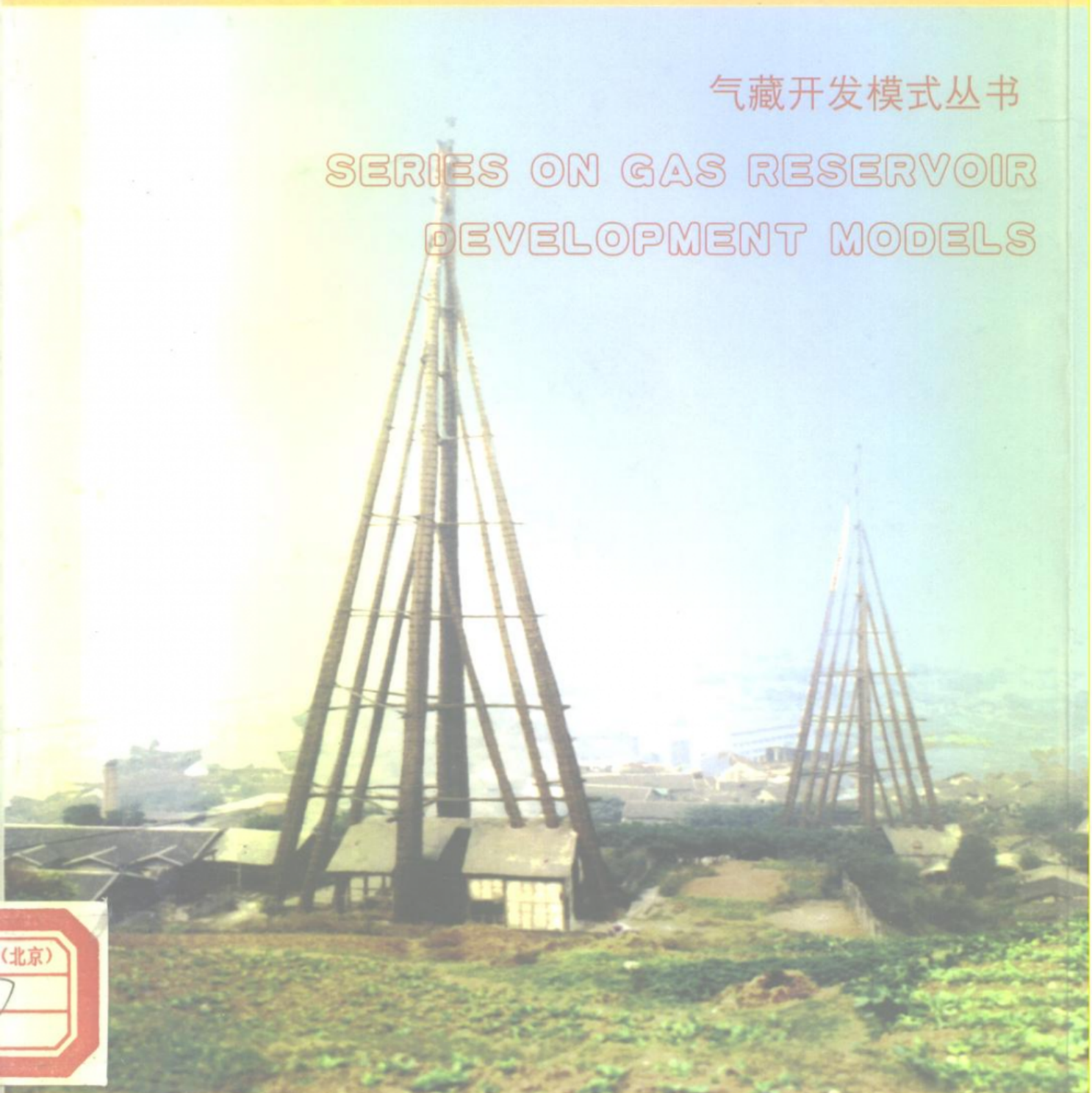


国外六类气藏 开发模式及工艺技术

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》编写组 编著

气藏开发模式丛书

SERIES ON GAS RESERVOIR
DEVELOPMENT MODELS



(北京)

石油工业出版社

气 藏 开 发 模 式 丛 书

国外六类气藏开发模式 及工艺技术

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》编写组 编著

石 油 工 业 出 版 社

内 容 提 要

本书对国外水驱碳酸盐岩气藏、国外高含硫碳酸盐岩气藏、国外多裂缝碳酸盐岩气藏、国外气驱碳酸盐岩气藏、国外海上高中渗透砂岩气藏和国外低渗透砂岩气藏的整个开发阶段进行了分析、研究,总结出了这些典型气藏开发的经验和教训,提出了我国类似气藏的最佳开发程序及关键技术。

本书是从事气藏开发技术和管理人员的必备参考书,也可供石油院校师生使用。

图书在版编目(CIP)数据

国外六类气藏开发模式及工艺技术 /

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》编写组编著

北京:石油工业出版社,1995.12

(气藏开发模式丛书)

ISBN 7-5021-1441-6

I.国…

II.国…

III.气田开发—模式—工艺—经验

IV.TE37

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 $12\frac{3}{4}$ 印张 309千字 印1-2000

1995年12月北京第1版 1995年12月北京第1次印刷

定价:20.00元

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》

编写及编审人员名单

主 编：冈秦麟

编写人员：

第一篇 乐长荣

第二篇 张子枢

第三篇 何志朋

第四篇 李祐佑

第五篇 陈桂芳 任 侠

第六篇 陈桂芳 宋文宁

审定人员：冈秦麟 陈桂芳 乐长荣 何志朋 李祐佑

责任编辑：张书芹

序

总结我国不同类型气藏开发模式及工艺技术，并组织出版一套系统的丛书，这在我国还是首次。这套书的出版，对于适应我国天然气工业发展的需要，促进我国气田开发技术水平的提高，必将产生重要的作用。

为了总结我国气田开发的经验，更好地指导今后工作，中国石油天然气总公司科技局组织了石油科研院所、高等院校和油气田企业中有丰富实践经验，又有较高理论水平的老、中、青科研人员，组成“不同类型气藏开发模式及工艺技术系列”课题研究组。这个课题组由108名同志组成，在四年的时间里，做了大量深入细致的调研分析、室内试验和数值模拟等工作，取得可喜的研究成果。这些研究成果，最终都体现在这套书中。

这套书内容比较丰富，既介绍了不同类型气藏的开发模式和开采工艺，又介绍了一套系统的气藏开发实用技术方法；既有对不同类型气田开发实例的剖析，又有在实践基础上形成的新理论和新认识；既有对国内气田开发经验的系统总结，又有对国外气田开发做法的介绍。因此，这套书是我国气田开发方面比较系统的著作。

这套书指导性比较强。由于主要来自于对实践经验的总结，因此对国内气田开发具有现实的指导意义，其中许多研究成果已用于指导新气田的开发，提高了气田开发的科学性、预见性和经济效益。比如关于低渗透区一部分天然气可通过高渗透区气井采出的新认识和新方法，已用于大天池等新气田的开发设计，大大减少了钻井数，提高了气田开发水平。我们也应当看到，由于我国较早投入开发的气田多集中在四川盆地，在区域上有较大的局限性，因此，这套书中总结的开发模式类型较少，有待于今后进一步充实和丰富。

科学技术是第一生产力，努力提高科技水平，是走上以经济效益为中心发展轨道的一条重要途径。我国有丰富的天然气资源，努力寻找和开发天然气资源，需要大力提高天然气勘探开发的技术水平。石油战线的科技工作者担负着光荣而艰巨的任务，需要进行艰苦的努力和不懈的探索。

周永康

丛书前言

我国不同类型气藏开发模式及工艺技术系列的课题研究,是为了适应我国天然气工业即将大发展的需要,也是为了更好地提高气田开发的科学性、预见性和自觉性。

1988年中国石油天然气总公司科技发展局和原天然气司组织有关专家研究了课题内容、技术路线、技术关键、模式类型选择、气田开发基础技术方法以及承担课题单位的选择等。由于我国天然气田主要集中在四川盆地,地质条件复杂,开采难度大,一批气田现已开采了20~30年。为了开发好这些气田,四川石油管理局做了大量的工作,积累了丰富的经验。系统总结这些气田的开发经验,并掌握其发展规律,将会提高全国各地区气田开发的技术水平。

为此,中国石油天然气总公司科技发展局决定编写《气藏开发模式》丛书,共分五册:

《总论》

《中国五类气藏开发模式》

《气藏开发应用基础技术方法》

《气藏和气井动态分析及计算程序》

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》

本套丛书由四川石油管理局、西南石油学院、中原石油勘探局、中国石油天然气总公司勘探开发科学研究院万庄分院、中国石油天然气总公司信息所等单位一批有丰富实践经验和较高理论水平的专家承担,系统地开展了气藏开采历程的剖析、室内机理研究、国内外气藏研究方法的整理和筛选,在重新建立地质模型基础上,采用数值模拟方法重新优化设计以及开展我国气田开发适用的计算机软件等研究。本课题始终在19名专家组成的技术领导小组领导下进行工作,已于1994年全面完成。

本套丛书的出版,将大大提高我国气田开发的科学性和预见性,是一套实用性很强的气田开发技术丛书,也是适用的技术工具书。

随着我国投入开发的气田不断增加,更多的气藏类型有待我们进一步总结,以不断完善和丰富我国气田开发的理论及工艺技术。

中国石油天然气总公司科技发展局

1994年8月2日

前 言

1988年由中国石油天然气总公司将《不同类型气藏开发模式及工艺技术系列研究》科研项目的二级课题下达给情报所。由总公司情报所高级工程师陈桂芳负责。李枯佑、乐长荣、张子枢、何志朋和任侠等五位高级工程师及宋文宁同志参加。调研过程得到专家组的指导。

经过近三年的工作，1990年年底完成了这项综合性的较大型的情报研究课题，并于1991年进行修订。1992年进行专家鉴定，均获好评；同年被评为1991年总公司情报所情报成果二等奖。

在调研过程中，查阅了国内外上百种资料和书刊（包括中、英、法、日、俄等语种），力求达到总设计要求。由于本课题要求紧密结合国内气藏实际，加之气藏种类较多，技术面广，有较大深度和难度，同时，这类模式的研究尚属首次，因此，不足之外，望批评指正。

课题研究组

1992、12

目 录

第一篇 国外水驱碳酸盐岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 四川威远震旦系气藏的相似模式——苏联奥伦堡气田	(3)
第一节 地质模型的建立	(3)
第二节 数学模型	(11)
第三节 布井系统对采收率的影响	(14)
第四节 采气工艺对天然气采收率的影响	(15)
第五节 提高采收率主要措施	(19)
第六节 地面设施	(19)
第二章 奥伦堡气田开发经验及教训	(21)
第一节 地质研究和开发成功的经验	(21)
第二节 失败的教训及原因	(28)
第三章 碳酸盐岩底水驱气藏最佳开发模式及工艺技术	(29)
第一节 重点调查气田的简况	(29)
第二节 碳酸盐岩水驱气藏最佳开发程序	(30)
第三节 气田开发关键技术	(32)

第二篇 国外高含硫碳酸盐岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 四川卧龙河嘉五 ¹ 气藏的相似开发模式——法国拉克气田及梅永气田	(43)
第一节 概述	(43)
第二节 气田地质	(45)
第三节 气田开发	(45)
第四节 气田开发中的问题及措施	(50)
第二章 含硫气藏开发的经验与教训	(51)
第三章 含硫气藏开发的最佳方案选择及关键工艺技术	(53)
第一节 含硫气藏开发的基本原则	(53)
第二节 气田开发的关键技术	(56)
第三节 含硫气藏开发中的课题	(61)

第三篇 国外裂缝系统碳酸盐岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 与纳溪气田相似的国外气藏开发模式及工艺系列——苏联谢别林气田	(65)
第一节 气田地质	(65)
第二节 储层	(65)
第三节 气田储量计算方法及其结果	(66)

第四节 气田开发	(68)
第二章 谢别林气田开发中的经验教训	(71)
第一节 成功的经验及其理论依据	(71)
第二节 失败教训及其原因	(72)
第三章 国外多裂缝系统(碳酸盐岩和砂岩)气藏最佳开发模式及工艺技术	(74)
第一节 重点调查的气田简述	(75)
第二节 多裂缝系统气田最佳开发程序	(75)
第三节 气田开发的关键技术	(78)

第四篇 国外气驱碳酸盐岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 与四川相国寺气藏相似的国外气藏——苏联乌克蒂尔气藏	(91)
第一节 地质模型的建立	(91)
第二节 开发方案	(96)
第二章 相国寺气田与乌克蒂尔气田石炭系气藏开采特征的对比	(99)
第三章 经验教训	(100)

第五篇 国外海上高中渗透砂岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 我国南海崖13-1气田的相似模式——北海英国莱曼气田	(103)
第一节 地质模型的建立及依据	(103)
第二节 开发方案编制	(106)
第三节 气田实际生产阶段及动态监测方法	(110)
第四节 海上、地面设施及防腐技术	(112)
第二章 莱曼气田开发的成功经验和教训	(114)
第一节 莱曼气田开发的成功经验	(114)
第二节 莱曼气田开发的失败教训	(117)
第三章 国外高中渗透砂岩气田最佳开发模式及工艺技术	(118)
第一节 弗里格、赫威特、埃拉温、格罗宁根等气田开发简况	(118)
第二节 海上高中渗透砂岩气田最佳开发程序	(128)
第三节 海上高中渗透砂岩气田开发的关键技术	(132)

第六篇 国外低渗透砂岩气藏开发模式及工艺技术

第一章 与中原油田文23沙4段气藏近似的国外气藏及工艺系列——美国奥卓拉气田和安德森L气藏	(141)
第一节 地质模型的建立	(141)
第二节 开发的经济界限及动态预测	(149)
第三节 布井系统	(153)
第四节 钻井与完井技术	(153)
第五节 采气方案及产量定额	(158)
第六节 增产措施及生产测井	(158)

第七节 低压气集输及压能利用	(159)
第八节 气田管理自动化	(160)
第九节 奥卓拉气田基本数据	(160)
第二章 气田开发过程的成功经验及失败教训	(163)
第一节 经验	(163)
第二节 教训	(164)
第三章 低渗透砂岩气藏最佳开发模式及工艺技术	(166)
第一节 重点调查的气田简况	(166)
第二节 低渗砂岩气藏最佳开发程序	(166)
第三节 气田开发的关键技术	(169)

第一篇 国外水驱碳酸盐岩 气藏开发模式及工艺技术

第一章 四川威远震旦系气藏的相似模式

——苏联奥伦堡气田

我国四川威远震旦系气藏的储层结构、孔渗参数、气水关系及生产特征与前苏联的奥伦堡气田极为相似，可作为威远气田进一步研究和合理开发的借鉴。

奥伦堡气田位于乌拉尔山前拗陷带，受长垣构造控制的具大背斜褶皱长 130km，宽 25~30km，闭合高度 550~700m。气田包括两个气藏：(1) 下二叠统亚丁斯克阶和中石炭统的块状碳酸盐岩储层，称“主气藏”；(2) 二叠系孔谷阶白云岩储层，称“菲利普气藏”。该气田于 1966 年发现，1974 年投产，是苏联主要的大气田之一。气田属裂缝—孔隙型碳酸盐岩储层，岩性和储渗参数在纵、横向上变化很大，开采过程中发生严重的水侵，给气田开发带来极大困难。为此，苏联集中了 36 个科研、院校和设计单位的研究人员，并引进法国、美国单项技术，取得丰富的研究成果和气田开发经验，对类似的气田开发有十分重要的指导意义。

第一节 地质模型的建立

研究气、水在地层中的渗流，地质条件是控制渗流规律的重要基础。奥伦堡气田综合利用了地震、钻井地质、地球物理测井、地球化学和实验室大量岩心分析，为建立地质模型打下了基础。

一、储层渗流空间几何形状及气水分布

根据地震、钻井资料，确定了奥伦堡气田构造长 130km，宽 25~30km，闭合高度 550~700m，主气藏含气面积为 2354km²。通过大量的岩心观察、分析和渗吸试验，查明主气藏下二叠统石灰岩和白云岩属裂缝—孔隙型储层。根据岩性、地球物理测井、储渗参数和开采特征，将 525m 的含气层划分为三个目的层，目的层之间均被低渗透层隔开。

气藏为底水衬托，投产后 8~10 个月第一口井出水，已表现为水压驱动特征。由此确定该气田属多产层块状底水气藏。

二、储层物性参数及其分布

通过地球物理测井和大量的岩心分析，将产层分为 30 个孔隙层，共由 100 多个小分层组成。根据岩性和开采特征，分为三个开采目的层，岩性及主要参数见表 1—1。

表中有效厚度是根据中子伽马测井和岩心分析确定。研究了 66 条纵、横剖面，发现产层有效厚度只占总厚度的 25%~30%。根据取心收获率最高井的资料绘成的产层物性图(图 1—1) 看出，约 38% 的岩样孔隙度小于 2%；46% 的岩样孔隙度为 2%~16%；16% 的岩样孔隙度 16%~30%。在 3937 块岩样中，只有 1025 块岩样渗透率大于 $0.098 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (0.1mD)，或 74% 的岩样渗透率小于 $0.098 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (0.1mD)。

用离心法和毛细管法测得残余水饱和度为 10%~70%。孔隙度大于 10% 时，残余水饱和度小于 50%；孔隙度小于 10% 时，残余水饱和度大于 50%。

表 1—1 奥伦堡主气藏分层及主要参数

目的层	时 代	岩 性	有效厚度 (m)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)
I	亚丁斯克阶 萨马尔阶	微粒及生物灰岩, 总厚 60~170m	4~54.8	0.098~34.6	8.2~18.2
II	下二迭统下部 上石炭统上部	生物灰岩和白云岩, 总厚 30~110m	5~78	0.098~12.6	8~15.4
III	上石灰世 中石灰世	致密硅质生物灰岩, 总厚 120~185m 生物碎屑灰岩, 最厚 167m	0~46 最大 80	0.098~30.6 0.197~12.1	7.7~11.5 8.5~12.4

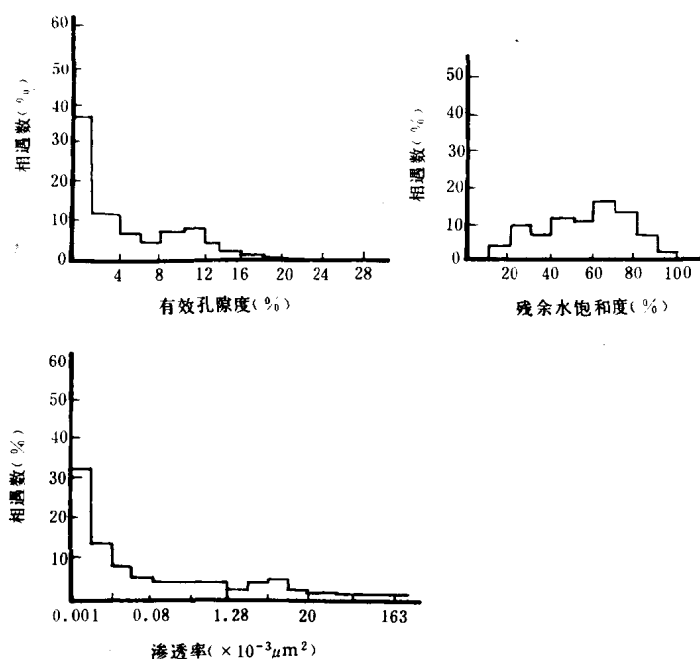


图 1—1 气田产层物性图

奥伦堡气田地层在纵、横向上变化较大, 厚度增、减无明显规律: 与致密岩交互, 或与上覆层、或与下伏层混为一体, 然后又重新出现。产层由下列三种孔隙类型组成:

I 类: 主要是晶间孔隙, 生物灰岩的碎屑间隙和碎屑内的孔隙;

II 类: 生物核碎屑形成的孔隙;

III 类: 由不同成因的岩石组成, 即砂质介壳灰岩、碎屑岩、再沉积的团块和鲕状岩中的孔隙。

这三种岩石孔隙类型在气田纵、横向上的变化见表 1—2。

三、气体化学组分分布特征

奥伦堡气田通过气体化学组分研究, 其分布特征与气藏地质构造、气和水运移有密切关系。根据 180 口气井和 36 口探井气样分析, 分绘出该气田主气藏碳氢化合物、氮、氢、二氧化碳、硫化氢组分分布图。气体组分按三种类型研究: I 型碳氢化合物; II 型为氮、氢; III 型二氧化碳、硫化氢。I 型主要分布在背斜构造隆起部位, 认为隆起部位裂缝发育, 促使局部地区烃类聚集; II 型具有大面积分布特征, 但气田中央隆起部位氮组分 (7%~19%) 高于东、西部地区 (2%~5%), 分析认为在中央隆起存在着深部断裂, 使氮气组分增高; III 型异常区既有沿地层走向分布, 又有在隆起部位相对集中的特点。

硫化氢浓度与高产区关系密切, 即硫化氢浓度越高, 单位储气能力越低, 相反, 则孔隙中烃类浓度高。东部地区硫化氢浓度 4%~5%, 属低产区, 气井产气量 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; 中

部地区硫化氢浓度 1.3%~1.5%，是特高产区，产气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；西部地区硫化氢浓度 1.5%~1.7%，为高产区，产气量 $75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

奥伦堡气田通过气体化学组分分析研究，为进一步查清气藏地质结构，如断层、裂缝发育程度，为寻找高产区取得良好效果。

四、驱动类型

奥伦堡气田气水关系十分复杂，底水沿断层和裂缝发育带垂直向上运移，然后沿高渗透层和层理方向侵入气藏。因此，在开发过程中，气田表现为底水、边水综合驱动方式。

根据现场实际观察、分析和研究发现，在气田上有四条横向断层，三条纵向断层，这些断层及其附近裂缝发育带是底水侵入气层的“水窗”，上升的水呈径向扩展。至 1980 年已查明有 19 个这样的“水窗”，各井相对于水窗的位置不同，见水特征也不同。位于水窗中心的井产水量达 $10 \sim 50 \text{ m}^3/\text{d}$ ，位于水窗边缘的井产水量不超过 $1 \sim 5 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此，水侵是奥伦堡气田开发中要解决的主要问题之一。根据矿场地球物理测井，观测井及气井生产动态资料，对三个目的层水侵特征及分布范围研究结果，绘出水淹状况图（图 1—2）及压力和水淹面积变化动态（表 1—3）。

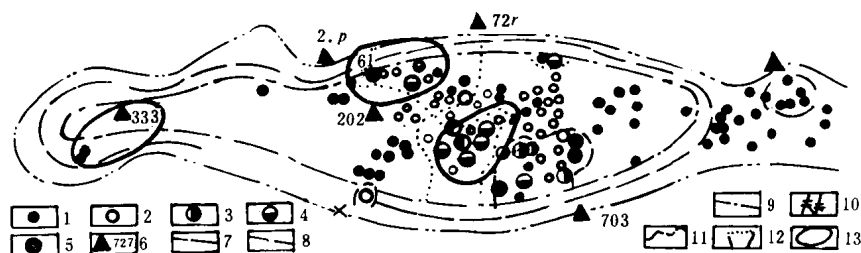


图 1—2 奥伦堡凝气田主气藏水淹示意图

气井：1—有地层水显示的井；开发目的层中水窗活跃的井；2—目的层Ⅰ中水窗活跃的井；3—目的层Ⅱ中水窗活跃的气井；4—目的层Ⅲ中水窗活跃的气井；5—目的层Ⅱ和Ⅲ水窗都活跃的气井；6—测压井和评价井；开发目的层含气边界：7—目的层Ⅰ含气边界；8—目的层Ⅱ含气边界；9—目的层Ⅲ含气边界；开发目的层横向水淹地段：10—目的层Ⅰ水淹段；11—目的层Ⅱ水淹段；12—目的层Ⅲ水淹段；13—底水纵向侵入地段

为奥伦堡气田正规开发作好准备，对非均质裂缝性碳酸盐岩储集层水驱气过程作了大量的岩心实验，包括顺向和三维毛细管渗吸、高压水驱气采收率、径向水驱气和非均质层状气藏中水驱气试验。通过试验得出如下结果：

(1) 水驱气指数一般在 0.58~0.84 范围内，并证明驱替指数与储层性质、渗流速度之间没有明显关系，而与束缚水有密切关系，含有束缚水的岩石，水驱气指数明显低。

(2) 孔隙大小和孔隙空间结构都不均一的碳酸盐岩，水驱气的主要特征是水淹区内封闭气量较大，尤其是在大岩心实验中，发现微裂缝能促使水选择性地从裂缝面向岩心中心运动，从而增加了封闭气量。

(3) 试验表明，奥伦堡气田非均质碳酸盐岩中，只有当气体发生膨胀，占据 50% 以上的孔隙空间时，封闭气才能运动。由此，可分析得出极为重要的结论：即气藏部分气井水淹后，继续降压采气，使水淹区被水封闭的天然气不断膨胀，冲破水封，进入生产井底。采出封闭气量的大小，取决于气藏水淹部分和含气部分的压力差，封闭气达到生产井底的距离、

水淹层段的非均质程度。

表 1—2 奥伦堡凝析气田岩石类型百分含量分析数据

构造部位	井号	取心收获率 (%)	层位	岩石类型百分含量(%)			
				I	II	III	次生白云岩
西部隆起	8	93.0	中石炭统	10.8	66.8	20.2	—
中部隆起	306	57.0 (钻开部分)		9.3	79.2	11.5	—
西部隆起	9	51.6	上石炭统	5.3	71.5	23.3	—
中部隆起	27	56.9		11.3	77.2	2.7	8.8
中部隆起	306	56.1		3.8	79.3	10.9	—
西部隆起	312	78.5	下二叠统 亚丁斯克 阶	13.0	67.3	6.9	7.7
西部隆起	9	89		14.2	64.5	21.3	—
中部隆起	33	62.0		19.7	48.2	32.1	—
中部隆起	27	52.0		30.7	58.5	10.8	—
中部隆起	321	73.8		60.3	23.8	15.9	—
中部隆起	306	97.0		35.3	61.2	3.6	—
东部隆起	352	56.0		11.6	72.5	10.9	4.9
东部隆起	83	37.0		51.6	24.2	12.9	11.3
西部隆起	21	89.0	下二叠统 萨克马尔 阶	46.3	43.8	9.9	—
西部隆起	312	81.0		54.0	28.6	9.9	7.3
中部隆起	311	88.0		55.6	38.4	6.1	—
中部隆起	306	93.0		37.9	51.5	10.6	—
东部隆起	352	69.0		29.4	44.2	21.4	5.1
东部(翼部)	83	47.0		31.3	37.3	31.3	—
中部(翼部)	304	87.0		36.6	62.2	1.2	—
中部(翼部)	37	77.0		42.3	26.6	31.1	—
中部(翼部)	69	47.0		13.0	59.9	27.0	—
西部隆起	312	78.4	下二叠统 阿什舍夫 阶	56.6	19.2	2.6	21.2
西部隆起	9	50.0		11.0	82.0	7.0	—
西部(翼部)	60	46.0		62.6	25.7	7.6	4.1
中部隆起	33	61.0		60.9	8.0	31.0	—
中部	311	82.0		52.7	16.6	26.2	—
中部	27	62.0		39.6	26.6	33.5	—
中部	306	80.0		54.9	26.2	18.9	—
中部	37	76.0		54.5	27.7	17.8	—
中部	304	49.0		52.0	15.0	30.0	—
东部隆起	352	86.0		37.5	12.4	50.1	—
东部隆起	63	65.0		23.7	46.3	30.0	—

表 1—3 生产井产层压力和水淹面积变化数据

目 的 层	1975.1.1		1976.1.1		1977.1.1		1978.1.1		1979.1.1		1980.1.1	
	$\tilde{p}_\phi$ ¹	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$ ²	$\tilde{p}_\phi$	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$	$\tilde{p}_\phi$	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$	$\tilde{p}_\phi$	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$	$\tilde{p}_\phi$	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$	$\tilde{p}_\phi$	$S_{\text{одБ} \cdot \phi}$
	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$	$\tilde{p}_p$	$S_{\text{одБ} \cdot p}$
	MPa	%	MPa	%	MPa	%	MPa	%	MPa	%	MPa	%
I	$\frac{20.33}{20.14}$	$\frac{-}{0.2}$	$\frac{20.09}{19.86}$	$\frac{-}{0.5}$	$\frac{19.39}{19.13}$	$\frac{-}{1.1}$	$\frac{18.97}{19.06}$	$\frac{-}{1.4}$	$\frac{18.50}{18.62}$	$\frac{0}{2.0}$	$\frac{17.75}{17.74}$	$\frac{2.9}{2.9}$
II	$\frac{20.29}{20.29}$	$\frac{-}{0.8}$	$\frac{19.86}{20.01}$	$\frac{-}{1.8}$	$\frac{19.21}{19.27}$	$\frac{-}{3.9}$	$\frac{18.48}{18.54}$	$\frac{-}{6.7}$	$\frac{17.59}{17.73}$	$\frac{11.4}{10.2}$	$\frac{16.83}{16.81}$	$\frac{14.3}{14.6}$
III	$\frac{20.22}{20.00}$	$\frac{-}{0.6}$	$\frac{19.92}{19.56}$	$\frac{-}{1.3}$	$\frac{19.19}{18.91}$	$\frac{-}{2.5}$	$\frac{18.68}{18.55}$	$\frac{-}{3.8}$	$\frac{17.69}{17.80}$	$\frac{5.6}{5.4}$	$\frac{17.04}{16.86}$	$\frac{8.1}{7.1}$

¹ $\tilde{p}_\phi$ ——实测产层压力, $\tilde{p}_p$ ——计算的产层压力;

² $S_{\text{одБ} \cdot \phi}$ ——实测产层水淹面积, $S_{\text{одБ} \cdot p}$ ——计算的产层水淹面积。

(4) 试验表明, 提高弹性水驱气藏最终采收率的方法是从水淹井中强化排液和采气, 有利于释放封闭气, 可使采收率提高 10%~20%。

五、储量计算

四川威远震旦系气藏与苏联的奥伦堡、谢别林、科罗布可夫等气田的岩性、孔渗参数和汽水关系有极其相似之处, 因此, 这些气田的储量研究和计算方法可为我借鉴。

裂缝性碳酸盐岩气藏的储量计算是一个相当复杂的问题, 因为这类储层的岩性、孔渗参数及天然气组分分布在气田的纵、横向上变化很大, 再加上高、低渗透层之间天然气的窜流和边、底水推进时, 引起含水饱和度及气藏压力的变化, 给容积法和压降法储量计算带来极大困难。

威远震旦系气藏, 先后曾采用容积法和压降法 (包括早期压降线外推法和水驱物质平衡法) 计算储量。所使用的方法与国外一样, 只是在参数确定上和对压降线分析方面, 影响储量精度的诸因素研究深度不同。

1. 容积法

美国和苏联在早期都用容积法计算储量, 但具体计算有所不同。美国用容积法计算储量大多是先算出单井控制面积内的储量系数, 然后再算出全气田的储量; 而苏联认为整个气层不论孔隙度高低都是含气的, 因此采用全气田总体积计算储量, 对于裂缝性储层, 主张分别算出裂缝中的储量 (含气饱和度为 1) 和高、低孔隙中的储量, 储量之和即为气田总储量。

计算裂缝性储层天然气储量的公式为:

$$V_r = \frac{10 \times 240 \times 40 p_{\text{н.п}} \Omega}{848 Z T_{\text{н.п}}} \quad (1-1)$$