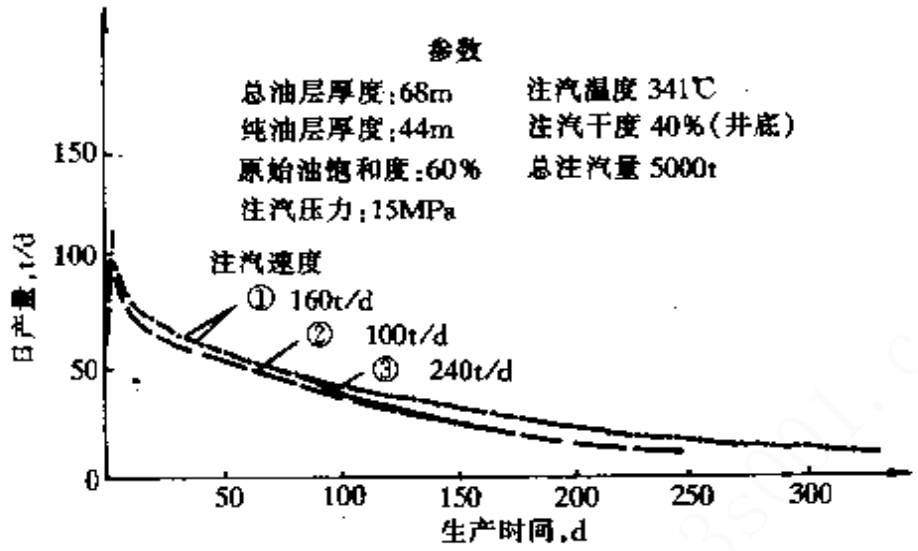


图 4—30　注汽速度对吞吐效果的影响

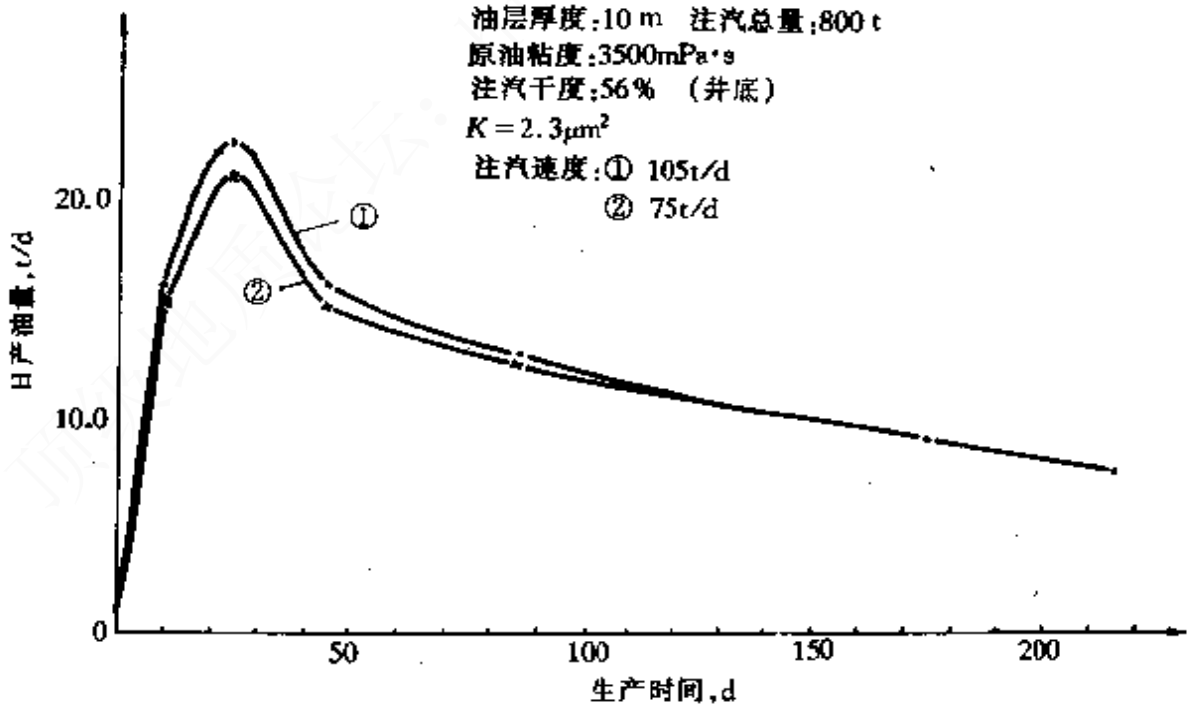


图 4—31　注汽速度对薄油层蒸汽吞吐效果的影响

地信网论坛 BBS.3S001.COM

但提高注汽速度也有缩短油井停产注汽的时间，又有利于增加增产效果。而且，如图 4—32 所示，注汽速度降低，将增加井筒热损失率，导致井底干度的降低，从而减小吞吐效果。这是决定注入速度不能太低的主要因素。

不论深井、浅井，尤其是浅层油井，超高速和超高压力注汽，都会引起油层被压裂，造成裂缝性蒸汽窜流，使蒸汽吞吐后期轮次及蒸汽驱开采阶段的效果恶化。

因此，注汽速度的选定与注汽压力的选定要相联系，注汽速度既不能太低，低到井筒热损失率太大导致井底蒸汽干度过低，又不能太高，要限定在不能造成油层被压裂。一般而言，在尽量采用高质量隔热油管条件下，将注汽速度选定在 4t/h 以上，但最高不超过油层破裂压力为上限。

（四）注汽压力的选择

我们采用三维相似物理模型，按高升油田原油（高 3－6－16 井），模拟了注蒸汽压力分别为 0.56，0.7，1.05 及 1.4MPa 的蒸汽吞吐，相应的蒸汽饱和温度分别是 162，170，184 及 198℃。蒸汽干度 24.5%～31.7%，注入相等热焓。连续进行了 5 个周期吞吐试验。试验结果见图 4—33。

从图 4—33 可见，蒸汽吞吐累积 5 个周期的采收率随着注入压力的升高而下降。例如，注汽压力为 0.56MPa 时，累积采收率为 16.84%，而当注入压力增加到 1.4MPa 时，其累积采收率都下降到 13.09%，减少 3.75%。由此可见，蒸汽注入压力对吞吐效果有明显影响，但是这种情况是在低压力下注汽的，实际上油井注汽压力远远大于此试验范围。

为了研究在较高压力水平下注汽压力对吞吐效果的影响，我们采用数模研究了相当于油层深度为 1000～1200m 的条件下注汽压力（井底）达到 15.2 及 13.1MPa 的吞吐效果。在油层参数及注入参数都相同的情况下，模拟了生产压差相同及不相同的两种吞吐效果。

在不同井底流压下生产，即生产压差相同的模拟结果见图

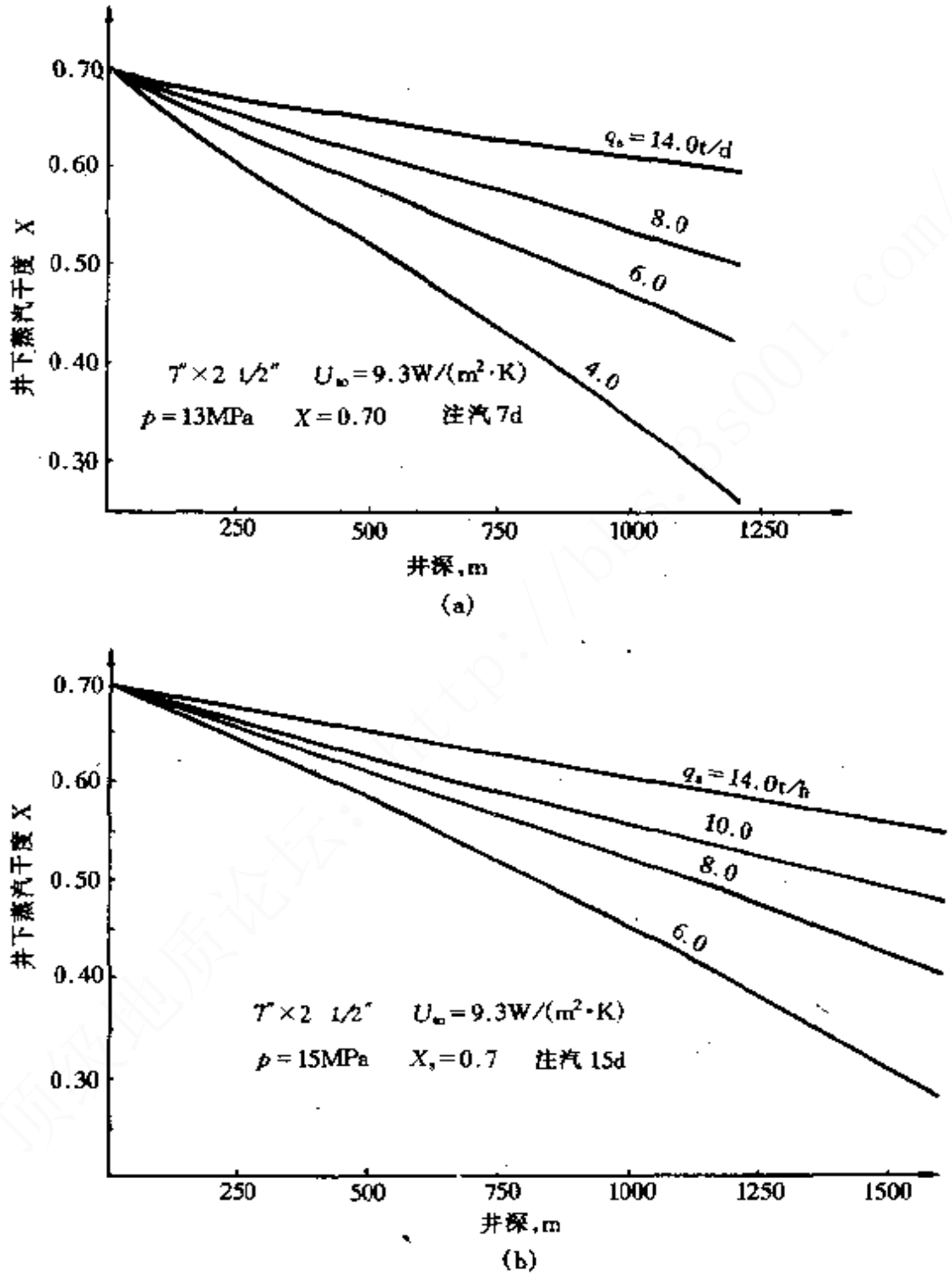


图 4—32 不同注汽速度对井下蒸汽干度的影响

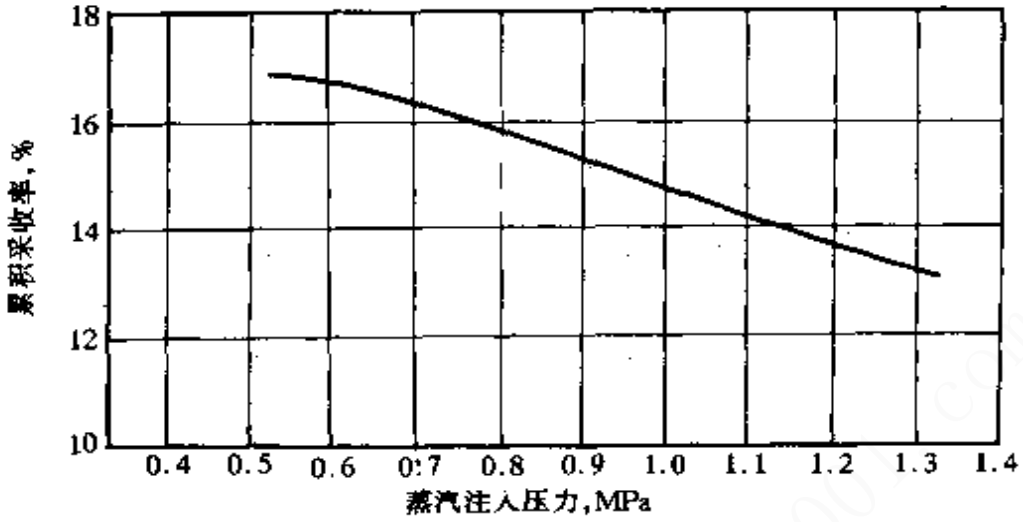


图 4—33　蒸汽注入压力—累积采收率曲线

4—34，由图表明，由于油层压力不同，但生产压差相同，注入压力分别为 15.2 及 13.1MPa 的吞吐效果非常接近，周期产量仅相差 395t，仅 4%。由此可见，在高压下注汽，在一定的压力范围内，对吞吐效果已无明显的影响。

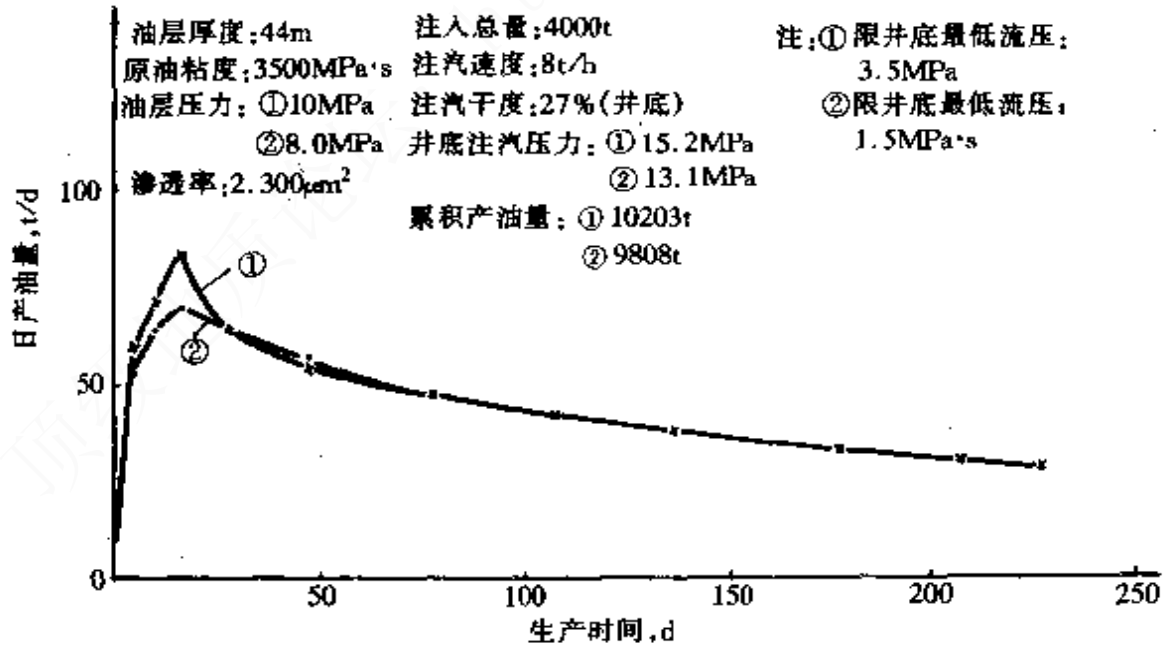


图 4—34　注汽压力对蒸汽吞吐效果的影响（生产压差相同）

为了对比起见，在两种注汽压力下注汽，但生产压差不同，即在同一井底流压下采油的模拟结果见图 4—35。由图看出，注

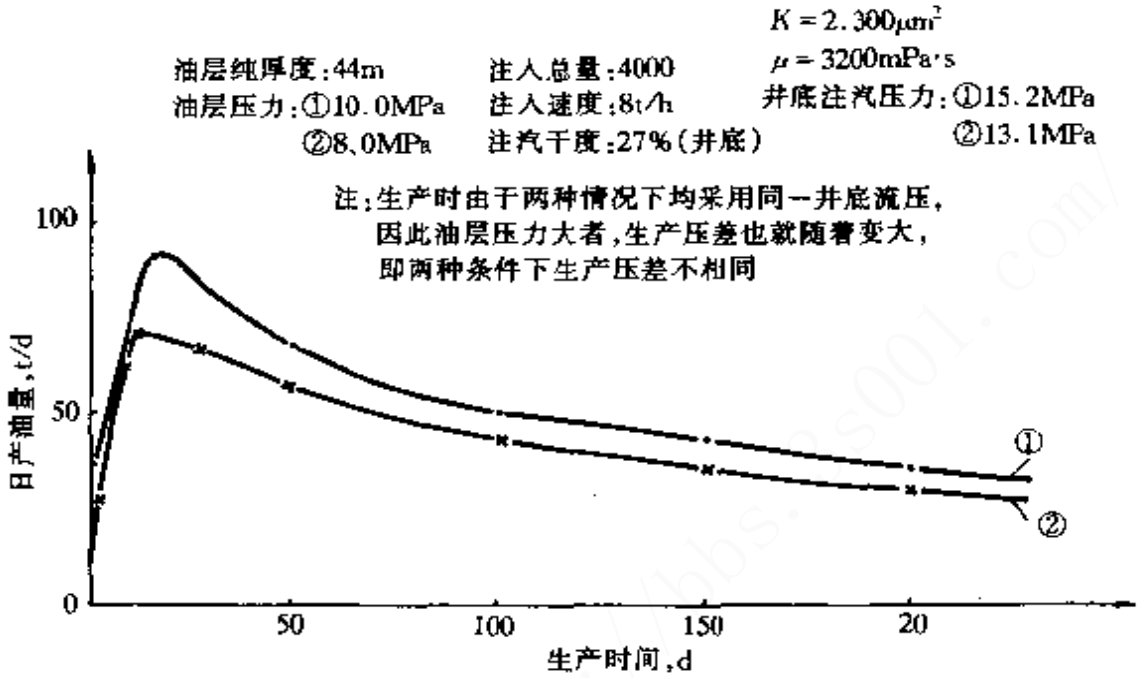


图 4—35　注汽压力对蒸汽吞吐效果的影响（生产压差不相同）

汽压力高，但生产压差大的吞吐效果较好。

由上可见，在高压力下（13.0～15.0MPa）注汽，注汽压力的差别对吞吐效果的影响变得很小，如果在油层压力高的情况采用较高的注汽压力，可以通过放大生产压差来增加效果。

上述研究表明，在较高压力下注汽对吞吐效果的影响主要取决于生产压差的大小。在相同压差下回采，注入压力对吞吐效果的影响并不大。因此，应尽力降低注汽压力，以保证有足够的注汽速度为下限，在此注汽速度下有足够高的井底蒸汽干度。不可追求过高的注入压力及注汽速度，如上所述，要严格防止超高压、超高速注汽导致产生油层压裂形成蒸汽窜流。

（五）焖井时间的选择

一般认为注完蒸汽后，关井焖井一段时间，可以使注入油层中的蒸汽充分与孔隙介质中的原油进行热交换，使蒸汽完全凝结

为热水后，避免开井回采时热能利用率降低，但焖井时间不能太长，否则增加向顶底层的热损失。60 年代初期，有人认为焖井时间不能少于 7 天。而且，也有人认为焖井期间可以靠热扩散扩大加热半径。这些观念都是来自油层浅而且是压力衰竭油藏以及蒸汽干度高达 70%～80%的注蒸条件。

我们用数模模拟了高升油田注汽条件下焖井期间油层温度剖面随关井时间的变化，见图 4—36 及 4—37，也模拟了关井后近

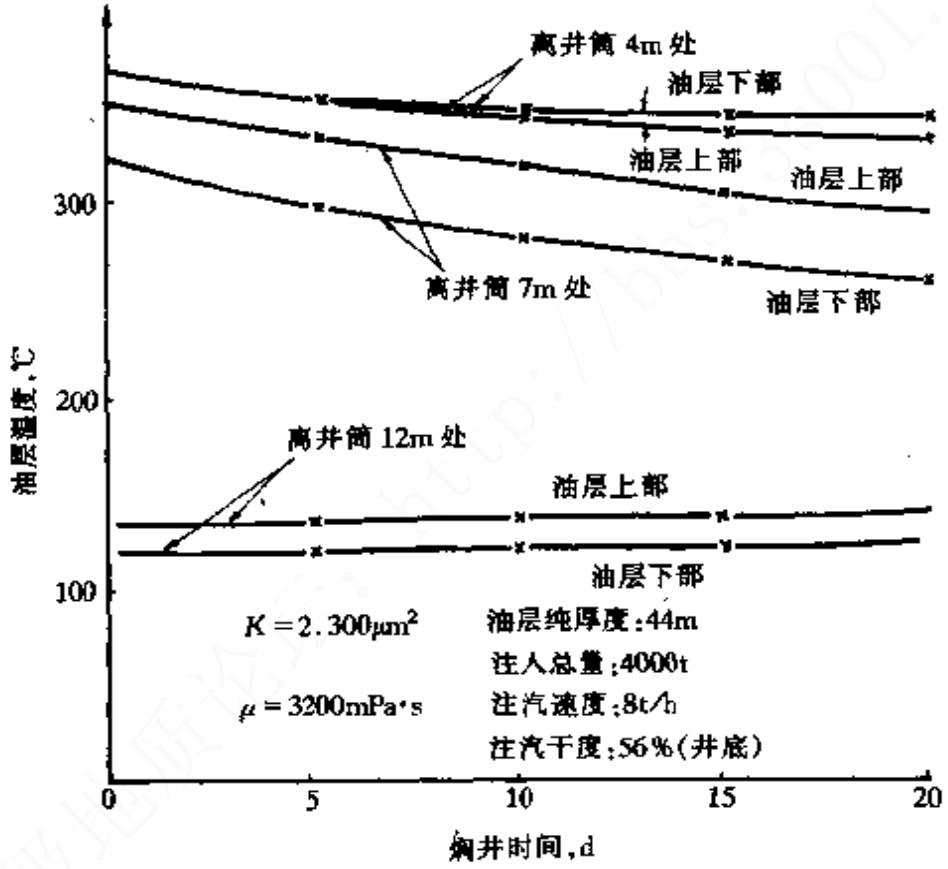


图 4—36　蒸汽吞吐时油层温度剖面随焖井时间的变化

井地带压力随时间的变化，见图 4—38。由图 4—36 及 4—37 看到，停注蒸汽后，油层及其顶底层的温度逐渐下降，在最初 10 天内下降速度快，以后减缓。随着温度下降，加热带的平均温度也下降，实际上并不存在加热半径的扩大。由图 4—38 看到，停注汽后，近井地带的油层压力在 5 天内降低较快，以后减缓。

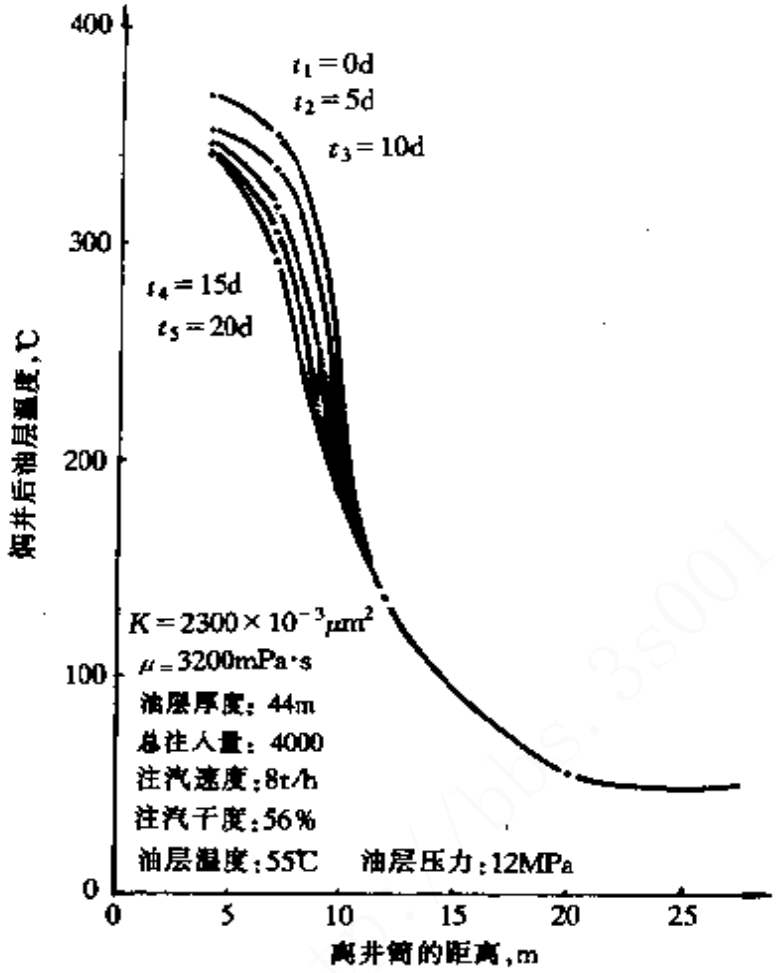


图 4—37　焖井时间对蒸汽吞吐后温度剖面的影响

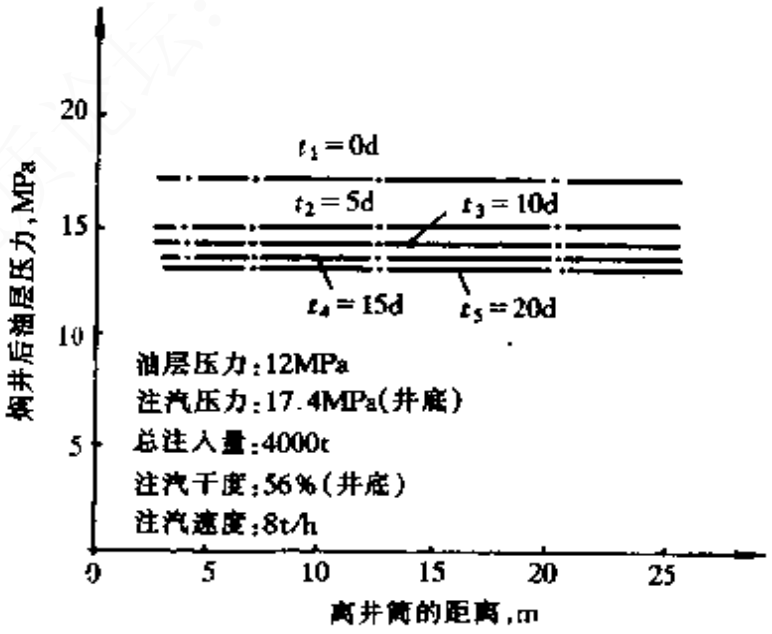


图 4—38　焖井时间对蒸汽吞吐后近井地带压力分布的影响

在1983年6月对高升756井注汽全过程进行现场观察，收集到的关井后井下测温测压的资料，见图4—39。在油层顶部以上82m处的井底，在关井10小时后由340℃降到了200℃，以后减缓。显然井筒内温降速度比油层中快得多，但也显示出和上述数模结果相同的情况。

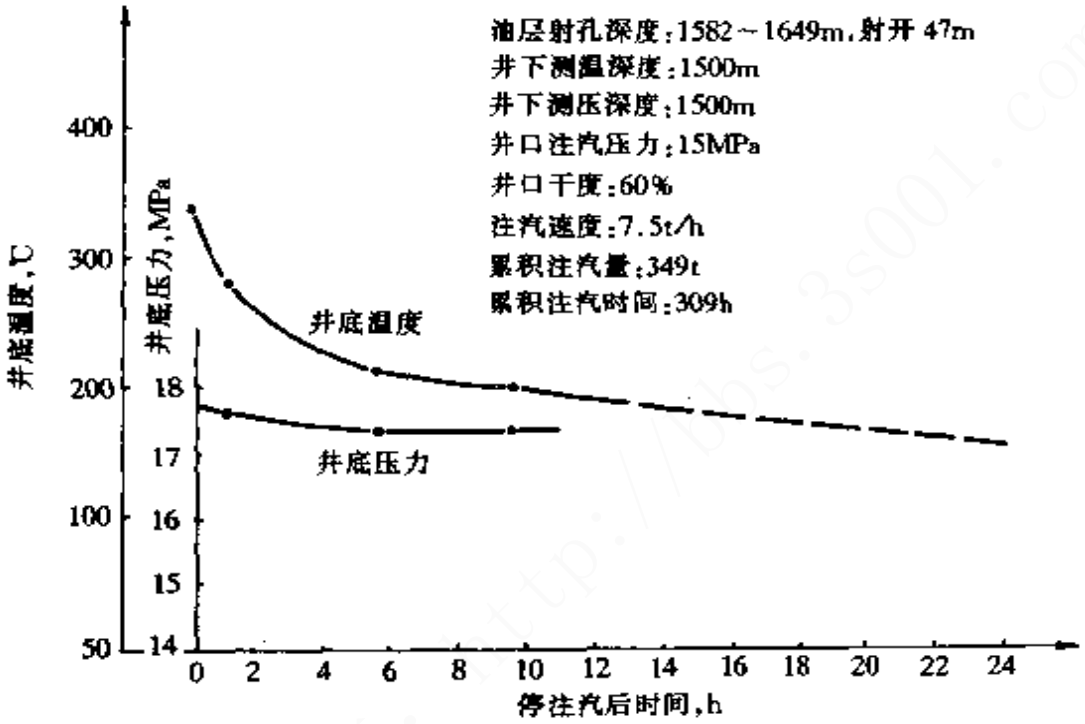


图4—39　高升756井注汽停注后井下测温结果

(六) 注汽工艺参数优化设计

从上述注汽工艺参数对蒸汽吞吐开采效果的影响，可看出影响最大的是井底干度，其次是周期注汽量，再其次是注入速度。对具体油藏地质条件，应采用数据模拟软件进行各周期注汽干度(井口和井底)、注汽量、注汽速度等模拟分析对吞吐效果的影响，选择周期产油量、平均日产量、生产周期、周期油汽比等综合指标最好的方案。而且经过多井试验后，总结出实际生产规律，形成最优设计方案。

这里要强调以下几点：

1) 尽力提高注汽井口干度，尤其是要采用最好的井筒隔热

地信网论坛 BBS.3500J.COM

技术措施：下井的隔热管柱一定要保证质量，油套管环空要排干，最好是注入氮气，以保证环空中没有水。

2）注汽速度要适当，太低井筒热损失过大，太高则可能使注汽压力过高而超过油层破裂压力而压开油层，形成微裂缝，导致油层中蒸汽窜流的不良后果。

3）周期注入量要适中，一般按油层厚度平均计算为 80～120t/m 为宜，并且应随注汽周期的增加而适当递增。

五、蒸汽吞吐采油技术的讨论

如前所述，对稠油油藏进行蒸汽吞吐开采的目标有三：①强化开采，通过蒸汽吞吐方法，加快采油速度，在较短时期内大幅度增产原油；②通过多周期蒸汽吞吐，预热油层，降低油层压力，为下一步进行蒸汽驱准备好条件；③较快地回收一次投资，增加经济效益。

（一）开始蒸汽吞吐时机的选择

对于稠油油田，究竟先经过一次常规采油阶段再进行蒸汽吞吐采油，或一开始投入开发就采取蒸汽吞吐采油，那种采油方式好？

显然，蒸汽吞吐方法仍然和常规抽油采油方法一样都靠油藏天然能量采油，都属一次采油。蒸汽吞吐方法主要的采油机理是加热油层而且只是加热油井近井地带某个较小范围内的油层，从而降低原油粘度，使回采过程的油流阻力减小，增加采油速度。由于注入的蒸汽量有限，仅几千吨，基本上不增加油层能量，仍是靠油层弹性能量及油层压力衰竭过程的天然驱动压力采油。

我们用数模研究了油藏条件接近高升油田的蒸汽吞吐开始的时机。这个时机选择主要就是在油层压力降到多高的水平上开始蒸汽吞吐的效果对比。我们按油层压力由 14.0MPa 分别降到 12.0，10.0，70.0，及 5.0MPa 时开始蒸汽吞吐。为保持注蒸汽的速度达到 8t/h，井底蒸汽干度 56%，所需的注入压差约

5.0MPa，井底注入压力将分别为 17.4，15.2，12.0 及 10.0MPa。按注入相同的蒸汽量及热焓量的 4 种情况第一周期吞吐生产动态模拟结果见图 4—40 及表 4—9。

由图 4—40 及表 4—9 看到，在不同油层压力下开始吞吐的效果大不一样。在同样的井底流压下限（2.5MPa）下采油，油层压力越高的吞吐效果越好。

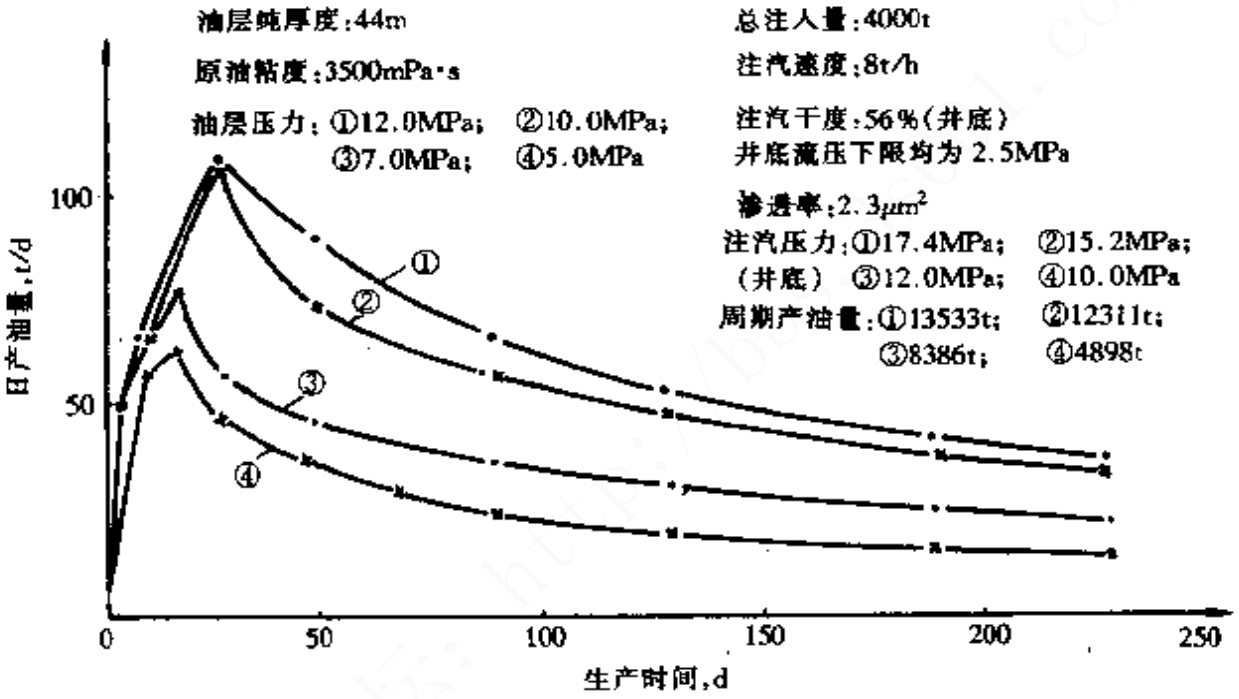


图 4—40　油层压力对蒸汽吞吐效果的影响

表 4—9　不同油层压力开始吞吐的效果对比

方案序号	油层压力 MPa	峰值产量 t/d	周期产量 t	同周期平均日产量 t/d	油汽比 t/t	周期末日产量 t/d
1	12.0	110	13533	59	3.4	38
2	10.0	105	12311	54	3.1	35
3	7.0	78	8386	36.8	2.1	23
4	5.0	62	4898	21.5	1.2	15

对于油层较薄，原油粘度在 500mPa·s 左右（油层条件下）的稠油油藏，显然采用常规抽油方法投产的初期产量很低。推荐一开始投产，就采用蒸汽吞吐方法，可以获得高速度开采。我们用数模研究了有效厚度仅 10m 的不同深度、不同油层压力下开始进行蒸汽吞吐的生产动态，见图 4—41。由图可见，虽然油层厚度仅 10m，对于深度为 1500，1000 及 300m 的油层，在原始油层压力下开始蒸汽吞吐，能够获得很高的原油产量，比常规开采高出数倍。而且，还说明在油层压力较高的情况下开始蒸汽吞吐的效果要好。

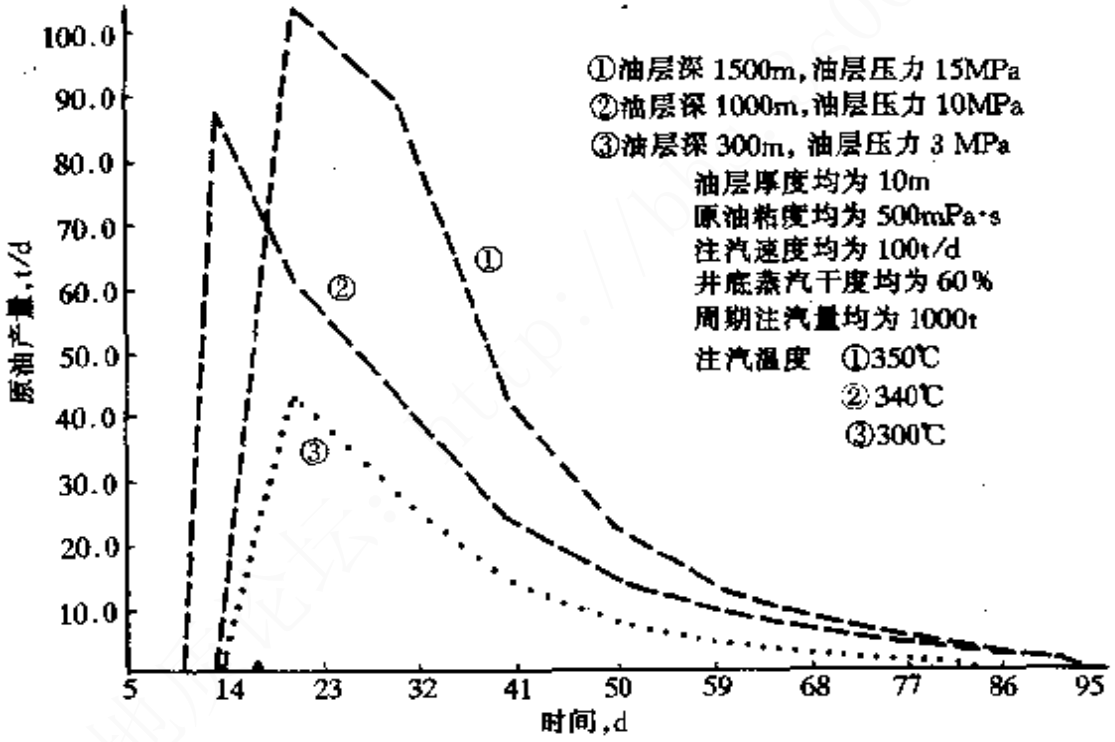


图 4—41　不同深度（压力）的薄油层蒸汽吞吐产量预测

（二）提高多周期吞吐效果的途径

蒸汽吞吐采油的产量递减规律和常规采油方法不同。一般规律是注汽、焖井结束，开始投产回采初期，油井产液量很高，但含水量很高，在最初的 1～3 天内往往高达 80%左右，因而产油量低。但产水量逐日下降，产油量逐日上升。接着仅 4 至 5 天产油量就达到高峰期。随着大量热油采出，由于油层中原油温度逐渐下降，粘度逐渐回升，油层压力梯度及压力水平逐渐减小，油

地信网论坛 BBS.3500J.COM

相渗透率随温度下降而下降等因素，产油量逐渐递减。递减到某个水平，递减率下降，产量趋于平稳，而且往往较长时间内仍高于常规采油期。

这种产量变化的规律可归纳为四个阶段：1）初期高液量高含水阶段，很短，仅数天；2）产油高峰期，一般几十天；3）产量递减期几个月；4）低产期，几个月甚至更长。为了提高吞吐效果，要充分利用油层内注入的热能，力求高峰期的高产量，并尽可能放大压差，延长生产周期。

当第一个吞吐周期的生产周期结束后，要接着进行第二吞吐周期，直到多周期吞吐至增产效果不显著时，转入由注汽井连续注蒸汽，即蒸汽驱采油，由生产井继续采油。

多周期的产量递减规律一般是：第一周期的峰值产量最高，生产周期最长，平均日产量及周期油汽比都高，第二、第三……周期依次降低。相反，就产水量及含水率说，随周期依次增加。克拉玛依九—1 区 1985 年第一批进行第一、二周期吞吐的油井生产动态见表 4—10。

多周期吞吐作业依次采油量递减的原因在于：1）注入油层的蒸汽凝结水大部分回采不出来，也即回采水率低。贮存油层中，近井地带加热区的含水饱和度逐次增加；2）近井地带加热区的油饱和度逐次减小；3）近井地带泄油区的压力衰减。

在蒸汽吞吐过程中，向油井注汽、蒸汽凝结、加热油层后，油水回采排出，温度、粘度及压力的交替变化等，产生一个很复杂的水、油、汽三相渗流过程。突出的五点是：1）油层中的束缚水饱和度随温度升高而增加，油层变成强亲水；2）随着水饱和度的增大油相对渗透率下降；3）随温度升高，油相对渗透率增加，水相对渗透率减小；4）如果粘土含量较高，会产生粘土膨胀及微粒迁移；5）近井地带有可能产生乳化现象。

因此，为了提高多周期吞吐效果，可以采取以下措施：

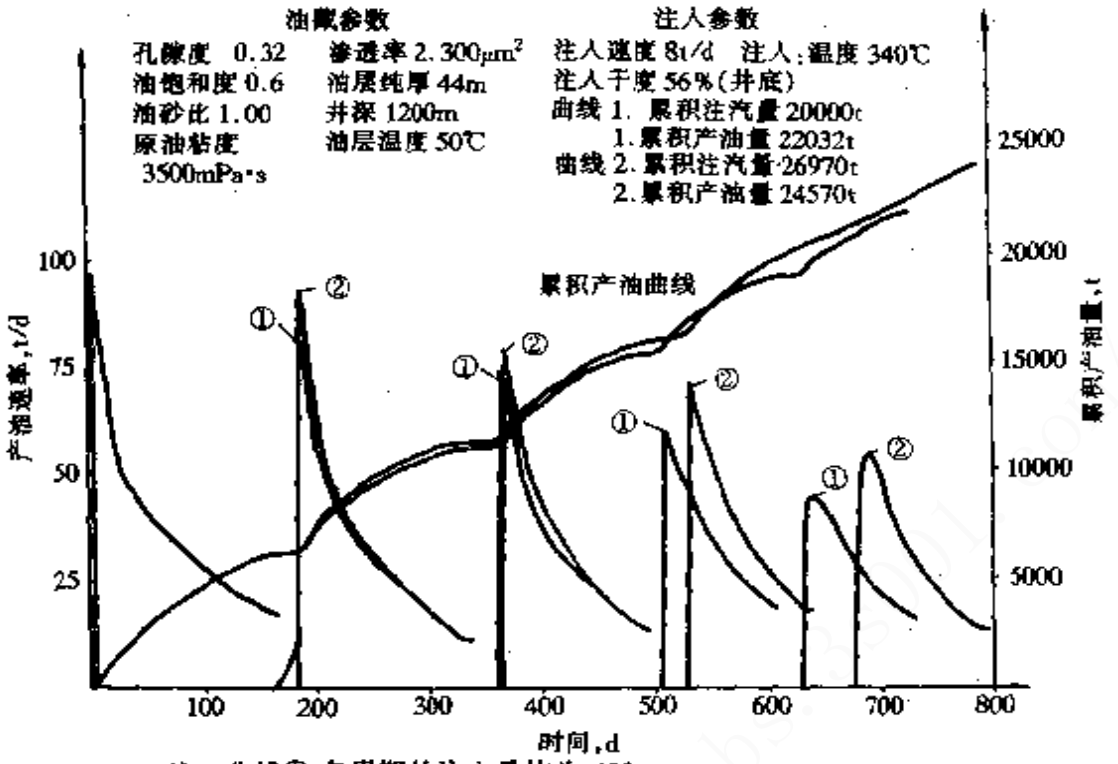
（1）第二周期开始的多周期吞吐将注入量（热焓量）逐次增加。

表 4—10　克拉玛依九—1 区第 1，2 周期吞吐井生产动态对比

井号	周期	注汽天数 d	注汽量 t	自喷期生产对比				抽油同期生产对比			
				生产天数 d	累积产油 t	平均日产油 t/d	含水 %	生产天数 d	累积产油 t	平均日产油 t/d	含水 %
9102	1	8.6	1101	6.8	118.6	17.4	45	103.8	1214	11.7	8.9
	2	11.3	1495	16.8	43.0	2.6	91	101.2	923	9.1	29.9
9103	1	13.9	1614	23.1	384	16.6	43	78.8	1178	14.9	8.7
	2	11.0	1261	24.1	65	2.7	86	86.6	807	9.3	28.3
9106	1	9.8	1264	10.6	131	12.3	57	46.3	485	10.5	24.6
	2	18.2	1492	16.7	31	1.9	84	46.5	225	4.8	48.6
9107	1	8.3	1029	10.8	146	13.5	43	131.9	1003	6.2	15.5
	2	10.1	1300	5.7	15	2.6	91	123.1	1159	9.4	29.5
9112	1	13.8	1732	17.5	300	17.1	28	79.1	1229	15.5	15.1
	2	12.0	1610	16.7	41	2.4	95	27.2	709	9.8	37.1
9113	1	9.6	1237	18.4	432	23.5	27	42.7	570	13.3	9.2
	2	7.8	1392	42.7	171	4.0	78	31	248	8.0	35.0
平均	1	10.7	1330			16.7	41			12.0	13.7
	2	11.7	1425			2.7	88			8.4	34.7

注入工艺参数的选择如前所述，在保持较高的蒸汽干度下，往往随着吞吐周期增加，最重要的是适当增加注入量（热焓量），以便加热范围逐渐扩大，增大排油半径。

我们用数模进行了模拟对比，如果从第二周期开始，依次将注入量递增 15%，与每周期固定注入量 4000t 相比，进行 5 周期吞吐作业的累积产量将增加 2538t，累积生产周期延长 60 天，按累积生产期的平均日产量增加 1t/d，增加的产量的油汽比为 0.36。模拟结果见图 4—42 及表 4—11。由此看出，第二方案按每次递增 15% 的注入量，增产效果是良好的。显然，递增注汽量也不能太多，否则会降低增产量的油汽比。



注：曲线① 各周期的注入量均为 400 t；
曲线② 以第二周期开始注入量依次递增 15%。

图 4—42 多周期蒸汽吞吐采油曲线

表 4—11 多周期吞吐的两种方案效果对比

方案	注入蒸汽量	累积注入量，t	累积产油量，t	累积生产周期，d	累积油汽比，t/t	平均日产量，t/d
1	每周期注入 4000t	20000	22032	732	1.10	30.1
2	从第 2 次依次递增 15%	26970	24570	792	0.91	31.0

(2) 前几个周期回采时油井能自喷则自喷开采，停喷后及时下泵强采

在油层压力接近原始压力或比较高的情况下，进行蒸汽吞吐极为有利的条件是油层能量充足，可以大压差回采，在加热油层大幅度降低原油粘度可降至 10mPa·s 以下后，油井往往可以自喷生产一段时间获得高产。自喷排液量比抽油泵举升能力高出好

地信网论 BBS.3S001.COM

几倍。既有利于排除油层污染，又可以获得最高的高峰产量，提高增产效果。

另一方面，油井停喷后，要及时下泵抽油生产。停注至开泵前停产时间应尽量缩短，损失时间就是损失高产期的产量。

(3) 合理确定周期终止日产量界限，尽量延长生产周期

如前所述，不论那个吞吐周期，油井产量都要递减，递减速率因井而异，随累积产量而变化，或接近指数递减，或接近双曲线递减规律。在最后阶段往往有一个趋于平稳的低产期，而且日产水平往往远高于常规采油期。究竟何时结束该周期的生产，进行再次蒸汽吞吐，这要综合考虑，合理确定。

确定生产周期终止日产量的界限应考虑以下因素：1）既要有较高的采油速度，又要经济上合理，力争整个周期的油汽比较高。因为注汽作业成本及蒸汽成本都比较高，需要计算经济效益；2）尽可能多地采出周期产液量控制近井地带的含水饱和度不能增加过猛过高，影响到下几个周期的吞吐效果；3）与整个多周期吞吐采油阶段及蒸汽驱阶段采油预测动态结合起来权衡；多周期终止日产量界限应大致一样，终止日产量不能高于蒸汽驱阶段的预测平均日产量；4）从全油田分区块最好、最差的预测吞吐采油动态出发，终止产量界限大致一样；5）油层深度是经济成本的重要因素，深井与浅井应有区别；6）不能因注汽设备能力有余就提早结束。

(4) 力求较多的吞吐周期，提高整个吞吐阶段的采收率

研究表明，如果最初的第一、二周期吞吐产量高，油藏开发层的单井地质储量比较小，以后周期的吞吐产量将降低的多，周期数较少。如果原油粘度高，周期就比较短。如果最初的吞吐作业注入参数不合理或施工失败，注入量多，采出油量少，回采水率低，则近井地带含水饱和度过早地增加，将影响到以后的吞吐效果，减少吞吐周期数。

显然，如果每个周期的吞吐效果都比较好，而且吞吐周期次数较多，则整个吞吐阶段的累积产量、油汽比及采收率必然要

地信网论坛 BBS.3500J.COM

好。因此，不能只考虑单个周期，要以提高整个吞吐阶段的开发效果来考虑。

在现场应尽力避免不成功的吞吐作业。严格单井吞吐工艺参数优化设计，严格施工质量，严格油井管理，做到吞吐一次，成功一次，口口成功，次次高产。严格防止只追求吞吐作业次数，忽视吞吐效果的作法。

（三）提高抽汲热油的举升能力放大压差采油

如前所述，在油层压力较高水平下进行吞吐，极为有利的条件是可以放大压差采热油，获得高产量。只有回采时尽量放大压差，将流动压力降低到最低限度，甚至流动液面降到油层附近，吞吐效果才非常理想，尤其是可以获得较长时间的峰值产量。

根据我们采用数模研究结果，生产压差大小起相当大的作用。如前面图 4—40 及表 4—10 所示，油层压力由 12.0MPa 逐步降低到 5.0MPa，而井底流压均限定为 2.5MPa 的条件下，峰值产量、周期产量及油汽比都相差很大。在同样的油层条件及注汽工艺参数条件下，如果随着油层压力下降，而将回采时的井底流压分别降到 7.5，5.5，2.5 及 0.5MPa，也即将生产压差都降到 4.5MPa，则会得到几乎同样好的吞吐效果，如图 4—43 所示。

吞吐阶段放大压差回采的主要有效措施是：采用大排量抽油机泵，尤其强调采用 5～8m 长冲程、大扭矩抽油机、大泵径、慢冲数、泵深下到油层以下、大油管、强抽油杆等。

（四）防止油井钻井完井及采油井下作业中的油层污染损害

我们用数值模拟研究了油井注蒸汽后回采时还存在不同的油层损害（表皮系数）的生产动态，模拟结果见图 4—44。由图可见，当油层损害程度轻微时（$S=1\sim5$）的增产效果好，峰值产量高达 55～65t/d；当油层损害非常严重时（$S=30$），峰值产量降到 45t/d，周期产量减少 689t。油层污染程度仍然对油井产能有严重影响。但是和常规采油阶段的影响程度相比已大大减小。这也说明，在吞吐阶段，油层加热后，供油能力增加，排油半径

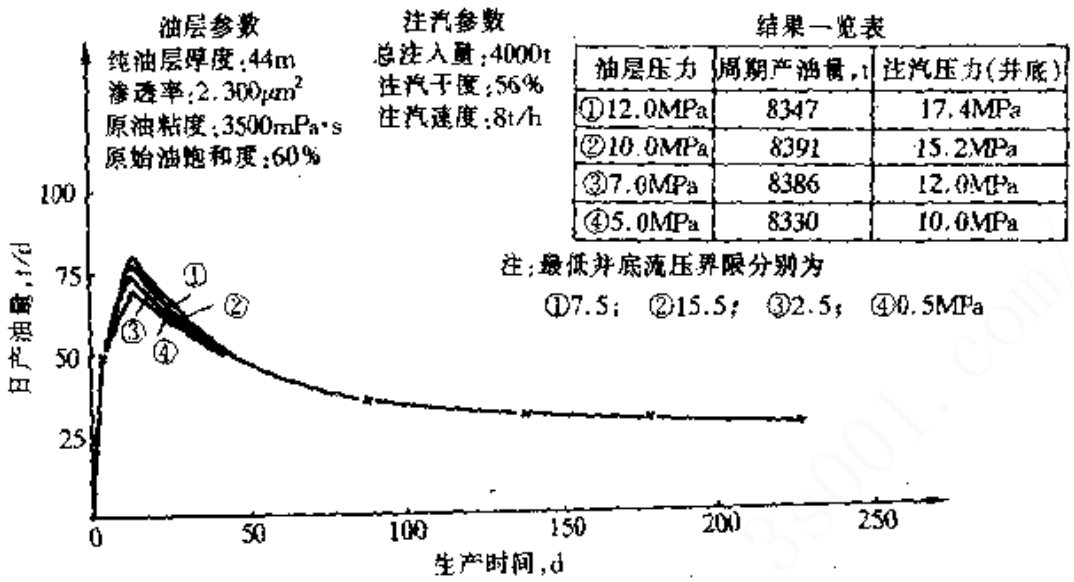


图 4—43 不同油层压力下注汽相同压差下采油的吞吐效果对比

加大，油的流度增加，在井筒附近污染堵塞的影响相对地减小。但是，尽管如此，也不能忽视钻井完井及采油井下作业过程中的油层污染损害。由于油层污染堵塞后，全部解堵是很困难的，油层剖面上吸汽量也不会均匀，如前所述，注入蒸汽往往向油层上部超复，因而油层堵塞后将影响采收率。

(五) 开采油层打开厚度的确定

许多研究及油田试验表明，合理选择开发层位和开发油层的打开厚度——即选择完井井段是最有效的提高垂向蒸汽扫油系数的方法。因此我们在蒸汽吞吐阶段对开发层位、厚度及打开井段的选择必须要慎重研究，而且要结合蒸汽驱阶段的生产动态预测从整体上加以考虑。

我们在高升油田及克拉玛依九区的注蒸汽开发方案设计中，采用三维三相物模及数模研究了油层打开厚度对蒸汽吞吐及蒸汽驱开发效果的影响，得出只打开油层下部约 1/2 厚度，不仅对蒸汽驱开采有利，也对蒸汽吞吐开采有利。

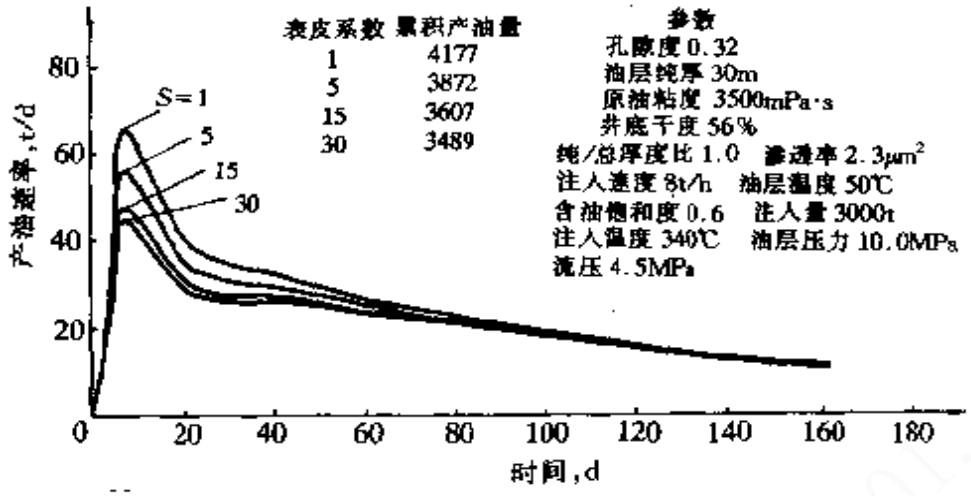


图 4—44　表皮系数对蒸汽吞吐效果的影响

按高升油田地层参数（油层厚度 68.3m，五点井网，注采井距 148.8m，渗透率 $1070\times10^{-3}\mu m^2$，孔隙度 0.25，含油饱和度 0.60，原始油层温度 60℃），假定是均质油层，物理模拟蒸汽吞吐，油层全部射开时，第一、二周期吞吐效果最好，但 4 个周期的累积采收率最低；打开油层下部 1/2，第一、二周期吞吐虽然较低，但 4 个周期的累积采收率最高，比全部射开高出 2.8%。模拟结果见图 4—45 及表 4—12。

表 4—12　物模试验打开井段对吞吐采收率（%）影响

油层打开井段	第一周期	第二周期	第三周期	第四周期	合计,%
全部打开	3.83	2.58	1.43	0.70	8.54
打开下部 1/2	1.64	4.39	3.00	2.35	11.38
打开下部 1/4	3.31	2.35	2.36	2.25	10.27

由数模计算结果得出和物模相同的结论。按新疆九区的油层条件，中等厚度，纯厚 18m，总厚 24m，并假定小薄层是不稳定

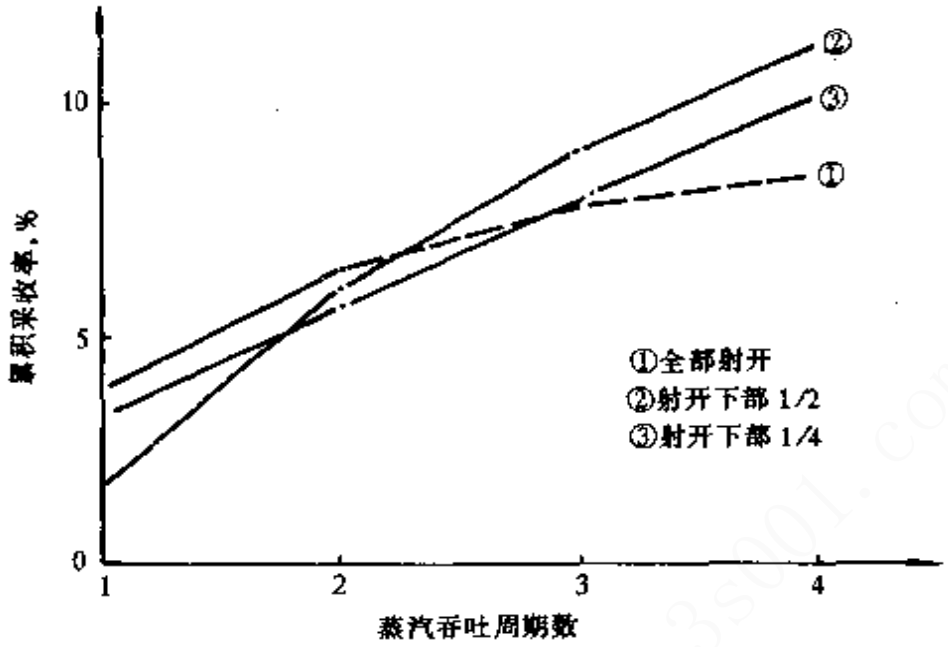


图 4—45　不同完井井段的吞吐累积采收率曲线（物模）

分布的，划分为 4 个不同的渗透率韵律组合。模拟蒸汽吞吐的结果见表 4—13。

表 4—13　反韵律油藏打开井段不同对吞吐效果的影响（数模）

射开层位	吞吐阶段产油量，t					采收率 %
	第 1 周期	第 2 周期	第 3 周期	第 4 周期	合计	
全射开	1706	1190	732	427	4015	14.2
射开下 3/4	1712	1313	846	403	4274	14.8
射开下 1/2	1818	1361	749	429	4357	15.1

注：油层厚度 18m，纯/总厚度比 0.75；孔隙度 0.32；含油饱和度 0.55。自上而下，各 4.5m 厚度油层的渗透率为 8000，4000，2000 及 $1000\times10^{-3}\mu m^2$。

由表 4—13 可见，对反韵律油层，打开井段对吞吐效果影响最大，全部油层打开时，蒸汽上浮窜进，吞吐效果变差，如只打开油层下部 1/2，4 个周期吞吐采收率约高 1%。这也说明，即

使在 18m 厚均质油层条件下，打开油层下部 1/2 进行蒸汽吞吐的采收率并不降低，但蒸汽驱阶段的采收率可以提高。

顶级地质论坛：http://bbs.3s001.com/

地信网论坛 BBS.3S001.COM

第五章　蒸汽驱开采方法

蒸汽驱开采是稠油油藏经过蒸汽吞吐开采以后接着为进一步提高原油采收率的热采阶段。因为只进行蒸汽吞吐开采时，只能采出各个油井井点附近油层中的原油，井间留有大量的死油区，一般原油采收率仅为 10%～20%。采用蒸汽驱开采技术时，由注入井连续注入高干度蒸汽，注入油层中的大量热能加热油层，从而大大降低了原油粘度，而且注入的热流体将原油驱动至周围的生产井中采出，将采出更多的原油，使原油采收率增加 20%～30%。虽然蒸汽驱开采阶段的耗汽量远远大于蒸汽吞吐，原油蒸汽比低得多，但它是主要的热采阶段。我国目前正处在工业性试验蒸汽驱开采阶段。

本章阐述了蒸汽驱及热水驱的采油机理，在油藏中形成正常蒸汽驱开采的主要条件，以及影响蒸汽驱开采效果的油藏地质条件及注汽工艺。同时，也提出了蒸汽驱技术发展方向。

一、蒸汽驱采油机理

在蒸汽驱开采过程中，由注汽井注入油藏的蒸汽，加热原油并将它驱向生产井中，见图 5—1 所示。

注入油藏的蒸汽，由注入井推向生产井过程中，形成几个不同的温度区及油饱和度区，见图 5—2 及图 5—3。

如图 5—2 及 3 所示，形成的几个区带有：蒸汽区，凝结热水区，油带及冷水带以及原始油层带。热水凝结带又可以分为溶剂带及热水带。事实上这些区带之间并无明显的界限。这样划分便于描述蒸汽驱过程中油藏中的各种变化。

由图 5—2 温度剖面可以看出，当蒸汽注入油藏后，在注入

地信网论坛 BBS.3S001.COM

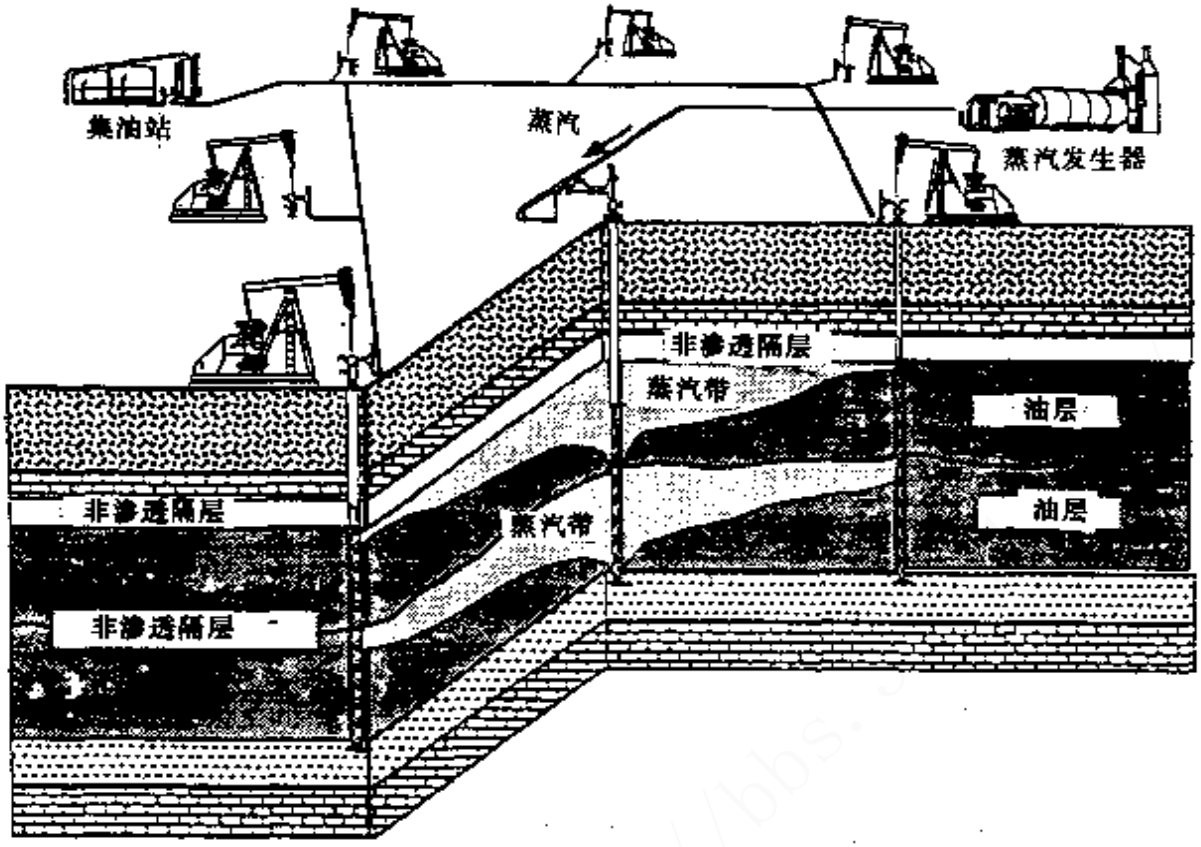


图 5—1　蒸汽驱采油过程示意图

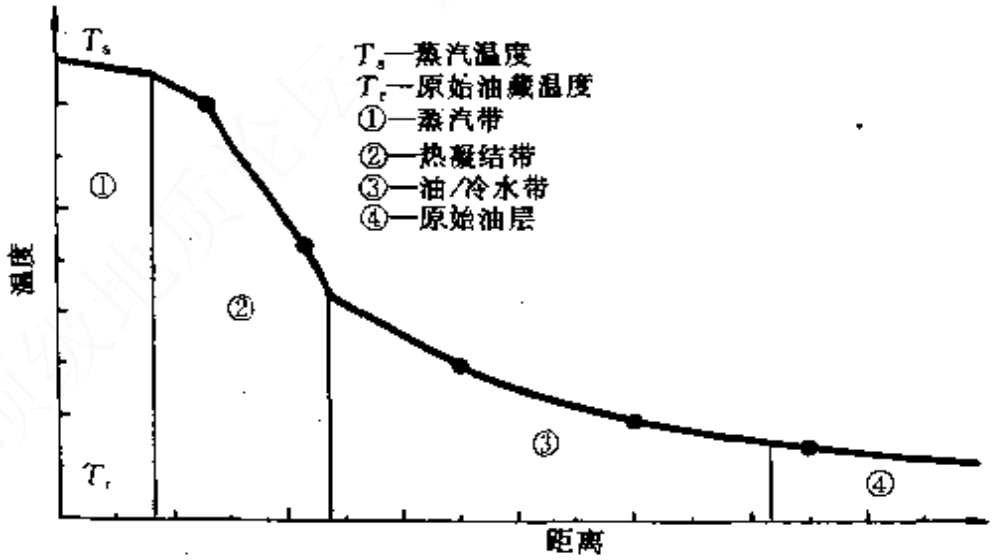


图 5—2　蒸汽驱采油过程中注采井间温度剖面示意图

井周围形成一个饱和蒸汽带（1），其温度就是蒸汽温度，连续注

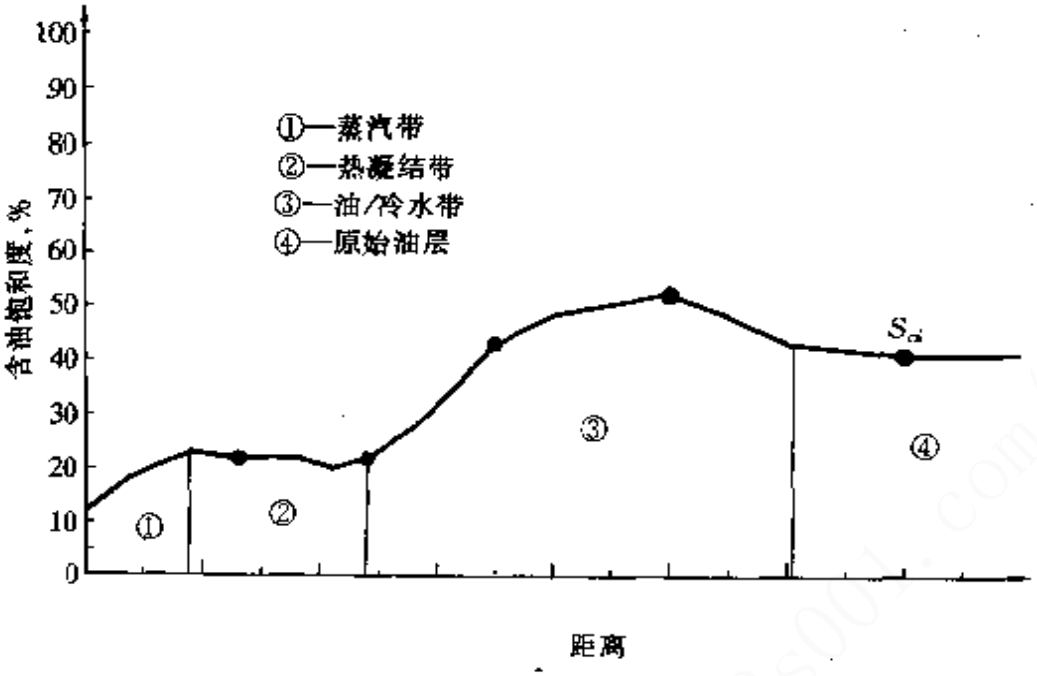


图 5—3　蒸汽驱采油过程中注采井间油饱和度剖面示意图

入的蒸汽使蒸汽带向前推进。在蒸汽带前面，由于加热油层，蒸汽释放热量而凝结为热水凝结带（2）。热水凝结带包括溶剂，油及热水带，它的温度逐渐下降。继续注入的蒸汽，推进热水带并将蒸汽带前缘的热量加热距注入井更远的冷油区，凝结热水加热油层损失热量后，它的温度逐渐降到原始油层温度（3）。未加热的油层保持原始温度（4）。

由于每个区带的驱替机理不同，因此注入井与生产井之间的油饱和度也不同（图 5—3）。原油饱和度主要取决于它的热特性。在蒸汽带中（1）的残余原油饱和度因经受的温度最高而降至最低程度。它不取决于原始油饱和度，而取决于温度及原油的组分。在蒸汽温度下，原油中部分轻质馏分受到蒸汽的蒸馏作用，在蒸汽带前缘（1 与 2 之间）形成溶剂油带或轻馏分油带。在热凝结带（2）中，这种轻馏分油带从油层中能抽提部分原油形成了油相混相驱替作用。同时热凝结带的温度较高，使原油粘度大大降低，受热水驱扫后的油饱和度远低于冷水驱。

由于蒸汽带（1）及热水带（2）不断向前推进，将可动原油驱扫向前，热水带前面形成了原油饱和度高于原始值的油带及冷水带（3）。此处的驱油形式和水驱相同。在油层原始区（4），温

地信网论坛 BBS.3500J.COM

度和油饱和度仍是原始状态。

许多学者对蒸汽驱采油机理进行过大量的室内模拟实验。例如B.T.Willman及Wu C.H等人进行过较系统的实验。他们验证得出蒸汽驱采油的机理有：1）原油粘度加热后降低；2）蒸汽的蒸馏作用（包括气体脱油作用）；3）蒸汽驱动作用；4）热膨胀作用；5）重力分离作用；6）相对渗透率及毛管压力的变化；7）溶解气驱作用；8）油相混相驱（油层中抽提轻馏分溶剂油）及9）乳状液驱替作用等。这些机理作用在油层中各个区带中的作用程度是不一样的，而且主要取决于原油及油层的性质。在蒸汽带中，蒸汽驱的主要机理是蒸汽的蒸馏作用及蒸汽驱油作用。在热凝结带中，主要是降粘、热膨胀、高温渗透率变化、重力分离及溶剂驱油等作用。在原始带中，主要是常规水驱及重力分离作用。

文献中大家公认的蒸汽驱机理见图5—4所示。

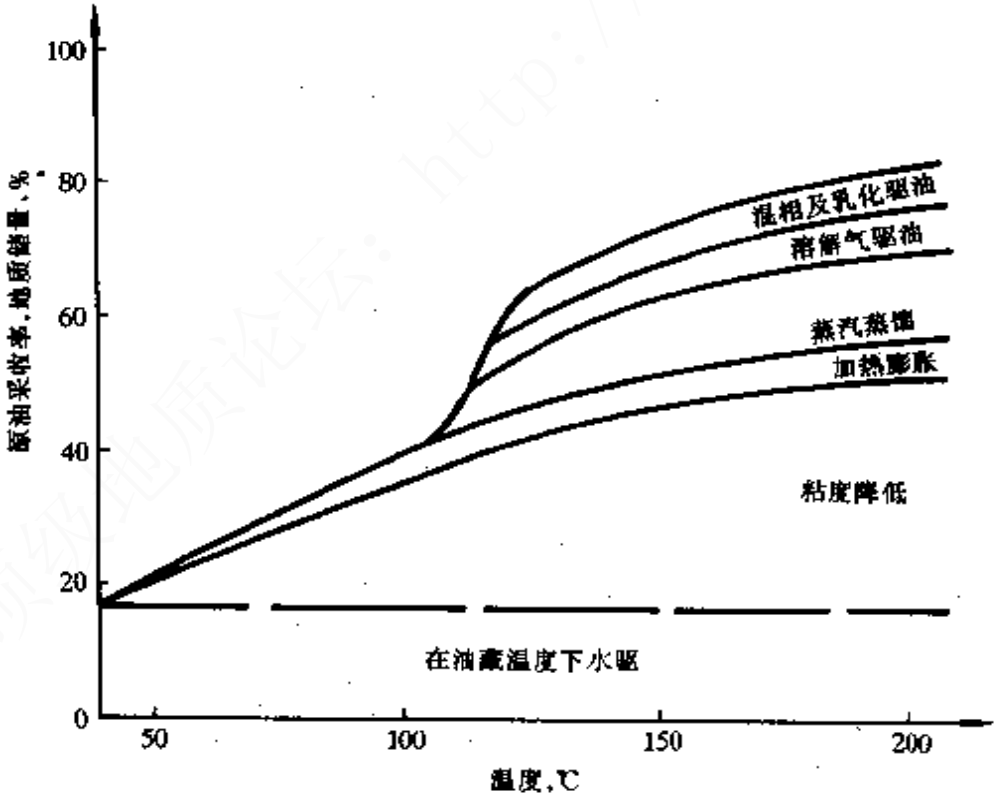


图5—4　稠油蒸汽驱采油机理（稠油重度10～20°API）

地信网论坛 BBS.3500J.COM

二、蒸汽驱及热水驱室内实验结果

蒸汽驱与热水驱的采油机理如上所述，有共同之处，也有不同之点。对于具体稠油油藏，究竟是采用蒸汽驱还是热水驱开采甚至是普通冷水驱开采，哪种方式为好，以及采用注蒸汽或热水的最低温度是多少，需要首先通过室内物理模拟实验，确定各种开采方式及注入温度的驱油效率。下面列举几个具体实验实例。

（一）轻质原油蒸汽驱的蒸馏作用实验

对于轻质原油，在蒸汽驱过程中，由于在蒸汽存在的情况下，轻质碳氢化合物的汽化分压力降低而更容易蒸馏汽化出来，蒸馏作用比降低原油粘度要大得多，占主导地位。因此，对于那些经过普通水驱过的轻质油藏，仍然可以进行蒸汽驱进行三次采油。其驱油机理为：水洗过的残余油蒸馏出轻馏分凝结在蒸汽带前缘，形成与原油混合的溶剂混相带，它被蒸汽推向前进，不断再蒸馏，再捕集残余油，使残余油饱和度降到比重质油层蒸汽驱或轻质油层普通水驱低很多的程度。此外，也有加热降粘、原油热膨胀及蒸汽汽相的气驱作用。此外水驱过的轻油层，进行蒸汽驱，采收率的提高，不仅在于驱油效率的增加，而且也由于体积波及系数的增加。这是因为蒸汽带的体积比同当量水的体积要大，蒸汽带的压力梯度比蒸汽带前面的液相带要大，体积流速要大些；而且热传导作用可以越过受水洗的范围。

美国壳牌石油公司 C.W 吴利克（Volek）等人通过室内试验及加州布雷（Brea）轻质油田现场蒸汽驱试验研究具体说明了轻质油藏注蒸汽的蒸馏作用是相当显著的。

第一项试验说明了蒸汽蒸馏作用对残余油组份的影响，在 50.4mm 直径 504mm 长的管式模型中，装上渗透率为 20μm^2 的砂子。饱和水及试验用原油。先用冷水驱替后，其残余油饱和度为 23%，而后再用 2.76MPa 的蒸汽驱替。当蒸汽突破后即停止试验，因此最后的油饱和度并不是蒸汽驱时可得的最低数值。图

5—5 表明岩心各部分取样用甲苯抽提取得的残余油饱和度分布。

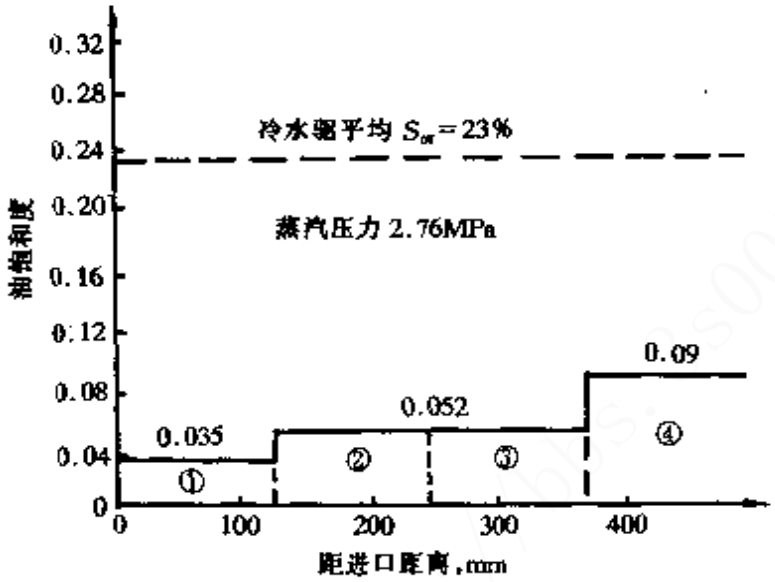


图 5—5 蒸汽驱突破后残余油饱和度分布

第二项试验证明蒸汽驱减少残余油饱和度远远超过热水驱。试验是在 76.2mm 直径 914mm 长的管式岩心模型中进行的。人工岩心渗透率 20μm^2，用水及试验用原油饱和，先用冷水驱到残余油饱和度平均为 0.247，然后用 13.8MPa 蒸汽驱替。在蒸汽突破前停止注蒸汽，接着注入冷水。用数倍孔隙体积的冷水吸收蒸汽带的热量变为热水来驱替残余油。图 5—6 表明沿岩心长度上的残余油饱和度分布。在蒸汽带的残余油饱和度小于 2%，在蒸汽带前缘大于 16%，这证明需要用蒸汽带才能取得很低的残余油饱和度。这是轻质油藏水驱后再进行蒸汽驱的成败关键所在。

（二）蒸汽温度下原油粘度对蒸汽驱原油/蒸汽比及残余油饱和度的影响

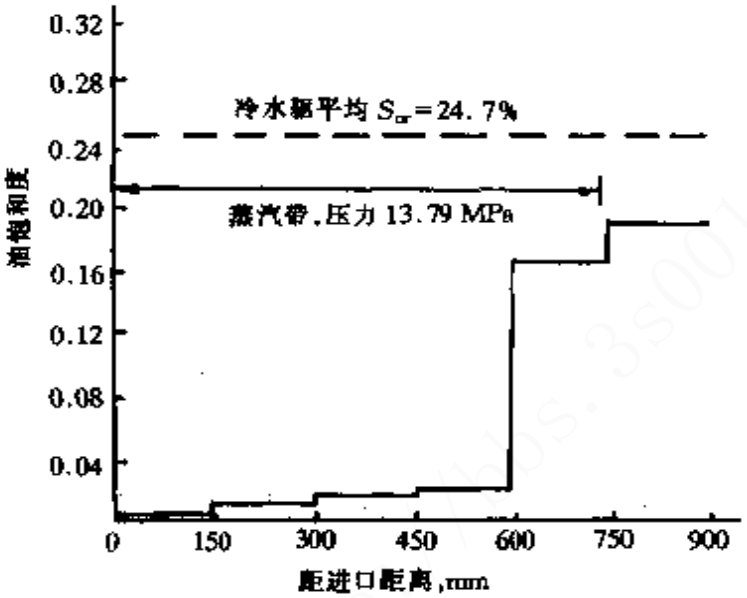


图 5—6　蒸汽驱后残余油饱和度分布

美国 T.M.Doscher 等人进行的蒸汽驱物理模拟试验结果表明，在注蒸汽温度下原油粘度大幅度降低对蒸汽驱的效果起决定性的影响。加热的原油粘度急剧地降低，蒸汽驱的效果迅速增加，使得许多已经冷水驱的油藏，能够再进行蒸汽驱经济有效地采出剩余油量。用高粘度重质原油及低粘度轻质原油在蒸汽温度下的粘度与蒸汽驱的原油/蒸汽比试验结果见图 5—7。当原油粘度降低到 6mPa.s 时，原油/蒸汽比大于 0.2。降低到 2mPa.s 时，比值为 0.3。由此看来，按美国经济可行性研究的极限原油/蒸汽为 0.12 考虑，原油粘度应降到 12.0mPa.s，如按经济上保险的比值 0.2 以上考虑，粘度应降到 6mPa.s 以内。这是一个值得借鉴的很有用的参数。

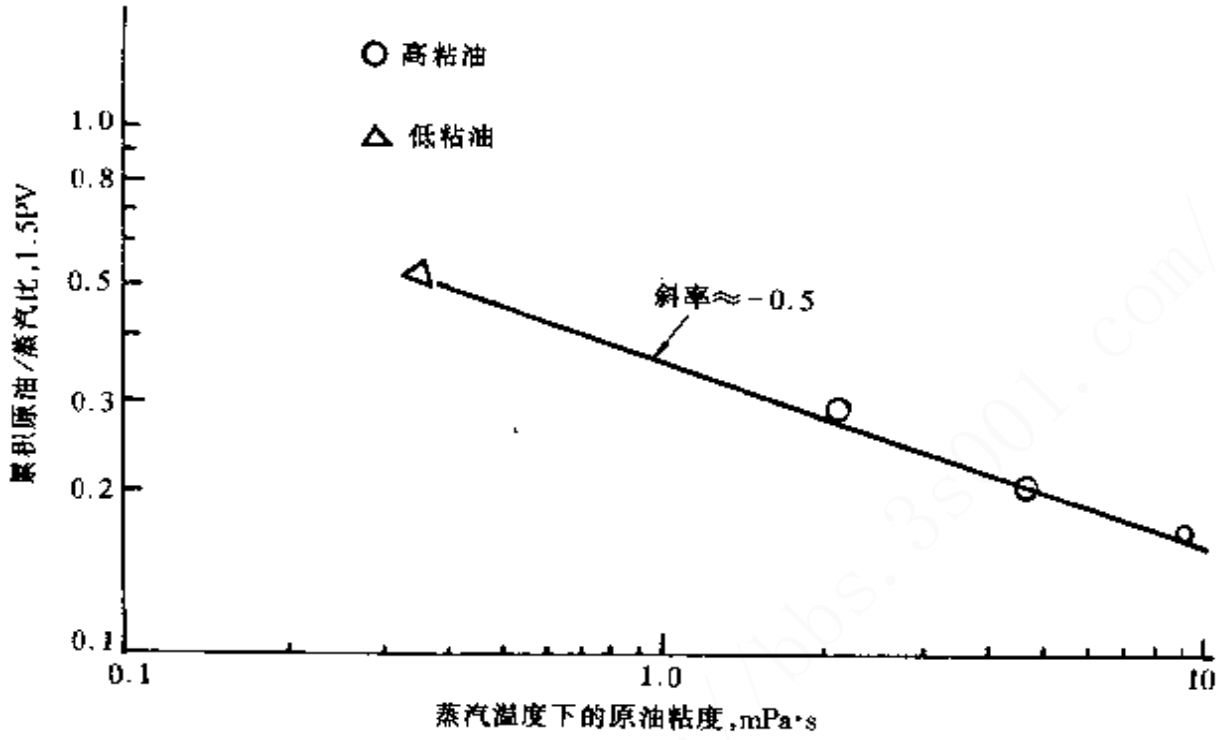


图 5—7 汽驱原油/蒸汽比温度下原油粘度关系

我们对国内几个稠油油藏进行蒸汽驱物理模拟实验的结果表明，蒸汽驱残余油饱和度与注入蒸汽温度下原油粘度有密切关系，见图 5—8。由图中可见，当注入蒸汽温度下的原油粘度为 10mPa·s 时，汽驱后残余油饱和度降为 0.20。当原油粘度降为 6mPa·s 及 2mPa·s 时，残余油饱和度分别降为 0.15 及 0.10。

（三）不同温度的水驱物理模拟实验——不同温度水驱的驱油效率及不同油水粘度比的水驱油效率

在不同的温度下注水，包括高温度热水驱的采收率究竟有多大差别，也即对高粘重质油在不同注入温度下，原油粘度降低到不同数值时的采收率有多大差别，对具体油田应进行物理模拟试验来确定。

我们综合分析整理了十几个稠油油藏采用真实岩心及原油进行不同温度下水驱的驱油效率实验结果，见图 5—9。由曲线上

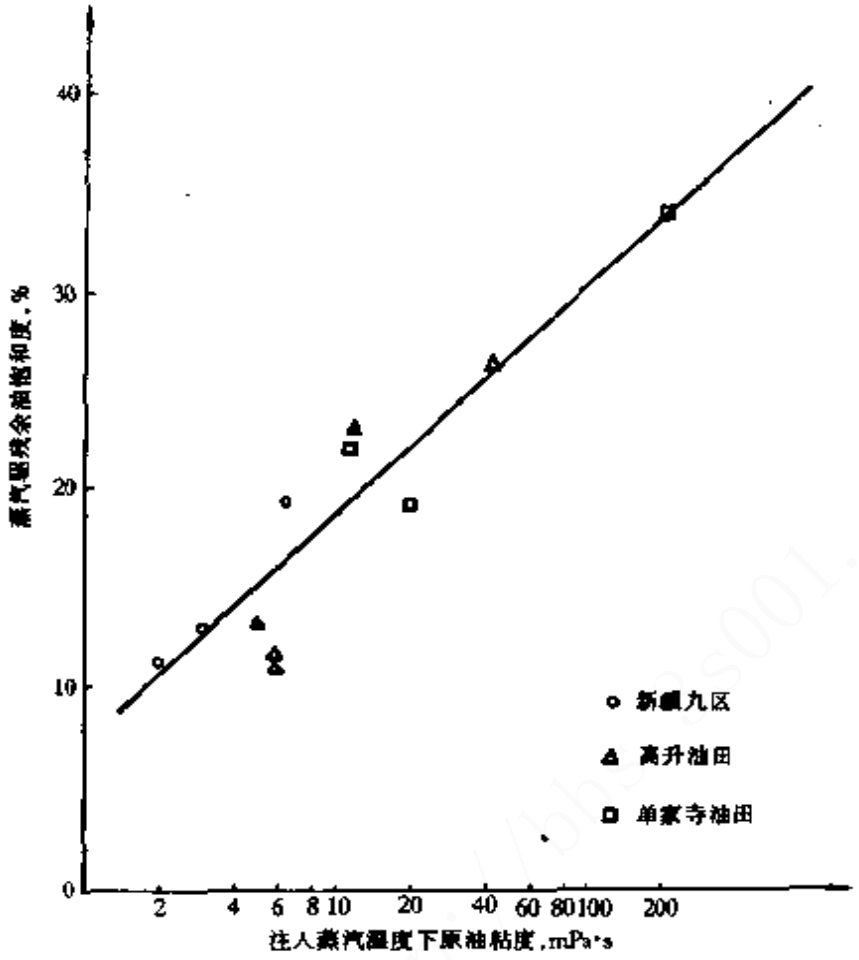


图 5—8　蒸汽驱残余油饱和度与原油粘度关系曲线

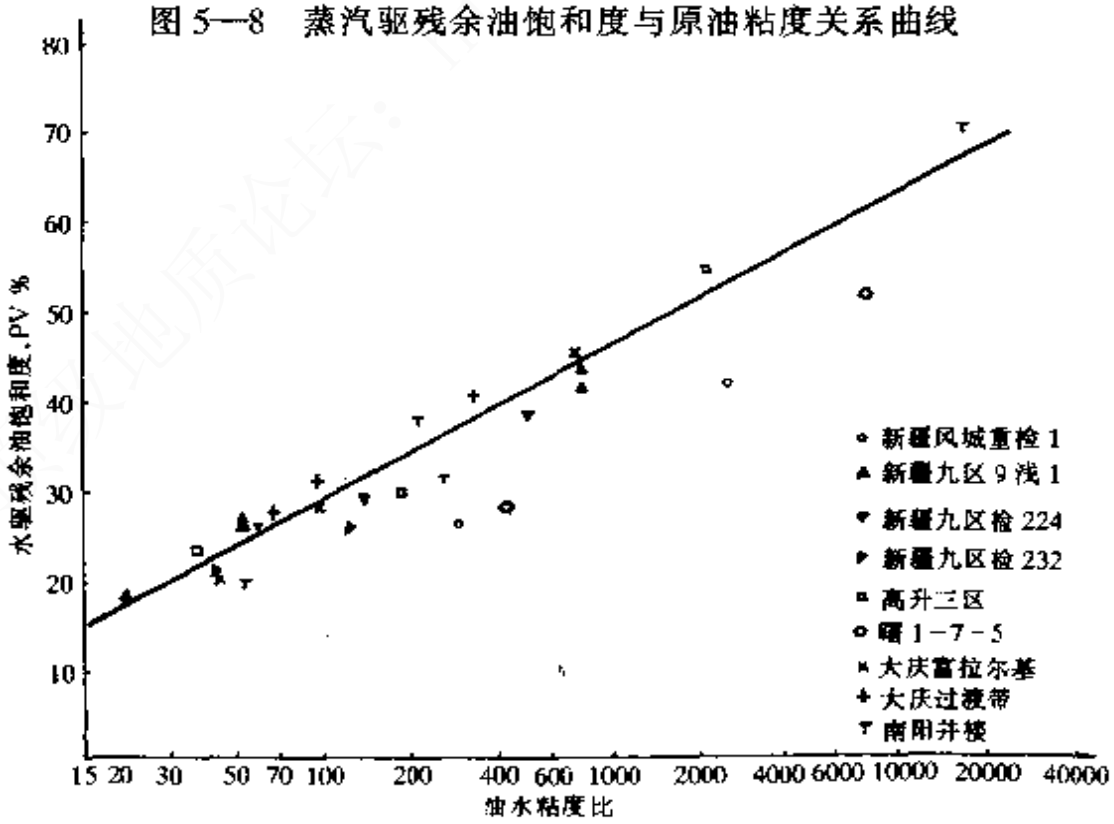


图 5—9　水驱残余油饱和度与油水粘度比相关曲线

地信网论坛 BBS.3500U.COM

看出，不论是普通冷水驱或热水驱，当油水粘度比 μ_o/μ_w 为 100 时，水驱后的残余油饱和度 S_{orw} 为 0.30±，当 μ_o/μ_w 为 200 时，S_{ors} 增加到 0.35，当 $\mu_o\mu_w$ 为 400 时，S_{sorw} 增至 0.40。

（四）热水驱及蒸汽驱物理模拟实验

1. 辽河曙 1－7－5 块热水驱及蒸汽驱物模实验

原油粘度随温度变化见表 5—1。

表 5—1　曙 175 块原油粘度－温度变化数据

温度，℃	40	50	60	80	100	160	200
粘度，mPa·s	23000	9000	3900	950	290	31	13

热水驱及蒸汽驱实验结果见表 5—2。

表 5—2　曙 175 块稠油驱油试验结果

原　油	驱油方式	原始饱和度 %	最终驱油效率 %	残余油饱和度 %	最终驱替 PV 数	原油粘度 mPa·s	油水粘度比
1－7－5 块稠油	120℃水驱	64.61	33.77	42.65	3.20	115.0	927
	200℃水驱	69.78	48.50	35.95	4.13	12.50	93
	200℃蒸汽驱	71.22	65.43	24.62	3.49	12.50	722

注：冷水驱因原油粘度高无法试验。

2. 辽河曙光油田杜 66 块模拟实验

原油性质及粘度随温度变化见表 5—3。

表 5—3　杜 66 块原油随温度的变化值

原油性质	温度，℃		
	58	120	200
粘度，mPa·s	110	5.8	1.32
密度，g/cm³	0.890	0.840	0.748

热水驱及蒸汽驱实验结果见表 5—4。

表 5—4　杜 66 块驱油实验结果

驱替方式	原始含油饱和度 %	最终残余油饱和度 %	原油粘度 mPa·s	油水粘度比
60°水驱	61.5	44.9	110	244
120°水驱	63.1	38.0	5.8	26.3
200°水驱	63.6	22.5	1.32	9.4
200°蒸汽驱	61.5	17.1	1.32	73.3

3. 高升稠油油田不同温度水驱及蒸汽驱实验

高升油田原油粘度—温度数值见表 5—5。

表 5—5　高升油田原油粘度－温度数值

原　　油	温度，℃	粘度，mPa·s	密度，g/cm³
高二三区（高 3－5－13）	60	1000	0.9183
	120	42	0.8841
	200	6	0.8385
高 18 块（大港孔店原油代）	40	1700	
	120	23	
	200	4	

高二、三区岩心驱油试验结果见表 5—6。

表 5—6　高二、三区驱油试验结果

序号	驱油方式	原始油饱和度 %	最终驱油效率 %	残余油饱和度 %	最终驱替 PV 数	油水粘度比
1	60℃水驱	60.4	11.3	53.6	3.0	1000/0.4699
2		61.0	10.9	54.4		
3		60.8	13.5	52.5		2128
4	120℃水驱	62.3	40.6	37.0	3.1	42/0.2374
5		60.8	39.5	36.8		
6		61.0	43.4	34.5		177
7		60.4	44.7	33.4		6/0.1364
8	200℃水驱	63.4	72.6	17.5	3.6	44
9		60.8	72.7	16.6		
10	200℃蒸汽驱	63.5	81.3	11.8	5.2	6/0.018
11		62.0	82.0	11.2		333
12		60.4	81.3	11.3		

高 18 块驱油试验结果见表 5—7。

表 5—7　高 18 块驱油试验的残余油饱和度与 PV 数

序号	驱油方式	0.5PV	1.0PV	1.5PV	2.0PV	最终（PV 数）
1	40℃水驱	59.3	57.5	56.6	55.5	55.5（2.0）
2	120℃水驱	47.1	43.2	40.9	33.2	36.6（3.0）
3	200℃蒸汽驱	23.4	22.9	22.4	22.2	21.8（3.5）
4	200℃蒸汽驱	27.0	25.4	24.3	24.1	23.8（2.6）

（五）油层加热过程中渗透率变化的试验研究

在蒸汽驱及热水驱中，除了上述驱油机理：原油粘度下降，热膨胀，以及在蒸汽驱时的蒸馏作用等外，还由于在提高油层温

地信网论坛 BBS.3500J.COM

度时对油及对水的相对渗透率以及残余油饱和度和束缚水饱和度也引起变化。国外许多学者进行了温度对相对渗透率相关问题的试验研究。以 S. M. Weinbranolt，H. J. Ramey 为代表，在室内岩心水驱油试验中得出，温度由室温增加到 80℃ 时，引起束缚水饱和度增加，残余油饱和度降低，对油的相对渗透率增加，对水的相对渗透率降低。

总公司石油勘探开发科学研究院热采所也进行了大量的试验研究，也得出了同样的结论，并将研究结果应用于具体油藏的热采开发设计方案中。实验岩心分别取自高升、曙光、新疆九区等稠油油藏松散油砂。实验结果如下。

1．温度升高，引起油层岩心绝对渗透率降低

实际测定的几个稠油油藏岩心的绝对渗透率随温度的变化见图 5—10。由图中看到，随温度升高，岩心的绝对渗透率下降。主要原因是随着温度的增加，岩石颗粒受热膨胀，缩小了岩心的孔隙体积，引起孔隙度减小。从而导致绝对渗透率的下降。

2．温度升高，引起水驱油岩心的残余油饱和度降低，束缚水饱和度增加

几个稠油油藏岩心的实测值见图 5—11。随温度升高，水驱油的残余油（端点）饱和度降低，而相应地束缚水饱和度增加。这主要是由于稠油的粘度受温度的影响极为敏感，升温降粘是改善流动能力的主导因素。随温度升高，油水粘度比大幅度下降。粘度比对水驱油效

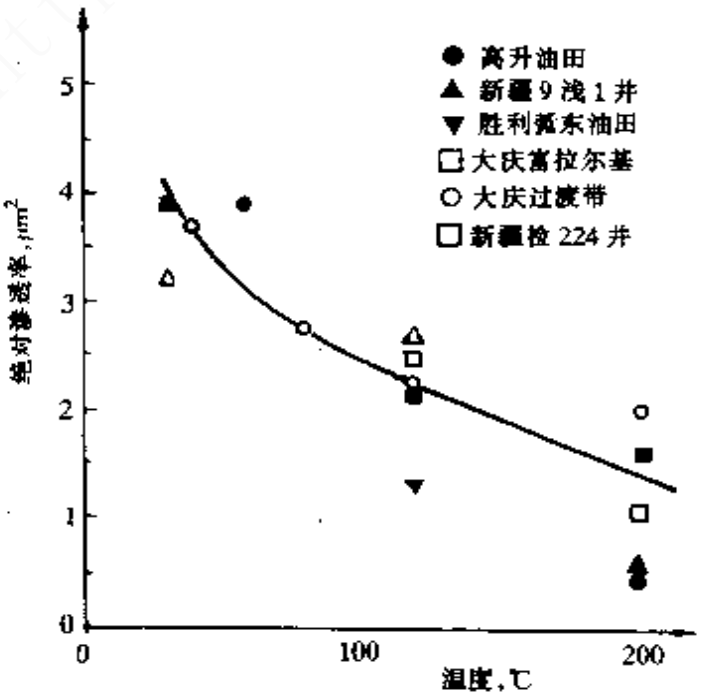


图 5—10　岩心绝对渗透率与温度关系曲线

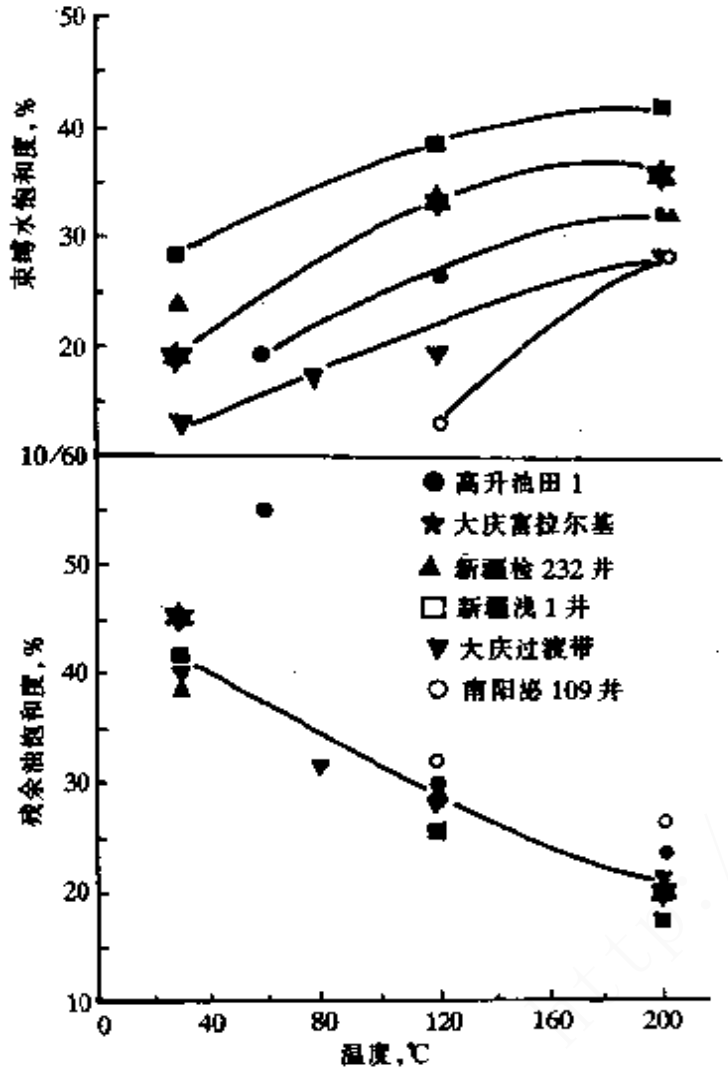


图 5—11　水驱油端点饱和度随温度的变化

率的影响极大，从而使水驱残余油饱和度下降。通过不同温度相对渗透率试验，得到几个稠油油藏水驱油油水粘度比和相渗端点饱和度的关系表明，油水粘度比越低，残余油饱和度 S_{or} 越低，见图 5—12。

其次，稠油中沥青、胶质等极性物质在低温时吸附在油－水界面及岩石颗粒表面上，以液膜、固态膜形式存在，对油水界面张力及水驱油效率有显著影响。随温度升高，这些极性物质逐渐解除吸附，使油－水界面张力减小，润湿性改变为强亲水，促使水驱残余油饱和度降低，而束缚水饱和度增加，见图 5—12 及表 5—8。

表 5—8　曙 175 块岩心水驱及汽驱束缚水和残余油饱和度随温度的变化

饱和度 %	实验温度,℃		
	60℃水驱油	120℃水驱油	200℃水驱油
束缚水饱和度	19.1	28.3	57.1
残余油饱和度	52.1	27.4	19.1

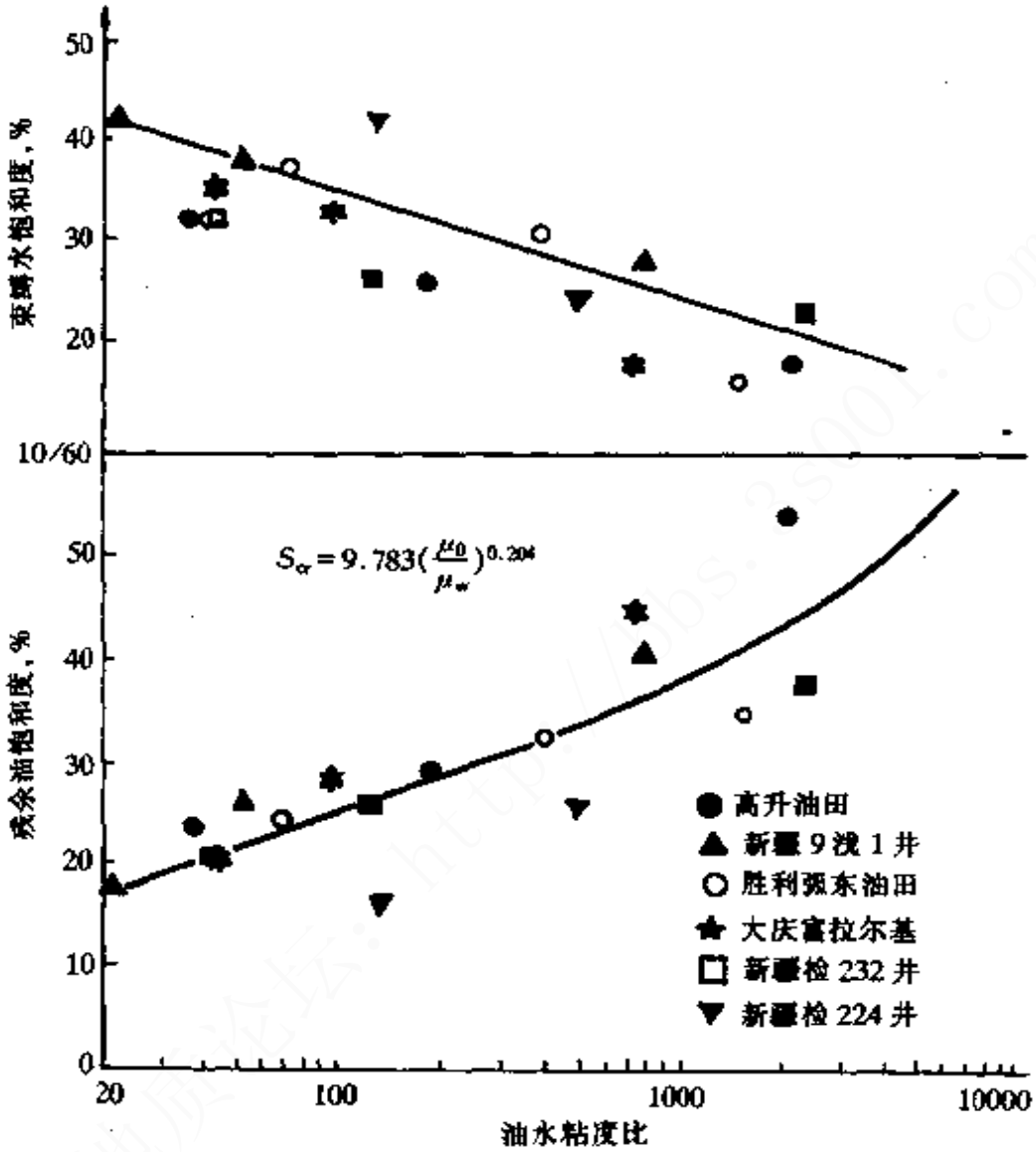


图 5—12　油水粘度比对水驱油端点饱和度的影响

3. 随温度升高，对油的相对渗透率增加，对水的相对渗透率降低

在油藏温度条件下，由于岩石表面附有沥青、胶质等极性物质，大多数岩心呈亲油状态。随温度升高，这些物质逐渐被减少吸附，引起岩石润湿性的改变。更多的水膜附在岩心孔道壁上或占据较多的孔道，从而岩心的亲水性增加，由亲油变为亲水，使

油的流动变得较为容易，导致对油的相对渗透率增加，对水的相对渗透率降低，而束缚水饱和度增加，残余油饱和度降低。进行相对渗透率测定的十多个油藏岩心，都是这样的规律。几个典型稠油油藏实测的相对渗透率随温度变化的曲线见图 5—13～5—16。

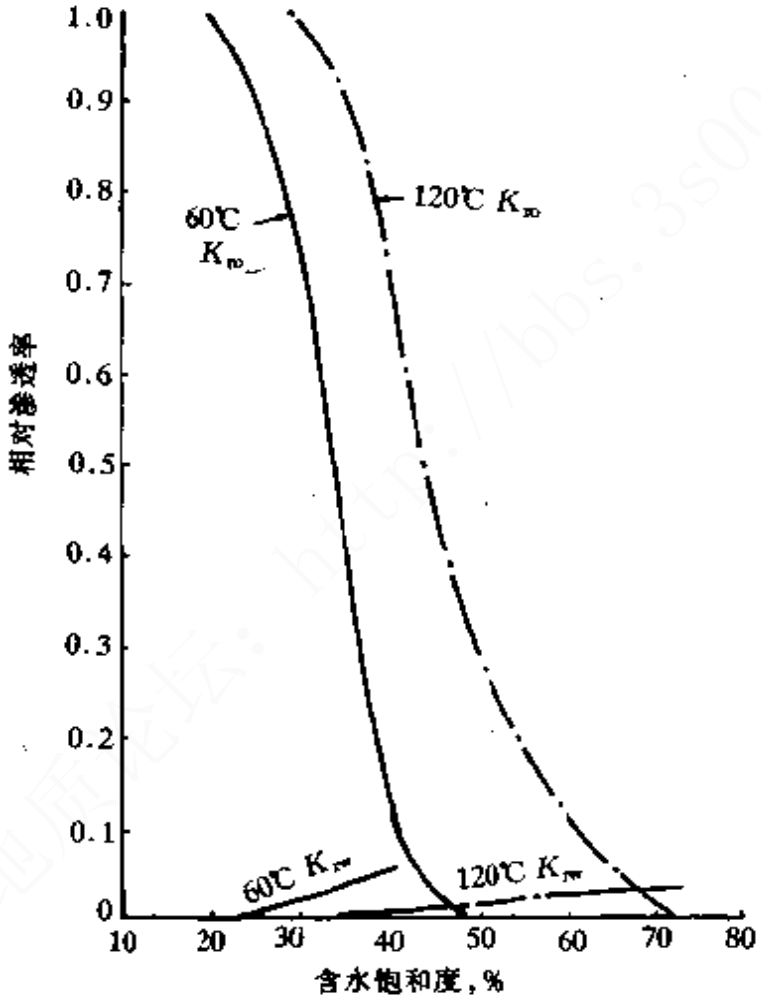


图 5—13　曙 1－7－5 块岩心油水相对渗透率曲线

地信网论坛 BBS.3S001.COM

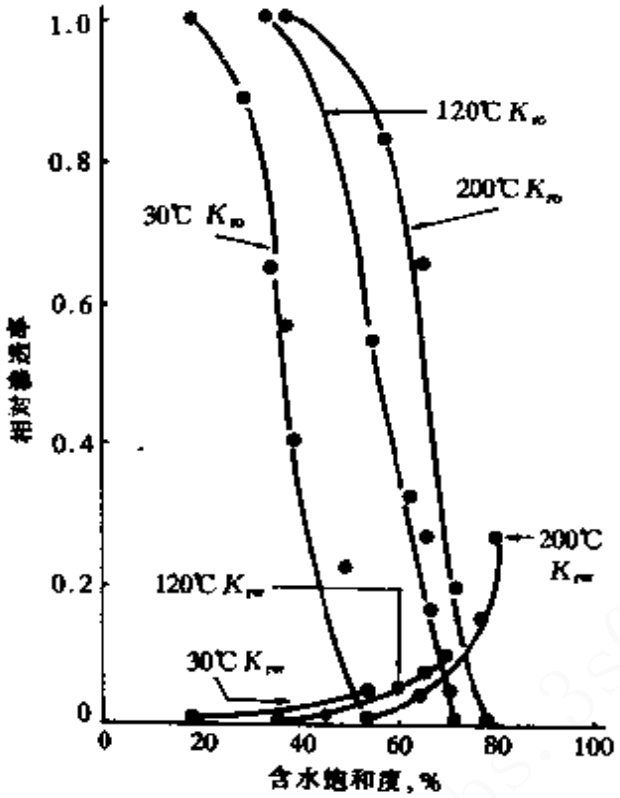


图 5—14　富拉尔基油田岩心原油－水相对渗透率曲线

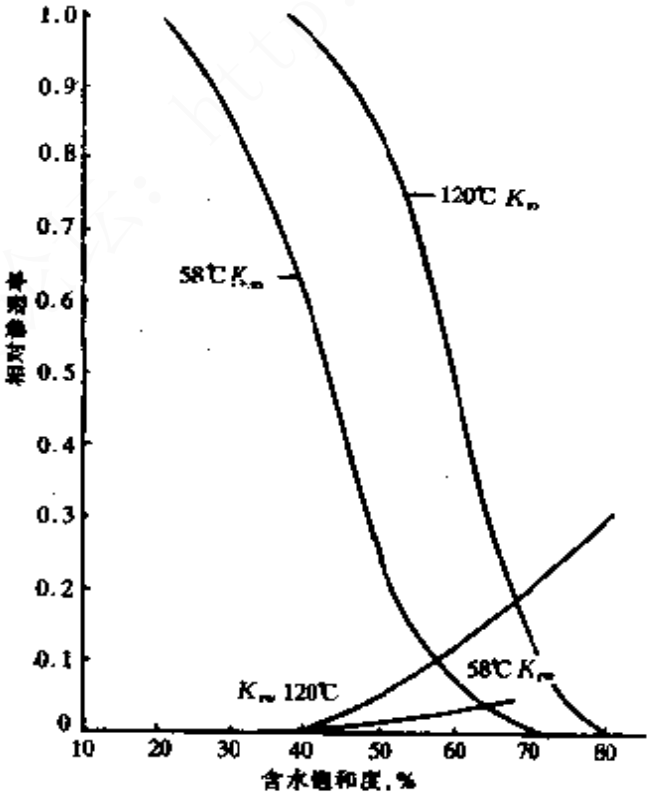


图 5—15　杜 66 块 163 井岩心油水相对渗透率曲线

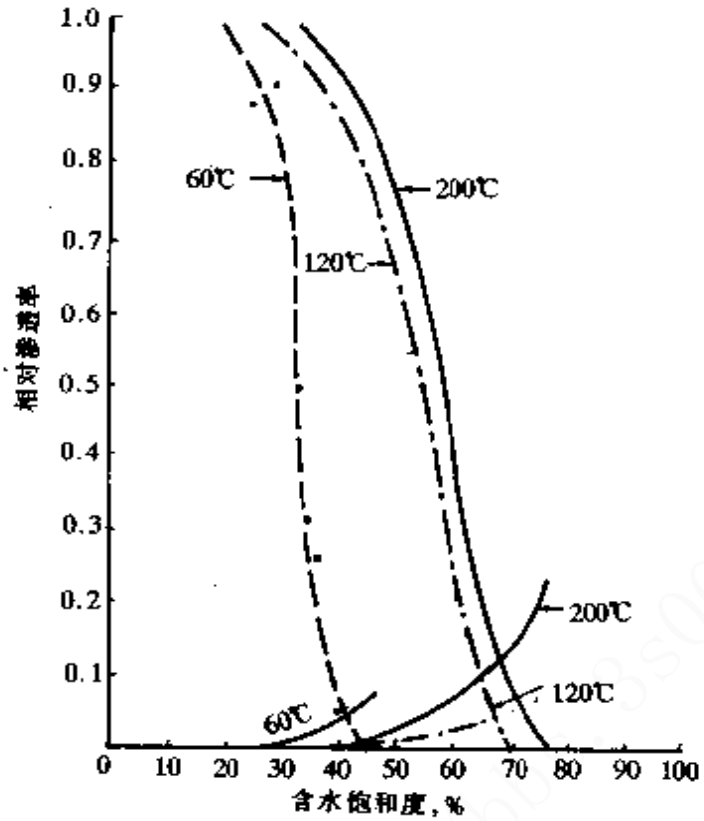


图 5—16　高升油田岩心油－水相对渗透率曲线

4．随温度升高，油水流度比及油水相对渗透率比值的变化

由上述油水相对渗透率曲线看到，在油藏温度下，油相对渗透率很低，水相对渗透率减小。随着含水饱和度增加，原油相对渗透率急剧下降。但是，随着温度升高，油相对渗透率增加，水相对渗透率降低。同时，束缚水饱和度也增加，残余油饱和度降低。而且，相对渗透率曲线的这种变化以及由此引起的相对渗透率比值的变化和油水粘度比的变化，最终使油水流度比得到改善，见图 5—17，18，促使原油采收率得到提高。

5．随温度升高，原油－蒸汽相对渗透率及其比值的变化

总公司石油勘探开发科学研究院进行的稠油油藏高温相对渗透率研究结果表明，原油－蒸汽相对渗透率和原油－水相对渗透率在曲线的形状上是相似的（图 5－19，20）。随着温度的升高，对蒸汽的相对渗透率增大，束缚液体饱和度降低。这意味着蒸汽的驱油效率增加。

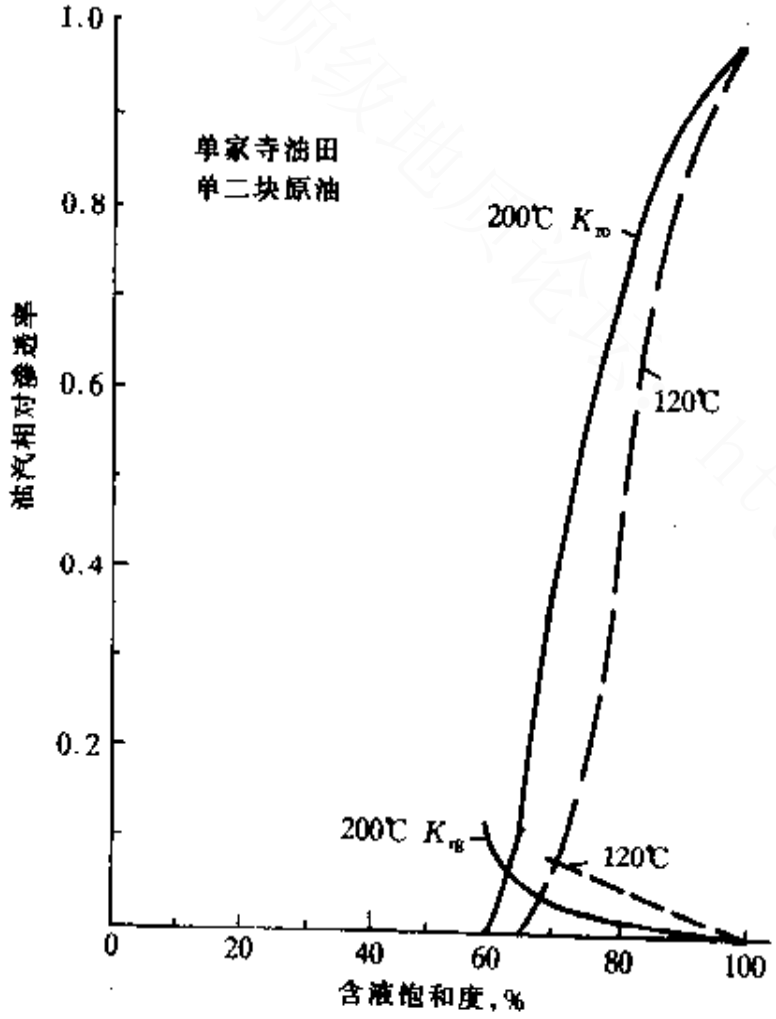


图 5—17　高升油田原油热－水流度比

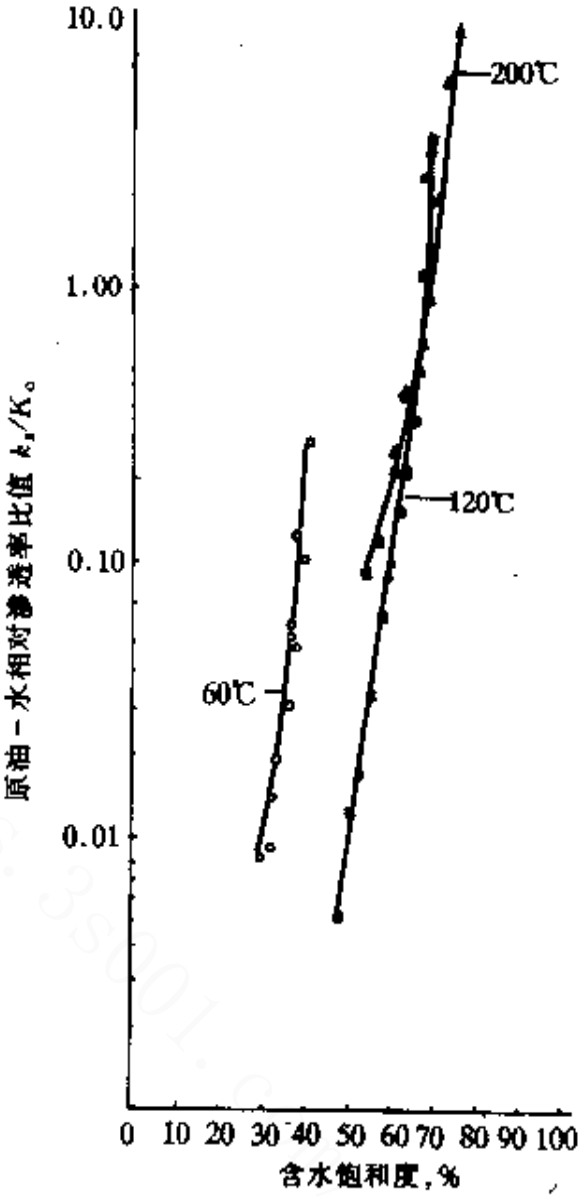


图 5—18　高升油田原油－水相对渗透比值

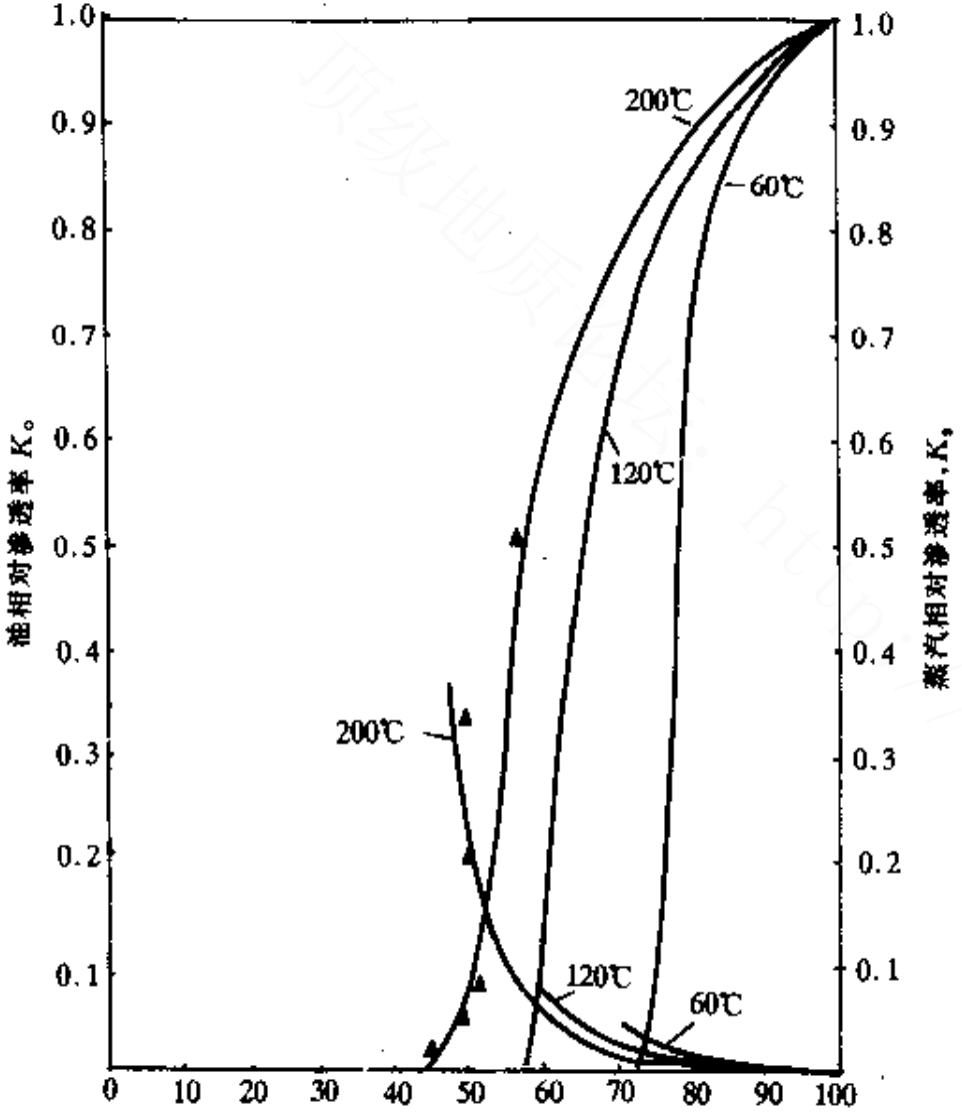


图 5—19　高升油田原油－蒸汽相对渗透率曲线

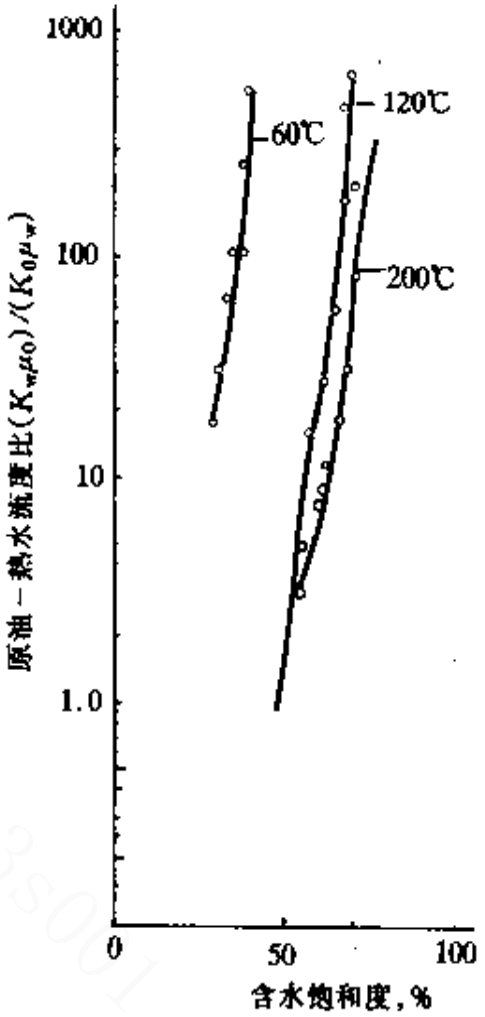


图 5—20　单家寺油田单二块原油－蒸汽相对渗透率曲线

为了使原油－蒸汽相对渗透率的试验结果能和油－水相对渗透率的结果对改善驱油条件的效果相比较，可采用“假流度比”的概念，即将蒸汽－原油的流度比写成以下形式：

$$M = \frac{K_s \nu_0}{K_o \nu_s} \tag{5—1}$$

式中 ν_o, ν_s——分别为原油和蒸汽的运动粘度；

K_o, K_s——分别为原油和蒸汽的相对渗透率。

用此概念可以考虑到由于注入蒸汽后容积变化和气体驱替效应对改善驱油条件的贡献，说明油层中注入大量蒸汽后，可以提高采收率，降低残余油饱和度的原因。

由图 5—21 可看到，在相同的含气饱和度下，温度升高时，蒸汽－原油流度比降低。对比 200℃ 热水和蒸汽的残余油饱和度，蒸汽驱的残余油饱和度远低于热水驱的残余油饱和度。这说明对于稠油，蒸汽驱开采效果远高于热水驱。油－汽相对渗透率比值随温度的变化见图 5—22。

由上述试验结果表明：

1）随着温度升高，岩心的绝对渗透率和原油有效渗透率下降，主要是由于岩心受热膨胀，减小孔隙度及流体通道孔径。据计算，温度由 30℃ 升到 200℃ 时，孔隙度减小约 6%。

2）随温度升高，岩心的表面性质趋向强亲水。

3）随温度增加，束缚水饱和度增加，水驱油及汽驱油的残余油饱和度都降低。

4）随温度升高，油的相对渗透率增加，水的相对渗透率降低，蒸汽的相对渗透率增加。

5）随温度升高，油水相对渗透率比值 K_{ro}/K_{rw} 增加。

6）注入蒸汽比注入热水对降低残余油饱和度及改善驱油条件更为有利。

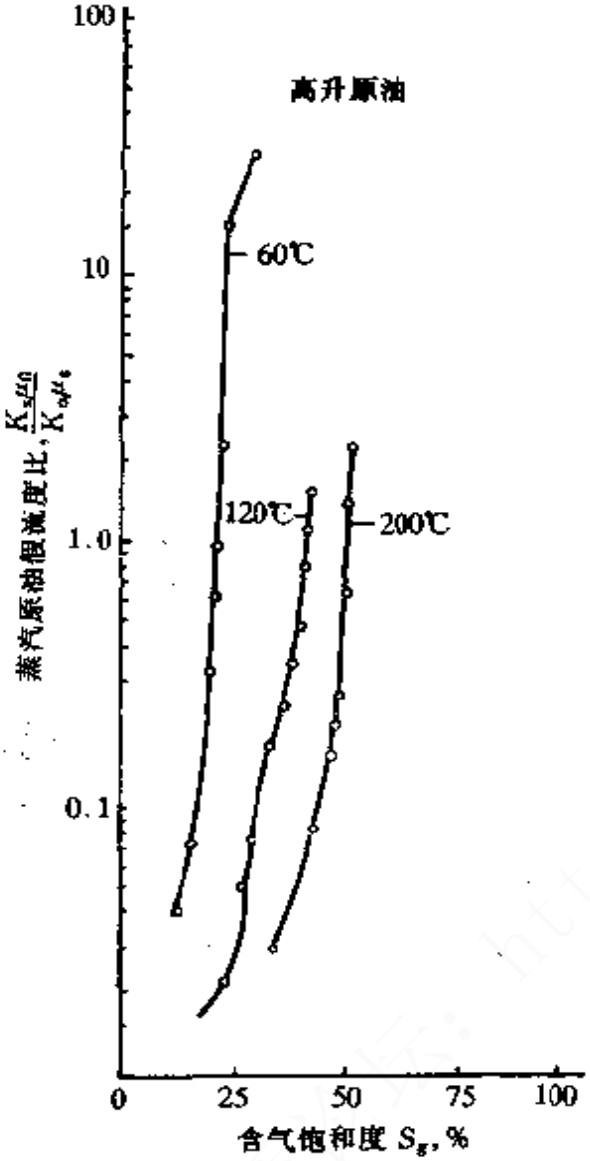


图 5—21　高升油田原油蒸汽假流度比

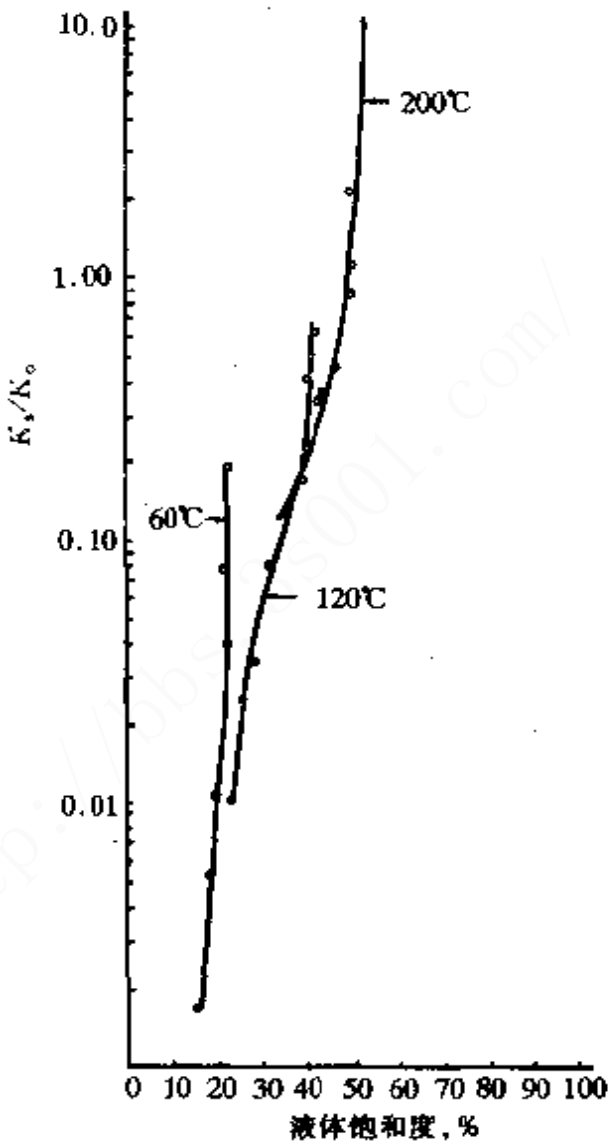


图 5—22　高升油田原油－蒸汽相对渗透率曲线

三、稠油油藏注蒸汽（蒸汽吞吐及蒸汽驱）筛选标准

（一）概述

稠油注蒸汽开采筛选标准是按先蒸汽吞吐接着进行蒸汽驱开采考虑的。由于稠油油藏进行蒸汽驱开采的特点是高技术、高投

地信网论坛 BBS.3500J.COM

入、高速度、高耗能，能否取得高效益、高水平不仅主要取决于油藏地质条件，也取决于工艺技术的先进性。有些油藏条件，虽然在技术上能够成功，但经济上可能无利可图而失败，因而稠油油藏进行蒸汽驱开采，还具有某些技术上、经济上的风险性。

国外自1970年蒸汽驱开采技术开始大规模应用以来，许多学者与专家对稠油油藏的热采筛选标准进行了大量的研究。他们的筛选标准分别列于表5—9～11中，这些筛选标准反映了大量的理论研究及现场实践经验的总结分析。

我们参考了国外的经验。同时，也分析研究了我国许多不同类型的稠油油藏。尤其是过去近十年，中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院已完成了全国20多个稠油油田注蒸汽开发方案设计、热采可行性研究及蒸汽驱先导试验设计，以及在我国十几个稠油油田已进行的注蒸汽开采的初步结果，为制定我国稠油油藏注蒸汽开采筛选标准打下了基础。

本文中稠油注蒸汽开采筛选标准包括蒸汽吞吐及蒸汽驱两个阶段，但如前所述，风险性主要在蒸汽驱阶段，因此考虑的重点在蒸汽驱。

（二）我国试行的注蒸汽开采筛选标准

作为热采筛选的油藏条件很多，本章作者将主要影响蒸汽驱开发效果最大的油藏地质条件分为五个参数组进行研究并确定其界限值。即：1）油藏条件（或油层温度）下的原油粘度及地面条件下的原油比重；2）油层深度（中部）；3）油层纯厚度及纯厚/总厚比；4）孔隙度 ϕ；原始油饱和度 S_{oi}，两者的乘积 $\phi \times S_{oi}$及储量系数；5）渗透率。对其他应注意选择的油藏地质条件也提出了定性意见。

热采筛选标准，还应考虑工艺技术的成熟程度及技术发展前景。随着技术的发展，筛选标准应有变化，因此，作者推荐的筛选标准依靠现有技术、近期（大约五年内，90年代中期）技术改进及今后技术发展后三种情况考虑。而且，经济指标主要按油汽比 OSR（每注1t蒸汽的采油量，t）考虑。

表 5—9　朱杰等人的蒸汽驱筛选标准

作　者	时间	$\phi \cdot S_o$	孔隙度 ϕ	起始油饱和度 S_o	原油重度 °API	油层厚度 h,m	油层深度 m	渗透率 K,μm^2	厚油粘度 mPa·s	Kh/μ $\mu m^2 \cdot m(Pa.s)$
Farouq Ali(加)	1971	>0.15	>0.30		12~15	>9	<910	~1	<1000	
Geffen(美)	1973	>0.10			>10	>6	<1220			>6
Lewin Associates(美)	1976	>0.065		>0.50	>10	>6	<1520			>30
Iyoho(美)	1978	>0.065	>0.30	>0.50	10~20	9~122	760~1520	>1	200~1000	>152
朱杰(美)	1981	>0.08	>0.20	>0.40	<36	>3	>120			

表 5—10　委、美专家提出的蒸汽驱筛选标准

作　者	时间	$\phi \cdot S_o$	孔隙度 ϕ	起始油饱和度 S_o	原油重度 °API	油层厚度 m	油层深度 m	渗透率 μm^2	厚油粘度 mPa·s	Kh/μ $\mu m^2 \cdot m/(Pa \cdot s)$	储量系数 $10^4 m^3/(km \cdot m)$	其他
委 Carlos J. Borregales	1982			≥0.50	≤25°	≥6	>60 <1520		≥20	≥30	>6.4	无大的底边水及气顶
美 .Shell C. S. Matthews	1983		>0.20	>0.40		>9		>0.1	不能太高	油层中无裂缝，注采井连通好		纯厚/总厚比>0.50 大倾角，浅层不宜
J. J. Taber 和 F. D. Matrin	1983	>0.08	高	>0.40	<25°	>6	>91 <1520	>0.2	>20 ≤5000	≥30	>6.4	

表 5—11　美国 NPC 专家组的热采筛选标准

项　　目	注蒸汽		火烧油层	
	现有技术	今后技术进步	现有技术	今后技术进步
油层深度，m	≤900	≤1500	≤4600	–
纯厚度，m	≥6	≥4.5	≥6	≥3
孔隙度	≥0.200	≥0.15	≥0.20	≥0.15
ϕS_o	≥0.10	≥0.08	≥0.08	≥0.08
渗透率，$10^{-3}\mu m^2$	≥250	≥100	≥35	≥10
原油相对密度	0.8550～1.000	–	0.8498～1.000	–
原油粘度，mPa·s	≤15000	–	≤5000	≤5000
Kh/μ $\mu \cdot mm^2/(Pa \cdot s)$	≥1.5	–	≥1.5	–
油层压力，MPa	≤10	≤14	≤14	≤28

1．原油粘度及相对密度

对于蒸汽驱，存在两个筛选极限值，即最低粘度及最大粘度，而相对密度是次要的。虽然轻质低粘度、中粘度油田，也可以进行蒸汽驱，我国许多这样的油田在注水驱后进行蒸汽驱的可行性是存在的，但是，蒸汽驱的投资大，成本高，技术上复杂。因此，对于这类不属于稠油的低粘度、中粘度油藏，不推荐进行蒸汽驱，采用注水驱最合适。按稠油分类标准划分为稠油的油藏应用注蒸汽开采方法。总公司石油勘探开发科学研究院热采所利用热采物理模型实验得出的不同原油粘度采用注水驱的残余油饱和度结果见图 5—9，当油水粘度比大于 100 时，残余油饱和度在 30%以上，显然水驱效果很差。如果采用蒸汽驱，一般注入蒸汽温度高达 250～340℃，可将普通稠油及特稠油的粘度降低到 6mPa·s 以下，见图 1—8。由总公司石油勘探开发科学研究院热采所物理模拟得出的注入蒸汽温度下原油粘度与蒸汽驱残余油饱和度的关系（见图 5—8）看出，蒸汽驱的残余油饱和度可以降低到 15%以下。因此，推荐原油粘度大于 150mPa·s（油层条

地信网论坛 BBS.3500J.COM

件下）时必须采用注蒸汽开发，注水驱不可取。

2. 油层深度

对于蒸汽驱采油，存在油层深度的最小极限及最大极限值。油层埋藏太浅，注蒸汽的压力不能超过油层压裂压力，因而注入压力低，蒸汽的温度也太低，在蒸汽温度下的原油粘度高，而且注入速度太低，这样将导致蒸汽驱的采收率很低。推荐按注蒸汽温度不小于200℃（注汽压力1.5MPa）考虑，取最小的油层深度为150m。

随着油层深度增加，突出的技术困难是井筒热损失率增大，井底蒸汽干度降低，而且套管温度高超过安全极限而受到损坏。

自从1979年以来，针对我国东部大多数稠油油藏埋藏深度在1000～1800m的特点。研究了深井井筒隔热技术，设计并试验成功了隔热油管及隔热液。利用井筒传热物理模型及数学模拟研究结果（见图5—23）表明，对于1600m的深井，采用Ⅲ型井筒隔热管，井筒热损失率可以降低到11%以下，采用新型高效（总传热系数为4.65W/（m^2·K））隔热技术进行蒸汽驱，可以降低到8%以下。由图5—23看出，对于深度1800m的油层，井筒热损失率可以降到10%以内。尤其是高升油田1500～1600m的深井进行大规模蒸汽吞吐已成功的结果表明，上述研究结果是符合实际的。现场大量的实践也为蒸汽驱开采打下了良好的基础。

因此，推荐的蒸汽驱油层深度，按现有技术是大于150m，小于1400m；经过近期技术改进配套后最大深度可达1600m；进一步技术发展后可以达到1800m。显然，我国深油层的注蒸汽开采深度是世界上少有的，国外现有商业性注蒸汽开采的油层深度一般在1000m以内，尚未达到1400m。

3. 油层纯厚度（h_n），纯厚度与总厚度（h_n/h_t）比值

对蒸汽驱油藏最重要的油层条件之一是必须有足够的油层厚度，而且油层中的非含油致密夹层（页岩、泥质粉砂岩、粘土层等）要尽量少。油层厚度越厚越好。在连续注蒸汽过程中（一般

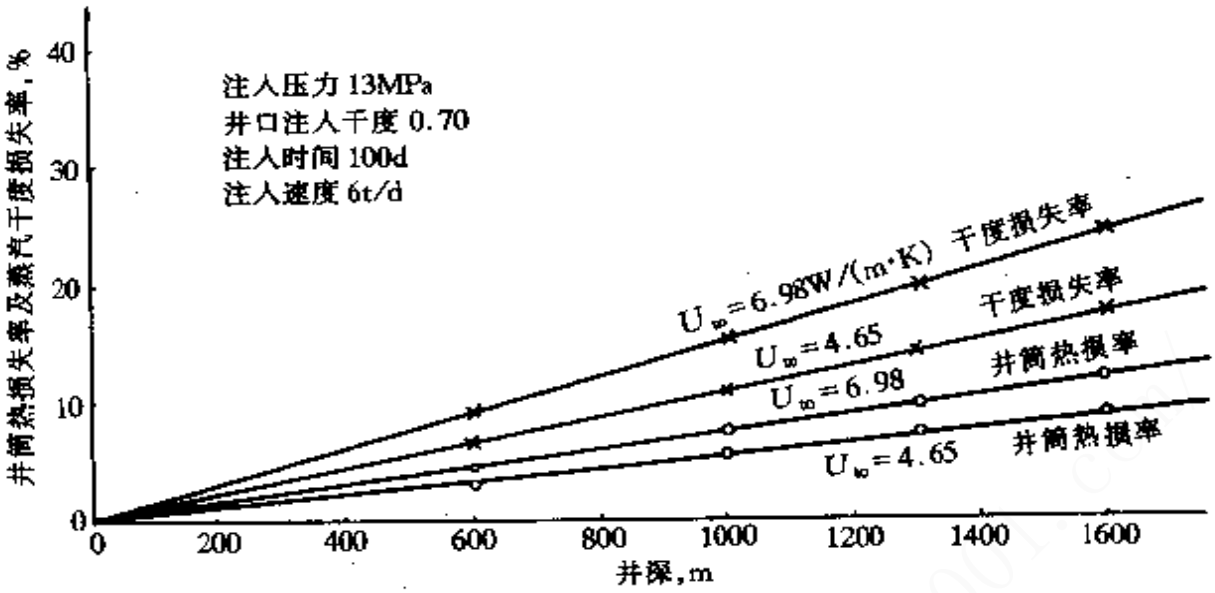


图 5—23　不同油层深度的井筒热损失及蒸汽干度损失率

长达 5～7 年），进入油层的热能不断向油层顶盖层及底板层散失。油层越薄热损失率越大，而且随着注入时间延长，累积热损失率增加。如果油层间有泥岩夹层，这种不含油夹层也吸收大量热能。在注蒸汽某个时刻，保留在含油层中的热量占总的累积注入热量的百分比，称作油层的加热效率。油层中为蒸汽及热水所驱动并采出的油量取决于注入热量与加热效率的乘积，即，油层中保存的有效热量，或者说取决于油层中蒸汽带的体积，如果油层中热损失率太大，蒸汽带的体积就要相对减小，耗汽量增大，而采出油量少，采收率及经济效益（*OSR*）受到影响。

我们采用三维三相热采数值模拟方法研究了不同厚度油层随注入时间变化的累积热损失率，见图 5—24，如注汽 300 天，20，10 及 5m 厚度油层的累积热损失率分别为 30%，48% 及 67%；如注汽 1500 天，则分别为 50%，70% 及 84%。显然，厚度小于 10m 以下，油层中热损失率太大，也即油层的加热效率太低。

对于薄油层，即使将注汽速度提高，蒸汽驱过程中，油层中的加热效率也很低。如图 5—25 所示，对油层厚度 4～5.9m 的富拉尔基浅层稠油油藏，蒸汽驱开采过程中约 70% 以上的热能损失于顶底岩层中，开发效果变差。

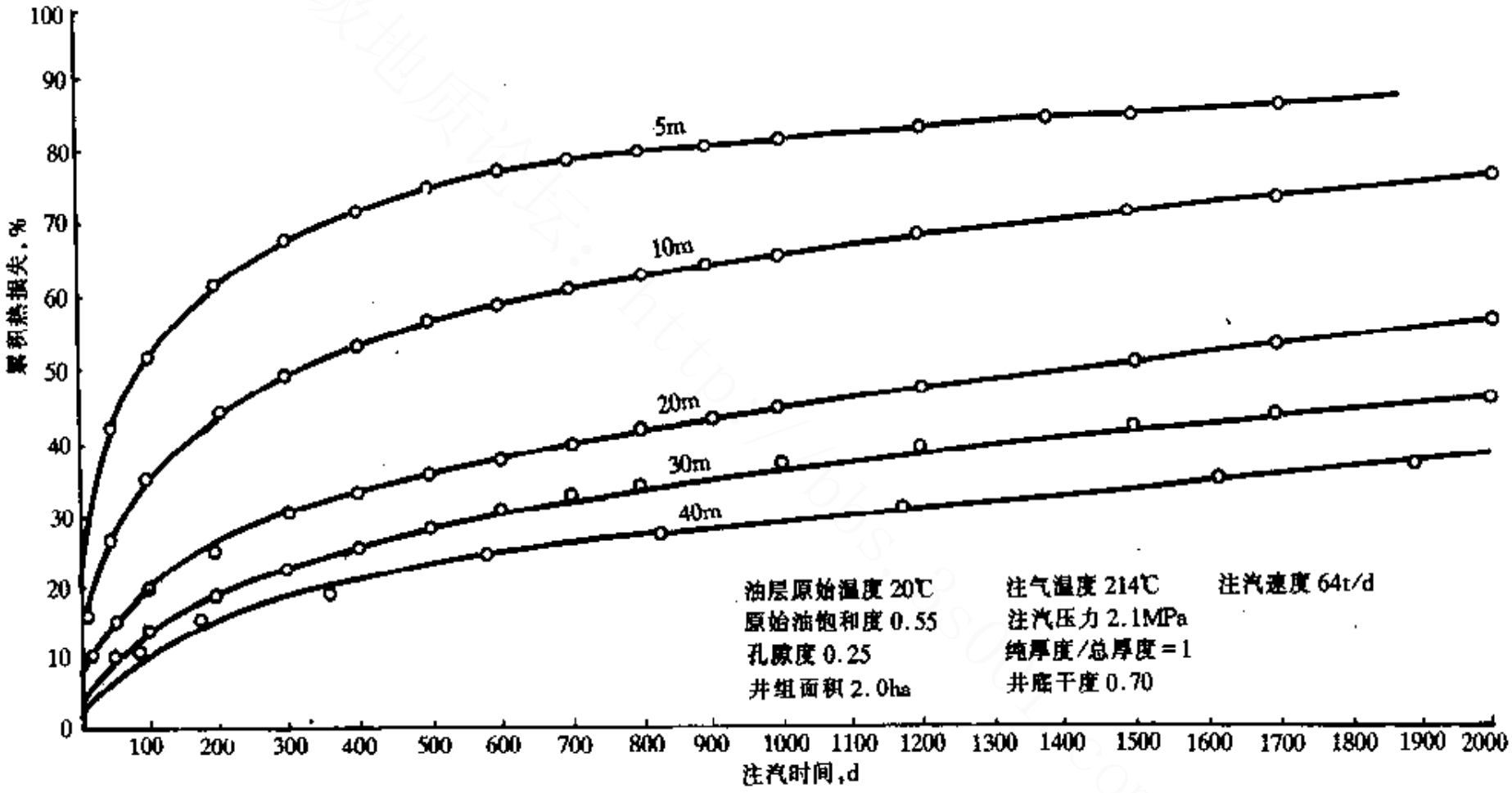


图 5—24　累积热损失随注汽时间及油层厚度的变化

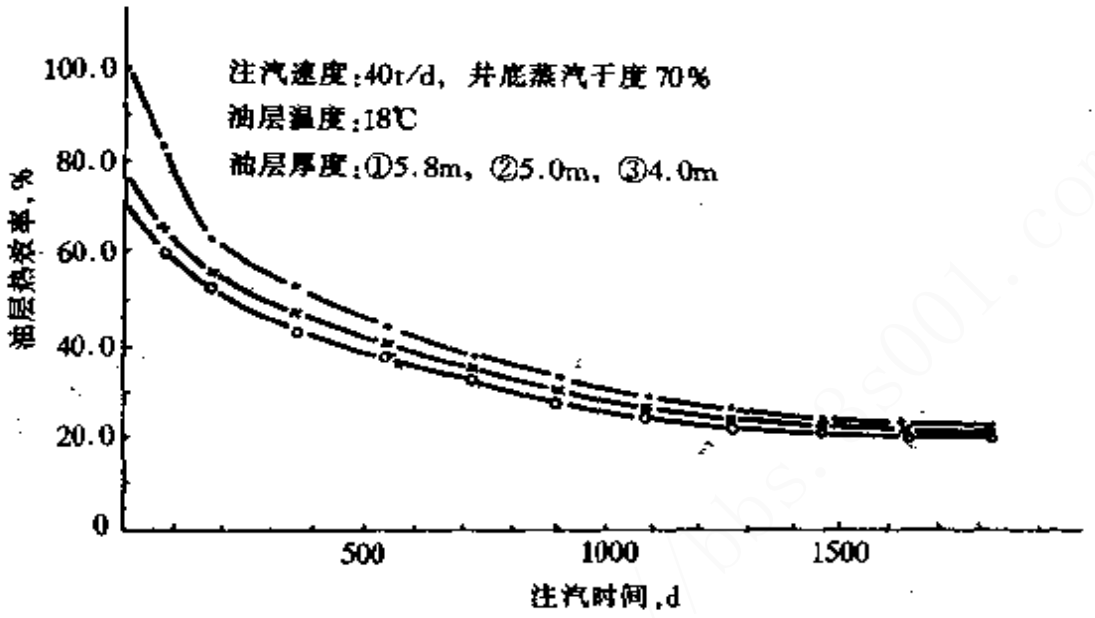


图 5—25　不同油层厚度加热效率与注汽时间的关系

同时，我们也模拟计算了不同油层厚度及纯厚/总厚度比值分别为 1，0.7 及 0.5 时的蒸汽驱累积原油蒸汽比（1.2PV 注入量），见图 5—26。如果经济极限 *OSR* 值取 0.15，则油层纯厚度必须大于 10m，纯厚/总厚度比值要大于 0.5，而且孔隙度 ϕ 及可流动原油饱和度 ΔS 值要较高，否则 *OSR* 低于经济极限。

我们模拟计算了一个典型油藏，纯油层厚度为 10.8m，原油粘度分别为 1450mPa·s 及 8000mPa·s，按五点井网，注采井距 100m，先吞吐后蒸汽驱。当厚度比大于 0.7 时，蒸汽驱经济上可行，等于 0.5 时已有经济风险，小于 0.5 时不可取。结果见图 5—27～5—30。

因此，为减小经济风险，作者推荐目前条件下蒸汽驱的油层厚度要大于 10m，纯厚度总厚度比值要大于 0.5。

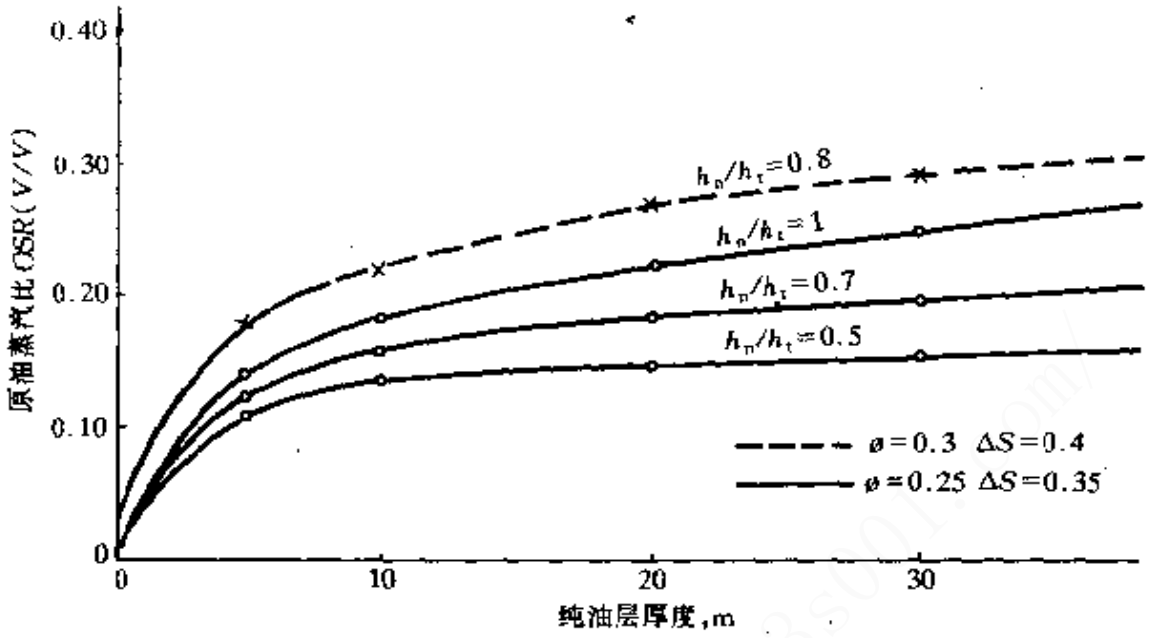


图 5—26　纯厚/总厚度比值对原油蒸汽比的影响

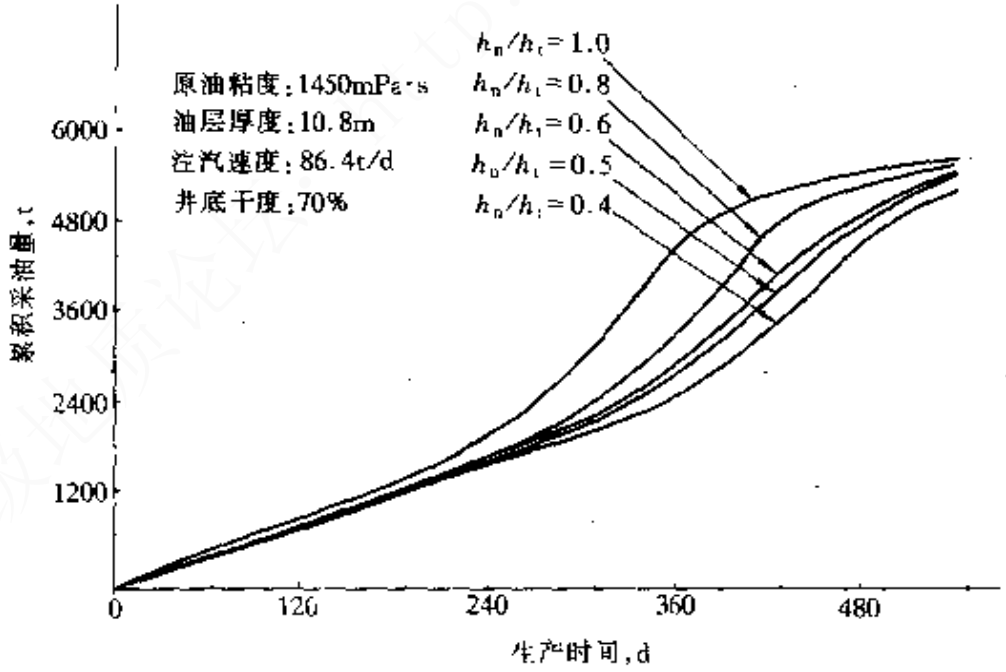


图 5—27　纯厚/总厚度比对蒸汽驱累积产油量的影响

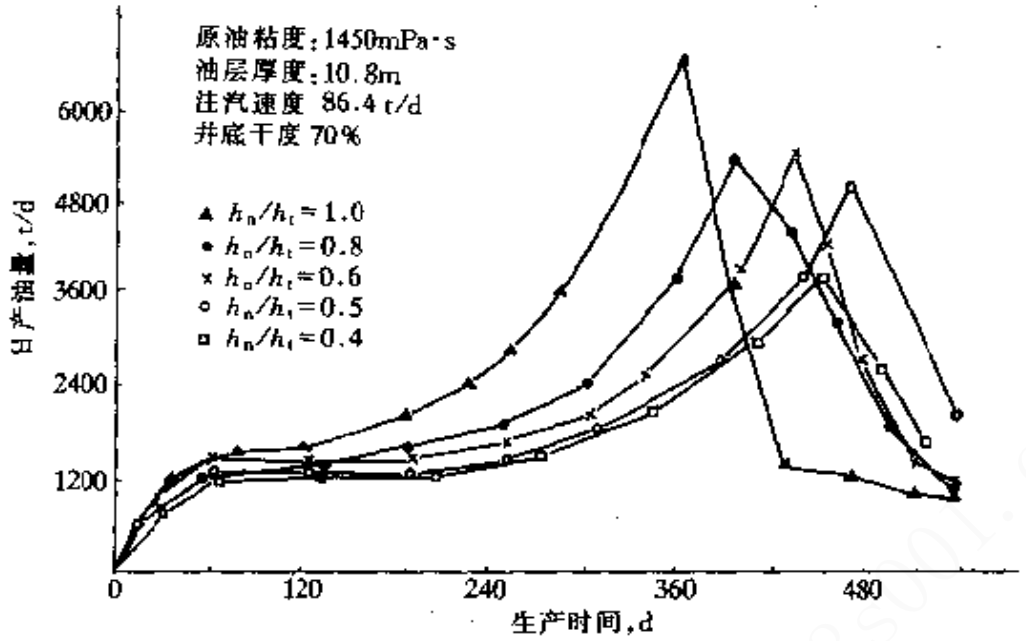


图 5—28　纯厚/总厚度比对蒸汽驱日产油量的影响

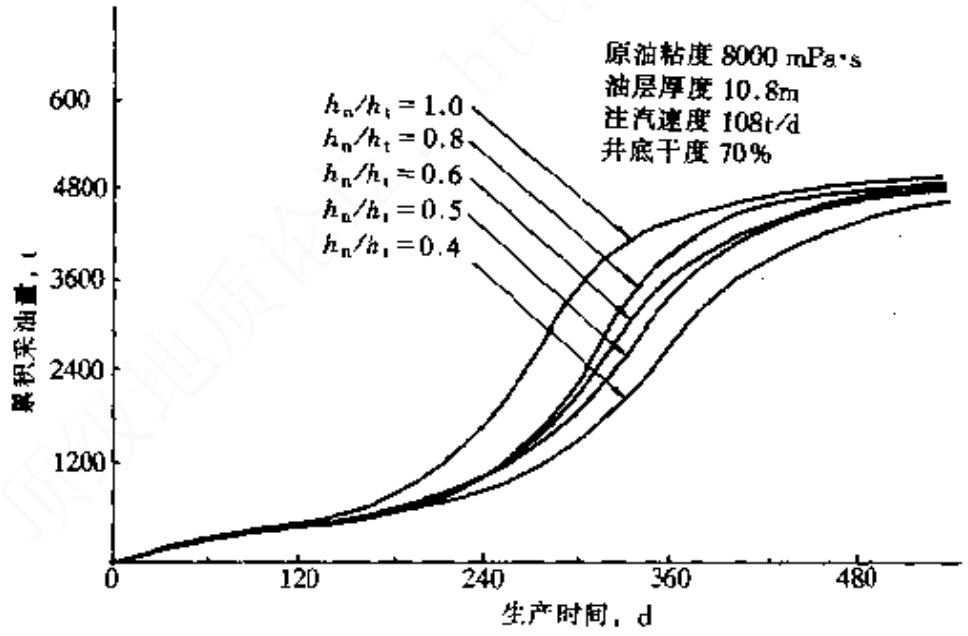


图 5—29　纯厚/总厚度比对蒸汽驱累积产油量的影响

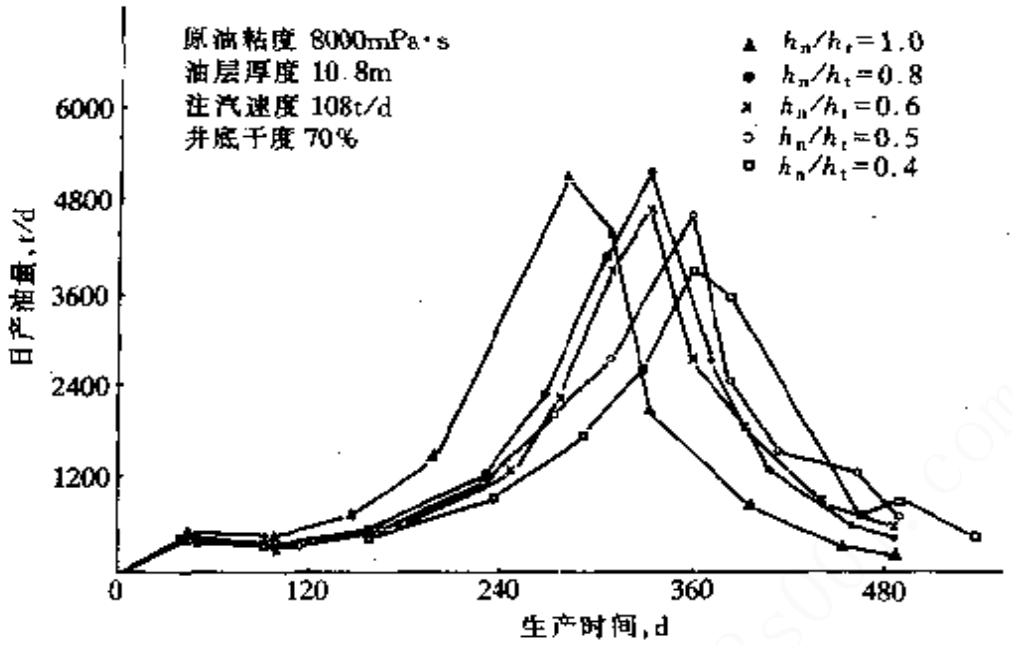


图 5—30　纯厚/总厚度比对蒸汽驱日产油量的影响

4．　孔隙度 ϕ、含油饱和度 S_{oi} 及储量系数

我们模拟计算了孔隙度 ϕ 与可流动油饱和度 $\Delta S(=S_{oi}-S_{or})$ 对蒸汽驱原油蒸汽比 *OSR* 的影响。由图 5—31 得出，孔隙度越大，*OSR* 越高。如果油层厚度增加 *OSR* 更好。对于 10m 厚

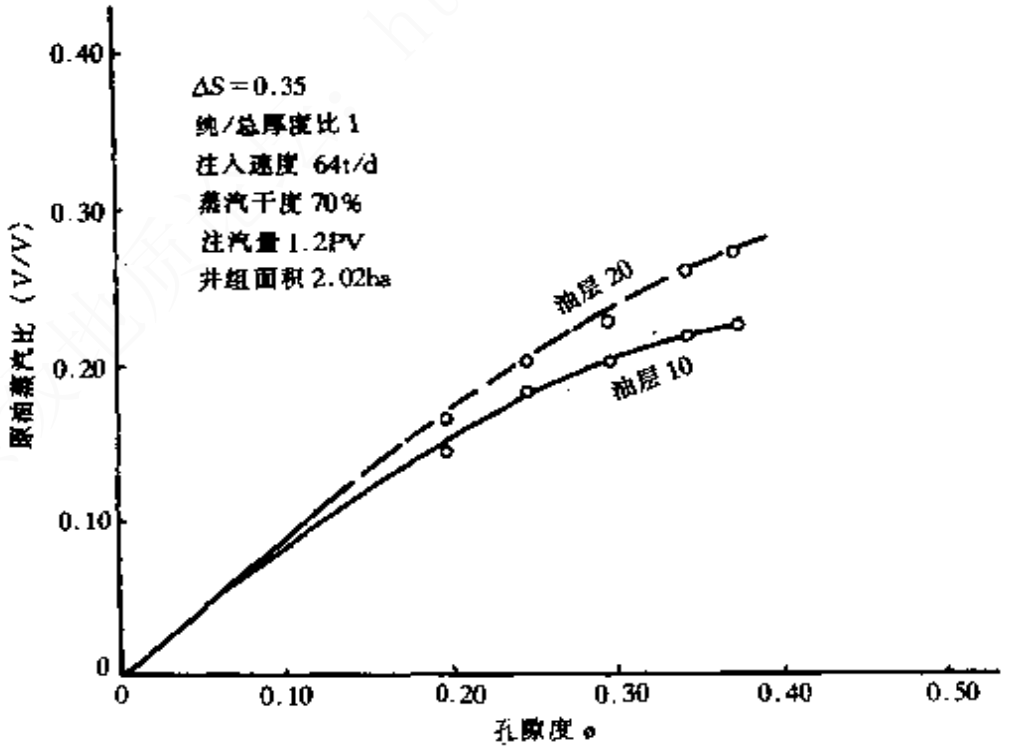


图 5—31　孔隙度与原油蒸汽比的关系

地信网论坛 BBS.3500L.COM

度油层，如取 $\Delta S = 0.35$，经济极限 OSR 为 0.15 时的孔隙度 ϕ 的下限值是 0.20。

由图 5—32 看出，可动油饱和度 ΔS 越大，OSR 值越高。也就是，起始油饱和度 S_{oi} 越高，而且蒸汽驱后剩余油饱和度 S_{or} 越低，则 OSR 越高，经济效益越好。如果取 ϕ 极限值 0.20，则 ΔS 必须大于 0.38。这意味着 S_{oi} 必须大于 50%，或者 $\phi \times S_{oi} \geqslant 0.10$，才能使 OSR 达到 0.15。如果 ϕ 值为 0.35，则 ΔS 必须大于 0.25，即 $S_{oi} \geqslant 40\%$，$S_{or} \leqslant 0.15$，或者 $\phi \times S_{oi} \geqslant 0.14$，才能使 $OSR \geqslant 0.15$。以上均取 S_{or} 平均值为 0.15，而且都是对 10m 厚度油层而言。

由图 5—33 得出，当 ΔS 取低值 0.30 时，要求 ϕ 必须 $\geqslant$ 0.25 才能使 $OSR \geqslant 0.15$。如取 $S_{or} = 0.15$，则必须使 S_{oi} 大于 45%，$\phi S_{oi} \geqslant 0.11$。当 ΔS 值较高为 0.40 时，则要求 $\phi = 0.20$，取 $S_{or} = 0.15$，则 S_{oi} 必须大于 55%，也即 $\phi \times S_{oi} \geqslant 0.11$。

对比前述国外的五个筛选报告，要求的参数低限值如下表 5—12。

表 5—12　朱杰等人对 ϕS_{oi} 等筛选标准

序号	作　者	ϕ	S_{oi}	$\phi \cdot S_{oi}$	储量系数
1	朱　杰	>0.20	>0.40	>0.08	
2	Carlos		≥0.40		>645m³/（ha·m）
3	Matthews	>0.20	>0.40		
4	Taber，Martin		>0.40	>0.08	>645m³/（ha·m）
5	NPC	≥0.20		≥0.10	

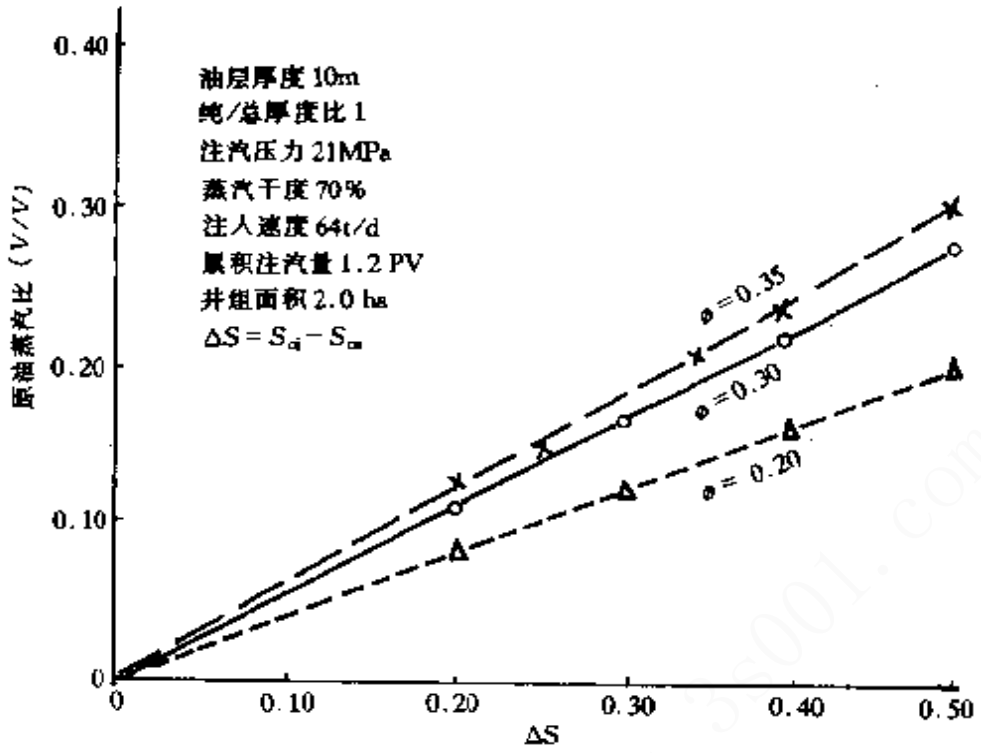


图 5—32　可动油饱和度对原油蒸汽比的影响

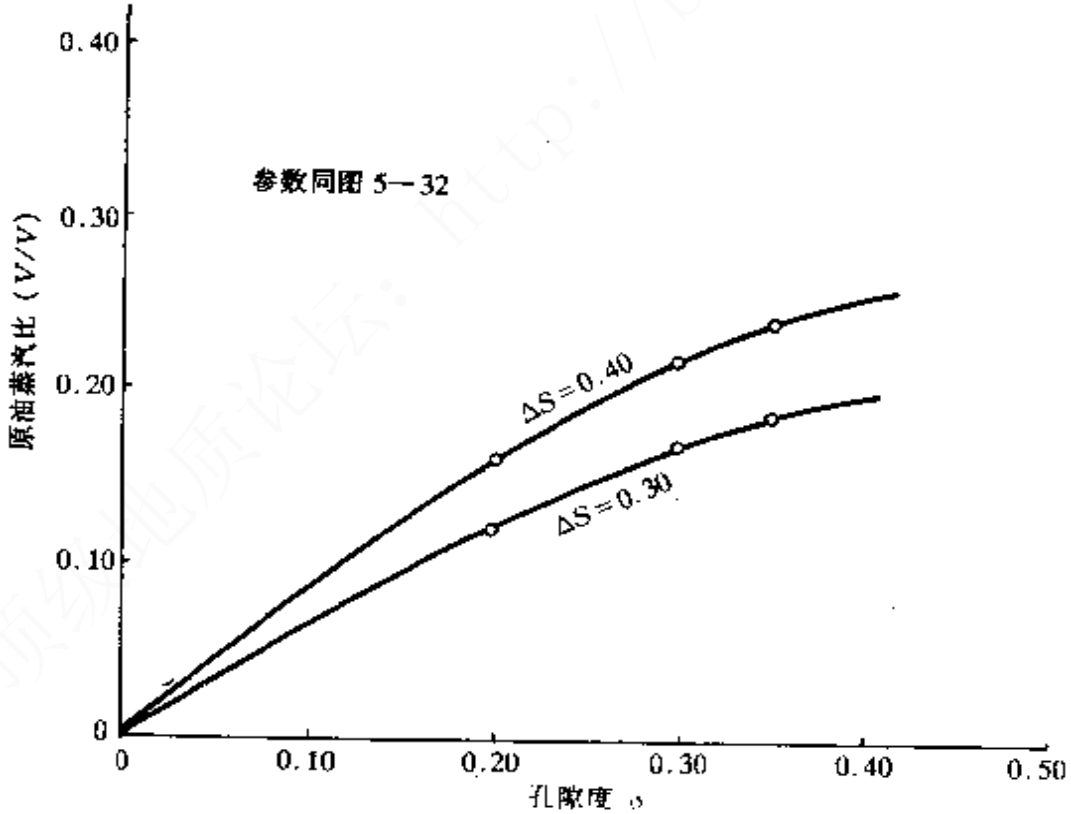


图 5—33　ΔS 及 ϕ 对原油蒸汽比的影响

考虑到蒸汽驱存在经济上的风险性，作者推荐筛选标准中孔隙度低限值取 0.20，蒸汽驱前油饱和度 S_{oi} 低限值取 0.50，或者 $\phi \times S_{oi} \geqslant 0.10$。储量系数低限值取 $700m^3/(ha \cdot m)$。

5. 渗透率及 Kh/μ 值

蒸汽驱过程中，必须在注入压力不超过油层破裂压力的情况下，保持足够高的注蒸汽速度。注汽速度过低，井筒中的热损失增高，油层中的热损失也增大，*OSR* 降低。经模拟计算，注入速度对 *OSR* 的影响结果见图 5—34，注入速度对井筒热损失的影响见图 5—35。对具体油藏，存在一个最佳注入速度。为了保持有足够的注入速度及采油速度，尤其是在原油粘度很高时，要求油层的渗透率不能太低。

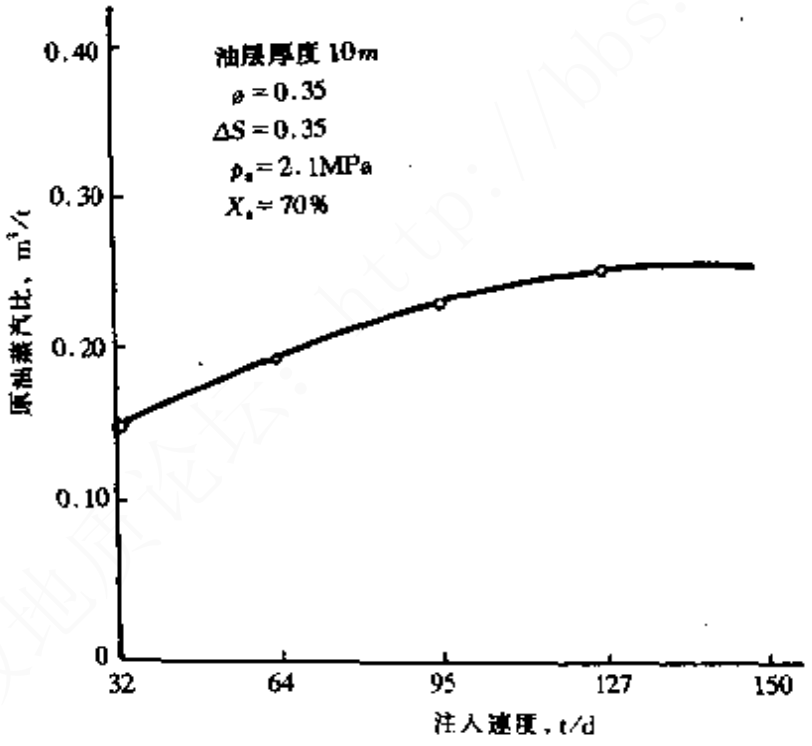


图 5—34　注入速度对原油蒸汽比的影响

朱杰等五个报告中，渗透率的低限值有 0.1，0.2 及 $0.25\mu m^2$ 三个值，传导系数 Kh/μ 大于 1.5 ～ $30\mu m^2 \cdot m/(Pa \cdot s)$。美国已有渗透率为 $0.2\mu m^2$ 油藏注蒸汽成功的实例，但采用了压裂工艺为辅助措施。我国经验不足，作者推荐的渗透率低限值为

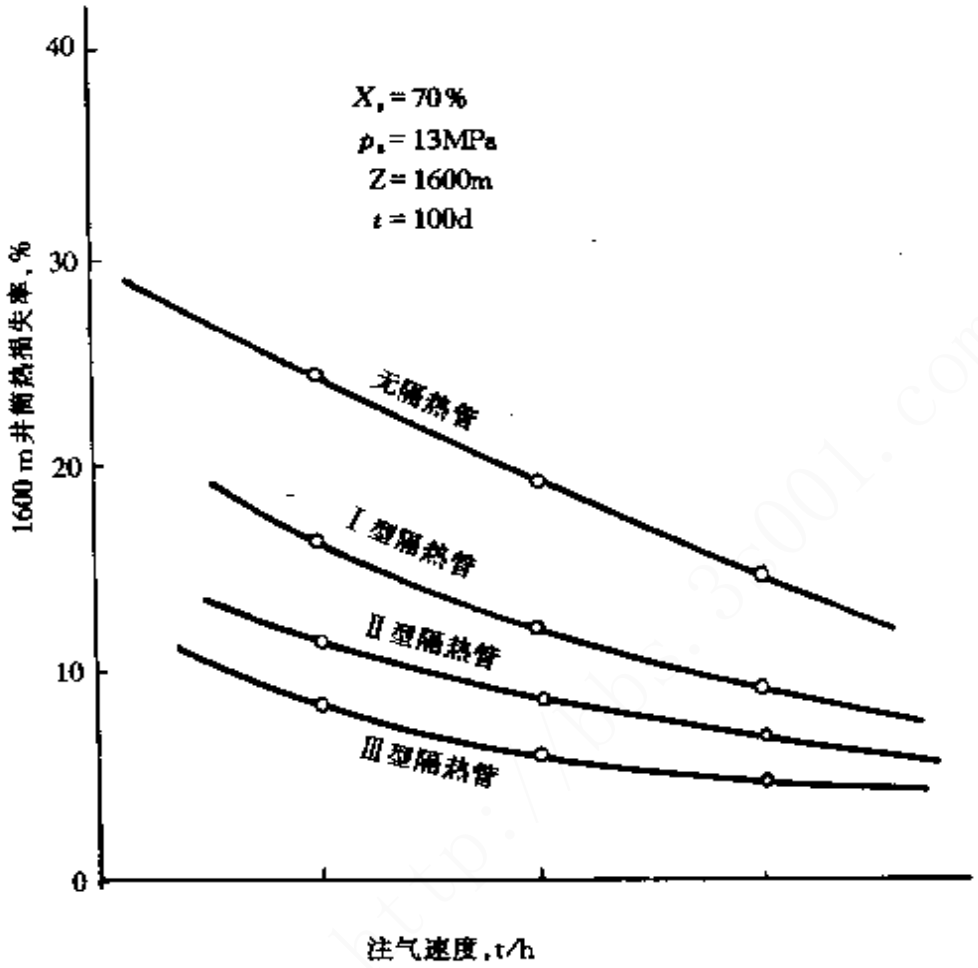


图 5—35　注入速度对井筒热损失率的影响

0.2μm^2。至于 Kh/μ 值，最好分别选取单个参数 K，h 及 μ 值，不然会出现相矛盾。

6. 其他因素的考虑

（1）储层岩性

最适宜于热采的储层是砂岩，但裂缝性砂岩易引蒸汽串流。裂缝性灰岩更是如此，而且油层加热效率太低，不利于蒸汽驱。

（2）油层压力

油层压力太高，蒸汽驱的蒸汽带体积较小，这是湿饱和蒸汽的特性所致。但是，我国的多数稠油油藏较深，又未经过长期常规采油，油层压力较高。先经过蒸汽吞吐降低压力后再进行蒸汽驱仍是可行的。

（3）地层倾角要小

地信网论坛 BBS.3S001.COM

据室内试验也证实，倾角超过10°以上，蒸汽带重力超覆作用加剧，降低了蒸汽驱的采收率。

(4) 注采井之间的连通性要好

对于任何采油方式，油层的非均质性严重，注采井之间油层因尖灭、缺失或断层相隔引起注采井之间不连通都是极不利的。

7. 热采筛选标准中的经济极限 *OSR* 的确定

在热采筛选标准中，主要的经济上控制因素是原油蒸汽比 *OSR*，即每注一吨蒸汽(水当量) 采出多少立方米原油。国外的筛选标准都是以此为经济控制因素，因为注蒸汽采油的生产成本构成中蒸汽的成本是主要的，国外油田所占比例约 45% ～ 60%，而且 *OSR* 也标志着采出的原油中扣除作燃料原油外的净产量或商品原油量。因此，对于概括地筛选具体油藏是否适合注蒸汽采油不仅合理而且实用。

上述国外的筛选标准，经济极限 *OSR* 值取 0.15bbl/bbl(t/t)。按采油成本与油汽比的关系分析，相当于原油的生产成本为 18.7 美元 bbl(117 美元 /t)。如果 *OSR* 降至 0.125，相当于原油的总成本为20.0美元/bbl(125美元/t)，因此，当原油价格为20美元/bbl(125 美元 /t) 时，*OSR* 取 0.15 是有利可赚。

我们结合我国具体油藏条件及技术经济现状水平，研究了原油蒸汽比与采油成本的关系，见图 5—36。由图可见，采油成本随原油蒸汽比下降而单调上升，对于具体油藏。采油成本与原油蒸汽比有密切的对应关系。这也说明，将原油蒸汽比作为经济评价指标不仅可行，而且很直观实用。油藏地质条件较好，极限值降低，油藏地质条件变差，此值上升，由此，我们推荐在筛选标准中，为了减小经济风险性，*OSR* 的经济极限取 0.20 为好。为了和国际上的标准相一致，在筛选标准中此极限值取为 0.15。因为我国油价偏低，国际上既使取 0.15 目前也赔钱，取值一致便于共同研究对比，进行技术交流。而且，筛选标准中，*OSR* 取 0.15，对于中上等油藏仍是经济上可行的。

综合上述研究，作者推荐的我国注蒸汽开采的油藏筛选标准

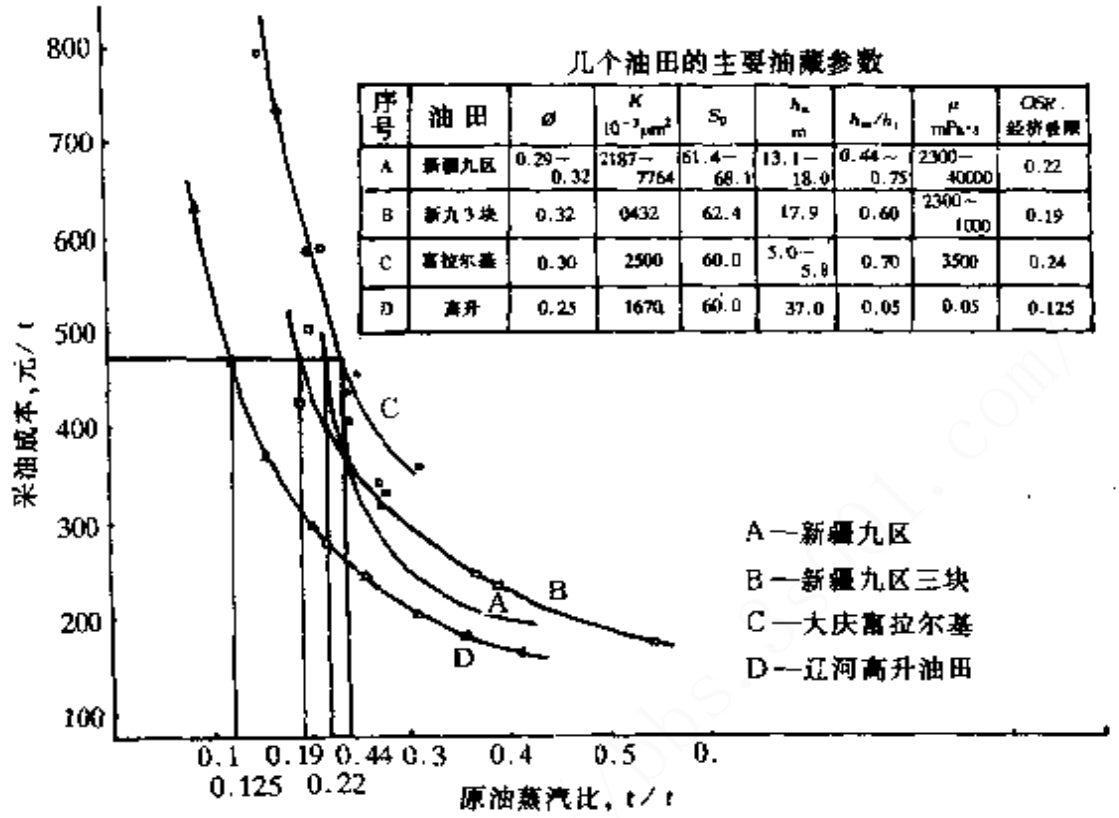


图 5—36　几个油田原油蒸汽比与采油成本的关系

汇总起来见表 5—13。

表 5—13　我国蒸汽驱筛选标准及稠油储量分等标准

参　数　组	一等 靠现有技术	二等 近期技术改进	三等 待技术发展	四等 不适于注蒸汽开采
1. 原油粘度（油层），mPa·s 相对密度	>50～10000 >0.9200	<50000 >0.9500	>50000 >0.9800	
2. 油层深度，m	>150 ≤1400	>150 ≤1600	≤1800	
3. 油层纯厚度， 纯厚/总厚比	≥10 ≥0.50	≥10 ≥0.50	≥5 ≥0.50	<5.0 <0.50
4. 孔隙度 ϕ S_{oi} 原始油饱和度 $\phi \times S_{oi}$ 储量系数， $10^4 m^3/(km^2 \cdot m)$	≥0.20 >0.50 ≥0.10 >10.0	≥0.20 >0.50 ≥0.10 >10.0	≥0.20 ≥0.40 ≥0.08 >7.0	<0.20 <0.40 <0.08 <7.0
5. 渗透率，$10^{-3}\mu m^2$	≥200	≥200	≥200	<200

地信网论坛 BBS.3500I.COM

四、蒸汽驱开采过程中注汽及采油工艺参数的优选

国内外的大量热采数值模拟及物理模拟研究结果以及油田现场实际试验结果都表明，影响蒸汽驱开采效果最大的注采工艺条件是蒸汽干度（指井底干度）、注汽速率或注汽强度，以及生产井的排液速度。对这些注采工艺参数必须保持在最优范围，才能获得最好的开发效果及经济效益。

（一）蒸汽干度

蒸汽干度（指井底干度）不仅关系到单位时间内注入油层中的热量大小，而且关系到能否在油层中建立起不断向前推进的蒸汽带。蒸汽干度越高，汽化潜热量就越大。只有当向油层中补充的汽化热焓量大于油层中的散热量（损失于顶底岩层、隔夹层及为油层岩石、流体吸收的热量等）时，蒸汽带才能向前扩展。如前所述，蒸汽带的驱油效率远远高于热水带，蒸汽驱的效果主要取决于蒸汽带在纵向及平面上的扩展体积大小，即体积扫油系数。

现举三个不同类型的油藏实例，说明蒸汽干度不同时的汽驱效果。

（1）辽河曙175块油藏，原油粘度10000mPa·s，油层厚度47m，块状油藏，深度960～1080m，五点井网，在注汽速度为80t/d时，不同蒸汽干度的汽驱开采数值模拟结果见表5—14。

（2）克拉玛依九－3试验区，油层单一，油层厚度12m，深度220m，原油粘度4000mPa·s，五点井网，100m×140m，九井组。数值模拟结果见表5—15。

（3）辽河高升油田高3－4－032井组，油层深度1600m，块状巨厚油藏，油层厚度62.7m，原油粘度740mPa·s五点法4井组。注采井距150m。数值模拟结果见表5—16。

表 5—14　注汽干度对蒸汽驱开采效果的影响（曙 175 块）

干　度	生产天数 d	注入汽量 t	蒸汽突破 d	产油量 t	产水量 m^3	油汽比 t/t	采收率 %
30	1700	13600	没突破	17356	108604	0.128	15.3
50	1400	112001	1100	21451	120002	0.192	18.9
70	1300	104001	1000	25707	146851	0.247	22.6

表 5—15　不同干度下汽驱效果对比（$九_3$ 试验区）

干度，%	40	50	60	70	80
生产时间，d	1578	1378	1249	1435	1583
累积产油，m^3	11040	11130	11280	13640	15620
累积注汽，m^3	75700	66100	60000	68900	76000
油汽比 *OSR*	0.146	0.168	0.188	0.198	0.206
采收率，%	33.68	33.92	34.41	41.58	47.61

表 5—16　不同蒸汽干度下的汽驱效果（高 3－4－032）

蒸干度，%	0.0	20.0	40.0	60.0	80.0
生产时间，d	2110	2200	2460	2774	1998
累积注汽，10^4m^3	33.75	35.2	39.36	34.79	31.97
累积产油，10^4m^3	6.644	7.446	8.828	8.876	8.978
累积产水，10^4m^3	29.3	31.0	35.6	31.8	28.75
油汽比	0.197	0.212	0.224	0.255	0.281
汽驱采收率，%	16.2	18.6	21.53	21.65	21.90
总采收率，%	35.16	37.12	40.49	40.49	40.61

地信网论坛 BBS.3500J.COM

由上述研究表明，注入蒸汽干度增高，汽驱开发效果变好，油汽比、采收率及采油速度均提高。但是随着油层厚度增大，蒸汽干度增加的效果减弱。九－3试验区（12m）、曙175区（47m）及高3－4－032井组（62.7m）蒸汽干度由40%提高到70%时，采收率的增加值分别为7.9%，5.5%及0.25%。主要是油层较薄时，油层中热损失率增大，低干度时会变成热水驱；油层厚度超过40m以上时，蒸汽向顶部的超覆作用增大。因而对薄油层要强调尽力提高蒸汽干度，对块状油层要取最优范围。如高3－4－032井组，取40%～70%。

但在选择蒸汽干度时，由于锅炉出口干度最高为80%，如果采用汽水分离器，注汽站出口干度可达90%～95%，考虑注汽管线的热损失，井口蒸汽干度最高可达80%～90%。如采用优质隔热管柱及环空注入氮气等井筒隔热技术，总传热系数可达4.65W/（m·K）。浅井（＜500m）井底蒸汽干度可达75%～80%，1000m深度的井可达65%～75%，而深度达1600m的油井最高可达50～60%。因此可以说，在目前的技术条件下，井底蒸汽干度深井可达到40%～50%，浅井为50%～70%。

（二）注汽速度

对每个具体油藏进行蒸汽驱开采，都有一个最优的注汽速度。在此速度下，油层加热效率高，热损失较小，蒸汽超覆或蒸汽窜进程度较轻，蒸汽带体积系数最大。如与排液速度相匹配时，汽驱的油汽比、采油速度及采收率等最好。注汽速度的选择要与注汽强度结合起来考虑。注汽强度是按每公顷面积、每米厚度的日注汽量计算，也即单井组控制的单位油层体积的日注汽速度。这意味着优选注汽速度不仅要考虑油层厚度、非均质性、原油粘度等，而且要考虑井网及井距大小。

我们采用高压三维相似物理模型，模拟实验了单家寺单二块油藏不同注汽速度下的汽驱效果。模拟油藏参数是：油层厚度71.5m，渗透率2.3μm^2，孔隙度28%，均质油层，五点井网，注采井距150m，原油粘度（55℃）10000mPa·s，起始油饱和度

61.5%，三种注汽速度下的汽驱效果见表 5—17 及图 5—37，38。

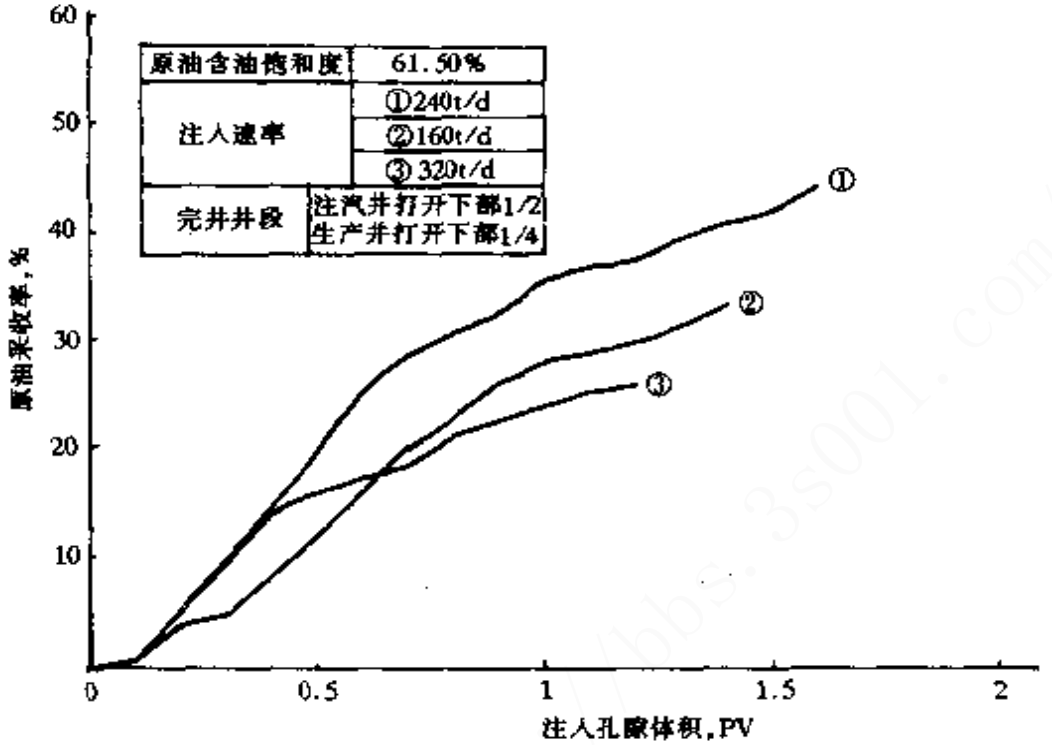


图 5—37　单二块油藏不同注汽速度下的汽驱采收率（物模）

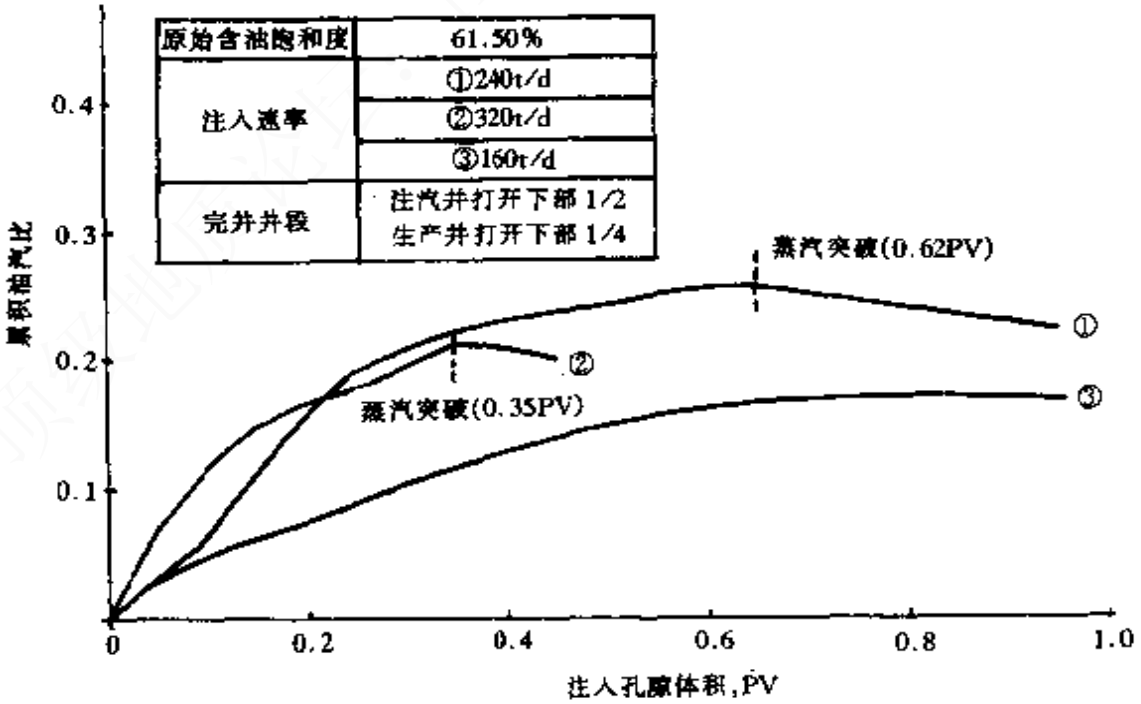


图 5—38　单二块油藏不同注汽速度下汽驱油汽比（物模）

表 5—17　不同注汽速度下蒸汽驱效果对比(单 2 块试验区)

序号	完井井段	注汽速度 m^3/d	原油采收率,%				蒸汽突破时间 PV	经济油汽比 0.13 时采收率 %	累积油汽比
			0.5PV	0.75PV	1.0PV	1.5PV			
Ⅰ	注汽井打开下部 1/2 采油井打开下部 1/4	160	9.5	19.0	27.1	33.3	–	26.9	0.17
Ⅱ	注汽井打开下部 1/2 采油井打开下部 1/4	240	19.8	30.0	35.8	42.0	0.62	34.5	0.223
Ⅲ	注汽井打开下部 1/2 采油井打开下部 1/4	320	15.7	20.0	23.9		0.35	15.0	0.20

注:蒸汽干度 60.3%。

地信网论坛 BBS.3500L.COM

为了控制厚油层在较高注汽速度下的蒸汽超覆影响，在同一模型上也实验了不同打开井段的汽驱效果，其结果见表5—18。

由以上实验结果看出，对于这样巨厚均质油藏，在无底水情况下选择注汽速度为240t/d，注汽井打井下部1/2，采油井打开下部1/4的完井方式最好。

采用热采数值模拟技术，对高升油田高3－4－032试验区及曙175块进行不同注汽速度对汽驱效果影响的研究结果见表5—19及20。

（三）注汽强度的优选

正如在讨论注汽速度时所述的，注汽速度的选择要与注汽强度结合起来考虑。注汽强度是按每公顷面积，每米厚度的日注汽量计算，即单井组控制的单位油层体积的日注汽速度，单位是$m^3/(d\cdot ha\cdot m)$。这就意味着优选注汽速度不仅要考虑具体油层厚度、非均质性和原油粘度等，而且也要考虑井网及井距。

1）我们对油层厚度不同的几个油藏汽驱开采试验区，采用非均质油藏模型，在已确定的井网井距及以生产井举液能力足以超过或等于供液能力下，优选的注汽速度结果见表5—21。

由上表可看出，不同类型油藏的优选值是不同的。对于厚层块状油层蒸汽干度可以低些；对于薄油层，蒸汽干度要尽可能高，尤其是薄互层，注汽速度要足够大，但不能超过破裂压力。

2）美国学者用热采数值模拟方法研究了三种油藏地质模式的注汽速度及蒸汽干度，可以作为应用实例。图5—39中是均质油层（渗透率$4\mu m^2$）、五点井网、单井组面积1.01ha（注采井距71m）及2.02ha（注采井距100m）的模拟结果。由曲线说明，蒸汽干度为80%、注汽强度为$3.87m^3/(d\cdot ha\cdot m)$的产油量最高。图5—40中是1.01ha的五点井组、非均质油层的模拟结果。结果表明，最佳注汽强度是$2.85\sim3.87m^3$ $(d\cdot ha\cdot m)$。但是，正韵律油层的产油量比反韵律油层高60%。

表 5—18　各种完井方案实验对比

序号	完井井段	注汽速度 m^3/d	原油采收率，%				蒸汽突破时间 PV	经济油汽比下原油采收率 %	累积油汽比
			0.5PV	0.75PV	1.0PV	1.5PV			
Ⅰ	注汽井打开下部 1/2 采油井打开下部 1/4	240	19.8	30.0	35.8	42.0	0.62	34.5	0.223
Ⅱ	注汽井全打开 采油井打开下部 1/4	240	18.3	27.4	31.4	37.7	0.53	29.0	0.22
Ⅲ	注汽井打开下部 1/2 采油井全打开	240	13.1	16.5	20.0	26.0	0.31	11.0	0.19
Ⅳ	注汽井打开下部 1/2 采油井打开下部 1/4	160	9.5	19.0	27.1	33.3 外推值	–	26.9	0.17
Ⅴ	注汽井全打开 采油井打开下部 1/4	160	5.7	8.7	11.8	15.8	–		–

注：蒸汽干度 60.3%，经济极限 $OSR = 0.13$，实验均采用单 2－1 井原油。

表 5—19　高 3－4－032 试验区相同注汽干度(40%)下的注汽速度优选

注汽速度,t/d	80	100	130	160	213	342	427	512	640
生产时间,d	4000	3604	2910	2462	2012	1638	1505	1456	1340,
累积注汽,10^4t	32.0	36.04	37.82	39.39	41.66	44.83	45.41	47.63	46.33
累积产油,10^4t	8.028	8.57	8.724	8.81	8.868	8.715	8.44	8.45	7.881
累积产水,10^4t	28.217	32.35	34.12	35.61	37.73	40.37	40.56	42.483	40.441
平均日产油,t/d	20.07	23.78	29.98	35.78	44.08	53.21	56.08	58.04	58.81
油汽比	0.251	0.238	0.231	0.224	0.231	0.194	0.186	0.177	0.170
采收率,%	19.58	20.9	21.28	21.49	21.63	21.25	20.59	20.61	19.22
累积贴现净产油 10^4t	3.934	4.204	4.339	4.449	4.517	4.338	4.136	4.038	3.709

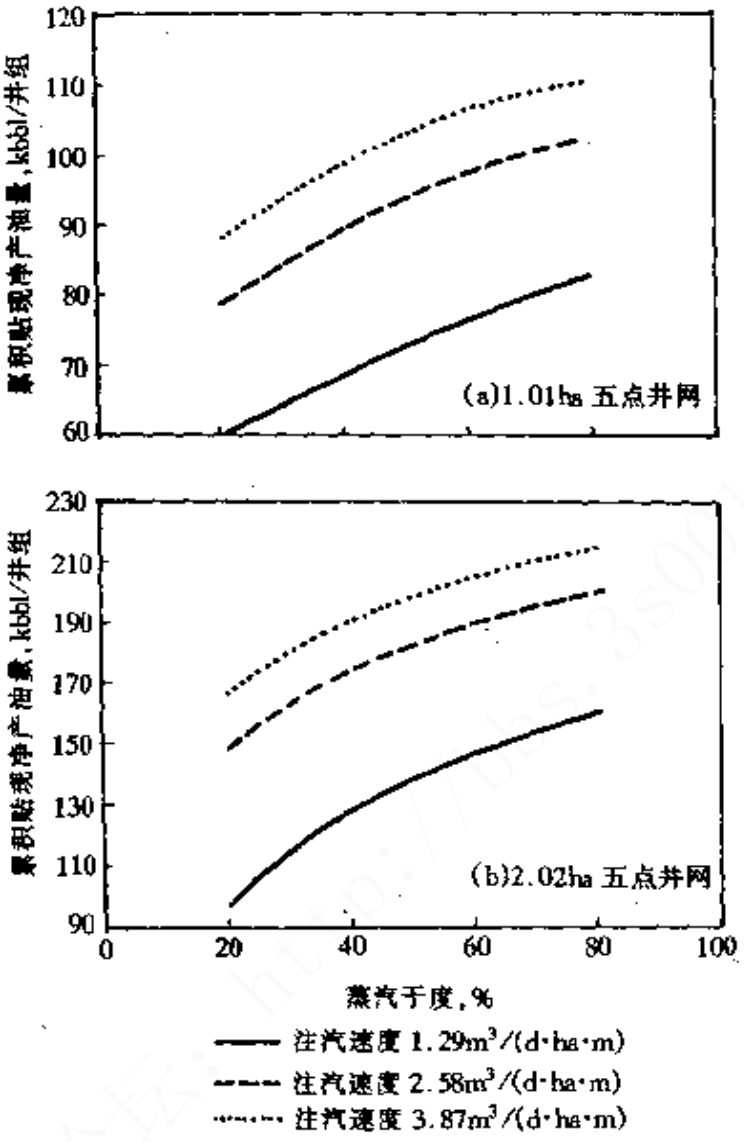
表 5—20　曙 175 区注汽速度对蒸汽驱开采效果的影响

注汽速度 t/d	生产天数 d	注汽量 t	突破时间 d	累产油量 t	累产水量 m^3	油汽比 t/t	采收率 %
50	2000	100000	不突破	18447	104767	0.185	16.3
80	1400	112001	1100	21451	120002	0.192	18.9
120	1300	156000	975	25374	163942	0.163	22.5

注：井口蒸汽干度 70%，取瞬时极限油汽比 0.15。

表 5—21　五个汽驱试验区最佳注汽速度

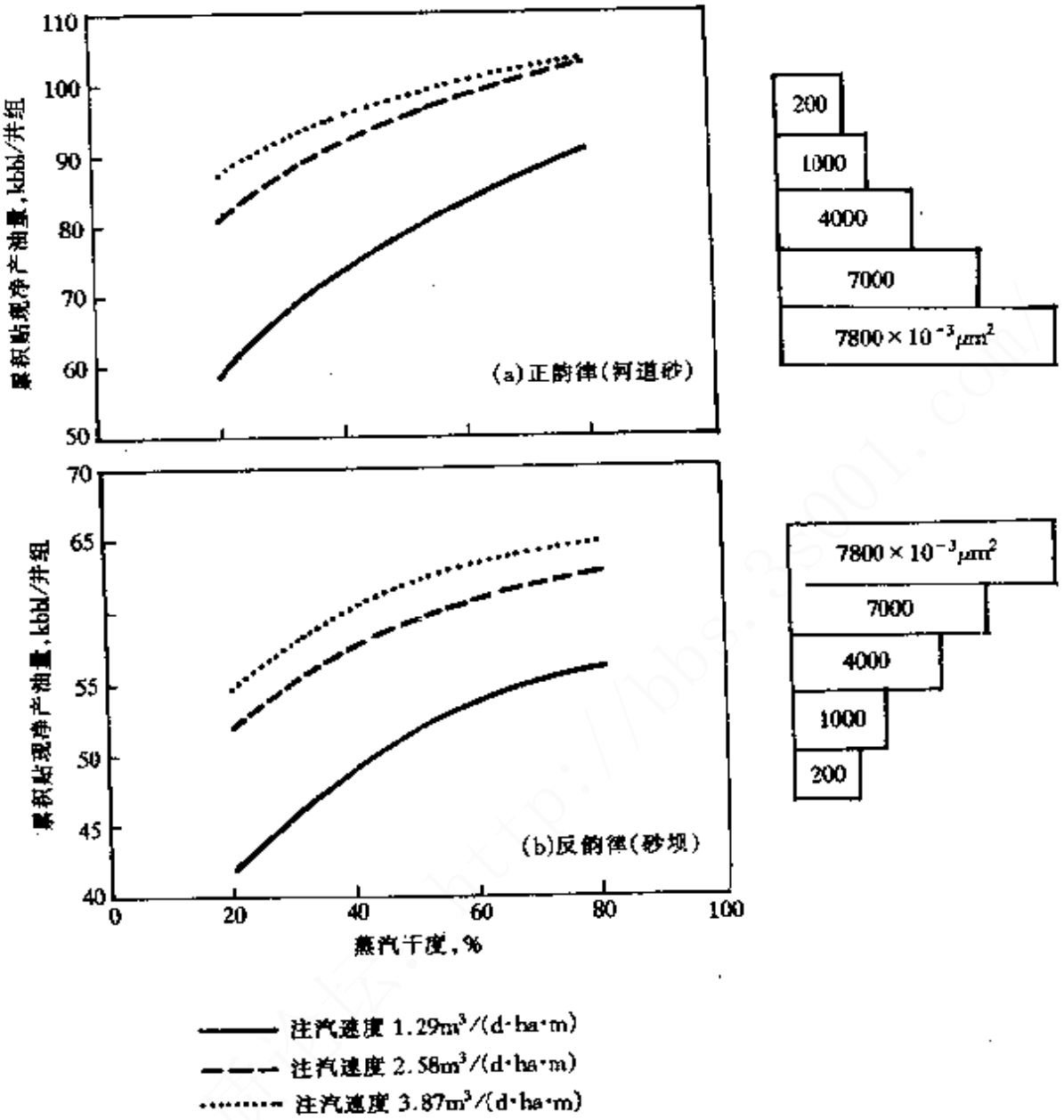
试　验　区	高 3－4－032	曙 175	单二块	杜 163	九－3
油层厚度，m	62.7	47	71.5	10.8	12
原油粘度，mPa·s	740	10000	10000	2100	4000
井　　网	五点法	五点法	五点法	五点法	五点法
注采井距，m	150	100	150	100	100
注汽速度，t/d	220	120	240	135	52
注汽强度，$m^3/(d\cdot ha\cdot m)$	0.79	1.26	0.75	6.18	2.14
油藏类型	巨厚块状	厚　层	巨厚块状	薄互层	单　层



注：1kbbl = 159m³

图 5—39　蒸汽干度及注汽速度对累积贴现净产油量的影响（五点井网，均质油藏）

3）美国两位学者 Bursell 及 Pittman 总结了 Kern River 油田蒸汽驱试验结果，得出注汽强度为 1.94m³/（d·ha·m）时，油汽比最高。最优的注汽速度见表 5—22。Farouq Ali 及 Meldau 总结分析所有取得成功的蒸所驱项目，其注汽强度都在 1.29～2.58m³/（d·ha·m）范围内，平均是 1.94m³/（d·ha·m）。因此，1.94m³/（d·ha·m）已成为美国经常采用的经验数值。朱杰的研究表明，对于薄油层，蒸汽干度高有利；对于厚油层蒸汽干度低有利。对于倾角大的油藏，又有很大差别。



注：1kbbl=159m³

图 5—40　蒸汽干度及注汽速度对累积贴现净产油量的影响（五点井网，2.5ha，非均质油藏）

4）对于所有各种类型油藏及各种注汽条件，注汽强度及蒸汽干度的优选值不能是一个数值。因为油藏条件及注汽条件不同，汽驱效果变化很大。

国外几个大规模蒸汽驱开采油田的注采动态参数，包括注汽强度的对比，见表 5—23。注汽强度都在 1.55～2.84m³（d·ha·m）范围内。

表 5—22　克恩河油田注汽速度优选结果

井组面积 ha	油层厚度 m	最优注汽速度 t/d	最优注汽强度 $m^3/(d \cdot ha \cdot m)$
1.01	27.5	35.6	1.29
1.01	18.3	27.8	1.51
1.01	9.2	35.6	3.87
2.02	27.5	63.6	1.15
2.02	9.2	59.6	3.23

（四）生产井排液速度及采注比

在蒸汽驱开采过程中，在优选的蒸汽干度及注汽速度下，每个开发单元（井组、试验区、区块或全油藏）的排液速度都要相匹配，这三个注采工艺参数都在最佳范围内，前述汽驱机理作用都能发挥作用，才能获得汽驱开采的最佳效果。

总的原则是排液速度与注汽速度之比要大于 1.0。这样的好处是：1）建立起的蒸汽带能够正常地向前扩展、推进；2）油层的加热效率高，损失热量少；3）由注汽井向生产井形成降压驱动，降压梯度增大，生产井产液指数增大，产油量增加；4）生产井见效快，尤其是可以缩短排水期；5）瞬时油汽比上升加快。因此，汽驱效果好。如排液速度远远低于注汽速度，则出现虽然油层压力回升，生产井液面很高，但是产油量降低，产液、产油指数降低，损失应有的产油量，汽驱效果变差。

现举例说明。由九－3 试验区的数值模拟研究结果表明，排液速度对汽驱效果有极大的影响。在同样的单井组注汽速度为 52t/d 条件下，提高生产井排液速度，能够改善汽驱效果，见表 5—24。

四个蒸汽驱试验区的排液速度优选结果见表 5—25。

由上述研究看到，在汽驱开采阶段，单井或总的排液速度非常重量。目前几个试验区的排液速度因各种原因均达不到最佳状

表 5—23　国外几个大油田蒸汽驱开采注采动态参数对比

油　田	Kern River（美国）	Duri（印尼）	San Ardo Aurignac 层（美国）	San Ardo Lombardi 层（美国）	Trintoc（特立尼达）	Trintopec（特立尼达）	Cocorna（哥伦比亚）
蒸汽注入量，m^3/d	11.92×10^4	11.12×10^4	1.59×10^4	3257	1350	7150	477
总产液量，m^3/d	15.89×10^4	31.78×10^4	3.18×10^4	1.29×10^4	1191	6594	452
采/注比	1.33	2.86	2.0	3.97	0.88	0.92	0.95
注汽速度，$m^3/(d\cdot ha\cdot m)$	1.61～1.93	1.55	1.61～1.93	1.80	1.55	1.55	2.86
原油 API 重度	11.5	22.7	13.0	11.5	15	12～26	13
井组，ha	1.21～2.02	4.69	8.09	4.69	2.02～4.05	1.01～2.02	1.01
井网形状	反五/反九点	反七点	反十三点	反七点	反五点	反五点	反五点
采/注井数比	1.0/3.0	3.5	7.0	3.5	1.0	1.0	1.0
油层深度，m	274	152～344	732	579	335	344～762	670
油藏压力，MPa	0.42～0.56	0.77	1.41	2.82～4.22	1.41～2.82	1.41～2.82	3.16
最终采收率，%	55	–	62	–	57	65	–
开发年限，a	7～8	–	10	–	20	17	–

地信网论坛 BBS.3S001.COM

态，这也表明生产潜力所在。

由表 5—23 可看到，国外几个大规模蒸汽驱开发的油田，已结束的汽驱开采已取得 55%～65% 的采收率，其重要的原因之一是总体上采注比都比较高。其中四个反九点、反七点或反十三点的油田，采注比在 1.33～3.97 之间，三个五点井网油田也达到 0.88～0.95。

提高排液速度的主要措施是：

1）要建立起蒸汽驱开采必须重视采注比的概念，而且采注比要大于 1.0。转汽驱开采后要密切注意采注比的变化。

2）油井完井时在射孔井段以下留有足够的“口袋”，将抽油泵下至射孔井段以下最好，使液面降至油层深度。

3）随时注意监测油井环空液面，如液面过高，应及时调整机泵参数。

4）要注意观测油井防砂衬管有无损坏或砂堵，近井地带有无沥青胶质、石腊、粘土层塌落等形成的堵塞。如有衬管损坏、堵塞现象应及时排除。

5）如果抽油机举液能力严重不足，需更换更大冲程机及泵。

表 5—24　生产井机泵排液能力对蒸汽驱效果的影响（九－3 区）

方　案	1	2	3	4	5
泵的排量，m^3/d	52	60	70	80	85
采注比	1.0	1.15	1.35	1.54	1.63
生产时间，d	510	990	570	495	480
采收率，%	11.9	25.9	19.4	18.4	18.3
累积油汽比	0.173	0.194	0.253	0.276	0.284
净增油量，t	159	1390	2549	2806	2895

注：净增油量＝总注汽量×（累积油汽比－极限油汽比 0.15）

表 5—25　四个试验区排液速度优选

试　验　区	高 3－4－032	曙 175	杜 163	九 3
注汽速度，t/d	160	120	135	52
排液速度，t/d	260	130	180	80
采　注　比	1.63	1.1	1.33	1.54

地信网论 BBS.3S001.COM

6）如五点井网、井距不能适应时，需及时打调整井，调整为反九点，反十三点等，并加密井距。

五、蒸汽驱先导试验的方案设计及实施

（一）先导试验的目的

矿场先导试验，简称先导试验（Pilot Project），是油田正式全面投入开发之前进行的试验性方案，因为蒸汽驱开采技术复杂，有一定风险，尤其是经济风险。美国、委内瑞拉和加拿大等国，对于任何较大型的稠油油田在正式投入开发之前都要进行先导试验。

蒸汽驱先导试验的具体目的是确定蒸汽驱开采的可行性，以经济效益为主并结合开发水平进行评价。主要的评价指标：

1）汽驱阶段在经济极限内的累积产量及采收率；

2）汽驱阶段累积油汽比，这是主要的经济指标；

3）汽驱开发期，采油速度，平均单井日产量等；

4）原油生产成本，投资回收期，盈利率等；

5）各种改善蒸汽驱开发效果的工艺技术的效果。

（二）先导试验区的设计原则及要求

1. 油藏特征的代表性

先导试验区应选在工业开发方案的典型地区，也即先导试验区应能代表今后工业性开发区，其试验结果才能直接指导工业性开发方案设计。为此，要注意以下油藏特征的代表性：

1）油层纯厚度、孔隙度及原油饱和度，这是确定原始地质储量及采收率的主要参数。

2）油层总厚度（即开发层段总厚度）及纯/总厚度比，这是计算加热原油所需注入热量的主要参数。

3）油层渗透率，它影响到注采速度。

4）原始气顶、底水及中间夹层，由这些来确定注汽井段。

5）页岩隔层的连续性，它影响注入蒸汽垂向上的流动及蒸

地信网论 BBS.3S001.COM

汽上浮作用程度。

6)原油粘度,它影响蒸汽驱的扫油系数及注入参数的选值。

7)油藏衰竭程度,它影响到注蒸汽的难易程度。

2. 合理的井网和井距

先导试验区取得的油井产量及采收率能与正式开发区对比。为此,在先导试验方案设计时,应通过“双模”选择最优的能够推广应用的合理的井网形状及井距。井网形状及其几何参数见图5—41。对于井组数量也非常重要的,国外早期的许多先导试验,采用两口井的小试验区,或者只有一个井组的试验区,其结果无法计算出准确的采收率,难以评价结果。就是采用三个反七点井组或四个反五点井组,也只能有一口中心生产井的采油数据可用于评价。因此,至少试验区中应有完全封闭的一个井组为好,也就是至少要有九个五点井组或七个七点井组。如图5—42所示。

3. 油藏特征、原油性质及注入参数等基本一致

先导试验区和工业开发区主体部分的油藏特征、原油性质及注入参数等应基本一致,以便用试验结果能预测工业开发区的生产动态。

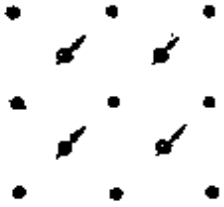
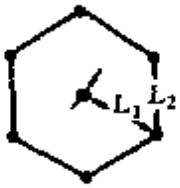
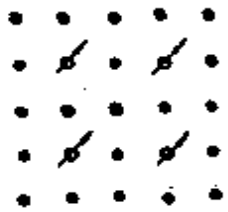
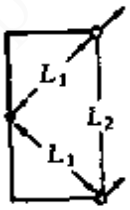
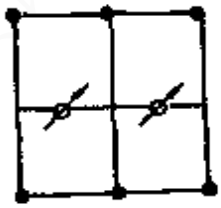
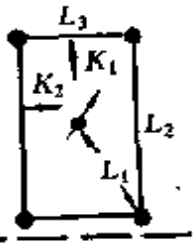
试验区的结果与预期的工业开发区的生产动态相差不能大。这种差别有多种因素引起。例如,试验区的注入井位于油层最差的部位,不代表油藏主体部分的特征,将使注入压力高于工业开发区,才能达到两者的注入速度相同,或者在同样的注入压力下,试验区的注入速度要降低。这样,注入参数的差别必然导致试验结果的代表性。

4. 完井质量好

先导试验区的完井质量要好,以便能正确评价试验结果。

5. 足够的试验数据

为评价试验结果,应取足够的试验数据。尤其要有足够数量的观察井,以监测汽驱过程中油藏平面及纵向上的温度场、油饱和度场及压力场的变化动态。一般观察井(温度、压力)的井数应占试验区井数的20%左右。

井网名称	多井组	单井组	几何参数
五点法			$L_1=0.070\,L_2$ $PA=2\times L_1^2\times10^{-4}$ $A=\frac{1}{2}PA$ 注采井数比:1:1
反七点法			$L_1=L_2$ $PA=2.598\times L_1^2\times10^{-4}$ $A=\frac{1}{3}PA$ 注采井数比:1:2
反九点法			$L_1=1.414\,L_2$ $PA=2\times L_1^2\times10^{-4}$ $A=\frac{1}{4}PA$ 注采井数比:1:3
行列法			$L_1=0.707\,L_2$ $PA=L_1^2\times10^{-4}$ $=\frac{1}{2}L_2^2\times10^{-4}$ $A=PA$
长方形			$PA=L_2\times L_3\times10^{-4}$ $A=\frac{1}{2}PA$ $K_1>K_2$

注：注汽井　• 生产井　K_1,K_2渗透率

L_1—注采井距,m　L_2—生产井距或注入井距,m

PA—井组面积,ha　A—单井面积,ha

图 5—41　井网状况及其几何参数

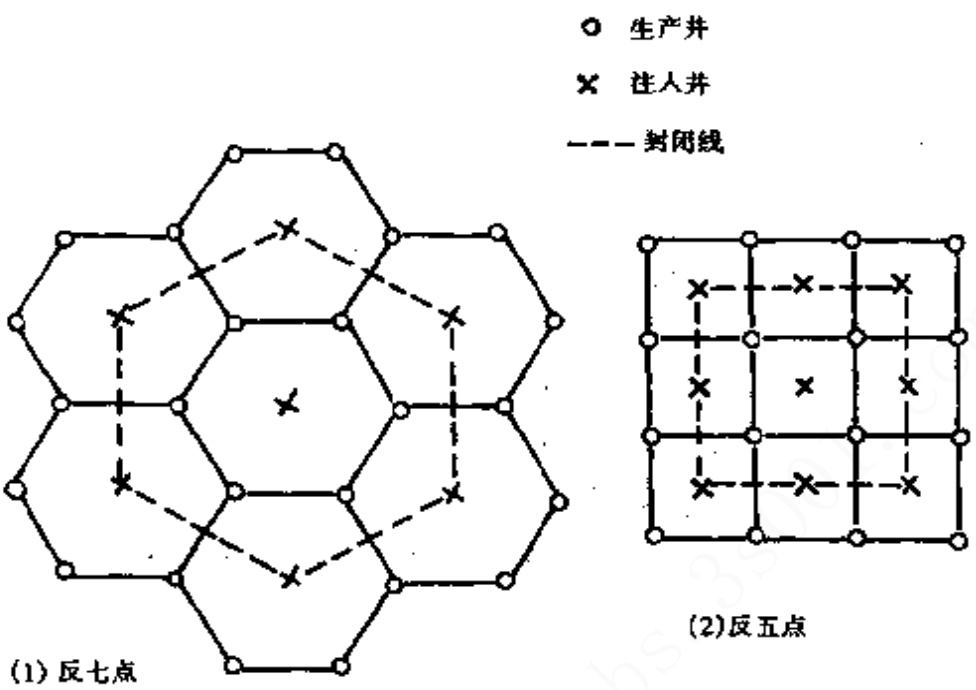


图 5—42　先导试验区设计井位图

6. 试验区利用老井的问题

先导试验区往往有一些已钻成的探井或生产井，能否利用，需经过严格的挑选。如果这些井打开的油层很多，将非设计注汽层也已打开，就不能作正式的注汽井或生产井。因为注汽井对套管及固井质量要求高，需耐高温，而且对注汽层段打开程度有要求，因而最好不利用老井作注汽井。老井用作生产井也不理想，因为蒸汽驱是以单井组为单元进行监测、分析研究的，每口井的生产动态都至关重要。现有油井用作注采井，还往往产生构成的试验井组在平面上不规则，这必然要影响蒸汽驱扫油系数的差别。

(三)先导试验区设计方案的主要内容

利用热采数值模拟及物理模拟技术研究以蒸汽驱开采阶段为重点的下列内容：

1)确定有代表性的油藏地质模式及各种油藏地质参数，作为模拟研究的依据。

2)实际测定以下项目，以研究热采过程中油层物理变化：

地信网论坛 BBS.3S001.COM

①原油由室温至200℃范围内不同温度下的粘度；

②高温(~200℃)下油层岩心的油、水相对渗透率曲线及其饱和度端点值；

③不同温度水驱的驱油效率；

④蒸汽驱的驱油效率；

⑤高温热水对油层渗透率的伤害程度并筛选防止粘土矿物水敏膨胀的化学剂。

3)蒸汽吞吐注汽工艺参数优选：

①利用单井蒸汽吞吐资料进行历史拟合；

②不同蒸汽干度下的蒸汽吞吐效果；

③不同注入压力、注入速度下的蒸汽吞吐效果；

④不同周期注汽量或注汽强度对吞吐效果的影响；

4)不同井网井距条件下蒸汽吞吐效果预测。

5)油层射开井段对吞吐效果的影响，尤其对有底水的油藏，要确定避射厚度。

6)在实际可行及最佳注汽工艺参数下的多周期吞吐采油动态预测(各周期产油量、产水量、油汽比、日产油量、水量，回采水率，存水率，累积采出程度等)。

7)不同井网井距条件下蒸汽驱效果模拟对比。

8)油层射开井段对蒸汽驱效果的影响。

9)蒸汽驱注汽工艺参数优选。

①蒸汽干度对汽驱效果的影响；

②注汽速度对汽驱效果的影响；

10)由蒸汽吞吐转入蒸汽驱开采最佳时机的选择；

11)生产井井底流压或举液能力对汽驱效果的影响；

12)蒸汽吞吐及蒸汽驱开采过程中，采取各种井筒隔热方案(如采用隔热油管及耐热封隔器，环空有水、环空注氮气等)条件下，模拟计算随注汽时间变化的井筒热损失率、套管最高温度、井底蒸汽干度及压力等，确定井筒隔热方案。

13)注采井完井方案研究。

14)地面注汽、生产、油、水处理系统工程方案。

15)油藏注采动态观测系统及地面分井注采计量系统设计要求。

16)整个试验区由蒸汽吞吐到汽驱结束的基建投资、产量及经济指标分析。

(四)蒸汽驱先导试验区方案的实施

1)以试验为目的,不能追求短期内抢产量、赚钱而打乱试验方案。

2)在试验区全部注、采、观察井补打完后,分析各项资料,加深对油藏的再认识。绘制分小层厚度图、隔层和夹层厚度图,孔、渗、饱及原油粘度分布图。绘制油层栅状图及新的井位图。复查核定分层储量和分布面积。

3)在蒸汽吞吐阶段,测取吸汽剖面或温度剖面。绘制单井注采动态曲线,绘制产量递减规律曲线及平面上各井点加热范围图。通过单井注入试验确定油层破裂压力。密切观察平面上蒸汽窜流动态。注意多周期回采水率及地下存水量的变化。

4)对于有边底水的油藏,强调测取各井点及油层压力变化、含水率及产出水分析,监测并分析水线推进状况,计算边底水能量、水浸方式及水体体积等。

5)转汽驱前作好吞吐阶段效果评价。计算出汽驱前累积产油量、累积注汽量、累积产水量,计算吞吐采收率、油汽比、回采水率,分析油层压力降落速度和目前压力水平。

6)在历史拟合的基础上,利用数值模拟,作出主力油层在转汽驱前的压力、温度、饱和度分布剖面图及平面分布图。

7)在汽驱前最好钻一口密闭取心井,分析地下含油饱和度的变化。

8)汽驱前注、采、观察井都必须完好,井况能正常注汽、生产、观察。

9)汽驱前,对纵向上吸汽极不均匀的油层井段尽量采用分层注汽技术进行强化吞吐开采,调整吸汽剖面。对平面上采出程度

地信网论坛 BBS.3500U.COM

差的油井，强化吞吐作业。

10)转汽驱后，精心测取注采井生产动态，取全取准各项资料。强调测取吸汽剖面或温度剖面，跟踪模拟温度场、压力场及饱和度场的分布。

11)采用单井生产动态及温度观测为主，并用其他手段，如化学示踪剂和放射性同位素指示剂、水样监测等观察蒸汽或热水窜进动态。

12)汽驱过程中及时调控注采动态，以求最大限度地改善汽驱效果。

13)蒸汽突破后，并不是汽驱阶段的结束。应继续试验各种改善汽驱后期效果的方法及新技术，例如：降低注汽速度及蒸汽干度、水汽交注、间歇注汽、改变井网井距、分层注汽、注氮气泡沫段塞、注高温胶体堵窜等等。

六、国内外蒸汽驱先导试验实例

(一)我国蒸汽驱先导试验实例

我国自1987年起先后开辟了七个不同类型油藏先导试验区，原油特性见第一章表1—3，试验区各项参数列于表5—26，井位图见图5—43～49。注蒸汽开采试验情况见表5—27。各先导试验区截止1992年底，共历经五年时间。在实施中，七个试验区在蒸汽吞吐阶段都获得经济效益，油汽比均高于0.300。但在蒸汽驱时，除新疆九1－1和辽河曙光1－7－5块试验区获得经济效益，油汽比分别达0.210和0.360外，其它试验区油汽比低于0.200。但无论如何，试验结果表明这些类型油藏蒸汽驱在技术上是可行的，至于经济上是否可行，尚待进一步试验及分析研究。各试验区的经济效益差的原因，有待进一步探讨，还不能断定这几类油藏不适宜蒸汽驱开采。

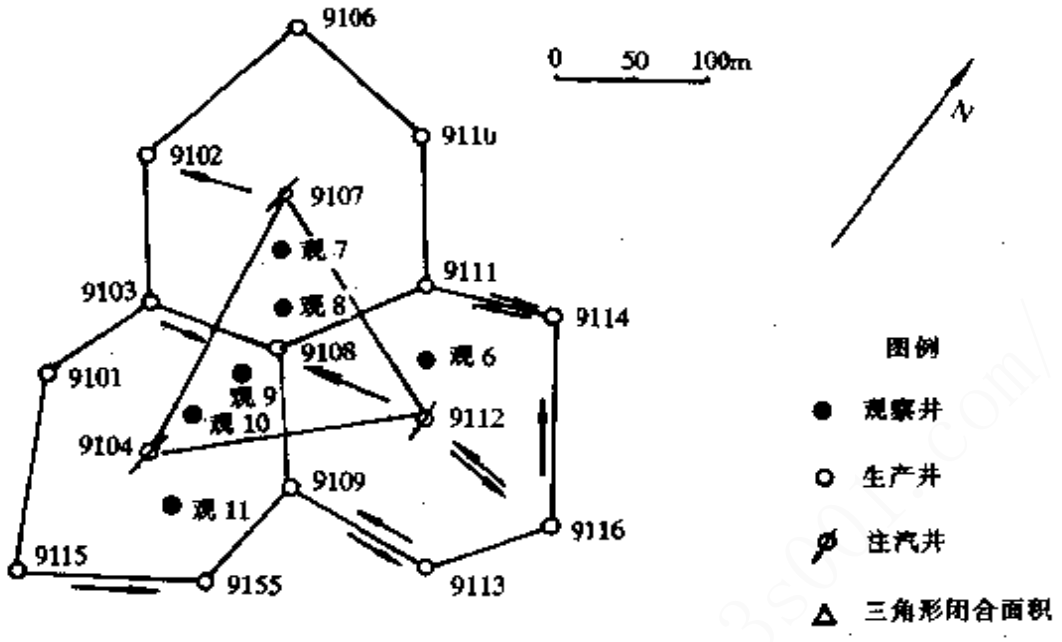


图 5—43 $九_{1-1}$区三井组汽驱先导试验区井网图

表 5—26 我国蒸汽驱先导试验区各项参数

参数	试驱区						
	$九_{1-1}$	$九_{1-2}$	$九_3$	$九_6$	井楼零区	杜 163	曙光 1－7－5
油层深度，m	105	170	230～250	176	358	970～1080	986～1095
油层厚度，m	15	12.7	8.5	10	5.45	17.4	47.96
孔隙度，%	32.7	34	32	32	32.7	21.4	25.6
渗透率，μm^2	4.16	6.17	0.93	2.41	3.05	0.8	0.533～1.0
含油饱和度，%	69.3	70.7	61.0	71.5	65	65	60
油层压力，MPa	2.12	2.12	2.0	1.8	3.53	10.82	10.5
试验区面积，ha	7.8	4.11	17.60	4.6	12.5	18	96
井网	反七点	反九点	反五点	反五点	反五点	反七点	反五点
注采井距，m	100	30×70	100	50	100	100	100
井组数，个	3	4	9	9	4	4	9
采油井数，口	13	21	16	16	9	9	45
净/总厚度比	0.71	0.61	0.51	0.60	0.61	0.37	块状

地信网论坛 BBS.3500L.COM

表 5—27　蒸汽驱开采数据表(至 1992 年底)

试驱数据		试验区						
		九$_{1-1}$	九$_{1-2}$	九$_3$	九$_6$	井楼零区	杜 163	曙光 1－7－5
吞吐阶段	年限	3.2	4.7	3.0	2.3	4.1	5.0	6.0
	平均单井井次	3.1	3.7	4.7	2.9	5.7		3.1
	累积采油量,10^4t	10.9	8.8	7.6	3.2	4.10	11.43	69.72
	油汽比	1.33	0.51	0.40	0.31	0.549	3.94	1.20
	采出程度,%	23.8	34.4	20.3	23.7	28.8	21.36	15.28
蒸汽驱	年限	5.5	2.5	3.0	2.0	1.0	3.1	3.0
	产油量,10^4t	5.84	1.97	2.05	1.79	1.16	7.21	18.23
	含水率,%	78.7	94.1	86.7	90.14	65.1	78.5	79.9
	油汽比	0.212	0.149	0.083	0.121	0.190	0.17	0.26
	注采比	0.97	1.01	1.61	0.79	1.87	1.26	0.77
	采出程度,%	33.6	15.17	8.8	18.70	8.18	13.56	4.04
	备　注	基本结束	基本结束	注入蒸汽大量漏失(停注)	油粘度过大(基本结束)	油层过薄(已结束)	已在进行中	正在进行中

注:曙光 1－7－5 块是逐年投入汽驱的,为便于分析,将 1983—1989 年底划为吞吐阶段,1990—1993 年底为汽驱阶段。

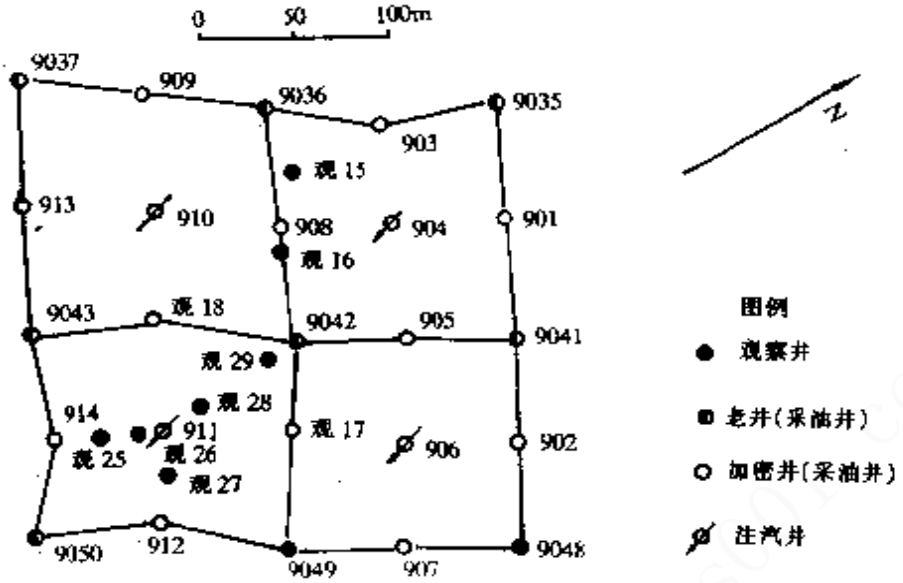


图 5—44　九$_{1-2}$区加密井网汽驱先导试验区井网图

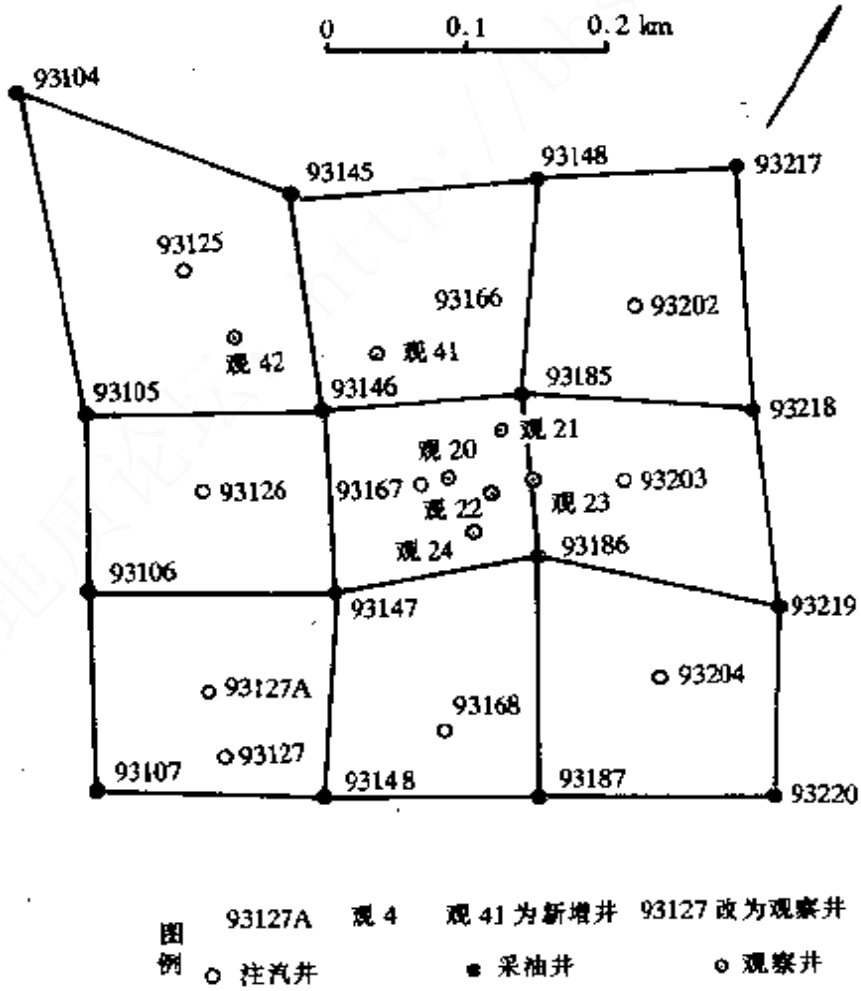


图 5—45　九$_3$ 试验区实测井网图

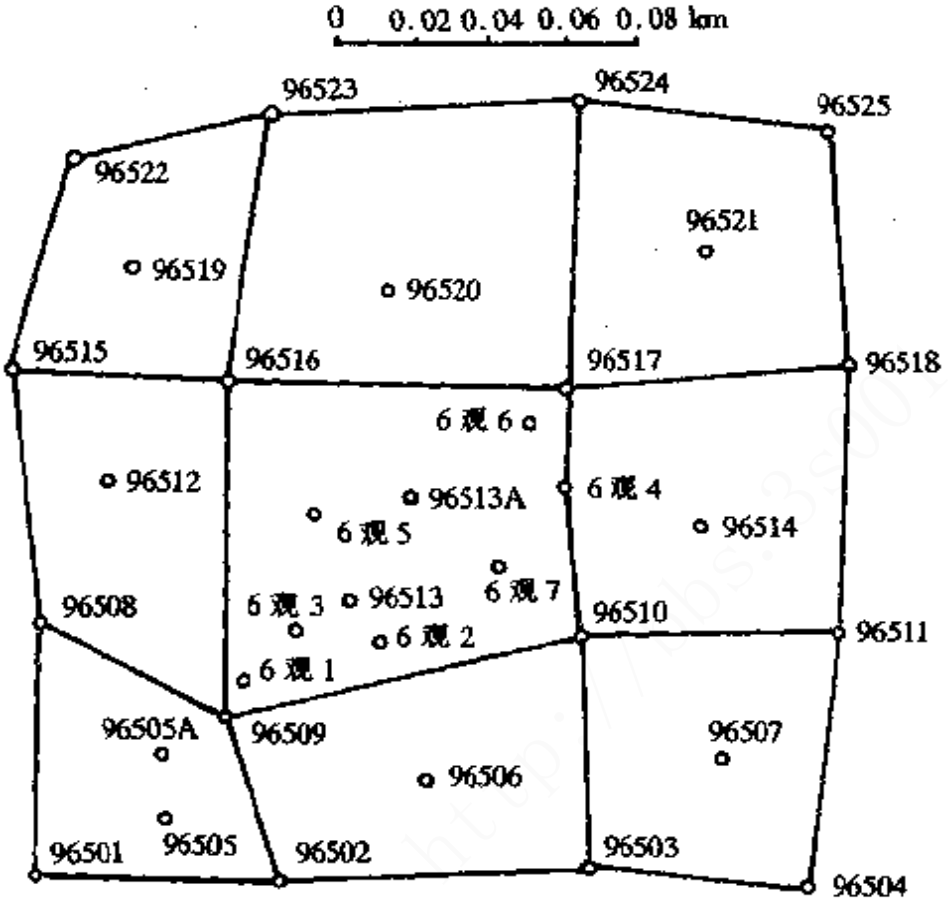


图 5—46 $九_6$ 区蒸汽驱先导试验区实测井位图

(二)国外蒸汽驱先导试验实例

1. 国外蒸汽驱先导试验发展简介

国外蒸汽驱先导试验开始于 50 年代,但蒸汽区技术形成于 60 年代中期,在 70 年代得到较大的发展。最早的两个试验区是 1952 年在美国的 Yorba Linda 油田和 1968 年的克恩河 10 井组试验区。

国外蒸汽驱发展简况见图 5—50。

2. 国外蒸汽驱试验简况

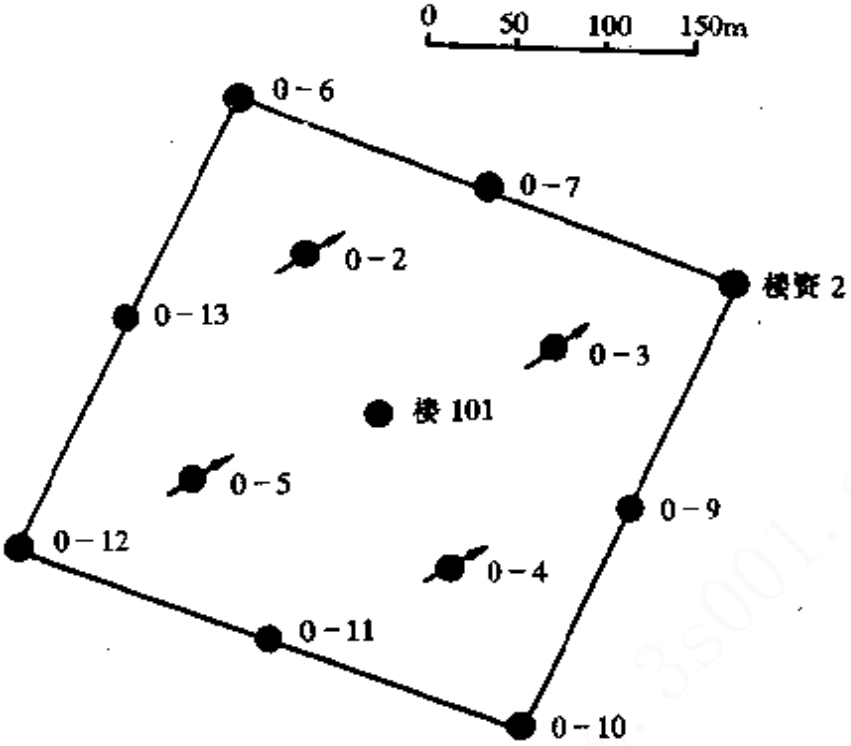


图 5—47　井楼零区先导试驱区井位图

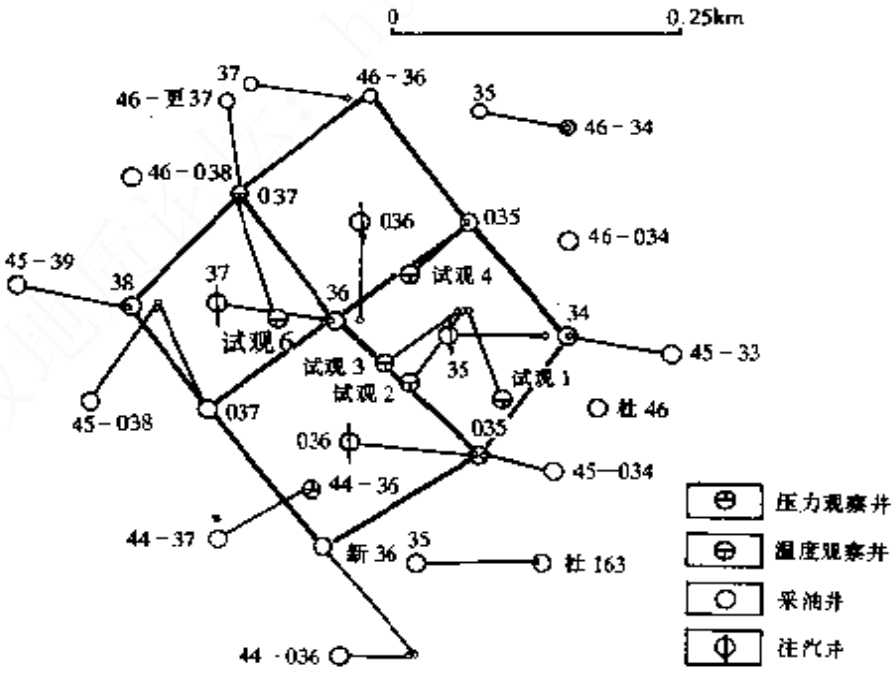


图 5—48　曙一区杜 163 先导试验区开发井位图

1)美国注蒸汽油田原油粘度分类见表 5—28。

2)美国最大的蒸汽驱油田见表 5—29。

3)国外几个著名的蒸汽驱油田所采用的井网及井距见图 5—51。

表 5—28　1989 年底止美国注蒸汽油田原油粘度分类

原油粘度(油层温度) mPa·s	项目数	效果说明	汽驱项目成功率
小于 50	6 个,4.3%	都是蒸汽驱,共 169 口采油井,36 口注汽井。2 个成功,2 个失败,2 个未定	33%
50～1000	36 个,26.0%	7 个吞吐,6 个成功,1 个失败。29 个汽驱,22 个成功,1 个失败,6 个未定	75.9%
>1000～5000	72 个,52.2%	吞吐 12 个,10 个成功,2 个失败。汽驱 60 个,49 个成功,1 个失败,10 个未定	81.6%
>5000～10000	22 个,15.9%	吞吐 1 个,成功。汽驱 21 个,14 个成功,7 个未定	66.7%
>10000～50000	1 个,0.7%	汽驱,Exxon, Midway – sunset,粘度 11000mPa·s,注采井各 100 口,成功。	
>50000～100000	1 个,0.7%	蒸汽吞吐,Texaco, cat Canyon,粘度 100000mPa·s,采油井 12 口,产量 30bbl/d,成功。	

注:资料共 138 个项目(或油藏区块)。

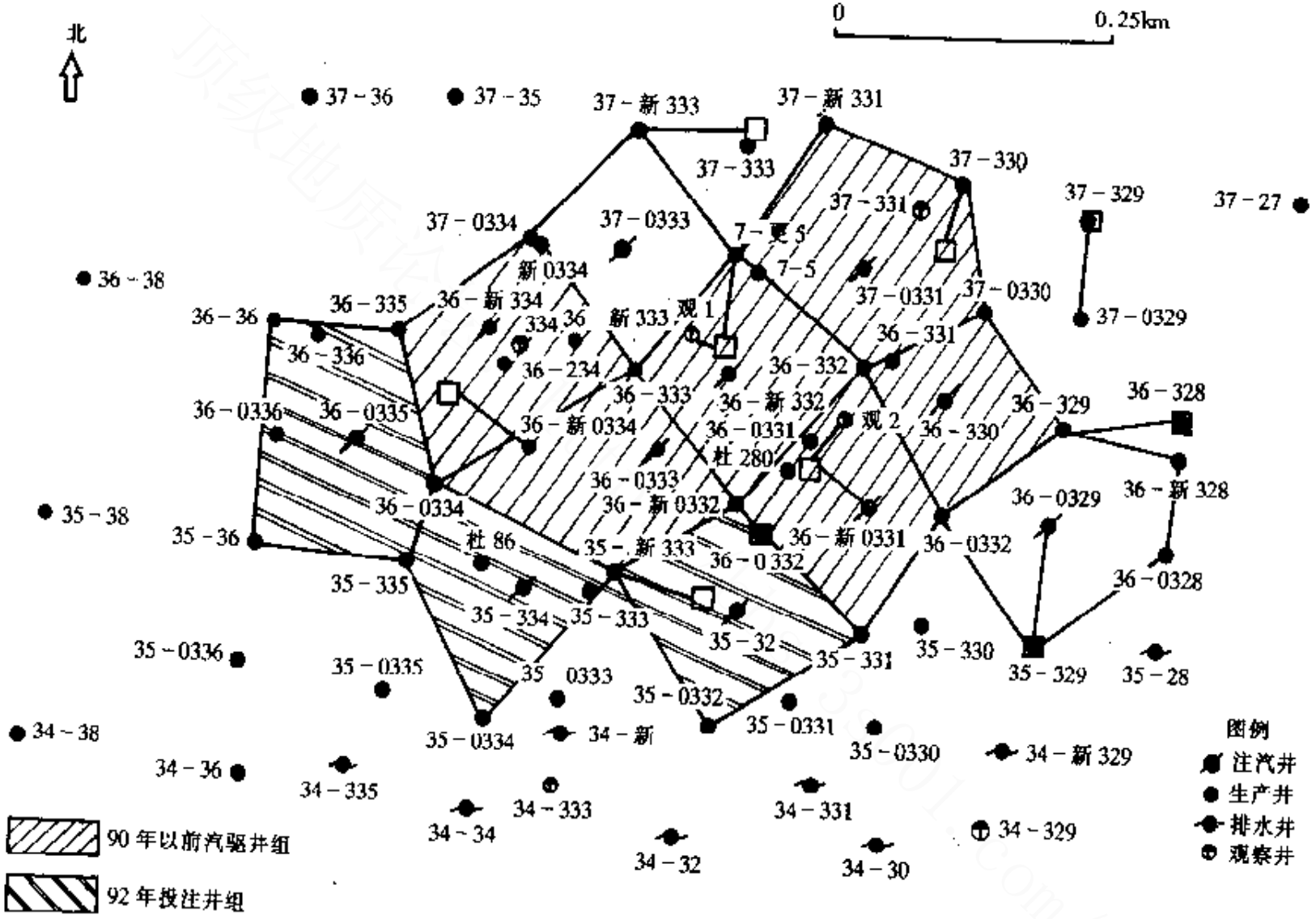


图 5—49　曙 175 大凌河油层开发井位图

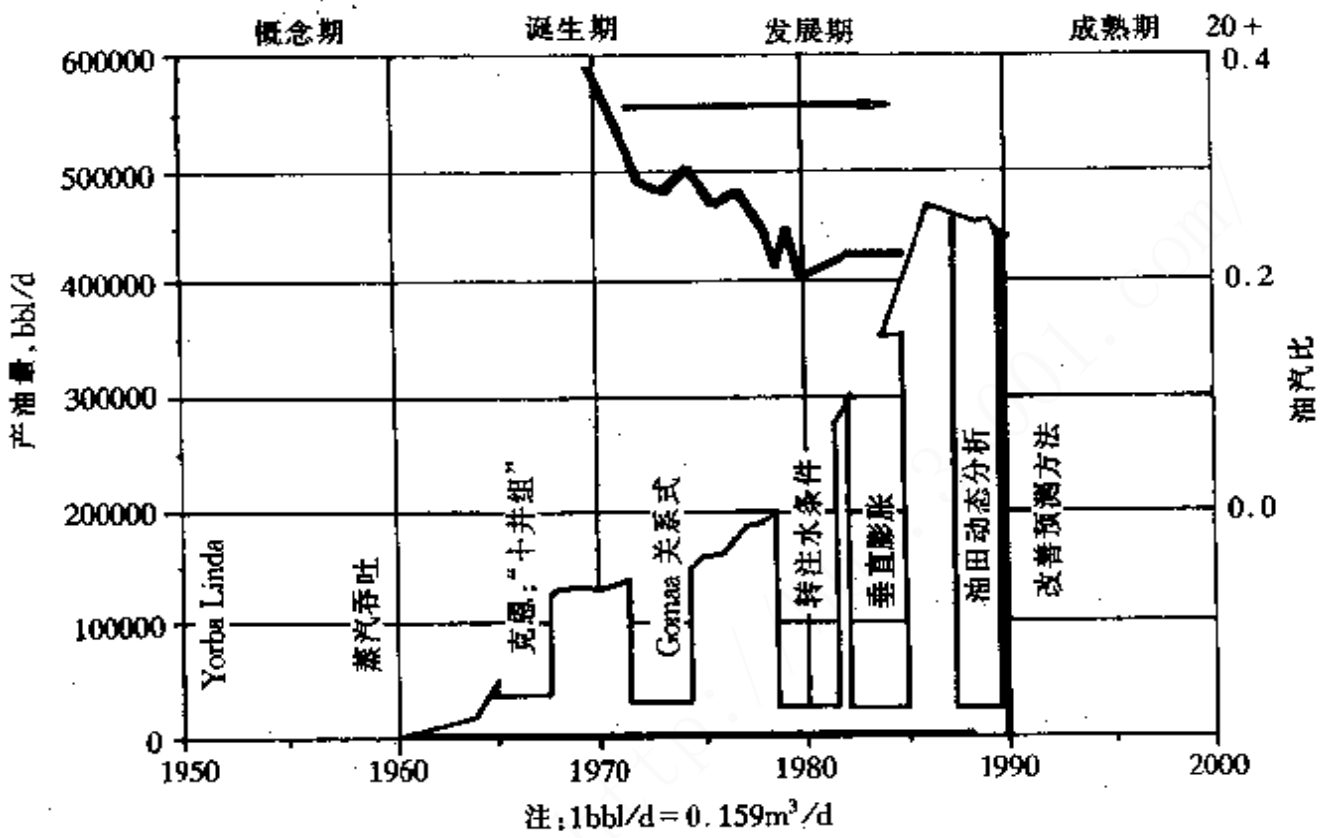


图 5—50　国外蒸汽驱的发展史

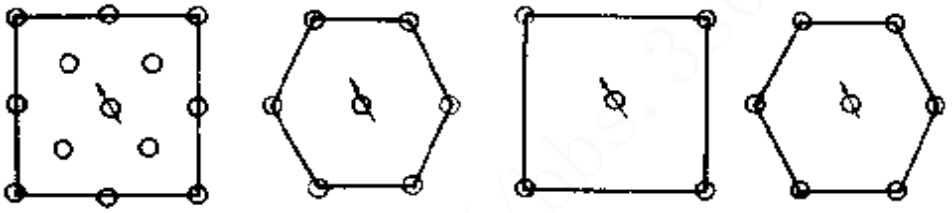
表 5—29　1989 年底美国最大的蒸汽驱油田

公司	油田	原油粘度 mPa·s	油层深度 m	年产水平 $10^4m^3/a$	面积 km^2	采/注井数口
shell	Belridge 1 块	1900	122～427	515	14.11	2982/683
Texaco	Kern River 1 块	4060	305	491	20.51	4324/1642

续表

公司	油田	原油粘度 mPa·s	油层深度 m	年产水平 $10^4m^3/a$	面积 km^2	采/注井数口
Mobil	S. Belridge 2块	1600	305	199	11.56	496/147
Shell	Midway sunset 7块	2700～5000	244～427	149	3.22	1067/89
Oryx	Midway sunset 9块	2300	183～518	148.8	3.23	1320/36
Santafe Energy	Midway 3块	4000～6500	275～397	120	9.30	1700/不详
Shell	Mt, Poso 1块	500	610	86	11.33	253/46
Chevron	Midway sunset 4块	900～10000	427	76.9	不详	337/100
Chevron	West coainga 5块	4000～6000	518	75	3.0	330/143
Shell	Kern River 2块	3000	366	73	2.77	1135/260
Chevron	Cymric 4块	3000～5500	366	56.5	不详	198/102
Shell	Coalinga 4块	100～2000	251～610	50.5	7.26	486/106
总计	产量 $2040\times10^4m^3/a$，面积近 $100km^2$，生产井 14628 口					

油田	SAN ARDO	SAN ARDO	KERN RIVER	KERN RIVER
公司	(德士古)	(美孚)	(Getty)	(Chevron)
层位	(Aurignac)	(Lombardi)	————	————
深度,m	670	548	274	215
厚度,m	30 —45.7	61	18.2	21.3
井网面积,m^2	8.2	4.7	1	2.5
井网类型	反13点	反七点	反五点	反七点



油田	Midway Sunseet	Tia Juana, M6	Jobo	Duri
	(Chervon)	(Maraven)	(Lagoven)	(PT Caltex)
层位	————	————	————	(Pertama - Kedua)
深度,m	396	445	1093	183
井网面积,m^2	1.6	7	6.1	4.7
井网类型	反五点	反七点	反七点	反七点

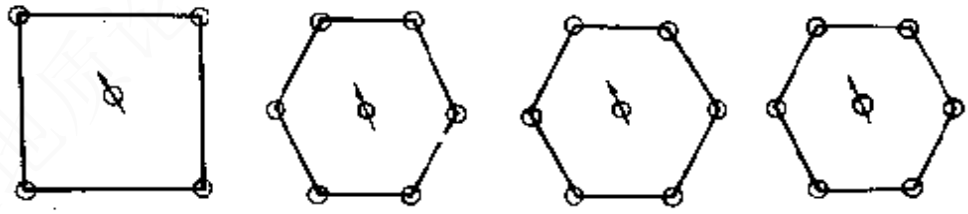


图 5—51　国外几个著名蒸汽驱油田
所采用的井距及井网

地信网论坛 BBS.3500J.COM

第六章　注蒸汽热采油井完井技术

热采油井的完井方法基本上和常规油井相同，但是也有特殊的要求。主要是由于承受注蒸汽高温度引起的问题。在蒸汽吞吐开采阶段，不论是注汽井或生产井，都要进行注蒸汽吞吐采油。虽然注蒸汽时，井筒中必须下入隔热油管及耐热封隔器，以减少井筒热损失并保护套管，但是，往往在封隔器失效、隔热管柱局部损坏或老化等情况下，注蒸汽温度高达 250～350℃，套管温度会高达 250～300℃，受热伸长，超过了压缩应力极限值。当停注汽后，在冷却过程中，套管收缩，引起超过拉应力极限值，这样反复多次，会引起套管损坏。尤其在油层井段部分，直接暴露于高温蒸汽中，更易损坏。套管外的水泥环，在高温下，也极易衰败破碎。

稠油油层一般为疏松砂岩，在注蒸汽加热后，沥青胶质胶结物降粘、流动时油井出砂严重。因此，对于稠油油藏的完井、固井、防砂、射孔，以及套管尺寸、钢级的选择等，都要符合热采要求。总而言之，就是既要争取油井的高产量，又要保护套管延长寿命。

本章阐述了高温下油井套管热应力损坏机理、热采井预应力完井技术、高温水泥固井、油井防砂以及保护套管的其他技术。

一、高温下油井套管热应力损坏机理及套管耐温极限

(一)温度对套管钢材物理性能的影响

注蒸汽作业对油井套管应力产生极大影响，尤其对于深度超过 400m 的油井注蒸汽温度超过 200～350℃，注汽压力达到 1.6～17.0MPa 时，套管钢材的最大拉力强度、屈服强度及弹性膜数都明显降低，膨胀率增加。

Gates，Willhite 及 Holliday 在 60 年代注蒸汽热采技术发展初

地信网论坛 BBS.3500I.COM

期，系统地研究了套管热应力变化及损坏机理。根据报告，四种型号套管的物理性能随温度的变化见图 6—1～6—3 及表 6—1。加拿大最新研制出适合于注 350℃ 高温蒸汽吞吐井的 N－80HO 型套管物理性能随温度的变化见图 6—4。套管的弹性及塑性特性对于注热油井套管的设计及完井技术非常重要。

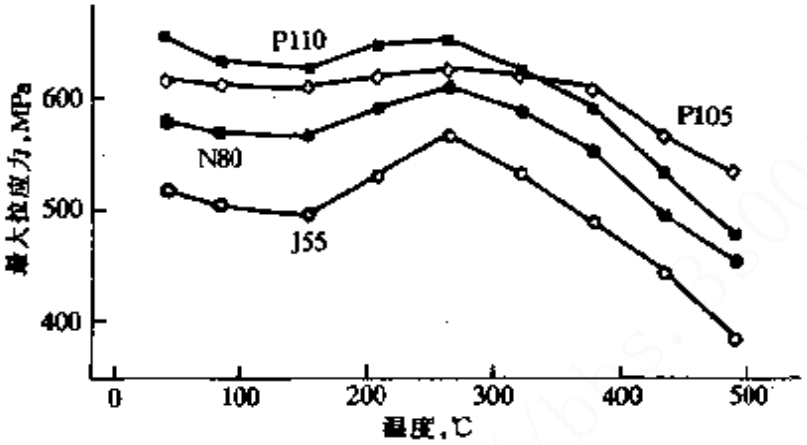


图 6—1　套管最大拉应力随温度的变化

温度，℃最大拉应力，6.89MPa

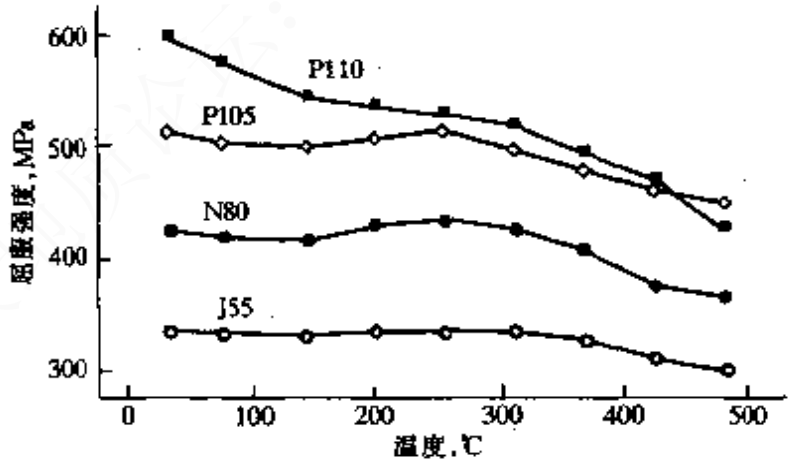


图 6—2　套管屈服强度随温度的变化

表 6—1　各种钢级套管及油管的抗张张度

钢级	制造条件	外径 in	壁厚 mm	抗张试验温度 ℃	抗张强度			
					屈服强度 MPa	最大拉力 MPa	弹性极限 MPa	弹性模量 10^3MPa
J－55	热轧	13⅜	7.95	室温	415.2	755.6	366.5	180.3
				149	390.7	700.3	355.2	172.6
				260	405.1	854.9	294.4	166.6
				371	371.9	689.4	265.5	150.9
				482	311.1	476.2	201.6	168.0
N 80	热轧	13⅜	12.7	室温	586.3	868.4	486.8	195.3
				149	561.1	844.7	418.9	177.8
				260	587.8	934.5	418.9	151.2
				371	520.9	817.4	363.3	114.1
				482	439.0	595.0	285.9	109.9

续表

钢级	制造条件	外径 in	壁厚 mm	抗张试验温度 ℃	抗张强度 屈服强度 MPa	抗张强度 最大拉力 MPa	抗张强度 弹性极限 MPa	抗张强度 弹性模量 10^3MPa
P105	锻钢	10⅞	9.53	室温	747.6	953.9	546.4	193.2
				149	714.7	921.2	514.5	185.5
				260	734.0	973.7	496.7	183.4
				371	671.3	903.7	549.5	176.4
				482	606.5	751.6	416.5	130.9
P110	淬火锻钢	10¾	13.89	室温	901.8	1018.5	841.4	195.3
				149	804.0	973.7	665.0	191.1
				260	770.2	1022.3	607.3	178.5
				371	702.2	872.5	537.6	168.7
				482	549.8	645.0	359.8	134.4

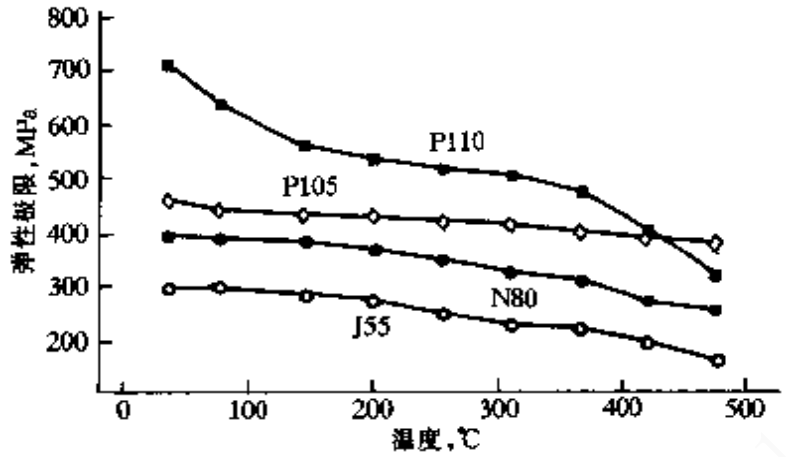


图 6—3　套管弹性极限随温度的变化

温度,℃ 弹性极限,6.89MPa

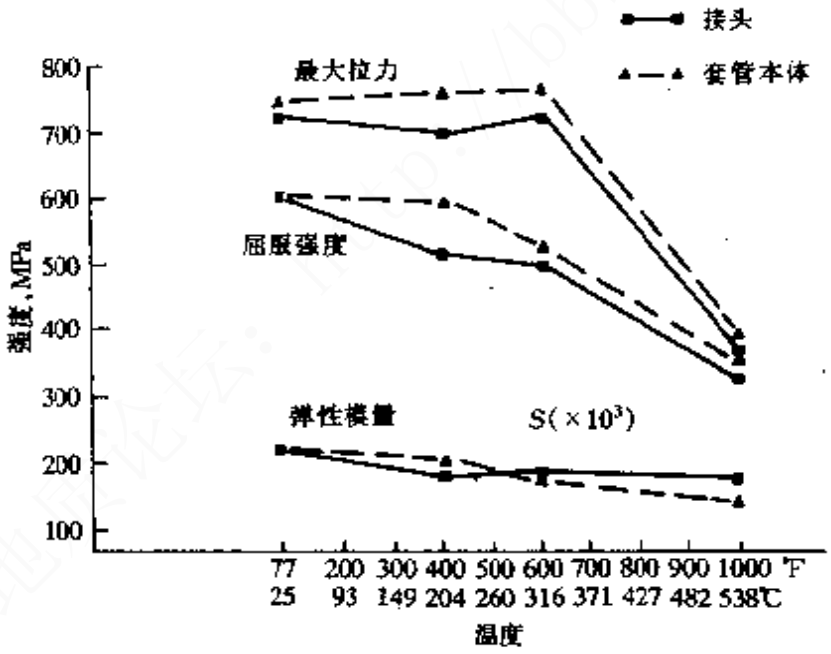


图 6—4　ModN－80HO套管强度随温度的变化

根据 Thomas.Paul C.收集的资料,按 API 标准,各种钢级套管材料的名义最小屈服强度等对比数据汇总于表 6—2 中。

表 6—2　各种钢级套管材料性能对比

对　比　参　数	P－110 淬火锻钢	P－105 锻　钢	N－80 热　轧	J－55 热　轧
1. 名义最小屈服强度,MPa	770	735	560	385
2.353℃时最小屈服强度,MPa	612.2	670.3	510.7	351.1
3.353℃时屈服强度比值	0.795	0.912	0.912	0.912
4. 与P110屈服强度之比(2)÷612.2,MPa	1.000	1.095	0.834	0.574
5.353℃时弹性模数,MPa	0.168×10^6	0.176×10^6	0.119×10^6	0.150×10^6
6. 弹性模数为P110的倍数(5)÷(0.168×10^6)	1.000	1.045	0.705	0.889
7.353℃时热应力阻抗比,(4)÷(6)	1.000	1.048	1.183	0.646

由表 6—1 和 6—2 及图 6—1～6—4 看到,根据虎克定律,在钢管的屈服强度内,拉伸应力与应变比值即弹性模量,应保持为一个常数。而实际上,超过弹性极限后就不为常数,而且弹性极限低于屈服强度。

实际资料表明,J－55 及 N－80 钢级的压缩屈服强度和拉伸屈服强度,在温度低于 353℃内,都不低于 API 标准规定的最小屈服值。因此,可以认为,用来计算套管热应力(压缩应力)时,可以将套管钢材的最小压缩屈服强度值看作是等于 API 标准的最小拉伸屈服强度。

表 6—2 中,热应力阻抗比就是 Y/E(Y——屈服强度,E——弹性模量),其物理意义是,对于两端固定死的钢管,在温度增加时,在一定的温度范围内,热膨胀引起的压缩应力,能为钢管

地信网论坛 BBS.3500L.COM

吸收一部分。热应力阻抗比就代表其相对的吸收能力大小。其值以P－110钢级为1来比较。越大越表明高温下蠕变强度大，不易断裂。

表6—1及2的数据表明，N－80钢级套管的屈服强度、蠕变强度、热应力阻抗比等参数都比较好，推荐注蒸汽热采油井采用此钢级套管，而不要用J－55。对于很深的注汽井，尤其是水平井，建议采用P－110或N－80HO级套管。

(二)套管在高温下的热膨胀

套管在温度升高时要受热伸长，在冷却时，要缩短。套管柱在温度增高时，轴向热膨胀伸长 ΔL 为：

$$\Delta L = \lambda_s L \Delta T_c \qquad (6—1)$$

式中 λ_s —— 套管钢材热膨胀系数，12.42×10^{-6}cm/(cm·℃)；

L —— 套管柱长度，cm；

ΔT_c —— 注蒸汽加热时，套管平均温度 T_{ci} 与完井时套管平均温度之差，℃，即

$$\Delta T_c = T_{ci} - T_{co}$$

套管柱在温度增高时，套管直径的增加量 Δd_c 为：

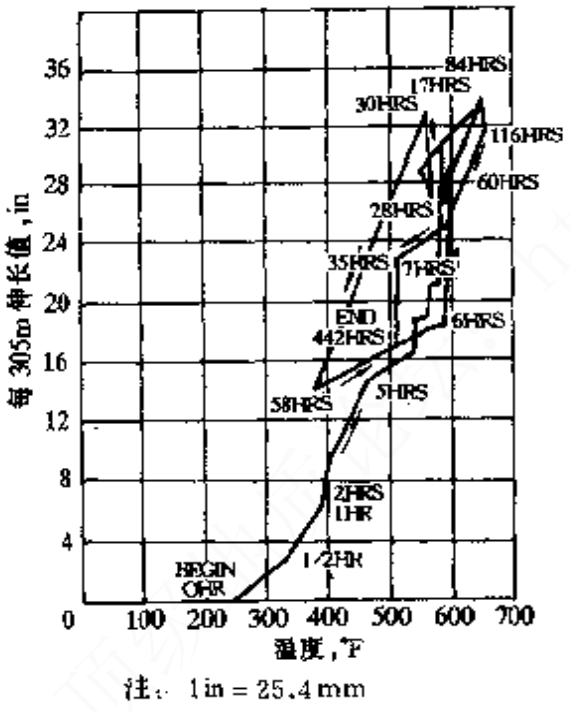
$$\Delta d_c = \lambda_s d_s \Delta T_c \qquad (6—2)$$

式中 d ——套管外径，cm。

在实际油井注蒸汽过程中，套管底端是固定死的，而且下部管外是注水泥固结的。如果上部套管未固井或固井质量差，套管可以自由伸长，则当注蒸汽升温时，井口采油树会向上升起来。

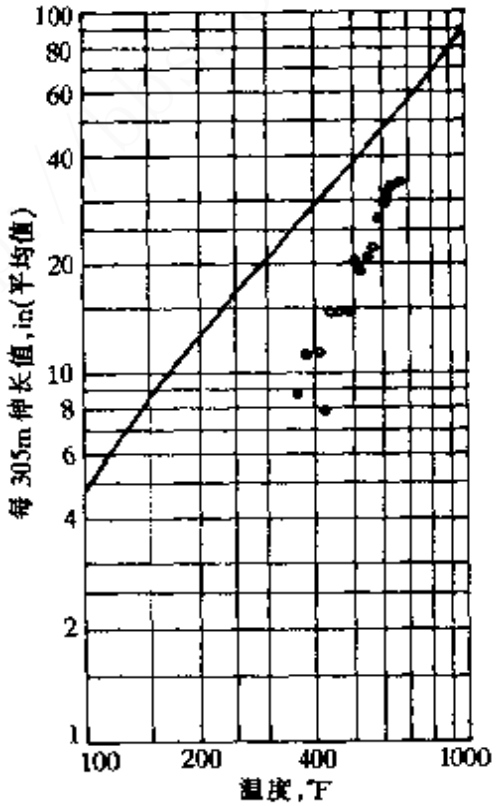
美国Home－Stake Production Co公司曾作过实际试验。专门在油田钻了试验井，试验两段固井方法。在油层部分用P－110

7″套管，长度 127.5m，上部用 J－55 7″套管，下深 458.7m。下部 P－110 套管部分用 40%石英砂水泥浆固井，上部 J－55 套管井段用 85%石英砂水泥浆固井，在套管外表壁涂一层沥青胶质油，使套管与水泥环内不胶结，使这部分套管在高温下可以自由向上滑动伸长。在降温后仍可以缩回去。试图用此方法来抵消受热产生的压缩应力，防止套管损坏。在注蒸汽吞吐时，直接从套管中注入蒸汽。逐渐升温，直到需要的注汽压力。在井口进行套管伸长值测定。测出的套管伸长值与井口套管头温度对应记录曲线如图 6—5 所示。6 口井第 1 次注蒸汽吞吐套管伸长值与井口温度变化见图 6—6。



注：1in = 25.4mm

图 6—5　第 1 次蒸汽吞吐套管伸长值与温度变化记录曲线
(Tin J55 套管)



注：1in = 25.4mm

图 6—6　6 口井第 1 次注蒸汽套管伸长与温度变化(平均数)曲线
(Tin J55 套管)

图 6—5 中，由于温度变化，引起套管伸长值增减变化。图 6—6 中是 6 口井的平均值，实线是理论计算值，点线是实侧值。

由实测值与理论计算值比较，实际套管受高温伸长值，换算为每305m的伸长率，要比理论计算值小，而且开始伸长的温度为121℃。产生这种差别的原因在于受套管柱重量影响、套管与水泥环之间存在摩阻力，以及可能的弯曲度等。

(三)套管高温度下受力分析——损坏的原因

当套管外全固井，即套管外水泥返到地面，而且候凝时井口提起套管自重，使全管柱在自重拉伸状态下，套管柱横向不能移动，套管温度增高时，按照虎克定律，轴向应力 σ_z 与轴向应变 ϵ_z 的关系式为：

$$E_s = \sigma_z/\epsilon_z = \sigma_z/(\Delta L/L) \tag{6—3}$$

由公式(6—1)和(6—3)得：

$$\sigma_z = \lambda_s E_s \Delta T_c \tag{6—4}$$

式中 σ_z——为正值，即轴向压缩应力，负值为轴向拉张应力，MPa；

E_s——套管钢材的弹性模量，MPa。

在套管柱受热伸长，两端固定死，横向受井壁限制不能移动条件下，产生的压缩应力平均值由上式(6—4)算出，也可由以下经验公式计算：

$$\sigma_z = 16.12\Delta T_c \tag{6—5}$$

式中，σ_z 的单位为 kPa，T 为 ℃。

如果套管固井质量不好或水泥未返到地面，注蒸汽加热套管柱后，套管上下两端固定死的情况下，受热膨胀产生的压缩力作用下，套管柱会产生螺旋状弯曲。如图 6—7 所示。当油层射孔段由

于出砂，使局部套管外水泥环破坏时，造成套管在压缩力作用下形成局部弯曲，如图 6—8 所示。

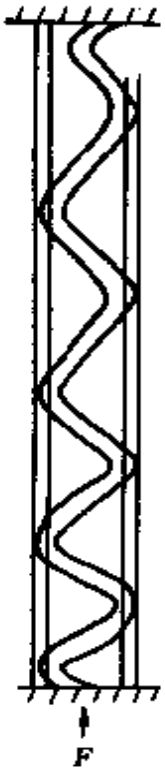


图 6—7　热应力引起套管弯曲

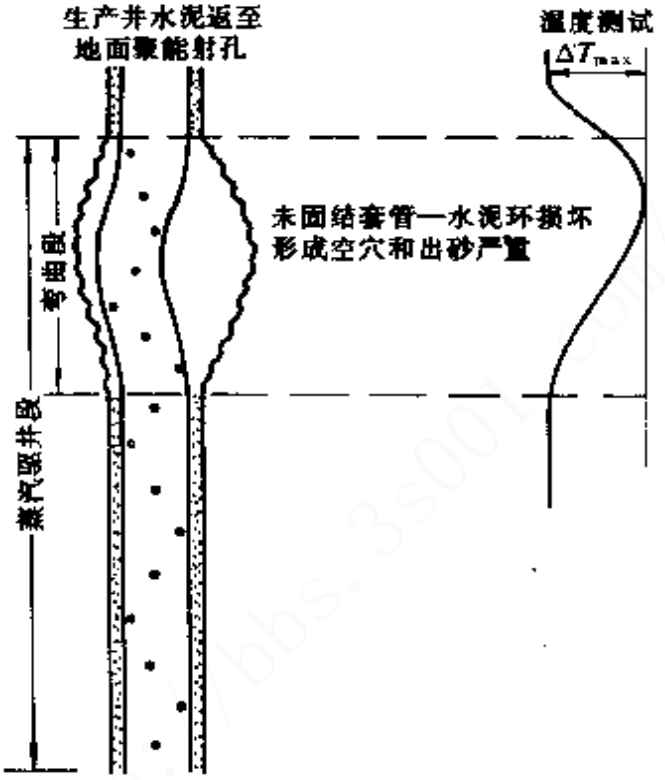


图 6—8　套管局部热应力集中造成损坏

在上述情况下，套管柱产生弯曲，尤其在套管柱下部，压缩力 F 最大，弯曲最严重。在套管截面上的压缩应力分布不均匀，弯曲管壁外层的压缩应力最大。往往在局部压缩应力集中部分，压缩应力超过屈服强度而损坏。

按照经验公式，当套管与井眼之间隙为 25.4mm 时，套管壁截面上平均压缩应力为：

$$\sigma_z = 20.96\Delta T_c \qquad (6—6)$$

式中，σ_z 的单位为 KPa，T 为 ℃。

Willhite 用图（图 6—9）表示注蒸汽井加热和停注汽降温过程中的 7″套管轴向应力与温度的变化。辽河油田采用热采模拟设备，实测 N－80，7″套管长度 50cm，两端固定条件下的升、降温过程中轴向应力变化见图 6—10。

在图 6—9 中，A—B 线是升温过程中热膨胀力产生的轴向压缩应力－温度曲线的弹性部分。B 点代表套管(本体或接头的压缩应力)的屈服点。如果在套管最大温度下的压缩应力不超过 B 点，则当降温时，套管应力将恢复到零点。对应于 B 点的温度以 ΔT_y 表示，即温度达到 ΔT_y 时，热应力达到屈服点。ΔT_y 是由完井时的温度到达套管屈服点所需增加的温度。如果套管升温值不超过 B 点，则套管及接箍不会损坏。

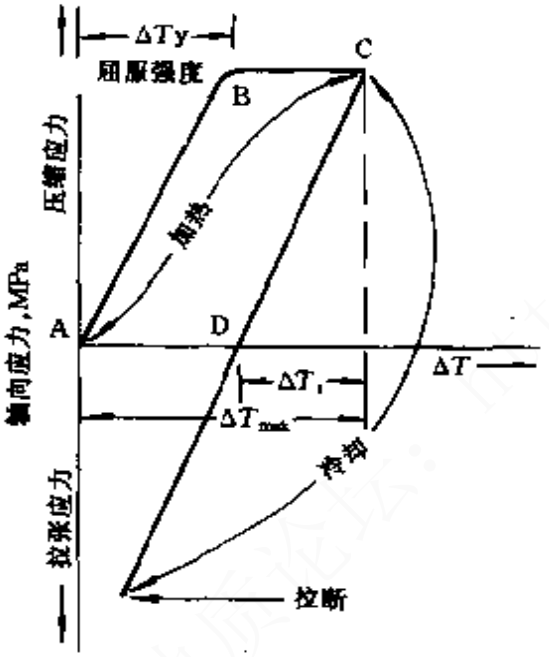


图 6—9　蒸汽吞吐过程中套管应力变化

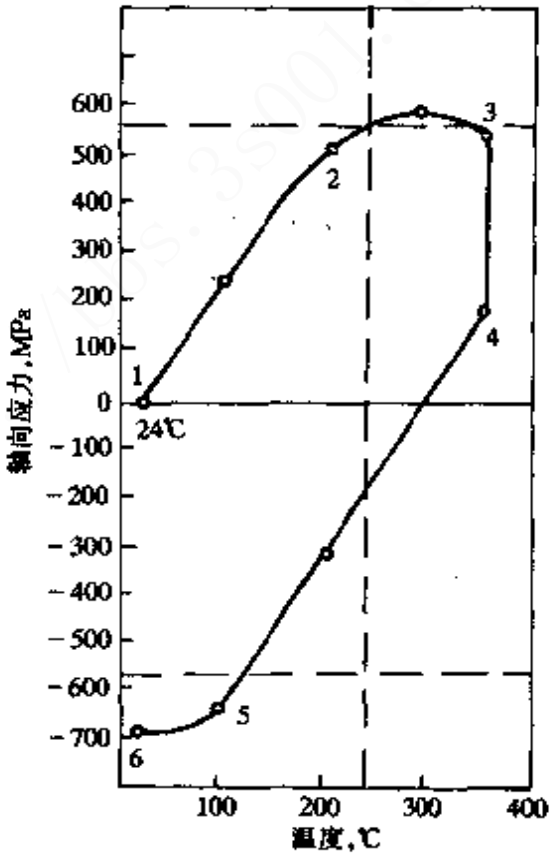


图 6—10　N－80 套管(7″×13.15kg)轴向应力随温度的变化

继续升温，热应力将会超过套管的屈服强度。图 6—9 中出现 B—C 线，因为套管能够吸收一小部分热膨胀力增加的应力，同时大部分超过屈服点的热膨胀力通过套管的永久变形(塑性)而消散。

在冷却过程中，套管表现出弹性特性，即 C—D 线所示。它平

地信网论坛 BBS.3500U.COM

行于 A—B 线。B—C 线是不可复原的。当温度降低到 ΔT_y(= $\Delta T_{max} - \Delta T_t$)时,应力值降到零点。此时,在应力中和点 D,套管温度将比原始温度高 ΔT_y。

这就是套管损坏的根源:加热过程中,超过 B 点后,套管产生永久变形或塑性变形而损坏;冷却过程中,达到中和点以后,冷却收缩力和热膨胀力一样,使套管产生拉张应力,(其计算公式和公式 6—5,6 相近)。当拉张应力超过接箍的断裂强度,接箍就会损坏。同样,在套管弯曲部位或其他造成应力集中地方,拉张应力超过屈服点时会产生破坏。

由图 6—10 看到,N－80 套管在温度达到 204℃时,开始屈服,在点 2 处处于塑性变形。在点 3 处,达到 354℃,应力开始松驰,此时套管接箍的密封性受到严重影响,容易产生刺漏。当冷却后,套管产生极大的拉应力,在失去密封的接箍部位,极易发生脱扣断裂。

国内外大量生产实践经验表明,油井进行蒸汽吞吐作业较蒸汽驱连续注汽损坏套管严重得多,而且多数是在套管接箍处损坏。主要原因是多周期吞吐作业过程中,套管反复加热、冷却,再加热、再冷却,造成钢材反复疲劳损伤。根据对 SAE 4130 标准钢材(相当于 N－80),在接近屈服强度下反复进行拉张及压缩应力的疲劳试验结果表明,API8 圆形螺纹能够承受 20～40 周期性疲劳试验后损坏。由此得出,标准短螺纹接头(STC)能承受 10～20 周期疲劳试验后损坏。长螺纹接头(LTC)的强度要大些。API 梯形螺纹接箍的压缩强度较 8 扣圆形螺纹大些。对于深井,推荐采用加强接箍(BUTT)或 HCS 型,即 Hydril 型接箍。

由以上分析,注蒸汽井套管损坏原因是:

1)注汽加热过程中,套管升温受热膨胀,在井口、井底两端固定情况下,产生的轴向应力为压缩应力,当它超过屈服点时,套管产生永久变形或塑性变形而损坏。在停注汽后降温过程中,套管柱收缩,由压缩应力变为拉张应力,它超过屈服点后,将导致接头丝扣及本体拉断破坏。

地信网论坛 BBS.3500I.COM

2)在蒸汽吞吐采油阶段,多周期注汽,尤其在不正常注汽过程中,注注停停,套管柱热胀冷缩,反复承受压缩—拉张—压缩—拉张,反复多次后,产生疲劳损坏,尤其在接头螺纹处,疲劳断裂。

3)当井眼弯曲,有塌落大洞,固井质量很差,水泥未返到地面情况下,套管柱在热应力下产生弯曲,造成应力集中的薄弱部位发生断裂损坏。

4)老油井套管,由于长期受到腐蚀,各种井下作业损伤,或者管材质量低劣,固井质量差等,更容易在注汽后冷却过程中受到热应力破坏。

(四)套管的允许温度

确定允许温度的因素是:1)套管钢材物理机械性能;2)套管弯曲变形的程度;3)在高压缩负荷下的接头特性。

按公式6—5及6—6的计算,各种钢级套管的允许温度升高值见表6—3,接头允许温度升高值见表6—4。

表6—3中套管弯曲情况是指套管外径与井眼间隙为2.54cm条件下发生的弯曲,如超过此限度,将降低允许温度。均匀载荷是指套管不发生变曲。允许套管承受的实际温度是固井时套管原始温度与允许升温之和。表6—4中套管接头允许升温值也如此。

表6—3 套管最大允许温度升高值

钢级	最小屈服强度 MPa	允许温度升高值	
		弯曲情况下	均匀载荷
J-55	385	114℃	135℃
N-80	560	174℃	204℃
S-95	665	210℃	246℃
P-110	770	217℃	288℃

表 6—4　套管接箍允许温度升高值

钢　级	短螺纹接箍屈服点		长螺纹接箍屈服点	
	均匀压缩	弯曲压裂	均匀压缩	弯曲压缩
J－55	260℃	239℃	278℃	257℃
N－80	－	－	343℃	343℃
S－95	343℃	343℃	343℃	343℃

二、套管预应力完井方法

注蒸汽油井，当注入蒸汽温度超过 200℃时，套管受热膨胀及降温收缩产生的热应力损坏问题是热采工程必须解决的首要问题。采用上部套管滑动完井方法，虽然试验成功，但并未推广。因为在上部地层出水、地层塌陷严重情况下，甚至在多次吞吐作业过程中，套管不可能正常自由滑动。最有效最省钱的方法是预应力套管完井法，已在国内外广泛应用。

(一)方法原理

其原理是在固井过程中，将水泥浆返到地面。在最下部水泥浆中加入速凝剂，使其先凝固，将套管下段固定。或者在套管下端采用套管地锚，将套管下端固定。然后在井口用钻机或液压千斤顶拉起套管，使大部分套管柱在凝固前承受一定的拉张应力，凝固后再松开套管上端。当注蒸汽加热时，套管伸长产生的大部分压缩应力为预拉张应力抵消，继续加热超过中和点后才产生压缩应力。

井口拉伸套管预应力的计算方法如下：

1. 设套管温度升高值为 ΔT_c

按公式 6—4，套管产生的最大热应力 σ_{max}(MPa)：

$$\sigma_{max} = \lambda_s E_s \Delta T_c \qquad (6—7)$$

式中 λ_s——钢材热膨胀系数，取 2.1×10^{-6}m/(m·℃)；

E_s——套管钢材弹性模量，MPa，钻井工程中常用数值见表 6—5，或用表 6—1 中数值；

ΔT_c——注蒸汽温度 T_s 减去原始井筒平均温度 T_o，℃。

表 6—5 不同温度下套管钢材的弹性模量(10^6MPa)

钢级	ΔT_c					
	20℃	200℃	250℃	300℃	350℃	400℃
N－80	0.206	0.166	0.149	0.136	0.118	0.111
P－110	0.206	0.184	0.178	0.173	0.167	0.163

2. 求应施加的套管预应力

提拉预应力套管时，井口轴向预应力不能高于套管允许的屈服强度。

$$\Delta p = \sigma_{max} - AY_s \qquad (6—8)$$

式中 Δp——应施加的套管预应力，MPa；

Y_s——常温下套管钢材最小屈服强度，MPa；

A——套管钢材在高温下屈服强度降低系数，见表 6—6。

表 6—6 不同温度下套管钢材屈服强度降低系数

钢 级	ΔT_c				
	20℃	150℃	250℃	300℃	370℃
N－80	1.0	0.96	0.92	0.90	0.89
P－110	1.0	0.89	0.85	0.81	0.77

3. 求套管在井中的自重(减去浮力)

$$M = \left(qgL - \frac{SL\rho g}{10}\right)/1000 \qquad (6—9)$$

式中 M——套管柱在井中的重力,kN;

q——套管单位长度重量,kg/m;

L——井筒水泥封固段长度,因要求水泥返至地面,即下入套管柱长度,m;

S——套管壁的横截面积,m^2;

ρ——井内流体密度,kg/m^3;

g——重力加速度,9.8m/s^2。

4. 求井口拉力

$$P = \frac{\Delta PS}{100} + M \qquad (6—10)$$

式中 P——井口预拉力,kN

5. 求井口处套管接箍的安全系数

$$n = \frac{G}{P} \qquad (6—11)$$

式中 n——井口安全系数;

G——套管接箍的抗拉强度见表6—7,kN。

6. 求井口套管伸长值

$$\Delta L = \frac{100PL}{SE_s} \qquad (6—12)$$

式中 ΔL——套管伸长值,m。

7. 求预应力套管最大耐温值

表 6—7　API(第 20 版 5C2－1984)套管最小强度特性

外径 mm (in)	钢级	平均重 kg/m	壁厚 mm	内径 mm	最小屈服抗内压力		接头拉伸强度				抗挤强度 kPa	管体屈服强度	
					圆螺纹长扣 kPa	梯形螺纹标准接箍 kPa	圆螺纹长扣		梯形螺纹				
							kN	t	kN	特殊		kN	t
139.70 (5½)	J－55	25.3	7.72	124.3	36680	36680	1098.7	112	1463.5	1414.5	33853	1214.4	123.8
177.80 (7)	N－80	34.23	8.05	161.7	43713	43713	1966.1	200.5	2615.6	2495.5	26407	2366.5	241.3
177.80 (7)	C－95	34.23	8.05	161.7	51918	51918	2246.4	229.1	2829.1	2620	28544	2811.3	286.7
177.80 (7)	P－110	38.69	9.19	159.4	65638	68672	3082.6	314.3	3794.3	3122.7	42954	3692	376.5

$$T_{max} = \frac{\sigma_{max}}{E_s\lambda_s} + T_0 = \frac{\Delta P - AY_s}{E_s\lambda_s} + T_0$$

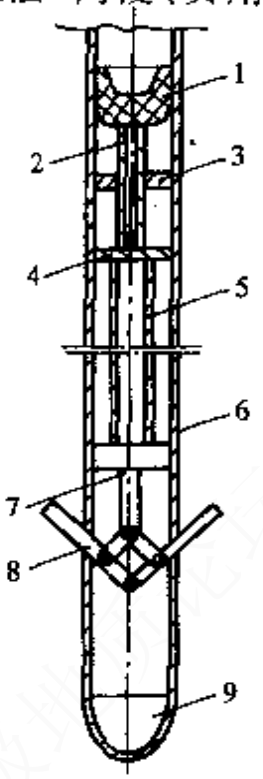
$$= \frac{(P - M) \times 100}{SE_s\lambda_s} - \frac{AY_s}{E_s\lambda_s} + T_0 \qquad (6\text{—}13)$$

式中 T_{max} —— 预应力完井套管能承受的最高温度，℃；

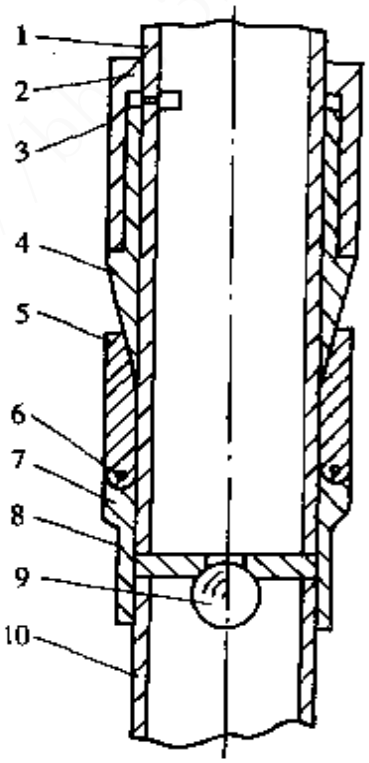
T_0 —— 提预拉力时井内平均温度，℃。

(二)采用一次固井地锚提拉预应力完井方法实例

辽河油田发明的这种方法已在深热采井推广应用，它较老式的“双凝水泥法”简便、实用。套管地锚结构示意图如图 6—11 所示。



(a)



(b)

图 6—11

(a)WA－Ⅰ型卡瓦式套管地锚结构示意图

1—胶塞；2—上顶杆；3—密封套；4—悬挂销钉；5—顶杆；6—锚体；7—连杆组；8—撑爪；9—引鞋

(b)WA－Ⅱ型空心式套管地锚结构示意图

1—中心管；2—缸套；3—丝堵；4—活塞；5—撑爪；6—销钉；7—固定环；8—尼龙球；9—短套管

地信网论坛 BBS.3500J.COM

在下套管作业中，将套管地锚接在套管柱的下部下到预定深度。按常规固井注水泥后，憋适当压力，使胶塞5推动承压塞9，剪断悬挂销钉11，向下推力使撑爪嵌入井壁地层中，并自动锚牢。接着用钻机提升系统提拉套管预应力到设计值，用环形铁板将套管头坐在表层套管上。

据辽河油田钻井二公司的“预应力完井”报告，辽河套管地锚的允许拉力可达1000kN，即102tf，完全满足深井预应力施工要求。

实例：某井深度1090m，7″N－80套管下深1083.69m，锚位1083m，阻位1071.69m，钻井液密度1.10g/cm^3，水泥浆密度1.89g/cm^{3}锚位井经ϕ275mm，碰压15MPa，顶压15MPa，上提预应力684.5kN，套管柱碰压后悬重107kN，理论计算地锚受拉力500kN，实测套管头上升118.5cm，理论计算套管拉伸长89.7cm，按注汽温度340℃计算，套管受热伸长61.6cm。预应力伸长值超过受热伸长值45%，能满足注汽350℃要求。

(三)“双凝水泥法”提拉预应力完井方法实例

此方法是在预应力井段用缓凝水泥，平衡拉力的下部套管用速凝水泥。当速凝水泥已净凝而缓凝水泥尚未初凝时拔起套管提拉预应力。

据报告，新疆克拉玛依浅层稠油区采用此方法很成功。经过2500余块水泥试件的试验，筛选出注汽井的速凝及缓凝水泥配方及物性如下：

速凝水泥配方(重量比)：45°(75°)油井水泥70%，石英粉30%，水50%，氯化钙2%。石英粉是用油井压裂砂磨制的。其成分：石英86%、长石8%、杂质6%。粒度：>90目占4%，90～120目10%，120～150目76%，<150目10%。水泥浆相对密度约1.80。水泥浆的物性见表6—8。

表 6—8　速凝水泥浆物性

相对密度	流动度 cm	常温常压下凝固时间（时:分）			20℃时与套管启动粘结力 kPa			
		初　凝	终　凝	净　凝	5 h	6 h	7 h	8 h
1.80～1.85	26～22	2:45 －2:00	1:45 －4:00	4:30 －6:00	21～43	57～64	85～92	200～245

缓凝水泥配方（重量比）：45（或 75°）油井水泥 70%、石英粉 30%、水 50%、铁铬盐 0.2%。水泥浆的物性见表 6—9。

表 6—9　缓凝水泥浆物性

水泥型号	相对密度	流动度 cm	常温常压下凝固时间（时:分）			20℃时与套管启动粘结力 kPa		
			初　凝	终　凝	净　凝	5 h	6 h	7 h
45° 油井水泥	1.79	26	12:20	6:00	18:20	0.43	0.60	0.97
	1.80	25	12:30	6.45	19:15	0.60	0.70	1.00
	1.84	24	12:40	8:40	21:20	1.00	1.20	11.60
	1.86	17	9:20	7:20	16:40	1.10	1.30	1.70
75° 油井水泥	1.79	25	14:35	11:15	25:50	0.81	1.00	1.40
	1.87	24	12:30	12:00	24:30	1.80	2.00	2.40
	1.90	17	10:40	10:00	20:40	2.14	3.50	5.14
	1.93	10	8:30	5:00	13:30	2.29	4.15	6.00

由上表看到，速凝水泥净凝时间最长 6 小时，而缓凝水泥初凝时间多在 10 小时以上，有约 6 小时时间可用来拔套管。

实例 2：9040 井采用 N－80 7″×8.05 套管，加石英砂水泥固井。油层深 167～228m，设计预应力井段 200m，耐温达 350℃。

设计计算参数：常温下 $E_s = 2.1 \times 10^6 kg/cm^3$，350℃ 时，$E_s = 1.2 \times 10^6 kg/cm^2$，$A = 0.72$，$G = 181t$，缓凝与速凝水泥在拔套管

时与套管的粘结力分别为 $q_1 = 0.014kg/cm^2$，$q_2 = 0.80kg/cm^2$。计算结果：最大热应力 $\sigma_{max} = 4846kg/cm^2$，应拔预应力 $\Delta p = 818kg/cm^2$，套管自重 $M = 5.3t$，拔套管时缓凝水泥与套管间磨擦力 $f = 15.6t$，井口拉力 $p = 56t$，拔套管时最小速凝水泥井段 $h_2 = 8m$，井口伸长 $\Delta L = 10.02cm$，套管最大耐温 350℃，井口接箍安全系数 $n = 3.2$。

施工数据见表 6—10。

表 6—10　9040 井施工基本数据(施工日期:85 年 8 月 9 日)

井身结构					完井液相对密度	油层井段 m
表层套管	油层套管		完钻井深 m	扶正器数 个		
10¾″×50	长螺纹 N80×7″×8.05		281.7	10	1.3	167～228

缓凝水泥					速凝水泥					拔前候凝 h	井下温度 ℃
水泥型号	井段 m	总注入量 m^3	其中附加 m^3	平均相对密度	水泥型号	井段 m	总注入量 m^3	其中附加 m^3	平均相对密度		
75°加砂	井口～228	12	1.5	1.82	75°加砂	228～281.7	3	0	2.1	6～6.5	15

井口拉力,kN	200	250	300	350	400	450	550
套管伸长,cm	2	3	4	5	6	7	9

实测接箍位移												
	井深 m	5.37	25.37	45.37	65.37	85.37	105.37	125.37	145.37	165.37	185.37	205.37
	位移 cm	8.0	7.4	7.0	4.0	4.0	3.0	3.0	1.2	0.4	0.2	0

注：表中缓凝水泥及速凝水泥井段是设计井段。

由电测实测接箍位移结果看到，井底 205m 处套管没有移动，预应力完井是成功的。由实测井口拉力与伸长值关系曲线（图 6—12）得出其关系式为：

$$\Delta L = (0.200p - 2.0)/100 \qquad (6—14)$$

实践经验说明，这种方法简易、实用，有推广价值，而且早在 60—70 年代，美国加州已推广应用。

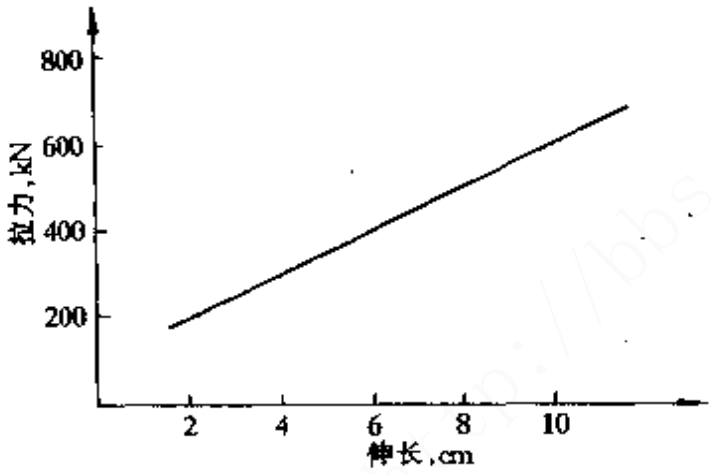


图 6—12　9040 井井口实测拉力与伸长值曲线

三、耐高温水泥固井技术

注蒸汽井除了选择优质套管和采取预应力套管完井方法外，对于固井质量及固井水泥的要求是很重要的。

（一）注蒸汽井固井引起的问题

注蒸汽井在高温下套管产生热应力，同时，水泥环也随着温度升高产生压缩应力，随着温度下降产生拉张应力。由于套管与管外水泥环的温度不相同，前者高，后者低，套管的热膨胀较水泥环大，因此套管与水泥环，水泥环与地层间的粘结强度要求尽可能高，否则粘结破坏后，将引起地层水窜流，套管滑动伸长，招致套管

地信网论坛 BBS.3500J.COM

弯曲、错动而损坏。

水泥环在高温下产生的问题还有：水泥的强度衰减、渗透率增加、水泥与套管的粘结强度降低。特别是当套管外壁有腐蚀氧化层，井眼泥饼太厚，套管壁与水泥环之间渗入水，渗入水受热汽化或膨胀时，这些将严重破坏粘结强度，造成套管与水泥环之间松动和水泥环裂开破碎。

此外，如果固井质量不好，水泥未充满管外间隙，未冲洗掉局部钻井液，水泥浆不均匀等，更加剧了水泥环的破坏，导致套管损坏。

(二)水泥的热特性要求

注蒸汽井的固井水泥要求具有良好的热物理特性，即高温下有较高的压缩强度、拉张强度、与钢管的粘结强度、很低的渗透率及导热系数等。

国外及国内的室内实验表明，一般纯油井水泥在超过 110℃的高温下，它的压缩强度大大降低，而渗透率却增加很多。例如压缩强度为 28MPa 的水泥，在高温条件下 30 天后，降低为 2.1MPa。一种纯油井水泥，在常温下压缩强度为 29.75MPa，渗透率为 $0.04\times10^{-3}\mu m^2$。在 204℃温度下，经过 7 天后，它的压缩强度降低到 3.85MPa，渗透率增加到 $10.6\times10^{-3}\mu m^2$。有些情况下，高温下水泥环的渗透率大于地层的渗透率。

国内外都采用水泥中加入石英粉来改善水泥的热稳定性。大量实验表明，加入 30%～40%的石英粉(按水泥重量计)最好。

美国 Hallibuton 公司的实验数据见表 6—11。

API A 级或 G 级水泥加入 30%～60%的石英粉，配制成密度为 1.824～1.92g/cm³ 的水泥浆，它具有很好的压缩强度和粘结强度，在 238℃及以上温度时有较好的热稳定性，而且比纯水泥价格贵不了多少。

波次兰水泥(Pozzolan)具有较好的耐热稳定性，但它的压缩强度增加稍慢。用 50%的波次兰水泥与 50%的 G 级水泥混合，加入 30%～50%(重量比)的石英粉，加入或不加 2%胶质，配制成密

地信网论坛 BBS.3500J.COM

度为1.60～1.82g/cm³的水泥浆，使其粘结强度增加，可以耐温到304℃。

表6—11 水泥的压缩强度

石英粉 %	胶 质 %	珍珠岩 m³/袋	38℃		204℃	
			8 h MPa	1 d MPa	1 d MPa	7 d MPa
API G级水泥						
30	0	0	4.12	17.65	34.40	46.48
40	0	0	2.32	10.43	34.23	45.50
30	0	0.028	2.22	6.48	27.41	24.96
30	2	0.028	1.62	4.97	21.53	13.93
40	0	0.028	2.50	5.43	26.78	21.91
40	2	0.028	1.44	2.80	17.92	13.34
30	0	0.057	0.85	2.94	15.02	9.91
30	2	0.057	0.42	2.28	11.17	10.36
40	0	0.057	1.02	2.63	12.95	14.18
40	2	0.057	0.21	1.86	10.08	8.54
30	0	0.085	0.42	1.89	7.56	8.54
30	2	0.085	0.14	1.26	5.88	6.16
50%G级水泥+50%Pozzolan水泥						
30	0	0	0.81	6.83	28.35	28.70
30	2	0	0.70	3.36	20.48	22.96
40	0	0	0.96	4.69	27.51	26.95
40	2	0	0.67	3.22	10.54	20.62
铝酸钙水泥						
40	0	0	0.5	6.76	6.30	4.38

地信网论坛 BBS.3500J.COM

在水泥及石英粉中加入膨胀性珍珠岩的目的是降低水泥浆的密度，可降到 1.41～1.66g/cm^3，同时可降低导热系数，使水泥环有较好的隔热性，减少井筒热损失。一般配方是每袋水泥加入 0.057m^3 珍珠岩。加珍珠岩的水泥环导热系数是 0.70～1.04W/(m·K)，不加时为 1.38～1.56W/(m·K)。加珍珠岩的水泥，主要缺点是起始压缩强度较低，在注蒸汽加热前，其压缩强度不超过 2.8MPa，在注水泥 36 小时后甚至低到仅 0.7MPa。但当加热到 204℃ 时，同样配方，压缩强度达到 8.4MPa 以上。加珍珠岩的配方，耐热温度可达到 238℃。

加入胶质的目的是控制珍珠岩粉不产生分离，增强水泥浆悬浮性能，并降低其粘度。

铝酸钙水泥加 30%～50%的石英粉，其导热系数要比 API 级水泥大一倍，而压缩强度和粘结强度不如前两种。

在水泥中加入氯化钠，按加入水的 10%的重量直到饱和程度，可以大大增强水泥和套管的粘结强度，而且使水泥的线热膨胀系数增加到 0.17%。

美国 Halliburton 公司实验室对 API A 级及 G 级水泥加 40%石英粉的水泥石进行了热膨胀系数、弹性模数、导热系数、散热系数等热特性测定。

API A 级水泥加 40%石英粉，在 38℃，60℃及 82℃时的线膨胀系数分别为 12.42×10^{-6}，12.60×10^{-6}及 15.84×10^{-6}m/(m·℃)。G 级水泥加 40%石英粉，也相近，计算时取热膨胀系数为 10.80×10^{-6}m/(m·℃)。套管钢材的热膨胀系数一般为 12.06×10^{-6}m/(m·℃)。由此可见，加入 40%石英粉的水泥环和套管的热膨胀系数很接近。

API G 级水泥加 40%石英粉的水泥浆，在 11.2MPa，160℃下候凝三天的弹性模数为 5.6×10^3MPa。

套管外如果仅有水泥环，而没有围岩支撑，室内实验和计算表明，高温下，套管的径向热膨胀会引起水泥环径向及纵向上的破碎，当用同样的样品，在水泥环外用钢管支撑，以模拟围岩，则水泥

环在高温下不会破坏。由此看出，注蒸汽井在完井固井前，去掉井眼中的钻井液，使水泥与井眼围岩和套管接触良好是很重要的措施。

在注水泥浆前，先注入加化学剂的预冲洗液，冲掉井壁上的泥饼，并使套管外壁表面具有亲水特性，可以提高水泥与套管、水泥与井壁岩层的粘结强度，使高温下水泥环不致破坏。

水泥中加入石英粉，可以改善其耐热性能，但是加入石英粉的颗粒大小在不同温度下对水泥环的强度及渗透性有很大影响。根据道乌尔化学分公司的资料，在普遍水泥，波次兰水泥（硅酸盐水泥）中加入 35% 的石英粉，其颗粒平均为 3.2μm，可以耐高温到 325℃，较粗的石英粉，耐温较低。当石英颗粒小于 40μm，与浓盐水接触，可以耐温 232℃。当石英粉颗粒大于 40μm，则要变质。API G 级水泥中加入 40% 石英粉，0.4% 的缓凝剂，45% 的水，水泥浆密度为 1.92g/cm^3。当石英粉的颗粒大小不同时，水泥的压缩强度和渗透率也随着变化，而且不同温度也不一样，见图 6—13。

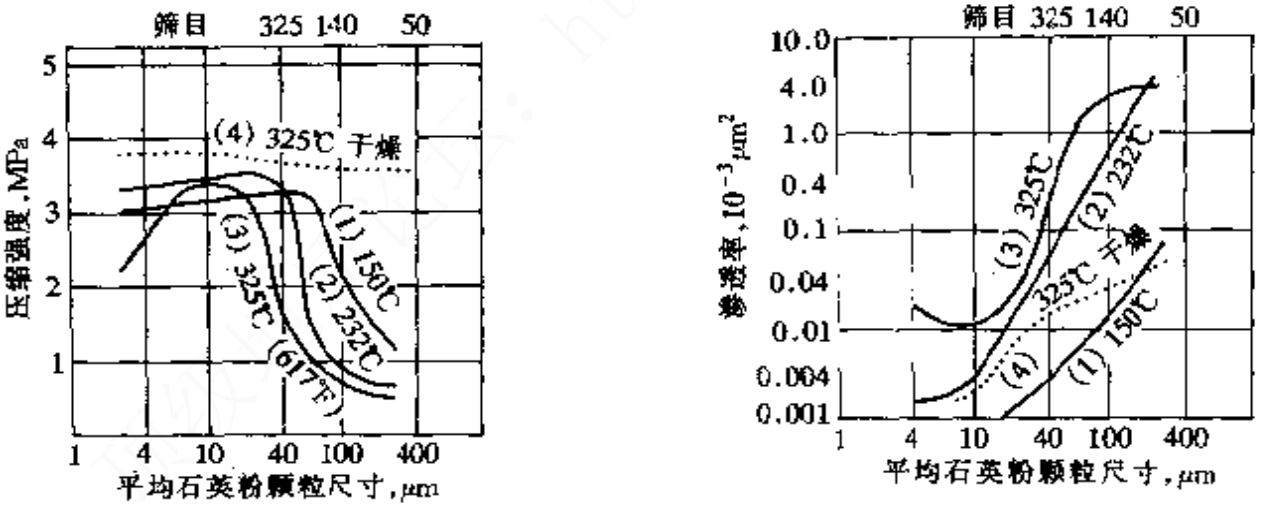


图 6—13　石英粉颗粒大小对 API G 级水泥在不同温度下的强度和渗透率的影响

关于注蒸汽井固井水泥的技术标准问题，国内外还没有统一的规定。只能根据注蒸汽井的技术条件，如井深、注入压力及温度、准备采取的井筒隔热方法及采用的套管等级等综合起来确定。

地信网论坛 BBS.3500J.COM

严格来讲，注蒸汽井都应按先蒸汽吞吐，后进行蒸汽驱，即长期注蒸汽的要求考虑，而且应按两套办法保护套管考虑，即既使采取有效的井筒隔热技术，也要使套管能在井筒隔热技术失效情况下经受住高温的考验。

因此，固井水泥配方需要按在300～350℃高温下，抗压强度、抗张强度和粘结强度不明显衰减，渗透率很低（不超过$0.1\times10^{-3}\mu m^2$），导热系数较低等要求试验确定。强调指出的是，选用水泥本身的质量及石英粉的纯度与粉粒大小是关键因素。

（三）美国常用于注蒸汽井的固井水泥

一般采用两种水泥，如表6—11所列。第一种是API G级水泥，每袋中加入0.028～0.085m^3膨胀珍珠岩，加入30%～40%石英粉，及2%凝胶。第二种是波次兰水泥与G级水泥按各半比例混合，或者按2∶1比例混合。加入30%～40%石英粉，加入2%的凝胶或者不加。按50∶50比例的波次兰水泥中加入30%石英粉，可以耐温到304℃，超过此温度抗压强度大减。而第一种G级水泥加入40%的石英粉，耐温到238℃。由此看出，波次兰水泥耐温比G级水泥高。波次兰水泥初期粘结力比G级水泥低，但随着候凝时间延续，最终的粘结强度都一样高。

据Hallibuton公司的报告，API A级或G级水泥加入30%～60%石英粉；0.028～0.057m^3波次兰水泥加入API A级或G级0.028m^3，再加入30%～50%石英粉及0～2%搬土（按波次兰水泥重）；API A级或G级水泥加入0.028～0.085m^3膨胀珍珠岩粉，30%～40%石英粉及0～2%膨润土。这些配方的水泥可用于温度高达371℃的油井。

（四）新疆克拉玛依稠油区用于注蒸汽井的固井水泥

经过大量的实验得出结果，采用45°油井水泥或75°油井水泥，掺入30%石英粉，即水泥70%、石英粉30%、水50%、氯化钙2%（重量比）能满足该地区浅层稠油热采油井要求。根据新疆石油管理局耐温加砂油井水泥室内试验及现场应用技术总结（1985.9）报告，不同掺入石英粉量的水泥石物性见表6—12，13及

图 6—14,15,16。

表 6—12　45°及 75°油井水泥石物性

水泥牌号	石英粉掺量 %	加热温度 ℃	抗压强度（常压） MPa	抗折强度（常压） (MPa)	备　注
45° 油井水泥	0	300	21.9	2.45	表面龟裂
	10	300	24.7	2.58	
	25	300	28.7	4.54	
	30	300	30.6	4.82	
	40	300	22.5	4.13	
75°油井水泥（高密度）	0	300	12.13	2.38	表面龟裂
	30	300	19.15	3.61	

表 6—13　45°及 75°油井水泥石与钢管的粘结力

水泥牌号	石英粉掺量 %	水泥石与钢管粘结强度，MPa					备注
		常　温	100℃	150℃	200℃	250℃	
45° 油井水泥	0	1.35	1.09	0.08	0		← 200℃英寸自行脱落
	10	1.42	1.21	0.41	0.22	0.03	
	25	1.95	1.68	0.44	0.17	0.14	
	30	2.15	1.87	0.51	0.28	0.19	
	40	1.98	1.73	1.36	0.25	0.18	
75° 油井水泥	0	1.46	1.42	0.13	0.013		← 250℃英寸自行脱落
	30	1.72	1.21	0.38	0.15	0.10	

注：备注仅指石英粉掺量为 0% 的水泥石。

由表及图看到，掺入石英粉的水泥，在高温下的强度及与钢管的粘结力远比不掺石英粉的要高，后者在高温下发生龟裂，与钢管脱离，而且掺入 30% 石英粉最佳。

按油层温度 20℃ 条件下，两种水泥加入 30% 石英粉，养护 48 小时后，在高温下加热 24 小时，冷却后的性能试验结果见表 6—14 及 15。这两种水泥已推广应用。

地信网论坛 BBS.3S001.COM

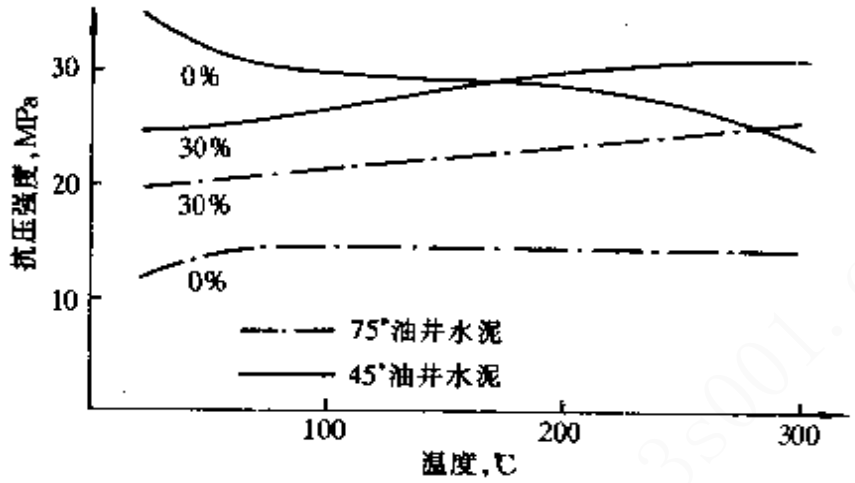


图 6—14　高温下水泥石的抗压强度(20±5℃常压养护)

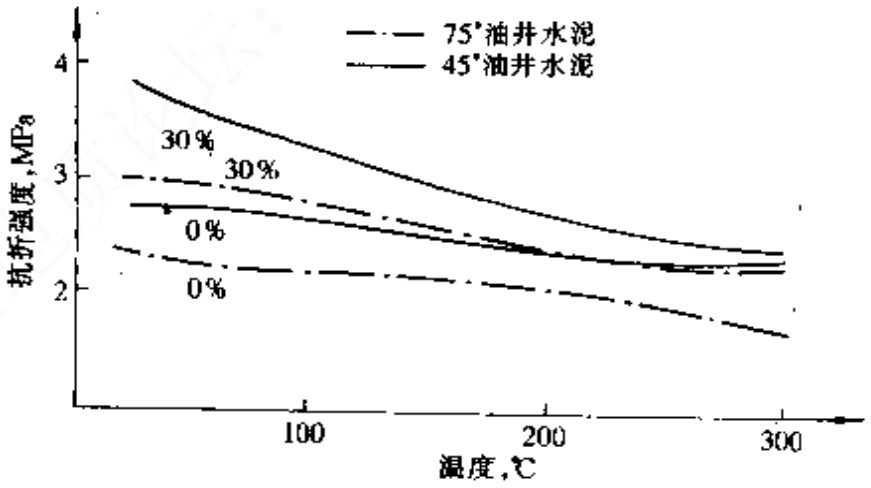


图 6—15　高温下水泥石的抗折强度(20±5℃常压养护)

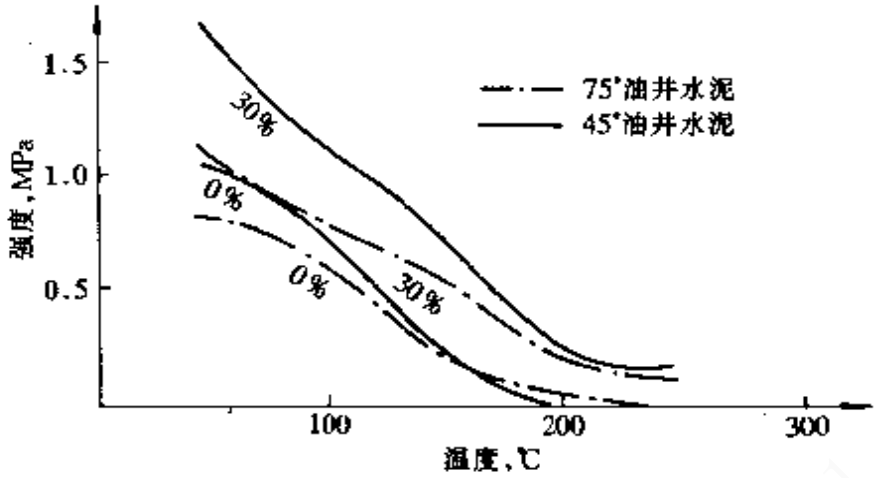


图 6—16　高温下水泥石与钢管
粘结强度(20±5℃ 常压养护)

表 6—14　油井水泥石加温后物性变化

水泥牌号	石英粉掺量 %	养护温度 ℃	常温 MPa		100℃ MPa		200℃ MPa		300℃ MPa		渗透率 300℃ $10^{-3}\mu m^2$
			抗压	抗折	抗压	抗折	抗压	抗折	抗压	抗折	
45° 油井水泥	0	20±5	34.5	2.77	29.7	2.65	28.9	2.42	23.0	2.35	13～14
	30	20±5	24.09	3.87	27.35	3.31	29.15	2.73	30.6	2.48	1.1～0.87
75°油井水泥(高比重)	0	20±5	11.66	2.36	14.7	2.20	14.1	2.05	13.83	1.75	8～10
	30	20±5	19.3	3.01	20.2	2.82	22.46	2.41	24.5	2.29	0.85～0.96

表 6—15　油井水泥石加温后与钢管的粘结力

水泥牌号	石英粉掺量 %	养护温度	水泥石与钢管的粘结力(常压)MPa					备注
			常温	100℃	150℃	200℃	250℃	
45°油井水泥	0	20±5	1.05	0.74	0.18	0		200℃时自行分离
	30	20±5	1.68	1.13	0.75	0.24	0.17	
75°油井水泥(高比重)	0	20±5	0.84	0.60	0.21	0.03		250℃时自行分离
	30	20±5	1.12	0.84	0.51	0.22	0.16	

地信网论坛 BBS.3500J.COM

(五)应用于辽河稠油区深井的耐热水泥

针对油井深度大(800～1700m)、注汽温度高(330～350℃)的特点,辽河稠油区试验了各种耐热固井水泥。现举周福元报告的部分资料说明采用75°矿渣油井水泥加入30%石英粉的耐高温性能。

经过大量实验,筛选出75°矿渣水泥加入30%石英粉的耐高温性能最好。又经过井筒模拟实验。实验模型是7″与5″套管之间注入水泥,井筒中用电加热器为热源,水泥环内壁温度最高达350～390℃,外壁温度控制在200～220℃。共加热两周期,每周期加热10天,自然冷却后,解剖模型。测定水泥环的抗压强度、抗折强度、剪切连接强度及气相渗透率等,其结果见表6—16。实验结果表明,纯75°矿渣水泥,在高温下已变酥,无法取样。而加入30%石英粉的水泥,也出现裂缝,但能取出试块,其强度仍然较高,渗透率低。

对于注汽温度高达350℃的深井,耐热固井水泥的性能是不容忽视的重要问题。

(六)用于低压力稠油热采井的高温低密度固井水泥

为适应深层稠油油藏在蒸汽吞吐开采过程中油层压力降低情况下,需要钻补充井、加密井的要求,总公司工程技术研究所试制成功耐高温低密度水泥。据吕光明、穆在栋的报告,采用漂珠作为水泥减轻剂及高温稳定剂是成功的。它是从粉煤灰中漂选出来的轻质材料,具有质轻、空心、密闭、粒细、壁薄、活性等特点,水分不易进入珠中,因此只要用少量水就可制出高强度低密度水泥浆。如用膨胀珍珠岩,水分容易进入其空腔,将增加水泥浆密度及稠度。部分试验结果见表6—17。

由表6—17看到,当漂珠掺入量为40%,石英粉为20%时,经3天养护后水泥石强度最高。

由实验结果看出,G级或75°水泥采用40%漂珠、20%～30%石英粉,配制成的高温低密度水泥浆,其性能能够达到以下指标:

水泥浆密度:1.30～1.40g/cm^3

地信网论坛 BBS.3500U.COM

表 6—16　耐热水泥井筒模型试验数据

项　目		75°矿渣油井水泥		75°矿渣油井水泥添加 30%石英粉	
		常　温 常压候凝	常　温 加压 5MPa 候　凝	常　温 常压候凝	常　温 加压 5MPa 候　凝
抗折强度 MPa	1	水泥石酥无法取样	水泥石酥 无法取样	5.8	3.5
	2			4.67	4.6
	3			4.89	3
	平均			5.35	4
抗压强度 MPa	1		6.22	13.35	10.25
	2		6.36	9.7	10.95
	3		3.58	7.95	13.89
	平均		6.23	11.53	12.41
剪切连接强度 MPa	1	2.24	1.464	3.82	3.35
	2	1.054	0.723	2.78	3.105
	3	2.17	2.530	3.07	2.17
	平均	2.205	1.997	3.47	3.23
气相渗透率，$10^{-3}\mu m^2$		30	7	14	2

注：试验条件：水灰比 50%，pH=7，水泥环内壁最高温度 350～390℃。

表 6—17　低密度耐温水泥配比及强度

锦西 75° 水　泥	漂珠掺量 （占水泥重） %	石英粉 （占水泥重） %	水灰比	水泥浆密度 g/cm^3	270℃，15MPa 养护 3d，抗压 强度，MPa
100	40	40	0.945	1.360	10.0
100	40	30	0.892	1.358	10.3

续表

锦西 75° 水　泥	漂珠掺量 （占水泥重） %	石英粉 （占水泥重） %	水灰比	水泥浆密度 g/cm³	270℃，15MPa 养护 3d，抗压 强度，MPa
100	40	20	0.840	1.355	11.2
100	40	10	0.788	1.330	6.3
100	40	0	0.735	1.310	3.5

注：水泥浆均在常压 50℃下养护 7 天后，在 270℃，15MPa 条件下养护。

50℃，15MPa 下抗压强度：1 天＞3.5MPa；2 天＞5.0MPa

270℃，15MPa 下抗压强度：3 天＞11.0MPa

40℃，15MPa 下稠化时间：90～120min

40℃，7MPa 下 30 分钟失水量：＜250cm³

用这种低密度水泥浆，于 1990 年在高升油田深度 1550～1700m 的三口井中固井施工成功，水泥均返至地面，声幅测井固井质量均合格。

此外，加拿大 Petro－Ganada 公司在注蒸汽热采井采用低密度水泥浆，密度为 1.40g/cm³。其配比是 G 级水泥 50%，微球 25%，石英粉 25%。

（七）用于低压力稠油热采井的泡沫水泥

为了将水泥浆的密度降低到 1.0g/cm³ 以下，而又保持高温下的强度及粘结力，以防止注水泥浆时漏失污染油层，有效的方法是将空气或氮气混合于水泥浆中，形成泡沫水泥。据加拿大 shell Canada Resources Ltd 公司的报告，当 G 级水泥中加入 50% 的气体（井底压力温度下）形成泡沫水泥，其密度为 0.951g/cm³，压缩强度为 3.94MPa，剪切固结强度为 0.67MPa。加入气体增加，密度还可降低。国内也进行过试验，有应用前景。

地信网论坛 BBS.3S001.COM

四、油层污染对产量的影响

油层污染是指井眼附近受入井液浸入，近井地带油层的渗透率较远井地带降低，增加渗流阻力，导致产量降低。

钻井、完井、射孔、井下作业过程中，完井液、压井液、洗井液、尤其是加石英粉的水泥浆密度大(1.75～1.85g/cm^3)，要求上返于地面时的水泥浆液柱压力远高于油层压力，造成这些入井液浸入近井地带，极易造成严重的堵塞。

和轻质油油藏相比，稠油油层突出的特点是，当受钻井液、水泥浆等固相颗粒堵塞孔隙孔道时，为沥青胶质原油粘附，即使浸入深度小，也很难解堵。国内某油田曾试验过酸化、压裂、解堵剂等方法，解堵效果很差。因此，对稠油井，从钻井过程到采油过程，要强调防止油层污染。一旦造成污染，处理困难，产能损失大。

(一)油井近井地带受污染产量损失计算公式

$$Q = \frac{535Kh(p_f - p_w - p_d)}{\mu b\left(\ln\frac{R}{r_w} + S\right)}$$

$$S = S_d + S_p + S_f \qquad (6—15)$$

式中 Q —— 油井产量，m^3/d；

S —— 近井地带总阻力(表皮系数)；

S_d —— 钻井、完井污染阻力系数；

S_p —— 射孔污染阻力系数；

S_f —— 射孔孔密孔深阻力系数；

p_f —— 油层压力，MPa；

p_w —— 井底流动压力，MPa；

p_d —— 启动压力，MPa，由现场试验确定；

K —— 油层渗透率，μm^2；

h —— 油层厚度，m；

μ —— 油层原油粘度，mPa·s；

b —— 原油体积系数；

R —— 油藏供油半径，m；

r_w —— 井眼半径，m。

上式中 S_d 可由下式求出：

$$S_d = \left(\frac{K}{K_d} - 1\right)\ln\frac{r_d}{r_c} \qquad (6—16)$$

式中 r_d—— 污染带半径，(= 井眼半径 r_c + 污染深度 d)，m；

K_d—— 污染带渗透率，μm^2；

K—— 油层原始渗透率，μm^2。

对于 S_p，S_f 的计算，由有关文献中的图表或公式求出。

(二)产量损失计算实例

1. 钻井、完井过程中有油层污染，不考虑射孔孔密影响及射孔污染，油层污染深度对油井产量的影响实例

设油层厚度 $h = 20m$，油层渗透率 $K = 500\times10^{-3}\mu m^2$，$R = 150m$，7″套管，$\gamma_w = 0.12m$，$\mu = 50mPa\cdot s$，生产压差($p_f - p_w$，$p_d = 0$)$\Delta p = 5MPa$，① 污染带渗透率 $K_d = 20\times10^{-3}\mu m^3$；② $K_d = 5\times10^{-3}\mu m^2$。按公式(6—15)的计算结果，用图6—17示之。由图中曲线看出，油层污染造成的产量损失极大，而且污染深度仅 10～30cm 就可造成产量急剧地降低。

2. 钻井、完井过程中有油层污染，不考虑射孔孔密及射孔污染影响，油井产量损失程度实例

设 $K = 1000\times10^{-3}\mu m^2$，$h = 20m$，$\mu = 200mPa\cdot s$，生产压差 $\Delta p = 9MPa$，启动压差 2.0MPa。求 $r_d = 30cm$，$K_d = 50\times10^{-3}\mu m^2$，$b = 1.08$，7″套管，油井产量损失多少。

按公式(6—15 及 16)。

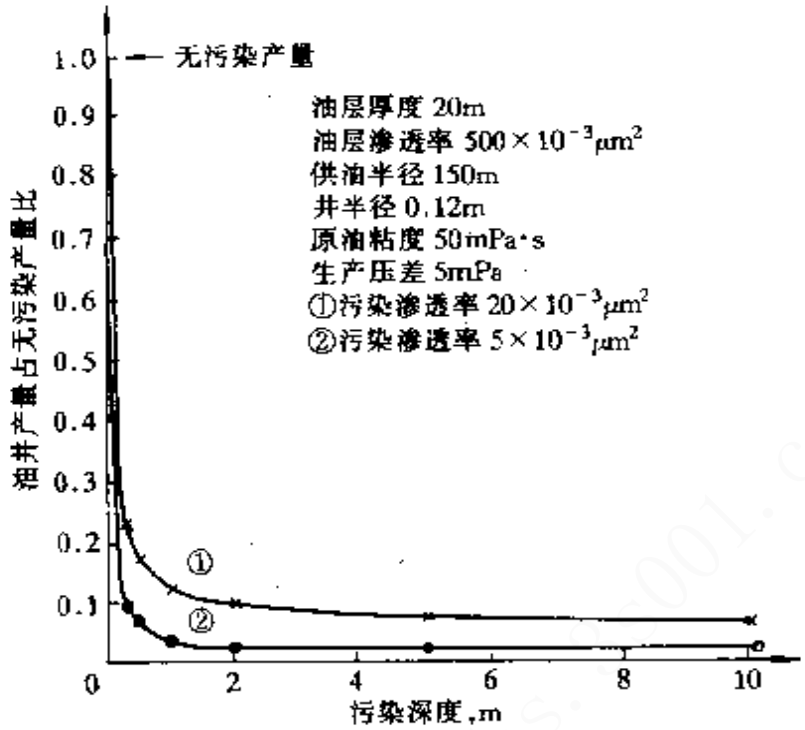


图 6—17　油层污染深度对油井产量的影响

油层无污染时(即 $S = 0$)的油井产量

$$Q = \frac{535 \times 1 \times 20(9-2)}{200 \times 1.08 \ln \frac{100}{0.12}} = 51.6\text{m}^3/\text{d}$$

受污染后，

$$S_d = \left(\frac{1000}{50} - 1\right) \ln \frac{(0.30 + 0.12)}{0.12} = 23.8$$

产量

$$Q' = \frac{535 \times 1 \times 20(9-2)}{200 \times 1.08\left(\ln \frac{100}{0.12} + 23.8\right)} = 11.4\text{m}^3/\text{d}$$

地信网论坛 BBS.3500J.COM

因此，污染后产量仅占无污染产量的22%。

3. 无钻井污染，有射孔污染，孔眼周围污染深度不同时对油井产量的影响

根据J.A.Klotz等人的研究，此种影响，见图6—18所示。图中油井产量比是指有污染存在的油井产量与无污染产量之比值。K_3是射孔污染区的渗透率下降至原始值的百分比，即污染率。由图看到，当射孔深度为8in(20.3cm)，孔眼周围污染厚度为0.5in(1.3cm)时，射孔污染率 $K_3=\frac{50}{1000}=0.05$，油井产量将降为无污染产量的45%(设油层渗透率为 $1000\times10^{-3}\mu m^2$，孔眼处油层

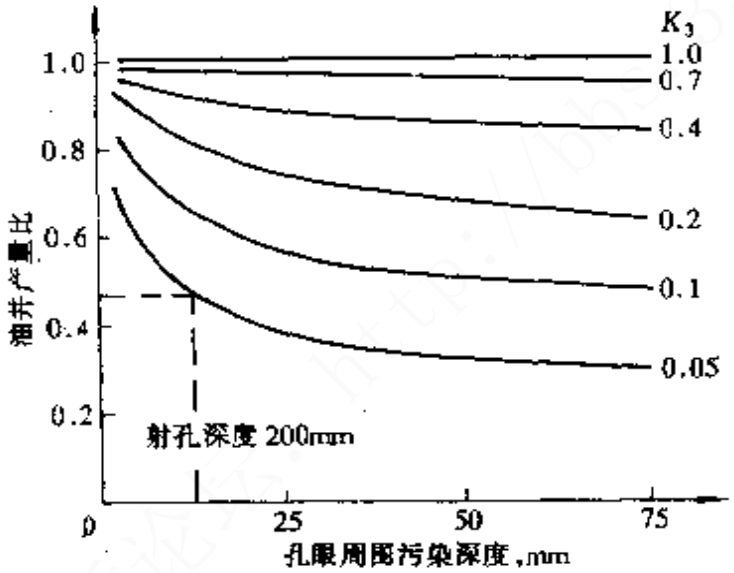


图6—18 无钻井污染孔眼处污染深度对油井产量的影响

渗透率降为 $50\times10^{-3}\mu m^2$)。

4. 钻井污染及射孔污染都存在时，对油井产量的影响

按J.A.Klotz等人的模拟计算结果，当射孔污染程度为中等(污染率 $K_3=0.2$)，不同程度钻井污染(K_2)的油井产量比见图6—19所示。当射孔污染程度很严重($K_3=0.05$)，不同程度钻井污染(K_2)的油井产量比见图6—20所示。由图看到，双重污染造成的产量损失更严重。

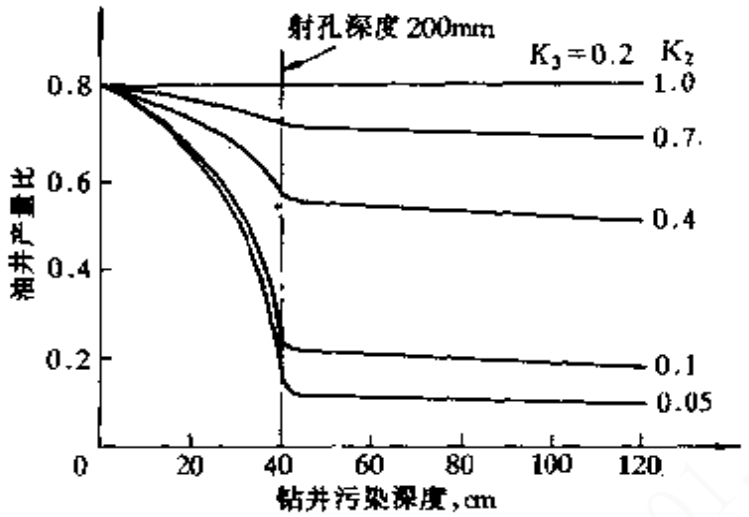


图 6—19　射孔污染深度中等不同程度钻井污染的油井产量比

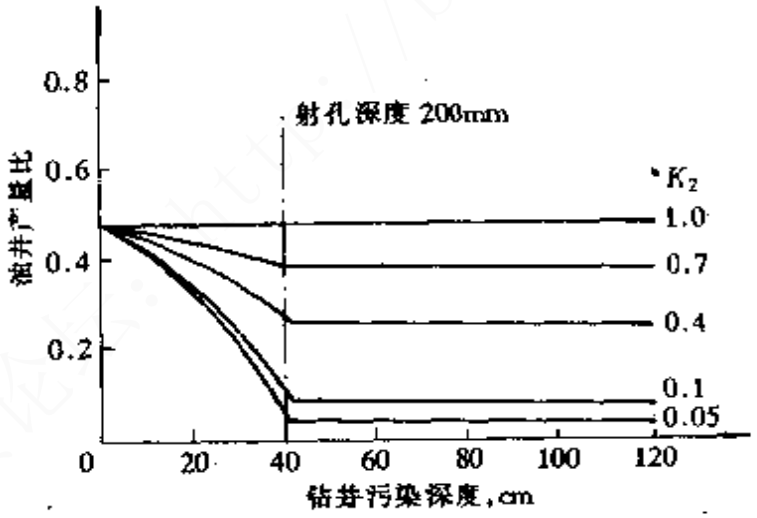


图 6—20　射孔污染程度严重不同钻井污染程度的油井产量比

5. 钻井污染存在与否及射孔孔密不同时对油井产量的影响

据 J.A.Klotz 等人的模拟计算结果，当无钻井污染时，不同孔密及孔眼污染程度（K_3）的油井产量比见图 6—21。当有中等程度钻井污染（$K_2=0.4$）及通常射孔污染程度（$K_3=0.2$）时的油井产量比见图 6—22。由此可见，当增加孔密及射孔深度时，能够在很大程度上消除污染对油井产量的影响。

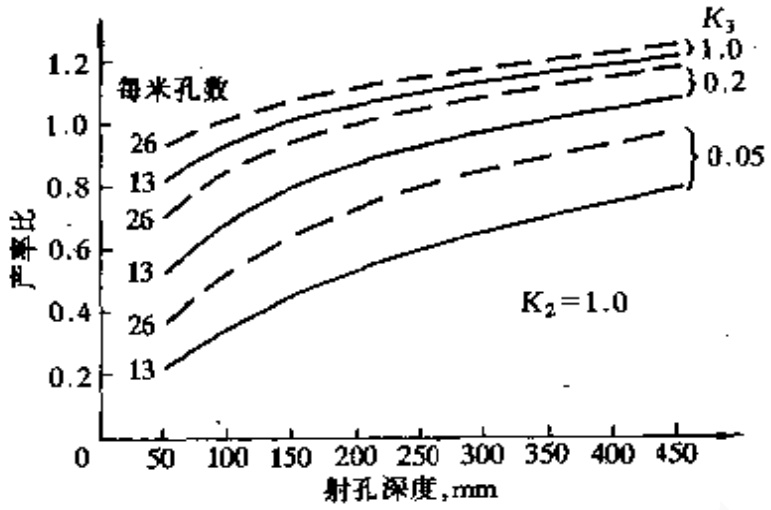


图 6—21　无钻井污染不同密度及孔眼污染程度(K_3)的油井产量比

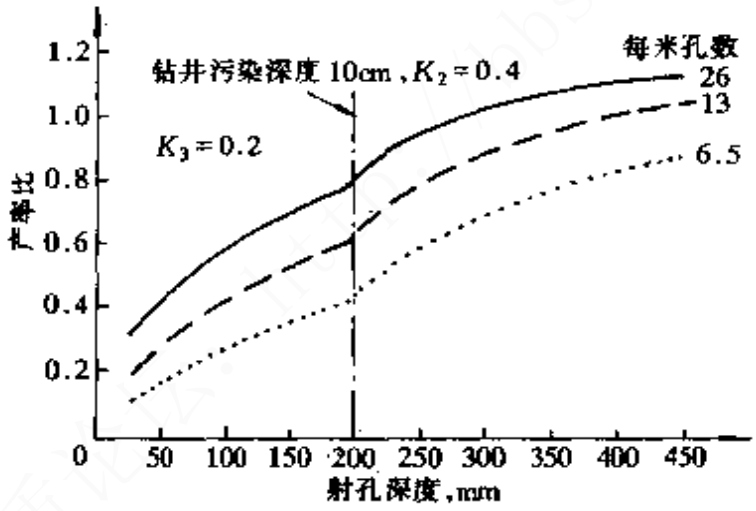


图 6—22　有钻井污染($K_2=0.4$)及通常射孔污染程度($K_3=0.2$)时的油井产量比

五、稠油油井完井方法

稠油油田的开发井，包括蒸汽驱注汽井及生产井，都要经过蒸汽吞吐开采阶段采油。因此，如前所述，都需要采用预应力套管完井并用耐温水泥固井，而且要求返至地面，以保护油井套管不受热

应力而损坏。此外，由于大多数稠油油藏，油层为疏松砂岩，孔隙度大，渗透率高，原油中胶质沥青含量高，易受入井液污染而解堵困难；易出砂，在注蒸汽采油过程中更加剧出砂。因此，完井方法既要防止油层损害，又要考虑防砂。

对生产油井完井方法总的要求是：①最大限度地防止钻井、完井过程中造成油层污染；②预防采油过程中油层出砂；③采用的防砂方法要考虑到油井产能的损失不能太大；④便于进行修井作业，下入的防砂衬管等工具能够拔出更换；⑤井下防砂工具、填入砾石等能耐注蒸汽的高温度，使用寿命长；⑥采用 7″套管，N－80 钢级。

最近十多年，我国稠油热采油田生产井采用了四种完井方法，如图 6—23 所示。即：A. 先期裸眼完成绕丝衬管砾石填充完井；B. 先期完成管内尾管完井；C. 套管内衬管砾石填充完井及 D. 普遍射孔完井。

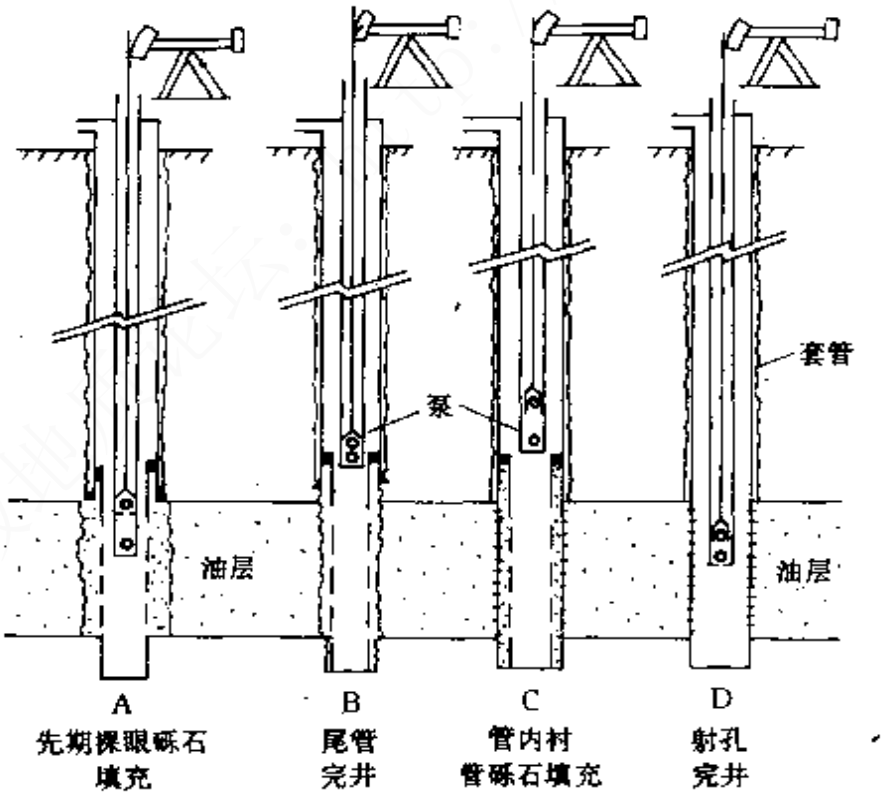


图 6—23　稠油生产井各种完井方法

地信网论坛 BBS.3S001.COM

(一)先期裸眼完成绕丝衬管砾石填充完井方法

简称先期裸眼砾石填充。这种先期防砂完井方法在国内外稠油油藏出砂油井应用最多、效果最好。在钻开油层之前，下入 7″ 套管，将耐热水泥浆返至地面固井后，再用无固相完井液钻开油层，并用扩眼钻头扩大井眼，然后下入金属绕丝衬管，在衬管外填充砂石完井。砾石层既有很高的渗流能力，又能阻止油层出砂。砾石填充管柱及井身结构如图 6—24 和图 6—25 所示。

为获得既有好的防砂效果，又有最大的油井产油能力，正确选

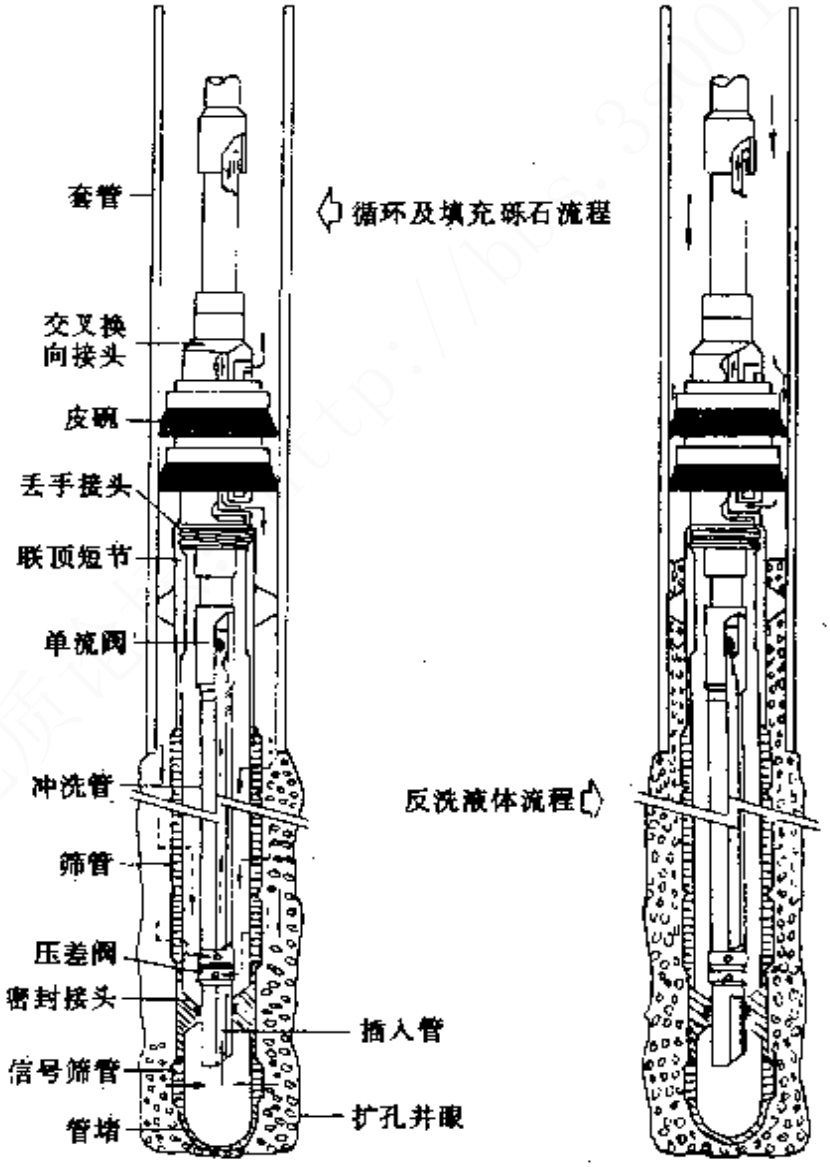


图 6—24　先期裸眼完井砾石填充管柱

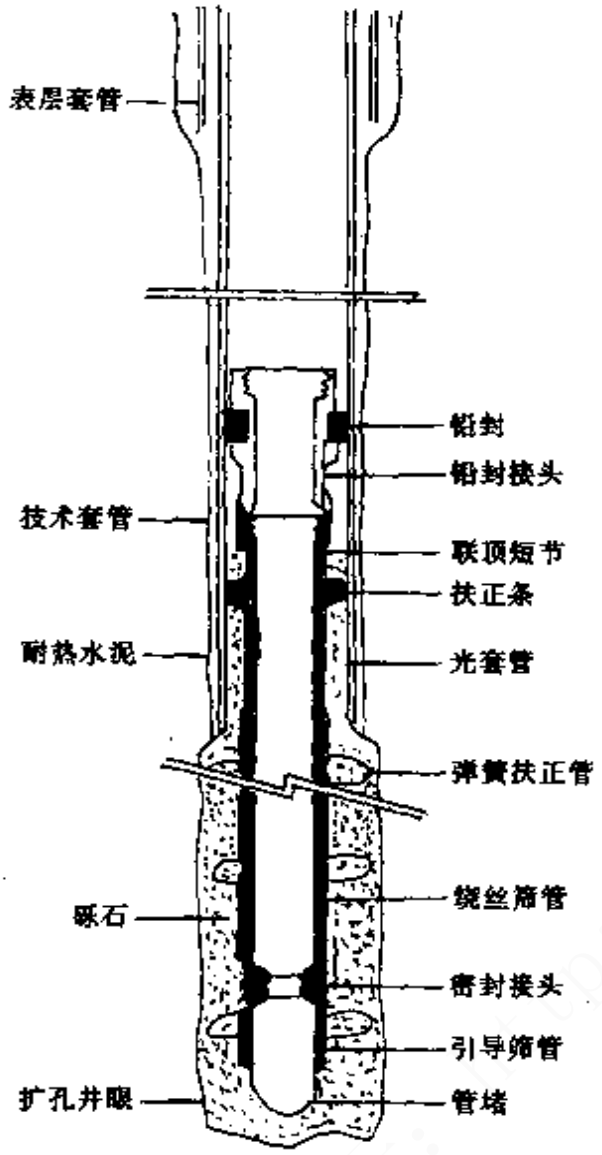


图 6—25　先期裸眼砾石填充法井身结构示意图

择金属绕丝衬管的尺寸(尤其是缝宽)及砂石颗粒直径是非常重要的,必须根据具体油藏油层砂的筛析结果来确定,而且施工作业中,必须采用悬浮能力强又无污染物的携砂液。

1. 砾石规格的选择

(1)砾石尺寸的确定

砾石尺寸按下式确定:

$$D_{50} = (5 \sim 6)d_{50} \tag{6—17}$$

式中　D_{50}——砾石直径,mm;

d_{50}——地层砂粒度中值,mm。

(2)砾石规格的选择

从地层砂中获得粒度中值 d_{50} 后,求得其对应的砾石尺寸计算值 D_{50}。由于 D_{50} 常在工业用砾石参数表(表 6—18)中不易找到,必须选择比砾石尺寸计算值小的砾石尺寸作为充填砾石。对于地层砂不均匀分布的油层,作防砂设计时,应选用比计算值再低一级的砾石尺寸。对于高产油井,为避免出油时井底出现紊流,应选用粒度(即 d_{40} 与 d_{90} 的比值)小于5的砾石尺寸,以提高防砂效果。

(3)砾石的质量标准

1)砾石中石英含量不得低于 98%。

2)砾石中超大或过小颗粒之和应少于砾石总量的 2%。

表 6—18　工业用砾石参数表

标准筛目	颗粒直径		近似渗透率	近似孔隙率	近似粒度中值	
	in	mm	μm^2	%	in	mm
3～4	0.265～0.187	6.73～4.75	8100		0.226	5.74
4～6	0.187～0.132	4.75～3.35	3700		0.160	4.06
6～8	0.132～0.094	3.35～2.39	1900		0.113	2.87
6～10	0.132～0.079	3.35～2.01			0.106	2.69
8～10	0.094～0.079	2.39～2.01	1150		0.0865	2.20
8～12	0.094～0.066	2.39～1.68	1745*	36	0.080	2.03
10～14	0.079～0.056	2.01～1.42	800		0.0675	1.71
10～16	0.079～0.047	2.01～1.19			0.063	1.60
10～20	0.079～0.033	2.01～0.838	325	32	0.056	1.42
10～30	0.079～0.023	2.01～0.584	191	33	0.051	1.295
16～30	0.047～0.023	1.19～0.584			0.035	0.889
20～40	0.033～0.0165	0.838～0.419	121	35	0.025	0.635
30～40	0.023～0.0165	0.584～0.419	110		0.0198	0.503
40～50	0.0165～0.0117	0.419～0.297	66		0.014	0.356
40～60	0.0165～0.0098	0.419～0.249	45	32	0.013	0.330
50～60	0.0177～0.0098	0.297～0.249	43		0.0108	0.274
60～70	0.0098～0.0083	0.249～0.211	31		0.009	0.229

3)圆度和球度均大于 0.6,水浊度小于 50 度。

4)我国辽河油田选用的砾石,为压裂用砂,石英成分约占 90%,经蒸汽温度 350℃、压力 16～18MPa 及 pH=11.3 条件下试验 10 天,失重不大于 5%。最近,据报导,石英砂在高碱性蒸汽中

的溶解度很高，见表 6—19。

表 6—19　各种填充砾石材料在蒸汽中的溶解度

材　料	温　度 ℃	时　间 h	pH值	失　重 %
委内瑞拉砂 (12～18U.S. 目)	277～299	72	11	56.0
Ottawa 砂 (16～20U.S. 目)	260～282 260～282	72 72	9 11	38.5 46.1
树脂涂层砂 (20～40U.S. 目)	243～260 293～316	72 72	9 11	1.6 3.7
烧结铝钒土陶粒 (20～40U.S. 目)	293～316 293～316	72 72	9 11	1.3 3.7

由表 6—19 看到，采用委内瑞拉石英砂(和我国油井压裂砂类似，石英成分 92%)，在 277～299℃ 蒸汽中 72 小时，pH 值为 11 时，溶失重量高达 56.0%。既使是质量最好的砾石材料——美国 Ottawa 石英砂，溶失量也达 38.5%。如采用陶粒，或树脂涂层砂则溶失量很小。

5)在标准土酸中溶蚀度小于 2%。

6)显微镜下观察，不得发现有两个以上的颗粒结块。

7)抗破碎试验中产生的细砂含量应符合表 6—20 的要求。

表 6—20　砾石抗破碎率标准

砾　石　筛　目	细　砂　含　量，%
8～16	≤8
12～20	≤4
16～30	≤4
20～40	≤2
30～50	≤2
40～60	≤2

2. 绕丝筛管选择

(1)缝隙的确定

绕丝筛管的缝隙尺寸由下式确定

$$W_s = fD_m \qquad (6—18)$$

式中 W_s——绕丝筛管缝隙宽度,mm;

f——经验系数,筛管取 2/3,衬管取 1/2;

D_w——最小砾石直径,mm。

(2)绕丝筛管规格

绕丝筛管由基管和筛网组成(见图 6—26)其规格见表 6—21。

(3)热采防砂对筛管的特殊要求

1)基管应能任意滑动,基管上端用三个 M10 的剪切销钉与筛网连接,注汽时剪断销钉(筛网被砾石掩埋不能动),保证基管自由伸缩,避免热应力破坏。

2)基管与筛网连接的两端应装有耐 350℃ 高温及耐 4.9~9.8MPa 压力的密封填料盒,保证密封良好(见图 6—27)。

3)基管的流通面积应尽可能大,以利于稠油流动。

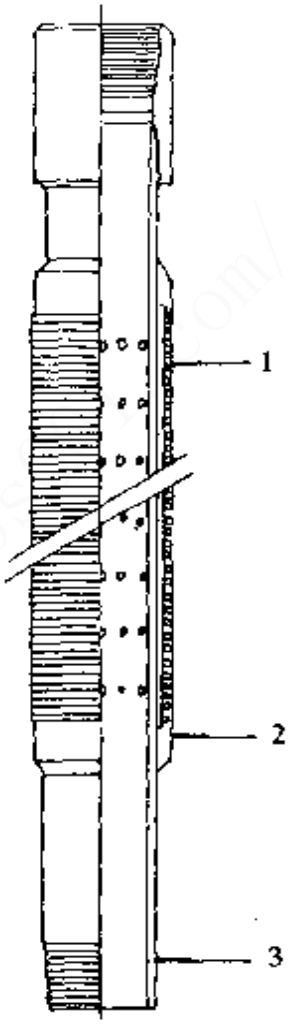


图 6—26 防砂筛管示意图

1—筛网;2—接箍;3—基管

热采筛管技术规范内表 6—22。

(4)砾石与筛管配合推荐数据

推荐数据见表 6—23 和 6—24。

亦可利用图 6—28 选择砾石及衬管尺寸。在选择具体油层时,将其筛析结果绘在图中即可(图中的油层砂是某一油层的)。

表 6—21　绕丝筛管规格系列表

a. 筛管规格系列

公称尺寸		筛网尺寸,mm		基管外径		抗拉力	筋条数
mm	in	外径	内径	mm	in	kN	
60	2	74	63.3	60.3	2 3/8	60	18
73	2 1/2	87	76.0	73.0	2 7/8	67	22
89	3	104	91.9	88.9	3 1/2	82	24
102	4	117	105.1	101.6	4	90	28
114	4 1/2	130	117.5	114.3	4 1/2	98	30
127	5	142	130.3	127.0	5	105	34
140	5 1/2	155	143.1	139.7	5 1/2	113	36
168	6 5/8	184	172.0	168.3	6 5/8	135	44
178	7	194	181.6	177.8	7	145	46

b. 缝隙宽度系列,mm

0.15　0.20　0.25　0.30　0.35　0.40　0.45　0.50　0.75　1.00
1.25　1.50　2.00

c. 长度系列,mm

1000，　2000，　4000，　6000

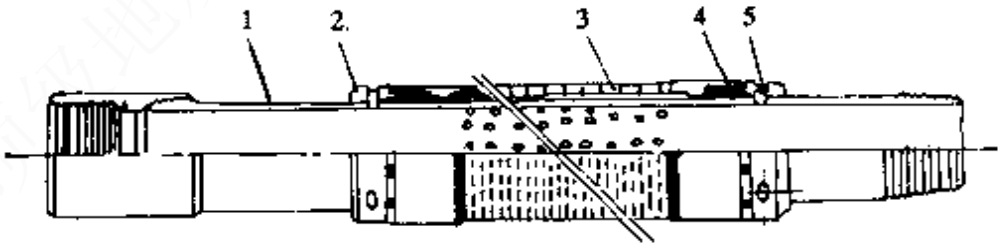


图 6—27　热采筛管示意图

1—中心管;2—压盖;3—绕丝筛网;4—密封套;5—销钉

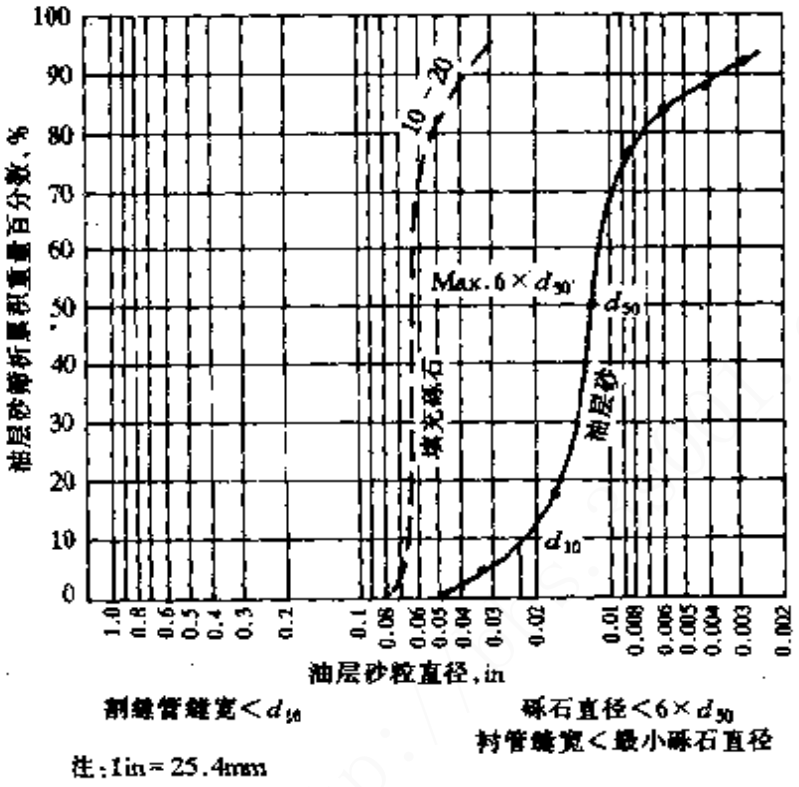


图 6—28　砾石及衬管尺寸设计用筛析曲线

表 6—22　热采筛管技术规范

筛网				基管					密封材料		剪切销钉			
名义尺寸	外径	内径	缝隙	名义尺寸	外径	内径	孔径	每米孔数	名称	耐温℃	材料	规格	数量	剪切力 kN
in	mm			in	mm									
2 ½	92	75	0.3	2 ½	73	62	10	384	橡胶石棉填料	400	45#	M10	3	8.82
4 ½	135	116	0.5	4 ½	114	100		612						
5	142	130	0.7	5	127	112		680						

表 6—23　砾石与筛管配合尺寸推荐表

砾石尺寸		筛管缝隙尺寸	
标准筛目	mm	mm	in
40～60	0.419～0.249	0.15	0.006
20～40	0.834～0.419	0.30	0.012
16～30	1.190～0.584	0.35	0.014
10～20	2.010～0.834	0.50	0.020
10～16	2.010～1.190	0.50	0.020
8～12	2.390～1.680	0.75	0.030

表 6—24　裸眼砾石充填筛管推荐表

技术套管尺寸		裸眼段井径		筛管外径	
mm	in	mm	in	mm	in
142	5 ½	305	12	87	2 ⅞
168.3～177.8	6 ⅝～7	305～407	12～16	117～142	4～5
193.7～219.7	7 ⅝～8 ⅝	355.6～457.2	14～18	155	5 ½
244.5	9 ⅝	406.4～508	16～20	184～194	6 ⅝～7
273.1	10 ¾	406.4～508	16～20	184～194	6 ⅝～7

3. 施工工艺设计

先期裸眼砾石填充施工工艺包括：扩孔工艺、防砂管柱设计和砾石充填工艺。

(1)扩孔工艺

扩孔工艺是裸眼砾石充填的程序之一。即下入可伸缩式扩孔器对裸眼井段进行扩孔，以保证充填砾石有较大的空间，从而提高油井完善程度和防砂效果。砾石充填的厚度一般大于 50mm。我国现有两种扩孔器，KSB 型和 5800－1 型。扩孔器示意图见图

6—29。常用的扩孔器技术规范分别列于表 6—25 和 6—26。

表 6—25　常用的 KSB 型扩孔器技术规范

工具最大外径	公称,in	4 ¾	5 ⅝	7 ½	8 ½
	直径,m	12.07	14.13	19.05	21.59
牙轮闭合尺寸	公称,in	4 ¾	5 ⅝	7 ½	8 ½
	直径,mm	12.07	14.13	19.05	21.59
牙轮张开尺寸	公称,in	6～8 ½	7 ⅝～9 ¾	8 ½～13	14～17
	直径,mm	15.24～21.59	19.37～24.77	21.59～33.02	35.56～43.18
接头螺纹		2 ⅜REG	3 ½REG	4 ½REG	4 ½REG

表 6—26　常用的 5800－1 扩孔器技术规范

工具最大外径	公称,in	4 ⅝	5 ¾	7 ½	8 ½
	直径,cm	11.75	14.60	19.05	21.59
牙轮闭合尺寸	公称,in	4 ¾～5 ¾	6 ⅛～6 ¾	7 ⅝～8 ⅞	8 ⅝～9 ⅝
	直径,cm	12.07～14.60	15.56～17.15	19.37～22.54	21.90～24.45
牙轮张开尺寸	公称,in	7～9 ½	8～13	10 ½～15	11 ½～17
	直径,cm	17.78～24.13	20.32～33.02	26.67～38.10	29.21～43.18
接头螺纹		2 ⅞REG	3 ½REG	4 ½REG	4 ½REG

(2)防砂管柱设计

我国大多数油田稠油热采井采用 7in(178mm)和 5 ½in(140mm)套管,因此,套管外挤压充填施工管柱一般均采用 2 ½in(62mm)油管。

裸眼循环充填管柱是由油管或钻杆、充填工具及内外管柱等组合而成的,称为砾石充填装置,见图 6—30。其外管柱由盲管、信号筛管、扶正器、主体筛管和管堵等组成。内管柱由单流阀和冲管等组成。

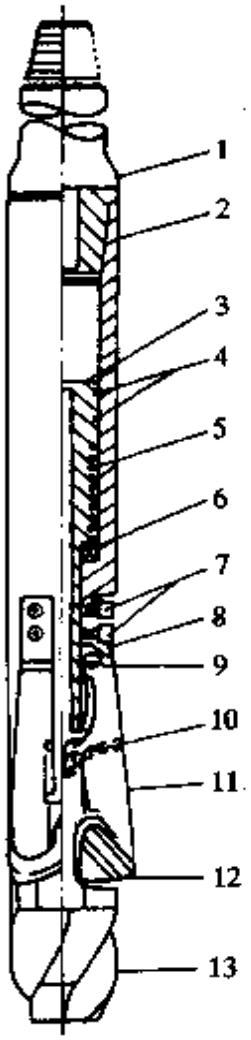


图 6—29　扩孔器示意图

1—上接头;2—主体;3—活塞杆;4—密封圈;5—弹簧;6—上动块;7—锁紧螺钉;8—顶块;9—铰接销;10—定位销;11—牙轮臂;12—牙轮;13—螺旋引体

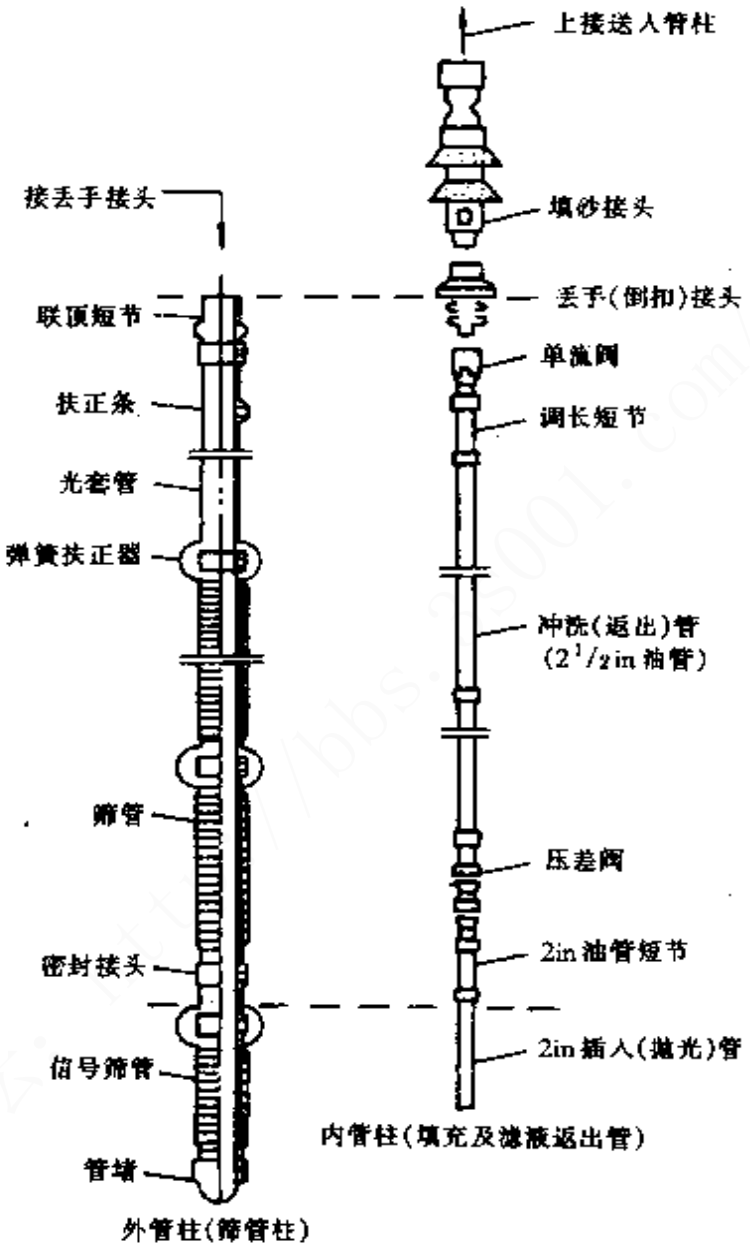


图 6—30　裸眼防砂施工管柱示意图

在采用高密度充填时信号筛管装在管柱的下部,它与主体筛管之间接一密封接头,与其配合的内管柱装有压差阀和插入管。采用低密度充填时,信号筛管装在管柱的筛管与盲管中间,称上部

信号筛管。

1)防砂管柱中各主要部分的设计要求：

①筛管。缝隙偏差为±0.05mm，合格率大于90%，其余部分缝隙偏差不得超过±0.10mm。主体筛管长度应超出油层顶底界各1.5m，信号筛管长度为1～3m。

②盲管。充填砾石量应多于设计量，附加量要适当，确定盲管长度时应考虑在携砂液破胶后自然沉降砾石的容量。油层井段在30m以内，盲管与筛管长度为1:1；油层井段大于30m，盲管长度应大于30m；若油层间的夹层厚度大于30m，建议采用分层充填方法。

③冲管。冲管外径与筛管内径之比应在0.6～0.8之间。

④扶正器。保证井下筛管居中。管内防砂扶正器外径比套管内径小6～8mm，裸眼防砂扶正器应弹性好，在出套管后保证直径不变，筛管部位扶正器间距应符合规定。

⑤压差阀。由带旁通孔的阀体、滑套、剪切销钉等组成。它可引导砾石砂浆首先到达井底，当砾石埋没下部信号筛管后压力升高剪断销钉，阀体通孔打开卸压，重新建立循环通路。压差阀销钉剪断压力不得大于地层破裂压力。

2)扶正器间距规定：列于表6—27。

表6—27　扶正器间矩规定表

井　斜　角	两　扶　正　器　间　距，m
0°～30°	8～10
30°～45°	4～5
>45°	2～3

(3)砾石充填工艺

砾石充填工艺分为高密度、中密度和低密度三种，各种充填工艺要求见表6—28。

表 6—28　砾石充填工艺分类参数

工艺类型	高密度	中密度	低密度
携砂液粘度,Pa·s	0.5～1	0.2～0.5	<0.1
携砂比,L/L	0.7～1	0.2～0.4	0.05～0.15
充填排量,L/min	200～300	300～400	400～500
终止压力,MPa	7～11	7～11	7～11
洗井排量,L/min	>500	>500	>500
应用范围	适于井斜小于 45°的油井	用于大斜度油井	用于地层不漏失的油井

携砂比按下式计算：

$$R = \frac{V_g}{V_L} \tag{6—19}$$

式中　V_g——砾石表观体积,L;

V_L——携砂液体积,L;

R_g——携砂比。

1)砾石充填量的设计计算。

裸眼井理论充填量按下式计算：

$$V_{ot} = (V_c - V_b)L_b + (V_{oh} - V_s)L_s + V_{oh}L_{bh} \tag{6—20}$$

裸眼井砾石充填量的估算公式：

$$V_{og} = 1.2V_{ot} \tag{6—21}$$

式中 V_{st} —— 裸眼井理论计算砾石量，L；

V_{sg} —— 裸眼井砾石充填设计量，L；

V_c —— 单位套管内容积，L/m；

V_b —— 单位盲管外容积，L/m；

L_b —— 盲管段长，m；

V_{oh} —— 单位裸眼内容积，L/m；

V_s —— 单位筛管外形体积，L/m；

L_s —— 筛管段长，m；

L_{bh} —— 口袋段长，m。

2)携砂液性能要求及用量计算：

携砂液性能要求如下：

①对油藏无固相损害，液体中的悬浮固体颗粒尺寸应小于地层孔隙尺寸。

②能有效地防止粘土膨胀和运移。

③能防止地层流体的浮化。

④有良好的悬浮和携带砾石的能力。

⑤性能稳定，流动性好，配伍性好。

⑥能保持井内流体的压力平衡。

携砂液类型与选择，见表 6—29。

表 6—29 携砂液的类型及选择

类 型	表观粘度 Pa·s	携砂比 %	适 用 范 围
高粘度	0.5～1.0	0.6～1.0	用于高密度充填
中粘度	0.2～0.5	0.2～0.4	用于中密度充填
低粘度	<0.1	0.05～0.15	用于低密度充填

砾石充填携砂液用量计算：

$$V_L = \frac{V_g}{R_g} \qquad (6—22)$$

式中 V_L—— 携砂液体积，L；

V_g—— 砾石填积体积，L；

R_g—— 携砂比，%。

(3)砾石充填施工流程，见图 6—31。

(二)先期完成管内筛管完井法

又称筛管完井法。此种完井法与先期裸眼完成绕丝筛管砾石充填完成法一样，适用于块状或单一层，无气顶、底水及夹层水的油藏和古潜山油藏，且不出砂的油层。其完井示意图见图 6—32。

其绕丝筛管的选择比较简单，是以最低的渗流量为准。其套管、钻头和筛管匹配见表 6—30。

表 6—30 筛管完井套管、钻头、筛管的匹配

技术套管		第三次开钻钻头		筛管规格 mm
公称尺寸，in	套管外径，mm	公称尺寸，in	钻头直径，mm	
7	177.8	6	152	127～140
8 5/8	219.1	7 1/2	190	140～168
9 5/8	244.5	8 1/2	215	168～194
10 3/4	273.1	9 5/8	244	194～219

(三)套管内衬管砾石填充完井方法

在油井钻井、固井完井并射孔后，在套管内油层井段下入防砂衬管。在衬管外填充砾石后，并将部分砾石在高压下挤入油层，形成砾石层以阻挡油层砂进入油井。胜利、辽河等油田在稠油热采生产井广泛采用这种方法。在防砂施工作业中，采用一次下入管柱完成全部砾石填充工序——填充砾石、洗井、丢手、坐放铅封。

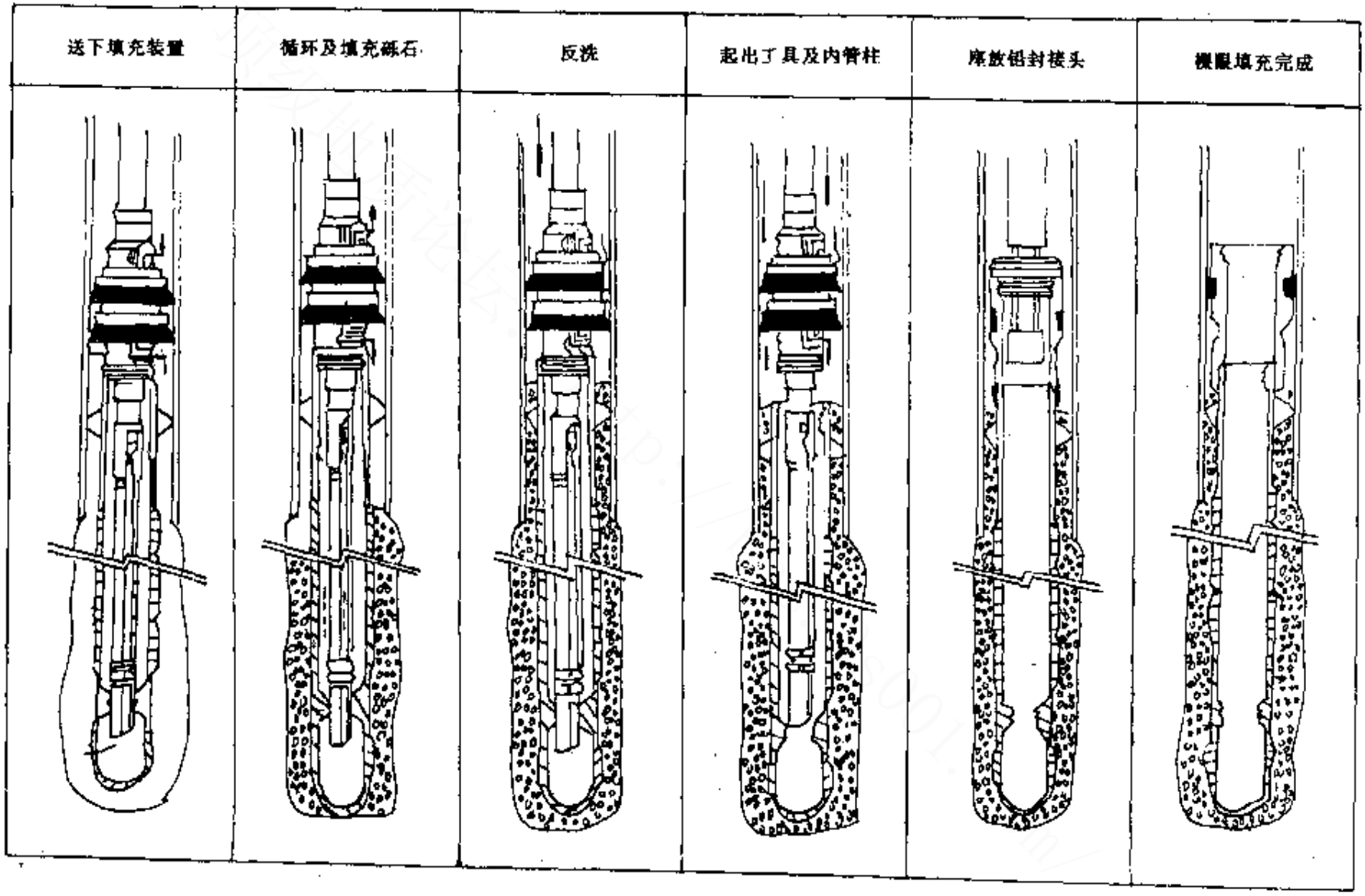


图 6—31　砾石充填作业井下流程示意图

地信网论坛 BBS.3500L.COM

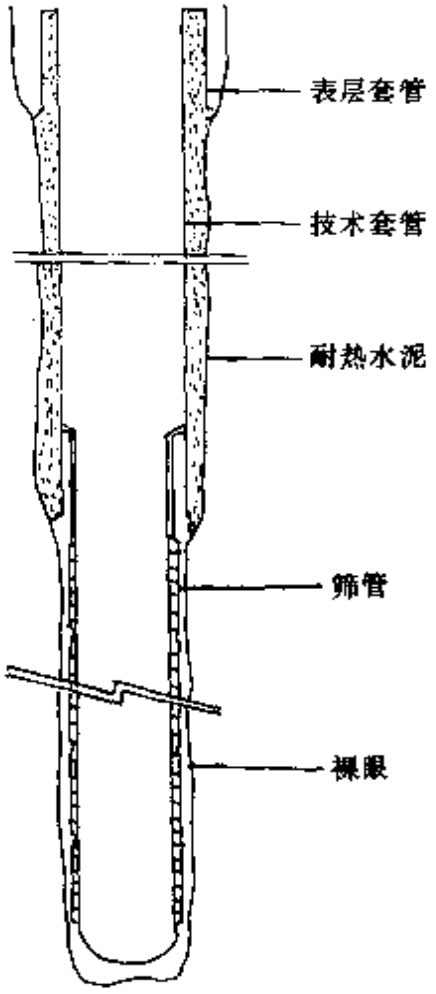


图 6—32 筛管完井示意图

防砂填充压力 12～16MPa，充填率一般为120%～130%（部分砾石进入油层），密封件耐温348℃。已在多周期蒸汽吞吐开采中，证明有良好的防砂效果。防砂管柱结构示意图见图 6—63c。

1. 套管内筛管砾石填充对油井生产的影响

显然，此种完井方法在近井地带的液流阻力较先期裸眼完成砾石填充油井及射孔油井大，因而油井生产指数低。它存在 4 个阻力带：①绕丝衬管；②套管内砾石层；③套管射孔孔眼；④套管外砾石层。

按 R.E.Jones 等的报告，当射孔套管与衬管之间有填充砾石，套管射孔孔眼中及套管外没有填充砾石，油层砂将进入射孔孔眼，在套管外形成“砂桥”。在此情况下，油井生产指数 J_{si} 为：

$$J_{si}=535\div\left\{\frac{\mu}{K}\left[\ln\left(\frac{R}{r_w}\right)-0.75+S_a+S_{nd}+S_d\left(\frac{K'}{K_s}\right)+\frac{K'}{K_{p-}}\left[\ln\left(\frac{r_w}{r_{ic}}\right)+S_i\right]\right]\right\} \tag{6—23}$$

式中 K —— 油层渗透率，μm^2；

J —— 油井生产指数（产油指数），J_o，J_{cc}，J_{si}，J_{ss}分别为裸眼井、裸眼完成砾石衬管中、套管内砾石衬管井、套管内衬管砾石挤入油层井的生产指数，$m^3/(d\cdot MPa\cdot m)$；

K_s——射孔孔眼中产出砂的渗透率，μm^2；

K_p——砾石层渗透率，μm^2；

R——油藏供油半径，m；

r_w——油井井眼半径，m；

r_{ic}——套管内衬管外半径，m；

S_l——衬管或割缝管引起的视阻力系数；

S_a——射孔孔眼的视阻力系数；

S_{nd}——射孔孔眼中非达西流阻力系数；

S_d——钻井、完井污染阻力系数。

式中 S_a 可由图 6—33 查出，S_{nd} 由图 6—34 查出。而射孔孔眼中达西流阻力系数 S_{dc} 由下式求得：

$$S_{dc} = \frac{6.282 L_c}{nA} \tag{6—24}$$

式中 n——射孔密度，孔/m；

A——每个射孔孔眼的截面积，m^2；

L_c——射穿套管及水泥环的孔长，m。

如果管内砾石层未污染，$K_p > K$，式(6—23)可简化为：

$$J_{si} = 535 \div \left\{ \frac{\mu}{K} \left[\ln\left(\frac{R}{r_w}\right) - 0.75 + S_a + S_{nd} + S_d\left(\frac{K}{K_s}\right) \right] \right\} \tag{6—25}$$

式中 μ——地下原油粘度，mPa·s。

例 1 设孔密 12 孔/m，孔径 12.7mm，射孔深 5cm，从图 6—33，$S_a = 14.5$，$S_d = 216$，$K = 0.5\mu m^2$，$K_s = 2.5\mu m^2$，平均砾石直径 0.015cm，$K_p = 108\mu m^2$，球度 0.8，$\Phi = 0.2$。从图 6—34，$S_{nd} = 5$。计算出 $J_{si} = \left(535\frac{K}{\mu}\right)/68.8$。

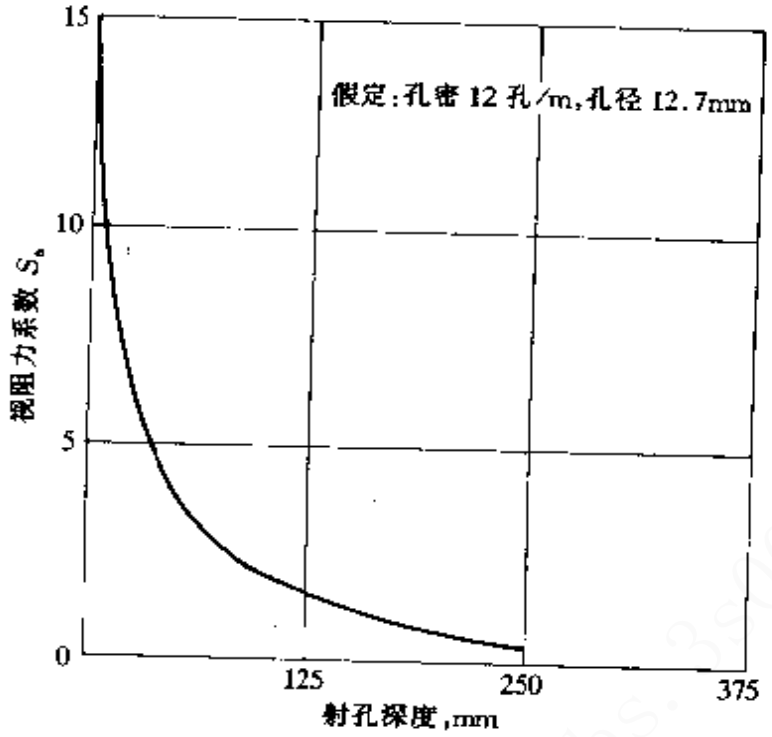


图 6—33　射孔孔眼视阻力系数 S_a

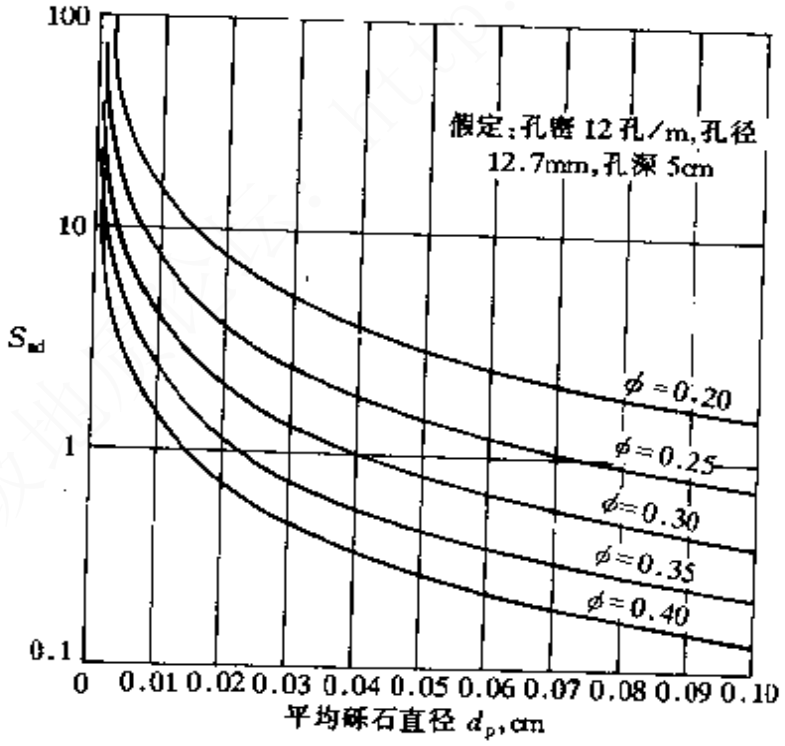


图 6—34　填充砾石射孔孔眼的
非达西流阻力系数 S_{nd}

地信网论坛 BBS.3S001.COM

当管内防砂作业中，如将砾石挤入射孔孔眼并进入油层（称SOS－IGP方法），在此情况下，公式6—23改写为：

$$J_{sis} = 535 \div \left(\frac{\mu}{R}\left\{\ln\left(\frac{R}{r_w}\right) - 0.75 + S_a + S_{nd}\right.\right.$$

$$\left.\left. + \frac{K}{K_g}\left[\ln\left(\frac{r_w}{r_{ic}}\right) + S_l + S_d\right]\right\}\right) \qquad (6—26)$$

式中　K_g——砾石渗透率，μm^2。

例2　设 $K_p = 108\mu m^2$，$S_a = 1.7$，$S_l = 0.76$，$S_d = 192$，$S_{nd} = 0.22$，$\bar{d}_p = 0.05cm$，$\Phi = 0.35$，计算出 $J_{sis} = \left(535\frac{K}{\mu}\right)/9.06$。

由以上两例计算看到，同是7″套管内下入防砂衬管，如果将砾石挤入油层及射孔孔眼，并在衬管外形成砾石层（SOS－IGP），和砾石层仅在套管及衬管之间，射孔孔眼为油层砂填充的情况（IGP方法）相比，近井地带的渗流阻力将大大减小，油井生产指数将高7.5倍。这就是70年代以来，美国广泛采用套管内衬管防砂作业中将砾石在高压下挤入油层及射孔孔眼，保护套管内及衬管间砾石层不受油层砂侵入影响的理论根据。

B.B.Williams等人的研究也表明，当油层细粉砂堵塞射孔孔眼时，套管内衬管防砂油井的生产指数下降很严重。如果将套管射孔密度增加，则可增加油井生产指数，见图6—35。如果增加射孔密度，并在高压下将砾石挤入油层并填充射孔孔眼，则油生产井指数还可显著提高，见图6—36。

据报告，已在几个油田现场证实了扩大射孔孔眼流通面积，即增加孔密能提高油井生产指数。例如油藏A根据计算，将7″套管的孔密由13孔/m，12.7mm，孔径增加到26孔/m、12.7mm孔径（孔眼面积比为2.0），或者孔密为13孔/m，孔径增至19mm（孔眼面积比为2.2），油井生产指数将分别增加为0.17及14.09m^3/(d·

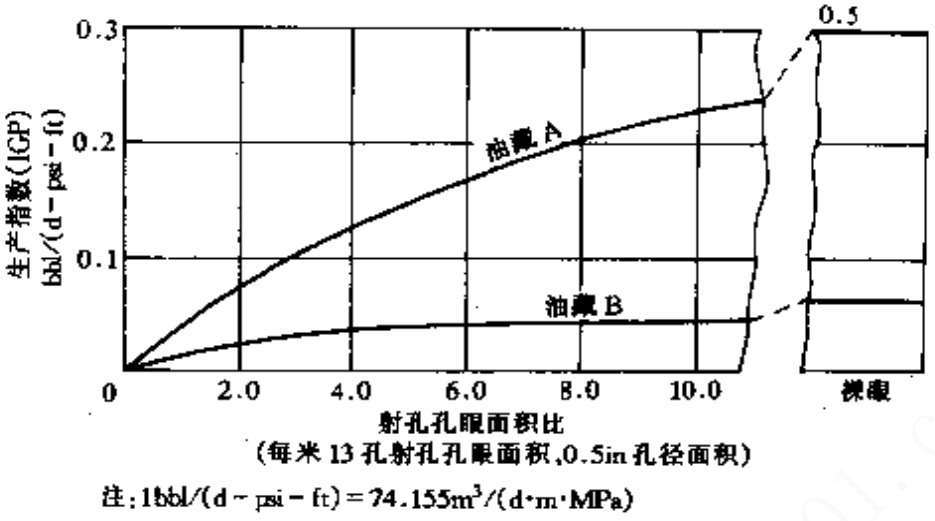


图 6—35　套管内衬管填砾石防砂油层及射孔孔眼未挤砾石(IGP)油井生产指数与孔密关系

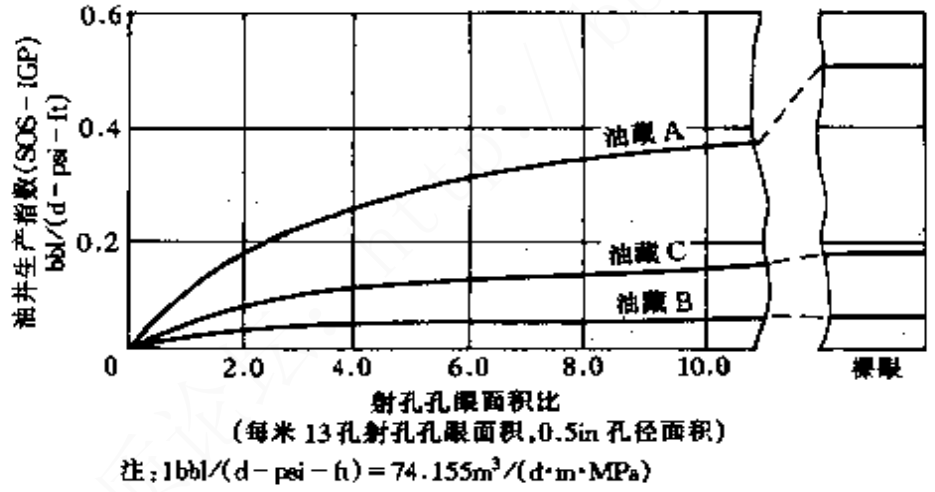


图 6—36　套管内衬管填砾石防砂油层及射孔孔眼挤砾石(SOS-IGP)油井生产指数与孔密关系

m·MPa)。而孔密为 13 孔/m,12.7mm 孔径的油井为 8.9m³(d·m·MPa),见图 6—36。在油田现场,将油井中衬管拔出,重新补孔 13 孔/m,12.7mm 孔径,洗井后挤入砾石进油层及孔眼并填充衬管(SOS-IGP 方法)。重新补孔防砂作业后,油井的平均产油量由 124m³/d 增加到了 278m³/d,而未衬孔、仅重新更换防砂衬管的油井产量由 48.7m³/d 增至 64.6m³/d,见表 6—31。这说明这些井的渗流阻力主要在射孔孔眼中(这些实例都是低粘原油油井,对

稠油井,孔眼中阻力更大)。

表 6—31　油藏 A 套管内防砂井衬孔后产量变化

未补孔,仅换衬管			补孔,重新换衬管		
油　井	产量,m^3/d		油　井	产量,m^3/d	
	前	后		前	后
A－1	47.38	23.53	A－5	105.26	301.94
A－2	83.00	58.51	A－6	143.10	254.40
A－3	24.65	120.36			
A－4	39.75	55.65			
平　均	48.65	64.55	平　均	124.18	278.25

以上说明,套管内衬管砾石填充防砂方法,防砂易,保持高产难。保持较高产能的主要方法是:①增加射孔密度及孔径;②将砾石挤入油层及射孔孔眼;③防止衬管与套管间砾石层受污染堵塞。

2. 施工工艺设计

砾石、筛管的选择与先期裸眼砾石填充法相同。

(1)砾石充填量的设计计算

套管射孔井环空理论充填量的计算公式如下:

$$V_a = (V_c - V_b)L_b + (V_c - V_s)L_s + V_sL_{kh} \quad (6—27)$$

套管内砾石充填有一步法和二步法。一步法是将桥封与砾石充填管柱合并成一次管柱,同时进行管内循环充填和管外挤压充填;二步法是下油管先对炮眼通道和套管外附近区域进行挤压填充,然后再下砾石充填装置进行套管内循环充填。

一步法砾石充填量的估算公式为

$$V_t = 1.2V_a(\text{新井}) \quad (6—28)$$

$$V_t = 1.5V_a(\text{老井}) \tag{6—29}$$

二步法砾石充填量的估算：

管外挤压充填量计算公式为

$$V_o = V_{pm}H_p(\text{新井}) \tag{6—30}$$

$$V_o = \eta\left(V_{st} + \frac{Q_{ot}C_s}{\rho_o}\right)(\text{老井}) \tag{6—31}$$

式中 V_a —— 套管射孔井理论计算砾石量，L；

V_t —— 射孔井管内充填设计量，L；

V_o —— 射孔井管外充填设计量，L；

V_{pm} —— 每米射孔段挤入砾石量（一般取 10），L/m；

H_p —— 射孔井段长，m；

V_{st} —— 作业累积出砂量，L；

Q_{ot} —— 累积产油量，kg；

ρ_o —— 原油密度，kg/m^3；

C_s —— 平均含砂量（体积比），%；

η —— 经验系数（取 0.1 ～ 0.3）；

其余参数同公式(6—20)和(6—21)。

(2)防砂管柱设计

套管内循环管柱由油管或钻杆、充填工具内外管柱等组成的管柱组合称砾石充填装置。其示意图见图 6—37。其防砂管柱中各主要部分的设计要求，砾石充填工艺与先期裸眼砾石填充法相同。

(3)砾石充填施工流程　见图 6—38。

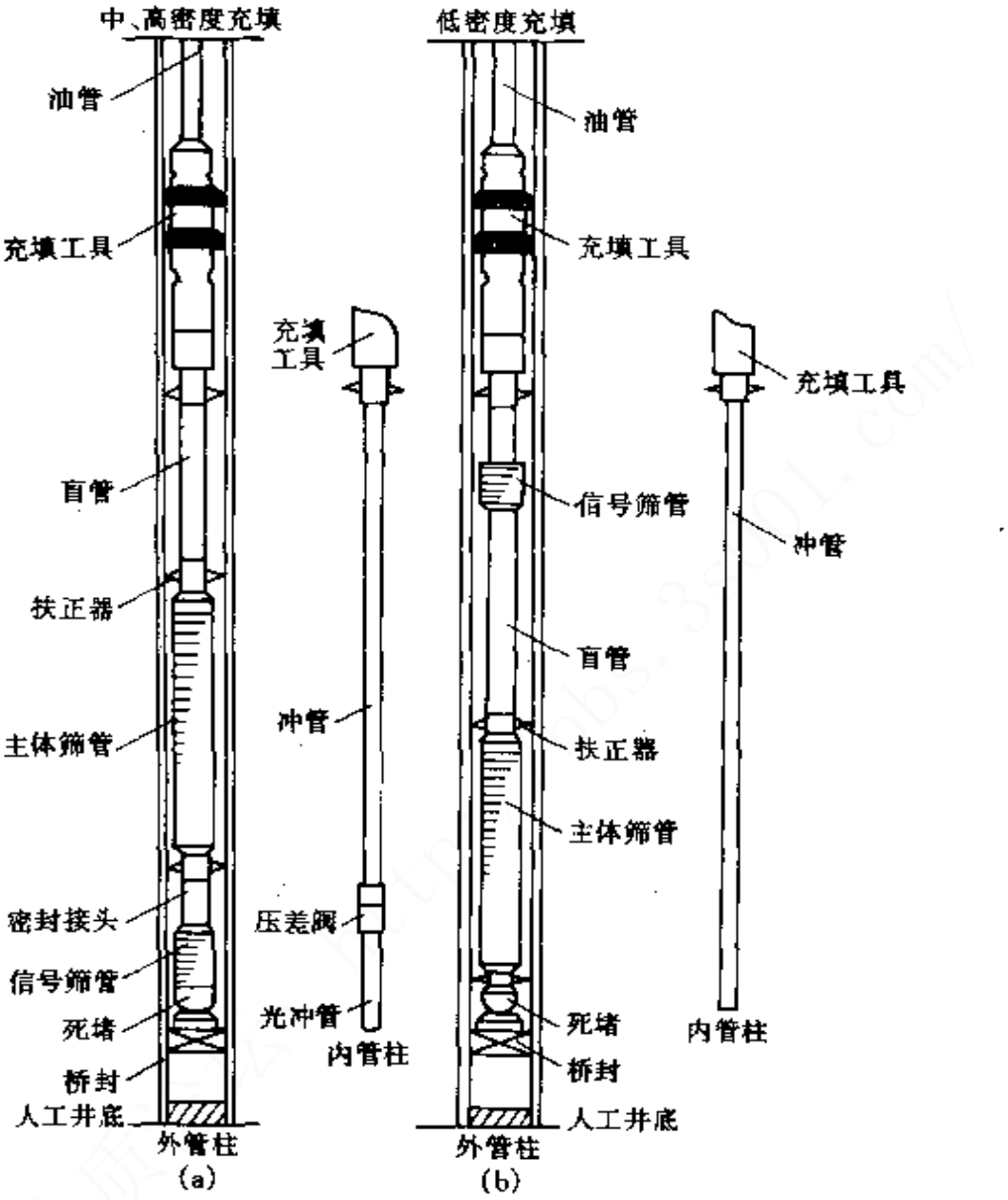


图 6—37　套管内防砂管柱示意图

(四)套管射孔完井方法

这也是最常用的方法,尤其是老油井。对于稠油注蒸汽开采生产井,必须要考虑:①射孔孔密及射孔深度;②热采过程中可能出砂加剧;③钻开油层及完井过程中防止油层污染。

射孔完井方法最大的优点是对于多层层状油藏及有水层存在的油藏,以及新发现油藏对油藏地质剖面不完全了解的情况适应性强。但是,极易造成钻井、完井过程中油层污染,尤其是在注水

地信网论坛 BBS.3500I.COM

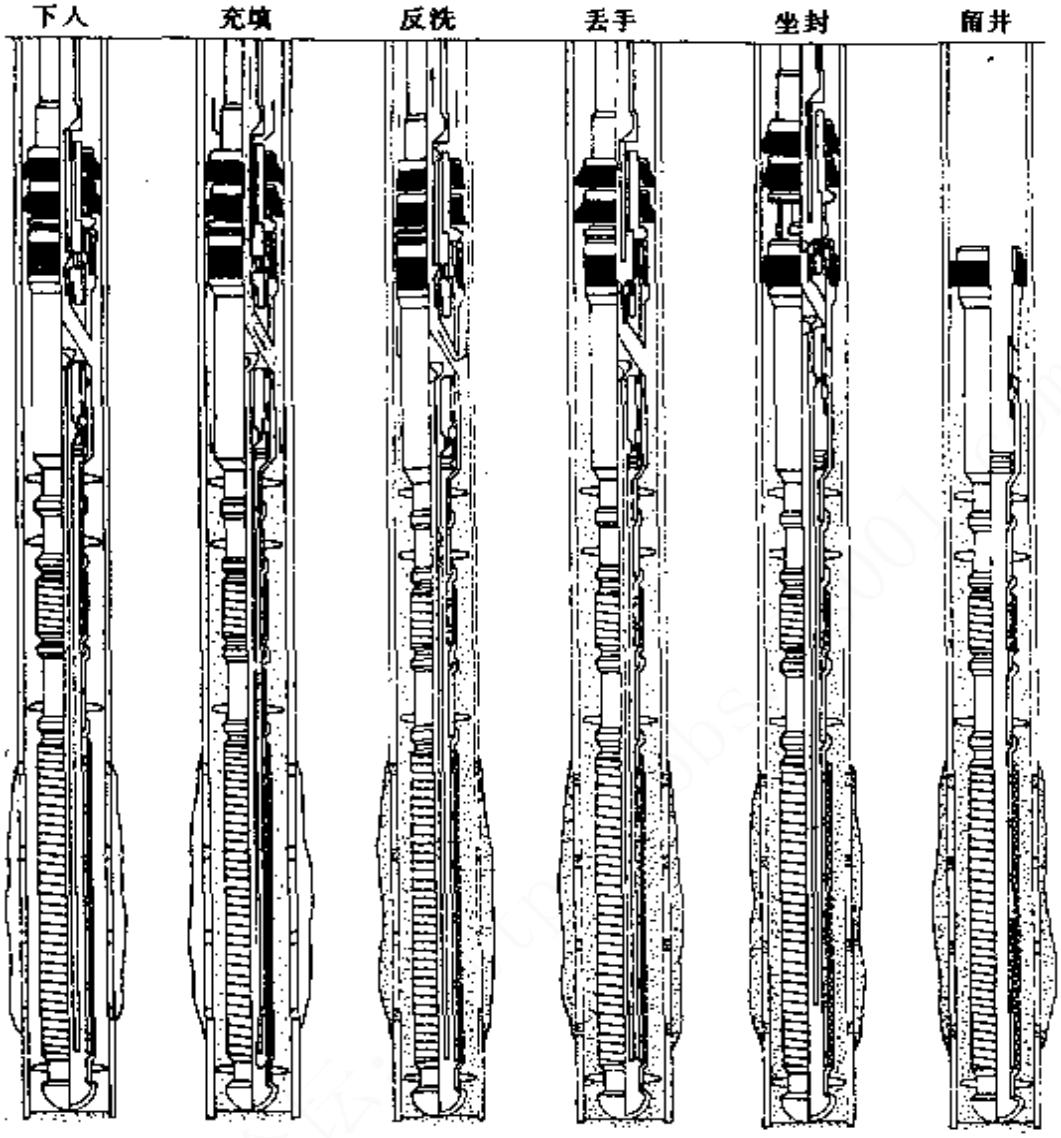


图 6—38　管内防砂施工流程示意图

泥至地面时。

对于稠油油藏，射孔密度不能采用常规轻质油藏惯用的12孔/m，而应加密至24孔/m，甚至还要多。不要指望投产以后再补孔，因补孔易造成热采高温下的套管损坏。

许多学者研究射孔密度及深度对油井产率比(射孔井与裸眼井生产能力之比)影响的结果见图6—39。

需指出的是稠油油井采用的射孔枪，根据国内外经验，应尽量采用有枪身射孔枪，以保证射孔深度并保护套管，尽管射孔时间较长。

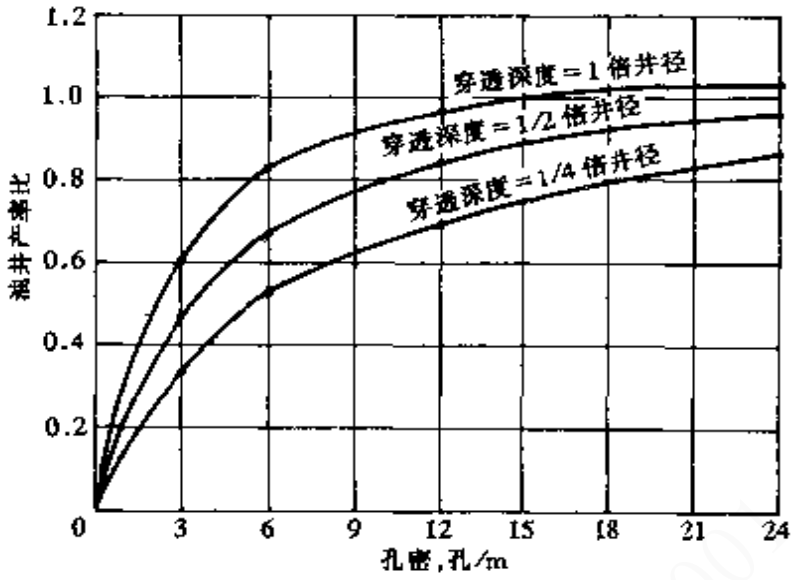


图 6—39　射孔密度及深度对油井产率比的影响

（6″套管，供油半径 200m，孔径 10mm，无油层污染）

虽然射孔完成油井，在蒸汽吞吐开采过程中出砂严重时，近年来采用高温化学固砂剂取得成功并已推广应用，但还是推荐采用 7″N－80 钢级套管，以便能下入隔热油管保护套管及其他防砂作业。

（五）各种完井方法的适用性

综合起来，从油藏地质条件、油井防止钻井、固井完井污染、油井产率、防砂能力等方面的适应性对比见表 6—32。

表 6—32　各种完井方法的适应条件对比

完井方式 / 适应条件	先期裸眼砾石衬管	套管内砾石衬管	射孔	尾管
油藏类型	厚层、块状	多层状	多层状	单层、厚层
有层间水层或底水层	不适应	适　应	适　应	不适应
防钻井污染能力	强	较　差	较　差	强
油井产率	高	较　低	较　高	较　高
防砂能力	高	高	较差*	差
分层注气	不　能	不　能	能	不　能

* 可采用高温化学固砂剂防砂。

地信网论坛 BBS.3500I.COM

* 可采用高温化学固砂剂防砂。

现举一些不同油井完井方法实例的生产效果。

1) 委内瑞拉60年代两个油田不同完井方法实测的生产指数对比见表6—33。

表6—33 委两油田不同防砂方法油井生产指数

防砂方法	LL－5油田			LL－3油田		
	井数	B/psi	$m^3/(d\cdot kPa)$	井数	B/psi	$m^3/(d\cdot kPa)$
裸眼砾石填充	14	4	1.116	13	4	0.148
套管射孔不防砂	20	6	0.844	14	2	0.120
套管先挤砂后下衬管	19	9	0.297	12	2	0.074
套管内砾石衬管	14	0	0.092	3	7	0.039
说明	LL－5原油密度0.9002g/cm³，地下粘度2mPa·s $K=2.9\mu m^2$，$h=28.7m$，$\phi=0.34$ LL－3原油密度0.9261g/cm³，$K=2.9\mu m^2$，$h=91.5m$，$\Phi=0.31$					

2)美国Creole Petroleum Corp公司对油藏A及油藏M套管内衬管砾石填充防砂油井进行了补孔重新防砂修井试验。油藏A防砂修井产量变化见表6—31。油藏M的产量变化见表6—34。

表6—34 油藏M套管内防砂修井产量对比

未补孔			补孔		
井数，口	前产量，m^3/d	后产量，m^3/d	井数，口	前产量，m^3/d	后产量，m^3/d
3	254	219	13	706	1288
平均单井	85	73	平均单井	54	99

油藏M的重新防砂修井作业和油藏A相同，油藏M是在A油藏以下的深层，A油层砂较粗。M油层砂很细，而且早期采用

地信网论坛 BBS.3500J.COM

了太粗的砾石，导致粉细砂侵入井堵塞了套管外挤入的砾石层，未补孔而仅更换衬管的效果差。

3） 辽河高升油田油层深度 1600～1700m，80 年代初 16 口油井采用射孔完井方法，将加 30% 石英粉水泥浆返到地面固井作业时（水泥浆相对密度 1.71～1.85），对油层形成的回压高达 12.0～18.0MPa，造成油层污染，加之射孔密度仅 7～10 孔/m，投产后油井产量均在 5t/d 以下，或不出油。以后先期裸眼砾石防砂井 100 多口，常规冷采，产量多数都在 20t/d 以上。蒸汽吞吐开采产量成倍增加，防砂效果也良好。

4） 胜利油区在单家寺油田试验的第一批 7″套管内砾石衬管防砂井 18 口，平均砾石填充率为 125%（部分砾石进入油层），已有 8 口井完成第二周期蒸汽吞吐作业，单井平均产量为 57t/d，防砂效果及产量较好。

六、热采井套管损坏实例分析及防治措施

虽然采用各种技术防止和保护热采油井套管不致热应力损坏（主要是预应力套管耐热水泥固井完井及井筒中下入隔热油管、耐热封隔器注汽），但油田现场还不能完全避免油井套管的损坏，尤其是深度达 800～1700m 的深井，技术难度很大。现分析这类深井的实例，综合提出防治方法。

（一）深井套管损坏的实例情况

据调查，某油区经核实，1991 年止，稠油蒸汽吞吐热采油井（深度 800～1700m）有 139 口发生套管损坏，不同吞吐周期次数损坏情况见表 6—35。套管损坏情况分析见表 6—36。

由表 6—35 和 36 看到，套管损坏情况很复杂：

1）随着蒸汽吞吐次数增加，套管损坏井数增多。第 3 周期损坏最多，这说明随着油井套管加热－冷却－加热次数增多。套管热应力引起的强度疲劳损伤加剧。

2）套管损坏的形式多种多样。套管变形最多，49 口，占 35%；

套管脱扣21口，占15%；套管断裂10口，占7.2%；破损44

表6—35 稠油套管损坏井注蒸汽次数统计

油田	套损井数	注汽次数						
		1	2	3	4	5	>5	不详
H	28	5	7	10	5			1
GA	47	6	10	16	9	4	2	
SH	37	8	11	9	2	3		4
J	27	3	5	5	5	5	3	1
合计	139	22	33	40	21	12	5	6

表6—36 稠油井套管损坏情况统计

油田名称	损坏井数	损坏形式				
		变形	脱扣	断裂	破损	不详
H	28	11	8	2	3	4
GA	47	16	4	2	20	5
SH	37	11	2	6	14	4
J	27	11	7		7	2
合计	139	49	21	10	44	15

口，占31.7%。

3)套管损坏的位置。据统计，损坏位置在油层或油层附近的占70%；0～500m上部井段占25%。

4)套管损坏部位。据89口井统计，接箍螺纹损坏最多，占44.9%；螺纹附近占15.7%；管体占22.4%。也即螺纹及螺纹附近损坏占大部分(60.6%)。

(二)套管损坏原因分析

地信网论坛 BBS.3500J.COM

1)深井注蒸汽压力与温度高,虽然大部分井采用了预应力套管完井方法,但在井筒隔热条件差的情况下,仍超过了套管允许温度。未采取预应力套管完成的油井更是如此。在该油区 800～1700m 的深井蒸汽吞吐开采初期,注蒸汽压力一般都达到 12～16.0MPa,蒸汽温度 330～345℃。N－80、7″套管既使在均匀载荷下,最高允许温度为 204℃(见表 6—3),油层温度 50℃左右,在无预应力情况下,仅能承受 250℃,即使拉预应力完井,也只能承受 300℃左右。因此,必须依靠注汽时井筒中下入隔热管柱及耐热封隔器,降低套管温度。可惜,许多情况下,封隔器失效,环空存水,甚至隔热管局部失效仍然注汽,导致套管超过安全极限而损坏。

2)油层及油层以上至封隔器井段,套管直接裸露在高温度蒸汽中,在有干度情况下,温度一般都超过 320℃,甚至达到了 350℃。N－80 套管处在屈服状态(见图 6—10),尤其是套管接箍的密封性受到影响,发生刺漏,冷却后脱扣或断裂。因此,封隔器以下井段为极危险区,接箍部位又是最薄弱环节,上述多数套管损坏位置及部位就在此处。

3)固井窜槽及套管外水泥环在高温下的变质损坏引发套管弯曲损坏。如前所述,当温度超过 250℃,水泥环的强度及与套管的粘结力下降,在 300℃以上时,会变为“豆腐渣”,尤其在封隔器以下深度及封隔器失效情况下。

4)油层出砂造成空洞、塌陷等引发套管弯曲,局部热应力集中。

5)套管管材质量不稳定,有薄弱部分。

6)斜井中隔热油管不居中,引起局部井段套管温度超过安全极限。

7)其他原因。

(三)防治套管损坏的技术措施

主要从提高完井质量及改善井筒隔热两方面入手,这是保护套管的两道“防线”坚持一个主要条件:

1. 坚持一个基本条件

稠油热采油井都采用7″N－80钢级套管，不能用5½″J－55套管。以满足4个需要：①套管的强度；②能下入4½″隔热油管；③能下入4½″～5″防砂衬管；④便于后期侧钻、更换衬管等特殊作业。

2. 提高完井质量，达到热采井标准

1)每口热采油井(包括注汽井、斜井)尽量都采用预应力套管完井方法，而且予拉应力要达到耐高温要求，防止偏小。

2)采用的耐热水泥质量要坚持高标准，要进行耐热水泥监测监督试验。

3)建议在油层部位及上部约50m井段采用P－105或P－110钢级套管。

4)下套管前要划眼、清洗泥井，采用套管扶正器。使套管柱井眼居中，尤其是定向斜井。

5)耐热水泥返到井口，尽可能采用耐高温低密度水泥浆，提高固井质量，防止水泥污染油层及发生窜槽。

6)进行早期防砂，减少油层出砂亏空对套管的影响。

3. 热采注蒸汽过程中，采用高质量井筒隔热技术

1)下井隔热油管每根都必须经过隔热性能检测(阶段性采用快速视导热系数检测设备检测)。

2)采用隔热油管及套管环空注入氮气隔热。建议推广用分子筛制氮机连续注氮，不仅改善隔热效果，提高蒸汽干度。而且，注氮气进油层可以扩大加热带，在回采时助排增油。

根据现场实测资料分析，在7″套管下入4½″隔热油管条件下，在环空有水情况下，井筒总传热系数U_{ti}为20～28W/(m^2·K)；当环空连续注入氮气，无水时U_{ti}为10W/(m^2·K)。也即井筒热损失将降低1～2倍。据数模计算结果，对于1000m深度的油井，在井口注汽压力为15MPa、温度为343℃、蒸汽干度为70%、注汽速度为6t/h条件下，如果环空充满水，则：井底蒸汽干度降为19%；套管温度为292℃，超过耐温极限；井筒热损失率21%(按U_{ti}为24W/(m^2·K)计算)。如果环空连续注入氮气，没有水存

地信网论坛 BBS.3S001.COM

在,在同样的注汽条件下,井底蒸汽干度为 42%;套管温度为 188℃,在安全极限内;井筒热损失率为 12%。相比之下,环空注氮气,热损失减少一半,干度增加 21%,套管温度降低 100℃,在安全极限内。另外,在环空注氮气时,耐热封隔器不用密封件,也即不用耽心封隔器失效。

3)对于浅井,虽然井筒热损失很小,也必须采用隔热油管及耐热封隔器。注汽过程中,打开套管,环空蒸发排干存水。对于深井更要尽量排干环空存水,或充入氮气。

4)隔热油管及耐热封隔器应尽量下深至油层顶部,减小"危险井段"。隔热油管柱要采用扶正器,使居中。

5)在注汽过程中,虽有隔热管柱,如封隔器不密封时,应立即停止注汽,不可在关套管情况下继续注汽。

地信网论坛 BBS.3500I.COM

第七章　注蒸汽采油专用设备和工艺

一、蒸汽发生器

蒸汽发生器是用于热力方法开采稠油的关键设备。它以技术参数的先进性、可靠性和运行的经济可行性两个方面制约着稠油开采的应用规模。我国几个稠油油田注蒸汽开采所用的蒸汽发生器均为高压直流自控锅炉。70 年代末到 80 年代初期，我国主要从国外引进蒸汽发生器，同时开始了国内的研制工作；80 年代中期引进国外制造技术，合作生产；80 年代末达到了只需引进部分关键部件，由国内成套生产，已可以满足国内稠油开采的需要。

下面介绍我国使用的蒸汽发生器主要技术规范。

(一)美国热力公司制造的蒸汽发生器

我国第一批蒸汽发生器就是从美国热力公司(Thermotics Inc)引进的。引进的两种规格蒸汽发生器一直运行较好，其技术参数见表 7—1。

表 7—1　热力公司蒸汽发生器主要技术参数

参　数	型　号	
	SG－50－NOS－27	SG－25－NOXT－25
蒸发量，kJ/h (Btu/h) t/h	52.5×10^6 (50×10^6) 23	26.25×10^6 (25×10^6) 11.5
设计蒸汽压力，MPa	18.9	17.5
工作蒸汽压力，MPa	18.2	17.0
蒸汽干度，%	80	80

续表

参　数	型　　号	
	SG－50－NOS－27	SG－25－NOXT－25
燃烧器	6131GX－62.5型（油气两用）	6131－FA－CR－315型（油气两用）
热效率，%	>80	>80
控制方式	自动控制，自动安全报警停炉	自动控制，自动安全报警停炉
装载方式	撬座	拖车
总重量，t	73.32	51.75
总尺寸（长×宽×高），m	25.27×3.406×5.57	18.04×3.02×5.83
水处理设备	两组钠离子交换器除硬，程序控制再生，热力除氧器脱氧，配套的EDTA，Na_2SO_3，NaOH注入设备	砂滤器、软水器、热力除氧器及配套的EDTA，Na_2SO_3，NaOH注入设备组装在拖车上，总尺寸13.7m×2.39m×4.9m，总重量12.757t（空重）
燃油供给设备	燃料加热和泵输设备装在同一撬座上	燃料加热和泵输设备装在同一撬座上
给水泵	FWI HP－250M	FWI HD－125M

（二）HSMC制造的蒸汽发生器技术参数

该公司改组了热力公司，其产品基本上类同于热力公司产品。该公司从80年代中期向上海四方锅炉厂转让制造技术，合作生产锅炉。其产品在我国数量最多，近期又向抚顺八公司转让了制造

技术。提供的产品主要有两种蒸发量、不同压力等级、不同装载形式的蒸汽发生器。后期产品改用了 PLC 选进的电控程序，全部改用了陶瓷纤维作耐火材料。其主要技术参数列于表 7—2 中。

表 7—2　美国 HSMC 制造的蒸汽发生器技术参数

参　数	型　　号	
	SG－20－NDXT－2600	SG－50－NDXT－2600
蒸发量，kJ/h (Btu/h) t/h	21.1×10^6 (20×10^6) 9.2	52.5×10^6 (50×10^6) 23
设计压力，MPa	18.9	18.9
工作压力，MPa	18.2	18.2
蒸汽干度，%	80	80
燃烧器类型	北美 6131FA （原油、天然气两用）	北美 6131G （原油、天然气两用）
热效率，%	>80	>80
控制方式	自控，安全报警停炉	PLC 电控程序
装载方式	拖车或撬装	撬 装
总重量，t	41.1	
外形尺寸(长×宽×高)，m	15.35×3.04×5.625	
水处理设备：型号 组成部分 除氧方式	WS－3024－2AXT 砂滤器，两级二组软水器热力除氧及化学除氧	WS－4836－2A 两级二组软水器 化学除氧
给水泵型号	HP－125M	HP－250M

地信网论坛 BBS.3S001.COM

(三)日本川崎重工制造的蒸汽发生器

日本川崎重工业株式会社(KAWASAKI)是第三个向我国提供蒸汽发生器的外国公司,使用的美国 Struthers 公司的图纸,充分利用日本的制造技术,达到了比较先进的水平。使用数量不如美国蒸汽发生器多,主要技术参数列于表 7—3 中。

(四)丹尼尔公司制造的蒸汽发生器

丹尼尔公司(DANIEL EN-FAB SYSTEMS INC.)是美国一家很有技术实力的蒸汽发生器制造公司。产品质量较好,控制系统采用 PLC。共向我国提供过四种蒸汽发生器,其主要技术参数列于表 7—4 中。

(五)其他外国公司制造的蒸汽发生器

除了上述四家公司向我国提供过较多数量的蒸汽发生器外,还有日本三井公司、加拿大 TIW 公司、加拿大 C-ENATCO 公司、美国 Struthes 公司曾向我国提供过少量的蒸汽发生器,这些公司的产品技术参数列于表 7—5 中。

(六)上海四方锅炉厂制造的蒸汽发生器

上海四方锅炉是我国生产工业锅炉的骨干企业,于 1984 年引进美国 HSMC 公司的制造技术,开始合作生产热采专用蒸汽发生器。至今已生产 50 多台,已取得 ASME 的许可证。除了合作生产外,该厂还有能力在引进部分关键部件基础上自行制造油田需要的蒸汽发生器。目前该厂的主要产品列于表 7—6 中。这些产品是今后我国稠油开采的主要设备,已经达到了国外同类产品的水平。产品外形图见图 7—1。

(七)八公司制造的蒸汽发生器

抚顺第八工程公司是中国石油天然气总公司的直属企业。该公司在消化吸收国内外技术的基础上,研制了两种规格的蒸汽发生器,产品质量也已达到国外同类产品的水平。该公司生产能力小于四方锅炉厂,约年产 10 台。

表 7—3　日本川崎重工制造的蒸汽发生器技术参数

参　数	型　号		
	OH20－ND－25XAM	OH25－ND－25XAM	OH50－HD－25XAM
蒸发量，kJ/h (Btu/h) t/h	21.1×10^6 (20×10^6) 9.2	26.25×10^6 (25×10^6) 11.5	52.5×10^6 (50×10^6) 23
设计压力，MPa 工作压力，MPa	17.5 17.0	18.0 17.5	18.0 17.5
蒸汽干度，%	80	80	80
热效率 烧 油，% 烧天然气，%	88.0 89.4	88.0 89.4	92.0 93.5
炉管规格　辐射段 对流段	2 1/2″ Sched 160，SA－53B 2 1/2″ Sched 160，SA－53B	2 1/2″ Sched 160，SA－53B 2 1/2″ Sched 160，SA－53B	3″ Sched 160，SA－53B 3″ Sched 160，SA－53B
燃烧器型号 使用燃料	北美 6131FA－CR　20 型 原油、天然气	北美 6131FA－CR－315 型 原油、天然气	北美 6131FA－CR－25 型 原油、天然气
燃料消耗　天然气，m^3/h 原油，kg/h	697 567	847 708	1607 1340

控制方式	自动控制，17项报警停炉	自动控制，17项报警停炉	自动控制，17项报警停炉
装载型式	拖车	撬装	撬装
总重量，t	43.1	41	96
外形尺寸，m （长×宽×高）	14.7×3.85×4.95	15.65×3.3×3.597	26.5×3.55×7.58
水处理设备 除氧 配套	Na_2SO_3 化学除氧 二组两级钠离子交换 树脂除硬	热力除氧与化学除氧 二组两级钠离子交换 树脂除硬	热力除氧与化学除氧 二组两级钠离子交换 树脂除硬
给水泵型号	FW1 SP－323	HP－125M	HP－300M

表 7—4　丹尼尔公司制造的蒸汽发生器技术参数

参　数	型　号			
	DI－15－SG/ND　2600	DI－25－SG/ND－2600	DI－50－SG/ND－2700	DI－50－SG/ND－1600
蒸发量，kJ/h (Htu/h) t/h	15.5×10^6 15×10^6 7	26.25×10^6 25×10^6 11.5	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23
设计压力，MPa 工作压力，MPa	18.9 17.5	18.9 18.2	19.6 18.9	14.0 11.2
蒸汽干度，%	80	80	80	80
炉管规格　辐射段 对流段	2″ Sched. 160 SA－106B 2″ Sched. 160 SA－106B	2 1/2″ + 3″Sched 160 SA－106B 2 1/2″Sched. 160 SA－106B	3″ Sched 160，SA－106B 3″ Sched 160，SA－106B	3″ Sched 80，SA－106B 3″ Sched 80，SA－106B
热效率　烧　油% 烧天然气，%	84 81	85.9 81.1	85.9 81.1	85.9 81.1
燃烧器型号 使用燃料	北美 6131FA 原油、天然气	北美 6131FC 原油、天然气	北美 6131G 原油、天然气	北美 6131G 原油、天然气

燃料消耗　天然气，m^3/h 原油，kg/h	518 478	830 796	1723 1592	1723 1592
控制方式	自动控制，19 项报警停炉	自动控制 PLC，21 项报警停炉	自动控制 PLC，21 项报警停炉	自动控制 PLC，21 项
装载型式	拖车	撬装	撬装	撬装
总重量，t	34	49.44	80.74	80.74
外形尺寸，m （长×宽×高）	13.2×3.3×4.2	18.54×2.9×5.26	27.33×4.57×5.46	27.33×4.57×5.46
水处理设备　型号 除氧 组成配套	DI－WS 2418－2A 化学除氧 两级两组软化器，化学除残硬及氧	DI－3630－2A 化学除氧 两级两组软水器树脂交换除硬	DI－WS 4836－2A 化学除氧 两级两组软水器树脂交换除硬	DI－WS 4836－2A 化学除氧 两级两组软水器树脂交换除硬
给水泵型号 厂家	HP－100M Wheatley	HP－125M Wheatley	HP－250M Wheatley	HP－165M Wheatley

表 7—5　其他外国公司制造的蒸汽发生器技术参数

参　数	型　号			
	C－E　NATCO50MM	Struthes 50MM	TIW 50MM	三井 50MM
蒸发量，kJ/h (Btu/h) t/h	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23
设计压力，MPa 工作压力，MPa	14.0	14.0 11.2	18.0 17.5	19.6 17.9
蒸汽干度%	80	80	80	80
炉管规格　辐射段 对流段	3″ Sched 160，SA－106B 3″ Sched 160，SA－106B		3″ Sched 160，SA－106B 3″ Sched 160，SA－106B	3″ Sched 160，SA－53B 3″ Sched 160，SA－53B
热效率　烧　油，% 烧天然气，%	84 82	84 83	84 83	84 82.5
燃烧器型号 使用燃料	北美 6131－G－CR－62.5 原油、天然气	北美 6131G 原油、天然气	北美 6131－G 原油、天然气	北美 6131－G 原油、天然气
燃料消耗 天然气，m^3/h 原油，kg/h	1667 原不烧油现已改	1667 1337	1667 1337	1667 1337
控制方式	自动控制 PLC，21 项报警	自动控制 PLC 21 项报警	自动控制 PLC	继电器
装载型式	撬装	撬装	撬装	撬装
总重量，t	90	78	80	75.7
给水泵型号	A－536		HP－250	HP－250

表 7—6　上海四方锅炉厂制造的蒸汽发生器技术参数

参数		型号			
		SF9－2/17－9	SF23/17－2	SF23/14	SF23/10－3
蒸发量，kJ/h (Btu/h) t/h		21.1×10^6 20×10^6 9.2	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23	52.5×10^6 50×10^6 23
工作压力，MPa		17.9	17.2	14.0	10.3
工作温度，℃		357	357	335	312
给水温度，℃		10	>5	20	15
蒸汽干度，%		80	80	80	80
受热面积 m^3	辐射段 对流段光管 对流段鳍片管	39.95 8.27 235.65	91.9 62.63 477.84	94 63 485	94 62.63 485
燃烧方式		微正压燃烧			
适应燃料		原油、天然气			

续表

参　数	型　号			
	SF9－2/17－9	SF23/17－2	SF23/14	SF23/10－3
燃烧消耗　原油，kg/h 天然气，m^3/h	626.3 634.9	1234.2 1494.2	1519.3 1602.7	1234.2 1434.2
热效率，%	80	80	80	80
控制方式	全自动控制也可采用 PLC 控制			
装载型式	拖车式或撬装	撬装	撬装	撬装
重量，t	34.6	76.6	81	82
外形尺寸，m （长×宽×高）	15.39×3.02×6.81	26.8×5.8×6.4	26.8×3.3×5.14	26.8×3.3×6.4
最大件运输重量，t	24.7	40	40	40
最大件运输尺寸，m	15.4×3×3.3	13.7×3.4×3.5	13.7×3.4×3.5	13.7×3.4×3.5
水处理设备	另列	另列	另列	另列

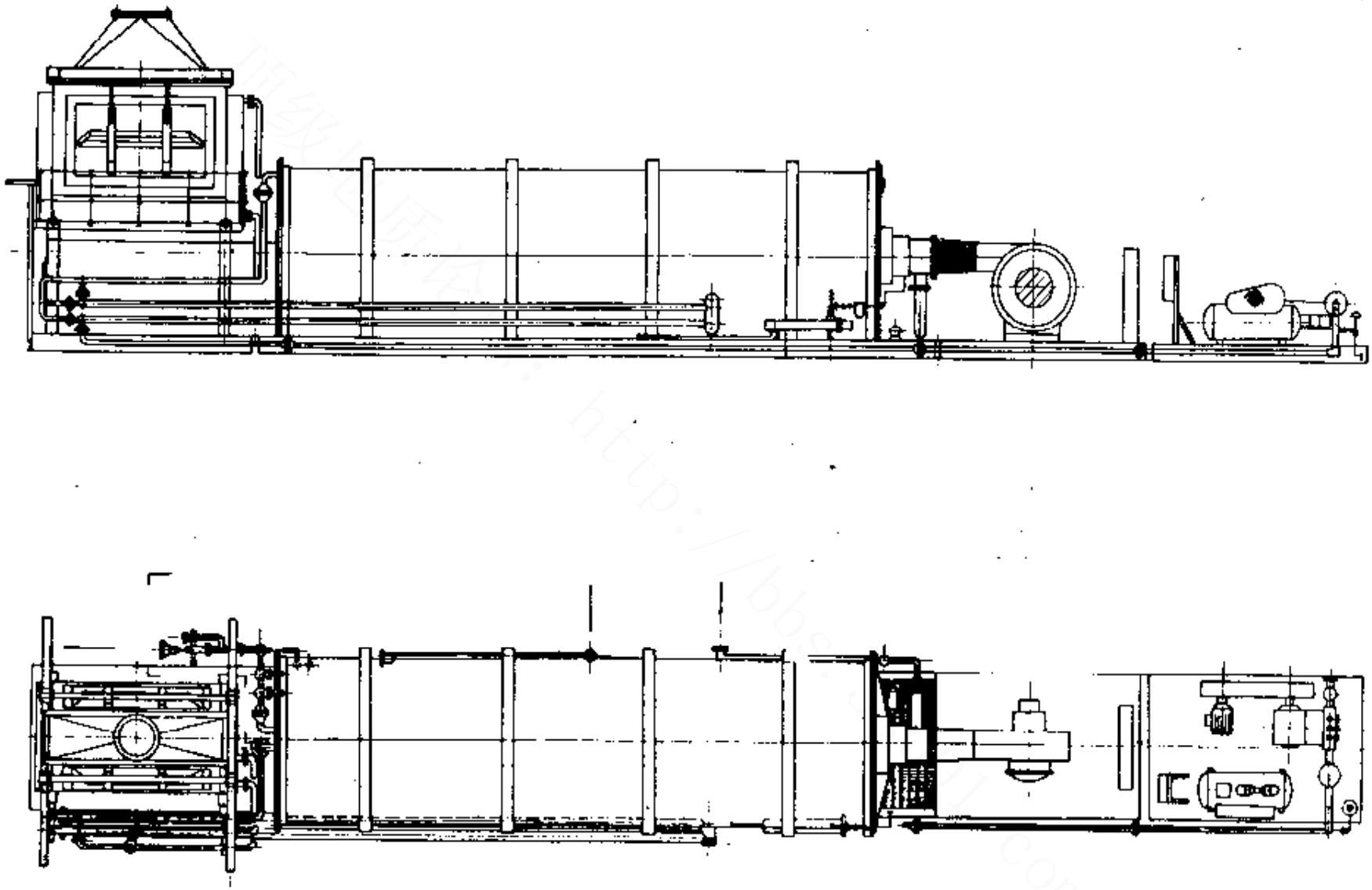


图 7—1　上海四方锅炉厂蒸汽发生器外形结构图

地信网论坛 BBS.3500I.COM

该公司也取得了 ASME 许可证，所产两种蒸汽发生器的型号是 FG－630/Z 型和 FG－1250/Z 型其技术规格分述为下。

1. FG－630/Z 型油田注汽装置

主要技术参数见表 7—7，结构见图 7—2。

表 7—7　八公司蒸汽发生器主要技术参数

参　数	型　号	
	FG－630/Z	FG－1250/Z
蒸发量，kJ/h t/h	26.15 11.2	52.3 22.5
工作压力，MPa	17.5	17.5
饱和蒸汽温度，℃	353	353
蒸汽干度，%	80	80
热效率，%	＞80	＞80
排烟温度，℃	≤250	220～250
燃料	原油或天然气	原油或天然气
控制方式	全自动	全自动
烟气含量，% CO_2 CO O_2	9.5～12 ＜0.8 3～5	9～12 0.7 3～5
炉体外表面温度，℃	＜80	＜80
装载方式	撬　装	撬　装
外形尺寸（长×宽×高） m		26.7×3.4×5.9
总重量，t		73.32

2. FG－1250/Z 型油田注汽装置

主要技术参数见表 7—7。结构见图 7—3。

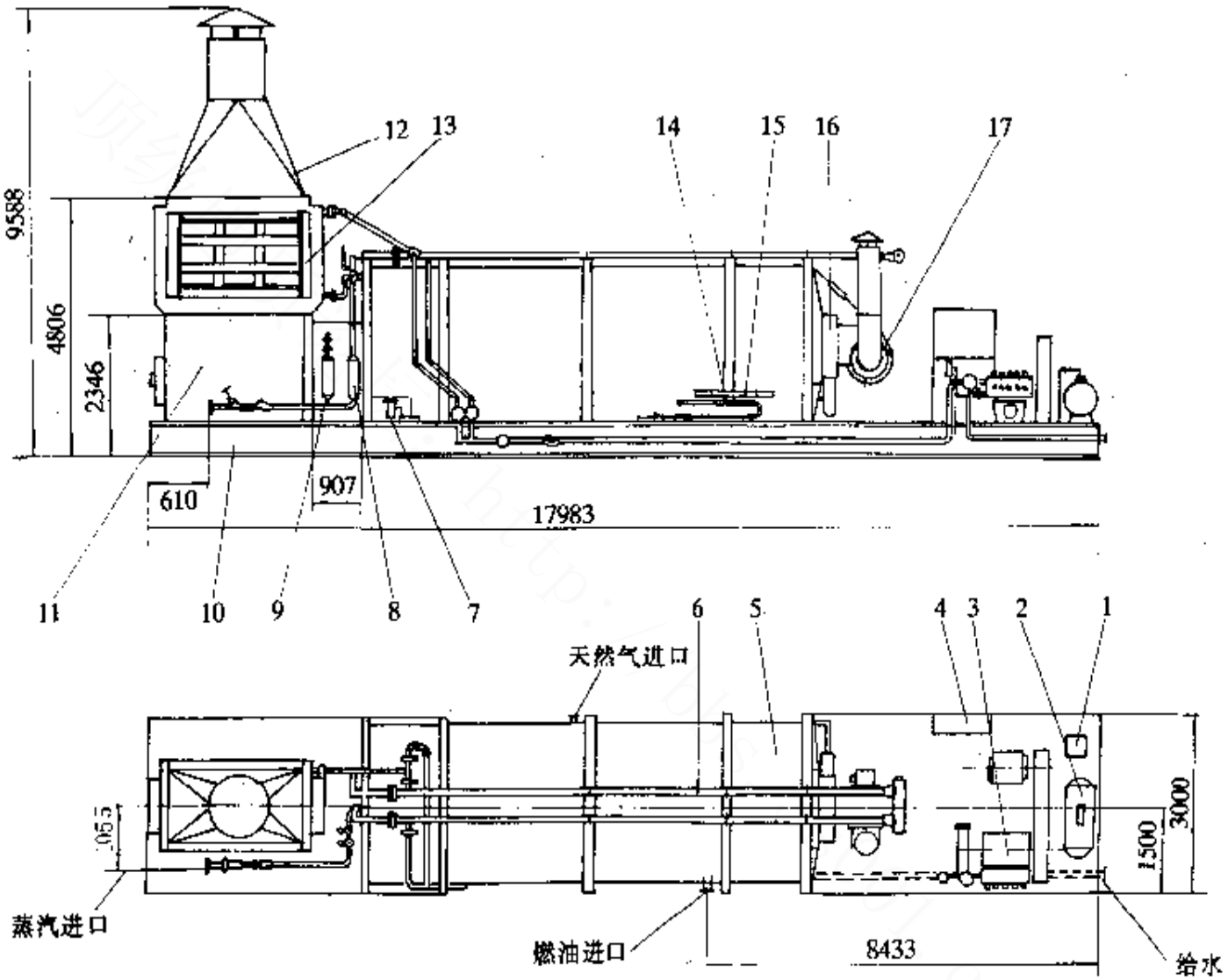


图 7—2　FG－630/Z 型蒸汽发生器示意图

1—空气干燥器；2—空压机；3——柱塞泵；4—控制盘；5—辐射段；
6—水加热器；7—冷却器；8—取样分离器；9—供汽分离器；10—撬装；11—过渡段；
12—烟囱；13—对流段；14—油加热器；15—电加热器；16—燃烧器；17—鼓风机

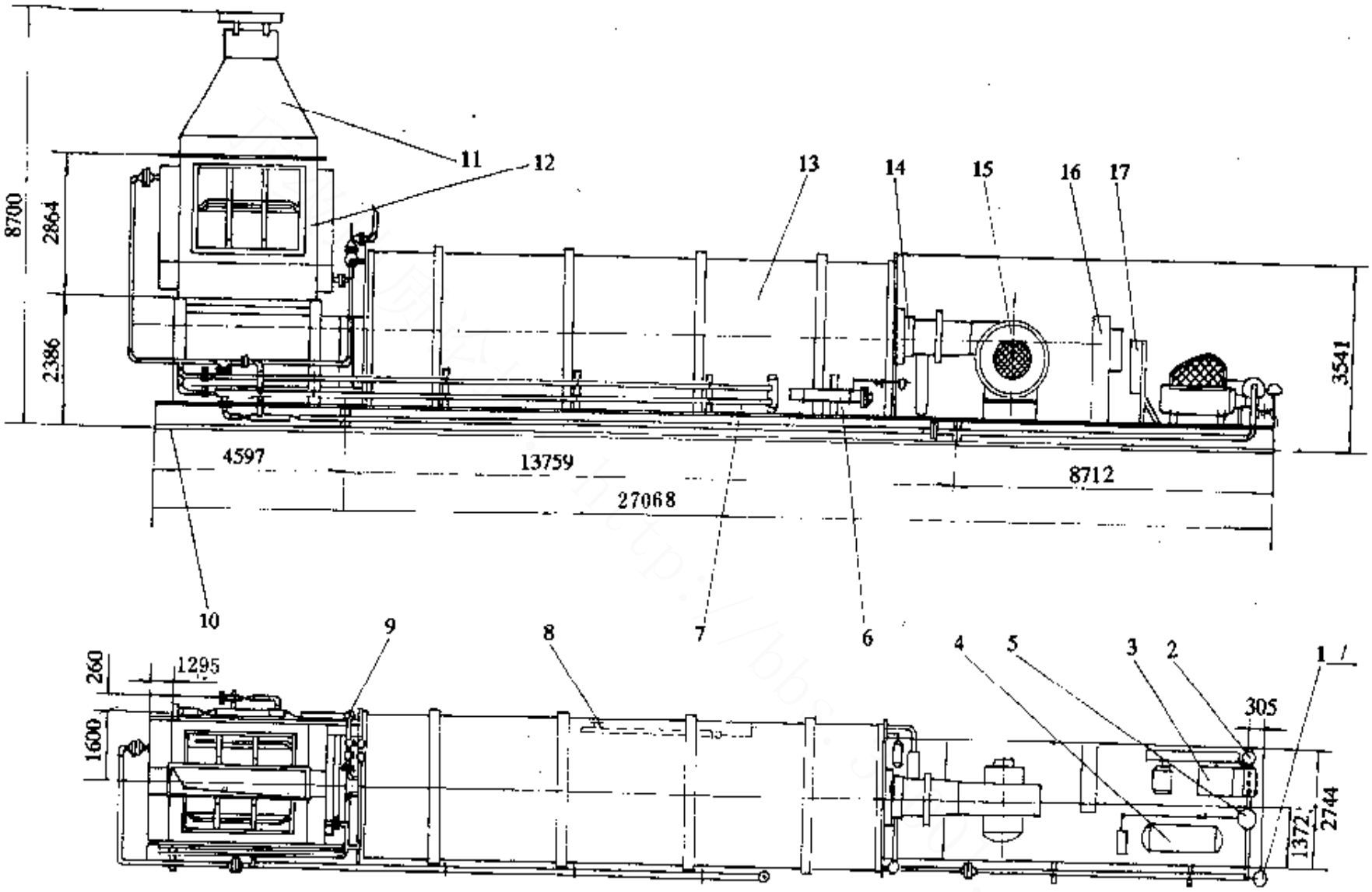


图 7—3　FG－1250/Z 型蒸汽发生器结构示意图

1—回水阀；2—入口减震器；3—柱塞泵；4—空压机；5—出口减震器；
6—电加热器；7—水加热器；8—油加热器；9—汽水分离器；10—撬装；11—烟囱；
12—对流段；13—辐射段；14—燃烧段；15—鼓风机；16—控制盘；17—空气干燥器

地信网论坛 BBS.3500J.COM

二、蒸汽发生器主要配套设备及部件

(一)水处理设备

前面所介绍的蒸汽发生器配套用的水处理装置多为两组两级钠离子交换软水装置,有的带砂滤器,有的带热力除氧装置,基本结构类同,考虑到 HSMC(美热力公司)的技术已转让给上海四方锅炉厂,目前四方锅炉厂和八公司生产的水处理设备基本满足要求,是今后国内重要发展的产品,故作重点介绍。另外丹尼尔公司水处理装置系列齐全,具有代表性,也作重点介绍。其他公司产品性能从略。

1. 上海四方锅炉厂水处理装置

技术规格列于表 7—8。

表 7—8 四方锅炉厂水处理装置技术规格

参数	单位	规格		
		9.2	23	72
流量	t/h	9.2	23	72
工作压力	MPa	0.6	0.6	0.6
工作温度	℃	<40	<40	<40
控制方式		液压全自动控制(也可用 PLC 控制)		
装载形式		撬座	撬座	撬座
最大件运输重量	t	5.1	7.24	6
最大件运输尺寸(长×宽×高)	m	7.4×2.8×2.6	7.4×3.3×3.5	6.1×2.5×3.4
重量	t	5.1	7.04	20
外形尺寸(长×宽×高)	m	7.4×2.8×2.6	7.4×3.3×3.5	10×10×3.4

结构示意图见图 7—4。

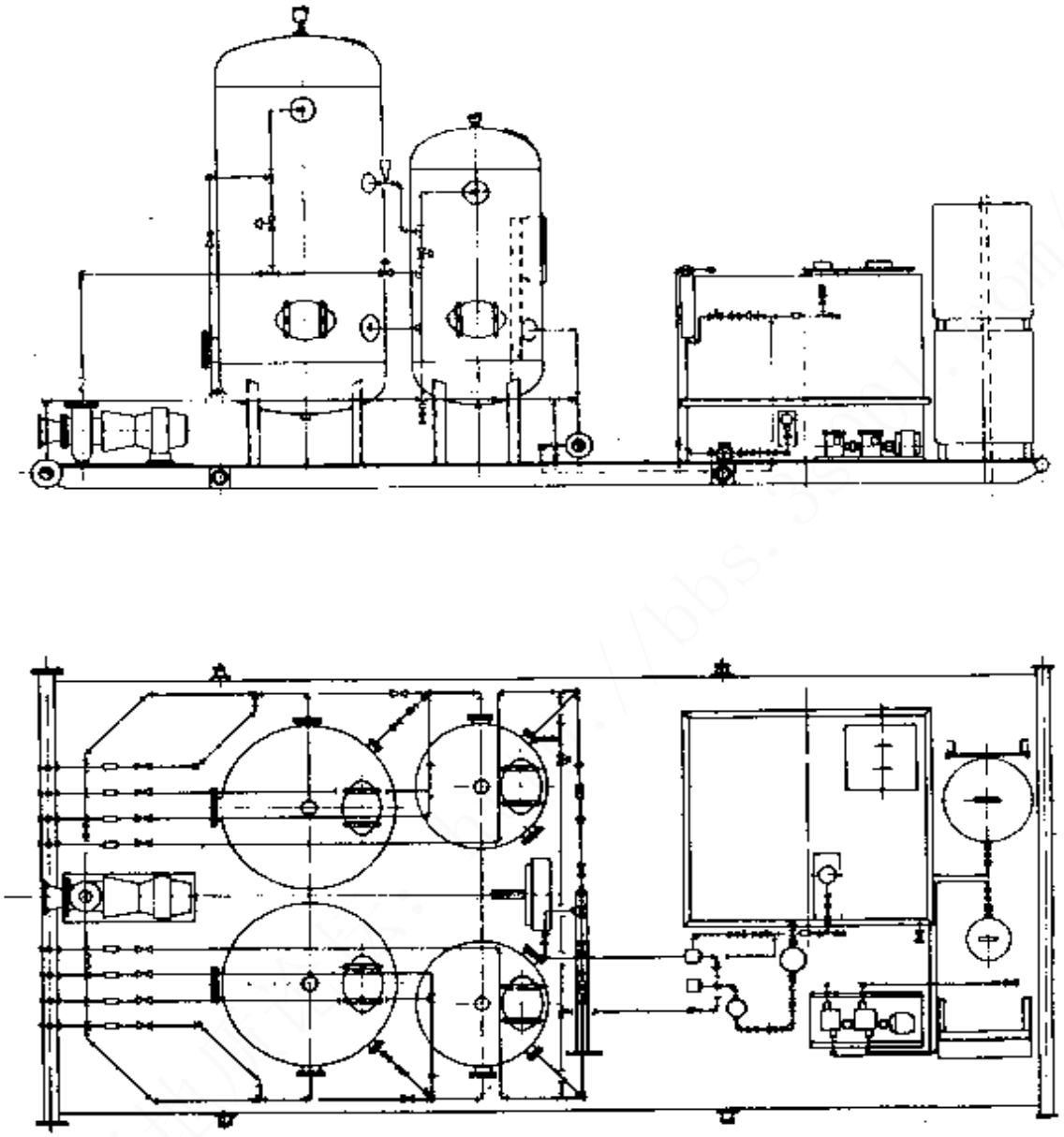


图 7—4　四方锅炉厂水处理设备

2. 抚顺八公司生产的水处理装置

技术参数列于表 7—9。

结构见图 7—5。

表 7—9　抚顺八公司水处理装置技术参数

参　数	单位	规　格	
		FG－630/Z 型	FG－1250/Z 型
流　量	t/h	16	24
工作压力	MPa	0.6	0.59
软化水硬度	mg/L	<1	<1
残氧含量	μg/L	<1	
出口水温	℃	≤76	≤76
再生周期	h	8	8
耗盐量	kg/次	60	200
总重量	kg		13000
自控配制盐水浓度	%	10	10

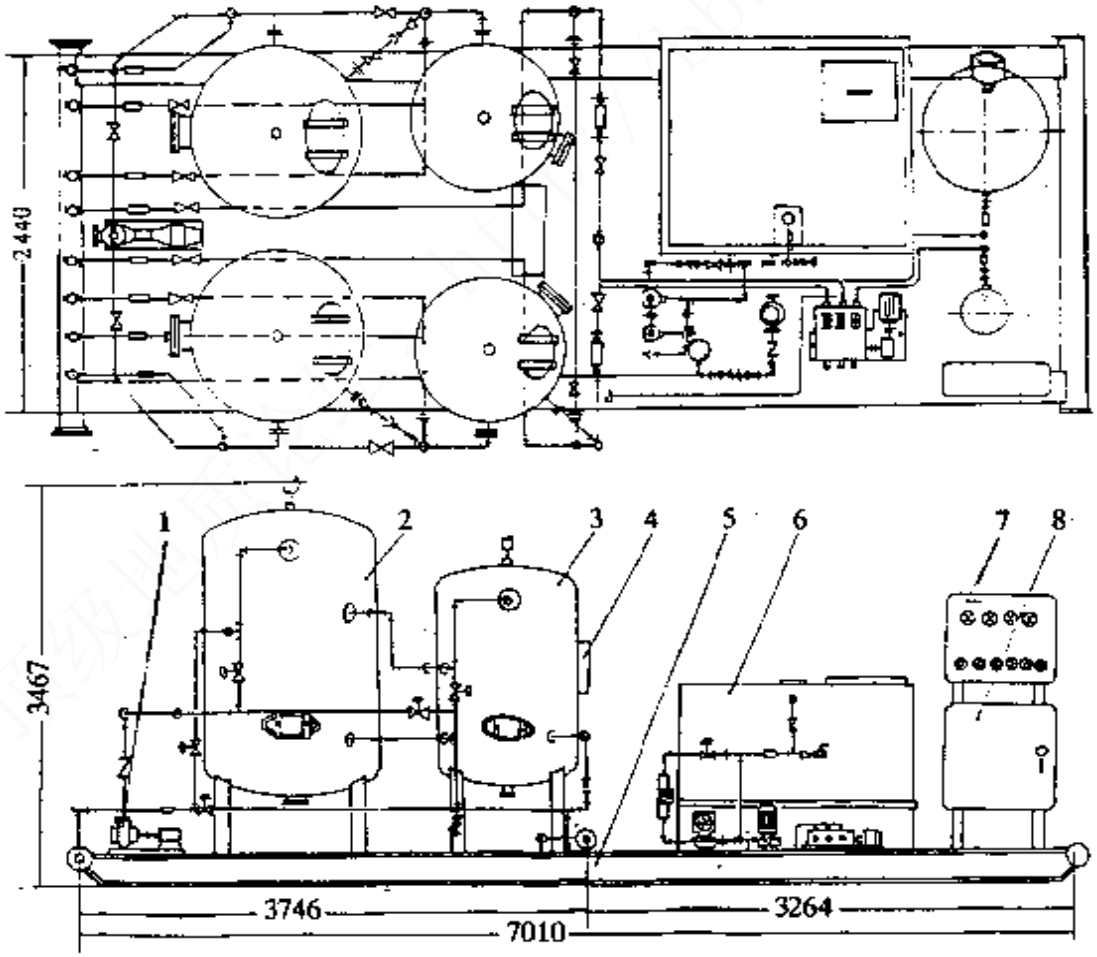


图 7—5　FG－1250/Z 型水处理装置

1—给水泵；2—第 1 组软水罐；3—第 2 组软水罐；4—压力表及取样器；5—撬座；6—盐水罐；7—控制箱；8—配电箱

3. 丹尼尔公司水处理装备

技术参数列于表 7—10 中。

表 7—10　丹尼尔(DANIEL)公司水处理设备参数

参　数	DI－WS 2418－2A 型		DI－WS 3630－2A 型		DI－4836－2A 型	
	一级	二级	一级	二级	一级	二级
设计压力 MPa	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
设计流量,m^3/h	7.95	7.95	12.5	12.5	28.4	28.4
树脂体积,m^3	0.25	0.14	0.51	0.34	0.91	0.52
树脂床深度,m	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
容器高度(焊缝间),m	2.13	1.52	2.13	1.52	2.13	1.52
盐水流量(稀),m^3/h	1.14		1.82		3.41	
返洗流量,m^3/h	5.68		11.4		22.7	
容器入口联接	1 ½″法兰		3″法兰		3″法兰	
容器出口联接	1 ½″法兰		3″法兰		3″法兰	
容器直径,m	0.61		0.9		1.2	
流量计	1 ½″涡轮流量计		2″涡轮流量计 2TW/AR/T		2″涡轮流量计 2TW/AR/T	
来水硬度,mg/L	最大 300		最大 300		最大 300	
出水硬度,mg/L	0.5		<1		<1	

(二)常用锅炉给水泵

技术参数列于表 7—11 中。

表 7—11　热采锅炉用给水泵主要技术参数

参　数	型　号					
	5P－323	HP－100M	HP－125M	HP－165M	HP－250M	HP－300M
生产厂		Wheatley	Wheatley	Wheatley	Wheatley	Wheatley
型式	五缸泵	三缸泵	五缸泵	五缸泵	三缸泵	五缸泵
柱塞：直径，mm 冲程，mm	34.93 79.38	44.45 114.3	38.1 88.9	53.98 114.3	57.15 180.98	
排量，m^3/h	9.3		12.26		29.97	
最大排出压力，MPa	18.9	19.2	20.25	13.02	20.5	
液力端材料	铝青铜		铝青铜		铝青铜	
工作转数，r/min			400		360	360
电机功率，kW	74.6	44.76	74.6	111.9	184.5	186.5
电源	380V/3相/50赫	380/3/50	380/3/50	380/3/50	380/3/50	380/3/50
润滑油量，L	18.9	18.9	18.9	18.9	45.42	45.42

(三)燃烧器

我国用的各公司生产的蒸汽发生器均采用北美燃烧器，其技术参数列于表 7—12 中。

表 7—12　北美燃烧器技术性能

参　数	型　号			
	6131GX－62.5 型	6131－FA－CR31.5 型	6131－FA－CR－22 型	6131－FA－CR－25 型
能力，kJ/h	65.9×10^6	33.2×10^6	23.2×10^6	26.4×10^6
鼓风机功率，kW 转数，r/min	37.3 1750	15 1750	15 3000	15 3450
雾化空气流量，m^3/h	50 (1.4)	66 (1.9)	28	28
雾化空气压力，MPa	0.525～0.7	0.525～0.7	0.525～0.7	0.525～0.7
雾化蒸汽流量，kg/h (MPa)	72.6 (1.12)	90.7 (1.4)	90.7 (1.4)	90.7 (1.4)
雾化蒸汽压力，MPa	0.35～0.875	0.35～0.875	0.35～0.875	0.35～0.875
重油粘度，SSU 重油压力，MPa 天然气压力，MPa	＜100 0.875～1.05 0.105	＜100 0.875～1.05 0.105	＜100 0.875～1.05 0.105	＜100 0.875～1.05 0.105

三、热采井口装置

热采井口装置是稠油井注汽和生产全过程中必不可少的控制装置。它主要由大四通、小四通、总阀、生产阀、套管阀、测试阀、节流器、法兰(卡箍)短节、截止阀等零件组成。目前在我国稠油油田现场应用的热采井口装置有三种。RC21/380 型适用于各种稠油井；KR－14/340 型和 14×335 型专门用于浅层稠油井。

(一)RC 21/380 型热采井口装置

1. 主要技术规格

公称通径	65mm
大四通通径	170mm
最大工作压力	21MPa
最高工作温度	380℃
强度试验压力	42MPa

连接形式	法兰或卡箍
外形尺寸(长×宽×高)	1580mm×690mm×1577mm
重　　量	1037kg(六个阀)
生产厂	辽河油田机修总厂

2. 结构

该装置结构示意图见图 7—6。

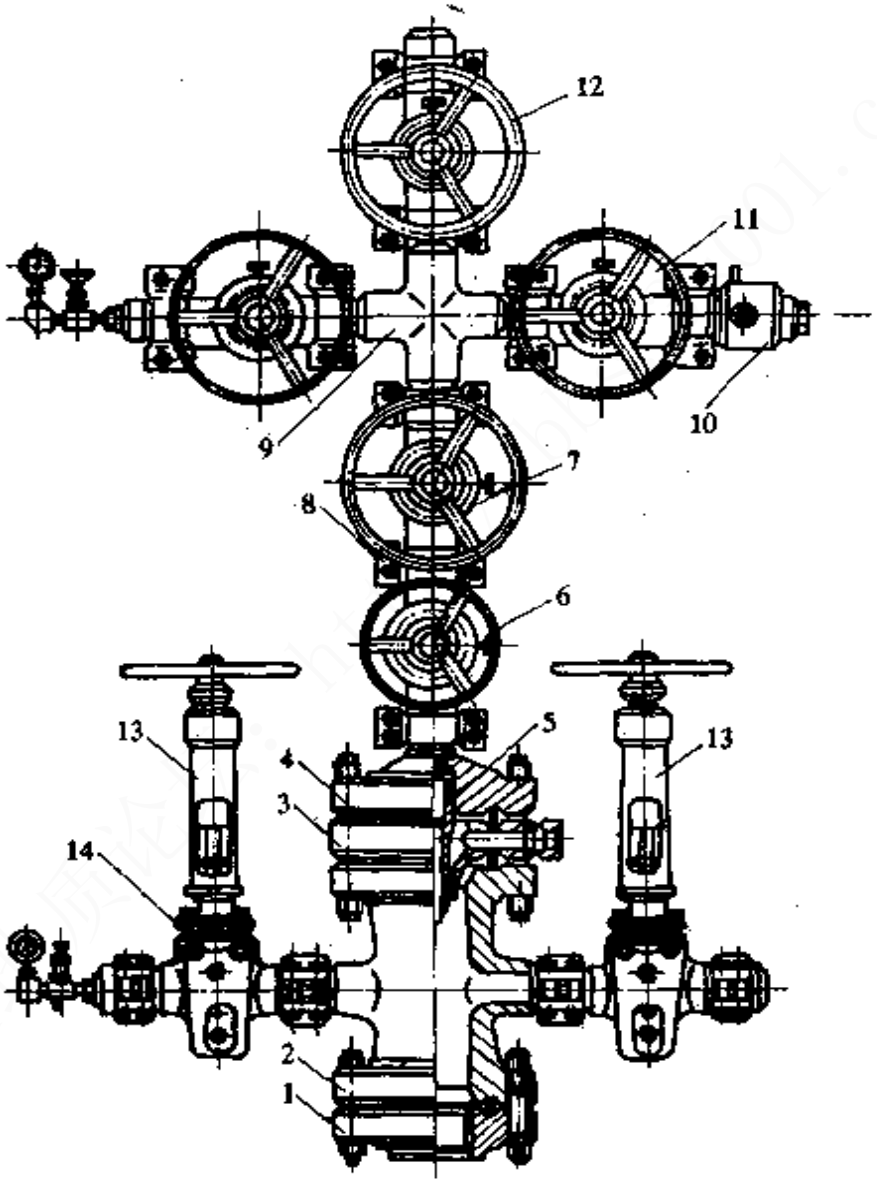


图 7—6　RC 21/380 热采井口结构图

1—套管法兰;2—大四通;3—中间法兰;4—油管挂法兰;5—油管短节;6—手轮;7—总阀门手轮;8—卡箍;9—小四通;10—节流器总成;11—手轮;12—手轮;13—套管阀门;14—阀体

地信网论坛 BBS.3S001.COM

(二)KR－14/340 型热采井口装置

1. 主要技术规格

公称通径	65mm
大四通通径	170mm
最大工作压力	14MPa
最高工作温度	340℃
强度试验压力	35MPa
连接形式	法兰或卡箍
外形尺寸(长×高)	1516×1100mm
重　　量	467kg
设计单位	江汉机械研究所
生产厂	河南油田机修厂

2. 结构

该装置结构见图 7—7。

(三)14×335 型热采井口装置

1. 主要技术参数

公称通径	62mm
大四通通径	170mm
最大工作压力	14MPa
最高工作温度	335℃
强度试验压力	35MPa
连接形式	法兰或卡箍
外形尺寸(长×高)	1250×1341mm
重　　量	763kg
生产厂	新疆石油局机械厂

2. 结构

该装置结构与 KR－14/340 类同,从略。

(四)RCP－1 型固定式热采偏心井口装置

技术参数

公称通径：四通	65m/m
偏孔	40m/m
最大工作压力	12MPa
最高工作温度	360℃
强度试验压力	25MPa
连接形式	法兰或卡箍

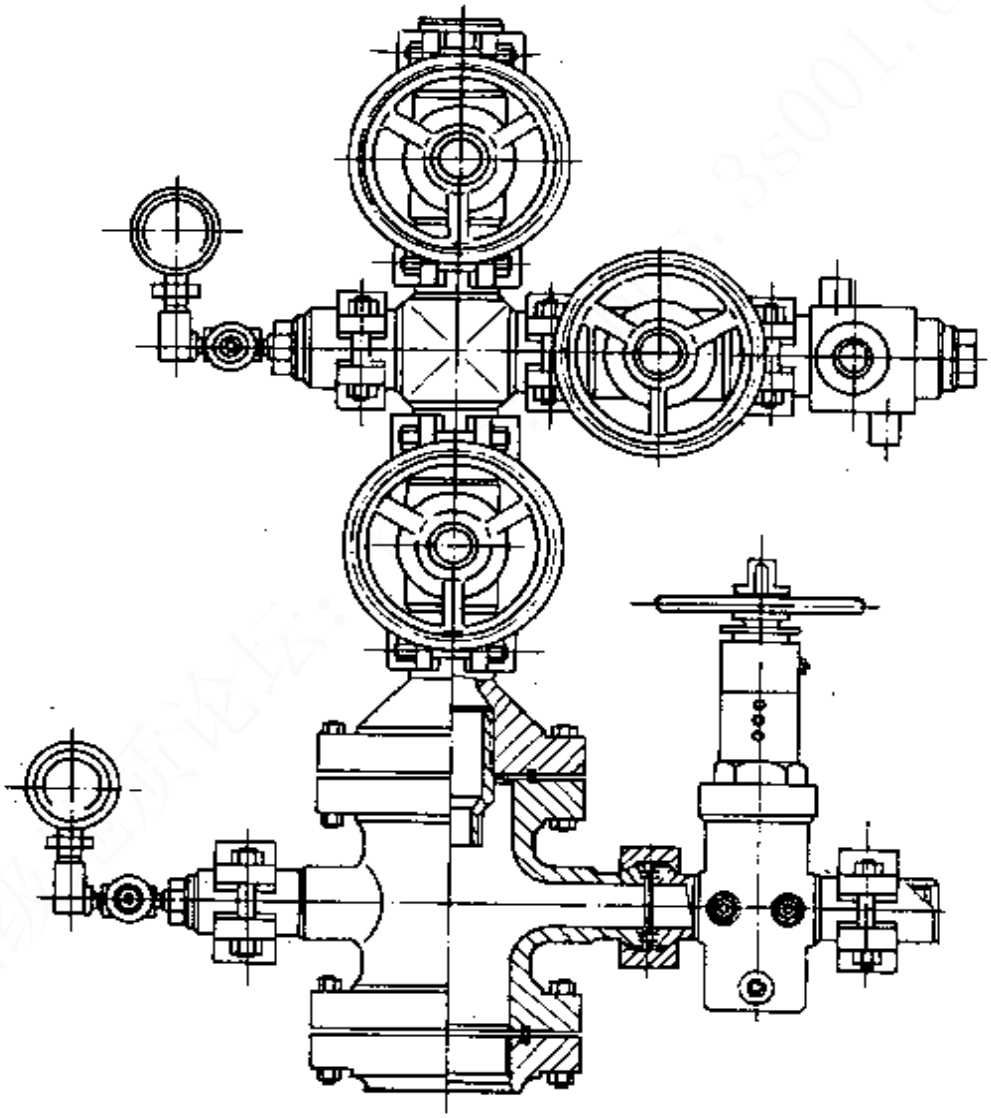


图 7—7　KR 14/340 型热采井口装置示意图

地信网论坛 BBS.3500L.COM

四、注蒸汽用隔热油管

稠油井注蒸汽开采(蒸汽吞吐、蒸汽驱)时,普遍采用了隔热油管以减少井筒热损失,提高注入到油层的蒸汽干度,保护套管及套管外的水泥环免受损坏。在我国,由于大多数稠油井较深,注汽压力较高,不仅必须采用隔热油管,而且对隔热油管的性能要求亦较高。

(一)国产隔热油管

国产隔热油管可分为外波纹隔热油管、内波纹隔热油管和预应力隔热油管三类,其结构特点如表 7—13 所示。

表 7—13 各类隔热油管结构特点

制造厂家	类 型	隔热材料	防止热辐射层	扶正器	端部连接结构	连接螺纹
抚顺石油机械厂	外波纹隔热油管	硅酸铝纤维毯抽空后回注氩气	铝箔	钢辐板	外波纹管焊接	外加厚油管螺纹
抚顺石油机械厂	内波纹隔热油管	硅酸铝纤维毯抽空后回注氩气	铝箔	钢辐板	内波纹管焊接	偏梯形螺纹
抚顺石油机械厂	预应力隔热油管	硅酸铝纤维毯抽空后回注氩气	铝箔	钢辐板	预应力喇叭口焊接	偏梯形螺纹
辽河油田总机厂	预应力隔热油管	硅酸铝纤维毯抽空后回注氩气	铝箔	钢辐板	预应力喇叭口焊接	偏梯形螺纹

1. 外波纹隔热油管

外波纹隔热油管由接箍、内管、扶正块、隔热层、外管、外波纹管组成。波纹管的功能是当内管通过高温蒸汽时,内、外管因温度差别大引起不同的轴向伸长。波纹管可以起到补偿作用。见图 7—8。

2. 内波纹隔热油管

内波纹隔热油管由接箍、内管、扶正块、隔热层、内波纹管组成。波纹管功能与外波纹隔热管的相同。见图 7—9。

3. 预应力隔热油管

预应力隔热油管由接箍、内管、扶正环、隔热层、外管等组成。见图 7—10。

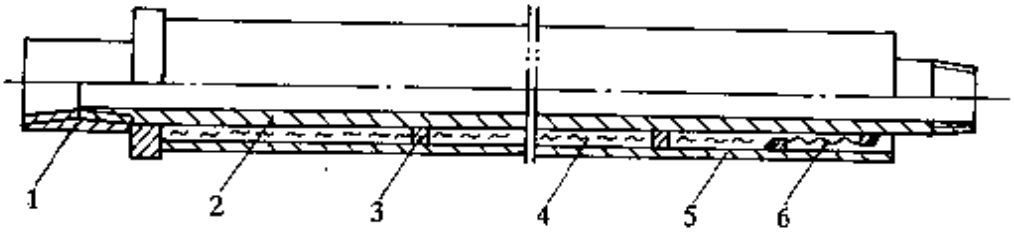


图 7—8　外波纹隔热油管结构

1—接箍;2—内管;3—扶正块;
4—隔热层;5—外管;6—外波纹管

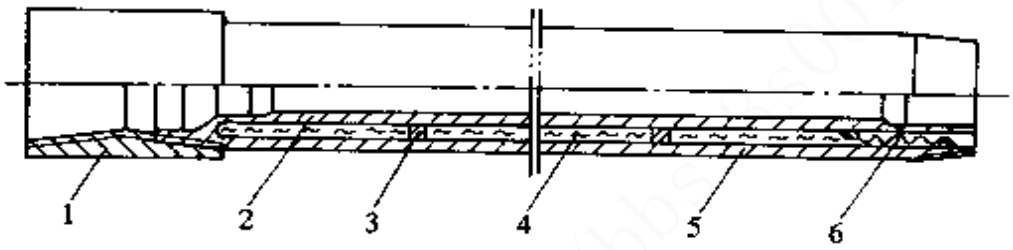


图 7—9　内波纹隔热油管结构

1—接箍;2—内管;3—扶正管;
4—隔热层;5—外管;6—内波纹管

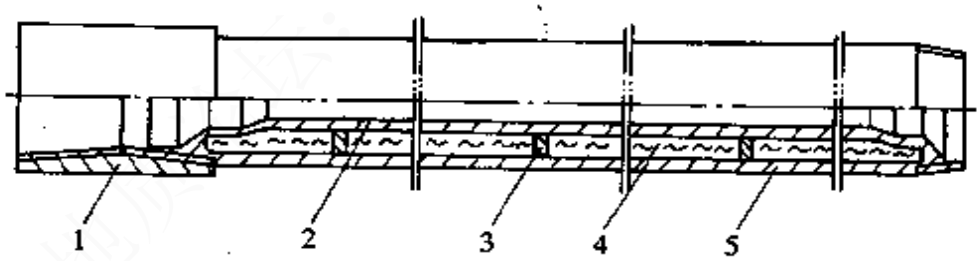


图 7—10　预应力隔热油管结构

1—接箍;2—内管;3—扶正管;
4—隔热层;5—外管

国产隔热油管的结构尺寸系以毫米表示外管外径和内管内径,如表 7—14 所示。

表 7—14　国产隔热油管结构尺寸表示方法

外管外径,mm	127	114	88.9
内管内径,mm	62.0	50.6	40.9
结构尺寸,mm	127×62.0	114×50.6	88.9×40.9

国产隔热油管的隔热性能分为四个等级如表 7—15 所示。

表 7—15　国产隔热油管隔热性能等级

隔热性能等级代号	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
内管温度 300℃时的视导热系数 λ W/(m·K)	$0.2<\lambda\leqslant0.28$	$0.12<\lambda\leqslant0.2$	$0.04<\lambda\leqslant0.12$	$\lambda\leqslant0.04$

国产隔热油管应具有注蒸汽井各种工况所需要的抗拉、抗内压、抗外挤压等机械性能如表 7—16 所示。

隔热套是隔热油管的一个辅助配件,其作用是为了消除接箍处的热点,减少接箍部位的热损失。

(二)伸缩管

伸缩管又叫热胀补偿器,其主要功能是用于补偿油井在注蒸汽过程中,因温度变化引起注蒸汽管柱的伸长(升温)或缩短(停注蒸汽)。不同油井注入蒸汽温度是不同的,注汽管柱的长度变化亦是不相同的。对于特定的稠油井,按予计的注汽温度,可按线性伸长计算出由于温度升高管柱伸长的理论值。选用的伸缩管的有效伸缩距应大于管柱伸长的计算值,方可满足正常注蒸汽的要求。其结构如图 7—11 所示。

关于伸缩管的位置,国外因井浅,注汽温度相对较低,因此,有些油田将伸缩管放置在井口。国内一般是将伸缩管连接在注汽管柱上。

表 7—16　国产隔热油管机械性能

结构尺寸 mm			127×62.0	114×62.0	114×50.6	88.9×50.6	88.9×40.9
预应力隔热油管	抗拉载荷 kN	20℃	820	680	560	510	500
		350℃	610	470	420	380	370
	抗内压 MPa	20℃	58	55	55	49	48
		350℃	42.8	40	40	35	36
	抗外挤 MPa	20℃	37.5	28	28	45	50
		350℃	25	20	20	38	38
内波纹隔热油管	抗拉载荷 kN	20℃	—	650	650	—	—
		350℃	—	450	450	—	—
	抗内压 MPa	20℃	—	40	40	—	—
		350℃	—	30	30	—	—
	抗外挤 MPa	20℃	—	28	28	—	—
		350℃	—	21	21	—	—

续表

结构尺寸 mm			127×62.0	114×62.0	114×50.6	88.9×50.6	88.9×40.9
外波纹隔热油管	抗拉载荷 kN	20℃	—	600	450	—	—
		350℃	—	520	380	—	—
	抗内压 MPa	20℃	—	70	60	—	—
		350℃	—	52	45	—	—
	抗外压 MPa	20℃	—	28	28	—	—
		350℃	—	21	21	—	—

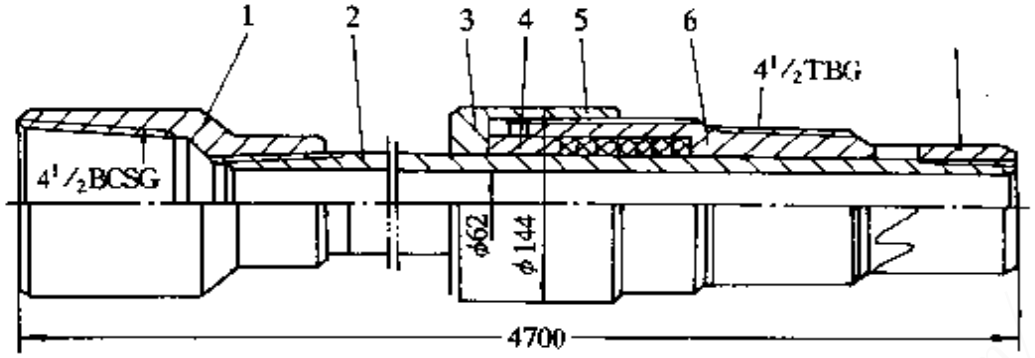


图 7—11　伸缩管结构原理图

1—变螺纹接头；2—中心管；3—压帽；4—压环；
5—密封件；6—密封盒；7—承重接头

(三)国外公司生产的隔热油管

国内在注蒸汽开采的初期，曾经从美国的贝克(Baker)等公司引进了少量隔热油管及其配件(循环阀、隔热套等)。贝克公司的隔热油管为同心双层管(对内管施加预应力后与外管组焊)结构，内外管之间加装隔热材料，抽真空后充入惰性气体。贝克公司生产的隔热油管的规格如表 7—17 所示。

表 7—17　美国贝克(Baker)公司生产的隔热油管

规格	35×16	45×19	50×24	55×24	55×29
外管外直径，in(mm)	3.500 (88.9)	4.500 (114.3)	5.000 (127.0)	5.500 (139.7)	5.500 (139.7)
外管内直径，in(mm)	2.992 (76.0)	4.052 (102.9)	4.494 (114.1)	5.012 (127.3)	5.012 (127.3)
内管外直径，in(mm)	1.900 (48.3)	2.375 (60.3)	2.875 (73.0)	2.875 (73.0)	3.500 (88.9)
内管内直径，in(mm)	1.610 (40.9)	1.995 (50.7)	2.441 (62.0)	2.441 (62.0)	2.992 (76.0)
长度，ft(m)	30 或 40 (9.14 或 12.19)	30 或 40 (9.14 或 12.19)	30 或 40 (9.14 或 12.19)	30 或 40 (9.14 或 12.19)	30 或 40 (9.14 或 12.19)
接箍外直径，in(mm)	4.250 (108.0)	5.000 (127.0)	5.563 (141.3)	6.050 (66.2)	6.050 (66.2)

贝克公司产隔热油管的机械性能如表 7—18 所示。

表 7—18　美国贝克公司隔热管的机械性能

项　目		规　格			
		35×16	45×19	50×24	55×29
拉伸载荷 kN	70℃	422.6	667.2	822.9	867.4
	670℃	316.9	500.4	618.3	649.4
压缩载荷 kN	70℃	361.4	444.8	645.0	564.9
	670℃	289.1	355.9	511.5	444.8
破裂压力 MPa	70℃	48.1	33.0	39.3	33.2
	670℃	36.1	24.8	29.4	24.8
挤毁压力 MPa	70℃	51.0	27.6	33.8	27.9
	670℃	37.9	20.7	25.3	20.7

注：表中所列数值都是最小值。

表 7—19 列出了国外部分公司制造的隔热油管的隔热性能。

表 7—19　各型隔热油管热性能对比

制造厂家	型　号	隔　热　方　式	管体导热系数 W/(m·℃)
川崎公司	TC－650	铝箔＋硅酸铝纤维＋惰性气体 Xe	0.026（343℃时）
川崎公司	TC－750	两层铝箔(玻璃纤维间隔)＋真空＋吸附剂	0.003（343℃时）
贝克公司	Ⅱ	铝箔＋硅酸铝纤维＋惰性气体 Ar	0.035（354℃时）
贝克公司	Ⅲ	铝箔＋硅酸铝纤维＋惰性气体 Xe	0.26（354℃时）
贝克公司	Ⅴ	多层铝箔(层间用玻璃纤维间隔)＋真空＋吸附剂	0.003（354℃时）

地信网论坛 BBS.3S001.COM

五、注蒸汽高温封隔器

注蒸汽高温封隔器是井下隔热管柱的重要组成部分，对于减少井热损失、提高井底蒸汽干度、改善注汽效果是至关重要的，特别是对于井深超过1000m的注汽井就更显得重要。我国先后从美国的贝克(BAKER)公司和凯普森(Guibsion)公司引进过六种注蒸汽高温封隔器，主要在辽河、胜利等油田使用。各油田又发展了自己的注蒸汽高温封隔器。下面分别介绍已在我国稠油油田应用的注蒸汽高温封隔器的主要技术参数。

(一)C—2型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

(二)DGT注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

结构见图7—12。

(三)HBD－1型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

结构见图7—13。

(四)MJS型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

结构见图7—14。

(五)KT－2型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

结构见图7—15。

(六)UN1－V1型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数见表7—20。

(七)辽河R－7型注蒸汽高温封隔器

主要技术参数如下：

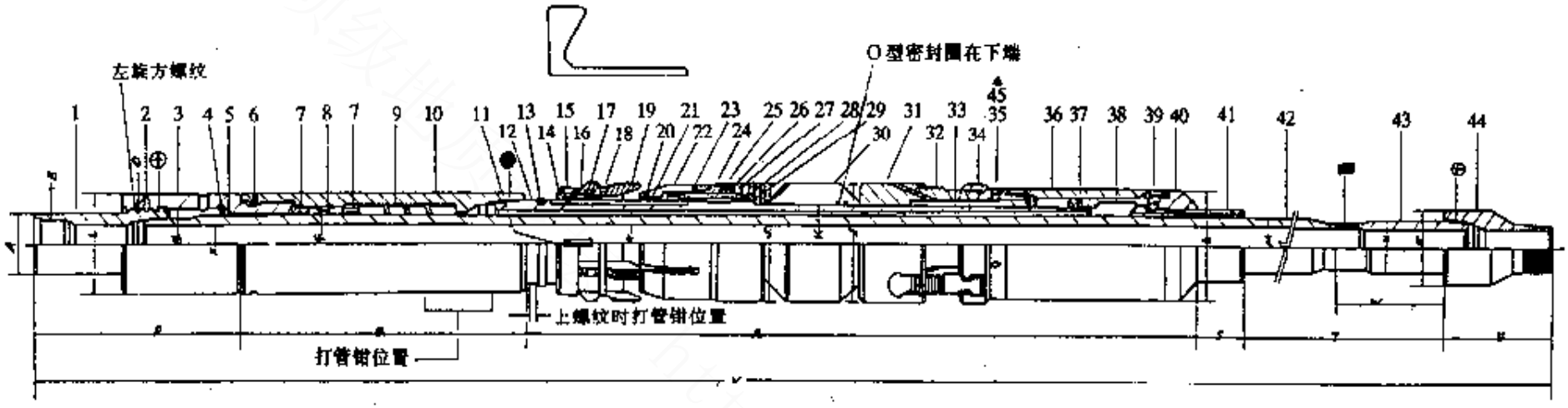


图 7—12　DGT 型封隔器结构图

1—上接头；2—剪切螺钉；3—密封上接头；4—卡簧；5—刮油环；6—内六角螺钉；7—密封垫片；8—伸缩密封总成；9—弹簧；10—密封套；11—内六角螺钉；12—中心管；13—限制环；14—卡瓦上部环；15—“丁”型销；16—滑套；17—压簧；18—卡瓦挡环；19—上卡瓦；20—剪切螺钉；21—支承环；22—锥体；23—闩锁挡环；24—弹簧挡环；25—弹性垫圈；26—标准环；27—定位螺钉；28—锁环；29—剪切螺钉；30—密封总成；31—下锥体；32—下卡瓦；33—限制套；34—下卡瓦环；35—剪切螺钉；36—闩锁套；37—螺钉；38—闩锁；39—剪切环；40—剪切挡环；41—剪切套；42—伸缩管；43—伸缩短节；44—下接头；45—剪切螺钉

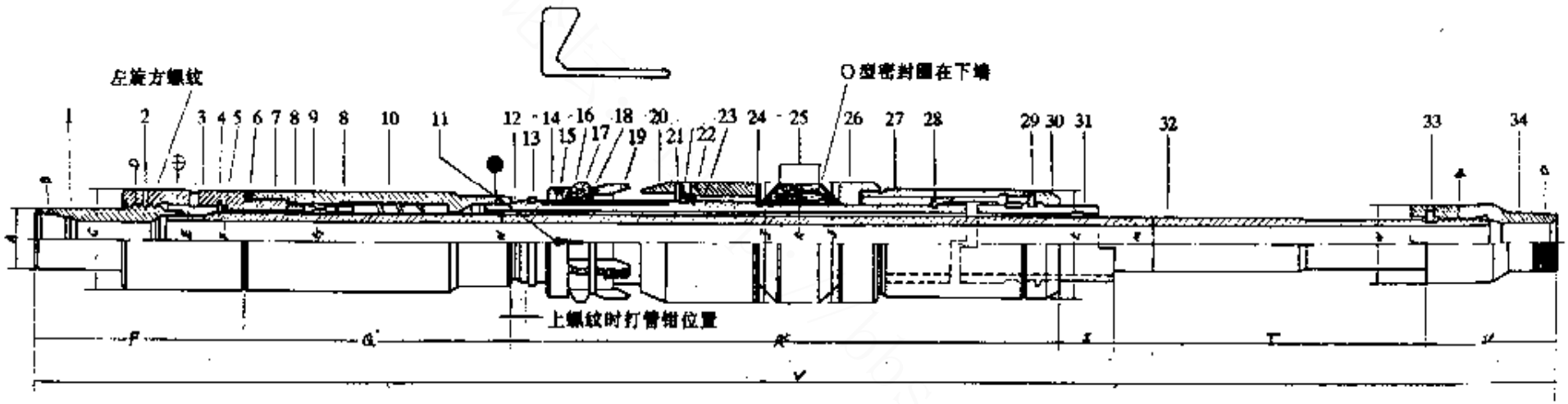


图 7—13　HBD－1 型封隔器结构图

1—上接头；2—剪切螺钉；3—密封套接头；4—卡簧；5—刮油环；6—内六角螺钉；7—密封套；8—密封垫片；9—伸缩密封总成；10—弹簧；11—内六角螺钉；12—中心管；13—限制环；14—卡瓦上部环；15—“丁”型销；16—滑套；17—压簧；18—卡瓦挡环；19—卡瓦；20—锥体；21—剪切螺钉；22—定位销；23—锁环；24—隔环；25—密封总成；26—标准环；27—闩销套；28—闩锁；29　剪切螺钉；30—剪切挡环；31—剪切滑套；32—伸缩管；33—剪切螺钉；34—下接头

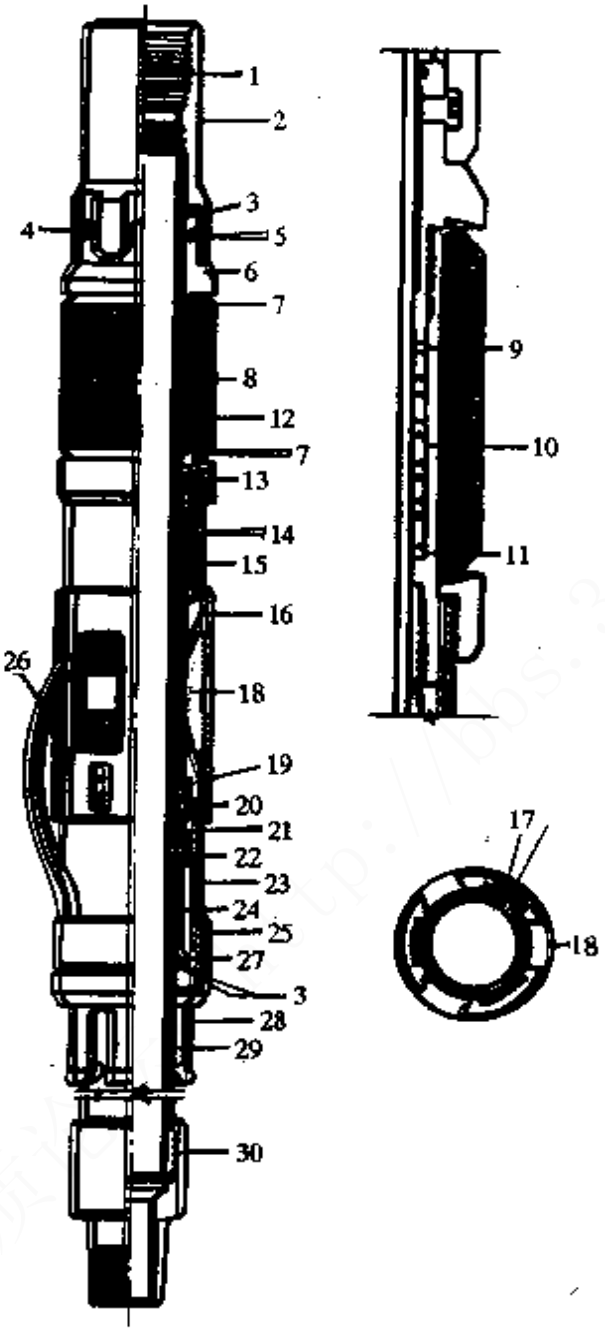


图 7—14　MJS 型封隔器结构图

1—接头密封环;2—上接头;3—刮油环;4—埋头螺钉;5—剪切螺钉;6—上本体;7—垫圈;8—密封元件;9—从动环;10—拍克限位;11—端部密封环;12—心轴密封;13—挡环;14—拉体;15—上锥体;16—外壳;17—卡瓦扩张弹簧;18—卡瓦;19—下部轴承;20—螺钉;21—定位螺母;22—上动爪;23—下锥体;24—剪钉;25—弹簧挡环;26—扶正器弹簧;27—辅助套;28—易装易拆套;29—心轴;30—下接头

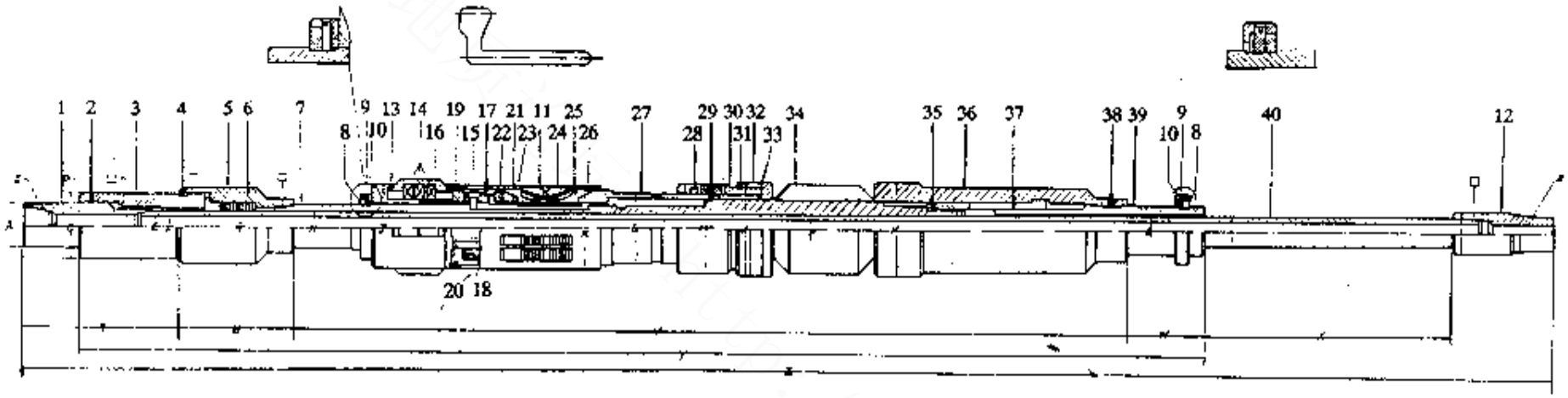


图 7—15　KT－2 型封隔器结构图

1—上接头;2—剪钉;3—密封套接头;4—定位螺钉;5—密封套;6—马克 15 密封总成;7—本体;8—止动环;9—定位螺钉;10—挡环;11—卡瓦弹簧片;12—接箍;13—摩擦块套;14—弹簧;15—"丁"型销;16—摩擦块;17—卡片离合器;18—卡片;19—定位螺钉;20—弹簧;21—套筒;22—螺钉;23—上锥体;24—卡瓦;25—卡瓦弹簧;26—卡瓦罩;27—下锥体;28—隔环;29—埋头黄铜螺钉;30—锥体延伸部分;31—定位螺钉;32—环规;33—挡环;34—密封总成;35—定位螺钉;36—卡套;37—卡;38—埋头黄铜剪钉;39—剪切套;40—可承压接头

表 7—20　注蒸汽高温封隔器主要技术参数

参　数	封隔器型号					
	C－2	DGT	HBD－1	MIS	KT－2	UN1－V1
工作压力,MPa	18	17.5	17.5	19.6	17.5	28
工作温度,℃	320	354	354	360	354	315.6
最大外径,mm	154	154	118.3	154	154	152.4
最小内径,mm	62	62	50.8	62	62	62
最大伸缩距,mm	7000	6000	6000	6096	6092	
总长,mm	10000	8528	8336	7902	7902	6096
适应套管,in	7	7	5 1/2	7	7	7
连接螺纹		2 3/8 UPTBG				2 7/8 EUE

工作压力 20MPa
工作温度 350℃
最大外径 152mm
最小内径 62mm
适应套管 7in
坐封方式 水力坐封
解封方式 上提或旋转解封
适应井深 1700m

(八)胜利 R－2 型注蒸汽高温封隔器

1．主要技术参数

工作压力　15.7MPa
工作温度　353℃
最大外径　152mm
摩擦块最大外径 172mm
摩擦块最小外径 145mm
密封元件外径　150mm
密封元件长度　114mm
总重量　86kg
总长度　1230mm
适应套管　7in

2．结构

见图 7—16。

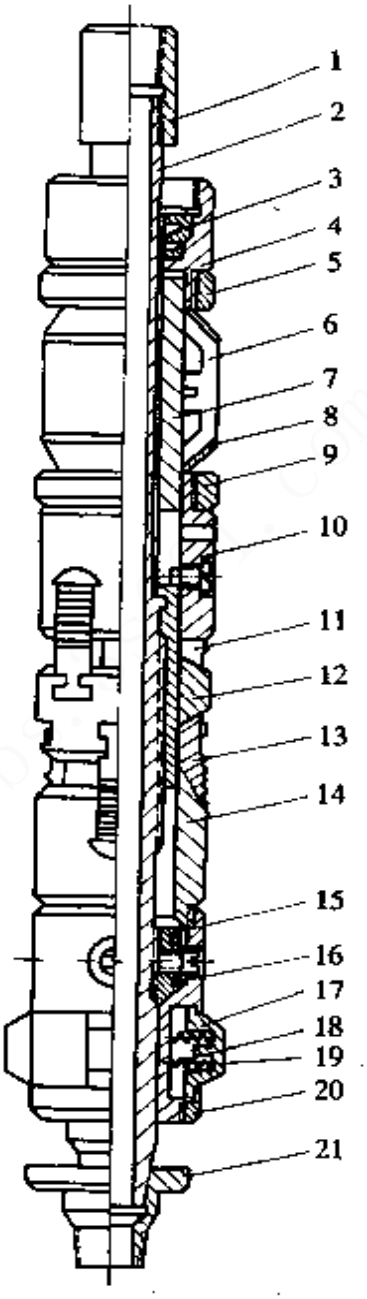


图 7—16　R－2 型封隔器结构图
1—上接头；2—中心管；3—碗状密封盘根；4—密封盒；5—上标准环；6—密封筒；7—中心套；8—护罩；9—下标准环；10—上锥体；11—上卡瓦；12—卡瓦环；13—下卡瓦；14—下锥体；15—开合螺母；16—箍簧；17—扶正套；18—弹簧；19—摩擦块；20—挡环；21—下接头

(九)新疆注蒸汽高温丢手可钻式封隔器

1．封隔器主要技术参数

工作压力　40MPa
工作温度　310℃
最大外径　152mm

地信网论坛 BBS.3500J.COM

卡瓦外径	144mm
密封件外径	150mm
总长	976mm
适用套管内径	155.8mm, 161.8mm
通径	82.5mm,100mm
重量	43kg,41kg

2. 主要配套工具参数

扶正器	$\phi125 \times \phi80 \times 120$
防预伸缩加力器	$\phi120 \times \phi60 \times 861$
液压坐封丢手工具	$\phi140 \times 140 \times 799$
爆炸坐封丢手工具Ⅰ型	$\phi100 \times \phi6 \times 2406$
Ⅱ型	$\phi90 \times \phi8 \times 1761.5$
锚定塞	$\phi68$(实心) $\times 940$
密封插管	$\phi63.5 \times \phi40.3 \times 780$ $\phi76 \times \phi50 \times 780$ $\phi68 \times \phi50 \times 875$
洗井滑套	$\phi107 \times \phi48.5 \times 440$
循环滑套	$\phi93.2 \times \phi44 \times 394$
伸缩管	$\phi130 \times \phi57 \times 2538$
隔热管	$\phi114 \times \phi62 \times 1200$

六、注蒸汽井注汽管柱及施工程序

注蒸汽井完井质量的优劣将严重影响着井底的蒸汽干度、油田开发效果和油井寿命。设计注汽管柱时需要考虑的主要因素是:保护套管在注蒸汽过程中免受损害;满足注蒸汽设计方案要求;尽可能减小井筒的热损失。我国注蒸汽开采的稠油油藏的埋藏深度变化较大,浅者约 200～300m,大部分为 1000m 左右,最深达 1600～1700m。随着注蒸汽井深度的变化,其注汽管柱略有差

异。但是，除极浅的稠油井以外，我国极大多数注蒸汽井注汽管柱是相似的。

(一)常用注汽管柱

注蒸汽井常用注汽管柱如图 7—17 所示，系由隔热油管、伸缩管、高温封隔器、筛管和丝堵等组成。

采用隔热油管旨在减小井筒热损失，将高干度的湿饱和蒸汽送至油层，保护套管。伸缩管可满足对管柱因温度变化引起的长度变化的补偿。高温封隔器亦是完井管柱的关键部件，依靠它密封油套环形空间，不允许高温蒸汽进入油套环形空间从而达到保护套管和减小井筒热损失之目的。一般说来，还应该在注汽管柱(封隔器上方)上加装循环阀，以便在向油层注汽之前，将封隔器以上的油套环形空间中的水举空，使之保持干的环空，这对减小井筒热损失是十分有利的。

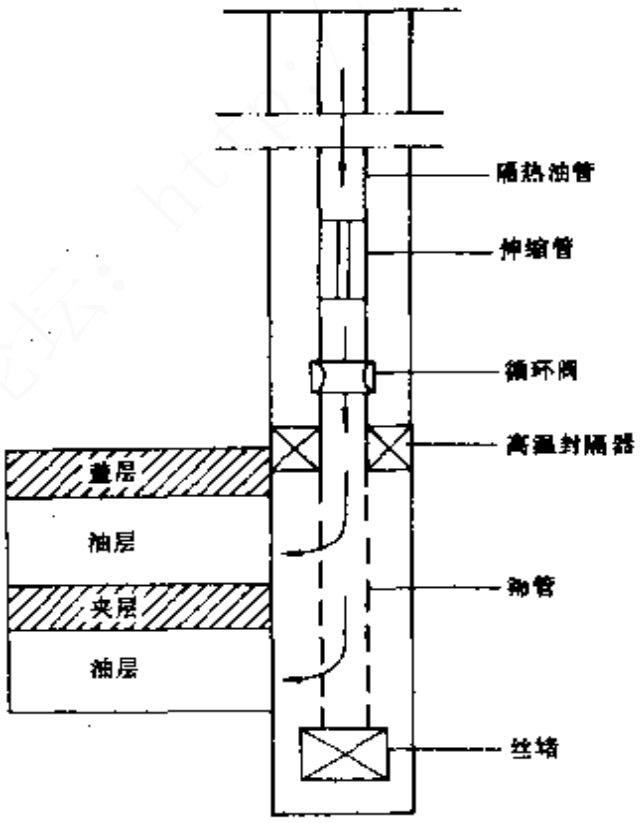


图 7—17　注蒸汽井常用注汽管柱

(二)选层注汽管柱

选层注蒸汽注汽管柱适用于同时射开多层的油井。依封隔器

卡封位置的不同，可分为封上层注下层、封下层注上层、封卡上、下层注中间油层等。其注汽管柱结构分别如图 7—18，7—19，7—20所示，管柱主要部件与常用注蒸汽井注汽管柱相同。

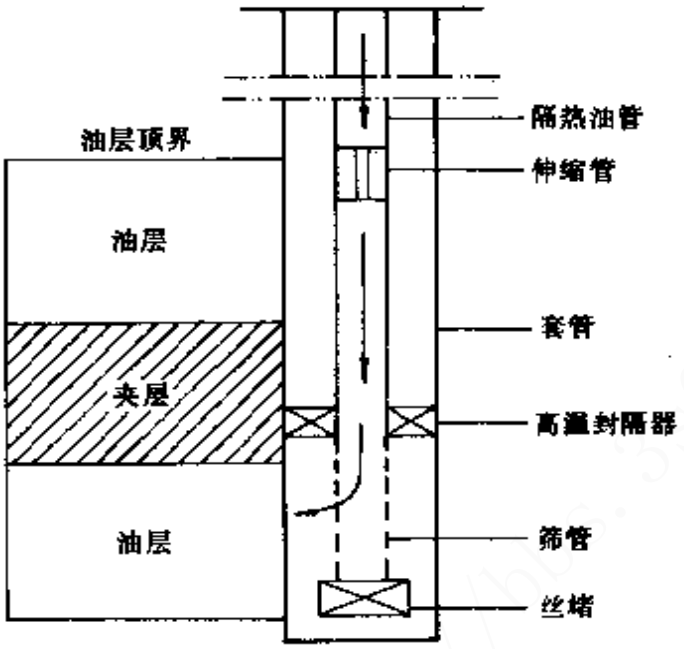


图 7—18　封上层注下层注汽管柱

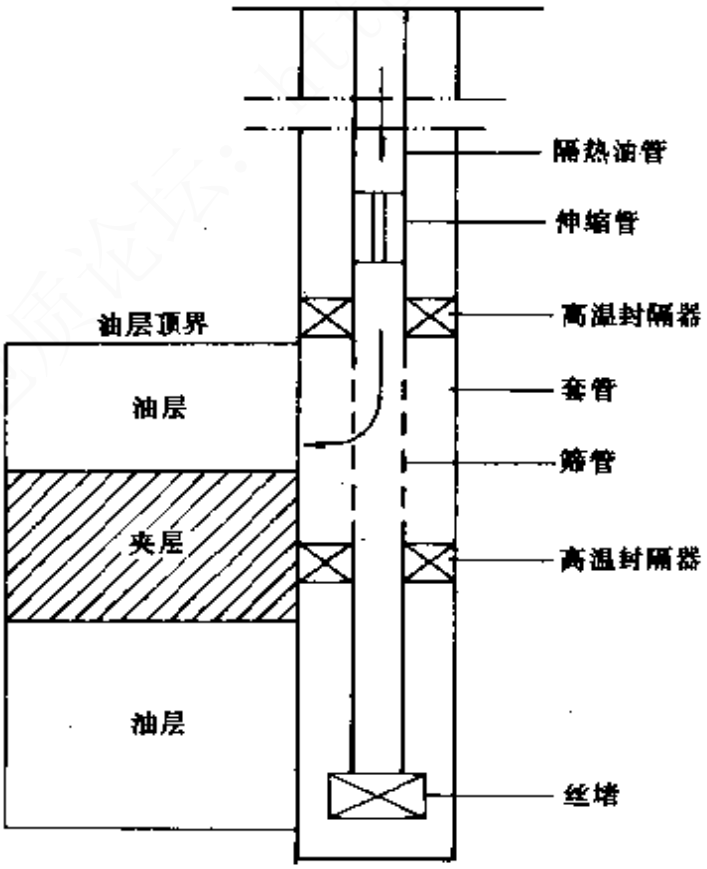


图 7—19　封下层注上层注汽管柱

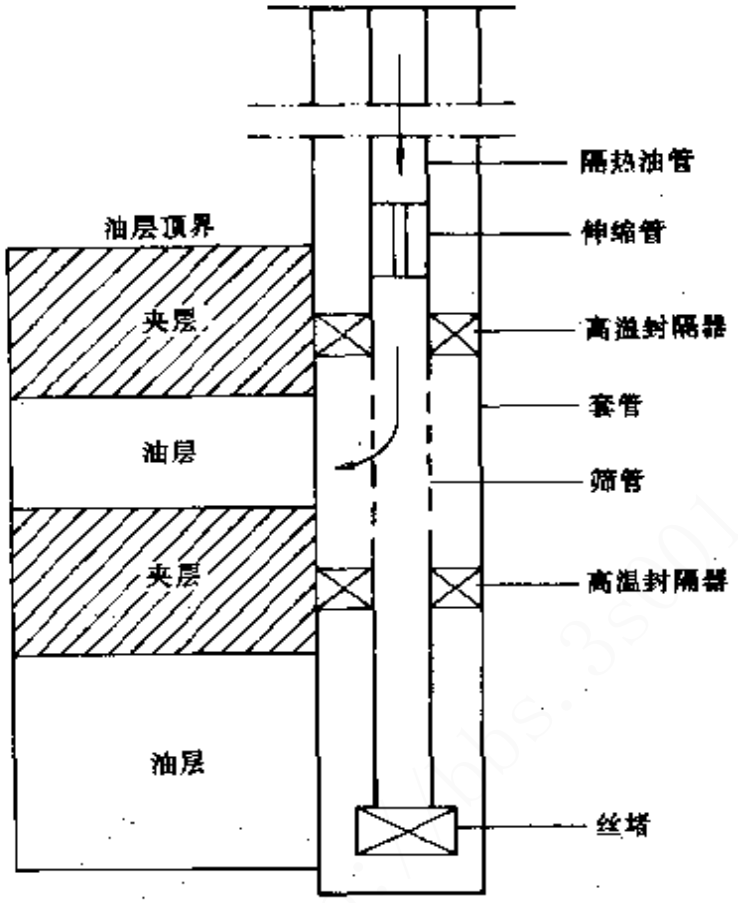


图 7—20　封上、下层注中间层管柱

选层注蒸汽注汽的选井条件如下：

1)必须是射孔完井(相对于砾石充填而言)。

2)油层与油层之间有良好的泥岩隔层，隔层厚度须大于1.5m。

3)固井质量良好，套管无损坏和变形，套管外的水泥环完好。

4)掌握油井注蒸汽历史情况，尤其是吸汽剖面测试资料。

(三)注蒸汽井井下作业施工程序

注蒸汽井井下常规的作业施工程序如下：

1)收集资料，编制单井施工设计书。

2)按照单井施工设计书的要求取出原井管柱。

3)对于新井则按设计要求进行射孔。

4)洗井并用套管刮管器刮管。

5)按设计要求下入注汽管柱，并对管柱进行正试压(对于机械

坐封封隔器而言)。

6)确认注汽管柱、封隔器密封的前提下,将油套环空中的液体(一般是水)气举出来,安装好油、套压力表(高温)交井。

值得注意的是,在井下作业施工过程中,要针对不同的油层特性,筛选入井流体(如射孔液、洗井和修井液等),尽可能减小入井流体对油层的伤害。

七、高温测试仪表

(一)高温压力计和温度计

RPG-3型高温压力计和温度计应用广泛,其主要技术参数如下所列。

1.RPG-3型高温压力计技术参数

测量范围	0~34.4MPa
精度等级	±0.2%
灵敏度	0.5/1000
外形尺寸	ϕ31.8×1980mm
重量	7.5kg

2.RPG-3型井下高温温度计技术参数

测量范围	230~370℃
精度	±2℃
重复性	±0.1℃
工作压力	≤29.4MPa
外形尺寸	ϕ31.8×1660mm
重量	6.89kg

(二)井底蒸汽取样器

井底蒸汽取样是了解高温湿蒸汽从锅炉输出到井下蒸汽注入井段蒸汽干度渐变数值的重要手段,有助于检查井筒隔热效果,以便采取隔热措施。辽河和胜利油田都研制了井底蒸汽取样器,其原理都是根据锅炉给水中的可溶性固形物含量分别与取样部位蒸

地信网论坛 BBS.3500L.COM

汽样品中可溶性固形物含量进行比较，计算各取样点的蒸汽干度，结构类似。其技术参数如下所列。

1.L－QYQ－1型井下蒸汽取样器技术参数

工作温度	360℃
密封压差	20MPa
仪器外径	ϕ 40mm
仪器拉开长度	＜1.5m
取样器有效容积	280mL
取样时间	＜30min
适用井深	1600m
关闭方式	撞击式

2.SQL－2型井底蒸汽取样器主要技术参数

最高工作温度	355℃
工作压力范围	8～22MPa
样室容积	200mL
关闭方式	锤击解馈压差推动式
有效关闭行程	50～65mm
外径	ϕ40 mm
长度	1375mm
重量	7.82kg
应用井深	1400m

（三）L－gsy型高温高压双参数测量仪

该仪器一次下井可同步测量热采井井下蒸汽温度与压力变化相对应的两条曲线，既可减少测温测压的一次测试作业，又能同步测量蒸汽温度与压力的对应数据。既可用于热采井，也可用于常规井。主要技术指标如下：

仪器全长	1800mm
仪器外径	ϕ 36
温度量程	60～400℃
压力量程	0.5～35MPa

地信网论坛 BBS.3S001.COM

温度测量精度	0.5%
压力测量精度	0.5%

(四)TPS－9000 高温生产测井设备

全套设备由车辆、提升装置、井口装置、井下电缆及仪器和数字处理软件等组成，全部装在一台车上。该装备可同时测得井下温度、压力、流量及测点深度四项井下参数。各项参数信号通过电缆传至地面经转换显示并绘制出曲线，再将所得参数经过软件解释得到各种井下参数。

设备的组成及性能如下：

1. 车辆

(1)设备主车

型号	万国 1955 型
发动机功率	136kW(185hp)
前桥载重	8.97t
后桥载重	9.51t

(2)辅助车　12 座工具车

2. 提升装置

(1)井架

型号	GF－M－45－65－600T 型
高度	13.7～19.8m
最大额定负荷	2718kg
锚头绳最大提升负荷	453.6kg
天车轮直径	1.219m

(2)滚筒

型号	GF－DW－500－R
最大容量	ϕ6.35mm(1/4″)电缆 3048m
动力	液压驱动 27kW
最大扭矩	7062N·m
最大提升负荷	1132.5kg

转速　　0～20r/min

无级调速，可整体拆卸。

3. 井口装置

(1)井口防喷盒及防喷管

长度	9.1m
耐温	371℃
耐压	35.15MPa

两端活接头连接

(2)井口防喷器

内径	2 ½″
耐温	371℃
耐压	35.15MPa

可连接 1/4″(6.35mm)管线放空

4. 井下电缆及仪器

(1)电缆(又称毛细管)

由三根 316L 牌号的不锈钢管构成。

1)外管：　外径 6.35mm，内径 4.93mm，壁厚 0.71mm，抗拉伸屈服强度 8845kg。

外管的作用是保护另两根管，承受全部下井工具仪器的拉力。

2)导线管：外径 2.39mm，内径 1.37mm，壁厚 0.51mm。

导线管内有两根 24AWG 热电偶和一根 24AWG 流量信号导线。三根导线均为 Kapion 绝缘，可耐温 482℃(900°F)。

3)传压管：与导流护管相同的空心管。

电缆每米重 1.49kg。

(2)井下仪器

由传压接头、传压筒、感温室和涡轮流量计组成。

1)传压接头。是连接毛细管(外管)和传压筒的部件，内有隔离装置。

2)传压筒。其作用是储存气体传导压力，防止液体进入测压管。技术参数如下：

地信网论坛 BBS.3S001.COM

长度	3.048mm
外径	42.16mm
测压范围	0～42MPa(0～6000psi)
精度	0.05%
重复性	0.01%

3)感温室。接在传压筒与涡轮流量计之间,内有热电偶接点。技术参数如下:

温度测量范围	0～1250℃
重复性	0.05%
精度	0.4%

4)涡轮流量计:

型号	TDS－6000
测量精度	0.05%
重复性	±0.1%
耐温	371℃
最高转数	6000r/min
叶轮规格	34.9mm(1 3/8″)和47.6mm(1 7/8″)两种
最小起动流量	0.05m^3/h
最大流量	29.5m^3/h

5)加重杆:

长度	1.524m
重量	22.68kg/根

5. 记录显示和数字处理软件

井下温度、压力及流量信息由 CONVERT 收集储存并进行分类,再分别由 DISPLAY,REPORT 和 PLOT 显示。并打印数据和绘制曲线,经软件解释得到下列数据:

1)进汽量、层间效应、平均渗透率、平均压力、断层及裂缝情况和表皮系数。

2)整个系统的热传导系数、热扩散系数和井筒损失。

3)井底蒸汽热焓(干度)、温度、压力和注入量的分布。

6. 辅助设备

(1)高压冲洗泵及氮气瓶　压力范围 10.5～105MPa。

(2)7.5kW 发电机,电压 115V。

该设备性能先进,但比较复杂。现时国内共引进四套,分布在辽河、胜利、新疆和河南等油田。

(五)GSY－1 型高温四参数测试仪

GSY－1 型高温四参数测试仪是我国国内科技人员自己研究和开发的,主要应用于注蒸汽井井下压力、温度、蒸汽流量和蒸汽干度等四个参数的同步测量。

1. 仪器结构

如图 7—21 所示,该仪器由外壳、测量、隔热和机芯等四部分组成。

(1)外壳部分

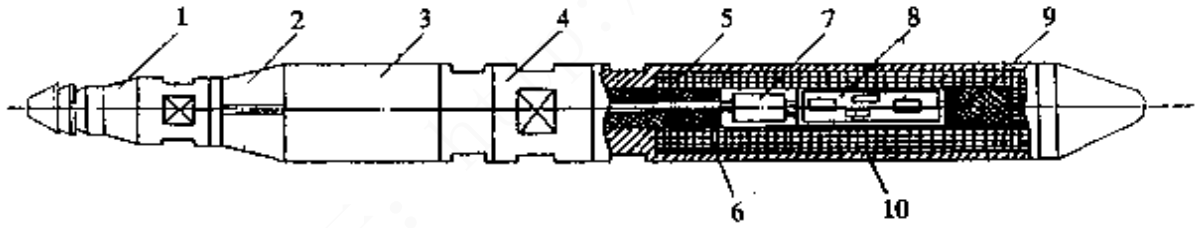


图 7—21　四参数测试仪结构示意图

1—绳帽;2—导流段;3—测量段;4—密封段;5—吸热剂;6—隔热瓶;7—传感器;8—单片机系统;9—吸热剂;10—外壳

包括绳帽、导流段、测量段、密封段及隔热段外壳。

(2)测量部分

主要包括一个静压膜盒、两个差压膜盒、热电偶探头及毛细管传压部件等。

(3)隔热部分

主要包括高温金属隔热瓶、吸热剂及防震部件等。

(4)机芯部分

主要包括压力、差压、温度传感器、单片机数据采集接口、主板

地信网论坛 BBS.3500J.COM

及电源等。

2. 工作原理

GSY－1 型四参数高温测试仪是依据汽－水两相流的脉动特性，当汽、水两相流经过仪器的阻力体测量段时，随着干度和流量的变化而呈现不同的流型。若压力、流量不变，干度升高，则差压脉动幅度增大；若汽、水密度比一定即干度不变，脉动差压随流量变化而变化。根据这一原理，在仪器的测量段设有静压、差压检测膜片，膜片在外力作用下的弹性变形通过毛细管真空腔内的硅油传递给隔热瓶内的压阻式应变片上，压力、差压、温度传感器的输出信号经 A/D 接口转换成数字量存入单片机存贮器中。在井下单片机采集存储数据经地面通讯软件传输到主机，经过测量模型解释软件作出测试结果，得到压力、温度、流量、干度四个参数。

3. 主要技术参数

GSY－1 型高温四参数测试仪的主要技术参数如下：

仪器总长	2200mm
仪器外径	ϕ 45mm
压力测量范围	0～20MPa
压力测量误差	＜0.5%
温度测量范围	0～360℃
温度测量误差	＜0.5%
流量测量范围	0～23t/h
流量测量误差	＜5%
干度测量范围	0～100%
干度测量误差	＜5%
井下连续工作时间	6h
仪器总重量	＜15kg
电源	6V 锂电池
功耗	＜0.5W

附录　本书常用单位换算表

物理量	法定计量单位	非法定计量单位	换算关系
长度 L	米(m)	英尺(ft) 英寸(in)	1 ft = 0.3048m 1 in = 25.4mm
面积 A	平方米(m^2) 公顷(ha)	平方英尺(ft^2) 平方英寸(in^2) 英亩(acre)	$1ft^2 = 9.29\times10^{-2}m^2$ $1\ in = 6.45\times10^{-4}m^2$ $1\ acre = 4.0468\times10^{3}m^2$
体积,容积 V	立方米(m^3) 升(L)	立方英尺(ft^3) 加仑(gal) 桶(bbl)	$1\ ft^3 = 2.83\times10^{-2}m^2$ 1 gal = 3.785L $1\ bbl = 0.159m^3$
质量 m	千克(kg) 吨(t)	磅(lb)	$1\ t = 10^3kg$ 1 lb = 0.453kg
力 F 重力 W	牛[顿](N)	千克力(kgf) 吨力(tf) 磅力(lbf)	1 kgf = 9.8N $1\ tf = 9.8\times10^3N$ 1 lbf = 4.4822N
压力,应力 p	帕[斯卡](pa)	千克力每平方厘米(kgf/cm^2) 工程大气压(at) 毫米汞柱(mmHg) 磅力每平方英寸(lbf/in^2,psi)	$1\ kgf = 9.8\times10^4Pa$ $1\ at = 9.8\times10^4Pa$ 1 mmHg = 133.3Pa $1\ lbf/in^2 = 6.89\times10^3Pa$
温度 T,t	开[尔文](K) 摄氏度(℃)	华氏度(°F)	$K = ℃ + 273.15$ $K = \frac{5}{9}(°F + 459.67)$ $℃ = \frac{5}{9}(°F - 32)$
能量 E 热量 Q	焦[耳](J)	卡(cal) 英热单位(Btu)	1 cal = 4.1868J 1 Btu = 1055J
密度 ρ	千克每立方米(kg/m^3)	磅每立方英尺(lb/ft^3)	$1\ lb/ft^3 = 16.0185kg/m^3$
质量流率 q_m	千克每秒(kg/s)	磅每秒(lb/s)	1lb/s = 0.4536kg/s
体积流率 q_v	立方米每分(m^3/min)	立方英尺每分(ft^3/min) 桶每分(BPM, bbl/min)	$1ft^3/min = 0.0283168m^3/min$ $1\ bbl/min = 0.159m^3/min$

地信网论坛 BBS.3500L.COM

127062

续表

物理量	法定计量单位	非法定计量单位	换算关系
动力粘度 μ	帕[斯卡]秒(Pa.s)	厘泊(cP) 磅力秒每平方英尺 $lb\cdot s/ft^2$	1 cP=1mPa.s 1 $lb\cdot s/ft^2$=47.8803Pa·s
运动粘度 ν	二次方米每秒(m^2/s)	斯[托克斯](St)	1 St=$10^4m^2/s$
渗透率 K	平方微米(μm^2)	达西(D)	1 mD=$10^{-3}\mu m^2$
比热 c	焦[耳]每千克开[尔文] [J/(kg.K)]	千卡每千克摄氏度 [kcal/(kg℃)] 英热单位每磅华氏度 [Btu/(lb·°F)]	1 kcal/(kg·℃) =4186·8J/(kg.K) 1 Btu/(lb·°F) =4186.8J/(kg·K)
热容	千焦每三次方米开[尔文] [kJ/(m^3·K)]	千卡每立方米摄氏度 [kcal/(m^3.℃)] 英热单位每立方英尺华氏度 [Btu/(ft^3·°F)]	1 kcal/(m^3.℃) =4.1868kJ/(m^3·K) 1 Btu/(ft^3·°F) =67.066kJ/(m^3·K)
传热系数，焓 h，U，H	瓦[特]每平立米开[尔文] [W/(m^2.K)] 焦[耳]每平方米[小]时开[尔文] [J/(m^2·h·K)]	千卡每平方米[小]时开[尔文] [kcal/(m^2·h·K)] 英热单位每平方英尺[小]时 华氏度 [Btu/(ft^2·h·°F)]	1 kcal/(m^2·h·K) =1.163W/(m^2·K) 1 Btu/(ft^2·h·°F) =5.68W/(m^2·K) 1 J/(m^2·h·K) =2.78×10^{-4}W/(m^2·K)
导热系数 λ，K	瓦[特]每米开[尔文] [W/(m·K)] 焦[耳]每米[小时]开[尔文] [J/(m·h·K)]	千卡每米[小]时开[尔文] [kcal/(m·h·K)] 英热单位每英尺[小]时华氏度 [Btu/(ft·h·°F)]	1 Kcal/(m·h·K) =1.163W/(m^2·K) 1 Btu/(ft·h·°F) =1.73W/(m^2·K) 1 J/(m·h·K) =2.78×10^{-4}W/(m·K)
注汽速度	千焦每[小]时(kJ/h)	千卡每[小]时(kcal/h) 英热单位每小时(Btu/h)	1 kcal/h=4184J/h 1 Btu/h=1055.06J/h
注汽强度	立方米每时公顷米 [m^3/(d·ha·m)]	桶每日英亩英尺 [bbl/(d·acre·ft)]	1 bbl/(d·acre·ft) =1.2889m^3/(d·ha·m)