

中国油藏开发模式丛书

气顶砂岩油藏

喇嘛甸层状砂岩 气顶油藏

THE LAYERED SAND -
STONE RESERVOIRS
WITH GAS CAP IN
LAMADIAN OILFIELD

王启民 等编著

石油工业出版社



《中国油藏开发模式丛书》

编辑委员会

主 任 周永康

副主任 谭文彬 王乃举

成 员 曾宪义 沈平平 金毓荪 张家茂

周成勋 万仁溥 刘万赋 冈秦麟

《中国油藏开发模式丛书》

一、总论

二、分类模式研究

多层砂岩油藏

基岩油藏

气顶砂岩油藏

常规稠油油藏

低渗透砂岩油藏

热采稠油油藏

复杂断块油藏

高凝油油藏

砂砾岩油藏

凝析油油藏

三、典型实例

序

早在1987年,王涛同志在大庆的一次会议上提出,我国的油田开发有着丰富的实践经验,需要总结一套油藏开发模式,以便对新油田开发和老油田提高水平做出指导。在此之后,中国石油天然气总公司开发生产局、科技发展局、北京石油勘探开发科学研究院组织了全国五十多名专家和数百名工程技术人员,历经八个年头,终于完成了这套《中国油藏开发模式丛书》的编写工作,现在就要出版同广大读者见面了。这是我国油田开发理论研究的系列成果,也是石油工业出版界的一件大事,值得庆贺!

《中国油藏开发模式丛书》包括总论、不同类型油藏开发模式专著和典型油藏开发实例三个部分。丛书共计40册,大约1500万字。它凝结着我国油田地质、油藏和采油工程科技人员的辛劳和智慧,是数十年油田开发实践中成功经验与失败教训的高度概括,从中可以窥见到中国式的油田开发工程的一些特色。

需要指出的是,在本书出版之前,石油科技信息研究所及有关油田曾经编纂出版了一套《国外不同类型油藏开发历程及工艺技术系列研究》成果,它是本丛书的姊妹篇,国外油田开发经验为《中国油藏开发模式丛书》的编著起到了借鉴作用。

前几年我曾经讲过一个认识,“抓产量不等于抓开发”。就是说油田开发有许多科学道理,有它自身的一些规律性,只有老老实实在地按照科学规律,不断提高新老油田的开发水平,才会有产量,也才会有更好的开发效益。我希望从事石油工作的同志,特别是油田开发工作者,能够抽时间读一读或者有选择地读读这套丛书,一定会得到不少的收益。成功和失败都是我们前进的基石,摆在我们石油工作者面前的路是宽广的,也是曲折的,让我们继续奋斗吧!

中国石油天然气总公司
常务副总经理

周永康
一九八八年八月

前 言

我国不少气顶油藏在开发部署和工艺技术对策方面已积累了许多实践经验。但是,还没有摆脱具体的油藏和开发阶段的局限性,还没有建立起模式化的科学指导,因而在考虑、处理问题时,对开发全过程中可能出现的问题缺乏预见性,采用的工艺技术有些缺乏有效性。因此,为了增强气顶油藏开发决策工作的科学性和预见性,改善开发效果,提高开发经济效益,形成有针对性的开发程序和工艺技术,研究建立气顶油藏的开发模式,具有十分重要的意义。

《中国油藏开发模式丛书》是从合理开发油田的角度,分析总结油藏所经历的开发历程,研究预测油田开发全过程的技术特点和规律,以期能理论化、系统化地形成一套因地制宜、最佳效益的开发方式,为我国同类油气藏的开发起到指导作用。

本书依据大庆喇嘛甸油田黑油、干气、层状砂岩气顶油藏的开发实践,参考国外众多气顶油田的经验和教训,以有关渗流力学、油气田地质、油气藏开发等理论为指导,围绕气顶油藏开发的关键问题——防止油气互窜这一核心,建立起“三块(油区、气区、缓冲区)、两带(油区缓冲带、水障隔离带)、一平衡(保持油气区压力平衡)”和“两步开发、两类隔离、两种作法”,追求最佳效益的气顶油藏开发模式和气顶处理技术。

书中介绍了喇嘛甸多层砂岩气顶油藏的主要地质特征,及在储层分类研究的基础上,建立的三维定量地质模型。讨论了利用喇嘛甸油田天然岩心进行的两相四个系统、三相两个饱和历程的油藏开发渗流特征实验研究。探讨了运用油藏开发数值模拟技术开展的不同类型气顶储层在开发过程中的驱油机理,划分出多层砂岩气顶油藏的不同开发阶段,对比优选出相应的优化部署并制定出“八大”对策,体现了对喇嘛甸气顶油藏三种不同类型的气顶储层的不同处理方法。同时针对储层地质特征和不同开发阶段的技术要求,提出了钻井、采油、监测三个方面的八项配套工艺技术。

本书是在王启民组织下编写的,全书共分四章。参加编写的人员有:第一章冀宝发、王建新;第二、三章王启民、李翠玲、张平实;第四章徐志良。全书的最后修改、定稿由王启民完成。

在本书的资料收集、编写及出版过程中,得到了许多有关领导和同志的关心及大力支持,在此谨向所有关心、支持过本书的专家、同志表示衷心的感谢!

由于我们的水平有限,书中有些论点和认识,难免有错误和不当之处,恳切地希望读者给予指正。

目 录

前言

第一章 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏地质模型	(1)
引言.....	(1)
第一节 构造特征.....	(1)
第二节 油气水分布特征.....	(1)
第三节 储层特性.....	(4)
第四节 流体性质.....	(5)
第五节 不同类型气顶储层的非均质特征.....	(6)
第六节 隔层分布特征	(11)
第七节 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏的地质模型	(12)
第二章 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏开发的有关机理	(14)
第一节 渗流特征的实验研究	(14)
第二节 气顶处理的有关机理研究	(18)
一、重力对气中注水的影响	(18)
二、气层正韵律剖面对含水饱和度推进距离的影响	(20)
三、平面非均质对气中注水的影响	(22)
四、气顶的开采方式	(23)
第三章 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏开发模式研究	(27)
第一节 层状气顶油藏不同处理方式的效果及对比	(28)
一、气顶油藏开发中的主要问题	(28)
二、国外对气顶的处理方法	(28)
三、层状气顶不同处理方法的效果及对比	(30)
第二节 喇嘛甸层状气顶油藏不同开发阶段的部署对策研究	(37)
一、喇嘛甸层状气顶油藏的开发原则	(37)
二、喇嘛甸层状气顶油藏开发区块、开发阶段的划分和 开发程序的确定	(38)
三、各开发阶段的主要对策	(38)
第三节 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏的开发模式	(52)
第四章 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏工艺技术系列	(54)
第一节 测井工艺技术	(54)
一、油气界面监测工艺技术	(54)
第二节 采油工艺技术	(60)
一、同井分层注水工艺技术	(60)
二、分层封堵气窜工艺技术	(61)
三、同井气举采油工艺技术	(62)

四、气井固井窜槽井段封窜工艺技术	(63)
五、封堵上部气层的油井分层测试工艺技术	(64)
六、高气油比机采井防气工艺技术	(64)
七、定位限流压裂工艺技术	(65)
第三节 钻井工艺技术	(66)
一、斜直井钻井工艺技术	(66)
二、斜直井完井、固井工艺技术	(67)

第一章 喇嘛甸层状砂岩气顶油藏地质模型

引 言

大庆长垣最北端的喇嘛甸构造于1964年进入详探,到1972年完成了地震细测、钻探井、资料井、试油、试采和流体物性分析化验等项早期识别工作。在此工作过程中,注重油藏类型、基本地质特征的判别。根据大量早期识别工作的研究认识到,喇嘛甸油藏受构造控制,储层为多层状砂岩,具有统一的水动力系统。构造顶部原始地层压力低于原油饱和压力,形成气顶,气顶气为干气。由于喇嘛甸油藏为非均质多层状砂岩气顶油藏,因此,在1973年投入开发时较为慎重,决定先油后气,开发中边实践边研究,逐渐取得了一些成功的开发经验和方法。开发实践证明早期识别的可靠和重要,它保证了初期重大开发决策方向的正确,使我们对油藏类型、地质特征有了比较充分的了解,为今后的工作打下了基础。本次开发模式研究一是要在进一步掌握地质特征,形成地质模型的基础上,分析、总结已取得的成功开发经验和方法;二是要研究“缓冲区”和气顶的处理方法及开发部署对策,完善配套相应的工艺技术,从而形成一套喇嘛甸层状砂岩气顶油藏的开发模式,为下一步科学开发奠定基础。

开发模式研究必须首先对喇嘛甸层状砂岩气顶油藏进行详尽的地质描述,掌握其主要的地质特征,建立油藏地质模型,这是优化油藏开发模式的一个重要组成部分和前提。

第一节 构造特征

喇嘛甸构造是位于大庆长垣北端的一个三级构造,为一不对称的短轴背斜,轴向为北东 20° ,构造西翼较陡,倾角为 $12^{\circ}\sim 20^{\circ}$;东翼较缓,倾角为 $4^{\circ}\sim 6^{\circ}$;南端倾角小于 10° ,其构造鞍部与萨尔图构造相接,北端以 4° 倾角向北倾没。整个构造被两组北西方向延伸的大断层切割,将构造分成南、中、北三大块。含油区南北长16km,东西宽6~7km。构造含油面积为 100km^2 ,原油地质储量为 $8.1\times 10^8\text{t}$ 。构造顶部存在气顶,最大含气面积为 32.3km^2 ,气顶天然气储量为 $54.7\times 10^8\text{m}^3$ (图1.1)。

第二节 油气水分布特征

油(气)藏埋藏深度为813~1208m,构造高点海拔-683.8m。整个油(气)藏具有较一致的油气水界面;并具有统一的水动力系统。油气界面在海拔-770m左右,油水界面在海拔-1050m左右。在井深1100m以上为纯油段,地面原油粘度为 $18\sim 20\text{mPa}\cdot\text{s}$;1100~1190m为稠油段,地面原油粘度为 $24\sim 27\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。1190m~1208m为油水过渡段。构造的含油高度约280m,含气高度约90m(图1.2)。气顶属于原生气顶,气顶中束缚水饱和度23.5%,束缚油饱和度8.1%,原始含气饱和度为68.4%;油区中束缚水饱和度为23.5%,原始含油饱和度和为76.5%。

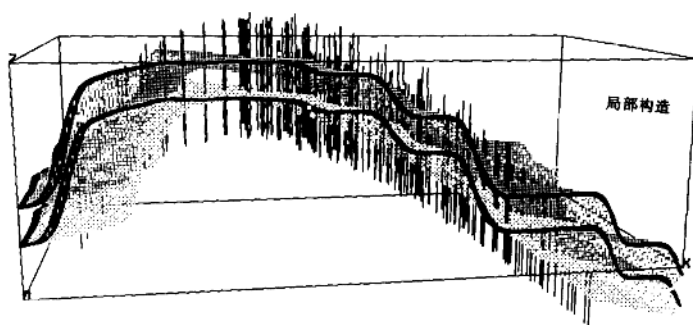
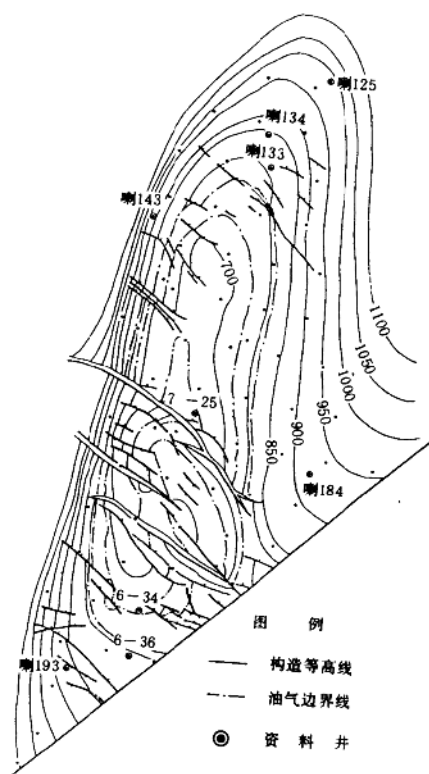


图 1.1 喇嘛甸气顶油藏形态图

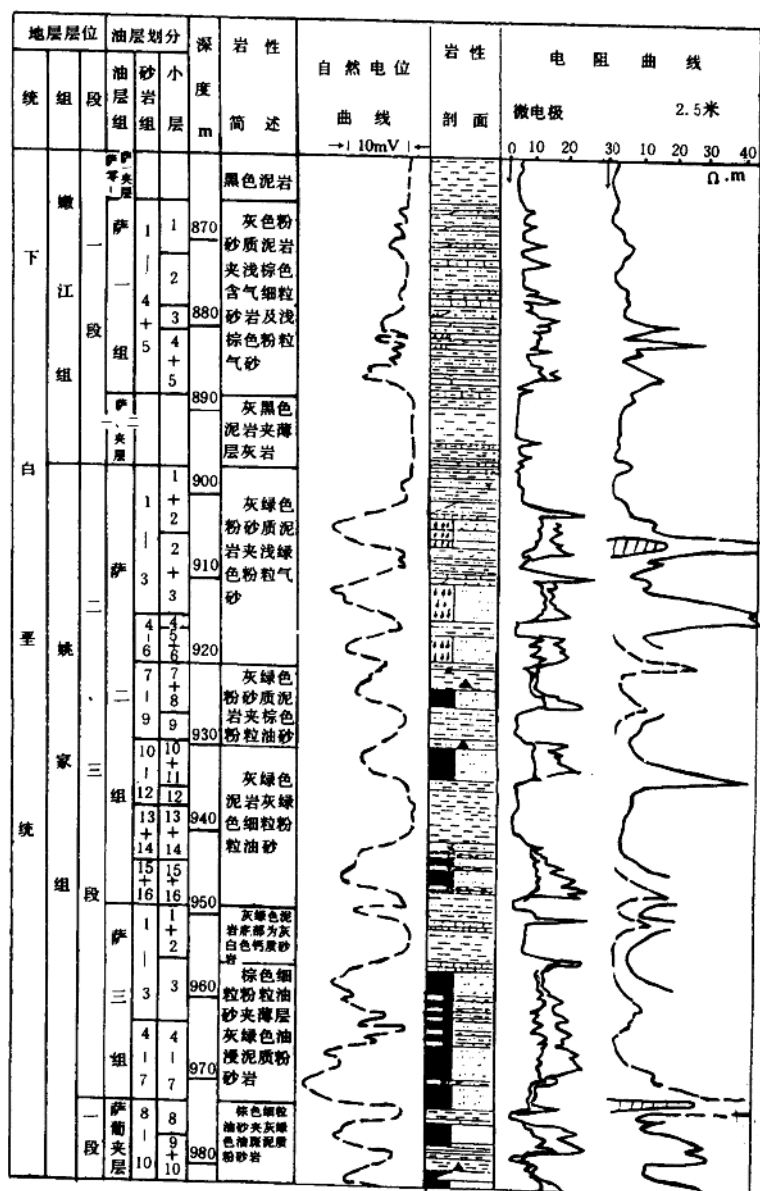


图 1.2 喇嘛甸油田萨尔图油层综合柱状图

第三节 储层特性

储集层以砂岩和泥质粉砂岩为主,属于早白垩纪中期湖相—河流三角洲相沉积。纵向上与泥质岩交互呈层状分布,自上而下共有萨尔图、葡萄花、高台子三套油层,划分为八个油层组,97 个小层。气顶主要分布在构造顶部的萨尔图油层中(图 1.3)。存在气顶的各小层,其气顶的大小随各层在构造上的深度而异,含气面积自上而下逐层变小。

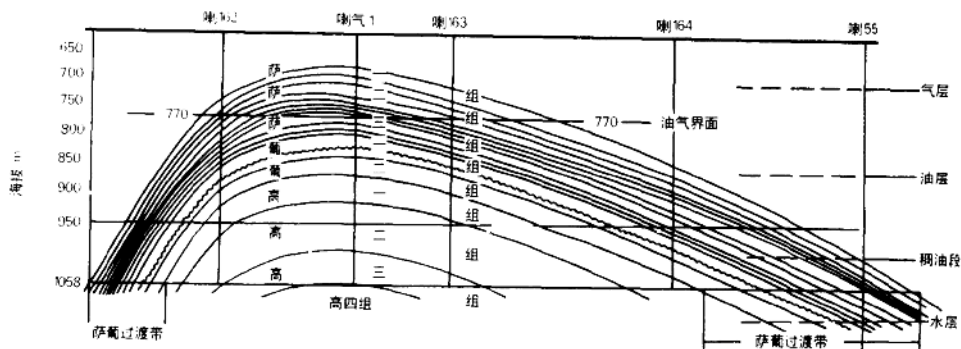


图 1.3 喇嘛甸油田油藏横剖面图

上部萨尔图、葡萄花油层的大部分储层为河流相沉积,单层厚度大,有效厚度大于 4m 的厚油层约占总厚度的 60%,厚油层内以多段多韵律和正韵律为主,大部分为几个沉积单元迭加而成,层内非均质比较严重。

下部的高台子油层,以湖相—三角洲前缘相沉积为主。砂体厚度一般在 2m 以下,纵向上与泥质岩交互呈层状或薄互层状分布,一般为均匀层、复合韵律层,正韵律层数少,层内非均质不严重。

储集层砂岩类型属于长石砂岩,少部分为硬砂质长石砂岩。碎屑矿物成分:长石含量 40%~50%,其中大部分为正长石,有少量斜长石、微斜长石,石英含量 30%~40%,岩屑含量 10%左右,主要为酸性喷发岩。

砂岩的胶结物为泥质,含量达 9%~21%。泥质的粘土矿物成分主要是高岭石,其次为伊利石。碳酸钙含量一般在 1%以下。胶结类型为孔隙—接触式。粒间孔隙是孔隙的主要形式。孔隙的大小、连通程度和孔道的迂曲度,与砂岩中的粘土矿物成分和产状有一定关系。

粘土矿物在砂岩储集层孔隙系统内的分布类型,可分为两种。一是分立质点式:主要是高岭石的假六方形扁平晶体的集合体,呈蠕虫状、书页状分散附着在孔隙壁上,对粒间孔隙的大小和连通状况影响较小,长石、石英等碎屑矿物仍保持了较干净的表面,这是各种类型河道砂岩中粘土矿物分布的主要形式。砂岩具有较大的孔隙半径和较高的孔隙度及渗透率。二是孔隙内衬式:粘土矿物主要由片状的伊利石晶体和片状绿泥石晶体构成,呈被盖式附着在

碎屑矿物表面,形成粘土矿物的薄层或者薄膜,使得孔隙喉道变窄,孔隙半径变小,砂岩的渗透率有所降低。三角洲前缘相席状砂体中粘土矿物的分布常常为孔隙内衬的形式。表 1.1 是根据油田实际分析资料列出的粘土分布类型和孔隙大小、渗透率大小的关系。

表 1.1 粘土分布类型和孔隙大小的关系

粘土分布 类 型	颗粒直径 mm	孔隙半径, μm		孔隙度 %	空气渗透率 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
		最 大	平均值		
分立质点式	0.05~0.16	16.62~24.39	7.31~13.19	26~33	900~6000
孔隙内衬式	0.05~0.16	7.25~10.46	2.05~5.52	15~30	20~600

储层岩石的润湿性从上部萨尔图油层的偏亲油非均匀润湿性逐渐变化到下部高台子油层的弱亲水非均匀润湿性。

上部萨尔图油层的储集层主要特征参数如下:

平均粒度中值 0.124mm;
 平均孔隙半径: 9 μm ;
 平均有效孔隙度 26%;
 平均空气渗透率: 0.672 μm^2 ;
 平均有效渗透率: 0.239 μm^2 。

第四节 流体性质

地面原油粘度: 22.9mPa·s;
 地下原油粘度: 10.3mPa·s
 地面原油相对密度: 0.879;
 原始气油比: 48m³/t;
 原油体积系数: 1.118;
 压缩系数: 8.1 $\times 10^{-4}$ MPa⁻¹;
 凝固点: 26℃;
 含蜡量: 23%;
 含胶质、沥青质: 17.5%;
 原始地层压力: 11.21MPa;
 原油饱和压力: 10.15MPa;
 气顶气甲烷含量: 95.1%;
 相对密度: 0.5884;
 溶解气甲烷含量: 89.8%;
 相对密度: 0.6567;
 油田水型: NaHCO₃;
 粘度: 0.6mPa·s;
 矿化度: 7150mg/l;
 氯离子含量: 2270mg/l。

喇嘛甸气顶气部分井组分分析见表 1.2, 表 1.3。

表 1.2 喇气 101 井气顶气组分分析表

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	N-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	N-C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
%	95.56	0.61	0.59	0.10	0.25	0.04	0.06	1.89	0.90

表 1.3 喇 10—27 井溶解气组分分析表

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	N-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	N-C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
%	89.43	4.17	1.88	0.40	0.57	0.06	0.13	2.35	0.80

第五节 不同类型气顶储层的非均质特征

储层的非均质特征是决定开发过程中油气水渗流和分布的主要地质因素。通过对储层的纵向（层间）、平面和层内非均质的描述，为建立储层层状非均质模型提供依据。

喇嘛甸层状气顶砂岩油藏的油气水分布主要受构造控制，气顶分布在萨尔图油层的萨 I₁～萨 I₄₊₅，共 17 个小层中。存在气顶的各个小层，其气顶分布面积大小随各层在构造的高度而异，气顶面积从上至下逐渐变小，构造顶部的萨一组气顶含气面积最大，为 32.3km²；而最下面的萨三组气顶含气面积只有 1km² 左右，每个有气顶分布的储层都有各自独立的油气边界。它们的能量也随之而变化。根据喇嘛甸层状砂岩气顶油藏气顶分布的特征以及与油区的接触关系，可将不同层位的气顶分为三种类型，其砂体形态和非均质特征如下：

1) 以大型分流河道砂体为主的较大气顶。如萨 I₂～萨 I₆ 层。气顶面积较大，油气区面积之比约 3.3 : 1，气顶指数约 0.3 左右（但在萨尔图油层下部存在很少部分大型分流河道砂体储层的局部小气顶）。这类储层沉积时水动力较强，物源充足，沉积时间长，堆积迅速。储层厚度一般为 4～6m，最厚可达 10m，由于河道来回摆动，砂体在平面上迭错连片，其宽度可达 2km 以上，空气渗透率在 0.6～1.0μm² 之间，砂体层内发育的非均质类型较多，计有多段多韵律、正韵律、复合韵律均匀层、薄层等，其中多段多韵律沉积类型为主，占 49.1%，多段多韵律型砂体韵律段之间和韵律段内部的渗透率级差较小，一般为 5 左右，最大为 9（图 1.4）；其次是正韵律，占 25.3%，正韵律型砂体层内非均质较严重，底部粒级粗，渗透率高，孔隙度大，向上粒级变细，渗透率变小，全层上下渗透率级差较大，一般可达 10 左右，高者可达 20（图 1.5）。由于冲刷作用，有一部分正韵律不太完整，缺上部的细粒级部分。较厚油层大部分为几个沉积单元迭加而成。

由于沉积时水动力较强，河流下切作用明显，这类砂体在纵向上各砂岩组之间不同程度存在砂体粘连现象。如下切作用明显的萨 I₂₊₃ 层，与其下面的萨 I₄₊₅ 层在相当大的范围内演变成萨 I₂₊₅ 层。砂体粘连现象的存在使整个气顶形成了一个统一的压力系统。这一结论已被气顶动态监测资料所证实。

这类气顶与油区为中高渗透层直接接触，气顶对油区的开发影响较大，容易发生油气互窜，这类气顶的天然气储量约占气顶总储量的 40.1%。这种类型气顶储层的地质特征见图 1.6。

2) 以三角洲前缘相沉积为主的大面积分布的薄层席状砂体。如萨 I₁～萨 I₄₊₅ 层。由于储层位于构造上部，因而气顶分布面积最大，油气区面积之比约为 2 : 1，气顶指数约 0.5。储

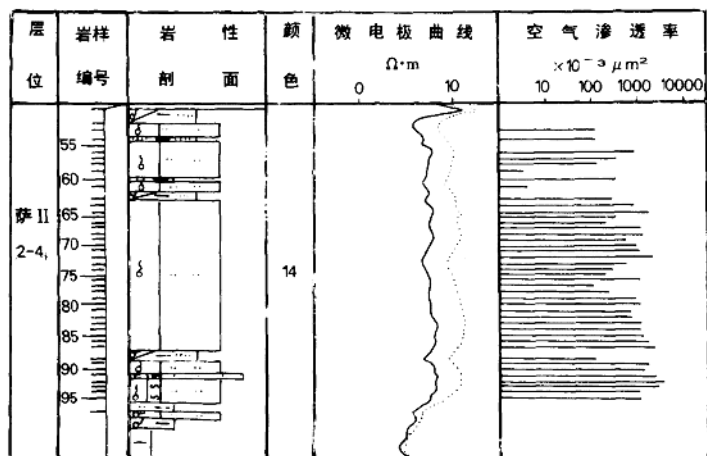


图 1.4 喇 7—检 1903 岩心分析图 (多段多韵律储层)

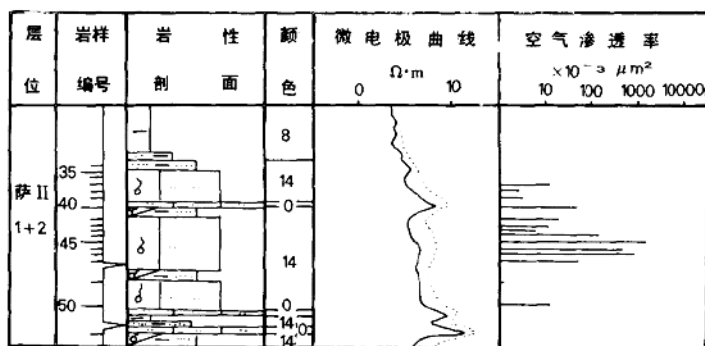


图 1.5 喇 7—检 1903 岩心分析图 (正韵律储层)

层厚度一般在 1~2m, 空气渗透率在 $0.6 \mu m^2$ 以下。部分井点可演变为泥岩或粉砂质泥岩。由于砂体沉积时水动力减弱, 又受到湖水分选作用的影响, 平面上分布较稳定, 渗透性变化较小, 纵向上与泥质岩呈薄互层沉积, 层内非均质程度也较小。这类气顶与油区大部分为低渗透连通。在开发中气顶对油区影响相对较小些。这类气顶天然气的储量约占气顶总储量的 44.1%。这种类型气顶储层的地质特征见图 1.7。

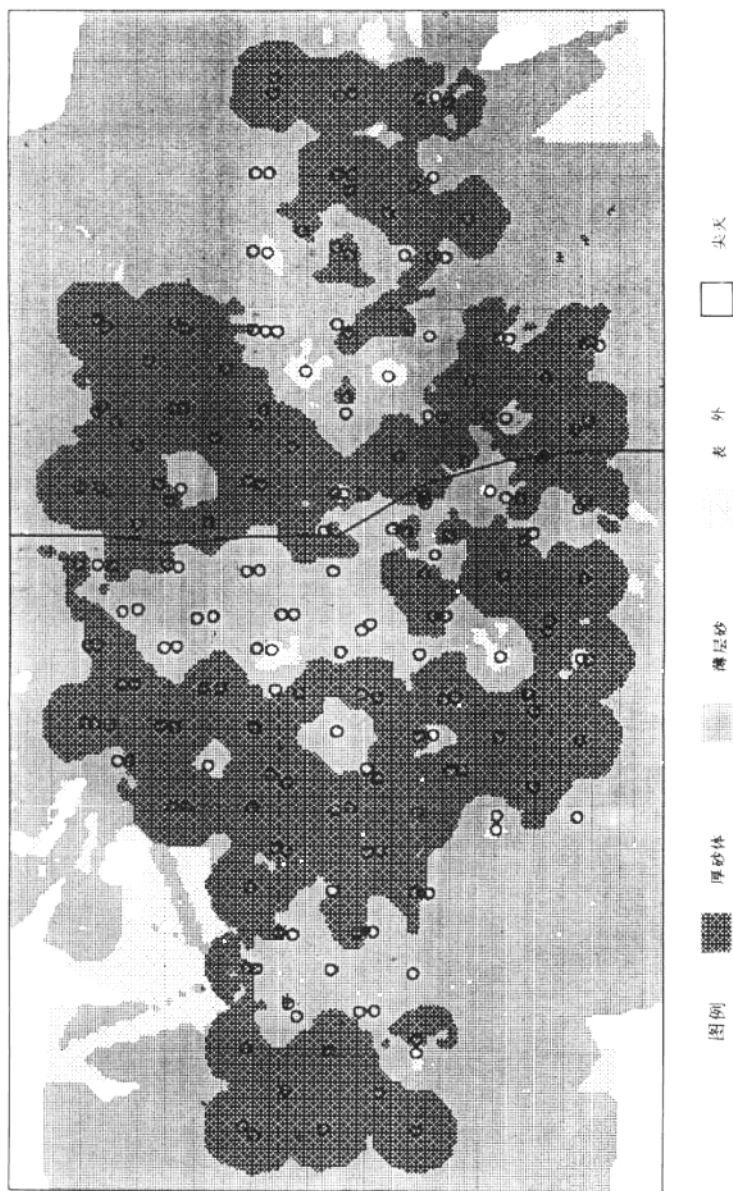


图1.6 大型分流河道砂体小层平面图 (萨尔斯堡)

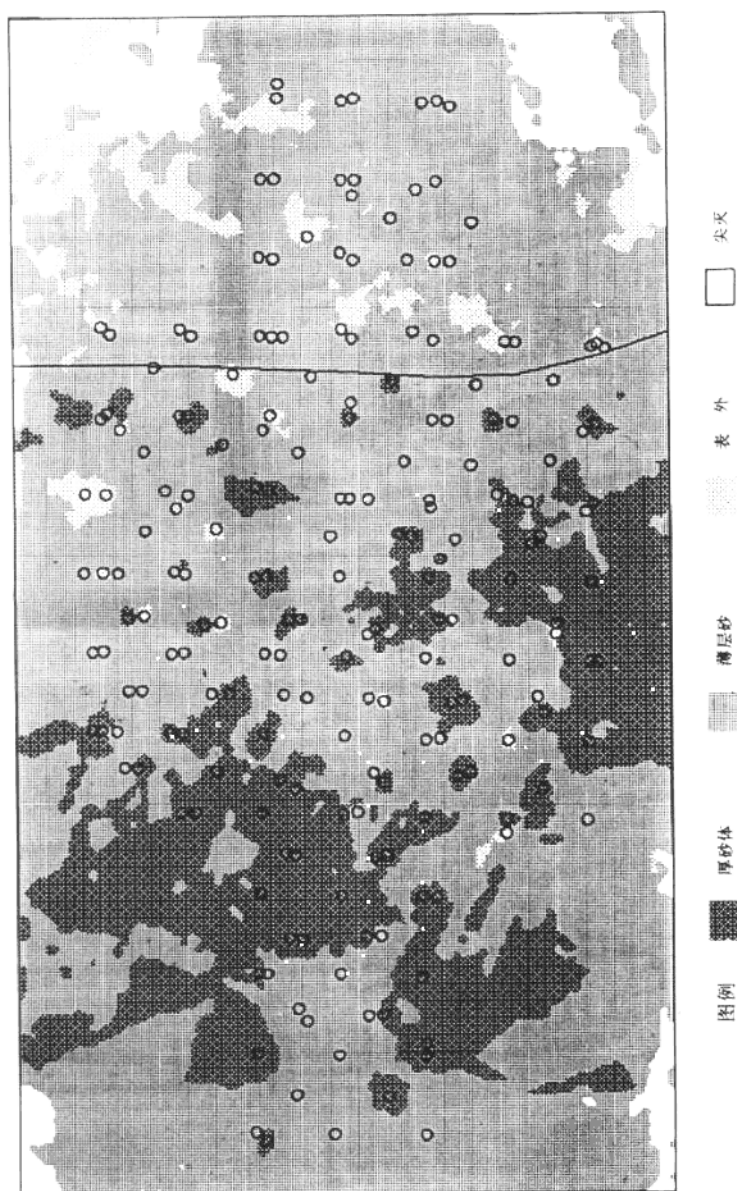


图 1.7 三角洲前缘相薄层状砂体小层平面图 (萨丁尼亚海)

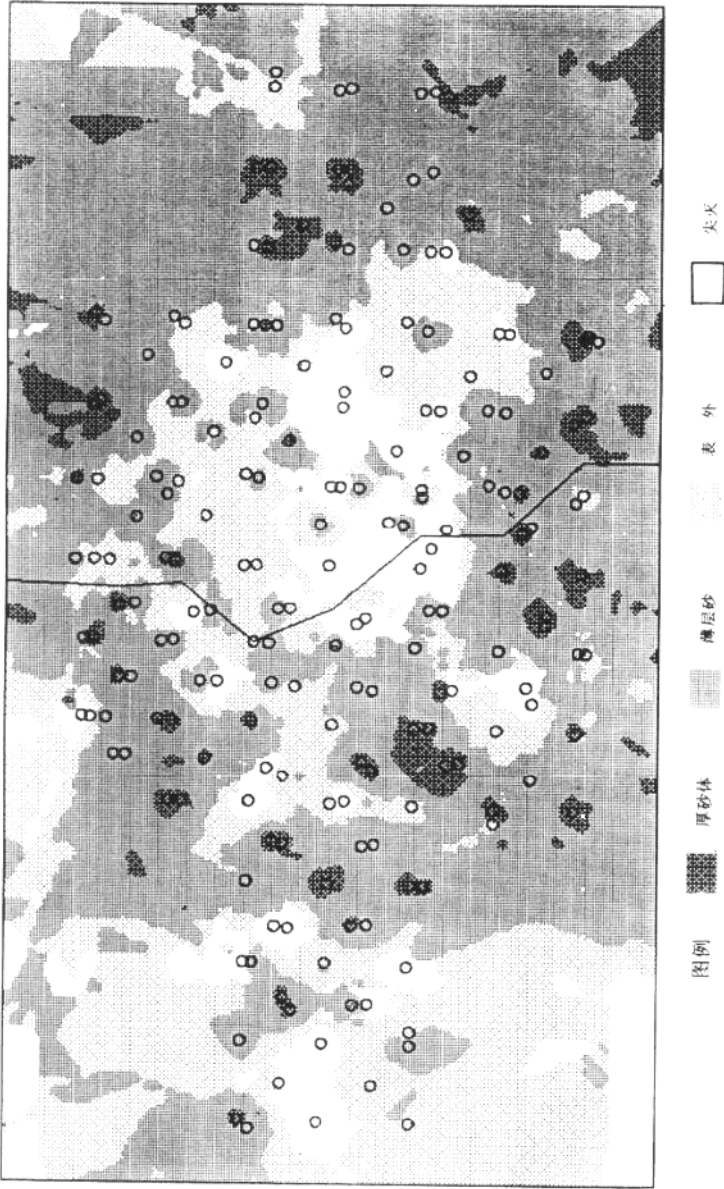


图 1.8 中小型分流河道条带状砂体小层平面图 (萨 II₃₋₃层)