凝析气藏高效开发理论与实践

袁士义　叶继根　孙志道　编著

石 油 工 业 出 版 社

内 容 提 要

本书系统地论述了凝析气藏开发的基本理论、研究方法和技术，介绍了国内外主要凝析气藏的开发实践和经验，重点给出了凝析气藏多相流体相态特征及相平衡计算、试井及产能分析、储量评价、多相多组分数值模拟研究、开发方案设计、开发实例等，汇集了凝析气藏高效开发理论与实践方面的最新进展与成果。

本书理论与实践相结合，可供凝析气藏开发科研人员、工程技术人员及有关高校师生学习、借鉴和参考。

图书在版编目(CIP)数据

凝析气藏高效开发理论与实践/袁士义，叶继根，孙志道编著．
北京：石油工业出版社，2003.11
ISBN 7-5021-4566-4

Ⅰ．凝…
Ⅱ．①袁…②叶…
Ⅲ．凝析气田-气田开发
Ⅳ．TE372

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 005988 号

凝析气藏高效开发理论与实践
袁士义　叶继根　孙志道编著

出版发行：石油工业出版社
（北京安定门外安华里 2 区 1 号　100011）
网　址：www.petropub.cn
总　机：(010)64262233　发行部：(010)64210392

经　销：全国新华书店
排　版：北京乘设伟业科技排版中心排版
印　刷：石油工业出版社印刷厂印刷

2003 年 11 月第 1 版　2003 年 11 月第 1 次印刷
787×1092 毫米　开本：1/16　印张：16
字数：410 千字　印数：1—1500 册

定价：56.00 元
（如出现印装质量问题，我社发行部负责调换）
版权所有，翻印必究

前　言

凝析气藏是一类重要的油气资源，国内外均有发现和开发。我国先后投入开发了板桥、柯克亚、大张坨、牙哈等凝析气藏，凝析油气储量和产量不断增长。近年来我国在东西部地区，特别是塔里木盆地，又发现了一批凝析气藏。凝析气藏在油气勘探开发中占有重要的一席之地。

凝析气藏是流体相态变化极为复杂的特殊气藏，开发难度很大。该类气藏在地下原始条件下，通常为气态，投入开发后，随着温度、压力的变化，将会有液体凝析出来，这些液体（通常为凝析油）将粘附于气藏岩石上很难被采出，从而导致价值较高的凝析油的损失。多数情况下，尽可能提高凝析气藏中凝析油采收率是该类气藏开发追求的主要目标之一。如何合理高效开发凝析气藏面临着许多问题和挑战。

凝析气藏的开发研究涉及面很广，包括特殊流体 PVT 实验、相态特征、气藏描述、油气储量计算、试井及产能评价、数值模拟研究、开发方案优化设计、钻完井工艺、注采工艺、地面工程设计等，每个环节都会对凝析气藏的高效开发产生重大影响，而各部分的研究难度往往都远高于常规油气藏。

作者多年来对凝析气藏进行了大量的研究工作，包括凝析气藏相态研究、多组分数值模拟软件研制等理论研究，负责或参与完成了柯克亚凝析气田循环注气和整体开发调整方案、牙哈凝析气藏高压循环注气开发方案、哈萨克斯坦扎纳若尔凝析油气田开发调整方案、印尼 N. Geragai 凝析油气藏开发调整方案、大港千米桥凝析气藏开发方案等重大研究课题，在凝析气藏开发研究的多个方面积累了较为丰富的经验。在此基础上，我们编著了这本《凝析气藏高效开发理论与实践》，内容包括凝析气藏多相流体相态特征及相平衡计算、凝析气井试井及产能分析、气藏描述、储量评价、多相多组分数值模拟研究、合理开发方式与开采机理、开发方案设计、开发实例等，汇集了凝析气藏高效开发理论与实践方面的最新进展与成果，主要内容均为作者多年来的研究成果。本书既包含凝析气藏流体相态、相平衡计算、试井分析、数值模拟等理论方面的内容，又提供了如何利用上述理论解决凝析气藏开发实际问题的方法和技术及应用实例，通过理论与实践相结合，以期对凝析气藏开发科研人员、工程技术人员及有关高校师生提供参考和借鉴。尽管本书多易其稿，但由于学识有限，不足之处在所难免，敬请读者批评指正。

在本书编写过程中，得到了许多从事凝析气藏开发理论和应用研究的专家、学者的支持和帮助。特别是柯克亚、牙哈等方案研究项目组成员，王晓云老师、罗凯博士、郭春秋博士、李宝柱高工、傅秀娟高工、徐青高工等为本书提供了许多热情的帮助，在此，作者向这些专家表示衷心地感谢！

作者

2003.9.28

目　　录

第一章　凝析气藏多相流体相平衡计算与流体相态特征…… (1)
第一节　流体相态特征及油气藏分类…… (1)
第二节　凝析气藏相态实验研究原理与方法…… (4)
一、储层流体取样要求和质量评价 …… (4)
二、流体样品检验 …… (5)
三、井流物测定 …… (5)
四、恒质膨胀实验 …… (6)
五、等容衰竭实验 …… (8)
六、差异分离实验…… (11)
第三节　状态方程 …… (12)
一、理想气体状态方程…… (12)
二、真实气体状态方程…… (13)
三、立方型状态方程…… (14)
四、立方型状态方程的比较与推荐…… (16)
第四节　多组分烃类体系汽液平衡计算 …… (17)
一、流体的热力学函数…… (17)
二、逸度和逸度系数…… (18)
三、多组分多相体系相平衡条件…… (20)
四、多组分相平衡数学模型…… (21)
五、多组分烃类体系汽液相平衡计算方法…… (21)
六、饱和压力的确定…… (27)
七、逸度方程的线性化过程中的重要导数关系…… (27)
第五节　重组分特征化与拟化 …… (30)
一、重组分延伸分析…… (30)
二、伽马函数参数的确定…… (31)
三、分布函数的数值计算…… (31)
四、延伸组分热力学参数计算…… (32)
五、延伸组分的拟化…… (34)
第六节　状态方程特征参数实验拟合 …… (34)
第七节　气—液—液三相平衡计算方法与应用简介 …… (36)
一、气—液—液三相平衡计算方法…… (36)
二、应用气—液—液三相平衡计算千米桥凝析气藏凝析水含量…… (37)
第八节　凝析气—油藏判别方法与实例分析 …… (40)
一、相图法…… (40)
二、图版法…… (41)

第九节　凝析气藏油环识别经验方法 …… (42)
一、油环判断方法及油环预测 …… (42)
二、国内外部分凝析气藏油环判别类比 …… (44)
参考文献 …… (46)
第二章　凝析气井试井与气井产能 …… (49)
第一节　凝析气藏气体渗流的基本微分方程 …… (49)
一、真实气体状态方程 …… (49)
二、天然气的压缩性 …… (49)
三、天然气的标准状况 …… (50)
四、凝析气井油气总当量 …… (50)
五、气体渗流的基本微分方程 …… (50)
第二节　凝析气藏稳定渗流与气井的稳定试井 …… (51)
一、服从达西定律的气体稳定渗流理论 …… (51)
二、服从二项式定律的气体稳定渗流理论 …… (52)
三、变流率气井稳定试井(常规回压试井) …… (53)
四、等时试井 …… (54)
五、修正的等时试井 …… (57)
第三节　凝析气藏气体不稳定渗流与气井的不稳定试井 …… (59)
一、无限大地层气体向一口井作线性不稳定渗流的解 …… (59)
二、井底附近服从二项式规律的气体不稳定渗流的解 …… (60)
三、有限封闭地层气体向井拟稳态渗流井底压力变化的近似解 …… (61)
第四节　凝析气藏气井不稳定试井分析 …… (64)
一、早期不稳定流动阶段的识别与解释 …… (64)
二、平面径向流阶段试井解释 …… (66)
三、外边界反映阶段试井解释 …… (68)
四、现代试井方法 …… (70)
五、气井试井解释步骤 …… (73)
第五节　凝析气藏气井井筒垂直管流计算 …… (76)
一、单相气体垂直管流压力损失计算 …… (76)
二、凝析气井多相流体垂直管流压力损失计算 …… (77)
第六节　凝析气藏气井生产节点系统分析 …… (79)
一、气井节点系统分析 …… (79)
二、气井节点分析方法与应用 …… (80)
参考文献 …… (85)
第三章　凝析气藏储量计算 …… (87)
第一节　凝析气藏储量计算的特点和油气计量 …… (87)
一、凝析气藏储量计算与一般油气藏的重要区别和特点 …… (87)
二、储量计量单位 …… (88)
第二节　凝析气藏储量分类方法 …… (89)
一、我国凝析气藏储量分类方法 …… (89)

二、国外凝析气藏储量分类方法…… (90)
第三节　容积法计算凝析气藏凝析油、天然气储量…… (91)
一、计算标准条件下总气态原始地质体积储量…… (91)
二、计算凝析气藏的干气和凝析油原始地质储量…… (93)
第四节　动态法计算凝析气藏凝析油、天然气储量…… (93)
一、物质平衡法…… (93)
二、封闭性小型气藏动态法…… (97)
三、凝析气分类产品储量计算方法 …… (101)
第五节　凝析气藏可采储量和采收率的确定方法…… (101)
一、关于凝析气藏采收率概述 …… (102)
二、凝析气藏采收率和可采储量的评价 …… (102)
第六节　凝析气藏的储量计算实例…… (105)
一、容积法实例 …… (105)
二、凝析气藏等容物质平衡计算实例 …… (107)
三、凝析气藏废弃压力、采收率和可采储量估算实例…… (107)
参考文献…… (108)
第四章　凝析气藏开发数值模拟研究…… (109)
第一节　多组分油藏数值模拟研究及应用现状…… (109)
第二节　多组分多相流体渗流数学模型及其求解方法…… (110)
一、多组分多相流体渗流数学模型 …… (111)
二、组分模型求解方法 …… (112)
三、大型稀疏线性代数方程组的求解方法 …… (116)
四、组分模型软件设计与编程 …… (118)
第三节　凝析气藏数值模拟基础数据准备…… (119)
一、地质模型三维数据体 …… (119)
二、岩石、流体物性参数…… (120)
三、边界参数 …… (121)
四、井的属性 …… (121)
五、动态资料分析整理 …… (121)
六、模拟计算的步骤与方法 …… (121)
第四节　凝析气藏数值模拟历史拟合方法与应用实例…… (123)
一、凝析气藏数值模拟历史拟合对象与方法 …… (123)
二、油气储量拟合 …… (124)
三、生产历史拟合 …… (125)
第五节　凝析气藏数值模拟预测…… (133)
一、凝析气藏开发初期数值模拟预测 …… (134)
二、已开发凝析气藏调整方案研究数值模拟预测 …… (138)
参考文献…… (143)

第五章　凝析气藏合理开发方式和开采机理研究…… (146)
第一节　凝析气藏开发方式…… (147)
一、衰竭式开发方式 …… (147)
二、保持压力开发方式 …… (148)
第二节　凝析气—油藏的开发程序…… (151)
一、只开采凝析气顶不开采油环 …… (151)
二、先开采凝析气顶后开采油环 …… (152)
三、先开采油环后开采凝析气顶 …… (153)
四、同时开采油环和凝析气顶 …… (155)
第三节　储层非均质性对凝析气藏开发效果影响机理研究…… (157)
一、储层纵向分布和层间渗透率的差异 …… (157)
二、储层平面分布和非均质性 …… (159)
三、隔夹层 …… (160)
四、不同渗透率级差和高渗透条带对注气开发效果的影响 …… (161)
五、储层裂缝对开发效果的影响 …… (162)
六、储层非均质性对井网部署的影响 …… (163)
第四节　凝析气藏开采机理研究…… (164)
一、开发方式机理模拟 …… (164)
二、气体回注率对保持压力水平与开发效果影响的机理研究 …… (167)
三、循环注气注入剂组成对提高凝析油采收率的影响 …… (167)
四、凝析气藏循环注气反蒸发机理研究 …… (169)
五、凝析气井生产过程中反凝析液对产能的影响 …… (173)
第五节　凝析气藏水平井提高产能开采机理研究…… (175)
一、应用水平井开发油气藏的现状 …… (175)
二、水平井提高单井产能的机理 …… (175)
三、凝析气藏水平井产能计算 …… (179)
四、应用水平井开采凝析气藏的实例 …… (182)
参考文献…… (183)
第六章　凝析气藏开发方案设计…… (185)
第一节　凝析气藏地质设计…… (185)
一、凝析气藏储层综合研究 …… (185)
二、凝析气、油储量计算…… (187)
三、三维地质建模 …… (187)
第二节　凝析气田开发气藏工程设计…… (188)
一、凝析气田开发设计原则 …… (188)
二、凝析气藏开发层系划分 …… (189)
三、凝析气藏井网部署 …… (189)
四、开发方式与压力系统 …… (190)
五、气井合理产量与凝析气藏采气速度、稳产期…… (191)
六、凝析气藏开发动态监测 …… (191)

第三节　凝析气藏采气工程设计…… (192)
一、采气工程方案编制 …… (192)
二、采气工程方案 …… (192)
三、采气工程方案的基本内容 …… (192)
第四节　凝析气藏钻井完井工程设计…… (193)
一、钻井工程设计 …… (193)
二、完井工艺设计 …… (194)
第五节　凝析气藏地面建设工程设计…… (195)
第六节　凝析气藏开发经济评价…… (196)
一、投资估算 …… (196)
二、生产成本费用估算 …… (196)
三、财务评价方法与指标 …… (197)
四、气藏开发项目不确定性与风险分析 …… (197)
第七节　推荐方案与实施要求…… (197)
一、最佳方案的确定 …… (197)
二、推荐方案实施要求及安排 …… (198)
参考文献…… (198)
第七章　国内外凝析气田开发实践与应用研究实例…… (199)
第一节　国内凝析气田开发实践与应用研究实例…… (199)
一、实例一——柯克亚 $X_1^5(3)$凝析气藏晚期循环注气开发研究与实施效果分析 … (199)
二、实例二——大张坨凝析气田注气开发实施效果分析及总结 …… (209)
三、实例三——牙哈凝析气田早期循环注气开发研究与方案实施效果分析 …… (218)
四、实例四——板桥油气田中区板Ⅱ凝析气藏衰竭开发实例 …… (224)
第二节　国外凝析气田开发实践与应用研究实例…… (232)
一、实例五——N. Geragai G40 凝析气—油藏气顶注气开发 …… (232)
二、实例六——扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$凝析油气藏屏障注水与面积注水开采实例 …… (238)
参考文献…… (246)

第一章　凝析气藏多相流体相平衡计算与流体相态特征

第一节　流体相态特征及油气藏分类

石油(包括凝析油)、天然气和水是石油工程师主要关注的聚集在地下多孔、可渗的、有圈闭的储层中的流体。储集这些流体的储层主要包括砂岩、灰岩和白云岩等。

在原始地层条件下,烃类流体(包括油和气)呈单相或两相共存状态。从理论上讲,各种类型的油气藏可以根据原始压力、温度相对于该储层流体的 $p—T$ 相图中所对应的位置来确定。图 1.1 是某一典型凝析气藏流体的 $p—T$ 相图,从低温到高温,由不同温度下的泡点组成的连线称为泡点线,对应的压力称为泡点压力;而由不同温度下的露点连成的线称为露点线,对应的压力称为露点压力。由泡点线和露点线一起构成了 $p—T$ 相图中的相包络线,在包络线上的点统称饱和点。泡点线和露点线的连接点称为临界点,用 C 表示,该点的压力、温度称为临界压力(p_c)和临界温度(T_c)。处于临界状态的流体,气、液物性趋于一致,两者不可分。相包络线上最高的饱和压力点称为最大饱和压力(用 p_{max} 表示)。如果 p_{max} 位于临界点的左方,称为最大脱气(泡点)压力;如果 p_{max} 位于临界点的右方,称为最大凝析(露头)压力。相包络线上的最高温度点称为最大饱和温度,用 T_{max} 表示,在绝大多数情况下,T_{max} 点处于露点线上,又称最大凝析温度。

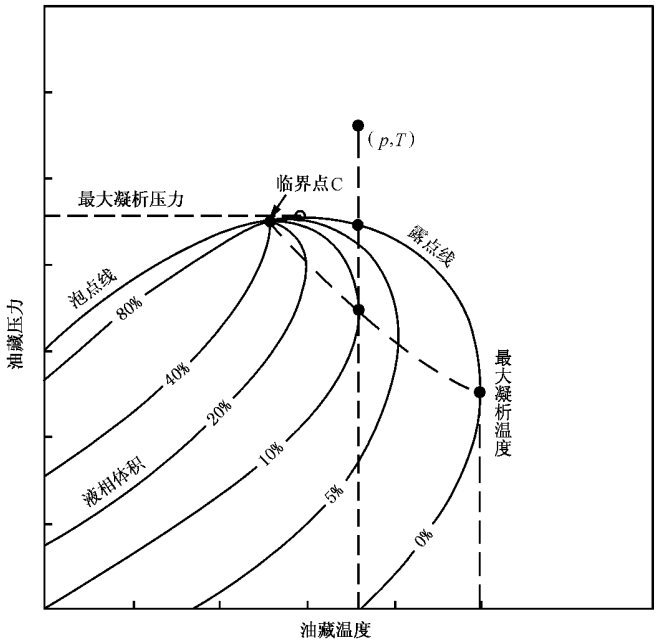


图 1.1　凝析气藏典型的 $p—T$ 相图

在泡点线和露点线包围的左下部分是气液两相共存区。在两相区内部，由液相体积（摩尔分数）占总烃体积（摩尔分数）相同百分数的压力、温度点连接的曲线称为等液量线，其中，露点线液体体积百分数为 0，泡点线为 100%。不同数值的等液量线都汇聚到临界点 C。当凝析气藏储层压力等温降至露点以下时，出现反凝析现象，随压力继续下降，凝析液反而不断增多，达到一个最大点时，反凝析现象终止，这一点对应的压力称为最大反凝析压力。从 T_c 到 T_{max} 之间每一温度下都有一个最大反凝析压力点，这些点的连接曲线与露点线形成的封闭区域，称作反凝析区。之所以称作反凝析，是因为通常等温膨胀过程出现蒸发现象，而不是凝析现象。由最大反凝析压力点继续降压，则是正常蒸发，凝析液量逐渐减少。

不同的油气藏，除了其压力、温度条件不同以外，如烃类系统的组成差异很大，将导致其相图差异也很大，初始油气藏压力、温度在相图中的位置也不同，如图 1.2 所示。在实用中，根据油气藏本身的压力、温度和流体的相态特征可以判断油气藏类型。

图 1.2 列出了各种不同类型油气藏的流体 $p—T$ 相图，对于储层流体 $p—T$ 相图如图 1.2(a)所示的烃类圈闭系统，其最大凝析温度比地层温度低得多，地面分离器的温度大于最大凝析温度（相包络线上的最高温度），或者分离器压力低于流体 $p—T$ 相图中的下露点的压力，则气态的烃可以通过生产井采出，在地面条件下只能得到天然气一种产品，这类含气圈闭称为干气藏。

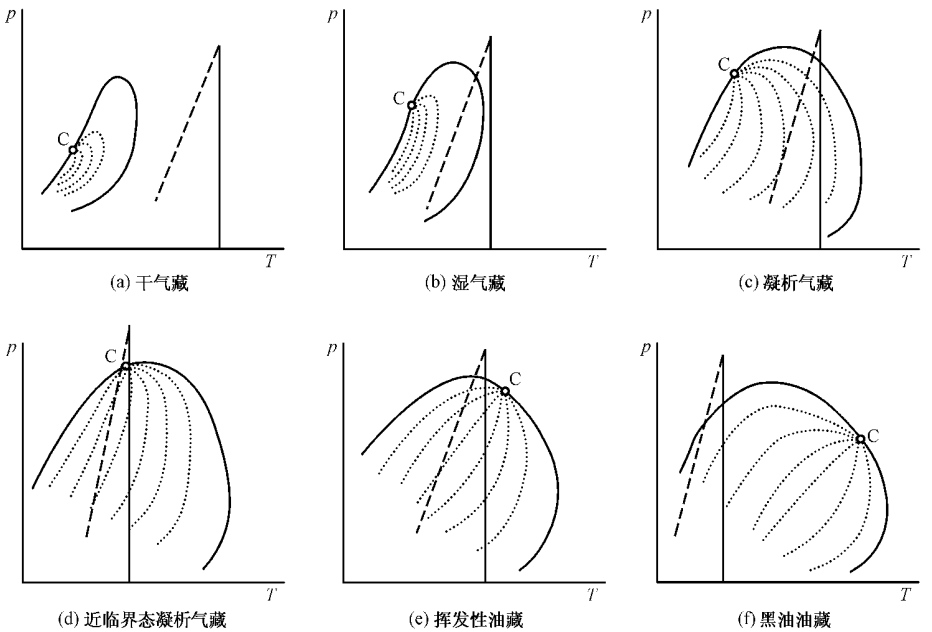


图 1.2　不同类型油、气藏烃类流体的 $p—T$ 相图

对于一个含有如图 1.2(b)所示的烃类圈闭系统，其最大凝析温度小于地层温度，由于该点位于两相区以外，原始条件下呈单相气态。在开发过程中，由于受上伏岩层和下伏岩层地温梯度的影响，地层温度可以近似认为不变，流体在地层中的渗流始终保持单相气体渗流，因此，产出流体的组成也始终没有变化。尽管留在储层中的烃类混合物保持单相状态，采出流体的组成也保持不变，但是，地下流体在经过井筒、地面分离器的过程中，压力和温度不断降低，会进入两相区，地面分离器产生天然气和凝析油两种产品，这样的含气圈闭称为湿气藏。湿气气藏烃类流体中甲烷摩尔含量很高，一般接近 90%，甚至更高，重组分 C_7^+ 的摩尔百分数一般小

于 1%。

对于一个含有如图 1.2(c)所示的烃类圈闭系统，地层温度大于临界温度 T_c，流体原始条件下为单相气态。降压开采过程中，在井底流压低于露点压力之前，井流物组成将保持不变。当压力低于露点压力以后，液态烃就会从气相中析出，通常称之为凝析油。含有这类烃类流体的圈闭称为凝析气藏。我国大多数凝析气藏的甲烷摩尔组成在 70%～85%之间，重组分 C_7^+ 的摩尔百分数一般介于 1%～10%。甲烷含量越低，中间烃和重质组分的摩尔含量越高，则凝析气藏流体的 $p—T$ 相图的临界点就越接近地层温度。牙哈凝析气藏配样流体实验研究的结果表明，当气油比达到 700～800m^3/m^3 时，为近临界态凝析气藏，如图 1.2(d)。

对于凝析气藏而言，一旦地层压力低于露点压力，气相中的凝析油就会在多孔介质中部分析出，并且吸附在岩石的表面，几乎不能流动，损失在地层中。产出的凝析气在地面条件下经特殊设计的多级分离装置分离出一定的液量(凝析油)，气油比是度量凝析油含量大小的一个物理量，气油比越高，凝析油含量就越低，反之，气油比越低，凝析油含量就越高。凝析气藏降压开采过程中反凝析现象还会继续进行，直到气藏压力达到最大反凝析压力。

图 1.1 和图 1.2(c)所示的相图反映了凝析气藏原始条件下的烃类混合物等组分膨胀的相态变化过程。事实上，凝析气藏降压开采可以近似看作一个等容衰竭过程，当地层压力低于露点压力以后，由于出现凝析现象，产出流体(地层中的气相)的组成会发生变化，因此，留在气藏中的流体组成也随之发生变化，相包络线也会不断变化。遗憾的是，降压开采过程中，反凝析液量线不断向右移动，反凝析现象不断加剧，实际损失的凝析油油量比图 1.1 所示的还要多。

当地层压力从最大反凝析压力点继续降压开采的过程中，再蒸发可以降低残留在多孔介质中的凝析油体积，使生产气油比降低。事实上，等容衰竭过程中的再蒸发量远比图 1.1 所示的等组分膨胀的再蒸发量小，而且，受地面最小输气压力和井筒压力损失的限制，生产气井井底压力不能太低，所以，依靠再蒸发作用提高的凝析油采收率也很有限。

对于以下情况，反凝析造成的损失将是很大的：(1)较低的油藏温度；(2)较高的废弃压力；(3)降压开采过程中地层流体的相态变化比较明显。

任一开发时刻，地层中反凝析液中甲烷和乙烷所占的体积比其他组分所占的体积之和还要大得多，所以，地下反凝析液的体积要大于地面标准条件下其脱气凝析油的体积。

总之，当烃类流体在原始条件下呈单相气态，含有一定量的汽油馏分、煤油馏分以及少量包括胶质、沥青质等高分子烃类化合物，在降压开发过程中，当地层压力低于露点压力时，一部分以乙烷至己烷的中间烃以及 C_7^+ 重质成分从气相中析出，成为液态的凝析油，地下气态的烃在地面条件下生成油、气两种产品，这样的气藏称为凝析气藏。如果按原始地层压力与露点压力的关系划分，还可以将凝析气藏划分成饱和凝析气藏和不饱和凝析气藏，即：当原始地层压力高于流体露点压力，则该凝析气藏为不饱和凝析气藏；否则，为饱和凝析气藏。

与湿气藏相比，凝析气藏烃类流体含有更多的汽油馏分、煤油馏分以及其他高分子的重质组分。湿气藏、凝析气藏有凝析油储量和天然气储量之分。

对于一个含有如图 1.2(f)所示的烃类圈闭系统，在原始条件下储层中的烃类流体呈单相液相时，则该含油圈闭称为油藏。对于油藏，在原始条件下，所有的天然气都溶解在原油中，因此，有溶解气储量和原油储量之分。常规黑油油藏的流体 PVT 性质描述方法比较简单，而且又可靠，这些方法和内容不属于本书的讨论范围，这里不再细述。常规黑油油藏烃类混合物中重质组分含量高，甲烷摩尔含量比较低，一般低于 20%～30%。油藏流体中甲烷和中间烃(C_2

～C_6 烷烃)摩尔含量越高,其相应的相图的临界点温度和油藏温度就越接近,当甲烷摩尔含量达到 35%以上,原始气油比达到 $300m^3/m^3$ 以上,这样的油藏称为挥发性油藏。当甲烷摩尔含量进一步增加,原始气油比达到 $600～700m^3/m^3$,油藏温度与临界温度更接近,这样的油藏称为近临界态挥发油藏,如图 1.2(e)所示。

对于油藏来说,如果按原始地层压力与泡点压力的关系划分,还可以将油藏划分成饱和油藏和不饱和油藏,即:当原始地层压力高于流体泡点压力,则该油藏为不饱和油藏;否则,为饱和油藏。

对于有些含油气圈闭,油气藏在长期的成藏过程中,由于油气重力分异作用,整个储层烃类流体系统在原始条件下呈两相状态。通常,将含气部分称为气顶,以凝析气顶较为常见,含油部分称为油环或油层。在这种情况下,需要计算四种资源储量,即:凝析油、天然气、原油和溶解气的储量。原始条件下烃类流体两相共存的圈闭是油藏和凝析气藏的复合体,因此,这样的圈闭称为凝析气—油藏,有时也简称凝析油气藏。

以上是我们对流体相态特征及油气藏分类所作的回顾。由此不难看出,由于凝析气藏在开发过程中相态变化的极其复杂性,而凝析油资源价值又很高,因此,研究其流体相态变化规律,对于指导凝析气藏开发有着非常重要的现实意义。

第二节　凝析气藏相态实验研究原理与方法

凝析气的相态实验是凝析气藏开发研究的主要基础手段,最常见的实验内容主要包括流体样品检验、井流物测定、恒质膨胀(也称等组成膨胀)、等容衰竭以及多级分离实验等。

一、储层流体取样要求和质量评价

凝析气藏取样工作是勘探开发的重要环节,是流体相态特征研究最重要的基础。为了取得代表性的流体样品,从技术方面有如下要求:

在探井测试、试油(气)或早期试采过程中,就应该选择有利时机进行取样。根据构造特征和流体分布的认识,选择好取样井。对于储层比较平缓、组成分布变化不大的凝析气藏,最好选择气藏中部区的井进行取样;对于储层倾角比较大、气柱高度大和组成梯度变化比较大的凝析气藏,应分别选择气藏顶部、中部和靠近边部区的井进行代表性取样;对于厚层凝析气藏,应在气层顶部和底部分别取样;有断层切割的凝析气藏,尽可能分别对断块进行取样。

取样时应注意控制生产压差,使油、气井既能保持一定产能生产,又要保证地层压力和流压尽可能高于露点压力,避免取样过程中在地下出现反凝析。气井工作制度的调整一般与等时试井的工作相结合,确定合适的取样工作制度。一般要求地面气油比连续稳定(变化小于 2%)至少在 24h 以上。表明同一时间内流入井内的凝析液量与储层中凝析液量相平衡,井流物组成不变。

气井工作制度调整期间要求对油、气、水的产量进行计量,对仪器进行标定,取样工作实施时对气油比精确测定,然后进行油气取样。取样井要求井底放喷干净,无积液,无污物,无窜流。不选择气—水同产井或气—原油同产井取样。编写取样报告,主要内容包括:取样井况、仪表设备、取样程序、取样测试描述、按取样标准所作的记录、现场取样质量分析说明等。所取样品在运往实验室过程中应采取严格的防振、防泄漏措施,确保样品合格。

二、流体样品检验

由于凝析气藏流体常采用地面分离器取样，加之凝析气藏流体往往处于饱和或近饱和状态，在取样过程中，近井周围会出现两相渗流，所以在实验室判断样品是否合格非常重要，也是进行凝析气实际地层流体相态实验的首要步骤。样品检验主要包括分离器气样检验和分离器油样检验。

将分离器气样瓶直立加热至分离器温度，恒温 4h 以上。如图 1.3 所示连接压力表。打开气瓶上阀连通压力表，压力表读数即为气样压力。气样压力与分离器压力相对误差小于 5%为合格。

以活塞式储样器为例，按下列步骤进行油样打开压力检查：按图 1.4 连接流程；计量泵加压至高于分离器压力，打开阀 4，连通样品；将分离器油样瓶加热至分离器温度并恒温 4h 以上，加热过程中要不断摇样，以防压力过高；压力稳定后的压力值即为该样品的打开压力。

此外，还必须进行油样饱和压力测定，分离器油的饱和压力与分离器压力相对误差小于 5%为合格。

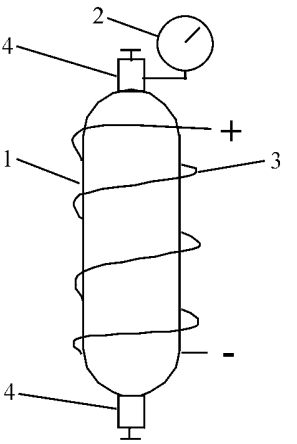


图 1.3　分离器气样检查流程

1—分离器气样瓶；2—压力表；3—恒温套；4—阀门

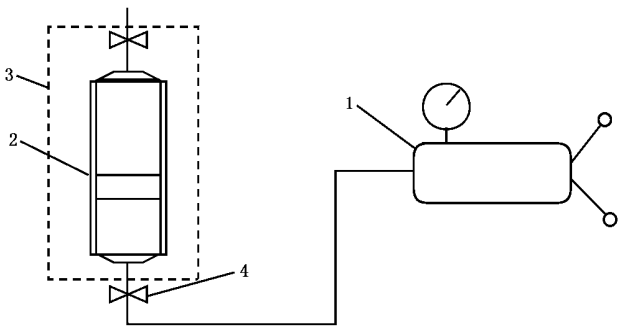


图 1.4　分离器油样检查流程

1—高压计量泵；2—分离器油样瓶；3—恒温套；4—阀门

三、井流物测定

在实验室常采用色谱仪测定分离器油气样品的组分组成，如表 1.1。当确定组成后，就可以进一步对分离器油气样品的平衡状态进行热力学一致性检验。根据热力学关系，处于平衡状态的分离器油、气样品，其组成从甲烷到己烷的 $\lg K_i$ 与 $b\left(\frac{1}{T_{bi}}-\frac{1}{T_{sep}}\right)$ 应成线性关系，其中 K_i 为组分 i 的平衡常数，T_{bi} 为组分 i 的沸点（单位°R），T_{sep} 为一级分离器温度（单位°R），b 为与组分有关的常数。图 1.5 给出了某凝析气样品的热力学检验结果，从图中的线性关系可以判断在取样条件下油气样品处于平衡状态。

由于重组分对凝析气相态的影响很大，所以在井流物研究中常常要求通过实验确定组分的分布特征，即重组分特征化，如图 1.6 所示，此分布趋势可用于确定 Whitson 分布方程的参数，然后用于 PVT 状态方程的相态计算研究。

表 1.1　井流物组分组成数据

组　分	分离器油摩尔分数	分离器气		井　流　物	
		摩尔分数	在标准条件下重质组分含量(g/m^3)	摩尔分数	在标准条件下重质组分含量(g/m^3)
硫化氢	0.0000	0.0000		0.0000	
二氧化碳	0.0016	0.0386		0.0351	
氮　气	0.0080	0.8284		0.7591	
甲　烷	0.0743	0.0924		0.0896	
乙　烷	0.0616	0.0218	120.0	0.0249	112.1
丙　烷	0.0555	0.0038	40.0	0.0057	45.7
异丁烷	0.0248	0.0048	9.2	0.0087	13.8
正丁烷	0.0468	0.0013	11.6	0.0037	21.0
异戊烷	0.0272	0.0009	3.9	0.0034	11.1
正戊烷	0.0285	0.0003	2.7	0.0050	10.2
己　烷	0.0512	0.0002	1.0	0.0040	17.5
庚烷以上	0.6205		0.8	0.0608	16.0
合　计	1.0000	1.0000		1.0000	652.6

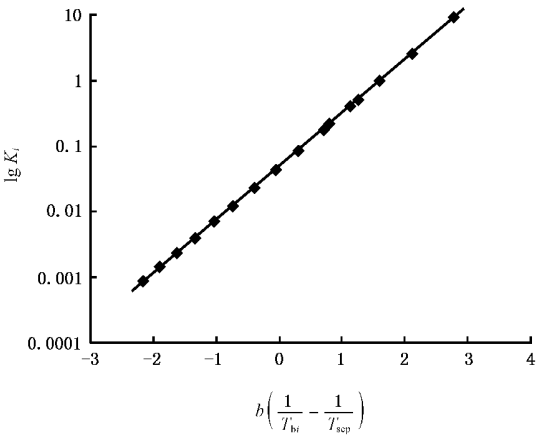


图 1.5　分离器油气样品的热力学检验

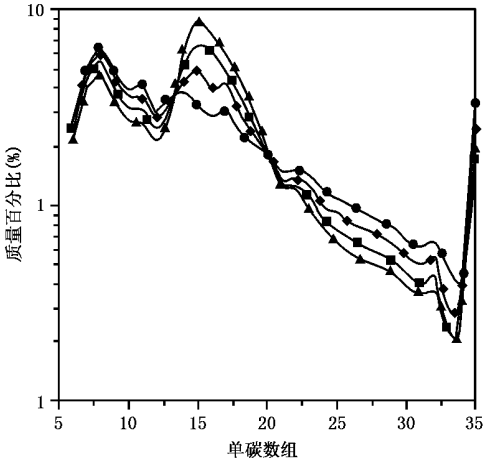


图 1.6　四个不同凝析气流体随碳数的变化趋势

四、恒质膨胀实验

恒质膨胀实验又简称 $p-V$ 关系测试，是指在地层温度下测定恒定质量的凝析气藏流体样品的体积与压力的关系，从而得到凝析气藏流体的露点压力、气体偏差系数和不同压力下流体的相对体积等参数。

国内目前使用的相态实验设备主要有法国石油研究院研制的 ROP PVT 装置和加拿大

DBR 公司生产的 JEFRI PVT 装置。图 1.7 是加拿大 DBR 公司生产的无汞高压 JEFRI PVT 装置，该装置主要由 PVT 容器、恒温空气浴、压力传感器、温度传感器、样品筒、高压计量泵、操作控制系统和观察记录系统组成。高压釜为活塞式变体积釜，其体积变化可通过计算机控制的精密马达驱动活塞进行控制。设备主要组成部件的参数和性能如下：



图 1.7　无汞高压 JEFRI PVT 装置

(1)压力传感器：0～100.0MPa，0.2 级；

(2)PVT 容器：最大工作压力 103.41MPa，最高操作温度 180.0℃，最大样品容积约 100ml；

(3)恒温空气浴：最高工作温度 200℃，温度分布均匀性±1℃，温度控制精度±0.1℃；

(4)温度传感器：最高工作温度 200℃，温度控制精度±0.1℃；

(5)样品筒：120ml；

(6)高压计量泵：额定工作压力 137.9MPa，操作温度范围 0～40℃，驱替流体温度 0～200℃，泵容积 500ml，分辨率 0.001ml。

观察记录系统：该系统配备有冷光源与放大摄像仪 CCD 仪，并与之连接有监视仪。光源可通过观察窗口照亮 PVT 筒，经摄像仪传送到监视器便于直接观察筒中的相态变化，同时可将观察的实验现象通过录像机记录。

在等组成膨胀实验过程中，将在实验室配制的具有代表性的流体样品转入 PVT 筒中，温度保持恒定，如图 1.8 所示。在压力下降过程中，当压力下降到露点压力时，PVT 筒中将析出极少量凝析油，随压力降低，凝析油会越来越多，随压力进一步下降，凝析油体积达到最大值，随后凝析油体积减小，当压力下降到凝析气的下露点时，凝析油完全蒸发，PVT 筒中的流体在低压下又处于单相气体状态，此时凝析气常常呈现无色状态。

在压力下降过程中，常常采用逐级降压逼近法确定露点压力，当液滴出现与消失之间的压力差小于 0.1MPa 时止，取这两个压力值的平均值为第一露点压力(又称为上露点)。

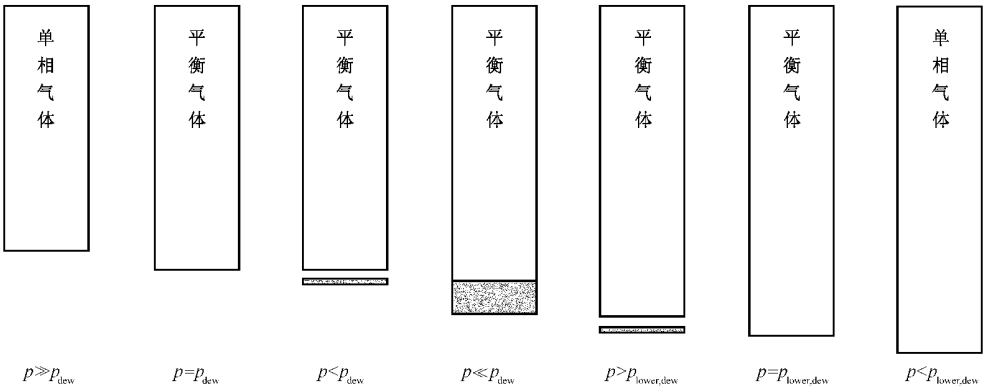


图 1.8　凝析气恒质膨胀实验过程示意图(筒中底部为凝析油)

测定露点压力后,将 PVT 容器中的样品再加压至地层压力,充分搅拌稳定,待压力稳定后记录压力和样品体积,退泵分级降压:露点压力以上,每级压力平衡 0.5h 后记录压力和样品体积;露点压力以下,每级压力下要搅拌 0.5h 并静置 0.5h 后才能记录压力、样品体积和凝析液量,一直膨胀至原始样品体积的三倍以上时为止。表 1.2 给出了某凝析气流体的等温恒质膨胀数据,表中的数据主要包括压力下降过程的每级压力、对应的相对体积和偏差系数等。

表 1.2　凝析气藏流体压力体积关系数据

压力(MPa)	相对体积(i 级压力下与露点压力下的体积之比)	偏差系数
80	0.9574	2.010
79	0.9671	1.924
78	0.9734	1.875
77	1.0000	1.654
76	1.0448	
74	1.1059	
70	1.1905	
60	1.3115	
50	1.4923	
40	1.7799	
30	2.2853	
20	2.5134	
15	2.7896	

在实验时,常常测定多个温度下,流体的恒质膨胀动态特征(如图 1.9 所示),根据此实验数据,可以绘制出流体的压力—温度相态图。

五、等容衰竭实验

等容衰竭试验主要用于模拟凝析气藏衰竭式开采过程,了解开采动态,研究凝析气藏在衰

竭式开采过程中气藏流体体积和井流物组成变化以及不同衰竭压力时的采收率。实际情况下，衰竭式开采是一连续的降压和产出的过程，但在实验室里，由于受条件所限，对此做了一些简化，即将露点压力下的样品体积确定为气藏流体的孔隙定容体积，在露点压力与零压(表压)之间均分为 6 个以上衰竭压力级，每级降压膨胀，然后恒压排放到定容体积。在这一试验过程中流体的压力和组成在不断变化，而其所占体积保持不变，故称为等容衰竭。等容衰竭试验的测试流程如图 1.10 所示。

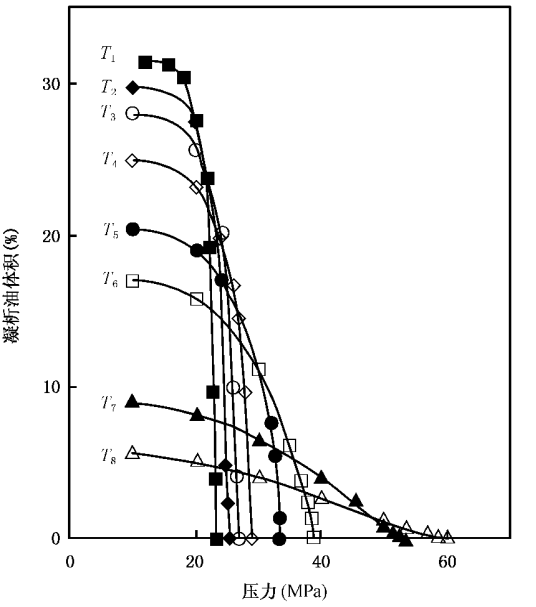


图 1.9　流体在不同温度下的恒质膨胀动态

测试步骤为：(1)将约为 PVT 容器容积 2/5 的凝析气藏流体样品转入带窗容器中，在地层压力下将样品搅拌均匀并在地层温度下恒温平衡 4h。(2)将压力降至露点压力，平衡 2h 后，记下 PVT 容器内凝析气样品体积，此时容器中气体所占体积为等容体积 V_c。(3)退泵分级降压，一般分为 6 级以上，每级降压约3MPa，降压后搅拌2h并静置0.5h，记下压力

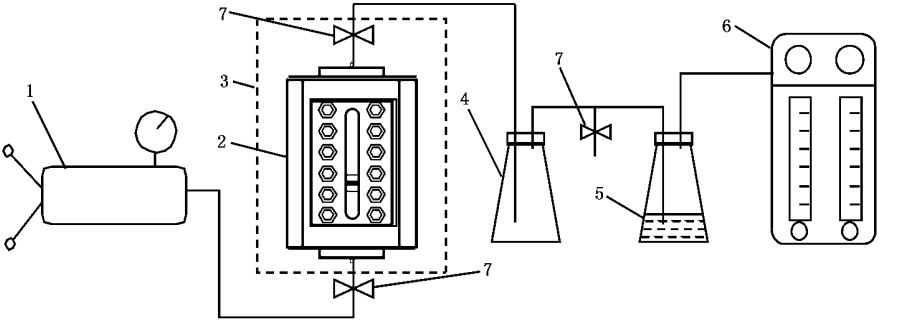


图 1.10　等容衰竭试验流程

1—高压计量泵；2—PVT 容器；3—恒温浴；4—分离器；
5—气体指示瓶；6—气量计；7—阀门

和容器内样品体积。(4)慢慢打开容器顶阀排气，同时保持压力进泵，一直排到定容读数时为止。排气过程中取气样分析组成，排气结束后记录气量、油量及取油样分析组成，同时记录室温和大气压力。(5)调整测高计的位置，读取该级压力下的液柱高度。(6)重复降压—排气过程，一直进行到压力为 4～5MPa 的最后一级压力为止。最后一级压力到零压的测试过程是：打开顶阀，直接放气降压至零(表压)，然后再进泵排出容器中的残留气和油，并取气样分析残余气组成。对残余油称量，测相对密度并进行组成分析。

图 1.11 直观地给出了凝析气实验衰竭过程。从高于露点压力的状态降低压力到露点压力，记录此时的流体体积，然后从露点压力开始逐级降低压力，由于压力降低，流体体积的膨胀，并且由于反凝析作用，在 PVT 筒的底部要析出凝析油，每降低一级压力，要将多余的气体从顶部排出，记录排出流体的气体体积、凝析油量，并测定排出流体的组分、密度、分子量，从而

得到表 1.3 所给出的等容衰竭测试数据。另一个重要的实验数据是，反凝析油体积随压力的动态变化关系，如图 1.12 所示，当压力低于露点压力时，由于反凝析作用，凝析油开始析出，随压力降低，凝析油体积最大，当达到最大值后，凝析油体积会减少，此时此过程属于正常的蒸发过程。

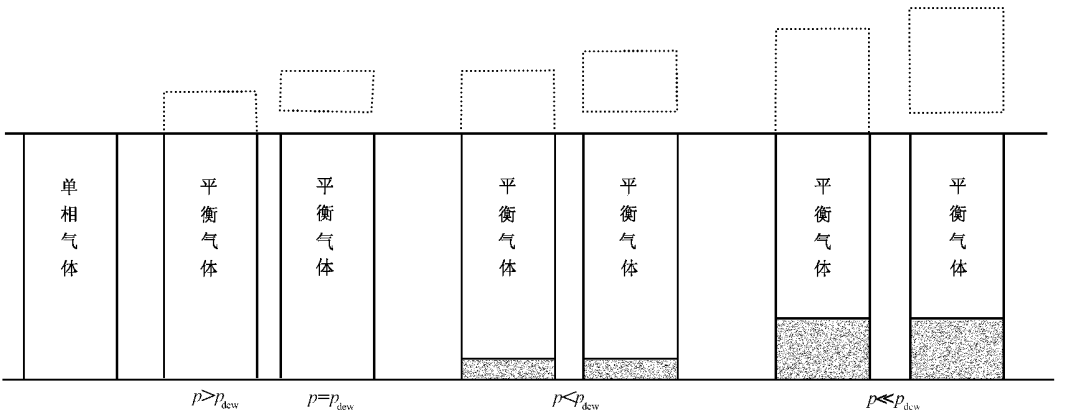


图 1.11　凝析气实验衰竭过程中气体排出及凝析油体积动态

表 1.3　等容衰竭测试数据

压力 (MPa) / 摩尔分数 / 组分	50.00	45.00	38.00	30.00	25.00	20.00	10.00
硫化氢	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
二氧化碳	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0069
氮气	0.033	0.0359	0.0361	0.0383	0.0383	0.0388	0.0380
甲烷	0.748	0.7620	0.7805	0.7937	0.7964	0.8022	0.8120
乙烷	0.088	0.0879	0.0877	0.0882	0.0882	0.0882	0.0903
丙烷	0.0244	0.0244	0.0228	0.0237	0.0244	0.0234	0.0232
异丁烷	0.0059	0.0057	0.0053	0.0049	0.0048	0.0048	0.0048
正丁烷	0.008	0.0079	0.0079	0.0078	0.0077	0.0077	0.0079
异戊烷	0.0037	0.0036	0.0036	0.0033	0.0032	0.0031	0.0021
正戊烷	0.0037	0.0036	0.0036	0.0033	0.0032	0.0031	0.0021
己烷	0.0052	0.0050	0.0048	0.0044	0.0042	0.0041	0.0032
庚烷以上	0.0732	0.0573	0.0410	0.0239	0.0229	0.0179	0.0095
合计	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
庚烷以上特性							
分子量	249	244	240	236	235	234	234
相对密度	0.802	0.798	0.796	0.793	0.792	0.791	0.791
平衡气相偏差系数	1.315	1.0206	1.105	1.032	0.989	0.944	0.940
气液两相偏差系数		1.264	1.193	1.128	1.073	1.026	0.891

累积采出百分数	0	4.59	10.06	16.76	24.83	44.98	69.27

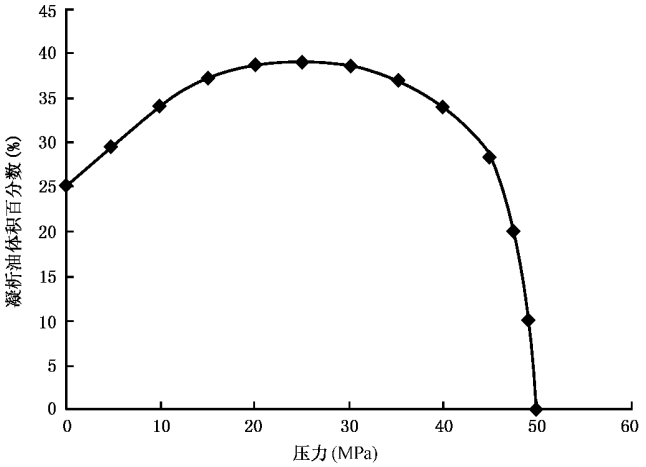


图 1.12　定容衰竭过程反凝析动态

凝析气衰竭实验数据作为重要的研究资料，结合物质平衡原理，还可以进一步确定凝析气的“黑油型”参数，用于凝析气藏工程计算。

六、差异分离实验

差异分离实验与等容衰竭实验类似，所不同的是差异分离实验只针对油样，而等组分膨胀实验和等容衰竭实验油、气样均可。将露点压力下的样品体积确定为气藏流体的孔隙定容体积，在露点压力与零压(表压)之间均分为 6 个以上衰竭压力级，每级降压膨胀，然后恒压将降压过程中释放的气体全部排放掉。在这一试验过程中流体的压力和组成在不断变化，留在实验筒内的油样所占体积也在减少，这一实验称为差异分离实验。图 1.13 是油样差异分离实验过程中，气体排出及原油体积变化的示意过程。表 1.4 是某油样的差异分离实验数据，是确定流体组分临界特征参数的基础。

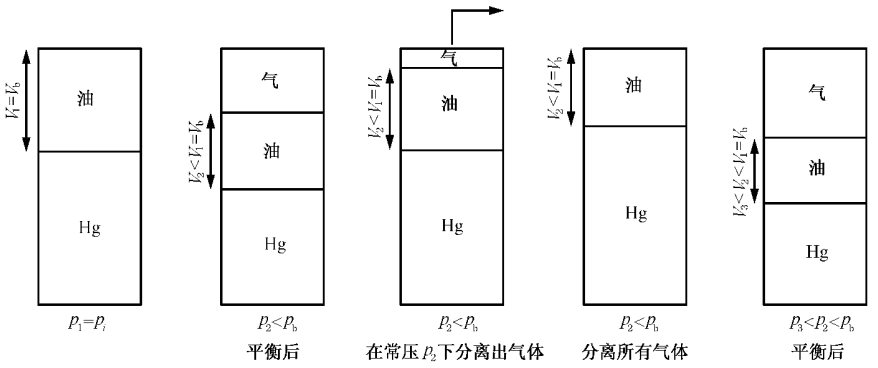


图 1.13　差异分离实验气体排出及原油体积变化

表 1.4　油样差异分离实验数据

压力 （MPa）	原油体积 系数	气体采出量 （m^3/m^3）	气体压缩 因子	原油相对 密度	气体相对 密度	原油粘度 （mPa·s）	天然气粘度 （mPa·s）
37.810	1.651	0.00	0.0000	0.6400	0.0000	0.2800	0.0000
32.371	1.657	0.00	0.0000	0.6574	0.0000	0.2800	0.0000

续表

压力 (MPa)	原油体积系数	气体采出量 (m^3/m^3)	气体压缩因子	原油相对密度	气体相对密度	原油粘度 (mPa·s)	天然气粘度 (mPa·s)
31.137	1.601	80.93	0.8590	0.6550	0.7850	0.0000	0.0000
24.000	1.519	158.90	0.8480	0.6734	0.7590	0.3600	0.0240
18.000	1.379	669.16	0.8350	0.7089	0.7110	0.5070	0.0190
12.000	1.280	941.16	0.8380	0.7301	0.7160	0.6610	0.0160
6.000	1.166	1229.92	0.8850	0.7601	0.7500	0.9440	0.0140
1.000	1.034	1510.73	0.9690	0.7989	0.9840	1.6130	0.0110
0.100	1.000	1533.60	0.9950	0.8089	1.6890	2.4080	0.0090

差异分离实验需要录取以下重要数据：

(1)饱和压力；

(2)降压过程中排出的气体量；

(3)降压过程中原油体积、油气粘度、密度的变化；

如果将原油差异分离级数设为 1，即：将饱和原油直接在标准条件下分离，这一过程称为一次分离。一次分离的气油比大于差异分离的气油比，其值有一定的参考价值。

第三节　状 态 方 程

多组分烃类流体的相态变化十分复杂。对于一组已知组成的烃类混合物系统，其热力学状态取决于压力、温度和体积。由于这三个物理量可用一个称之为状态方程的关系式 $f(p, V, T)=0$ 关联，因此，其中仅有两个物理量是独立的。一个合适的 PVT 状态方程能用于计算许多纯物质和混合物的重要性质，包括：

(1)液相和气相的密度；

(2)蒸汽压；

(3)混合物的临界性质；

(4)汽—液平衡关联；

(5)焓与理想性的偏差；

(6)熵与理想性的偏差。

目前，还没有一个状态方程能同时适用于众多物质的所有这些性质，但是，已获得了许多在一定范围内有用的结果。本节将对一些在历史上有影响，对凝析气藏相态研究十分重要的状态方程作一介绍。

一、理想气体状态方程

热力学史上出现过几个关键时期的压力、温度和体积之间的定量关系。这一历史起始于波义尔(Boyle，1662)对空气的实验，奠定了 Boyle 定律，即：在给定温度条件下，气体的体积与压力成反比。

$$pV = \text{const} \tag{1.1}$$

查理和盖·吕萨克(1802)定量确定了温度的影响，他们发现在给定压力条件下，气体的体

积与温度的关系是线性的，即：

$$V = V_0(1 + kT) \tag{1.2}$$

克拉伯龙(1834)结合上面两个结果，得出了理想气体定律：

$$pV = R(T + 273) \tag{1.3}$$

式(1.3)中温度 T 以℃为单位。以后的工作中，人们开始意识到理想气体定律仅仅是真实行为的粗略近似。因为所谓的理想气体就是这样的一种假想气体，其分子的体积相对于整个气体所占体积而言可忽略不计，分子之间或分子与容器壁之间没有吸引力和排斥力，所有分子间的碰撞都是完全弹性的，就是说碰撞中没有内能损失，这种气体称为理想气体。

早在约二百年前，Van Helmont 就认识到通过降温能使某些气体冷凝，但气液两相的转变自 Faraday(1823)后才受到人们的关注。每种物质在其特有的温度和压力下，液体和气体会变得不可区分，在趋近这种冷凝状态时，有些性质发生显著变化，这种状态称为临界状态。

理想气体状态方程只适应于高温和低压条件下使用，因此，包括范德华在内的许多学者对理想气体状态方程作了不同程度的改进，以使其适用于真实气体。

二、真实气体状态方程

作为比较的基础，理想气体的概念是非常重要的，因为所有气体在低压下都趋近于理想气体。

许多实际物质的性质可简单地用与理想气体的对比偏差表示。其中，最常用的是偏差系数(也叫压缩因子)，$Z = pV/RT$。为了避免与油藏工程中的压缩系数的概念相混淆，本书下面都用偏差系数来表示。一些物质的 Z 值与 1 的显著偏差示于图 1.14。偏差是由气体分子本身占有一定的体积和分子间的斥力和引力所引起的。

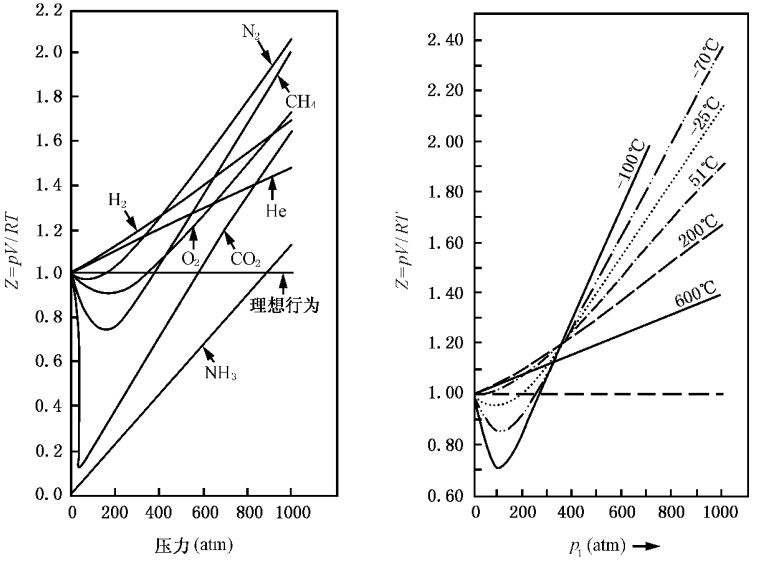


图 1.14　温度和压力对某些气体偏差系数的影响

(a)几种气体在 0℃和一定压力范围内的偏差系数

(b)氮在不同温度和一定压力范围内的偏差系数

实际气体与理想气体之间的另一重要差别是它们的热行为。理想气体的热容与压力无关，而实际物质的情况远非如此。实际物质在理想气体没有的临界状态附近的许多其他性质也呈现异常行为。

三、立方型状态方程

1. 范德华方程

很早人们就认识到理想气体方程不适合于科学和技术计算的要求，多年来提出了很多具有不同价值的状态方程，其中，最著名和最有成果的状态方程之一是范德华方程：

$$(p+\frac{a}{V^2})(V-b)=RT \tag{1.4}$$

式中 a——引力参数；

b——斥力参数。

式(1.4)中的 b 又称为有效分子体积，范德华从理论上认为 b 是实际分子体积的 4 倍。应用像范德华这样的立方型状态方程，可以得到 S 形等温线，如图 1.15 所示，根据 Maxwell 原则，图中 BCDEFDB 循环的可逆等温功等于零，因此，在水平线 FDB 以上和以下的两块面积相等。给定温度的饱和蒸汽压和饱和体积可通过位于两面积相等的水平线横切面与两相包络线的交点求得。在数学上，这种条件可写成：

$$f_g-f_L=\int_{BCDEFDB} V\mathrm{d}p=0 \tag{1.5}$$

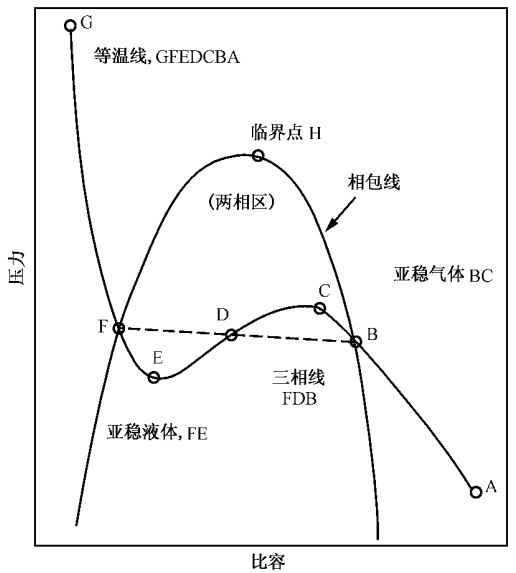


图 1.15　立方型状态方程图

由于范德华方程是体积的三次型方程，故任何低于临界温度的等温线有三个正的实根，而超临界等温线仅有一个实根。当有三个实根时，最小的根是液相的比容，最大的根是气相的比容，中间的根无物理意义。对于其他立方型状态方程，这一性质一样成立。在下面将要讨论的多组分汽液平衡计算中，三次型方程根的计算是一项重要工作。当气、液两相共存时，要分别求解气相和液相的三次型方程的实根，并根据上述规则分别选取气相和液相的比容。实际应用过程中，为了方便，也常求解偏差系数的三次型方程的根，原理一样，这里不再叙述。

范德华方程中有两个参数 a 和 b，满足以下临界条件：

$$\left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)\Big|_T=0 \tag{1.6}$$

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial V^2}\right)\Big|_T=0 \tag{1.7}$$

联立方程(1.4)、(1.6)和(1.7)可得范德华方程的两个参数：

$$a=\Omega_a R^2 T_c^2/p_c$$

$$b=\Omega_b RT_c/p_c$$

其中 R 为热力学常数，$\Omega_a=27/64$，$\Omega_b=1/8$。理论上，对于任何物质，范德华方程中的两个常

数都是相同的。事实上，对于分子结构接近球形的物质，如：氮气、氦气，该方程计算精度较高。对于其他一些简单的非球形分子结构的物质，稍微改变数值系数 Ω_a 和 Ω_b，也常可得到较好的结果。

2. Soave－Recllinch－Kwong 方程(简称 S－R－K 方程)

为了进一步提高状态方程应用于计算复杂分子结构物质状态的精度，后来许多学者提出了多种三参数立方型方程，其中，比较适合于计算油气藏烃类混合物系统的状态方程有 Soave－Recllinch－Kwong 方程和 Peng－Robinson 方程。Soave－Recllinch－Kwong(1972)方程的形式为：

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T,\omega)}{V(V-b)} \tag{1.8}$$

其中 ω 为偏心因子，表示分子结构偏离圆形的程度。现在仍然一直沿用 K. S. Pitzer 对此进行的定义：

$$\omega = -\lg p_r^S \big|_{T_r=0.7} - 1.0 \tag{1.9}$$

式中 $p_r^S = p_S/p_c$——对比温度 $T_r = T/T_c = 0.7$ 时的对比蒸汽压；

p_S——饱和压力。

Ar，Ne，Kr，Xe 这四种分子化学结构简单，其分子结构可以看成球对称的物质(不管其具体是否真为球对称)，称为简单流体，偏心因子 ω 为 0。其它非球对称分子组成的物质，偏心因子 ω 值大于 0，但下列量子元素 H_2，D_2，He 除外，其偏心因子 ω 值小于 0。凡化学结构不对称、极性的或高分子的化合物，ω 值较大。ω 值越大，表征一般流体的热力学函数对简单流体的偏差越大。

通过求解临界条件方程式(1.6)和(1.7)，可得：

$$a(T,\omega) = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c}\alpha \tag{1.10}$$

$$b = \Omega_b RT_c/p_c \tag{1.11}$$

$$\alpha = [1 + (0.48508 + 1.55171\omega - 0.15613\omega^2)(1 - T_r^{0.5})]^2 \tag{1.12}$$

对于氢气

$$\alpha = 1.202\exp(-0.30288T_r) \tag{1.13}$$

式(1.11)、(1.12)中的常数 $\Omega_a = 0.42747$，$\Omega_b = 0.08664$。Soave－Recllinch－Kwong 方程关于比容、偏差系数和烃类混合气体的状态方程参数见表 1.5。

表 1.5　Soave 方程(Fraboski 和 Daubert 系数)

标准形式		部分对比形式	
$p=\frac{RT}{V-b}-\frac{a\alpha}{V(V+b)}$	(1)	$p_r=\frac{3T_r}{V_r-0.2599}-\frac{3.8473\alpha}{V_r(V_r+0.2599)}$	(10)
参数		**混合物**	
$a=0.42747R^2T_c^2/p_c$	(2)	$a\alpha=\sum\sum y_i y_j(a\alpha)_{ij}$	(11)
$b=0.08664RT_c/p_c$	(3)		
$\alpha=[1+(0.48508+1.55171\omega$ $-0.15613\omega^2)(1-T_r^{0.5})]^2$	(4)	$b=\sum y_i b_i$	(12)
		$A=\sum\sum y_i y_j A_{ij}$	(13)

续表

参数	混合物
$\alpha=1.202\exp(-0.30288T_r)$	$B=\sum y_iB_i$ (14)
对氢气(Graboski 和 Daubert 1979) (5)	**交叉参数**
$A=a\alpha p/R^2T^2=0.42747\alpha p_r/T_r^2$ (6)	$(a\alpha)_{ij}=(1-k_{ij})\sqrt{(a\alpha)_i(a\alpha)_j}$ (15)
$B=bp/RT=0.03664p_r/T_r$ (7)	
多项式形式	
$V^2-\frac{RT}{p}V^2+\frac{1}{p}(a\alpha-bRT-pb^2)V-\frac{a\alpha b}{p}=0$ (8)	
$z^3-z^2+(A-B-B^2)z-AB=0$ (9)	

3. Peng－Robinson **方程(简称** P－R **方程)**

Peng－Robinson(1976)**在开发以体积三次方表示的一个新的立方型状态方程中制定了几个目标**:(1)**参数应以** p_c、T_c **和偏心因子表示**;(2)**改善临界点附近的性能,尤其是计算** z_c **和液体密度**;(3)**混合规则不应多于一个二元相互作用参数**;(4)**方程应适应于天然气加工中所有流体性质的计算**。

Peng－Robinson **方程的临界偏差系数** $z_c=0.307$,**此值比其他一些状态方程计算的** z_c **值更加接近于真值,尤其是非极性物质。这可以在一定程度上解释** P－R **方程比** S－R－K **方程更能精确地预测密度的事实,但在其他方面,两者的精度比较接近。**Peng－Robinson **方程的具体形式见表** 1.6。

表 1.6　Peng－Rebinson 状态方程(Peng 和 Robinson,1976)

标准形式:

$$p=\frac{RT}{V-b}-\frac{a\alpha}{V^2+2bV-b^2} \quad (1)$$

参数:

$$a=0.45724R^2T_c^2/p_c \quad (2)$$

$$b=0.07780RT_c/p_c \quad (3)$$

$$\alpha=[1+(0.37464+1.54226\omega-0.26992\omega^2)(1-T_r^{0.5})]^2 \quad (4)$$

$$A=a\alpha p/R^2T^2=0.45724\alpha p_rT_r^2 \quad (5)$$

$$B=bp/RT=0.07780p_r/T_r \quad (6)$$

多项式形式:

$$Z^3-(1-B)z^2+(A-3B^2-2B)z-(AB-B^2-B^3)=0 \quad (7)$$

混合物:

$$a\alpha=\sum\sum y_iy_j(a\alpha)_{ij} \quad (8)$$

$$b=\sum y_ib_i \quad (9)$$

$$(a\alpha)_{ij}=(1-k_{ij})\sqrt{(a\alpha)_i(a\alpha)_j} \quad (10)$$

$$A=\sum\sum y_iy_jA_{ij} \quad (11)$$

$$B=\sum y_iB_i \quad (12)$$

$$A_{ij}=(1-k_{ij})(A_iA_j)^{0.5} \quad (13)$$

四、立方型状态方程的比较与推荐

虽然对立方型状态方程的新的论述仍然经常出现,但是 Soave－Recllinch－Kwong **和** Peng－Robinson **方程形式看来似乎是标准的。两者都有很强的支持者,而且经常应用。两个**

方程都需要二元交互作用参数，Soave 的二元相互作用参数可在公开文献中获得，Peng－Robinson 方程的二元交互作用参数可以在专利库中查到。由 API 资助和 Daubert 等(1977)报告的这些方程和其他方程系统，其综合研究的结论是：对计算汽—液相平衡来说上述两方程几乎是等价的，而且通常优于采用更复杂的其它形式的状态方程。在临界点附近，表示 PVT 数据用 Peng－Robinson 方程更好。

由于以上评价的结果，我们在多组分烃类汽液平衡和相态特征研究计算中，常采用 Peng－Robinson 方程和 Soave－Recllinch－Kwong 方程。

第四节　多组分烃类体系汽液平衡计算

上一节介绍了适合计算已知组成的多组分烃类混合物 $p-V-T$ 关系的状态方程，这些状态方程是多组分烃类体系汽液平衡计算和相态研究的基础。而汽液平衡计算和相态研究则是确定初始凝析压力、不同开发方式下生产井井流物流体相态特征变化、地面分离器最佳分离条件等重要工作的基础。因此本节将对流体的热力学函数与相平衡条件、逸度和逸度系数、多组分烃类体系汽液相平衡数学模型等基础知识作一简单回顾，然后再介绍多组分烃类体系汽液相平衡计算的一些比较成功的方法，希望能对从事多组分烃类体系汽液相平衡理论研究和现场应用的科技工作者有所帮助。

一、流体的热力学函数

流体的热力学性质包括气体、液体的热性质和热力学性质[51][52]。除了上面讨论的流体压力、体积、温度以外，还包括热容、内能、焓、亥姆霍兹自由能、吉布斯自由能和逸度等函数。这些基础数据，在化工装置设计和过程分析中更是不可缺少的。例如在气体的压缩和膨胀，流体的加热和冷却过程中，系统的温度、压力和体积都会变化，而且它们的内能 U、焓 H、熵 S 等其他热力学性质也随之变化。所以计算这些状态函数在某一特定过程中的变化量是流体热力学性质研究的一个重要方面。在凝析气藏的开发过程中，流体相平衡条件是根据这些热力学函数导出的，因此，本节对其作一简单回顾，有兴趣的读者还可以参阅《化工热力学》[48]、《化工相平衡》[47]等书籍。

在物理化学中，已对各种基本的热力学函数作了比较详尽的讨论。在这些热力学函数中，有些是可以直接测量的，如 p、V、T；有些是不能直接测量的，如 U、H、S、G 等，但是，这些不能直接测量的性质可以通过一定的数学关系，根据可测量的 p、V、T 数据计算得到。这种数学关系就是热力学函数。

热力学函数与功传递过程的体系状态和条件有关，无论是在等温还是在绝热条件下，可逆过程的功传递可以导出并总结如下：

体系类型	条件	功传递
封闭	绝热	$-\mathrm{d}U$
封闭	等温	$-\mathrm{d}A$
流动	绝热	$-\mathrm{d}H$
流动	等温	$-\mathrm{d}G$

其中 U 是内能、A 是亥姆霍兹自由能、H 是焓、G 是吉布斯自由能 S 是熵。

根据热力学第一定律、第二定律，储藏在体系内的能量函数的变化值取决于净热、功和质量的传递，这一基本函数是内能，它有如下关系式：

$$\mathrm{d}U = T\mathrm{d}S - p\mathrm{d}V + \sum \mu_i \mathrm{d}x_i \tag{1.14}$$

$$U = TS - pV + \sum x_i \mu_i \tag{1.15}$$

其他有用的能量函数可以通过 $H=U+pV$、$A=U-TS$、$G=U+pV-TS$ 代入以上两式导出，其结果如下：

$$H = TS + \sum x_i \mu_i \tag{1.16}$$

$$A = -pV + \sum x_i \mu_i \tag{1.17}$$

$$G = \sum x_i \mu_i \tag{1.18}$$

$$\mathrm{d}H = T\mathrm{d}S + V\mathrm{d}p + \sum \mu_i \mathrm{d}x_i \tag{1.19}$$

$$\mathrm{d}A = -S\mathrm{d}T - p\mathrm{d}V + \sum \mu_i \mathrm{d}x_i \tag{1.20}$$

$$\mathrm{d}G = -S\mathrm{d}T + V\mathrm{d}p + \sum \mu_i \mathrm{d}x_i \tag{1.21}$$

在混合物的热力学函数中，每种物质的摩尔数也是变量。对于油气藏的开发过程，其体系状态和条件适合采用吉布斯自由能函数，除了 T 和 p 之外，一个平衡态还应该包括化学势在内。互相接触的相对热平衡要求温度相等，对流体静力平衡要求压力相等；对扩散平衡则要求化学势相等。

二、逸度和逸度系数

逸度和逸度系数的概念比较抽象，为了能比较清楚地阐述其概念，先介绍纯净物流体的逸度和逸度系数概念，然后再讨论多组分混合物逸度和逸度系数。

1. 纯净物流体的逸度和逸度系数

逸度的概念是由于考虑压力、温度的改变而引起的吉布斯能的改变。对于纯净物来说，等温条件下的吉布斯方程为：

$$\mathrm{d}G_T = (V\mathrm{d}p)\big|_T \tag{1.22}$$

对于理想气体，由于 $V=RT/p$，所以

$$\mathrm{d}G_T = RT(\mathrm{d}\ln p)\big|_T \tag{1.23}$$

对于实际气体，定义 $\mathrm{d}G_T = RT(\mathrm{d}\ln f)\big|_T$，同时满足必要条件 $\lim\limits_{p\to 0}\left(\dfrac{f}{p}\right)=1$，则 f 称为纯净流体的逸度，而 $\Phi=f/p$，$\lim\limits_{p\to 0}(\Phi)=1$，$\Phi$ 叫做纯净流体的逸度系数。逸度和逸度系数有以下基本性质：

(1) f、p 的单位相同；

(2) f 和 Φ 是状态函数。

理想气体的逸度就是它的压力，逸度系数恒等于 1。实际流体的逸度可以看成是“校正压力”或“有效压力”，$\lim\limits_{p\to 0}(f)=p$，$\lim\limits_{p\to 0}(\Phi)=1$。理想气体的逸度表示从一个相到另一相的逃逸程度，实际气体或蒸汽的逸度表示校正(折合)的逃逸程度，常称做逸度。

对于实际流体：

$$\mathrm{d}G_T = RT(\mathrm{d}\ln f)\big|_T = (V\mathrm{d}p)\big|_T \tag{1.24}$$

对于理想气体：

$$\mathrm{d}G_T = RT(\mathrm{d}\ln p)\big|_T = \frac{RT}{p}\mathrm{d}p\bigg|_T \tag{1.25}$$

以上两式相减，并根据逸度系数的定义和性质得：

$$\ln\Phi = \ln\frac{f}{p} = \frac{1}{RT}\int_{p^0\to 0}^{p}\left(V-\frac{RT}{p}\right)\mathrm{d}p\big|_T \tag{1.26}$$

这一公式在推导混合物组分逸度系数公式时是非常重要的。

2. 混合物中组分的逸度和逸度系数

与纯净物流体的逸度和逸度系数的定义类似，对于混合物中的任一组分，$(\mathrm{d}\bar{G}_i)_T = RT\mathrm{d}(\ln\bar{f}_i)|_T$，同时满足必要条件 $\lim\limits_{p\to 0}\left(\dfrac{\bar{f}_i}{y_i p}\right)=1$，则 $\bar{f}_i$ 称为混合物中组分 i 的逸度，y_i 是混合物中组分 i 的摩尔分数。而 $\bar{\Phi}_i=\dfrac{\bar{f}_i}{y_i p}$，$\lim\limits_{p\to 0}(\bar{\Phi}_i)=1$，$\bar{\Phi}_i$ 叫做混合物中组分 i 的逸度系数。$\bar{G}_i$ 是混合物中组分 i 的偏摩尔吉氏函数，即组分的化学势。混合物组分的逸度和逸度系数有以下基本性质：

(1)对于理想气体组分 i，$(\mathrm{d}\bar{G}_i)_T = RT\mathrm{d}(\ln p_i)|_T$，即：$\bar{f}_i = p_i$(分压)，$\bar{\Phi}_i \equiv 1$；

(2)实际气体混合物组分 i，当 $p\to 0$ 时，$\bar{f}_i = y_i p_i = p_i$；

(3)多组分多相平衡，同一组分在各相的逸度相等，如：汽液平衡：$\bar{f}_i^{\mathrm{L}} = \bar{f}_i^{\mathrm{V}}$，证明详见下文。其中上标 L、V 分别表示液相和气相。

前已叙述，混合物中组分 i 的吉布斯函数的一般公式为：

$$\mathrm{d}G = -S\mathrm{d}T + V\mathrm{d}P + \sum\mu_i\mathrm{d}x_i \tag{1.27}$$

利用全微分条件可得：

$$\left(\frac{\partial\mu_i}{\partial p}\right)\bigg|_{T,x} = \left(\frac{\partial V}{\partial x_i}\right)\bigg|_{T,p,xj(j\neq i)} = \bar{V}_i \tag{1.28}$$

所以，$\mathrm{d}\mu_i = \bar{V}_i\mathrm{d}p$，又因为 $\mu_i = \bar{G}_i$，因此有以下关系：

$$(\mathrm{d}\bar{G}_i)\big|_{T,x} = (\bar{V}_i\mathrm{d}p)\big|_{T,x} = RT\mathrm{d}(\ln\bar{f}_i)\big|_{T,x} \tag{1.29}$$

对于组分 i 的纯净物，有：

$$\mathrm{d}G\big|_T = (V_i\mathrm{d}p)\big|_T = RT\mathrm{d}(\ln f_i)\big|_T \tag{1.30}$$

式中 f_i 和 V_i 是纯净物 i 在和混合物同温、同压下的逸度和摩尔体积，将以上两式相减得：

$$RT\mathrm{d}\left(\ln\frac{\bar{f}_i}{f_i}\right)\bigg|_{T,x} = (\bar{V}_i - V_i)\big|_{T,x}\mathrm{d}p \tag{1.31}$$

在 T，x 不变的条件下积分，得：

$$RT\int_{\ln\bar{f}_i^0/f_i^0}^{\ln\bar{f}_i/f_i}\mathrm{d}\left(\ln\frac{\bar{f}_i}{f_i}\right)\bigg|_{T,x} = \int_{p^0\to 0}^{p}(\bar{V}_i - V_i)\big|_{T,x}\mathrm{d}p \tag{1.32}$$

总压 $p^0\to 0$，组分 i 的逸度 $\bar{f}_i^0 = y_i p^0$，纯净物的逸度 $f_i^0 = p^0$，将它们代入上式得：

$$\ln\frac{\bar{f}_i}{y_i f_i} = \frac{1}{RT}\int_{p^0\to 0}^{p}(\bar{V}_i - V_i)\big|_{T,x}\mathrm{d}p \tag{1.33}$$

因为 $\bar{\Phi}_i = \bar{f}_i/y_i p$，$\Phi_i = f_i/p$，并将纯净物的逸度系数公式代入上式，可得混合物组分 i 的

逸度系数计算公式：

$$\ln\bar{\Phi}_i = \frac{1}{RT}\int_{p^0\to 0}^{p}\left(\bar{V}_i - \frac{RT}{p}\right)\Bigg|_{T,x} \mathrm{d}p \tag{1.34}$$

将上一节中介绍的状态方程代入上式，可以推导出采用不同状态方程时的逸度系数计算公式。采用范德华方程，其逸度系数公式为

$$\ln\bar{\Phi}_i = (Z-1) - \frac{a}{RTV} - \ln\left[Z\left(1-\frac{b}{V}\right)\right] = \frac{b}{V-b} - \frac{2a}{RTV} - \ln\left[Z\left(1-\frac{b}{V}\right)\right] \tag{1.35}$$

采用 Soave－Recllinch－Kwong 方程，逸度系数公式为

$$\begin{aligned}\ln\bar{\Phi}_i &= (Z-1) - \ln\left[Z\left(1-\frac{b}{V}\right)\right] - \frac{a\alpha}{bRT}\ln\left(1+\frac{b}{V}\right)\\ &= (Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{A}{B}\ln\left(1+\frac{B}{Z}\right)\end{aligned} \tag{1.36}$$

采用 Peng－Robinson 方程，逸度系数公式为

$$\ln\bar{\Phi}_i = \frac{B_i(Z-1)/B}{B} - \ln(Z-b) + \frac{A}{(m_1-m_2)B}\left[\frac{B_i}{B} - \delta_i\right]\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right) \tag{1.37}$$

式中：$m_1=\sqrt{2}+1$，$m_2=\sqrt{2}-1$

三、多组分多相体系相平衡条件

设多组分多相体系中共有 N_c 个组分，k 个相，无化学反应，各相充分接触，可相变，则第一相各组分的摩尔数为 $n_1^{(1)}, n_2^{(1)}, \cdots, n_{N_c}^{(1)}, \cdots$，第 k 相各组分的摩尔数为 $n_1^{(k)}, n_2^{(k)}, \cdots, n_{N_c}^{(k)}$，相变物质守恒约束方程为：

$$\sum_{j=1}^{k} n_1^{(j)} = n_1 \tag{1.38}$$

$$\vdots$$

$$\sum_{j=1}^{k} n_{N_c}^{(j)} = n_{N_c} \tag{1.39}$$

多组分多相体系在等温、等压下趋向平衡，$G\to G_{\min}$，必须使 $\mathrm{d}G\big|_{p,T}\to 0$，于是，达到平衡时有：

$$\begin{aligned}\mathrm{d}G\big|_{p,T} = {} & \mu_1^{(1)}\mathrm{d}n_1^{(1)} + \mu_2^{(1)}\mathrm{d}n_2^{(1)} + \cdots + \mu_{N_c}^{(1)}\mathrm{d}n_{n_{N_c}}^{(1)}\\ & + \mu_1^{(2)}\mathrm{d}n_1^{(2)} + \mu_2^{(2)}\mathrm{d}n_2^{(2)} + \cdots + \mu_{N_c}^{(2)}\mathrm{d}n_{N_c}^{(2)}\\ & + \cdots\cdots\\ & + \mu_1^{(k)}\mathrm{d}n_1^{(k)} + \mu_2^{(k)}\mathrm{d}n_2^{(k)} + \cdots + \mu_{N_c}^{(k)}\mathrm{d}n_{N_c}^{(k)}\end{aligned} \tag{1.40}$$

对 N_c 个约束方程微分得：

$$\lambda_1\mathrm{d}n_1^{(1)} + \lambda_1\mathrm{d}n_1^{(2)} + \cdots + \lambda_1\mathrm{d}n_1^{(k)} = 0 \tag{1.41}$$

$$\vdots$$

$$\lambda_{N_c}\mathrm{d}n_{N_c}^{(1)} + \lambda_{N_c}\mathrm{d}n_{N_c}^{(2)} + \cdots + \lambda_{N_c}\mathrm{d}n_{N_c}^{(k)} = 0 \tag{1.42}$$

其中 $\lambda_1, \lambda_2, \cdots, \lambda_{N_c}$ 为实数，将以上各式相加得：

$$
\begin{aligned}
\mathrm{d}G\big|_{p,T} = {} & (\mu_1^{(1)} + \lambda_1)\mathrm{d}n_1^{(1)} + (\mu_2^{(1)} + \lambda_2)\mathrm{d}n_2^{(1)} + \cdots + (\mu_{N_c}^{(1)} + \lambda_{N_c}^{(1)})\mathrm{d}n_{N_c}^{(k)} \\
& + (\mu_1^{(2)} + \lambda_1)\mathrm{d}n_1^{(2)} + (\mu_2^{(2)} + \lambda_2)\mathrm{d}n_2^{(2)} + \cdots + (\mu_{N_c}^{(2)} + \lambda_{N_c})\mathrm{d}n_{N_c}^{(2)} \\
& + \cdots \\
& + (\mu_1^{(k)} + \lambda_1)\mathrm{d}n_1^{(k)} + (\mu_2^{(k)} + \lambda_2)\mathrm{d}n_2^{(k)} + \cdots + (\mu_{N_c}^{(k)} + \lambda_{N_c})\mathrm{d}n_{N_c}^{(k)}
\end{aligned} \tag{1.43}
$$

因为相变趋向平衡过程中 $n_i^{(j)}$ 在变，$\mathrm{d}n_i^{(j)} \neq 0$，所以，$\mathrm{d}n_i^{(j)}$ 的系数必为 0，于是：

$$
\mu_i^{(1)} = \mu_i^{(2)} = \cdots = \mu_i^{(k)} \qquad (i = 1, \cdots, N_c) \tag{1.44}
$$

上式通常被称为多组分多相体系相平衡条件。根据化学势和逸度的关系以及逸度的性质，还可以推导出用逸度表示的多组分多相体系相平衡条件：

$$
\overline{f}_i^{(1)} = \overline{f}_i^{(2)} = \cdots = \overline{f}_i^{(k)} \qquad (i = 1, \cdots, N_c) \tag{1.45}
$$

四、多组分相平衡数学模型

多组分烃类体系汽液相平衡的数学模型主要由相平衡条件和质量守恒方程组成，其中，汽液两相平衡条件(1.45)可以简写成：

$$
\overline{f}_i^{\mathrm{L}} = \overline{f}_i^{\mathrm{V}} \tag{1.46}
$$

质量守恒方程有：

$$
\sum_{i=1}^{N_c} x_i = \sum_{i=1}^{N_c} y_i = \sum_{i=1}^{N_c} Z_i = 1 \tag{1.47}
$$

$$
x_i L + y_i (1 - L) = Z_i \qquad (i = 1, \cdots, N_c - 1) \tag{1.48}
$$

五、多组分烃类体系汽液相平衡计算方法

多组分汽液平衡计算主要包括两方面内容：一是给定压力、温度、组成条件下的汽液平衡计算，计算液相及各组分在气液相中的摩尔分数；二是在给定温度(压力)、组成条件下计算该烃类混合系统的饱和压力(温度)。无论是前者还是后者，都需要求解多组分汽液平衡方程组(1.46)、(1.47)、(1.48)，只是求解的未知量有所不同而已。

求解汽液平衡方程组的方法有多种，在油藏模拟应用研究中，最常用的多组分汽液平衡计算方法主要有两种，即：逐次替换法和 Newton－Raphson 方法。逐次替换法计算起始速度很快，但收敛速度随迭代次数增多越来越慢，无法达到快速求解的要求。Newton－Raphson 方法在根值附近是平方收敛的，而当初值远离根值时却达不到这个效果，甚至会不收敛。后来，人们通常将逐次替换法与 Newton－Raphson 方法优化结合，取长补短，计算速度明显加快，而且，收敛性好。下面对多组分汽液平衡计算方法作一简单介绍：

1. 逐次替换法

逐次替换法首先由以下 Wilson 公式提供平衡常数 K_i 的初值：

$$
K_i = \exp[5.37(1 + \omega_i)(1 - 1/T_{ri})]/p_{ri} \tag{1.49}
$$

Wilson 公式提供的平衡常数初值 K_i 只与组分的对比压力、对比温度和偏心因子有关。事实上，平衡常数与汽、液相中的组分摩尔分数有关，因此，引入平衡常数 $K_i = y_i/x_i$，并将其代入方程(1.48)中可得：

$$
x_i = Z_i/[1 + (K_i - 1)V] \qquad (i = 1, \cdots, N_c) \tag{1.50}
$$

$$
y_i = K_i Z_i/[1 + (K_i - 1)V] \qquad (i = 1, \cdots, N_c) \tag{1.51}
$$

将式(1.50)、(1.51)代入式(1.47)中得：

$$g(V)=\sum\frac{(K_i-1)Z_i}{1+(K_i-1)V}=0 \tag{1.52}$$

上述几式中的 V 代表气相的摩尔分数，与液相摩尔分数之间存在以下关系：$L+V=1$。逐次替换法是按下列步骤计算的：首先，将 Wilson 公式提供的平衡常数的初值代入式(1.52)中计算 V 值，再将该值代入式(1.50)、(1.51)计算 x_i、y_i 值，并根据式(1.47)的规则作归一化处理，将 x_i、y_i 值代入式(1.37)计算逸度系数，并利用式(1.53)修正平衡常数 K_i。将修正的平衡常数值重新代入到式(1.52)中计算 V 值，并重复上述计算过程，直至满足收敛条件 $\left|K_i^{n+1}/K_i^n-1\right|<\varepsilon$($\varepsilon$ 为任一小数)。

$$K_i=\Phi_i^L/\Phi_i^V \tag{1.53}$$

对于方程(1.52)，$g(V)$是一个单调递减函数，它有 N_c 条渐近线：$V=1/(1-K_i)$，$(i=1,2,\cdots,N_c)$，设 K_l 是最大的 K 值，即：$K_l=\max\{K_i\}$，K_S 是最小的 K 值，$K_S=\min\{K_i\}$，函数 $g(V)$在$[0,1]$区间存在的必要条件是$[0,1]$区间包含在区间$[1/(1-K_l),1/(1-K_S)]$中，在这一区间中有三种情况(图 1.16)：

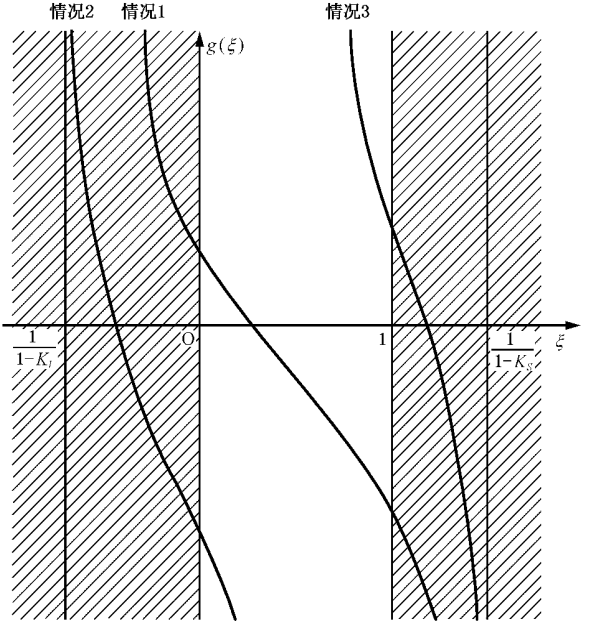


图 1.16　$g(\xi)$在$[0,1]$区间解存在的条件

第一种情况是 $g(0)\geqslant 0$，$g(1)\leqslant 0$，根在$[0,1]$内，可以通过试差法或牛顿迭代法求得；

第二种情况是 $g(0)<0$，根是负值，与物理量的意义不符，因此，第一次迭代 V 取 0.5，以后的迭代如果还是这种情形，则取 V 为 0；

第三种情况是 $g(1)>0$，根是大于 1，与物理量的意义不符，因此，第一次迭代 V 取 0.5，以后的迭代如果还是这种情形，则取 V 为 1。

需要指出的是：式(1.37)是采用 Peng－Robinson 状态方程导出的逸度系数计算公式。气体状态方程形式很多，采用不同状态方程得到的逸度系数计算公式也是不同的，有兴趣的读者可参见有关书籍。此外，Z 是偏差系数，对于 Peng－Robinson 状态方程，它有以下三次方程的形式：

$$Z^3-(1-B)Z^2+(A-3B^2-2B)Z-(AB-B^2-B^3)=0 \tag{1.54}$$

当方程(1.54)存在三个实根时，最小的根是液相的偏差系数，最大的根是气相的偏差系数，中间的根没有意义。对于一个已知组成的混合物在一定压力、温度下达到平衡，相平衡理论计算可以求出一定压力、温度下各相的摩尔组成和汽/液相总的摩尔组成。由公式(1.54)可见，Z 是 A、B 的函数，且是三次方程的实根，A、B 是各相组分摩尔分数、压力、温度的函数，具体形式详见表 1.6。由此可见，多相多组分相平衡计算问题是一个十分复杂的数学问题。

2. Newton－Raphson 法

逐次替换方法的计算速度与压力、温度条件以及混合物的摩尔组成有关，有时达到收敛所

需的迭代次数很多，甚至无法收敛，图 1.17 是某一多组分系统逐次替换方法的收敛过程示意图。为了提高多相多组分相平衡计算的速度，Newton－Raphson 法后来被普遍采用。

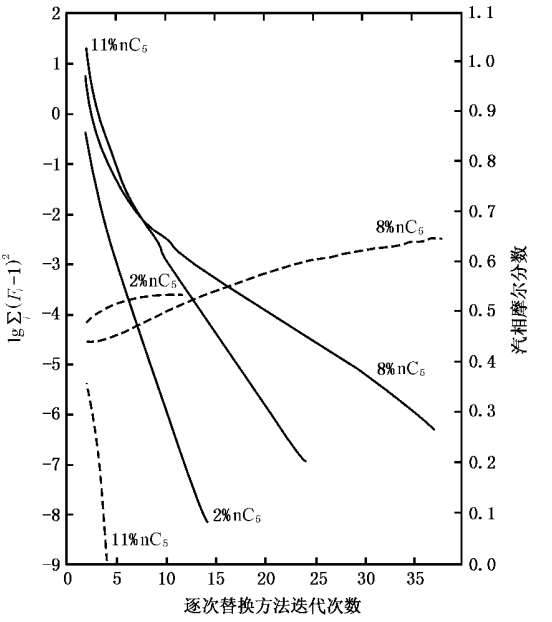


图 1.17　逐次替换方法方法的收敛过程示意图

Newton－Raphson 法是将逸度方程(1.46)线性化迭代求解的方法，根据逸度的定义，逸度残差方程可以写成如下形式：

$$R_i\phi_i^L x_i p - \phi_i^V y_i p = 0 \qquad (1.55)$$

式中 R_i 为逸度方程的残差，逸度系数可以根据(1.37)来计算。为加快计算速度，在逸度残差方程组(1.55)的线性化过程中，通常采用复合函数求导方法，将约束方程(1.47)、(1.48)代入方程(1.55)中进行消元，消去 x_i 或 y_i，减少方程组维数和计算变量。一般根据 L 的数值大小选取独立变量：

当 $L<0.5$ 时，采用 $L-x_i$ 迭代，此时未知向量 $\boldsymbol{U}=(x_1,\cdots,x_{N_c-1},L)^{\mathrm{T}}$，其余变量 x_{N_c}，$y_i(i=1,\cdots,N_c)$ 是这些独立变量的显函数。

当 $L\geqslant 0.5$ 时，采用 $V-y_i$ 迭代，$\boldsymbol{U}=(y_1,\cdots,y_{N_c-1},V)^{\mathrm{T}}$，其余变量 y_{N_c}，$x_i(i=1,\cdots,N_c)$ 是这些独立变量的显函数。

逸度方程是高度隐含的非线性代数方程组，线性化过程中的主要工作是求 $\ln\Phi_i^L$、$\ln\Phi_i^V$ 对压力、温度、液相摩尔分数、各组分在汽、液相中的摩尔分数等变量的导数。逸度系数公式中虽不显含 p、T，但 A、B、Z、δ_i 都是压力、温度和各组分在汽液相中的摩尔分数的函数，而且，Z 又是 A、B 的函数。尽管复杂，但是其导数关系式是可以推导出来的。逸度残差方程(1.55)经过一阶 Talor 展开、消元后的方程组，独立未知变量只剩下 N_c 个，其简单形式可以写作：

$$\Delta\boldsymbol{X}^k = \boldsymbol{J}^{-1}b \qquad (1.56)$$

式中 $\boldsymbol{J}$ 为雅可比矩阵，其形式如下：

$$\boldsymbol{J}=\begin{bmatrix}
\dfrac{\partial R_1}{\partial x_1} & \dfrac{\partial R_1}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial R_1}{\partial x_{N_c-1}} & \dfrac{\partial R_1}{\partial L} \\
\dfrac{\partial R_2}{\partial x_1} & \dfrac{\partial R_2}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial R_2}{\partial x_{N_c-1}} & \dfrac{\partial R_2}{\partial L} \\
\vdots & & & & \\
\dfrac{\partial R_{N_c}}{\partial x_1} & \dfrac{\partial R_{N_c}}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial R_{N_c}}{\partial x_{N_c-1}} & \dfrac{\partial R_{N_c}}{\partial L}
\end{bmatrix}$$

求解这一维数不高的线性代数方程组是非常容易的。Newton－Raphson 方法在真值附近是平方收敛的，在初值远离真解时，收敛速度很慢，甚至不收敛，而且，该方法本身难于给出能够使计算收敛的合理初值。因此，常与逐次替换方法联合使用，即在逐次替换方法收敛速度明显变慢的情况下转为采用 Newton－Raphson 方法。一般地，从逐次替换方法过渡到 Newton－Raphson 方法需同时满足以下两个条件：

$$\left\| \frac{f_i^L}{f_i^V} - 1 \right\|^k \leqslant \varepsilon_1 \tag{1.57}$$

$$\left\| \frac{f_i^L}{f_i^V} - 1 \right\|^k \Big/ \left\| \frac{f_i^L}{f_i^V} - 1 \right\|^{k-1} \geqslant \varepsilon_2 \tag{1.58}$$

其中 ε_1、ε_2 是软件设计人员总结的经验值，分别取 $0.1e^{-4}$ 和 0.6。式中的 k 是迭代次数。

表 1.7 列出了两种不同方法用于计算一个 10 组分烃类系统在近临界区的汽液平衡的计算迭代次数的比较情况。单纯的逐次替换方法达到收敛所需的迭代次数很多，需要 89 次以上的迭代，甚至出现了个别点不收敛的情况。而逐次替换方法与 Newton 方法结合所需的迭代次数比较少，一般先采用逐次替换方法计算 20 次左右，然后转换到 Newton 方法，再迭代 20 次左右即可达到收敛。

表 1.7　不同方法汽液相平衡计算工作量比较

压力 (psia)	气相摩尔分数 V	逐次替换法		逐次替换法＋Newton 法	
		迭代次数	CPU 时间，s	迭代次数	CPU 时间，s
2700	0.575	89	1.010	16＋19	0.637
2710	0.572	96	1.106	16＋21	0.643
2720	0.568	103	1.170	17＋17	0.613
2730	0.565	112	1.239	17＋17	0.589
2740	0.559	123	1.371	17＋36	0.871
2750	0.556	137	1.491	18＋28	0.784
2760	0.552	154	1.669	18＋18	0.625
2770	0.548	183	1.937	18＋18	0.627
2780	0.541	214	2.247	19＋19	0.670
2790	0.536	263	2.698	19＋19	0.657
2800	0.530	354	3.631	19＋20	0.712
2810	0.519	N_c		20＋21	0.764

3. 汽液平衡快速优化计算法

如上所述，逸度方程是高度隐含的非线性方程，尤其在近临界区和包络线附近，其求根难度很大，逐次替换法和 Newton－Raphson 法在近临界区和泡露点附近收敛很困难，所以我们在此介绍一种汽液平衡计算的优化方法[49]。

首先，以 $L-x_i$ 迭代为例，引入这样一个函数作为非线性规划模型的目标函数：

$$\min \Psi(U_1) = 0.5 \sum R_i^2(U_1) \tag{1.59}$$

其中：$R_i = f_i^L - f_i^V \qquad (i=1,\cdots,N_c)$

$$U_1 = (x_1,\cdots,x_{N_c-1},L)^T$$

该相平衡优化计算问题在数学上属于非线性规划问题。对于一组确定的组分，只要采用合适的算法求解该优化模型就可以得到给定温度和压力下的汽液摩尔分数 L、V 和各组分分别在汽、液相中的摩尔分数 x_i、y_i $(i=1,2,\cdots,N_c)$，也可以得到该组组分在给定温度(压力)条件下的泡露点压力(温度)。

考虑到汽液相的摩尔分数、各相组分的摩尔分数不能为负值这一特点，该优化模型可以写

成：

$$\min\Psi(U) = 0.5\sum R_i^2(U) \tag{1.60}$$

$$L \geqslant 0; x_i > 0 \ (i = 1, \cdots, N_c) \qquad L - x_i \text{ 迭代}$$

或

$$V \geqslant 0; y_i > 0 \ (i = 1, \cdots, N_c) \qquad V - y_i \text{ 迭代}$$

根据优化理论，上述含不等式约束的优化问题的极值必要条件（库恩－塔克条件）为：

$$\sum R_i(U) \quad \nabla R_i(U) - \Gamma = 0 \tag{1.61}$$

$$\gamma * L = 0 (L - x_i \text{ 迭代}); \qquad \gamma * V = 0 (V - y_i \text{ 迭代}) \tag{1.62}$$

其中：由于 $x_i > 0, y_i > 0$，故 $\Gamma = (0, \cdots, 0, \gamma)^T$，它是由不等式约束引入的，乘子 γ 与 $L \geqslant 0$（或 $V \geqslant 0$）相对应。

理论上，只要通过方程(1.61)、(1.62)求出最优解 U^* 后再将其回代到方程方程(1.47)、(1.48)中即可直接求出其余的未知变量。然而，由于 $R^i(U)$ 是未知向量 U 的高度隐含的非线性函数，所以不可能象简单函数那样能立刻求得满足极值条件的解，而只能通过渐次逼近的方法完成，即采用这样一种算法：先用逐次替换法给出未知向量 U^0 作为优化问题的初值，再将目标函数式中的 $R_i(U)$ 在 U^0 处线性化，忽略二次以上级数项后形成的目标函数的近似式是一个正定二次函数。已知线性不等式约束的正定二次函数的极值是唯一的，且可以通过下面将要介绍的方法求出这个新的近似解 U^1，尔后将 U^1 代入方程(1.47)、(1.48)求出其他变量的新的近似值。完成一次迭代之后再以所得新的近似解为初值重复迭代计算，直到收敛。

这一方法与常说的 Newton 法类似，只有在真解附近才能有效收敛，为了进一步使该方法在近临界区和包络线附近实现快速收敛，须再引入一个阻尼因子，使逼近的优化问题的极值条件(1.60)变成：

$$(J^T J + \mu I)U^{K+1} - \Gamma = b^K \tag{1.63}$$

其中 J 是 $R_i(U)$ 线性化过程中形成的雅可比矩阵；

b^K 为常向量，$b^K = -J^T R^K + (J^T J + \mu I)U^K$，$(K = 1, 2, \cdots$，为迭代次数）；

μ 是阻尼因子，$\mu = 0.0001 \times 10^m$，$m = 0, 1, 2, \cdots$；

$\boldsymbol{I}$ 是单位对角矩阵。

迭代近似解系列 U^K 具有以下性质：

性质 1：设 μ 为给定的正实数，U^{K+1} 满足方程(1.63)和(1.62)，则 U^{K+1} 为下列优化问题的最优解：

$$\Psi^{K+1}(U) = 0.5[R^K(U) + J\Delta U^K]^T[R^K(U) + J\Delta U^K] \tag{1.64}$$

$$\| \Delta U^K \|_2^2 = \| \Delta U(\mu) \|_2^2$$

$$L \geqslant 0, x_i > 0 \qquad (L - x_i \text{ 迭代})$$

或

$$V \geqslant 0, y_i > 0 \qquad (V - y_i \text{ 迭代})$$

性质 2：若 U^{K+1} 为满足方程(1.63)和(1.62)关于给定 $\mu(\mu > 0)$ 的解，则 $\| \Delta U^K \|$ 是 μ 的连续下降函数，且当 $\mu \to \infty$ 时，$\| \Delta U^K \| \to 0$，而 ΔU^K 的前 $n-1$ 个分量的方向与负梯度 $-\nabla \Psi^{K+1}(U)$ 的前 $n-1$ 个分量的方向一致。此时若 L 是可行域的内点（即：$0 < L < 1$，则 ΔU^K 与 $-\nabla \Psi^{K+1}(U)$ 的方向一致，即最速下降法。

性质 3：当 $\mu = 0$，L 是可行域的内点，则该方法退化成常规的 Newton 法。

表 1.8 和表 1.9 是 7 个纯组分配样样品的临界参数和二元交互作用参数，采用汽液平衡快速优化计算法，所得到图 1.18 是近临界区附近实验样品作等组分膨胀实验时液相摩尔分数

与压力的关系曲线，图 1.19 是样品在近临界区附近的 p—T 相图。由图可见：混合物的临界温度应介于 107～108℃之间，临界压力在 6.451～6.477MPa 之间。临界点的对比结果见表 1.10，计算临界压力值为 6.452MPa，实验临界压力值为 6.38MPa，计算临界温度值为 107.7℃，实验临界温度值为 105.9℃，临界点的实验值和计算值是十分吻合的。

表 1.8　七个纯组分混合物组成与临界参数

组分	摩尔组成	临界压力 p_c (MPa)	临界温度 T_c (K)	分子量	Ω_a	Ω_b	Z_c	等张比容	偏心因子 ω	参考饱和流体相对密度	参考饱和流体的温度 (°R)	沸点 (°R)
CO_2	0.0096	7.377	304.333	44.01	0.4572	0.0778	0.2749	79.7	0.225	0.7770	68.0	−109.2
C_1	0.1160	4.641	191.222	16.04	0.4572	0.0778	0.2898	77.0	0.008	0.3000	60.0	−258.7
C_2	0.3236	4.894	305.722	30.07	0.4572	0.0778	0.2849	108.0	0.098	0.3771	60.0	−127.5
C_3	0.2366	4.257	370.222	44.09	0.4572	0.0778	0.2763	150.3	0.152	0.5077	60.0	−43.7
C_4	0.2365	3.797	425.333	58.12	0.4572	0.0778	0.2742	189.9	0.193	0.5844	60.0	31.1
C_5	0.0498	3.375	469.944	72.14	0.4572	0.0778	0.2686	231.5	0.251	0.6109	96.9	96.9
C_6	0.0279	3.034	508.056	86.17	0.4572	0.0778	0.2646	271.0	0.296	0.6163	155.7	155.7

表 1.9　七个纯组分混合物的二元交互作用参数

	CO_2	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
CO_2	0.00	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
C_1	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0262
C_2	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01
C_3	0.10	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01
C_4	0.10	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
C_5	0.10	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
C_6	0.10	0.0262	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00

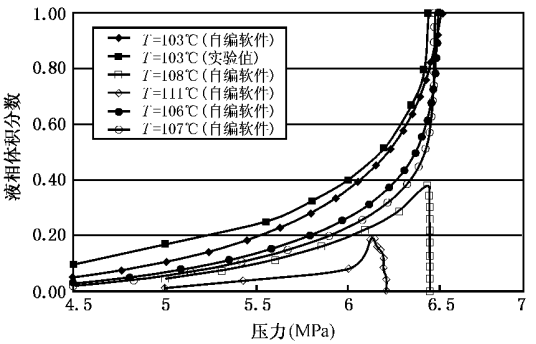


图 1.18　计算的反凝析液量与压力的关系

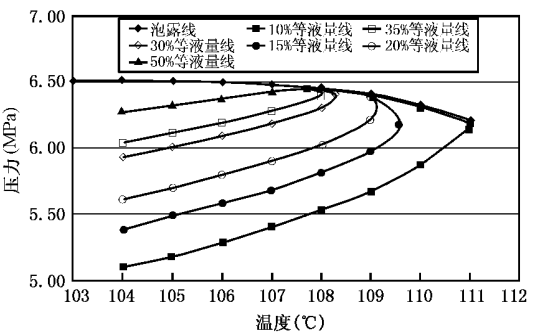


图 1.19　计算的近临界区等液量曲线

表 1.10　七个纯组分混合物的临界点结果对比

临界参数	实验值	自编软件计算值	绝对误差
临界压力(MPa)	6.38	6.452	0.072
临界温度(℃)	105.9	107.7	1.8

六、饱和压力的确定

对于任一多组分系统，计算泡露点的压力或温度同样是一项必不可少的工作，它有助于我们进一步判断地下流体是呈单相气态还是呈单相液态或两相共存。此外，在实际的凝析气田和挥发性油田的开发过程中，由于油气的采出和一定配方的气体的注入，地层各处的压力和组成在不断发生变化，地下烃组分系统有时会由油气两相变成单相，也会从单相油(气)变成油气两相共存，要研究这种相态变化对开发效果的影响同样需要计算泡(露)点压力。

事实上，泡露点的物理意义决定了许多参数是已知的，除了泡露点的压力和温度是大于 0 以外，对于露点，液相摩尔分数 $L=0$，$y_i=Z_i$，未知向量 $U=(x_1,x_2,\cdots,x_{N_c-1},P)^{\mathrm{T}}$；对于泡点，$L=1$，$x_i=Z_i$，未知向量 $U=(y_1,y_2,\cdots,y_{N_c-1},P)^{\mathrm{T}}$。

泡点压力/露点压力的计算方法与两相汽液平衡闪蒸计算类似，只需从某一压力初值出发反复求解不同压力下的相平衡方程，满足式(1.65)，即认为收敛到泡点压力，而满足(1.66)式，则是收敛到露点压力。

$$\sum_{i=1}^{N_c} K_i Z_i = 1 \tag{1.65}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} \frac{Z_i}{K_i} = 1 \tag{1.66}$$

七、逸度方程的线性化过程中的重要导数关系

不难看出，求解汽液相平衡数学模型，只有求出以下一系列的导数关系式，逸度方程的线性化才能迎刃而解。为书写方便，这里以气相为例，将最重要的导数关系式归纳如下：

A、B、Z、δ_i 对压力、温度和组分摩尔分数 y_i 的导数

$$\frac{\partial A}{\partial p} = \frac{A}{p} \tag{1.67}$$

$$\frac{\partial A}{\partial T} = -\frac{2A}{T} + \sum_i \sum_j y_i y_j A_{ij} \left(\frac{1}{\sqrt{\alpha_i}} \frac{\mathrm{d}\sqrt{\alpha_i}}{\mathrm{d}T} + \frac{1}{\sqrt{\alpha_j}} \frac{\mathrm{d}\sqrt{\alpha_j}}{\mathrm{d}T} \right) \tag{1.68}$$

$$\frac{\partial A}{\partial y_i} = 2\sum_j y_j A_{ij} \tag{1.69}$$

$$\frac{\partial B}{\partial p} = \frac{B}{p} \tag{1.70}$$

$$\frac{\partial B}{\partial T} = -\frac{B}{T} \tag{1.71}$$

$$\frac{\partial B}{\partial y_i} = B_i \tag{1.72}$$

$$\frac{\partial A_{ij}}{\partial T} = A_{ij} \left(\frac{1}{\sqrt{\alpha_i}} \frac{\mathrm{d}\sqrt{\alpha_i}}{\mathrm{d}T} + \frac{1}{\sqrt{\alpha_j}} \frac{\mathrm{d}\sqrt{\alpha_j}}{\mathrm{d}T} \right) - \frac{2A_{ij}}{T} \tag{1.73}$$

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial T}=\frac{2A\sum_j y_j\frac{\partial A_{ij}}{\partial T}-2\frac{\partial A}{\partial T}\sum_j y_j A_{ij}}{A^2} \tag{1.74}$$

因 δ_i **与压力** p **无关，故**$\frac{\partial \delta_i}{\partial p}=0$

$$\frac{\partial Z}{\partial A}=\frac{B-Z}{N_1} \tag{1.75}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial B}=\frac{A+m_1m_2(3B^2+2B)-(m_1+m_2-1)Z^2-[2m_1m_2B-(m_1+m_2)(2B+1)]Z}{N_1} \tag{1.76}$$

其中：

$$N_1=3Z^2+2[(m_1+m_2-1)B-1]Z+[A+m_1m_2B^2-(m_1+m_2)B(B+1)] \tag{1.77}$$

1. **逸度系数的对数对压力的导数**

因为 B/B_i、A/B、δ_i **与压力无关，所以，逸度系数的对数对压力的导数可简写成：**

$$\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial p}=T_1+T_2+T_3 \tag{1.78}$$

其中：

$$T_1=\frac{B_i}{B}\frac{\partial Z}{\partial p} \tag{1.79}$$

$$T_2=-\frac{\partial Z/\partial p-B/p}{Z-B} \tag{1.80}$$

$$T_3=\frac{A}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\left(\frac{\frac{\partial Z}{\partial p}+m_1\frac{B}{p}}{Z+m_1B}-\frac{\frac{\partial Z}{\partial p}+m_2\frac{B}{p}}{Z+m_2B}\right) \tag{1.81}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial p}=\frac{\partial Z}{\partial A}\frac{\partial A}{\partial p}+\frac{\partial Z}{\partial B}\frac{\partial B}{\partial p} \tag{1.82}$$

2. **逸度系数的对数对温度的导数**

逸度系数的对数对温度的导数可简写成以下多项式形式：

$$\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial T}=T_4+T_5+T_6+T_7+T_8 \tag{1.83}$$

其中：

$$T_4=\frac{B_i}{B}\frac{\partial Z}{\partial T} \tag{1.84}$$

$$T_5=-\frac{\partial Z/\partial T+B/T}{Z-B} \tag{1.85}$$

$$T_6=\frac{A}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\left(\frac{\frac{\partial Z}{\partial T}-m_1\frac{B}{T}}{Z+m_1B}-\frac{\frac{\partial Z}{\partial T}-m_2\frac{B}{T}}{Z+m_2B}\right) \tag{1.86}$$

$$T_7=\frac{\frac{\partial A}{\partial T}+\frac{A}{T}}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right) \tag{1.87}$$

$$T_8=\frac{-A}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{\partial \delta_i}{\partial T}\right)\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right) \tag{1.88}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial T}=\frac{\partial Z}{\partial A}\frac{\partial A}{\partial T}+\frac{\partial Z}{\partial B}\frac{\partial B}{\partial T} \tag{1.89}$$

3. **气液相中各组分摩尔分数之间的导数**

在汽液平衡闪蒸计算或组分模型求解过程中，要依据液相摩尔分数 L 的数值大小选择 $L-x_i$ 迭代还是 $V-y_i$ 迭代，为书写方便，不妨设 $L\leqslant 0.5$，采用 $L-x_i$ 迭代，则逸度方程中 x_n、y_i 分别可以用以下关系式代入

$$x_n=1-\sum_{i=1}^{N_c-1}x_i \tag{1.90}$$

$$y_n=1-\sum_{i=1}^{N_c-1}y_i \tag{1.91}$$

$$y_i=\frac{Z_i-x_iL}{1-L} \tag{1.92}$$

于是，存在着以下导数关系：

$$\frac{\partial y_k}{\partial x_k}=\frac{L}{L-1} \tag{1.93}$$

$$\frac{\partial y_k}{\partial Z_k}=\frac{1}{1-L} \tag{1.94}$$

$$\frac{\partial y_k}{\partial L}=\frac{y_k-x_k}{1-L} \tag{1.95}$$

$$\frac{\partial y_n}{\partial y_k}=\frac{\partial x_n}{\partial x_k}=-1 \tag{1.96}$$

4. **逸度系数的对数对摩尔分数的导数**

逸度系数的对数对气相或液相中的某一组分的摩尔分数的导数可简写成以下多项式形式：

$$\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial y_k}=T_9+\left[\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial Z}\frac{\partial Z}{\partial A}+\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial A}\right]\sum_j y_jA_{kj}+\left[\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial Z}\frac{\partial Z}{\partial B}+\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial B}\right]B_k \tag{1.97}$$

其中：

$$T_9=\frac{-2A_{kj}}{(m_1-m_2)B}\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right) \tag{1.98}$$

$$\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial A}=\frac{B_i}{(m_1-m_2)B^2}\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right) \tag{1.99}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial B}=&-\frac{B_i(Z-1)}{B^2}+\frac{1}{Z-B}-\frac{A}{(m_1-m_2)B^2}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right)\\&-\frac{AB_i}{(m_1-m_2)B^3}\ln\left(\frac{Z+m_1B}{Z+m_2B}\right)+\frac{A}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\left[\frac{m_1}{Z+m_1B}-\frac{m_2}{Z+m_2B}\right]\end{aligned} \tag{1.100}$$

$$\frac{\partial \ln\Phi_i}{\partial Z}=\frac{B_i}{B}-\frac{1}{Z-B}+\frac{A}{(m_1-m_2)B}\left(\frac{B_i}{B}-\delta_i\right)\left[\frac{1}{Z+m_1B}-\frac{1}{Z+m_2B}\right] \tag{1.101}$$

如果进一步考虑汽液相中组分摩尔分数间的导数关系，则 $L-x_i$ 迭代逸度系数的对数对摩尔分数的导数为：

$$\left(\frac{\partial \ln\Phi_i^L}{\partial x_k}\right)^*=\left(\frac{\partial \ln\Phi_i^L}{\partial x_k}\right)-\left(\frac{\partial \ln\Phi_i^L}{\partial x_{N_c}}\right) \tag{1.102}$$

$$\left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_k}\right)^* = \left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_k} - \frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_{N_c}}\right)\left(\frac{L}{L-1}\right) \tag{1.103}$$

$$\left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial L}\right)^* = \sum_{k=1}^{N_c}\left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_k} - \frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_{N_c}}\right)\left(\frac{y_k - x_k}{1-L}\right) \tag{1.104}$$

$$\left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial Z_k}\right)^* = \left(\frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_k} - \frac{\partial \ln \Phi_i^{\mathrm{V}}}{\partial y_{N_c}}\right)\left(\frac{1}{1-L}\right) \tag{1.105}$$

当 $L>0.5$ 时，采用 $V-y_i$ 迭代，易得逸度系数的对数对独立变量 y_i、V、p、T 等的导数关系式，有兴趣的读者可以自己推导。

第五节　重组分特征化与拟化

由有机化学理论可知，油气体系由多种碳氢化合物组成，其中碳数（大于 4）较大的碳氢化合物其结构复杂，不仅含有直链烷烃，而且有环烷烃、芳香烃（碳数大于 6）等各种异构体。在测定烃类各组分含量时，由于常规分析方法难于分辨这些碳数较大的组分并测出其含量，常采用局部拟组分近似处理方法，即 C_{n+} 重组分，该方法是在精确测定油气体系前 $n-1$ 个组分的摩尔组成之后，将不易精确测定的第 n（通常，对原油 $n=7$，凝析气 $n=11$）个组分以后的所有重烃类物质作为一个拟组分，对其组成、分子量等进行笼统测试。

大量实验研究数据为重组分特征化方法研究提供了条件。重组分特征化描述的常用方法是连续热力学分布函数方法，该方法包括如下内容：(1)重组分延伸分析，即将 C_{n+} 馏分中各单碳数组分从 n 延伸到某一高碳数；(2)计算延伸组分热力学参数；(3)对延伸组分进行合理劈分拟化，并计算各拟组分热力学参数。实践证明，组分模型的数值模拟精度与组分数、组分代表性有关。因此，重组分特征化描述有着重要意义。

一、重组分延伸分析

前面提到，流体样品组分测量通常只能得到轻质组分的摩尔组成，对于重组分，只知道其最小碳原子数 n、总摩尔分数 Z_{n^+}、平均分子量 M_{n^+} 和平均相对密度 γ_{n^+} 等参数。因此，如何根据上述参数进行重组分延伸分析是个值得研究的问题，许多学者发表了相关文献[37~43]。常用方法是选择一个带参数的概率密度函数，然后根据重组分的平均分子量、摩尔分数确定该函数中的常数。这里选用含三参数的伽马函数[37,38]来预测各延伸组分的摩尔分布，其形式如下

$$P(x) = \frac{(x-\eta)^{\alpha-1}\exp\left(\frac{\eta-x}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha}\Gamma(\alpha)} \tag{1.106}$$

图 1.20 和图 1.21 是不同分子量组分的摩尔分布和概率分布图。式(1.106)中 η 是重组分中分子量最小的那个值。原油组分主要包括：石蜡族烃、环烷烃、芳香烃。碳原子数 n 相同的情况下，芳香烃分子量最小，可根据下式计算

$$\eta = 14n - 6 \tag{1.107}$$

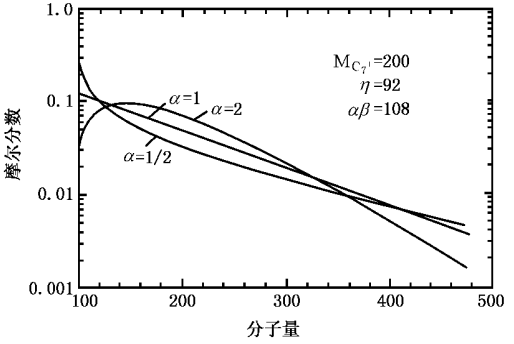


图 1.20　概率模型重组分分布特征

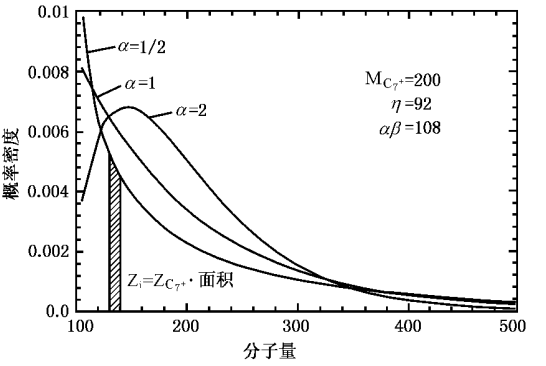


图 1.21　概率模型重组分摩尔分子量概率

重组分平均分子量 M_{n^+} 与 α、β、η 存在如下关系：

$$M_{n^+} = \alpha\beta + \eta \tag{1.108}$$

由式(1.106)可知，要计算延伸组分的分布需要确定 α、β、η 三个参数，而方程个数只有式(1.107)、(1.108)两个，因此，该问题是多解的。如已知 α，将其代入式(1.107)、(1.108)可求得 β、η，从而得到延伸组分概率密度函数。

二、伽马函数参数的确定

如已知重组分中单碳数摩尔分布，则可采用有关学者提出的如下经验公式[38]计算 α：

$$\alpha = \begin{cases} -0.0544174Y + 0.1648852 + 0.5000876/Y & 0 \leqslant Y \leqslant 0.5772 \\ \dfrac{8.898919 + 9.05995Y + 0.9775373Y^2}{Y(17.79728 + 11.968477Y + Y^2)} & 0.5772 < Y \leqslant 17.0 \end{cases} \tag{1.109}$$

其中

$$Y = \ln[(M_{n^+} - \eta)/m_G]$$

$$m_G = [\prod_{i=n}^{N}(M_i - \eta)^{Z_i}]^{1/z_{n^+}}$$

Z_i 是碳数为 i 的烃组分的摩尔分数。

如 Z_i 未知，可近似认为 $\alpha=1$。

Z_{n^+} 为 C_{n^+} 的摩尔分数。

三、分布函数的数值计算

求出 α 就可计算延伸组分概率密度函数，概率密度函数与累积函数 $P(X \leqslant M)$ 关系如下

$$P(X \leqslant M) = \int_{\eta}^{M} p(t)\mathrm{d}t \tag{1.110}$$

M 代表重组分分子量。为便于计算机数值计算，将上式变形如下：

$$P(X \leqslant M) = \frac{\mathrm{e}^{-y}y^{\alpha}}{\Gamma(\alpha)}\sum_{j=0}^{\infty}\frac{y^j}{(\alpha+j)!} \tag{1.111}$$

式中

$$y = \frac{M-\eta}{\beta}$$

分子量介于 M_{i-1}、M_i 之间的烃组分概率为

$$f_i = P(X \leqslant M_i) - P(X \leqslant M_{i-1}) = \int_{\eta}^{M_i} p(t)\mathrm{d}t - \int_{\eta}^{M_{i-1}} p(t)\mathrm{d}t \tag{1.112}$$

分子量介于 M_{i-1}、M_i 之间的烃组分摩尔分数为

$$z_i = f_i z_{n^+} \tag{1.113}$$

四、延伸组分热力学参数计算

采用 Riazi－Daubert[39] 提出的关系式计算单碳数组分的物性参数：

$$\theta = aT_b^b \gamma^c \tag{1.114}$$

式中 θ——临界压力、临界温度等物性参数；

T_b——沸点；

γ——相对密度。

a、b、c 的值如表 1.11。

表 1.11 方程(1－114)中参数的值

物性参数	a	b	c
分子量(g/mol)	4.5673×10^{-5}	2.1962	−1.0164
临界温度(°R)	2.42787×10^{1}	0.58848	0.3596
临界压力(psia)	3.12281×10^{9}	−2.3125	2.3201
临界压力(psia) (仅适于 T_b>850 °R)	2.4149×10^{14}	−3.86618	4.2448
临界体积(ft^3/1b)	7.5214×10^{-3}	0.2896	−0.7666
密度(g/cm^3)	9.82554×10^{-1}	0.002016	1.0055

由式(1.114)可知，要计算单碳数物性，需要知道其沸点 T_b 和相对密度 γ，而 T_b 和 γ 未知，为解决这个问题，引入 Watson[40] 特征因子 k_w：

$$k_w = \sqrt[3]{T_b}/\gamma \tag{1.115}$$

并假设所有组分的 Watson 特征因子 k_w 都相同[41]。

Riazi－Daubert 提出了分子量、沸点、相对密度三者之间的关系式：

$$M = 4.5673\times10^{-5} T_b^{2.1962} \gamma^{-1.0164} \tag{1.116}$$

由式(1.115)、(1.116)得

$$k_w = 4.5579 M^{0.15178} \gamma^{-0.84573} \tag{1.117}$$

因所有组分的 Watson 特征因子 k_w 都相同，即

$$k_w = 4.5579 M_i^{0.15178} \gamma_i^{-0.84573} \tag{1.118}$$

由式(1.118)得

$$\gamma_i = 6.0108 M_i^{0.17947} K_w^{-1.18241} \tag{1.119}$$

重组分的平均相对密度采用下式计算

$$\gamma_{n^+} = (Z_{n^+} + M_{n^+}) \Big/ \sum_{i=n}^{N} (z_i M_i/\gamma_i) \tag{1.120}$$

将式(1.119)代入上式得

$$k_w = [0.16637 \gamma_{n^+} s/(Z_{n^+} M_{n^+})]^{-0.84573} \tag{1.121}$$

式中

$$S = \sum_{i=n}^{N} z_i M_i^{0.82053}$$

计算步骤如下：

(1)**式**(1.121)**计算** k_w，**将** k_w **代入式**(1.119)**得到与** M_i **对应的** γ_i；

(2)**由式**(1.116)**计算与** M_i **对应的** T_{bi}；

(3)**由式**(1.114)**计算单碳数物性。**

采用以上方法可以计算得到每个单碳数物质的物理性质，见表 1.12。

表 1.12　重烃组分单碳数的物理性质

单碳数	沸点		相对密度 (60/60)	Watson 特征因子	分子量	临界温度		临界压力		偏心因子	PR 状态方程中重组分与甲烷的相互作用系数
	(K)	(°R)				(K)	(°R)	(kPa)	(psia)		
6	337	607	0.690	12.27	84	512	923	3340	483	0.250	0.0298
7	366	658	0.727	11.96	96	548	985	3110	453	0.280	0.0350
8	390	702	0.749	11.87	107	575	1036	2880	419	0.312	0.0381
9	416	748	0.768	11.82	121	603	1085	2630	383	0.348	0.0407
10	439	791	0.782	11.83	134	626	1128	2420	351	0.385	0.0427
11	461	829	0.793	11.85	147	648	1166	2230	325	0.419	0.0442
12	482	867	0.804	11.86	161	668	1203	2080	302	0.454	0.0458
13	501	901	0.815	11.85	175	687	1236	1960	286	0.484	0.0473
14	520	936	0.826	11.84	190	706	1270	1860	270	0.516	0.0488
15	539	971	0.836	11.84	206	724	1304	1760	255	0.550	0.0502
16	557	1002	0.843	11.87	222	740	1332	1660	241	0.582	0.0512
17	573	1032	0.851	11.87	237	755	1360	1590	230	0.613	0.0523
18	586	1055	0.856	11.89	251	767	1380	1530	222	0.638	0.0530
19	598	1077	0.861	11.91	263	778	1400	1480	214	0.662	0.0537
20	612	1101	0.866	11.92	275	790	1421	1420	207	0.690	0.0544
21	624	1124	0.871	11.94	291	801	1442	1380	200	0.717	0.0551
22	637	1146	0.876	11.95	300	812	1461	1330	193	0.743	0.0558
23	648	1167	0.881	11.95	312	822	1480	1300	188	0.768	0.0565
24	659	1187	0.885	11.96	324	832	1497	1260	182	0.793	0.0571
25	671	1207	0.888	11.99	337	842	1515	1220	177	0.819	0.0575
26	681	1226	0.892	12.00	349	850	1531	1190	170	0.844	0.0581
27	691	1244	0.896	12.00	360	859	1547	1160	169	0.868	0.0586
28	701	1262	0.899	12.02	372	867	1562	1130	165	0.894	0.0591
29	709	1277	0.902	12.03	382	874	1574	1110	161	0.915	0.0595
30	719	1294	0.905	12.04	394	882	1589	1090	158	0.941	0.0599
31	728	1310	0.909	12.04	404	890	1603	984	143	0.897	0.0605
32	737	1326	0.912	12.05	415	898	1616	952	138	0.909	0.0609
33	745	1341	0.915	12.05	426	905	1629	926	134	0.921	0.0613

续表

单碳数	沸点		相对密度	Watson 特征因子	分子量	临界温度		临界压力		偏心因子	PR 状态方程中重组分与甲烷的相互作用系数
	(K)	(°R)	(60/60)			(K)	(°R)	(kPa)	(psia)		
34	753	1355	0.917	12.07	437	911	1640	896	130	0.932	0.0616
35	760	1368	0.920	12.07	445	917	1651	877	127	0.942	0.0620
36	768	1382	0.922	12.08	456	924	1662	850	124	0.954	0.0623
37	774	1394	0.925	12.08	464	929	1673	836	121	0.964	0.0627
38	782	1407	0.927	12.09	475	935	1683	811	118	0.975	0.0630
39	788	1419	0.929	12.10	484	940	1693	795	115	0.985	0.0633
40	796	1432	0.931	12.11	495	947	1703	771	112	0.997	0.0635
41	801	1442	0.933	12.11	502	951	1712	760	110	1.006	0.0638
42	807	1453	0.934	12.13	512	955	1720	741	108	1.016	0.0640
43	813	1464	0.936	12.13	521	960	1729	727	105	1.026	0.0642
44	821	1477	0.938	12.14	531	967	1739	706	103	1.038	0.0645
45	826	1487	0.940	12.14	539	971	1747	696	101	1.048	0.0648

五、延伸组分的拟化

在数值模拟中，组分数达到一定数目(通常为 7)时，若再增加组分数，其模拟精度没有显著提高，但计算成本却急剧增加，所以，模拟前通常需要进行组分拟化，减少组分数。延伸组分的拟组分数由下式计算[37]

$$N_g = \ln t[1 + 3.3\lg(N - n)] \tag{1.122}$$

划分拟组分的分子量系列为

$$M_I = M_n\{\exp[(1/N_g)\ln(M_N/M_n)]\}^I \qquad I = 1,2,\cdots,N_g \tag{1.123}$$

根据 $M_I(I=1,2,\cdots,N_g)$ 可将延伸组分分为 N_g 个拟组分，每个拟组分的物性可采用摩尔分数加权平均法或平均沸点法计算。该方法根据前面计算的单碳数物性及其摩尔分数计算。

$$\theta_I = \sum(z_i/z_I)\theta_i \tag{1.124}$$

平均沸点法计算方法则是先用摩尔分数加权平均法计算拟组分沸点和相对密度，再用式(1.114)计算拟组分的物性。

第六节　状态方程特征参数实验拟合

理论上，前面介绍过的状态方程适合各种物质。每一种立方型状态方程中的常数 Ω_a、Ω_b 对任一种单纯物质来说都是一样的。事实上，由于烃类混合物分子结构的复杂性，即使将其应用于单纯介质的状态计算，也还是存在一定误差。通过对状态方程中的常数 Ω_a、Ω_b 等做微量的调整，可提高应用于特定物质的状态计算的精度。

对于凝析气藏中的烃类混合物流体来说，情况更加复杂，直接计算会导致与生产实际情况有较大差异。虽然上一节讨论的重组分特征化与拟化可以减少组分数量和计算工作量，近似地给出重组分的临界特征参数以及重组分与轻质组分之间的交互作用参数等，但是，这些参数

毕竟是近似的，而且，经过拟化，多个单组分合并成一个拟组分又一次使拟组分的临界参数可靠性降低。

为了比较准确地认识油气藏的相态特征，需要以取样流体样品室内实验的数据为基础，对状态方程特征参数进行拟合，通过拟合，调整部分组分，尤其是重组分的状态方程中的常数 Ω_{ai}、Ω_{bi}，以及组分间的二元交互作用参数，甚至包括部分重质拟组分的临界参数，使计算结果与实验结果基本吻合。采用经过这一实验拟合校正得到的一整套烃类混合物系统（可能包括 N_2、CO_2 和 H_2S 等临界特征参数已知的非烃类气体）的临界特征参数，计算或预测凝析气藏或凝析气—油藏的开发动态及其开发指标，就更为可靠。实验过程及实验测定的一些重要数据将在下一节中加以介绍。状态方程特征参数实验拟合主要基于取样流体样品的相态实验数据，主要包括：

（1）根据地面分离器油、气样品及生产气油比所做的实验室井流物配样组成；

（2）油气的相对密度、重组分的分子量和摩尔组成；

（3）样品的属性，即根据实验温度下，样品在高压下出现露点还是泡点来定性气样或油样；

（4）特殊样品的 PVT 实验数据，包括饱和压力（泡点压力或露点压力）、等组分膨胀实验、等容衰竭、差异分离（油样）等实验数据；

（5）地面分离器的测试条件及该条件下的油气分离测试数据，气油比、油气密度等。

多组分烃类体系状态方程特征参数实验拟合在数学上可以用以下目标函数来表示：

$$J = \sum_{i=1}^{N} W_i (F_{\mathrm{m}}^{(i)} - F_{\mathrm{cal}}^{(i)})^2 \tag{1.125}$$

式中 J——目标函数；

N——观测数据总数；

$F_{\mathrm{m}}^{(i)}$、$F_{\mathrm{cal}}^{(i)}$——分别为某个相同物理量的观测数据与计算值；

W_i——观测数据的权因子。

将上面目标函数和油气体系相平衡条件方程组相结合，给出一组拟合变量初值，选择某一状态方程进行相态拟合计算，并用最优化方法调整拟合变量值，经过多次搜索迭代，直到满足目标函数，即可得到相态计算所需的状态方程特征参数和所有拟组分的临界特征参数场。由于采用这样一套临界特征参数，对油、气藏的相态特征计算与实验比较吻合，因此，下步的计算或预测，较为可靠。

图 1.22 和图 1.23 是千米桥板深 8 井 1998 年所取的凝析气样样品做等组分膨胀和等容衰竭 PVT 实验的拟合结果，计算结果与实验结果非常接近。图 1.24 和图 1.25 是某油田挥发油样的差异分离实验拟合结果，结果也比较吻合。

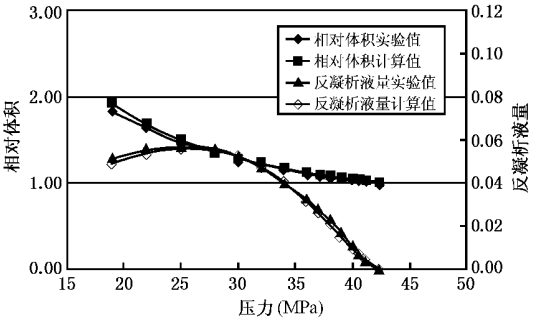


图 1.22 板深 8 井凝析气样等组分膨胀 PVT 实验拟合

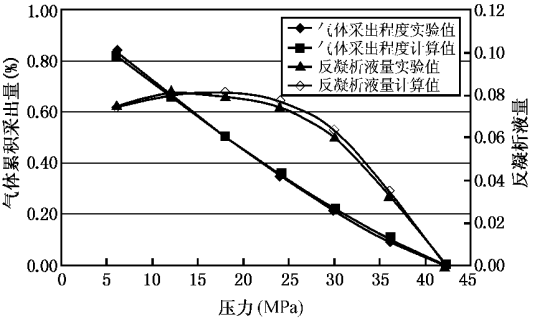


图 1.23 板深 8 井凝析气样等容衰竭 PVT 实验拟合

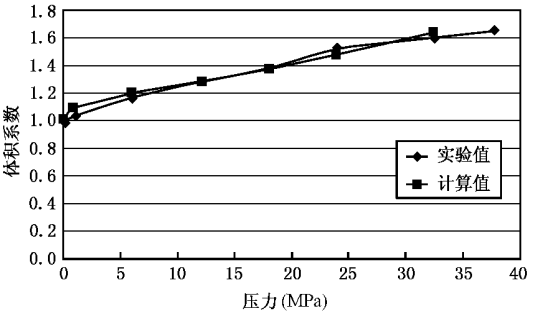


图 1.24　挥发油样差异分离实验原油体积系数对比曲线

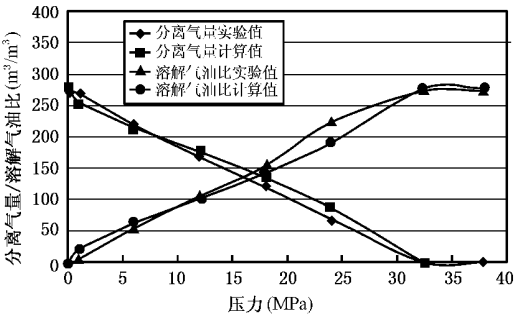


图 1.25　挥发油样差异分离气油比对比曲线

第七节　气—液—液三相平衡计算方法与应用简介

一、气—液—液三相平衡计算方法

气—液—液三相平衡计算是相平衡研究中的一项很重要的内容，它有助于我们认识凝析气藏早期凝析水的含量，分析产出水的来源，从而为采气工艺技术提供依据。

在第三节中已论述和证明了多组分多相体系的相平衡条件。对于多组分多相体系来说，其计算方法与气液两相平衡计算相似，油气水三相平衡要求混合物各组分满足物质平衡和热力学平衡条件。设给定封闭系统的组分数为 N_c，各组分摩尔分数为 $z_i(i=1,2,\cdots,N_c)$；将达到平衡状态的三相分别称为气相、液相Ⅰ和液相Ⅱ，其摩尔分数分别为 V、L_q、L，各组分在三相中的摩尔分数分别为 y_i、x_{qi}、$x_i(i=1,2,\cdots,N_c)$，逸度用 f_i^V、f_i^{Lq}、$f_i^L(i=1,2,\cdots,N_c)$表示，则三相系统的逸度方程和物质守恒方程可表示如下：

$$f_i^V(y_1,y_2,\cdots,y_{N_c})=f_i^L(x_1,x_2,\cdots,x_{N_c})=f_i^{Lq}(x_{q1},x_{q2},\cdots,x_{qN_c}) \qquad i=1,2,\cdots,N_c \tag{1.126}$$

$$\begin{cases} V\cdot y_i+L_q\cdot x_{qi}+L\cdot x_i=z_i & i=1,2,\cdots,N_c-1 \\ \sum\limits_{i=1}^{N_c}y_i=1 \\ \sum\limits_{i=1}^{N_c}x_{qi}=1 \\ \sum\limits_{i=1}^{N_c}x_i=1 \\ V+L_q+L=1 \end{cases} \tag{1.127}$$

方程组(1.126)、(1.127)中方程个数为 $3N_c+3$，未知数个数也为 $3N_c+3$，方程组封闭。

对于多组分气液两相平衡闪蒸计算而言，其求解方法主要有逐次替换法、牛顿迭代法和优化计算方法，而且，实用中往往将逐次替换法与后两者结合使用，以取得更快的收敛速度。

气—液—液三相平衡计算是在气液两相平衡计算的基础上发展起来的。至今,国内外的文献尚没有根据压力、温度和系统组成直接进行三相平衡计算的技术报道,而是通常对系统进行两相平衡闪蒸计算,并根据两相计算结果进行相稳定性检验,当判定系统不稳定时则进行三相平衡计算。以液相为例,相稳定性检验需要通过逐次替换法或 Newton 法求解下列方程组:

$$\ln Y_i = h_i - \ln\phi_i(\vec{y}) \qquad (i = 1,2,\cdots,N_c) \tag{1.128}$$

其中:

$$h_i = \ln x_i^* + \ln\phi(\vec{x}) \qquad (i = 1,2,\cdots,N_c)$$

$\vec{x}=(x_1^*, x_2^*, \cdots, x_{N_c}^*)$是两相平衡计算得到的液相组分的摩尔分数。

$$\vec{y} = (y_1, y_2, \cdots, y_{N_c})$$

$$y_i = Y_i / \sum_{i=1}^{N_c} Y_i$$

迭代初值取为:

$$Y_i^{(0)} = 0.5(x_i^* + y_i^*) \tag{1.129}$$

或:

$$Y_i^{(0)} = x_i^* \phi_i(\vec{x}) \tag{1.130}$$

当计算得到稳定解 Y_i 后,判断 $\sum Y_i \leqslant 1$ 是否成立,成立则说明该相稳定,反之则不稳定。以两相计算求出的 y_i^* 为气相初值,x_i^* 和 $Y_i/\sum Y_i$ 按平均分子量由大到小分别作为第一和第二液相初值,进行三相平衡闪蒸计算,其具体的计算方法与前面介绍的气液两相平衡计算方法类似,主要包括逐次替换法、Newton－Raphson 法、优化计算法等,这里不再详细介绍。

二、应用气—液—液三相平衡计算千米桥凝析气藏凝析水含量

利用自编的三相平衡计算程序对大港千米桥凝析气藏产水率进行研究[50]。以板深 8 井为例,已知地层温度为 165℃,原始地层压力为 43.8MPa,取样流体实验测定的饱和压力为 42.21MPa,地饱压差比较小,所以,该凝析气藏为近饱和凝析气藏。板深 8 井 1999 年 7 月下旬试采,初期平均日产气量 $18.212\times10^4 m^3$,日产油量为 $66.181 m^3$,日产水量 $5.88 m^3$,水气比 $0.323 m^3/10^4 m^3$,板深 8 区块的凝析油含量约为 $306 g/m^3$。板深 7 井 1999 年 6 月下旬试采,初期平均日产气量 $16.464\times10^4 m^3$,日产油量为 $77.035 m^3$,日产水量 $24.432 m^3$,水气比 $1.484 m^3/10^4 m^3$。

1. 临界特征参数的确定

为了解释产水原因及定量计算凝析水量,首先以板深 8 井 PVT 气样及其实验结果为基础,确定烃组分、N_2 和 CO_2 的临界特征参数,实验结果拟合情况见图 1.11 和图 1.12。由于 PVT 取样样品不包含水,为了利用三相平衡计算方法定量计算凝析水含水率,在以上 7 个拟组分的基础上还应该加上一个水组分,而水作为一个独立的组分其临界特征参数是可以通过查表得到的。加水以后的原始样品的摩尔组成可以根据上述实验气样组成、计算结果以及岩心实验分析资料综合计算得到,拟组分及其临界特性参数见表 1.13 和表 1.14。

表 1.13　千米桥板深 8 井流体组分及临界参数

组分	临界压力 (psi)	临界温度 (°R)	偏心因子	Ω_a	Ω_b
H_2O	3198.800	1164.83	0.3443000	0.45724000	0.07780000
CO_2+C_2	900.2619	548.9875	0.1651530	0.45061200	0.08114600
N_2+C_1	672.137	343.5964	0.0081710	0.45675900	0.07778500
C_3+C_4	593.5505	701.869	0.1666510	0.45954000	0.07832400
C_5+C_6	467.7895	875.9989	0.2707370	0.46019200	0.07817500
P_1	355.9595	1033.7314	0.4086980	0.51628279	0.06806735
P_2	254.9786	1268.9962	0.5265300	0.51628279	0.06806735
P_3	186.4761	1432.6450	0.7079260	0.51905215	0.07494714

表 1.14　千米桥板深 8 井流体组分间交互作用系数

组分	CO_2+C_2	N_2+C_1	C_3+C_4	C_5+C_6	拟组分 1	拟组分 2	拟组分 3
H_2O	0.4000	0.30000	0.4800000	0.480000	0.4800000	0.4800000	0.4800000
CO_2+C_2		0.02159	0.0195190	0.027384	0.0183354	0.0183354	−0.0654285
N_2+C_1			−0.002434	0.012509	−0.023352	−0.023352	0.0292220
C_3+C_4				0.003436	0.0034360	0.0034360	0.0034360
C_5+C_6					0.0000000	0.0000000	0.0000000
P_1						0.0000000	0.0000000
P_2							0.0000000

2. **配样**

根据取样数据和 PVT **拟合结果，板深** 8 **井凝析气含** 7 **个拟组分：**CO_2+C_2、N_2+C_1、C_3+C_4、C_5+C_6、P_1、P_2、P_3，**其摩尔组成分别为：**0.14576、0.76389、0.03481、0.01151、0.02231、0.02101、0.00071。**对包括地层水的原始流体样品重新配样，根据实验岩心分析，地层束缚水饱和度为** 20%**（体积百分数），水的分子量是已知的，在地层条件下水的密度可以计算得到，由这些数据不难计算出单位孔隙体积中水的摩尔数和烃类混合物总的摩尔数，进而可计算得到原始地层压力、温度下水的摩尔百分数为** 48.3181%，**其他组分的摩尔分数详见表** 1.15。

表 1.15　配样得到的地层条件下凝析气摩尔组成

组分	原始组成（含束缚水）	油相组成	气相组成（样品）	水相组成
H_2O	4.831812E−01	无油相	4.572761E−02	9.987269E−01
CO_2+C_2	7.532991E−02		1.391831E−01	7.794831E−05
N_2+C_1	3.947926E−01		7.287700E−01	1.195076E−03
C_3+C_4	1.798771E−02		3.325071E−02	4.710715E−08
C_5+C_6	5.949494E−03		1.099779E−02	1.957677E−11
P_1	1.152949E−02		2.131255E−02	2.419652E−13
P_2	1.086010E−02		2.007517E−02	5.867232E−21
P_3	3.695005E−04		6.830311E−04	2.029390E−36

在地层条件下，对上述流体样品进行三相平衡分离，分离得到气、水两相，气相就是气藏原

始条件下带凝析水的凝析气，用于后面地面三相分离器平衡闪蒸计算，水相则是地层中的束缚水。气相中含饱和水蒸气，水在气相中的摩尔百分数为 4.57276%。气、水两相摩尔分数分别为 0.54097173、0.45902827，地层条件下偏差系数分别为 1.04266603、0.283784，体积百分数分别为 81.2384%、18.7616%，这与地层束缚水饱和度 20%比较接近。

3. 地面分离器三相平衡闪蒸计算

对前面得到的含凝析水的凝析气样(表 1.15)进行油、气、水三相分离计算，千米桥凝析气藏地面分离器设置为两级分离，压力分别为 2.5MPa、0.1MPa，温度分别为 321.15K、293.15K。第一级分离得到油、气、水三相，摩尔分数分别为 0.0566958、0.9017756、0.0415286，详细数据见表 1.16。

表 1.16　井流物组成和一级分离后油、气、水三相摩尔组成

组分	井流物摩尔组成	油相摩尔组成	气相摩尔组成	水相摩尔组成
H_2O	4.572761E−02	1.088432E−03	4.588010E−03	9.999977E−01
CO_2+C_2	1.391831E−01	4.428762E−02	1.515590E−01	1.111512E−07
N_2+C_1	7.287700E−01	7.119473E−02	8.036739E−01	2.184929E−06
C_3+C_4	3.325071E−02	5.397890E−02	3.347875E−02	6.648956E−13
C_5+C_6	1.099779E−02	8.994735E−02	6.540608E−03	1.215427E−18
P_1	2.131255E−02	3.733779E−01	1.592742E−04	3.480772E−23
P_2	2.007517E−02	3.540783E−01	4.820492E−07	8.864701E−39
P_3	6.830311E−04	1.204673E−02	4.478924E−10	2.050104E−67

将第一次分离出的油再进行第二次分离，分离结果只有油、气两相，摩尔分数分别为 0.8576041、0.1423959，结果如表 1.17。综合两次分离结果，油、水相摩尔分数为 0.0486226、0.0415286，油、水相摩尔组成见表 1.18。在常温常压条件下，由 P−R 状态方程算出油、水偏差系数为 7.51292975E−3、8.694714279E−4，体积含水率为 8.9953%。

表 1.17　第二次分离进料组成及分离后油、气两相摩尔组成

组分	进料摩尔组成	油相摩尔组成	气相摩尔组成
H_2O	1.088432E−03	1.066073E−04	7.001645E−03
CO_2+C_2	4.428762E−02	5.606655E−03	2.772505E−01
N_2+C_1	7.119473E−02	2.191389E−03	4.867795E−01
C_3+C_4	5.397890E−02	3.157794E−02	1.888927E−01
C_5+C_6	8.994735E−02	9.827554E−02	3.978940E−02
P_1	3.733779E−01	4.353258E−01	2.860203E−04
P_2	3.540783E−01	4.128691E−01	2.039227E−07
P_3	1.204673E−02	1.404696E−02	6.551244E−11

表 1.18　两次分离后的油、气两相摩尔组成

组分	油相摩尔组成	水相摩尔组成
H_2O	1.066073E－04	9.999977E－01
CO_2+C_2	5.606655E－03	1.111512E－07
N_2+C_1	2.191389E－03	2.184929E－06
C_3+C_4	3.157794E－02	6.648956E－13
C_5+C_6	9.827554E－02	1.215427E－18
P_1	4.353258E－01	3.480772E－23
P_2	4.128691E－01	8.864701E－39
P_3	1.404696E－02	2.050104E－67

4.产出水来源分析

该地区地层水为 $CaCl_2$ 型，但地层水矿化度受出水量、钻井液或酸化液的影响，变化区间较大。板深 7、板深 8 井延长测试水性稳定后，水分析总矿化度为 10300～10656mg/l，平均为 10478 mg/l，基本代表本区地层水矿化度。从两口井的延长测试结果分析，水矿化度呈现明显下降趋势，板深 7 井试采数月后，矿化度最低降至 7768mg/l，该井矿化度降低与生产层段上移有关，板深 8 井矿化度降至 3000～4000 mg/l 之间，矿化度数据基本反映出该井所产水以凝析水为主。

采用自行研制的气—液—液三相平衡程序对大港油田千米桥凝析气藏流体样品进行了油、气、水三相平衡闪蒸计算，计算出地面液体中凝析水含水率约为 9%，板深 8 井的实际含水率在 8%～11%，结合该井水的矿化度分析化验数据，其矿化度达到了 3000mg/l 左右，远低于地层水矿化度，所以，可以认为该井的水主要来自于凝析水；而板深 7 井的实际含水率在 24%～31%，远大于计算凝析水含水率，说明大部分采出水来自于孔隙水。千 12－18 的含水实际含水率在 40%～90%，水的来源问题更为复杂，结合地质分析结果，认为沿断层、裂缝锥进的水是一种不可忽视的水源。

第八节　凝析气—油藏判别方法与实例分析

确定凝析气藏或凝析气—油藏的类型是选择油气藏合理开发程序和开发方式的基础。凝析气藏和凝析气—油藏的分类方法主要有相图法和图版法两种。

一、相图法

本章第一节已作了介绍，根据油气藏的原始压力、温度条件和流体相图可以划分油气藏类型。概括起来，根据典型的取样流体相图和油气藏的原始压力、温度条件可将不同油气藏的类型分为如图 1.2 所示的六种类型。前面的内容对于油气藏流体取样、实验分析研究、气液相平衡计算和相态特征研究已经作了较全面的介绍，根据这些理论、实验手段以及计算机辅助软件，可以绘制相关油气藏的取样流体相图。这里对其不再进一步进行细述。

二、图版法

对于凝析气藏来说，如果根据地层压力和露点压力划分，原始地层压力高于饱和压力的凝析气藏，称为不饱和凝析气藏，原始地层压力等于饱和压力的凝析气藏，称为饱和凝析气藏。如果按凝析油含量划分，凝析气藏可以划分为近临界态凝析气藏、高含凝析油凝析气藏和中低凝析油含量的凝析气藏。如图 1.26 是油藏类型判断典型图版。

对于凝析气—油藏，一般来说其油环原油挥发性比较强。和凝析气藏或气顶气藏类型划分方法类似，如果根据地层压力和露点压力划分，原始地层压力高于饱和压力的油藏（油环），称为不饱和油藏，原始地层压力等于饱和压力的凝析气藏，称为饱和油藏。如果按油藏挥发性的强弱划分，油藏可以划分为近临界态油藏、挥发性油藏和黑油油藏，其中：挥发性油藏又可以分为强挥发性油藏和弱挥发性油藏，图 1.27 是凝析气藏类型判断典型图版。判断油藏是否为挥发性油藏，还可以根据取样流体的组成根据图 1.28 所示的图板确定，C_{7+} 的摩尔含量在 11%～32%，C_2～C_6 的摩尔含量在 9%～44%（范围较宽，建议 9%～35%）。如果油藏流体组成落在该线框内，则该油藏为挥发油藏。图 1.28 中的柯克亚 X52、柯克亚 X72、扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏都属于挥发性油藏。

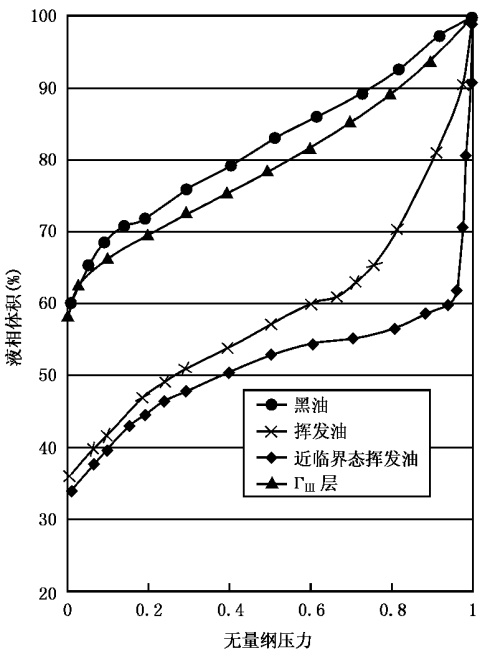


图 1.26　油藏类型判断曲型图版

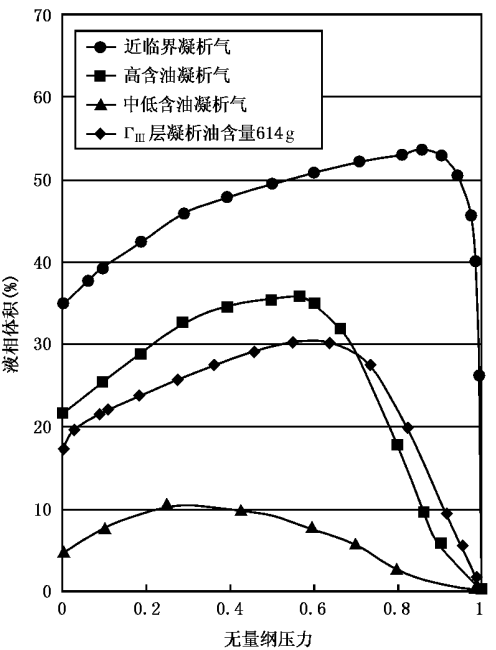


图 1.27　凝析气藏类型判断典型图版

$\Gamma_{Ⅲ}$ 油气藏是一个带凝析气顶的油藏，凝析气顶和油环储量比较大。根据取样流体实验数据，开展了油样的相态特征研究，将油样恢复成油气界面原始压力条件下的油样，恢复油样的气油比为 366.2m^3/m^3，与射开层段接近油气界面的 66 号井的原始测试气油比接近，说明在油气界面处原油是饱和的。根据图版 1.27 和图版 1.28 判断，扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$ 油环为弱挥发饱和油藏。

由于 $\Gamma_{Ⅲ}$ 凝析气顶没有开展特殊流体 PVT 实验，因此，在研究该凝析气藏类型时，根据原始气组份和根据油样拟合的临界参数，计算得到的凝析气露点压力 37.38MPa，凝析油含量为

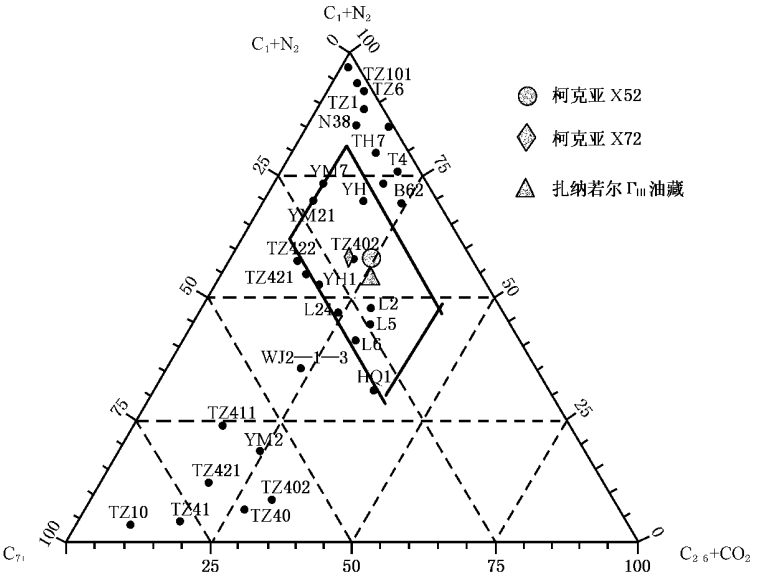


图 1.28　确定油藏类型的典型油气组成三角相图

$395g/m^3$，恢复到油气界面压力下的凝析油含量为 $614g/m^3$，结合凝析气藏类型判断典型图版，可以得出扎纳若尔 Γ_{III} 凝析气顶是饱和的高凝析油含量的凝析气顶。

第九节　凝析气藏油环识别经验方法

查明凝析气藏是否带油环不仅对指导勘探具有十分重要的意义，而且对油气藏的早期开发评价部署也十分重要。目前，油环的判断方法主要是根据凝析气藏井流物的组成总结出来的，在前苏联，判断的符合率能达到 80%至 90%以上。对国内的凝析气藏进行检验时，发现大多数方法符合率较好，只有个别方法符合率偏低，原因是，经验统计方法是根据一定具体实际资料得出的，与统计气田类型有关（前苏联已开发气田中绝大多数凝析气藏的凝析油含量都在 $100g/m^3$ 以下）。

一、油环判断方法及油环预测

1. 等级分类法

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n} R_i$$

式中　n——特征值（也称特征组分）的个数，这里，$n=4$；

F_i——特征值（也称特征组分），$i=1\sim4$；

R_i——特征值 F_i（也称特征组分）的秩数，根据 $F_1\sim F_4$ 的值所在的区间在表 1.19 中查得（$i=1\sim4$）。

$$F_1=\frac{C_1}{C_{5^+}}、F_2=\frac{C_2+C_3+C_4}{C_{5^+}}、F_3=\frac{C_2}{C_3}、F_4=C_{5^+}$$

其中　C_1、C_2、C_3、C_4 和 C_{5^+} 分别为室内 PVT 分析的地层流体组分的摩尔百分含量；

表 1.19　特征值 F_i 的秩数

R_i / F_i	5	4	3	2	1	0
F_1	0～25	25～50	50～75	75～100	100～125	＞125
F_2	0～2	2～4	4～6	6～8	8～10	＞10
F_3	1～2	2～3	3～4	4～5	5～6	＞6
F_4	0.3～1.3	1.3～2.3	2.3～3.3	3.3～4.3	4.3～5.3	＞5.3

判断标准：$\Phi \leqslant 9$ 为不带油环凝析气藏；$\Phi \geqslant 11$ 为带油环凝析气藏；$\Phi = 9 \sim 11$ 两种类型混合带。

2. **特征因子法（Z 因子法）**

$$Z_1 = \frac{0.99F_1 + 0.99F_2 + 0.97F_3 + 0.88F_4}{3.71}$$

$$Z_2 = \frac{0.98F_1 + 0.99F_2 + 0.95F_3 + 0.79F_4}{3.71}$$

式中　F_1、F_2、F_3、F_4 的定义与 Φ 值法（秩类法）中的定义一致。

判断条件	判断结果
$Z_1 \geqslant 21$、$Z_2 \geqslant 20.5$	不带油环凝析气藏
$21 > Z_1 \geqslant 17$、$20.5 > Z_2 \geqslant 17$	带小油环凝析气藏
$Z_1 < 17$、$Z_2 < 17$	带油环凝析气藏

3. C_5^+ **摩尔百分含量法（前苏联 100 个凝析气藏符合率 86%）**

判断条件	判断结果
$C_5^+ < 1.75\%$	不带油环凝析气藏
$C_5^+ \geqslant 1.75\%$	带油环凝析气藏

4. $\frac{C_1}{C_5^+}$ **比值法（前苏联 100 个凝析气藏符合率 83%）**

判断条件	判断结果
$C_1/C_5^+ \geqslant 52$	不带油环凝析气藏
$C_1/C_5^+ < 52$	带油环凝析气藏

5. **气体组分比例关系法（或称方框图判别法）**

该方法是由大量已知的不同类型油气藏资料统计得出的经验统计法。利用储层流体的组成分析资料，计算 C_2^+（%）、C_2/C_3、$100 \times C_2/(C_3+C_4)$、$100 \times C_2^+/C_1$ 四个参数，编制出四个正方形，形成由四个正方形对角线串连的框图，正方形的每条边分别指定为四个参数的坐标轴。油气藏类型判定时，根据四个参数实际值的坐标点投影在框图对角线中的位置来确定，有三个参数的投影落在同一个框图内时就可以明确判定，如下表：

C_2^+(%)	C_2/C_3	$C_2/(C_3+C_4)$(%)	C_2^+/C_1	油气藏类型
20～70	0.5～1.3	20～80	0.3～6	油藏
10～30	1.0～3.0	50～200	0.1～0.4	油环凝析气藏
5～15	2.2～6.0	170～400	0.05～0.15	凝析气藏
0.1～5	4～160	300～10500	0.001～0.05	气藏

6. **气油比—气体地球化学系数法**

$$Z_0 = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_5^+} + \frac{C_2}{C_3}$$

气油比(m^3/t)	气体地球化学系数法 Z_0	油气藏类型
<560	<7	油藏
900～2560	7～32	油凝析气藏
2500～10000	20～100	凝析气藏带次生油藏
1100～58800	90～295	凝析气藏
>58800	>295	气藏

7. ϕ_1 **参数判别法**(**对** 102 **个油气藏检验,符合率** 85%)

$$\phi_1 = C_2/C_3 + (C_1 + C_2 + C_3 + C_4)/C_5^+$$

分类标准:

$\phi_1 > 450$ **气藏**;　　$80 < \phi_1 \leqslant 450$ **无油环凝析气藏**;

$60 < \phi_1 \leqslant 80$ **带小油环凝析气藏**;　　$15 < \phi_1 \leqslant 60$ **带较大油环凝析气藏**;

$7 < \phi_1 \leqslant 15$ **凝析气顶油藏**;　　$2.5 < \phi_1 \leqslant 7$ **挥发性油藏**($3.8 < \phi_1 < 7$ **往往凝析气藏中含油层**);

$1 < \phi_1 \leqslant 2.5$ **普通黑油油藏**;　　$\phi_1 \leqslant 1$ **高粘重质油藏**;

二、国内外部分凝析气藏油环判别类比

这里,我们主要列举柯克亚、牙哈、板桥等凝析气藏带油环情况作一说明和比较,取样流体组分见表 1.20。**根据流体组分和上面汇总的判断油环存在与否方法,分析结果见表** 1.21,**与凝析气藏的实际情况相符**。

表 1.20　国内外部分凝析气藏流体组成、地层原始条件比较

内容	柯克亚凝析气藏 X42－X51 气样	牙哈 23 凝析气藏气样	板桥凝析气藏(板 53)气样	濮城西区砂二上 1 凝析气藏气样	哈萨克斯坦扎纳若尔 Γ_{III} 油气藏	
					油样	气样
H_2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.02249	0.0455
CO_2	0.0000	0.0006	0.0076	0.0045	0.0105	0.0262
N_2	0.0421	0.0314	0.0027	0.0129	0.0049	0.0035
C_1	0.7545	0.7572	0.7302	0.8363	0.5319	0.7432
C_2	0.0848	0.0878	0.1071	0.0710	0.0806	0.0672
C_3	0.0333	0.0238	0.0495	0.0338	0.0608	0.0290

续表

内容	柯克亚凝析气藏 X42－X51 气样	牙哈 23 凝析气藏 气样	板桥凝析气藏(板 53) 气样	濮城西区砂二上 1 凝析气藏 气样	哈萨克斯坦扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$ 油气藏	
					油样	气样
C_4	0.0230	0.0136	0.0119	0.0064	0.0392	0.0152
C_5	0.0126	0.0088	0.0161	0.0119	0.0267	0.0135
C_6	0.0115	0.0091	0.0072	0.0053	0.0241	0.0157
C_7^+	0.0382	0.0677	0.0677	0.0179	0.1989	0.0410
地层深度(m)	3300.0	5110.0	2633.0		3650.0	3450.0
气油比(m^3/m^3)	1604.0	1434.0	2114.0	9675.6	337.7	1335.08
原始地层压力(MPa)	39.4	56.5	30.6	23.4	39.4	39.4
原始地层温度(℃)	82.0	133.0	104.0	90.0	75.0	75.0
油气藏类型	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带气顶挥发油藏	

表 1.21　国内外部分凝析气藏类型识别表

评价方法与参数		柯克亚凝析气藏 X42－X51	牙哈 23 凝析气藏	板桥凝析气藏(板 53)	濮城西区砂二上 1 凝析气藏	哈萨克斯坦扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$ 油气藏	
		气样	气样	气样	气样	油样	气样
Φ 值法	F_1	12.11	8.84	8.02	23.83	2.13	10.59
	F_2	2.26	1.46	1.85	3.17	0.72	1.59
	F_3	2.55	3.69	2.16	2.10	1.33	2.32
	F_4	0.06	0.09	0.09	0.04	0.25	0.07
	Φ	18	18	19	18	20	19
	判断结果	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏
Z 因子法	Z_1	4.52	3.73	3.22	7.76	1.17	3.87
	Z_2	4.47	3.69	3.19	7.68	1.15	3.83
	判断结果	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏或油藏	带油环凝析气藏或油藏
C_5^+ 摩尔百分含量法		带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏
C_1/C_5^+ 比值法	C_1/C_5^+	12.11	8.84	8.02	23.83	2.13	10.59
	判断结果	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏
ϕ_1 参数判别方法	ϕ_1	16.92	13.99	12.04	29.09	4.18	14.49
	判断结果	带油环凝析气藏	凝析气顶油藏	凝析气顶油藏	带油环凝析气藏	挥发性油藏	凝析气顶油藏
综合判断结果		带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带油环凝析气藏	带凝析气顶的挥发油藏	

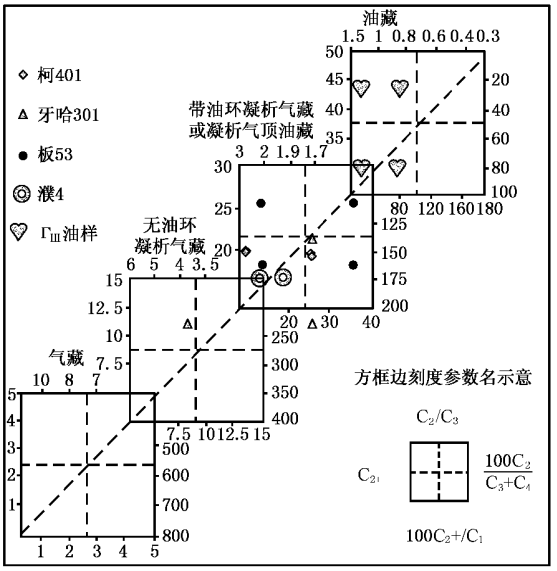


图 1.29　国内外部分凝析气藏类型方框图判别法

图 1.29 是我们所比较熟悉的国内外部分凝析气藏采用方框图判别法得到的结果，牙哈 23 凝析气藏为高含凝析油的凝析气藏，采用该方法判断有点不适应，其余油气藏符合程度很高，表明在没有直接测试资料的情况下，通过取样流体组分分析判断，得出的油气藏类型结论具有参考价值。

需要指出的是，本节介绍的根据凝析气样流体组成判断油环的存在与否方法纯粹是经验统计得出的。一些凝析气藏由于测试条件和早期评价井井位等因素的限制，在早期无法断定油环的存在性的情况下，可以作为一种方法与其它方法一起应用，综合推断。

判断油环的存在的方法还有多种，主要有：重力梯度法(RFT 资料与油气藏水线)、中子密度交汇法、曲线重叠法以及烃相对密度法等通过综合分析判断。可进一步提高油环存在的可信度。总之，直接测试结果的可信度最高，其次是测井资料分析结果和气样流体组成判断方法。

参 考 文 献

1. Peng, D. Y. and Robinson, D. B. : "A New Two－Constant Equation of State." Ind. and Eng. Chem. Fund. (1976) Vol. 15, 59－64
2. Wichterle, "High pressure vapor－liquid equilibrium." Fluid Phase Equilibria 1, 161－172, 225－245, 305－316(1978); 2, 59－78, 143－159, 293－295(1979)
3. Sim, W. J. and Daubert, T. E. , "Prediction of Vapor-Liquid Equilibria of Undefined Mixtures," Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. , 19, 1980, pp. 386－393
4. Riazi, M. R. and Daubert, T. E. , " Simplify Property Predictions, "Hydrocarbon Processing, 59, 1980, pp. 115－116
5. Conrard, P. G. and Gravier, J. F. : "Peng－Robinson Equation of State Checks Validity of PVT Experiments."Oil and Gas J. (April 21, 1980) 77－86
6. Coats, K. H. and Smart, G. T. : "Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data," paper SPE 16197
7. Fussell, D. D. and Yanosik, J. L. : "An Iterative Sequence for Phase Equilibrium Calculations Incorporating the Redlich-Kwong Equation of State," Soc. Pet. Eng. J. (June 1978)173－182
8. Nghiem "Robust Iterative Method for Flash Calculations Using the Soave－-Redlich－Kwong or the Peng-Robinson Equation of State"SPEJ(June 1983) 521－530
9. Otto, in Wien－Harms, "Handbuch der Experimentalphysik," Bd. 8, Teil 2, 1－246(1929)
10. Partington, "An Advanced Treatise on Physical Chemistry," Vol. 1, Sect. 7(1950)
11. Abbott, "Cubic equations, an interpretive review," ACS Advances in Chemistry Series 182, 47－70(1979)
12. Adler, Spencer, Ozkardesh, & Kuo, "Industrial uses of equations of state: a state of the art review," ACS Symposium Series 60. 150－199(1977)
13. Boublik, "Progress in statistical thermodynamics applied to fluid phase," Fluid Phase Equilibria 1, 37－87 (1977)

14. Coward, Gale, & Webb, "Process engineering calculations with equations of state," Trans IChemE 56, 19－27(1978)
15. Cox & Lawrenson, "the PVT behavior of single gases," in McGlashan(ed.), Chemical Thermodynamics, Vol. 1, The Chemical Society,162－203(1973)
16. Daubert, Graboski, & Danner, "Documentation of the basis for selection of the contents of Chapter 8－vaporliquid K－value in Technical Data Book－Petroleum Refining," API(1979)
17. Douslin, "the pressure, volume and temperature properties of fluids," in Skinner International Review of Science, Physical Chemistry, Vol. 10(1975)
18. Fredenslund, Rasmussen, & Michelsen, "Recent progress in the computation of equilibrium ratios," Chem. Eng. Commun. 4, 485－500(1980)
19. Gibbons, Coulthurst, Farrel, Gough, & Gillett, "Industrial uses of thermodynamic data," Proceedings of the NPL conference, National Physical Laboratory, Chemical Thermodynamic Data, 8－25(1978)
20. Gray, "Industrial experience in applying the Redlich－Kwong equation to vapor－liquid equilibria," ACS Advances in Chemistry Series 182(1979)
21. Grenier & Cabre, "Equation of state for process calculations, L Air Liquid experience in this field," Phase Equilibrium and Fluid Properties in Chemical Industry EFCE 2nd International Conference, 389－398 (1980)
22. Horvath, "Redlich－Kwong equation of state: Review for chemical engineering calculations," Chem. Eng. Science 29, 1334－1340(1974)
23. Knobler, "Volumetric properties of gasous mixtures," in McGlashan(ed.), Chemical Thermodynamics, Vol. 2, The Chemical Society,199－237(1978)
24. Krolikowski, "Industrial view of the state－of－the－art in phase equilibria," ACS Symposium Series 60, 62－86(1977)
25. Leland, "Equation of state for phase equilibrium computation: Present capabilities and future trends," EFCE 2nd International Conference, 283－334(1980)
26. Luna & Castro, "Evaluations of various modifications of the Redlich－Kwong equation," International Chemical Engineering 18,611－626(1978)
27. Martin, "Cubic equations of state－which **?**' IEC Fund 18, 81－97(1979);19, 130－131(1980)
28. Opfell, Pings, & Sage, "Equation of state for hydrocarbon," API Monograph, 184pp. (1959)
29. Ott, Coates, & Hall, "Comparisons of equations of state in effectively describing PVT relations," J. Chem. Education 48, 515－517(1971)
30. Pickering, "Relations between the temperature, pressures and densities of gases," Circular of the Bureau of Standards, No. 279, 85pp. (1925)
31. Prausnitz, "State of the art review of phase equilibria," ACS Symposium Series 60, 11－61(1977)
32. Prausnitz, "State of the art review of phase equilibria," Phase Equilibria and Fluid Properties in the Chemical Industry, EFCE Second International Conference, 231－282(1980)
33. Shah & Thodos, "A comparison of equations of state," Ind. Eng. Chem. 57(3),30－37(1965)
34. Tarakad, Spencer & Adler, "A Comparison of eight equations of state to predict gas－phase fugacity, density and fugacity," IECPDD 18, 726－729(1979)
35. Tsonopoulos & Prausnitz, "Equations of state, a review for engineering applications," Cryogenics 315－327, October(1969)
36. Fussell, L. T. "A Technique for Calculating Multiphase Equilibria," Soc. Pet. Eng. J. (Aug,1979) 203－210
37. Whitson, C. H. :"Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions"Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1983) 683－94
38. Greenwood, J. A. and Durand, D. :"Aids for Fitting the Gamma Distribution by Maximum Likelihood" Technometrics (Feb. 1960)55－65

39. Riazi,M. R. and Daubert,T. E. :"Simplify Property Predictions"Hydrocarbon Processing (March 1980) 115－16
40. Watson,K. M. and Nelson,E. F. :"Improved Method for Approximating Critical and Thermal Properties of Petroleum Fractions"Ind. and Eng. Chem. (1933)25,880－87
41. Whitson,C. H. :"Effect of C7＋ Properties on Equation－of－State Predictions"Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1984)685－96
42. Hoffman,A. E. , Crump,J. S. , and Hocott,C. R. :"Equilibrium Constants for a Gas－Condensate System"Trans. ,AIME(1953) 198,1－10
43. Obut,S. T. , and Ertekin,T. : "Determination of Interaction Coefficients and Critical Properties of Heavy Fractions for Equation of State Computations: An Automated Algorithmic Approach"SPE16940,1987
44. Douglas,E. Kenyon, and G. Alda. ,Behie . : "Third SPE Comparative Solution Project:Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs" JPT, August,1987
45. Lee,S. T. et al. : "Experimental and Theoretical Studies on the Fluid Properties Required for Simulation of Thermal Processes,"SPEJ, October,1981 535－50
46. Pedersen,K. S. "Properties of Oils and Natural Gases",Gulf Publishing Company, Houston, Texas. ,1989
47. **斯坦利** M. **瓦拉斯. 化工相平衡. 北京:中国石化出版社**,1991
48. **童景山. 化工热力学. 北京:清华大学出版社**,1993. 10
49. **叶继根. 一种多组分计算的优化方法. 石油勘探与开发**,1996(4)
50. **郭春秋,袁士义,叶继根. 一种实用有效的三相相平衡计算方法及应用. 天然气工业**,2003(5)
51. **泽曼斯基,迪特曼著,刘皇凤、陈秉乾译. 热学和热力学(第六版). 北京:科学出版社**,1987
52. **谢锐生著,关德相等译. 热力学原理. 北京:人民教育出版社**,1980

第二章　凝析气井试井与气井产能

第一节　凝析气藏气体渗流的基本微分方程

在原始条件下，凝析气藏储层流体呈单相状态，气藏中流体的渗流主要是气体的渗流。即使凝析气藏经过一段时间的开发，地层压力有所下降，也只有在井底附近的一个很小的范围内出现一定程度的反凝析液体（凝析油）。经过长期生产，即使凝析油饱和度高于临界可动凝析油饱和度，可动油的渗流能力也很差，其影响可以看作是井底附近的污染造成的地层伤害。这样，对于整个凝析气藏，在开发早期，储层中流体的渗流仍然以气体单相渗流为主。对于中高凝析油含量以下的凝析气藏（近临界态和特高凝析油含量的凝析气藏除外），在其开发的中后期，储层中流体的渗流也仍然可以看作以气体单相渗流为主，但气井产量应以油气总当量代替天然气产量。研究气藏和凝析气藏中单相气体的渗流规律，并利用凝析气藏早期的探井和开发评价井经过多次精心安排的包括试井在内的测试资料，可以确定储层物性、单井控制动态储量、气井合理产能和气井合理工作制度等。

凝析气藏的流体是一种含有多种成分的烃类组分为主的混合物，气体的体积与温度和绝对压力有着密切的关系，因此，在建立气体渗流方程之前，首先回顾一下气体的一些基本性质。

一、真实气体状态方程

气藏和凝析气藏中的高温、高压气体与理想气体的对比偏差最常用的是偏差系数，即：

$$Z=\frac{PV}{nRT} \tag{2.1}$$

式中　n——气体的摩尔数。

设气体的质量为 m，分子量为 M，则用密度表示的真实气体状态方程为：

$$\rho=\frac{Mp}{ZRT} \tag{2.2}$$

二、天然气的压缩性

和液体一样，天然气等温压缩系数可以定义为：

$$C_g=-\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)\Bigg|_T \tag{2.3a}$$

或

$$C_g=\frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)\Bigg|_T \tag{2.3b}$$

由于开发过程中气藏温度近似不变，所以，以下讨论的内容和公式将不再强调等温条件或过程，有关公式也不再特别注明。将真实气体状态方程(2.1)或(2.2)代入式(2.3a)或(2.3b)中，可得真实气体的压缩系数与压力、偏差系数之间的关系式：

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p} \tag{2.4}$$

三、天然气的标准状况

对于天然气，由于它的体积随温度和压力的变化而变化，为了便于对比，需要规定一个标准条件。在油藏工程 SI 制中，规定标准压力 $p_{sc}=0.101\text{MPa}$，标准温度 $T_{sc}=20℃$。

四、凝析气井油气总当量

设凝析气经生产井井筒到地面分离器，在标准条件下的产气量为 q_g，凝析油量为 q_o，在具体计算过程中首先要将地面标准条件下的凝析油的产量换算成当量气体产量，然后计算凝析气井的油气总产气当量产量 q_t，其计算公式如下：

$$q_t = q_g + 543.15(1.03 - \gamma_o)q_o \tag{2.5}$$

凝析气井产能研究、试井分析和储量计算都需要计算油气总当量。理论上，试井解释采用油气总当量产量代替天然气产量，解释结果更符合实际。因此，读者应该注意，本章的公式在应用于凝析气藏时，应该将气井产量 q_g 理解为油气总当量产量。

五、气体渗流的基本微分方程

气体渗流的基本微分方程式是从连续性方程、运动方程和状态方程推导出来的。为了导出气藏工程中可以广泛应用的解，我们不妨作以下假设：

(1)地层是均质等厚各向同性的；

(2)气体渗流服从达西定律；

(3)气体渗流过程中是等温的。

对于气体渗流，有如下连续性方程：

$$\nabla \cdot (\rho\vec{V}) = -\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) \tag{2.6}$$

根据达西定律：

$$\vec{V} = -\frac{\vec{K}}{\mu} \nabla \cdot p \tag{2.7}$$

将达西方程(2.7)、状态方程(2.2)代入方程(2.6)得：

$$\nabla \left(\frac{p}{\mu Z} \nabla \cdot p\right) = \frac{\phi C_t p}{KZ}\frac{\partial p}{\partial t} \tag{2.8}$$

令：$m = \int \frac{2p}{\mu Z}\mathrm{d}p$，$m$ 称为拟压力，根据复合函数求导法则，有：

$$\nabla \cdot m = \frac{2p}{\mu Z} \nabla \cdot p \tag{2.9}$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{2p}{\mu Z}\frac{\partial p}{\partial t} \tag{2.10}$$

将以上(2.9)、(2.10)两式代入方程(2.8)中得：

$$\nabla^2 m = \frac{\phi\mu C_t}{K}\frac{\partial m}{\partial t} \tag{2.11}$$

由于气体的粘度以及压缩系数 C_g 随着压力而变化，所以气体渗流方程(2.11)是非线性的。通常情况下，气体压缩系数远远大于岩石压缩系数，因此，可以近似认为 $C_t \approx C_g$。许多学

者为了求解方程(2.11)做了大量工作,经研究发现,气体粘度与压力成正比,而压缩系数与压力成反比,这就倾向于减少它们的乘积 μC_t 同压力的相关性,在高压范围内这种有利的效果特别明显,这时两者的乘积相当恒定,此时,方程(2.11)与液体渗流的基本微分方程一样是线性方程,求解很方便,甚至可以直接套用单相液体渗流的解。

当压力较低时 μC_t 不再是常数,而是随着压力而变化的。事实上,即使压力较高时,μC_t 与压力仍有一定的相关性,只是变化不大就是了。因此,严格地说方程(2.11)仍是一个非线性的偏微分方程,为了便于求解,应该设法进一步将它线性化。令

$$t_a = \int \frac{dt}{\mu C_t}$$

式中 t_a 称为拟时间,且有:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m}{\partial t_a}\frac{\partial t_a}{\partial t} = \frac{1}{\mu C_t}\frac{\partial m}{\partial t_a} \tag{2.12}$$

将(2.12)代入方程(2.11)中,得:

$$\frac{K}{\phi}\nabla^2 m = \frac{\partial m}{\partial t_a} \tag{2.13}$$

方程(2.13)是一个完全线性化的描述气体渗流的基本微分方程。同理,可以导出均质地层中柱坐标形式的气体渗流的基本微分方程

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial m}{\partial r}\right) = \frac{\phi}{K}\frac{\partial m}{\partial t_a} \tag{2.14}$$

第二节　凝析气藏稳定渗流与气井的稳定试井

一、服从达西定律的气体稳定渗流理论

在凝析气的渗流过程中,如果运动的各主要元素(如压力、渗流速度等)只随位置变化,而与时间无关,则称之为稳定渗流。反之,若各主要元素与时间有关,则称为不稳定渗流。

对于凝析气藏中的气井生产而言,如果气井控制区域采出的气量与外界补充的气量相等,而且,外边界与巨大的水头相连接而保持恒压,则气井以恒产量生产一段时间以后会达到稳定状态。事实上,外界不可能有气源,边界压力也难于保持恒定,严格来说,气井生产一般不存在稳定渗流。但是,当气井单井控制储量较大时,可以将达到相对稳定的一个短时间内的流动看成是稳定的。假设气井的生产有如图 2.1 所示的圆形泄气半径 r_e,边界上有相对恒定的压力为 p_e,井底压力为 p_w,井底半径为 r_w,则气体在均质地层中做稳定渗流的柱坐标形式的基本微分方程(2.14)可以简化成:

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dm}{dr}\right) = 0 \tag{2.15}$$

边界条件为:

$$m\big|_{r=r_e} = m_e \tag{2.16}$$

$$m\big|_{r=r_w} = m_w \tag{2.17}$$

不难求出这一问题的解为:

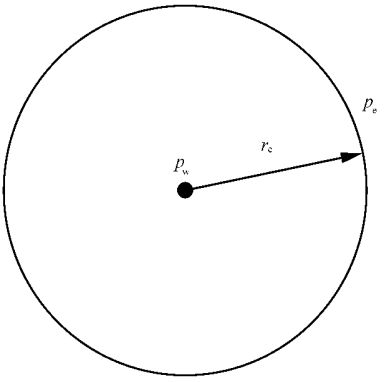


图 2.1　圆形恒压供给边界气藏

$$m = m_e - \frac{m_e - m_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\ln\left(\frac{r_e}{r}\right) \tag{2.18}$$

或

$$m = m_w + \frac{m_e - m_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \tag{2.19}$$

相应的拟压力梯度为：

$$\frac{dm}{dr} = \frac{m_e - m_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\frac{1}{r} \tag{2.20}$$

通过任一截面的气体流量为：

$$q = \frac{2\pi rhK}{\mu_g}\frac{dp}{dr} = \frac{2\pi rhK}{\mu_g}\frac{\mu_g Z}{2p}\frac{dm}{dr} = \frac{\pi Kh(m_e - m_w)Z}{p\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \tag{2.21}$$

应用状态方程$\frac{p_{sc}q_{sc}}{T_{sc}} = \frac{pq}{ZT}$，将地层条件下的流量换算成标准状况下的流量，于是，可进一步得出单相气体作平面径向等温稳定渗流时的标准条件下的气体流量（油气总当量）公式：

$$q_{sc} = \frac{\pi Kh(m_e - m_w)}{p\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\frac{T_{sc}}{Zp_{sc}T} \tag{2.22}$$

当气井生产压差比较小，$\mu_g Z$ 近似不变时，式(2.22)可以简化成大家熟知的产量与压力平方差的关系式：

$$q_{sc} = \frac{\pi Kh(p_e^2 - p_w^2)}{\mu_g\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\frac{T_{sc}}{Zp_{sc}T} \tag{2.23}$$

二、服从二项式定律的气体稳定渗流理论

气体在向井的渗流过程中，由于压力不断降低，气体的体积在不断膨胀，因此，气体的渗流速度（尤其是井壁附近）比液体的要高得多。压力损失更集中于井壁附近，气体渗流过程中的惯性损失不能忽略，达西定律不再适用，此时气井的径向流动状态可利用如下的二项式定律来描述：

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu_g}{K}V + b\rho V^2 \tag{2.24}$$

式中 ρ 是气体密度，b 是与岩石孔隙结构有关的常数。在地层任一截面处的气体渗流速度可由下式表示：

$$V = -\frac{q}{2\pi rh} = -\frac{p_{sc}q_{sc}ZT}{2\pi rhpT_{sc}} \tag{2.25}$$

将式(2.2)、(2.25)代入式(2.24)中得：

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu_g p_{sc}q_{sc}ZT}{2\pi KhpT_{sc}}\frac{1}{r} + \frac{p_{sc}^2 q_{sc}^2 bZTM}{4\pi^2 h^2 T_{sc}^2 pR}\frac{1}{r^2}$$

大量计算表明，当井底压力 p_w 与地层压力（或边界压力 p_e）的比值大于 0.8 时，可以认为 $\mu_g Z$ 不随压力而变化，所以将上式分离变量积分可得：

$$p_e^2 - p_w^2 = \left(\frac{\mu_g}{\pi K h}\frac{ZTp_{sc}}{T_{sc}}\ln\frac{r_e}{r_w}\right)q_{sc} + \frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_e}\right)q_{sc}^2 \tag{2.26}$$

式(2.26)中的 μ_g、Z 一般取压力为 $p_w \sim p_e$ 时的平均粘度和平均气体偏差因子，可以将上式写成如下的二项式简单形式：

$$p_e^2 - p_w^2 = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2 \tag{2.27}$$

式中 A、B 分别为达西流动系数和非达西流动系数，并表达如下：

$$A = \left(\frac{\mu_g}{\pi K h}\frac{ZTp_{sc}}{T_{sc}}\ln\frac{r_e}{r_w}\right) \tag{2.28}$$

$$B = \frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_e}\right) \tag{2.29}$$

式(2.27)经常用于变流率气井稳定试井(常规回压试井)解释，用于确定气井的无阻流量。再结合气井的多相管流计算结果，分析气井的流入流出动态，确定气井的合理产能。

三、变流率气井稳定试井(常规回压试井)

目前国内外通常采用的气井产能测试方法，是进行多点(一般为 4 点)回压试井，称为等时试井或改进的等时试井。这种试井方法也称为常规回压试井[1,2,4]。图 2.2 表示理想状态下变流率气井稳定试井(常规回压试井)的特点。气井在选定的流量下进行生产直到井底流动压力达到稳定，随后改变气井的流量重复上述过程。多次重复后，就可以根据测试得到的稳定井底流动压力值、气井产量、预先测定的地层压力值来绘制气井稳定试井的指示曲线。

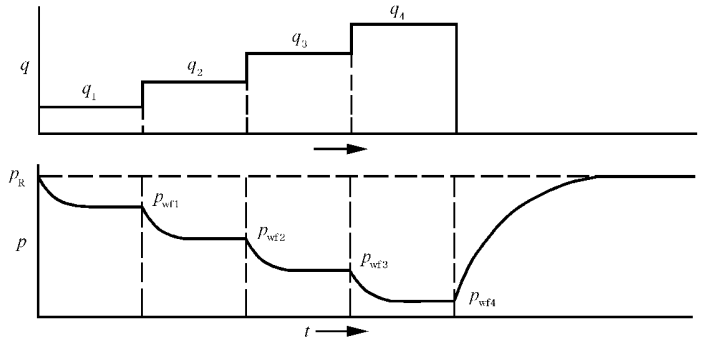


图 2.2　常规回压试井示意图

根据式(2.27)，应用变流率气井稳定试井(常规回压试井)的测试数据，以 $(p_e^2 - p_w^2)/q_{sc}$ 为纵坐标，以 q_{sc} 为横坐标，可得一条截距为 A，斜率为 B 的直线，如图 2.3 所示。通过式(2.28)和式(2.29)可求得地层渗透率 K 和与多孔介质特性有关的常数 b。当考虑不完善井时，应该用折算半径代替气井的真实半径。

气井的绝对无阻流量是反映气井潜在产能的重要指标。从定义出发，当取井底流动压力为 0.101MPa 时，气井的最大潜在产能即为气井的绝对无阻流量。由式(2.27)得：

$$p_e^2 - 0.01^2 = Aq_{aof} + Bq_{aof}^2 \tag{2.30}$$

式中 q_{aof} 为气井的绝对无阻流量，单位一般采用 $10^4 m^3$，由于 $p_e^2 - 0.01^2 \approx p_e^2$，于是

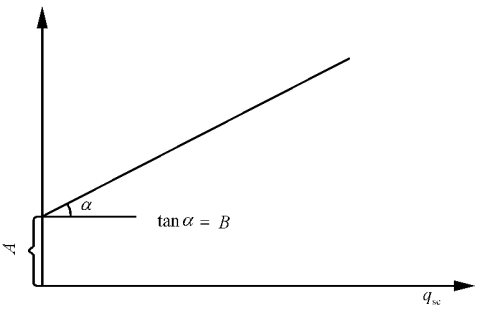


图 2.3　气井稳定试井的指示曲线

$$q_{\mathrm{aof}}=\frac{\sqrt{A^2+4Bp_{\mathrm{e}}^2}-A}{2B} \tag{2.31}$$

无论是新发现的产气探井，或是已投产的产气井，都需要不失时机地了解绝对无阻流量的大小，为了实现气井长期高产稳产，一般选用绝对无阻流量的四分之一至三分之一作为合理的气井产能，确定气井的绝对无阻流量十分重要。

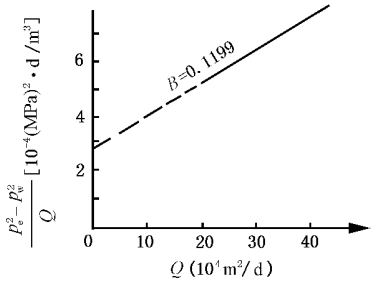


图 2.4　气井稳定试井的二项式关系曲线

例如：1975 年 5 月对威远气田威 2 井进行多点稳定试井，地层压力 28.151MPa，四个测试点的井底流压和产量见表 2.1，以 $\frac{p_{\mathrm{e}}^2-p_{\mathrm{w}}^2}{q_{\mathrm{sc}}}$ 为纵坐标，以 q_{sc} 为横坐标，得到的一条直线如图 2.4 所示，该直线的截距为 $A=2.7819$，斜率 $B=0.1199$，相关系数 $r=0.998$，将 A 和 B 代入式(2.31)，求得绝对无阻流量 $q_{\mathrm{aof}}=70.52\times10^4\,\mathrm{m^3/d}$。

表 2.1　气井稳定试井产量、压力

p_{e} (MPa)	p_{wf} (MPa)	Q ($10^4\mathrm{m^3/d}$)	$\frac{p_{\mathrm{e}}^2-p_{\mathrm{wf}}^2}{Q}\left(\frac{\mathrm{MPa^2\cdot d}}{\mathrm{m^3}}\right)$
28.151	22.173	39.74	7.5699
28.151	23.307	35.46	7.0993
28.151	24.275	31.32	6.4878
28.151	25.269	26.19	5.9553

常规回压试井方法在实用上有一定缺陷，它需要较长的测试时间，也常常因探井缺少集输流程和装置，而将大量气体放空烧掉。此外，有时受地质条件等因素(比如测试过程中气藏地层压力下降)影响，根本得不到正确的能成线性关系的试井指示曲线，这就是常规多点测试方法的一个弊端和存在的问题。

四、等时试井

常规回压试井[11][16]的关键是要保证测试过程中产量和井底流压的稳定性。事实上，在矿场实际应用过程中，经常出现在测试的过程中，气井的流量不能完全稳定，难于取得稳定的流压等情况，图 2.5 就是 Fetkovich 描述的按标准程序测得的产量和流压变化曲线。如果产量按由大到小的相反序列测试，同样也有这样的情况，因此，有人提出了等时试井的方法。

等时试井方法[4][19]并不是设法直接获得稳定的回压曲线，而是根据不稳定条件下测得的压力计算得到回压曲线。典型的等时试井过程如图 2.6 所示，气井以几个不同的流量进行生产，每次流量改变之前先要关井，且关井的时间应当足够长，使泄气范围内的地层压力恢复到地层平均压力 p_{R}。

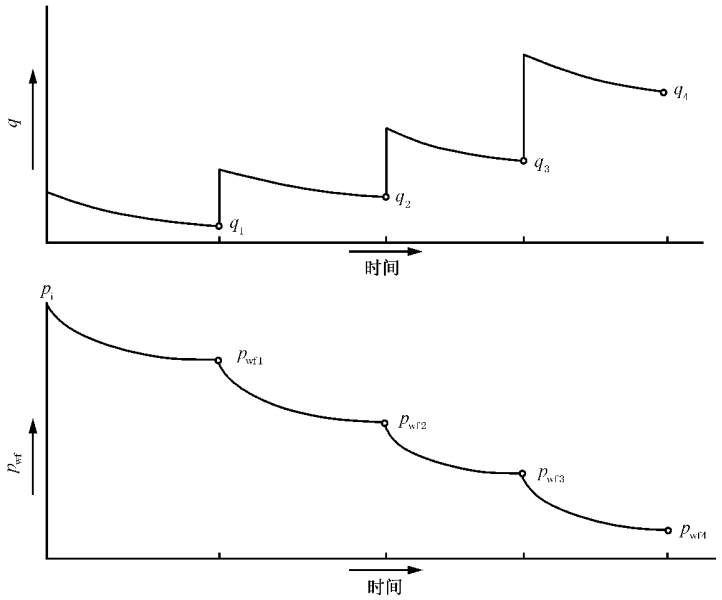


图 2.5　常规回压试井测试

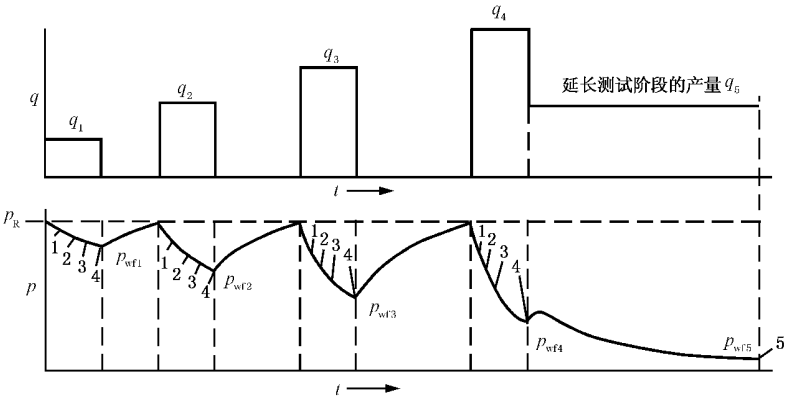


图 2.6　等时试井流量、压力曲线

等时试井方法的重要特点是：开井后要等间隔测量井底流动压力，如图 2.6 中 1，2，3 和 4 所示。例如在 2 个小时的流动时间阶段内，测量井底流压的时间分别是 30 分钟、60 分钟、90 分钟和 120 分钟。每一次气井的流动都是从可比的关系状态开始。而且关井的时间必须足够长，确保关井后的压力达到或接近原始地层压力的水平，从而不会影响下次的测量。

根据实测的数据，可以绘制 4 个等时的不同流量下的流动曲线，也即在双对数坐标系中绘制每一时间对应的 $p_R^2 - p_{wf}^2$ 和 q 曲线，如图 2.7 中的 1，2，3 和 4 四个等时点在一条直线上，属于最理想的情形。假设气体渗流服从指数规律，即：

$$q = C(p_R^2 - p_{wf}^2)^n \tag{2.32}$$

根据图 2.7 中的直线可以确定指数 n 与常数 C。通常指数的值是非常接近的，但常数 C 随测量时间增加而减小。

图 2.7 显示了该气井的一族具有不同 C 值的瞬时流动能力曲线，那么，实际应用中究竟取哪个 C 值呢？首先计算出每一条等时线对应的 C 值；然后将 C 值与对应的时间绘制在双对数曲线上，如图 2.8 所示，延伸曲线到达 t_s 点。使用 t_s 点对应的 C 值，可以确定出一条稳定的流动能力曲线，如图 2.7 中的虚线（渐近线），而无须求出 t_s 的值；根据该曲线的 C 值和产能公式(2.32)，可以确定气井的绝对无阻流量(q_{AOF})或者是任何流压下的流量。

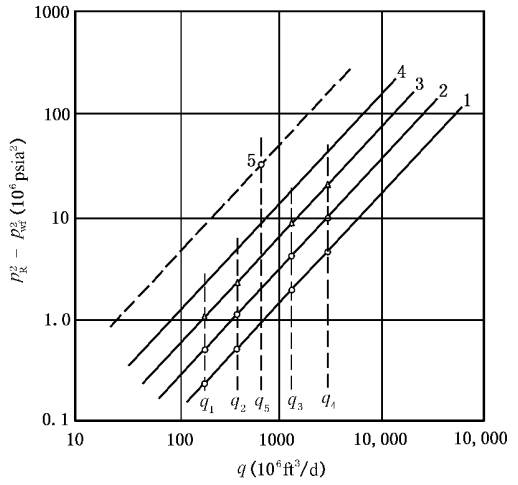


图 2.7 等时试井压力平方差与产量的关系

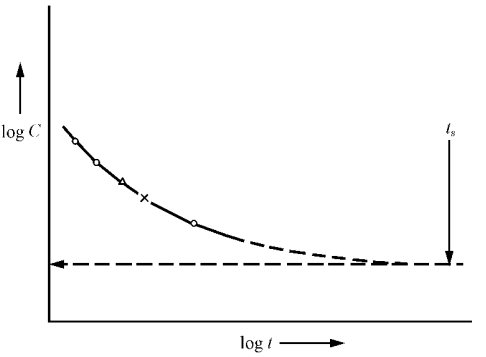


图 2.8 等时试井 C 值与时间 t 的关系

等时试井的理论基础是在同一个流动时间阶段内，供给半径是无量纲时间的函数，与流量大小无关。严格来说，只有流量恒定或者井底流压恒定的试井才能得到有用的流动能力曲线。在实际应用中，许多低渗透气井，其等时试井往往会出现一定幅度的产量递减，而井底流压却相对恒定，如图 2.9 所示，这时仍可以采用上述等时试井的方法加以分析，无须强求恒定的流量。

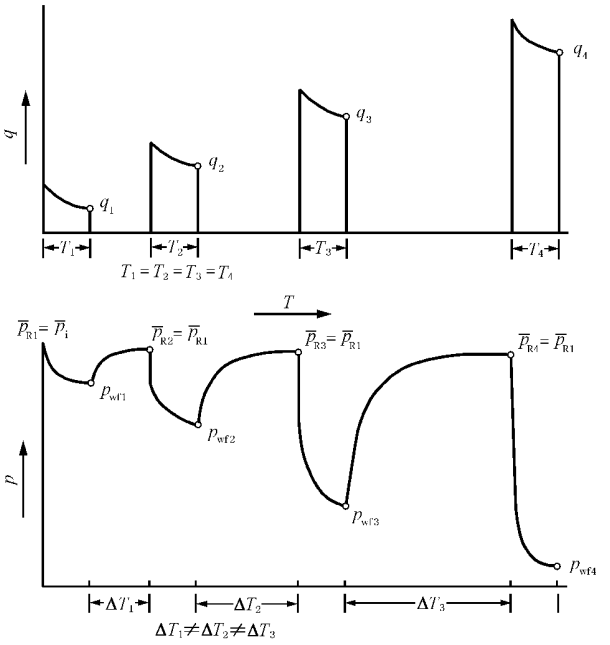


图 2.9 正常的等时试井测试

就特低渗透气藏而言，在试井开始前或不同流量测试阶段用于恢复地层压力的关井时间太长是不现实的。因此，严格的等时试井对许多气井来说是不现实的。这时，可以通过使用改进的或修正的等时试井方法来放宽稳定性条件的限制。

五、修正的等时试井

修正的等时试井方法的主要特点是流动时间阶段与关井时间阶段是相等的。也就是使用$(p_{ws}^2-p_{wf}^2)$代替$(p_R^2-p_{wf}^2)$来绘制气体流动能力曲线，这里p_{ws}是在开始流动测试时的关井压力。为了确定稳定的流动能力曲线，通常需要有一个延长的流动测试时间阶段。修正等时试井中压力与流量的关系，如图 2.10 所示。过点$[(p_{ws}^2-p_{wf}^2),q_5]$的作不稳定指示曲线的平行线，可以得到稳定的指示曲线，如图 2.11 所示。

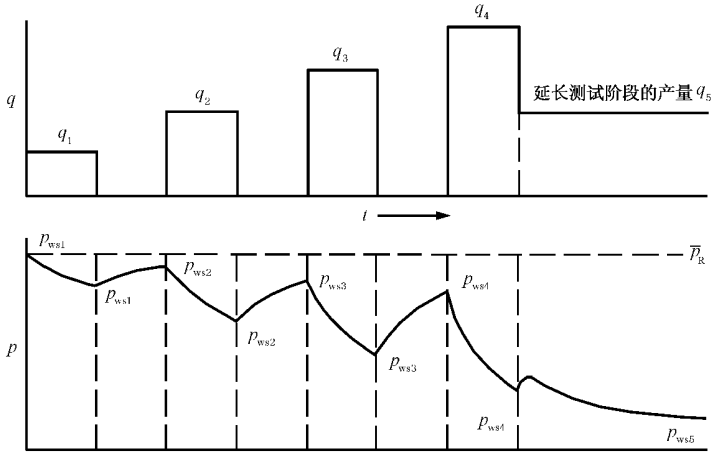


图 2.10　修正等时试井产量、压力图

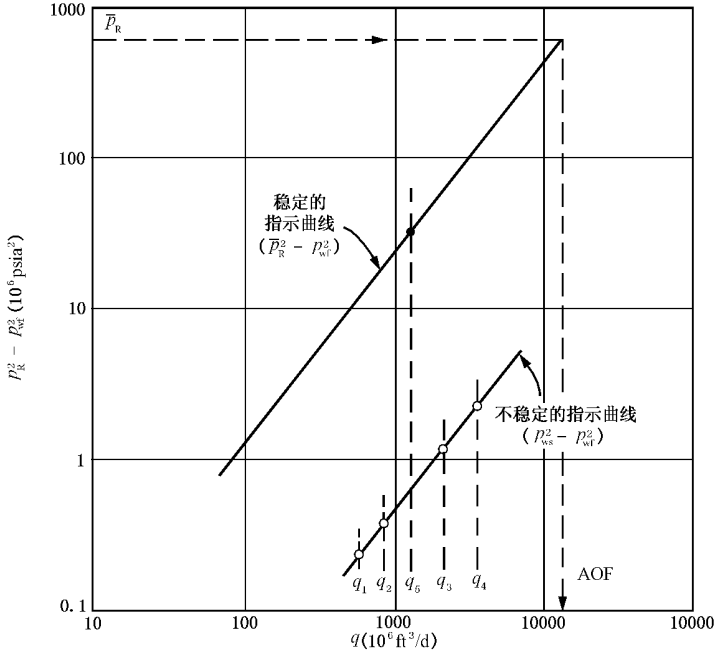


图 2.11　修正等时试井的压力平方差与产量的关系

修正的等时试井方法不会产生出真正稳定的流动能力曲线，但可以得到近似的曲线。与上两节介绍的方法相比，修正的等时试井方法可以通过较少的时间和工作量获得可以使用的结果。

下面以苏里格气田苏 4 井为例，简要阐述等时试井方法的应用。苏 4 井位于内蒙古自治区乌审旗利庙乡，气层中深 3307.3m，生产层位为盒 8，该井于 2000 年 10 月 19 日～10 月 2 日进行试气，测得静压 27.075MPa，地层温度 103.5℃。该井于 2001 年 3 月 31 日开始试采，并执行修正等时试井，试井执行过程中压力及产量数据如表 2.2 和图 2.12。

表 2.2　苏 4 井修正等时试井数据表

产量 ($10^4m^3/d$)	10.0347	15.073	20.3026	25.0445	19.9253	14.9265
开前压力 (MPa)	28.40	28.04	27.56	26.95	26.22	15.23
关前压力 (MPa)	27.50	26.35	25.27	23.70		11.65

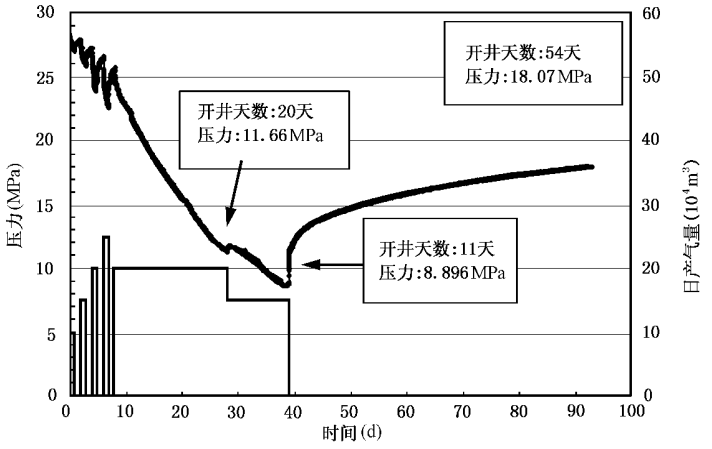


图 2.12　苏 4 井修正等时试井压力、产量变化曲线

利用上述修正等时试井资料，按二项式方程和指数式方程，分别用拟压力法和压力平方法对气井产能进行分析。分析原则为压力取开井前的地层压力，等时不稳定产能曲线取 24 小时，多流量生产选取第一流量结束时的压力、产量外推得到稳定产能曲线。计算得到的苏 4 井产能方程及无阻流量结果见表 2.3，产能曲线见图 2.13～图 2.16。

表 2.3　苏 4 井修正等时试井成果表

方法	稳定产能方程式	绝对无阻流量 ($10^4m^3/d$)
压力平方法	$\Delta p^2=27.0448q_g+0.09q_g^2$	27.3363
	$q_g=0.131297(\Delta p^2)^{0.79045}$	26.0499
拟压力法	$\Delta m(p)=1467.098q_g+5.6282q_g^2$	28.958
	$q_g=0.0082324[\Delta m(p)]^{0.752332}$	27.034

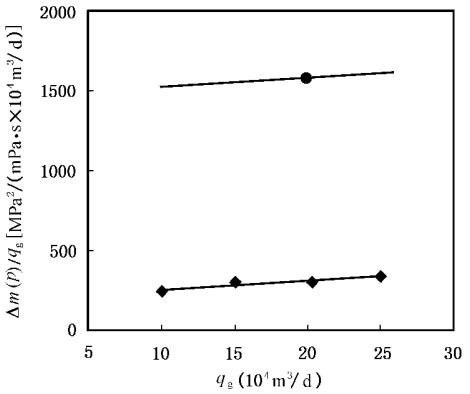


图 2.13　二项式拟压力形式产能曲线

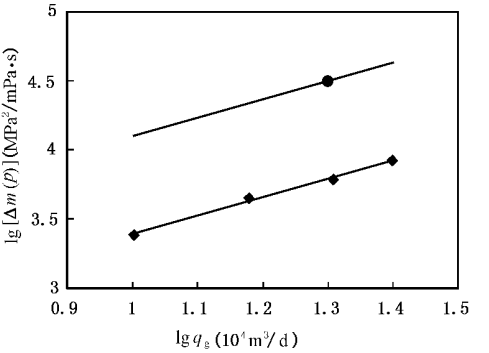


图 2.14　指数式拟压力产能曲线

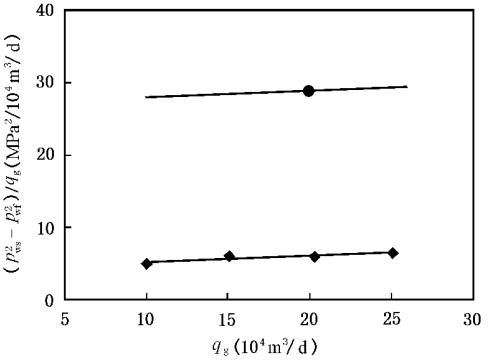


图 2.15　二项式压力平方形式产能曲线

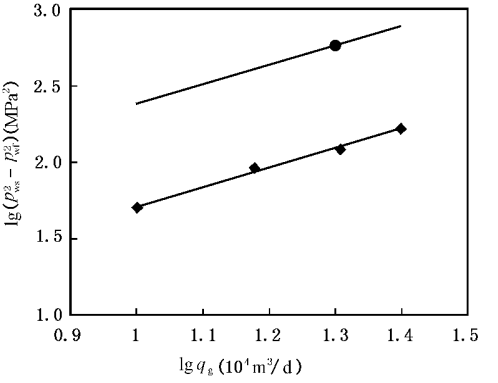


图 2.16　指数式压力平方形式产能曲线

第三节　凝析气藏气体不稳定渗流与气井的不稳定试井

一、无限大地层气体向一口井作线性不稳定渗流的解

前面已介绍，凝析气藏气井产量用凝析油和天然气的总的油气当量体积表示，凝析气藏开发过程中尽管存在反凝析现象，但凝析油一般吸附在岩石的表面不能流动，如果不考虑边、底水，则凝析气藏多孔介质中主要是单相气体（凝析气）的渗流，柱坐标形式的真实气体渗流的基本微分方程式为：

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial m}{\partial r}\right)=\frac{1}{\eta}\frac{\partial m}{\partial t_a} \tag{2.33}$$

$$\eta=\frac{K}{\Phi}$$

若地层是均质、等厚、各向同性的无限大地层，气体在渗流过程中是等温的，服从线性渗流规律（达西定律），地层的原始压力为 p_i，地层中只有一口恒产量生产的井（点汇），则其相应的初始条件和外边界条件为：

$$m(r,0)=m_i \tag{2.34}$$

$$m(\infty,t)=m_i \tag{2.35}$$

式中 m_i 是原始地层压力 p_i 相对应的拟压力，而这一问题的内边界条件为：

$$q=\frac{2\pi Kh}{\mu_g}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)\Big|_{r\to 0} \tag{2.36}$$

将上式中的地下流量换算成地面标准条件下的流量，即：将状态方程 $q=\frac{p_{sc}q_{sc}ZT}{pT_{sc}}$ 代入上式，于是有：

$$\frac{2p}{\mu_g Z}\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)\Big|_{r\to 0}=\frac{p_{sc}q_{sc}T}{\pi KhT_{sc}}=\frac{G}{2\pi Kh} \tag{2.37}$$

$$G=\frac{2p_{sc}q_{sc}T}{T_{sc}}$$

求解无限大地层气体向一口井不稳定渗流的解通常采用 Boitzman 变换，即设 $\zeta=\frac{r}{2\sqrt{\eta t}}$，易得该渗流问题的解为：

$$m(r,t)=m_i+\frac{G}{4\pi Kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4\eta t_a}\right)=m_i+\frac{p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}E_i\left(-\frac{r^2}{4\eta t_a}\right) \tag{2.38}$$

当 $\frac{r^2}{4\eta t_a}\leqslant 0.01$ 时，上式可用对数近似公式来表示：

$$m(r,t)=m_i+\frac{G}{4\pi Kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4\eta t_a}\right)=m_i-\frac{p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\ln\left(\frac{4\eta t_a}{\gamma r^2}\right) \tag{2.39}$$

式中 γ 为欧拉常数，其值为 1.7810，由于气井井壁附近在经过很短时间以后就能满足 $\frac{r_w^2}{4\eta t_a}\leqslant 0.01$，所以，式(2.39)可以用于计算井底压力。当井底流动压力较高时，气体偏差系数、压缩系数和粘度近似为一常数，一般取井底压力与原始地层压力平均值所对应的参数值，这样，在进行井底流压计算时，拟压力和拟时间可以作如下简化：

$$m(r_w,t)-m_i=\int_{p_i}^{p_w}\frac{2p}{\mu_g Z}\mathrm{d}p=\frac{p_w^2-p_i^2}{\overline{\mu Z}} \tag{2.40}$$

$$t_a=\frac{t}{\mu_g C_t} \tag{2.41}$$

将式(2.40)和(2.41)代入式(2.39)中，并考虑气井的折算半径 r'_w、真实半径 r_w 和表皮系数 S 的关系：$r'_w=r_w e^{-s}$，可得无限大地层气井以恒产量生产时气体向一口井作线性不稳定渗流的井底压力变化规律：

$$p_w^2=p_i^2-\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\left[\ln\left(\frac{4Kt}{\gamma\phi\mu_g C_t r_w^2}\right)+2S\right] \tag{2.42}$$

利用上式可以进一步进行压降试井和压力恢复试井解释，其实际应用将在下面讨论。

二、井底附近服从二项式规律的气体不稳定渗流的解

上面在推导无限大地层气体向一口井作不稳定渗流的解的过程中，有这样一个假设，即气体在渗流过程中服从线性渗流规律(达西定律)。事实上，一般认为在 50～150 倍井径范围内，惯性损失大得不能再忽略，即：在井底附近一个小范围内达西定律失效。设在半径为 r_1 的范

围外气体渗流服从达西定律，且流动是不稳定的，由于 r_1 比较小，所以在短时间内就能满足 $\frac{r_1^2}{4\eta t_a}\leqslant 0.01$，以半径为 r_1 的界面上的压力随时间的变化规律可用下式表示：

$$p_1^2 = p_i^2 - \frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi Kh T_{sc}}\ln\left(\frac{4Kt}{\gamma\phi\mu_g C_t r_1^2}\right) \tag{2.43}$$

而在半径为 r_1 的范围内，气体渗流服从二项式定律，在经过一个很短的时间以后，这一范围内的弹性能量可以忽略不计，流入、流出该区域的气体量几乎相等，在某一时刻 t，该范围内的气体渗流可以近似看作是稳定的，由式(2.26)得：

$$p_1^2 - p_w^2 = \left(\frac{\mu_g}{\pi Kh}\frac{ZTp_{sc}}{T_{sc}}\ln\frac{r_1}{r_w}\right)q_{sc} + \frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.44}$$

将式(2.43)和式(2.44)相加，并考虑气井的表皮系数，$r'_w = r_w e^{-s}$，则有：

$$p_w^2 = p_i^2 - \frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi Kh T_{sc}}\left(\ln\frac{4Kt}{\gamma\phi\mu_g C_t r_w^2}+2S\right)+\frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.45}$$

这就是井底附近气体渗流服从二项式规律的无限大地层气体向一口井作不稳定渗流的井底压力随时间的变化规律计算公式。当气井以常产量生产时，式(2.45)右边第三项在一个相对较短的时间内为常数，可以将其合并到式(2.45)右边第二项的表皮系数中，考虑到凝析气井井底压力低于露点压力后出现的反凝析现象，以及射孔完井气层打开不完善等因素，式(2.45)可以简写作：

$$p_w^2 = p_i^2 - \frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi Kh T_{sc}}\left(\ln\frac{4Kt}{\gamma\phi\mu_g C_t r_w^2}+2S\right) \tag{2.46}$$

$$S = S_{\text{污染}} + S_{\text{反凝析}} + S_{\text{非达西}} + S_{\text{完井}}$$

对于无穷大地层多口气井同时生产以及含有直线边界的地层，可应用镜像反映法和叠加原理，对于变流率气井生产问题，可应用杜哈美(Duhamel)原理，得到相应问题的解。

三、有限封闭地层气体向井拟稳态渗流井底压力变化的近似解

以上讨论的是无穷大地层中一口常产量气井生产时的地层压力分布随时间的变化规律以及生产井井底压力的变化规律。然而，实际地层往往是有限的，当压力降传到气藏边界之后经过一段时间的过渡，就会进入拟稳定渗流阶段。设地层是均质、圆形的，当气井以常产量 q 生产，地层压力由 p_i 下降到 $\overline{p}$ 依靠弹性能量累积产出的气量为 V，则：

$$q = \frac{dV}{dt} = -\pi r_e^2 h\phi C_t\frac{d\overline{p}}{dt} \tag{2.47}$$

将产量 q 换算成地面标准条件下的产量，地层平均压力、时间分别用相应的拟压力、拟时间来表示，于是有

$$\frac{d\overline{m}}{dt_a} = -\frac{2p_{sc}T}{\pi r_e^2 h\phi T_{sc}}q_{sc}$$

对于拟稳态渗流，地层各点的拟压力下降速度相等，即：$\frac{\partial m}{\partial t_a} = \frac{d\overline{m}}{dt_a}$，在此阶段，气体渗流的基本微分方程可以简化为：

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial m}{\partial r}\right) = -\frac{2p_{sc}T}{\pi r_e^2 hKT_{sc}}q_{sc} \tag{2.48}$$

对于某一确定的时间而言，压力、拟压力的分布是确定的，方程(2.48)中的偏微分可以改成对 r 的全微分，两边对 r 积分，易得该问题的解为

$$m(r,t)=m_{\mathrm{w}}+\frac{q_{\mathrm{sc}}p_{\mathrm{sc}}T}{\pi hKT_{\mathrm{sc}}}\left(\ln\frac{r}{r_{\mathrm{w}}}-\frac{r^2}{2r_{\mathrm{e}}^2}\right)\tag{2.49}$$

若已知气藏的平均压力为 $\bar{p}$，供气面积为 A，气井表皮系数为 S，气井在有限地层中的形状系数为 C_{A}，拟稳态阶段井底压力与平均地层压力的关系式为：

$$\bar{p}^2-p_{\mathrm{w}}^2=\frac{\overline{\mu_{\mathrm{g}}}\overline{Z}}{2\pi hK}\frac{q_{\mathrm{sc}}p_{\mathrm{sc}}T}{T_{\mathrm{sc}}}\left(\ln\frac{4A}{\gamma C_{\mathrm{A}}r_{\mathrm{w}}^2}+2S\right)\tag{2.50}$$

设在半径为 r_1 的范围内，气体渗流服从二项式定律，而在大于 r_1 的区域，气体渗流服从达西定律，则气井产量、平均地层压力和井底流压之间有以下关系式：

$$\bar{p}^2-p_{\mathrm{w}}^2=\left[\frac{\overline{\mu_{\mathrm{g}}}\overline{Z}}{2\pi hK}\frac{p_{\mathrm{sc}}T}{T_{\mathrm{sc}}}\left(\ln\frac{4A}{\gamma C_{\mathrm{A}}r_{\mathrm{w}}^2}+2S\right)\right]q_{\mathrm{sc}}+\frac{b\rho_{\mathrm{sc}}p_{\mathrm{sc}}ZT}{2\pi^2h^2T_{\mathrm{sc}}}\left(\frac{1}{r_{\mathrm{w}}}-\frac{1}{r_1}\right)q_{\mathrm{sc}}^2\tag{2.51}$$

上述两式中，形状系数 C_{A} 取决于不同的气藏边界形状以及气井所处的位置，通过查图 2.17 就可确定相应的 C_{A} 值，图中的 C_{A} 值是直接解扩散方程或使用映射法得到的。

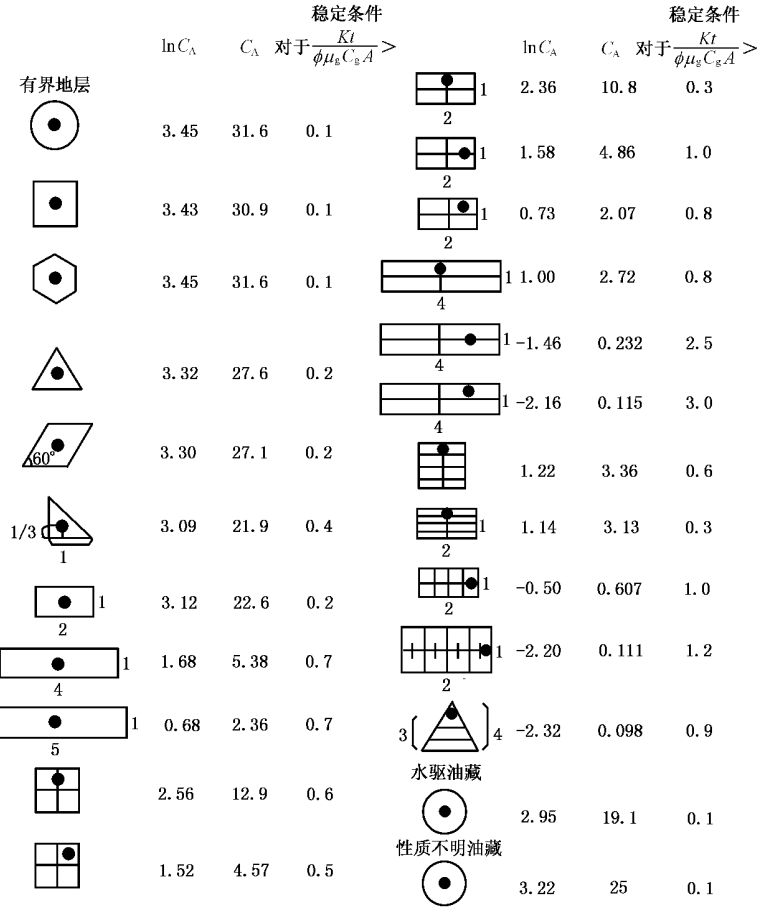


图 2.17　不同边界形状与井位的 C_{A} 值

上一节介绍的等时试井和修正的等时试井测得的地层压力实际上更接近于单井控制区域的地层平均压力，式(2.51)与稳定试井的关系式(2.26)形式上相似。由于气井生产绝对的稳定渗流几乎不可能达到，因此，考虑气井单井控制范围的形状和井位特征后的产能公式更具有现实意义。由于在试井过程中，与气藏开发历史相比，试井时间显得非常短，试井期间平均地

层压力一般变化也很小，所以，式(2.51)与稳定试井的关系式(2.26)的意义是一致的。这就是在试井过程中，我们往往只关心简洁形式的二项式产能方程，产量及产量平方项的系数，并在此基础上研究确定气井的无阻流量，而不必关注产能方程(2.26)和(2.51)之间的差异的原因所在。

按照物质平衡原理有

$$q = \frac{ZTp_{sc}q_{sc}}{PT_{sc}} = -Ah\phi C_t \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} \tag{2.52}$$

对上式积分可得：

$$\int_0^t q_{sc}\mathrm{d}t = -\frac{Ah\phi T_{sc}}{Tp_{sc}} \int_{p_i}^{\bar{p}} \frac{PC_t}{Z}\mathrm{d}p \tag{2.53}$$

对于有限封闭地层，当气井生产达到拟稳态，且地层压力下降幅度较小时，气体压缩系数(或总压缩系数)、偏差系数可以近似看作不变，则上式积分可得：

$$\bar{p}^2 - p_i^2 = -\frac{2Tp_{sc}\bar{Z}}{Ah\phi\bar{C}_t T_{sc}} q_{sc}t \tag{2.54}$$

联立式(2.51)和式(2.54)可得拟稳态阶段井底流压与时间的关系：

$$p_w^2 = p_i^2 - \frac{2Tp_{sc}\bar{Z}}{Ah\phi\bar{C}_t T_{sc}} q_{sc}t - \left[\frac{\overline{\mu_g}\bar{Z}}{2\pi hK}\frac{p_{sc}T}{T_{sc}}\left(\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + 2S\right)\right]q_{sc} + \frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2 h^2 T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.55}$$

由式(2.55)可见，井底流压的平方与时间之间是线性关系，根据直线的斜率和气层原始含气饱和度，可以求出单井控制的原始天然气储量 $Ah\phi S_{gi}$。对于边界封闭的气藏或凝析气藏，计算结果表明过渡期比较短，所以可以近似认为不稳定传播期直接与拟稳态相衔接。为确定达到拟稳态所需要最小时间，联立式(2.45)和(2.55)得：

$$\frac{\overline{\mu_g}\bar{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\ln\frac{4Kt}{\gamma\phi\mu_g C_t r_w^2} = \frac{2Tp_{sc}\bar{Z}}{Ah\phi\bar{C}_t T_{sc}}q_{sc}t + \frac{\overline{\mu_g}\bar{Z}}{2\pi hK}\frac{p_{sc}T}{T_{sc}}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}q_{sc} \tag{2.56}$$

$$\frac{1}{2}\ln\frac{4\eta t}{\gamma_t r_w^2} = \frac{2\pi\eta}{A}t + \frac{1}{2}\ln\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \tag{2.57}$$

令 $t_{DA} = \eta t/A$，则

$$t_{DA}C_A = e^{4\pi t_{DA}} \tag{2.58}$$

如果气藏边界为圆形，生产井位于气藏几何中心，则 $C_A = 31.6206$，代入上式计算得：

$$t_{DA} \approx 0.1$$

根据这个 t_{DA} 可以确定不稳定传播期的结束时刻或拟稳态传播期的开始时刻。事实上，从非稳态到拟稳态中间还有一个过渡段，因此，根据实际经验，达到拟稳态的所需要的时间 $0.1 \leqslant t_{DA} \leqslant 0.3$。

根据无量纲时间 t_{DA} 的定义，供气面积越大，达到拟稳态所需要的时间就越长。从储层物性来看，地层渗透率(或导压系数)越小，达到拟稳态所需要的时间也越长。所以，对于低渗气藏或凝析气藏，试气时间必须长得足以达到拟稳态所需要的时间，否则，计算无阻流量就不可靠，其后果甚至会影响气藏或凝析气藏的方案设计和开发效果。

第四节　凝析气藏气井不稳定试井分析

在凝析气藏开发的各个阶段，尤其是开发早期，可靠的气藏资料都是很重要的。不稳定试

井分析是准确分析气藏开发动态，预测各种开采方式下的开发指标的基础。

不稳定试井方法，例如压力恢复、压降和干扰测试等都是油、气藏工程的重要组成部分。不稳定试井是根据所测得的井底压力随时间的变化关系，利用不同试井阶段的特征曲线，估算出储层岩石和井的特性参数，包括井底污染及改善、地层压力、渗透率、储层非均质情况以及储量等有关数据。这些解释数据对于分析和准确地预测气藏开发动态是十分重要的。

不稳定试井分压降试井和压力恢复试井，本节讨论的内容包含这两个方面。虽然压降试井和压力恢复试井过程有所差异，但其现象和分析方法是一致的，所以，下面很多地方的试井都是泛指这两种试井。凝析气藏试井测试数据，在不同的流动阶段具有不同的特征[37]，可以采用不同的曲线分析方法来判断这些流动段，并求得有关的重要参数。根据气井开(关)井压力传播过程中的压力变化特征，主要可以划分为如图 2.18 所示的四个阶段。

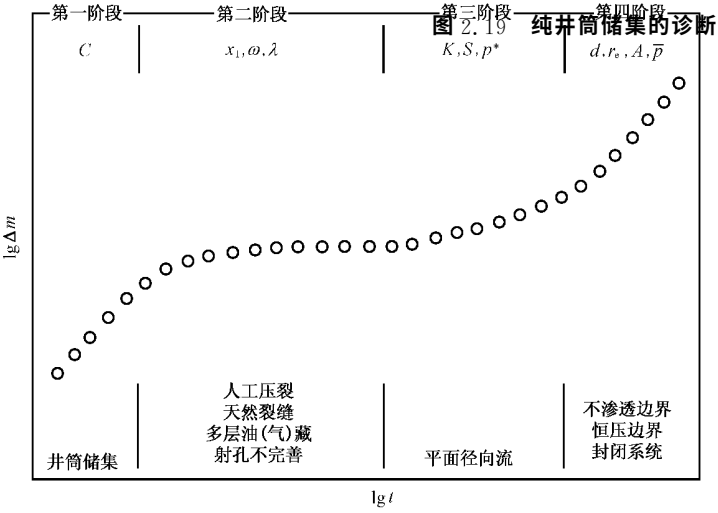


图 2.18　双对数曲线表示的流动阶段示意图

一、早期不稳定流动阶段的识别与解释

所谓的早期阶段，就是指刚刚开井生产(压降试井)或刚刚关井(压力恢复试井)的一段极短的时间，该阶段的试井曲线主要反映井筒的储集情况、井底附近存在的人工裂缝或天然网状缝等非均质情况，即图 2.18 中的第一、第二阶段。

早期阶段以拟压力(或压力平方差)的对数为纵坐标，以拟时间(或时间)的对数为横坐标，能够出现一条典型的直线段，根据直线段斜率的大小可以分析影响因素，选择合理的解释模型。

在纯井筒储集阶段，双对数曲线呈斜率为 1 的通过原点的直线，也称 45 度线，如图 2.19 所示，是井筒储集的诊断曲线。根据直线段斜率，可以得到井筒储集系数 C，但这一参数对于气藏工程研究人员来说，意义不大。而利用直线过原点的性质，可以识别和校正开关井的时间误差。

对于埋藏比较深的低渗透气藏和凝析气藏，例如苏里格气田，绝大多数气井只有经过压裂才有初始产量。气井经压裂改造之后在井底附近会形成两条井中心对称的垂直裂缝，裂缝的宽度称为逢宽，裂缝在纵向上压开的高度称为缝高，每条裂缝的延伸长度称为裂缝半长。衡量压裂改造效果的参数之一是裂缝导流能力，是裂缝宽度与裂缝渗透率的乘积，通常，人们更习

图 2.19　纯井筒储集的诊断曲线

惯于采用式(2.59)的无量纲裂缝导流能力

$$F_D = \frac{K_f w}{K x_f} \tag{2.59}$$

式中 K_f,K——分别为裂缝渗透率和地层渗透率;

w、x_f——分别为裂缝宽度和裂缝半长。

如果沿人工裂缝方向的渗透率(或裂缝导流能力)很高,气井生产过程时沿着裂缝没有任何压力损失,则这样的裂缝称为无限导流垂直裂缝。如果沿着裂缝有压力损失,则称为有限导流垂直裂缝。

对于无限导流垂直裂缝,在试井早期,拟压力与时间的平方根成正比:

$$\Delta m = L\sqrt{t} \tag{2.60}$$

对上式两边取对数得:

$$\lg\Delta m = \frac{1}{2}\lg t + \lg L \tag{2.61}$$

在双对数曲线上,早期数据呈现出斜率为 1/2 的直线,而在以 Δm 为纵坐标、$\sqrt{t}$为横坐标的直角坐标系中,Δm 与$\sqrt{t}$为一条通过原点的直线,如图 2.20 和图 2.21 所示。

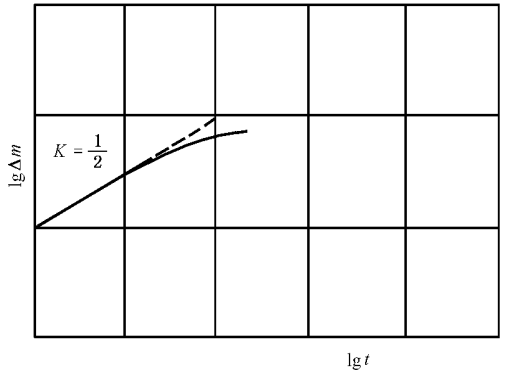


图 2.20 无限导流裂缝双对数识别图图

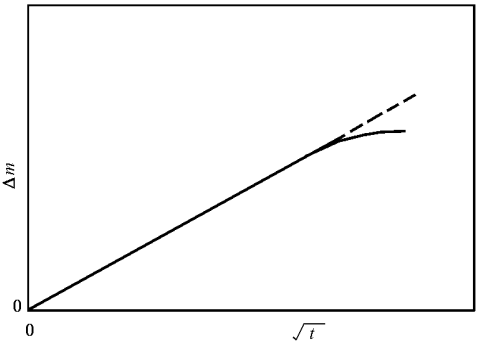


图 2.21 无限导流裂缝直角坐标识别图

对于有限导流垂直裂缝,在试井早期,拟压力与时间的四次方根成正比:

$$\Delta m = L'\sqrt[4]{t} \tag{2.62}$$

对上式两边取对数得:

$$\lg\Delta m = \frac{1}{4}\lg t + \lg L' \tag{2.63}$$

在双对数曲线上,早期数据呈现出斜率为 1/4 的直线,而在以 Δm 为纵坐标、$\sqrt[4]{t}$为横坐标的直角坐标系中,Δm 与$\sqrt[4]{t}$为一条通过原点的直线,如图 2.22 和图 2.23 所示。

二、平面径向流阶段试井解释

平面径向流阶段是早期影响因素不再起作用,主要反映地层中气体作平面径向不稳定渗流的阶段,如图 2.18 中的第三阶段。

1. 压降试井分析

对于压降试井来说,井底压力随时间的变化可以用公式(2.45)来表示,井底压力平方 p_w^2

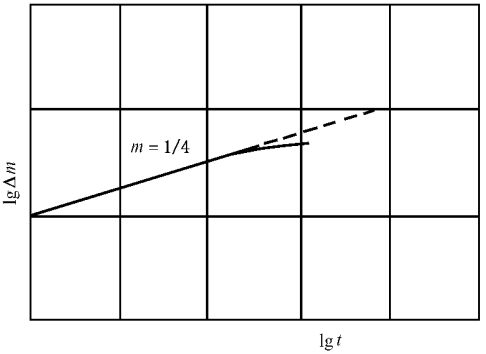


图 2.22　无限导流裂缝双对数识别图图

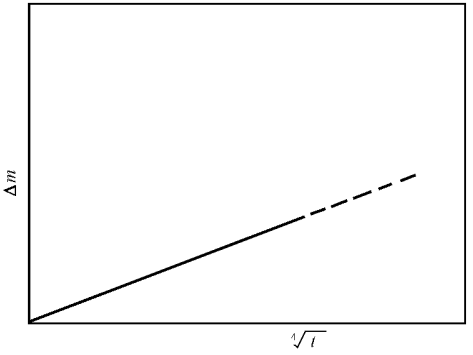


图 2.23　无限导流裂缝直角坐标识别图

或压力平方差$(p_i^2-p_w^2)$与时间 t 的对数关系是一条直线，常称之为半对数曲线，如图 2.24 所示，该直线段的斜率为$-2.303\dfrac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi Khp_{sc}}$。

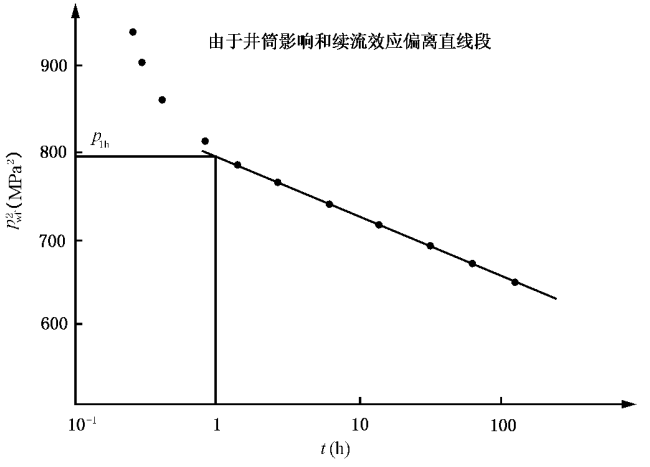


图 2.24　压降试井曲线的半对数关系图

根据这一特征，可以利用压降试井的实测资料，作压力平方差 $p_i^2-p_w^2$ 与时间 t 的对数关系曲线，易得直线段的斜率 m，并根据下式求出地层渗透率。

$$K=\frac{-2.303}{m}\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi hT_{sc}} \tag{2.64}$$

将压降试井的直线段延长到 $t=1\text{h}$，外推的与之相对应的井底压力为 p_{1h}，将 p_{1h} 和直线段斜率代入式(2.45)中，忽略惯性损失项，可以求出井底附近的表皮系数。

$$S=\alpha\left[\frac{p_i^2-p_{1h}^2}{m}-\lg\frac{K}{\phi\mu_g C_t r_w^2}-\beta\right] \tag{2.65}$$

式中 α 和 β 是与公式应用所选择单位制有关的两个常数，这样得出的表皮系数实际上是包含了惯性损失的总表皮系数。

2. 压力恢复试井分析

压力恢复试井就是在气井试井前先以稳定的产量生产一段时间 t_p，然后突然关井，如图 2.25，并根据关井后不同时刻的井底压力来求得凝析气藏以及气井的特征参数。

对于变流率气井生产问题，可应用杜哈美(Duhamel)叠加原理，得到井底流压随时间变化的公式(2.66)，关井之后井底压力的平方 p_{ws}^2 与关井时间函数 $\frac{\Delta t}{t_p+\Delta t}$ 的对数之间是线性关系，如图 2.26 就是压力恢复(Horner)曲线，该直线段的斜率为 $2.303\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}$，其表达式与压降试井平面径向流直线段斜率的表达式一致。

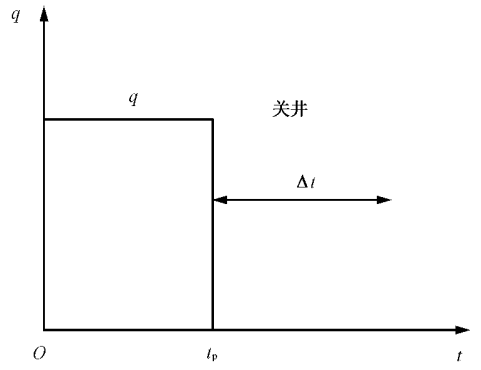


图 2.25　压力恢复试井产量变化图

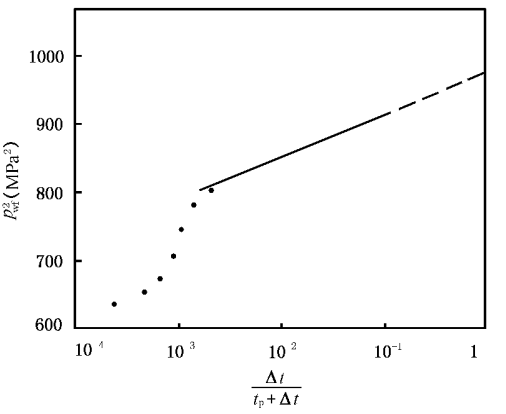


图 2.26　压力恢复试井曲线

$$p_{ws}^2=p_i^2+2.303\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\lg\frac{\Delta t}{t_p+\Delta t}+\frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.66}$$

根据直线段的斜率，可以根据式(2.64)求出地层渗透率。将 Horner 曲线外推至 $\frac{\Delta t}{t_p+\Delta t}=1$，即 $\lg\left(\frac{\Delta t}{t_p+\Delta t}\right)=0$ 处，相当于无限长关井时间，可以推断气藏最终的恢复压力 p_i^*。对于气藏开发早期生产时间较短的情况，外推压力 p_i^* 与原始气藏压力基本一致。当气藏经过长时间开发以后，这一外推压力 p_i^* 可用来表示平均地层压力。

设关井前气井以常产量生产，在关井很短的时间内，有 $t_p\gg\Delta t$，则式(2.66)可以简写成：

$$p_{ws}^2=p_i^2+2.303\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\lg\frac{\Delta t}{t_p}+\frac{b\rho_{sc}p_{sc}ZT}{\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.67}$$

而在气井刚关井的瞬间，即 $\Delta t=0$，有：

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 2.303\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\left(\lg\frac{4Kt_p}{\phi\mu_g C_t r_w^2}+2S\right)+\frac{bp_{sc}p_{sc}ZT}{2\pi^2h^2T_{sc}}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_1}\right)q_{sc}^2 \tag{2.68}$$

在试井解释过程中，通常将 Horner 曲线的直线段延长并读出 $p_{ws}(1h)$，并联立式(2.67)和式(2.68)，并忽略惯性损失，即可求出井筒表皮系数 S 值：

$$S=\alpha\left(\frac{p_{ws}^2-p_{wf}^2}{m}-\lg\frac{4K}{\phi\mu_g C_t r_w^2}-\beta\right) \tag{2.69}$$

式中 α 和 β 是与公式应用所选择单位制有关的两个常数，该表皮系数实际上是包含了惯性损失的总表皮系数。

三、外边界反映阶段试井解释

在气藏和凝析气藏的实际开发过程中，影响气井生产动态的最重要的边界主要有：受岩性和物性控制的封闭边界和断层两种。外边界反映阶段属于图 2.18 中的第四阶段。

1. 有限封闭边界系统

有限封闭的气藏中一口气井以稳定产量开井生产，井底流动压力随生产时间变化的关系曲线[39]称为压降曲线。压降曲线依其压力随时间的变化动态，可以划分为非稳定阶段、过渡阶段和拟稳态阶段，见图 2.27。上一节已证明，达到拟稳态阶段所需的最小量纲时间 $t_D=0.1$。

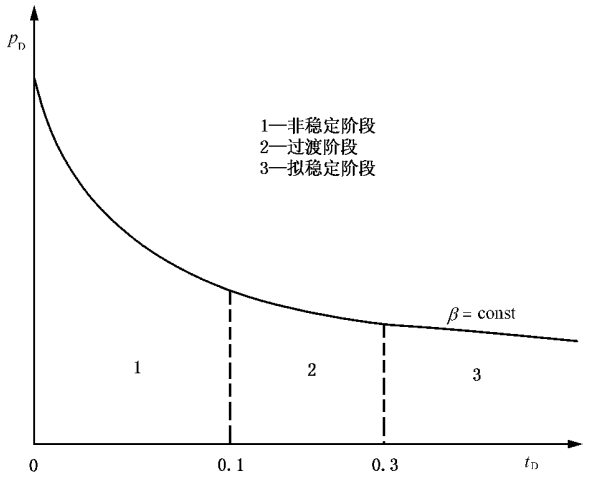


图 2.27　气井压降曲线的示意图

在 20 世纪 20 年代人们已开始研究拟稳定阶段。把生产井关闭，下入压力计测压，由此获得平均地层压力，然后用物质平衡法估算油藏的储量。但人们很快就认识到：所测压力值取决于关井时间的长短。油层的渗透率越低，达到平均地层压力所需的关井时间就越长。

上一节推导了拟稳态阶段井底压力随时间变化的公式(2.55)。利用试井实测的压力数据，在直角坐标图中以井底压力的平方 p_w^2 为纵坐标，以时间 t 为横坐标作图，则在压降试井的后期会得到一条直线，如图 2.28 是苏里格气田苏 6 井压降试井普通直角坐标关系图，在试井 220h 左右出现了直线段。而图 2.29 则是苏 6 井压降试井半对数关系图，前面的直线段为平面径向流阶段。图 2.29 半对数直线段的斜率为 9.25，可以求出地层渗透率为 $11.61\times10^{-3}\ \mu m^2$，这一结果与苏 6 井试采阶段最高产气量达 $40\times10^4\ m^3$ 的实际动态相吻合。

根据图 2.28，拟稳态阶段直线段的斜率为 0.6388，由式(2.56)知：$\frac{2Tp_{sc}\overline{Z}}{Ah\phi C_t T_{sc}}q_{sc}=0.6388$，计算得到单井控制动态储量 $Ah\phi S_{gi}=0.1653\times10^8\,m^3$，可见，苏 6 井单井控制储量比较低。

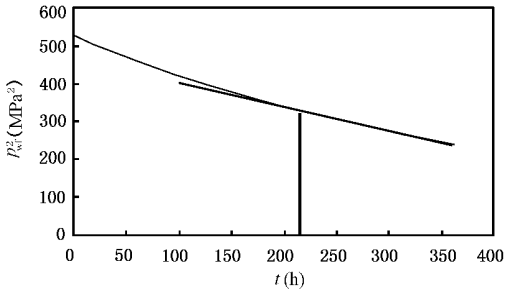


图 2.28　苏 6 井压降试井普通直角坐标关系图

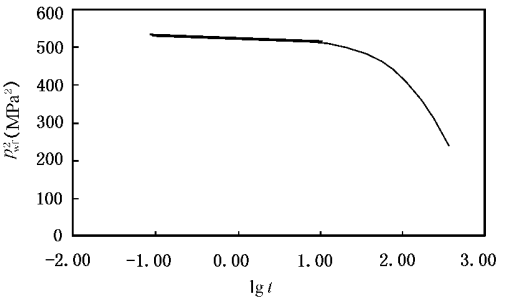


图 2.29　苏 6 井压降试井半对数关系图

当 $t=0$ 时，图 2.28 直线延长线的值为 $p_w^2(0)=465.85$，忽略惯性损失，并代入式(2.56)中，则可求得单井控制区的形状系数 $C_A=0.246$，查图 2.17 可知：气井单井控制区域的形状为矩形封闭区域，边长为 1∶4，气井位于气藏中心到短边的连线的中点处，查得的 C_A 值为 0.232，与计算值比较接近，与苏里格气田限制性河道中的辫状河沉积特征相吻合。

2. 直线封闭断层的影响

设气井附近有一条直线封闭断层，井到断层的距离为 d，则通过镜像反映原理，可以将该问题看成无限大地层有两口气井在生产，两井关于直线断层对称。

对于压降试井，根据叠加原理井底流压为：

$$p_w^2 = p_i^2 - \frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}\left[\ln\left(\frac{4\eta t_a}{\gamma r^2}\right)+2S\right]+\frac{\overline{\mu_g}\overline{Z}p_{sc}q_{sc}T}{2\pi KhT_{sc}}E_i\left(-\frac{d^2}{\eta t_a}\right) \tag{2.70}$$

上式井底附近非线性渗流的惯性损失已包含在表皮系数中。在开井后的一段时间里，t 比较小，由于 $2d\gg r_w$，因此，$E_i\left(-\frac{d^2}{\eta t_a}\right)$ 的值接近于 0，也即断层还没有对生产井构成影响。这与无限大地层中一口气井生产的情况完全一样，因此，在经过极短时间的早期阶段后，在半对数曲线上就会出现压力平方差 p_w^2 与 $\lg t$ 的直线段，直线段的斜率 $-m$。于是，式(2.70)可以简化成：

$$p_w^2 = p_i^2 - m\lg t - 2mS - m\lg\left(\frac{4K}{\gamma\Phi\mu_g C_t r_w^2}\right) \tag{2.71}$$

当生产时间增大到一定数值之后，断层的影响达到了测试井，$E_i\left(-\frac{d^2}{\eta t_a}\right)$ 不能忽略。此时，压力平方差 p_w^2 与 $\lg t$ 的直线开始发生弯曲。当 $\frac{d^2}{\eta t_a}<0.01$ 时，则式(2.70)可以简写成：

$$p_w^2 = p_i^2 - 2m\lg t - 2mS - 2m\lg\left(\frac{4K}{\gamma\Phi\mu g C_t}\frac{1}{r_w 2d}\right) \tag{2.72}$$

由式(2.72)可见，当时间 t 足够大时，在压力平方差 p_w^2 与 $\lg t$ 的半对数曲线上，会出现斜率为 $-2m$ 的直线段，即直线段上翘。设两条直线段的交点对应的时间为 t_x，则联立式(2.71)和式(2.72)得：

$$d=\sqrt{\frac{Kt_x}{\gamma\Phi\mu_g C_t}} \tag{2.73}$$

将两条直线段的交点对应的时间 t_x 代入这一关系式，可以求出气井到直线不渗透边界的距离 d。

对于压力恢复试井，其方法类似，具体公式不再推导。

四、现代试井方法

以上所讨论的不稳定压力试井分析方法都是常规的方法。包括像 Horner 法和 MDH 法，井底压力的平方与时间在半对数图上是一直线，用于分析无限作用平面不稳定径向渗流，由这一直线斜率可得 Kh、S 和 p_i^*。常规方法在分析气井试井过程中受边界影响或达到拟稳态阶段之后的资料方面，也可根据曲线的形态得出对气藏储层参数和特征的一些重要认识。

常规试井分析方法虽然简单、实用，但是，长时间的关井测试成本较高，所以自 20 世纪 50、60 年代，人们开始了早期资料分析方法的研究，形成了一系列的典型曲线分析方法[23][37]。70 年代初发表的考虑井筒储存的典型曲线有 Agarwal 等人[7]的典型曲线、Ramey 典型曲线、Mckinley 典型曲线和 Earlougher—Kersch 典型曲线。1979 年，Gringarten 等人[8]对 Agarwal 和 Ramey 的典型曲线作了改进，降低了曲线拟合上的不唯一性。这种考虑井筒储存和表皮因子的典型曲线与后来 Bourdet 等人(1983)发表的压力导数典型曲线成为了 80 年代以来一种工业性的标准方法。以上试井理论和方法的改进，奠定了现代试井理论的基础。

目前，无论是气井还是油井，典型曲线拟合分析法成为辅助和补充常规试井分析的一个重要方法。特别是在常规分析方法应用失效的情况下，典型曲线拟合分析法是十分有用的，用此方法可获得有关地层的定量参数。

图 2.30 是 Gringarten 等人发表的对于不同的井筒储集和表皮因子组合值 C_De^{2S}，在双对数图上绘制的均质地层纵坐标为 p_{wD}、横坐标为 t_D/C_D 的压力典型曲线。

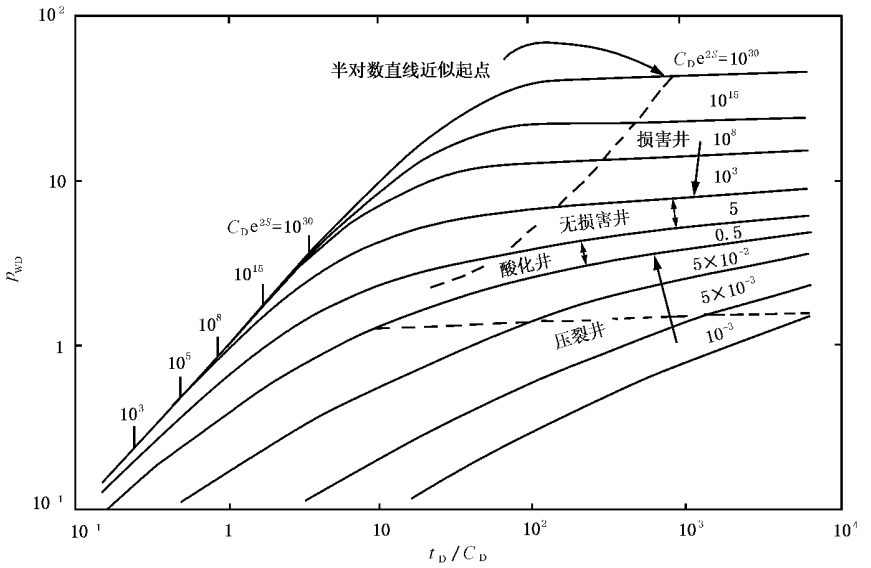


图 2.30　具有井筒储集和表皮效应的 Gringarten 典型曲线

Gringarten 典型曲线给出的确定井况的界限标准为：

$C_De^{2S}>1000$　　污染井；　　$1000>C_De^{2S}>5$　　正常井；

$5>C_De^{2S}>0.5$　　酸化井；　　$C_De^{2S}<0.5$　　压裂井。

对于气井，图 2.30 中的几个无量纲物理量定义如下：

$$C_D = \frac{C}{2\pi\Phi C_t h r_w^2} \tag{2.74}$$

$$p_D = \frac{2\pi K h T_{sc}}{\mu_g \overline{Z} p_{sc} q_{sc} T}(p_i^2 - p_w^2) \tag{2.75}$$

$$t_D = \frac{Kt}{\Phi \mu_g C_t r_w^2} \tag{2.76}$$

图 2.30 所示的 Gringarten 典型曲线的一个特点是：在早期段所有曲线合并到一条斜率为 1 的直线。这一段反映的是纯井筒储存效应，其特性方程为：

$$p_D = t_D / C_D \tag{2.77}$$

对于无限作用平面径向流，图 2.30 还标出了近似的半对数径向流起点，且有：

$$p_D = 0.5[\ln(t_D/C_D) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2S})] \tag{2.78}$$

近 20 年来，电子计算机和高精度电子压力计的应用使得计算实测压力对时间的导数成为可行。Bourdet 等人于 1983 年创立了压力导数解释图版及其拟合分析方法，使试井解释取得了新的突破进展。实践已经证明：压力导数比压力本身更加敏感，对于一般压力分析不明显而常常被忽略的微小变化，压力导数却把它们放大而有了明显的反应，从而可以加以判别和解释。某些油气井的试井测试数据，在双对数曲线上并没有什么明显特征的流动状态，在压力导数曲线上却有着非常明显的特征。特别是对于非均质地层，压力导数曲线具有非常特殊的特征，因而很容易识别，使得试井解释更加准确、更加容易。Bourdet 等人发表的考虑井筒储集和表皮因子的均质储层压力导数典型曲线见图 2.31。

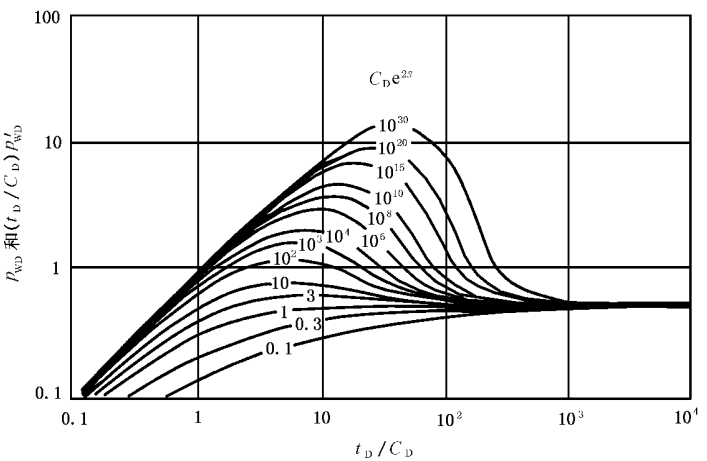


图 2.31　具有井筒储集和表皮效应的 Bourdet 压力导数典型曲线

Bourdet 压力导数典型曲线是以 $\frac{t_D}{C_D}p'_D$ 为纵坐标，t_D/C_D 为横坐标的双对数曲线。在早期井筒储集阶段，由式(2.77)得：

$$\frac{t_D}{C_D}p'_D = \frac{t_D}{C_D}\frac{\mathrm{d}p_D}{\mathrm{d}\left(\frac{t_D}{C_D}\right)} = \frac{t_D}{C_D} \tag{2.79}$$

由式(2.79)可见，早期井筒储集阶段的压力导数曲线是一条斜率为 1 的直线段，也称45°线，与 Gringarten 典型曲线早期井筒储集阶段 $p_{wD} \sim t_D/C_D$ 完全一致。而对于径向流动阶段，

由式(2.78)得：

$$\frac{t_D}{C_D}p'_D=\frac{1}{2} \tag{2.80}$$

这是一条水平直线段，简称 0.5 线。在45°线和 0.5 线之间是一组对应于不同 C_De^{2S} 的有一个波峰的曲线，C_De^{2S} 的值越大，波峰隆起的幅度也越高。在出现纯井筒储存及径向流曲线特征的情况下，由于两端的唯一动态，因此拟合结果将是唯一的。

根据以上两类双对数典型曲线在早期井筒储集阶段是重合的斜率为 1 的直线段的特性，将压力典型曲线和压力导数典型曲线组合在一起，就形成一张新的复合导数曲线，如图 2.32，可以增强拟合效果和可靠性。

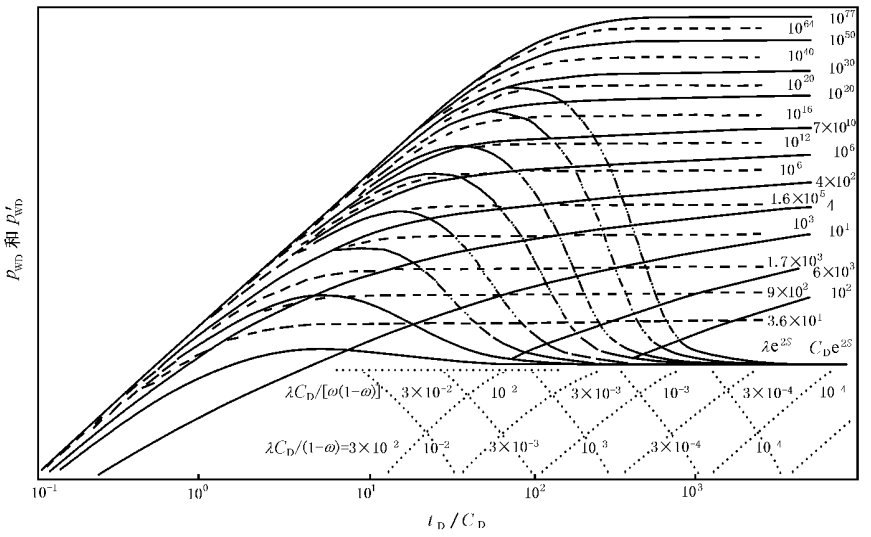


图 2.32　典型曲线分析标准图版

图 2.32 中下方的曲线是双重介质典型曲线，其中：λ 称为窜流系数，其数值大小反映了流体从低渗的基质系统流向高渗的裂缝系统的难易程度；ω 称为弹性容积比，可以用下式表示：

$$\omega=\frac{\Phi_fC_f}{\Phi_fC_f+\Phi_mC_m} \tag{2.81}$$

式中　Φ_f、Φ_m——分别为裂缝系统与基质系统的孔隙度；

C_f、C_m——分别为裂缝系统与基质系统的压缩系数。

在双对数压力导数图上。由 ω、λ 确定非均质过渡段的曲线下凹深度和跨度，小 ω 值会形成长而深的过渡段，λ 决定非均质介质间窜流特性的时间轴，随 λ 降低，曲线的下凹沿 0.5 的水平线向右移动。图 2.33 是双重介质采用双层模型求解得到的压力及其导数的曲线特征，其中，K 为地层系数比，即：$K=\dfrac{K_mh_m}{K_mh_m+K_fh_f}$，是表征两类不同孔隙类型储层之间差异的特征参数。对于海相沉积的碳酸盐岩或火成岩、潜山等裂缝性油气藏，当 λ 特别大或非常小的情况下，一般难于见到如图 2.33 所示下凹的波谷。

五、气井试井解释步骤

利用现代试井解释图版进行油气井试井解释比较方便，主要分三个步骤，为了说明这一过

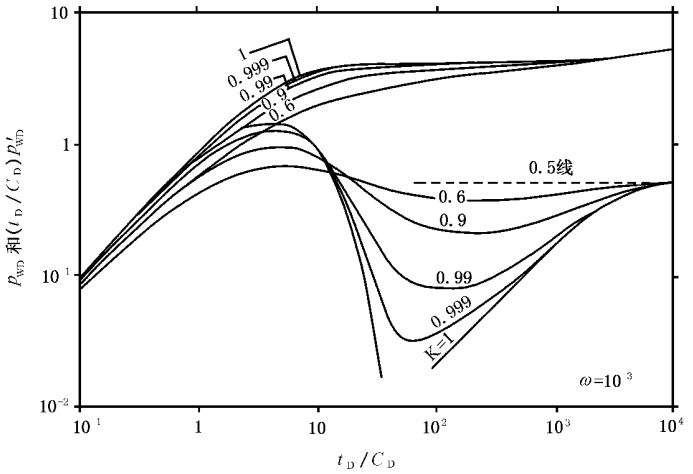


图 2.33　双重介质的压力及其导数的曲线特征

程，我们以均质砂岩气藏为例加以简要说明。

1. 初拟合

(1)在尺寸与图版相同的透明双对数坐标纸上做实测点，其纵坐标为压力平方差，横坐标为时间 t。

(2)把实测曲线图放在解释图版上，通过上下、左右平移，找出一条与实测曲线最相吻合的样板曲线(称为初拟合)，并读出其 C_De^{2S} 值。

(3)读出并标出纯井筒储集阶段终止的大致时间和径向流动阶段开始的大致时间(称为划分流动阶段)。

这一步的主要任务是正确划分流动阶段，以便进一步有针对性地对试井各阶段的数据开展解释。

2. 特种识别曲线分析

(1)早期纯井筒储集阶段的特种识别曲线分析。在直角坐标系中，用初拟合中所划分出的纯井筒储集阶段的数据(双对数曲线中落在斜率为 1 的直线段上的数据点)画出直线，根据这个直线段的斜率计算井筒储集系数 C。如果直线不通过原点，则可能存在时间误差，应进行校正。

(2)径向流动阶段的特种识别曲线分析(半对数曲线分析)。将初拟合中所划分出的径向流动阶段的数据点在 p_w^2 为纵坐标、$\lg t$ 为横坐标的半对数图上。并根据式(2.64)和(2.65)求出渗透率和表皮系数。

(3)拟稳定流动阶段特种识别曲线分析。如果气藏是个封闭系统，而且流动达到了拟稳定流动阶段，则可以画出这个阶段的特种识别曲线图，即直角坐标系中 p_w^2 与 t 的关系为一直线，求出该直线段的斜率，并按式(2.56)可以算出该封闭系统的储量。

在进行特种识别曲线分析时必须特别注意的是：用来画特种识别曲线的点，应当是诊断曲线(双对数曲线)所划分的相应流动阶段的数据点。

3. 终拟合

(1)通过半对数曲线分析而得到半对数直线段的斜率的绝对值和渗透率，根据无量纲压力的定义，计算与压力平方差相对应的无量纲压力值，通过对两个曲线图上下移动很容易确定压力与无量纲压力的拟合点。

(2)对两个曲线图左右平移,对时间进行拟合,使实测点组成的曲线与某一标准曲线重合。找出一个容易取值的拟合点,读出该点在两张不同曲线图上的坐标数据和 $C_D e^{2S}$ 值,并根据无量纲压力、无量纲时间、无量纲井筒储集系数的定义,再次求出地层渗透率、井筒储集系数和表皮系数。

对于其他带有非均质性的储层,解释步骤与之类似。图 2.34 归纳了各类油气藏不同流动阶段特征及解释内容。

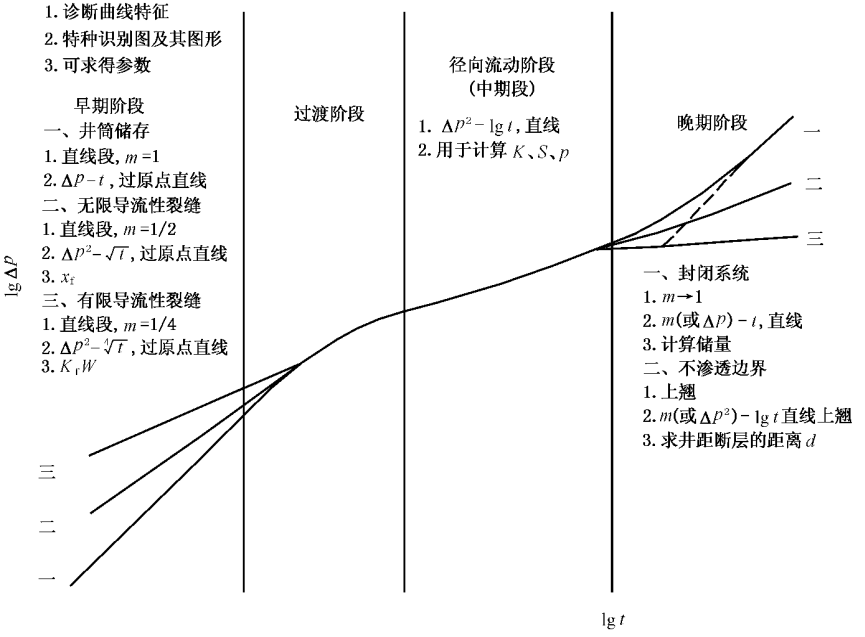


图 2.34　气井试井各流动阶段特征及解释内容

这里以柯克亚深部卡拉塔尔碳酸盐岩凝析气藏柯深 101 井为例,该井是卡拉塔尔凝析气藏的一口评价井,测试井段 6354.0～6363.0m 和 6380.0～6389.0m,该井段岩性为含灰白云岩和白云岩,地层层位为下第三系(E_{2k}),测试厚度 18.0m。测试时人工井底 6490.0m(桥塞灰面)。

测井解释认为:6355～6359.4m 和 6382.5～6384.4m 井段为较好气层,总孔隙度为 5.54%以上,6361.0～6364.0m 和 6384.8～6386.4m 井段为一般气层,总孔隙度介于 3.5%～4.0%之间。

柯深 101 井 2001 年 4 月 30 日—5 月 13 日进行测试:用油嘴 3.97mm 生产,日产气 8.85×10^4m^3,日产油 66.15m^3,井口油压 59.51MPa;用油嘴 5.56mm 生产,日产气 13.39×10^4m^3,日产油 104.41m^3,井口油压 43.15MPa,见表 2.4,5 月 13 日 15:20 关井测压力恢复。试井解释采用双重介质模型,解释结果更合理。图 2.35～图 2.36 是试井解释的拟合曲线。试井解释认为:

表 2.4　柯深 101 井测试时工作制度与产能

油嘴 (mm)	孔板 (mm)	油压 (MPa)	流压 (MPa)	产量(m^3/d)		生产压差 (MPa)	气油比 (m^3/m^3)
				油	气		

5.56	63.5	43.15	59.3108	104.41	133799	50.184	1281.477
4.76	63.5	47.73	64.753	91.15	115206	44.741	1263.917
3.97	63.5	59.51	76.3456	66.15	88523	33.148	1338.216

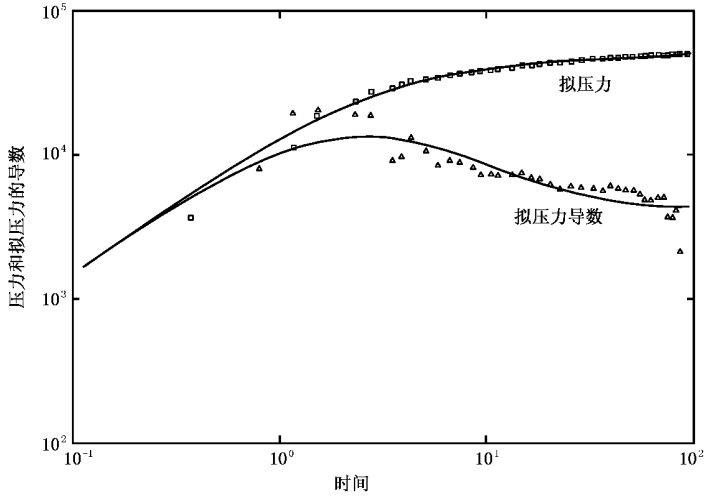


图 2.35　柯深 101 井压力恢复双对数曲线拟合

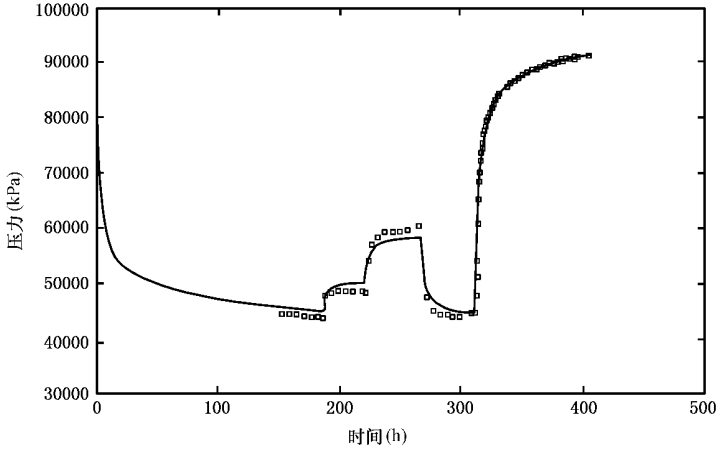


图 2.36　柯深 101 井测试阶段井底流压拟合曲线

(1)**井口关井外推井口油压为** 96.43MPa,**地层渗透率为** $0.392\times10^{-3}\mu m^2$。

(2)**气井的表皮系数为**−0.62,**为超完善井,表明酸化效果明显**。

(3)**压力恢复双对数曲线没有明显显示双重介质特征,这一方面与测压力恢复时间不足有关,另一方面也与用井口油压代替井底流压作试井分析有关。衡量双重介质的两参数:弹性储容比** ω **为** 0.02232,**说明裂缝体积仅占总孔隙体积的** 2.23%;**控制流体从基质流向裂缝的窜流系数** $\lambda=0.05277$。

(4)**柯深** 101 **井关井地面油压为** 96.43MPa,**如果加上开井时井底流压和井口油压之间的差值,则柯深** 101 **井关井后实际恢复压力应该高于** 114.62MPa。

第五节　凝析气藏气井井筒垂直管流计算

确定压力损失是流体力学中的一项基本内容。对于各种流动的流体，预测其压力损失的公式中，都需要考虑下面三个方面的因素：管路高度的变化、摩擦和加速度等因素。对于气藏和凝析气藏垂直管流，高度因素是很重要的；从井底流到地面的过程中，压力逐渐降低，气体不断膨胀，动能损失也应该考虑；气井的产量一般都比较高，在气体流速比较大的情况下，摩擦损失也不能忽略。

为了便于叙述，下面先讨论单相气体垂直管流压力损失计算，然后再讨论凝析气井多相垂直管流压力损失计算。

一、单相气体垂直管流压力损失计算

对于单相气体垂直管流，计算管内流体流动的压力损失公式为：

$$\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z}=\rho g\sin\theta+\frac{\rho V\mathrm{d}V}{\mathrm{d}z}+\lambda\frac{\rho V^2}{2d} \tag{2.82}$$

式中　ρ_m——气体的质量密度，$\mathrm{kg/m^3}$；

V——流速，$\mathrm{m/s}$；

d——油管的直径，m；

λ——摩擦系数。

当气体在管路内作层流运动，则

$$\lambda=64/R_e \tag{2.83}$$

其中　R_e 是雷诺数，$R_e=\rho\mathrm{d}V/\mu$。对于完全紊流或过渡流，可以用式(2.84)和式(2.85)来计算摩擦系数。

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}}=2\lg\frac{3.715D}{K} \tag{2.84}$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}}=-2\lg\left(\frac{K}{3.715D}+\frac{2.51}{R_e\sqrt{\lambda}}\right) \tag{2.85}$$

对于井口压力与井底压力之差不太大的情况，动能损失可以忽略不计。考虑到气井在工作制度确定之后，在数天甚至更长时间内管路中的气体流动可以近似当作稳定流动，因此，流过任一截面的流体质量相等，即满足质量守恒定律：

$$\rho V=\mathrm{const} \tag{2.86}$$

根据以上方程和实测的井筒温度梯度，可以通过数值计算的方法求解井筒的压力损失。如果井口、井底温度之差比较小，则井筒温度可以取一个平均值，将质量守恒方程、气体状态方程代入动量方程(2.82)中，两边积分求解，可得气井井口压力与井底压力的关系式：

$$p_b^2e^{\alpha}-p_w^2=\frac{16\lambda M\overline{ZT}p_s^2Q_s^2L}{\pi^2RD^5T_s^2} \tag{2.87}$$

$$\alpha = 2MgL/R\overline{ZT}$$

上式可用于注气井的井筒压力损失计算。

二、凝析气井多相流体垂直管流压力损失计算

对于凝析气井，实际管路中的流体流动远比单相气体流动复杂，沿油管从井底到地面压力不断下降，凝析油不断从气中析出，形成在油管中的油、气两相流动。当凝析气藏存在活跃的边底水时，凝析气井开采过程中还会出水，在油管中出现油、气、水三相流动。此时，多相流体井筒管流的压力损失的动量方程可以用方程(2.82)的改进形式来描述

$$\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z} = \rho_{\mathrm{m}} g\sin\theta + \frac{\rho_{\mathrm{m}} V_{2\mathrm{m}}}{2d} \tag{2.88}$$

式中：下标 m 表示混合流体的特性。设油、气、水的平均速度 V_{o}、V_{g}、V_{w} 为油、气、水的流量除于油管的截面积，在工作制度确定之后，多相管流在较短时间内就可达到稳定状态，因此，多相管流可以近似看作是稳定流动，即：流过任一截面的井流物(不包括水)组成不变，考虑到凝析气井多相流体沿井筒流动过程中存在相变，于是，油、气、水在油管内流动的连续性方程可以写作：

$$\frac{\partial}{\partial z}(\rho_{\mathrm{o}} V_{\mathrm{o}} x_i + \rho_{\mathrm{g}} V_{\mathrm{g}} y_i) + q_i = 0 \tag{2.89}$$

$$\frac{\partial}{\partial z}(\rho_{\mathrm{w}} V_{\mathrm{w}}) = 0 \tag{2.90}$$

式中 ρ_{o}、ρ_{g}——分别为油、气的摩尔密度；

x_i、y_i——分别为第 i 个组分在油、气相中的摩尔分数，其相平衡计算过程第一章已详细介绍；

q_i——源汇项(对于自喷井来说，$q_i \equiv 0$；对于气举井来说，在气举阀尔所在的位置存在源汇项，其他地方 $q_i \equiv 0$)。

实际上，从地面到气藏，在纵向上存在地温梯度，但是，凝析气井生产过程中沿井筒的流温梯度是可以实测得到的，而且可以认为是基本稳定的，因此，为了简化计算，凝析气井多相流体沿井筒流动计算可以不考虑能量守恒方程。因此，方程(2.88)、(2.89)、(2.90)和第一章的相平衡方程(1－46)、各组分的物质守恒方程(1－47)和(1－48)一起，构成了多相管流计算的数学模型。应用数值计算方法，求解这样一个一维多相管流问题是能够实现的，其计算框图如图 2.37 所示。多相管流的计算在采油工程中也称为节点分析。

对于凝析气井的多相管流计算问题，这里还需要补充一个“持液率”的概念。所谓的持液率就是指单位时间内通过过流断面的液体体积(重量)所占流体总体积(重量)的比值，其中液体包括凝析油和水，统称液相。对于凝析气井，采用体积持液率比较方便。

凝析气井多相管流中的流态比较复杂，井筒中的流体压力随深度变化如图 2.38 所示。

雾流：井筒内流体的压力稍低于露点压力，少量凝析油从气中析出，水量不多。气柱几乎完全占据了井筒的横段面，液体呈滴状分散在气柱中。

环状流：气体相和液相都可以形成流动连续相。

段塞流：液相比较多，井筒内出现一段液体、一段气体的柱塞状流动。

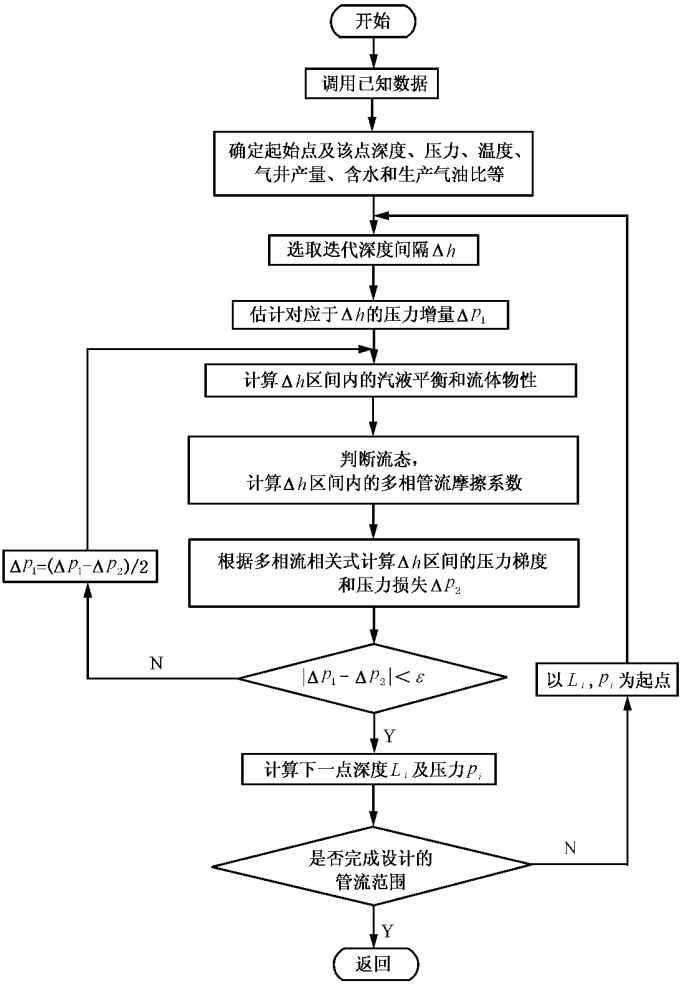


图 2.37　凝析气井的多相管流计算框图

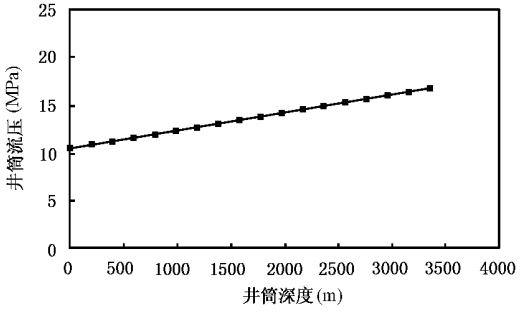


图 2.38　多相垂直管流计算的沿井筒压力变化

弹状流：存在边底水的凝析气藏，液相很多，大气泡分散在液相中流动。这种情况油井容易出现，凝析气井基本不出现这种情况。

泡状流：这种情况油井容易出现，凝析气井基本不出现这种情况。

第六节　凝析气藏气井生产节点系统分析

一、气井节点系统分析

凝析气藏气井生产系统是指气井生产过程中从气藏、井筒到地面油气分离器所组成的整个流动体系，如图 2.39。节点系统分析[36]就是把从气藏到地面分离器所构成的整个气井生产系统按计算压力损失的公式或相关式分成段，用不同的计算公式对相应的流动段进行计算，分析气井生产系统各个环节的压力关系，预测气井生产动态的方法。对于凝析气—油藏，油井节点分析的方法与气井的类似，其节点分析研究同样也是非常重要的。

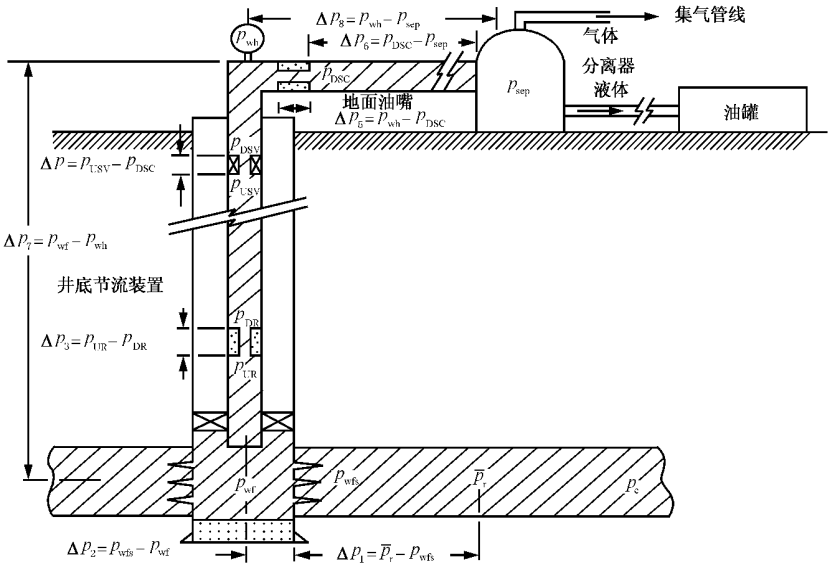


图 2.39　油、气井生产系统及压力损失示意图

$\Delta p_1 = \overline{p}_r - p_{wfs}$—油藏中的压力损失；$\overline{p}_r$—平均油藏压力；$p_{wfs}$—井底油层面上的压力；

$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$—穿过井壁（射孔孔眼、污染区）的压力损失；$p_{wf}$—井底流动压力；

$\Delta p_3 = p_{UR} - p_{DR}$—穿过井下节流器的压力损失；$p_{UR}$、$p_{DR}$—井下节流器上、下游压力；

$\Delta p_4 = p_{USV} - p_{DSV}$—穿过井下安全阀的压力损失；$p_{DSV}$—井下安全阀的上、下游压力；

$\Delta p_5 = p_{wh} - p_{DSC}$—穿过地面油嘴的压力损失；$p_{wh}$—井口油管压力；

p_{DSC}—地面油嘴下游压力（井口回压）；$\Delta p_6 = p_{DSC} - p_{sep}$—地面出油管线的压力损失；

p_{sep}—分离器压力；$\Delta p_7 = p_{wf} - p_{wh}$—油管中的损失，包括 Δp_3 和 Δp_4；

$\Delta p_8 = p_{wh} - p_{sep}$—地面管线总损失，包括 Δp_5

运用气井节点分析方法，结合气藏工程及采气工艺生产方面的实际工作经验以及凝析气藏开发的指标要求，可以分别对新老气田的气井生产进行系统优化分析。在新投入开发的凝析气田开发设计中，应用气井节点分析方法可以优化气井的合理产能，确定气井生产的废弃压力，选定最佳的采气工艺方案。对已开发凝析气田的气井进行系统优化分析研究，可以尽快找出气井的限产因素，为气井的增产措施和改造提供依据。气井节点分析方法具有以下几个方面用途：

(1)确定不同工作制度下气井的动态特性；

(2)根据气井的流入、流出动态曲线，确定气井的合理工作制度和产量；

(3)分析气井正常生产的限产因素，研究其极限生产条件，如：废气压力、停喷水气比或最大携液能力等；

(4)对于凝析气—油藏的油井，通过节点分析有助于研究并优化油井的采油方式及其合理的工作制度，如：气举阀深度、气举用气量和气举压力等。

二、气井节点分析方法与应用

1. 流入曲线计算

从地层流入井筒的流量与地层压力、井底流压间的关系被称为流入曲线，是根据气井产能方程绘制的已知地层压力下的产量与井底流压之间的关系曲线。本章第二节已介绍，根据气井(修正)的等时试井资料，可以得到气井或凝析气井的产能方程，根据产能方程绘制流入曲线是一项相对比较容易的工作。例如：千米桥凝析气藏是裂缝—孔洞型凝析气藏，根据试井资料，通过计算分析得到板深 7 井 4332～4395.6m 井段指数式产能方程为：

$$q_{mix} = 0.312549(p_R^2 - p_{wf}^2)^{0.6594} \tag{2.91}$$

板深 8 井 4246～4324m 井段指数式产能方程为：

$$q_{mix} = 0.964224(p_R^2 - p_{wf}^2)^{0.6039} \tag{2.92}$$

图 2.40 和图 2.41 是千米桥凝析气藏板深 7、板深 8 井的流入曲线示意图。在气井的生产过程中，气藏地层压力随油气采出程度的增加而降低，如果保持产量(一般为气产量)不变，考虑到反凝析对产能的影响，需要增大生产压差，即：要求井底流压下降速度比地层压力下降速度快。从图 2.40 和 2.41 可以看出：随地层压力降低，无阻流量减小，由于板深 8 井原始无阻流量大，所以其减小速度比板深 7 大，图 2.42 是板深 7、8 井随地层压力变化的无阻流量变化曲线。

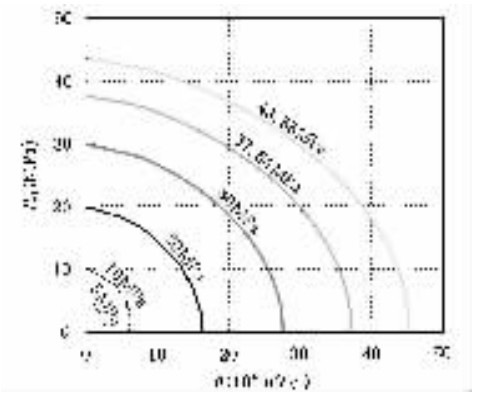


图 2.40　板深 7 井井底流入曲线

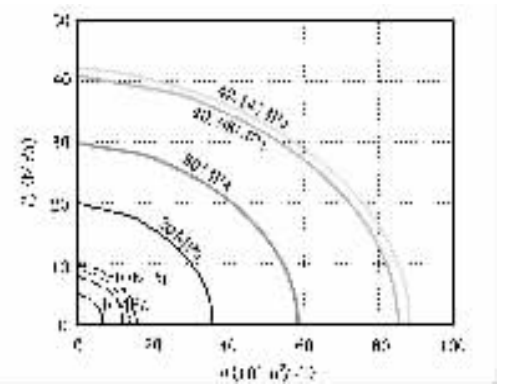


图 2.41　板深 8 井井底流入曲线

2. 流出曲线计算

流体从井底流经井筒至井口的流量与井底流压、井口油压的关系被称为流出曲线。流出曲线的绘制主要依据上一节介绍的多相流体井筒管流压力损失计算原理和方法，求出保持不同井口油压条件下的气井产量与井底流压的关系，如图 2.43 是井口压力为 6MPa 和不同携液量的流入曲线。对于气井来说，井口压力是易观测到的，而且，通过控制油嘴可以调节产量和油压。因此，流出曲线的形状主要与井口压力、气井产量和携液量有关。

流出曲线计算要根据地面输(油)气管线对地面压力水平的要求、产能需求和相关地面工艺技术流程确定。一般地,凝析气藏为了保证输气,要求气井最小井口压力保持在 4～6.5MPa 以上,这样可以避免增加额外的增压设备和大量投资。在实际开发过程中,为了避免底水过快锥进和严重反凝析现象对凝析气藏(尤其是活跃底水凝析气藏)油气开采效果的影响,气井开采初期的井口压力一般控制得远比最小井口压力高。例如:千米桥凝析气藏最小井口压力为 6MPa,板深 7、板深 8 井初期生产的井口压力保持在 24MPa 左右,比气井最小井口压力高得多。对于千米桥凝析气藏,已知极限井口压力 5MPa 及三种不同油管直径(2.5″、3.0″和3.5″)下的井口混合物产量,通过计算,得到了板深 7、板深 8 两口井的流出曲线,见图 2.44 和图 2.45。可以看出,对相同油管、不同井口压力在较低产量情况下井底流压具有相对较大的差异;对相同井口压力,不同油管尺寸在较高产量情况下井底流压具有相对较大的差异,且大油管的井筒压力损失明显小于小油管。因此,要根据储层物性、气井产能、液量等综合研究,选择确定油管尺寸和气井井身结构。

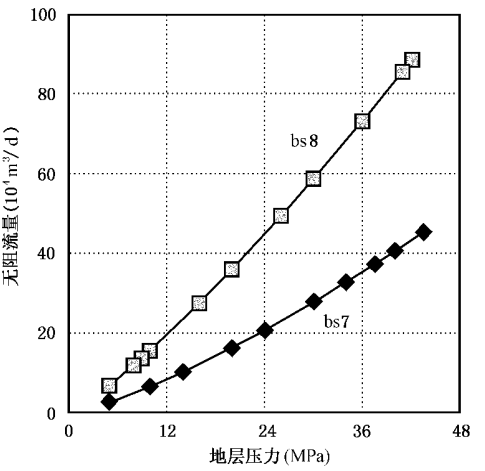


图 2.42　板深 7、8 井随地层压力变化的无阻流量

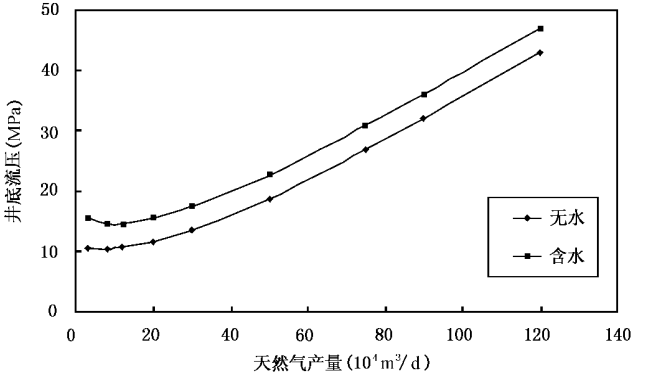


图 2.43　井口压力为 6MPa 和不同携液量的流入曲线

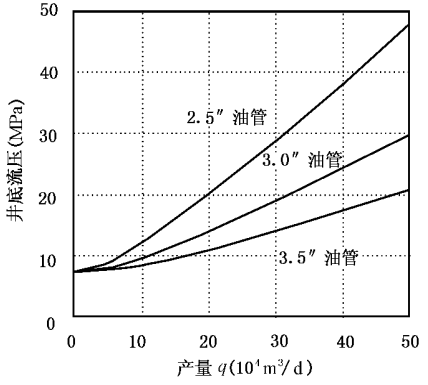


图 2.44　板深 7 井流出曲线

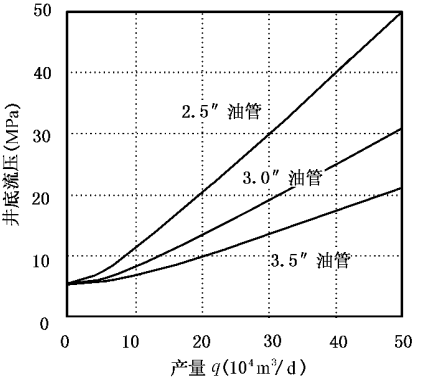


图 2.45　板深 8 井流出曲线

3. 废弃压力的确定

凝析气藏衰竭式开采过程中，地层压力、井口压力、井底流压随采出程度的增加不断下降。当井口压力达到最小井口压力时，通过多相流体井筒管流压力损失计算，可以计算出具有最低携液能力的气井产能和井底压力，通常将该井底压力称为气井的最小井底压力，也称废弃压力。对于无水的凝析气井，最小井口压力一般在 4～6.5MPa 之间，低压下凝析气的密度比较小，所以，废弃压力也比较低。对于有水的凝析气井，由于水的存在，井筒中混合流体的密度比无水情况下混合流体的密度大得多，因此，多相井筒管流压力损失大，废弃压力高。有水凝析气井水气比越高，废弃压力也越高。

4. 气井产量界限

气井的界限产量包括最小携液产量和最大允许产量。最小携液产量是指气井连续排液所需的最小气流量，而最大允许产量是指生产井以既定的最低井口压力（能保证地面处理气装置或增压机站的最低进口压力或输气压力）生产时的自喷流量。

当气井产量低于最小携液流量，生产井底将逐渐积液直至停喷。随着地层压力的降低，最小和最大允许产量将逐渐接近，最终在某一压力下，二者达到一致，此时称它为井的自喷极限点。对于凝析气—油藏的油井而言，生产井达到极限点后，如果不采取气举等人工举升方式，就将停喷。对于气井来说，极限点是工业开采阶段的终结，尽管在井筒积液的情况下，还可以采用排水采气的方法提高凝析油、气的采收率，但这只适合于气藏压力高、边水能量不足的情况。可以认为，极限点所对应的极限流量和极限地层压力为生产井的废弃条件。

1）气井连续排液所需的最小携液产量

油管内任意流压下，能将气流中最大液滴携带到井口的流量被称为气井连续排液所需的最小流量，或称气井连续排液的卸载流量，它是最小卸载流速下的流量，是生产井能维持正常生产的最小携液产量。

最小携液产量计算方法为：在已知油管直径情况下，给定井口压力，根据液滴重力平衡方程计算井口最小携液产量，再根据井口最小携液产量和给定的井口压力及垂直管流计算井底流压，再计算井底流压下的最小携液产量，比较井底流压下的最小携液产量和井口压力下的最小携液产量，取大者为当前油管的给定井口压力所对应井底流压下的最小携液产量。

（1）液滴重力平衡方程：

$$q_{\mathrm{lim}} = 8.64 \times 10^{-4} \times \frac{\rho_{\mathrm{g}}}{\rho_{\mathrm{gs}}} \cdot A \cdot v \tag{2.93}$$

$$\rho_{\mathrm{g}} = 3.484 \times \frac{p\gamma_{\mathrm{g}}}{ZT} \tag{2.94}$$

$$\rho_{\mathrm{gs}} = 1.205 \times 10^{-3}\gamma_{\mathrm{g}} \tag{2.95}$$

$$v = 0.207 \times \frac{[\sigma(\rho_{\mathrm{L}} - \rho_{\mathrm{g}})]^{0.25}}{\rho_{\mathrm{g}}^{0.5}} \tag{2.96}$$

式中 q_{lim}——最小携液产量（或称卸载流量），$10^4\,\mathrm{sm^3/d}$；

ρ_{g}——井内计算点压力 p(MPa)和温度 T(K)条件下的气体密度，$\mathrm{g/cm^3}$；

γ_{g}——计算点的气体相对密度（空气=1）；

Z——计算点压力 p(MPa)和温度 T(K)条件下的气体偏差系数；

ρ_{gs}——标准条件(293K，0.101325MPa)下的气体密度，$\mathrm{g/cm^3}$；

A——油管截面积，cm^2；

v——最小卸载流速，m/s；

σ——界面张力，对凝析油 $\sigma=20mN/m$，对凝析水或凝析油加凝析水 $\sigma=60mN/m$；

ρ_L——井内凝析液（凝析油和/或凝析水）密度，在缺少实际数据的情况下，通常对凝析油 $\rho_L=0.721g/cm^3$，对凝析水 $\rho_L=1.0732g/cm^3$。

(2)典型产能方程：

板深 7 井 4332～4395.6m 井段指数式产能方程为：

$$q=0.312549(p_R^2-p_{wf}^2)^{0.6594} \tag{2.97}$$

板深 8 井 4246～4324m 井段指数式产能方程为：

$$q=0.964224(p_R^2-p_{wf}^2)^{0.6039} \tag{2.98}$$

(3)计算过程：

①给定井口压力 p_{wh}，根据液滴重力平衡方程求得井口压力下的最小携液流量 q'_{lim}；

②根据垂直管流方程求得对应井口压力和最小携液流量下的井底压力 p_{wf}；

③根据液滴重力平衡方程求得井底压力 p_{wf} 下的最小携液流量 q''_{lim}，取井口和井底压力下最小携液流量的较大者为最小携液流量 q_{lim}，$q_{lim}=\max(q'_{lim},q''_{lim})$；

④根据典型产能方程和求得的井底压力 p_{wf} 和最小携液流量 q_{lim} 计算地层压力 p_R；

⑤根据求得的地层压力和井底压力计算生产压差 Δp_{lim}，$\Delta p_{lim}=p_R-p_{wf}$。

根据上述思路，我们对板深 7、板深 8 井在给定 2.5″、3.0″和 3.5″油管尺寸的条件下，分别计算了不同井口压力下的最小携液流量和其相应的井底流压，见图 2.46、图 2.47。

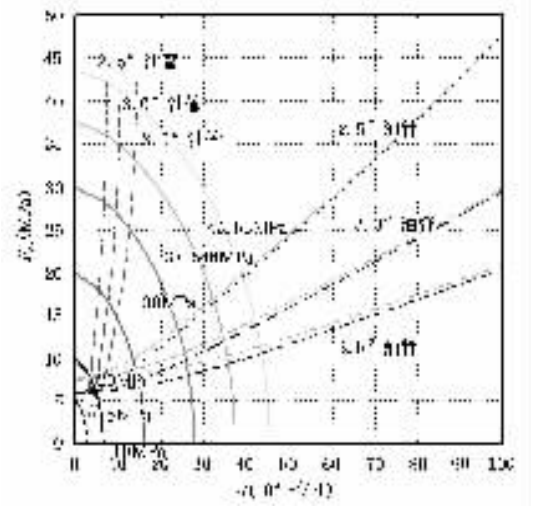


图 2.46　板深 7 井最小携液流量和流入流出曲线

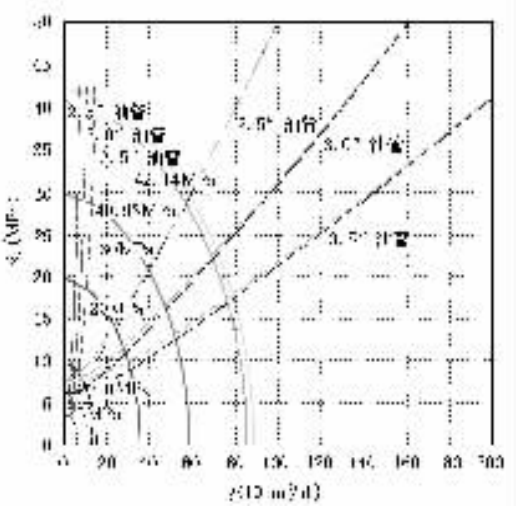


图 2.47　板深 8 井最小携液流量和流入流出曲线

可以看出，井口压力和油管直径对最小携液流量影响较大，并且油管直径影响更为显著。2.5″油管在井口压力为 2MPa 时的最小携液流量为 $2.2\times10^4m^3/d$，在井口压力为 4MPa 时的最小携液流量为 $3.1\times10^4m^3/d$，二者相差 $0.9215\times10^4m^3/d$；3.5″油管在井口压力为 2MPa 时的最小携液流量为 $4.22\times10^4m^3/d$，在井口压力为 4MPa 时的最小携液流量为 $6.04\times10^4m^3/d$，二者相差 $1.82\times10^4m^3/d$。3.5″与 2.5″油管相差近一倍，见表 2.5。

表 2.5　千米桥潜山板深 7、8 井最小携液流量($10^4 m^3/d$)计算表

油管直径 / 井名	井口压力(MPa)	3.5″	3.0″	2.5″
板深 7 井	5	6.808021	5.01078	3.488706
	4	6.037382	4.44556	3.097146
	2	4.219501	3.113537	2.175603
板深 8 井	5	7.066737	5.202158	3.622904
	4	6.284381	4.628522	3.225689
	2	4.417492	3.261138	2.280204

应该指出，上述估算方法只适用于井内气液两相雾状流类型，对于井内存在段塞流状态该方法不适用。当井内存在段塞流时，最小携液流量按上述方法计算，其计算结果将偏低。同时，根据有关文献介绍，气井的实际最小携液流量约为计算值的 1.1～1.16 倍，对地层水产量高的井实际值会更大些。

2)最大允许产量

根据井底流入、流出曲线可以确定单井的最大允许产量，正如在前面所谈到的那样，在气井的节点分析过程中，以井底为分析对象，用产能方程计算在给定地层压力情况下，气井产量与井底流压的关系，再用垂直管流法计算在给定油管尺寸和井口压力情况下，不同流量的垂直管流压力损失，确定井底压力。当产能方程与垂直管流确定的井底压力一致(即所谓达到节点平衡)时的流量就是气井生产的最大允许产量，在流入流出曲线中为流入流出曲线的交点产量，见图 2.49 和图 2.50。可见，气井的最大允许产量与地层压力、油管尺寸和井口压力密切相关。千米桥板深 7、8 井的最大允许产量见表 2.6 和表 2.7。

表 2.6　板深 7 井最大允许产量计算结果表

最大允许产量($10^4 m^3$) 油管尺寸 / 地层压力(MPa)	2.5″	3.0″	3.5″
43.55①	38	42	43
30	24	25.5	26
20	14	14.5	15

①原始地层压力。

表 2.7　板深 8 井最大允许产量计算结果表

最大允许产量($10^4 m^3$) 油管尺寸 / 地层压力(MPa)	2.5″	3.0″	3.5″
42.14①	58	70	78
30	40	48	52
20	25	29	31

①原始地层压力。

3)合理产能与合理生产压差

对于凝析气井而言，其合理产能与合理生产压差应当满足以下三个条件：

(1)避免井底附近出现显著的反凝析，在开发早期，井底流压应明显高于最大反凝析液量

对应压力(最大反凝析压力)；

(2)生产井具有足够的携液能力，并且在井口不生成气体水合物；

凝析气藏开发早期，一般来说，合理产能约取最大允许产量的¼～⅓左右比较合适。此时，根据节点分析，可以计算得到平衡点的井底流压和相应的生产压差，这一生产压差称为合理生产压差。

参考文献

1. Donohue, D. A. T., and T. Ertekin. *Gaswell Testing*, International Human Resources Development Corporation, Boston, 1982
2. Fetkovich, M. J. "Multipoint Testing of Gas Wells." SPE Mid－continent Section Continuing Education Course of Well Test Analysis. March 17, 1975
3. Geertsma, J. "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media." *Society of petroleum Engineering* Journal. pp. 445－450, October 1974
4. Jones, L. G., E. M. Blount, and O. H. Glaze. "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence," SPE Paper 6133, 5lst Annual Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Oct. 3－6, 1976
5. Raghavan, R., Reynolds, A. C., and Meng, H. Z. Analysis of Pressure Buildup Data Following a Short Flow Period. JPT(April 1982)9046. Mead, H. N. Using Finite－System Buildup Analysis to Investigate Fractured, Vugular, Stimulated, and Horizontal Wells. JPT(Oct. 1988)1361
7. Agarwal, R. G. A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data. SPE 9289, 1980
8. Gringarten, A. C., Bourdet, D., Landel, P. A. and Kniazeff, V. A Comparison Between Different Wellbore Storage and Skin Type Curves for Early－Time Transient Analysis. SPE 8205, 1979
9. Aminian, K., Ameri, S., Gaines, T. E. and Morris, M. E. Semilog Type Curve for Interpretation of Well Test Data. SPE. 21271, 1990
10. Blasingame, T. A., Johnston, J. L. and lee, W. J. Type－Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. SPE 18799. 1989
11. Rawlins E. L. "Back－Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Prediction Practices." U. S. Bureau of Mines Monograph 7, 1936
12. Gringarten, A. C. Well－Test Interpretation. Scientific Software－Intercomp(SSI), July 1993. Also see Petroleum WorkBench Well Test Analysis－Interpret/2 User Manual. Scientific Software－Intercomp, Inc. (Aug. 10, 1994)
13. Yeh, N. S. and Reynolds, A. C. Analysis of Pressure Data From a Restricted－Entry Well in a Multilayer Reservoir, SPEFE(March 1989)81～89
14. Yeh, N. S. and Reynolds, A. C. Computation of Pseudoskin Factor Caused by a Restricted－Entry Well Completed in a Multiayer Reservoir. SPEFE(June 1989)253～263
15. Lin. J. E., Liu, W. N., and Chen, Q. L. Pressure Buildup Analysis for a Well in a Pressure－Maintained System. SPE 27421, 1993
16. Chia. IKoKu; "Natural Gas Reservoir Engineering." John Wiley sa Sons, Inc. 1984
17. Chen, H. Y. and Poston, S. W. Application of a Pseudotime Function to Permit Better Decline－Curve Analysis. SpEFE, 421～428, 1989(9)
18. hyatzignation, D. G., and Rynolds, A. C. Estimation of Effective or Relative Permeabilities for Heterogeneous Reservoirs. SPE 24061, 1992
19. Cullender, M. H. "The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristic of Gas Wells." Trans. AIME 204, P137, 1955

20. Tauzin,E. and Horne, R. N. Influence Functions for the Analysis of Well Test Data From Heterogeneous Permeability Distributions. SPE 28433,1994
21. Oliver,D. S. Estimation of Radial Permeability Distribution From Well Test Data. SPEFE,290～296,1992 (12)
22. Rosa,A. J. and horne ,R. N. Reservoir Description by Well Test Analysis Using Cyclic Flow Rate Variation,SPE 22698,1991
23. Horne,R. N. Modern Well Test Analysis—A Computer－Aided Approach. Stanford University,May 1990
24. Horne,R. N. Advances in Automated Well Test Interpretateon. SPE 24731,199225
25. A. C. Gringarten, D. Bourdet, P. A. Landel, V. Kniazeff:"A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type－Curves for Early Time transient Analysis",SPE 8205
26. A. C. gringarten:"Interpretation of Tests in Fissured Reservoirs and Multilayered Reservoirs with Double Porosity Behaviour:Theory and Practice",SPE 10044
27. H. Cinco et al. :"Transient Pressure Behaviour for a Well with a Finite Conductivity Vertical Fracture", SPEJ(Aug. 1978)
28. A. C. Gringarten et al. :"Applied Pressure Analysis for Fractured Wells",JPT (July,1975)
29. A. C. Gringarten:"Reservoir Limit Testing for Fractured Wells",SPE 7452
30. D. Bourdet, T. M. Whittle,A. A. Douglas, Y. M. Pirard:"A New Set of Type－Curves Simplified Well Test Analysis", World Oil (May. 1983)
31. D. Bourdet, A. Alagoa, J. A. Ayoub, Y. M. Pirard:"New Type－Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Tests", World Oil(April,1984)
32. D. Bourdet:"Pressure Behavior of Layer Reservoirs with Crossfl－ow". SPE 13628
33. **童宪章编著. 压力恢复曲线在油田、气田开发中的应用. 北京:石油化学工业出版社**,1977
34. **陈元千. 校正压力恢复曲线续流段数据的新方法 . 试采技术**,1988(4)
35. **李璗等. 油气渗流力学基础. 西安:陕西科学技术出版社**,2001,8
36. **万仁溥. 采油工程手册. 北京:石油工业出版社**,2000,8
37. **刘能强. 实用现代试井解释方法. 北京:石油工业出版社**,1992,9
38. **林加恩. 实用试井分析方法. 北京:石油工业出版社**,1996,5
39. **陈元千. 实用油气藏工程方法. 北京:石油工业出版社**,1998

第三章　凝析气藏储量计算

无论对于新发现的凝析气藏，还是有一定开发历史的凝析气藏，当我们需要研究其最优的开发方式、开发井网、井型、合理开发速度时，都需要计算落实凝析油含量、凝析油和天然气（干气）的地质储量。

评估凝析气藏的体积以及与之对应的油气储量是一项比较复杂的工作，它需要地质、物探、气藏工程和油井数据的综合研究和评估，因此油气容积和储量的评估往往需要多种行业普遍认同的方法和技术的综合应用。对于凝析气藏，国内外常用的油、气储量的分类有较大差异，但储量计算的方法是相同的，这些方法包括容积法、数值模拟法、物质平衡法和生产历史动态分析法等。在实际工作中，可根据所掌握数据类型、数据的质量以及数据的数量，从这些方法选择一种或多种方法进行油气的容积和储量评估。

本章将讨论凝析气藏油气地质储量的分类方法和储量计算方法。

第一节　凝析气藏储量计算的特点和油气计量

一、凝析气藏储量计算与一般油气藏的重要区别和特点

凝析气藏与干气藏的主要区别在于储层凝析气中含有标准条件下为液态的 C_5 以上组分（统称 C_5^+），还比较富含乙烷、丙烷和丁烷成分，由此形成凝析气藏的三个主要特点：第一，凝析气生产到地面有干气和凝析油两部分，计算储量要分为干气储量和凝析油储量；第二，凝析气藏衰竭开采情况下，当地层压力降至露点压力以下时，储层中有凝析液析出，凝析液量随压力下降而变化，因而计算气、油可采储量比较复杂；第三，凝析气中比较富含的乙烷、丙—丁烷（液化石油气）和 C_5^+（轻油），是具有较高经济价值的化工原料和航空、汽车及城市燃料，需要分别计算这些产品的储量，提供地面油气加工处理工艺设计和经济效益评价的需要。

有不少凝析气藏有油环存在，或它本身属于油藏的气顶。油藏部分储量计算按原油储量计算方法进行，本章不涉及这一部分。

凝析气藏储量计算方法中一般都涉及凝析油含量（也可用气油比）参数。值得注意的是，下列三种情况下的凝析油含量数据不能混为一谈：(1)用凝析气井现场生产气油比换算凝析油含量往往是分离器气的产量与油罐油产量之比，忽略了油罐释放的气量，尤其对一级分离器压力较高和温度较低及凝析油含量较高的凝析气，这一部分气量不可忽视。另外气井测试时分离器的温度、压力以及不同地区、不同季节的大气温度对现场气油比数据有很大影响，更不用说能符合标准条件。因此，计算凝析气藏储量时，不能用现场气油比作为计算储量参数。(2)按凝析气取样测试标准进行取样测试所获得的现场分离器油、气样，经实验室对现场气油比数据进行校正，用校正后的气油比换算的凝析油含量数据应该是比较符合实际的，但实验时的温度不一定符合 20℃标准，所以也应该进行温度校正。(3)利用凝析气取样所获得的代表储层原始凝析气组成，计算标准条件下的凝析油潜含量。这种计算的凝析油潜含量既符合标准条

件，也具备统一的标准。因此计算凝析气储量采取这种办法求凝析油潜含量参数是比较合理和简便的。

这三种凝析油含量数据的可靠性还有一个最关键的前提是生产测试条件必须满足取样标准要求，亦即地面确定的气油比能具有储层凝析气气油比的代表性。

对大型构造、陡构造以及含气厚度很大的凝析气藏来说，需要在早期勘探阶段取得储层面上不同区块井点和纵向不同层位及深度的有代表性的原始凝析气样及其精确可靠的 PVT 实验分析数据，否则有可能造成凝析气储量计算的很大误差。

凝析气藏储量计算与油藏和气藏一样，也需要取得可靠的储量容积参数（其中包括有效厚度、孔隙度、含气饱和度、地层压力和温度等）和生产动态实测数据（其中包括干气、凝析油产量、各种动态压力以及不同时期油气组成分析等数据）。

凝析气藏储量计算内容包括干气、凝析油和各种产品的原始地质储量和可采储量。可采储量计算主要取决于废弃条件和采收率的确定。采收率包括大规模开发期间经济极限采收率和后期延续开采的最终采收率。因此可采储量又可能分为大规模开发经济极限可采储量和最终可采储量。

另外，在凝析气藏储量计算方面发现一个很值得重视的也容易被忽视的问题，就是有一些凝析气藏储层中有残余油饱和度存在。例如原苏联卡拉达克凝析气田Ⅷ层残余油饱和度平均高达 16.4%，在其他许多凝析气田也发现类似情况。如果这种情况被忽视，只根据束缚水饱和度确定含气饱和度，可能给储量计算带来很大的误差。还有，在凝析气井取样测试时，井底附近严重反凝析区的凝析液与残余油混合，很容易使含油饱和度达到流动临界饱和度以上，混合油就会进入井内和采出地面，因而使气油比偏低和地面气、油取样组成的代表性变差，从而造成凝析油储量计算的偏大。这种情况下取得代表性凝析气样难度很大。

除此之外，还应该特别指出：在计算储量方面通常被忽略了一个因素，即地层气中始终存在着蒸汽水含量。但在计算储量的地层气摩尔组成中通常没有包含这一参数。可能是一般情况下蒸汽水含量摩尔分数的数值比较小，因而可以不考虑它。然而，对于深层气藏和凝析气藏来说，储层温度往往可以达到 100℃以上，某些高温地区达到了 170℃以上。例如，千米桥凝析气藏，井深 4364m，地层温度 165℃，地层气组成中蒸汽水含量达到 3.5mol%。在地面分离条件下，蒸汽水大部分凝析成液态水，分离的干气中只含微量水，而且地层中蒸汽水含量随着压力下降而逐渐增高。因此，不管用容积法还是用动态法计算烃储量，在储层高温条件下，不考虑蒸汽水参数，计算结果是比较偏大的。地层温度越高，偏差会越大。在进行开发方案设计和要求比较精确的储量数据情况下，对于深层高温气藏和凝析气藏，计算储量时应该考虑蒸汽水参数；对于浅层低温的蒸汽水含量很低的气藏和凝析气藏，以及计算控制储量或预测储量时，可以不考虑蒸汽水参数。

在凝析气藏早期，一般可用容积法和经验关系法估算原始凝析气的干气和凝析油储量。当凝析气藏投入开发后，一般在采出地质储量 10%～15%时，可应用物质平衡法对干气和凝析油储量进一步核实、评价采收率和可采储量。对一些小范围低含凝析油的凝析气藏，可利用井的压力恢复曲线或稳定生产试采资料，借用对干气藏已证明行之有效的方法进行凝析气藏储量评价。

二、储量计量单位

凝析气藏中气态流体统称为凝析气。凝析气从地层流经井筒，再经地面多级分离，在标准

条件(0.101325MPa、20℃)下主要形成干气和凝析油两种产品,在安装轻烃回收装置的情况下,还可以得到液化石油气。干气在标准条件下为气态,其组分主要包括烃类的甲烷到丁烷($C_1 \sim C_4$)和非烃气(N_2、CO_2、H_2S、He、Ar 等),干气储量用符号 G_g 表示,单位一般用 $10^8 m^3$ 表示,国外一般用 BCF($10^9 ft^3$)表示。凝析液在标准条件下为液态,其组分以 C_{5+} 的烃组分为主,凝析油储量用符号 G_c 表示,我国一般用质量单位 $10^4 t$ 表示,国外一般用 MMSTB($10^6 bbl$)表示。

第二节　凝析气藏储量分类方法

对于凝析气藏油气储量分类而言,国内外的分类方法存在明显不同,为了便于读者了解这些差异,本节将介绍国内外常用的油、气储量的分类方法。

一、我国凝析气藏储量分类方法

凝析气藏油气地质储量是指在地层原始条件下,具有产出能力的储层中的油气总量。根据勘探、开发过程中所获取的资料的可靠性和符合程度以及评价时的开采工艺技术水平,我国凝析气藏的油气储量分为探明储量、控制储量和预测储量三个级别。各储量的级别与地质认识程度和开采工艺技术水平有关,随着凝析气田勘探、开发过程中对储层认识的提高和开发技术的改进,凝析气藏储量计算的精度也相应提高,储量级别也要相应调整。

1. 探明储量

探明储量是在凝析气藏进行评价钻探或详探完成后,在现代技术和经济条件下可提供开采并能获得社会经济效益的储量,是编制气藏开发方案、进行凝析气田开发建设投资决策和气藏开发分析的依据。在计算探明储量时,要充分利用现代地球物理勘探、测井、岩心、试井和气藏探边资料,查明与证实凝析气藏类型、构造形态、储层厚度、岩性、物性参数、气层压力、油气水性质、气水界面和含气边界等参数,要进行气藏静、动态综合研究和气藏描述。探明储量按勘探开发程度和气藏复杂程度分为以下三类:

(1)已开发探明储量(简称 1 类)。

在现代技术经济条件下,通过开发方案的实施,已完成开发井钻井和开发设施建设,并已投入开采的储量。该储量是提供开发分析和管理的依据。凝析气藏在开发井网钻完后,即应计算 1 类储量。

(2)未开发探明储量(简称 2 类)。

已完成评价钻探,并取得可靠的储量参数后所计算的储量。它是编制开发方案和进行开发建设投资决策的依据,其误差一般不应超过±20%。

(3)基本探明储量(简称 3 类)。

对于裂缝型碳酸盐岩、复杂断块和岩性圈闭等气藏,在完成地震详查、精查或三维地震和钻完评价井后,储量参数基本取全,含气面积基本控制的情况下所计算的储量为基本探明储量,它是进行"滚动勘探开发"的依据,其误差一般不应超过±30%。

2. 控制储量

在某一圈闭内预探井发现工业气流后,以建立探明储量为目的,在评价钻探中已完成少数评价井后所计算的储量。该级储量中已查明圈闭形态,对所钻的评价井已进行了单井评价研

究，初步确定了凝析气藏类型和储层沉积类型，大体控制了凝析气藏含气面积和储层厚度的变化趋势，对气藏复杂程度、产气大小已作出初步评价，该类储量相对误差一般不超过±50%。控制储量可作为进一步评价钻探、编制中长期开发规划的依据。

3. 预测储量

预测储量是在地震和其他方法提供的圈闭内，经过预探井获得工业气流或油气显示后，根据区域地质条件分析和类比，对有利地区按容积法估算的储量。该圈闭的气层变化、气水关系尚未查明，储量参数由类比法确定的，因此可估算一个储量范围值。预测储量是制定评价勘探方案的依据。

《天然气储量规范》[1]中规定计算探明储量时应分别计算地质储量、可采储量和剩余可采储量，这一规范也适应于凝析气藏。

二、国外凝析气藏储量分类方法❶

国外(西方)油气公司大都是上市公司，其储量评估需要按照证券委员会制定和认可的储量计算方法进行计算与分类。除了计算地质储量外，多数国家在涉及油气储量的各种报表中常用可采储量表示，而可采储量主要分为证实储量(Proved Reserve)、概算储量(Probable Reserver)和可能储量(Possible Reserve)三个级别。

1. 证实油气储量

证实油气储量简称 P_1 储量，是指在现行经济和操作条件下，地质和工程资料表明，将来从已知油气藏中能够以合理的确定性采出的凝析油和天然气的数量。评估时油气价格和生产成本以评估时的实际值为准。价格的变化只考虑合同协议中提供的现有价格的变化，不包括将来条件改变引起的价格上升。证实油气储量的计算需要强调以下三点：

(1)如果凝析气藏的经济生产能力是由实际生产或结论性的地层测试所证实，则油气藏是证实的。油气藏的证实面积包括：①由钻井资料和证实的油气或油水界面所圈定的面积；②尚未钻井的紧邻部分，根据已有的地质工程资料能合理判断其经济生产能力。当缺少流体界面资料时，以油气层出现的最低构造位置确定油气藏的最低证实界限。

(2)由应用提高采收率技术(如循环注气等)可经济生产的储量，若定为“证实”级，指的是该凝析气藏已有成功的先导项目或已实施工艺流程，并可为项目或工艺流程所依据的工程分析提供支持。

(3)证实储量不包括：从已知凝析气藏中可能得到的凝析油和天然气；由于地质、气藏特征或经济因素的不确定性，对其开采有较大疑问的凝析油、天然气；未钻井远景区可能存在的凝析油、天然气；可能从油页岩、煤、天然沥青和其他类似的源岩中采出的凝析油、天然气。

证实油气储量又可以细分为证实已开发储量和证实未开发储量。

证实已开发储量是通过现有井采用现有设备和操作方法，预期采出的储量。通过注气或其他提高采收率技术补充天然能量和改善一次开采机理预期可获得的油气增加量，只有在满足下列条件时才能划归“证实已开发储量”，即先导试验项目或已实施的工艺流程通过生产效果证明增加可采储量是可以实现的。

证实未开发储量是指预期从未钻井部位的新井中，或从现有井中需要相对较大费用重新完井而采出的储量。未钻井部位的储量应限定在与生产单元相邻，一旦钻井很可能会有产量

❶ SEC，储量评估方法，取自 2002 年培训教材。

的地区。在其他的未钻井部位确定证实储量，仅仅是指肯定与现有产层保持生产连续性的部位。只要注气或其他提高采收率技术的应用尚在设想中，相应的储量都不能定为证实未开发储量，除非这些技术在本地区并且是在同一油气藏中经过实际试验证实是有效的。

2. 概算储量

概算储量简称 P_2 储量，是那些未被证实的、地质和工程数据显示有可能开采出来的储量。在这里，如果运用概率法，那么实际采出量等于或超过评估的证实加概算储量的概率应至少为 50%。

3. 可能储量

可能储量简称 P_3 储量，是指未证实储量、地质和工程数据表明，与概算储量相比，这部分储量可靠性很低。在这里，如果用概率法，那么，实际采出量等于或超过评估的证实加概算再加可能储量的概率应至少为 10%。

第三节　容积法计算凝析气藏凝析油、天然气储量

容积法是根据勘探阶段所获得的地震、地质、钻井、取心、测井、试油、试井、储层流体取样等资料解释取得的储层静态容积参数，把储层凝析气计算到标准条件(0.101325MPa，20℃)下总的气态体积储量(G)、干气体积储量(G_g)和凝析油地质储量(G_c)。

一、计算标准条件下总气态原始地质体积储量[1]

计算标准条件下储层原始凝析气总气态地质体积储量基本公式：

$$G = V_{hci}/B_{gi} \tag{3.1}$$

对于储层容积参数差异性较大和小层多的凝析气藏，需划分为多个计算单元，计算标准条件下储层凝析气总气态地质体积储量：

$$G = \sum_{k=1}^{m} G_k = \sum_{k=1}^{n} (V_{hci}/B_{gi})_k \tag{3.2}$$

$$V_{hci} = 0.01A \cdot h \cdot \phi \cdot S_g \tag{3.3}$$

式中　k——储量计算单元的编号，$k=1,2,3,\cdots,m$(m 为划分的计算单元数)；

G——标准条件下储层凝析气总气态(干气、凝析油和凝析水折算气)地质体积储量，$10^8 m^3$；

G_k——k 区或 k 小层凝析气总气态地质体积储量，$10^8 m^3$；

V_{hci}——凝析气藏原始含气有效孔隙体积，$10^8 m^3$；

A——含气面积，$10^6 m^2$；

h——有效厚度，m；

ϕ——有效孔隙度；

S_{wi}、S_{oi}——束缚水饱和度和残余油饱和度；

S_g——含气饱和度；

B_{gi}——原始储层凝析气地层体积系数(即：储层气体积/地面标准条件下气体积)，m^3/m^3。

含气饱和度与束缚水饱和度存在以下关系，$S_g = 1 - S_{wi}$；在储层孔隙中存在残余油情况下，$S_g = 1 - S_{wi} - S_{oi}$。

对凝析气藏和湿气藏：

$$B_{gi}=\frac{Z_i p_s T}{p_i T_s}(1+R_{MCGi}) \tag{3.4}$$

对干气藏：

$$B_{gi}=\frac{Z_i p_s T}{p_i T_s} \tag{3.5}$$

式中 p_s——**标准压力**，$p_s=0.101325$MPa；

T_s——**标准温度**，$T_s=273.15$K；

p_i——**原始气藏（或分区）平均压力**，MPa；

T——**气藏（或分区）平均温度**，K；

Z_i——p_i、T **条件下凝析气偏差系数，无量纲**；

R_{MCGi}——**原始凝析气的摩尔凝析液气比**，mol/mol。

$$R_{MCGi}=\frac{n_C}{n_g}=\frac{R\rho_{CS}T_S}{M_C p_S}\cdot R_{VCGi}=24055\times R_{VCGi}\frac{\rho_{CS}}{M_C} \tag{3.6}$$

$$R=0.008314413$$

R_{MCGi}**的确定方法最好用储层凝析气取样的组成分析数据，其中** $C_1\sim C_4$ **和非烃气的摩尔分数（**n_g**）为气态，而** n_C **为** C_5^+ **（即液态烃）的摩尔分数之和（考虑含蒸汽水组分时，需加蒸汽水摩尔分数）。采用这种方法标准一致，比较精确。当然，前提是要有代表性样品分析的组成数据。**

(3.6)**式中求** R_{MCGi}**值的** R_{VCGi}、ρ_{C_S} **和** M_C **参数用凝析气组成按下列方式确定：**

$$M_C=\sum_{j=1}^{m}Z_jM_j\Big/\sum_{j=1}^{m}Z_j \tag{3.7}$$

式中 Z_j——C_5 **以上各组分的摩尔分数；**

M_j——C_5 **以上各组分（考虑蒸汽水时则包含水组分）的相对分子质量。**

$$\rho_{CS}=\sum_{j=1}^{m}Z_jM_j\Big/\sum_{j=1}^{m}(Z_jM_j/\rho_{CSj}) \tag{3.8}$$

式中 ρ_{CSj}——C_5 **以上** j **组分（考虑蒸汽水时则包含水组分）的标准条件下密度，**g/cm^3。

$$R_{VCGi}=\frac{V_{CS}}{V_{gS}}=\frac{M_C n_C}{24055 n_g \rho_C} \tag{3.9}$$

式中 R_{VCGi}——**原始凝析气的体积凝析液气比，**m^3/m^3；

V_{gS}、V_{CS}——**分别为原始凝析气中标准条件下干气体积和凝析液体积（考虑蒸气水时则包含凝析水），**m^3；

ρ_C——**有关凝析油密度，**g/cm^3；

M_C——**有关凝析油相对分子质量。**

在某些情况下，凝析气尚未取得可靠的样品组成分析数据时，通常是采用凝析气井测试时的总液气比（R_{VCGi}**）、油罐液（考虑蒸汽水时则包含凝析水）的密度（**ρ_C**）和相对分子质量（**M_C**）。测试总液气比数据应该用分离器气和油罐释放气量与油罐液量组合确定。但这种方法的缺点是：由于现场通常对油罐释放气和凝析水不计量，提供的测试气液比是分离器气与油罐液比值，而且这个气油比都与测试时控制的分离器压力和温度及不同地区、不同季节大气环境温度密切相关，因而存在不确定因素，会造成一定的误差。**

二、计算凝析气藏的干气和凝析油原始地质储量

凝析气藏的干气原始地质储量（体积）：

$$G_g = G \cdot n_g \tag{3.10}$$

式中 G_g——干气原始地质储量(体积),$10^8 m^3$;

G——凝析气原始总地质储量(体积),$10^8 m^3$。

凝析气藏的凝析油原始地质储量(质量):

$$G_C = 10G_g \cdot R_{VCGi} \cdot \rho_{CS} \tag{3.11}$$

考虑蒸汽水时,则凝析气藏的凝析油原始地质储量(质量):

$$G_C = 10G_g(R_{VCGi} \cdot \rho_{CS} - W \cdot 10^{-6}) \tag{3.12}$$

式中 G_C——凝析油原始地质储量,$10^4 t$;

W——凝析气中蒸汽水含量,$kg/10^3 m^3$;

ρ_C——凝析油密度,g/cm^3。

第四节 动态法计算凝析气藏凝析油、天然气储量

动态法是利用凝析气藏、凝析气井的生产动态资料求凝析油、气储量的方法。生产动态资料包括:生产过程中凝析气藏压力和气井气、油、水产量;井底压力(关井和流动);气油比动态资料;气、油定期取样分析资料和观察井动态资料等。

一、物质平衡法

物质平衡法是以储层中的质量守恒定律和生产资料为基础对凝析气藏生产历史数据进行处理,可以获得储层的累积产量和压力变化规律,因而能预测气、油储量。这种方法是把储层看作一个大型连通体,所以适用于连通性较好的储层。一般有两种类型的储层物质平衡模式:(1)无边(底)水(油)或边(底)水不活跃的封闭性凝析气藏的弹性驱模式,通常称为压降法;(2)边(底)水较活跃且有凝析气藏边外能量补给的模式。

1. 定容凝析气藏压降法[1][2]

压降法适用于封闭性的、没有边外能量(水、油侵入)的凝析气藏。对于低饱和凝析气藏来说,当衰竭开采时压力降至露点压力之前,储层中是没有凝析液析出的。而当压力降至露点压力以下时,储层中开始有凝析液析出,且其饱和度随压力下降而变化。这里假设储层中凝析液始终是不能流动的(生产井底附近区除外),因而也不能采出来。

压降法干气、凝析油的一般物质平衡方程式为:

$$\frac{p}{Z_2} = \frac{p_i V_{hci}}{Z_{2i} V_{hc}}\left[1 - \frac{G_{gp}(1 + R_{MCGp})}{G_g(1 + R_{MCGi})}\right] \tag{3.13}$$

$$\frac{G_{Cp}}{G_C} = \frac{n_{Cp}}{n_C} = \frac{n_{gp}}{n_g}\frac{R_{MCGp}}{R_{MCGi}} = \frac{G_{gp}}{G_g}\frac{R_{MCGp}}{R_{MCGi}} \tag{3.14}$$

对于坚硬岩性储层,在定容封闭性凝析气藏中,一般认为孔隙体积(V_p)基本不随压力降落而变化,因而含烃孔隙体积 V_{hc} 也基本不变(即:$V_{hc} = \text{const}$),主要是在有凝析液析出时,发生 R_{MCGp} 的变化。R_{MCGp} 的变化规律可以由储层凝析气取样的 PVT 等容衰竭实验和相态研究来获得。具体来说,由等容衰竭各分级压力下的凝析气组成分析数据,可以利用(3.6)式求得各分级压力下的 $R_{MCG}(p_j)$ 和用下式求得 R_{MCGp} 值:

$$R_{MCGp} = \frac{1}{G_{gp}}\int_{p_i}^{p} R_{MCG}(p_j)\frac{dG_{gp}}{dp_j}dp_j \tag{3.15}$$

式中 p_j——j 微分段的平均压力，MPa；

$R_{MCG}(p_j)$——p_j 压力下采出摩尔凝析液气比（考虑蒸汽水时，则液中包含凝析水），mol/mol；

G_{gp}——j 微分降压段的累产气量，$10^8 m^3$；

dp_j——j 微分降压段的压力降，MPa。

式(3.13)可改写为：

$$\frac{p}{Z_2}=\frac{p_i}{Z_{2i}}\left[1-\frac{G_{gp}(1+R_{MCGp})}{G_g(1+R_{MCGi})}\right] \tag{3.16}$$

式中 Z_{2i}、Z_2——原始状态和目前状态下的气和凝析液两相偏差系数，无量纲；

V_{hci}、V_{hc}——原始状态和目前状态下的含烃孔隙体积，$10^6 m^3$；

G_g、G_{gp}——原始干气储量和目前累积采出干气量，$10^8 m^3$；

R_{MCGi}、R_{MCGp}——储层原始摩尔液气比和累积凝析气产出摩尔液气比（考虑蒸汽水时，则液中包含凝析水），mol/mol；

G_C、G_{Cp}——原始凝析油储量和目前凝析油累计产量，$10^4 t$；

p_i、p——储层原始和目前平均压力，MPa。

对于低饱和凝析气藏，当地层压力降至露点压力之前（$p>p_d$），储层中不会出现凝析液。因此 V_{hci} 和 R_{MCGi} 基本保持不变，(3.13)式又可改写为与干气藏压降法物质平衡方程式完全相同的形式，用式(3.17)表示，p/Z—G_{gp}/G_g 为线性关系。

$$\frac{p}{Z}=\frac{p_i}{Z_i}\left(1-\frac{G_{gp}}{G_g}\right) \tag{3.17}$$

当凝析气藏采取衰竭方法开采，且地层压力降至露点压力后（对饱和凝析气藏开始很快就出现这种情况），式(3.15)和式(3.16)中有关 R_{MCGp} 参数随压力下降而改变。因而这两个方程式不是线性方程。由于 R_{MCGp} 是压力函数，故可用迭代方法求解。其迭代求解方法简述如下：

首先把(3.16)式重新整理为下式：

$$\frac{G_{gp}}{G_g}=\left(1-\frac{pZ_{2i}}{p_iZ_2}\right)\left(\frac{1+R_{MCGi}}{1+R_{MCGp}}\right) \tag{3.18}$$

利用储层凝析气样的等容衰竭实验或相态计算的组成和凝析液饱和度数据，求得 R_{MCGp} 与 p 的关系数据。迭代从初始状态开始，把压力降落分为 m 个压降段（$j=1,2,\cdots,m$）。迭代步骤如下：

第一步，以 p/Z—G_{gp}/G_g 为线性关系，$(R_{MCG})_{j=1}=R_{MCGi}$，估算$(G_{gp}/G_g)_{j+1}$，则

$$(G_{gp}/G_g)_{j+1}=1-\frac{p_{j+1}Z_{2i}}{p_i(Z_2)_{j+1}} \tag{3.19}$$

第二步，用梯形法对(3.15)式进行积分，求$[R_{MCG}(p)]_{j+1}$，

$$(R_{MCGp})_{j+1}=0.5(G_g/G_{gp})_{j+1}\sum_{j=1}^{j}[(R_{MCG})_j+(R_{MCG})_{j+1}][(G_{gp}/G_g)_{j+1}-(G_{gp}/G_g)_j] \tag{3.20}$$

第三步，利用第二步的 R_{MCGp} 值，重新计算 G_{gp}/G_g 值，检查 G_{gp}/G_g 值是否满足精度要求，若不满足。再重复第二和第三步，计算 G_{gp}/G_g 值，直到满足精度要求为止。

$$\left(\frac{G_{gp}}{G_g}\right)_{j+1}=\left(1-\frac{p_{j+1}Z_{2i}}{p_i(Z_2)_{j+1}}\right)\left[\frac{1+R_{MCGi}}{1+(R_{MCGp})_{j+1}}\right] \tag{3.21}$$

凝析油累计产量由(3.14)式求得。

第四步，继续进行下一步压力计算，重复第二、第三步。

因此，已知各分级压力 p_j 下的 Z_{2j} 和 $R_{MCG}(p_j)$，计算结果可以求得 R_{MCGp}、G_{gp}/G_g 和 G_{Cp}/G_C 值。如果有凝析气藏试采的累积产量 G_{gp}、G_{Cp} 数据，就可根据对应压力下的 (G_{gp}/G_g) 值，求得干气和凝析油的地质储量。

从实用目的考虑，如果(3.17)式中偏差系数 Z 用两相偏差系数 Z_2 代替，则该式也可应用于凝析气藏全过程。

干气地质储量为：

$$G_g = G_{gp}/(G_{gp}/G_g) \tag{3.22}$$

应用求得的 G_g 值，求凝析油地质储量：

$$G_C = 10G_gR_{VCGi}\rho_{Cs} \tag{3.23}$$

考虑蒸汽水时，要扣除凝析水累计量，则凝析气藏的凝析油原始地质储量(质量)：

$$G_C = 10G_g(R_{VCGi}\cdot\rho_C - W\cdot 10^{-6}) \tag{3.24}$$

压力 p 下的凝析油累计产量直接从(3.14)式求得：

$$G_{Cp} = G_C\frac{G_{gp}}{G_g}\frac{R_{MCGp}}{R_{MCGi}} \tag{3.25}$$

应该着重指出的是，该方法适用于动态连通较好的、凝析气藏边界属封闭性类型的、同时岩石比较坚硬，没有降压后上覆岩层压力使孔隙显著变形的储层。

当然，通常压降法用于气藏试采和开发初期，要求累计采出地质储量的 10%～15%。对于有边水(油)但不太活跃的凝析气藏，这时尚无明显的边水(油)侵入的影响作用，所以应用压降法估算储量仍然是可行的。

2. 边水驱凝析气藏物质平衡方法

凝析气藏在有边水侵入和储层岩石压缩性的情况下，随着气藏常规衰竭开采的时间(t)延续，气藏气、油产量逐渐增多，压力 p 逐渐下降，同时由于有边水侵入和上覆岩层压力使储层孔隙体积逐渐有所压缩，因而(3.13)式中的 G_p、V_{hc} 和 R_{MCGp} 则成为时间 t 和压力 p 的函数。于是(3.13)式应改写为：

$$\frac{p}{Z_2(p)} = \frac{p_iV_{hci}}{Z_{2i}V_{hc}(p,t)}\left\{1-\frac{G_{gp}(t)[1+R_{MCGp}(p,t)]}{G_g(1+R_{MCGi})}\right\} \tag{3.26}$$

$V_{hc}(p,t)$ 和 $R_{MCGp}(p,t)$ 的变化取决于不同开采时间 t 和气藏压力 p 下的边水侵入量和孔隙体积的压缩变化。考虑边水侵入和孔隙体积压缩，则含烃孔隙体积随 p、t 的变化表达式为：

$$V_{hc}(p,t) = V_{pi}\{1-S_{wi}+[p(t)-p_i](C_R+S_{wi}C_w)\}+W_e(p)-W_p(p) \tag{3.27}$$

式中 S_{wi}——孔隙中束缚水饱和度；

C_R——储层岩石压缩率，1/MPa；

C_W——地层水压缩率，1/MPa；

$W_e(p)$——地层压力为 p 时的水侵量，10^6m^3；

$W_p(p)$——地层压力为 p 时累计采出水量，10^6m^3。

V_{pi}、$V_{hc}(p,t)$ 分别为凝析气藏原始孔隙体积和随压力、时间变化的含烃孔隙体积，单位为 10^6m^3。

对(3.26)式的计算，需采用迭代求解方法，现简述如下：

把(3.26)式改写为：

$$F(p,t) = p-\frac{p_iZ_2(p)V_{hci}}{Z_{2i}V_{hc}(p,t)}\left\{1-\frac{G_{gp}(t)[1+R_{MCGp}(p,t)]}{G_g(1+R_{MCGi})}\right\}=0 \tag{3.28}$$

采用牛顿—拉夫申迭代法进行迭代求压力 p：

$$p_{j+1}^{k+1} = p_{j+1}^{k} - \frac{F(p_{j+1}^{k})}{F'(p_{j+1}^{k+1})} \tag{3.29}$$

式中 j——计算压力步数；

k——迭代次数。

迭代方法与上节相同。第一次估算取 $p_{j+1}^{0} = p_j$。F 函数的导数可用数值法估算。若忽略(3.28)式右边第二项，则 $F' = 1$。只要压力时间步长不大，迭代会很快收敛。

应用该数学模型可以进行凝析气藏生产历史拟合和未来生产预测。

历史拟合中，如水层性质参数等可以预先估计，通过调整参数取得最佳拟合储层压力动态数据而获得。

在进行历史拟合后，应用已知一些实测压力 $p(t)$和对应的 $G_{gp}(p,t)$、$G_{gp}(t)$、R_{MCGi}、$R_{MCGp}(p,t)$、$Z_2(p)$，由(3.26)式即可求得干气原始地质储量和凝析油原始地质储量，即

$$G_g = \frac{G_{gp}(t)}{\left\{\dfrac{Z_{2i}V_{hc}(p,t)(1+R_{MCGi})}{p_i Z_2(p)V_{hci}[1+R_{MCGp}(p,t)]}\right\}\left[p(t) - \dfrac{p_i Z_2(p)V_{hci}}{Z_{2i}V_{hc}(p,t)}\right]} \tag{3.30}$$

$$G_C = G_{Cp}(t)\,\frac{G_g}{G_{gp}(t)} \cdot \frac{R_{MCGi}}{R_{MCGp}(p,t)} \tag{3.31}$$

考虑蒸汽水时，则凝析气藏的凝析油原始地质储量(质量)G_c 由(3.31)式求得，G_{cp}需扣除累计凝析水量。

历史拟合成功后，可根据未来年产量计划，预测未来开采储层压力等动态变化。在确定凝析气藏废弃压力后，可以确定干气和凝析油可采储量和采收率。

如果凝析气藏尚未开发，要预测未来生产动态变化，需已知原始干气地质储量 G_g、流体性质、气驱和水驱储层参数等。根据未来分年产量规划，求解对应时间的储层压力、水侵等动态变化。

凝析气藏往往有油环(或底油)存在，可能油环(或底油)外还有边(底)水，这也是非定容凝析气藏的另一种类型。

如果带油环(或底油)没有边(底)水侵入时，开采过程中 $V_{hc}(p,t)$的变化主要是含气和含油两部分的开采动态变化。如果油环(或底油)外还有活跃的边(底)水存在时，凝析气和原油的开采动态，除含气和含油区动态外，还有水侵动态。

这些动态变化还取决于凝析气区和油区的开采方式，如果油区储量大，一般是先采油后采凝析气或原油和凝析气同时开采，如果油环不大，一般是油、气同时采。这些情况都有可能是：凝析气和边(底)水侵入油区；或者边水侵入油区，原油侵入气区；或者边水和原油都侵入到气区。动态变化相当复杂。

如果凝析气区储层孔隙中还有残余束缚油存在，当压力降至露点压力以下后，凝析油析出将与束缚油混合。如果还有油环油侵入，则将有油环油、凝析油与束缚油混合，还有原油溶解气释放出来与凝析气混合。

总之，这些情况使油气藏开采动态非常复杂化。用物质平衡方法难以做到较为可靠的预测。对于这些情况，最好采用数值模拟方法解决，可以根据具体情况具体设置，作精细计算。

二、封闭性小型气藏动态法[2]

小范围气藏含义是指小型构造、小断块、小裂缝系统、小礁体或小砂体等类型气藏，一般气

体储量小于 $10\times10^8\,m^3$，凝析油含量低于 $50g/m^3$。这些方法都是套用干气藏试生产阶段动态资料快速计算储量方法。对凝析气藏来说，气产量包含凝析油折算当量气体积。但该方法还没有比较成熟的经验。建议用于这类凝析气藏初期储量估算。

1. 产量—压力递减法

该方法适用于封闭性无边外能量补给和无储层压缩特征的小型气藏和凝析气藏。投产后，气井产量和压力表现同时下降的特点。用下列关系式计算地层气总体积储量和凝析油地质储量：

$$G=\frac{(q_i-q_2)\dfrac{p_1}{Z_1}-(q_i-q_1)\dfrac{p_2}{Z_2}}{D\left(\dfrac{p_1}{Z_1}-\dfrac{p_2}{Z_2}\right)}\times10^{-4} \tag{3.32}$$

$$G_g=G\cdot n_g \tag{3.33}$$

式中 G、G_g——地层气、干气原始地质储量，$10^8\,m^3$；

G_C——凝析油原始地质储量，$10^4\,t$；

q_i、q_1、q_2——凝析气井初始、第 1 测点、第 2 测点日产气量（其中包括凝析油当量气量），$10^4\,m^3/d$；

p_1、p_2——第 1 测点、第 2 测点时气藏平均压力，MPa；

Z_1、Z_2——第 1 测点、第 2 测点时凝析气的偏差系数；

D——产量递减率，$1/d$。

凝析油储量 G_C 由式(3.11)或式(3.12)式求得。

对于凝析气藏，井产量中绝大部分是气量，还有一部分凝析液量（考虑蒸汽水时，则液中包含凝析水），因为在地下是气态，所以要把凝析液折算为当量气量（q_{EC}）。$1m^3$ 凝析液当量气量为：

$$q_{EC}=\frac{24055\rho_C}{M_C} \tag{3.34}$$

凝析气井总体积产量（包含凝析油折算气态体积）

$$q=q_g+q_C\cdot q_{EC}\cdot10^{-4} \tag{3.35}$$

式中 q_{EC}——$1m^3$ 凝析油的当量气量，m^3/m^3；

q_g——凝析气井干气产量，$10^4\,m^3/d$；

q_C——凝析气井油产量，m^3/d；

q——凝析气井总体积产量，$10^4\,m^3/d$；

ρ_C——凝析液密度，g/cm^3；

M_C——凝析液相对分子质量。

2. 压力降落弹性二相法

适用于封闭性弹性气驱小型气藏。一口凝析气井以稳定产量生产（$q=$const），当井的压降漏斗到达气藏边界时即进入拟稳态阶段，特点是 $dp_{wf}^2/dt=$const，亦即 p_{wf}^2 与 t 的关系为线性关系，因此，可用线性关系式来描述。

$$p_{wf}^2=\alpha_g-\beta_g t \tag{3.36}$$

式中 α_g——弹性二相阶段直线延伸至纵坐标轴的截距；

β_g——直线斜率（$\beta_g=\tan\alpha$）；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

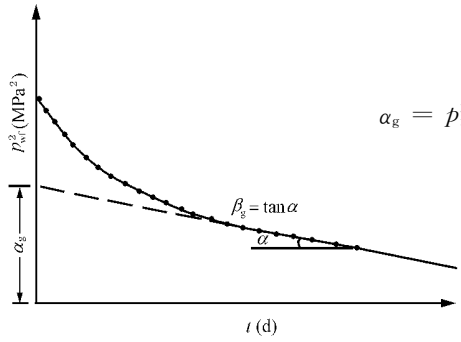


图 3.1　弹性二相法压力降落曲线

t——生产时间，d。

p_{wf}^2与 t 的关系曲线如图 3.1 所示。

$$\alpha_g = p_i^2 - \frac{4.24\times10^4 q\cdot\overline{\mu}\cdot\overline{Z}\cdot T\cdot p_s}{K\cdot h\cdot T_s}\left(\lg\frac{A}{C_A r_w^2}+0.351+0.8\right. \tag{3.37}$$

$$\beta_g = \frac{2\times10^{-4} q\cdot p_i}{G_g\cdot C_t^*} \tag{3.38}$$

用拟压力 $\Psi(p)$整理时，则：

$$\Psi(p_{wf}) = \alpha_\Psi - \beta_\Psi\cdot t \tag{3.39}$$

$$\alpha_\Psi = \Psi(p_i) - \frac{4.24\times10^4 q\cdot T\cdot p_s}{K\cdot h\cdot T_s}\left(\lg\frac{A}{C_A\cdot r_w^2}+0.351+0.8\right. \tag{3.40}$$

$$\beta_\Psi = \frac{2\times10^{-4} q\cdot p_i}{G_r\cdot G_t^*(\mu_g\cdot Z)_i} \tag{3.41}$$

$$C_t^* = C_g + \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \tag{3.42}$$

凝析气藏原始地质储量由下式计算：

$$G = G_p + \frac{2\times10^{-4} q\cdot p_i}{\beta_g\cdot C_t^*} \quad \text{或} \quad G = G_p + \frac{2\times10^{-4} q\cdot p_i}{\beta_\Psi\cdot C_t^*(\mu_g\cdot Z)_i} \tag{3.43}$$

$$S_a = S + D_t\cdot q \tag{3.44}$$

式中　q——凝析气井总体积产量，由(3.35)求得；

p_i——原始平均地层压力，MPa；

$\overline{\mu}$——平均压力下地层气粘度，mPa·s；

$\overline{Z}$——平均压力下地层偏差系数；

h——储层有效厚度和渗透率，m；

K——储层渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

C_A——狄茨(Dietz)形状系数；

r_w——井筒半径，m；

C_w、C_f——正常压力系统地层水和岩石压缩系数，MPa^{-1}；

S_{wi}——束缚水饱和度；

S、S_a——表皮系数、拟表皮系数；

D_r——湍流系数，$(10^4 m^3/d)^{-1}$；

G_p——测试生产前累计采出气（含凝析油折算气）量，$10^8 m^3$；

p_i——开井生产前原始气藏平均压力，MPa。

干气和凝析油原始地质储量(G_g 和 G_C)由前面(3.10)～(3.12)式确定。

3. 压力恢复曲线法

当气井稳定生产测试达到拟稳定状态后，关井测压力恢复曲线。压力恢复曲线用扩展 Muskat 法关系式进行整理：

$$\log(\overline{p_R^2} - p_{wf}^2) = a - b\Delta t \tag{3.45}$$

式中　p_R——关井恢复压力稳定后平均地层压力，MPa；

p_{wf}——关井后恢复的井底压力，MPa；

Δt——关井后恢复的时间，h；

a——直线交于纵轴的截距；

b——直线的斜率（见图 3.2）。

$$a = \log\left(\frac{3.0946\times10^{4}q\overline{\mu Z}Tp_{s}}{KhT_{s}}\right) \tag{3.46}$$

$$b = \frac{2.295\times10^{-2}K}{\phi\overline{\mu}_{g}C_{t}r_{e}^{2}} \tag{3.47}$$

用拟压力 $\Psi(p)$ 表示时，则为：

$$\log[\Psi(\overline{p}_{R})-\Psi(p_{wf})]=a_{\varphi}-b_{\varphi}\Delta t \tag{3.48}$$

式中

$$a_{\varphi} = \log\left(\frac{3.0946\times10^{4}qTp_{s}}{KhT_{s}}\right) \tag{3.49}$$

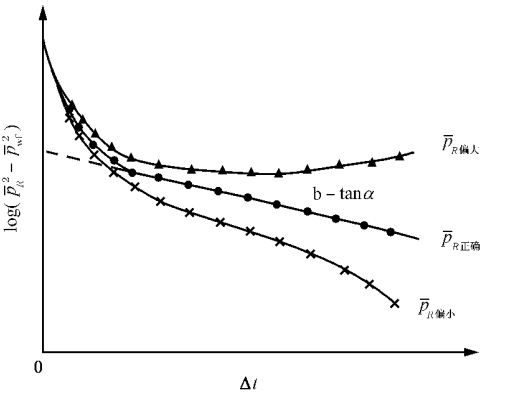


图 3.2　扩展的 Muskat 法试差求解

$$b_{\varphi} = \frac{2.295\times10^{-2}K}{\phi\overline{\mu}_{g}C_{t}r_{e}^{2}} \tag{3.50}$$

$$C_{t} = C_{t}^{*}S_{gi} = C_{g}S_{gi}+C_{w}S_{wi}+C_{f} \tag{3.51}$$

预测定容封闭性凝析气藏地质储量关系式为：

$$G = \frac{2232q\cdot\overline{p}_{R}}{10^{a}bC_{t}^{*}} \quad 或 \quad G = \frac{2232\times q\cdot\overline{p}_{R}}{10^{a_{\varphi}}b_{\varphi}C_{t}^{*}\overline{\mu}_{g}\overline{Z}} \tag{3.52}$$

式中　q——凝析气井总产气（含凝析液折算气）量（由(3.35)式确定），$10^{4}m^{3}/d$；

p_{s}——标准压力，MPa；

T_{s}——标准温度，K；

C_{t}^{*}——总压缩系数，MPa^{-1}；

C_{g}——凝析气井压缩系数，MPa^{-1}；

C_{f}——正常压力系统地层岩石有效压缩系数，MPa^{-1}；

S_{gi}——原始含气饱和度；

S_{wi}——束缚水饱和度；

ϕ——有效孔隙度；

k——储层有效渗透率，$10^{-3}\mu m^{2}$；

h——储层有效厚度，m；

$\overline{\mu}_{g}$——平均压力 p 下的气体粘度，mPa·s。

同样，干气和凝析油原始地质储量（G_{g} 和 G_{C}）由前面(3.10)～(3.12)式确定。

4. 数值模拟计算方法

凝析气藏数值模拟是综合利用三维地质模型、特殊岩心分析数据、流体相态特征参数以及流体界面（油水、油气界面）等资料，研究油气藏在不同井网井距、开发层系、开发方式下多相多组分流体的渗流规律的方法。

由于数值模拟综合了地质、测井、岩心分析和流体分析等各类重要信息，能再现凝析气藏的构造、断裂特征、储层（砂体）的展布、油水界面、油气界面，因此，通过数值模拟初始化计算，可以计算凝析气藏的原始凝析油、干气储量，并将其与容积法计算的凝析油、干气储量进行比较，检验地质模型。

对于有一定开发历史，有一定数量的可靠测压资料的气井或整个凝析气藏，可以计算单井

动态控制储量或整个凝析气藏的可动用控制储量。

采用数值模拟方法计算凝析气藏的原始凝析油、干气储量以及动态储量的内容在第四章第四节中还将详细讨论，并有实例分析。

5. 经验统计法

美国 B. A. 伊顿和 R. H. 加柯比用美国 27 个凝析气藏的 PVT 实验、原始地层压力、地层温度、原始气油比和凝析油相对密度等项资料，分别进行衰竭开采动态计算，然后用多元回归分析得出下列凝析气藏的原始干气、凝析油地质储量相关式：

$$G_g = \frac{162.2457 \cdot V_{hci} GCR^{0.0831} p_i^{0.4265}}{(1.8t_r + 32)^{0.3185}} \tag{3.53}$$

$$G_C = \frac{326469\left(\frac{141.5}{\gamma_C} - 131.5\right)^{0.29243} p_i^{0.4894}}{GCR^{0.90398}(1.8t_r - 32)^{0.30084}} \cdot V_{hci} \cdot \rho_{CS} \tag{3.54}$$

式中 G_g——原始干气地质储量，$10^8 m^3$；

G_C——凝析油地质储量，$10^4 t$；

V_{hci}——原始含烃孔隙体积，$10^8 m^3$；

GCR——凝析气的总气液比，m^3/m^3；

ρ_{CS}——凝析油在标准条件下的密度和相对密度，kg/m^3；

γ_C——凝析油在标准条件下的相对密度；

t_r——地层温度，℃；

p_i——原始地层压力，MPa；

M_c——油罐油相对分子质量。

相关式资料统计范围为：

原始地层压力 $p_i = 21.87 \sim 27.47$MPa

地层温度 $t_r = 71.1 \sim 140.5$℃

凝析油相对密度 $\gamma_C = 0.7264 \sim 0.8123$

气液比 $GCR = 586 \sim 13760 m^3/t$

凝析油含量（相对于干气）$C_{cg} = 70.7 \sim 1700 g/m^3$

注意：以上计算式是由 PVT 试验数据回归取得，没有考虑凝析水，凝析油储量 G_c 不必扣除凝析水量。

三、凝析气分类产品储量计算方法[3]

凝析气中富含轻烃、轻质油和其他珍贵组分。从经济和国家资源保护角度来说，对它们进行合理的回收利用，发挥经济效益是非常重要的和必需的。目前在我国已受到高度的重视，并已开展了广泛的资源调查、回收工艺技术研究以及现场实施，取得了较好的效果。

通常凝析气中可以回收的有益组分有乙烷（C_2）、丙－丁烷（$C_3 + C_4$，液化石油气）、轻油（C_{5+}）、氦气（He）、硫磺、二氧化碳（CO_2）等，它们是广泛被利用的工业原料和燃料资源。

应该指出，C_5 以上组分（C_{5+}）在标准条件下为液态烃，是凝析气中最大可能的凝析油含量（又称潜含量），也是凝析油储量计算的依据。凝析气藏现场分离和环境温度压力条件千差万别，不可能完全按标准条件实施。天然气和稳定凝析油产量及回收率应根据具体实际情况通过技术经济分析科学合理确定。凝析气分类产品潜在储量主要根据储层凝析气组成进行计

算。

计算方法简介如下：

某组分的原始地质储量(G_{gj})等于该组分对干气原始潜含量(C_{gj})乘以干气原始地质储量(G_g)，即：

$$G_j = 0.01 \cdot C_{gj} \cdot G_g \tag{3.55}$$

式中 G_j——j 组分原始地质储量，10^4t。

组分潜含量(对干气)定义为储层凝析气中标准条件下该组分对 $1m^3$ 干气的含量。用 C_{gj} 表示：

$$C_{gj} = 41.571456 Z_j M_j / n_g \tag{3.56}$$

式中 C_{gj}——j 组分的对干气潜含量，g/m^3；

Z_j——j 组分在储层气中的摩尔分数；

n_g——储层气中干气摩尔分数。

凝析油储量以标准为液态的烃(C_{5^+})计算，因此式中的 Z_j、M_j 都需用 $Z_{C_{5^+}}$、$M_{C_{5^+}}$ 代替。

第五节　凝析气藏可采储量和采收率的确定方法

可采储量含义为在现有开采方式、开采工艺技术水平和经济条件下能从凝析气藏中可能采出的油、气储量。可采储量随地质储量、储层类型和物性、开发方式不同、技术进步及经济条件改变而发生变化。

与可采储量相对应的一个重要参数是采收率，它标志可采储量占地质储量的分数或百分数，因此采收率是衡量凝析气藏开发水平和开发效果的综合指标。

在凝析气藏待开发的早期和制定开发方案时，需要对干气和凝析油采收率进行评估，以确定可采储量的大小和凝析气藏终止开采的末期。当凝析气藏投入开发以后，再进行凝析气藏动态分析和对未来开采动态进行预测，同时核实地质储量，从而可以进一步研究确定采收率和可采储量的数值。在可采储量和采收率改变较大的情况下，就需要对现有开发方案进行切合实际的调整。

一、关于凝析气藏采收率概述

凝析气藏干气和凝析油采收率定义为在现有开发技术、开采工艺和有经济效益条件范围内可能采出的干气和凝析油占它们原始地质储量的分数或百分数。

凝析气藏开采的干气和凝析油采收率取决于开采后期的经济极限参数和废弃条件(废弃地层压力、井废弃产量、经济极限产量等)。

经济极限产量的定义是凝析气藏开发经营成本等于销售收入时的气和油的产量。达到经济无效益极限产量时的地层压力和产量称为凝析气藏废弃压力和废弃产量。废弃产量可能是经济极限产量，也可能是气井带出凝析液的极限产量。但当继续采取人工排液措施而仍有经济效益时，经济极限产量就等于凝析气藏废弃产量。凝析气藏的经济极限产量和废弃压力一般比干气藏高。降低极限产量和废弃压力是提高凝析气藏采收率的重要途径。

凝析气藏干气和凝析油采收率高低取决储层渗透性能和非均质程度、凝析气中凝析油含量高低、开发方式、开采工艺技术、层系井网安排以及开采经济极限参数的确定等，当然，还与

国家对凝析油气开发政策(是否有优惠条件)有很大关系。

一般情况下凝析气藏的干气采收率高于凝析油采收率,尤其是在凝析油含量高和衰竭式开采条件下更是如此。

储层严重非均质性是采收率的不利因素,例如储层内分区块或非均质性严重的多产层以及裂缝—孔隙性双重介质储层等,在有边(底)水侵入或注气(或注水)驱替湿气时,产生舌进、窜进及沿高渗透小层不均匀推进,都会造成封闭或封隔局部地层凝析气,致使驱扫效率和波及体积都很低,提高采收率效率也会相当低。

凝析气藏开发方式分为自然衰竭方式和人工保持压力方式两种类型。对高含凝析油的比较均质的凝析气藏采取保持压力(循环注气或注 N_2 或注水)的开采方式,可以提高凝析油采收率。但也取决凝析油储量大小、是否有经济效益及工艺技术的可行性等因素。国外有的高含凝析油的大型孔隙—裂缝性凝析气藏开发研究结果认为衰竭方式开采效果和效益比保持压力方式更好。

各种产品采收率的效果还包含地面油气回收技术、先进的开采工艺及加工处理技术,对提高凝析油和有益组分回收效率起重要作用。

对凝析气藏开发来说,层系井网安排科学合理,将会增加凝析气开采波及系数,提高凝析油采收率。

提高凝析气藏采收率的理论、方法和先进工艺技术一直是凝析气藏开发的重点方向。通过国外和国内已经开发的凝析气藏实践表明,采收率变化范围很大,凝析油采收率变化范围在17%～80%之间,干气采收率在 40%～95%以上。

二、凝析气藏采收率和可采储量的评价

可采储量和采收率是两个相互关联的表明凝析气藏开发效果的参数。确定了凝析气藏的干气和凝析油可采储量,就可以确定它们的采收率。在凝析气藏早期缺少确定可采储量资料情况下,可以借助已开发的类似老凝析气藏的经验方法估算其采收率大小,由此可初步评估凝析油和干气可采储量。在有比较多的储层和生产资料的情况下,可采储量要在先确定凝析气藏废弃产量和废弃压力基础上进行计算。在凝析气藏开发的不同阶段还需对可采储量进行核实。

1. 确定废弃压力和废弃产量的条件

废弃压力是凝析气藏产量递减到当前经济极限产量(废弃产量)时的地层压力。废弃压力有如下几种需考虑的终止极限:

(1)无增压情况下经济极限产量生产的井口流动压力与输气压力相平衡时的地层压力;

(2)增压情况下生产井在经济极限产量下井口流动压力与增压机入口压力平衡时的地层压力;

(3)考虑了增产措施(排除井下积液继续降低井底流动压力、排水采气等二次开采措施)后最终无法输气或无经济效益的地层压力。

对于一个确定的凝析气藏,通过经济评价可以得到现有开发技术、开采工艺条件的经济极限产量,结合油气外输最小井口压力和井口增压装置的工作制度,采用第二章第四节、第五节所介绍的方法可以计算其废弃压力。

2. 利用废弃压力和废弃产量确定采收率

(1)用凝析气藏初始代表性样品的等容衰竭实验数据求废弃压力 p_a 下的凝析油和干气采收率。

本章第四节已经对封闭性凝析气藏物质平衡方法(压降法)作了介绍。实验室的等容衰竭实验主要是近似模拟这种封闭类型凝析气藏衰竭开发过程。

利用凝析气等容衰竭各级压力和相应的两相偏差系数 Z_2,用(3.18)式所述迭代方法,求得废弃压力 p_a 时的累积采出液气比 R_{MCGPa}(考虑蒸汽时,液中含凝析水),然后用下式求得 G_{Pa}/G_g 值:

$$E_{RG}=\frac{G_{gPa}}{G_g}=\left(1-\frac{p_aZ_{2i}}{p_iZ_{2a}}\right)\left(\frac{1+R_{MCGi}}{1+R_{MCGPa}}\right) \tag{3.57}$$

显然,所求得的这个比值,就是干气的采收率。

由(3.24)式可知,凝析油采收率为:

$$E_{RC}=\frac{G_{CPa}}{G_C}=E_{RG}\frac{R_{MCGPa}}{R_{MCGi}} \tag{3.58}$$

注意:考虑蒸汽水时,G_c 和 G_{CPa}需扣除凝析水量。

以上两式中:

G_{gPa}——地层压力降至废弃压力时累计采出干气储量,$10^8\,m^3$;

G_g——凝析气藏原始干气储量,$10^8\,m^3$;

G_{CPa}——地层压力降至废弃压力时累计采出凝析油储量,$10^4\,t$;

G_C——凝析气藏原始凝析油储量,$10^4\,t$。

这种方法只要取得整个凝析气藏的有代表性样品和可靠的实验室等容衰竭及组成等数据,就可以在尚未进行试采之前对采收率进行初步评估。在凝析气藏进行试采或正规开发以后,利用生产实际资料,还可以用这种方法或数值模拟等方法进一步核实凝析油和干气的采收率。

(2)边水驱凝析气藏采收率计算:

将 p_a 值代入式(3.27),则干气采收率表达式为:

$$E_{RG}=\frac{G_{gPa}}{G_g}=\left\{\frac{Z_{2i}V_{hc}(p_a,t)(1+R_{MCGi})}{p_iZ_2(p_a)V_{hci}\left[1+R_{MCGP_a}(p_a,t)\right]}\right\}\left[p_a-\frac{p_iZ_2(p_a)pV_{hci}}{Z_{2i}V_{hc}(p_a,t)}\right] \tag{3.59}$$

凝析油采收率仍然用(3.39)式计算,即:

$$E_{RC}=E_{RG}\cdot\frac{R_{MCGPa}}{R_{MCGi}} \tag{3.60}$$

(3)强水驱凝析气藏采收率估算[1]:

在强水驱条件下凝析气藏中压力基本保持不变,反凝析作用甚微,凝析油含量也保持不变。在这种情况下,干气和凝析油采收率是一致的。采收率计算公式如下:

$$E_{RG}=E_{RC}=\frac{(1-S_{wi}-S_{gr})F_w}{1-S_{wi}} \tag{3.61}$$

式中 E_{RG}、E_{RC}——分别为干气和凝析油采收率;

S_{wi}——束缚水饱和度;

F_w——地层水水侵相对体积;

S_{gr}——水侵区残余气饱和度。

给定 F_w、S_{gr}、S_{wi}不同值,可计算相应的凝析气藏采收率值见表 3.1。

[1] 李士伦等. 气田凝析气田开发,西南石油学院,1997。

表 3.1　由公式计算强水驱凝析气藏采收率值

S_{gr} (%)	S_{wi} (%)	$F_w=40$ (%)	$F_w=60$ (%)	$F_w=80$ (%)	$F_w=90$ (%)	$F_{w=100}$ (%)
20	10	31.1	46.7	62.2	20.0	77.8
	20	30.0	45.0	60.0	67.5	75.0
	30	28.6	42.8	57.1	64.3	71.4
	40	26.7	40.0	53.4	60.0	66.7
30	10	26.7	40.0	53.4	60.0	66.7
	20	25.0	37.5	50.0	56.3	62.5
	30	22.8	34.9	45.7	51.4	57.1
	40	20.0	30.0	40.0	45.0	50.0
40	10	22.2	33.3	44.4	50.0	55.6
	20	20.0	30.0	40.0	45.0	50.0
	30	17.1	25.7	34.2	38.5	42.8
	40	13.3	20.0	26.6	30.0	33.3
50	10	17.7	26.6	35.5	40.0	44.4
	20	15.0	22.5	30.0	33.8	37.5
	30	11.4	17.1	22.8	25.7	28.5
	40	6.7	10.0	13.6	15.0	16.7

如果凝析气藏带小油环，则为水驱油环，油环驱气。这时，S_{gr}为油水侵入区残余气饱和度。

3. 干气和凝析油可采储量计算

前面已介绍凝析气藏干气和凝析油的原始地质储量 G_g 和 G_C 以及采收率的计算方法，根据采收率定义，易求得干气和凝析油的可采储量，即：

$$G_{gPa} = E_{RG} \cdot G_g \tag{3.62}$$

$$G_{CPa} = E_{RC} G_C \tag{3.63}$$

式中　G_{gPa}——凝析气藏干气可采储量，$10^8 m^3$；

G_{CPa}——凝析气藏凝析油可采储量，$10^4 t$。

4. 数值模拟方法确定采收率和可采储量

根据凝析气藏废弃压力、经济极限产量等一系列约束条件，数值模拟方法不仅可以确定凝析气藏衰竭式开采的油气采收率和可采储量，还可以计算保持压力开采方式下油气的采收率和可采储量，而后者用常规的动态法是难于确定的。总之，数值模拟方法计算快捷，便于比较不同开发方式、井网下的油气采收率和可采储量，所以，推荐使用数值模拟方法确定凝析气藏油、气采收率和可采储量。

第六节　凝析气藏的储量计算实例

一、容积法实例

已知凝析气藏面积 $A=10km^2$，有效厚度 $h=20m$，孔隙度 $\phi=0.16$，束缚水饱和度 $S_{wi}=0.$

35，**原始地层压力** $p_i=39.492\text{MPa}$，**储层温度** $T=90+273=363\text{K}$，**深度** $D=4000\text{m}$。

标准条件：$p_s=0.101325\text{MPa}$，$T_s=293\text{K}$。

储层凝析气原始组成及其在等容衰竭过程中随压力下降的组成和有关参数列入表 3.2 **中**。

表 3.2　凝析气定容降压开采实验

气体组成摩尔分数 / 组分名	地层压力 (MPa)						
	39.492	27.681	24.234	20.097	14.581	9.065	4.273
氮	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15	0.15	0.14
二氧化碳	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.19	0.21
甲烷	61.72	61.72	63.10	65.21	69.79	70.77	66.59
乙烷	14.10	14.10	14.27	14.10	14.12	14.63	16.06
丙烷	8.37	8.37	8.25	8.10	7.57	7.73	9.11
异丁烷	0.98	0.98	0.91	0.95	0.81	0.79	1.01
丁烷	3.45	3.45	3.40	3.16	2.71	2.59	2.31
异戊烷	0.91	0.91	0.86	0.84	0.67	0.55	0.68
正戊烷	1.52	1.52	1.40	1.39	0.97	0.81	1.02
己烷	1.79	1.79	1.60	1.52	1.03	0.73	0.80
庚烷及以上	6.85	6.85	5.90	4.41	2.00	1.66	1.07
合计	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
容器内液体体积百分数(%)		0	3.3	19.4	23.9	22.5	11.8
C_7^+ 组分的分子量		143	138	128	116	111	110
C_7^+ 组分的相对密度		0.795	0.790	0.780	0.767	0.762	0.761
气体的 Z_g 系数		0.867	0.799	0.748	0.762	0.819	0.902
两相 Z_2 系数		0.867	0.802	0.744	0.704	0.671	0.576
采出的累积摩尔数（初始摩尔数的百分数）		0	5.374	15.438	35.096	57.695	76.787

戊烷相对分子量 72.15，**标准条件下密度** 626.2kg/m^3；

己烷相对分子量 86.12，**标准条件下密度** 659.4kg/m^3。

干气摩尔分数：

$$n_g=\frac{0.13+0.18+61.72+14.1+8.37+0.98+3.45}{100}=0.8893$$

凝析油摩尔分数

$$n_C=\frac{0.91+1.52+1.79+6.85}{100}=0.1107$$

凝析油(C_5^+)**相对分子质量**：

$$M_C=\frac{\sum_{j=1}^{4}Z_jM_j}{\sum_{j=1}^{4}Z_j}=\frac{0.0091\times72.15+0.0152\times72.15+0.0179\times86.18+0.0685\times143}{0.0091+0.0152+0.0179+0.0685}=118.3$$

$$\sum_{j=1}^{4}\frac{Z_jM_j}{\rho_{CSj}}=\frac{(0.091+0.0152)\times72.15}{626.2}+\frac{0.0179\times86.18}{659.4}+\frac{0.0685\times143}{795.0}=0.01746$$

凝析油密度：

$$\rho_{CS}=\frac{\sum_{j=1}^{4}Z_jM_j}{\sum_{j=1}^{4}(Z_jM_j/\rho_{CSj})}=\frac{13.0914}{0.01746}=749.8\text{kg/m}^3$$

原始摩尔油气比(R_{MCGi})和体积油气比(R_{VCGi})：

$$R_{MCGi}=\frac{n_C}{n_g}=\frac{0.1107}{0.8893}=0.124\text{mol/mol}$$

$$R_{VCGi}=\frac{V_{CS}}{V_{gs}}=\frac{M_C n_C}{24.055 n_g \rho_{CS}}=\frac{116\times0.1107}{24055\times0.8893\times0.7498}=0.0008006\text{m}^3/\text{m}^3$$

原始储层凝析气体积系数：

$$B_{gi}=Z_i\cdot\frac{p_s T}{p_i T_s}\cdot(1+R_{MCGi})=\frac{0.867\times0.101325\times363}{39.492\times293}\times(1+0.124)=0.003098\text{m}^3/\text{m}^3$$

烃孔隙体积：

$$V_{hci}=0.01\times(A\cdot h\cdot\phi\cdot S_g)_i=10\times20\times0.16\times(1-0.35)=0.208\times10^8\text{m}^3$$

按地层凝析气计算的原始总地质储量(即包含凝析油总当量)：

$$G=V_{hci}/B_{gi}=0.208/0.003098=67.14\times10^8\text{m}^3$$

干气原始地质储量：

$$G_g=G\cdot n_g=67.14\times0.8893=59.7\times10^8\text{m}^3$$

凝析油原始地质储量：

$$G_C=10^4 G_g\cdot R_{VCGi}\cdot\rho_{CS}=10^4\times59.707\times0.0008006\times0.7498=358.42\times10^4\text{t}$$

凝析气藏储量丰度：

对干气：

$$\Omega_g=\frac{G_g}{A}=\frac{59.707}{10}=5.9707\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$$

对凝析油：

$$\Omega_C=\frac{G_C}{A}=\frac{358.42}{10}=35.842\times10^4\text{t/km}^2$$

对总储量：

$$\Omega=\frac{G}{A}=\frac{67.14}{10}=6.714\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$$

凝析气藏单储系数：

对干气：

$$SNF_g=\frac{\Omega_g}{h}=\frac{5.9707}{20}=0.2985\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2\cdot\text{m}$$

对凝析油：

$$SNF_C=\frac{\Omega_C}{h}=\frac{35.842}{20}=1.7921\times10^4\text{t/km}^2\cdot\text{m}$$

对总储量：

$$SNF_g=\frac{\Omega_g}{h}=\frac{6.714}{20}=0.3357\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2\cdot\text{m}$$

二、凝析气藏等容物质平衡计算实例

利用凝析气等容衰竭实验(表 3.2)数据，对等容凝析气藏的降压开采物质平衡计算结果

列入表 3.3 中。表中数据表明:迭代二次已基本达到要求。当压力降至 4.273MPa 时,干气采收率达到 0.82,凝析油采收率达到 0.52。

表 3.3 等容物质平衡计算结果

输入等容衰竭资料			计算结果			
p (MPa)	Z_2	R_{MCG} (mol/mol)	G_{gp}/G_g	R_{MCGp}	G_{gP}/G	G_{CP}/G_C
39.492①	1.107	0.121	0.0	0.121000	0.0	0.0
27.681②	0.867	0.121	0.105044	0.121000	0.105044	0.105044
24.234	0.802	0.109	0.153004	0.119119	0.153261	0.150878
20.097	0.744	0.093	0.242838	0.112416	0.244712	0.227352
14.581	0.704	0.066	0.419444	0.098557	0.428013	0.348625
9.065	0.671	0.050	0.621320	0.085379	0.641711	0.452798
4.273	0.567	0.045	0.788765	0.077338	0.820731	0.524576

①原始地层压力;②露点压力。

三、凝析气藏废弃压力、采收率和可采储量估算实例

(1)表 3.1 中凝析气实例的凝析油含量很高($612g/m^3$),应用深层高含凝析油凝析气藏气废弃压力。经验估算:$p_a = 0.0022845D = 0.0022845 \times 4000 = 9.14$ MPa

(2)利用表 3.3 物质平衡计算结果和废弃压力 9.14MPa,用插值方式,求得采收率为:

$$E_{RG} = \frac{G_{Pa}}{G} = 0.641711 + \frac{0.641711 - 0.428013}{9.065 - 14.581} \times (9.14 - 9.065) = 0.639$$

$$E_{RC} = \frac{G_{CPa}}{G_C} = 0.452798 + \frac{0.452798 - 0.348625}{0.9065 - 14.581} \times (9.14 - 9.065) = 0.451$$

参考文献

1. J. Hagoort,周勇,蔡天成等译.气藏工程原理.北京:石油工业出版社,1992
2. 陈元千著.实用油气藏工程方法.东营:石油大学出版社,1998
3. А. И. Гриценко《Методическое руководство по подсчету конденсата、этана、пробана、бутана、реуглеуводородных компонентов иоределению их потенциального содержания в пластовом газе》ВНИИГАЗ СССР Москва 1984

第四章　凝析气藏开发数值模拟研究

油气藏数值模拟是利用数值计算方法求解油气水多相流体在多孔介质中渗流问题数学模型的技术，是模拟研究地下油气水运动规律，预测油气井以及油气藏开采动态和开发指标，研究和编制油气藏开发方案或调整方案的重要手段。

在油藏数值模拟技术出现之前，人们主要是利用物理实验和经验公式进行开发方案的编制。然而，油气田的开发往往规模大，影响因素多，孔隙介质的非均质性严重。尤其是凝析气藏，地下流体相态变化十分复杂，试图通过实验研究不同开发方式下凝析气藏的开发动态困难重重，因此，单纯用物理模型难以实现对整个开发过程的模拟，更难以给出合理的开发方案。

1960 年以后，计算机技术的迅速发展带动了油藏数值模拟技术的兴起和迅速发展，实现了由物理模拟到数值模拟的转变。计算机快速准确的计算使得数值模拟适合于研究复杂构造油气藏的流体渗流规律。数值模拟既可以用于研究油气藏的各种机理，分析影响因素及参数敏感性，又可用于模拟生产过程，可行性方案研究、矿场先导性试验方案设计、开发试验跟踪模拟、开发试验效果评价、开发方案及开发调整方案设计与指标预测等。

总之，在现代油气田开发中，数值模拟研究发挥着非常重要的作用，是合理制定油气田开发方案的基础，已取得了重大的经济和社会效益。

第一节　多组分油藏数值模拟研究及应用现状

20 世纪 70 年代之前，组分模型比较简单，大都采用隐式压力、显式饱和度和组分摩尔分数的方法求解，各组分的平衡常数通过查表的方式确定，难于实现大规模模拟计算，主要用于物质平衡方法，即 O 维模型。自 70 年代中期以来，一些重要的立方型状态方程，如 Peng－Robinson 方程和 Soave 方程等适合于计算烃类混合物气液性质的状态方程的提出，使采用状态方程的多组分相平衡计算技术和组分模型的求解技术得到了较快的发展与完善，计算速度也得到了大幅度提高。概括起来，多组分油气藏数值模拟技术的发展主要与以下技术密切相关：

(1)重组分特征化：本书第一章已介绍，油气藏烃类混合系统中组分数太多，分子结构十分复杂，尤其是 C_7 以上组分，相同碳数的分子有石蜡族同分异构体和环烷烃等结构，其临界性质以及摩尔分数等无法用实验手段获得。对此，Yarborough[1] 和 Whitson[18] 提出了 C_7 以上重组分摩尔分布的统计规律，使重组分按碳数的分子量和摩尔分数得以延伸。Lee－KesIer，Daubert，Riazj 等则提出了根据组分平均比重和沸点温度计算临界性质(p_c、T_c 和偏心因子)的一些计算公式，从而有助于进一步确定延伸 C_7 组分的临界性质。

(2)重组分的拟化：Whitson[18] 提出了按一定规则将物性相近的若干组分合并成一个拟组分，并按一定的混合规则确定其临界参数的重组分拟化方法。经过这样处理的混合物系统，组分数目大大减少，拟组分混合物的计算结果与实验结果相吻合。将该方法推广到地下油气系统中，使计算问题的维数大大减少。

(3)状态方程参数实验拟合:采用状态方程的多组分相平衡计算也因拟组分混合规则的确立和组分逸度系数公式的导出而显得十分成功。但对于复杂的油气混合物而言,组分系统简化后,其计算结果与实验结果存在一定误差,Conrard[30]、Coats[31]等提出了 PVT 参数实验拟合方法,通过调整拟组分的状态方程参数(Ω_a、Ω_b、δ、ω 等),使实验结果与计算结果相吻合,确保了相平衡计算结果的精度和可靠性。

(4)多组分相平衡计算方法:在具体的相平衡方程的求解方法上,Fussel[26]首先提出了一种起始收敛速度较快的逐次替换法,后经 Nghiem[19]对平衡常数加以修正计算速度有所提高,但终因在真解附近收敛速度太慢而在大型问题的计算中受到限制。后来,Nghiem 又根据 Newton 法在真解附近平方收敛、Powell 法也接近平方收敛,而在远离真解时收敛速度很慢甚至不收敛的特点,将逐次替换法与 Newton 方法或 Powell 方法前后结合、取长补短,使计算速度大大加快。

(5)多组分模型求解方法:Fussel,L. T[14]. 1979 年首次将采用状态方程的相平衡计算与油气渗流方程联系起来,奠定了新一代组分模型的基础。在新一代组分模型的基础上,学者们提出了一系列的求解方法。按流动系数离散过程中隐式程度划分,主要由全隐式方法、隐式压力显式饱和度显式组分方法以及半隐式方法等三种方法。按压力方程的导出方式分主要有 Newton—Raphson 方法和非 Newton—Raphson 方法两类。前者[9,10]的压力方程是由烃组分连续性方程、逸度方程和物质守衡方程经过高斯消元导出的,后者[2]的压力方程则是用一个加权因子将总烃和水的连续性方程线性组合而成,或根据体积平衡方法导出。

伴随着组分模型求解方法与技术的发展,目前已形成了许多商业化的组分模型软件,如 Bakerhughs 公司的 Comp5、CMG 公司的 GEM、Schlumberger 公司的 Eclipse300 等。

20 世纪 80 年代以来,我国在多组分油藏数值模拟软件研制与应用研究方面也取得了许多成果,这些成果包括:柯克亚凝析气田和板桥大张坨凝析气田循环注气方案设计,塔里木牙哈凝析气田早期高压循环注气方案设计、千米桥碳酸盐岩凝析气藏开发方案设计、葡北油田混相驱研究与现场实施、凝析气田水平井开发设计与现场实施等。自主研制的组分模型软件与其他类的数值模拟软件一起,在国家版权局进行了注册登记。

目前,多组分油气藏数值模拟技术已经成为凝析气藏和凝析气—油藏可行性方案研究、开发方案设计以及开发调整方案研究的重要技术组成部分。

第二节　多组分多相流体渗流数学模型及其求解方法

凝析气藏通常是指地下聚集的烃类混合物,在储集层温度和压力条件下,重质组分、汽油馏分、煤油馏分及少量高分子烃类呈均一蒸汽状态分散在天然气中。在原始条件下,凝析气藏或凝析气—油藏任一点处的任一组分可能存在于油、气、水三相当中的某些相中。

与普通油藏不同,凝析气藏在开发过程中随着油气的采出,气体(干气、N_2、CO_2 和富气)的注入,地层中任一点处的烃类流体在渗流过程中的总组成、压力、温度会发生变化,任一组分可以从某一相转移到另一相中去。地层中任一点处的油气饱和度变化、油气物性(密度、粘度等)变化十分复杂,油气饱和度与烃类组成、温度、压力密不可分,它们之间本身就是一个受热力学平衡条件控制的高度隐含的特殊函数关系。这种相变与平衡关系决定了多组分多相流体渗流数学模型的复杂性,即:渗流方程和包含相间物质转移与平衡关系的相态方程维数很高,整个渗流方程系统的求解难度极大。

本节将从多组分多相流体渗流数学模型、多组分相平衡快速求解技术、组分模型求解技术等多个方面来阐述组分模型的建立及其快速求解技术与方法。

一、多组分多相流体渗流数学模型

设在一个油气藏系统内存在组分数为 n_c 的有限个组分(水除外),由这些组分混合而成的地层流体在多孔介质中的流动可以归结为包含相间组分转移的多组分多相渗流问题。该问题的数学模型包含:油气水渗流的连续性方程、运动方程、相平衡方程、状态方程以及一系列辅助方程。为了使这一极为复杂的过程能够通过数学方程给予描述,多组分多相流体渗流模型通常作以下可以接受的假设:

(1)物质守恒方程以组分质量守恒形式出现组分间不发生化学反应;

(2)忽略凝析气藏开发过程中地层温度的变化;

(3)运动方程采用扩展的达西定律;

(4)忽略水溶解天然气的能力,水和烃类系统不混容;

(5)忽略组分的扩散现象。

将运动方程代入连续性方程中,则三维三相组分模型可以用以下方程来描述:

烃组分连续性方程:

$$\nabla\left[\left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o}\right)\rho_o x_i\nabla(p_o+\rho_{om}gh)\right]+\nabla\left[\left(\frac{KK_{rg}}{\mu_g}\right)\rho_g y_i\nabla(p_o+p_{cgo}+\rho_{gm}gh)\right]-q_i\delta(X-X_{nw},Y-Y_{nw})=\frac{\partial}{\partial t}[\Phi(\rho_o S_o+\rho_g S_g)Z_i] \tag{4.1}$$

$(i=1,\cdots,n_c-1)$

总烃的连续性方程:

$$\nabla\left[\left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o}\right)\rho_o\nabla(p_o+\rho_{om}gh)\right]+\nabla\left[\left(\frac{KK_{rg}}{\mu_g}\right)\rho_g\nabla(p_o+p_{cgo}+\rho_{gm}gh)\right]-q_t\delta(X-X_{nw},Y-Y_{nw})=\frac{\partial}{\partial t}[\Phi(\rho_o S_o+\rho_g S_g)] \tag{4.2}$$

水的连续性方程:

$$\nabla\left[\left(\frac{KK_{rw}}{\mu_w B_w}\right)\nabla(p_o-p_{cow}+\rho_w gh)\right]-q_w\delta(X-X_{nw},Y-Y_{nw})=\frac{\partial}{\partial t}(\Phi S_w/B_w) \tag{4.3}$$

烃类系统的热力学平衡条件(逸度方程):

$$f_i^L=f_i^V\qquad(i=1,\cdots,n_c) \tag{4.4}$$

饱和度关系方程:

$$\rho_o S_o(1-L)-\rho_g S_g L=0 \tag{4.5}$$

摩尔分数和饱和度约束方程:

$$S_o+S_g+S_w=1 \tag{4.6}$$

$$\sum x_i=\sum y_i=\sum Z_i=1 \tag{4.7}$$

$$x_i L+y_i(1-L)=Z_i\qquad(i=1,\cdots,n_c-1) \tag{4.8}$$

生产约束条件:油气产量或井底压力必须受地面油、气外输压力以及井筒条件的制约,即:

$$p_{wmin}\leqslant p_w\leqslant p_{wmax} \tag{4.9}$$

$$q_{min}\leqslant\beta q_t\leqslant q_{max} \tag{4.10}$$

其中 n_c——拟组分的数目;

L——液相所占的总摩尔分数；

ΔV——节点网格块的表观体积；

Δt——时间步长；

f_i^V、f_i^L——第 i 组分在气、液相中的逸度；

K_{ro}、K_{rg}、K_{rw}——分别为油、气、水相相对渗透率；

S_o、S_g、S_w——分别为油、气、水相饱和度；

ρ_o、ρ_g——分别为油、气相摩尔密度；

ρ_w——水相质量密度；

μ_o、μ_g、μ_w——分别是油、气、水相粘度；

x_i、y_i——分别是第 i 组分在油、气相中的摩尔分数；

Z_i——第 i 组分在油气系统中总的摩尔分数；

p_o——油相压力；

p_{cgo}、p_{cow}——分别是油气、油水毛管压力；

p_{wmin}、p_{wmax}——分别是生产井的最小井底流压和注入井的最大注入井底压力；

q_{min}、q_{max}——分别是极限经济产量和最大允许产能；

q_i、q_t——分别是组分 i 和所有组分的摩尔产量；

β——将摩尔产量换算成标准条件下天然气产量的换算系数。

方程(4.1)～(4.8)与生产约束条件一起构成了凝析气藏或凝析气—油藏数值模拟的数学模型。方程(4.4)、(4.7)、(4.8)可用于计算已知组成的烃类混合物的相态特征，这些高度隐式的非线性方程组本身求解十分复杂，其计算速度对组分模型整体的计算速度影响很大，因此，其求解方法一直是组分模型研究中的一项重要内容，其具体计算方法第一章已作了较详细介绍，因此，本章不再讨论。其次，差分方程的隐式程度与计算速度、稳定性、收敛性、时间步长密切相关，也是组分模型研究的一项重要内容，下面将给予重点介绍。

二、组分模型求解方法

组分模型求解方法大致可分为隐式压力显式组分显式饱和度方法(IMPECS)、全隐式方法和半隐式方法三类。IMPECS 方法简便易行，但由于隐式程度低，因此其计算时间步长受到严格限制，实用性大大降低。1979 年，Coats[9] 等人提出了采用状态方程的全隐式组分模型求解方法，该方法隐式程度高，计算稳定性好，但需要联立求解的方程组维数高，计算工作量极大。后来，Branco[3] 等人描述了一种半隐式方法(部分隐式方法)，通过对渗流差分方程中的对流项和源汇项的组分显式处理，并依次对各节点的逸度方程和渗流差分方程进行消元处理，形成了一组每个节点只有三个独立变量、三个需要联立求解的方程系统，其他未知量可以通过显式计算得到。求解这样一组线性系统方程组与全隐式黑油模型线性系统方程组的计算工作量比较接近，而且隐式程度比较高，因此，该方法具有 IMPECS 方法和全隐式方法两者的优点。下面，我们将对全隐式方法、半隐式方法和 IMPECS 方法作一个简单介绍。

1. 全隐式方法

偏微分方程在一般情况下难以导出解析解，只能用离散化方法求数值解，目前在油气藏数值模拟中比较成熟的离散化方法是有限差分方法。偏微分方程离散化，首先要把求解区域按一定的网格系统进行剖分，目前商用软件最常用和最成熟的是矩形网格系统，差分方法通常采用空间变量按网格块中心差分(如图 4.1)，时间变量按向前差分方法。

在离散化过程中，我们将网格点(i,j,k)称为本点，而与之相邻的左、右、前、后、上、下六个点称为该点的邻点，它们的坐标分别为$(i-1,j,k)$，$(i+1,j,k)$，$(i,j-1,k)$，$(i,j+1,k)$，$(i,j,k-1)$，$(i,j,k+1)$，相应的物理量组成的集合用 e 表示。

在油气水三相组分模型渗流方程离散化过程中，累积项、对流项和源汇项对压力、组分和饱和度全部进行隐式处理的方法称为全隐式方法。通常，油气的摩尔密度随压力变化比较敏感，而随组分变化相对不敏感，因此，在下面将要讨论的烃组分渗流方程的离散化方程中，不考虑油气的摩尔密度对组分摩尔分数的导数。前面已论述，在多组分相平衡计算过程中，为减少独立未知变量和联立求解方程组的维数，加快计算速度，先将约束方程(4.7)、(4.8)代入逸度方程(4.4)中进行消元，并根据液相摩尔分数的数值大小选择 $L-x_i$ 迭代或 $V-y_i$ 迭代。将这种方法进一步推广到油气水三相组分模型的求解过程中，经过对水方程、烃组分渗流方程离散化处理以后，则任一节点有 $2n_c+2$ 个独立未知变量，可以写成如下增量向量形式：

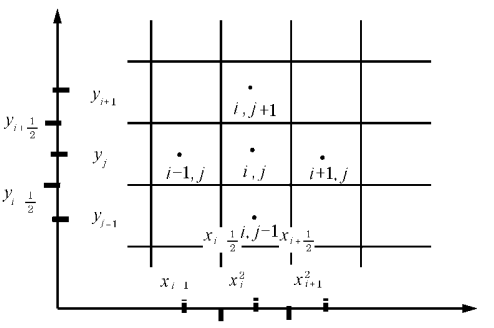


图 4.1　矩形网格系统平面节点关系

$$\boldsymbol{X}=(\delta S_{\mathrm{w}},\delta p_{\mathrm{o}},\delta S_{\mathrm{g}},\delta L,\delta x_1,\delta x_2,\cdots,\delta x_{n_{\mathrm{c}}-1},\delta Z_1,\delta Z_2,\cdots,\delta Z_{n_{\mathrm{c}}-1})^{\mathrm{T}}$$

每一节点需要联立求解的方程数也是 $2n_c+2$ 个，它们是：

水的渗流差分方程：

$$\begin{aligned}
&\sum_e\left(\frac{T_{\mathrm{e}}}{\mu_{\mathrm{w}}B_{\mathrm{w}}}\right)\left\{(\Delta\Phi_{\mathrm{w}})\left[\frac{\partial K_{\mathrm{rw}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})_{ij}\right]_{\mathrm{upstream}}+(K_{\mathrm{rw}})_{\mathrm{upstream}}(\delta p_{\mathrm{e}}-\delta p_{ij})\right\}\\
&+\left[q_{\mathrm{w}}^n+\frac{\partial q_{\mathrm{w}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{w}}}{\partial p_{ij}}\delta p_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{w}}}{\partial p_{\mathrm{wf}}}\delta p_{\mathrm{wf}}\right]\\
&=\frac{\Delta V}{\Delta t}\left\{\left[\left(\frac{\phi S_{\mathrm{w}}}{B_{\mathrm{w}}}\right)^{\kappa}-\left(\frac{\phi S_{\mathrm{w}}}{B_{\mathrm{w}}}\right)^{n}\right]\right\}+\left(\frac{\Delta V\phi}{\Delta tB_{\mathrm{w}}}\right)^{\kappa}\{S_{\mathrm{w}}(C_{\mathrm{f}}-C_{\mathrm{w}})\delta p_{ij}+(\delta S_{\mathrm{w}})_{ij}\}
\end{aligned}\tag{4.11}$$

总烃渗流差分方程：

$$\begin{aligned}
&\sum_e\left(\frac{T_{\mathrm{e}}\rho_{\mathrm{o}}}{\mu_{\mathrm{o}}}\right)^{\kappa}\left\{(\Delta\Phi_{\mathrm{o}})\left[\frac{\partial K_{\mathrm{ro}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})+\frac{\partial K_{\mathrm{ro}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})\right]_{\mathrm{upstream}}+(K_{\mathrm{ro}})_{\mathrm{upstream}}(\delta p_{\mathrm{e}}-\delta p_{ij})\right\}\\
&+\sum_e\left(\frac{T_{\mathrm{e}}}{\mu_{\mathrm{o}}}\right)^{\kappa}(K_{\mathrm{ro}})_{\mathrm{upstream}}\Delta\Phi_{\mathrm{o}}\left[\frac{\partial\rho_{\mathrm{o}}}{\partial p}\delta p_{ij}\right]_{\mathrm{upstream}}\\
&+\sum_e\left(\frac{T_{\mathrm{e}}\rho_{\mathrm{g}}}{\mu_{\mathrm{g}}}\right)^{\kappa}\left\{(\Delta\Phi_{\mathrm{g}})\left[\frac{\partial K_{\mathrm{rg}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})\right]_{\mathrm{upstream}}+(K_{\mathrm{rg}})_{\mathrm{upstream}}(\delta p_{\mathrm{e}}-\delta p_{ij})\right\}\\
&+\sum_e\left(\frac{T_{\mathrm{e}}}{\mu_{\mathrm{g}}}\right)^{\kappa}(K_{\mathrm{rg}})_{\mathrm{upstream}}\Delta\Phi_{\mathrm{g}}\left[\frac{\partial\rho_{\mathrm{g}}}{\partial p}\delta p\right]_{\mathrm{upstream}}\\
&+\left[q_{\mathrm{o}}^n+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial p_{ij}}\delta p_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial p_{\mathrm{wf}}}\delta p_{\mathrm{wf}}\right]\\
&+\left[q_{\mathrm{g}}^n+\frac{\partial q_{\mathrm{g}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}}}{\partial p_{ij}}\delta p_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}}}{\partial p_{\mathrm{wf}}}\delta p_{\mathrm{wf}}\right]\\
&=\frac{\Delta V}{\Delta t}\{[\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}})^{\kappa}]-[\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}})^{n}]\}\\
&+\left(\frac{\Delta V}{\Delta t}\right)\left\{\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}})^{\kappa}c_{\mathrm{f}}+\phi\left(S_{\mathrm{o}}\frac{\partial\rho_{\mathrm{o}}}{\partial p}+S_{\mathrm{g}}\frac{\partial\rho_{\mathrm{g}}}{\partial p}\right)^{\kappa}\right\}\delta p_{ij}
\end{aligned}\tag{4.12}$$

$$+\left(\frac{\Delta V}{\Delta t}\right)\{-(\phi\rho_{\mathrm{o}})\delta S_{\mathrm{w}}+\phi(\rho_{\mathrm{g}}-\rho_{\mathrm{o}})\delta S_{\mathrm{g}}\}$$

烃组分渗流差分方程：

$$\sum_{e}\left(\frac{T_{\mathrm{e}}\rho_{\mathrm{o}}x_i}{\mu_{\mathrm{o}}}\right)^{\kappa}\left\{(\Delta\Phi_{\mathrm{o}})\left[\frac{\partial K_{\mathrm{ro}}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})+\frac{\partial K_{\mathrm{ro}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})\right]_{\mathrm{upstream}}+(K_{\mathrm{ro}})_{\mathrm{upstream}}(\delta p_{\mathrm{e}}-\delta p_{ij})\right\}$$

$$+\sum_{e}\left(\frac{T_{\mathrm{e}}}{\mu_{\mathrm{o}}}\right)^{\kappa}(K_{\mathrm{ro}})_{\mathrm{upstream}}\Delta\Phi_{\mathrm{o}}\left\{\rho_{\mathrm{o}}\delta x_i+x_i\left[\frac{\partial\rho_{\mathrm{o}}}{\partial p}\delta p_{ij}\right]\right\}_{\mathrm{upstream}}$$

$$+\sum_{e}\left(\frac{T_{\mathrm{e}}\rho_{\mathrm{g}}y_i}{\mu_{\mathrm{g}}}\right)^{\kappa}\left\{(\Delta\Phi_{\mathrm{g}})\left[\frac{\partial K_{\mathrm{rg}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})\right]_{\mathrm{upstream}}+(K_{\mathrm{rg}})_{\mathrm{upstream}}(\delta p_{\mathrm{e}}-\delta p_{ij})\right\}$$

$$+\sum_{e}\left(\frac{T_{\mathrm{e}}}{\mu_{\mathrm{g}}}\right)^{\kappa}(K_{\mathrm{rg}})_{\mathrm{upstream}}\Delta\Phi_{\mathrm{g}}\left\{\rho_{\mathrm{g}}\left(\frac{L}{L-1}\right)\delta x_i+\rho_{\mathrm{g}}\left(\frac{y_i-x_i}{1-L}\right)\delta L+\rho_{\mathrm{g}}\left(\frac{1}{1-L}\right)\delta Z_i\right.$$

$$\left.+y_i\left[\frac{\partial\rho_{\mathrm{g}}}{\partial p}\delta p\right]\right\}_{\mathrm{upstream}}+\left\{q^{n}_{\mathrm{o}i}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}i}}{\partial S_{\mathrm{w}}}(\delta S_{\mathrm{w}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial p_{ij}}\delta p_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}}}{\partial p_{\mathrm{wf}}}\delta p_{\mathrm{wf}}+\frac{\partial q_{\mathrm{o}i}}{\partial x_i}(\delta x_i)\right\}$$

$$+\left[q^{n}_{\mathrm{g}i}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}i}}{\partial S_{\mathrm{g}}}(\delta S_{\mathrm{g}})_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}i}}{\partial p_{ij}}\delta p_{ij}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}i}}{\partial p_{\mathrm{wf}}}\delta p_{\mathrm{wf}}+\frac{\partial q_{\mathrm{g}i}}{\partial y_i}\left(\frac{L}{L-1}\right)(\delta x_i)\right]$$

$$=\frac{\Delta V}{\Delta t}\{[\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}x_i+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}y_i)^{\kappa}]-[\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}x_i+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}y_i)^{n}]\}$$

$$+\left(\frac{\Delta V}{\Delta t}\right)\left\{\phi(\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}x_i+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}y_i)^{\kappa}c_{\mathrm{f}}+\phi\left(x_iS_{\mathrm{o}}\frac{\partial\rho_{\mathrm{o}}}{\partial p}+y_iS_{\mathrm{g}}\frac{\partial\rho_{\mathrm{g}}}{\partial p}\right)^{\kappa}\right\}\delta p_{ij}$$

$$+\left(\frac{\Delta V}{\Delta t}\right)\{-(\phi\rho_{\mathrm{o}}x_i)\delta S_{\mathrm{w}}+\phi(\rho_{\mathrm{g}}y_i-\rho_{\mathrm{o}}x_i)\delta S_{\mathrm{g}}\}$$

$$+\left(\frac{\Delta V\phi}{\Delta t}\right)\left\{\left[\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}\left(\frac{L}{L-1}\right)\right]\delta x_i+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}\left(\frac{L}{L-1}\right)\delta Z_i+\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}\left(\frac{x_i-y_i}{L-1}\right)\delta L\right\}$$

$$(i=1,2,\cdots\cdots n_{\mathrm{c}}-1)\tag{4.13}$$

饱和度关系方程(4.5)线性化得：

$$\left[S_{\mathrm{o}}(1-L)\frac{\partial\rho_{\mathrm{o}}}{\partial p}-S_{\mathrm{g}}L\frac{\partial\rho_{\mathrm{g}}}{\partial p}\right]\delta p-\rho_{\mathrm{o}}(1-L)\delta S_{\mathrm{w}}-[\rho_{\mathrm{o}}(1-L)+\rho_{\mathrm{g}}L]\delta S_{\mathrm{g}}$$

$$-[S_{\mathrm{o}}\rho_{\mathrm{o}}+S_{\mathrm{g}}\rho_{\mathrm{g}}]\delta L=[\rho_{\mathrm{o}}S_{\mathrm{o}}(1-L)-\rho_{\mathrm{g}}S_{\mathrm{g}}L]^{\kappa}\tag{4.14}$$

逸度方程的线性化参见第一章第四节。对于任一节点，烃组分和水的渗流差分方程、逸度方程以及饱和度关系方程总共 $2n_{\mathrm{c}}+2$ 个线性代数方程，$2n_{\mathrm{c}}+2$ 个未知变量，系统是封闭的，联立求解这些方程组，就可以得到问题的近似解。

全隐式组分模型方程系统维数极高，系数矩阵虽然是稀疏的，但非零元素的结构很复杂，因此，计算机编程难度大，计算耗时多。对于任一节点，全隐式方法系数矩阵本点子阵的非零元素结构如图 4.2 所示，邻点子阵的非零元素结构也与之相同，图中的空白部分为零元素。

由于逸度方程以及饱和度关系方程(4.14)是非线性代数方程，是本点的未知变量的函数，与邻点未知变量无关，因此，其线性化后的线性代数方程也仅与本点未知变量有关。逸度方程和饱和度关系方程通过线性变换，变量 $\delta x_1,\delta x_2,\cdots,\delta x_{n_{\mathrm{c}}-1},\delta L,\delta S_{\mathrm{g}}$ 可以用 $\delta Z_1,\delta Z_2,\cdots,\delta Z_{n_{\mathrm{c}}-1},\delta p,\delta S_{\mathrm{w}}$ 的线性函数来表示，将其代入水方程和烃组分渗流差分方程中消元，最终使渗流差分方程只剩下 $\delta Z_1,\delta Z_2,\cdots,\delta Z_{n_{\mathrm{c}}-1},\delta p,\delta S_{\mathrm{w}}$ 共 $n_{\mathrm{c}}+1$ 个独立未知变量。经过消元变换，全隐式组分模型每一个节点只需要联立求解 $n_{\mathrm{c}}+1$ 个方程、$n_{\mathrm{c}}+1$ 个变量的线性代数方程组，所需联立求解的方程维数降低一半，计算速度成倍提高。

全隐式方法计算稳定性好，但每个节点所需联立求解的方程组维数较高，每次迭代的耗时

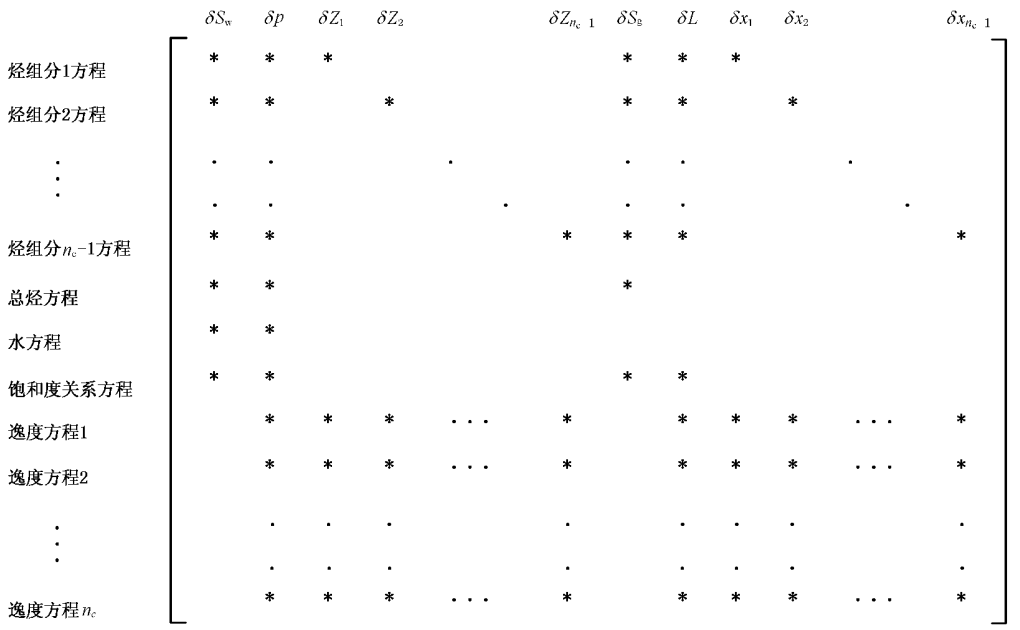


图 4.2　全隐式方法系数矩阵本点子阵的非零元素结构图

较多。

2. 半隐式方法

为了减少联立求解方程组维数，Branco 等人提出了一种半隐式方法（部分隐式方法）。与全隐式方法类似，该方法在渗流方程所有各项离散化过程中对压力、饱和度的处理是隐式的，累积项、源汇项对组分的处理也是隐式的。所不同的是，对流项对组分的处理则是显式的，这样的简化处理可以使烃组分渗流差分方程中邻点系数子阵中的组分变量所对应的系数元素全为 0，即：δZ_i、δx_i（$i=1,\cdots,n_c-1$）的系数为 0。和全隐式方法消元处理过程类似，首先，将逸度方程和饱和度关系方程代入水方程和烃组分渗流差分方程中消元，得到的 n_c+1 个烃组分和水的渗流差分方程只有本点子矩阵组分变量 $\delta Z_1,\delta Z_2,\cdots,\delta Z_{n_c-1}$ 所对应的系数不为 0。然后，通过进一步消元处理，消去未知变量 $\delta Z_1,\delta Z_2,\cdots,\delta Z_{n_c-1}$，最后得到任一节点只有两个独立变量（$\delta S_w,\delta p$）、两个联立方程的线性系统。一旦完成了该系统 $n+1$ 时步中的 κ 级迭代，就可得到各节点的主变量的增量 δS_w^{κ} 和 δp^{κ}。将主变量的新的增量值代入消元后的烃组分渗流方程中，就可以显式地计算出各组分总摩尔分数的变化量 $\delta Z_1^{\kappa},\delta Z_2^{\kappa},\cdots,\delta Z_{n_c-1}$。对于任一节点，由于其新的组成、压力已经确定，所以，通过相平衡计算，又可以求出各节点新的气液相摩尔分数、气液相中各组分的摩尔分数以及油、气饱和度。重复迭代计算，直至收敛。

对于相同节点规模的数模问题，组分模型半隐式方法与黑油模型全隐式方法形成的联立方程系统的维数接近，因此，该方法既可保留全隐式方法大时间步长的优点，又具有计算速度快的特点。

3. IMPECS 方法

IMPECS 方法在渗流方程离散化过程中的隐式程度更低，即：累积项、源汇项对压力、饱和度、组分是隐式处理的，而对流项只对压力隐式处理，对饱和度和组分的处理则是显式的。与半隐式方法相比，IMPECS 方法关于对流项离散处理的隐式程度更低了，即：不仅对组分显式处理，而且还对饱和度显示处理。这样它不仅使烃组分渗流差分方程中邻点所对应的系数子

阵中组分变量所对应的系数元素全为 0，而且，饱和度变量所对应的系数元素也为 0，因此，可以像半隐式方法那样消元，即：将烃组分和水的渗流差分方程进一步消元，消去未知变量 δZ_1，δZ_2，…，δZ_{n_c-1}，δS_w，最后得到任一节点只有一个独立变量 δp、一个方程的线性系统。一旦完成了该系统 $n+1$ 时步中的 κ 级迭代，就可得到每个节点的主变量的增量 δp^{κ}。将主变量的新增量值 δp^{κ} 代入消元后的烃组分渗流方程和水方程中，就可以显式地计算出各组分的总摩尔分数的变化量以及含水饱和度的变化量。对于任一节点，由于其新的组成、压力已经确定，所以，通过相平衡计算，又可以求出各节点新的气液相摩尔分数以及气液相中各组分的摩尔分数。再进行重复迭代计算，直至收敛。

IMPECS 方法虽然所需联立求解的方程组维数很低，每一时间步所需要的计算量较小，但是，由于其隐式程度低，因此，时间步长受到严格的限制，总体计算速度比较慢。

三、大型稀疏线性代数方程组的求解方法

对各种类型的微分方程进行离散化以后，均形成一个线性代数方程组。在油藏模拟大型稀疏线性代数方程组的求解过程中，人们习惯于将线性代数方程组的形式写成

$$A\delta X = r \tag{4.15}$$

式中 A——系数矩阵；

r——残差向量；

δX——未知变量的增量所组成的向量。

线性代数方程组的求解方法可以分成两类：直接解法和迭代解法。直接解法实际上就是初等数学中的高斯消元法或 LU 分解算法，应该讲直接解法得到的解是较精确的，不足之处是随方程组维数的增加计算速度成倍下降。迭代解法是一种近似解法，它首先要估计所求变量的初值，然后经过有限次迭代得到满足误差要求的近似解，即认为此解就是该代数方程组的解。迭代解法的种类也很多，主要有松弛迭代法和预处理共轭梯度迭代算法。目前，许多大型商用软件主要采用迭代算法，对于大型数值模拟计算问题，优先采用预处理共轭梯度迭代算法，以达到快速、精确的目的。下面简要介绍 ORTHOMIN 迭代和 GMRES 迭代两种计算方法。

1. ORTHOMIN 迭代共轭梯度解法

在 20 世纪七八十年代，一种以共轭梯度方法为基础发展起来的预处理共轭梯度解法技术（ORTHOMIN 迭代）得到了有效地开发应用，求解步骤由不完全 LU 分解和 ORTHOMIN 迭代两部分组成。

1）不完全 LU 分解

根据充填阶数的不同要求，矩阵 A 可以分解成相应近似的 LDU 形式，此时的残差方程就可以近似写成

$$LDU\delta X^n = r^{n-1} \tag{4.16}$$

式中 n 为迭代次数，由于不完全 LU 分解的矩阵 L、D、U 是近似的，因此，方程组(4.16)的解也是近似的，需要通过迭代得到精确解。不同的迭代方法计算速度存在很大差异，下面的 ORTHOMIN 迭代方法是一种计算速度比较快的方法。

2）ORTHOMIN 迭代计算

设在第 n 次迭代时，由不完全 LDU 求逆得到一个摄动向量 δX^n。根据前面的迭代还可以得到一组向量：δX^{n-1}、δX^{n-2}，…，δX^1，假设这组向量能够构成一组正交向量，Aq^{n-1}，Aq^{n-2}，

……，Aq^1，利用新的向量 δX^n，就可以得到一个新的向量 q^n，使 Aq^n 对前面 $Aq^k(k=1,\cdots\cdots,n-1)$ 是正交的，且

$$Aq^n = A\delta X^n - \sum a_i Aq^i \tag{4.17}$$

式中 a_i 是正交系数。根据正交性

$$(Aq^n, Aq^i) = 0 \tag{4.18}$$

易得正交系数 a_i 的计算公式：

$$a_i = (A\delta X^n, Aq^i)/(Aq^i, Aq^i) \tag{4.19}$$

q^n 是第 n 次迭代的共轭方向，沿此方向能找到一最优步长 ω，使线性代数方程组的残差平方和 $\| r^{n-1} - \omega Aq^n \|^2$ 达到极小，于是：

$$\omega = (Aq^n, r^{n-1})/(Aq^n, Aq^n) \tag{4.20}$$

新的残差为 $r^n = r^{n-1} - \omega Aq^n$。

2. GMRES 迭代算法[39]

1)GMRES 迭代计算步骤

GMRES 迭代算法是以 Galerkin 原理为基础的一种算法。对于方程组(4.15)，GMRES 迭代算法的迭代过程如下：

(1)给定线性系统(4.15)解的初始猜值 δX_0，M_L 为左预处理矩阵，则初始残差向量 r_0 为

$$r_0 = B - A \cdot \delta X_0 \tag{4.21}$$

$$r_1 = M_L^{-1} \cdot B \tag{4.22}$$

$$v_1 = \frac{r_1}{\| r_1 \|} \tag{4.23}$$

(2)$m=1,2,\cdots,\kappa$ 迭代：

$$w = M_{\mathrm{L}}^{-1} \cdot A \cdot M_{\mathrm{R}}^{-1} \cdot v_m \tag{4.24}$$

$$h_{l,m} = (w, v_1) \qquad l = 1,2,\cdots,m \tag{4.25}$$

$$v_{m+1} = w - \sum_{l=1}^{m} h_{l,m} v_l \tag{4.26}$$

$$h_{m+1,m} = \| v_{m+1} \| \tag{4.27}$$

$$v_{m+1} = \frac{v_{m+1}}{h_{m+1,m}} \tag{4.28}$$

如果 $\min \| \beta \cdot e_1 - \overline{H}_m y \| / \beta \leqslant \delta$，则结束迭代。

(3)求方程(4.15)的近似解：

$$X_k = M_R^{-1} \cdot (\delta X_0 + V_k y_k) \tag{4.29}$$

式(4.29)中 M_R 为矩阵 A 的右处理矩阵 y_k 为以下函数的极小值。

$$J(y) = \| \beta \cdot e_1 - \overline{H}_k y \| \tag{4.30}$$

设方程组(4.15)的维数为 N，则 A 为 $N \times N$ 阶系数矩阵，r_0、r_1、w 和 $v_m(m=1,\cdots,k)$ 是 N 阶向量。$\| \cdot \|$ 为向量的 $L-2$ 模，(v_1, v_2) 为向量的内积。(4.29)式中 V_k 是由列向量 $v_m(m=1,\cdots,k)$ 构成的 $k \times N$ 阶矩阵。在(4.30)式中，e_1 为 $(k+1) \times (k+1)$ 单位矩阵的第一列，即 $[1,0,0,\cdots,0,0]^{\mathrm{T}}$；$\overline{H}_k$ 为一个上 Hessenberg 矩阵加一行向量，此行向量唯一的非零元素为 $h_{k+1,k}$，位于 $(k+1,k)$；y 为 k 阶向量；β 为初始残差的 L－2 模 $\beta \equiv \| r_0 \|$。M_{L} 和 M_{R} 分别为左、右面预处理矩阵。

注意到在第二步的迭代过程中就需要求解函数 $J(y)$ 的极小值来判定是否结束迭代，在实

际应用中并不等迭代完成后再求解函数 $J(y)$ 的极小值，而是在迭代的过程中求解。

2)预处理

对形如方程组(4.15)的系统，如果左右端系数矩阵条件数较大，方程组是病态的，则GMRES算法将没有高速收敛的特性。要有高效率，必须对方程组(4.15)采用适当的预处理方法。预处理是为了改善方程组(4.15)系数矩阵的条件数，使预处理后的系数矩阵的特征值更接近于1。

如果采用左预处理，设预处理矩阵为 M_L，在方程组(4.15)的左右两端分别乘以预处理矩阵的逆矩阵 M_L^{-1}，成为

$$M_L^{-1}A \cdot \delta X = M_L^{-1}B \Leftrightarrow \widetilde{A} \cdot \delta X = \widetilde{B} \tag{4.31}$$

求解系统(4.15)现在改为求解左预处理后的线性代数方程组(4.31)。上述GMRES计算过程式(4.21)～式(4.29)中的右预处理矩阵 M_R 相应地取为单位矩阵。

如果采用右预处理，设预处理矩阵为 M_R，可以将系统(4.15)改写为

$$(A \cdot M_R^{-1}) \cdot (M_R \cdot X) = B \Leftrightarrow \widetilde{A} \cdot \widetilde{X} = B \tag{4.32}$$

求解系统(4.15)现在改为求解右预处理后的系统(4.34)。这里，GMRES计算过程(4.21)式～(4.29)式中的左预处理矩阵 M_L 相应地取为单位矩阵。

最简单的预处理矩阵是单位矩阵，它对系统(4.15)没有任何作用。最复杂的预处理矩阵是 A，采用左预处理后的系统(4.31)的右端向量即为解向量，而采用右预处理后的系统(4.32)与原始系统(4.15)相同，所以没有实际意义。可以用的预处理矩阵介于单位矩阵和系数矩阵 A 之间。在实际应用中，M_L^{-1} 并不直接求解。这是因为即使预处理矩阵 M 是稀疏矩阵，它的逆一般也不是稀疏矩阵，这就需要很大的存储空间；另外，如果 M 是病态的，则在计算它的逆时会引入很大的误差。实际上，M_L^{-1} 和向量 l 的乘积与求解如下方程组是等价的：

$$M_L^{-1}l = \widetilde{B} \tag{4.33}$$

由此可见，对于GMRES计算过程中预处理矩阵参与计算的步骤，都可以将问题转化为形如(4.33)式的方程组进行求解。如果预处理矩阵 M 对改善系统(4.15)的性态有较大作用，并且方程组(4.33)的可解性较好，则此预处理就有可能使用在GMRES算法中，大大提高GMRES算法的效率。

设 L、U 分别为矩阵 A 不包含主对角元素的下三角阵和上三角阵，D 为对角阵，则

$$M_L = (L+D) \cdot D^{-1} \cdot (D+U) \tag{4.34}$$

将它作为预处理矩阵，则由方程(4.22)、(4.24)易求得向量 r_1 和 w。这种预处理方法称为LUSGS预处理。

四、组分模型软件设计与编程

组分模型软件研制是一项复杂而又繁重的工作，需要综合多方面的人才、知识和经验。组分模型软件研制主要应开展以下工作：

(1)组分模型离散化方法、计算公式的推导；

(2)熟练掌握凝析气藏工程原理；

(3)编写组分模型软件设计报告和计算流程框图(图4.3)；

(4)组分模型各软件模块的编制和调试；

(5)可视化的组分模型软件前后处理辅助模块。

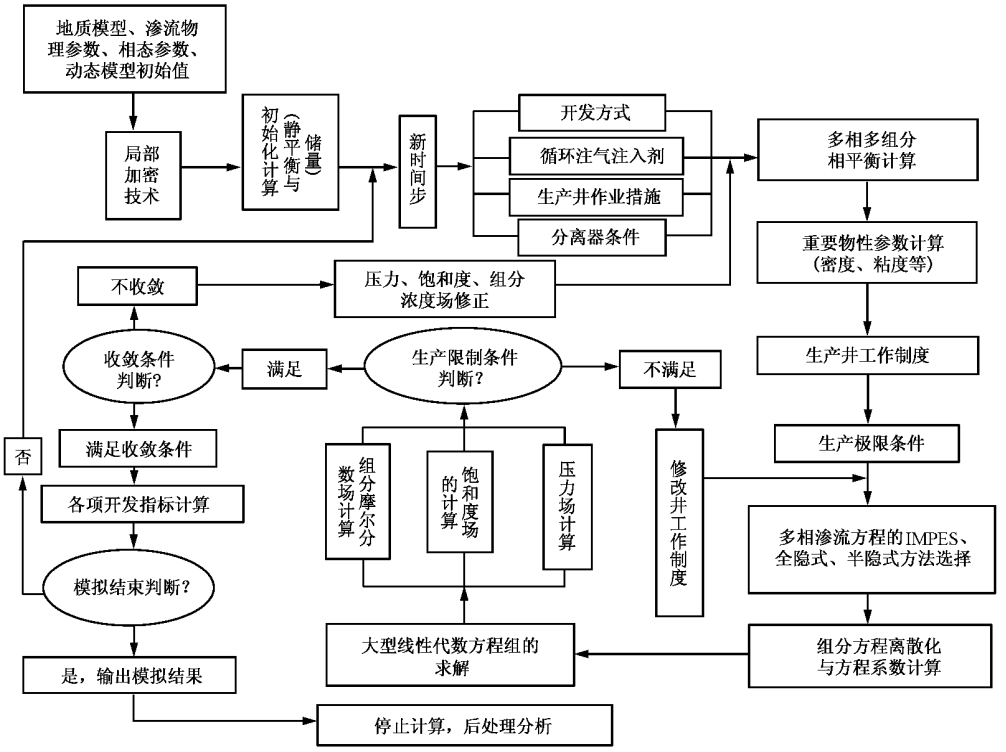


图 4.3　组分模型软件计算流程框图

第三节　凝析气藏数值模拟基础数据准备

凝析气藏数值模拟技术经多年的研究与应用，已经日趋完善与成熟。对于大多数气藏开发研究人员来说，不再探讨模型算法和软件研制，而是针对气藏的实际情况使用好这些软件，以得到更加真实可靠的结果。油藏数值模拟的计算结果是由输入数据决定的，输入数据来源广泛，有地质数据、实验数据、射孔数据、油井生产动态数据、地面分离器数据以及产能研究结果等，可以说，用于油藏数值模拟的每一项数据都是需要经过认真研究才能选用的。

一、地质模型三维数据体

一个合理的、数值化的地质模型，是开展凝析气藏数值模拟的基础。数值模拟结果的准确性，依赖于地质模型的准确性以及模拟研究人员对地质认识的把握程度。因此，把握地质特征，建立能真正再现凝析气藏地质特征和储层内幕的三维地质模型十分重要。从凝析气藏模拟研究的角度考虑，建立地质模型主要考虑以下因素：

1. 凝析气藏的构造、断裂特征

这是对凝析气藏外观形态的描述，包括气藏的圈闭面积及闭合高度、形态、断层（正断层、逆断层）及其封闭性、断层走向、可疑断层存在的可能性等。其资料主要来自地质研究和地震解释的研究成果。

2. 储层的分布

储层是流体储集和渗流的场所，按储层特征划分可以分为单纯介质和双重介质。一般地，绝大部分砂岩凝析气藏属于单纯介质储层，而古潜山、火成岩、碳酸盐岩储层属于双重介质储层。

对于砂岩凝析气藏，需要精细描述各单砂体在平面上的展布（尖灭）、砂体厚度的分布等。对于双重介质型凝析气藏，需要根据地质研究和测井解释分析，对储层是块状还是层状定性，并在三维空间上描述储层的分布。这些资料主要来自于地质、地震、测井研究成果。对于新发现的油气藏，由于井数少，仅用井资料难于预测砂体在平面上的展布，因此，将井资料和地震信息相结合的方法是预测新发现油气藏厚砂体分布的有效方法。

3. 隔层与夹层

通常，油气藏在纵向上有若干个储层组成，储层之间有泥岩隔层和夹层，隔层和夹层有薄有厚，甚至储层内部也有许多分布不稳定的夹层，根据地质、地震、测井研究成果可以描述夹层对储层纵向连通性的影响。

4. 储层物性与非均质性

储层物性的优劣是影响油气地质储量、流体渗流能力乃至生产井产能的重要因素，储层物性包括：基质孔隙度、基质渗透率、裂缝密度、裂缝孔隙度和裂缝渗透率等。根据地质、地震、测井、试井和实验岩心分析研究成果，可以定量描述储层物性在平面上的分布及其非均质性。绝对渗透率数据主要来源于实验室测定、测井资料和试井解释结果。孔隙度则来源于实验室测定和测井资料解释结果。

事实上，准确了解地层性质非常困难，首先，油层渗透率的非均质性一般都很严重，井点之间，不同层之间差异很大；第二，油藏中的取心井总是少数，一般不足十分之一，而实验测定的样品数更是有限。到目前为止，地球物理方法求出的渗透率都是间接的，误差相当大，有时高达 50％以上。因此，在数值模拟研究过程中，通常需要对地球物理方法产生的参数场用试井解释结果进行整体的校正。

二、岩石、流体物性参数

凝析气藏数值模拟计算所需要的岩石、流体物性参数很多，概括起来主要有：

(1)室内实验提供的油水、油气相对渗透率数据表、毛细管压力数据表。

(2)地层温度压力下水的密度、粘度、体积系数、压缩系数等。

(3)多组分系统的饱和压力和原始条件下的凝析气组成。对于带油环的凝析气藏，由于经历了长期的重力分异，在油气界面附近的流体处于相对平衡状态，而远离界面的流体，其组成、物性有明显差异。因此，在数值模拟研究过程中，需要对凝析气顶和油环分别输入相应的组成，以便提高历史拟合和开发指标预测的精度。

(4)多组分系统临界特征参数表。

临界特征参数主要通过取样流体特殊 PVT 实验分析和模拟计算得到，主要包括临界压力、临界温度、分子量、偏心因子、正沸点、参考饱和流体温度和密度、状态方程参数 Ω_a 和 Ω_b 以及组分间二元交互作用参数 δ_{ij} 等。

三、边界参数

对于任一油气藏的开发，明确含油气范围的大小和圈定水域范围是十分必要的，因此，需

要确定以下参数：

(1)油水、油气界面。油气、油水界面是决定油气水分布范围的重要参数，其值对油气储量有较大影响，通常根据重复地层测试资料(RFT)、测井资料和试油(气)结果等确定。对于多层组凝析气藏，各层的油气、油水界面存在差异，需要逐层加以研究。

(2)油气藏的断层位置走向及其封闭性。

(3)边、底水水体的大小。当存在边底水，边底水能量将对凝析气藏的开发有重要影响，数值模拟研究必须反映边底水水体大小。对于物性及连通性较好、开采历史较长、测压资料较多的油气藏，可以通过历史拟合反求水体能量。

(4)参考深度下的原始地层压力及温度。通常，将油水界面、油气界面等特殊界面的深度作为参考深度。

四、井的属性

任一油气藏的开发，离不开一定数量的生产井。凝析气藏数值模拟研究需要对各生产井的以下属性进行定义：

(1)井名与井位。

(2)井的生产属性，即：采气井、采油井、注水井、注气井等的定义。

(3)生产井的采油气方式，它影响生产井产能、极限井底压力和预测结果。

(4)所连接的分离器。

(5)完井方式与生产井段。套管完井的射孔层段、封隔器封堵的层位与井段以及生产井段调整变化历史，试井解释的射孔层 Kh 值和表皮系数 S。

(6)生产极限条件：极限停喷含水率、极限停喷水气比、最大井底注入压力、生产井最小井底流压、经济极限产量等。

五、动态资料分析整理

不同开发阶段的油气藏，其生产井动态资料在数值模拟研究中都是极其重要的。对于新发现的凝析气藏，数值模拟研究需要准备探井和开发评价井的试油、试气、试采阶段的油气水产量和测试资料，需要采用油藏工程方法研究单井合理产能或产能计算公式，并以此确定待部署的新井的合理产能，保障气藏开发速度等重要开发指标的预测精度。

对于已经有相当长时间开发历史的凝析气藏，需要对气藏投产以来所有的生产井(含注入井)的动态资料进行分析整理，包括油气水产量、含水、气油比、油嘴、油压、流压、静压等，研究气藏的开采特征、动用状况，分析储层平面及纵向上的连通性和气藏开发过程中暴露出的各种矛盾，为凝析气藏开发过程生产动态的模拟历史拟合提供动态数据和选择合理的拟合对象，深化对气藏地质模型的认识，经济有效地搞好凝析气藏后期开发的调整。

六、模拟计算的步骤与方法

在完成了三维地质模型、流体渗流物理特征参数、生产井动态数据等一系列数据资料的分析、研究、整理之后，油藏数值模拟研究人员可选择相应的商用软件进行凝析气藏模拟计算研究。一般地，模拟研究主要有以下几个方面工作：

1. 模型选择

凝析气藏或含凝析气顶的凝析气—油藏的数值模拟一般采用组分模型。和黑油模型类

似，根据储层的特点和用户模拟对象的不同，组分模型有许多可供选择的模块。对孔隙性储层，一般选择单纯介质组分模型，而对于裂缝—孔隙型储层，则选择双重介质组分模型；根据油气藏的几何形态以及纵向上的连通性，可以选择径向模型和三维模型等。这些模型以及它们的组合形式，基本上满足了各种不同类型凝析气藏的机理模拟和开发方案数值模拟研究的需要。

双重介质模型主要针对微细裂缝比较发育，分布面比较广，且裂缝与孔隙的储渗性能差别大的储层。选择这个模型模拟计算，需要有裂缝的实测和研究资料。如果缺少这个资料或者裂缝与孔隙的储渗性能差别不大，则使用单纯介质模型或等效单纯介质模型模拟计算更为有利。

径向模型主要用于研究井底附近可能出现的一些特殊现象，常用于研究底水锥进问题和单井动态分析。

三维模型用于研究储层起伏大，平面上和纵向上岩石物性和流体分布及其性质变化大，有断层连通或层与层之间有局部连通区域，多层合采的气藏等。对于活跃的底水气藏、或含气顶的活跃低水薄油环的开采，均采用三维模型模拟研究。

2. 网格系统建立

数值模拟需要对模拟区域进行空间离散化，即在所研究的空间套上某种类型的网格，将其划分为一定数量的单元，地质模型的构造顶深、砂体厚度、有效厚度、储层物性等都要离散成这些单元上的平均值，作为数值模拟计算的地质模型。数值求解是在每一个节点单元上进行的，而且存在一定的网格趋向效应，因此，网格系统设计的质量直接影响到模拟效果的好坏。网格系统的建立应针对具体气藏和具体的模拟问题而定，一般应注意以下问题：

(1)在模型中通常把模拟区域划到无渗流边界处，如尖灭、断层封闭等，网格系统的界限应与此一致；对于有很大边水水体的凝析气藏，根据地质认识估算水体大小，边部纯边水网格可以充分放大，或加载等效水体。

(2)网格系统应包含全部已有井井位和计划新增井井位，对于直井，每一口井在平面上位于一个网格块中心，在纵向上穿过的层数由完井方式和射孔井段决定，井与井之间一般至少有三个网格隔开。对于斜井和水平井，井经由的网格由井眼轨迹决定，每一个有效井段由完井方式和射孔井段决定，位于该井段所在网格的中心，还需要根据井眼轨迹定义井段方向。

(3)网格的方向应尽可能沿沉积相的主河道方向。为了减少无效网格，提高计算速度，网格方向一般沿构造的长短轴方向。

(4)为了提高计算精度，在裂缝发育区、断层附近、重点关注的井组控制区可以采用 PEBI 网格、角点网格等局部加密技术，以保持网格线的走向与断层一致。

(5)纵向上网格要与地层划分尽可能相一致。

一般而言，网格愈密模拟精度愈高，但网格数目的增加要加大计算机的存贮量和计算工作量，因而要尽可能控制离散网格数。

3. 数据体的载入

将地质模型数据体、流体渗流物理特征参数、生产井属性、动态数据按软件要求导入数模数据文件中。

4. 时间步长的划分与控制

数值模拟需要将凝析气藏生产历史划分为若干个时间段，划分时间段应尽可能使同一时间段内油气井(注入井)生产比较连续，产能、注入量变化较小。小规模气藏或单井精细模拟

时，应将每次实际开关井作为一个新的时间步的起点，使模拟结果与实际动态更一致。

数值模拟计算过程中，时间步长的控制很重要，一般的商用软件在遇到计算不收敛的情况下能不断地自动减小时间步长，直到计算收敛。时间步长太大，容易不收敛，影响计算速度；时间步长太小，计算迭代次数多，计算时间长，也不可取。因此，要针对不同的问题，选择最大、最小时间步长，使模拟计算在保证收敛的情况下有较快的计算速度。

5. 解法的选择

在现今的商用软件中都包含有线性化处理模块和线性系统求解功能模块。在模型解法方面，可以根据商用软件的功能，在 IMPES 方法、半隐式方法、全隐式方法、自适应隐式方法等方法中选择其中之一。在大型线性系统的求解方面，可以选择简单的松弛迭代法或软件所拥有的其他预处理共轭梯度法。选择解法通常要根据实际问题的特色和要求，选择既能保证模拟精度，又能具有相对较快的计算速度的方法。

6. 控制参数的选择

需要选择的控制参数包括：每个时步内压力、饱和度和组分摩尔分数的最大变化量，收敛精度，最大迭代次数等。大多数软件可以缺省控制参数。它们的选择随模拟问题的不同有所差别，应针对具体情况，通过一些试验进行适当选择，以保证模拟计算快速而准确。

7. 气藏模型初始化计算与分析

完成以上准备工作以后，就可以进行初始化计算。将初始化计算结果进行分析是确保数值模拟研究结果可靠的前提。初始化计算结果分析的主要对象有：

(1)地质模型的一致性分析。要对构造、地层厚度、砂层有效厚度、断层及储层物性与地质研究成果图逐层对比，确保准确无误。

(2)岩石流体物性的一致性。

(3)井位、属性、射孔段的可靠性。

(4)原始地层压力、温度、饱和压力的可靠性。

(5)原始油气水分布及饱和度值的可靠性。

在确保以上结果可靠无误的基础上，进一步开展油气储量拟合、生产动态拟合和动态预测计算。

第四节　凝析气藏数值模拟历史拟合方法与应用实例

一、凝析气藏数值模拟历史拟合对象与方法

借助于地质研究、地震解释、测井解释、生产测试、实验分析等研究成果，人们对油气藏总的认识可以达到一个比较高的精度，但由于油气藏深埋于地下，目前的技术手段和方法还难于彻底认识薄砂/夹层的分布范围、储层的非均质性特征、可疑封闭断层、边底水能量等。换言之，现有技术手段所建立的三维地质模型仍然存在许多不确定性，这些地质方法和室内实验无法精确定量描述的不确定因素就是数值模拟历史拟合研究的对象。

在老油田的开发过程中，拥有大量的油田开发的实际动态资料，如油、气井产量、含水、气油比、实测压力等动态数据，生产过程中对生产井所做的采液/气剖面测试资料、观测井资料等等，这些观测和测试的物理量是数值模拟历史拟合的对象。在进行数值模拟研究的过程中，起初的模拟计算结果一般与实际动态相差较大，需要根据地质认识的规律性调整地质参数和储

层物性参数，以便使计算结果与油田开发动态基本吻合。地质家把这样一个反复调整过程作为精细油藏描述中的一个重要环节，油藏工程师则称其为历史拟合。

数学上，历史拟合问题可以用以下最优化问题来描述，其目标函数可写成：

$$J(U)=\sum_{i=1}^{N}\left[\frac{F_i-F(t_i,U,X_i)}{\sigma_i}\right]^2 \qquad i=1,2,\cdots,N \tag{4.35}$$

式中 F_i——t_i 时刻生产井静压、流压、含水、气油比等物理量的实测值；

$F(t_i,u_i^*,x_i)$——t_i 时刻静压、流压、含水、气油比等物理量的计算值；

σ_i——在 t_i 时刻的测量标准差或权函数；

U——拟合变量组成的向量。

由对油气渗流有重要影响的静态参数组成，也包括增产措施对井底附近参数的多次改变。拟合变量可以有很多个，需要根据具体研究对象的动静态资料，进行分析判断确定。X_i 代表压力、油气水饱和度、油和气中各组分的摩尔分数以及油/气总摩尔分数等组成的向量，是时间和空间的函数，通过数值模拟或其他油藏工程方法计算得到。

历史拟合就是试图调整参数 U，改变模拟计算渗流场 X_i 的动态变化规律，使一系列重要指标的计算值与实测值尽可能接近，即：目标函数 $J(U)$ 达到最小。

上述油藏数值模拟历史的目标函数要受多相多组分渗流方程、热力学相平衡方程等约束，即受方程(4.1)～(4.10)的制约。对于像数值模拟历史拟合这样的最优化问题，在数学上属于分布参数最优控制问题，运用分布参数最优控制理论方法求解油藏模拟历史拟合问题称为自动历史拟合。自动历史拟合技术一方面本身要求的计算方法十分复杂，难度极大。另一方面，人们面对的各类油气藏千差万别，主要影响因素各不相同，对目标函数影响最大的尽可能少的拟合变量也需要在模拟过程中随着认识的深化不断地加以调整。虽然 20 世纪 70 年代以来许多学者在这方面曾做过大量尝试，但至今在理论方法上还未获得很好解决，仍处于探讨阶段。

现阶段，油藏工程师主要还是凭借自身在地质、油藏工程等方面的知识和经验，采用“试差法”寻找和调整拟合变量，使目标函数不断减小，直至收敛。实际应用中，甚至不必写出目标函数，而是直接对比各项指标的拟合程度。

二、油气储量拟合

数值模拟初始化工作完成之后，接下来首先要做的就是油气储量拟合。影响模拟计算油气储量的因素主要有：有效厚度、孔隙度、流体 PVT 特征参数、相对渗透率曲线中束缚水饱和度的端点值、油水/油气界面深度等。这些因素也是储量拟合的主要调整对象，当模拟计算储量与容积法计算的上报储量之间的误差在 10％以内，可以通过整体参数调整的方法拟合储量；当误差超过 15％，则需要与地质研究人员一起分析，修正地质模型。对于计算储量与上报储量差异很大的情况，甚至还需要重新进行储量论证。

对于带油环的复合凝析气藏，需要对原油、溶解气、凝析油、干气的储量分别进行拟合，表 4.1 是柯克亚 X_4^2、X_5^1(1＋2)凝析气藏的储量拟合表，误差比较小。

表 4.1　柯克亚 X_4^2、X_5^1(1＋2)油气储量对比表

内容 / 层系	原油/凝析油(10^4t)		溶解气/干气(10^8m^3)		GOR(m^3/t)	
	容积法	模拟	容积法	模拟	容积法	模拟

X_1^2	油环	310.8	299.72	10.35	10.55	343	352
	气顶	403	396.88	80.61	80.80	2000	2036
$X_3^1(1+2)$	油环	139.2	141.80	4.77	4.96	343	350
	气顶	172.3	168.97	34.46	34.59	2000	2047

三、生产历史拟合

数值模拟历史拟合是一门艺术，是全面掌握气藏地质、油藏工程、油气渗流力学、数值模拟等基础理论，对具体气藏的生产特征有清晰认识，抓住问题本质后对地质模型、岩石流体物性、可疑断层性质、边底水能量等所做的恰当的修正。在数值模拟历史拟合过程中，要拟合的主要物理量包括：

(1)单井地层压力、生产压差；

(2)油、气、水产量；

(3)油气井见水时间、气窜时间、油窜时间；

(4)气油比、含水率上升速度；

(5)观测井的压力、油气、油水界面的变化情况；

(6)全油气藏的压力、油气水产量等。

总的来说，以上物理量的拟合可以归结为产量拟合与压力拟合，两者拟合精度越高，则模拟计算的见水时间、气窜时间、油窜时间、气油比和含水率上升速度也就与实际值越接近，油气、油水界面的运动规律也越能真实地反映油气藏界面的变化状况。

油气藏历史拟合是一项繁杂而又费时的工作，一方面，影响以上物理量的因素很多，一个物理量往往受多个因素的影响；另一方面，某一个因素的调整会影响多个物理量的计算结果。因此，在具体的油气藏数值模拟过程中，需要根据油气藏的特点，抓住主要矛盾及其主要影响因素，综合协调考虑，才能达到较高的拟合精度。

1. 产量、生产气油比和含水率拟合

对于已正式投产的凝析气藏，尤其是生产时间比较长、采出程度比较高的凝析气藏，进行油气水的产量、累计产量的精确拟合是研究剩余油气储量及其分布，搞好凝析气田开发调整的前提。

国内外大量的凝析气藏，多数都带有不同储量规模和宽度的油环。这样的凝析气藏在开发过程中，气顶和油环会分别部署一定数量的气井和油井。对于气井，在保持计算产气量与实际计量值一致的前提下，数值模拟历史拟合的主要工作就是如何提高油、水产量(或气油比、含水率)的拟合精度；对于油井，则是在保持计算产油量与实际计量值一致的前提下，提高气、水产量(或气油比、含水率)的拟合精度。

如前所述，数值模拟历史拟合是将动静态资料相结合进行综合分析与诊断，对储层分布、连通性、储层物性、岩石流体物性等提出合理的调整意见，并通过模拟计算验证，从而实现用计算机真实再现油气田开发过程。由此可见，通过精细拟合，油藏工程师可以在凝析气藏的流体相态特征、地质不确定因素、边底水能量大小等方面进一步加深认识。

1)加深认识流体相态特征

凝析气藏气井的凝析油、天然气的产量与流体 PVT 相态特征有密切的关系，所以，特殊类型油气藏原始条件下的油气组成及其临界物性参数对于油气藏模拟计算和动态预测是极其

重要的。受客观取样条件、配样和实验精度的影响，同一凝析气藏的多个取样样品，其相态特征存在较大差异，需要通过取样条件分析和历史拟合确定代表性样品。根据气井的实际生产动态，必要时对代表性取样流体的相态特征作一些修正也是合理的。

柯克亚凝析气藏是 1977 年 5 月井喷发现的，没有原始取样样品，1984 年柯 401 井试采时所取得样品具有代表性，取样样品的露点压力为 33.3MPa。柯克亚凝析气藏是带油环的凝析气藏，原始条件下是饱和的，因此，通过相态恢复的方法计算得到原始地层压力 39.4MPa、温度 82℃时的代表性样品。图 4.4 为 1988 年和 1994 年模拟所采用的流体样品的相图，经过调整以后，油气产量模拟拟合的效果更佳，如图 4.5 是 $X_5^1(1+2)$凝析气藏 K21 井采用修正后的流体 PVT 参数计算得到的静压、生产气油比的拟合情况。调整流体物性参数对历史拟合效果有影响。

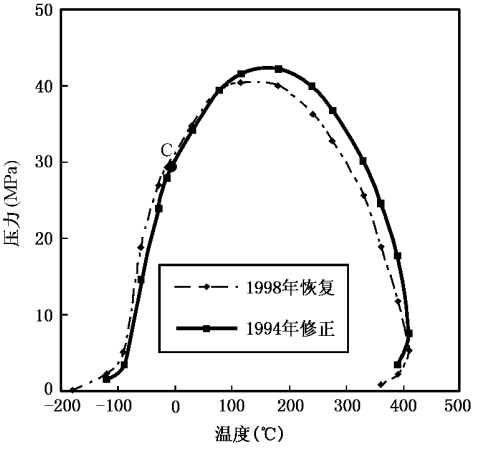


图 4.4　柯 401 井恢复样品 P—T 相图

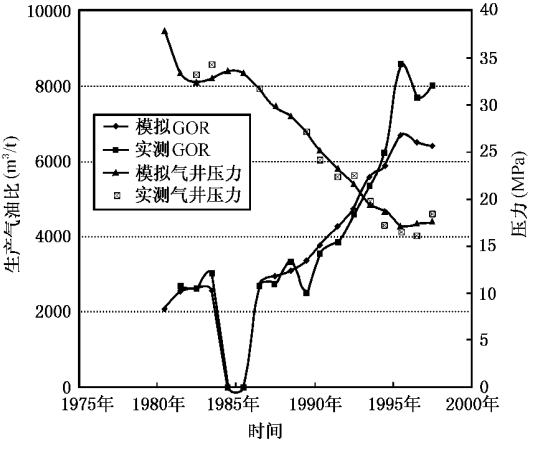


图 4.5　K21 井历史拟合对比曲线

2)深化地质认识

探井、开发评价井、开发井的测试资料以及油气井投产后的资料有助于更好地认识储层发育、物性好的区域和低渗、特低渗区域，也能更好地判断可疑断层的存在与否及其封闭性。

(1)沉积物源方向与可疑断层封闭性认识：柯克亚 $X_5^1(3)$凝析气藏是我国最早实施循环注气的凝析气藏。1994 年 8 月开始实施循环注气，注气井组为一注三采，其中：柯 242 为注气井，柯 233、柯 243 和柯 250 为主要受益的采气井，如图 4.6 所示。

1994 年循环注气实施方案数值模拟得到的认识是：柯 250 井距注气井最近，因此它将在注气后约一年半之内气窜，实际生产动态却是柯 243 井最先气窜。1997 年循环注气跟踪模拟研究分析了其原因，得到了以下新认识：第一，柯 412 井原定是观察井，为油井气举供气之急需，于 1994 年 10 月生产，柯 412 井距 242 井 600m(柯 243 距 242 井 700m)，柯 412 和柯 243 井两井距离很近，而且，合计平均日产气达$(8\sim10)\times10^4m^3$，气窜前这两口井累积采出气量占井组总采气量的 43.4%，单方向压降过大，注入气向该井方向气驱突进快。第二，对 X_4^2 至 X_5^1 凝析气藏最新的地质研究认为 $X_5^1(3)$的物源方向是由西向东，柯 412、243 井位于顺水流方向，气体易于流动，导致柯 243 井过早气窜。第三，242 井和 243 井之间存在着一条落差十余米的断层，对注采井之间相当一部分区域形成了注气气驱阻挡作用，使两井间气驱有效波及范围变小，是导致 243 井气窜快的又一原因。图 4.7 和图 4.8 是加深认识地质情况后所作的循环注气期间气油比的拟合情况，模拟结果与实际计量结果基本一致。

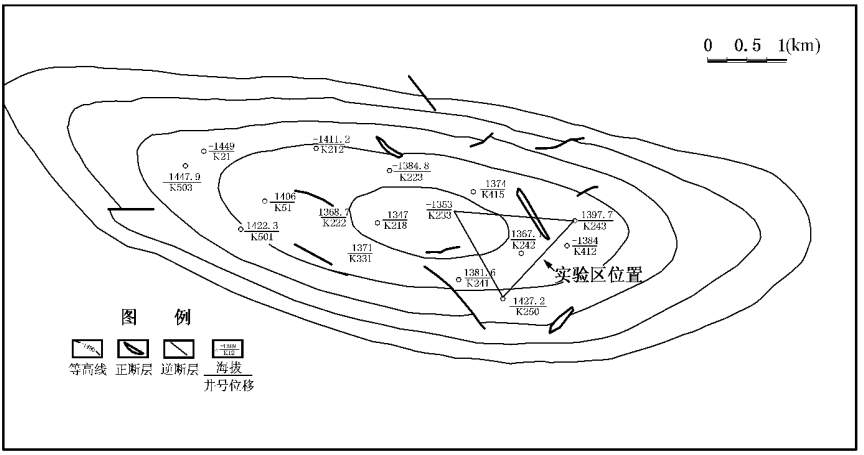


图 4.6 柯克亚 $X_5^1(3)$凝析气藏循环注气井位图

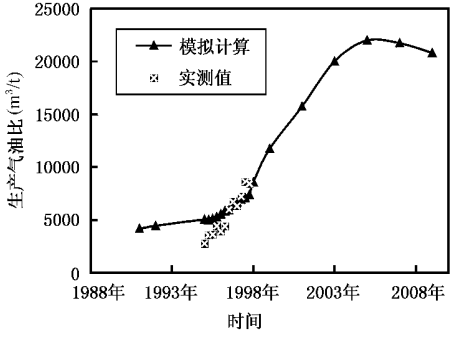


图 4.7 250 井生产气油比

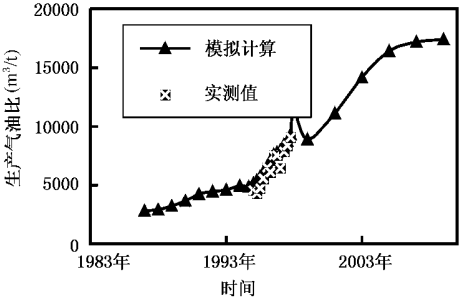


图 4.8 243 井生产气油比

(2)低渗、非均质性强的单井控制面积与储量认识：柯克亚 X_4^2 凝析气藏是曲流河→辫状河沉积，物性比较差。就 X_4^2 凝析气藏而言，油气储量较大，其中干气储量 $80\times10^8m^3$，凝析油储量 403×10^4t。根据钻穿或钻遇 X_4^2 的 45 口井的砂层有效厚度、孔隙度等测井解释结果，油气储量比较落实。至 1998 年 6 月，实际累计产干气仅为 $5.02\times10^8m^3$，采凝析油 10×10^4t，天然气采出程度很低，仅为 6.3%，即使将早期井喷造成的损失考虑在内，天然气采出程度也只有 15.9%左右，大量的天然气还残留在储层中，产能与储量矛盾突出。

通过开展数值模拟历史拟合研究，对储层有了更深的认识：以测井解释结果为基础建立的

三维地质模型在反映气藏低渗、特低渗区方面还不够精细，致使一些低渗难动用区域的天然气储量在初期模拟计算时得到了较好动用，与实际不符。具体地说，X_4^2 凝析气藏边部存在若干低渗区。第一个低渗区以构造南部柯 240 附近区域为代表区域，模拟计算认为该区控制天然气储量 $5.51\times10^8m^3$。柯 240 井射孔完井后试油为低产水层，日产水能力仅为 $0.6m^3$，是该地区低渗的一个有力证据。第二个低渗区是构造北部以柯 18、柯 224、柯 13、柯 2 四口井为中心的一个范围较大的低渗区，模拟计算认为该区的天然气储量为 $5.33\times10^8m^3$，其中柯 224 井和柯 18 是低产气井，而柯 13 射孔完井试油为低产水层，日产 $0.87m^3$ 的水井，柯 2 井日产水也仅 $1.32m^3$，由以上测试资料可见，该区域作为低渗区是非常合理的。通过历史拟合，重新划定了有效气区，图 4.9 是柯克亚 X_4^2 凝析气藏数值模拟研究得出的低产低渗区和单井或井组有效控制面积分布图，其中，单井控制范围将在压力拟合部分与参数调整部分加以论述。

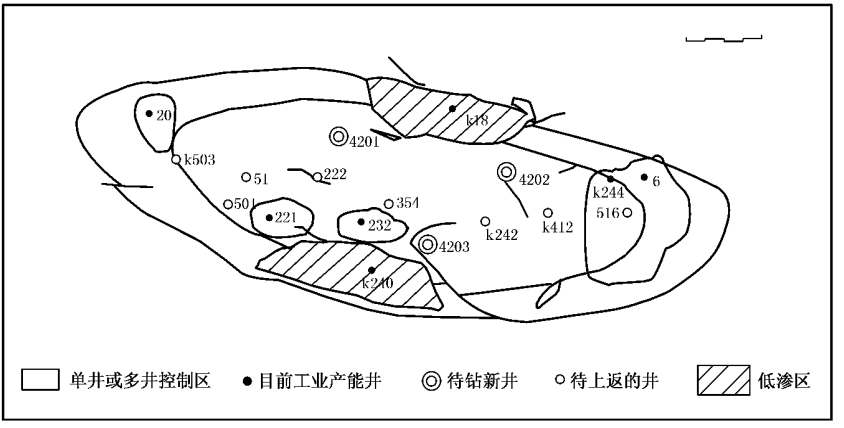


图 4.9　柯克亚 X_4^2 凝析气藏低渗区和单井控制面积分布图

3)判断产出水来源

千米桥凝析气藏是大港油田 1999 年勘探发现的碳酸盐岩凝析气藏，埋深 4050m，闭合幅度 650m，总圈闭面积 $59.7km^2$，地层温度 165°C，压力 43.5MPa。该凝析气藏的板深 7、板深 8 井分别于 1999 年 6 月和 7 月投产，投产后气井出水。板深 7 井初期生产含水率 24%左右，2000 年 8 月底生产含水率为 30%左右。板深 8 井的生产含水率基本上维持在 8%～12%之间，比较稳定。该区地层水为 $CaCl_2$ 型，地层水矿化度受出水量、钻井液或酸化液的影响，变化区间较大。板深 7、板深 8 井延长测试水性稳定后，水分析总矿化度为 10300～10656mg/l，平均为 10478mg/l，基本代表本区地层水矿化度。从投产一年之后，两口井的延长测试结果分析表明，水矿化度呈现明显下降趋势，板深 7 井试采数月后，矿化度最低降至 7768mg/l，板深 8 井矿化度降至 3000～4000mg/l 之间。

针对千米桥凝析气藏产出水的来源问题，在数值模拟研究过程中专门研制了适合油气水三相平衡计算的 PVT 相态软件包，模拟计算的凝析水含水率约为 9%，板深 8 井的实际含水率在 8%～11%，说明该井的水主要来自于凝析水；而板深 7 井的实际含水率在 24%～31%，远大于计算凝析水含水率，说明大部分采出水来自于地层孔隙水，从而验证了板深 7 井北部的低部位水区对板深 7 井有影响。此外，模拟研究与测井、测试资料结合验证了该潜山凝析气藏的有效气藏底界应为－4400m。

2.压力拟合

凝析气藏的压力水平反映了地层能量的水平，因此压力拟合是凝析气藏数值模拟历史拟

合的重要内容。压力拟合主要分单井生产压差拟合、流压静压拟合、全气藏或分区块地层压力拟合。对于河流相沉积、储层连通性和物性好的凝析气藏，拟合地层压力十分重要。对于辫状河沉积的低渗凝析气藏，用各井实测静压平均值代替平均地层压力存在很大误差，所以，单井的压力动态拟合更为重要。通过与地质研究成果相结合，压力拟合可以进一步加深储层物性、边水能量、气井控制动态储量和气井合理产能的认识。

影响油气井流压、静压的因素较多，主要有：储层渗透率大小、相对渗透率、流体粘度、边水水体大小、区域岩性控制、碳酸岩盐储层基质裂缝动用能力、采气指数和气井污染表皮系数等。对于任一指定的油井或气井，一般只有一种或两种因素是主要的。压力拟合是一项十分细致的工作，完成这一过程可以实现对凝析气藏的储层非均质性及连通性、单井控制储量、边水水体倍数等有更符合实际的认识。

1)低渗凝析气藏单井或多井控制区域与储量数值模拟研究

柯克亚 X_4^2 凝析气藏(图 4.9)辫状河的沉积特征决定了储层平面连通性比较差。以地质、测井等综合资料建立的三维地质模型为基础，开展了油藏数值模拟研究，系统地对比分析了各气井实测的静压(图 4.10)。该气藏实测静压差异很大，1997 年各井实测静压的平均值约为 22MPa 左右，而模拟计算的平均地层压力约为 28.6MPa 左右，两者相差甚远。

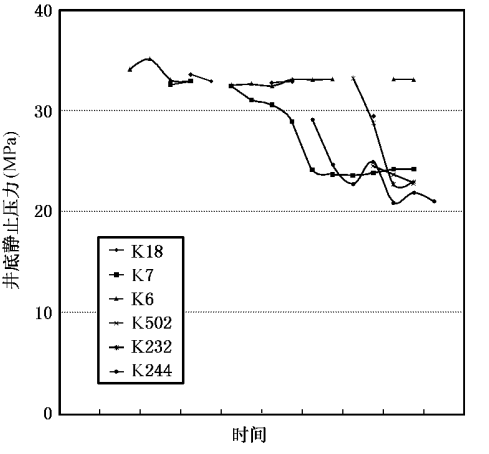


图 4.10　西四二各生产井实测压力下降趋势

对地质、测井、生产测试和数值模拟研究结果等资料进行综合分析，取得了对 X_4^2 凝析气藏的地质情况及凝析气动用状况的一些新认识：X_4^2 凝析气藏单井或多井共同控制的连通区域范围小，油气储量有限，气藏井间连通性差，层内非均质性严重，低渗带交叉分布，导致地层压力下降快。

理论上，对于衰竭式开采的凝析气藏，若地层渗透率较高，气层连通性较好，则各井的实测静压应均匀地分布在一条曲线的两侧。地层压力的大小与连通区内所有井的累积油气水的采出量有关，即使考虑到低渗层气井压力恢复慢，当关井恢复时间不够，恢复压力比真实地层压力会偏低这一特点，连通域内各井的实测压力的变化趋势也应一致。根据这一原理，可以对井间的连通性、连通区域的面积、油气控制储量进行优化拟合计算，使生产井静压、油气水产量的模拟计算值与实测值一致。通过大量模拟计算对比，对该凝析气藏的储量动用状况有了新的认识：

(1)X_4^2 凝析气藏中，柯 6、柯 7、柯 224 井共同控制了一个有效的区域，见图 4.9，模拟计算的天然气储量约为 $12.32\times10^8 m^3$；柯 232、柯 10 井则共同控制了另一个储量较小的区域，天然气储量约为 $2.94\times10^8 m^3$；柯 401、柯 221 井附近的渗透率很低，每口井单独控制一个小区域，天然气储量分别为 $0.194\times10^8 m^3$、$0.254\times10^8 m^3$。

(2)X_4^2 目前的平均地层压力约为 28.6MPa 左右。由于气藏非均质性比较严重，渗透率低，单井有效控制储量小，所以，不能简单地将各井的实测静压的平均值代替地层平均压力。1996 年、1997 年部分上返 X_4^2 的井：K244、K224 和 K240，实测的地层压力在 28.14～29.24 MPa，证实了模拟研究得出的结论。

2)基质、裂缝动用能力数值模拟研究分析

千米桥凝析气藏是 20 世纪 90 年代后期大港油田发现的古潜山凝析气藏，气藏储层是微

缝孔隙型的，裂缝是凝析气藏主要的渗流通道，基质孔隙是主要储集空间，十分复杂。板深 8 井射孔段 4246.1～4324.1m，自 1999 年 7 月 21 日投产以来，射孔层段没有变化。至 2001 年 7 月 15 日，累计生产天然气 $0.9715\times10^{8}m^{3}$，凝析油 $2.7769\times10^{4}m^{3}$，水 $0.3092\times10^{4}m^{3}$。开井期间的平均日产气量为 $18.16\times10^{4}m^{3}$，凝析油产量明显降低，在日产天然气 $18\times10^{4}m^{3}$ 的工作制度下，凝析油产量由 66t/d 下降到不足 50t/d。生产含水率基本上维持在 8%～12%之间，比较稳定。该井投产两年来实测静压由原始地层压力 42.5MPa 下降到了 2001 年 5 月的 32.3MPa 左右。与之相邻的板深 703、千 18－18、千 10－20 三口井（见图 4.11）完钻测试的压力明显受到板深 8 井的影响，完井后实测的地层压力比气藏原始地层压力下降了 5～7MPa。千米桥凝析气藏的微裂缝渗透率大部分在 20～60μm^{2}，渗流能力很强。基质渗透率、以及基质的动用能力是解释板深 8 井区较大范围内压力大幅下降的重要原因。以往测井解释将孔隙度与渗透率回归成如下关系：

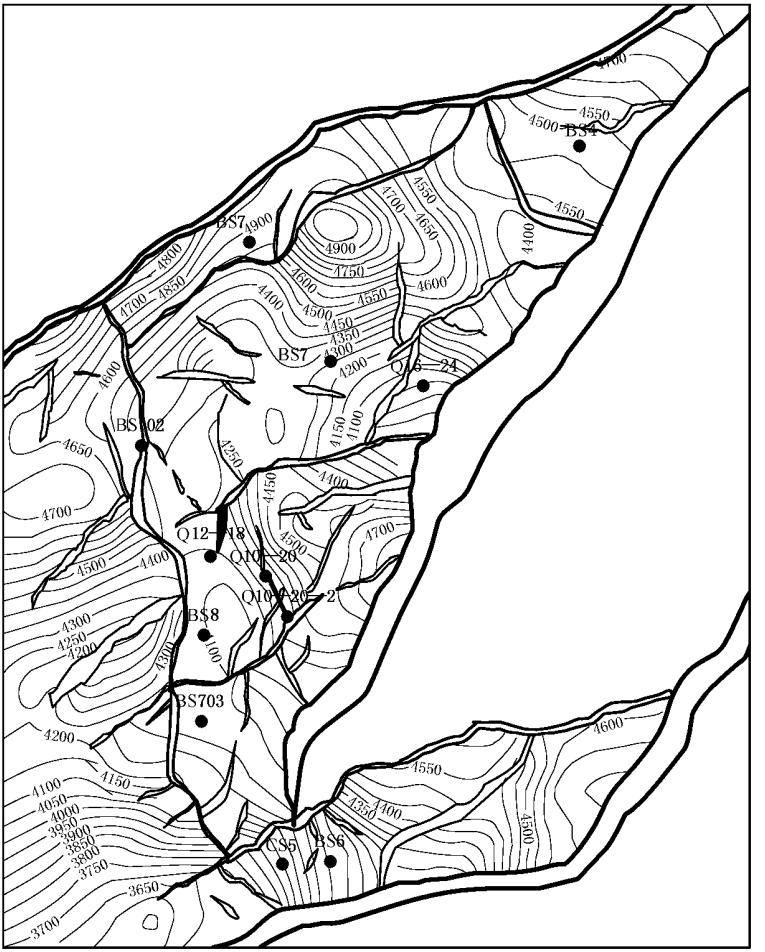


图 4.11　千米桥凝析气藏构造井位图

$$K_{m}=0.02196+3.145\times10^{-3}\phi^{3} \tag{4.36}$$

式中　ϕ——孔隙度，%。

孔隙度的分布范围如表 4.2。

表 4.2　千米桥板深 7、8 凝析气藏储层孔隙度分布

裂缝孔隙度占总孔隙度的比值	不同基质孔隙度占总孔隙度的比值			
	$\phi<2\%$	2%～3%	3%～6%	>6%
12.98%	0.04%	8.22%	71.67%	7.09%

表 4.2 列出了储层裂缝孔隙和基质孔隙占总孔隙的比值。孔隙度大于 3%的基质孔隙占基质总孔隙的 90.5%以上，当确定的孔隙度下限为 3%时，则由式(4.36)计算的可动基质孔隙的渗透率应为$(0.1\sim1.0)\times10^{-3}\mu m^2$，对于气藏来说，这样的基质渗透率仍可将基质孔隙中的天然气采出。事实上，按这样的解释，板深 8 井区模拟计算的压力与实测压力相距甚远，无法解释。

为了更好地研究千米桥凝析气藏基质孔隙的作用，使之符合实际生产动态，对国内外碳酸盐岩凝析气藏的开发状况进行了调研，模拟研究借鉴了哈萨克斯坦扎纳若尔碳酸盐岩凝析气藏基质渗透率与孔隙度存在的半对数关系(图 4.12)，孔隙度大于 3%的基质孔隙的渗透率数值大小见表 4.3，模拟计算证明这种关系更符合实际。

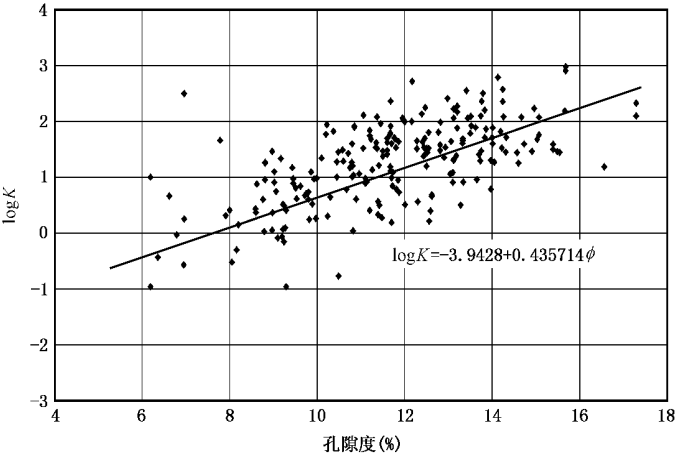


图 4.12　储层渗透率与孔隙度的半对数关系

表 4.3　孔隙度与渗透率半对数关系的数值表

孔隙度(%)	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00
渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	0.0023	0.0063	0.0172	0.0469	0.1280	0.3490	0.9517	2.5954

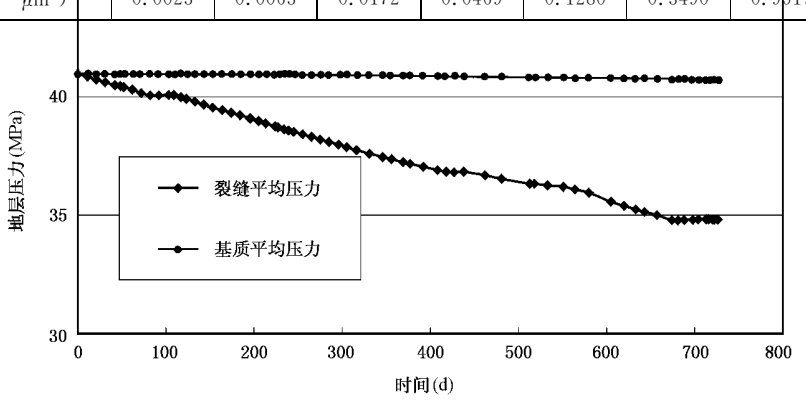


图 4.13　板深 8 区块基质、裂缝平均地层压力

采用双孔双渗模型模拟计算，得出了一些比较符合实际的认识：板深 8 高点基质压力下降幅度很小，裂缝压力下降幅度大，见图 4.13，反映出主要动用的凝析气储量来自裂缝、溶蚀孔以及与裂缝沟通的基质喉道大的孔隙，基质孔隙的动用储量仅占总基质储量的 15%左右。实测地层压力主要反映了裂缝平均压力。

3)边水水体大小、边水与油气藏连通性分析

柯克亚 X_5^2 凝析气顶挥发油藏自 1977 年柯 1 井井喷后至 1998 年已有 21 年衰竭式开采生产史，开采过程可以分为三个阶段：

(1)早期由于三口气井无控制井喷，地层压力下降很快，见图 4.14；

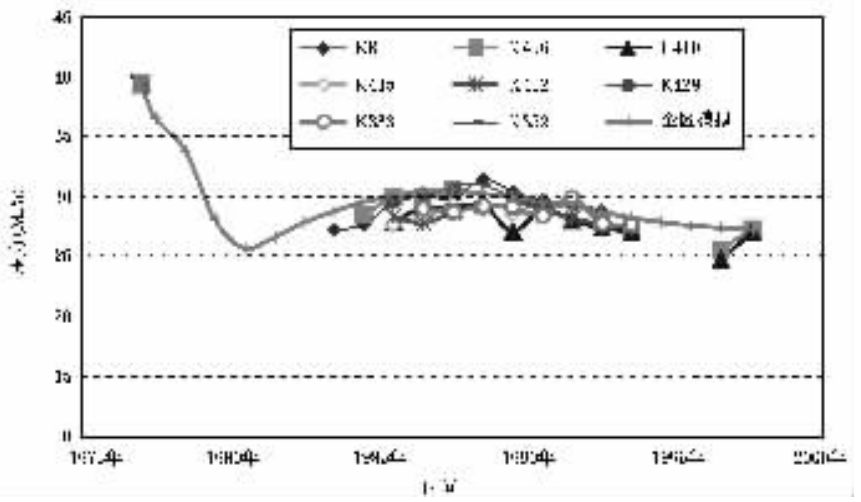


图 4.14　X_5^2 油藏压力动态

(2)自柯 8 井 1980 年投产以后，另有 13 口井在 1984～1989 年分批投产，由于产能规模不大，而边水区与油气区之间存在较大压差，因此，在这一阶段边水水侵量大于地下条件下的流体采出量，所以，地层压力不降反升；

(3)1989 年生产井部署完毕，1990～1995 年曾一度稳产原油 9×10^4t，此时，水侵量略小于地下流体采出量，所以，地层压力又开始缓慢下降。

通过分析 X_5^2 凝析油气藏的开发特征，在数值模拟研究过程中对水体大小、水体与油气藏的连通性进行模拟优化拟合，得出的结论是：边水水体大小为地下含油气孔隙体积的 56.5 倍，边水与油环连接处的平均渗透率为 $K_{avg}=4.68\times10^{-3}\mu m^2$，1998 年平均地层压力 26.4MPa，多数井含水生产，接近停喷的敏感压力。

通过历史拟合还发现，X_5^2 凝析油气藏大部分生产井已不同程度含水，对于这类轻质油藏，水驱油近似活塞式，一旦油井见水，含水率上升很快。随着生产含水越来越高，边水压力与油气区压力越来越接近，边水驱动能量越来越弱，因此，采油方式也逐步由自喷调整为气举、机械采油等，并得到了实施。

4)合理生产压差

与油气水产量拟合、压力拟合一样，生产压差的拟合也是极其重要的。

对于新发现的凝析气藏或凝析气—油藏，其值大小直接决定了油气井模拟预测的稳产期、递减阶段的递减率，关系到预测指标的精度，因此需要对探井、开发评价井和开发井早期的试采资料进行系统分析与拟合，使模拟计算的生产压差能比较真实地反映油气井生产测试的计

量值。一般,生产压差拟合可以通过调整生产井采油(气)指数和表皮系数来实现,使模拟计算的静压、流压与实测值吻合。

对于生产历史较长的油气田来说,静压和流压的拟合与油气水产量拟合有相互联系,需要根据两者的拟合程度对局部地质模型、地质静态参数和流体物性进行综合调整。一般来说,由于地质及储层物性认识的局限性,数值模拟应用研究人员在模拟计算过程中经常会遇到一些井的生产压差与实际测试值存在较大差异的情况。

模拟生产压差太小有以下几种原因:(1)储层物性偏好。通常在油气水产量拟合程度比较高的情况下才能作此判断。(2)模拟计算的含水率远低于实际含水率,甚至在井附近以油或气的单相渗流为主,此时,应开展生产压差拟合与含水率拟合的综合模拟研究。(3)模拟计算的生产气油比与实际不符,此时,应开展生产压差拟合与气油比拟合的综合模拟研究。

生产压差太大一般有以下几种原因:(1)储层物性偏差。(2)模拟计算的含水率远高于实际含水率,油气井提前见水。(3)模拟计算的生产气油比与实际不符。

单井生产压差的拟合需要一个多次逐步逼近的过程。

3. 参数调整原则

前面已论述,凝析气藏数值模拟历史拟合可调整的参数很多,针对不同的拟合对象,如:储量、油气水产量(含水率、气油比)、压力或生产压差等,调整的参数也有所不同,总的来说,历史拟合可修改的参数主要包括:

(1)PVT 状态方程特征参数;

(2)相对渗透率曲线、毛细管压力曲线等;

(3)裂缝和基质的孔隙度,孔隙度调整范围一般不宜过大,通常在 10%以内;

(4)有效厚度,需要结合地质小层数据及其变化趋势处理,差异大时需要地质、测井等作出合理解释,甚至提出重新建立三维地质模型;

(5)采油指数、采气指数、吸气指数等;

(6)基质渗透率、裂缝渗透率、垂直渗透率与水平渗透率的比值等,渗透率要以试井分析、实验室岩心分析的渗透率为主要依据;

(7)可疑断层的封闭性;

(8)隔层、夹层的分布范围及其封闭性;

(9)边底水水体大小、连通性等。

参数调整的原则是:

(1)遵循地质研究成果与规律性认识,避免调参的主观随意性;

(2)对于像渗透率这样的场数据调整,应先整体,后局部;

(3)拟合对象先储量、后动态;

(4)动态拟合先主力油气井,后一般油气井,由单井到全油气藏;

(5)压力、油气水产量拟合应综合分析,协调调整。

第五节　凝析气藏数值模拟预测

数值模拟方法能比较全面地反映气藏地质与生产情况,而且,计算速度快,便于重复计算与分析,是目前国内外油气田开发指标计算和动态预测的主要手段。通过气藏数值模拟计算,可以提供以下结果:

(1)油气井的开发动态,如:油、气产量、含水率、气油比、流压、静压等。

(2)全气藏及分层开发指标:油、气产量、含水率、气油比、采油速度、采气速度、采出程度、注采比、地层压力等。

(3)动态参数场,如压力场、各相饱和度场、温度场、各组分摩尔分数分布等。

数值模拟预测是凝析气藏开发设计的一个重要内容,是研究确定最优的开发方式、开发层系、井网、井距、井型、完井射孔设计等决策的依据。属于不同开发阶段的凝析气藏,人们对其地质复杂性及其不确定因素的认识程度是不同的,对气井乃至整个气藏在开发过程中存在的问题的认知程度也不一样,所以,其模拟预测的研究内容也有所不同。下面,我们将分凝析气藏开发初期数值模拟预测和凝析气藏开发调整研究数值模拟预测两个部分来加以介绍。

一、凝析气藏开发初期数值模拟预测

对于新发现的凝析气藏,正式投入开发之前需要开展开发方式、开发层系、井网、井距、井型、完井、射孔等决策的数值模拟论证。由于新探明凝析气藏中探井和开发评价井井数少,该项工作必须建立在地质综合研究、地质模型(单井模型、剖面模型或三维地质模型)的建立、油气水原始分布、生产井测试分析、气藏工程综合研究确定的气井无阻流量及合理产能等成果基础之上,对凝析气藏开发过程中可能出现的问题开展机理模拟研究和指标预测。在此基础上,提出凝析气藏整体开发的一系列方案,并开展数值模拟预测。

凝析气藏开发初期数值模拟预测主要分为单井或剖面机理模拟研究预测和凝析气藏整体开发方案数值模拟研究预测两部分。

1.凝析气藏机理模拟研究预测

主要内容包括:

(1)模拟预测不同井型、不同开发方式下凝析气藏的开发指标;

(2)模拟预测反凝析现象对气井的伤害及对产能的影响;

(3)模拟预测活跃边水、底水凝析气藏边底水对直井、水平井开发指标的影响及含水上升规律;

(4)预测裂缝性凝析气藏基质、裂缝的动用能力及裂缝对注气效果的影响;

(5)复杂非均质地层不同开采方式数值模拟指标预测。

2.凝析气藏整体开发方案数值模拟研究预测

通过模拟计算,可以对比分析不同开发层系、井网、井型、注采系统、采气速度、开发程序等对开发效果的影响,为确定最优开发方案提供各种可以比较的开发指标数据。

3.牙哈凝析气田井网布置方案指标预测

如上所述,数值模拟研究和预测的内容随气藏工程研究内容而定。无论研究的重点和方向无何改变,数值模拟的过程基本相似,所以,这里以牙哈凝析气田早期井网布置数值模拟研究和指标预测为例加以阐述。

牙哈 2－3 构造古近系(E)和白垩系(K)凝析气藏,是牙哈凝析气田最大的凝析气藏,至 1999 年上半年该构造高点上有 4 口探井 YH2、YH301、YH3、YH302,1 口评价井 YH303,探明上报凝析气储量 $196\times10^8m^3$,天然气地质储量 $176\times10^8m^3$。该构造是牙哈断裂构造带上规模最大、埋深较浅的一个长轴背斜构造,长短轴之比为 9:1。该构造地层产状表现为南陡北缓,倾角分别为 4.5°和 2.7°,构造由 4 个高点组成,以 YH2 和 YH301 二高点最高。构造各层系上下形态一致,发育继承性较好。

K层白垩系地层，为一大套块状粉细砂沉积厚度约为360m，中间夹有大量的泥粉夹层；古近系E层底砂岩，为一套块状中细砂，厚度在24～56m之间，平均40m，底部以填平补齐方式沉积在下伏白垩系高低不平的不整合面上。E层凝析气藏的储层物性好，而K层的储层物性较差。

为了研究牙哈凝析气田井网布置，预测不同井网布置方案的开发指标，开展了以下研究工作：

(1)建立了三维地质模型。牙哈2－3构造E十K层共分8个副层序，其中E层4个副层序，K层4个副层序。E层的含气面积为22.3km^2，K层的含气面积为11.7km^2。地质建模时，将E层又细分成21层、K层细分成26层，平面上网格块的尺寸为50m×50m，平面上的网格数为5900个，地质建模时的总网格数为277300个。

(2)模型选用全组分Comp4模型，采用7个拟组分模拟。

(3)开发层系：综合地质和油藏工程研究，决定将E十K层作为一套层系开发。

(4)开发方式：牙哈2－3是高含凝析油量、地露压差很小的凝析气藏，受地面输气管线工程建设进度和投资的限制，从1999年起，天然气至少在6年内没有市场，经综合分析研究(研究内容不再细述)，决定优选考虑循环注气开发方式。

(5)气井产能：按照产能与物性、生产压差的关系，预测气井的产能、注入能力、生产压差。

由于水驱气的残余气饱和度较高，一般在20%～30%之间，当气井见水时，气的相对渗透率很低，导致气井的产能大幅度下降，数值模拟计算时，见水井的最低井底流压为21.0MPa，最高水气比为15m^3/10^{4}m^3。

(6)储量计算：数值模拟计算结果表明，牙哈2－3构造E层总的天然气储量为90×10^{8}m^3，凝析油储量为656.6×10^{4}m^3；K层天然气储量为33.3×10^{8}m^3，凝析油储量为243.5×10^{4}m^3。牙哈2－3构造E十K层总的天然气储量为123.3×10^{8}m^3，凝析油储量为900.1×10^{4}m^3。E层和K层的天然气储量分别占E十K总储量的73.2%和26.8%。循环注气布井方案数值模拟计算的储量是探明上报储量的76%。

(7)循环注气布井方案数值模拟研究预测与分析。为了确定牙哈2－3凝析气藏的合理开发井网，首先，对其开发井网进行设计。根据该气藏的地质特征和地下流体分布状况，制定了循环注气布井的原则：①根据构造形态，无论是采气井还是注气井都要部署在气水内边界以内，以防边底水的侵入；②经济评价认为，循环注气单井的最低控制储量为6×10^{8}m^3，根据E十K气水内边界以内平均储量丰度为8.4×10^{8}m^3/km^2，注采井距应为800m以上；③注采方向和井的位置应避开断层或裂缝方向；④注采方向应考虑砂体的发育方向和物源方向；⑤注采井网应适当考虑K层的动用程度和开采强度；⑥注采井网应考虑边水的侵人和底水的锥进。根据以上布井原则，提出了三种布井方案：

方案一：以轴部为主部署注、采气井，结合边部注、采的混合方案。该方案总井数19口井，井位见图4.15，其中：注气井6口，1口在边部，采气井13口，包括一口原评价井YH303，边部采气井有4口。循环注气注采比为1∶2。在西部K层中，有3口注气井打开K层注气，有3口采气井打开K层采气，在东部没有采气井和注气井射开K层。

方案二：轴部采气、边部注气方案，共布井21口，其中注入井7口，采气井14口，井位见图4.16。

方案三：边部采气、轴部注气方案，该方案共有18口井，12口生产井，6口注气井，井位见图4.17。

三个布井方案的采气速度均为 5.2%，先衰竭开采半年，衰竭期间只有采气井生产，注气井不生产，开始注气时平均地层压力为 54.6MPa，注气时间为 11 年半，然后衰竭生产到接近废弃压力为止，停注后衰竭时间为 11 年。

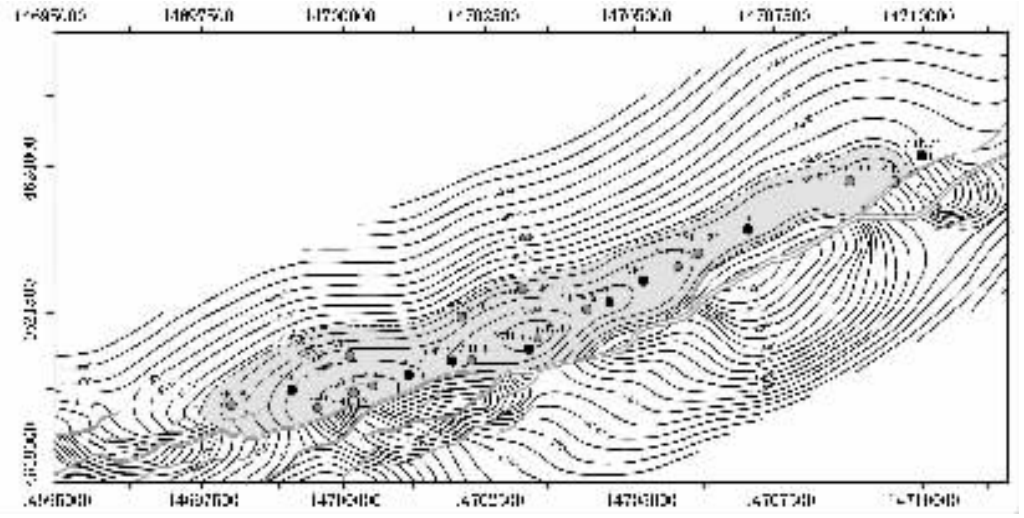


图 4.15　牙哈凝析气田方案一井网部署图

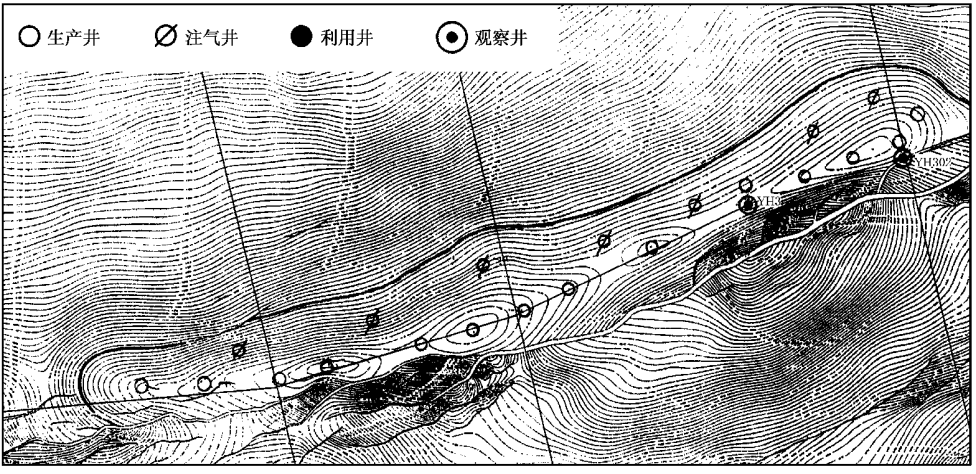


图 4.16　牙哈凝析气田方案二井网部署图

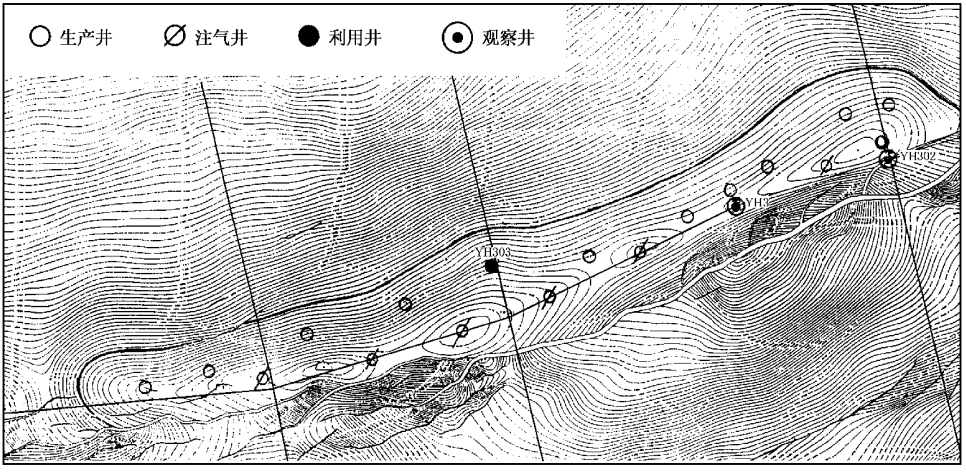


图 4.17　牙哈凝析气田方案三井网部署图

对比方案一、二、三模拟计算的。凝析油采出程度与生产气油比、累计产油与累计注入量，累计产油与累计产水的关系见图 4.18、图 4.19、图 4.20。

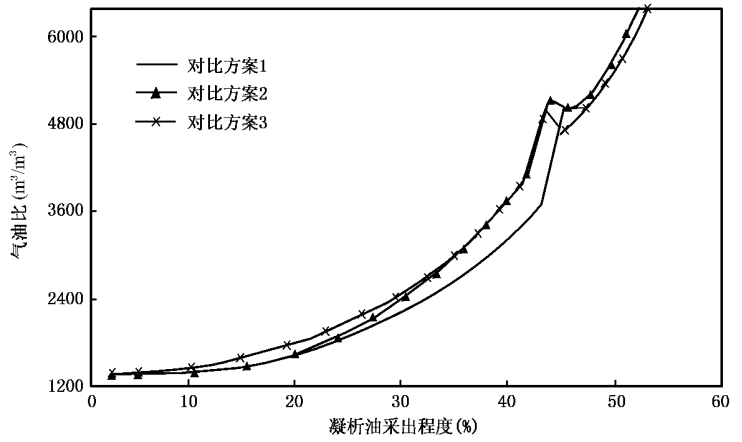


图 4.18　牙哈 2－3 凝析气藏气油比与凝析油采出程度的关系

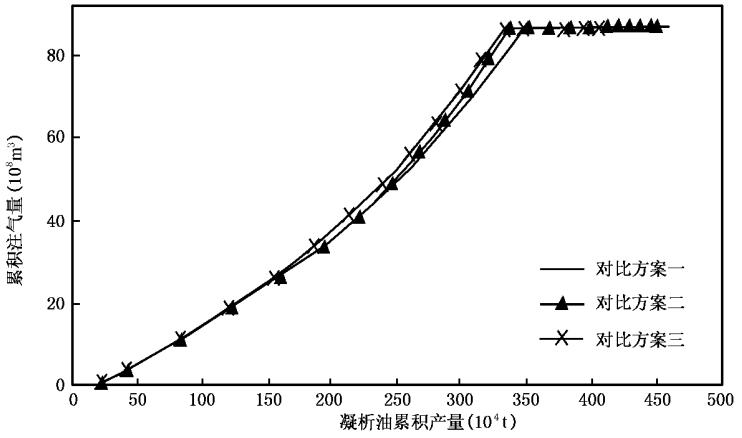


图 4.19　牙哈 2－3 凝析气藏累积注气量与凝析油累积产量的关系

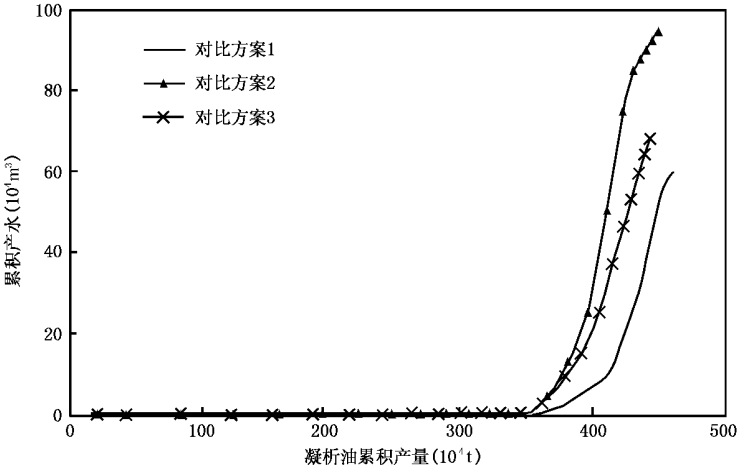


图 4.20　牙哈 2－3 凝析气藏累积产水量与凝析油累积产量的关系

由三个布井方案的开发指标和对比曲线可以看出，方案一循环注气布井方式最佳，该方案在同样的累计产出凝析油的条件下，气油比、累计注气量、累计产水量低于其他二个对比方案。方案一循环注气凝析油的采收率为 56.5%，凝析气的采收率为 61.8%，注气见气时间为 3 年，见水时间为 14 年；方案二循环注气凝析油的采出程度为 55.1%，凝析气的采出程度为 60.7%，注气见气时间为 3 年，见水时间为 13 年；方案三凝析油采出程度为 54.4%，凝析气采出程度为 57.84%，见水时间为 14 年，注气见气时间为 2 年。

方案二布井方案的不足之处：井数比较多；注入井靠近边部，由于注入气量比较多，井口的注入压力是定值，因此，要求边部的注入井几乎全部射开气层，当注气结束衰竭开采时，见水快，天然气和凝析油的采出程度偏低；根据地质研究结果，E 十 K 层砂体和物源的方向为近北南向，沿该方向连通性好，易气窜。

方案三布井方案的不足之处：采气井设在边部，注气期间可以抑制边水的突进，但注气结束后，采气井见水快，影响停注后天然气和凝析油的采出程度；注采方向与砂体、物源方向一致，容易气窜，采气井对 K 层的动用程度差。

三个注气对比方案模拟结果都表明，注气可以抑制边水的侵人和底水的锥进，注气期间没有见水的井。见水的井主要是鞍部的采气井，而且是在衰竭开采阶段见水，因此，方案实施时，应注意鞍部采气井合理的射孔位置和厚度。

通过对比认为，方案一循环注气的注采井网最优。

二、已开发凝析气藏调整方案研究数值模拟预测

对于开发历史较长的凝析气藏，已投入开发的井数较多，根据动静态资料，气藏构造、断裂、储层砂体的分布及其物性等地质要素已经历了多次的研究和再认识，所建立的三维地质模型宏观上能比较客观地反映气藏的地质情况。经过精细数值模拟历史拟合以后，进一步修正的地质模型能比较真实地代表气藏的地质特征，能客观地反映气藏开采特征、剩余油气的分布、压力分布状况等，因此，在历史拟合基础上的模拟预测能较好地反映凝析气藏开发调整的效果。

凝析气藏开发调整通常需要结合其开发历史、现状及存在问题，有针对性地提出多种可供选择的便于操作实施的开发调整方案，主要调整内容包括层系调整、井网调整、开发方式调整、注气压力保持水平调整等。数值模拟预测是对所提出的调整方案采用数值模拟方法进行指标计算预测，为系统经济评价和方案优选提供重要数据。

下面以柯克亚凝析气田为例，阐述凝析气田开发调整的对象及其指标预测：

1. 开发层系的调整

一个纵向上具有多套气层组的凝析气藏，在开发过程中根据对气藏的深化认识和油气生产的要求，需要对层系进行及时调整。层系调整以各层系生产井的现状、剩余气储量分布情况、上返井、新增井的储层及其物性参数的解释结果、各层系和各主力层的地层能量为主要依据，研究层系进一步细分的可行性。

柯克亚上油组主力油气藏 $X_4^2 \sim X_5^2$ 纵向上具有多套气层组，见图 4.21，1984 年的设计方案要求分两套层系开发，$X_4^2 \sim X_5^1$ 凝析气藏为第一套开发层系，X_5^2 挥发油藏为第二套开发层系。两套开发层系总的油气生产应满足年产原油（包括凝析油）15×10^4t、天然气 2.3×10^8m^3 的任务。其中：$X_4^2 \sim X_5^1$ 带油环凝析气藏以采气为主，已有探井、评价井 5 口，增加新井 18 口。按采油井和采气井分，则 23 口生产井中有 5 口油井，18 口气井。实施方案要求 $X_4^2 \sim X_5^1$ 凝析气藏的生产能力达到年产天然气 2.3×10^8m^3、凝析油 6×10^4t、挥发油 2×10^4t。方案实施 10 年左右，实际油气产能建设未达到原设计方案的要求，而且 X_5^1(3)主力凝析气藏压力下降快，生产气油比上升快。

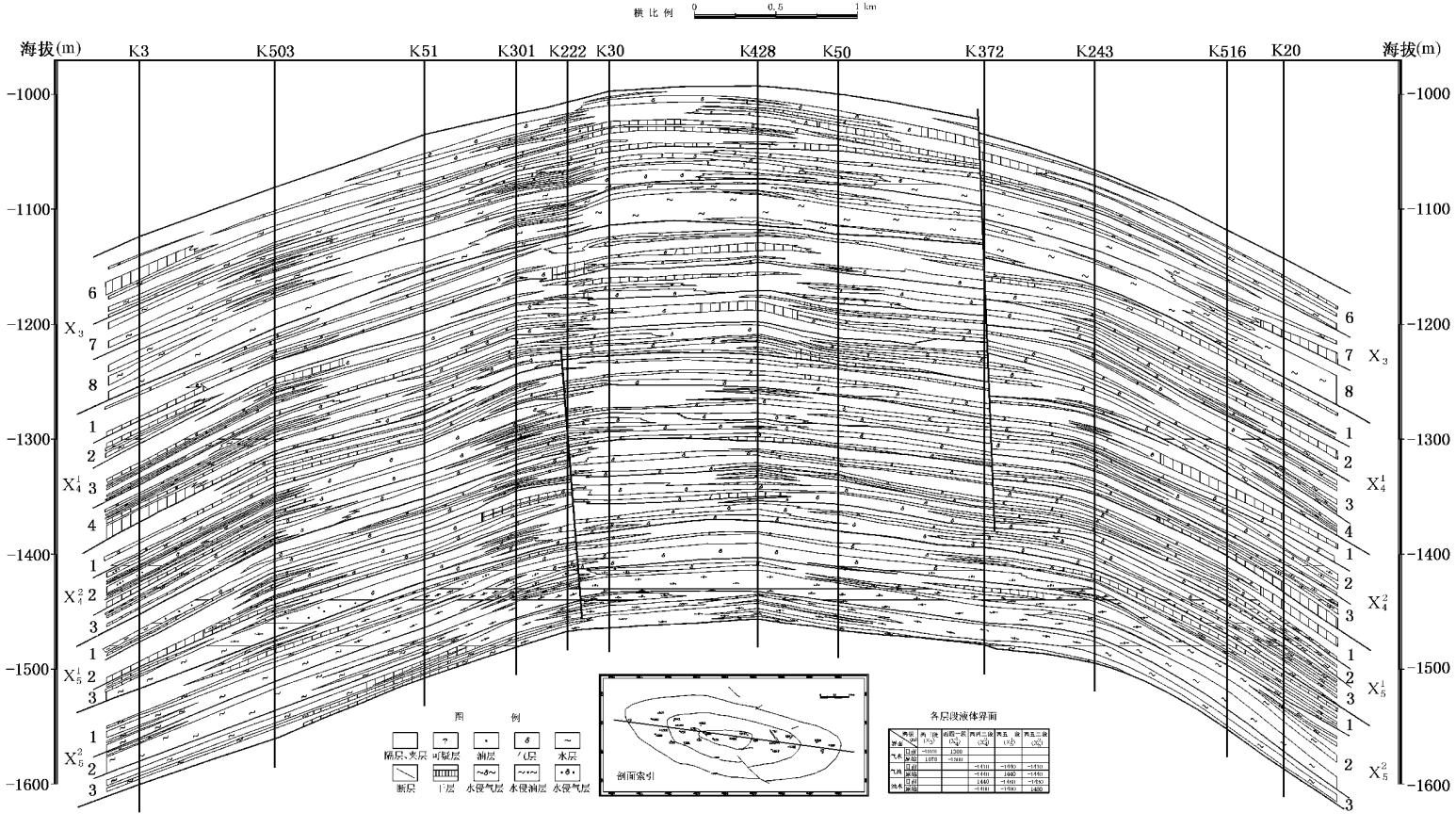


图4.21　柯克亚凝析气田上油组剖面图

为了多采凝析油，自 1994 年 9 月起，对 $X_4^2 \sim X_5^1$ 凝析气藏的实际开发层系进行了调整，X_5^1(3)因其产能高、储层物性和连通性好而被单独划出作为一套开发层系，实施循环注气先导性试验。层系调整后实施效果是比较理想的。

2. 开发方式的调整

1994 年 9 月柯克亚 X_5^1(3)凝析气藏经细分作为一个独立层系，由衰竭式开发调整为循环注气以后，根据下游对天然气的需求量，X_4^2 凝析气藏的三口供气井投入正常生产，是循环注气以后带来的间接经济效益，模拟预测和综合经济评价得出的结论是：X_5^1(3)循环注气的投资还本期为 1.6 年，经济效益显著。

3. 井网、井距调整及低效井和已关井的上返合理利用

和油田开发类似，凝析气藏开发过程中需要不断根据市场对油气的需求，挖掘气藏开发综合潜力，包括对开发井网进行必要的调整。

X_4^2 凝析气藏 1997 年有 10 口井(除 232 井外)，其中只有 4 口工业产能井，见图 4.22，大都位于气藏的边部，而且，边部井所在区域与气顶顶部的连通性差。气顶中部储层物性较好、储量丰度较高的区域，没有生产井控制。综合考虑 X_4^2 凝析气藏的沉积特征和储层物性，对井网作出了合理调整，即从 X_5^1(3)、X_5^2 层系上返 8 口采气井：501、503、516、51、222、354、242、412，在储量丰度较大的地区另打 3 口新井：4201、4202、4203。由表 4.4 的测井解释结果不难看出，上返井在 X_4^2 的储层物性参数(除 516 井外)在原始条件下是比较好的。

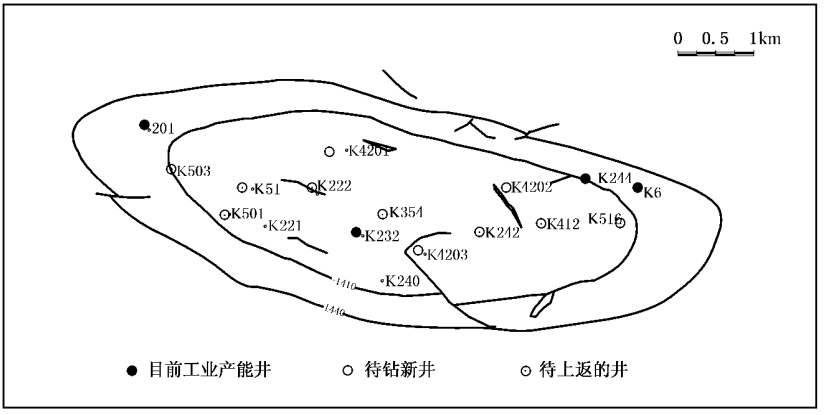


图 4.22 柯克亚西四二凝析气藏 1997 年井网调整部署图

表 4.4 X_4^2 凝析气藏调整井井底附近物性参数

井名	孔隙度	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	有效厚度 (m)	井名	孔隙度	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	有效厚度 (m)
K501	0.114	18.8	25.2	K242	0.127	25.8	24.3
K503	0.105	6.5	25	K412	0.119	9.8	22.9
K516	0.123	1.4	26.1	K4201	0.125	14.7	29.5
K51	0.125	34.6	22.7	K4202	0.129	59.8	24.9
K222	0.123	14.3	21.9	K4203	0.134	18.9	24
K354	0.125	18	21.5				

调整后总井数达到 15 口，见图 4.22，基本上比较均匀、有效地控制了气藏，也可以克服低

渗、连通性差的不足。

4. 新钻调整井的井型、完井方式及射孔层段

凝析气藏井网部署、调整过程中需要优选井型、完井方式及射孔层段，以便获取最高的油气产能、采收率及最佳的经济效益。

理论计算与油气田开发的实际证明，大多数的情况下水平井的合理产能是直井合理产能的 2～3 倍。例如：牙哈凝析气藏古近系底砂岩(E)和白垩系顶部砂岩段(K)，是牙哈油气田的主要产层，2000 年投入开发共布井 16 口，其中注气井 6 口，采气井 10 口，包括 1 口水平采气井 YH2－3－1－H2 部署在牙哈 302 高点上，目的层位是古近系底砂岩，其导眼井深 5220m，水平井井段长 550m。2000 年 11 月投产以后，平均日产油和日产气量分别是其它直井的平均产量的 1.73 和 1.72 倍。

5. 潜力层的补孔及其他增产措施

对于多层凝析气藏或凝析气—油藏，早期往往选择一些有效厚度大、物性好的主力气层射孔完井生产，当生产到后期由于气藏压力低，气井难于维持正常生产时，再补孔打开一些薄、差层，维持气井生产。对于底水凝析气藏，早期为了避水，射孔段离气水界面有一定高度。

当开发方式或井网调整以后，应该考虑对一些有潜力的层进行补孔，补孔层段需要通过数值模拟预测研究论证。

6. X_4^2 凝析气藏开发调整预测方案

在上述研究工作的基础上，1998 年对 X_4^2 凝析气藏开展了开发调整方案研究，提出了五个方案，这些方案是在分析研究该层系目前的生产状况、井网布局(见图 4.22)的基础上，对现有井网进行的调整，考虑了不同采气速度、新钻加密井数等情况，所研究的五个方案有以下共同特点：

(1)全部是衰竭式开采；

(2)利用了 3 口老井，其中气井 1 口(K232 井)，油井 2 口(K6、K201 井)；

(3)要求上返 8 口井(K501、503、516、242、51、222、412、354)作为 X_4^2 的补充采气井。

不同点是最高采气速度及上返井上返时间和新钻井井数及投产时间不同，方案的具体情况简述如下：

方案 1：钻 3 口调整井，上返 8 口老井，日产气 $49\times10^4m^3$，采气速度 1.8%；

方案 2：钻 3 口调整井，上返 8 口老井，日产气 $59\times10^4m^3$，采气速度 2.66%；

方案 3：不打新井，上返 8 口老井，日产气 $40\times10^4m^3$，采气速度 1.78%；

方案 4：2009 年前维持现状，2009 年上返 8 口老井陆续投产，日产气 $40\times10^4m^3$，采气速度 1.78%；

方案 5：2009 年前维持现状，2009 年上返 8 口老井陆续投产，2014 年投产 3 口新井，日产气 $57.5\times10^4m^3$，采气速度 2.6%。

五个不同预测方案到 2020 年的开发指标见表 4.5，X_4^2 衰竭式开采天然气采收率为 39.31%～47.08%，符合低渗凝析气藏的特点。从开发指标看，方案 1、方案 2 较好，而方案 2 采气速度高，比较有利。由于柯克亚凝析气藏纵向上有多套开发层系，因此，该层系的开发调整方案的优选必须与其他层系的开发调整一起整体协调优化。该层系的开发调整设计与数值模拟预测为整个气田的开发调整提供了必要的数据。

表 4.5　西四二预测方案指标对比

方案	预测末年	累计产油(10^4t)		累计产气(10^8m^3)		凝析油采收率(%)	干气采收率(%)	原油采收率(%)	溶解气采收率(%)	地层压力(MPa)
		原油	凝析油	溶解气	干气					
1	2020	10.811	73.422	1.0679	37.008	18.50	45.8	3.35	10.12	12.82
2	2020	10.306	73.28	1.0202	38.0374	18.46	47.08	3.44	9.67	12.46
3	2020	11.324	67.341	1.1008	33.2347	16.97	41.13	3.78	10.43	14.62
4	2020	12.504	61.428	1.1997	27.9416	15.48	34.58	4.17	11.37	16.98
5	2020	12.359	66.063	1.1875	31.7658	16.65	39.31	4.12	11.26	14.9

7.柯克亚凝析气田整体开发调整方案研究预测方案

柯克亚凝析气田整体开发调整是为了确保石化厂工程扩建后对油气产量的需求。2001年石化厂扩建后要求满足的油气产量目标为:年产气4.5×10^8m^3,并且稳产到2020年。对于这样一个多套层系的凝析气田的开发调整涉及面很广,它不仅要求设计人员对整个气田各层系的地质情况十分熟悉,而且,还要求对各层系的生产历史、现状(包括井况)非常了解,才能充分利用现有井网,尽量利用所有可利用的老井完善井网,少打新井。层系开发接替调整应本着先主力层系后一般层系的原则,切实贯彻"少投入,多产出"的方针,以达到预期的油气产能规模,取得最佳的经济效益。全气田整体开发调整是在各层系开发调整研究的基础上,开展了多层系的开发接替优选,主要的调整研究对象有:

(1)开发层系:1998年所作的柯克亚凝析气田开发调整方案仍以1994年后的开发层系为基础,不作调整。

(2)开发方式:X_4^1凝析气藏调整为循环注气;$X_5^1(3)$凝析气藏仍保持循环注气,至2000年8月。其他层系仍采用衰竭式方法开采。

(3)层系开发接替方法:先主力开发层系X_4^1、$X_5^1(3)$、X_5^2、X_7^2,这些层系的井网已基本完善,实际产能较高;再主力接替层系$X_5^1(1+2)$、X_4^2、X_8,其井网需作较大调整;最后动用其他次要接替层系,如X_3和X_7^1。

(4)柯克亚凝析气田整体开发调整方案:气田整体开发调整方案是在各层系开发调整方案研究的基础上进行的,它要求合理利用所有的油、气井(包括注气井、已关井),综合平衡各层系的井网调整工作和产能设计,表4.6列出了气田整体开发调整的三个组合方案。表中的方案1、方案5等指具体层系的研究方案,具体内容这里不再详细说明。

表4.6 柯克亚凝析气田三组调整方案简介

层系 \ 调整方案	组合方案1	组合方案2	组合方案3
X_4^1	日采气50×10^4m^3/d	日采气40×10^4m^3/d	日采气40×10^4m^3/d
X_4^2	方案5	方案1	2003年前维持现状,之后按方案1执行
$X_5^1(1+2)$	方案1	方案1	方案1
$X_5^1(3)$	按实施方案执行	按实施方案执行	按实施方案执行
X_7^2	方案7	方案10	方案10
X_8	按推荐方案执行	按推荐方案执行	按推荐方案执行
X_5^2	2018年采气顶气	2018年采气顶气	2018年采气顶气

(5)柯克亚凝析气田整体开发调整方案数值模拟预测：综合考虑各层系开发指标，则可预测全气田的开发指标，如图 4.23 是组合方案一各层系与全气田的采气量预测指标，图 4.24 给出了三个组合方案的，总体经济评价指标，综合对比优选出组合方案 1 为全气田整体开发调整方案。

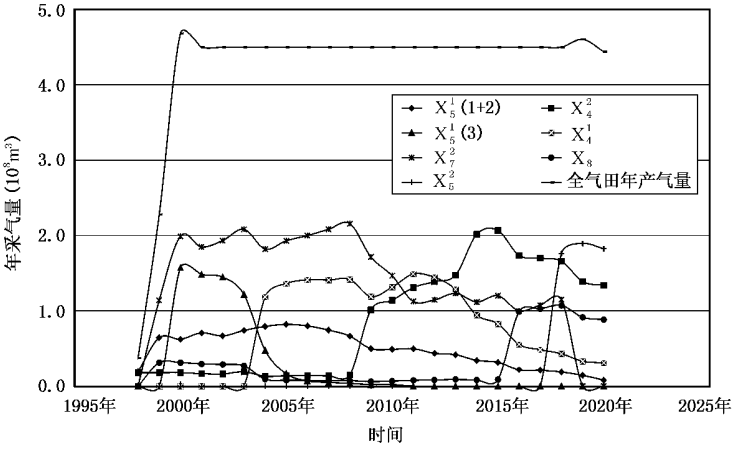


图 4.23　组合方案一各层系与全气田的采气量预测

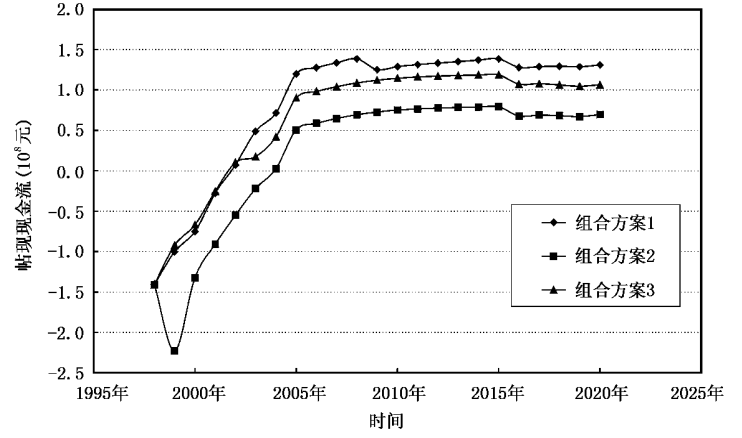


图 4.24　三个组合方案的净现值对比

参 考 文 献

1. Yarborough, L. "Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids," paper presented at the 176th National Meeting of the American Chemical Society, Miami Beach, FL, 1978
2. Wong T. W., "The Relationship of the Volume Balance Method of Compositional Simulation to the Newton-Raphson Method"SPE 18424
3. C. M. Branco, Petrobras and F. Rodriguez.: "A Semi－Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation" paper SPE 27053 presented at the 1994 Latin American/Canbbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires Argentina, 27－29 April 1994
4. Kenyon, D. E., and Behie, A., "Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs" Paper SPE 12279
5. Kazemi H., Vestal C. and Shank G. D.: "An Efficient Multicomponent Numerical Simulator"SPEJ(Oct, 1978) 355－368

6. Yong L. C. and Stephson R. E. :"A Generalized Compositional Approach for Reservoir Simulation"SPEJ (Otc. 1983) 727－742
7. Acs G. , Doleschall S. , and Farkas E. "General Purpose of Compositional Model" SPEJ(Aug. 1985) 543－553
8. Nghiem,L. X. ,Fong, D. K. ,and Aziz,K. "Compositional Modeling with an Equition of State. "SPEJ(Dec. 1981) 688－698
9. Coats,K. H. :"An Equation of State Compositional Model"SPEJ(Oct,1980),363－376
10. M. C. H. Chien,S. T. Lee,and W. H. Chen "A New Fully Implicit Copmositional Simulator. " SPE 13385
11. Bertiger,W. I. and Kelsey,F. J. "Inexact Adaptive Newton Method. "SPE 13501
12. D. A. Collins, L. X. Nghiem:"An Efficient Approach to Adaptive-Implicit Compositional Simulation with an Equation of State. " SPE 15133
13. Rakesh K. Mehra"Computation of Multiphase Equilibrium For Composional Simulation" SPEJ(Feb. 1982) 61－68
14. Fussel,L. T. and Fussell,D. D. :"An Iterative Technique for Compositional Reservoir Models," SPEJ, (Aug. 1979),211－220
15. Chien,M. C. H. ,Lee,S. T. ,and Chen W. H. :"A New Fully Implicit Compositional Simulator,"paper SPE 13385 presented at Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation,Dallas,Feb. 1985
16. Kendall, R. P. , Morrell, G. O. , Peaceman, D. W. , Silliman, W. J. and Watts, J. W. : "Development of a Multiple Application Reservoir Simulator for use on a Vector Computer,"paper SPE 11483 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference,Manama,Bahrain,Mar. 1983
17. Watts J. W. :"A Compositional Formulation of the Pressure and Saturation Equations,"SPE Reserooir Engineering,(May 1986),243-252
18. Whitson,C. H. :"Characterizing Hydrocarbon plus Fractions"Soc. Pet. Eng. J(Aug. 1983)(683－694)
19. Nghiem "Robust Iterative Method for Flash Calculations Using the Soave－Redlich－Kwong or the Peng－Robinson Equation of State"SPEJ(Jun. 1983)521－530
20. Henry, R. L. : "Effect of Including Compositional-Dependent K Values to Generate Date for a Modified Beta-Type Simulator,"J. Pet. Tech. (Oct. 1976)1180－1182
21. Young, L. C. and stephenson,R. E. :"A Generalized compositional Approach for Reservoir Simulation," paper SPE 10516 presented at the sixth SPE Symposium on Reservoir Simulation held in New Orleans,LA (Jan 31－Feb. 3,1982)
22. Thele,K. J. ,Lake,L. W. ,and Sepehrncori,K. :"A Comparison of three Equation-of-State Compositional simulators," paper SPE 12245 presented at the Reservoir Engineering Symposium,San Francisco,Nov. 15-18,1983
23. Acs,G. ,Doleschall,S. and Farkas,E. : "Ceneral Purpose Compositional Model," paper SPE 10515 presented at the Sixth SPE Symposium on Reservoir Simulation helded in New Orleans,LA(Jan. 31-Feb. 3,1982)
24. Spillette,A. G. ,Hillestad,J. G. and Sone H. L. :"A High-Stability Sequential Solution Approach to Reservoir simulation,"paper SPE 4542
25. Watts,J. W. :"A Compositional Formulation of the Pressure and saturation Equations,"paper SPE 12244 presented at the Reservoir Engineering Symposium,San Francisco,Nov. 15-18,1983
26. Fussell,D. D. and Yanosik J. L. : "An Iterative Sequence for Phase Equilibrium Calculations Incorporating the Redlich Kwong Equation of State,"Soc. Pet. Eng. J. (June 1978) 173－182
27. Lohrenz,J. ,Bray,B. G. and Clark,C. R. :"Calculating Viscosities of Reservoir fluids from Their Compositions,"J. Pet. Tech. (Oct. 1964)1171-1176;Trans. AIME Vol. 231
28. Lee,A. L. ,Gonzalez,M. H. and Eakin,B. E. :"The viscosity of Natural Gases," J. Pet. Tech. (August 1966) 997－1010
29. Bertiger,W. I. and Kelsey,F. J. "Inexact Adaptive Newton Method. "SPE 13501

30. Conrard, P. G. and Gravier, J. F. : "Peng－Robinson Equation of State Checks Validity of PVT Experiments." Oil and Gas J. (April 21, 1980) 77－86
31. Coats, K. H. and Smart, G. T. : "Application of a Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data," paper SPE 16197
32. Quandalle P. , Franlab: "An Implicit in Pressure and Saturations Approach to Fully Compositional Simulation" SPE 18423
33. Ye Jigen "An integrated Partially Implicit Compositional Simulator for natural fracture reservoirs" , the 2001 SPE Reservoir Simulation, Houston, Feb, 2001
34. Wu Xianghong: "Research on Numerical Simulation of the Adjustment of Well Pattern for X42～X42 Low Permeable Gas Condensate Reservoir of Ke－KeYa ", Proceedings of the International Symposium on Petroleum Engineering, Shanxi People's Publishing House. 2001
35. **施文等. 注烃类气体多次接触混相过程的数值模拟研究, 石油勘探与开发** 1992. **年第** 19, **卷**: 162～168
36. **叶继根. 油气藏三维三相组分模型软件研制及应用、计算物理**, 2000. 10
37. C. U. **伊克库. 天然气开采工程. 北京: 石油工业出版社**, 1990
38. **王德人. 非线性方程组解法与最优化方法. 北京: 高等教育出版社**, 1983
39. **宁方飞**. GMRES **算法在二维定常无粘流计算中的应用. 计算物理**, 2000. 9
40. **袁士义等. 气田开发技术现状与发展展望. 天然气勘探开发技术论文集, 北京: 石油工业出版社**, 2000. 11

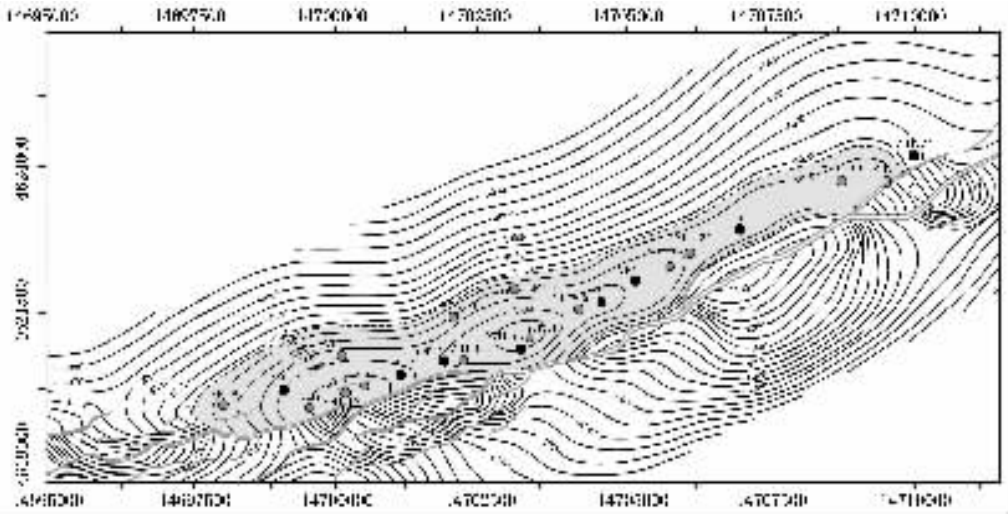


图 4.15　牙哈凝析气田方案一井网部署图

第五章　凝析气藏合理开发方式和开采机理研究

凝析气藏分为纯凝析气藏和凝析气—油藏(凝析气顶与油环共存的凝析气藏)两大类型。而凝析气—油藏按油气分布结构大致有五种类型:

(1)油气和油水界面有四条内外边界线,界线间存在纯油区,如图 5.1(a)所示;

(2)油水内边界线处于油气外边界线以内,不存在纯油区,如图 5.1(b)所示;

(3)底油衬托含气区,有一条油气边界线和二条油水边界线,存在纯油区,如图 5.1(c)所示;

(4)底油衬托含气区,有一条油气边界线,有两条油水边界线,但油水内边界线处于油气边界线以内,不存在纯油区,如图 5.1(d)所示;

(5)气顶底水块状凝析气—油藏,油气和油水边界线各只有一条,如图 5.1(e)所示。

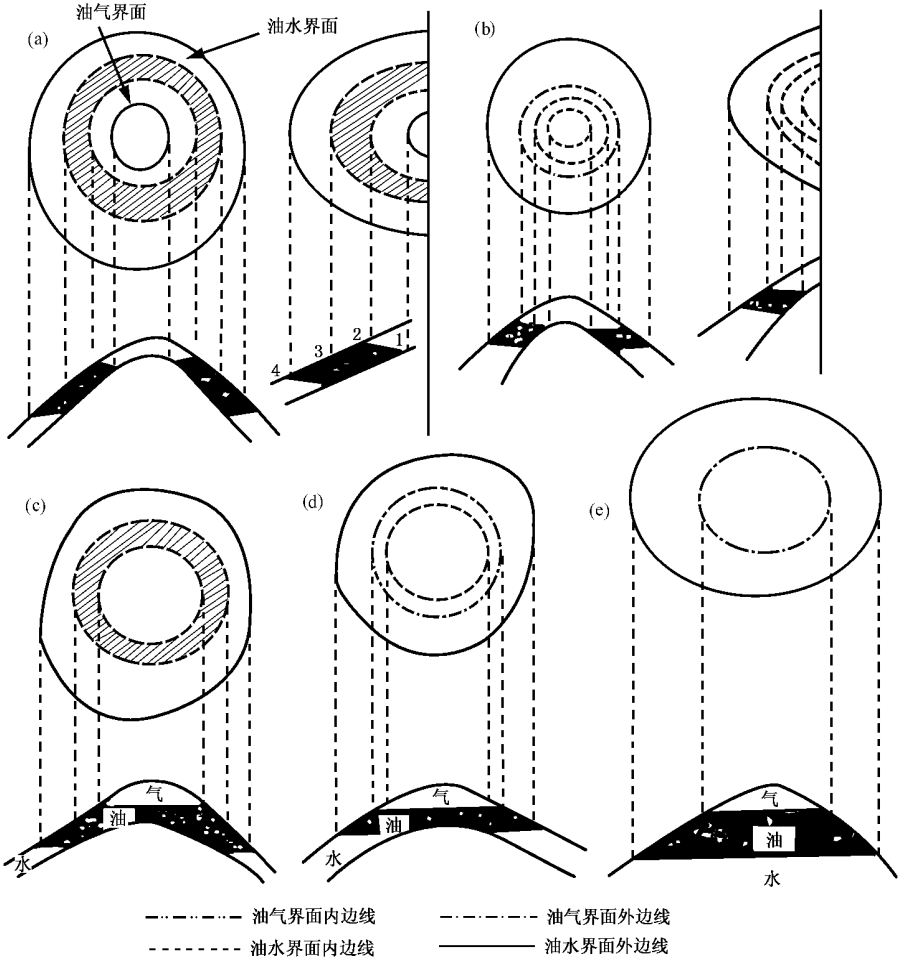


图 5.1　油气藏类型结构图

对这两大类凝析气藏，不仅要考虑天然气的采收率，还要考虑凝析油采收率，而对带油环的凝析油气藏，当其原油储量具有工业开采价值时，还需考虑油环的开发时机和开发方式等，在尽可能取得最佳经济效益的同时，最大限度地提高干气、凝析油和原油的采收率。对高含凝析油的凝析气藏，要尽可能地防止在开发过程中出现地层压力降至露点压力以下的情况发生，以避免大量凝析油损失在地层中。对有边底水的凝析气藏还要防止边底水的侵入。

世界凝析气田的开发实践表明，凝析气田属于经济价值很高、相态变化复杂、开发难度很大的特殊气田。这类气田在采出天然气的同时采出凝析油，凝析油主要为汽油、煤油馏分，密度在 0.66～0.84g/cm^3 范围变化，一般为 0.7～0.8g/cm^3。凝析气藏在开发过程中，储层中油气饱和度、密度、粘度以及各组分在油气中的摩尔分数等随着油气的采出、气体的回注以及地层压力的变化而变化。凝析气田的油气采收率以及总体开发经济效益受气藏地质特征、流体相态特征、开发方式、井网井距、井型、边底水等因素影响。

本章目的就是介绍这些因素对凝析气田开发效果影响以及一些规律性认识，供从事凝析气田开发研究的读者参考。

第一节　凝析气藏开发方式

第一章介绍了凝析气藏的分类方法，一般地，对于较多凝析油含量的凝析气藏，随着开采过程中地层压力的降低，一部分凝析油在地层中析出，滞留在储层孔隙表面，造成凝析油的损失，且对储层，尤其是井底附近的地层造成伤害，影响气井的产能，甚至正常生产。所以，研究凝析气藏的开发方式是提高凝析油采收率的一个重要研究课题。

多年来的开发实践证明，在确定凝析气田的开发方式时，要综合考虑凝析气田的地质条件、气田类型、凝析油含量和经济指标。凝析气田的开发方式主要分衰竭式开发和保持压力开发两类，其中，保持压力开发的效果与注入剂存在一定的关系，下面就这几个方面作一个简要论述。

一、衰竭式开发方式

凝析气田采用衰竭式(降压)开采是一种简单而低耗的开发方式，产出的天然气和凝析油可直接销售，对开发工程设计及储层条件要求低，容易实施。其主要缺点是凝析油采出程度低，尤其是原始条件下高含凝析油的饱和凝析气藏，衰竭开采导致地层压力下降，低于露点压力后，地层中很快就发生反凝析现象。反凝析首先在井底附近出现，随着开采时间的延续，地层压力的进一步下降，反凝析的区域逐步由井底附近向外扩大，最终整个凝析气藏都出现反凝析现象。对于任一指定的时间，井底附近反凝析最为严重，也即该位置的凝析油饱和度最高，这一方面与井底附近的压力低有关，另一方面，凝析气源源不断从地层远处经过井底附近的地层流向井筒，外部流经井底附近的凝析气由于压力下降而不断地析出凝析油。对于任一指定的离井较远的位置，反凝析程度主要取决于该点的压力。

反凝析液的出现会堵塞井底附近储层的孔隙空间，降低凝析气的相渗透率，增加凝析气向井的渗流阻力，影响天然气和凝析油的产能，降低凝析油的采收率。凝析气藏衰竭式开采，损失的凝析油量可达原始储量的 30%～70%。一般地，具备以下条件的凝析气田可以考虑采用衰竭式开发：

(1)原始地层压力大大高于凝析气藏的初始露点压力，可以充分利用天然能量，采用先衰

竭开采一段时间，直至地层压力接近露点压力。柯克亚深部卡拉塔尔碳酸盐岩凝析气藏是异常高压凝析气藏，压力系数 2.0，原始地层压力 130MPa 左右，地层流体露点压力为 65MPa，2001 年 5 月柯深 101 井投产以来，在不受井筒结蜡堵塞的正常生产阶段，地面油压维持在 70MPa 以上，日产天然气在 $15\times10^4m^3$ 左右，凝析油 $80\sim100m^3$。

(2)气藏面积小、储量小、开采规模有限，保持压力开采无经济效益。

(3)凝析油含量低。对于凝析油含量低于 $100g/m^3$ 的凝析气藏，采用衰竭式开发地层中的反凝析程度不严重，可以取得相对较高的凝析油采收率。从进一步提高这类凝析气藏开发的经济效益考虑，应注意研究凝析油的组成随压力下降的变化特点，以便优化地面轻烃回收流程，提高地面凝析油、液化石油气等的回收率。

(4)地质条件差。对于一些地质条件差的凝析气藏，如渗透率低、吸气指数低、储层非均质严重、横向连通性差、裂缝发育等，通常采用衰竭式开发。有些凝析气藏受岩性和断层控制，被分割为互不连通的小断块，井间连通性差，单井控制范围和储量有限，这类凝析气藏即使凝析油含量高，也通常采用衰竭式方法开发。

即使气层有一定的横向连通性，但气井的产能比较低，也采用衰竭式开发。裂缝发育的凝析气藏，裂缝是主要渗流通道，基质孔隙是主要储存空间，当基质物性相对于裂缝而言很差时，采用衰竭式开发为宜。

(5)边水比较活跃。边水的侵入使地层压力的下降速度减慢，不必采用人工保持地层压力。但是，必须在开发设计时考虑使井网和井的产量分配合理，有效防止边水突进，避免气井过早水淹。

(6)对一些具有特高压力的凝析气藏，当前注气工艺尚不能满足特高压注气要求而又急需开发的，只能采取衰竭式方法开发，待气藏压力降到一定水平才有可能保持压力开采。

二、保持压力开发方式

凝析气藏保持压力开发方式是提高凝析油采收率的主要方法，其基本原理是：通过注气，一方面弥补了因采气造成的地下体积亏空，保持了地层压力，使地层中的烃类系统几乎始终保持在单相气态下渗流，采气井能在较长的时间内以较高的油气产量稳定生产；另一方面，由于注入剂的驱替作用，使更多的高含凝析油的凝析气得以采出。

保持压力开发方式的可行性取决于气藏中的凝析油含量、天然气和凝析油的总储量、储层的地质条件以及凝析油的加工利用程度等，尤其是凝析油含量较高的凝析气田，不保持压力开采，凝析油的损失可达到原始储量的 60%～80%，而且干气采收率也低。

凝析气藏开发方式的选择还与下游天然气市场有关，对于凝析油含量比较高、适合保持压力开采的凝析气藏，在早期天然气没有销路或地面输气管线建成之前，采用循环注气的方法开采不仅可以使凝析气藏资源得以及时开发利用，提高凝析油采收率，还可以尽快收回前期的投资成本，牙哈凝析气田早期循环注气就是一个典型的成功实例。

保持压力开发方式也有其不利的一面。首先，它需要补充大量的投资，购置高压压缩机；其次，需要增加注气井；第三，在凝析气藏循环注气阶段，所采出的天然气要回注地下，无法销售，影响凝析气藏整体开发的销售收入；第四，有的凝析气田自产的气量少，不能满足回注气量，需要从附近的气田购买天然气，增加开发成本。

综上所述，凝析气藏保持压力开发方式要从气田的实际情况出发，开展可行性研究与评价，从经济上论证其优越性。

1. 保持压力开发方式的适应条件

决定是否保持压力开采取决于很多因素，美国学者经过研究提出了以下保持压力开采应满足的条件：

(1)储层较均质，较大范围内连通性好，有较大的油气储量。

(2)市场对天然气需求有限，或天然气价格很低。

(3)循环注气能够大幅度提高凝析油采收率。

(4)系统经济评价有效益。

2. 保持压力开发方式注气时机

凝析气藏保持压力开采要考虑保持压力开采的时机与压力保持的水平。凝析气藏在不同的开发阶段实施保持压力开发方式，其效果是不同的。开始实施注气保持压力的时间，称为注气时机。注气保持压力开发方式按注气时机主要可以划分为早期保持压力开采和中晚期保持压力开采两种情况。

早期保持压力开采：对于地层压力与露点压力接近、凝析油含量高、储层连通性及物性好的凝析气田，早期保持压力开采方法是较为有利的。例如：美国黑湖凝析气田和涨德里盆地凝析气田，我国牙哈凝析气田早期循环注气都是较成功的典型实例。

YH2－3 凝析气藏 E＋K 层一套井网共布井 16 口，其中注气井 6 口，采气井 10 口，包括 1 口水平井 YH23－1－H2 部署在牙哈 302 高点上。实施循环注气两年多来，凝析油、天然气的日产量以及气油比一直比较稳定，见图 5.2，生产不含水，年产凝析油 50×10^4t 以上，至 2002 年 8 月，已累积采出凝析油 110×10^4m^3，见图 5.3。对于此类高含凝析油的凝析气藏，早期循环注气的开采效果是十分明显的。

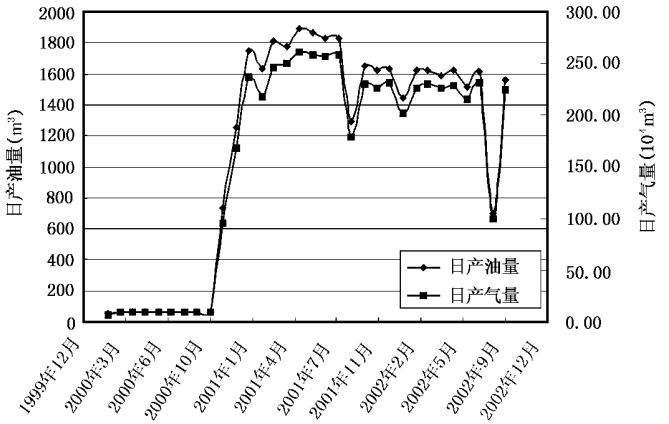


图 5.2　牙哈 2－3 凝析气藏凝析油、天然气日产量

中晚期保持压力开采：采用这种方法是由气藏流体的相态特征和其他客观条件决定的。对于原始地层压力大大高于露点压力的凝析气藏，早期采用衰竭式方法开采更经济实用。当地层压力降到接近露点压力时，再采用注气保持压力开采方法。对于一些虽然符合早期注气保持压力开采条件的饱和凝析气藏，如果由于注气设备达不到设计注入压力要求或者出现井喷事故等特殊情况，早期无法实施保持压力开采的，则经过一段时间的衰竭式开采后，地层压力明显降低(甚至接近最大反凝析压力)，地层烃类系统经历了明显的反凝析过程，但是，地层中气相的凝析油含量仍然比较高，此时采用晚期注气保持压力的开采方法也可以大幅度地提高凝析油采收率。柯克亚凝析气田 x_5^1(3)凝折气藏是我国晚期循环注气提高凝析油采收率的

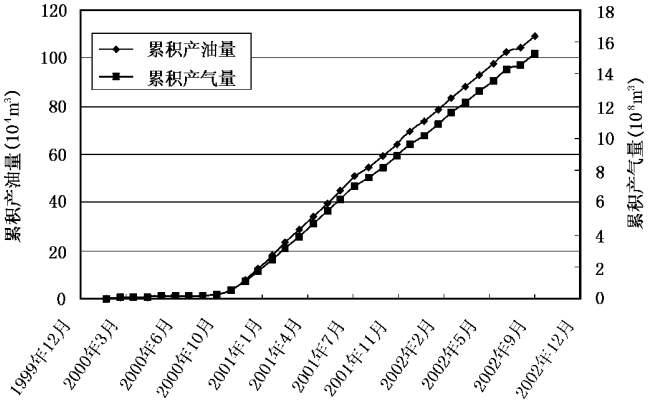


图 5.3　牙哈 2－3 凝析气藏全气田凝析油、气累积产量

成功实例。

保持压力水平主要分完全保持地层压力和部分保持地层压力两类。

完全保持压力是在比较容易获得注入剂的条件下，在采气井的井流物凝析油含量达到经济极限以前保持注采平衡，使整个气藏压力保持注气设计的压力水平。

部分保持压力是指气田自产气不能满足完全保持压力所需的注气量的要求，同时，补充气源不落实或购买又不合算，导致注气保持压力开采过程中注采不平衡，即注气量少于采气量，地层压力在注气过程中不断下降。注气量与采气量的比值我们称之为气体回注率。完全保持压力的气体回注率略近似等于 1，而部分保持压力循环注气气体回注率小于 1，因为气田自产气中的一部分要用于注气设备的动力能源和其他生产用途的消耗。气体回注率越小，压力保持效果越差。

3. 保持压力开发方式的注入剂

为了保持地层压力，注入剂的选择是一个很重要的问题，通过大量的实验研究，目前可供选择的注入剂主要有干气、氮气、氮气与天然气的混合物和水。

(1)干气：通常情况下，将气田本身产的凝析气经过多级分离处理后得到的干气回注到气层。多年来，干气一直成功地用来作凝析气藏的注入剂，普遍认为干气对提高凝析油采收率的效果比其他气体效果好。注入的干气一方面作为驱替剂将地层中的湿气驱向采气井的井底，另一方面，干气与地层中已经析出的凝析油接触，将其中的中间烃组分蒸发到气相中而采出，减少了残留在地层中的反凝析油饱和度。

(2)氮气或氮气与天然气的混合物：近年来提出的一种新的注入剂，实验证明，氮气与干气的作用类似，注氮气可以将烃类液体的中间烃蒸发形成新的混合气体。但注氮气将导致气藏露点压力升高，需要重新考虑压力保持水平。注氮气保持地层压力还可以使天然气能够及时供给市场。

注氮气保持地层压力方法的主要缺点是需要建设制氮厂和脱氮处理厂等，增加大量投资，工艺技术也很复杂。因此，产品成本可能比其他注入剂高。

(3)水：把油田注水保持压力开采的成功经验用于凝析气藏保持压力，以水驱凝析气提高凝析油采收率的方法。早在 20 世纪 40 年代末原苏联就有人进行研究，提出了各种注水方式的计算。随后在 50 年代和 70 年代陆续有人提出具体实施建议和各种改进方法。注水方法具有非常成熟的经验和成套设备，比注气所需投资费用少，装置也比较简单，水源容易得到并且

成本低，这些都是注水方法的优越性。

注水也有其适应条件，要求储层具备良好的渗透性和连通性能，而且比较均质和层理不发育。对于某些储层水淹区残余气饱和度太高也不能适用，因为这将导致凝析气采收率降低。有一些储层存在含见水膨胀的粘土胶结物质，也是对注水很不利的因素。长期流行着这样一个观点，认为水的早期水淹或出现水锁现象使得大量气体无法采出，气井一旦水淹就难于正常生产，因此，凝析气田注水开发一直是一个复杂而又敏感的课题，国内外现场很少实施，即使实施，也是有针对性地为了提高带油环凝析气藏的油环部分的水驱效果。例如，大港油田板桥凝析气田采用后期注水提高油环原油采收率试验取得了一些效果。

理论上，注水保持压力有许多优越性。事实上，至今尚未见到实际凝析气藏注水保持压力的有关文献报导。

第二节　凝析气—油藏的开发程序

所谓凝析气—油藏是指凝析气和原油共存于同一水动力系统中。在储层中凝析气占有体积大于原油占有体积时称为带油环（或带底油）凝析气藏，反之，称为凝析气顶油藏。深层高压凝析气—油藏的原油多数具有油质轻的特点。

凝析气—油藏的开发，不但要考虑天然气和凝析油的采收率，而且还要考虑原油的采收率。我国对凝析气—油藏投入开发的数量还不多，时间也较晚，取得的实践经验还比较少。国外对凝析气—油藏的开发已经历了长期研究和探索过程，取得了很多经验，也有一些不成功的教训。从世界各国的实践来看，有以下开发程序可供选择：只开采凝析气顶不开采油环、先开采凝析气顶后开采油环、先采油环后采凝析气顶以及同时开采油环和凝析气顶等。无论按哪种开发程序，开发方式仍可分为衰竭开采和保持压力开采两种情况。不同的开发程序，原油和凝析油采收率差别较大，而且，由于废弃压力差别，也会影响干气采收率。

凝析气—油藏的开发程序和开发方式的选择，通常要考虑以下因素：

(1)油环和凝析气顶的大小，包括面积、厚度以及原油、凝析油、天然气储量等。

(2)地质构造形态和油、气分布状况及特点；

(3)油、气组成与相态特征；

(4)市场对天然气、凝析油和原油的需求；

(5)技术装备水平及国家现行的技术经济政策等。

一、只开采凝析气顶不开采油环

这种情况主要考虑到油环比较窄、在油环中钻井把握性低、原油采收率低、经济效益差等因素，或者是由于含油区暂时未被发现，而且国民经济和市场对天然气迫切需要，因而首先开发了凝析气顶。

1. 采用衰竭式方法只开采凝析气顶不开采油环

由于只开采凝析气顶，储层中油区和气区之间产生了很大压差，导致油区原油向凝析气区推进，其移动速度主要取决于储层渗透率、凝析油气的采出程度、边水水体能量及原油性质等因素。只开采凝析气顶会带来以下几方面的问题：

(1)油区原油侵入气区，使油气过渡带变宽。侵入气区的油，有相当一部分成为残余油损失在气区。残余油饱和度与岩石物性有关，而油气过渡带增加的宽度主要取决于边水水体能

量大小及边水与整个油、气区的连通状况。当储层渗透率高、边水能量充足、两区之间压力差大，原油向气区移动是显著的。对于没有边水的凝析气—油藏，只开采凝析气顶，油气过渡带宽度增加较小。

(2)凝析气区进行高速开发时，导致油区压力逐渐下降，造成油区非生产性衰竭和原油脱气，油相渗透率降低，原油收缩，粘度增加，渗流能力大大减弱，后期针对油环的调整开发难度加大。

北海的佛里格油气藏和前苏联卡拉达克凝析气—油田是较典型的例子。

弗里格油气藏的产层为未固结的块状砂岩，储层顶部深度是－1970m，平均油气界面深－2175m，平均油水界面深－2183m，油水界面内含油面积 113km^2，最高气柱高度 160m，孔隙度 29%，渗透率(1～3)×10^{-3}μm^2，原始压力 19.8MPa，天然气地质储量 2690×10^{8}m^3，凝析油含量 4.1g/m^3，原油储量 1.35×10^{8}t。为了开发底油，需要补充投资 67 亿挪威克朗，由于许多问题待解决，优化作业费用太高而无利可图，因而放弃了开发底油。

2.采用保持压力开发方式只开采凝析气顶不开采油环

这种情况主要是由于含油区暂时未被发现或油环很小，不足以经济开发，气顶凝析油含量高，市场对天然气的需求有限或由于地面工程建设投资和工作量大，难于短期内完成，为了使凝析气藏尽快投入有效开发，收回前期投资，采用循环注气方式只开采凝析气顶不开采油环的开发程序。

二、先开采凝析气顶后开采油环

先采气后采油(或先采气后油气同采)的实例很多，往往是先发现气，后发现油，或者是国民经济急需用气，油环原油的储量比较大。

1.采用衰竭式方法先开采凝析气顶后开采油环

早期采用衰竭式方法只开采凝析气顶将引起原油储量重新分配，估计在采出天然气储量的 20%左右时，就有相当一部分原油损失于水侵区和气顶区中的油侵区，但如果地层压力仍然较高，而且纯油带的宽度还是比较大，则及时开采油环还可以取得较好的经济效益。

1)在活跃水驱条件下先开采气顶后开采油环

当地层压力下降时，边、底水开始侵入油藏，油水和油气界面开始移动。原油储量分布在以下三个地区：水淹区、含油带、气顶区。在油水界面到达原始油气边界时，原始含油带消失，全部原油分布在水淹区和气顶区中。在目前的采油工艺水平下，滞留于水淹区的原油大都采不出来的，侵入气顶区的原油，在局部区域原油饱和度高于临界可动油饱和度，其部分原油可以被采出。

2)在定容条件下先开采气顶后开采油环

在封闭的油气藏中，这样的开发方式中主要驱动方式是气顶气驱和溶解气驱。在开采过程中，油环的平均压力与气顶区的压力保持同步下降，溶解气从原油中分离出来，含油饱和度不断下降。随着气藏压力的下降，部分原油与溶解气侵入含气带。对于封闭的油气藏，虽然侵入气顶的油量不多，油环宽度变化不很明显，但是由于地层压力下降显著，油井开采条件严重变坏。

前苏联卡拉达克凝析气藏和美国西塞门特油气藏是较典型的例子。卡拉达克带油环凝析气藏共有 6 个砂岩产气层，埋藏深度 2600～4100m。其中 VII 和 VIII 有油环，构造倾角最大

可达 45～50°，边水不活跃。气顶储量 $210\times10^8m^3$，平均凝析油含量 $179g/m^3$，油环原油储量 $1000\times10^4m^3$。1955 年发现天然气后即投入开发，1958 年发现油环，这时气藏压力已下降 4MPa，原油侵入含气带，造成大量原油损失。发现油环以后，开始油气同采(衰竭方式)。后来曾在油气界面附近的 78 号井进行注水试验，但注水方案一直未实施，自始至终采用衰竭方式开发，原油采收率约为 10%。

美国西塞门特油气藏是一个构造倾角较大的油气藏，储集层为中等粒度的含砾石砂岩。1936 年发现气时，作为纯气藏开发。到 1943 年发现油环，开始同时采油采气，这时气藏压力已下降 2.9MPa，大量原油侵入气顶。到 1949 年，衰竭开采的天然气采收率为 70%，原油采收率 13.4%，为改善油环开发效果，1949 年后开始注水、注气保持压力开采。

2. 采用保持压力开发方式先开采凝析气顶后开采油环

采用保持压力开发方式先开采凝析气顶后开采油环，往往是先在构造高部位发现凝析油含量比较高的凝析气藏，早期未发现具有工业经济开发价值的油环，并且，受市场或地面工程建设和巨额投资的影响，凝析气顶开发后的天然气市场不畅。

三、先开采油环后开采凝析气顶

对于油环原油储量和油环宽度比较大，可以部署较完善的注采井网，油井产能高，能达到较高的产能规模，气顶凝析油含量较低，天然气需求量很有限的油气藏，一般采用先开采油环后开采凝析气顶的开发程序。油环开发可以根据油气藏的具体情况，选择衰竭式开采、注水保持压力以及气顶注气等开发方式，以提高原油采收率。

1. 衰竭方式

这种开发方式是利用气区的气体弹性膨胀驱替原油进行开发，在开发过程中由于油区采油使油区的地层压力下降，在气区和油区之间形成一定压差，造成湿气驱油，油区压力下降缓慢，油井能较长期的自喷生产，提高原油采收率。

尽管有这些优点，气顶气驱也有缺点：一是凝析油、气的工业储量在原油开采期无法有效动用；二是由于凝析气区压力随油藏开采而下降，地层中会出现反凝析现象，在凝析气未开采之前，就会有一部分凝析油损失在地层中。

反凝析损失的凝析油量取决于地层压力下降幅度、凝析气中的凝析油含量、气藏流体的相态变化特征、采油速度和采出程度等。地层压力下降幅度越大，反凝析造成的损失越大；凝析油含量越高，衰竭式开采反凝析损失越大。应该指出的是：对储层较均质、物性好、凝析油含量高的凝析气藏以及近临界态的凝析气藏，不适于采取衰竭式这种开发方式。

对于具有活跃边、底水的油气藏，边底水和气顶气的弹性能量是原油开采的主要驱油动力。通常，水驱油的效率比气驱油的效率高，因此，在这种情况下，开发含油带就应该尽可能发挥边底水的作用，在采取防止水窜、气窜措施的情况下进行强化采油，提高原油采收率。弹性水压驱动的作用受以下几方面因素影响：

(1)气顶的大小。气顶越大，地层压力下降越慢，边底水作用相对较弱。

(2)边底水区的地层性质越差，则地层水的驱替作用越差。

我国柯克亚凝析气田西五二油气藏就是先采油后采气的较好实例，该油气藏是一个带凝析气顶的挥发油藏，边部有较大的边水水体。容积法计算的凝析气顶天然气储量为 $26.34\times10^8m^3$，凝析油储量为 160.5×10^4t，油环油储量为 686×10^4t，溶解气储量为 $23.53\times10^8m^3$。从整个储层的油气储量和油气分布来看，西五二属小气顶较大油环的油气藏，上部 7 个单砂体

油环的带宽约为 150～800m 不等，底部两个砂体则是底油。边水水体孔隙体积与油气藏的孔隙体积之比为 56.5，边水能量比较充足。

自 1980 年 K8 井试采以来，先后有 23 口油井、一口气井投入生产，至 1997 年年底累积生产原油 100.35×10^4t，天然气（溶解气）5.11×10^8m^3，其中 1990－1995 年稳产原油 9×10^4t。之后由于部分井的生产含水上升、井底压力低而停喷，虽然采取了气举、机械采油等方式，原油产量仍在下滑，见图 5.4，平均年递减率为 12.11%。至 1997 年年底原油实际累积采出程度达 14.6%（不计井喷量）。预计衰竭式开采原油最终采收率可达 21.85%，气顶、边水作用是达到该指标的主要驱油动力。

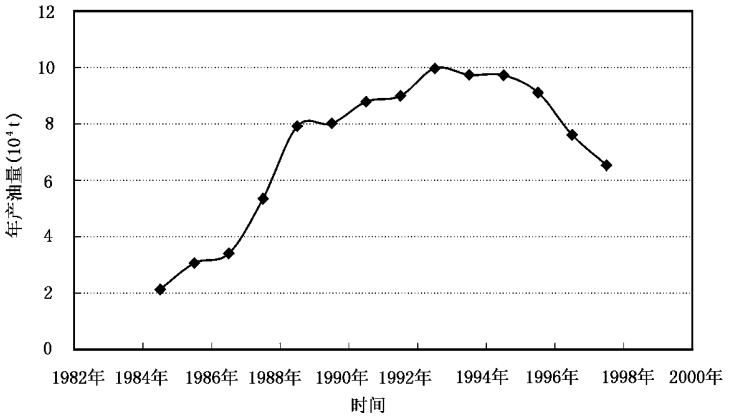


图 5.4　X_5^2 油气藏年产油量变化

2. 保持压力开发

在先开发油坏时，为了提高原油采收率，要尽可能保持油气界面稳定。可以采取以下几种方法开采。

1）边缘或底部注水

边缘或底部注水时，驱油条件与水压驱动的纯油藏相同。将地层压力保持在饱和压力以上，溶解气不会从原油中分离出来，原油在水驱下采出。

2）顶部注气和底部注水相结合

当边部注水不足以保持油藏压力时，油环开采过程中的伴生气无法有效利用，气体放空与环保法律法规相抵触，将顶部注气或顶部注气和底部注水相结合可以使油环开发获得更好的效果。

加拿大来达克一乌得 D－3A 是 D－3A 礁灰岩带上最早发现的一个油田。D－3A 礁灰岩带从东北向西南倾斜，分布在礁灰岩带上的油气藏有一个共同的水域，有不同的水动力联系。储层孔隙由裂缝和裂隙所沟通的孔洞组成，产层下部由底水所衬托。根据油气和油水界面位置，油气藏分为主开发区，东南开发区和东南延伸区等三个区，油气储量主要分布在主开发区。

1947～1955 年依靠天然能量开发，油气界面下降了 1.2m。1955 年 9 月开始向底水中注水。随着累积注水量增加，油水界面不断上升，使含油带原油向含气带运移，造成原油损失。为减少原油损失，于 1960 年 10 月向主开发区含气区注气。到 1976 年，全油气藏累积产油 2883×10^4t，采出程度 61.65%，累积产气 49.2×10^8m^3，气采出程度 42.1%。

3)屏障注水与边缘注水、面积注水相结合

所谓屏障注水就是在油气界面附近部署一定数量的注水井，一方面在油环开发过程中水对原油起驱替作用，维持油藏压力，同时，对气顶凝析气起到屏障封堵的作用，尽可能阻止气顶气向油环气窜，保护气顶。国外已有不少油气藏的开发实践证明这种开发效果是好的。在含油面积大和边水能量不足时，还可以在实行屏障注水的同时，进行边缘注水或面积注水，保持油层压力开发。

与边缘注水相比，屏障注水具有以下优点：能较有效地将气顶与含油带隔开，在必要时可独立开发气顶和含油带。当油田具有活跃边水时，可以充分利用边外地区的弹性能量，减少屏障注水的井数和注水量，节约注水井和注水系统的投资。

屏障注水适用于储层物性较好的平缓地层。对于渗透性差的储层，由于注水井吸水量低，难以很快形成水障，不宜采用此法。还可选择钻水平井，优化注采系统和井型。

这种开发方式的主要缺点在于：注水在凝析气区会造成一部分凝析气被封闭，随着注水量的增加，水淹区范围不断扩大，对后期凝析气顶的井网部署和开发有一定影响。在很多情况下，这种损失甚至可达到30%原始凝析气储量。

前苏联日尔诺夫—巴赫梅奇也夫油气藏和匈牙利阿尔吉约油气藏是较典型的例子。该油气藏于1952年投入开发，初期在边缘注水的条件下开发油气藏。在开采过程中出现气体膨胀，影响采油速度。为了改善采油条件，自1996年起在油田的东部地区改为边缘注水与屏障注水相结合的方法，提高原油采出程度5%。

四、同时开采油环和凝析气顶

同时开采油环和凝析气顶方法的目的是使油区和气区均衡开采，即：原油、天然气产量按一定比例配产，尽可能确保在开发过程中油区和气区地层压力的平衡即油气界面的保持，避免原油从油区流向气区或凝析气从气区流向油区。在前苏联和美国的一些带油环凝析气田开发中获得应用，我国大港板桥油田中区板二凝析气藏和柯克亚西五一凝析气藏都是带油环凝析气藏，油环宽度300～600m左右，部署了一定量的油井，气顶则部署了一定数量的气井，对油环油和气顶凝析气进行均衡开采，从而最大限度地提高了原油、凝析油和天然气的采收率。

为了提高烃类的最终采收率，可以采用注气、注水保持压力的方法开发油环。地面集输与轻烃回收系统应考虑气、凝析油和原油的合采。

同时采油采气方法又可分为衰竭和保持压力两种开发方式。

1.衰竭式开发

1)较大规模凝析气—油藏的衰竭式开发

由于不保持地层压力，油区和气区在均衡开采条件下油气界面基本稳定，所以，对于凝析气顶而言，地层压力下降快，凝析油损失很大。而对于油环来说，在没有气顶能量作用的情况下，油井自喷时间不长，原油采收率一般都是很低的。

边水能量对这种开发方式具有很大意义。在油水界面被边水推进的情况下，油区衰竭速度会慢一些，因而能提高原油采收率。在边水能量不足的情况下，油区实际上是以溶解气驱开采，油区能量衰竭很快，原油采收率低。为了适当利用气顶能量，一般将气区压力适当控制，使之高于油区压力，这样有利于提高原油的采收率。

这种开发方式的优点是投资少成本低，可以同时开采原油、凝析油和天然气，可以有比较好的经济效益和适应市场对油气的需求。

由于原油和凝析油采收率低，这种开发方式只在原油和凝析油储量小、保持压力开采无经济效益和国民经济、市场对天然气迫切需要情况下才被推荐。对原油和凝析油储量大和凝析气中凝析油含量高的凝析气油藏，不应采用这种开发方式。

我国大港地区板中区块凝析气—油藏是我国最早开发的高含凝析油（含量 400g/m³ 以上）的带油环凝析气藏，由于当时国民经济对油气的紧迫需要，采取原油和凝析气同时衰竭开采的方式，生产过程中油气界面没有能控制稳定，造成部分油环原油侵入凝析气区，边水侵入油区，致使原油采收率偏低。

前苏联里海南部港湾的巴哈尔凝析气藏是较典型的例子。巴哈尔凝析油气藏于 1969 年初发现，位于里海南部港湾阿普歇伦半岛以南 25km，分布在一背斜带的东南倾斜部分。这个油气藏纵向上已经发现八个产层，这里着重讨论其带油环凝析气藏的 X 层的开发问题。该层天然气储量为 $210\times10^8m^3$，油环储量不大清楚。截止到 1974 年 7 月 1 日，X 层生产 4 年共采气 $52\times10^8m^3$，约产凝析油 70×10^4t，采出程度为 20%，共投产 11 口井，3 口井（8、21、105）在油环区，8 口井（10、13、14、15、16、25、26、27）位于油气界面上，其中 3 口井采油，2 口井采凝析油，6 口井同时采气和采油。由于在不保持地层压力下进行生产，X 层大量开采凝析气，造成了地层压力相应下降，引起储层的反凝析变化。凝析气区的生产井出现的反凝析变化最明显，X 层初始凝析油平均含量为 210g/m³，凝析气油比为 4760m³/t，1974 年初，由于在工业试生产过程中地层压力下降了 6MPa 以上，这些指标就相应地变为 175g/m³ 和 5720m³/t。

2）薄层凝析气—油藏的开发

对于储量有限的薄层凝析气—油藏，沿油气界面布少量生产井，使这些井穿过油气界面，含气部分和含油部分都打开（见图 5.5）。在采出主要原油储量之前，油气藏其它部分暂不钻井。油环不钻井是因为油环薄范围小，生产井不会长久自喷。凝析气区暂不生产是为了保存能量，以便通过油气界面的生产井油气同产，以气带油，维持井的自喷生产。

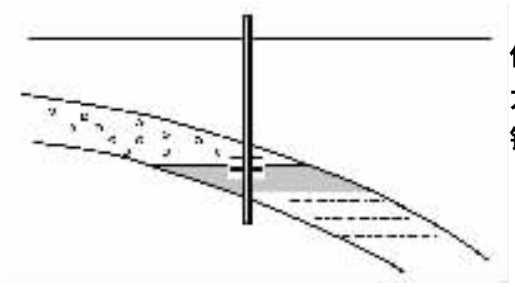


图 5.5　在油气界面处钻井

原油和凝析气从油气界面处产出，油气界面位置上下摆动，自动调节，可以使两个区的地层压力均衡下降。采出主要原油储量后，在含气区补钻一定数量的生产井，增加凝析气产量。

在下列情况下，这个方法的应用受到限制：

（1）油环范围很大；

（2）地层气中凝析油含量很高；

（3）储层物性很差和油气藏部分有断层破坏。

沿油气界面布井的缺点是必须限制从气区采气，生产规模小。如果气中凝析油含量高和储量大，可以进行循环注气先采凝析油。油气界面处的生产井中，射孔井段定在油气界面附近，即射在含油段上部。确定射孔深度要考虑井中每米有效厚度的产能。

2. 保持压力开发

这种开发方式适用于原油和凝析油储量大、气中凝析油含量高的凝析气—油藏。保持压力的方法很多，包括顶部注气、屏障注水、油环面积注水、边部注水或其中几种方式的组合。

1）顶部注干气保持压力

对于凝析气顶而言，顶部注干气与一般凝析气藏循环注气的效果类似，而对于油环，气顶气驱效果也比较明显。

美国黑湖带油环凝析气藏是顶部注气保持压力同时开采油环和气顶较典型的成功例子。黑湖(BlackLake)凝析气藏位于美国路易斯安那州,普拉塞特石油公司于1964年钻探井——普拉塞特2—A爱丁堡时,在井深2435.35～3438.43m获得工业油气流,就此发现了该凝析气藏。

黑湖凝析气藏实际上是一个带油环的礁块凝析气藏,为边、底水所衬托,具有广阔的油气界面和油水界面。它是一个很不平常的凝析气藏,多数井获得的原始流体的露点压力略高于地层压力,说明该凝析气藏原始条件下是饱和的凝析气藏。因此,只要气藏压力下降,地下就会析出凝析油。

开发机理研究表明,由于露点压力高于地层压力,因此采用衰竭方式和循环注气方式开采具有明显不同的开发效果,所以1966年1月黑湖凝析气藏正式投入开发时就开始循环注气,完全保持压力开采油环和凝析油。总的生产井数为99口,其中油井72口,气井20口,注气井7口。日产天然气$382.3\times10^4m^3$,日产原油1303.7t。1967年建成天然气加工厂,回收C_2、C_3、C_4及C_5^+等轻烃产品。气体和外购的干气经压缩机增压到29.5MPa,通过注气井回注入地层。全气藏每日注气量为$(424.8\sim509.7)\times10^4m^3$,单井日注气量为$(34\sim56.6)\times10^4m^3$。到1975年,因为气价昂贵,停止购买补充气,改为部分循环注气。1980年,停止注气,开始降压生产,外销天然气。1981～1984年间,平均日产气量$(410.6\sim538)\times10^4m^3$。

黑湖凝析气藏早期循环注气开发效果十分明显,凝析油采收率提高到68%,而油环原油采收率可达33%以上。

2)注氮气保持地层压力

这是美国近期发展的一种新的开发方式。由于天然气的迫切需要和制氮及气体处理工艺技术的发展及其成本降低,使大量向凝析气顶部注氮气驱替凝析气、保持地层压力成为可能。

实行这种开发方式同时开采原油、凝析油和天然气,克服了循环注气长期封存天然气的缺点。由于氮气从空气中提取,因而可以在任何地方实行这种开发方式。氮气是惰性气体,利用氮气不会造成环境污染和腐蚀设备。注氮可以同时提高原油、凝析油和天然气的采收率。

美国Painter凝析气顶油田就是在气顶注氮,在水域注水开发富凝析气和挥发性原油的成功实例,而美国的Chun Chula凝析气—油田则是注氮驱开发富凝析气和挥发性原油的成功实例。

第三节　储层非均质性对凝析气藏开发效果影响机理研究

凝析气藏的开发效果受储层发育状况、平面连通性、断层和储层非均质性的制约。目前国内发现的凝析气藏,含油气段比较长,以牙哈凝析气藏为例,YH2、YH301、YH303等探井钻遇了新近系吉迪克、古近系、白垩系等三套含油气地层,含油气井段250m左右,由砂岩和泥岩的互层组成。主力含油气单砂层一般仅有数米到不足1m,许多单井可以钻遇多个甚至数十个油气层,为了利用和改造每一个油气层,使之尽可能在不同开发方式下得到充分地动用,首先依据沉积旋回分析法或层序地层学方法,从巨厚的储油气层系中将储层层组和每个单层细分出来,将相邻井中同一油气层的对应关系、连通状况及其非均质性搞清楚。

一、储层纵向分布和层间渗透率的差异

1.储层的纵向分布

和油藏一样,凝析气藏在区域沉积体系内,可以连续追踪对比的单元相当于砂岩组,根据

砂岩组内储层的沉积构造和粒度大小，可以推断形成时期沉积能量的相对大小。而相对高能量、中等能量和低能量沉积的砂岩组，它们的储层性质相差是很大的。

柯克亚凝析气田的储集层由下而上分 X8、X7，……，X3 共 6 套层系，是构造隆起水退过程中沉积而成的。X8 属滨湖沉积体系，X7～X6 属三角洲沉积，X5～X3 是河流（曲流河→辫状河）沉积。

2. 层间非均质性

如果将砂层组间的差异看成大层之间的非均质性表现，那么在同一砂层组内，各个小层、单砂层之间仍然存在着岩性和渗透率的较大差异。同一砂层组总的来讲沉积环境和沉积过程是相近的，但是，由于沉积过程中水流强度的局部变化，会形成粒度、泥质含量和渗透性相差很大的各种砂岩体。

柯克亚 $X_5^1(3)$ 凝析气藏，其储集层是曲流河过渡到辫状河的河流相沉积。从现场岩心观察来看，有明显的沉积物冲刷，是典型的正韵律沉积，从下到上，岩石颗粒由粗到细，主要由砾岩、砂砾岩、砂岩和粉砂岩四种类型。这种环境下沉积下来的储层会发育局部地区高渗透、大孔道网络，从岩心观察和沉积相分析，这些大孔高渗网络大都位于河流沉积旋回的底部冲刷面，是导致循环注气开发气窜的一个重要根源。当然，构造因素对气窜也有影响，根据三维地震研究，柯克亚浅层断层较发育，地震解释断层共 32 条（其中逆断层 28 条，正断层 4 条），断距 20～35m（一般气层没有如此厚的纯砂层），断层延伸 300～1000m。由图 4.6 $X_5^1(3)$ 构造图上可以清楚地看到许多小断层，其中 242 与 243 井之间有一断层，其遮挡作用的存在与否对循环注气试验区气窜快慢将有较大影响。这也是我们模拟过程中将动静态资料结合研究的一项内容。

对牙哈 2－3 构造古近系底砂岩（E）与白垩系（K）储层，以下三方面因素分析说明 E、K 的层间非均质性是非常明显的，所以，在开发上必须采取相应的措施，以解决这个矛盾。（1）物性统计资料表明，E 层平均渗透率为 $245.7\times10^{-3}\mu m^2$，K 层平均渗透率仅 $47.1\times10^{-3}\mu m^2$，E 层渗透率是 K 层渗透率的 5.2 倍，表明两层的渗透率相差很大。（2）试抽资料表明，古近系底砂岩与白垩系地层在试油时的生产压差、产量上差别很大，说明两者在生产能力上相差很大。（3）地层对比研究还发现，E、K 之间有一相对稳定的膏质或钙质胶结而形成的低渗透夹层，这无疑对 E、K 的上下连通起了一定的阻碍作用，从而使层间矛盾进一步突出。

3. 层内非均质性与隔夹层

在同一沉积环境里，在不同地理位置，由于水流状态和强度变化，形成的砂体内各种粒级颗粒排列顺序－韵律性有明显差异，是导致层内非均质性的重要因素。

（1）正韵律砂体：这是各种河流沉积砂体的共同特点，从砂岩底部向顶部粒度由粗变细，渗透率由高变低。层内非均质程度跟沉积类型有很大关系，从曲流河砂体→分流河道砂体→水下分流河道砂体，渗透率的级差依次由大到小。

（2）多韵律砂体：是由二个或二个以上的正韵律、复合韵律，或者是正韵律与复合韵律叠合而成的砂体。

（3）复合韵律砂体：这是入湖三角洲内前缘相常见的砂体结构。砂岩中部粒度较粗而且均匀，向顶、底部略有变细，渗透率也略有变低。

（4）反韵律砂体：这是三角洲前缘相河口坝砂体等的特点，从砂岩底部向顶部粒度由细变粗，渗透率由低变高。较常见中薄层反韵律砂体，厚层反韵律砂体很少见。

4. 单砂体内由于沉积构造变化形成的非均质特征

层理是砂体内部最常见的沉积构造。在各种河道砂体中交错层理很普遍，它往往由较粗颗粒的纹层与掺杂有云母片等的较细颗粒的纹层交替组成，纹层厚度仅有 0.1～1mm。由纹层组合成丛系，大型交错层理的丛系厚度在 50cm 以上，而微细交错层理的丛系厚度仅有 2～3cm。经过室内水驱油试验表明，大型交错层理因内部粗粒与细粒纹层间差别大，容易出现不均匀的指状气窜现象，而小型和微细交错层理的纹层间差别较小，纹层倾向变化快，水驱均匀效率高。

对于牙哈 2－3 构造古近系底砂岩(E)与白垩系(K)储层，层内非均质研究结果也表明，古近系砂岩储层平均变异系数为 0.75，以相对均质为主，少量非均质，而白垩系平均变异系数为 1.2，为严重非均质，表明两者在程度上有很大差异。

二、储层平面分布和非均质性

平面非均质性重点反映储层平面上厚度、孔隙度、渗透率的变化规律。储层平面非均质性的研究内容包括各种类型砂体的几何形态、延伸方向、规模大小和彼此的接触关系，研究砂体内部的渗透率各向异性。储层平面非均质研究是确定合理的井距井网、分析气驱波及体积、进行注采系统平面调整的重要依据。

1. 沉积相带控制了砂体的平面展布特点

不同沉积亚相和微相内砂体的几何形态、规模、连续性和非均质程度都存在显著的差别，因此，各种沉积相带的交替是制约不同区块储层性质变化的根本因素。为此确定各个砂岩组和重点小层的沉积模式，圈定各自沉积亚相和微相分布范围，是深入研究储层地质特点的基础。

牙哈 2－3 凝析气藏古近系底砂岩为一套冲积平原上的长流程辫状河沉积，沉积相类型决定了单个成因砂体的形状为长条状，而南北向的物源方向又决定了砂体延伸方向以南北向或北东～南西向为主。按长流程辫状河宽/厚比为 100 经验值计算，古近系底砂岩单个成因砂体的宽度一般小于 800m，其延伸长度受河道改道及切割作用影响，与流域盆地的地理条件和气候密切相关。

由于古近系底砂岩所处环境为干旱气候条件下的冲积平原，风的作用很强，导致沉积物中粘土及细粒成分被吹走而留下很少，故层理构造难以发现，后期的膏质胶结对层理构造又有一定的破坏作用，进一步增大了发现明显层理构造的难度。此外，由于古近系底砂岩粒度总体偏粗且粒度变化范围小，对划分单个成因单元增加了难度。对于这样的情况，在统计单个成因单元厚度时，可以综合岩心描述及自然伽马声波时差等电性特征，以便做出更为可靠的统计数据，实现相对准确地估计单成因砂体的几何形态。

白垩系砂岩为冲积平原上的短流程辫状河沉积，单砂体形态也以南北向为主展布的条带状砂体。按短流程辫状河宽/厚比为 40～80 计算，利用平均单成因砂体厚度 3m 计算，可推测白垩系单个成因砂体宽度一般小于 300m，延伸长度受河道改道及切割作用影响，目前国内外没有预测的方法。由此便可总结出不同层位单个成因单元砂体的几何形态数据，见表 5.1。

表 5.1　单个成因单元砂体几何形态预测表

层　位	成因单元 砂体形成	砂 体 形 态	几　何　参　数			
			厚　度	宽　度	宽/厚比	延伸方向
N1j	末 端 扇	片状	2～5m	数公里	/	无

E	长流程辫状河	片带状	3～8m	300～800	100±	NS或NE～SW
K	短流程辫状河	条带状	1.5～6m	60～500	40～80	NS或NE～SW

2.各种沉积相带内的不同砂体之间连通程度的变化

各种砂体之间的接触关系和连通程度，是影响砂体平面非均质性的重要方面，在不同的沉积亚相和微相里砂体之间的连通程度相差很大。

牙哈2－3凝析气藏古近系底砂岩厚度24▮56米之间，YH2－3高点较薄，平均35m。向东西侧地层变厚。渗透率的变化和地层厚度的变化相反，YH2、YH3、YH302井物性最好，渗透率在$(125\sim228)\times10^{-3}\mu m^2$。向东西两侧物性变差，向东变为约$20\times10^{-3}\mu m^2$左右，向西变为$75\times10^{-3}\mu m^2$左右。白垩系只对YH2－3高点5口井做了分析，且主要针对白垩系顶部储层，总体渗透率具东好西差的特点，渗透率在$(14\sim40)\times10^{-3}\mu m^2$之间变化。

三、隔夹层

1.隔夹层的定义与特征

隔层也叫阻渗层，就是储层中对流体能起遮挡作用的岩层。一般将油气层之间或者开发层系之间的这种岩层称为隔层，而把小层内的叫做夹层。隔夹层一般有以下特点：

(1)隔夹层的岩性：泥岩、粉砂质泥岩和钙质粉砂岩。柯克亚凝析气藏的隔层是由棕红色或褐色的粒级较细的粉砂质泥岩和泥岩构成。岩性致密，分布十分稳定，是气田地层对比划分的标志层。牙哈凝析气田的夹层岩性除了上述几种外，还有石膏和膏质粉砂岩。

(2)隔夹层的物性特征：隔夹层物性差。牙哈凝析气田E层夹层孔隙度分布峰值在3%▮4%之间，渗透率在$(0.5\sim1.0)\times10^{-3}\mu m^2$之间，而白垩系的夹层孔隙度分布峰值在4%▮5%之间，渗透率分布峰值与E层一致。

(3)隔夹层的阻渗能力与岩性的关系：较纯的泥岩阻渗能力好，它们的平均渗透率一般小于$0.01\times10^{-3}\mu m^2$，粉砂质泥岩在$(0.01\sim0.1)\times10^{-3}\mu m^2$之间，不含油气的泥质粉砂岩和钙质粉砂岩渗透率小于$1.0\times10^{-3}$。

(4)隔夹层的电性：隔夹层的电性与岩性有密切关系。牙哈凝析气田Ⅰ类夹层为泥岩、粉砂质泥岩、膏泥岩类夹层，具有高自然伽马、高自然电位、高电阻率和低声波时差的特征。Ⅱ类夹层为石膏层，具有自然伽马值特低，声波时差降低，而电阻率特高的特征，在YH2井E底部见到了这种纯石膏层。Ⅲ类夹层为泥质粉砂岩、钙质膏质粉砂岩，具有自然伽马、自然电位、电阻率偏高、声波时差偏低的特征。Ⅳ类夹层为钙质、膏质中细砂岩，具有高自然电位、高电阻率、低自然伽马、低声波时差的特征。

2.隔夹层的分布特点

隔夹层的分布形态与沉积成因等有关。以牙哈凝析气田为例，新近系Nlj1、Nlj2，夹层成因多为滨浅湖砂泥坪沉积，一般处于砂体中部或中下部，延伸范围大，可追踪对比数公里甚至十几公里。夹层形态为大片状。

古近系E层夹层成因以成岩阶段膏质胶结为主，少量为沉积时盐沼环境形成的石膏及膏泥岩。膏质胶结砂岩多发育在底砂岩的上部和底部，多以成岩胶结形成，一般可延伸数公里或十几公里，夹层形态也为片状。在YH2－3高点上，YH2、YH301井古近系底砂岩底部的膏质夹层可连通对比，对E、K的上下连通起了一定的阻挡作用。

白垩系K层夹层成因多为辫状河河道间沉积及成岩钙质胶结作用形成，垂向上均匀分

布，侧向上可对比性差，推测延伸距离多在 50～600m 之间。夹层形态多为南北向延伸的条带状。

3. 隔层对凝析气田开发的影响

隔层的分布状况及其特征是影响凝析气田开发效果的重要因素。在凝析气田开发层系划分、循环注气注采井射孔层段优化设计、凝析气田开发井网调整时，必须充分考虑现有工艺技术对隔层厚度大小的要求。

四、不同渗透率级差和高渗透条带对注气开发效果的影响

凝析气藏不同渗透率级差和高渗透条带是影响开发方式、射孔层段的重要因素。一方面要尽可能利用高渗透层或高渗透条带，实现凝析气藏少井高产的目标，另一方面，还应该尽可能提高油气采收率。

1. 渗透率级差对开发方式和注气开发效果的影响

渗透率级差越大，即储层非均质程度越严重，注气的开发效果越差，生产井的气油比上升越快，气窜时间越早，因为注入气很快沿高渗透条带突破。对于渗透率级差层状规律性很强的凝析气藏，对比衰竭式开发与循环注气的效果，有利于确定这类气藏的开发方式。对于确定的井网，与注气开发相比，高渗透层或高渗透条带对衰竭式开发油气最终采收率影响较小。

2. 高渗透条带位置对注气开发效果的影响

在相同渗透率级差下，韵律特征影响气窜速度。反韵律砂体气油比上升最快，其次为复合韵律砂体，正韵律砂体气油比上升最慢。造成这种现象的原因主要是因为注入干气比地层中凝析气的密度小，在渗流过程中会出现重力分异现象，高渗条带位于储层顶部时，更多的气体沿高渗条带突破，造成见气时间提前。高渗条带的位置对注气效果的影响程度不如储层非均质程度对注气效果的影响严重。所以影响注气效果的主要影响因素是储层的非均质程度。表 5.2 是井距为 1000m、地层渗透率 $K_2=50\times10^{-3}\mu m^2$ 的储层在不同渗透率级差（高渗条带渗透率为 K_1）和韵律下的模拟见气时间。

表 5.2　K_1/K_2 不同值时见气时间　　单位：a

K_1/K_2	反韵律	复合韵律	正韵律
1	11.88	11.88	11.88
2	6.90	7.65	8.30
3	5.04	5.84	6.75
4	3.81	4.26	5.26
5	3.10	3.41	4.14
10	1.66	1.88	2.14
15	1.19	1.24	1.37

3. 不同形式的高渗透层段“搭桥”对注气效果的分析

当生产井顶部为高渗条带和注入顶部为高渗条带时，这两种情况对注气效果的影响基本一致。说明无论高渗条带位于生产井，还是位于注气井，注入气体都会沿着顶部的高渗条带突破，影响注气开发效果。

当高渗条带位于储层顶部的两端，而低渗条带位于中间时，随着低渗条带长度的增加，注

气效果有所改善。

当高渗条带位于储层顶部的中间，两端为低渗层段时，随着中间高渗段长度的增加，注气开发效果没有明显的变化，而且与均质情况的开发效果相近似，说明当生产井或注气井井周围存在低渗透层段时会对气窜起到十分明显的抑制作用。

4. 注气开发时高渗透层段是否避射

针对不同渗透率级差和韵律，对高渗透层段是否避射共设计了三种情况：A. 只避射生产井，B. 只避射注气井，C. 生产井和注气井均避射。在此基础上开展的机理模拟研究表明，同时避射注气井、采气井时开发效果最好。其次是注气井避射，再次为生产井避射，但注气井避射和生产井避射见气时间差别不大。

高渗层避射可能会影响产能是其不利的一面。

五、储层裂缝对开发效果的影响

1. 裂缝性凝析气藏储层特征

具有边、底水的裂缝—孔隙型或裂缝—孔洞型凝析气藏和凝析气—油藏的储层多数是碳酸盐岩和致密砂岩。这类凝析气藏的有以下特点：

(1)基质中流体储集空间以孔、洞占绝对优势，是流体主要储集空间，但渗透性和连通性差，而裂缝渗透率和导流性能高(裂缝渗透率一般是基质孔、洞渗透率的数倍、甚至数百倍以上)，是主要的渗流通道，这就是双重介质特点。

(2)储层中纵横向孔、洞、缝发育不均一，非均质性异常，尤其是裂缝发育带主要集中在构造受力强的部位，通常是构造顶部、轴部、扭曲、断裂带以及潜山风化带，往往不能沟通整个含气区域。

(3)在不少情况下气藏被断层或致密带分隔为多个开发单元。

(4)多数气藏和凝析气藏边部孔洞缝不发育，具有良好的封闭性。

对于碳酸盐岩或带裂缝的砂岩凝析气藏，裂缝的作用与高渗透层或高渗透条带类似。裂缝及与裂缝沟通好的大孔道起主要渗流通道和供气作用，基质主要起储存和有限的向裂缝供气的作用。影响裂缝性凝析气藏循环注气效果的因素主要有：裂缝的分布与密度、裂缝渗透率与基质渗透率的比值、基质的致密程度和渗透率的大小等，其中基质渗透率决定了基质和裂缝之间的流体交换能力。

2. 裂缝对活跃边底水凝析气藏开采开发效果的影响

裂缝发育区的气井能实现较长时间的高产稳产，而裂缝不发育区的气井产能低，稳产能力差。开采过程中，裂缝系统的压力低，基质孔、洞中压力较高。

对于裂缝性活跃边底水凝析气藏，纵横交错的网络缝将含气区与含水区沟通。当凝析气藏采用衰竭式方法开采以后，边底水最容易沿着裂缝通道突入生产井井底，气井产气量迅速下降，水产量不断增高。当气产量低于极限携液能力时，气井将停喷。根据国内外已开发气藏和凝析气藏的资料统计，活跃边底水气藏或凝析气藏的天然气采收率一般介于 40%～75%之间，个别小型气藏或凝析气藏采收率低于 20%。

3. 裂缝对凝析气藏循环注气开发效果的影响

相对发育的裂缝对凝析气藏循环注气的开发效果有很大影响。裂缝所起的快速通道作用，使循环注气气窜快，降低气驱波及效率和驱替效率。

千米桥板深 7～板深 8 区块潜山凝析气藏是典型的低孔、低渗凝析气藏，基质供气能

力差。整个潜山非均质性十分严重，在板深 8 高点附近，裂缝发育，连通范围较广，具有开展循环注气的条件，但是否经济有效，需要开发数值模拟和经济评价综合研究确定。而在其他高点和部位，如板 7、千 18－18 高点等裂缝相对不发育，储层连通范围有限，不适合循环注气。

通过研究分析了千米桥凝析气藏断裂与裂缝分布规律、裂缝与基质的动用能力等重要储层特征的基础上，开展了千米桥凝析气藏整体开发方式的研究，图 5.6、图 5.7 是衰竭式开发与部分循环注气开发凝析油和生产气油比的预测对比曲线，部分循环注气（注 3 年）比衰竭式开发累计多采凝析油 2.5×10^4 t，从开发指标看有一定效果，但成本也高。

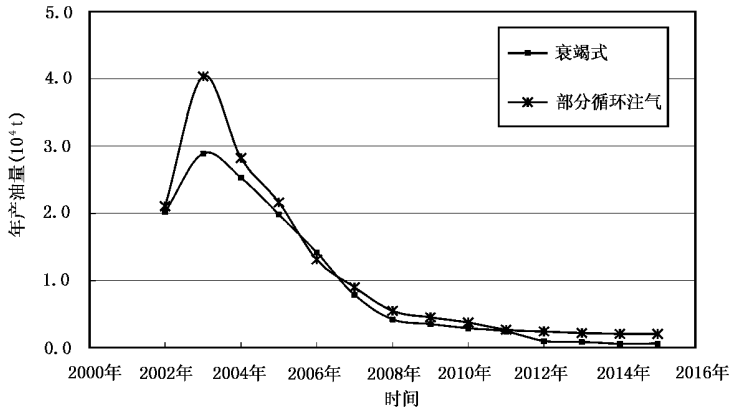


图 5.6　千米桥潜山凝析气藏不同开发方式年产凝析油量对比

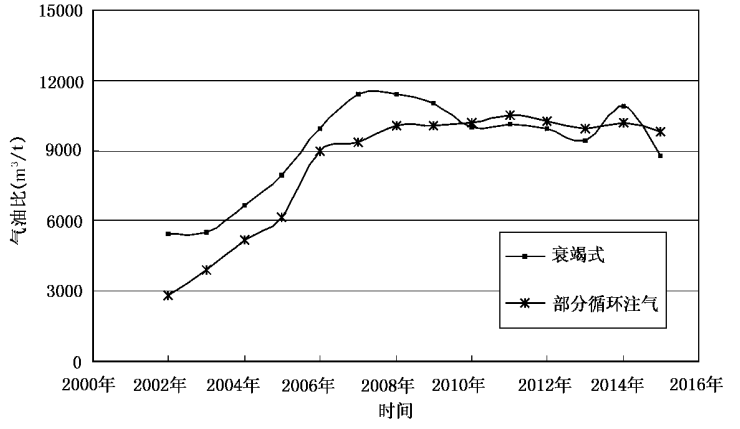


图 5.7　千米桥潜山凝析气藏不同开发方式生产气油比预测对比

与牙哈那样的相对均质的凝析气藏相比，千米桥凝析气藏注气效果明显变差。这一方面由于裂缝所起的快速通道作用，基质的气驱波及效率和驱替效率比较低，循环注气气窜快；另一方面，由于只能采用部分循环注气，在注气期间地层层压力不断下降，整体气油比上升较快。结合实际下游的用气需求，千米桥潜山凝析气藏最终采用了衰竭式开发方式。

六、储层非均质性对井网部署的影响

如前所述，沉积相带控制了砂体的平面展布，我国砂岩凝析气藏大多数是中、小型砂体，砂体的几何形态、规模、隔夹层以及非均质性是开发井网部署必须考虑的因素。

应用现代地震解释(包括相干体识别)技术,结合精细的地层对比,可以描述砂体的分布。对于曲流河道和大型分流河道沉积的砂体,砂体分布范围广,可以对含油气砂体按一定几何规则部署井网,气井井距一般在 700m 以上,1000m 以上的井距也比较常见。对于小型曲流河道和辫状河沉积,砂体不是大面积稳定分布,均匀布井钻遇率比较低,所以,应选择在有利部位采用不均匀布井方法部署开发井网。图 5.8 是某凝析气藏含气砂体的分布状况,很显然,对于砂体整体连续性不好的凝析气藏,开发部署应采用非均匀井网,尽量控制有利砂体,实现这类凝析气藏的高效开发。

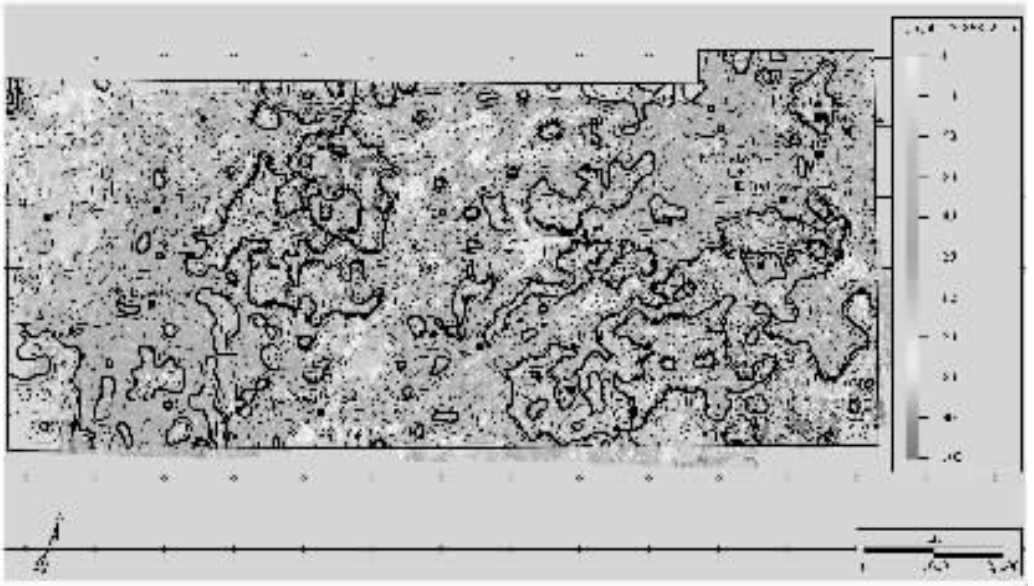


图 5.8　N. Geragai 油气田砂体分布图

第四节　凝析气藏开采机理研究

凝析气藏开采机理模拟研究的任务是:以能反映凝析气藏地质特征的典型剖面模型、单井模型和三维地质模型、储层流体物性为基础,利用组分模型软件,研究不同开发方式对凝析气藏开采效果的影响,研究注气开发方式下注气时机、注入剂组成、注气年限、地层反凝析对生产井的产能影响等,更好地把握凝析气藏开发过程中的油气渗流规律、各种重要因素对产能的影响,为凝析气藏开发方案的制定和部署提供科学依据。

一、开发方式机理模拟

前已论述,凝析气藏开发方式主要有衰竭式和循环注气两种主要方式,而循环注气又分为早期循环注气和晚期循环注气。

图 5.9 是封闭类型、储层物性较好的饱和凝析气藏典型的不同开发方式下凝析气藏压力变化曲线,衰竭式开采地层压力下降快,且采气程度越高,地层压力越低,析出的反凝析液越多,气井生产气油比越高,凝析油产量越低。一旦实施循环注气,注采比保持在 1 左右,则无论是早期循环注气还是晚期循环注气,注气期间地层压力变化很小。

图 5.10 和图 5.11 是不同开发方式下饱和凝析气藏生产气油比和天然气采出程度随时间

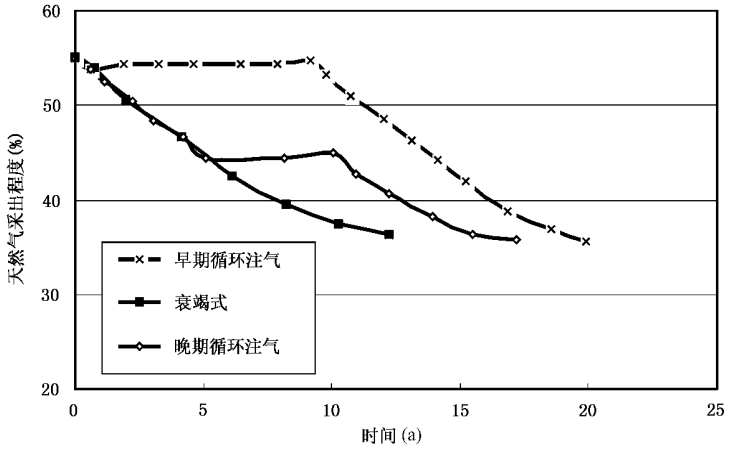


图 5.9　不同开发方式下天然气采收率对比曲线

的变化关系曲线，不同开发方式下天然气采出程度差异不大，但气油比差异很大。早期循环注气气油比上升最为缓慢，这是因为原始气藏压力高，凝析气密度大，单位体积内的油气储量大，因此，气窜慢。中晚期循环注气由于注气过程中地层压力明显低于原始地层压力和饱和压力，大量凝析油已经在降压开采过程中凝析并分散在多孔介质中，气饱和度降低，其密度相对于原始凝析气的密度而言明显减小，因此，中晚期循环注气气驱气过程中，注入干气较早期循环注气易突破生产井底，气窜快，一旦气窜，气油比上升快。衰竭式开采由于地层压力不断下降，开采过程中凝析油不断从气相中析出，残留在地下，生产气油比越来越高，凝析油损失最多。

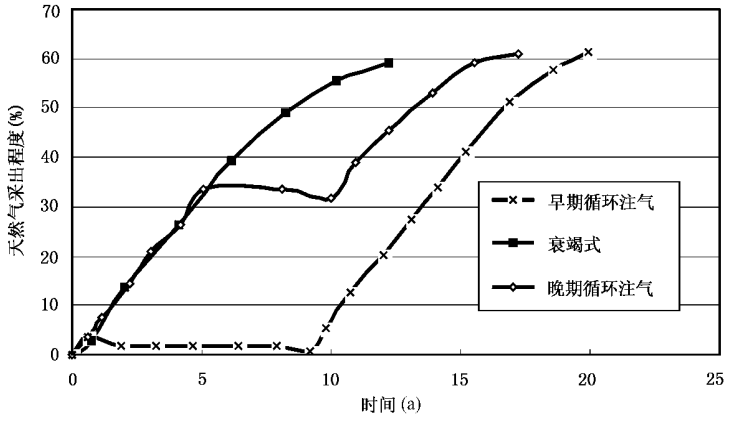


图 5.10　不同开发方式下天然气采收率对比曲线

1. 柯克亚 $X_5^1(3)$凝析气藏晚期先导性循环注气井组开采效果分析

柯克亚 $X_5^1(3)$凝析气藏开创了我国凝析气田循环注气的先例。该凝析气藏井喷发现正式投产至 1994 年 8 月，一直采用衰竭式方法开采。早期相继有 3 口井发生无控制井喷，井喷事故导致地层压力从 39.4MPa 下降到 28.81MPa。之后采用衰竭式方法开采，累计采气 $1.7841\times10^8m^3$，地层压力进一步下降到 23.15MPa，每采出 $1\times10^8m^3$ 气，地层压力下降 3.17MPa，凝析油含量由 $500g/m^3$ 下降到注气前 $200\sim230g/m^3$ 左右，气井生产气油比越来越高。

为了提高凝析油采收率和整体开发经济效益，1992 年开展了 $X_5^1(3)$凝析气藏开发后期开发方式调整机理模拟研究，模拟井组为一注三采，柯 242 为注气井，柯 242、柯 243 和柯 250 为

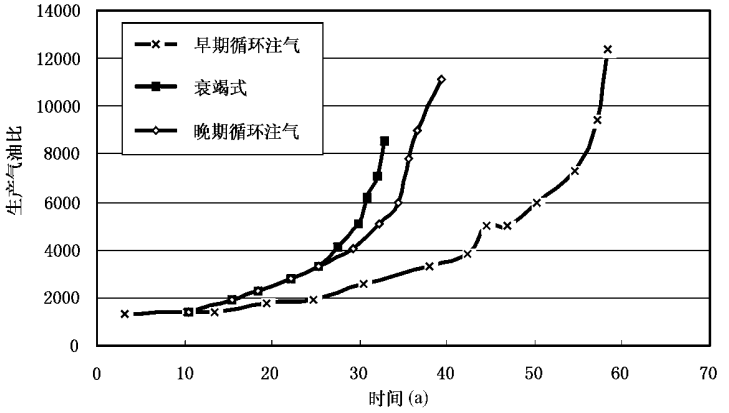


图 5.11　不同开发方式下生产气油比对比曲线

受益的采气井。试验区干气储量 $7.2\times10^8m^3$，凝析油储量 36.0×10^4t，图 5.12 是衰竭式开采与循环注气地层压力的动态变化曲线，循环注气期限为 6 年，在此期间地层压力基本保持不变，后来的实测资料也证实这一结果，1994 年 9 月投注到 1999 年 6 月，累积注气 $3.82\times10^8m^3$，累积采气 $3.47\times10^8m^3$，累积采凝析油 6.83×10^4t，凝析油采出程度已达 38.6%，累积注采比 1.05。日注气 $(22\sim28)\times10^4m^3$，日采气 $(20\sim28)\times10^4m^3$，注气压力 20～21.5MPa，地层压力基本维持在 23MPa 左右。而衰竭式开采地层压力下降则快得多。

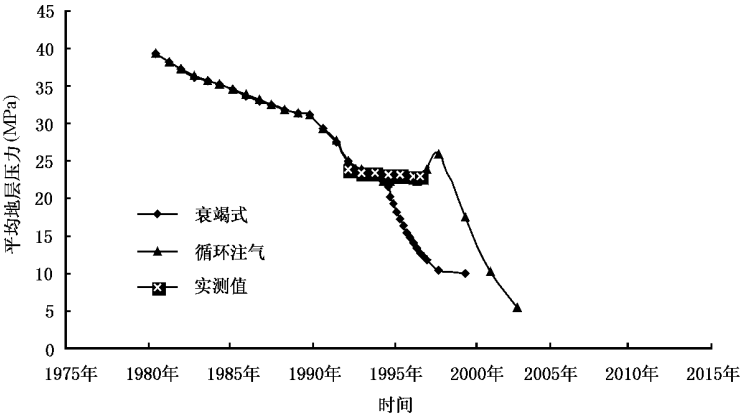


图 5.12　不同开发方式下平均地层压力

图 5.13 是两种开发方式下累积凝析油产量对比曲线，晚期循环注气可比衰竭式开采增加凝析油采出量 5.15×10^4t，凝析油采收率由衰竭式开采的 30.5%提高到 44.5%，取得了比较好的经济效益。进一步的机理模拟研究表明，$X_5^1(3)$ 凝析气藏早期循环注气比衰竭式开采提高凝析油采收率 26%。

2. 牙哈 2－3 凝析气藏早期循环注气开采效果分析

牙哈 2－3 构造 E＋K 凝析气藏是牙哈凝析气田中最大的一个凝析气藏，其中古近系底砂岩 E 层，分布面积大，厚度稳定，平均为 40m 左右，储层物性好于白垩系含气储层 K 层。E 层与 K 层之间为膏质砂岩为主薄夹层砂岩遮挡，分布不十分稳定，两者之间有一定的连通性。

牙哈凝析气田开发方式的确定也是建立在衰竭式开发、早期循环注气和晚期循环注气开

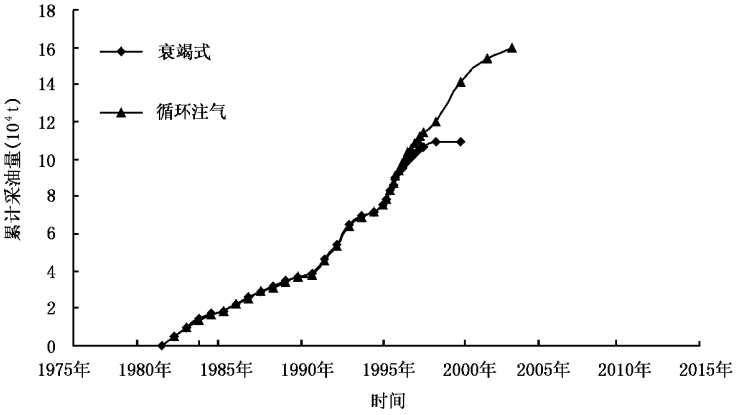


图 5.13　不同开发方式下累积采油量

采效果预测的机理模拟研究基础之上的。牙哈凝析气田，原始地层压力与露点压力比较接近，早期循环注气基本保持地层压力 53.0MPa、晚期循环注气保持地层压力 35.0MPa，衰竭开采地层压力不断降低以上三种开发方式下的凝析油采收率分别为 58.13%、39.21%和 32.63%，可见，循环注气保持的压力水平越高，对提高凝析油采收率越有利。

衰竭式方案开采效果不好主要有以下 5 个方面的原因：(1)流体相态特征表明，地露压差小，等容衰竭过程中反凝析严重，凝析油损失主要产生在高压区；(2)等容衰竭过程中，由于地层压力下降，造成生产井井底积液，这一因素会较大幅度地影响了气井的产能和天然气、凝析油的采出程度；(3)由于底水的锥进，边水的侵入，使衰竭式的布井方案只能考虑在构造顶部布井，影响了布井对气层面积上的控制；(4)由于衰竭过程中边部井和鞍部井过早见水，影响了衰竭式的开采效果；(5)衰竭过程造成地层中大量反凝析液存在，导致衰竭式开采废弃压力高于循环注气的废弃压力。

二、气体回注率对保持压力水平与开发效果影响的机理研究

凝析气藏反凝析程度取决于地层压力水平，而压力水平的高低与气体回注率(注采比)密切相关。考虑到凝析气藏采出的天然气一部分要用于生产消耗，因此，实施过程中气体回注率一般不会达到 100%。

在一定的地层压力下注气，当注入气突破到生产井底之前，提高气体回注率有利于保持压力，阻止地层中反凝析现象的进一步发生和生产气油比的上升，甚至在压力恢复的情况下降低气油比。当注入气突破生产井底以后，气体回注率过高会加剧气窜，回注率过低则会引起地层压力明显下降而使生产气油比上升，所以气窜后应保持适中的回注率，而此时改善气驱效果应从调整生产井的产能，改善气驱波及效果入手。

柯克亚 X_5^1(3)凝析气藏开采机理研究得出的结论是：气体回注率从 75%到 100%，凝析油采收率可以提高 5%～6%，合理回注率应介于 0.9～1.0 最为合适。

三、循环注气注入剂组成对提高凝析油采收率的影响

在明确了开发方式以后，保持压力的注入介质成为重要研究内容之一。注入介质的优选，一是要考虑气源获得的难易程度，二是要考虑到制气脱气的工艺技术能力，三是要考虑社会、

企业对注入资源需求的迫切性，以及所带来的直接和间接经济负担。

当注入气注入气层与地下凝析气混合以后，新的混合物由于组成发生变化，露点也会变化，如图 5.14 是某一地层流体(表 5.3)在注入甲烷、乙烷、丙烷、N_2 或 CO_2 以后露点压力的变化趋势，甲烷和 N_2 会引起露点压力升高，其他三种注入剂则会降低露点压力，可见注入介质会引起气驱过程中地层流体的相态变化，影响凝析油采收率。

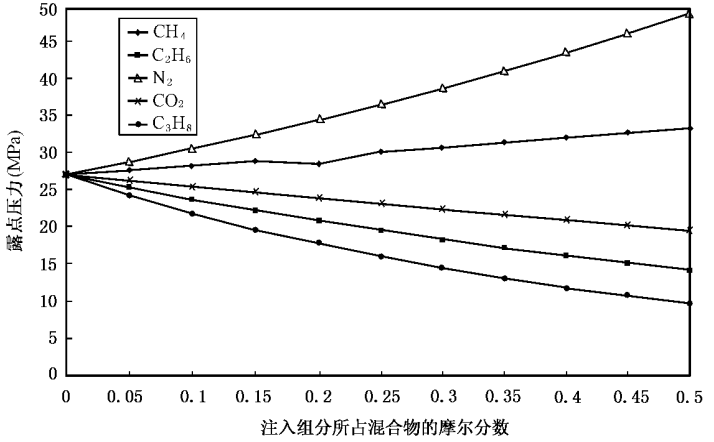


图 5.14　露点压力与注入剂所占混合物摩尔组成分数的关系

表 5.3　凝析气样和注入剂组分的摩尔分数

组分	CO_2	N_2	C_1	C_2	C_3	NC_4	HVY_1	HVY_2	HVY_3
混合物组分摩尔分数	0.0121	0.0194	0.6599	0.0869	0.0591	0.0967	0.0472	0.0153	0.0034
注入气组分摩尔分数	0.0	0.0	0.9468	0.0527	0.0005	0.0	0.0	0.0	0.0

由于乙烷、丙烷比较昂贵，注入介质中它们的含量一般较低。CO_2 气源以及气窜后的脱 CO_2 地面工艺问题，使得它单独作为注入介质的可能性极低。即使注入表 5.4 中的注入剂，由于甲烷含量高，所以，注气后混合物的露点压力还是会随着注入气的摩尔分数的增加而增加，见表 5.4。目前实际应用中地面分离气作为注入介质最为常见。

表 5.4　注入剂所占混合物摩尔组成分数与露点压力的关系

混合物中注入气的摩尔分数	露点压力(MPa)		相对误差(%)
	SPE	优化方法	
0.000	23.641	23.435	0.71
0.1271	25.234	24.963	1.18
0.3040	27.799	27.449	1.26
0.5384	31.543	31.151	1.24
0.6538	33.652	32.760	2.65

大张坨凝析气藏综合了多种可能的注入介质，通过对氮气(N_2)，二氧化碳(CO_2)，干气(C_1:97%，C_2:3%)，天然气(C_1:88%，C_2:12%)和气体处理厂的残余气(C_1:87.19%，C_2:9.58%，C_3:0.36%，C_4:0.01%，CO_2:2.35%，N_2:0.51%)等五种介质的试算分析，其研究结果表明，不同的注入介质具有不同的开发效果，除了注二氧化碳(CO_2)采收率明显较低以外(二氧化碳对凝析油有较强的吸附作用，其驱替机理非常复杂，一般情况下二氧化碳只用于比较重的油藏开发)，采用其余几种介质注气开发的效果很接近，凝析油采收率介于53.5%～60.5%之间，其中，注残余气开发效果最好，依次是注氮气、注干气方案(图5.15)。在现有条件下、气体处理厂的残余气是最佳回注介质。

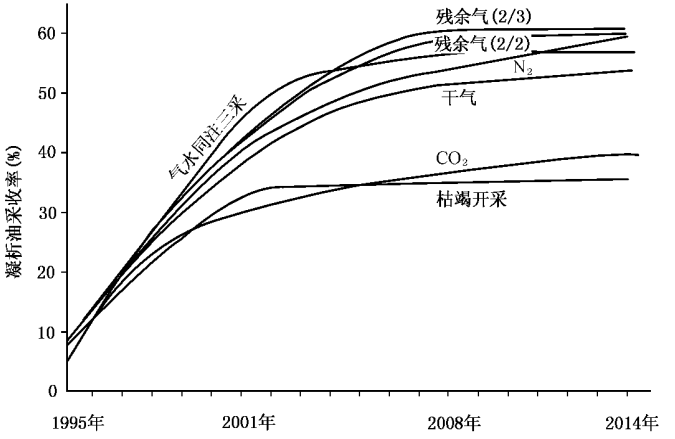


图5.15　大张坨注入介质对采收率影响

四、凝析气藏循环注气反蒸发机理研究

凝析气藏在开采过程中，当压力降到露点压力以后，就会在储层中产生液态凝析油，由于储层中凝析油饱和度常常小于临界可动凝析油饱和度，以及凝析油粘度比凝析气粘度大而产生的流度差异效应，导致凝析油往往滞留损失在储层中。但由于相平衡效应，凝析油会产生三种不同的反蒸发动态情形：(1)当压力低于最大反凝析压力后的凝析油反蒸发效应；(2)在保持压力过程中注入气与凝析油接触再蒸发效应；(3)向地层中注入流体使地层压力上升过程中的凝析油反蒸发效应。

1. 当压力低于最大反凝析压力后的凝析油蒸发效应

图5.16为凝析气在衰竭下降过程中，典型的凝析油动态变化特征。当压力低于露点压力38MPa后，凝析油开始析出，随压力降低，凝析油继续反凝析，且体积不断增大，当压力降低到最大反凝析压力17.2MPa时，液体体积达到18.4%。此后，随压力下降，液体体积逐渐减小，这主要是由于在整个压降过程中，平衡气相的中间组分和重组分含量越来越少，为了达到相态平衡，液相中的相应组分就重新分配到气相中，从而使液体体积减小，即出现凝析油的蒸发情形。图5.16是等组分膨胀和定容衰竭过程中凝析油体积变化特征曲线，定容衰竭过程中凝析油体积变化曲线反映了凝析气藏开发过程中凝析与反蒸发的过程，从最大反凝析压力继续降压开采直至废弃压力，设气藏无水生产且地面管输压力很低，废弃压力为6.5MPa，则反蒸发作用可以将10.8%的凝析油蒸发到气相中，其中一部分通过生产井采出来。

在定容压力降低过程中，平衡气液两相的平衡常数见图5.17。从图5.17中平衡常数的变化动态可以明显看出，当压力降低到7－13MPa后，中间组分的平衡常数有增大的趋势。

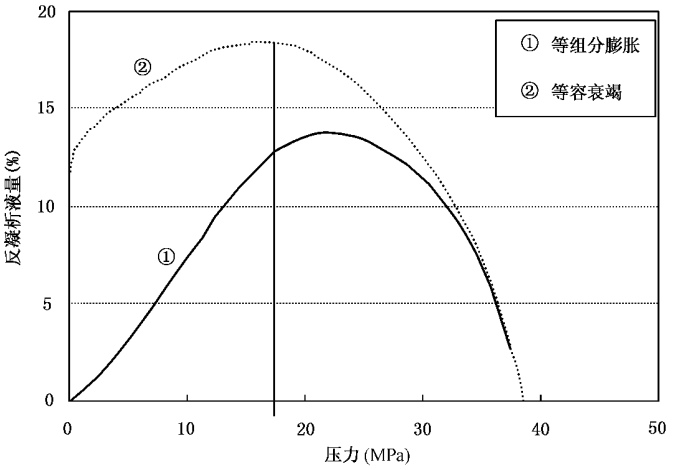


图 5.16　等组分膨胀和等容衰竭过程中凝析油体积变化特征

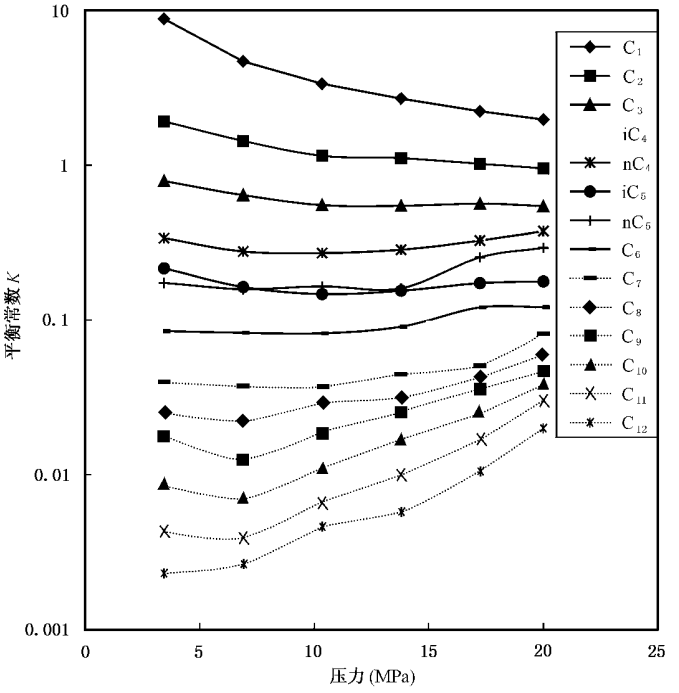


图 5.17　平衡油气两相在压降过程中的平衡常数

由此可见，反凝析液相中的中间烃及部分重组分在压力较低时会出现明显的平衡蒸发趋势。

图 5.16 和图 5.17 给出的是凝析油在实验室 PVT 筒中的情形，对于在实际地层中，由于毛细管束缚作用，人们常常认为凝析油会永远滞留在储层中，而不会遵从 PVT 筒中在低压区的蒸发特征。图 5.18 对比了实验室得到的凝析气流体气油比和实际生产气油比随压力降低的变化动态，从图中可以看出，实验室得到的气油比与实际生产的气油比具有良好的一致性，且实验室的气油比和实际气油比在压力低于 3.45MPa (500psi)后，气油比均下降，说明凝析油含量增大，即地层中析出的凝析油产生再蒸发现象。

2. 在注气实验保持压力过程中的凝析油再蒸发效应

富凝析气藏常常采用注气开发，注入气体与凝析气藏早期衰竭式开发析出的凝析油进行组分交换，使凝析油在地下反蒸发，注入干气不仅能蒸发凝析油中的中间烃类，而且也能有效蒸发 C_{20}^+ 以上的重烃。

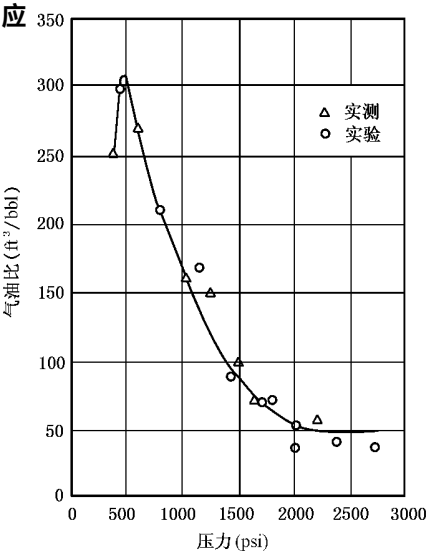


图 5.18 实验室和油田实际气油比随压力降低的变化动态

1)PVT 筒衰竭后加气

在长岩心注气实验之前进行了 PVT 筒内无介质衰竭加气实验，先衰竭到 35MPa 产生反凝析油，然后保持该压力向 PVT 筒内加入干气，研究加气后凝析油的蒸发程度。实验结果表明，凝析油蒸发现象明显，不仅凝析油中的中间组分能被蒸发，而且 C_{20}^+ 以上的重组分也能被蒸发(见表 5.5)。加气 1PV 时凝析油总采收率为 40.31%，加气 2PV 时采收率为 53.70%。

2)长岩心保持地层压力注气

图 5.19 是产出气油比随注气体积变化的关系曲线。当注气体积小于 0.7 倍孔隙体积(PV)时，气油比随注气量的增加基本保持不变，表明该阶段气驱前缘尚未突破到生产井井底。随着注气体积的增加，大于 0.7PV 小于 1.2PV 时，气油比虽升高但并不十分明显，这一阶段为早期驱替段塞在推进过程中不断与地层中的凝析油接触，并使之蒸发，最后到达井底的过程。由于注入的干气在与原始流体接触进行组分交换过程中，存在露点升高的现象，导致反凝析现象的发生，而后续的干气又将反凝析油重新蒸发，因此这一阶段的气油比升高并不明显。继续注气，当注气量大于 1.2PV 时，气油比便迅速增加，2PV 时气油比高达 $22\times10^4 m^3/t$，说明注入气对凝析油的进一步蒸发已基本失去作用。从产出气油比随注气体积变化的趋势看，注入气约在 0.7PV 以后突破。

图 5.20 是凝析油累积采收率随注气体积变化曲线。当注气体积小于 0.8PV 时，凝析油采收率几乎成直线增加。当注气体积大于 1.0PV 后，采出程度随注气体积的增加而趋于平缓，最后几乎不再随注气量增加而增加。注入干气1PV时，凝析油采出程度为68.28%，注气

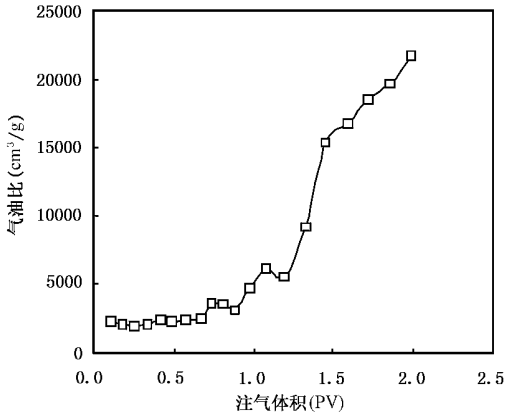


图 5.19 气油比随注气体积变化

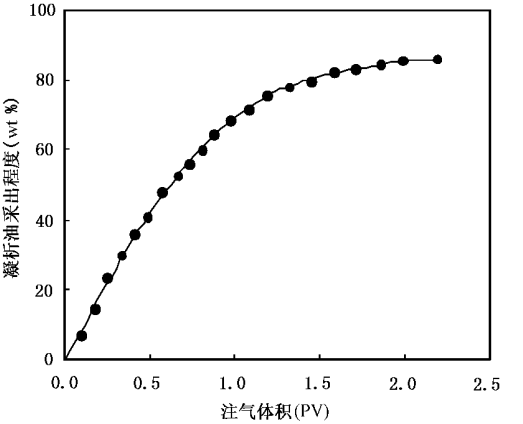


图 5.20 油累计采收率随注气体积变化关系曲线(56MPa)

2 PV 时，采出程度为 86.22%，比预期值低，这是由于干气注入后，造成凝析气藏流体露点压力升高，发生反凝析现象的原因所致。此外，从产出油密度以及产出油组成随注气体积的变化可知，保持地层压力注气开采前期采出油主要是轻、中质油，后期则主要是中、重质油。

3)长岩心衰竭后注气

长岩心自地层压力衰竭开采到 35MPa 时的实验结果表明，凝析油的采出程度为12.07%，天然气采出程度为 21.53%。

图 5.21 是衰竭开采后保持 35MPa 压力进行注气时，产出气油比随注气体积变化的曲线。当注气量小于 0.8PV 时，气油比随注气量的增加基本保持不变，此阶段气驱前缘尚未突破到生产井井底；当注气量大于 0.8PV 小于 1.1PV 时曲线出现一平台，即气油比随注气量的增加出现了一个相对平稳的阶段，说明凝析油的蒸发现象十分明显；随着注气量的继续增加，尽管凝析油的蒸发仍在进行 但由于蒸发出的凝析油与注入气量相比较少，因此气油比呈现出明显上升的趋势，注入气体积为 2PV 时，气油比增至 15000m^3/t。综上分析可知干气突破时的注气量约为 0.8PV。

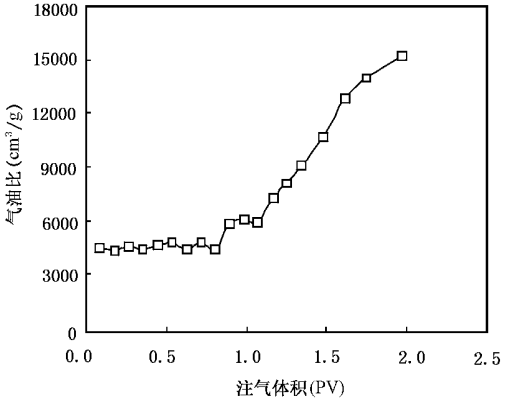


图 5.21 气油比随注气体积变化关系曲线(35MPa)

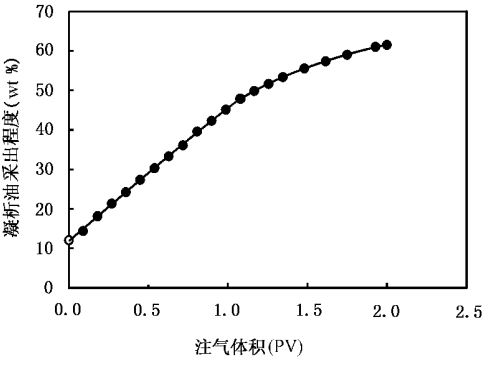


图 5.22 凝析油采出程度随注气体积变化曲线(35MPa)

图 5.22 是凝析油采出程度随注气体积变化的关系曲线，图中刚开始注气时的采出程度为12.07%，这是自地层压力衰竭开采到 35MPa 时的凝析油采出程度。从图 5.22 可以看出，当注气量介于 0～1.1PV 时，凝析油累积采收率呈直线上升趋势，注气 1PV 时凝析油总采收率为 45.10%；当注气量大于 1.1PV 后，累积采收率曲线趋于平缓，但仍呈上升趋势，注气 2PV 时采收率为 61.49%。实验结果说明，由于凝析油反蒸发现象的存在，即使注气量大于两倍孔隙体积，仍能产出一定量的凝析油。

在长岩心衰竭后注气的实验过程中，定时取样分析产出的油气组成和产出油密度。分析结果表明，注入气突破之后，产出油的密度增加，产出油中不仅能检测出大量的中间组分(C_{15}之前)，还能检测出 C_{20^+} 以上的重质组分，且其含量随注气量增加而增加(见表 5.5)，充分说明凝析油的蒸发现象显著，凝析油中的中间烃类不仅能被蒸发出，而且 C_{20^+} 以上的重质馏分也能通过注气反蒸发。衰竭后注气开采过程中，前期采出的主要是轻、中质凝析油，后期采出的油中重质含量虽有所增加，但仍以中、轻质组分为主。

表 5.5　产出油参数对比

组分组成（mol%）	注入 1PV 干气			注入 2PV 干气		
	保持压力注气	衰竭后注气	PVT 筒衰竭加气	保持压力注气	衰竭后注气	PVT 筒衰竭加气
$C_5 \sim C_{10}$	45.02	64.32	47.84	18.26	31.83	31.83
$C_{11} \sim C_{15}$	28.28	24.78	34.32	35.95	47.41	32.64
$C_{16} \sim C_{19}$	13.98	6.94	11.89	19.41	15.08	13.01
$C_{20}+$	12.72	3.96	5.95	26.38	5.68	8.25
产出油密度（g/cm^3）	0.8104	0.7814	0.7995	0.88393	0.8089	0.8038
凝析油总采收率（wt%）	68.28	45.1	40.31	86.22	61.49	53.7

4）保持地层压力注气与衰竭后注气实验的对比

长岩心保持地层压力注气、衰竭后注气以及 PVT 筒衰竭后加气实验结果的对比见表 5.5。从产出油的组分组成和密度来看，保持压力注气采出的凝析油明显比衰竭后注气采出的凝析油要重。从凝析油总采收率的对比来看，相同注气量时，保持压力注气的采收率要高于衰竭后注气的采收率，注气量为 1PV 时，采收率高 23.18%，注气量 2PV 时采收率要高出 24.73%。此外，相同注气量时，长岩心衰竭后注气的凝析油总采收率要比 PVT 筒衰竭后加气的采收率高，这说明多孔介质的存在可能有利于凝析油反蒸发。

5）循环注气驱替作用与反蒸发对提高凝析油采收率的影响

就凝析气藏循环注气提高凝析油采收率机理而言，注入干气的驱替作用是主要的，柯克亚 $X_5^1(3)$ 凝析气藏晚期保持压力循环注气机理模拟研究认为，气驱作用提高的凝析油采收率占总提高量的 85%左右，而干气与凝析油的接触蒸发提高的凝析油采收率只占总提高量的 15%左右。

3. 注入流体使地层压力上升过程中的凝析油反蒸发效应。

柯克亚 $X_5^1(3)$ 凝析气藏循环注气的实践表明：在注采比大于 1 的条件下，地层压力会有所升高，地面油品组分化验分析发现：凝析油中较重组分含量增加幅度较大，1997 年 3 月－11 月，注采比 1.6，凝析油中 $C_{11}+$ 含量比前一阶段增加 6%左右。由于经济和气源等因素的影响，目前还没有观察在较大幅度升高地层压力条件下凝析油反蒸发效应的现场试验。

五、凝析气井生产过程中反凝析液对产能的影响

凝析气井生产过程中产能的变化受多种因素影响，例如：地面外输需要的最低油压、储层有效厚度及其物性、边底水锥进以及反凝析现象等。对于衰竭式开采的凝析气藏，当地层压力或局部地层压力低于露点压力时，就会发生反凝析现象。随着油气的不断采出，反凝析现象会越来越严重，尤其是生产井周围的凝析油饱和度会越来越高。当油相饱和度低于临界可动油饱和度时，反凝析形成的油相是不流动的。即使生产到一定阶段，井底附近一个很小范围内的凝析油饱和度高于临界可动油饱和度，由于其绝对量很少，相对渗透率也不高，因此，油相单独流动的产量很低，油相单独渗流对凝析油产量的影响很小。但是，油相的存在使气相渗透率明显降低，在相同生产压差下，凝析油、气的产量就会下降或递减。凝析气藏早期生产过程中，地层压力比较高，从油藏到地面输油气管线的压力系统能够自动调节，通过降低地面油压，使井底流压相应降低，增大生产压差，可以基本稳定气井产能。

板深 8 井是千米桥凝析气藏的一口主力气井，该凝析气藏原始条件下是饱和的，机理模拟

研究得到了 1999 年 8 月底和 2000 年 8 月底凝析油饱和度随距井的距离变化的饱和度分布状况，见图 5.23 和图 5.24，由这两图可见：井底附近凝析油饱和度明显比较高。当该井以日产气 $20\times10^4 m^3$ 的产量生产一个月以后，近井地带的凝析油饱和度就达到 0.05～0.08，生产一年以后近井地带的凝析油饱和度达到了 0.28 左右。一年后，由于近井地带受凝析油的污染，气相相对渗透率从 1 降低到 0.3 左右，气井要维持较高产能只能降低油压和井底流压，增大生产压差，图 5.25 是板深 8 井静压和流压的变化趋势，可见，生产压差越来越大。

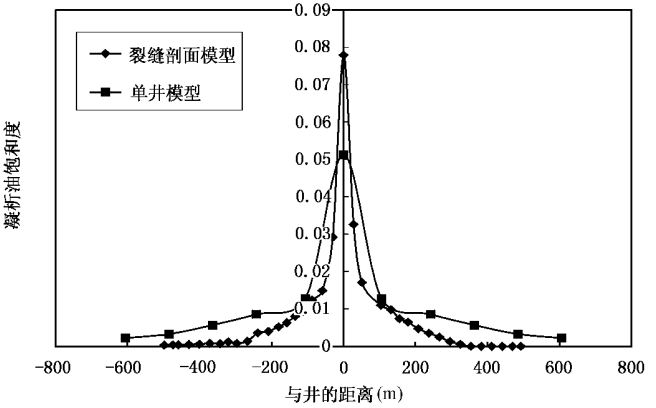


图 5.23　板深 8 井 1999 年 8 月底凝析油饱和度分布

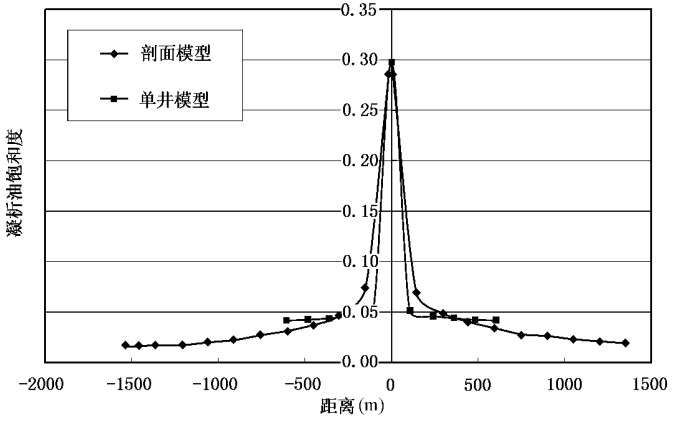


图 5.24　板深 8 井 2000 年 8 月凝析油饱和度分布

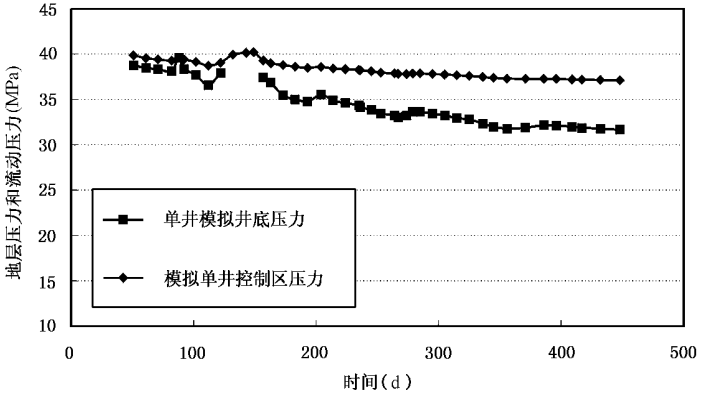


图 5.25　板深 8 井区地层压力和流压的变化趋势

第五节　凝析气藏水平井提高产能开采机理研究

一、应用水平井开发油气藏的现状

自20世纪90年代以来，国内外水平井技术发展非常迅速，水平井在常规黑油油藏、稠油油藏、底水油藏、碳酸盐岩油藏以及低渗透油藏中获得了成功应用，已成为新油田开发、老油田挖潜、提高采收率的重要技术。80年代以来在世界20多个产油国开展了水平井的应用，其中以加拿大和美国水平井数最多。至1996年6月，美国已钻水平井7800口，加拿大4500口，全世界15000口。根据美国的统计，水平井的主要目的是用来横穿多条裂缝提高开发效果的占53%，用来控制和降低油藏的气或水锥进的占33%，其他的用于水驱油藏开发和用于克服地面障碍。加拿大用水平井开发稠油取得很大的成功。中国是发展水平井钻井技术最早的几个国家之一，60年代中期在四川打成了磨3井和磨巴24井两口水平井，但限于当时的技术，未取得应有的效益。90年代，原中国石油天然气总公司、中国海洋石油总公司总计完钻水平井293口，几乎包括了所有的油藏类型，绝大部分水平井较直井显示了巨大的优越性，并且已取得显著的规模效益。如：胜利油田的草桥地区和塔里木油田的塔中地区等。

但水平井技术在我国气藏、凝析气藏开发中应用极少，国外也少有报道。气藏与凝析气藏水平井开发的应用研究，无论在理论上还是现场经验方面均非常欠缺。国内水平井在气藏中的应用较少，牙哈凝析气藏有一口开发水平井YH231－H2，开发效果非常好。苏里格气田2001～2002年度部署了两口水平井，但由于储层物性属低渗，部署的井位也不在有利部位，还有其他一些包括水平井压裂等工程问题尚未解决，所以，试验没有取得成功。

二、水平井提高单井产能的机理

如前所述，应用水平井开发各类油气藏都取得了成功。随着钻井技术的提高，钻井成本的降低，应用水平井开发油气藏具备一定的优势。

1. 适应水平井开发的凝析气藏

采用水平井开发的凝析气藏应具备以下几个条件或部分条件：(1)气层厚度不是很大，一般为几米到数十米；(2)储层物性较差，直井开发产能低；(3)储层纵向上有一定的连通性，稳定隔夹层数少；(4)凝析气藏存在活跃的边、底水。

2. 应用水平井提高单井产能和开发效果

应用水平井开发各类油藏，由于水平井段长，一般达到500～800m，所以，水平井的泄油、气面积大，在相同生产压差的情况下，水平井的产能明显高于直井的产能。大量的理论计算和现场实施结果已证明，水平井的产能是直井产能的2～3倍以上。牙哈凝析气藏中的水平井YH23－1－H26，位于储层较薄牙哈302构造高点上，下面是底水，即使在这种情况下，水平井的产能仍为该凝析气藏直井平均产能的1.7倍。

由于水平井生产井段长，单井产量高，控制范围大，所以，在满足一定油气产能规模的情况下，采用包含水平井的开发井网，其井数比单纯直井井网的井数要少，即使考虑到目前国内水平井的钻井成本大约是直井的1.5倍这一因素，经过系统经济评价后，水平井还是具有一定优势。尤其对于活跃底水凝析气藏，它还有助于提高油气采收率。

3. 活跃底水凝析气藏水平井延缓底水锥进开采机理

活跃底水凝析气藏开发的突出问题是底水锥进。理论上，当生产层位射孔井段之下存在底水，气井投产后，随着井底流压降低，井底附近将产生压降漏斗，从而引起底水锥进。边、底水一旦突破到生产井井底，就会引起井底附近气相渗透率的不断降低，在保持气井产能的条件下生产压差不断增大。含水使井筒混合流体的比重不断增加，一方面使井筒压力损失增大，导致井口油压不断下降，直到接近外输所需的最低油压，另一方面，导致气井废弃压力增大，气井产量不断递减，携液能力降低，引起井筒积液，以至于最后停喷。

对于活跃边水凝析气藏，靠近气水边界的井最先受边水突进的影响。在开发过程中，只要将气井部署在离气水界面足够远的区域，采取避水射孔等措施，可以达到较好的开发效果。对于活跃底水凝析气藏，底水锥进对生产的影响则要严重得多。因此，这里重点讨论活跃底水凝析气藏水平井延缓底水锥进开采机理。

应用水平井开发活跃底水凝析气藏，在相同产气量的情况下，水平井的生产压差明显低于直井的生产压差，因此，采用水平井开采时，底水锥进速度慢，油水或气水界面能够比较均衡地向上移动，油、气生产的无水采出程度高。

图 5.26 和图 5.27 是塔中 4 底水油藏 3 口水平油井的产量和含水率动态变化曲线，仅 TZ4－17－H4 一口水平井，已累计产油 $117\times10^4m^3$，效果是十分明显的。

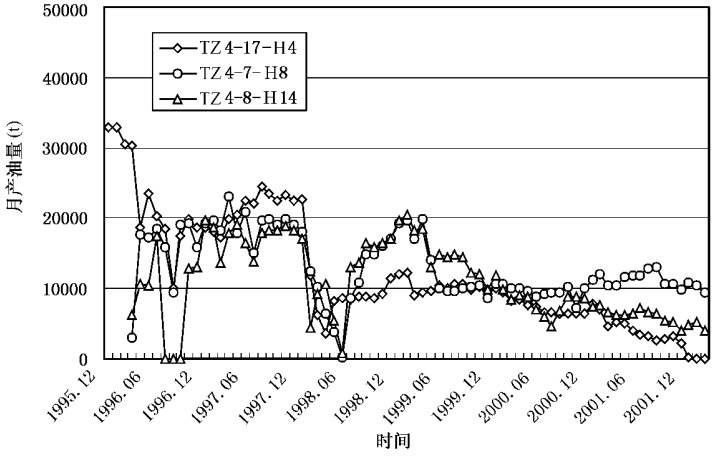


图 5.26　塔中 4 油田水平井原油产量变化

水平井开发活跃底水凝析气藏的研究不多，由于气水密度差远比油水密度差大，气水分异作用更明显，所以，从理论上讲，水平井开发底水凝析气藏可以取得更好的效果。下面利用 YH2－3 凝析气藏的参数为基础，气柱高度 21m，有效厚度 15.4m，水平井、直井单井控制储量分别为 $16\times10^8m^3$ 和 $10\times10^8m^3$，产能分别为 $30\times10^4m^3$ 和 $15\times10^4m^3$，就活跃底水凝析气藏开发效果机理模拟研究的结果作一分析。

1)水平井与直井的开发效果比较

图 5.28 是利用 YH2－3 凝析气藏的参数，机理模拟计算得到的假设底水水体倍数为 15 时，采用水平井或直井衰竭式开采下含水率上升对比曲线，可见，水平井抑制和延缓底水锥进的效果是明显的。底水锥进速度与垂向渗透率有关，当凝析气顶与底水间存在低渗物性夹层时，底水锥进速度明显变慢，而且无水采出程度明显提高。

2)垂直渗透率比值对开发效果的影响

对于强底水凝析气藏，水平井的合理产能与开发效果受多种因素的制约，其中储层垂直渗

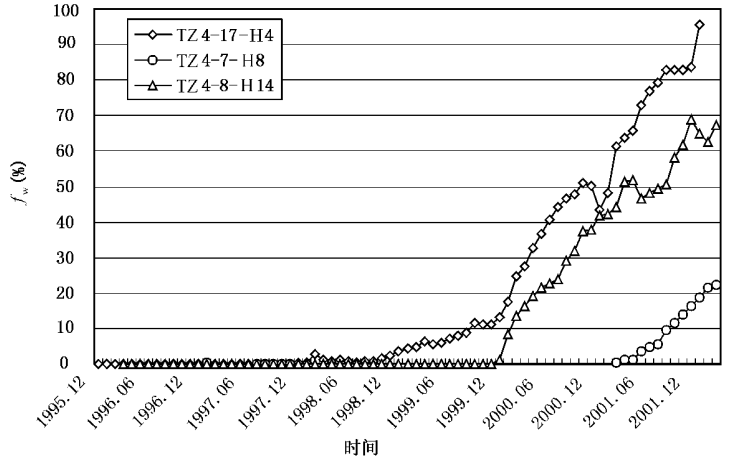


图 5.27　塔中 4 油田水平井含水率变化

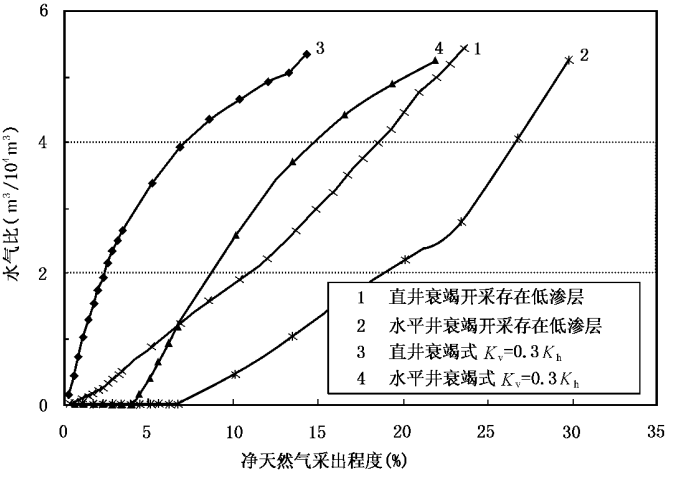


图 5.28　强底水凝析气藏水平井与直井含水率上升规律对比

透率与水平渗透率的比值是影响单井合理产能的重要因素之一。为了研究其影响，机理模拟研究了 15 倍水体、不同垂直渗透率与水平渗透率比值条件下的底水锥进情况，见图 5.29。

水平井衰竭式开采机理模拟计算认为：对于强底水凝析气藏，垂直渗透率与水平渗透率比值越小(气体在垂向上仍具有一定流动能力)，无水凝析油气采出量越高，底水锥进越慢，油气最终采收率越高。垂直渗透率与水平渗透率比值大于 0.1，则凝析气的采收率小于 26%，因此，在薄夹层的上方钻水平井是很有利的。需要说明的是，凝析气的采收率与水平渗透率的数值大小、气柱高度等因素也有关。

3)水体倍数对开发效果的影响

底水水体大小反映了底水的活跃程度，图 5.30 是不同水体倍数下水气比与天然气采出程度的关系，底水水体倍数越大，水平井越容易出现水锥，油气采出程度越低。

4)射孔段避水高度对开发效果的影响

强底水凝析气藏，水平井的位置与底水锥进有一定关系，通常将射孔段的最低深度与气水界面之间距离称为避射高度，避射高度与气层厚度的比值称为无量纲避射高度，用 h_d 表示。图 5.31 是不同避水高度下水平井生产气水比与天然气采出程度的关系。避水高度越小，底水

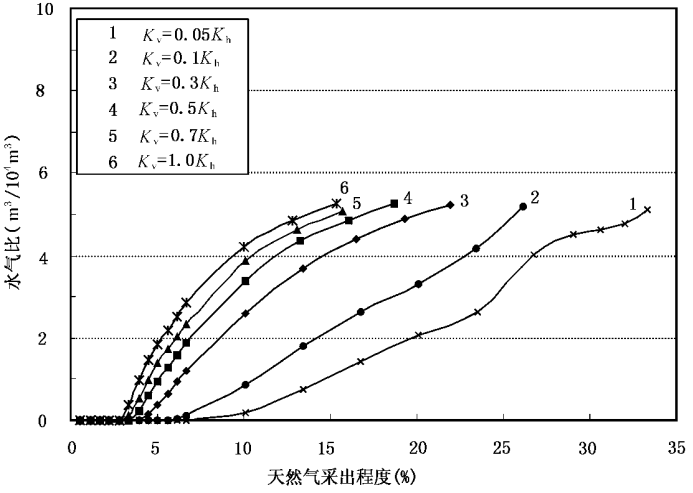


图 5.29　不同渗透率比值下水气比与天然气采出程度的关系

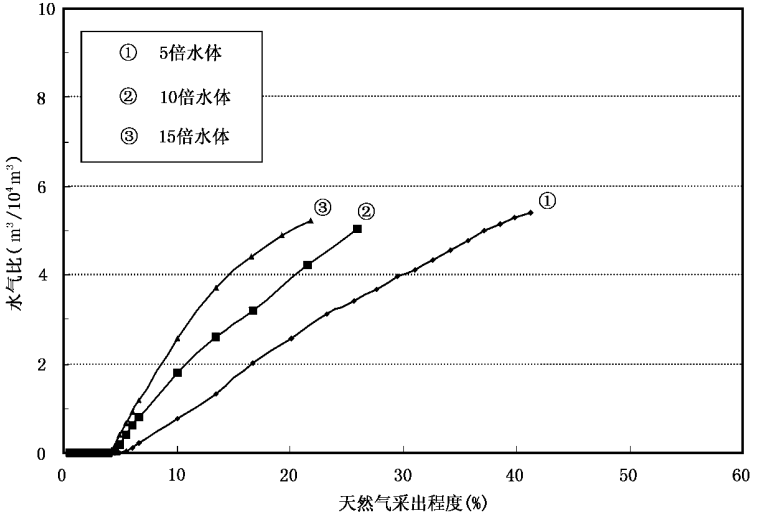


图 5.30　水平井不同水体倍数下水气比与天然气采出程度的关系

越容易锥进，油气采出程度越低。避水高度太大，会影响气井产能。因此，对于指定的底水凝析气藏，需要根据气柱高度、储层物性等，优化避水高度。

5)开发方式对开发效果的影响

强底水凝析气藏，凝析油与天然气的采出程度与凝析气藏开发方式有关。为了研究凝析气藏采用不同开发方式(衰竭式、循环注气)底水锥进对油气采收率的影响，这里仍以单井控制储量 $16\times10^8m^3$、垂直渗透率与水平渗透率的比值为 0.3、10 倍水体为基础，开展水平井衰竭式开采与循环注气开发(水平井生产、直井注气)机理模拟研究，为强底水凝析气藏开发方式的确定提供理论依据。

从图 5.32 对比曲线上可以看出，循环注气开采方式下水气比的上升速度低于衰竭式开发水气比的上升速度。说明循环注气有利于保持地层压力，抑制底水上升速度。采用 YH2－3 凝析气藏的 PVT 资料，循环注气 5 年凝析油采收率提高 19.4%。因此，对于强底水凝析气藏，循环注气对于抑制底水锥进和控制气井含水率上升是有益的，而且，垂直渗透率与水平渗

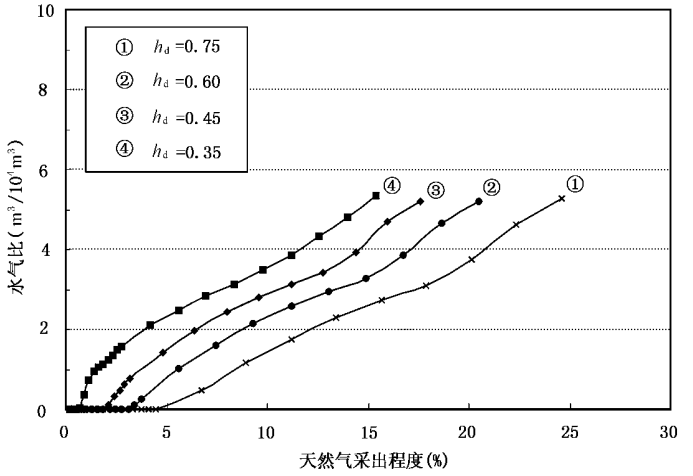


图 5.31　水平井不同避水高度下水气比与天然气采出程度的关系

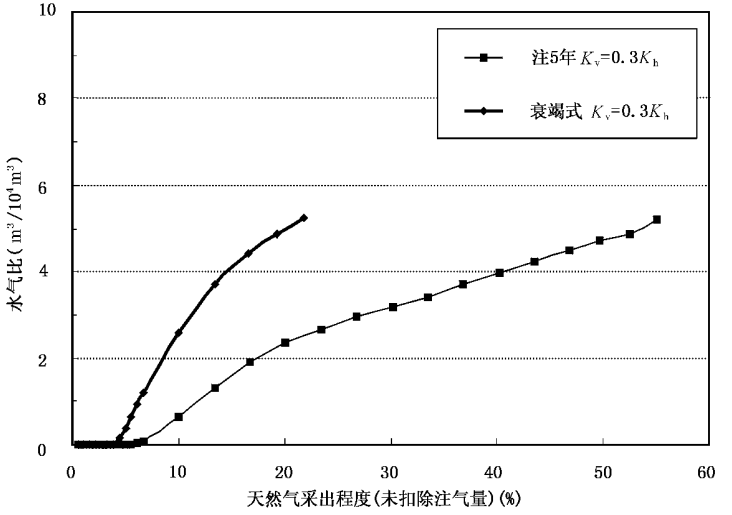


图 5.32　不同开发方式下水气比与天然气采出程度的关系

透率比值越低，凝析油含量越高，循环注气的效果越明显。

此外，水平井的长度、水平渗透率的大小、单井控制储量的大小等对强底水凝析气藏的开发都有重要影响，这里不再一一论述。事实上，底水凝析气藏水平井的开发效果受以上各种因素综合影响，因此，对于此类特定问题，在研究开发方式、井网部署等重大决策之前，有针对性地开展机理研究是很有必要的。

三、凝析气藏水平井产能计算

与直井相比，水平井具有单井控制储量大、产量高等优点，但是，适合于气藏的水平井公式在文献中鲜有报道。这里介绍以油藏水平井产能计算公式为基础，采用校正处理的方法将水平油井的产能计算公式应用于气藏和凝析气藏水平井产能计算，并以 YH231－26H 为研究对象，开展计算对比分析。

1. 适用于油藏的水平井产能公式

适合于油藏的水平井计算公式很多，这些理论公式都是在均质油藏的假设基础上推导出

来的，下面介绍其中的几个。

(1)Borisov 方法：

$$J_h = \frac{2\mu K_h h/(\mu_o B_o)}{\ln(4r_{eh}/L) + (h/L)\ln[h/(2\pi r_w)]}$$

式中 K_h——水平方向渗透率；

h——油藏高度；

μ_o——粘度；

B_o——体积系数；

r_{eh}——水平井泄油半径；

L——水平井长度；

r_w——井筒半径。

适用范围：均质、稳态、非偏心。

泄油半径公式 $r_{eh}=\sqrt{A/\pi}$ 计算水平井的泄油半径，已知水平井长度 L 和典型垂直井的泄油半径 r_{ev}，则水平井椭圆形泄油面积为 $\pi r_{ev}(r_{ev}+L/2)$，然后根据椭圆形泄油面积计算水平井泄油半径 $r_{eh}=\sqrt{r_{ev}(r_{ev}+L/2)}$。

(2)Giger 方法(适用范围：均质、稳态、非偏心)：

$$J_h = \frac{2\mu K_h L/(\mu_o B_o)}{(L/h)\ln\left[(1+\sqrt{1-(L/2r_{eh})^2})/(L/2r_{eh})\right] + \ln[h/(2\pi r_w)]}$$

(3)Joshi 方法(适用范围：稳态)：

$$J_h = \frac{2\pi K_h h/(\mu_o B_o)}{\ln\left[\dfrac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2}\right] + \left(\dfrac{\beta^2 h}{L}\right)\ln\left[\dfrac{(h/2)^2+\delta^2}{0.5hr_w}\right]}$$

$$\beta = \sqrt{K_h/K_v}$$

$$a = (L/2)\left[0.5+\sqrt{(2r_{eh}/L)^4+0.25}\right]^{0.5}$$

对于均质油藏：$\beta=1$；δ 表示偏心距，对于非偏心油藏：$\delta=0$。

(4)修正的 Joshi 方法(适用范围：均质、稳态、非偏心)：

$$J_h = \frac{2\pi K_h h/(\mu_o B_o)}{\ln\left[\dfrac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L)\ln[h/(2\pi r_w)]}$$

2. 油藏水平井产能计算公式应用于气藏水平井产能计算的理论基础

根据油气渗流力学的基础理论，假设油气渗流都服从达西定律，则油、气在多孔介质中渗流的基本微分方程式、初始条件、边界条件是一致的，所不同的是气体是可压缩的，即气体密度随着压力的变化而明显变化。对于具有简单边界的气藏来说，将气体的状态方程代入连续性方程中，并进一步推导可得气井的产能公式，对比一维和平面径向稳定渗流的油、气井产能公式可以看出，两者是比较相似的。以多孔介质中的原油作平面径向单相渗流为例，井型为直井的油井产能公式为：

$$q_o = \frac{2\pi Kh(p_e - p_w)}{\mu 1n(\dfrac{r_e}{r_w}+S)} \tag{5.1}$$

气井的产能公式为：

$$q_g = \frac{\pi K h (m_e - m_w) Z}{p 1n(\frac{r_e}{r_w} + S)} \tag{5.2}$$

其中 m 为拟压力，由函数 $\int \frac{2p}{\mu Z} dp$ 表示。对比公式(5－1)、(5－2)可知：将地层条件下的井型为直井的油井产能公式转换为气井产能公式，只需要将油井产能公式中的真实压力 p 用拟压力 m 代替，同时乘上一个系数 $\frac{2p}{\mu Z}$ 即可。式(5－1)、(5－2)计算得到的油、气井产量为地层条件下的产量，若要求地面条件下的油气井产量，需要作一些换算。对于油井来说，只需除以体积系数即可。对于干气气藏的气井来说，利用气体 PVT 状态方程式很容易得到地层条件下的天然气体积系数，进而得到地面标准条件下的天然气产量计算公式。

与干气气藏不同，凝析气藏的流体从地层流入井底，再从井筒流到地面分离器，整个过程中随着压力的降低，溶解在气相中的中间烃和重质组分不断地从气相中反凝析下来，地面产量既有油，又有气，不能简单地用状态方程将地层条件下的产量转换为地面条件下天然气产量。而且，PVT 实验也不测定气体体积系数。

尽管如此，通过 PVT 相态分析计算还是可以计算得到天然气体积系数的。以牙哈 2－3 凝析气藏为例，通过 PVT 相态拟合计算可以得到组分临界参数，将这些参数用于单节点或三维油藏模型，易计算得到地层条件下的天然气体积 V。又根据地面分离条件，可以得到地面标准条件下的油气储量 N_o、N_g，将地面标准条件下的天然气储量 N_g 除以地层条件下的天然气体积 V，得到的就是考虑了反凝析过程后的天然气储量。

取牙哈 2－3 凝析气藏的 PVT 样品为例，机理模拟单井模型计算得到的地层条件下的天然气体积为 $5.6088\times10^6 m^3$，根据实际的地面分离条件，计算出地面标准条件下的凝析油、天然气储量分别为 $1.543\times10^6 m^3$、$19.412\times10^8 m^3$，这样，可以得到原始条件下凝析气的体积系数：

$$B_g = \frac{5.6088\times10^6}{19.412\times10^8} = 0.002889$$

3. 凝析气藏水平井产能实例计算

为了验证水平油井产能计算公式经过转换处理应用于凝析气井产能计算中的可靠性，这里以牙哈凝析气田 YH231－26H 水平井的资料为依据进行计算，该井基础数据如下：

凝析油相对密度 0.7702，采出气相对密度 0.69，气体偏差系数 0.9555，地层温度 133.6℃，凝析油分子量(计算)140.6，气油比 $2111 m^3/t$，天然气产量 $33.01\times10^4 m^3/d$，井深 5146m，渗透率 $3.5\times10^{-3}\mu m^2$，气藏厚度 60m，流动压力 55.13MPa，气藏静压 56.22MPa，油管内径 10.05cm，套管内径 22.7cm，表皮系数－1.18。

将水平油井产能计算公式转换成凝析气井产能计算公式需要乘上一个系数 $\frac{2p}{\mu Z}$，计算地面标准条件下的天然气产量还需要除于气体体积系数 B_g，经过这样处理后，就可以进一步检验各种水平井产能公式的计算结果，见表 5.6。

表 5.6　不同水平井产能公式计算结果对比表

方　法	水平井产量 $q_h(10^4 m^3)$	相对误差 (%)	直井产量 $q_h(10^4 m^3)$	水平井与直井的产能比 q_h/q_v

Borisov 方法	31.97	3.41	17.54	1.82
Giger 方法	40.02	20.90		2.28
Joshi 方法	30.237	8.65		1.72
修正的 Joshi 方法	31.97	3.41		1.82

由表 5.6 可见，采用本课题研究的方法将水平油井产能计算的一系列公式用于凝析气藏水平井的产能计算，实例计算表明：Borisov 方法、Joshi 方法以及修正的 Joshi 方法计算结果比较可靠，相对误差在 10%以内，Giger 方法误差略大一些，计算结果能满足工程计算的要求。

推荐公式：Borisov 公式，Joshi 公式和修正的 Joshi 公式。

四、应用水平井开采凝析气藏的实例

YH231－H2 是部署在牙哈 2－3E＋K 凝析气藏的水平井，该气藏为块状底水凝析气藏，气水界面－4200m，气柱高度 90m，含气面积 24.1km^2，探明凝析气地质储量 196.22×10^{8}m^3，其中凝析油储量 1240.9×10^{4}t，E 层探明凝析气地质储量 54.08×10^{8}m^3，其中凝析油储量 406.8×10^{4}t。古近系储层物性好，属中低孔中高渗储层，平均孔隙度 15.4%，平均渗透率 228.6×10^{-3}μm^2。开发部署采用一套井网共布井 16 口，其中注气井 6 口，采气井 10 口，包括 1 口水平井 YH231－H2 部署在牙哈 302 高点上，所处部位储层薄，下面是底水，直井开发底水容易引起锥进，利用水平井开采生产压差小的优势，可以减缓凝析气的反凝析，抑制底水锥进速度。作为国内凝析气藏中的第一口水平井，也为其他区块的高效开发提供经验。

YH231－H26 井 2000 年 11 月投产以后，初期排液，生产不稳定，2001 年前三个月生产效果不错，平均日产油和日产气量分别是其他直井平均产量的 1.73 和 1.72 倍，图5.33～图5.35 是该井投产以来的日产油气量、累积油气产量以及地面油压的动态变化情况，油气产量比较稳定，地面油压也很稳定，不产水，除初始几个月压产生产外，以后油气产量一直比较稳定。至 2002 年 10 月，累计产凝析油 19.82×10^{4}m^3，累计产天然气 2.62×10^{8}m^3，说明水平井效果良好，该气藏循环注气效果很好。

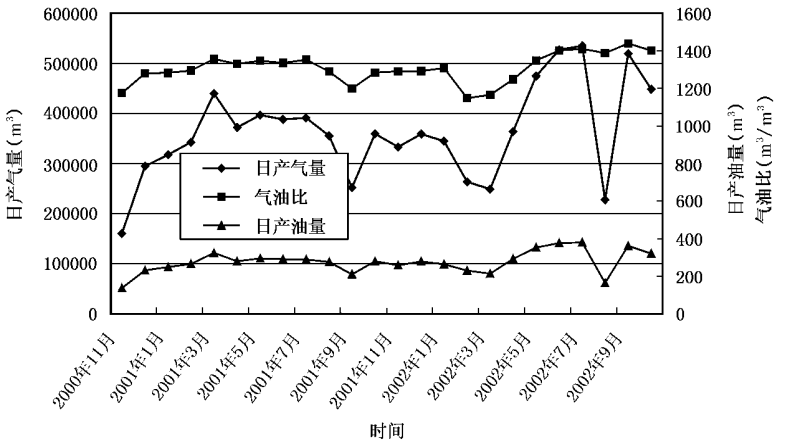


图 5.33　YH231－H26 水平井生产动态

目前国内一些气田正在设计用水平井高效开发，相信不久会有大量的水平井用于国内各凝析气藏开发中。

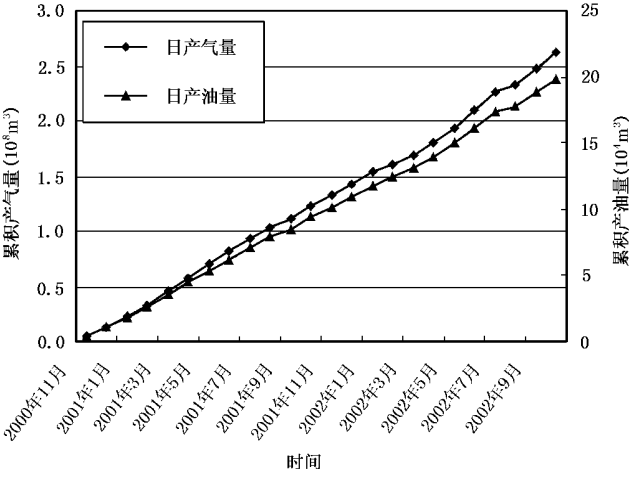


图 5.34　YH231－H26 **水平井生产动态**

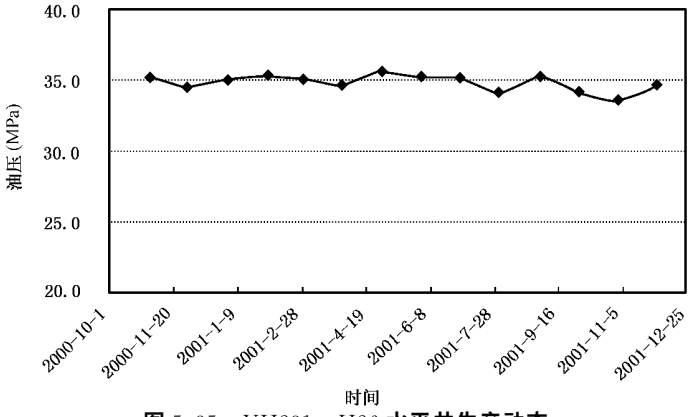


图 5.35　YH231－H26 **水平井生产动态**

参 考 文 献

1. Coats, Kaith H. : "Reservoir Simulation; State of the Art." J. Pet. Tech. (August 1982) 1633－1642
2. Spivak, A. and Dixon, T. N. : "Simulation of Gas Condensate Reservoirs." paperSPE 4271 presented at the Third Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium of SPE－AIME, Houston, Jan. 10－12, 1973
3. Abel, W. , Jackson, R. F. and Wattenbarger, A. : "Simulation of a Partial Pressure Maintenance Gas Cycling project with a Compositional Model, Carson Creek Field, Alberta, "J. Pecst Tech. (Jan. 1970) 38－46
4. Cordell, J. C. and Ebert, C. K. : "A Case History Comparison of Predicted and Actual Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil, "J. Pet. Tech. (Nov. 1965) 1291－1293
5. Wattenbarger, R. A. : "Practical Aspects of Compositional Simulation, " paper SPE 2800 presented at the Second SPE Syposium on Reservoir Simulation held in Dallas, TX(Feb. 5-6, 1970)
6. Nolen, J. S. : "Numerical simulation of Compositional Phenomena in Petroleum Reservoirs, " paper SPE 4274 presented at the Third SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservair Performance, held in Houston, TX, Jan. 11-12, 1973
7. Fussell, D. D. and Yarborough, L. : "The Effect of Phase Data on Liquids Recovery During Cycling of a Gas

Condensate Reservoir,"Soc. Pet. Eng. J. (April 1972) 96－102
8. Coats,K. H. :"Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance,"paper SPE 10512 presented at the fixth SPE Symposium on Reservoir Simulation held in New Orleans,(Jan. 31-Feb. 3,1982)
9. Fussell,D. D. : "Single Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs," J. Pet. Tech. (July, 1973)860－870
10. Katz,D. L. and Firoozabadi, A. :"Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude Oil Systems Using Methane Interaction coefficients," J. Pet. Tech. (Nov. 1978),1649－1655
11. Whitson,C. H. and Torp,S. B. :"Evaluating Constant Volume Depletion Data,"paper SPE 10067
12. Fathi,Z. and Ramirez. W. F. ,1984 Optimal injection polieies for enhanced oil recovery: Part 2 Surfactant flooding. Soc. Pet. Eng. J. ,24(3):333-341
13. W. F. Ramirez:"Application of optimal control theory to enhanced oil recovery." Elsevier-Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo 1987
14. Fathi,Z. and Ramirez. W. F. ,1987. Optimization of an enhanced oil recovery process with boundary controls-alarge-scale nonlinear maximization. Automatica,23(3):301-310
15. Rome,A. M. Jr. and Silberberg. I. H. :"Prediction of the Phase Behavior Generated by the Enriched-Gas-Drive Process," Soc. Pet. Eng. J. (June 1965)160－166
16. Moses, P. L. : "Engineering Applications of Phase behavior of Crude Oil and Condensate Systems,"J. Pet. Tech. (July 1986) 715－723
17. **叶继根等. 应用最优控制理论研究凝析气藏循环注气开发决策第一部分. 计算物理**,1998,6
18. **叶继根等. 应用最优控制理论研究凝析气藏循环注气开发决策第二部分. 天然气工业**,1998,12
19. **王鸣华. 气藏工程. 北京:石油工业出版社**,1997,12
20. **袁士义等. 气田开发技术现状与发展展望. 天然气勘探开发技术论文集. 北京:石油工业出版社**,2000,11

第六章　凝析气藏开发方案设计

凝析气藏开发方案设计的任务是确定开发程序、层系划分及井网部署、生产井产气能力、气藏采气速度、开发方式及注采压力系统、开采方式及采气工艺以及预测开发指标等。开发方案设计直接影响凝析气藏投入开发的采气速度、稳产期、最终采收率、后期调整工作量和经济效益。

与常规油藏开发方案设计类似，凝析气藏开发方案设计主要包括凝析气藏地质设计、气藏工程设计、钻井完井工程设计、注采系统工程设计、地面工程设计经济评价等重要内容。凝析气藏开发方案设计要事先做好充分的资料准备工作，包括查明油气藏的构造形态和大小、含油气边界位置和油水、油气界面深度、气柱高度、油柱高度、油气井产能、油层物理性质、地层油气水性质、渗流特征、气藏驱动方式、天然能量大小、水文地质条件和试油、试采资料等。

凝析气藏开发设计方案的质量，直接取决于资料的完整程度和可靠程度，早期评价阶段的成果主要包括：(1)发现井及其层位、井深、产能；(2)地震方法、测线密度及成果；(3)探井和开发评价井的密度、取心、岩心分析及地层测试情况。(4)测井、试气、试采、试井资料等。

在编制开发设计之前，应十分注重实际资料的系统收集、整理和分析工作。

凝析气藏开发方案设计已经形成了行业标准，下面仅对一些要点结合我们的研究成果做些简要的阐述，以期为该方面的研究人员提供参考与借鉴。

第一节　凝析气藏地质设计

凝析气藏地质设计是开发方案中其他设计的基础，是对已有的动静态资料进行研究、分析、整理，实现对区域地质、油气田概况、气藏沉积特征、储集空间等的定性描述，对气藏形态特征、储层发育状况、储层物性等的三维定量描述，建立三维地质模型，计算凝析油气储量。

一、凝析气藏储层综合研究

1. 区域地质及油气田概况

凝析气藏开发方案的地质设计要对所研究的气藏的地理位置、所属行政区域、交通条件、气候以及与气田开发有关的经济状况进行简单而必要的描述。

研究并描述区域地质情况，包括气藏所处的沉积盆地、大地构造单元、圈闭形成时期、地层层序、含油气层系、生储盖组合、沉积类型等。

2. 地质构造研究

构造特征分析及描述是凝析气藏早期综合描述中非常关键同时也最难以明确的地质问题。不论是层状油气藏还是块状，不论是完整构造还是断块，构造对地质储量都起着非常重要的控制作用。如果构造落实程度差，则地质储量的可靠程度就差，风险就大。同时它对油气水系统的分布、储层连通性也有重要的影响作用。因此，构造特征研究对油气田开发是非常重要的。地质构造研究主要包括以下研究内容：

(1)构造形态，圈闭类型，圈闭面积，圈闭闭合高度；

(2)气藏在圈闭中的位置；

(3)断裂:断层数量、类型、走向、断距及断层的封闭性;

(4)裂缝发育特征及其分布。

3.储层特征研究

凝析气藏储层特征主要包括储层岩性、储渗类型、砂体分布、储层物性参数及其分布特征等内容,具体研究工作主要包括以下内容:

(1)通过小层对比,确定层组划分依据,并进行层组划分;

(2)储层岩石岩性分析:岩石名称,矿物组成,胶结物类型,固结程度等;

(3)成岩作用、粘土矿物组成及含量;

(4)岩石颗粒:粒度、分选、磨圆度、层理;

(5)厚度及产状:层段,厚度、有效厚度,层状(薄层、厚层、块状);

(6)储层分布的连续性、稳定性及储层物性参数(孔隙度、渗透率等)描述;

(7)沉积相及沉积微相分析;

(8)隔层和夹层分布(岩性、厚度、稳定性、渗透性及膨胀性)。

4.储集空间

储层的储集类型是决定凝析气在岩石孔隙中储存的状况和开采过程中流体的渗流特征,在碳酸盐岩气藏中尤为重要,它是选择数学模型的基础。要确定储渗类型,首先应描述储层的孔隙空间,即孔隙型、溶洞型、裂缝型或混合型,研究确定孔缝洞发育情况及连续性,再根据孔、洞、缝、喉在空间的相互搭配关系,确定储层的储渗类型。制定储层分类标准,并对储层进行分类。

千米桥凝析气藏是1999年发现的潜山裂缝性凝析气藏,灰质白云岩、白云质灰岩的基质孔、晶间隙、微裂缝等为主要储集空间,其次为充填未满的裂缝及充填未满的溶孔、溶洞等。确定了按基质孔隙度的大小对储层进行分类划分的标准,即:

Ⅰ类储层:$\phi \geqslant 6\%$;

Ⅱ类储层:$3\% \leqslant \phi < 6\%$;

Ⅲ类储层:$2\% \leqslant \phi < 3\%$;

非 储 层:$\phi < 2\%$。

5.压力与温度

原始压力、温度是凝析气藏开发方案设计的重要参数,压力反映了原始气藏的能量,温度对流体物性有重要影响。根据探井和开发评价井早期测得的压力、温度与海拔深度之间的关系,可以确定凝析气藏不同气层组或不同区块的原始压力、温度。

图6.1是千米桥潜山凝析气田压力与地层深度的关系图,显然BS7、BS8井属于同一个压力系统,而BS4井和BS701井则属于其他不同的压力系统。

6.流体分布及其物性

油气田开发的对象是地下的油气,因此,科学地确定凝析气藏原始条件下的油气水分布,是合理部署井网、实现高效开发的基础。对于同一个水动力学系统的凝析气藏,油气水分布取决于油水、油气界面。油水、油气界面可以结合测井曲线和RFT资料确定。

图6.2是印度尼西亚的N.Geragai油气田RFT资料确定油水、油气界面的关系图,不同层段的自然电位、声波时差等测井响应与该油水、油气界面的解释相吻合。

图6.1是通过对千米桥凝析气藏压力资料和该地区的水线资料进行分析,计算出BS7～BS8井区块气藏气水界面为－4550m。根据试油资料,在BS7～BS8井区块深度最低的工业产气层为板深7井4332.0～4395.6m井段,产气底界为4395.6m。

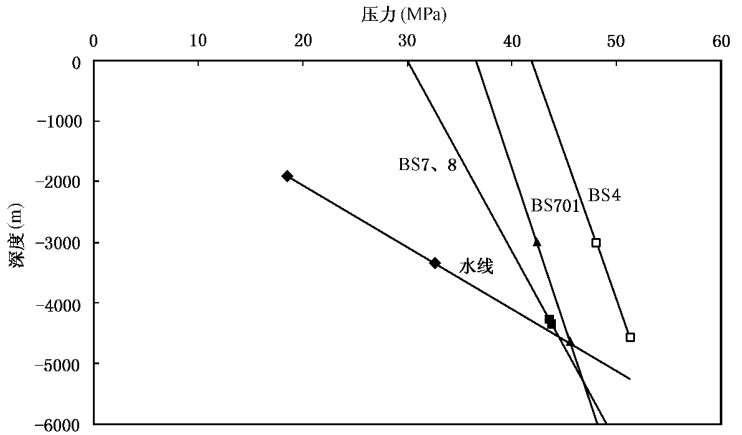


图 6.1　千米桥潜山凝析气田压力与地层深度的关系

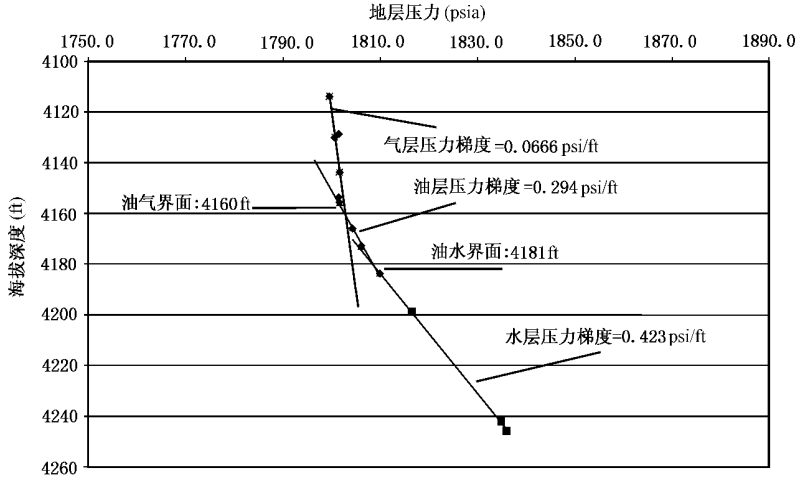


图 6.2　N. Geragai 油气田压力与地层深度的关系

7. 驱动类型

不同的气藏驱动方式对于凝析气藏的开发效果有很大的影响，尤其是存在强边水或底水驱动时影响更大。对于新发现的凝析气藏，需要根据地质研究成果确定边、底水水体大小，并就其对开发效果的影响进行敏感性研究。对于已开发相当长时间的凝析气藏，可以利用生产动态和测试资料，通过数值模拟历史拟合进一步论证边底水能量。

二、凝析气、油储量计算

储量是凝析气藏开发的基础，也是气藏地质模型研究中的重要内容。在我国，油气储量主要分为探明储量、控制储量和预测储量。

凝析气藏开发方案的编制是在探明储量的基础上进行的。根据以上地质构造、储层特征、储集空间、压力温度、流体分布及其物性等研究成果，便可分区、分气层组计算凝析气藏的凝析油、天然气的探明储量。

三、三维地质建模

三维地质模型是油气藏数值模拟研究的基础。三维地质建模是在凝析气藏描述和储层横

向预测的基础上，应用相关软件，模型再现地下凝析气藏三维骨架、储层横向展布及发育情况、断裂组合、储层物性纵横向的变化、井位分布的技术，为数值模拟研究提供三维数据体。

第二节　凝析气田开发气藏工程设计

凝析气田开发气藏工程设计的基本任务是确定开发程序、层系划分、开发方式、井网部署、采气速度、压力系统等。

凝析气田开发设计要在充分资料准备和分析研究的基础上，提出多种可行的开发方案，并应用数值模拟方法计算方案指标，再通过系统经济评价进行方案优选，推荐出最优方案。

它是在气藏地质设计的基础上进行的，实际设计中，气藏工程与地质设计含有多次反复，最终达成一致，气藏工程设计是开发方案的核心部分，对下步的其他设计有重要的影响。

一、凝析气田开发设计原则

凝析气田开发是一个复杂的、长期的过程，为了实现一个时期内稳定高产，使凝析油和天然气采收率达到尽可能高的水平，取得尽可能好的经济效果，必须针对所开发油气田的地质特点采取与之相适应的开发原则。我国凝析气田开发设计原则包括以下内容：

(1)注重经济效益，切实贯彻“少投入，多产出”的方针，确保下游市场对油、气的需求。凝析气田开发的经济效益与天然气市场需求密切相关，因此，应该根据市场对天然气的需求，制定合理采气速度，保证有较长的稳产期。

(2)合理划分开发层系。对于多区块、多层系凝析气田的开发，应本着先主力区块、层系后一般区块、层系的原则。

(3)井网密度和布井方式要充分考虑底水分布和构造形态变化。

对于储层连通性好、物性好、气井产能高的封闭型凝析气藏，井距应适当大一些，一般在700～1500m。对于活跃底水块状凝析气藏，气井投产后底水在井轴附近会形成水锥，因此确定其井网密度时，除一般影响因素外，还应考虑减小井底水锥，使油水界面上升相对比较均匀，以达到提高波及系数和油气采收率的要求。在布井方式上，对于块状底水油藏，只要油藏连通较好，是一个压力系统，则采取顶密边稀的布井方式效果较好。这种布井方式边部的油气可以通过顶部的井采出来，无水生产期较长，无水采收率较高，经济效果较好。对于层状油藏，在内含油边界以内常采取均匀布井。

对于储层横向变化大、非均质性严重、认识程度较低的凝析气藏，实施“滚动布井、逐步评价、有效开发”的方式，分步实施。

对于裂缝性凝析气藏，井网部署应考虑地应力方向，避免注采井连线与裂缝平行。要考虑凝析气藏含油气底界，低于含气底界的范围不布开发井，对接近该深度的新井要考虑油气产能风险。

对于开发中后期的凝析气田，应充分利用现有井网，尽量利用老井上返、报废井侧钻等技术完善井网，少打新井。

(4)对于带油环凝析气藏和凝析气顶油藏，必须考虑合理开采原油、凝析油和天然气资源的开发程序，尽可能提高它们的采收率。

(5)开发方式的选择要适应凝析气藏的地质条件和市场条件。

对于储层连通性好、物性好、气井产能高的高含凝析油的凝析气藏，应考虑采取循环注气

或部分循环注气开发方式。裂缝发育、裂缝易引起注入气气窜的凝析气藏不宜采用循环注气开发方式。储层横向变化大、非均质性严重、低渗带交叉分布，单井有效控制面积、储量小的凝析气藏不宜采用循环注气开发方式。

在天然气暂时没有市场的情况下，循环注气开发方式可以使凝析气田及早投入开发，提高凝析油采收率，取得良好的经济效益。

对于天然气有市场的凝析气田，可以采用部分循环注气的开发方式。它一方面增加生产井数和开发投资，另一方面，可以提高凝析油采收率，需要通过系统经济评价来决定其可行性。

(6)制定合理的单井产能和生产压差：

凝析气藏气井生产压差过大，井底附近反凝析现象就严重，反过来又会影响气井的正常生产。尤其是底水凝析气藏，要计算临界产量和临界生产压差，将气井产量和生产压差控制在极限产量和极限生产压差之内，以控制气井水锥高度，延长无水油气生产期，提高油气田开发效率。

(7)开发设计中要尽可能采用新技术，如水平井等，以提高开发效果和经济效益。

(8)研究气藏工程开发方案。对各种可能的方案进行指标预测和系统经济评价，选择一个技术上先进、经济指标最优的方案作为推荐方案，并编写推荐方案的实施要求。

二、凝析气藏开发层系划分

开发层系是油气田开发设计的任务之一。对于多产层的凝析气藏，要实现采气速度达到设计要求，保持较长时期的稳产，达到较高的油、气采收率和最大的经济效益等目标，避免或减少开发过程中的层间干扰，需要合理划分开发层系。不同的产层状况有不同的划分方式。开发层系划分的一般原则是：

(1)每套层系要具备一定含气厚度、储量和生产能力，单独采用一套井网开发能满足设计的开采速度和稳产期的要求，经济指标好。

(2)油气藏类型不同，储层或流体性质有明显差别时，需划分开发层系。纯凝析气层、有水凝析气层、带油环凝析气层、带气顶油藏等可以细分组合为若干开发层系，每套层系的储层性质、天然气性质、埋藏深度、压力系统应大体一致。

(3)气层组间存在稳定分布的隔层，如泥岩、泥质岩类、含泥质碳酸盐岩及致密碳酸盐岩，这些隔层具有一定厚度，裂缝不发育，能将油藏分割为两个以上独立的压力系统。

(4)同一套开发层组层段不宜过长，上、下产层的压差要维持在合理范围，使各产层均能正常生产。

(5)流体组成差异大、需单独净化处理(如含硫化氢和二氧化碳气体)的凝析气藏单独定为一套开发层系。

(6)边底水活跃的层组单独作为一套层系开采。

(7)同时要考虑目前采油工艺技术所能达到的水平。

三、凝析气藏井网部署

凝析气藏开发实践表明，不同的开发井网布署采气速度不同，开发效果和经济效益也不同。开发井网部署应依据构造形态、储层物性和分布情况、连通程度、流体分布以及开采经济极限，研究合理的井网井距，尽可能以少井高产达到较高的最终采收率。开发井网部署的一般原则是：

(1)平均单井控制储量不能低于极限经济储量。

(2)气井布在构造顶部比翼部有利,采取顶密边稀的布井方式效果较好。断块、岩性、多裂缝气藏以采用不规则井网为宜,重视在构造高点和储层发育处布井。

(3)在储集性质较为均匀的情况下,宜采取均匀布井的方式,此时气井产量要大于其它布井方式。至于采取三角形井网、正方形井网或其他形状井网,要由气藏具体特征和开发要求来确定。但从水动力原理出发,在弹性渗流条件下,排流边界的形状对气井产量影响不大。

(4)构造长、短轴差异较大如长条形的气藏,宜采用沿轴线均匀布井的方式,井距的疏密视开发要求而定。

(5)在裂缝性气藏中,裂缝发育是极不均匀的,气井钻遇裂缝就获得工业气流,未钻遇裂缝气井产量甚微或无天然气产出,因此在这类气藏中不可能有固定格式的井网和井距。气井应该布在构造应力强,裂缝比较发育的有利部位。根据四川裂缝性气藏勘探和开发实践,总结了一套“三占三沿”的布井原则,即占高点沿长轴,占鞍部沿扭曲,占鼻凸沿断裂,开发井成功率较高,是选择井位的有效方法。

(6)对于储层横向变化大、非均质性严重的凝析气藏,开发井应部署在储层有效厚度及孔隙度大、物性好、裂缝发育的有利地区,通过高渗区气井采低渗区天然气是最佳的开采方式和最优的布井方法。这种布井方式不仅使气井获高产的机遇率高,而且能产出 50%以上的低渗透区气量。

(7)在边水气藏中,气井应远离气水界面,因此宜采用环形非均匀布井的方式,其井距和环数应视气藏大小和开发要求来决定。

(8)在块状底水气藏中,为了使底水界面能均匀上升,防止局部地区底水锥进,宜采用均匀布井的方式。由于底水气藏的隆起部位气层厚度较大,为了获得较大的气井产量,均匀布井的范围限制在恰当的隆起部位内较为合适。

(9)对于多产层气藏要综合考虑各层系的接替安排以及一井多层的开采方式,尽可能做到用最少的井网开采最多的层系。带油环的凝析气藏和凝析气顶油藏的开采井网,应做到油气兼顾,并有利于后期调整。

(10)对于中后期开发阶段的凝析气田,应充分利用现有井网,尽量利用老井上返、报废井侧钻等技术完善井网,少打新井。对于新投入开发的凝析气藏,布开发井应尽可能利用探井。

四、开发方式与压力系统

凝析气藏开发方式的选择应根据凝析气藏的地质条件、流体相态特征、地层压力等进行可行性论证,并通过系统经济评价确定。

符合以下条件的凝析气藏宜采用衰竭式开采:(1)对地层压力与露点压力压差大的凝析气藏,降至露点压力前能采出大部分凝析油;(2)对储层连通差的或小断块的高含凝析油的凝析气藏;(3)当前工艺技术水平难以采用保持压力而又急需开发的凝析气藏。

对储层连通好,而且比较均质、凝析油含量高、能形成较完整注采井网的大中型气藏,可采用保持压力或部分保持压力开采。当注入介质源不足或利用本凝析气藏自身气源回注时,可选择部分保持压力开采。保持压力或部分保持压力开发方式需要进一步研究注入方式、保持压力水平、注入介质、注入周期、注采比及相应指标,并提出实施步骤和质量要求。

根据注入介质源获得的难易程度、注入介质对采收率、采气速度、地下和地面流体性质的影响以及分离注入介质的工艺技术条件等三个方面选择注入介质。目前,回注分离器干气是国内外凝析气田保持压力开采最常用的方法。

注采比的确定需要根据保持地层压力水平的需要、气源的满足程度以及不同注采比对凝析油采收率的影响、经济效益等综合优选。

凝析气藏注气开采的注气时机、注气年限与原始气藏凝析油含量、地下烃类混合物的露点压力、相态特征、地露压差等有关，还与采气速度、循环注气经济极限凝析油含量有关。

五、气井合理产量与凝析气藏采气速度、稳产期

气井合理产量的确定：根据试气、试采和试井等资料，确定气井无阻流量，再结合凝析气藏自身的地质条件、边底水状况、开发方式确定气井的合理产能。

凝析气藏采气速度的确定：合理的采气速度，应根据国家的需要、地下资源的合理开发、后备资源的接替情况、稳产期要求以及应具有良好的社会效益和经济效益而确定。

对于无边底水或边边底水不活跃的低含油量凝析气藏，气井产量和气藏采气速度可适当高一些；对凝析油含量较高，有一定边水或底水能量而又无条件采用保持压力开采的凝析气藏，采气速度相对要低一些。

对边底水驱活跃的凝析气藏，要避免过早水窜、水锥进，应控制单井采气生产压差，气井产量和气藏采气速度应适当低一些。

对于保持压力或部分保持压力开采的凝析气藏，气井产量和气藏采气速度要高于衰竭式开采的略高。

稳产期要根据储量规模、市场要求、采气速度等综合确定。

六、凝析气藏开发动态监测

凝析油气田高效开发必须对其开发过程中暴露出的问题与矛盾及时认识。特别是对于非均质严重的多层砂岩油气藏，各层动用状况，油、气、水运动与分布是很复杂的，要正确认识，必须不断进行动态的监测，包括动态监测、开发观测井监测等。通过对各个开发阶段监测资料的综合分析研究，掌握和认识油、气井和整个油气藏的生产动态及其设备工况，评价工程技术措施的质量与效果，为及时调整，合理高效开发，提供依据。

1. 凝析气藏动态监测

开发单元动态监测是指对不同层系、井网，在生产过程中进行的流量监测和压力监测。

(1)流量监测：

生产井的油、气、水产量，每天计量，受条件限制的单元每 3～5 天计量一次；注气井的注入量，每天记录 1 次，同时记录注气压力。

(2)压力监测：

压力监测要求在开发单元的开发初期测得原始地层压力、温度。开发以后，每年对一定数量的油、气井测压一次以上。

(3)油气井流体分析：

油气井流体分析包括凝析油常规分析和组分分析，凝析气组分分析(分离器气)。循环注气后的重点监测井每月作一次流体分析。

(4)注入介质组分监测。

2. 开发观测井监测

有的凝析气藏开发过程中部署了一些观测井，应该定时对这些井进行压力监测，有助于我们了解气藏动用状况。

第三节　凝析气藏采气工程设计

凝析气藏采气工程设计[4]的依据是气藏地质研究成果和气藏工程方案，任务是制定为保障实现气藏工程方案规定的指标应采取的一系列工程措施方案，其中也包括根据油藏地质条件和当前工艺技术水平对实现气藏工程方案的开发指标（主要是产量、注入量及压力保持水平）的可行性进行评价。它将直接涉及气藏工程方案的适用性和可操作性。由于油田产能建成之后，其开发指标和油气生产计划必须通过采气工程措施加以实现，所以，采气工程方案在总体方案的实施中处于十分重要的位置。

一、采气工程方案编制

一般应遵循如下基本原则：

(1)符合本气藏开发的总体部署和技术政策；

(2)适合气藏地质和环境特点；

(3)采用先进而适用的工艺技术，具有良好的可操作性；

(4)体现少投入多产出的经济原则。

二、采气工程方案

应按以下基本要求进行设计：

(1)充分应用气藏地质研究和气藏工程提供的基本资料，并以它们作为主要的设计依据；

(2)重点论证本气田（设计对象）开发的主要采气工程问题、基本工艺和关键技术；

(3)结合气藏特点开展必要的室内和现场工艺试验，并充分借鉴国内外同类气田的开发经验；

(4)采用先进的理论和设计方法，进行科学论证和方案的优选；

(5)具有科学性、完整性、适用性、可操作性和经济性。

三、采气工程方案的基本内容

(1)掌握方案设计的油藏地质与油藏工程基础。

(2)开发全过程保护气层要求与措施。

系统保护气层技术是关系到气田开发效果的关键技术。钻井、完井、采油、注气、修井、增产措施等气田开发所要采取的一系列工程技术措施中，都要求实现有效的系统保护气层，减轻气层伤害，充分发挥油层潜能，减少为解除气层伤害的作业工作量，从而提高气田开发效益。

所有的保护气层措施都是建立在储集层岩性特征分析、岩心分析和入井流体的敏感性试验及可能对气层造成伤害的主要因素分析基础之上。其关键是优选入井流体（包括：钻井液、完井液、射孔液、修井液、压裂液、酸液、注入介质以及其他添加剂或处理剂等）和优化作业工艺。在优选入井流体和优化作业工艺中，必须坚持适用性、有效性、可操作性和经济性原则。

(3)完井工程要求及投产措施。

完井工程是包括从钻开油层开始直到投产前的一系列单项工程的系统工程，也是钻井工程与采油工程的交汇点。它直接影响油、气井的产能和油田开发效益。根据凝析气田开发及采气工艺要求选择完井方式，其设计内容见下节，并提出钻开气层方式与要求。

投产方式：根据气藏压力、气藏物性、井壁污染、自喷能力确定气井能否自喷。需要诱喷才能投入生产的井，还要确定诱喷方式。

投产前的井底处理方案：对于气层受伤害较严重的气井，确定消除伤害恢复气井产能的措施，对于基本上都要采用压裂投产的低渗透凝析气藏，则需要编制低渗透整体压裂改造方案。对于低渗透碳酸盐岩凝析气藏，需要编制酸洗或酸压改造方案。

(4)注气工艺设计。

对于注气开发的凝析气田，注气工艺设计既对气田地面注气系统、注气井井身结构提出要求，又受地面工程的制约，因此，注气工艺设计的核心是要尽量满足气藏工程方案的要求，又不额外增加地面注气系统的建设投资。

(5)举升方式选择。

对于带油环的凝析气藏，油环的早期开发往往会受到高度重视。举升技术是这类油气藏的油井在边底水突进或地层能量不足的情况下，维持正常生产的基本技术，其中，气举方式较常用。

(6)凝析气藏采气工程配套工艺。

凝析气藏采气工程配套工艺在这里是指：油、气井的解堵和防砂工艺，油、气井的防蜡、清蜡、防清垢、防腐及堵水工艺。砂、蜡、水及气层伤害是气田开发过程中经常遇到的问题。尽管同类型的气藏及其在不同开发阶段，引起气层伤害、结蜡及出水等问题的原因及程度不同，但它们都是气田开发必须引起重视和需要解决的问题。为此，编制采油工程方案应对这些问题进行分析、论证，并提出相应的解决措施，以便及时做好技术准备。

(7)气田动态监测。

动态监测是通过在油、气井上所进行的专门测试工作，了解气田开发过程中地层压力以及油、气、水在气藏中的分布及其运动规律，掌握气藏和油、气井的生产动态及其设备工况，评价工程技术措施的质量与效果。

采气工程方案动态监测部分的内容主要是：

①制定气田动态监测总体方案，根据气藏工程和采气工程要求，论证开发过程中需要实施的动态监测项目，明确监测目标、具体内容、测试方法和工艺要求；

②选择配套仪器和设备，推荐仪器、设备的型号、规格和生产厂；

③根据需要的配套仪器、设备型号、规格、数量及参考价格，以及测试规划，进行油田动态监测费用的预算。

(8)作业工作量预测及配套厂站和队伍建设。

(9)采油工程方案经济分析。

经济分析是制定方案时需要进行的一项必不可少的工作。采气工程方案的经济分析着重于对采气、注气设备、操作费用等气田产能建成后开发过程中直接与采油工程有关的费用进行分析对比和评价，为优选方案提供依据。

第四节　凝析气藏钻井完井工程设计

根据凝析气田开发气藏工程设计选定的开采方式作出井的采气、注气工艺设计，提出钻井、完井、气层保护和增产措施的要求。

一、钻井工程设计

根据开发设计方案部署和气藏的地形地貌及交通情况以及地质、开发对钻井工程的要求作出钻井方案，确定各类开发井的钻井工艺技术及其满足气藏开发所需资料的录取，做到安全、优质、快速、低耗钻井。除常规钻井工程设计外，要注意对凝析气藏的保护和对硫化氢气体的防腐和健康安全要求。采用保持压力开采凝析气藏，注入井的完井工艺设计要适应注入介质的特性和要求。

二、完井工艺设计

完井工程是衔接钻井和采油工程而又相对独立的工程，是从钻开油层开始，到下套管、注水泥固井、射孔、下生产管柱、排液，直至投产的一项综合工程。其目的是科学合理地提高油气井单井产量，提高油气井开发的经济效益。

根据开发层系、开采方式、产量指标、产层压力、储渗特征、井深、各层系压力系数及可能采取的工艺措施等情况，选择完井方式和套管程序，进行套管强度设计。优化从油层、井筒、井口到油气分离器整个压力系统。同时，从钻井、完井过程中对地层伤害的机理出发，推荐气层保护措施。

凝析气藏完井工程的主要内容包括：

(1)岩心分析及敏感性评价。根据预探井或评价井所取的岩心，进行系统的岩心分析和敏感性评价，并根据实验分析的结果，提出对钻开油气层的钻井完井液、射孔液、增产措施的压裂液、酸液以及井下作业的压井液等的基本技术要求。

(2)钻开油层的钻井液。钻井液的选择，主要是考虑如何防止钻井液的滤液侵入油层而造成油层伤害，同时又考虑到安全钻进的问题，如钻遇高压层、低压层、漏失层、石膏层和裂缝层时的钻井液，根据测井资料、岩心分析、敏感性评价数据和实践经验去选择钻井液类型、配方及添加剂。

(3)完井方式及方法。根据油田地质特点及油田开发方式和井别，按砂岩、碳酸盐岩、火成岩和变质岩等岩性去选择完井方式。完井方式基本分为两大类，即裸眼完井和套管射孔完井。裸眼完井又有不同的方法，如裸眼、割缝衬管、绕丝筛管砾石充填等；射孔完井也有不同的方法，如套管射孔、尾管射孔、套管内绕丝筛管砾石充填等方法。

(4)油管及生产套管尺寸的选定。根据节点压力系统分析，进行油层—井筒—地面管线敏感性分析。油管敏感性分析是根据油层压力、产量、产液量、流体的粘度、增产措施和开采方式等方面的综合分析去选定油管尺寸，然后根据油管尺寸选定生产套管尺寸。套管系统设计本身应包括表层套管、技术套管与生产套管。

(5)生产套管设计。根据选定的完井方式，再依据井别，油、气层物理性质，流体性质，地应力及工程措施等方面的资料，选择套管的钢级、强度、壁厚以及连接螺纹类型和螺纹密封脂的类型、上扣的扭矩等。若用衬管完成，则要设计悬挂深度及方式。对于定向井、水平井，同样应考虑套管弯曲、套管螺纹承受的拉力和螺纹的密封问题。

(6)注水泥设计依据。注水泥设计依据有：不同类别的井，如油井、气井、注水井、注气井等对水泥性能和返高的要求；油、气层压力状况，如高压区、低压区、漏失带及裂缝状况；腐蚀气体，如 H_2S、CO_2 及高矿化度的地下水对水泥腐蚀的问题；气井、注气井注水泥时要求水泥返至地面长井段固井。根据以上依据来选择一次注水泥、分级注水泥或套管外封隔器注水泥等

方式及选择水泥浆配方，从而搞好注水泥设计。

(7)固井质量评价。这里所指的固井质量评价是对固井注水泥后的质量评价，检查套管外水泥是否封固好，有无窜槽和混浆段，水泥返高状况。

(8)射孔及完井液选择。根据射孔敏感性分析，确定射孔弹型、孔密、孔径、相位角和负压值。然后根据岩石类型和物性选择射孔枪及射孔弹类型，并根据油层压力高低，渗透率高低和油、气物性进择射孔方式，如电缆射孔、油管传输射孔、负压射孔和射孔与高能气体压裂联作。与此同时还要选择与油层粘土矿物和油藏流体匹配的射孔液及完井液。

(9)完井的试井评价。气井完井投产后，通过试井解释表皮系数，这是当前检查油层伤害的主要方法。通过对表皮系数的分解研究，找出油层伤害的原因，以便有针对性地解除或减少对油层的伤害。

(10)完井生产管柱。除当前国内已形成的常规油、气井生产及注水管柱外，还有特殊要求的生产管柱，如高压油气、防含腐蚀介质、双管、人工举升以及深井、超深井等管柱。

(11)投产措施。根据油层伤害程度及油、气层类型，采用不同的投产措施。投产措施往往采用抽汲替喷、N_2 气举、气化水或泡沫来助排，必要时采用盐酸或土酸酸浸或高能气体压裂等方法解堵，有的井则必须采取酸化、压裂措施后才能投产。

总之，完井工程的目的是：尽可能减少对储集层的伤害，保护储层，使油气层自然产能得到更好地发挥，提高单井产量和油气储量动用程度；为采用不同的采油工艺技术措施提供必要的条件；保护套管、油管，减少井下作业工作量，延长油气井寿命；近期与远期相结合，尽可能做到最低的投资和最少的操作费用，有利于提高综合经效益。

第五节　凝析气藏地面建设工程设计

天然气依靠管道输送，因此，天然气生产就必然要进行大规模的地面工程建设。气田地面建设工程是按照气藏工程设计的内容确定建设项目和建设规模。地面建设工程内容有：气田内部集输工程、原料气输送管线工程、天然气净化厂工程及与这些工程配套的仪表、自控、通信、基地建设、消防、环保、工业卫生及安全生产等工程。

(1)天然气集输。根据气藏开发设计方案的井位和产能安排，设计集输管网流程、集气管线和井口装置。要合理安排油、气、水的分离，脱水及净化处理和集输等工艺设计，既要满足气田高产稳产阶段的需要，又要便于气田进入递减期的调整改造和增压。井口应采取防止水合物形成的措施，合理设计污水的排放、处理系统以及油、气、水的计量装置。

(2)原料气及净化气输送。从气田和用户位置的布局进行天然气调配流的研究分析，确定该气田气量输送方向。结合气田构造形态、范围和净化厂位置，选择原料气管线的起点和终点，并确定管线的线路走向。根据输气压力和输气量的要求，设计输气管线。

(3)天然气净化厂。按照天然气的输送流向，考虑生产和经营两个方面选择净化厂的厂址。根据天然气组分选择最优净化工艺和天然气中有价值组分的回收工艺。设计工厂的工艺装置和生产流程，以及辅助生产装置和公用设施，确定工厂规模和布置。

(4)注气和增压系统工艺设计。包括保持压力开采凝析气藏注入系统的管网和压缩机站设计，压缩机组的选定(压缩机型号、工作压力及运行参数的确定)以及注入介质的分离净化处理系统工艺设计。

(5)配套工程。气田地面建设除完成主体工程外，水、电、通讯、交通、防腐、机修、仓库和有

关的生产、生活设施，均应同时设计，同步建成配套完善。

(6)环境保护要求。

根据有关的法规和环保标准，明确提出环保要求。

第六节　凝析气藏开发经济评价

气藏开发方案经济评价是在方案技术评价的基础上，根据气藏的技术经济条件，对其探明储量在未来工业开发的经济效益下所作出的评价。其实质就是预测气藏在某个具体开发方案条件下，可能获得的经济效益，并通过对不同开发方案的对比，择优选取气藏开发应执行的方案，以此来保障气藏开发既能满足社会用气的需要，又能合理开发利用天然气资源，获得最大的经济效益和最佳社会效益。

一、投资估算

1. 气藏开发建设投资估算

气藏开发建设项目建设投资主要包括：固定资产投资、无形资产、递延资产和预备费。建设投资估算的范围包括勘探工程投资、开发工程投资，根据油藏工程、采油工程和地面工程提供的工程量进行估算。可行性研究阶段地面工程固定资产投资还需按设备购置费、建筑工程费、安装工程费和固定资产其它费用分别进行估算。

2. 流动资金估算

流动资金是指拟建项目投产后为维持正常生产，准备用于支付生产费用等方面的周转资金。它是流动资产与流动负债的差额。

3. 资金筹措

资金筹措是根据对建设项目投资估算的结果，研究落实资金来源渠道和资金筹集方式，从中选择条件优惠、成本低廉的资金，以提高项目的投资效益，同时通过资金筹措分析，有利于确保建设资金在项目建设期内能够及时到位，使项目按期建成投产，较快发挥投资效益。

资金筹措的工作主要包括资本金的筹集、负债融资渠道、流动资金筹措、资本成本计算以及融资租用固定资产等。

二、生产成本费用估算

生产成本和费用主要包括操作成本、折旧、折耗费、管理费用、财务费用、销售费用。

1. 操作成本

气田开发的操作成本是指对气井进行作业时，维护及相关设备设施生产运行而发生的成本。操作成本也称作业成本。

气田开发操作成本主要包括：材料费、燃料费、动力费、生产工人工资、职工福利费、驱油物注入费、井下作业费、测井试井费、维护及修理费、轻烃回收费、油气处理费、运输费、其他直接费和厂矿管理费。通常根据项目实际工作量变化，进行项目的成本费用的估算。也可以按照费用的构成采用经验估算法或设计成本法进行估算。

2. 折旧与折耗

折旧折耗是为了补偿油气资产和除油气资产以外的固定资产在生产过程中的价值损耗，在项目寿命期内，将油气资产和固定资产的价值以折耗和折旧的形式列入产品成本中，逐年摊

还。

3.经营成本

经营成本包括管理费用、财务费用和销售费用。

(1)管理费用。管理费用是指地区分公司一级的行政管理部门为管理和组织生产经营活动所发生的各项费用。为简化计算,除摊销费和矿产资源补偿费以外的其他费用称其他管理费用。

(2)财务费用。财务费用指企业为筹集资金而发生的各项费用,包括借款利息和其他财务费用。

(3)销售费用。销售费用指企业在销售产品、自制半成品和提供劳务等过程中发生的各项费用,以及专设销售机构的各项经费。可按占销售收入的比例计算,其比例一般为0.5%～2%。

4.税金参数

在油气建设项目财务评价中所涉及的税金参数有增值税、资源税、城市维护建设税、教育费附加以及所得税。

三、财务评价方法与指标

油气开发建设项目财务评价包括盈利能力分析和清偿能力分析。有关盈利能力分析的主要动态评价指标是财务净现值、财务内部收益率;主要静态评价指标是投资回收期、投资利润率、投资利税率和资本金利润率。有关清偿能力分析的主要指标包括资产负债率、流动比率、速动比率和借款偿还期。

四、气藏开发项目不确定性与风险分析

开发项目经济评价所采用的评价参数大部分来自预测和估算,因而存在相当程度的不确定性,因此,在完成项目常规财务评价后,要进行项目的不确定性与风险分析。

项目不确定性与风险的分析包括盈亏平衡分析、敏感性分析、概率分析,并规定前者仅用于财务评价,后者可同用于财务评价和国民经济评价,此外还有基准平衡分析和风险调整贴现率。

第七节　推荐方案与实施要求

油气田开发是一项投资巨大、开发周期长、风险性较高的大型甚至是特大型工程。无论国内,还是国外,油气田开发都要按照有关资源国的法律、法规,按照一定的程序进行有效地开发。气藏工程设计一般将最优方案作为最终的推荐方案。由地质工程设计、气藏工程设计、采气工程设计、钻井完井工程设计以及地面建设工程设计形成一套完整的凝析气藏开发方案,经过有关政府部门批准后方可实施。而开发方案文本也是资源国政府部门进一步监督、检查、审核的依据。

一、最佳方案的确定

1.优选方案的原则

根据我国的国情,开发方案综合评价首先要考虑推荐规模的稳产年限,必须要有较长的或

者满足需要的稳产时间。其次是凝析气藏开发天然气和凝析油的最终采收率，推荐方案应有相对较高的油、气最终采收率，以满足国家对资源充分利用的要求。同时要考虑经济分析结果，推荐方案要经济效益相对明显，累积净现值、内部盈利率、投资还本期等都有显著的优势。

2. 方案开发指标对比

凝析气藏工程设计一般要安排多种不同的可行操作方案。事实上，任何一个方案都会涉及开发层系划分、井网、井距、开发井井型、不同开发方式和压力保持水平等重大决策问题，因此，需要根据地质研究、地震解释、测井解释、试气、试采动态分析、试井分析等研究成果，进行综合研究，设计适合凝析气藏地质特点的，满足不同规模油气需求的，钻井完井、采气工程和地面建设工程实施方便且经济的多种开发方案。然后，以三维地质模型和气藏工程研究成果为基础，应用数值模拟软件对各个设计方案进行开发指标预测，预测气藏在开发年限内的油、气产量变化、地层压力变化、边水突进或底水锥进造成的气井生产气水比的变化等。对于大中型凝析气藏的开发方案，一般预测期为 20 年以上。

3. 各方案技术经济指标的对比分析

主要的经济指标有投资总额、销售收入、上交税金、累积净现值、投资回收期等。从经济效益出发，总是希望净现值高，投资回收期短、内部盈利率高、投资少的开发方案。

最佳开发方案是在对比分析不同开发方案的各项开发技术指标的基础上，结合钻井完井工程、采气工程、地面工程，并进行了系统经济评价后确定的技术和经济上均优的可操作方案，并以此作为凝析气田正式投入开发的实施推荐方案。

二、推荐方案实施要求及安排

推荐的最优方案应明确其基本要点：开采层系、开发井网、井型、开采方式、采气工艺、开发规模、采气速度、稳产年限、油气采出程度、投资规模与效果等。

开发方案对推荐的最优方案还需要明确提出一整套的实施要求和施工进度安排，对实施过程中的各个重要环节提出要求。如对开发井的钻井、测井、录井、完井、射孔的技术要求，对不同开发阶段的采气工程和气层改造的要求，动态监测系统建立的要求以及产能建设步骤和产能接替安排等，确保气田开发实际过程与开发方案一致。通常实施计划包括以下几点：

(1)钻井、基建、投产程序及工程量与进度安排；

(2)开发试验，包括试验区块、试验井的任务与试验方法及进度安排；

(3)动态监测与资料录取，包括监测项目和录取资料的内容及进度安排；

(4)增产措施及其工作量与效果预测；

(5)方案实施中的风险及措施；

(6)实施工作量估计等。

参 考 文 献

1. 王乃举等. 中国油藏开发模式系列丛书. 北京：石油工业出版社，1999，12

2. 王鸣华. 气藏工程. 北京：石油工业出版社，1997，12

3. 刘丁曾. 大庆多层砂岩油田开发. 北京：石油工业出版社，1996，11

4. 万仁溥. 采油工程手册. 北京：石油工业出版社，2000，8

第七章　国内外凝析气田开发实践与应用研究实例

第一节　国内凝析气田开发实践与应用研究实例

一、实例一——柯克亚 $X_1^5(3)$ 凝析气藏晚期循环注气开发研究与实施效果分析[8,9,10,11]

1. 气田地质特征

柯克亚构造位于塔里木盆地西南坳陷南缘的背斜带中。该背斜带地处昆仑山前，近东西向延伸，轴线呈雁行式排列，大致成三排。由于受昆仑山褶皱带的影响，近山的一排构造多为长轴背斜，两翼陡峻，向盆地内侧二、三排构造逐次变缓。柯克亚位于背斜带中的第二排构造上。其东、西分别以鞍部与曲吕西鼻隆和棋盘鼻隆相连。南边是第一排的甫沙构造，北面是第三排的固满构造。

1)构造特征

构造形成于喜山期，隆起幅度最高 350m。构造南部为和田断裂所切割，主体部位保持完整，为油气捕集和保存创造了条件。地震、钻井资料综合研究认为柯克亚构造有如下特点：

(1)构造简单，两翼基本对称，为一短轴背斜，构造要素见表 7.1。

(2)断层断距小，延伸范围不大，在平面上不起大的封隔作用，构造保存完整。

(3)构造上下继承性好。

表 7.1　三维地震解释构造要素表

层位	高　点		圈闭幅度 (m)	圈闭面积 (km^2)	圈闭线 (m)	倾角(°)	
	位置	海拔(m)				南	北
X_3	K30	−1100	350	37.64	−1460	12	13
X_4^1	K30	−1230	310	34.40	−1540	11.3	17
X_4^2	K10	−1310	250	27.34	−1560	13.7	15
X_5^1	Ks1	−1370	310	33.7	−1680	11.3	16
X_5^2	K30	−1450	330	34.57	−1780	11.3	18
X_6	K8	−1650	310	30.95	−1960	11.3	12.5
X_7^1		−1750	290	31.07	−2040	11.9	16
X_7^2	K416	−1810	290	24.35	−2100	11	15
	K4	−2070	30	0.58	−2100	\	\
X_8	K416	−1910	290	26.61	−2200	12.5	15
	K4	−2150	50	0.82	−2200	\	\

2)地层及沉积相

(1)地层：柯克亚凝析气田的地层为新近系中新统西河甫组(代号 X)，分为 X_{1+2}，X_3，…，

X_{10}九个段。其中 X_3、X_4、X_5、X_6、X_7 和 X_8 为含油气层段。根据油气分布，将 X_3—X_5 划为上油组(井深 2550～3330m)，X_7—X_8 划为下油组(井深 3540～3880m)，中间以 X_6 大水层相分隔(3330～3540m)。循环注气试验区选择了 X_5 的一个主力层。

截止到 1997 年底，该凝析气田有 80 口井(不包括乌 1、5 和 3620 井)，钻井进尺 382332.5m，其中取心井有 32 口，进尺 3024.66m，心长 2553.37m，收获率 84.42%，含油岩心 524.72m。其中柯 233 和柯 30 井为系统取心井。

(2)沉积相：根据岩心颜色、沉积特征、矿物成分及粒度等多种资料分析，循环注气试验区的 X_5 段、X_4 段为干旱炎热气候条件下的河流相沉积，沉积物在纵向上呈下粗上细分布，具正旋回的特点。

砂层厚度由 X_5 到 X_4 逐渐变薄，从矿物组成和砂层厚度的变化可推知，X_5—X_4 距离物源较近，为水退型河流沉积。

(3)储层特征：通过岩心和镜下观察，储层岩性单一，以细砂岩为主，粉砂岩和中砂岩次之。颗粒支撑，呈层状分布。磨圆以次棱角状为主，分选中－好。碎屑成分以石英为主、岩屑和长石次之，按成分定名为次长石岩屑砂岩。从垂向上看，矿物成分无明显变化。储层在测井曲线上的反映：低自然伽玛、低电阻率、地层水矿化度高(1.5×10^5mg/L)，高声波时差，井径为缩径或等于钻头直径。一般地，随泥质含量增加，自然伽玛和感应电阻率也相应增加。

储层中胶结物以碳酸盐为主，粘土矿物次之，碳酸盐胶结物主要成分是方解石，含量 5%～46%，平均为 23%，粘土胶结物主要成分是伊利石，其次为绿泥石，还有少量绿/蒙混层。由下向上，伊利石成分呈减少趋势。岩心薄片和铸体薄片以及扫描电镜资料分析，储层主要为粒间溶孔及少量微裂缝。孔隙空间组合简单，有利于油气渗流。岩心孔渗分析表明该气田属低孔隙储层，但孔、渗分布相对集中。孔、渗关系好，表明孔隙之间的连通性好。

在气田范围内，储层分布较广，钻遇率 53%～100%，一般在 85%以上。自 X_8—X_4 分布有 120 个自然砂层，最薄者 0.4m，厚者可达 13.6m，一般厚度在 4.0m 左右，上油组(X_5^2—X_4^1)，自下而上，自然砂层由厚变薄，下油组 X_7^2 段的中、下部自然砂层较厚。从气藏剖面看，储层纵、横向变化较大，渗透层尖灭现象时有出现，在平面上厚度变化大，呈强非均质储层之特点，导致油气井生产具复杂性和多样性。

(4)隔层特征：从取心井岩心观察，隔层是由棕红色或褐色的粒级较细的粉砂质泥岩和泥岩构成。岩性致密，在平面上分布广，且稳定，是气田地层对比划分之标志层。研究认为隔层厚度小于 2m 时，垂向上连通，按照这一标准上油组纵向上的连通率约为 8%～12%左右。即使在隔层厚度小于 2m 的有限范围内，由于其渗透率很低，因此，纵向上流体窜流是很有限的。循环注气开发层系 X_5^1(3)与上下层组之间有良好隔层，最厚处约为 12.4m，最薄处也有1.2m，可以认为纵向上与其他层组是不连通的。

2.流体性质、相态特征及其相态变化

X_4^2—X_5^1 凝析气藏在原始状态下处于同一压力、温度系统，而且，选择循环注气的开发层系 X_5^1(3)气层在原始条件下的流体组成、物理性质、相态特征与整个 X_4^2—X_5^1 凝析气藏的是一致的。

1)流体性质

天然气相对密度 0.678，甲烷摩尔百分含量 76.8%。凝析油具有四低的特征，即相对密度低：0.7807；粘度低：0.57～0.88mPa·s；凝固点低：－15～－30℃；初馏点低：47.7～58.1℃。地层水为 $CaCl_2$ 型，总矿化度 1.5×10^5mg/L。凝析油含量 500g/m³，为高含凝析油的凝析气

藏。

2)温度、压力系统

$X_4^2—X_5^1$ 凝析气藏原始地层压力为 39.4MPa,地层压力系数为 1.17,地层温度为 82℃,地温梯度约为 2℃/100m,属于正常压力,正常温度系统的凝析气藏。

3)相态特征与相态变化

柯克亚 $X_4^2—X_5^1$ 凝析气藏由于 1977 年井喷而未取得原始凝析气样,投入开发之前从柯 401 井取得的气样具有较好的代表性。1988 年和 1994 年恢复到原始状态的相图形态相近,差别不大,历史拟合分析对比认为该样品比较可信。1990 年以后,柯 233 先后进行了三次 PVT 流体取样分析,样品的露点压力与取样时的地层压力见表 7.2。

表 7.2 露点压力变化情况

项 目	K401 恢复到原始条件	K233PVT 样		
		1990	1995	1999
地层压力(MPa)	39.4	25.16	23.2	22.4
露点压力(MPa)	39.4	28.12	23.2	19.97

柯 233 井不同时期 PVT 分析结果与柯 401 井恢复的原始结果比较可以总结以下规律:

(1)随着地层压力的下降,井流物的露点压力降低;

(2)井流物中重质组分摩尔组成减少。井流物摩尔组成中,C_1+N_2、C_2 增加,C_{3+} 以后组分减少,特别是 C_4 以后组分减少幅度较大,见表 7.3。

表 7.3 井流物摩尔组成(%)

组 分	K401 恢复到原始条件	K233 井	
		1995 年	1999 年
C_1+N_2	77.280	83.86	86.08
C_2	7.935	7.78	9.30
C_3	3.126	2.38	2.60
C_4	2.505	1.52	0.65
C_{5+}	8.908	4.40	1.31

(3)凝析油含量变化明显。衰竭式开采阶段凝析油含量不断降低,循环注气后略有增加,1997 年完全保压阶段凝析油含量增加幅度较大。当回注干气突破生产井底后,井流物的凝析油含量急剧减少,见表 7.4。

表 7.4 取样流体凝析油含量变化

项 目	K401 恢复到原始条件	K233 井			
		1990 年 PVT	1995 年 PVT	1997 年 计算	1999 年 PVT
地层压力	39.4	25.16	23.2	23.2	22.4
凝析油含量(g/m^3)	500	141	190.8	212	63.4

(4)反凝析液量与压力的关系(图 7.1)。柯克亚凝析气田地露压差小,一投入开发,地层中就会有凝析液析出。当地层压力下降到低于原始露点压力后,新的取样流体的露点压力与

取样时的地层压力是一致的。PVT 样品分析表明：最大反凝析液量随取样时的地层压力的下降而降低，从原始条件下的 22%下降到 1990 年的 7.6%，1995 年的 2.9%，1999 年气窜后样品最大及凝析液量仅为 0.72%。这是因为一旦地层压力降到原始流体的露点压力以下，一部分重质的凝析油就会从凝析气中析出，分散并残留在地层孔隙中，在新的压力下取得的流体样品，实际上反映了地下气相的组成和物性，与原始流体样品相比，其重质组分的摩尔分数减少，因而，其最大反凝析液量减少。

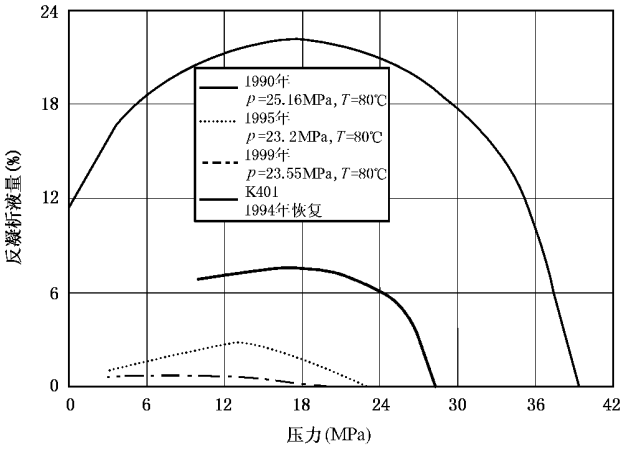


图 7.1　不同地层压力下取样流体等容衰竭反凝析液量变化

(5)凝析气藏类型：X_4^2—X_5^1 凝析气藏原始条件下为中高凝析油含量($500g/m^3$)的饱和凝析气藏。

3. 衰竭式开采特征

X_4^2—X_5^1 凝析气藏具有大气顶、小油环的流体分布特点。当地层压力下降时，凝析气中的高沸点组分从气相中凝析下来分散沉积在地层中，导致凝析气中凝析油含量不断降低。概括起来，柯克亚凝析气藏衰竭式开采具有以下特征。

1)生产气油比随压力降低而增大

X_4^2—X_5^1 凝析气藏模拟计算边水体积仅为油气藏孔隙体积的 1.4 倍，加上油环的阻隔，开发动态表现为定容封闭的特点。衰竭式开采过程中，地层压力下降快，地层中反凝析现象严重，地面凝析油产量降低，生产气油比上升。图 7.2 是生产时间最长的柯 21 井的开采曲线，地层压力、井底流压、油压下降快。投产初期，地层压力为 37.74MPa，气油比为 $2288m^3/t$，到 1994 年 9 月注气前，地层压力已降到 22MPa 左右，气油比上升到近 $5000m^3/t$。而到 1997 年底，生产气油比已上升到 $7800m^3/t$ 左右，井口压力只有 8MPa 左右，接近油气外输所需的最小井口压力，从此只能采取间开的方式生产。其他气井的生产动态与柯 21 井相似。

2)近井地带反凝析液对气井生产压差和产能有明显影响

凝析气藏的一个突出特点是井底压力降低后将形成一个反凝析区域，增大气相渗流阻力，降低其有效渗透率，从而增大附加压力损失。反凝析对气井生产最明显的影响是生产压差不断增大，井底流压和井口压力不断降低，油气产能不同程度地递减，气油比随地层压力降低而不断上升。柯 21 井投产初期生产压差 5.3MPa，日产气 $8.78\times10^4m^3$，到 1995 年 9 月生产压差 13.2MPa，日产气量降为 $4.01\times10^4m^3$，到 1998 年只能采取间开生产。柯 242 井投产初期生产压差 1.07MPa，日产气 $15.7\times10^4m^3$，到 1994 年 9 月注气前，在相同压差下日产气 8.2×

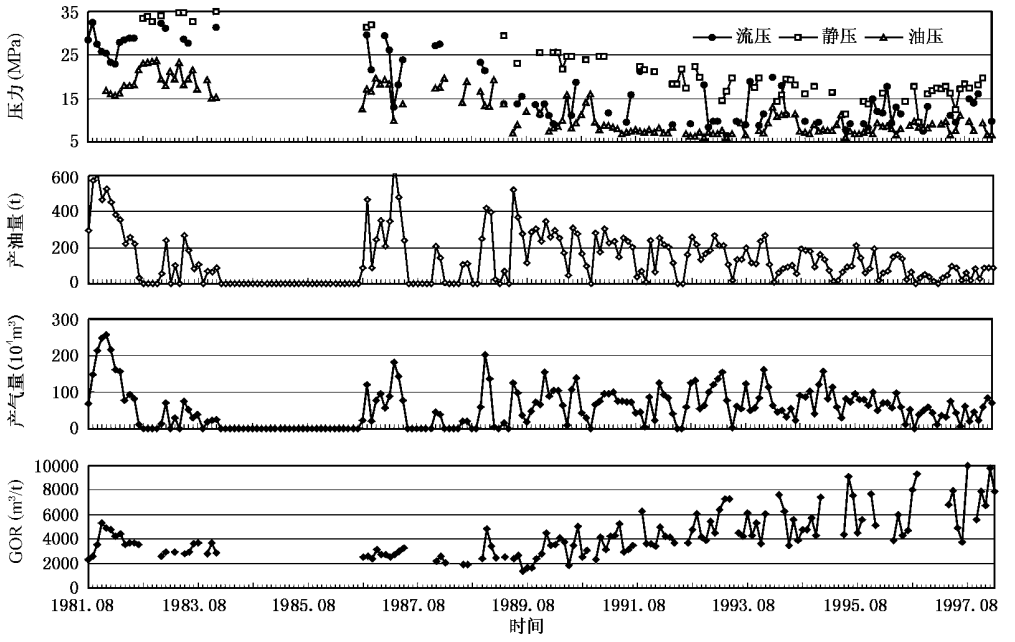


图 7.2　柯 21 井生产动态曲线

$10^4 m^3$。一系列气井的生产测试资料表明:反凝析严重影响气井的产能,影响程度取决于投产时的压力水平以及地层压力的变化趋势。

早期投产时气井压力高,凝析油含量高,在降压开采的过程中近井地带反凝析液饱和度越来越大,气相渗透率大幅度降低,从而使生产压差增大。

在较低压力下投产的井,由于气相中的大量的重质组分在过去的降压开采过程中凝析并残留在储层孔隙中,流向气井的凝析气已经比较"干"了,尽管在生产压差作用下近井地带还会有反凝析液析出,但数量较少,对气相有效渗透率的影响减弱,对气井产能影响相对较小。但是,在较低压力下投产,气井初始产量比较低。

以上分析表明:用衰竭式方法开发地露压差小、凝析油含量高的凝析气藏,近井地带乃至整个地层中的反凝析现象不可避免,效果很差。

4. 循环注气保压开采特征

1)地层压力基本稳定

1994 年 9 月,$X_5^1(3)$凝析气藏(图 4.6)作为一个独立层系实施循环注气保压开采,试验区平均地层压力基本保持在 23.0MPa 左右,如图 7.3 所示。注气初期,因注气量少于采出量,地层压力略有下降,即从 1994 年 8 月的 23.19MPa 下降到 1995 年 2 月的 22.3MPa。1995 年 4

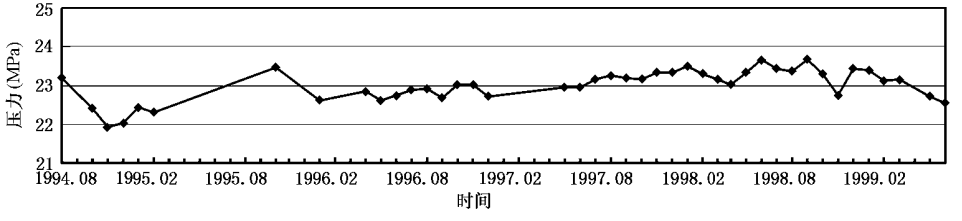


图 7.3　$X_5^1(3)$先导试验区地层压力变化

月,注采比调整为大于 1.0 后,地层压力逐步回升,1997 年 3 月～11 月,注采比 1.6,地层压力

上升，略高于注气初期的压力，最高达到 23.66MPa。由于试验区不是一个封闭的系统，受周围采气井的影响，在后期降低注采比的情况下，地层压力降低到 22.53MPa。

2）生产气油比先降低后升高

生产气油比的变化规律，直接反映了凝析油含量的变化规律。同衰竭式开采相比，生产气油比有大幅度的降低，见图 7.4。1992 年到 1994 年 8 月衰竭式开采期间，气油比变化范围在 3000～7000m^3/t。注气初期，气油比降低，一般稳定在 4200m^3/t 附近。1995 年 10 月柯 243 井气窜后气油比开始上升，且上升速度较快；1996 年 5 月柯 250 井也发生气窜，加剧了气油比的上升。1997 年 3 月到 11 月，把注采比提高到 1.6 左右，气油比最高超过 7000m^3/t。同年 7 月把观察井柯 415 改作采气井，1998 年又以柯 241 井接替柯 250 井，并降低注采比，气油比下降到 4500～5000m^3/t 的水平。1998 年 11 月，气油比超过 6000m^3/t，井组已经气窜。由于井距和储层物性的不均匀及各方向采气量的不平衡，各方向气窜时间不一致。

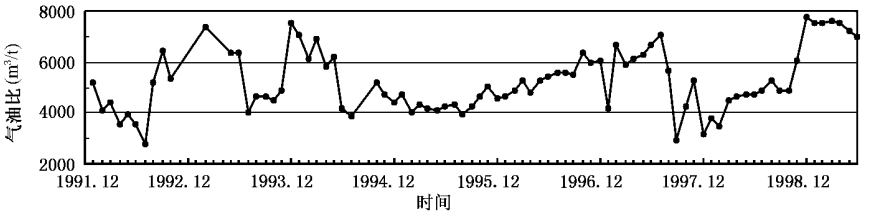


图 7.4　X_5^1(3)先导试验区气油比变化曲线

3）注、采井的渗流条件得到改善

（1）采气井渗流条件得到改善：

衰竭式开采，地下反凝析降低了地层的渗流能力。注气后，地层能量得到补充，反凝析速度得到遏制，注入干气将地层凝析油中的部分中间烃组分再次蒸发，储层有效渗透率均有不同程度的提高。1995 年 10 月和 1996 年 8 月先后两次对注气试验区的三口气井进行了试井分析，试井解释结果表明：柯 243 井的地层渗透率由 $2.18\times10^{-3}\mu m^2$ 提高到 $4.93\times10^{-3}\mu m^2$；柯 250 井由 $13.53\times10^{-3}\mu m^2$ 提高到 $63.56\times10^{-3}\mu m^2$。对柯 233 井 1990 年 9 月与 1996 年 8 月两次试井解释结果进行比较，有效渗透率由 $14.48\times10^{-3}\mu m^2$ 提高到 $33.33\times10^{-3}\mu m^2$。

（2）注气井吸气能力好：

注气井柯 242 日注气 $30\times10^4 m^3$ 时，井口注气压力 22.4MPa，略低于平均地层压力，说明地层吸气能力很好。随着注气时间的推移，吸气指数呈上升的趋势，如图 7.5。1996 年 10 月底，由于施工作业中把水压入注气井中，吸气指数迅速下降。采取放喷措施后，吸气指数由 $0.43\times10^4 m^3/(MPa^2\cdot d)$上升到了 $0.5\times10^4 m^3/(MPa^2\cdot d)$，最高达到 $0.61\times10^4 m^3/(MPa^2$

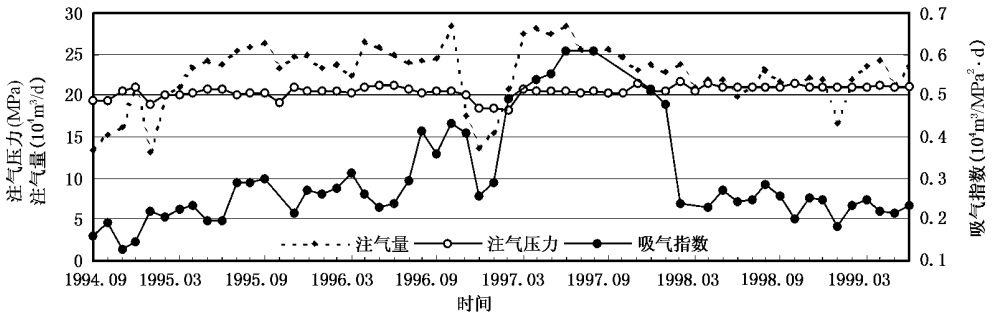


图 7.5　K242 吸气能力曲线

·d),有效地解除了注气井底的污染。

4)地面流体性质与气窜有关

衰竭式开发表明,随地层压力降低,地面油表现上溪相对密度、粘度、凝固点、初馏点降低,馏分增加。凝析油越来越轻,重组分减少。注气后,地面流体性质趋于稳定。

(1)气窜前凝析油含量、物性变化小,气窜后有较大变化。

与衰竭式相反,1994 年 9 月—1996 年 6 月注气前期,在较低注采比条件下,位于构造中部的柯 233 井,由于注入气未突破,天然气相对密度、50℃粘度、初馏点等基本稳定(图 7.6);凝析油中较重组分(C_{11+})也保持相对稳定(图 7.7)。气窜后,重组分在一段时间内呈增加的趋势,这与气驱前缘蒸发出一定量的反凝析油有关。

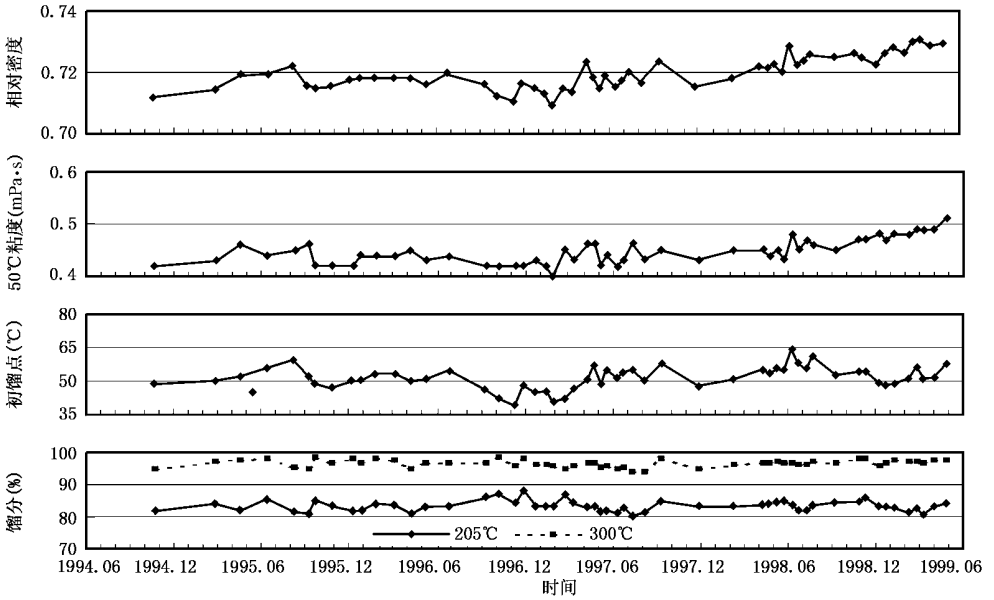


图 7.6 柯 233 井油常规分析

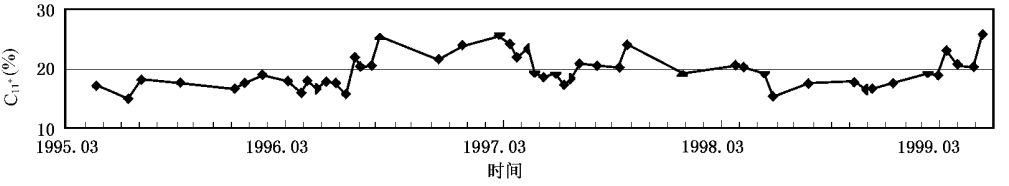


图 7.7 柯 233 井凝析油重组分摩尔含量变化

(2)井流物组分的变化。

构造中部的柯 233 井,离注气井远,在循环注气的早期阶段,井流物中 C_1 含量相对稳定,C_{5+} 含量缓慢降低;提高注采比以后,C_1 含量增加,C_{5+} 含量达到了较稳定状态(图 7.8)。而构造边部的柯 243、柯 250 井,井流物中 C_1 含量增加较快,C_{5+} 含量减少速度快(图 7.9、图7.10),这也是气窜的先兆。气窜时 C_{5+} 变化率 60%左右,且气窜后变化幅度小,处于相对稳定状态。

5)注入介质前缘突破生产气井井底的判断及渗流规律

注入介质前缘突破生产气井井底(气窜)的判断,目前国内外还无统一的定量标准,试验区注入气体中又没有加入示踪剂。数值模拟以气油比变化率来判断,即注气后气油比的增量与注气初期的稳定气油比的比值。对试验区,在地层压力基本稳定的前提下,气井生产气油比变

化率超过 20%则认为该井已气窜。由于注气时各生产井气油比相差较大,因此,仅考虑气油比变化率也不完全合理,还应该结合井流物中 C_{5+} 含量减少的幅度等进行综合判断。

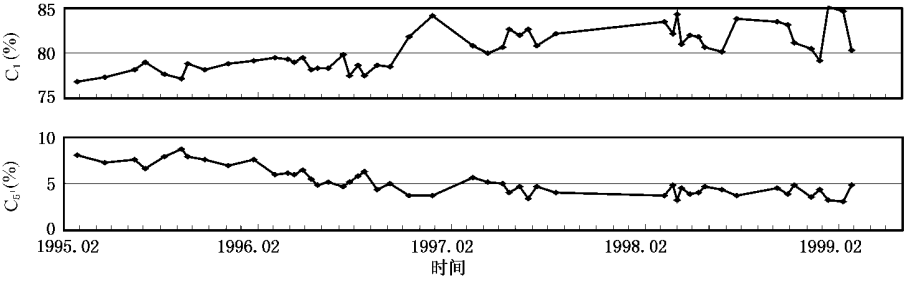


图 7.8　柯 233 井井流物分析

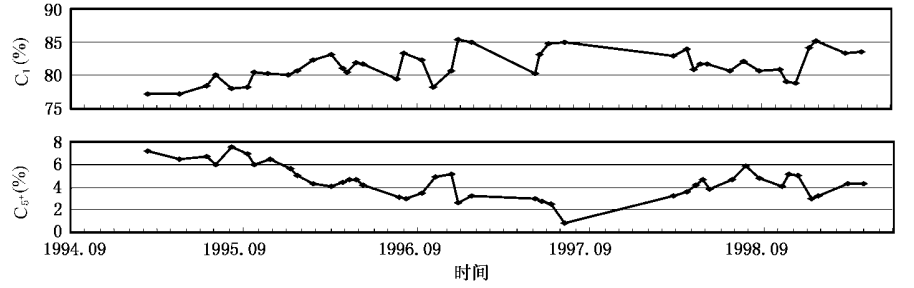


图 7.9　柯 243 井井流物分析

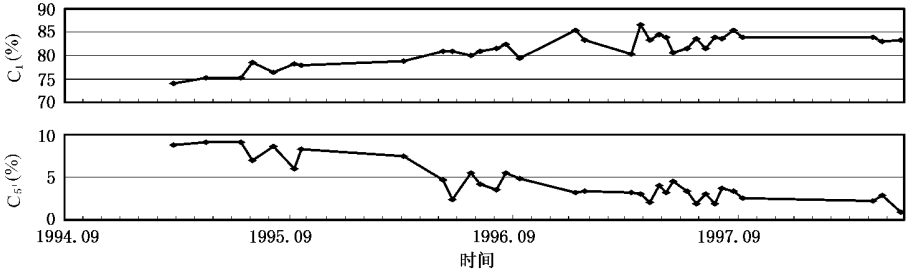


图 7.10　柯 250 井井流物分析

对试验区三口采气井气窜时间的判断如下:柯 243、柯 233 井气油比变化率超过 20%后呈上升趋势,即认为这两口井分别于 1995 年 10 月和 1998 年 3 月气窜(表 7.5)。因柯 250 井注气初期气油比较低,参考了井流物中 C_{5+} 含量的变化率,认为该井于 1996 年 5 月气窜。

表 7.5　柯 243、柯 250、柯 233 井气窜时间判断

次序	井号	气窜时间	初期 *GOR* (m^3/t)	*GOR* (m^3/t)	ΔGOR (%)	ΔC_{5+} (%)	累计注气 ($10^8 m^3$)
1	K243	1995.9	4068	4678	15.0		
		1995.10		5550	36.5		0.8402
2	K250	1996.4	3359	4387	30.6		
		1996.5		5192	54.6	45	1.3553
3	K233	1998.2	4275	4608	7.8		
		1998.3		5523	29.2	50	2.8605

6)循环注气改善生产井渗流条件经验的推广——干气吞吐解堵

上面已经介绍了循环注气可以改善注、采井的渗流条件。根据这一经验,2002 年以来针

对柯克亚上游组一些采气井(柯 416、柯 354、柯 233)由于凝析油污染造成气井停产的情况,开展了注干气吞吐解堵的机理模拟研究,并于 2002 年 8 月后对一些有生产潜力的气井实施了注干气吞吐解堵的现场试验。机理模拟和现场实验的结果表明:注干气吞吐可以有效地改善生产井渗流条件,使之能继续正常生产。

柯 416 井因无法正常生产而关井,吞吐前关井油压为 8.8MPa。2002 年 8 月进行注干气吞吐解堵试验,累积注入干气 $19.87\times10^4m^3$。开井测试,日产气 $5.5\times10^4m^3$,凝析油 0.3t,油压 10.5MPa。开井生产一个月之后,进行第二次吞吐试验,注入干气的吞吐量增加到 $153\times10^4m^3$,2002 年 10 月开井生产,日产气 $5\times10^4m^3$,日产凝析油 2t。至 2003 年 6 月,累积产天然气 $1338\times10^4m^3$,凝析油 662.0t,目前仍然能正常生产。

柯 354 井吞吐前关井油压为 14.5MPa。2002 年 10 月进行注干气吞吐解堵试验,共注入干气 $103.52\times10^4m^3$。11 月开井,日产气 $(4\sim5)\times10^4m^3$,日产凝析油 1～2t。至 2003 年 6 月,累积产天然气 $761\times10^4m^3$,凝析油 329.0t,至今一直能稳定自喷生产。

柯 233 井吞吐前关井油压为 13.0MPa。2002 年 10 月进行注干气吞吐解堵试验,共注入干气 $126.85\times10^4m^3$。11 月开井,至今一直能稳定自喷生产,日产气 $(5\sim6)\times10^4m^3$,凝析油 1～2t。至 2003 年 6 月,累积产天然气 $359\times10^4m^3$,凝析油 183.8t。

5.循环注气开发调整措施、效果及注气井的管理

X_5^1(3)凝析气藏开发调整的目的,是降低气油比,提高凝析油的采出量。主要调整内容是注采井的注采气量和采气井网。

(1)注采量的调整。调整注采量,就是要使注入气体沿各个方向均衡推进,避免沿某一方向渗流过快以及生产井气油比上升过快。柯 243、柯 250 井分别于 1995 年 10 月和 1996 年 5 月相继气窜。1995 年 11 月—1996 年 5 月在试验区注入量比较稳定的情况下,柯 243 井日采气量由 $7\times10^4m^3$ 降低到 $(4\sim5)\times10^4m^3$,遏制了气油比的上升速度。1997 年 12 月—1999 年 6 月,把柯 243 井的日采气量降低到 $3.5\times10^4m^3$,气油比降低到 $5000m^3/t$ 左右的较低水平;而对于柯 250 井,尽管把日采气量降低到 $4.5\times10^4m^3$,气油比仍然继续快速上升,于是 1998 年由柯 241 井接替柯 250 井生产。对柯 233 井,1998 年 3 月气窜以前,虽然多次调整采气量,气油比仍然保持稳定,气窜后采气量未作调整。

静态上,柯 233 井与注气井之间的储层较均质,调整采气量对生产影响不大;柯 243 井层间非均质性较强,孔渗差异性较大,大幅度降低采气量才可以降低气油比;而柯 250 井只射开了上面两层,气窜之后,降低采气量达不到降低气油比的目的。

在高注入量条件下,即使降低采气量,气窜井也不会取得好的开采效果:1997 年 3 月—1997 年 11 月,提高了注入量(注采比 1.6 左右),同时降低两口气窜井(柯 243、柯 250)的采气量,对柯 243 井还采取关井、间开等措施,气油比仍然迅速上升到 $8000m^3/t$ 以上。

(2)井网调整。如果注入量、采气量的调整都达不到降低气油比的目的,就应该考虑调整采气井网,这样可以扩大注入气体的波及范围。

试验区井网是建立在老井利用的基础上的,不可避免地会出现井距的不均匀性。储集物性的差异性,也必然会导致注入介质沿各方向推进的不均匀性。针对这种情况,为了保证凝析油的最大采出量,需要及时作出井网调整决策。

观察井柯 415 距注气井最远,见图 4.6,受注入介质的影响小。在注气初期,该井以小产量生产,1996 年 3 月至 1997 年 8 月关井。在柯 243、柯 250 井相继气窜后,一方面调整了这两口井的采气量,另一方面,于 1997 年 9 月把柯 415 调整为采气井,有力地保证了凝析油的产

量。1998 年 5 月,又及时把柯 241 井上返接替柯 250 井,且把柯 250 井改作观察井。井网调整进一步扩大了气驱波及系数,推迟了注入介质全面突破的时间,提高了试验区的整体开发效益。

(3)注气井的管理。对注气井的管理主要进行了注入介质的监测。方案要求注入介质中 N_2+C_1 占 91%,C_2+C_3 占 9%。由于天然气净化系统的限制,注入介质纯度不够,混入少量的 C_4、C_5 组分,从现场实施效果看,没有影响压缩机的安全运行。

总的来说,循环注气后,注气井的吸气指数得到改善,但有时其他施工作业会对注气井井底周围造成污染,降低吸气指数。解除注气井井底周围污染的有效方法是对注气井放喷。1996 年 11 月,施工作业过程中通过地面管线把水压入注气井中,施工完毕后对注气井放喷,吸气指数由 $0.4\times10^4 m^3/(MPa^2\cdot d)$ 增加到了 $0.6\times10^4 m^3/(MPa^2\cdot d)$。1999 年 5 月利用检修的机会,对注气井第二次放喷,也收到了良好的效果。

6. 经济效益评价

1994 年 8 月至 1999 年 8 月,X_5^1(3)凝析气藏实施循环注气后已生产凝析油 $6.93\times10^4 t$。至 1999 年底,X_5^1(3)凝析气藏凝析油采出程度已达到 39.2%,比衰竭式采收率 21% 提高了 18.2%(多采出凝析油 $5.84\times10^4 t$),此外,还增加液化气 $1.29\times10^4 t$。

循环注气配套的固定资产总投资为 4297 万元,在整个评价期,凝析油价格以 983.25 元/t 计算。因为 1998 年下半年以前,这部分凝析油在本企业内部以此不含增值税的价格销售,1998 年下半年以后与国际油价接轨,价格变动不大,为便于计算,仍用上述价格计算。液化气的销售价格在 1300 元/t 上下浮动。

依据柯克亚油矿财务科对循环注气站的财务核算报表,按比例确定由于循环注气增产的凝析油、液化气的生产成本。销售收入按循环注气比衰竭式多生产的凝析油和液化气计算。全部投资财务净现金流量见表 7.6。通过现金流量表测算出以下指标:投资回收期(含建设期)6 年,财务净现值 3601 万元,财务内部收益率 14.26%。由此可见,本项目经济效益良好。此外,1994 年 9 月至 1999 年 8 月,实施循环注气后,三口原本限产和停产的外供气源井得以正常生产,增产凝析油 $6.53\times10^4 t$,销售收入增加了 6420.6 万元,是循环注气开发方式为企业带来的另一间接经济效益。

表 7.6 净现金流量表 单位:万元

序号	项目名称	建设期	生产期						合计
		1993 年	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	
1	现金流入	0	270	1613	1133	1202	1793	3817	9828
1.1	产品销售收入		270	1613	1133	1202	1793	3817	9828
1.2	回收固定资产残值							2880	2880
1.3	回收流动资金							190	190
1.4	其他								0
2	现金流出	4487	102	329	311	507	304	187	6227
2.1	固定资产投资	4297							4297
2.2	流动资金	190							190

续表

序号	项目名称	建设期	生产期						合计
		1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	
2.3	经营成本		102.44	328.93	311.42	507.2	303.51	187.07	1741
2.4	其他								0
3	净现金流量	−4487	168	1284	822	695	1489	3630	3601
4	累计净现金流量	−4487	−4319	−3035	−2213	−1518	−29	3601	
计算指标		所得税前 财务净现值=3601　　折现率=12% 投资回收期=5.3年(含建设期) 财务内部收益率=14.26%							

7. X_5^1(3)凝析气藏晚期循环注气小结

通过先导试验区循环注气成功实施六年和对试验区的跟踪研究,取得了以下认识:

(1)取得合格的PVT样品对研究相态变化非常重要。

(2)实施循环注气保压开采,可获得优于衰竭式开发的经济效益。截止于1999年底,试验区凝析油采出程度比衰竭式开采的采收率提高了18.2%。同时,模拟表明在原始露点压力附近实施循环注气保压开发,效果最佳。

(3)保压开发维持了地层能量,有效控制了地下反凝析现象,改善了地层的渗流能力,为提高凝析油和天然气的采收率创造了条件。

(4)不同开采方式对气井生产能力影响大。对于地层压力较低而凝析油含量较高的气藏,采用衰竭式开采往往会造成近井地带反凝析液污染,降低气井产能,甚至影响集输。具备循环注气条件的凝析气藏,尽可能实施早期注气保压开采方式。

(5)在循环注气地层压力基本稳定的情况下,气油比变化率超过20%,井流物中C_{5+}含量减少幅度50%～60%左右,可以作为判断气窜的准则。

(6)开发过程中的调整措施应配合使用。注采比的调整对凝析油产量、采收率有影响,注采比保持在1左右最合适。应根据注气后的生产动态,及时调整各生产井采气量或注采井网,扩大气驱波及系数,避免注入气沿某一方向高速突进。储层非均质较强的井,停注后继续开采,一般会获得较高的凝析油产量。

(7)因其他施工作业对注气井造成的伤害,可以通过放喷解除井底污染,改善渗流能力。

(8)对于反凝析污染严重的生产气井,可以通过回注干气进行解堵,使停产气井恢复正常生产。

二、实例二——大张坨凝析气田注气开发实施效果分析及总结[2,5,6,7]

大张坨凝析气田是在柯克亚凝析气田之后,于1995年1月采用循环注气开发的凝析气田,是国内首次整体实施注气开发的整装凝析气藏,1999年底停止循环注气,改为储气库。循环注气五年多来,开发取得了较高的水平和较好的效益。

1. 气田概况

大张坨凝析气田位于天津市大港区南部的北大港水库泄洪区内,距天津市区约45km。构造上位于板桥凝析油气田板中断块西部,大张坨断层下降盘。该区在1975年以前用"51"型地震资料圈定了构造,构造面积为12km²(图7.11)。1975年5月在板52井获得高产油气流,

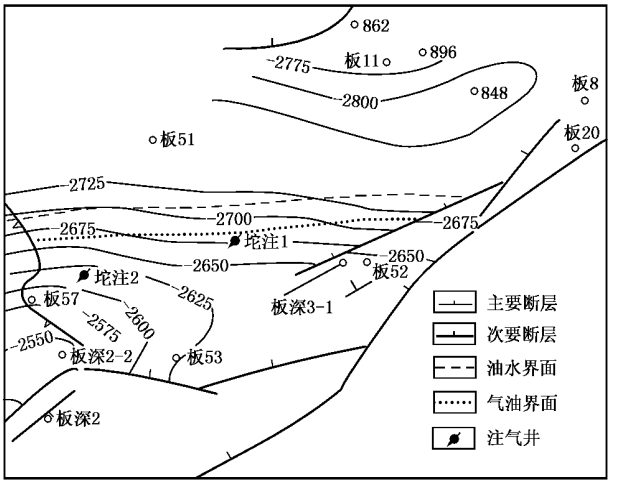


图 7.11　大张坨凝析气藏构造及井位图

用 10mm 油嘴，日产油 97.8t、产气 22.2×10⁴m³，发现了大张坨凝析气田，含气层位是古近系沙一段下部板Ⅱ油组 1 小层。后来陆续进行了二维数字地震勘探，1997 年在千米桥地区进行三维地震采集，覆盖了本工区板 52 井以东地区。

工区内共有完钻井 10 口，其中取心井 2 口，进尺 43.2m，岩心长 43.08m，有各类含油气岩心长 14.51m，有 6 口井在板Ⅱ1 小层获工业油气流，工程报废井 1 口。该区于 1994 年下半年进行试采，1995 年 1 月 16 日开始正式进行二注二采循环注气开发，边部注气，顶部采气。在实际实施过程中，1997 年完钻了板深 3—1 井，在板二油组 1 小层试油（厚度3.8m/2 层，仅出少量气）表明大张坨凝析油气藏局部砂体变化，暴露出开发方案研究中的地质认识与实际情况出现矛盾，因此，在 1998 年进行了方案调整。

2. 主要地质特点

1）构造特征

（1）构造形态及圈闭类型：

大张坨凝析气藏板Ⅱ油组顶面为一西高东低的鼻状构造，上倾方向由砂岩尖灭和断层遮挡形成断层岩性复合圈闭。含气层位为板Ⅱ油组 1 小层，其顶面构造高点埋深－2565m，溢出点－2800m，构造幅度 235m，东西长 5km，南北宽 3km，圈闭面积 12km²。构造高点位于西南方向板 57 井附近，地层倾向北东，倾角 5°～6°，北端面临板桥凹陷，北东方向通过鞍部水体与板桥油气田中断块南北高点连通。北面为一较大水域，南面为大张坨断层，西面为岩性尖灭带，东面与板桥中区板Ⅱ组共享同一个水域，是一个断层和岩性复合圈闭的鼻状构造。

构造特点是西部构造简单，地层略陡；东部地层平缓，在板 52 井附近存在一个局部高点，在板深 3—1 和板 52 井之间有一个小型鞍部；在大张坨断层附近，发育一组派生断层，走向与大张坨断层成 30°左右夹角。

（2）断裂特征：

本区为板桥断裂构造带构造最简单的区块之一，共发育 7 条断层，其中东部大张坨断层为长期发育的同沉积正断层，控制板桥油气田构造形成和地层的沉积及油气分布。该断层走向北东，倾向北西，断层倾角 35°～53°，断距 200～770m，本区为 250m，延伸距离超过 15km。该断层早期开启，成为油气垂向运移的主要通道，后期封闭，形成断层遮挡，是大张坨凝析油气藏东部的边界断层。其余 6 条断层均为大张坨断层的派生断层，规模较小，走向北东东或东西向，与大张坨断层呈 30°～45°夹角，延伸长度 1.0～1.6km，断距 15～30m。除在板 53 井上倾部位的断层对油气分布形成遮挡，起圈闭作用以外，其余断层对油气分布不起控制作用。

2）储集层特征

（1）沉积环境及微相划分：

黄骅断陷盆地与周围隆起和褶皱山系之间以大断裂相接，古近系沙河街组沉积时为断块

扩张期，水域扩大，形成内陆湖泊型断陷盆地。据岩相古地理研究，当时的古气候属温暖湿润型。因雨量较充沛，大量高密度洪水顺山区河流直接流入湖盆，沿盆地边缘形成水下冲积扇沉积体。板桥油组普遍发育薄层(15cm 左右)鲕状灰岩及含砂屑生物灰岩，泥岩为灰绿色，偶见泥裂构造，从沉积特征分析，属于浪基面以上的浅水环境沉积。

据板Ⅱ油组沉积微相研究，在水下冲积扇扇端亚相区，由于地势趋于平坦，水动力条件减弱，水下河道开始分叉，变为分支水道，是扇端亚相主要沉积类型，分支水道砂体为主要储集层。

(2)岩性特征：

板Ⅱ油组岩性主要为灰白色砂岩与灰色、深灰色泥岩互层，从板 57 井岩心观察，气层部位砂岩单层厚度一般小于 10m，以粉砂岩为主，与泥岩和泥质粉砂岩呈薄互层状，夹少量细砂岩和中砂岩，顶部一层为厚 0.3m 的含螺鲕灰岩。

坨注 1 井与板 57 井岩性特征相似，但以细砂岩为主。根据薄片分析资料，储层砂岩中碎屑占 82%～90%，其中石英占 28%～35%，长石占 45%～52%，岩块占 17%～25%，岩性主要为岩屑长石粉砂岩和细砂岩。颗粒圆度为次尖—次圆状，分选中上—好，风化程度中等，胶结物中泥质约占一半，其余有钙质、黄铁矿、白云石等，胶结类型以接触式为主。

(3)砂体分布特征：

板Ⅱ油组储集层砂岩以重力流水道沉积为主，砂岩单层厚度不等，一般小于 10m，最厚达 31.4m，砂体分布范围自下部的 6 小层到上部的 1 小层明显扩大，砂层厚度也增大，具明显的反旋回特征。位于扇端亚相区的大张坨地区仅上部的 1、2 号小层发育有砂岩，向西南方向砂岩由厚层块状到砂泥互层状，最后尖灭。

根据砂体内部的沉积韵律和夹层分布情况，将板Ⅱ油组 1 号小层进一步细分成 4 个单砂层，每个单砂层厚度小于 6m。平面上，砂体呈席状分布，与板中断块南北高点砂体连通，气藏主体部位渗透砂岩厚度为 7～12.2m。

(4)物性特征：

据岩心分析资料，本区板$Ⅱ_1$小层砂岩孔隙度为 10.2%～29.3%，一般为 20%～25%，渗透率一般为$(0.27\sim15.4)\times10^{-3}\mu m^2$。板 57 井因位于砂岩尖灭线附近，物性较坨注 1 井差。板 57 井有 4 块样品做了承压条件下物性分析，从实验结果看，在地层压力下的岩石物性较常规实验条件下的孔隙度减少 1%左右，渗透率也相应降低。

3)流体性质及油气层分布特征

(1)油气层分布特征：

大张坨凝析气藏目的层为板Ⅱ油组 1 小层，在构造上倾部位砂岩尖灭，构造低部位通过边水与板桥中断块板Ⅱ油组气藏相连。平面上气层分布连片，连通性好，分布集中在渗透砂岩主体部位，气层有效厚度 4.6～12.4m，平均 7.67m，为一受岩性和构造控制、具有边水、带小油环的凝析气藏。含气高度 110m，油环高度 20m，气油界面－2675m，油水界面－2695m，见图 7.12。

(2)流体性质：

天然气相对密度 0.6035～－0.7659，甲烷含量 77.91%～82.02%，CO_2+N_2 含量小于 4%。凝析油具有四低的特征，即相对密度低：0.732～0.764；粘度低：0.64～0.9mPa·s；凝固点低：－15～－30℃；初馏点低：30～46℃。地层水为 $NaHCO_3$ 型，总矿化度 7089mg/L。凝析油含量 630g/m³，为高含量凝析油气藏。

(3)温度压力系统

板 52 井板Ⅱ油组 1975 年试油，测得原始地层压力为 29.77MPa(油层中部深度 2660m)，地层静温 105℃，地层压力系数 1.1，地温梯度 3.95℃/100m。

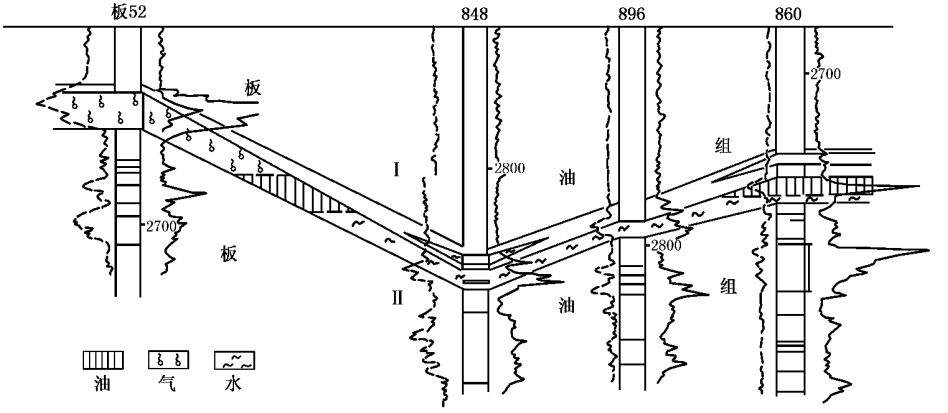


图 7.12　大张坨凝析气藏板Ⅱ$_1$小层油层剖面图

3. 地层流体相态特征

大张坨凝析气藏进行了多次取样及 PVT 流体样品分析并绘制了相态图，反映出大张坨凝析气藏具有高含油量(630g/m^3)、高饱和、高反凝析液量的组分构成和相态特点。具体表现如下。

1)地露压差小，凝析油饱和度高

大张坨凝析气藏从 1975 年发现至今已先后钻井 6 口，其中有 5 口井获得工业油气流，这 5 口凝析气井均使用加拿大制造的挪威特三相分离器进行试油、系统试井及高压物性取样，先后共取 6 样井次，即板 52(2 次)、板 53、板 57、坨注 1、坨注 2。除坨注 1 井取样时，由于生产不稳定，判定样品不合格未做 PVT 室内试验外，其余井在取样时气井生产稳定，井筒测得的流压梯度在不同的深度均相近，表明气井生产时的天然气流速能全部将井筒中的反凝析液带到地面分离器，可在地面条件下取到代表地层条件的样品。在室内按规程做了各项参数的测定，其井流物组分参数见表 7.7。

表 7.7　井流物的主要物性参数

井号		板 52		板 53	板 57	坨注 1	坨注 2
取样时间		1987 年	1994 年	1994 年	1991 年	1994 年	
组成(%)	N_2	0.54	1.27	1.104	0.00	1.04	0.35
	CO_2	1.00	1.00	0.430	0.67	0.87	0.40
	C_1	68.55	68.22	67.932	72.81	68.80	70.73
	C_2	11.22	11.26	11.366	8.41	11.10	10.93
	C_3	6.42	6.12	6.193	5.06	5.99	5.96
	iC_4	1.63	1.59	1.644	1.51	1.69	1.64
	nC_4	2.03	2.03	2.186	2.02	2.19	2.08
	iC_5	0.94	0.86	0.957	1.11	0.94	0.91
	nC_5	0.83	0.79	0.859	1.07	0.84	0.79
	C_6	1.82	1.16	1.274	1.58	1.16	1.12
	C_7^+	5.02	5.70	6.055	5.58	5.38	5.09
	C_1+N_2	69.09	69.49	69.036	72.81	69.88	71.08
	$C_2-C_6+CO_2$	25.89	24.81	24.909	21.43	24.78	23.83
气油比(m^3/m^3)		1206	1437.5	1289	1611	1684	1540
最大反凝析压力(MPa)		12.74	12.74	12.74	12.74	12.74	12.74
最大反凝析液量(%)		14.4	7.94	9.97	10.8	11.28	9.67
评价		稳定	未稳定	稳定	稳定	未稳定	稳定

可靠性	可靠	参考	可靠	可靠	参考	可靠

利用相平衡 EOR 系统软件计算了凝析气藏相图。将大张坨 5 口井 6 井次样品叠加在一起可以看出：每口井的烃类流体相态图的形态是相似的；温度座标上两相区的最大范围为－90～254℃，跨度达 344℃，反映了高重烃含量气藏的相态特点，见图 7.13。

2)衰竭过程中反凝析现象严重

在所有样品中，反凝析现象均比较强烈，反映出高凝析油含量、高饱和、高反凝析液量的凝析气藏相态特征。

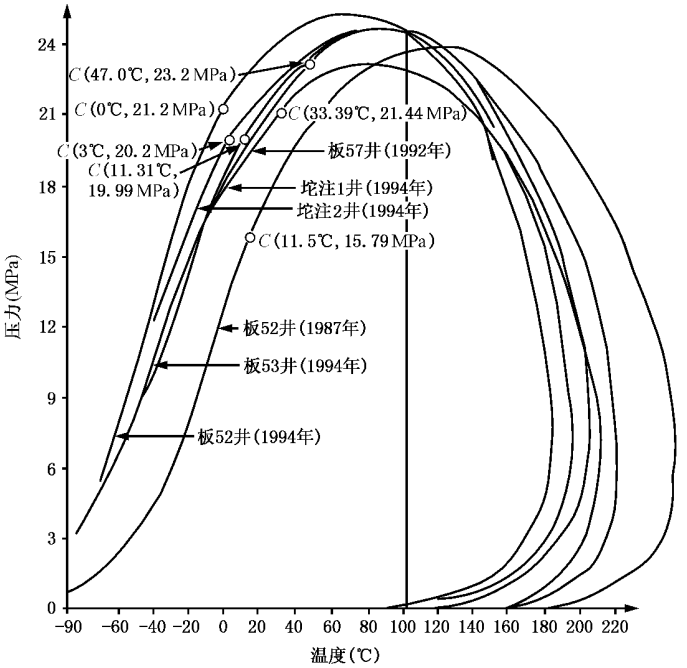


图 7.13　大张坨 5 口凝析气井流体 P－T 相态图

凝析气露点压力与取样时的地层压力相近，一般在 24～25MPa。只有板 57 井因处于构造最高部位，凝析油饱和度较低，实验露点压力约 22.5MPa。所有样品的快速反凝析区高于 16MPa，地下反凝析液量在 16MPa 时达到最大，约占地下孔隙体积的 10％以上(图 7.14)。原始流体样品的(板 52 井 1987 年样品)最大反凝析液量达 14％。地下含油饱和度的增多，对气相渗流能力有一定的影响。

4.试井动态及产能特征

1)产能试井

大张坨凝析气藏自 1975 年发现之后，根据取资料和地质综合评价的要求，曾先后对板 52、板 53，进行了 2～3 次的试井—封井—再试井工作，其稳定试井工作及录取的资料情况如下：

(1)产能试井情况：

板 52 井 1975 年 5 月试油获得工业油气流后，用 5 个油嘴进行稳定系统试井，采气指数为 1342～1769m^3/(MPa^2 · d)。系统试井后即打水泥塞封井。1987 年为在该井取 PVT 样品，钻水泥塞替喷后，用 7.1mm 和 11.9mm 两个油嘴进行系统试井，计算的采气指数为 790～

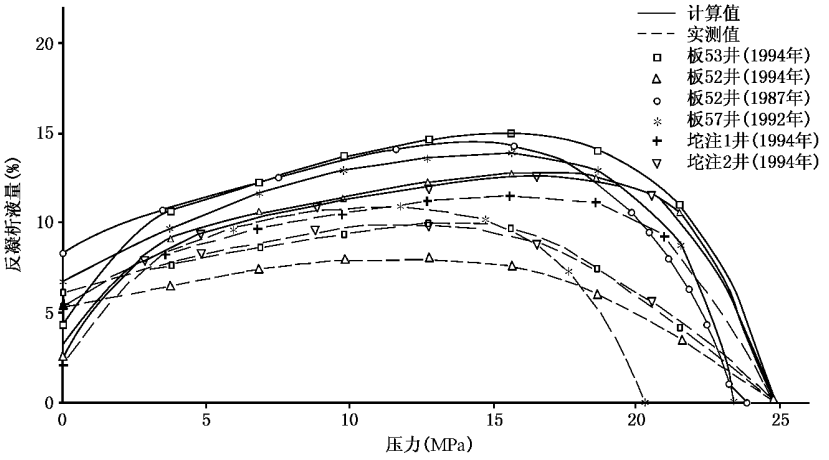


图 7.14　大张坨凝析气田反凝析液量曲线图

$1080m^3/(MPa^2 \cdot d)$，其间进行了 PVT 取样。完后又打水泥塞封井。1994 年准备进行循环注气开发，该井又重新钻水泥塞，并进行重复射孔，替喷后又用 4 个油嘴进行稳定系统试井，计算的采气指数为 $1392\sim2325m^3/(MPa^2 \cdot d)$。对每次稳定系统试井资料在双对数座标纸上绘制了系统试井曲线如图 7.15。从图 7.15 中可以得到以下两点结论：一是板 52 与板 53 井打水泥塞封井作业对储层是有污染影响的；二是证实这两口井的稳定系统试井是成功的。

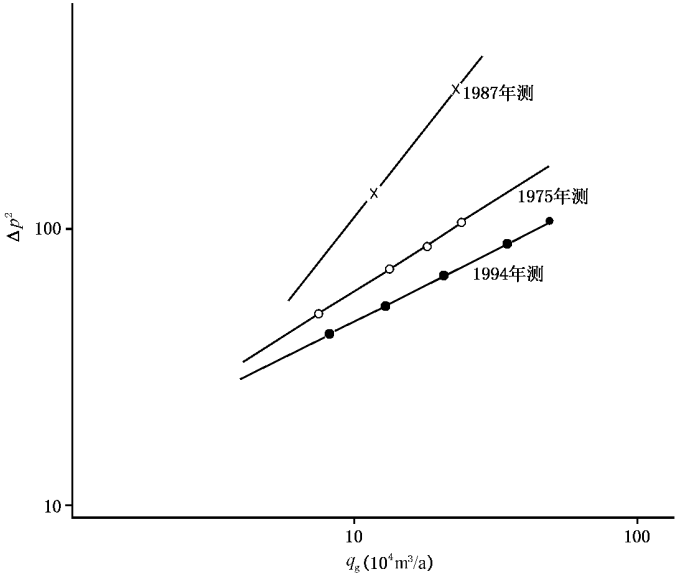


图 7.15　板 52 井不同时期的系统试井指数式特征曲线

(2)无阻流量及气井配产量的确定：

对板 52 和板 53 两口井 1994 年的系统试井资料，用指数方程分别进行了无阻流量的计算，其中板 52 井无阻流量为 $57.48\times10^4m^3/d$；而板 53 井的无阻流量为 $54.34\times10^4m^3/d$。

2)单井配产

根据板桥凝析油气田开发 20 余年的经验制定如下配产原则：

(1)枯竭式开采，气井单井生产能力不超过无阻流量的 1/3。

(2)注气开采，气井单井生产能力以满足注采平衡需要，单井生产速度可以按无阻流量的

1/3 或 3/5 配产。

基于板 52、板 53 和板 57 井的无阻流量，考虑到循环注气开发的需要和气井试气试井的实际天然气生产能力，配产指标为：

板 52 井：$19.16\times10^4 m^3/d$；

板 53 井：$18.11\times10^4 m^3/d$；

板 57 井：$7\times10^4 m^3/d$。

在实际生产过程中还可以调整，设计大张坨凝析气藏的日产量为 $40\times10^4 m^3/d$ 井流物，与板桥凝析油气田已开发的几口气井对比和经现场实施，这些产能设计是合理的。

3)不稳定试井

大张坨凝析气藏在 1988 年完钻的板 2—2 井落空，使西部的岩性尖灭带位置，成为该凝析气藏到底有多大规模和注气井如何部署的制约因素。于是，1991 年部署了板 57 井进一步落实，该井完钻后经地层对比证实：该凝析气藏的目的层存在，经试油获得工业油气流。为了落实凝析气藏西部边界，在板 57 井进行了高精度电子压力计的探边测试，其解释结果与气藏形态基本吻合，从动态上落实了气藏西部和南部边界。测试结果如下：第一条岩性尖灭线距该井 75m，第二条岩性尖灭线距该井 370m。根据探边测试资料，结合三维地震资料，确定了大张坨凝析气藏西部岩性尖灭带的走向及形态。

5. 开发设计研究

大张坨凝析气藏是一个构造比较简单、油气层比较单一、大面积分布、凝析油含量高并带有窄油环的凝析气藏。在确定该凝析气藏的开发方案时，主要进行的工作和程序如下。

1)井网、井距的确定

该凝析气藏从 1975 年发现至 1992 年才将该凝析气藏的构造形态、储集层的分布状况、油气水界面的分布关系搞清楚。由于气藏规模较小，要开发需要再钻井数少，难以实现规则布井，因此新钻井的位置只能考虑如何减少边水对气藏开发带来的不利影响，故采用了不规则的三角形井网。在注采井数上考虑了一注两采方案、两注两采方案和两注三采方案。由于该凝析气藏储层物性比较好，故选用两注两采方案，注采井距 1600m 左右，需新钻 2 口注气井，即坨注 1、坨注 2，并于 1994 年按注气要求完井。该凝析气藏共有 6 口井，其中两口注气井，两口采气井(板 52、板 53)两口观察井(板 51、板 57)。

2)开发方式的选择

利用多组分数值模拟软件对大张坨凝析气藏不同开发方式进行了研究，表明：保持压力可使大张坨凝析气藏凝析油的采收率比枯竭式开采有很大幅度的提高，因为相邻凝析气藏的枯竭式开采实践表明，凝析油的采收率一般在 30%左右，而且随凝析气藏原始凝析油含量的高低而上下浮动。鉴于这种情况，决定该凝析气藏选择保持压力的方式进行开采。

3)注入介质的筛选

对大张坨凝析气藏的注入介质进行筛选评定，其中评定的注入介质是甲烷(CH_4)、二氧化碳(CO_2)、氮气(N_2)、烟道气及采出气，采用多组分模拟软件开展了不同注入介质对凝析油采收率影响的机理研究，见图 7.16。

考虑到大港油区的资源现状，选定注入介质为处理后的干气。在注干气时，注入干气量与凝析油的采收率有直接关系，即注采比为 1 时最大，随注采比下降，凝析油采收率降低，图 7.17。

板桥油气田主要开发区于 1978 年相继投入开发，并开始担负向天津市和沧州市化肥厂的

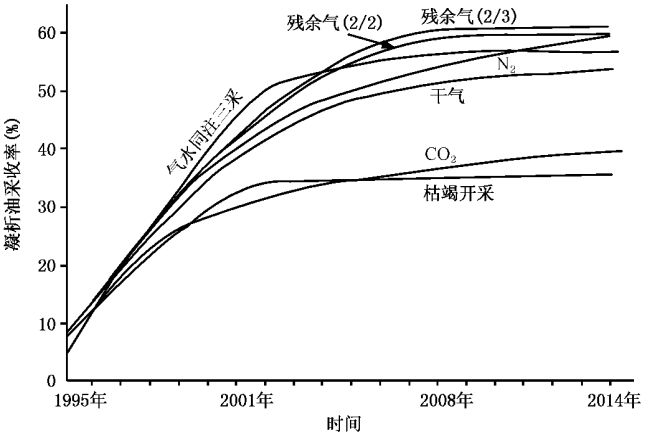


图 7.16　大张坨凝析气藏注入不同介质开发效果对比图

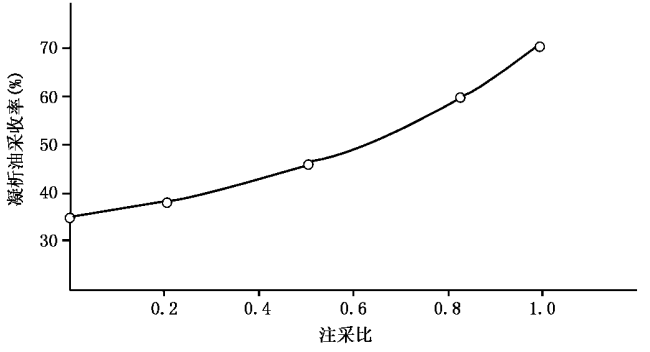


图 7.17　大张坨凝析气藏注采比与凝析油采出程度关系

供气任务。从近期来看，大港无外来补充气源，只有靠本凝析气藏采出的井流物，经油气分离去天然气处理厂处理后，返回大张坨凝析气藏进行回注。其返回量占凝析气藏采出井流物的 75%**以上，此注采比下的凝析油采收率可达到** 56.18%～60.5%**，可比枯竭式开采提高凝油采收率** 26%**以上。**

4)**注入气量、注入压力及注气周期**

大张坨凝析气藏两口注气井的设计总日注气量为 $32\times10^4m^3$**，对应此时的注入井口压力为** 25MPa**，注气周期为** 7 **年(该凝析气藏于** 1995 **年** 1 **月** 16 **日正式开始注气，到** 1995 **年** 8 **月份已全面达到方案指标)，注气结束时的累积注气量为** $7.67\times10^8m^3$**。**

5)**二注二采循环注气实施效果**

大张坨凝析气藏于 1995 **年元月** 16 **日开始循环注气，注气前分别对两口注气井注入了乙硫醇和氦气两种示踪剂，到** 1995 **年** 8 **月全面达到方案设计指标，两口井的井流物产量达到** $43\times10^4m^3$**，两口注气井的日注能力为** $32.7\times10^4m^3$**，注入井口压力为** 19～20MPa**，其设计指标与实际指标相符(表** 7.8**)。**

表 7.8　大张坨凝析气藏主要设计指标与实际指标对比

项　目	注气时的地层压力 (MPa)	井流物产量 (10^4m^3)	凝析油产量 (t/d)	天然气产量 (10^4m^3)	日注气量 (10^4m^3)	注气井井口压力 (MPa)

设计	24.17	40	236	37.5	30.0	25.074
实际	24.00	43	242	33.8	32.7	19～20

6.开发动态监测

为了监测大张坨凝析气藏循环注气的动态变化全过程,进行了下列动态监测部署:

(1)压力监测:

其目的是通过压力监测,了解压力的补充情况及边水和注入干气向各方向的运移动态,以及凝析气藏内的流体相态变化情况。为完成上述任务,将板 57、板 51、板 848、板 896 定为测压观察井。

(2)产出井流物的组分监测:

目的是了解凝析气藏生产过程中随地层压力的下降,产出井流物组分的变化情况。为实现这一目标,对板 52、板 53 井每月进行一次井流物组分分析。

(3)产出示踪剂的监测:

目的是了解和掌握注入干气突破到采气井的时间及来气方向。为实现这一目标在两口注气井注气前分别注入不同的示踪剂。

7.循环注气效果

1)凝析油含量递减慢,凝析油损失量减少

大张坨凝析气藏循环注气开发减缓了地层压降速度,减小了凝析油反凝析程度,开发 5 年(1995—1999 年),井流物中凝析油含量由 630g/m^3 下降到 450g/m^3,降低了 180g/m^3,降低率为 28.6%。而衰竭式开发,方案预计同期凝析油含量由 630g/m^3 降到 280g/m^3,降低 350 g/m^3,降低率 55.6%。注气开发与衰竭式开发相比,凝析油含量减少损失 170g/m^3。

2)气藏压降速度减缓,凝析油采出量增加

大张坨凝析气藏 1998 年 10 月测得地层压力为 22.17MPa,而方案预计衰竭式开采同期地层压力为 17.16MPa,压力相差 5.01MPa。在注采比为 0.75 的情况下,循环注气开发单位压降凝析油采出量是衰竭式开发的 6.8 倍。

3)凝析油量增产明显

大张坨凝析气藏到 2000 年 2 月累计生产凝析油与同期衰竭式开发预计生产凝析油10.74 $\times10^4$t 相比,已累计增油 15.49$\times10^4$t,注气开发比衰竭式开发平均月增产凝析油 3000t,阶段凝析油采收率提高 13.56%。

8.循环注气效益

大张坨凝析油气藏循环注气开发项目自 1995 年投入循环注气开发以来,截止到 1999 年 12 月循环注气开发结束,累计生产凝析油 26.23$\times10^4$t,累计回注天然气 4.17$\times10^8m^3$,累计采出井流物 4.52$\times10^8m^3$,干气回注率为 75%。采出的凝析油直接进入炼油厂加工炼制,采出的天然气经过气体处理厂回收液烃后部分回注地层,以保持地层能量。其余气量外供天津市和沧州化肥厂,为保证完成油田天然气外供任务起到了一定的作用。新增产值 31799 万元,新增利税 18235.3 万元,实现利润 9098.8 万元,平均年创利税 2263.4 万元。注气开发六年的投资利润率和投资利税率分别达到 20.86%和 31.14%,已接近方案十五年开发经济指标值 23.33%和 35.43%,经济效益显著。投资回收提前 1.23 年。

9. 小结

(1)大张坨凝析气藏是我国首例实施整体注气开发的凝析气藏，该凝析气藏循环注气五年，在开发上取得了较高的水平和效益，其成功的开发经验和监测技术可以为国内同类气藏的开发提供有益的启示和帮助。循环注气使凝析气藏的地层压力下降变缓，采气井的凝析油产量比较稳定。

(2)通过对该凝析气藏的地质特征、流体相态特征、开发方式、注采井网、注入介质、多组分数值模拟，现场监测及注气阶段总体评价等方面的研究，总结出凝析气藏循环注气开发的科学程序及7项配套技术：(1)地质综合评价技术；(2)气藏流体评价技术；(3)多组分数值模拟技术；(4)开发方式研究；(5)注入介质研究；(6)循环注气的注采比及注气周期的确定；(7)动态跟踪监测技术。

三、实例三——牙哈凝析气田早期循环注气开发研究与方案实施效果分析[8][28]

牙哈凝析气田位于新疆维吾尔自治区库车县境内，地表海拔967～1033m。该气田位于塔北隆起轮台断隆中段牙哈断裂构造带上，是我国目前发现的最大的凝析气田。该凝析气藏为一高温高压、高含蜡、富含凝析油、地露压差小的凝析气藏。储层自上而下有三套含气层组：新近系吉迪克底砂岩、古近系底砂岩、白垩系顶部砂岩。探明凝析气地质储量$252.32\times10^{8}m^{3}$，其中天然气$226.51\times10^{8}m^{3}$，凝析油$1573.8\times10^{4}t$。新近系吉迪克底砂岩凝析气藏(N1j)为层状边水凝析气藏，古近系底砂岩加白垩系顶部砂岩凝析气藏(E＋K)为块状底水凝析气藏。

牙哈凝析气田是我国目前发现的规模最大的整装凝析气田。该凝析气田，处于近饱和状态。牙哈凝析气田的循环注气压力将达到超高压状态(50MPa以上)，是国内首次在高压下实施循环注气开发的凝析气田。

1. 开发地质特征

1)构造特征

YH2—3构造是牙哈断裂构造带上规模最大、埋深较浅的一个构造。该构造呈北东东—南西西展布，整个构造带整体东高西低。产层埋深平均在5000m左右，其形态为长轴背斜，长短轴之比为9:1。该构造地层产状表现为南陡北缓，倾角分别为4.5°和2.7°。构造南翼有一北东东—南西西走向的正断层(图7.18)。各层系上下构造形态一致，发育继承性好。

2)储层特征

沉积相类型主要分4类：冲积平原短流程辫状河沉积体系、冲积平原长流程辫状河沉积体系、台坪相沉积体系、湖相沉积体系。

储层岩性以中～粉砂质细砂岩为主。

新近系吉迪克组储层，储集类型为孔隙型，平均孔隙度为15.6%，渗透率为$51.1\times10^{-3}\mu m^{2}$，属中低孔中渗储层，均质程度好，连通性好。单层有效厚度一般9～20m。

古近系和白垩系储层，储集类型为孔隙型，古近系底砂岩，平均孔隙度为15.4%，渗透率为$228.6\times10^{-3}\mu m^{2}$，属中孔高渗储层，均质程度好，连通性好。白垩系顶部砂岩：平均孔隙度为14%，渗透率为$47\times10^{-3}\mu m^{2}$，属低孔中低渗储层，储层非均质严重，连通程度中等。单层有效厚度一般25～40m。

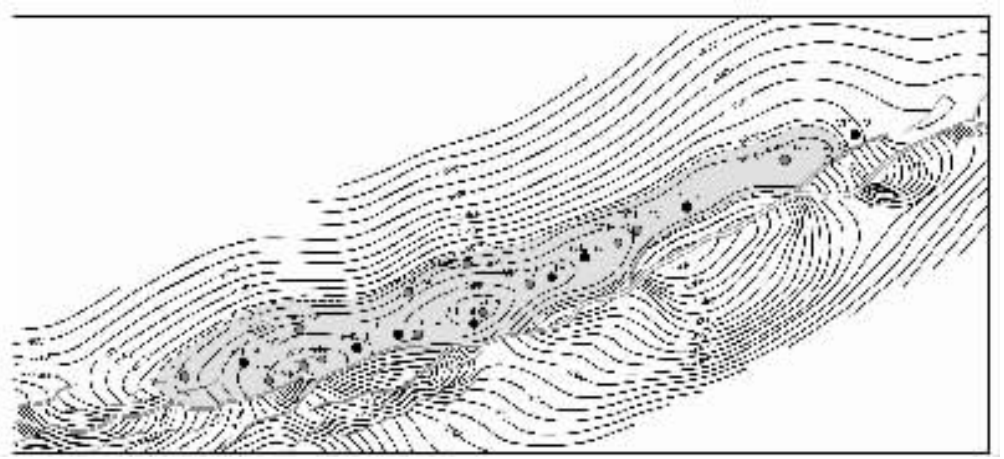


图 7.18　YH2—3 凝析气藏顶面构造图

2. 储层流体特征

凝析气组成：C_1+N_2 含量为 77.71mol%～81.95mol%；$CO_2+C_2\sim C_6$ 含量为 11.81mol%～16.75mol%；C_{7^+} 含量为 5.48mol%～7.7mol%。原始地层压力 56MPa，地层温度 138℃，生产气油比 925～1565m^3/m^3。凝析油含量均为 615g/m^3，为高凝析油含量的高压凝析气藏。

牙哈凝析气藏饱和压力高(50MPa 以上)，地饱压差仅 2～5MPa。等容衰竭开采最大反凝析液量在 22.62%～28%之间，最大反凝析压力为 20～32 MPa(见表 7.9、图 7.19)。

表 7.9　反凝析特征

层位	反凝析液量(%)			最大反凝析		凝析油采收率(%)	地层压力(MPa)	饱和压力(MPa)
	压降 5MPa	压降 10MPa	压力降至 35MPa	压力(MPa)	反凝析液量(%)			
N1j	2	10	21	25	22.62	23.1	55.79	51.4
E	4	16	26.5	24.5	28	25.57	56.51	51.65

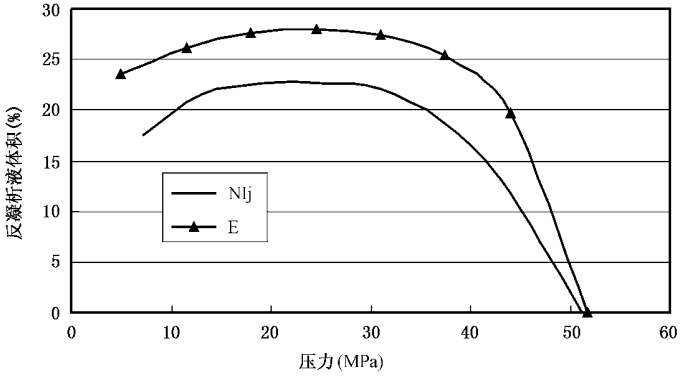


图 7.19　等容衰竭过程中反凝析液量的变化

典型流体相图见图 7.20、图 7.21。相包络线特征为：

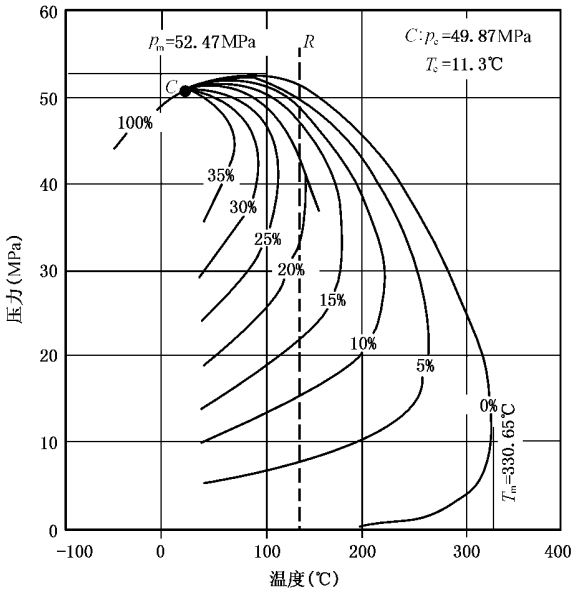


图 7.20　YH301 井 N1j 层(4952～－4954m)流体相图

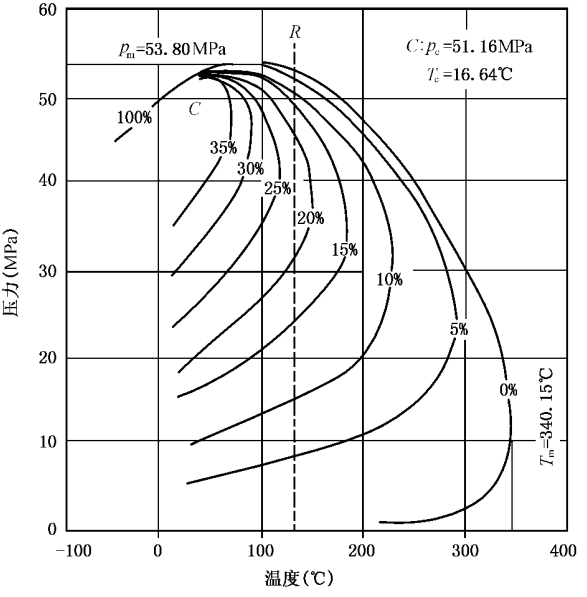


图 7.21　YH301 井 E 层(5109～－5117m)流体相图

(1)相图表明为未饱和凝析气特征,地饱压差 2～5MPa;

(2)饱和压力接近最大反凝析压力,地层温度接近最大反凝析压力下的温度,衰竭开采时反凝析压降范围大,地层中反凝析严重,衰竭开采采收率低。

3. 产出、注入能力评价

1)产气能力评价

(1)根据试油、系统试井资料,利用无阻流量公式计算各气藏无阻流量见表 7.10。

表 7.10　牙哈凝析气田无阻流量汇总

层位		井层	无阻流量(m^3/d)	
			范围	平均
Nlj	Nlj1	7	82810～891572	502714
	Nlj2	2	337450～558405	447938
	小计	9	82810～891572	490541
E		7	894827～1762156	1227362
K		4	33471～145292	96742

(2)由于无阻流量公式无法直接反映产能与储层物性之间的关系,为了研究不同井网下新井的产能,需要建立无阻流量 Q_{AOF} 与地层系数(Kh)的关系。对(Kh)进行井筒伤害校正及打开程度校正。将校正后的(Kh)与对应的 Q_{AOF} 置于双对数坐标上,得到:

$$\text{Nlj,E 层:} Q_{AOF} = 6.3719(Kh)^{0.3937} \tag{7.1}$$

$$\text{K 层:} Q_{AOF} = 0.0273(Kh)^{1.0228} \tag{7.2}$$

(3)建立与(Kh)相关的气藏平均产能方程,求解二项式产能方程中 A、B 常数:

$$A = p_R^2/4Q_{AOF}, B = 3p_R^2/4Q_{AOF}^2 \tag{7.3}$$

代入二项式产能方程,得到气藏平均产能方程:

$$\text{Nlj,E 层:} p_R^2 - p_{wf}^2 = 0.03923p_i^2(Kh)^{-0.3937}Q + 0.01847p_i^2(Kh)^{-0.7874}Q^2 \tag{7.4}$$

$$\text{K 层:} p_R^2 - p_{wf}^2 = 9.1575p_i^2(Kh)^{-1.0228}Q + 1006.32p_i^2(Kh)^{-2.0456}Q^2 \tag{7.5}$$

(4)Nlj、E、K 层单井产能方程:

将校正后的气藏平均地层系数代入(7.4)、(7.5),得到平均单井产能方程:

$$\text{Nlj:} p_R^2 - p_{wf}^2 = 14.23Q_m + 0.7807Q_m^2 \tag{7.6}$$

$$Q_{AOF} = 54.68 \times 10^4 m^3/d$$

$$\text{E:} p_R^2 - p_{wf}^2 = 5.4573Q_m + 0.1118Q_m^2 \tag{7.7}$$

$$Q_{AOF} = 146.39 \times 10^4 m^3/d$$

$$\text{K:} p_R^2 - p_{wf}^2 = 67.4753Q_m + 17.0967Q_m^2 \tag{7.8}$$

$$Q_{AOF} = 11.84 \times 10^4 m^3/d$$

(5)牙哈凝析气藏合理生产压差分析:

由于牙哈凝析气藏未见出砂现象,合理生产压差主要考虑以下方面:

①井底附近地层没有明显反凝析:根据已有资料难以确定不出现明显反凝析的生产压差界限,暂用注入井底流压 p_{wfLim} 大于等于 $0.9p_d$,即压差小于 5MPa。

②具有足够的携液能力:具有足够携液能力的极限流量,Nlj 层(1.879～4.738)$\times 10^4 m^3/d$、E 层(1.873～4.714)$\times 10^4 m^3/d$;所需生产压差,Nlj 层 0.26～0.77MPa、E 层 0.10～0.28MPa、K 层 1.68～6.61MPa。

③井口附近不生成水合物:生产压差为 0.1MPa 时,可能生成水合物的温度为 27.54℃,而气井正常生产时,生产压差大于 0.1MPa,井口流温 30℃ 以上,因此井口生成气体水合物的可能性不大。

由以上分析,确定合理生产压差为 2MPa。

(6)产能预测:

在合理生产压差下,计算了气藏平均单井合理产量,见表 7.11。

表 7.11 牙哈凝析气藏平均单井指标

层　位	无阻流量 ($10^4m^3/d$)	合理压差 (MPa)	平均单井产量 ($10^4m^3/d$)
N1j	55	2	10
E	146	2	26
K	12	2	2.1

2)注气能力分析

凝析气藏产出气、注入气可以互溶,均属气相,没有相对渗透率和毛管压力的差异,故仍以产能方程代替注气能力方程。

(1)注气能力方程:

N1j、E层:

$$p_{wf}^2 i - p_R^2 = 0.03923 p_i^2 (Kh)^{-0.3937} Q_i + 0.01847 \times 10^{-5} p_i^2 \cdot (Kh)^{-0.7874} Q_i^2 \quad (7.9)$$

K层:

$$p_{wf}^2 i - p_R^2 = 9 - 1575 p_i^2 (Kh)^{-1.0228} Q_i + 100631970 \times 10^{-5} p_i^2 \cdot (Kh)^{-2.0456} Q_i^2 \quad (7.10)$$

(2)地层压力保持水平:

既要减少反凝析,使平均流压保持在露点附近,同时地层压力保持水平又不过高,地层压力保持54MPa较合理。

注入井口压力50MPa,平均单井注入量(20～30)$\times 10^4 m^3/d$时,最大注入井底流压(p_{wfim})63MPa,正常生产时取其0.95,为59.83MPa,则注入压差为5.83MPa,可满足注采平衡。

(3)最大注入压差分析:

保持地层压力54MPa时,最大注入压差Δp_{injm}:N1j层为9.093MPa、E+K层为9.393MPa。

(4)平均单井注入量:

保持54MPa压力时,注入流压为最大注入流压的0.95,平均单井注入量:N1j层为22.6$\times 10^4 m^3/d$、E+K层为56.9$\times 10^4 m^3/d$。

4.开发层系及开发方式优化

1)开发层系

N1j、E+K属不同的油气水系统,埋深相差100m左右,储量丰度、生产能力具备单独开发的条件,因此分为两套开发层系。

2)开发方式

(1)E+K层开发方式优化:

通过对衰竭式开采、部分保持压力注气开采、保持压力注气开采、压力降至35MPa注气开采等4种开发方式对比,研究认为,部分保持压力注气开采方式最佳。见气时间3年,见水时间为11年,循环注气可抑制边底水的侵入。凝析油采出程度58.15%,天然气采出程度70.81%,注气期间保持压力水平53.8～51.1MPa。

(2)N1j层开发方式优化:

通过对衰竭方式、循环注气部分保持压力、循环注气保持压力等3种开发方式研究认为,第二种开发方式最佳。注气前先衰竭半年,平均地层压力由55.3MPa降为53.6MPa。注气时间为9年。见气时间3年,见水时间为5年,注气抑制了边底水的侵入。油采出程度49.3%,气采出程度63.1%。

5. 开发井网及井距优化

1)开发井网

(1)E+K 层开发井网优化：E+K 层的布井方式在第四章中已作了介绍，见图 4.15～4.17。

优选开发井网主要就以下 3 种方案进行了模拟计算和开发指标对比：

轴部注气，轴部及边部采气相结合；

边部注气，轴部采气；

轴部注气，边部采气。

研究认为，第一种方案最佳，该方案在累产油相同的条件下，气油比、累注气、累产水均低于其他二个方案。

(2)N1j 层开发井网优化：

通过对轴部注气边部采气、边部注气轴部采气、轴部(鞍部)注气轴部(高部位)采气等 3 种布井方式研究认为，第三种布井方式最优。

2)井距

通过计算，循环注气开采经济极限井距，N1j 为 900m 左右，E+K 层为 725m 左右；根据数模结果，确定注采井距上限为 1100m。确定合理注采井距为 800～1100m。

6. 方案部署及开发指标预测

通过综合评价优选，E+K 层采用轴部注气、轴部和边部采气相结合的布井方式，部分保持压力、循环注气的开发方式，6 注 10 采(含 1 口水平井)，2 口观察井。N1j 层采用鞍部注气、高部位采气的布井方式，部分保压、循环注气的开发方式，2 注 5 采。总井数为 25 口。

牙哈凝析气田开发指标预测，从投产时开始注气，注气时间 9 年，平均采气速度为 6.3%。注气结束时，油采收率 40.53%，气采收率 1.75%。预测到 25 年末，凝析油采收率 54.7%，天然气采收率 67.94%。

7. 方案跟踪实施及射孔方案优化

在方案实施过程中，根据构造的落实情况，设计钻井顺序，做到边落实边调整，在深入认识 YH23 构造储层特点的基础上，对该区块的开发方案进行了调整。考虑到该区块东部油气层的发育程度不及西部，且在东部已布置一口水平井(YH23—1—26)，为避免打低效井，提高经济效益，暂缓原布置在东部的两口采气井 YH23—1—17、YH23—1—28 的开发。同时，考虑到东部已有一口观察井 YH302，且注气井 YH23—1—24(新井)距观察井 YH3 较近，决定取消该注气井，把原观察井 YH3 改为注气井。通过上述调整，在 YH23 区块减少新井 3 口，节约投资 6700 万元。

在编制射孔方案时，确定了如下射孔原则：

(1)射开厚度的确定。

满足采气、注气能力要求；

要打开完善、使储量充分动用；

考虑边底水距离、活跃程度，避免早期见水。

(2)射开位置的选择。

尽量靠近储层顶部，减缓见水时间；

充分考虑夹层类型、分布及其遮挡作用；

考虑高渗透条带的分布，避免早期气窜；

充分考虑固井质量，避免采气井中水层窜入、注气井注入气注到其他地层中。

8. 牙哈凝析气田水平井设计

在构造的西部，E、K 之间存在夹层，通过单井锥进模型研究，认为在压力下降过程中，底水锥进作用增强。基于以上原因，提出了能否在此部位钻水平井，利用水平井生产，以抑制底水的锥进。

首先，对利用水平井生产凝析气田进行了资料调研，通过调研发现，水平井既适合于开发低渗透气藏，也适合开发高渗透气藏，在低渗透气层中，水平井在给定的时间内扩大了泄油面积；在高渗透储层中，水平井减少了气体在井附近的紊流，从而提高了气体产能和气田开发速度，减少生产井数，水平井在天然气储层开发中具有很大的潜力。

其次，对利用水平井开发进行了数值模拟机理研究。利用三维井组模拟一口水平井和三口直井以同样的开采速度开采时，直井的初期生产压差平均为 1.3MPa，而水平井的生产压差仅为 0.64MPa。若采用衰竭式开发，直井的见水时间为 2.5 年，而水平井的见水时间为 3.5 年。根据油藏工程计算，在同样生产压差下，认为水平段为 500m 的水平井的气产量为直井的 4 倍，锥进起到了抑制作用。而在构造的东部，由于 E 层加深，E 层气直接与 K 层的水接触。

通过综合分析，在选定的位置钻水平井有其优越性：选定位置气层厚度平均 30m，物性均匀，垂向渗透率高；延缓水锥的形成，提高气及凝析油的采出程度；生产压差小，避免了井底附近积液及非达西流对产能的影响；根据钻井费用核算，一口水平井的费用相当于直井的 1.5 倍，而产能可以达到直井的 4 倍，在经济上是可行的。

该井投产以来，生产状况良好，11mm 油嘴，日产气 $47.525\times10^4m^3$，日产油 277t，生产气油比 $1718m^3/t$，油压 34.7MPa，井底流压 55.46MPa，实际生产压差 0.60MPa。而临近的直井日产气 $24.663\times10^4m^3$，日产油 143t，油压 34.48MPa，井底流压 55.02MPa，生产压差 1.24MPa。

9. 实施效果分析

牙哈凝析气田 2000 年 10 月投产，主要开发指标均达到或超过方案设计水平，见表 7.12。

表 7.12　牙哈凝析气田开发指标与方案设计指标对比表

项目	平均单井日产油能力 (t/d)		平均单井日产气能力 ($10^4m^3/d$)		气油比 (m^3/t)		生产压差 (MPa)		采气指数 (m^3/MPa^2)		无阻流量 ($10^4m^3/d$)	
	方案	实际	方案	实际	方案	实际	方案	实际	方案	实际	方案	实际
N1j	65.2	75.8	10.15	13.31	1557	1533	2	3	463	483	55	61
E+K	138.7	165.4	23.26	31.32	1677	1725	2	2.15	1137	1550	146	183

到 2002 年底，牙哈凝析气田累计产气 $21.36\times10^8m^3$，累计注气 $14.1538\times10^8m^3$，累计产凝析油 123×10^4t，生产气油比 $1752m^3/t$。取得了非常好的开发效果和效益。

10. 小结

(1)牙哈凝析气藏属高温、高压、高凝析油含量的凝析气藏，国内首次对如此高压的凝析气藏采用循环注气方式开采，并取得了巨大成功，为类似凝析气藏的开发提供了成功的经验。

(2)精细地质研究、流体相态研究、开采机理研究和开发方案优化设计是该气田成功开发的前提。

(3)新技术的采用(水平井、高压注气等)大大提高了此类气田的开发水平和经济效益。

(4)严格的工程施工和现场管理是气田成功开发的保证。

四、实例四——板桥油气田中区板Ⅱ凝析气藏衰竭开发实例[2,3,4]

大港板桥中区板Ⅱ凝析气田是我国较早投入衰竭开采的典型实例。板桥凝析气田的油气藏类型多样,有带边底水气藏、凝析气藏、带轻质油环的凝析气藏及油藏。多数断块为带轻质油环的凝析气藏,原始地层压力等于饱和压力,凝析油含量 500g/m³ 左右,属于高含凝析油的饱和凝析气藏。下面以板中区板Ⅱ组带油环凝析气藏的开发为例说明凝析气藏的衰竭开发特征。

1. 开发简况

板桥中区(板Ⅱ组凝析气藏)是板桥油气田五个组成部分之一,位于板桥背斜构造的南翼。于 1973 年 12 月板 3 井出油而被发现,1978 年全面投入开发,含气面积 11.2km²,凝析气储量 47.43×10⁸m³,凝析油储量 172.4×10⁴t,含油面积 10.6km²,原油地质储量 714×10⁴t。

该开发区于 1978 年在气区按 1000m 井距布井,油环部分按不规则的三角形井网以 400～600m 不等井距布生产井,并按枯竭式开采方法开采。初期总井数最多达到 29 口,其中气井 19 口,油井 10 口,日产气 101×10⁴m³,日产油 312t,采气速度达到 7%,采油速度达到 1.5%。截至 1995 年 6 月,油气井开井 3 口,日产气 5.3×10⁴m³,日产油 4.7t,原油采出程度9.7%,凝析油采出程度 37.1%,天然气的采出程度 48%,地层压力 11MPa,主要开发阶段已过,基本上处于枯竭状态。

2. 主要地质特征

1)构造特征

板桥油气田中区板Ⅱ凝析气藏构造位置属于板桥构造的中断块,北以板桥主断层为界,南以大张坨断层为界。经钻井和三维地震资料研究,区内构造形态为南北高、中间低的马鞍形构造形态,见图 7.22,构造比较简单,油气受构造控制。其中北高点呈向南倾没的鼻状构造,闭

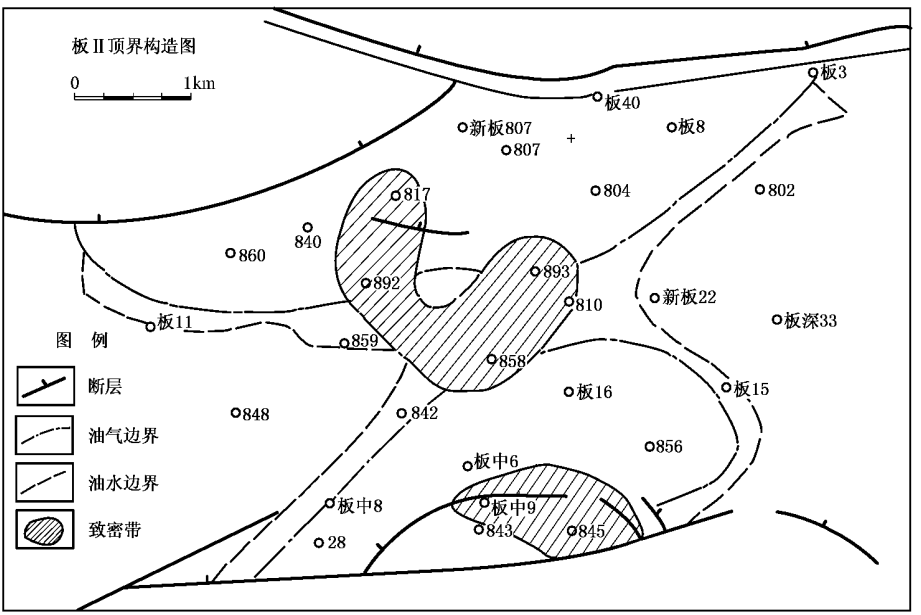


图 7.22 板桥中区板Ⅱ$_1$ 小层含油气分布图

合面积 2.3km²,闭合高度 210m,南高点为形态较完整的背斜构造,闭合面积 3.9km²,闭合高度 125m,低部位有 250～500m 宽的油环,边部有一定能量的边水。

构造内部有两条小断层，其中北高点内有一条 840 断层，将北高点分成两个断块，即 814 断块和板 40 断块；南高点也有一条断层，将南高点分成 845 和板 16 两个断块。油气主要受构造控制，主要表现在：南北高点各具有一个凝析气顶，低部位的油环将南北高点相连；油气水分布很有规律，油气水界面比较清楚。

2）中区板Ⅱ凝析气藏平面微相分布特征

根据岩心资料，结合古物源、古水流方向等区域沉积特征，认为板桥油气田中区凝析气藏主要目的层段板Ⅱ是一套浊流形式下的水下冲积扇沉积，板Ⅱ油组位于扇中、扇端部位。该区开发目的层板Ⅱ组，分为 6 个小层，即板$Ⅱ_1$、板$Ⅱ_2$、板$Ⅱ_3$、板$Ⅱ_4$、板$Ⅱ_5$、板$Ⅱ_6$，其中：板$Ⅱ_6$基本不含油气，板$Ⅱ_{1-3}$为主力油气层。

板Ⅱ组集中在 60～70m 井段内，单层厚度虽薄，但分布稳定。根据开发井网完钻后的统计，小砂体的钻遇率大多数在 50%～80.5%。油气井之间连通层大部分在 87.5%～100%之间。另外 3 口试采井（即板 3、板 8、板 804 等井）虽然井距在 1km 以上，而地层压力的下降却有一致的规律，也证实油层连通性较好。

3）砂体分布规律

砂体发育受来自正北、东北、西北及西南多条水道控制，从砂岩等厚图和沉积相带图上可看出，砂体的发育主要受重力流水道的影响，水道主体部位砂岩厚度大。板Ⅱ油组的重力流水道有 4 条，在油气田范围内，形成局部连通性好的砂体，并且也有一些孤立式砂体存在。

板$Ⅱ_1$小层分为 3 个单砂体，板$Ⅱ_1^1$、板$Ⅱ_1^2$、板$Ⅱ_1^3$砂体，板$Ⅱ_1^3$小层砂体分布范围小，不含油气。板$Ⅱ_1^2$砂体平面上形成东西两套独立砂体，西部砂体由于水道分叉变窄，在板 817、板 858、板 843 井一带形成砂岩尖灭区。其西部砂体最厚 12.3m，最薄 1.7m，平均 5.5m。东部沿大张坨断层消失在板 G9、板 18、板 22—14 板 16—14 井一带，砂体内形成局部砂岩尖灭。该套砂体较之西部砂体，厚度明显减小，最大只有 5.5m，平均 3.3m。板$Ⅱ_1^1$砂体较之板$Ⅱ_1^2$砂体分布范围相对变小。形成 3 套条带状砂体。第一套位于板中 13、板中 15、板深 19 井一带，只有 7 口井连片分布，且砂岩厚度相对较小，最大的只有 4.7m。第二套砂体东西以板 16—22 和板 810 为界，南以大张坨断层为界，北与板北储层相连，砂体最宽处有 3km，最大砂岩厚度 8.0m，最小 1.9m，平均 4.5m。第三套砂体，为东部砂体，发育于板深 14、板深 36、板深 24—1 井区一带，最大砂岩厚度 5.8m，最小 1.8m，平均 3.4m。

板$Ⅱ_2$小层为 2 个单砂体，即板$Ⅱ_2^1$，板$Ⅱ_2^2$砂体。2 个单砂体特征类似，东西两水道砂体交汇，只在工区板深 34、板深 33、板 16—22、板 22—16 井区附近和板兴 20 井区生成岩性尖灭带。砂体最厚 14.4m，最薄 2m，平均 7.6m。

板$Ⅱ_3$小层分为 2 个单砂体即板$Ⅱ_3^1$、板$Ⅱ_3^2$。平面上分别发育三套砂体，并且在局部井区如板 10—28 和板 12 井区形成单井点透镜体。

板$Ⅱ_4$小层：工区内砂体受水道及断层双重控制，主要发育东西两套砂体。西部砂体分布面积较广，在板深 33—802 井以西及以北地区连片分布，最大砂岩厚 12.3m，平均 5.6m，该块油气主要分布在水道及侧翼的砂洼中，由于板 829—8 井板深 35 井区及板 864 井区构造位置有利，储层发育，形成有利油气聚集区。东部砂体展布方向为北东向，消失在大张坨断层附近，较之西部砂体明显变窄，砂体分布在深 39 井区及板深 23—1、板深 23、板 18—6 井一线，最大砂岩厚 11.9m，平均 8.7m，该套砂体由于在深 24—1 井区及板新 43—2 井区高部位储层不发育，所以以上两井区虽构造有利，但为无效圈闭，只在板深 39 断块，构造高部位与储层的有利配制，形成岩性构造油藏。

板Ⅱ$_5$小层的砂体分布直接受沉积微相的控制，砂体局部连片，形成4个砂体发育区砂体。第一套位于工区西北部，位于水道的砂体最厚处达20m，而发育于板841井区、板817一带向东西两侧位于水道侧翼的砂体明显变薄，如位于水道主体的板841砂岩厚度为20m，而位于水道侧翼的板中14井与之相距只有700m，渗透砂岩厚度减薄为2.1m。该砂体东西向较宽，约4km，延伸至板890、板891、板810井一带尖灭，该带虽砂体发育，但构造位置较低，不含油气，只在板8井处含油。

4)储集层物性

通过对12口取心井资料分析，储集层为细—粉砂岩，胶结物为泥质，含量在8.34%～15.36%之间，其次为钙质胶结，钙质含量在2.92%～16.3%，平均孔隙度为23.4%，平均空气渗透率$230\times10^{-3}\mu m^2$。岩心分析表明，储集层的物性在纵向上变化级差可达上百倍，而在平面上由顶部向边部变差，其差值可达50倍以上。储集层物性比较好，但油层的非均质程度比较严重。

5)板Ⅱ油组油气分布规律

板Ⅱ油组各小层油、气、水按密度分差异比较明显，各个小层有各自的油气、油水界面，而且同一小层在不同部位有差异(表7.13)。根据测压资料，毛管压力曲线及构造发育史等资料分析认为：油气、油水界面倾斜的原因是由于后期构造运动，使东北部位抬高而西南部位相对下降的结果。

表7.13　板Ⅱ油组各小层油气、油水界面数据表

小　层		1	2	3	4	5	6
油气界面	东北	−2740	−2755	−2774	−2774	−2774	−2774
	西南	−2750	−2780	−2755 (南高点)			
油水界面	东北	−2747	−2762	−2787	−2781	−2781	−2781
	西南	−2800	−2790	−2762 (南高点)			

另外从板Ⅱ组每个小层的油气分布关系来看：每个小层的含气体积均大于含油体积，是比较典型的带油环的凝析气藏(表7.14)。

表7.14　板Ⅱ油组分层油气体积比数据表

小层	板Ⅱ	板Ⅱ$_1$	板Ⅱ$_2$	板Ⅱ$_3$	板Ⅱ$_4$	板Ⅱ$_5$	板Ⅱ$_6$
北高点	1∶3	1∶2	1∶3	1∶0.9	1∶0.7	1∶0.2	全气
南高点	1∶5.8	1∶2.3	1∶4.6	全气	1∶0.4		

油气沿断层或其他输导通道运移所发生的分离效应是油气运移过程中的重要特征之一，由于板桥、大张坨断层是该区油气运移的主要通道，故断层对油气藏类型在平面，纵向上的控制十分明显，纵向上由深到浅有油藏—油藏气顶气藏—带油环的凝析气藏—凝析气藏或纯气藏的变化趋势，平面上从东北(长芦)到西南(板南)，随构造抬升，地层减薄，有由重油藏—油藏＋带油环的凝析气藏—凝析气藏的变化规律。油气藏的分布规律如下：

(1)北西、南东方向成带分布。

(2)富集于北东走向断裂两侧的局部构造高点。

(3)凝析油气分布于含油带的构造高部位,为带油环的凝析气藏。

(4)渗透砂岩尖灭线控制了油气藏的分布。

6)凝析气藏的露点压力高、凝析油含量高,而且从顶部向低部位增加

该凝析气藏的地层温度为 105℃,原始地层压力为 30.4MPa,凝析气藏的露点压力为29.2 MPa,凝析油原始平均含量 500g/m^3。在平面上的分布关系是由顶部的 257g/m^3,逐步向边部增加,可达 703g/m^3 以上。凝析油的密度为 0.7648g/cm^3,脱气原油密度为 0.8211g/cm^3。

3.开发井网的实施及开发方式的确定

1)开发前期的地质评价

1973 年 12 月,板 3 井获得高产油气流后,在该断块进行了详探评价,先后部署 8 口探井,其中钻到气区的井有 3 口,即板 8、板 16、板 40;钻到油区范围内的有 3 口,即板 12、板 15 和板 20;有两口井地质报废,即板 11 和板 22 井。由于油气分布关系比较复杂,加之钻遇井比较少,对板Ⅱ油组的油气分布关系搞不清。鉴于这种情况,在该地区按基础井网进行开发前的综合评价,钻基础井网井 20 口,其中钻在气区范围内的井 6 口,井号是 804、807、840、817、860、843;钻在油区内的井 8 口,井号是 841、842、857、859、856、856—1、新 807、855;钻在水区内的井 5 口,井号是 802、810、844、847、848;地质报废(干井)1 口,井号是 858 井。

通过对上述钻井资料的分析对比,基本上搞清了板Ⅱ油组各小层的油气分布状况,并使该油气藏形成了比较高的生产能力。到 1978 年 6 月,油井开井 11 口,日产油 391t,日产气 42.6 ×10m^3,其间累积产油 25.6×10^4t,采油速度 2.44%,油的采出程度 4.84%。含水井 2 口,综合含水 17.8%。气井开井 7 口,日产凝析油 145.7t,日产气 41.8×$10^4$$m^3$,累积采气 1.58×$10^8$$m^3$,采气速度 2.61%,采出程度 3%。

2)开发井网的完善

由于板Ⅱ组每个小层的油气、油水界面不同,叠加起来的油环比较窄而长,如北高点,油环平均宽度 600m,而长度却达 9km,基础井网钻在油环上只有 4 口井,而且分布很不规则;油井之间最大井距达 3.5km,平均单井控制储量 78×10^4t。从以上情况可以看出此高点:采气井网基本完善,而采油井网远不够完善。而南高点油、气井网均不完善,主要表现在南高点含气面积4.62km^2,内只有一口气井。鉴于上述情况,正式开发方案要求北高点油环部分设计钻井 16 口;在南高点设计钻气井 2 口,设计钻油井 5 口。到 1990 年,已全部实施完,所形成的井网为不规则的三角形井网,气区内的井距大于 1000m,油区内的井距为 400～600m。到 1979 年 12 月,总油气生产井数为 27 口,其中油井 10 口,开井 10 口,日产油 135t,日产气 27.9×$10^4$$m^3$,采油速度 1.42%,采出程度 4.73%;凝析气井 17 口,开井 12 口,日产凝析油 228.2t,日产气 70.3×$10^4$$m^3$,采气速度 5.75%,采气程度 17.12%。

3)开发方式的确定

板桥中区板Ⅱ组带油环的凝析气藏,凝析油含量高,而且露点压力接近地层压力,采用枯竭式开采,凝析油的采收率比较低;如果是注气开采,则不能满足沧州化肥厂和天津市的供气要求。若在油环部分注水补充能量开采,在 802 井的注水试验表明,注水后油水向气区窜进严重。根据室内所做的油气相对渗透率与含油饱和度的关系线可看出:气层的含油饱和度大于 40%以后,才有流动条件,如果在油环部位注水,必然导致大量的原油滞留在气区内采不出来。鉴于上述情况,为确保向沧州化肥厂和天津市供气的需要,决定该凝析气藏采用枯竭式开采方法进行开采。在枯竭式开采过程中为了使油环的原油不致大量地向气区窜进,采用油气区等压下降的方法来控制油气界面位置的相对稳定。为实现这一目标,根据试采的压力与采出量

的关系统计，并折算成采出流体速度来安排生产，要求油区与气区的速度比为 1∶1.5 可达到油气区之间的压力平衡。

4. 板桥中区带油环凝析气藏的开采特征

通过板桥中区带油环凝析气藏的开发，为衰竭式开发带油环的凝析气藏积累了丰富的实践经验。带油环的凝析气藏，特别是一些油环比较窄的凝析气藏，采用枯竭式开发方式开发，油气区的压力是很难达到均匀而且平衡下降的，从而导致油气窜流，使原油的生产很不稳定，而且油环的开发指标较差。归纳起来，主要有以下五个方面的开采特征。

1)凝析油的含量随地层压力的下降而下降

由于板桥中区板Ⅱ油组凝析气藏的露点压力接近原始地层压力，凝析气井投入开发后，随着地层压力的下降，凝析气在地层中出现反凝析现象，表现在地面采出的井流物中凝析油含量减少，其下降过程在压力与凝析油含量变化曲线上可看出：初期比较陡，中期变缓，后期变稳定或部分井有缓慢上升趋势，见图 7.23。

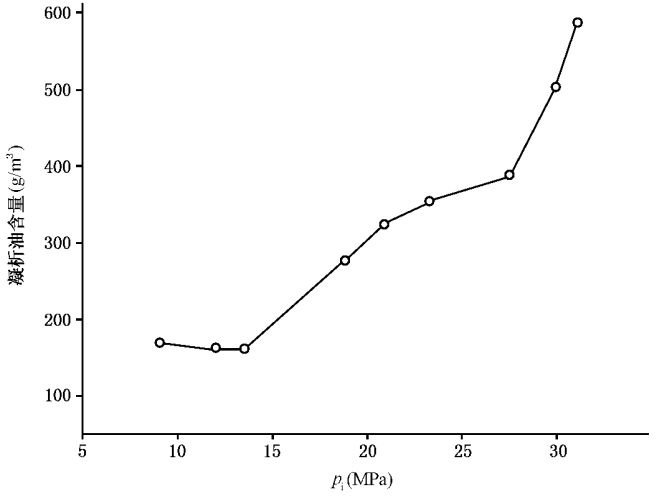


图 7.23　板桥中区板Ⅱ油组凝析油含量随压力下降变化曲线

2)凝析气井产出流体性质逐步变轻

凝析气藏在开采过程中，随着地层压力的下降，出现反凝析。由于重质组分易于液化，而浸湿在储层岩石表面，使凝析气井产出的井流物中轻质成分的比例增加，表现在产出的凝析油密度变小，重质组分减少，直至消失。如该区的凝析气井，打开油气层初期取样进行分析，凝析油的相对密度为 0.7802，C_{17^+} 含量为 14%；到开发后期，地层压力为 18MPa，凝析油的相对密度为 0.7394，C_{17^+} 含量只有 1%，见表 7.15。

表 7.15　板桥中断块板Ⅱ油组凝析气藏产出凝析油物性与压力的关系

地层压力 (MPa)	原油密度 (g/cm³)	C_6～C_{11} (%)	C_{12}～C_{16} (%)	C_{17}+ (%)
31.1	0.7802	57.4	28.6	14
23.2	0.7740	64	28	8
18.0	0.7394	93	5	1
13.4	0.7356	96	4	0

3)凝析气井在一定的压降范围内采气指数随地层压力的下降而增大

板桥中断块的凝析气井,在开采过程中采气指数有随地层压力下降而上升的趋势,这是通过对部分定期测静压和流压凝析气井资料的计算和整理得到的。如板Ⅱ油组北高点的807凝析气井,在地层压力是原始地层压力的50%以前,各对应地层压力下的采气指数都大于原始的采气指数,最高时曾是原始采气指数的1.78倍,见图7.24。

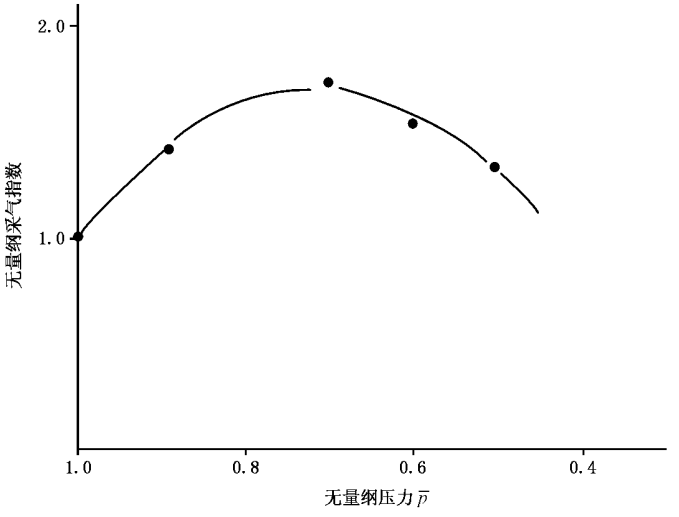


图7.24 板807井无量纲采气指数与无量纲压力关系

4)油井气窜导致油井产油量大幅度下降

板桥中区板Ⅱ油组凝析气藏,由于油气体积比达1∶2.6,加之边水不活跃,在开发初期主要是油井生产,随着地层压力的下降,气顶气向油环部分运移,使油井的气油比大幅度上升,产油量下降。由于部分凝析油混入原油中,使油井产出原油的性质轻化。在该断块开发的初期,有8口油井先后出现气窜现象,如板3井,1973年12月投产,9mm油嘴,日产油127t,气油比720m^3/m^3,原油相对密度0.8268,脱气原油粘度(50℃)3.4mPa·s,生产两个月后,发生气窜,气油比上升到1155m^3/m^3,一年后上升到2560m^3/m^3,到1978年6月又上升到4447m^3/m^3,而原油产量由127t/d下降到21.7t/d。其间油井的平均月递减达5%,原油的相对密度由0.8268下降到0.7871,原油的粘度也由3.4mPa·s下降到1.01mPa·s。

5)气井油窜导致凝析气井的生产能力大幅度下降

板桥中区板Ⅱ油组带油环的凝析气藏,由于油环宽度较窄,而且物性较气区差;加之油井比较少,全面开发后,气、油的开采速度比一般为4:1。另外由于向沧州化肥厂和天津市供气,使采气速度无法控制下来,其结果是在较大区域内形成油区压力的下降速度远远小于气区,使气区与油区形成较大的压力梯度,造成油气界面向气区移动,而油水界面向油区浸入。由于油气界面向气区移动,使气井相继见到原油,产气量大幅度下降。如处在气区的3口气井(807、840、860)初期产出凝析油的相对密度为0.76~0.78,当原油浸入后,产出油的相对密度升高到0.82以上;而凝析气井的产气量由日产$5\times10^4m^3$下降到$2\times10^4m^3$,有的气井甚至停喷。而油环部分的油井由低含水而逐步上升到90%以上。

1987年对该凝析气藏进行了数值模拟工作,主要目的是了解此间油、气、水的变化关系及此时的油、气、水的分布状况,到1986年年底,油水界面由原始的-2810m上升到-2770m,边水向油区内推进了2km;油气界面由原始的-2760m上升到-2750m,原油向气区内推进了1.9km;原油侵入气区部分内的平均含油饱和度达40%以上,含气饱和度下降到30%以下。

由于油气、油水界面的内移，使该带油环的凝析气藏接近废弃时(1994 年)的原油采收率只有 9.7%，凝析油的采收率为 37.1%，天然气采收率为 48%，原油和凝析油的平均采收率为 19%。

6)开发指标

至 2002 年底，中区Ⅱ板凝析油气藏开发近 30 年来，采出了大量的原油、溶解气、凝析油和干气，许多油井投入开发一段时间之后很快就气窜，另外部分气井却出现油窜和水窜，因此，要准确计算该油气藏的原油、溶解气、凝析油和干气的累积采出量和采出程度是很困难的。通过对气油比、地面油物性分析的研究，确定了将气油比 $1500m^3/t$ 作为原油、凝析油、溶解气、干气累积采出量计算的界限，计算出原油、溶解气的采出程度分别为 10.68%和 33.22%，凝析油和干气的采出程度分别为 35.45%和 56.52%。由此可见，中区板Ⅱ凝析油气藏的油气采出程度已经达到了较高水平，接近废弃阶段。中区板Ⅱ凝析油气藏整体开发水平是比较高的。

5.在开发过程中采用的主要工艺技术

板桥中区板Ⅱ油组凝析油含量高，而且带有油环，在消耗压力的开采过程中，凝析气井随地层压力的下降凝析油大量析出，特别是到开发后期凝析气井的自喷能力减弱，导致气井停喷，油环部分的油井也由于地层压力的下降而失去自喷生产的条件。

在这种条件下如何使凝析气井和油井继续生产，将是提高带油环凝析气藏采收率的主要工作，在板桥中区的开发过程中，主要采取了以下两种方法来进行低压条件下的生产。

1)凝析气井的排液采气工艺

根据板桥已开发油气藏气井停喷流压资料的统计，在油层埋深相近的定容凝析气井，因井筒积油，停喷流压一般比纯气井高 5MPa 左右；而对于带边水的凝析气藏井，当边水窜入井底后，井筒内不仅积油而且积水，使停喷流压一般比定容凝析气藏井高 8～18MPa。而过高的停喷压力导致了凝析气藏有较高的废弃压力，从而影响凝析气藏的采收率。根据这一情况，大港油田采油四厂，研制了有高的发泡能力和稳泡性能、抗油性较强的发泡剂，在凝析气井上进行排液采气工作。从 1987 年先后在该断块 5 口气井上进行间开助喷和延长自喷期的工作共 12 井次，均取得了比较好的效果，如加药助开的 864 井是一口含水的低压自喷井，停喷后 3 天，油压上升到 2.5MPa 时，两次开井都不成功，在此情况下一次加发泡剂 200kg，加药后的第二天油压为 2MPa，开井一次成功。再如板中 10 井是 1981 年投产的一口凝析气井，由于地层压力的下降，到 1987 年 7 月，产油量只有 0.7～1.5t/d，气产量为 $1.8～2.5\times10^4m^3/d$，含水率为 30%～45%。要使其连续生产，每天在井口需向外放喷 0.5～1.0h，放喷后油压可保持在 1～1.5MPa。从 1989 年 4 月，采用加化学药剂，加药后，再不需要井口放喷而可连续自喷生产，此工艺既减少了放空能源损失，还减少了环境污染。

2)油井的小泵深抽技术

板桥中区板Ⅱ油组的油层埋藏深度一般在 2700m 以下，由于油环部分内的原油性质比较好，气油比高，枯竭式开采停喷压力比纯油藏的井要低。因此油井停喷时的液面比较低，加上这些油井因处在盐田卤池地区，大部分井多为丛式井，平均水平位移 500m 左右，平均井斜在 24°以上。针对这一情况，经过几年的实践初步形成了适应该地区的配套采油工艺技术，从而延长了这些油井的生产期。这种配套的深斜井抽油技术共有两种方式：一是以悬挂泵为主，加长尾管及扶正器，配以相应的防斜井下工具，泵筒不受尾管重量造成的拉伸变形，能充分利用地层气体能量的抽油管柱结构。

另一种是采用杆式泵，下支撑泵至油层以下，利用尾管进行深抽，控制井口放气生产。

这两种方式的深抽管柱，从 1990 年开始已在该区的油井上应用，平均泵挂深度 2460m，平

均泵径 38mm，平均日产油量 7.4t，平均日产天然气 4668m³，使泵效由 37.4%提高到 63.4%；检泵周期由 166 天提高到 289 天，对提高中区的油气采收率起到了一定的积极作用。

6. 主要认识与结论

板桥中区板Ⅱ油组带油环的凝析气藏，经过 20 年的开发，通过对其开发全过程的分析，可得到以下几点认识和结论：

(1)凝析气藏采用衰竭降压开采方式是一种简易而低耗的开发方式，可提供天然气直接销售，对开发工程设计及储层结构要求低，较易实施，其主要缺点是凝析油采收率较低，特别是对高含凝析油的凝析气藏，衰竭开采导致地下反凝析损失，凝析油采收率只有 20%～40%。

(2)该区是一个凝析油含量高，而且带油环的高露点压力凝析气藏，其凝析气储量为 $46\times10^8m^3$，油层连通性好，但无活跃的边水补给。开发初期，采用注气补充能量开发，预计凝析油的采收率可达 60%以上，而采用枯竭式开采，凝析油的采收率降低了近 1 倍。

(3)为确保外输供气的需要，可采用枯竭式开采，但如将油环部分的井距缩小到 300m 左右，以充分利用气顶能量驱油，使油井实现油气同采，既可避免油环的原油进入气区，又可满足输气需要，使原油的采收率达到 20%以上。

(4)枯竭式开采的凝析气藏降低废弃压力是提高凝析油采收率的主要做法之一，根据数值模拟的计算，每降低 1MPa 的废弃压力，可多采出 2.5%的天然气及部分凝析油，值得深入研究。

第二节　国外凝析气田开发实践与应用研究实例

一、实例五—— N. Geragai G40 凝析气—油藏气顶注气开发

1. 地质特征

1)沉积背景

N. Geragai 油气田位于印度尼西亚南苏门达腊盆地，是 Jabung 区块的一个重要油气田，Jabung 区块向东北延伸到海上。南苏门达腊盆地是印度洋板块向东南亚板块俯冲在苏门达腊岛东侧形成的第三纪弧后裂谷盆地。第三系沉积厚达 3500m，具有较高的地温梯度。伴随着板块俯冲，在南苏门达腊盆地首先形成南北向和北西—南东向地堑，并充填沉积冲积相、河湖湖相沉积，即 Lahat 组，代表同裂谷期陆相沉积。后裂谷沉降期，在堑垒体系上形成 Talang Akar 海陆过渡相沉积层序，构成南苏门达腊盆地主要的烃源层系和生烃区；后期大规模海侵形成 Batu Raja 组陆棚碳酸盐沉积、Gumai 组海相灰岩、页岩、三角洲砂页岩沉积。中新世中期板块进一步俯冲，不仅造成挤压和构造反转，同时引起大规模海退，形成区域性海退序列，包括 Air Benakat 组的浅海及三角洲沉积。

North Geragai 储层为中新统 Gumai 和 Air Benakat 组，由海退层序组成，主要是从远端三角洲前缘到近端三角洲前缘。N. Geragai 油气田为层状油气藏，纵向上约十个油气藏叠置，包括气藏、油环气藏、气顶油藏或油藏，油藏海拔－1278.96～－1607.84m，气藏海拔－1743.58～－1917.22m，含油面积 44.35km²，含气面积 15.90km²。G40 凝析气—油藏是 Gumai 油气聚集带中的一个油气藏。

2)构造、断裂特征

North Geragai 油田 G40 油气藏在 1995 年发现，以穹隆状构造圈闭为主，背斜圈闭高度

约 61m，圈闭面积约 20.64km²，含油气区内有 4 条大断层和一些小断层。构造、断裂比较简单，如图 7.25。南部的大断层断距为 103.6m，其他三条断层的断距介于 11.6～36.6m。

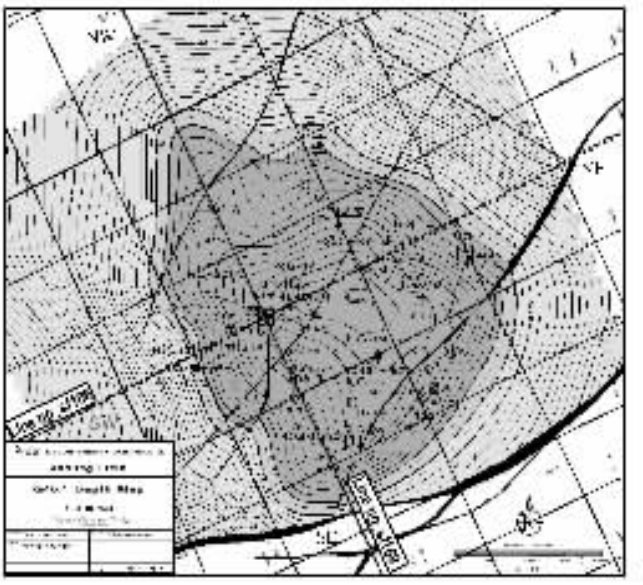


图 7.25　North Geragai 油气田油气分布平面图

3）储层分布特征及储层物性

North Geragai 油气田储层纵向上多层叠置，砂岩分布广，易于对比，见图 7.26。Gumai 组上砂组由细到中粒砂岩、泥岩和薄层石灰岩间互，近底部为远端三角洲前缘，近顶部为近端海相三角洲前缘，随着深度增加，盐度和自生矿物增加，粒度减小。上 Gumai 组为原生油气藏，在地堑轴部有粗碎屑沉积，Geragai—1 井位于地堑的翼部，没有聚集到高能量的沉积物，所以储层物性从 Geragai—1 井（North Geragai 油气田以南 6km）到 North Geragai—1 井明显变好。Gumai 油气藏上有厚层泥岩覆盖作为盖层，特别是厚层的 Air Benakat 泥岩就覆盖在 Gumai 顶部 G—40 砂岩上。

North Geragai 油气田 G40（图 7.28）是 1997 年以来的主力开发层系，该油气藏在纵向上可以分为 9 个小层：G40.1，G40.2，...，G40.9，其中：G40.1，G40.3，G40.5，G40.7，G40.9 为油气层，G40.9 含油气面积很小。G40.2，G40.4，G40.6，G40.8 为泥岩隔层，分布稳定。各含油气小层在纵向上不连通。

储层净毛比 0.2～0.4，平均孔隙度 20%～27.5%，平均含水饱和度 33.5%～54.4%，平均空气渗透率（18～900）$\times10^{-3}\mu m^2$。

4）油气、油水界面

North Geragai 油气田 G40 油气藏是大气顶窄油环的油气藏。其中：G40.1 的油环宽度介于 60～180m，G40.3 的油环宽度介于 150～320m，G40.5 和 G40.7 两小层的油环宽度介于 300～500m，局部区域油环宽度大于 500m，而 G40.9 主要是底水。根据 RFT 资料、DST 资料和测井曲线所做的综合分析认为，G40 油气藏各小层具有统一的油水界面和油气界面。油气界面为－1268.3m，油水界面为－1274.7m，油柱高度只有 6.4m。

容积法计算的原油地质储量为 $952.95\times10^4m^3$，溶解气储量为 $11.08\times10^8m^3$，气顶干气储量为 $38.98\times10^8m^3$，凝析油储量为 $41.53\times10^4m^3$。

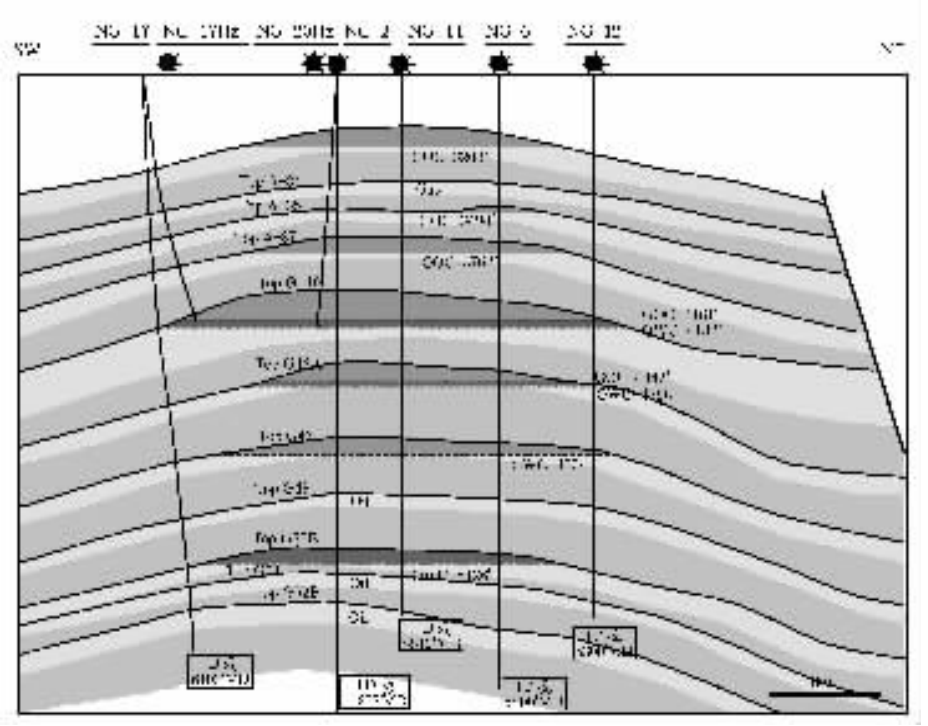


图 7.26　North Geragai 油气田构造剖面图

5)压力、温度系统

根据 Jabung 区块油气田油层温度与油层埋藏深度关系,计算油气井每百米地温梯度为:4.9～5.1℃,平均每百米地温梯度为 5.0℃,属于高地温梯度的油气藏。根据 Jabung 区块油气田油层压力与埋藏深度关系,油藏压力系数大都在 0.982～1.015MPa/100m 左右,说明该地区压力系统属于正常压力系统。

G40 油气藏原始压力为 12.6MPa,原始温度为 92℃。

2.流体组成与物性

G40 油气藏的流体取样样品主要来自于 NG1 和 NG2 两口井的三个样品,其中 1 个气样和 2 个油样。原油的原始气油比为 116.25m^3/m^3,体积系数为 1.59,地下原油粘度为 0.3～0.45mPa·s,与地层水的粘度比较接近。G40 油气藏原始条件下是饱和的油气藏。

气顶凝析气的凝析油含量为 106.54cm^3/m^3。凝析气中的甲烷摩尔分数为 77.74%,N_2 的摩尔分数为 2.96%,CO_2 的摩尔分数为 0.8%,C_2～C_6 的摩尔分数为 17.43%,C_{7+} 的摩尔分数为 1.07%。从组成看,重组分含量低,所以,凝析油含量低,而中间烃含量很高,尤其是 C_3 和 C_4 的摩尔分数之和达到了 8.88%,是重要的液化石油气资源,这也是该油气田开发之后在地面建设了一个 LPG 厂的原因。

3.早期气顶注气只采油环的开采特征

第一阶段:早期开发阶段。G40 油气藏气顶凝析油含量比较低,而且,天然气缺乏市场需求,因此,开发早期主要是开采油环原油。1997 年 8 月投入开发,当年投产 8 口井,其中 5 口直井(NG2,NG3D,NG4,NG7D, NG12),2 口水平井(NG9,NG13),一口斜井(NG8),平均初始日产油 78.6m^3。直井和斜井的初始平均日产油量为 68.0m^3,两口水平井的日产油量为 81.8m^3,斜井 NG8 和水平井 NG9 的初始含水率分别为 21%和 15.3%,其余井初始不含水。

至 1999 年 5 月，由于边底水的锥进和气顶气窜，生产含水和气油比不断升高，（见图 7.27），原油产量不断下降，原油日产量由 1997 年 10 月的 400m³ 下降到 1999 年 5 月的 231m³，平均月递减率为 5.3%，见图 7.28。在此阶段，油田整体产量不高，在气顶作用下，地层压力下降不明显，见图 7.28。

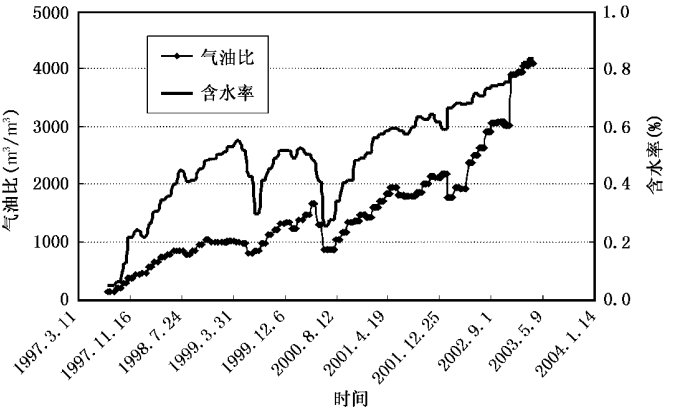


图 7.27　G40 油气藏气油比和含水率变化趋势

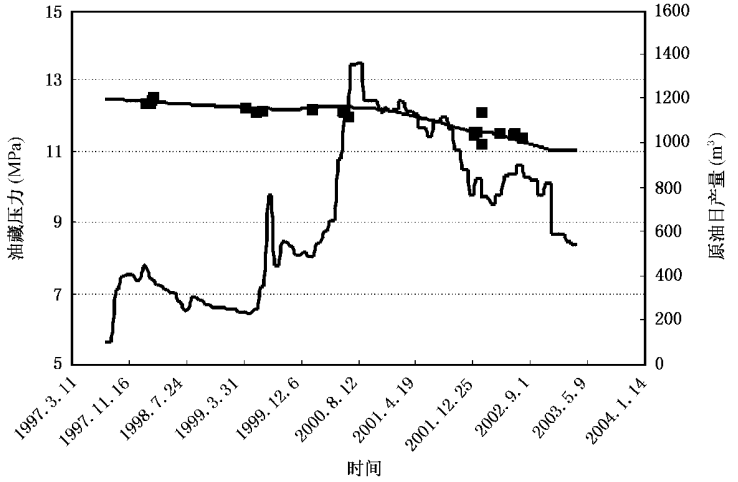


图 7.28　G40 油气藏地层压力和原油产量变化趋势

第二阶段：提高原油开发速度阶段。为了稳定并提高 G40 油气藏的原油生产能力，1999 年 5 月至 2000 年底，又先后钻了 9 口油井，其中：2 口直井（NG5D，NG10），初始平均日产油 94.7m³，7 口水平井（NG15，NG16，NG17，NG18，NG19，NG20，NG21），初始平均日产油 205.3 m³，水平井平均初始产量是直井平均初始产量的 2 倍以上。2000 年 7 月，最高日产油量达到了 1349.5m³。在这一阶段，由于原油产量高，生产含水和气油比不断上升，地层压力容易快速下降而影响开发效果，此外，根据环保法律条款的要求，采出天然气的放空燃烧量有严格限制，因此，从 1999 年 6 月起，对该油气藏的开发方式作出了调整，即采用气顶注气、油环采油的开发方式。这样，既维持了油井的正常生产，又保持了地层能量，抑制了边底水的快速锥进，保护了天然气资源。为了减缓原油产量递减趋势，2001 年 6 月新完钻投产了一口水平井 NG23，2002 年 4～7 月，每月新钻投产一口新井。

由于油环宽度和油柱高度比较小，所以，新井投产以后，气油比和含水率总体上不断上升，

如图 7.29，含水率在某些时间段有短暂下降是因为一些达到经济极限的高含水井关井停产而引起的。至 2003 年 6 月，G40 油气藏已累积生产原油 $139.62\times10^4 m^3$，实际原油采出程度已经达到了 14%图 7.30。G40 油气藏与大港油田中区板二油气藏的油环宽度、储层物性等类似，由于采用了气顶注气开发，因此，油环的采出程度明显高。

第三阶段：采用衰竭式开发方式同时开采油环和凝析气顶。G40 油气藏的原油产量在不断下降，油井都已气窜，目前平均气油比高约为 $4000m^3/m^3$。至 2003 年 6 月，气顶注气量已累积达到 $19.3\times10^8 m^3$，注气倍数为 50%，继续注气生产气油比还会不断上升。此外，该油气藏下一阶段有供气合同，因此，同时开采油环和凝析气顶也正是时候。供气合同要求年供气量为 $10\times10^8 m^3$，这样，不仅要求现有的井继续生产，而且，一些已关的高含水井在气层段应重新射孔采气，在气量不足的情况下，将注气井开井采气。

为了研究不同开发方式对油气采收率的影响，设计了四个研究方案：

方案①：停止注气，继续利用现有井采油、采气，2005 年 5 月前尽可能保持 $102\times10^6 ft^3$ 的日供气量，在气产量达不到要求时，已有的 3 口已关井和 3 口注气井可以改变射孔层位产气。

方案②：油井继续按现状生产，即气顶注气油环产油，日注气量 $66.5\times10^6 ft^3/d$，2007 年 1 月起停止注气，衰竭式开发，油气同采。

方案③：油井继续按现状生产，2003 年 10 月至 2004 年 5 月停止注气，产出天然气外输，之后，气顶重新以 $32\times10^6 ft^3$ 的日注气量注气，2005 年 2 月日注气量进一步增加到 $65.8\times10^6 ft^3$，2007 年 1 月起停止注气，衰竭式开发，油气同采。

方案④：油井继续按现状生产，2003 年 10 月至 2005 年 4 月停止注气，2005 年 5 月至 2006 年底重新以 $51.6\times10^6 ft^3$ 的日注气量注气，2007 年 1 月起停止注气，衰竭式开发，油气同采。

图 7.29 、图 7.30 和图 7.31 分别是 G40 油气藏地层压力、原油产量、天然气产量的变化趋势，可见，衰竭式开发方式同时开采油环和凝析气顶，地层压力下降很快，一旦供气，在早期，原油和凝析油的总产量有所增加，这部分增加的产量主要来自凝析油。由图 7.31 可见，利用现有井实现稳产两年的供气要求有困难，需要增加新井进行开发接替。

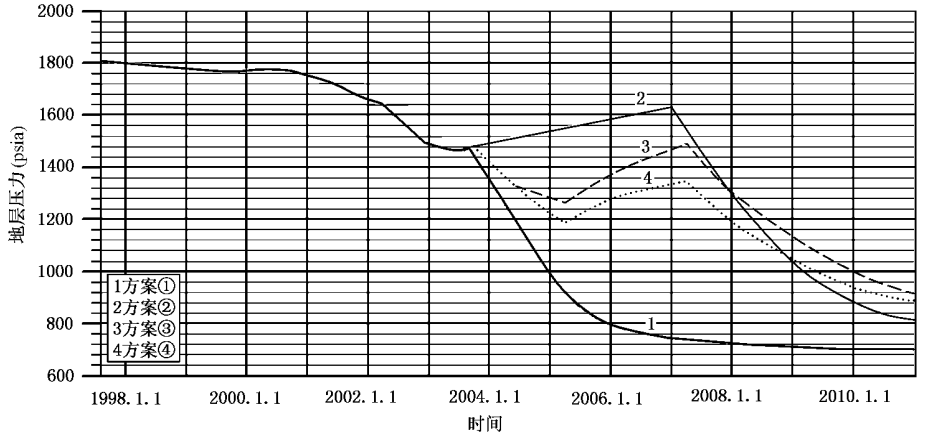


图 7.29　油气藏地层压力变化趋势

4. 水平井开发带气顶和底水的薄油环的效果分析

如上所述，G40 油气藏早期开发(1997～1998 年)以直井为主，两口水平井的日产油量为 $81.8m^3$，高于直井的平均初始日产油 $78.6m^3$ 这一阶段水平井产量偏低是因为两口水平井位置低，投产初始就见水。1999 年之后的开发调整上产阶段则以水平井为主，水平井初始平均

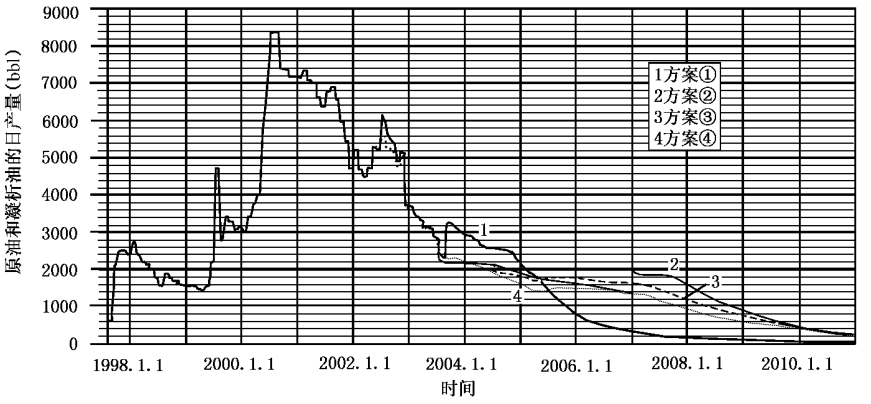


图 7.30　油气藏原油产量变化趋势

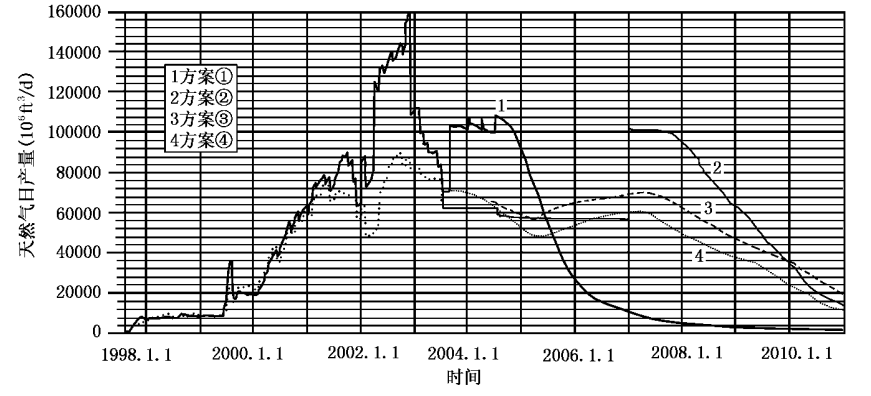


图 7.31　油气藏天然气产量变化趋势

日产油量为 205.3m^3，而直井的初始平均日产油仅为 94.7m^3。总体上讲，水平井的产量明显高于直井的产量。图 7.32 是 8 口直井和 9 口水平井的累积产油量的对比曲线，水平井平均单井累积产油 $9.1\times10^4m^3$，直井平均单井累积产油 $6.08\times10^4m^3$，水平井的开发效果明显优于直井。G40 油气藏水平井投产明显比直井晚，投产时油水、油气界面受直井生产影响发生了变化，如果早期就采用水平井开发，效果还会更好。

5. 水平井完井技术

G40 油气藏的水平井都是筛管完井的，有些井筛管之间有盲管，筛管材料是塑料的，水平井水平段一般长 1000ft。个别井根据测试资料在盲管处装有封隔器，以封隔出水部分。

6. 地面油气分离与 LPG(液化石油气)厂

G40 油气藏 $C_3\sim C_4$ 的摩尔分数达到了 8.88%，是重要的液化石油气资源。为了有效利用液化石油气资源，在该油气田建立一个小型气体处理厂，用于从产出的凝析气中分离出凝析油和 LPG。投产后液化石油气的产量稳步提高，见图 7.33。

7. 小结

(1)N. Geragai G40 油气藏油环宽度在 300～500m 之间，气顶凝析气的凝析油含量较低，约为 106.54cm^3/m^3，属于饱和油气藏。早期以开采油环原油为主，采用气顶注气的开发方式，生产 6 年来，已累积生产原油 $139.62\times10^4m^3$，实际原油采出程度已经达到了 14%，取得了较好的效果。

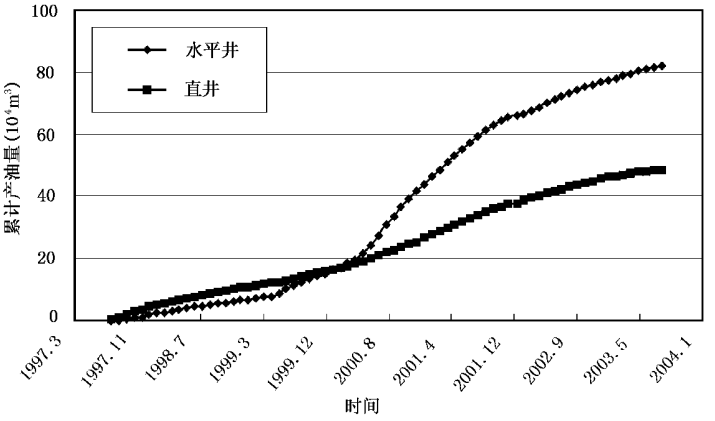


图 7.32　油气藏天然气产量变化趋势

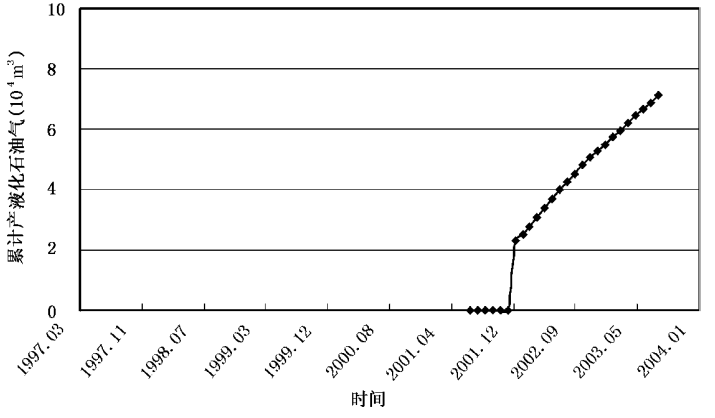


图 7.33　油气藏天然气产量变化趋势

(2)G40 油气藏早期开发(1997～1998 年)以直井为主,1999 年之后的开发调整上产阶段则以水平井为主,水平井初始平均日产油量是直井的 2 倍以上,水平井的开发效果明显优于直井。

(3)G40 油气藏 C_3～C_4 的摩尔分数达到了 8.88%,是重要的液化石油气资源,在该油气田建立了一个小型气体处理厂,用于从产出的凝析气中分离出凝析油和 LPG,取得了良好的效果。

二、实例六——扎纳若尔 $\Gamma_{Ⅲ}$ 凝析油气藏屏障注水与面积注水开采实例

1. 地质特征

1)地层

扎纳若尔石炭系含油气层是在下石炭统韦宪阶陆源岩之上谢尔普霍夫阶至中石炭统莫斯科下亚阶浅水大陆架第二碳酸盐岩(KT－Ⅱ)和莫斯科上亚阶至上石炭统格热尔阶的第一碳酸盐岩沉积(KT－Ⅰ)。主力油层为 KT－Ⅱ层组北高点下莫斯科阶 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层,在纵向上又可以将其分为 6 个小层,即 Γ_1～Γ_6 层。

2)构造

扎纳若尔构造属扎尔卡梅斯穹窿状隆起,该构造位于滨里海盆地东部,为图 7.34 基底顶部构造。该隆起在沉积盖层中被一些构造阶地所复杂化,这些构造阶地是盐下洼地向滨里海盆地腹部沉陷而形成的。区域化的阶地首先被平行于边缘带的短轴背斜和向斜所复杂化。在

扎纳若尔阶地分布着乌尔赫套、扎纳若尔、希涅尔尼科夫构造。上述隆起中最大的是扎纳若尔隆起。扎纳若尔油田是一个宽缓的穹窿状背斜，由石炭系谢尔普霍夫阶—格热尔阶石灰岩组成。主力油层为北高点下莫斯科阶 Г1－6 层的孔隙型储集层。该油田油水界面－3585m 以上构造圈闭面积约为 130km²，下莫斯科阶扎纳若尔北隆起最高点在 2226 井与 2232 井之间，顶面高程为－3069.6m，此处油气藏高度为 272m。该背斜主构造轴走向为北北东方向，构造西北翼和东南翼稍陡，构造倾角达 10 度以上；南、北两翼较缓，倾角为 2～4 度。向南与扎纳若尔南构造、向北西与乌里赫套构造之间各由一鞍部连接。

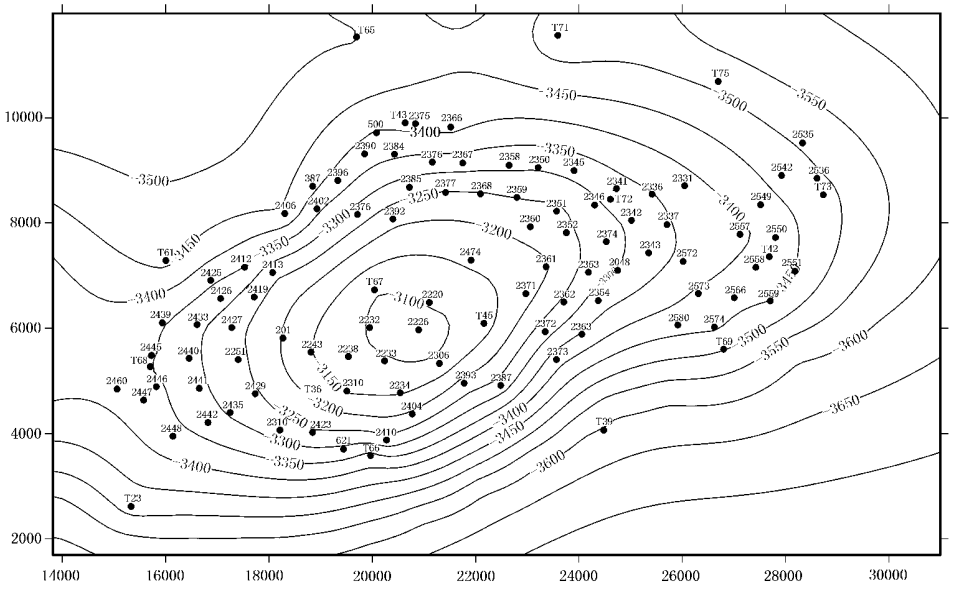


图 7.34　$\Gamma_{Ⅲ}$ 层顶面构造图

3)矿物岩石学特征和储集物性

有复杂成分和层状结构的下莫斯科阶碳酸岩盐以各种石灰岩为主(在 1150 块岩样中占 96%)。一半的石灰岩为生物团粒石灰岩，团粒生物石灰岩；生物结构石灰岩占 13%，其他类型的石灰岩占 3%～9%。生物结构石灰岩的主要成分为藻类、有孔虫藻类。在藻类石灰岩中最常见的有 Двинелловые、Березелловые、Донецелловые 等藻灰岩，生物礁 иолифитные 灰岩，生物碎屑灰岩，пеллоидные 灰岩、凝块石灰岩、鲕状石灰岩、碎屑灰岩等。常见大量的有孔虫与藻类共生，有壳屑混杂物。

原生孔隙很少保留下来，大多数被溶蚀。次生孔隙呈不规则状、港湾状、多角状、隙缝状。孔隙大小 0.05～0.5mm。常见细孔穴，大孔穴未见到。碎屑间的喉道和裂缝将孔隙联络起来。方解石化降低了孔穴的体积。

与其他类型的石灰岩相比，生物结构石灰岩有较好的储集性能，其中非储集层的比例较小(占 19%)。

生物团粒石灰岩主要为细粒沉积。细团粒(0.1～0.25)及大量凝聚的钙质(20%～25%)，使它们的孔隙度和渗透率都不高，孔隙度小于 6%的占 82%，其中 70%的样品渗透率低于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$，12%的样品渗透率为 $0.1\times10^{-3}\sim1\times10^{-3}\mu m^2$。其余 18%的样品孔隙度达到 16%～18%，渗透率达 $100\times10^{-3}\sim300\times10^{-3}\mu m^2$。储集层中渗透率为 $(10\sim100)\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品为 5%，但它们的孔隙度却都低于 12%～14%，这表明裂缝比较发育。

孔隙性鲕粒石灰岩中，有碎屑间孔、被壳后孔，它们均被溶蚀而扩大。它们形成于波浪冲刷的浅滩，分选好，粒度粗，孔隙度可达 16%～18%，渗透率可达 100 多毫达西。但大多数的鲕粒石灰岩是致密的非渗透层。这类地层是在地形下陷不大，适于形成鲕粒的水下滩条件下沉积的，大量细小的鲕粒、团粒、大量的碳酸盐淤泥被搬运到这里沉积下来。

凝块石灰岩几乎全为致密、低孔岩层。仅仅由于裂缝及与之伴生的弱溶蚀才使部分地层具有较高的渗透率。

白云石化较普遍。后生方解石沿裂缝充填溶蚀孔隙。白云岩中低孔非渗透样品占 28%～29%，其余为孔隙(孔隙度 6%～20%)渗透型($0.1\times10^{-3}\sim100\times10^{-3}\mu m^2$)，白云岩化孔隙和溶蚀孔呈多角形、椭圆、港湾形，孔径 0.05～1mm ，孔穴直径常为 2～3mm，少量达 7～10mm。微裂缝将它们相互沟通。

储集层的生物结构石灰岩主要由细－中粒生物碎屑组成，其孔隙度很不均匀，因此认为它们是在水动力条件较弱的沉积环境中形成的。生物碎屑灰岩形成与弱活动水体环境有关，它们分选差，原生孔隙不均匀。泥状微粒石灰岩和白云岩、凝块石灰岩是在半封闭的泻湖、大陆架深水区相对较平静的条件下沉积的。

不同类型和不同级别的储集层呈带状分布并在横向可追踪，是由两个因素造成的：在浅水大陆架范围内沉积条件发生变化和成岩阶段、后生阶段次生作用的异向性。而前者具有决定性的作用，表明沉积作用对储集层类型形成的控制作用。储集物性的较高非均质性和随机性是后者造成的。因此，储集层的物性分布具有随机区域化变量的特点。

4)圈闭类型

从上述构造和沉积情况来看，扎纳若尔油田是一个受岩性控制的穹隆状构造圈闭，油气位于莫斯科阶卡什尔组(Γ1－4)和维列依组(Γ5－6)碳酸盐岩中，这 6 个小层统称为 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层。卡什尔组储层具有一个大的气顶，而维列依组储层中只有有限的气顶存在。气油、油水界面均有不规则的过渡带，这些过渡带比较宽，在 20m 以上。但与油水、油气界面 200m 以上的高度相比，这一参数的不确定性不会对油气储量的准确计算造成大的影响。

5)隔、夹层

各小层在构造高点处连通性是较差的。其中 Γ2 和 Γ3 之间的连通性最差，夹层厚度在构造主体部位都超过了 20m，许多地方超过 70m。两层之间连通面积不足 5%。由于 Γ1 和 Γ2 在构造的北部储集物性都较好，所以这两层在构造北翼具有一定的连通性，而南翼许多地方夹层厚度则超过 40m。Γ3 和 Γ4 之间由于构造侧翼的储集层厚度大，连续性好，因此，两储集层在翼部存在着连接窗，其他地方岩性夹层厚度在 10～40m 之间。$\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏储集性能最好的 Γ4 层与 Γ5 层之间的连通性则较好，两层之间有 10%的地方是互相连通的，而且，绝大部分地方的夹层厚度也很小，介于 0～10m 之间。可见，从这两层之间实际上并没有形成有效的分隔，几乎可以划归一层。Γ5 与 Γ6 之间夹层厚度又变大，除局部地方外，整个 $\Gamma_{Ⅲ}$ 构造上两层之间的夹层 10～30m。

总之，Γ3 与 Γ4、Γ4 与 Γ5 之间的岩性夹层称为夹层，另外三个夹层可称为隔层。

2. 油气、油水界面

油水界面海拔深度－3575～－3581m，油气界面海拔深度－3385m。

3. 原始压力、温度系统

KT－Ⅱ的温度、压力条件与油藏埋深是相适应的。在油水界面处，相应的原始地层压力为 39～39.4MPa，地层温度为 75℃，地温梯度2.4℃/100m。

4. 流体物性

1)原油

油井地下、地面所取样品的实验分析结果表明:油藏原油的物性具有四低、两高的特点,即:密度、粘度、胶质含量和凝固点低,原始气油比和含蜡量高。此外,原油还含硫。在生产条件下多级脱气后地面原油的密度为 0.8089g/cm^3,在地层温度 75℃、饱和压力 32.37MPa 下原油密度为 0.63959g/cm^3,原油粘度为 0.28mPa·s,地面脱气原油的粘度为 5.21mPa·s。一次脱气的原始气油比为 382.3m^3/t,多级脱气的原始气油比为 337.7m^3/t,体积系数为 1.651。

根据扎纳若尔油田 Γ_{III} 试油统计结果,储层原油气油比随深度变化比较明显。油气界面处压力为 38.12MPa,油样的气油比为 366.2m^3/m^3,与 66 井试油的原始气油比接近,这说明在油气界面处原油是饱和的。对于油环来说,根据三角相图(图 1.28)和典型图版判断(图 1.26),扎纳若尔油田 Γ_{III} 层油藏属弱挥发性油藏。

2)凝析气性质

Γ_{III} 层 36 号井在射孔井段 3630～3650m(海拔深度－3365～3385.3m)内射孔试油时,获得气流和凝析油,以此确定了 Γ_{III} 层为带凝析气顶的油藏。凝析油含量为 614g/m^3,采用原始气组分计算得到的凝析气露点压力为 37.38MPa,可以认为气顶凝析气是饱和的。气顶属于中高含油凝析气藏,见图 1.27。

3)地层水性质

共分析了 3 口油井的 5 个样品,分析结果认为地层水矿化度为 79.9g/l,粘度为 0.52mPa·s,体积系数为 1.018,水的密度为 1.055g/cm^3。

5. Γ_{III} 油气藏只开采油环气顶屏障注水的开采特征

Γ_{III} 层是扎纳若尔油气田 KT－Ⅱ层的主力开发层,油气储量较大,原油储量 1.2306×10^8t,干气储量 310.18×10^8m^3。Γ_{III} 层有 14 口井和 $_{Д}$ 北层合采合注,其中采油井 4 口,注水井 10 口。

Γ_{III} 层油气藏物性相对较好,油井产量比较高,平均单井初始产量为 50.1t。以 1998 年的 75 口生产井为例,日产油小于 5.0t 的油井只有 4 口,日产 5.0～10.0t 的油井只有一口,日产 10.0～20.0t 的油井有 4 口,日产 20.0～50.0t 的油井 22 口,日产 50.0～80.0t 的油井 34 口,日产大于 80.0t 的油井 10 口。

自 1988 年投入开发以来,到 2002 年底,本区块经历了三个开发历程:

天然能量开采阶段(1988～1994 年),属田上产阶段,生产井数不断增加(图 7.41)。主要生产特征是采油速度低、采出程度低;地层压力下降快、油井产量递减快。

屏障注水阶段(1995～1999 年),主要生产特征为"二缓二低",即油田的产油量递减趋势减缓、地层压力下降趋势减缓;采油速度低和含水率低。

面积注水开发调整阶段(从 2000 年以后),该阶段针对油环的注采井网进一步完善,除了保留原先的屏障注水井以外,在油环采用反九点注水井网,采油速度由 1999 年的 0.81%上升至 2002 年的 1.8%,日产油量由 1999 年 12 月的 2896t 猛增至 2002 年 12 月的 6692t,增幅达 131.1%。但由于注水还不够,地层压力比 2001 年下降了 1MPa 左右。面积注水开发调整 3 年来,含水率很低,仅为 2%,仍处于低含水采油期。

至 2000 年底,共有生产井 120 口,年产油量 221.5×10^4t,累积产油量 1397.8×10^4t,采出程度 11.4%,可采采出程度 40.57%,采油速度 1.8%,含水率很低,仅为 2%。年注水量 462.7×10^4m^3,累积注水量 1928.3×10^4m^3,累积注采比 0.58,其生产动态见图 7.36。

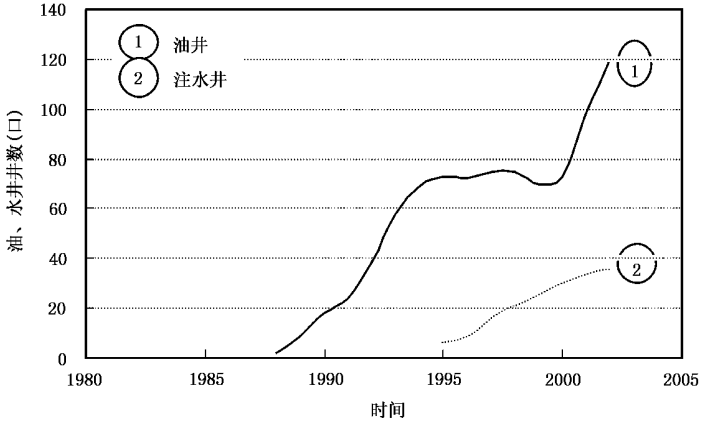


图 7.35　$\Gamma_{Ⅲ}$ 层油气藏开发井数的变化情况

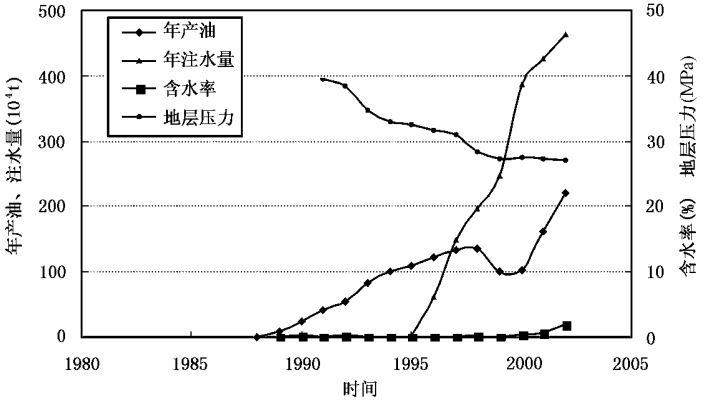


图 7.36　$\Gamma_{Ⅲ}$ 层油气藏开发动态变化趋势

6. $\Gamma_{Ⅲ}$ 油气藏开发机理数值模拟研究

扎纳若尔 Γ 北气顶油藏，于 1995 年在气顶和油环之间进行屏障注水，封存搁置气顶。通过应用数值模拟技术，可以进一步分析气顶屏障注水效果、气顶水障的形成状况、气顶与油环压力保持水平以及油气、油水界面如何运动情况。

1)屏障注水后气顶水障形成状况

Γ 北气顶屏障注水区域基本没有断层，地层平缓，1995 年在内油气界面布置 12 口水障井，在油环内布置油井 73 口，又于 4 年后在油环内加面积注水井 22 口，油井 26 口。

根据国外气顶水障油田开发经验，影响水障井形成的因素有以下几个方面，地层因素有：气顶大小、地层厚度、渗透率、孔隙度、地层倾角、地层压力和原油粘度等。涉及因素有：水障井位置、井距、注水压力、注水强度、注入井完善程度、油气投产顺序、油气采出量大小及水障两边压力是否平衡等。

屏障注水的油气田一般的水障井距为 200～300m；水障井注入强度 30～40m^3/(d·m)，水障井井底压力大于生产井井底压力 1～2 倍；水障井射孔孔密 20 孔/m；水障形成时间 4～6 个月；水障形成后为使水障不被断开还需继续注水。

扎纳若尔油田 Γ 北气顶油藏单井油层厚度大，平均 38m，打开油层段数多，平均 12 个，物性差($K=1\times10^{-3}\sim40\times10^{-3}\mu m^2$，$\phi=8\%\sim12\%$)设计的水障井井距较大 500～700m，有些地

区没有水障井，注水压力和注水强度不够($8\sim27m^3/(d\cdot m)$)。

在对油层气顶油藏开发动态的生产历史拟合基础上，对注水屏障形成过程进行了模拟。从 1995 年开始屏障注水，到 2002 年模拟各层含油(水)饱和度分布图来看，Γ1—Γ2 油层缺少水障井，截止到 2001 年底仅 2 口井才补层注水；Γ3—Γ5 油层水障井不完善(气顶油藏西部和北部缺少水障井)，井距较大(700m 以上)，致使气顶水障还没有完全形成；Γ6 油层没有气顶。屏障注水至 2002 年底，Γ3—Γ5 层气顶水障部分形成(此时，含水饱和度连成条带状，气顶压力下降减缓或上升，说明水障已基本形成)。

气顶水障形成较差的原因：(1)油层厚，油层多，需要足够的注水体积；(2)水障井井距太大，700m 以上；(3)水障井井网不完善，有的区域缺少水障井；(4)储层渗透率太低；(5)水障井布井位置也有一定的关系，相当一部分水障井布在气顶区内。

2)屏障注水的效果分析

自 1995 年开始屏障注水至 2002 年，注入气顶的累计注水量占 Γ 北油藏总累计注水量的 29%。由于屏障注水的作用，气顶地层压力明显回升，从初期衰竭开发至 1994 年底29.7MPa，上升到 2002 年的 31～35MPa，而油环压力仅为 25～27MPa 左右，气顶地层压力明显高于油环压力，见图 7.37。屏障注水虽然能对油环和气顶起到一定的封隔作用，但由于油环与气顶之间的压差较大，因此，到 2002 年底仍有近 12%的气顶气窜入油层中。

在相同采出程度下，如取消屏障注水，含水上升加快(图 7.38)，采用现有反九点注水井网，地层压力难于维持，见图 7.39 说明屏障注水起到重要作用。

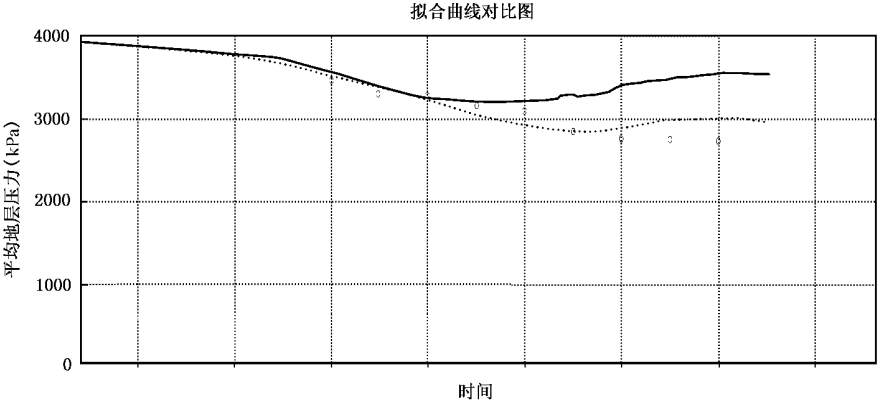


图 7.37　$\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏屏障注水地层压力动态历史拟合曲线

7. 气顶开发时机数值模拟研究

$\Gamma_{Ⅲ}$ 层凝析气顶天然气储量为 $310.18\times10^8m^3$，凝析油储量约为 1904.5×10^4t。凝析油的开采对于延长 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层原油生产的稳产期，减缓油藏开采后期原油产量递减速度是有益的，因此，需要对气顶开发方式和开发时机进行研究。由于 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层油气藏以大油环中采油为主，气顶若采用衰竭式方法开采，会影响油藏的地层压力，影响油井的正常生产，而且，天然气又缺乏市场，所以，$\Gamma_{Ⅲ}$ 层气顶的开发应以循环注气为主。气顶循环注气开发还应该与气顶注气方案很好地结合起来。

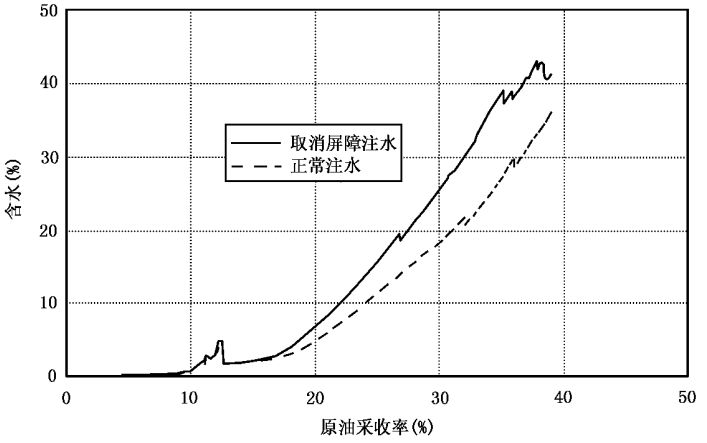


图 7.38　取消屏障注水与屏障注水开发含水和采出程度关系曲线

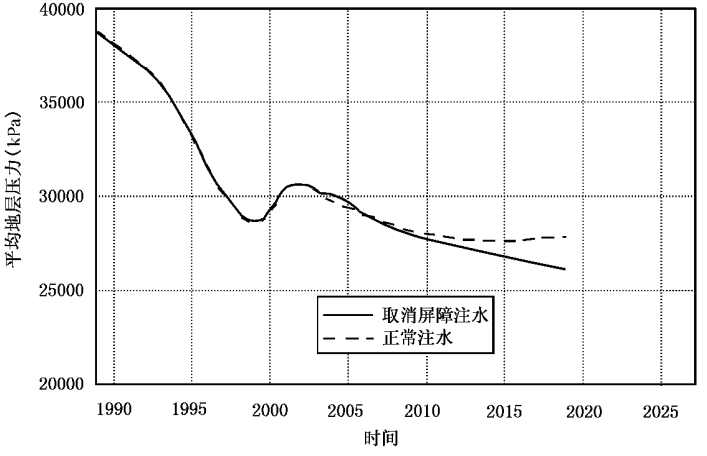


图 7.39　取消屏障注水与屏障注水开发压力对比曲线

研究气顶开发方式和开发时机时，以采油速度 1.6%的气顶不动边部反九点面积注水方案为基础，设计了以下四个方案：

方案 1：油环区仍采用不规则反九点注采井网，屏障注水井的内侧增加 6 口采气井。2005 年开始循环注气，平均单井日采气量为 $20\times10^4m^3$，循环注气执行时间为 6.5 年，极限凝析油含量为 $100g/m^3$。平均单井日注气量为 $32.6\times10^4m^3$。

方案 2：2009 年年产油量开始递减时循环注气，其他同方案 1。

方案 3：2005 年开始循环注气，增加注水量，其他同方案 1。

方案 4：2005 年气顶衰竭式开采，注水井网不变，但没有将任何注水井转为生产井。

图 7.40 是这 4 个方案与气顶不动方案的年产油量的对比曲线，很明显，循环注气后原油(凝析油)年产量保持在 190×10^4t(相当于采油速度 1.6%)以上的时间延长了两年，2005 年循环注气方案与气顶不动的开采方案相比，累积油产量增加 126.015×10^4t，其中：凝析油量为 95.442×10^4t，因增加注气量而使地层压力下降变缓增加的原油为 30.573×10^4t。同理，2009 年循环注气方案比气顶不动的开采方案累积增加油产量 105.346×10^4t，其中：凝析油量为 85.177×10^4t，增加的原油为 20.169。对比以上数据我们还可以看出：2005 年循环注气比 2009 年循环注气多采凝析油 10.265×10^4t。又因为 2005 年循环注气比 2009 年循环注气累

积注气量有所增加，而使原油产量也增加了 10.4×10^4t，这进一步说明了增加注气量对维持油藏压力和提高原油采出程度的重要性。

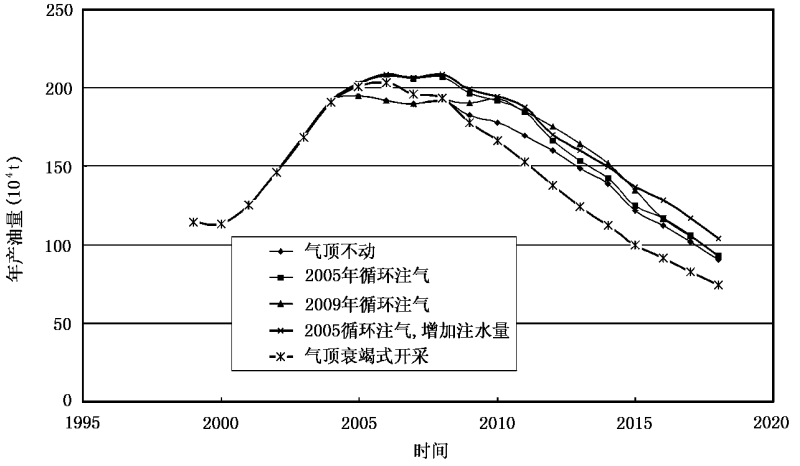


图 7.40　气顶开发时机论证方案产油量对比曲线

气顶衰竭式开采（方案 4）效果最差，6 口气井共采凝析油 133.1×10^4t，比 2005 年循环注气多采凝析油 37.7×10^4t，比 2009 年循环注气方案多采凝析油 48.0×10^4t。在气顶开采早期，凝析油的增加使 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层总的油产量有所提高，但是，随着气顶采出程度的提高，气顶压力不断降低，将明显影响油藏压力和油井的正常生产，预测期内累计产油量（原油与凝析油之和）分别比方案 2、方案 3 少 266.7×10^4t 和 287.3×10^4t，如果仅考虑原油产量，效果还会更差。由此不难得出结论：气顶衰竭式开采对油藏原油生产不利。

通过对比还可以看出：循环注气增加注水量方案（方案 3）比方案 1 多采原油 75.73×10^4t，同时增加注水量 808.03×10^4m^3，地层压力明显保持得比较高（图 7.41），说明在气顶循环注气过程中，油环注水保持注采平衡和维持地层压力非常重要。

8. 小结

（1）$\Gamma_{Ⅲ}$ 层油层为一受岩性控制的穹隆状构造圈闭，构造位置与裂缝分布之间并无直接的相关关系，还没有形成大倾角构造所具有的裂缝分布体系。

（2）$\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏的屏障注水起到了一定的隔离气顶的作用积累了一定的经验，屏障注水的水障在 Γ3、Γ4 、Γ5 层形成较好，仍须执行屏障注水加油环面积注水的开发方式；

（3）$\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏边底水不太活跃。$\Gamma_{Ⅲ}$ 油藏各小层气顶均存在不同程度的气顶扩散和油气界面下降，北部以 Γ1、Γ2 层为明显，南部以 Γ3、Γ4 层为明显。全油田气顶地层压力为 32～35MPa，油环地层压力为 25～27MPa，由于油环与气顶之间的压差较大，因此，到 2002 年底仍有近 12%的气顶气窜入油层中。

（4）Γ1、Γ2 层需要完善气顶水障井网，Γ3、Γ4 需要控制水障井的注水量，并适当提高油环地层压力。

（5）屏障注水对于延缓 $\Gamma_{Ⅲ}$ 层油藏压力下降（维持油藏压力）、抑制气顶气窜和延缓含水上升是有益的，就目前油环注水井数、注水量都不足的情况下，屏障注水井应继续加以利用

（6）通过井网论证研究认为：反九点井网具有采出程度高、含水率和气油比低的特点，并且反九点法井网还具有后期调整的余地。

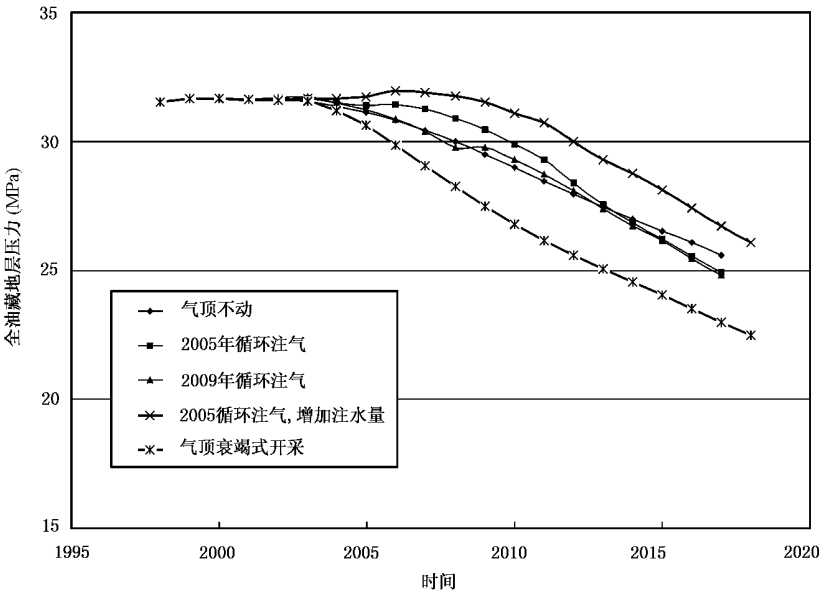


图 7.41　气顶开发时机论证方案全油藏地层压力对比曲线

(7)气顶注气方案具有采出程度高,含水率低的优势,但缺点是气窜后油井的生产气油比高,注气设备投资大,还需深入对比分析论证。

参 考 文 献

1. 黄文添,李长洲. 黄骅坳陷板桥凝析气的形成条件. 北京:石油工业出版社,1992.11
2. 马世煜,板桥油气藏类型及流体相态特征. 石油勘探与开发,1992,19(6): 58～63
3. 马世煜,马永祥. 提高板桥凝析油气藏采收率的研究. 石油学报, 1995,16(1):71～78
4. 蒲建,刘树明. 板桥凝析气藏开采特征分析. 天然气工业,2000,20(1):68～70
5. 马世煜,周嘉玺. 大张坨凝析气藏循环注气开发. 石油学报,1998,19(1):47～52
6. 崔立宏,孙亚兰. 大张坨凝析气藏循环注气开发方案. 石油勘探与开发,1999,26(5):43～45
7. 杨胜碧. 大张坨凝析油气田循环注气开采地面工艺研究与设计. 油气田地面工程,1997,16(3):13～15
8. 袁士义等. 气田开发技术现状与发展展望. 见:天然气勘探开发技术论文集. 北京:石油工业出版社,2000.11
9. 邱宗恬,张兴林. 柯克亚凝析油气田的流体特征. 西南石油学院学报,1990,12(1):－9～21
10. 陈俊湘,尹军平:柯克亚背斜油气藏形成条件. 新疆石油地质. 1996,17(3):－219～224
11. 李玉冠,张兴林. 新疆柯克亚凝析气田循环注气调整措施与开发效果. 天然气工业,2000,20(4):61～62
12. 胡宁平,徐孝思:塔里木牙哈高压凝析气田钻井工艺优化技术. 见:中国石油天然气集团公司油气田开发工作会议文集(下册). 北京:石油工业出版社,1999
13. 张敏,张俊. 塔里木盆地牙哈油气田沥青垫特征及成因. 石油与天然气地质,1998,19(1):49～52
14. Василиув В. Г. ,《Газовые и Газоконденсатные Месторождения》,Справочник. Москва《Недра》, 1975
15. Жабрева И. П. ,《Газовые и Газоконденсатные Месторождения》,Справочник. Москва《Недра》, 1983
16. Надиров С. Г. ……,《О Перспективах нефтегазонсности миоценовых отложенийсеверново крыла Карадагской складки 》, Жур.《Азербайджанске нефтеноеозяйство》, 1977, No. 6
17. A. X. 米尔扎赞杰等杨培友等译. 凝析气田开发. 北京:石油工业出版社,1983
18. 李士伦编译. 苏联卡拉达克凝析气田. 天然气勘探与开发,1983(2)
19. Дурмишьян А. Г.《О связанной нефти в газовых и газоконденсатных пластах》,《Геологиянефти игаза》, 1963, No. 9

20. Амелин Н. Д. 《Особинности разработки нефтигазовых залежей》, Москва《Недра》, 1978
21. Дурмишьян А. Г. 《О разработке Карадагской газоконденсатной залежи в светеновых ланных》,《нефтеное хозяйство》, 1959, No. 2
22. Желтов Ю. В., 《О проблемах разработки нефтегазоконленсатных месторожлений》, 《нефтеное хозяйство》, 1966, No. 12
23. Дурмишьян А. Г. 《Пути рациональной разработки газоконленсатной залежи Каратаг》, 《нефтеное хозяйство》, 1960, No. 2
24. 《Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (теория ипрактика)》1978г с. 145 — 154 ,ответственный редактор А. К. Курбанов
25. 《Газоконденсатные месторождения》А. Г. Дурмишян, Москва《НЕДРА》1979г
26. 《Пути рациональной разработки газоконденсатной месторождения Бахар》Х. Г. Юсухзаде, А. Г. Дурмишян, 《Нефтеное Хотяйство》,1975. 1
27. W. W. Huang R. B. Bellany, S. Wohnimus,《A Study of Nitrogen lnjection for Increased Recovery From a Rich Retrograde Gas/volatile Oil Reservoir》1956 SPE 14059