前　言

本书是在成都科技大学出版社 1997 年 7 月出版的《采气地质》一书的基础上修改而成的。原书曾作为石油学校、技工学校及各类培训班的教材使用，受到了广泛好评，也成为采气工作现场非常实用的参考用书。根据十多年来的使用经验以及现场工作方法的更新，我们对原书作了适当的删减和补充。

考虑到读者使用方便，本书首先介绍了普通地质、石油地质、油层物理、油气渗流等基本知识，这对初学者或非地质专业的读者学习采气地质会有很大帮助。在气井试井中，详细地介绍了试井资料收集、整理的具体方法，力求深入浅出，通俗易懂。在气藏动态分析及气井管理的论述中，引用了大量的现场实例资料，非常实用。油气层保护技术目前备受重视，本书介绍时重点放在油气开采过程中的油气层保护技术和方法，希望能达到提升油气藏管理水平、提高开采效益的目的。

编者

2008 年 12 月

目 录

绪 言……（1）
第一章 基础知识……（3）
第一节 普通地质基础……（3）
一、地球 地壳……（3）
二、矿物……（5）
（一）矿物的概念……（5）
（二）矿物的物理性质……（5）
（三）常见矿物及其鉴定特征……（7）
三、岩石……（15）
（一）岩浆岩……（15）
（二）变质岩……（15）
（三）沉积岩……（15）
四、地层 地质时代……（17）
五、地质构造……（18）
（一）水平构造……（22）
（二）倾斜构造……（22）
（三）褶皱构造……（23）
（四）断裂构造……（24）
（五）地层的接触关系……（25）
第二节 储集层物性……（27）
一、储集层及其类型……（27）
（一）储集层……（27）
（二）常见储集层的类型……（27）
二、储油气岩石的物理性质……（28）
（一）储集层岩石的孔隙度……（28）
（二）储集层岩石的渗透率……（31）
（三）储集层岩石的含油、气、水饱和度……（33）
三、储集层中流体的物理性质……（34）
（一）天然气的物理性质……（34）
（二）地层原油的物理性质……（36）
（三）地层水的物理性质……（36）
四、饱和多相流体时储油气岩石的物理性质……（36）
（一）表面张力……（36）

（二）吸附作用 ……（37）
（三）润湿作用 ……（37）
（四）毛细管压力 ……（38）
第三节 圈闭和油气藏……（38）
一、圈闭……（38）
二、油气藏……（39）
第四节 油气层的温度和压力……（40）
一、油气层的温度……（40）
二、油气层的压力……（41）
（一）油气层压力 ……（42）
（二）油气田上常见的有关压力的概念 ……（42）
习题一……（43）
第二章 气井试井……（44）
第一节 概 述……（44）
一、试井的概念……（44）
二、试井的分类及任务……（44）
三、试井方法……（44）
四、一些重要的基本概念……（45）
第二节 稳定试井……（45）
一、平面径向稳定渗流……（45）
（一）渗流的基本方式 ……（45）
（二）平面径向线性稳定渗流 ……（46）
（三）平面径向非线性稳定渗流 ……（48）
二、稳定试井的原理……（52）
三、稳定试井的步骤……（52）
（一）净化井底 ……（52）
（二）关井测压 ……（53）
（三）稳定测试 ……（54）
四、稳定试井资料整理……（54）
（一）计算填表 ……（54）
（二）绘制曲线 ……（55）
（三）求有关参数 ……（56）
五、一点法试井……（58）
第三节 不稳定试井……（59）
一、开关井时的压力变化……（59）
（一）开井压力降落 ……（59）
（二）关井压力恢复 ……（60）
二、不稳定试井原理和方法……（61）
（一）不稳定试井原理 ……（61）
（二）不稳定试井方法 ……（61）

（三）试井解释理论模型 ……（61）
（四）试井解释方法 ……（62）
三、不稳定试井步骤 ……（63）
（一）关井压力恢复试井步骤 ……（63）
（二）开井压力降落试井步骤 ……（63）
四、半对数曲线分析法 ……（63）
（一）压力恢复曲线 ……（63）
（二）压力恢复曲线直线段的应用 ……（65）
五、试井解释图版拟合法 ……（68）
（一）均质油气藏试井解释图版 ……（68）
（二）双重介质油气藏试井解释图版 ……（72）
（三）压力导数及复合解释图版 ……（74）
第四节 试井分析软件 ……（78）
一、数据处理模块 ……（78）
二、分析解释模块 ……（78）
（一）双对数分析 ……（79）
（二）半对数分析 ……（80）
三、检验模块 ……（82）
四、结果输出模块 ……（83）
习题 ……（84）
第三章 气藏动态分析 ……（87）
第一节 概 述 ……（87）
一、气藏动态分析的概念与意义 ……（87）
二、气藏动态分析的主要内容 ……（87）
（一）早期评价阶段分析 ……（87）
（二）开发阶段动态分析 ……（88）
三、气藏动态分析图表曲线 ……（89）
（一）早期评价阶段图表曲线 ……（89）
（二）气藏开发现状图表曲线 ……（89）
（三）气藏开发历程及预测图表曲线 ……（90）
第二节 单井动态分析 ……（90）
一、垂直管流分析 ……（90）
（一）气液混合物在油管中的运动 ……（90）
（二）举升的动力与阻力 ……（91）
（三）井底压力与井口压力之间的关系 ……（91）
二、用采气曲线分析气井动态 ……（92）
（一）采气曲线及其用途 ……（92）
（二）用采气曲线划分气井生产阶段 ……（93）
（三）用采气曲线分析气井异常情况 ……（93）
三、用试井资料分析气井 ……（95）

（一）用试井所求出的参数分析气井 …… （95）
（二）用二项式和指数式指示曲线分析气井 …… （96）
（三）用压力恢复曲线分析气井 …… （97）
（四）用产气方程预测压力产量 …… （98）
四、常见采气异常情况的判断和处理 …… （99）
五、单井系统分析 …… （100）
（一）基本概念 …… （101）
（二）资料整理 …… （102）
（三）典型曲线分析 …… （103）
（四）确定临界产量和临界压差 …… （104）
第三节 全气藏动态分析 …… （105）
一、常用术语解释 …… （105）
二、气藏的驱动方式 …… （106）
三、气藏的类型 …… （108）
四、压力系统 …… （109）
（一）压力系统的概念 …… （109）
（二）压力系统的分析和判断 …… （109）
五、储量计算 …… （110）
（一）容积法 …… （110）
（二）弹性第二相法 …… （111）
（三）压降法 …… （114）
（四）修正压降法 …… （118）
六、气藏递减分析 …… （120）
（一）递减因素 …… （120）
（二）递减规律 …… （121）
习题三 …… （123）
第四章 气田开发与管理 …… （126）
第一节 概 述 …… （126）
一、气田勘探开发程序 …… （126）
二、气田开发设计的编制 …… （126）
三、气井合理产量的确定 …… （127）
四、气井管理制度 …… （128）
五、现场常用报表 …… （128）
第二节 气井的工作制度及有关计算 …… （133）
一、定压差为常数 …… （133）
二、定井底压力为常数 …… （133）
三、定气井产量为常数 …… （134）
四、定针形阀开度 …… （134）
第三节 纯气藏的开采 …… （135）
一、纯气藏的开采特征 …… （136）

二、纯气藏气井的管理要点……(136)
三、纯气藏开采晚期的稳产措施……(137)
第四节 有水气藏的开采……(139)
一、地层水性质分析……(139)
(一) 水分析内容……(139)
(二) 氯离子含量测定……(140)
(三) 地层水水型……(141)
二、边底水侵入规律……(141)
(一) 影响气井出水的因素……(141)
(二) 出水阶段……(142)
(三) 出水类型……(142)
三、治水措施……(143)
(一) 控水……(143)
(二) 堵水……(144)
(三) 排水……(144)
第五节 凝析气藏的开采……(150)
一、凝析气藏的概念……(150)
二、凝析气藏的衰竭式开发……(151)
三、保持凝析气藏地层压力的方法……(152)
第六节 提高气藏采收率……(152)
一、提高气藏采收率的意义……(152)
二、气藏采收率的估算……(153)
三、影响气藏采收率的因素……(153)
四、提高气藏采收率的方法……(155)
习题四……(156)
第五章 保护油气层技术……(157)
第一节 概 述……(157)
一、保护油气层技术的基本概念……(157)
二、保护油气层技术的意义……(159)
三、保护油气层技术的基本原则……(160)
四、保护油气层技术的主要内容……(160)
第二节 油气层损害机理……(161)
一、油气层损害的原因……(161)
(一) 内因……(161)
(二) 外因……(162)
二、固相损害机理……(162)
(一) 外来固相的堵塞……(162)
(二) 微粒运移……(163)
(三) 结垢……(163)
三、液相损害机理……(164)

（一）不配伍的注入流体造成的敏感性损害 …… (164)
（二）润湿性反转 …… (166)
（三）乳化堵塞 …… (166)
（四）毛细管阻力引起的损害 …… (166)
（五）细菌堵塞 …… (166)
四、碳酸盐岩储集层损害的特点 …… (167)
（一）碳酸盐岩储集层的特点 …… (167)
（二）碳酸盐岩储集层的损害类型 …… (167)
第三节 岩心分析与室内评价 …… (169)
一、岩心分析 …… (169)
（一）岩心分析技术的概念 …… (169)
（二）常用岩心分析技术 …… (170)
二、油气层损害的室内评价 …… (171)
（一）油气层敏感性评价 …… (172)
（二）工作液评价 …… (175)
第四节 油气田开发中的保护油气层技术 …… (176)
一、油气田开发方案中对油气层保护的要求 …… (176)
二、油气生产中的保护油气层技术 …… (177)
（一）生产中油气层损害分析 …… (177)
（二）生产中的保护油气层技术 …… (177)
三、注入中的保护油气层技术 …… (178)
（一）注入中油气层损害分析 …… (178)
（二）注入中的保护油气层技术 …… (179)
四、酸化中的保护油气层技术 …… (179)
（一）酸化中油气层损害分析 …… (179)
（二）酸化中的保护油气层技术 …… (180)
五、压裂中的保护油气层技术 …… (181)
（一）压裂中油气层损害分析 …… (181)
（二）压裂中的保护油气层技术 …… (182)
六、修井中的保护油气层技术 …… (182)
（一）修井中油气层损害分析 …… (182)
（二）修井中的保护油气层技术 …… (182)
第五节 油气层损害的矿场评价技术 …… (183)
一、油气层损害的评价参数 …… (183)
二、油气层损害的矿场评价方法 …… (184)
习题五 …… (185)

绪 言

广义地讲，天然气是泛指自然界存在的一切气体，包括大气圈、水圈、生物圈和岩石圈中各种自然过程形成的气体。根据这一广义的定义，对天然气的分类见表1。

表1 天然气分类表

按存在环境分类的气体类型		化学组成		成因
		基本成分	含有成分	
Ⅰ 大气		N_2、O_2	Ar、CO_2、Ne、He、Kr、Xe、H_2、O_3	是生物、化学、放射成因气体的混合物
Ⅱ 地表气	土壤及沉积表层气体	CO_2、N_2、O_2	Ar、CH_4、H_2、N_2O及稀有气体(来自空气)	CO_2、CH_4、N_2O、H_2主要是生物化学作用产物，再与大气混合
	沼泽及泥炭中的气体	CH_4、CO_2、N_2	Ar、H_2、CO、NH_3、N_2O、H_2S及稀有气体(来自空气)	CH_4、CO_2、H_2、NH_3、N_2O、H_2S主要是生物化学作用产物，其他来自大气
	海底沉积物中的气体	CO_2、CH_4、N_2	N_2、NH_3、H_2S、Ar	除稀有气体外，都是生物化学作用产物
Ⅲ 沉积岩气体	油田气	CH_4、C_2-、N_2、CO_2	H_2S、He、Ar、H_2	除稀有气体外，主要是化学成因的气体，混入部分生物化学成因气体(如部分H_2S)，在高温深处，正常细菌活动停止，生物化学成因气体就不存在了
	气田气	CH_4、N_2、CO_2	C_2+、H_2S、He、Ar、H_2	
	煤田气	CH_4	CO_2、N_2、H_2、C_2+、He、Ar	
	分散气体	CO_2、CH_4	N_2、C_2+、H_2、H_2S	
Ⅳ 海洋中的气体		CO_2、N_2	NH_3、H_2S、O_2、Ar	NH_3、H_2S、O_2及部分CO_2为生物化学成因，部分CO_2及N_2为化学成因，海洋表层有从大气进入的CO_2、N_2、O_2
Ⅴ 变质岩中的气体		CO_2、N_2、H_2	CH_4、H_2S、He、Ar	除稀有气体外，都是化学成因的
Ⅵ 岩浆岩中的气体		CO_2、H_2	N_2、H_2S、He、Ar，在很深处有SO_2、HCl、HF	除稀有气体外，都是化学成因的
Ⅶ 火山气体	高温气(从熔岩湖喷出)	CO_2、H_2、SO_2、HCl、HF	N_2、CO、NH_3、He、Ar	火山气体从地幔表层，到达沉积岩，由于与上层的气体混合而发生不同程度的改变
	喷出气体(100℃~200℃)	CO_2、H_2、H_2S、SO_2	N_2、CO_2、NH_3、He、Ar	
	温泉气	CO_2	N_2、CO_2、NH_3、He、Ar	

续表1

按存在环境分类的气体类型	化学组成		成　因
	基本成分	含有成分	
Ⅷ　宇宙气	H_2,H,He	CO,CH 基,CH_2 基,OH 基,及其他元素离子化了的原子	由于核反应、放射化学反应及化学反应而成

注：C_2+指碳原子数大于或等于2的烃类气体。

但是，从能源研究和油气勘探开发的角度出发，天然气是专指岩石圈中蕴藏的、以气态烃为主的可燃气体。它的主要成分是甲烷。这种以甲烷为主的可燃气体，可以形成各种类型的、有开采价值的气藏。

天然气的主要用途是工业和民用燃料，但如今天然气产量中用作化工原料的份额正在增大。天然气是世界上仅次于石油和煤的第三大能源。1985年，天然气大约占世界能源供给量的20%，而石油约占37.9%，煤约占30.7%。

人类发现天然气的历史悠久。《周易》就有“泽中有火”的记载。公元前一千多年，在前苏联的巴库地区，人们偶然引燃了从石缝中串出的气体，谁知这些气体竟燃烧了几百年之久。我国是世界上开采和利用天然气最早的国家。战国时期，秦孝文王时蜀守李冰，在今四川邛崃一带，于钻凿盐井的过程中发现了天然气。而四川的自流井地区，早在13世纪至14世纪时就对自流井气田进行了较大规模的开发。新中国成立以后，四川盆地天然气的勘探开发工作得到了迅速发展。目前，勘探工作已在四川盆地普遍展开，重点探井的深度已超过7000 m，每年都有一批新的气藏发现，已经有一批气田投入开发和利用。四川已经成为我国重要的天然气工业基地。

油藏工程是研究从地下储集层中开采石油天然气的工程学科。采气地质是油藏工程的一个分支，专门研究气藏气田的范围和储量，试井的设计和解释，选择和设计适当的开采方法，分析气藏动态，预测压力、产量，制定合理的工作制度，以期在一定的经济、环境、技术制约条件下获得最高的采收率。

第一章　基础知识

第一节　普通地质基础

众所周知，石油、天然气是储藏在地下岩层中的有用矿产。为了能很好地将石油与天然气从地下岩层中开采出来，我们必须对深埋在地下的岩石特点、地层形成的年代及形成环境、岩层在地下的埋藏形态等有一个清楚的认识。

一、地球　地壳

固体地球是一个呈梨形的旋转椭圆体，如图 1－1 所示。北极突出约 10 m，南极凹进约 30 m。下面所列出的一组数据是第 16 届国际大地测量和地球物理协会修订的数值：

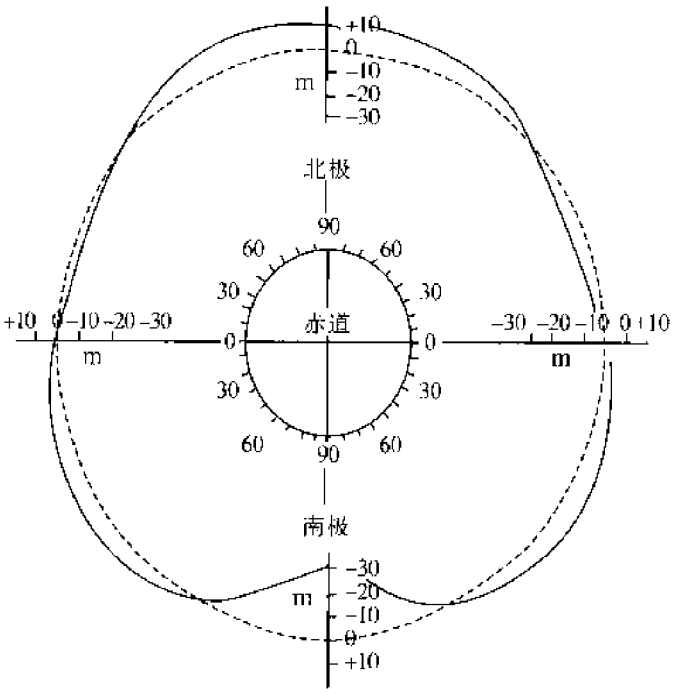


图 1－1　地球形状示意图

赤道半径 a	6378.140 km
两极半径 c	6356.755 km
长短半径差 $a-c$	21.385 km
平均半径 R　$(a^2 \cdot c)^{\frac{1}{3}}$	6371.004 km

扁率$\frac{a-c}{a}$	0.0033528
赤道周长 $2\pi a$	40075.036 km
子午线周长 $2\pi c$	39940.670 km
表面积 $4\pi R^2$	510064471.9 km^2
体积 $\frac{4}{3}\pi R^3$	1083206900000 km^3

地球并不是一个均质体，它是圈层结构。每个圈层都具有自己的物质运动特征和物理化学性质。以地表为界，将地球分为外圈和内圈。

外圈是地球表面以上的部分。根据物质性状，可将其分为大气圈、水圈和生物圈。它们包围地球，各自形成连续、完整的圈层。

内圈是地球表面以下的部分，是地质学研究的对象。对地球内圈的研究，目前主要是利用天然地震波进行地球物理勘探。地震波传播的特征与地球物质性质密切相关。如果在某个深度地震波速度变化明显，则说明该深度上下的地球物质在成分上或物态上有改变，这个深度就可作为上下两种物质的分界面，地球物理学上称之为界面。地球内部有两个波速变化最明显的界面，第一个界面深度很不一致，在大陆区较深，最深可达 60 km 以上，在大洋区较浅，最浅不足 5 km。这个界面是前南斯拉夫地球物理学家莫霍罗维契奇（A. Mohorovičič，1857 年—1936 年）于 1909 年发现的，所以称为莫霍罗维契奇不连续面，简称莫霍面。第二个界面深度在地表下约 2900 km 处，是由美国地球物理学家古滕堡（B. Gutenberg，1889 年—1960 年）于 1914 年提出的，所以称为古滕堡不连续面，简称古滕堡面。根据以上这两个界面，把地球内部分为三个圈，即地壳、地幔和地核。

地壳是固体地球最外的一圈，下界为莫霍面。地壳由固体岩石构成。地壳表面在陆地上直接暴露出来，有水体的地方，特别是海洋区，则被水圈覆盖。地壳的厚度变化很大，大洋地壳较薄，最薄处不足 5 km，平均厚度约 6 km；大陆地壳较厚，最厚处可达 70 km，平均厚度约 35 km。整个地壳平均厚度约为 16 km，只有地球半径的 1/400，体积只有地球体积的 0.8%，质量为 2.4×10^{22} kg，约占地球质量的 0.4%。

地壳由上、下两层组成，其间有一个次一级的界面，称为康拉德面，康拉德面并不到处都存在，如图 1—2 所示。上地壳称为硅铝层，也称为花岗质层，主要成分是氧、硅、铝等轻元素，平均密度为 2.7 g/cm^3，质量约为 9.8×10^{21} kg，主要岩石为酸性的岩浆岩和变质岩，如花岗岩、片麻岩等。这一层只有大陆壳才有，大洋壳缺少此层，因此呈不连

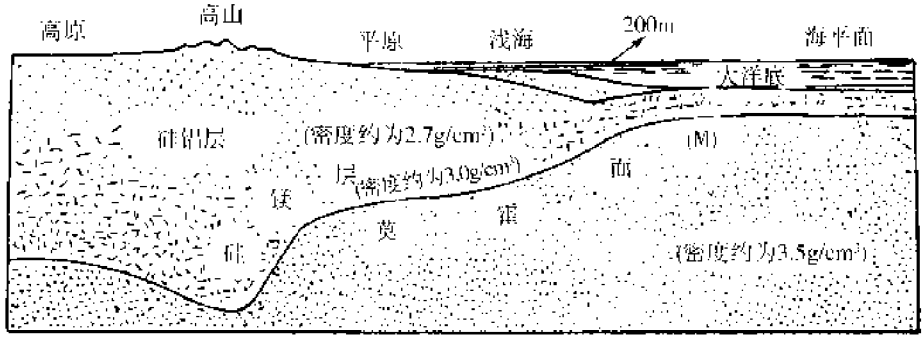


图 1—2　地壳结构示意图

续分布，平均厚度约为 10 km。下地壳称为硅镁层，也称为玄武质层，主要成分是氧、硅、铁和镁，平均密度为 3.0 g/cm³，质量约为 1.2×10^{22} kg，主要岩石为基性岩，如玄武岩。大陆下面和大洋下面都有这一层，呈连续分布。

地壳表层长期与大气和水接触，遭受各种外动力对地质作用的改造，形成了一层沉积层。该层厚度变化非常大，最厚可达 10 km，局部地区缺失，平均厚度约为 1.8 km，质量约为 2.2×10^{21} kg，大陆和大洋均有，但大洋沉积层厚度只有大陆沉积层的 1/10，且为现代松散沉积物。虽然沉积层仅占地球、地壳厚度的极少比例，但由于它覆盖在整个地球表面，因此与人类的关系非常密切，尤其是石油、天然气，主要储集在沉积层中，所以对我们石油工作者来说就显得格外重要。

地幔在地壳下面，介于莫霍面与古滕堡面之间。厚度约为 2800 km，占地球体积的 83%；质量为 4.03×10^{24} kg，占地球质量的 67.6%，平均密度为 3.5 g/cm³。根据地震波速度变化情况，以 1000 km 为界，将地幔分为上、下两层。

地核在 2900 km 以下，以古滕堡面与地幔分界，厚度为 3471 km，占地球体积的 16.2%；质量为 1.9×10^{24} kg，占地球质量的 32%。根据波速度变化，可将地核分成外核、过渡层和内核三个次一级圈层。

二、矿物

（一）矿物的概念

矿物是地质作用形成的单质或化合物，它具有一定的化学成分、结晶构造、外部形态和物理性质。单质矿物是由一种元素组成的，如自然金（Au）、自然铜（Cu）、金刚石（C）等；大部分矿物是由两种或两种以上元素组成的化合物，如岩盐（NaCl）、方解石（$CaCO_3$）、石膏（$CaSO_4\cdot2H_2O$）等。

绝大部分矿物是固体，如石英（SiO_2）、重晶石（$BaSO_4$）、白云石（$CaMg(CO_3)_2$）等，也有少数矿物呈液态（如石油）或气态（如天然气）。

矿物常具有一定的外形，如岩盐是立方体，磁铁矿是八面体，石榴子石是菱形十二面体等。

自然界中大部分矿物是晶体，即矿物内部质点作有规律的排列，形成一定的格子构造的固体；也有少量矿物是非晶体，即矿物内部质点作无规律的排列，形成不具有格子构造的固体。

由人工合成的元素或化合物不能称为矿物。

（二）矿物的物理性质

1. 矿物的光学性质

矿物的光学性质是指矿物对自然光线的吸收、折射、反射等所表现出来的各种性质，包括颜色、条痕、光泽、透明度等。

颜色是矿物对自然光的吸收程度不同所引起的。不同矿物对自然光的吸收不同，所以有不同的颜色，很多矿物的名称就是因为具有特殊的颜色而得名的，如黄铜矿（金黄色）、赤铁矿（红色）、孔雀石（翠绿色）、褐铁矿（褐色）等。但是，如果矿物含有杂质或经过风化，它会呈现出别的颜色。例如，不含杂质的水晶（石英）是无色透明的，若含杂质，

可呈玫瑰色、紫色、黄色、黑色等。黄铁矿风化后呈暗褐色，但它的本来面目却是铜黄色。观察矿物颜色时，应选择在新鲜面上进行观察。

条痕是指矿物粉末的颜色，一般是看矿物在白色无釉的瓷板上划出的线条颜色。条痕颜色与矿物颜色可以相同，也可以不同。例如，黄铁矿的颜色为铜黄色，条痕为绿黑色；赤铁矿的颜色可以是红褐色，也可以是铁黑色，但条痕都是樱红色。矿物的条痕比矿物表面颜色更固定，因而更具有鉴定意义。

光泽是指矿物新鲜面对光线的反射能力，通常可分为金属光泽、半金属光泽和非金属光泽。金属光泽的矿物表面反光最强，如同光亮的金属器皿表面，如方铅矿、黄铁矿等。半金属光泽类似金属光泽，但较为暗淡，像没有磨光的铁器，如赤铁矿、磁铁矿等。非金属光泽是不具备金属感的光泽，可分为金刚光泽和玻璃光泽，金刚光泽反光较强，像金刚石那样闪亮耀眼，如金刚石、闪锌矿等；玻璃光泽反光较弱，像玻璃的光泽，如水晶、萤石等。上述光泽都是指矿物的光滑平面上的光泽，倘若矿物表面不平坦，集合体的表面或解理发育引起光线的折射、反射等，均可出现特殊光泽，如云母的珍珠光泽、石棉的丝绢光泽、石英断口的油脂光泽以及铝土矿的土状光泽等。

透明度是指矿物透过可见光的能力。矿物按透明程度可分为透明矿物（如水晶、冰洲石、石膏）、半透明矿物（如辰砂、闪锌矿）和不透明矿物（如石墨、自然金）。

矿物的颜色、条痕、光泽及透明度之间存在一定的内在联系和规律，其相互关系见表1-1。

表1-1 矿物的颜色、条痕、光泽和透明度之间的关系

颜色	无色	浅色	彩色	黑色或金属色
条痕	无色或白色	白色或浅色	浅色或彩色	黑、绿黑、灰黑、褐黑或金属色
光泽	非金属		半金属	金属
透明度	透明	半透明	不透明	

2. 矿物的力学性质

矿物的力学性质是指矿物在外力作用下（如刻划、打击、压、拉等）所表现出的各种性质，具有鉴定意义的有解理、断口和硬度等。

解理是指矿物受力后沿一定方向规则裂开的性质。裂开的面称为解理面，矿物中具有同一方向的解理面为一组解理，如方解石有三组解理，云母只有一组解理。另外，按解理面的完好程度，可分为极完全解理（如云母）、完全解理（如方解石）、中等解理（如辉石）、不完全解理（如磷灰石）。

断口是指矿物受力后不沿一定方向破裂而形成的不规则状破裂面。具有不完全解理或不具有解理的矿物在受外力后便出现断口。不同矿物的断口形态往往具有一定的特征，常见的有贝壳状断口（如石英）、参差状断口（如黄铁矿）、锯齿状断口（如自然铜）、平坦状断口（如高岭土）等。

硬度是指矿物表面抵抗外来机械作用（主要指刻划力）的能力，通常是指矿物的相对软硬程度。例如，用甲矿物去刻划乙矿物，若乙矿物被刻出小槽而甲矿物未受损伤，则甲

矿物的硬度就大于乙矿物。德国矿物学家弗里德里克·摩斯（Friedrich Mohs）选择10种软硬不同的矿物作标准，组成相对硬度系列，这就是摩斯硬度计（见表1-2）。把需要鉴定的矿物与表中矿物相互刻划，即可确定其硬度，例如，某矿物能刻划长石但不能刻划石英，而石英可以刻划它，则它的硬度可定为6.5度。由于矿物表面常受到风化而降低硬度，所以在测试硬度时，应在矿物单体的新鲜面上进行。

表1-2　摩斯硬度计

矿物名称	化学式	硬度
滑　石	$Mg_3[Si_4O_{10}](OH)_2$	1
石　膏	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2
方解石	$CaCO_3$	3
萤　石	CaF_2	4
磷灰石	$Ca_5[PO_4]_3(F,Cl\cdots)$	5
正长石	$KAlSi_3O_8$	6
石　英	SiO_2	7
黄　玉	$Al_2[SiO_4](F,OH)_2$	8
刚　玉	Al_2O_3	9
金刚石	C	10

3. 矿物的相对密度

矿物的相对密度是指矿物在空气中的质量与同体积水在4℃时的质量之比值。不同的矿物，相对密度是不同的。相对密度在4以上的称为重矿物（如方铅矿、重晶石），相对密度在2.8以下的称为轻矿物（如岩盐、石膏），相对密度在2.8~4之间的称为中等相对密度矿物（如金刚石、萤石）。

（三）常见矿物及其鉴定特征

矿物是组成地壳的基本物质（地壳由岩石组成，岩石由矿物组成），所以矿物在地壳中的分布很广，目前已发现的矿物有3300多种，常见的有200多种，主要造岩矿物有40多种。常见矿物及其鉴定特征见表1-3。

表 1-3 常见矿物及其鉴定特征

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
自然元素	石墨	C	片状、块状	钢灰色、铁黑色	灰黑色	金属	1	2.2	一组解理	易污手、有滑感	煤或炭质岩经变质作用生成，常与石榴子石共生，可作电极、润滑剂、原子反应堆减速器
硫化物	方铅矿	PbS	立方体、粒状、块状	铅灰色	钢灰色	金属	2~3	7.3~7.6	三组解理	具导电性、检波性	岩浆作用生成，与闪锌矿、黄铁矿、黄铜矿共生，主要的铅矿石
	闪锌矿	ZnS	粒状为主	浅黄色到铁黑色	黄褐色	半金属	3~4	3.5~4	六组解理	性脆、不导电	岩浆作用生成，与方铅矿、锡石、黄铜矿共生，主要的锌矿石
	黄铁矿	FeS_2	立方体、块状、粒状	浅铜黄色	绿黑色	金属	6~6.5	4.9~5.2	参差状断口	晶面有平行条纹	岩浆作用、沉积作用、变质作用均可生成，制硫酸的主要原料
	黄铜矿	$CuFeS_2$	块状、粒状	铜黄色	绿黑色	金属	3~4	4.1~4.3	无解理	导电性强	主要由岩浆作用、沉积作用生成，常与黄铁矿、磁铁矿共生，主要的铜矿石
卤化物	岩盐	NaCl	立方体、粒状	无色、白色	白色	玻璃	2	2.1~2.2	三组解理	有咸味、吸水性	盐湖中沉积而成，与石膏、钾盐、方解石共生，可食用、作防腐剂、制碱、制盐酸等
	萤石（氟石）	CaF_2	块状、粒状	绿色、紫色、黄色	白色	玻璃	4	3~3.2	四组解理	加热或阴极射线照射后发荧光	岩浆作用生成，沉积作用也可生成，与石英、方解石、金属硫化物共生，作熔剂

续表1-3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
卤化物	光卤石	$MgCl_2 \cdot KCl \cdot 6H_2O$	粒状、块状	无色或各种颜色	白色	玻璃	2~3	1.6	无解理	紫外线照射发荧光、易溶于水	盐湖中沉积而成
氧化物及氢氧化物	石英	SiO_2	双锥柱状、粒状、块状	无色、白色	白色	玻璃、油脂	7	2.6	贝壳状断口		主要由岩浆作用生成，广泛分布于地壳中，压电石英用于无线电工业，在光学、化学、仪表、航空工业上也广泛应用
	赤铁矿	Fe_2O_3	块状、肾状、鲕状	钢灰色、铁黑色、红褐色	樱红色	半金属	5.5~6	5~5.3	无解理	性脆	岩浆作用、沉积作用、变质作用均可生成，为重要的铁矿石之一
	磁铁矿	Fe_3O_4	块状、粒状	铁黑色、深灰色	黑色	半金属	5.5~6	4.9~5.2	无解理	强磁性	岩浆作用、变质作用均可生成，常与赤铁矿共生，为重要的铁矿石之一
	褐铁矿	$Fe_2O_3 \cdot nH_2O$	块状、土状、豆状、蜂窝状	褐色、黑色	淡黄褐色	半金属	1~4	3~4	无解理	是许多氢氧化铁和含水氧化物的总称，成分不纯	风化作用生成，含铁多时可作铁矿石
	铝土矿	$Al_2O_3 \cdot nH_2O$	土状、豆状、块状、鲕状	灰白色、白色	白色、黄褐色	土状	1~4	2.5~3	无解理		沉积、风化作用形成，为重要的铝矿石

续表1 3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
氧化物及氢氧化物	锡石	SnO_2	柱状、针状、粒状、块状	黄褐色、黑色	白色、淡黄色	半金属、油脂	6~7	6.8~7.1	贝壳状断口	化学性质稳定	岩浆作用生成，与黑钨矿、黄玉共生，为重要的锡矿石
	软锰矿	MnO_2	土状、粉末状集合体	黑色	黑色	半金属	2~6	4.7~5	断口不平坦	易污手	沉积作用、风化作用生成，为重要的锰矿石
磷酸盐	磷灰石	$Ca_5[PO_4]_3$ (F、Cl…)	柱状、块状、粒状	白色或各种颜色	白色	玻璃、油脂	5	3.2	参差状断口	性脆	岩浆作用、沉积作用、变质作用均可生成，与石英、黄铁矿共生，可提取磷
	磷铈镧矿（独居石）	(Ce、La)[PO_4]	板状、柱状、粒状	黄褐色、棕褐色	白色	玻璃、油脂	5~5.5	4.9~5.5	有时可见解理	含钍时具放射性，紫外线照射发荧光	岩浆作用生成，常见于沙矿中，提取稀有元素
硫酸盐	石膏	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	板状、块状、纤维状	白色、浅灰色	白色	玻璃、珍珠	1.5~2	2.3	纤维状石膏断口为锯齿状，板状石膏具一组解理	微具挠性	主要为沉积作用生成，与石盐、光卤石、钾盐共生，用于塑造模型、水泥原料
	重晶石	$BaSO_4$	板状、块状、粒状	无色、白色、浅红色	白色	玻璃、珍珠	2.5~3.5	4.3~4.7	二组解理	半透明、透明	岩浆作用、沉积作用生成，与方铅矿、方解石共生，作加重剂等

续表1-3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
碳酸盐	方解石	$CaCO_3$	菱面体、粒状、结核状、钟乳状	无色、灰白色	白色	玻璃	3	2.7	三组解理	性脆，遇稀盐酸起泡	主要由沉积作用形成，作建筑材料、冶金熔剂，冰洲石可作光学仪器材料
	白云石	$CaMg(CO_3)_2$	菱面体、粒状、块状	白色、浅黄色、红色	白色	玻璃	3.5~4	2.9	三组解理	遇热盐酸起泡，遇镁试剂变蓝	湖海沉积，可作冶金熔剂、耐火材料、化肥原料
硅酸盐	橄榄石	$(Mg,Fe)_2[SiO_4]$	粒状	橄榄绿色	白色	玻璃	6.5~7	3.3	贝壳状断口	透明	岩浆作用生成，与磁铁矿、辉石共生，主要造岩矿物，贫铁橄榄岩可作耐火材料
	石榴子石	$(Ca,Mg)_3(Al,Fe)_2[SiO_4]_3$	菱形十二面体、粒状	多种颜色	白色	玻璃、油脂	6.5~7.5	3~4	无解理	半透明，性脆	变质作用生成，典型变质矿物，可作研磨材料，有的可作宝石
	普通辉石	$Ca(Mg,Fe,Al)[(Si,Al)_2O_6]$	短柱状、横切面为八边形	黑绿色	灰绿色	玻璃	5~6	3.2~3.6	二组解理	性脆	岩浆作用生成，常与斜长石、橄榄石共生，主要造岩矿物
	透辉石	$CaMg[Si_2O_6]$	柱状、粒状、放射状	浅绿色、浅灰色	白色	玻璃	5.5~6	3.3	二组解理		变质作用生成，与石榴子石、硅灰石共生，是矽卡岩的主要造岩矿物
	普通角闪石	$Ca_2Na(Mg,Fe)_4(Fe,Al)[(Si,Al)_4O_{11}](OH)_2$	长柱状、横切面为六边形	暗绿色至黑色	灰绿色	玻璃	5.5~6	3.1~3.4	二组解理	性脆	主要产于岩浆岩中，常与斜长石、石英共生，主要造岩矿物

续表1-3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
硅酸盐	透闪石	$Ca_2Mg_5[Si_4O_{11}]_2(OH)_2$	柱状、针状、放射状、纤维状	白色、浅绿色	白色	玻璃、丝绢	5.5~6	3.0	二组解理		典型的变质作用产物，形成于石灰岩、白云岩与岩浆岩接触带上
	阳起石	$Ca_2(Mg,Fe)_5[Si_4O_{11}]_2(OH)_2$	针状、放射状	绿色	白色	玻璃、丝绢	5.5~6	3.1~3.3	二组解理		同上
	蓝闪石	$Na_2Mg_3Al_2[Si_4O_{11}]_2(OH)_2$	柱状、针状、纤维状	蓝色、蓝黑色	蓝灰色	玻璃	6~6.5	3.1~3.4	二组解理		变质作用生成，主要产于结晶片岩中，是蓝闪石片岩的特征矿物
	滑石	$Mg_3[Si_4O_{10}](OH)_2$	板状、片状、块状	白色、浅绿色、浅红色	白色	玻璃、蜡状	1~1.5	2.7~2.8	一组解理	具滑感	变质作用生成，用于造纸、陶器、橡胶工业
	正长石	$KAlSi_3O_8$	柱状、板状	肉红色、玫瑰色、褐黄色	白色	玻璃	6~6.5	2.6	二组解理		岩浆作用、变质作用生成，用于陶瓷、玻璃工业、制钾肥原料
	斜长石	$NaAlSi_3O_8-CaAl_2Si_2O_8$	板状、粒状	白色、淡黄色	白色	玻璃	6~6.5	2.7	二组解理	解理面上显条纹	岩浆作用生成，广泛分布于三大岩类中，用于陶瓷工业、雕刻石料
	白云母	$KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	板状、鳞片状集合体	无色	白色	玻璃、珍珠	2~3	2.7~3.1	一组解理	绝缘性能极好	岩浆作用、变质作用生成，广泛分布于三大岩类中，用于电器工业

续表1-3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
硅酸盐	黑云母	$K(Mg,Fe)_3[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	短柱状、板状、片状集合体	黑色、褐色、棕色	浅绿色	玻璃、珍珠	2~3	3~3.1	一组解理	薄片具弹性	主要由岩浆作用形成，主要造岩矿物，大块黑云母可作高温防护眼镜
	海绿石	$K_{<1}(Fe^{3+},Fe^{2+},Al,Mg)_{2+x}[Si_2(Si,Al)O_5](OH)_2\cdot nH_2O$	团粒状	暗绿色、黑绿色		玻璃	2~3	2.2~2.8	一组解理	性脆	典型的表生矿物，产于浅海沉积中，是较好的钾肥原料
	蓝晶石	$Al_2[SiO_4]O$	扁柱状、放射状	浅蓝色		玻璃	4.5~7	3.6~3.8	二组解理	性脆	变质作用生成，典型的区域变质矿物，可作耐火材料
	红柱石	$Al_2[SiO_4]O$	柱状、放射状	灰色、浅红色	白色	玻璃	7~7.5	3.1~3.2	二组解理	放射状集合体，形似菊花，故又名“菊花石”	变质作用生成，作耐火材料
	夕线石	$Al[AlSiO_5]$	针状、柱状、放射状、纤维状	无色、灰色、浅绿色		玻璃	6.5~7.5	3.2	一组解理	透明	变质作用生成，与云母、石榴子石共生，可作耐火材料
	硅灰石	$CaSiO_3$	板状、放射状、纤维状、片状	白色、浅红色	白色	玻璃、丝绢	4.5~5	2.8~2.9	一组解理		变质作用生成，常与透闪石、石榴子石共生，变质作用特征产物
	锆英石	$Zr[SiO_4]$	短柱状、四方双锥状	黄色、红色、黑色		半金属、油脂	7~8	4.6~4.7	解理不完全	性脆，稳定	岩浆作用生成，常形成沙矿

续表1-3

类别	矿物名称	成分	形态	颜色	条痕	光泽	硬度	相对密度	解理或断口	其他特征	成因、共生矿物、用途
硅酸盐	十字石	$Fe_2Al_9[SiO_{11}]O_7(OH)_2$	短柱状、横断面菱形、粒状	红褐色、黑褐色	白色	玻璃、油脂	7.5	3.7~3.8	解理不发育		变质作用生成，典型的区域变质矿物
	绿泥石	$(Mg,Fe,Al)_6[(Si,Al)_4O_{10}](OH)_2\cdot(Mg,Fe)_3(OH)_6$	片状、板状、鳞片状	绿色、暗绿色		珍珠、油脂	2~2.5	2.6~2.8	一组解理	薄片具挠性，透明或半透明	变质作用生成，是绿泥石片岩的主要矿物
	鲕绿泥石	$(Fe^{2+},Fe^{3+})_5[Si_3AlO_{10}](OH)_2\cdot(Fe,Mg)_3(OH,O)_6$	鲕状集合体、块状	灰色、暗灰色	浅灰绿色	无或微具玻璃光泽	3	3~3.4	一组解理		沉积作用生成，与黄铁矿、菱镁矿共生，大量聚集时可用于铁矿开采
	蛇纹石	$(Mg,Fe,Ni)_3Si_2O_5(OH)_4$	块状、层片状、纤维状	浅黄色、深绿色	白色	油脂、丝绢	2.5~3.5	2.5~2.6	一组解理	微具滑感	变质作用生成，与石棉共生，作耐火材料和化肥原料
其他含氧盐	硼砂	$Na_2B_4O_7\cdot10H_2O$	短柱状、土状、块状	无色、绿色		玻璃、油脂	2~2.5	1.7	贝壳状断口	微具咸味，易溶于水	产于内陆湖泊中，与石膏、石盐等共生，是提取硼的主要原料
	黑钨矿	$(Fe,Mn)WO_4$	板状、柱状、粒状、块状	黑褐色、铁黑色	红褐色、黑色	金属、半金属	5~5.5	6.7~7.5	一组解理	含铁多时具磁性	岩浆作用生成，主要的钨矿石

三、岩石

经地质作用形成的由矿物或岩屑组成的集合体称为岩石。有的岩石是由一种矿物组成的单矿石，如纯洁的大理岩由方解石组成。而多数岩石是由两种以上的矿物组成的复矿岩，如花岗岩由长石、石英等组成。自然界中岩石种类繁多，根据其成因，可分为岩浆岩、变质岩和沉积岩三大类。

（一）岩浆岩

岩浆是在地下深处高温高压状态下的硅酸盐熔浆。岩浆沿着地壳薄弱带侵入地壳或喷出地表，温度降低，最后冷凝成的岩石称为岩浆岩。岩浆喷出地表后冷凝形成的岩石称为喷出岩（如玄武岩），岩浆在地表以下冷凝形成的岩石称为侵入岩（如花岗岩）。由于岩浆岩不含有机质且岩性致密，一般不会生成油气或储藏油气。

（二）变质岩

变质岩是指地壳中已经形成的岩石因物理化学条件的改变使原岩的成分、结构、构造发生变化而形成的岩石。原岩可以是岩浆岩、沉积岩，甚至是变质岩。由岩浆岩变质形成的岩石称为正变质岩（如片麻岩），由沉积岩变质形成的岩石称为副变质岩（如大理岩）。导致岩石发生变质的主要因素有温度、压力和化学活动性流体等。变质岩一般不会生成油气或储藏油气。

（三）沉积岩

沉积岩是在地表或接近地表的情况下，由母岩（岩浆岩、变质岩和早已形成的沉积岩）风化剥蚀的产物经搬运、沉积和硬结而成的岩石。从地表分布的三大类岩石来看，沉积岩占陆地表面的3/4，我国沉积岩地表覆盖面积约77.3%。从地表往下，沉积岩所占比例逐渐缩小，到地表下16 km~20 km，沉积岩仅占5%。由于沉积岩是在大气、水、生物参与下形成的，所以往往含有大量的有机质成分，为石油的形成提供了非常丰富的原料。另外，许多沉积岩中都有大量的孔隙和裂缝，成为储藏油气的良好空间。目前所发现的油气藏中，绝大部分的生油层和储集层都为沉积岩。

1. 沉积岩的形成作用

沉积岩的形成要经历风化作用、剥蚀作用、搬运作用、沉积作用和成岩作用，沉积岩形成后还会有后生作用。

风化作用是指地表和接近地表的岩石在水、空气、太阳能及生物的作用下所发生的岩石破坏作用。风化作用可分为物理风化作用、化学风化作用和生物风化作用，风化作用的总趋势是使母岩受力发生机械崩解或遭受氧化、水解、溶解等产生新的矿物。风化产物有碎屑物质、黏土物质和溶解物质，它们一部分被介质带走转移到别处，另一部分残留在原地，形成风化残积物，即风化壳。

剥蚀作用是指水、风、冰川等地质外营力把岩石的风化产物搬开，同时也破坏岩石，并改造原有地形的作用。

搬运作用是指风化剥蚀产物被介质搬运至别处的地质作用。搬运一般是以溶液搬运、悬浮搬运和底部推移为主的三种方式进行的。溶液的搬运称为化学搬运，悬浮搬运和底部

推移称为机械搬运。搬运介质主要有流水、风、冰川等。据估算，长江每年能搬运十亿吨以上的物质。

沉积作用是指在搬运过程中由于物理、化学条件的变化，被搬运物质停留并沉淀下来的地质作用。机械搬运中的颗粒物质会在流体流速下降时沉积下来，化学搬运的物质会在浓度、温度和压力发生变化时沉积下来。生物在搬运沉积作用中有时会起很大的作用，在合适条件下，大量生物遗体堆积形成的腐泥有生成石油和天然气的可能。

成岩作用是指松散的沉积物转变成固结岩石的作用。成岩作用过程中，沉积物随埋藏深度增加，温度、压力不断升高，沉积物在上覆沉积重荷作用下被压实，水被挤出，孔隙减少，体积缩小，颗粒间被化学沉淀物胶结，形成晶体颗粒等，最终形成了各种各样的沉积岩石。

后生作用是指沉积岩形成后至它遭受风化或发生变质之前所发生的一切作用。

2. 沉积岩的构造

沉积岩的构造是指沉积岩各个组成部分的空间分布和排列方式。它是在沉积岩形成时期（主要是沉积期，部分为成岩后生期）所形成的，是沉积岩的重要特征之一，是肉眼可辨的宏观特征。根据沉积岩构造的研究，可以推断沉积岩生成和存在的环境。

沉积岩构造按其发育的部位，可分为层理构造和层面构造。

（1）层理构造

层理构造是指岩石的颜色、成分和结构沿垂直方向变化而形成的一种层状构造。层理是沉积岩最重要的一种构造特征，是沉积岩区别于岩浆岩和变质岩的最主要标志。根据沉积岩的层理特征，不仅可确定沉积介质的性质和能量状况，而且还可以判断沉积环境，有的层理还可确定水的运动方向。

（2）层面构造

层面构造是指沉积岩形成过程中在层面上留下的各种作用的痕迹。常见的顶面构造有波痕、干裂、雨痕、冰雹痕、晶体印痕和虫痕等，常见的底面构造有底冲刷、泥砾、槽模和沟模等。

3. 沉积岩的颜色

颜色是沉积岩最醒目的标志，它反映了岩石的成分、结构和成因。按成因，颜色可分为原生色和次生色，原生色又可分为继承色和自生色。自生色和次生色往往由色素造成，色素在岩石中的含量很小，但它对岩石颜色的影响很大。常见的色素有铁质和有机质，三价铁含量高时显红色，二价铁含量高时显灰绿色。另外，沉积岩颜色随有机质含量的增加而变深，这一点对研究和发现生油岩具有重要意义。

4. 沉积岩的类型

沉积岩的分类方法很多，由此划分出了许多类型，这里只介绍常见的与油气有关系的三种类型。

（1）碎屑岩

碎屑物质含量大于50%的沉积岩称为碎屑岩，碎屑岩是由碎屑物质、胶结物、杂基和孔隙组成的。碎屑的颗粒直径在0.01 mm以上，它是母岩机械风化的产物经搬运而来的。杂基是填充在碎屑间隙中的细小机械沉积物。胶结物是碎屑物质沉积后形成的化学沉淀物质，它起着将碎屑颗粒黏结起来的作用。孔隙是岩石中没有被碎屑、胶结物和杂基等

固体物质填充的空间，它是油气的重要储藏场所，所以，孔隙度大的碎屑岩可以成为良好的油气储集层。

按粒度可将碎屑岩分为砾岩（>1 mm）、砂岩（1 mm~0.1 mm）和粉砂岩（0.1 mm~0.01 mm）等，砂岩和粉砂岩均可作为良好的储集层。

（2）黏土岩

黏土矿物含量大于50%的沉积岩称为黏土岩。黏土矿物的粒径在0.01 mm以下，所以黏土岩中的有效孔隙度很小，不能作为油气储集层，但黏土岩可作为生油气层和盖层。

（3）碳酸盐岩

碳酸盐岩是指主要由沉积碳酸盐矿物所组成的岩石。岩石中方解石（$CaCO_3$）含量大于50%的称为石灰岩，岩石中白云石（$MgCa[CO_3]_2$）含量大于50%的称为白云岩。由于碳酸盐岩的生成过程中有时会含有大量的有机生物，所以，碳酸盐岩可以作为良好的生油气层。另外，碳酸盐岩在后生作用或构造运动中往往会形成很多裂缝，所以它又可以作为良好的储集层。

四、地层　地质时代

具有一定时间和空间含义的层状岩石的自然组合称为地层。

确定地层的形成年代有相对年代和绝对年龄两类方法。把各个地质历史时期形成的岩石、结合埋藏在岩石中能反映生物演化进程的化石和地质构造，按先后顺序确定下来，展示岩石的新老关系，这就是相对年代。相对年代的确定主要依据地层学、古生物学和构造地质学。相对年代只能说明各种岩石、地层的相对新老关系，而不能确切地说明某种岩石或岩层的形成距今已有多少年，因此，地质学家常利用放射性同位素的蜕变规律来计算矿物或岩石的年龄，称为同位素年龄或绝对年龄。每种放射性同位素都有一定的衰变常数，即每年每克母同位素能产生的子产物的克数（见表1-4），它们的蜕变速度不受外界因素的影响。因此，如果能取得岩石或矿物中母同位素（P）及其子产物（D）的数值，又能测出该母同位素的衰变常数（λ），则可利用下面的公式计算该岩石或矿物的绝对年龄（t）：

$$t = \frac{1}{\lambda}\ln\left(1 - \frac{D}{P}\right) \qquad (1\quad 1)$$

表1-1　用于测定地质年代的放射性同位素

母同位素	子产物	半衰期（年）	衰变常数（年$^{-1}$）
铀（U^{238}）	铅（Pb^{206}）	4.5×10^{9}	1.54×10^{-10}
铀（U^{235}）	铅（Pb^{207}）	7.1×10^{8}	9.72×10^{-10}
钍（Th^{232}）	铅（Pb^{208}）	1.4×10^{10}	0.40×10^{-10}
铷（Rb^{87}）	锶（Sr^{87}）	5.0×10^{10}	0.14×10^{-10}
钾（K^{40}）	氩（Ar^{40}）	1.5×10^{9}	4.72×10^{-10}

利用地质学的方法，对全世界地层进行对比研究，综合考虑地层的形成顺序、生物演化阶段、构造运动和古地理特征等因素，把地质历史划分为两大阶段，每个大阶段称为

宙，由老到新分别命名为隐生宙、显生宙；宙以下分为代，隐生宙分为太古代和元古代，显生宙分为古生代、中生代和新生代；代以下分为纪，如中生代分为三叠纪、侏罗纪、白垩纪；纪以下分为世……宙、代、纪、世是国际统一规定的名称和时代划分单位。每个时代有相应的地层单位，如古生代为时代单位，相应的地层单位是古生界。

时代单位	地层单位
宙	宇
代	界
纪	系
世	统

此外，由于化石稀少或化石采集研究不够，不能定出正式的地层单位，只好按照岩性特征划分地层单位，这种地层单位称为岩石地层单位。岩石地层单位一般限于地方或区域性的地层，按照级别大小，分别称为群、组和段。

群是最大的岩石地层单位，其范围相当于系，也可相当于统，如自流井群。群与群之间有明显的不整合。组一般是指岩性较均一或两种岩性的规律组合，相当于统的岩石地层单位，如须家河组。段是小于组的岩石地层单位，主要按岩性划分为“岩性段”，如石灰岩段。

通过对全球各个地区地层剖面的划分对比，以及对各种岩石进行同位素年龄测定所积累的资料，可综合成地质年代表，见表 1－5 和表 1－6。

四川地区已经发现的主要产油气层系为震旦系（Z）、石炭系（C）、二叠系（P）、三叠系（T）和侏罗系（J）。表中的 Pz、K、O_2 等符号是地质代号，使用地质代号可在绘图、制表时带来很大方便。一般代（界）的代号用两个英文字母表示，第一字母大写，第二字母小写；纪（系）的代号是一个大写的英文字母；世（统）的代号是在纪（系）的代号的右下角加上数字 1、2、3，分别代表早（下）、中、晚（上）世（统）。

五、地质构造

组成地壳的岩层或岩体受力而发生变位、变形留下的形迹称为地质构造。地质构造的基本类型包括水平构造、倾斜构造、褶皱构造和断裂构造等。

原始沉积物，特别是海洋中的沉积物，大多是水平或近于水平的层状堆积物，按沉积顺序先后，先沉积的在下面，后沉积的覆盖在上面，一层层地叠起来，经过压实、胶结成坚硬的层状岩石，称为岩层。每个岩层具有相互平行的两个层面，即顶面和底面，顶面和底面间的距离称为岩层的厚度。

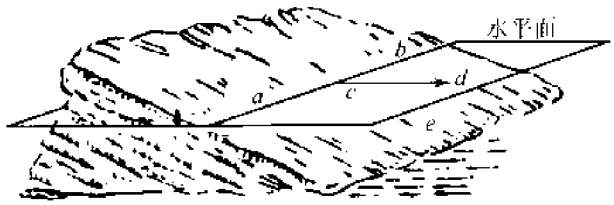


图 1－3　岩层产状要素

岩层在空间的位置称为岩层的产状。一般用走向、倾向和倾角来确定岩层的空间位置，这三者称为岩层的产状要素，如图 1－3 所示。

走向是指岩层的层面与水平面相交线的延伸方向，其交线称为走向线（如图 1－3 中的 ab 线）。走向表示岩层在空间的水平延伸方向。

表 1-5　地层时代及生物历史对照表

相对年代						绝对年龄（百万年）	生物开始出现时期	
宙（宇）	代（界）	纪（系）	世（统）				植物	动物
显生宙（宇）	新生代（界）Cz	第四纪（系）Q	全新世（统）		Qh	2 或 3		
			更新世		Qp			
		新近纪（系）N	上新世（统）		N_2	25		
			中新世		N_1			
		古近纪（系）E	渐新世（统）		E_3			
			始新世		E_2			
			古新世		E_1			
	中生代（界）Mz	白垩纪（系）K	晚（上）	白垩世（统）	K_2	65	被子植物	哺乳动物
			早（下）		K_1			
		侏罗纪（系）J	晚（上）		J_3	136		
			中（中）	侏罗世（统）	J_2			
			早（下）		J_1			
		三叠纪（系）T	晚（上）		T_3	190		
			中（中）	三叠世（统）	T_2			
			早（下）		T_1			
	古生代（界）Pz	晚（上）古生代（界）	二叠纪（系）P	晚（上）	二叠世（统）	P_2	225	裸子植物	爬行动物
				早（下）		P_1			
			石炭纪（系）C	晚（上）		C_3	280		两栖动物
				中（中）	石炭世（统）	C_2			
				早（下）		C_1			
			泥盆纪（系）D	晚（上）		D_3	345		
				中（中）	泥盆世（统）	D_2			
				早（下）		D_1			
		早（下）古生代（界）	志留纪（系）S	晚（上）		S_3	395	蕨类植物	鱼类
				中（中）	志留世（统）	S_2			
				早（下）		S_1			
			奥陶纪（系）O	晚（上）		O_3	430		
				中（中）	奥陶世（统）	O_2			
				早（下）		O_1			
			寒武纪（系）∈	晚（上）		$\in_3$	500		
				中（中）	寒武世（统）	$\in_2$			
				早（下）		$\in_1$			
隐生宙（宇）	元古代（界）Pt	震旦纪（系）Z				570		无脊椎动物
						800		
	太古代（界）Ar					2500		
						4000	菌藻类	
地球大文时期						4600		

表 1-6 四川盆地地层层序表

界	系	统	阶（组）	段	符号	代码
新生界 Cz	第四系				Q	Q00
	新近系				N	N00
	古近系		芦山组		E_{1l}	E10
			名山组		K_{1m}	E20
	白垩系	上统	灌口组		K_{2g}	010
			夹关组		K_{2j}	020
		下统	天马山组/嘉定组		K_{1t}/K_{1j}	030
	侏罗系	上统	蓬莱镇组		J_{3p}	110
			遂宁组		J_{3s}	120
		中统	沙溪庙组	沙二段	J_{2s2}	131
				沙一段	J_{2s1}	132
			凉高山组	凉上	J_{1l2}	141
				凉下	J_{1l1}	142
		下统	自流井组	过渡层	J_{1g}	151
				大安寨	J_{1da}	152
				马鞍山	J_{1m}	153
				东岳庙	J_{1d}	154
				珍珠冲	J_{1z}	155
中生界 Mz	三叠系	上统	须家河组	须六	T_{3x6}	211
				须五	T_{3x5}	212
				须四	T_{3x4}	213
				须三	T_{3x3}	214
				须二	T_{3x2}	215
				须一	T_{3x1}	216
		中统	雷口坡组	雷五	T_{2l5}	221
				雷四	T_{2l4}	222
				雷三	T_{2l3}	223
				雷二	T_{2l2}	224
				雷一	T_{2l1-3}	225
					T_{2l1-2}	226
					T_{2l1-1}	227
		下统	嘉陵江组	嘉五	T_{1j5-6}	231
					T_{1j5-5}	232
				嘉四	T_{1j4-4}	241
					T_{1j4-1}	242
					T_{1j2-1}	243
					T_{1j1-1}	244
				嘉三	T_{1j3-3}	251
					T_{1j2-3}	252
					T_{1j1-3}	253
				嘉二	T_{1j2-3}	261
					T_{1j2-2}	262
					T_{1j1-2}	263
				嘉一	T_{1j1}	271
			飞仙关组	飞四	T_{1f4}	281
				飞三	T_{1f3}	282
				飞二	T_{1f2}	283
				飞一	T_{1f1}	284

续表1-6

界	地层分层					代码
	系	统	阶（组）	段	符号	
古生界Pz	二叠系	上统	长兴组		P_{2ch}	310
			龙潭组		P_{2l}	320
		下统	茅山组	茅四	P_{1m4}	331
				茅三	P_{1m3}	332
				茅二	P_{1m2a}	333
					P_{1m2b}	334
					P_{1m2}	335
				茅一	P_{1m1a}	336
					P_{1m1b}	337
					P_{1m1c}	338
			栖霞组	栖二	P_{1q2}	341
				栖一	P_{1q1a}	342
					P_{1q1b}	343
			梁山组		P_{1l}	350
	石炭系	上统	黄龙组		C_{2h}	410
		下统	河洲组		C_{1h}	420
	泥盆系				D	500
	志留系	上统	回星哨组		S_{2h}	610
		中统	韩家店组		S_{2h}	620
		下统	小河坝组/石牛栏组		S_{1x}/S_{1s}	630
			龙马溪组		S_{1l}	640
	奥陶系	上统	五峰组		O_{3w}	710
			临湘组		O_{3l}	720
		中统	宝塔组		O_{2b}	730
			庙坡组	十字铺组	O_{2m}	740
			牯牛潭组		O_{2g}	750
		下统	湄潭组/大湾组		O_{1m}/O_{1d}	760
			红花园组		O_{1h}	770
			分乡组	桐梓组	O_{1f}	780
			南津关组		O_{1n}	790
	寒武系	上统	毛田组		$\in_{3m}$	810
			后坝组		$\in_{3h}$	820
		中统	平井组		$\in_{2p}$	830
			茅坪组		$\in_{2w}$	840
			高台组		$\in_{2g}$	850
		下统	龙王庙组		$\in_{1l}$	860
			沧浪铺组		$\in_{1c}$	870
			筇竹寺组		$\in_{1q}$	880
元古界Pt	震旦系	上统	灯影组	灯四	Z_{2dn4}	911
				灯三	Z_{2dn3}	912
				灯二	Z_{2dn2}	913
				灯一	Z_{2dn1}	914
			喇叭岗组/陡山沱组		Z_{2l}/Z_{2d}	920
		下统	南沱组		Z_{1w}	930
			莲沱组		Z_{1n}	940
	前震旦系				A_{nz}	A10

倾向是指岩层向下倾斜的最大倾斜线在水平面上的投影所指的方向（如图 1-3 中的 cd 线），它与走向垂直。

倾角是指岩层层面与水平面之间所夹的平面角，即最大倾斜线与其在水平面上投影之间所夹的角。

产状要素用地质罗盘来测量，走向和倾向用方位角表示，如图 1-4 所示。常用的记录格式为倾向∠倾角，如 150°∠30°，150°表示倾向（即东南方向），30°表示倾角。走向与倾向垂直，走向有两个方向，用倾向加、减 90°即为走向。

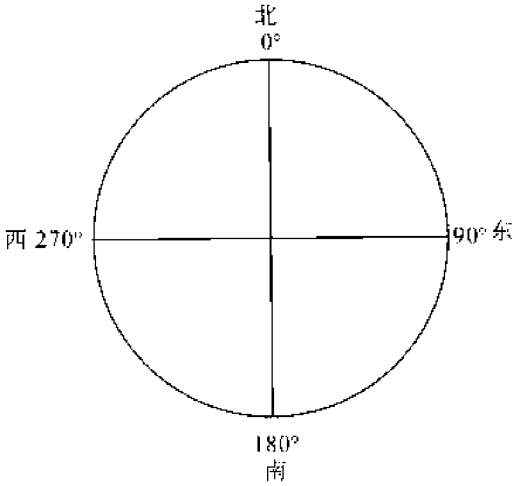


图 1-4 方位角

（一）水平构造

岩层产状近于水平的构造称为水平构造，绝对水平的岩层是没有的。水平构造出现在构造运动影响较轻微的地区或大范围内均匀抬升或下降的地区，岩层未发生明显的变形。如川中盆地上侏罗统岩层，在某些地区表现为水平构造。水平构造中较新的岩层总是位于较老的岩层之上，当岩层受切割时，老岩层出露在河谷低洼区，较新的岩层出露在较高的地方。不同地点在同一高程上，出现的是同一岩层。

（二）倾斜构造

岩层层面与水平面有一定夹角时称为倾斜构造。倾斜构造常常是褶曲的一翼或断层的一盘，也可以是大区域内的不均匀抬升或下降所形成的。具有倾斜构造的岩层，在不同地点同一高程上出现不同时代的岩层。

岩层形成以后，经受构造运动，产生变位、变形，改变了原始沉积时的状态，但若仍然保持顶面在上，底面在下，层序是下老上新，则称为正常层序。倘若岩层受到强烈变位，使岩层倾角近于 90°时，称为直立岩层。当岩层顶面在下，底面在上时，岩层发生了倒转，层序是下新上老，称为倒转层序。如图 1-5 所示。

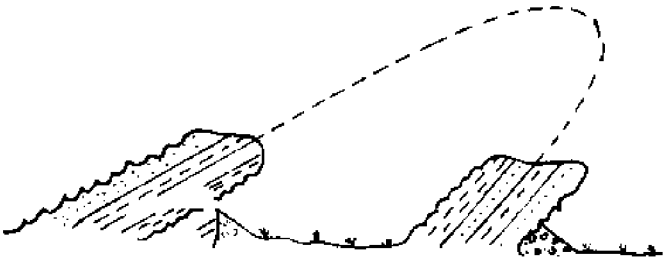


图 1-5 正常层序与倒转层序

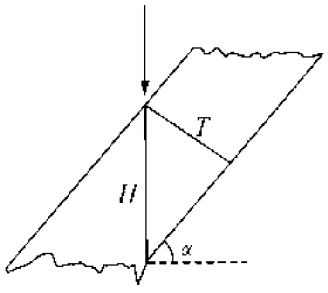


图 1-6 真厚度与铅直厚度

岩层的正常与倒转主要依据化石来确定，也可以根据岩层的层面特征以及沉积岩的岩性和构造特征来确定。如泥裂的裂口正常位置是上宽下窄，直至尖灭，波痕的波峰一般比波谷更窄而尖，正常位置是波峰向上等。

在打直井钻遇倾斜岩层时，岩层的钻厚（铅直厚度）与岩层的真厚度不相等，如图 1-6 所示。铅直厚度（H）、真厚度（T）和岩层倾角（α）之间的关系可用下式表示：

$$T = H \cdot \cos\alpha \qquad (1-2)$$

（三）褶皱构造

褶皱是岩层受力变形产生的一系列连续弯曲。岩层的连续完整性没有遭到破坏，是岩层塑性变形的表现。褶皱形态多种多样，规模有大有小。小的在手标本中都可见，大的宽达几十千米。

褶皱的基本类型有两类，即背斜和向斜，如图 1－7 所示。

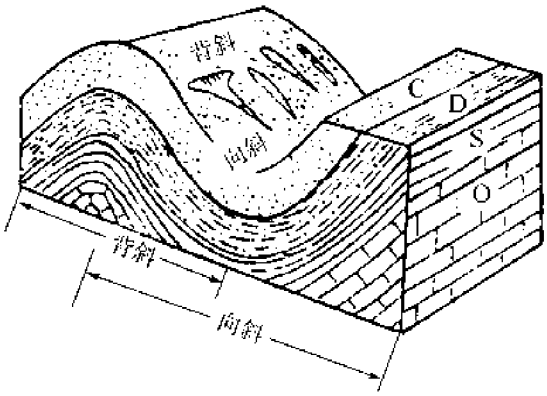


图 1－7　背斜和向斜

背斜是岩层向上弯曲，中心部分为较老岩层，两侧岩层依次变新；向斜是岩层向下弯曲，中心部分为较新岩层，两侧岩层依次变老。如果岩层未经剥蚀，则背斜成山，向斜成谷，地表仅见到时代最新的地层。遭受风化剥蚀的褶皱，背斜山被削低，整个地形往往变得比较平坦，甚至背斜遭受强烈剥蚀形成谷地，向斜反而成为山脊，如图 1－8 所示。

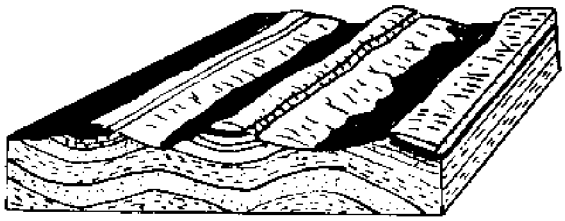


图 1－8　背斜成谷、向斜成山

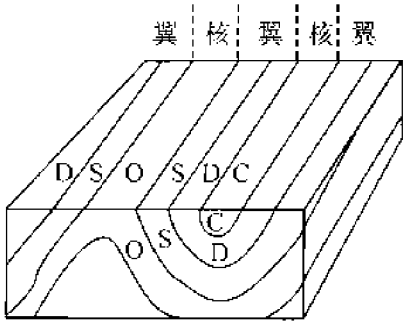


图 1－9　褶皱岩层对称排列

背斜和向斜遭受风化剥蚀之后，地表可见到不同时代的地层出露。在平面上认识背斜和向斜，是根据岩层的新老关系作有规律的分布来确定的。如果中间为老地层，两侧依次对称出现较新地层，则为背斜构造；如果中间为新地层，两侧依次对称出现较老地层，则为向斜构造。如图 1－9 所示。

为了对各式各样的褶皱进行描述和研究，认识和区别不同形状、不同特征的褶皱构造，需要统一规定褶皱各部分的名称。组成褶皱各个部分的单元称为褶皱要素，下面分别说明。

核：褶皱的中心部分。图 1－9 中，从地表上出露的地层看，背斜的核部为奥陶系地层分布地区，向斜的核部为石炭系地层分布地区。从剖面上看，寒武系地层组成了背斜的

核部。

翼：褶皱核部两侧对称出露的岩层。图 1－9 中志留系、泥盆系地层是背斜的翼部，同时也是向斜的翼部。相邻的背斜和向斜之间的翼是共有的。

轴面：平分褶皱的一个假想面。轴面可以是平面，也可以是一个曲面。图 1－10 中 *abcd* 面代表轴面。若轴面直立，则两翼岩层倾角相等；若轴面倾斜，则两翼岩层倾角不等。

枢纽：轴面与岩层面的交线，即图 1－10 中的 *ef* 线。枢纽可以是倾斜、水平、直立和呈波状起伏的。

褶皱的几何形态很多，其分类也不同。按轴面的产状，可分为直立褶皱、倾斜褶皱、倒转褶皱和平卧褶皱；按枢纽的产状，可分为水平褶皱和倾伏褶皱。

如果枢纽向两端很快地倾伏或扬起，形成长宽之比小于 3∶1 的背斜和向斜，则分别称为穹隆和构造盆地。穹隆构造的岩层向四周倾斜，常常是储藏油气的良好构造，如图1－11所示。

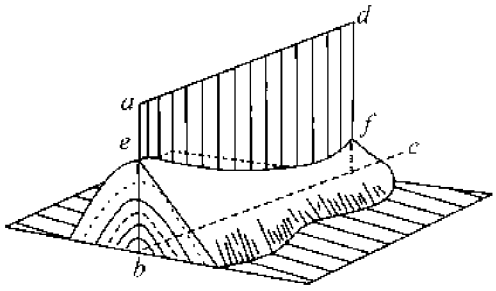


图 1－10 褶皱要素

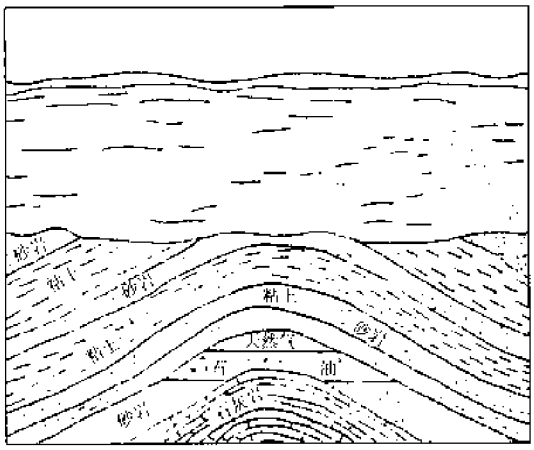


图 1－11 储油气构造

（四）断裂构造

岩体、岩层受力后发生变化，当所受的力超过岩石本身强度时，岩石的连续完整性就会被破坏，形成断裂构造。断裂构造包括节理和断层。

节理是指岩层、岩体中的一种破裂，破裂面两侧的岩块没有发生显著的位移。节理又称为裂缝，是常见的构造现象，一般成群出现。节理的成因多种多样。在岩石形成过程中产生的节理称为原生节理；岩石形成后才形成的节理称为次生节理，如由于构造运动所产生的节理——构造节理等。节理可以作为油气的储集空间和良好的渗流通道。

断层是指岩层或岩体受力破裂后，破裂面两侧岩块发生了显著位移的断裂构造。断层是地壳中广泛发育的地质构造，其种类很多，形态各异，规模大小不一。小的断层在手标本上即可看到，大的断层可延伸数百甚至上千千米。断层与油、气的关系有两重性：有时断层会破坏已经形成了的油气藏；有时断层在适当条件下形成遮挡，成为形成油气藏的重

要条件。

组成断层的单元称为断层要素，最基本的断层要素是断层面和断盘，如图 1－12 所示。

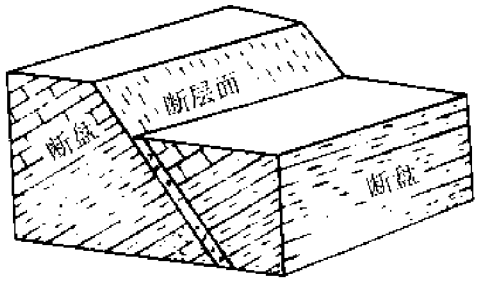
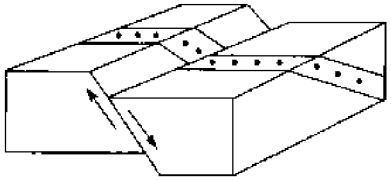


图 1－12　断层要素

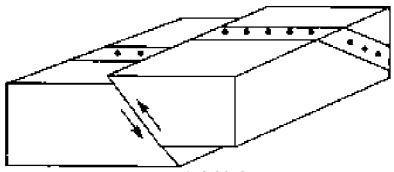
断层面是指断裂两侧的岩块沿之滑动的破裂面。断层面可以是一个面，也可以是由许多破裂面构成的断裂带，宽度可达几米甚至数百米，断裂带中常有断层角砾岩、糜棱岩等。断层面与地面的交线称为断层线，是重要的地质界线之一。

断盘是指断层面两侧的岩块。断层面如果是倾斜的，则位于断层面上面的断盘称为上盘，位于断层面下面的断盘称为下盘。按其运行方向，把相对上升的一盘称为上升盘，相对下降的一盘称为下降盘。上盘可以是上升盘，也可以是下降盘，下盘亦可以相对于上盘上升或下降。

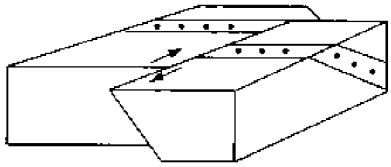
另外，断层要素还包括断距，断距是指断层面两侧岩块相对滑动的距离。



(a)正断层



(b)逆断层



(c)平移断层

图 1－13　断层类型

按断层两盘相对位移的方向，可把断层分为正断层、逆断层和平移断层，如图 1－13 所示。

正断层：上盘相对下降、下盘相对上升的断层，断层面倾角较陡，通常在 45°以上。主要是由于引张力和重力作用形成的。

逆断层：上盘相对上升、下盘相对下降的断层。主要是由于水平挤压作用形成的。

平移断层：两盘沿断层走向方向相对错动的断层，也称为平错断层。这种断层的断层面近于直立，断层线较平直，主要是由于水平剪切作用形成的。

通常在钻井钻遇逆断层时，会出现地层重复现象；而在钻遇正断层时，会出现地层缺失现象。

（五）地层的接触关系

上下地层之间的接触关系，从一个侧面记录了地壳运动的演化历史。接触关系的研究，对于寻找油气藏具有重要的意义。

由于地壳运动很复杂，因而反映地壳运动的地层接触关系也就多种多样。总的来说，可分为整合和不整合两种基本类型。

整合接触是指上下地层在沉积层序上没有间断，岩性或所含化石都是一致或递变的，它们的产状也基本平行，即它们是连续沉积的。

不整合接触是指上下地层间的层序有了间断，即先后沉积的地层之间缺失了一部分地层。这种沉积间断的时期可能代表没有沉积作用的时期，也可能代表以前沉积的岩石被侵蚀的时期。上下地层之间有一个沉积间断面称为不整合面，不整合面在地面的出露线称为

不整合线，它是重要的地质界线之一。

根据不整合面上下地层的产状及所反映的地壳运动特征，不整合可分为两种主要类型，即平行不整合（也称为假整合）和角度不整合（即狭义的不整合）。

平行不整合表现为上下两套地层的产状彼此平行，但在两套地层之间缺失了一些时代的地层，如图 1-14 所示。表明在这段时期发生过沉积间断，这两套地层之间的接触面（即不整合面）就代表这个没有沉积的侵蚀时期。平行不整合的形成是由于地壳在一段时期处于上升，而在上升过程中地层又未发生明显褶皱，只是露出水面，发生沉积中断并遭受剥蚀。经过一段时期后，又再次下降接受新的沉积，从而上下地层之间就缺失了一部分地层，但彼此的产状都是基本平行的。这一过程可以表示为：下降、沉积→上升、沉积间断、遭受剥蚀→再下降、再沉积。

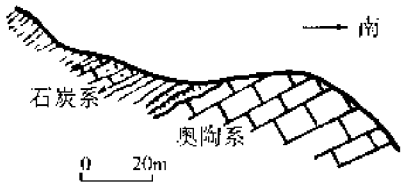


图 1-14 北京周口店太平山南坡奥陶系与石炭系接触关系

角度不整合可简称不整合，主要表现为不整合面上下两套地层之间既缺失部分地层，产状又不同。在不整合面上常有底砾岩、古风化壳、古土壤层等。上覆的较新地层的底层通常与不整合面基本平行，而下伏的较老地层的层面与不整合面则相交，如图 1-15 所示。角度不整合的形成过程可以概括为：下降、沉积→褶皱、变质作用或岩浆侵入、不均匀降起、沉积间断并遭受剥蚀→再下降、再沉积。因此，角度不整合的存在反映了该地区在上覆地层沉积之前曾发生过褶皱运动。

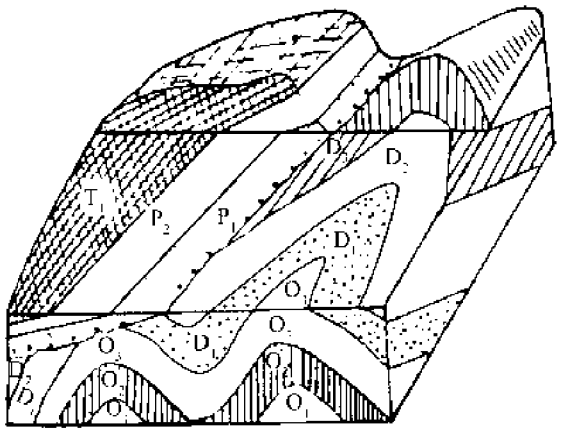


图 1-15 平行不整合和角度不整合立体示意图

（注：D_1 与 O_3 之间为平行不整合，
P_1 与 D_1、D_2、D_3 之间为角度不整合）

对不整合的观察和研究，不能只局限于一两个点，要尽可能在较大区域研究其分布和类型的变化情况。因为在一次地壳运动影响的范围内，在不同地区表现的强弱不同。因此，由一次地壳运动所形成的不整合，有的地方表现为角度不整合，有的地方形成微弱角度不整合或平行不整合，在其相邻地区甚至看不出有沉积间断，而是整合接触关系，如图 1-16 所示。

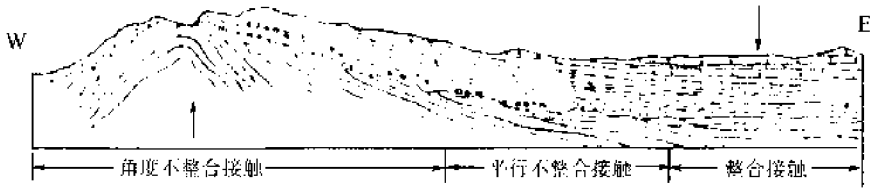


图 1-16　地层接触关系的空间分布和类型变化

第二节　储集层物性

一、储集层及其类型

（一）储集层

最初，人们对于油气在地下储集方式的认识很模糊，以为在地下有许多石油湖、石油河或石油溪。后来随着石油天然气勘探和开采工作的开展，才从实践中逐渐建立起科学的概念，即油气在地下是储存在一些岩石的孔隙、孔洞和裂隙之中的。它们储集的形式就好像水充满在海绵里一样。

凡是具有使流体储存和渗透能力的岩石统称为储油气岩石，简称储集岩。储集岩只是强调了该岩石具备了储集并允许石油和天然气渗流的能力，并不意味着就一定储存有油气。由储集岩构成的地层称为储集层。如果储集层中含有油气，则称为含油气层。已开采的含油气层，称为生产层或产层。

储集岩的形成有多种原因，其岩性特征也迥然不同，但最根本的条件是要具有供油气储存的孔隙和允许油气流动的渗透性。

（二）常见储集层的类型

世界上已知的储集层的岩性类型很多，但主要的仅有两类，即碎屑岩和碳酸盐岩。目前所查明的油气主要储量也集中在这两大岩类之中。人们曾对世界上 546 个大中型油田进行统计，碎屑岩中的储量占 42.7%，碳酸盐岩占 57.1%，其他岩类仅占 0.2%。我国目前已知含油气盆地的储集层大都以碎屑岩为主，而四川盆地的含气层则以碳酸盐岩为主，其他岩类储集层在我国仅有零星分布，不占重要地位。

1. 碎屑岩储集层

目前我国最主要、分布最广的碎屑岩类储集层，在岩性类别上包括从砾岩、砾状砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩到粉砂岩各粒粒级的岩石。就现有资料来看，其中以中、细砂岩储集层分布最广，储油物性最好。我国东部各主要含油气盆地的储集层多以细砂岩、粉砂岩为主，西部各含油气盆地的储集层则多以中砂岩、细砂岩为主。砾岩、砾状砂岩、粗砂岩储集层在一些盆地中也不同程度地有所发现。

影响碎屑岩储集层物性的主要因素包括碎屑颗粒的大小和排列方式、颗粒分选程度和磨圆程度、颗粒的矿物成分、胶结物的成分和多少及胶结类型。

2. 碳酸盐岩储集层

碳酸盐岩储集层在岩性类别上主要是石灰岩和白云岩，该类储集层往往具有高储高产的特性。碳酸盐岩油气田的平均储量为 2 亿吨，而砂岩油气田的平均储量只有 0.9 亿吨。世界上日产量曾高达万吨以上的高产井，绝大多数都属于碳酸盐岩储集层。如墨西哥黄金巷油田的多斯波卡斯－1 井，储集层为中白垩统的礁灰岩，最高日产量高达 2 万吨。

碳酸盐岩的储集空间要比碎屑岩复杂得多，它不仅有众多的原生孔隙类型，而且受次生作用（如溶蚀、白云岩化、构造运动等）的影响也很大。这些次生作用在生成一些新的孔隙类型时，往往还会对其原有孔隙产生重大改造。正是由于成因上的多样性，造成了碳酸盐岩储集空间形态上的复杂性和分布上的不均一性。

常见的碳酸盐岩储集层类型有：裂缝—溶洞型储集层，如四川地区的二叠、三叠系的储集层；孔隙型及裂缝—孔隙型储集层，如川西北中坝地区三叠系雷口坡组雷三段气层；生物礁型储集层，如著名的墨西哥黄金巷油田。

3. 其他岩类储集层

目前世界上已知的储集层除碎屑岩和碳酸盐岩外，其他岩类所占比例很小，但岩石类型却很多，如各种火成岩和变质岩、泥岩、泥灰岩等都有所发现。这些岩石之所以能够成为储集层，除少数（如火山角砾岩、凝灰岩等）具有原生孔隙外，大部分是由于有各种裂隙溶洞系统的存在，其中以与古风化壳有关的裂隙储集层占重要地位。

二、储油气岩石的物理性质

（一）储集层岩石的孔隙度

1. 储集岩的孔隙空间和孔隙结构

岩石中未被矿物颗粒、胶结物或其他固体物质填集的空间称为岩石的孔隙空间。孔隙空间可以均匀地散布在整个岩石内，亦可以不均匀地分布在岩石中形成孔隙群。岩石孔隙空间最主要的构成是孔隙和喉道。一般可以将岩石颗粒包围着的较大空间称为孔隙，而仅仅在两个颗粒间连通的狭窄部分称为喉道。

在研究储集岩中孔隙和喉道的相互关系时，概括出孔隙结构的概念。一般来说，储集岩的孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其相互连通的关系，在各种碳酸盐岩储集层中，孔隙结构是指岩石所具有的孔、洞、缝的大小、形状及相互连通的关系。

2. 储集岩的孔隙类型

砂岩的孔隙类型包括四种基本类型，即粒间孔、溶蚀孔、微孔隙和裂隙。前三种类型与岩石结构有关，裂隙可与其他任何孔隙共生。

所有的砂岩最初都有粒间孔，如果它未遭到破坏，常常是渗透好、孔喉大。溶蚀孔是由于碳酸盐、长石、硫酸盐或其他易溶物质的溶解造成的。具溶蚀孔的砂岩储集性可以从极好到极差，这取决于孔隙和喉道的大小以及孔隙空间的相互连通性。孤立的溶孔并不会改善渗透能力。对低渗透岩块来说，当具有互不连通的溶孔时，它仍然是低渗透性。含有较多黏土矿物的砂岩则有大量的微孔隙，其特征常常是高比面、小孔径、低渗透性以及高残余水饱和度，并且对淡水的黏土膨胀灵敏度增加。裂隙只占累计孔隙空间的百分之几，

但它将提高任何一种储集岩的渗透能力。无论是天然的还是人造的张开缝，它对仅仅具有微孔隙或孤立溶蚀孔的储集岩来说，都是必要的渗透通道。

碳酸盐岩的孔隙类型较砂岩更复杂多样。根据基本孔隙类型及其成因，可以对碳酸盐岩的孔隙进行下面的描述。

①原生孔隙：沉积时形成的孔隙，成岩过程中可能产生一定的变化。这种孔隙主要受碳酸盐岩的结构组分所控制，其中颗粒因素是主要的。原生孔隙可以分为粒间孔隙、粒内孔隙、晶间孔隙、壳体掩蔽孔隙和生物骨架孔隙。

②溶蚀孔隙：沉积过程及成岩后由于溶蚀作用所形成的孔隙。溶蚀作用是在碳酸盐岩中普遍进行的一种作用，其作用的实质是含 CO_2 的地下水对碳酸盐矿物的溶解，可用下列反应式表示：

$$CaCO_3+H_2O+CO_2 \rightleftharpoons Ca^{2+}+2HCO_3^-$$

$$MgCO_3+H_2O+CO_2 \rightleftharpoons Mg^{2+}+2HCO_3^-$$

溶蚀孔隙的类型有：粒间及晶间溶蚀孔隙，铸模孔隙，网格孔隙，沟道、晶洞、晶穴和角砾孔隙。

③生物钻孔和潜孔孔隙：这种孔隙多在沉积及成岩过程中形成，它对油气储集的意义是次要的。

④收缩孔隙：由于沉积物的收缩作用而形成的孔隙。这种孔隙在大气和水体条件下皆可形成。

⑤裂缝：是由于构造作用或成岩作用而形成的。裂缝的长度不一，由几厘米到几千米不等。宽度也可由几毫米到几十厘米，但微裂缝的宽度仅数十微米。一般来说，大的裂缝延伸远，方向稳定，与油气储集关系更为密切。研究人员认为，在 1000 m 深度以下，裂缝宽度不能不超过 0.1 mm。裂缝孔隙度通常为 0.5%~0.6%，很少超出 1%~2%。

四川盆地碳酸盐岩储集层的孔隙类型见表 1-7。

表 1-7　四川盆地碳酸盐岩储集层的孔隙类型

地区和层位	主要孔隙类型	主　要　岩　类
川南三叠系嘉陵江组嘉一及嘉二层	溶孔	重结晶白云岩、粉—细灰质（化）云岩
	粒间溶孔	细晶白云岩、生物碎屑白云岩
	粒内溶孔	亮晶介屑负鲕灰岩，泥晶介屑、藻屑云岩和灰岩
	晶间溶孔	生物—细粉晶灰质云岩
	具连通性的晶间孔	生物—细粉晶灰岩和云岩
	微细晶间孔	泥晶或微晶灰岩和云岩（细结构占 75%以上）
	微裂缝	宽度为几微米至几十微米

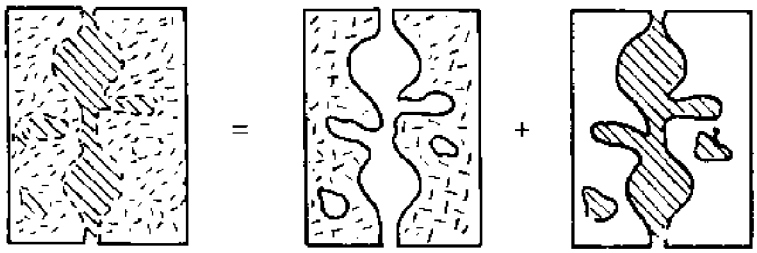
续表 1－7

地区和层位	主要孔隙类型	主　要　岩　类
川南二叠系阳新统茅口组	白云石晶间孔	豹斑结构云灰岩
	方解石晶间孔	粒屑灰岩
	生物壳壁晶间孔	生物灰岩、亮晶红藻灰岩
	溶斑及溶蚀缝内的晶间孔	粉骨屑微晶灰岩、介屑、贝屑泥晶灰岩
	溶孔（粒内多见）	生物灰岩
	裂缝	大、中、小均十分发育
	洞穴	大、中、小都有，大的可达几米
川东中石炭统	粗、细晶间孔	粉晶云岩、含角砾微—粉晶云岩
	粒间、粒内晶间孔	角砾云岩、微粉晶云岩
	无选择性溶孔	干缩、破裂角砾云岩、微—粉晶云岩
	粒间、粒内溶孔	虫屑、砂屑云岩、亮晶凝块石云岩
	粒间孔	高晶核形石云岩
	溶蚀缝和构造裂缝	宽度多为几微米至几十微米

3. 储集岩的孔隙度

为了衡量储集岩孔隙性的好坏和孔隙的发育程度，也为了定量地表征岩石中孔隙总体积的大小，提出了岩石孔隙度（也称孔隙率）的概念。

储集岩的孔隙度就是岩石孔隙的总体积与岩石总体积之比。岩石的总体积与孔隙空间的体积可以形象地用图 1－17 来说明。



$V_{总}$ = $V_{基}$ + $V_{孔}$

图 1－17　储集岩石的总体积、基质体积与孔隙体积

可见，储集岩的总体积 $V_{总}$ 是由基质（固体）的体积 $V_{基}$ 与孔隙的体积 $V_{孔}$ 两部分组成的，即

$$V_{总} = V_{基} + V_{孔} \tag{1-3}$$

如果以 Φ 表示储集岩石的孔隙度，则有

$$\Phi = \frac{V_{孔}}{V_{总}} = \frac{V_{孔}}{V_{基} + V_{孔}} = 1 - \frac{V_{基}}{V_{总}} \tag{1-4}$$

式中：Φ 值为无因次量，通常用百分数表示。

按照油气田开采工程的观点，那些既能储集油气，又可让其渗透的连通孔隙更具有实际价值。根据孔隙的连通状况，可分为连通孔隙（或敞开孔隙）和不连通孔隙（或封闭孔隙）。参与渗流的连通孔隙为有效孔隙，不参与渗流的连通孔隙为无效孔隙。对于那些无效孔隙，尽管其中有油气储存，也难采出。因此，在油气田开发实践中，有必要区分上述的情况，从而引出了绝对孔隙度、连通孔隙度和流动孔隙度的概念。

岩石的绝对孔隙度是指岩石的总孔隙体积与岩石的总体积之比。

岩石的连通孔隙度是指岩石中有效孔隙的体积与岩石总体积的比值，有效孔隙体积是指参与渗流的连通孔隙体积。如果以 $\Phi_{连通}$、$V_{连通}$ 分别表示岩石的连通孔隙度与连通孔隙体积，则有

$$\Phi_{连通} = \frac{V_{连通}}{V_{总}} \tag{1-5}$$

岩石中的连通孔隙虽然彼此相互连通，但是连通的孔隙未必都是有效的。有些孔隙，由于其喉道半径极小，在通常的开采压差下仍然难以使流体渗过。此外，亲水的岩石孔壁表面常存在着水膜，相应缩小了孔隙通道。由此，又引出了流动孔隙度的概念。

岩石的流动孔隙度（$\Phi_{流}$）是指同岩石中流动着的流体体积相等的孔隙体积（$V_{流}$）与岩石体积的比值，即

$$\Phi_{流} = \frac{V_{流}}{V_{总}} \tag{1-6}$$

不难理解，绝对孔隙度>连通孔隙度>流动孔隙度。

实际储集层岩石孔隙度值的范围是：砂岩孔隙度为 10%～40%，碳酸盐岩孔隙度为 5%～25%，黏土或页岩的孔隙度为 20%～45%。

通常按照孔隙度值来划分或评价储集层，其标准为：$\Phi<5\%$，属于极差储层；$5\%<\Phi<10\%$，属于差的储层；$10\%<\Phi<20\%$，属于良好储层；$\Phi>20\%$，属于特好的储层。

（二）储集层岩石的渗透率

流体在多孔介质中的流动称为渗流。岩石是一种多孔介质，正是因为岩石能够让储存在其中的流体流动，我们才能够将储集层中的油气开采出来。

在压力作用下，岩石允许流体通过的性质称为岩石的渗透性，而渗透率是用以衡量岩石让流体渗过能力大小的物理量。

一个油气层除具备储存油气的能力外，还必须允许油气能在岩石中渗流，所以，孔隙性和渗透性是储集岩层的根本性质。孔隙度是油气层岩石储集容积的量度，而渗透率则是岩石让流体通过能力大小的量度。若把一座房屋的房间比喻为孔隙空间，而房屋的门和走廊可以大小不同，因而通过能力不同，可以比喻为渗透性能。

法国工程师达西（Henri Darcy）利用人工砂体研究了水的渗流，如图 1－18 所示。达西的实验表明，人工砂体单位面积水流的体积变化率 Q/A（即渗流速度）与砂体两端的压力差成正比，而与砂体的长度成反比，即

$$V = \frac{Q}{A} = K \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L} \tag{1-7}$$

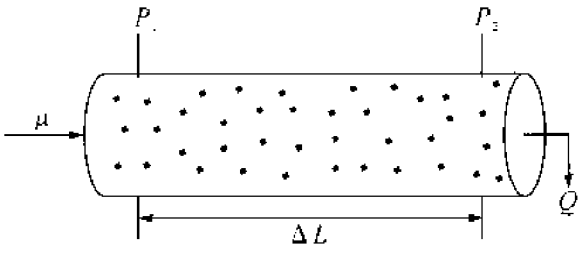


图 1－18 达西实验示意图

这就是达西定律的最初形式。后来的研究者发现，达西定律可以应用于其他的流体。反复用不同黏度的流体进行实验后得出：单相均质流体在多孔介质中渗流时，渗流速度与压力梯度成正比，与流体的黏度成反比，这一规律称为达西定律。用公式表达为

$$V = \frac{Q}{A} = K \cdot \frac{\Delta P}{\mu \Delta L} \tag{1-8}$$

式中：V——渗流速度；

Q 通过孔隙介质的流量；

A 流体通过的横切面积；

μ 流体的黏度；

ΔP（P_1 P_2） 压力梯度；

ΔL 砂体长度；

K——比例常数，反映了岩石让流体通过能力的大小，称为渗透率。

达西定律的适用条件是：渗流介质中只存在一种流体；渗流速度比较慢，即层流；流体与岩石之间不发生物理化学反应。若满足这些条件，则渗流遵循达西定律，此时，$V-\frac{\Delta P}{\Delta L}$的关系曲线为一条直线，如图 1－19 所示。

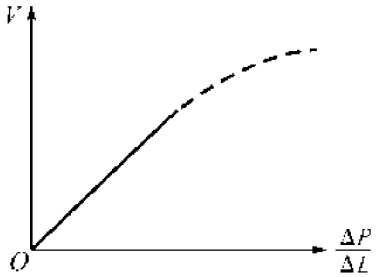


图 1－19 $V-\frac{\Delta P}{\Delta L}$关系曲线

达西实验是用液体来进行的，如果渗过多孔介质的是气体，则达西方程仍然有效。不过当压力从 P_1 变化到 P_2 时，气体的体积和流速均在变化，因此，必须采用平均体积流量，即

$$\bar{V} = \frac{\bar{Q}}{A} = K \cdot \frac{\Delta P}{\mu \Delta L} \tag{1-9}$$

假如把气体膨胀视为等温过程，则按波义耳－马略特定律，有

$$P_1 Q_1 = P_2 Q_2 = P_0 Q_0 = \bar{P} \cdot \bar{Q}$$

由此可得

$$\bar{Q} = \frac{P_0 Q_0}{\bar{P}} = \frac{2 P_0 Q_0}{P_1 - P_2} \tag{1-10}$$

将 $\bar{Q}$ 代入达西方程，得

$$Q_0 = \frac{K \cdot A (P_1^2 - P_2^2)}{2 P_0 \mu \Delta L} \tag{1-11}$$

式中：Q_0 在大气压力时的体积流量；

P_0 大气压力。

实际油气藏大多是油、气、水中的两相甚至三相共同存在于孔隙中。为了研究多相流体在岩石中的渗流能力与性质，提出了绝对渗透率、有效渗透率和相对渗透率的概念。

岩石完全为某种流体所饱和，并与流体不发生物理化学作用，在压力作用下岩石允许流体通过的能力称为岩石的绝对渗透率。

有效渗透率也称为相渗透率，是指当岩石为两种或多种流体所饱和时，岩石允许某种流体渗透的能力。因此，有效渗透率有油的有效渗透率（K_o）、气的有效渗透率（K_g）与水的有效渗透率（K_w）之分。

相对渗透率是指岩石的有效渗透率与绝对渗透率的比值。K_{ro}、K_{rg}、K_{rw}分别代表油、气、水的相对渗透率。

（三）储集层岩石的含油、气、水饱和度

储集层岩石的孔隙空间总是被油、气、水等地层流体所充满。某种流体在储集层岩石中所占的体积与孔隙空间体积的比值称为该种流体的饱和度。实质上，流体饱和度的概念是用来表征孔隙空间被某种流体所占据的程度。

若用S_o、S_g、S_w分别表示含油、气、水的饱和度，V_o、V_g、V_w分别表示孔隙空间中所含油、气、水的体积，用V_p表示岩石的孔隙体积，根据饱和度的定义，则有

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \tag{1-12}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \tag{1-13}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \tag{1-14}$$

由于孔隙空间总是被各种流体所充满，所以有

$$S_o + S_g + S_w = 1 \tag{1-15}$$

储集层岩石的含油、气、水的饱和度在油气田的勘探开发中具有十分重要的作用。饱和度不仅是计算油气藏储量的重要参数，同时对相对渗透率也有很大的影响。

当岩石中存在两相流体时，必然会相互影响其渗透能力，因此，有效渗透率总是小于绝对渗透率。随着饱和度的增大，流网扩大，而流网扩大必然导致有效渗透率增大。因此，某相的有效渗透率首先取决于该相在岩石中的饱和度。

图1-20是砂岩的典型油、水相对渗透率和饱和度关系曲线，即相对渗透率曲线。图中虚线表示油、水相对渗透率之和，其值总小于1，即

$$K_{ro} + K_{rw} < 1$$

$$K_o - K_w < K$$

从图上可以看出，当S_w=20%（S_o=80%）时，K_{rw}=0，K_{ro}≈0.9。这表明岩石中虽然有水存在，但这部分水已停止流动。换句话说，含水饱和度在20%以下，孔隙中只有油相在流动。当S_w=80%（S_o=20%）时，K_{ro}=0，即含油饱和度在20%以下属于水的单相流动区间。含水饱和度在20%~80%之间是油、水两相流动区间。

图1-21是美国西德克萨斯二叠系白云岩的气、油相对渗透率曲线。与图1-20砂岩的油、水相对渗透率曲线比较，两曲线的形状、特征十分相似。由此可以认为，对于孔隙性储集岩，不管是砂岩还是碳酸盐岩，也不管是油水、油气或气水，相对渗透率曲线的基

本特征都大体如此。不同的只是两相的零相对渗透率的位置可以左右移动，使不同的岩石具有不同的不动水饱和度和残余油气饱和度。

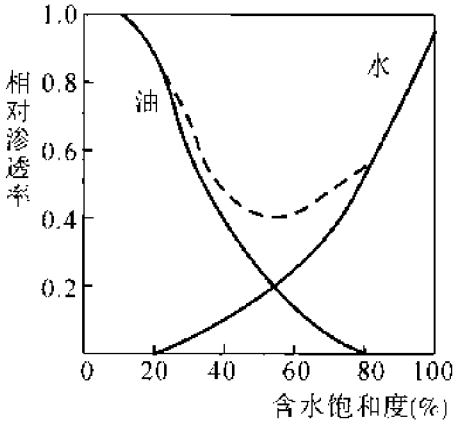


图 1—20 砂岩油、水相对渗透率曲线

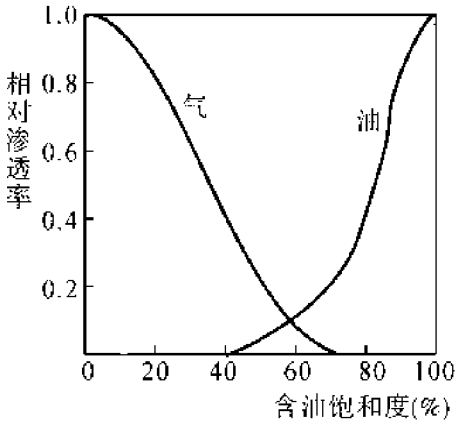


图 1—21 白云岩气、油相对渗透率曲线

三、储集层中流体的物理性质

储集岩的孔隙空间中总是储集有流体，包括天然气、石油以及地层水。研究储集层流体的性质，对油气田的勘探开发以及各个工程环节中的油气层保护工作，都具有极其重要的意义。

（一）天然气的物理性质

天然气是指在不同地质条件下生成、运移，并以一定的压力储集在地层中的气体。天然气的类型一般根据其矿藏特点和气体组成来划分。

按照矿藏的特点，天然气可分为伴生气和非伴生气。伴生气是伴随原油共生，与原油同时被采出；非伴生气包括纯气田气和凝析气田气，它们在地层中均为单一气相。纯气田气的主要成分是甲烷，还含有少量的乙烷、丙烷、丁烷和非烃气体。凝析气田气除含有甲烷、乙烷外，还含有一定数量的丙烷、丁烷及戊烷以上烃类气体，以及芳香烃、天然气油、柴油等。

按照气体的组成，天然气可分为干气、湿气、富气和贫气，也可分为酸性天然气和洁气等，下面分别说明各类型：

①干气：每一标准立方米井口流出物中，C_5 以上重烃液体含量低于 13.5 cm^3 的天然气。

②湿气：每一标准立方米井口流出物中，C_5 以上重烃液体含量超过 13.5 cm^3 的天然气。

③富气：每一标准立方米井口流出物中，C_3 以上烃类液体含量超过 94 cm^3 的天然气。

④贫气：每一标准立方米井口流出物中，C_3 以上烃类液体含量低于 94 cm^3 的天然气。

⑤酸性天然气：含有较多的 H_2S 和 CO_2 等酸性气体，需要进行净化处理后才能达到管输标准的天然气。

⑥洁气：H_2S 和 CO_2 极少，不需进行净化处理的天然气。

1. 天然气的状态方程

天然气从地层流向井底再流到地面，其能量计算和相平衡计算均离不开天然气的压力、体积和温度。任何联系到气体压力、体积和温度的方程式，均称为气体状态方程。

根据波义耳－查理定律，理想气体的压力和体积的乘积与温度成正比，故理想气体的状态方程可以表示为

$$PV = nRT \tag{1-16}$$

式中：P——气体的压力；

V——气体的体积；

T——气体的绝对温度；

n——气体的摩尔数；

R——通用气体常数。

所谓理想气体，是指假定对气体分子的体积、质量可以忽略不计，气体分子之间无作用力。而天然气是一种不同于理想气体的真实气体，它的分子间的作用力以及分子本身的体积均不能忽略不计。表述真实气体 P、V、T 之间的关系式很多，工程上常采用的方法是在理想气体状态方程中引入一个校正系数 Z，即

$$PV = ZnRT \tag{1-17}$$

式中：Z 称为气体的压缩因子（或压缩系数），它是一个无因次系数，取决于气体的特征及气体的温度和压力。当确定 Z 值后，对天然气 P、V、T 的有关计算就大为简化。

2. 天然气的体积系数（B_g）

天然气的体积系数是指气体在地层条件下的体积（V_g）与在标准状况下所占体积（V_{gs}）的比值，即

$$B_g = \frac{V_g}{V_{gs}} \tag{1-18}$$

3. 天然气的压缩率（C_g）

所谓气体的压缩率，是指每改变一个单位压力时，气体体积的变化率，即

$$C_g = -\frac{1}{V}\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}P} \tag{1-19}$$

式中：V——天然气的体积；

$\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}P}$——天然气的体积随压力的变化率。

4. 天然气的密度（ρ_g）

地下天然气的密度定义为地下单位体积的天然气质量，即

$$\rho_g = \frac{m_g}{V_g} \tag{1-20}$$

式中：m_g——地下天然气的质量；

V_g——地下天然气的体积。

为了应用方便，现场上常采用天然气比重这个物理量。其定义为在相同压力和温度条件下，天然气的密度与空气的密度之比值，即

$$S_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \tag{1-21}$$

式中：S_g——天然气的比重；

ρ_g——天然气的密度；

ρ_a——空气的密度。

5. 天然气的黏度（μ_g）

天然气的黏度是指天然气体内部某一部分相对于另一部分流动时摩擦阻力的量度。天然气黏度的大小与温度、压力和气体组成有关。

（二）地层原油的物理性质

地层原油在储集层中处于比较高的温度和压力之下，它与地面中的脱气原油无论在相态特征方面还是在物理性质方面均有较大差异。

地层原油的一个极为明显的特点就是溶解有天然气。实质上，地层油的物性都与溶解气有关。例如，由于高温和有溶解气，可使地层原油的比重和黏度减小，而使地层原油的体积和压缩性增大。另外，溶解于油中的天然气，随着压力的变化，气体将会发生溶解和分离。

（三）地层水的物理性质

地层水实际上是油气层水（与油气同层）和外来水（与油气不同层）的总称。油气层水包括底水、边水、层间水和束缚水，而外来水是指不同层的上层水、下层水等。

在油气层中，油、气、水的分布是有一定规律可循的。边水和底水通常作为驱动能量而存在，而束缚水和自由水在油气层岩石的微观孔隙中分布，所以，对储集层含流体饱和度的研究具有重要价值。

研究地层水的物理性质，无论在油气山勘探还是开发中均具有重要意义。例如，可以分析油气井出水以及储集层污染的原因，分析水驱油能力，选择注入水的水源，以及改善水驱效果中添加剂的选取等。

地层水长期与岩石和地层内其他流体接触，一般均含有相当多的金属盐类，例如，含有 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+} 等，此外，还含有 H_2S、CO_2 以及少量的 I、Br 等。地层水中各种离子的总含量称为地层水的矿化度。

由于地层水的成分复杂，矿化度高，所以，它常具有比重大、黏度高和透明度差等特点。

四、饱和多相流体时储油气岩石的物理性质

在研究饱和多相流体的岩石物性时，通常是以研究油层中与界面现象有关的表面性质为基础。与界面现象有关的表面张力、吸附作用、润湿作用和毛细管压力，将对流体渗流产生重大的影响。

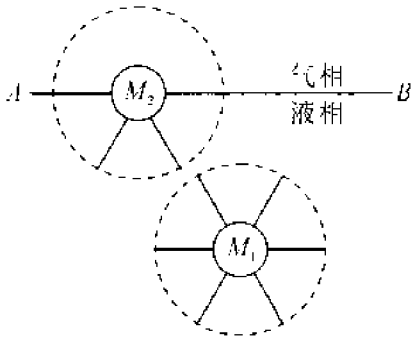


图 1-22 界面分子受力状况示意图

（一）表面张力

假定有气、液两相互相接触，如图 1-22 所示。

AB 为两相之间的界面，M_1、M_2 为任意的两个液体分子。M_1 位于液体内部，分子四周的作用力是对称的，全部分子间作用力可以相互抵消，合力为零。M_2 为界面上的分子，它同时受内部同类分子和相邻气体分子两方面的引力。由于气体对液体的引力远小于液体自身的分子引力，所以 M_2 受到一指向液体内部的拉力。广义上说，一切表面层的液体分子均受到一垂直于界面、指向液体内部的引力。因此，液体表面都有自动缩成最小的趋势，如果我们把一个液体分子从液体内部移到表面层以增加表面积，就必须克服自身的分子引力而做功，所消耗的功将转化为表面层的能量——表面能，即

$$W = \delta A \tag{1-22}$$

式中：W——增加表面积 A 所做的功；

δ ——表面张力，又称界面张力，它表示增加单位表面积所做的功。

表面张力不仅存在于液—气、液—液界面，在液—固、气—固、固—固界面上亦同样存在。

（二）吸附作用

在物质表面上，由于分子力的不对称作用而存在一种过剩的表面自由能，物质总是力图缩小其表面自由能，即表面张力。这种缩小的趋势可以通过减少表面积来满足，也可以通过吸附与其相邻的物质分子来减少其本身的表面自由能，这就是吸附的原理。

吸附作用既可以发生在固体表面，也可以发生在液体表面。

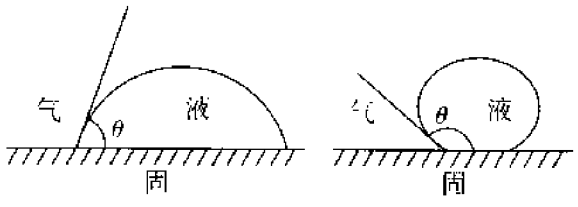
由于组成岩石的矿物多是极性物，因此，储集层岩石易吸附极性物质。例如，水易被岩石所吸附。石油中各种烃类为非极性物质，不易被岩石所吸附，而油中各烃的氧、硫、氮化合物，如环烷酸、胶质和沥青质具有极性结构，可以被岩石表面所吸附。

对液体的研究发现，溶解物质在溶液中的分布是不均匀的。有的溶解物质在界面上的浓度大于它在溶液内部的浓度，有的则相反，液体内部的浓度大于界面上的浓度。界面上的这种浓度变化现象称为液体表面的吸附作用。溶解物质在界面上的浓度大于溶液内部的浓度称为正吸附，小于溶液内部的浓度称为负吸附。溶解于液体后发生正吸附的物质称为表面活性物质，发生负吸附的物质称为非表面活性物质。

（三）润湿作用

如果我们在固体表面上滴一滴液体，这液滴可能沿固体表面立即扩散开来，也可能仍以液滴形状附着于固体表面。前一种情况称为液体对固体表面润湿，后一种情况称为液体不润湿固体。

液体对固体的润湿程度用润湿接触角 θ 表示，如图 1－23 所示，它是固体表面与液体—气体或液体—液体界面之间的夹角，并规定从密度大的液体一方算起。当 $\theta<90°$ 时，液



(a)　　(b)

图 1－23　液体对固体表面的润湿作用

体润湿固体，如图1－23（a）所示；当$\theta=0°$时，为完全润湿；当$\theta>90°$时，液体不润湿固体，如图1－23（b）所示；当$\theta=180°$时，为完全不润湿。凡能被液体所润湿的固体称为亲液性固体，不能被液体所润湿的固体称为憎液性固体。

必须注意，在讨论润湿作用时，总是指三相体系，一相为固体，另一相为液体，第三相为气体或另一种液体。在图1－23（a）中，液体是润湿的，通常称为润湿相；气体是不润湿的，称为非润湿相。在图1－23（b）中，润湿相为气体，非润湿相为液体。可见，在固体表面上说某液体或气体润湿与否，总是相对于另一相气体或液体而言的。而且相对于某一相，液体是润湿的；相对于另一相，它又可能是不润湿的。

油气层岩石的润湿性是指当岩石表面存在两种不相混的流体时，其中某种流体具有沿固体表面延展或附着到固体表面的倾向性，此时称该种流体为润湿相，另外一种液体为非润湿相。

储油气岩石的矿物成分、矿物表面的粗糙度、流体成分，特别是流体中的极性物质，都是影响润湿性的主要因素。

值得注意的是，表面活性剂能改变岩石的润湿性，使润湿性反转，这一现象对相渗透率影响很大。例如，亲水岩石变为亲油后，油的相对渗透率可下降40%。

（四）毛细管压力

由于润湿作用的结果，毛细管中两相流体的界面常常是弯曲的，毛细管中弯曲液面所产生的附加压强就是我们通常所说的毛细管力（P_c）。假定表面张力为δ，毛细管半径为r，润湿接触角为θ，则有

$$P_c=\frac{2\delta\cos\theta}{r} \qquad (1-23)$$

式（1－23）表明，毛细管力与毛细管半径成反比，毛细管半径越小，毛细管压力越大，毛细管压力的方向总是指向非润湿相一方。若驱动方向与毛细管力相反，则毛细管力将阻碍流体在毛细管中的流动。

第三节　圈闭和油气藏

一、圈闭

圈闭是储集层中可以阻止油气继续向前运移，并在那里储存起来成为油气聚集的一个场所。圈闭要能起到这种作用，必须具备三个组成部分，即储集层、盖层和一定的遮挡条件。遮挡条件的构成包括：因地层向上弯曲成为背斜，因储集层沿上倾方向与非渗透性地层以断层相接，因储集层沿上倾方向被非渗透性地层不整合覆盖，因储集层沿上倾方向物性变差或发生尖灭，因地下水流动使油气势面发生倾斜或弯曲等。这样，当组成圈闭的三个部分配合良好时，其中的储集层便处于上方和四周被不渗透岩石所包围或阻隔的状态，一旦油气通过这里，它便可以起到捕获油气的作用，从而在其中形成油气聚集。

根据圈闭的遮挡条件，可以将圈闭分为构造圈闭、地层圈闭、水动力圈闭和复合圈闭四大类，见表1－8。

表 1－8　圈闭分类系统表

大类	构造圈闭	地层圈闭	水动力圈闭	复合圈闭
亚类	①背斜圈闭 ②断层圈闭 ③裂缝性背斜圈闭 ④刺穿圈闭 ⑤多因素结合的构造圈闭	①岩性圈闭 ②不整合圈闭 ③礁型圈闭 ④多因素结合的地层圈闭	①构造鼻和阶地型水动力圈闭 ②单斜型水动力圈闭 ③纯水动力圈闭	①构造－地层型复合圈闭 ②水动力－构造型复合圈闭 ③地层－水动力型复合圈闭 ④构造－地层－水动力型复合圈闭

二、油气藏

当圈闭内聚集了一定数量的油气之后，就形成了油气藏。只有油聚集时称为油藏，只有气聚集时称为气藏。油气藏是油气在地壳中聚集的基本单位。一个油气藏存在于一个独立圈闭之中，油气在其中具有一定的分布规律和统一的压力系统。不具备这两个条件，即使是位于同一面积下的油气聚集，也不能看作是一个油气藏，图 1－24 表示了四个相互独立的油气藏。

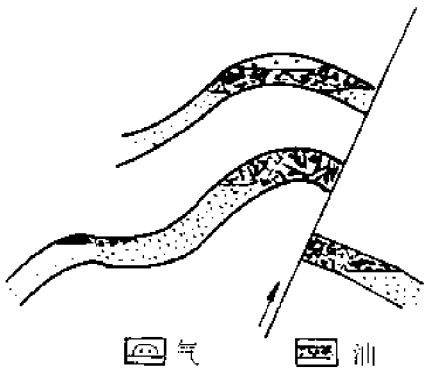


图 1－24　四个相互独立的油气藏

同一构造面积控制下的油气藏统称为油气田。习惯上油气藏用地层名称命名，油气田用地理名称命名，如须二气藏、雷三气藏、中坝气田、威远气田等。

一般情况下，当油气进入圈闭后，油气水即发生重力分异，气在最上面，油在中间，水在油气的下部。

为了说明油气水在油气藏内分布的特征，在油气藏的勘探开发中常应用下列一些术语（如图 1－25 所示）：

①油气藏高度：油水接触面与油气藏最高点的高度差称为油气藏高度。油水接触面与油气接触面之间的高度差称为油藏高度，而油气接触面和油气藏最高点的高度差称为气顶高度。如果是纯气藏，则气水接触面与气藏最高点的高度差称为气藏高度。

②油气藏边缘：油水接触面与油气层顶面的交线称为油藏外边缘或含油边缘，油水接触面与油层底面的交线称为油藏内边缘或含水边缘。含油边缘以外无油存在，含水边缘以内无底水和边水存在。气藏的内外边缘与此相同。

③含油气面积：油气藏外边缘所圈闭的面积称为含油气面积。对于油藏，则称为含油面积。纯气藏的气藏外边缘所圈闭的面积称为含气面积。

④边水和底水：位于油气藏外边缘以外的水称为边水，位于油气藏外边缘以内的水称为底水。

油气藏分类方法很多，最常用的是以圈闭成因为依据来划分油气藏的类型，这样圈闭和油气藏属同一分类系统，即同一名称可同时用于圈闭和油气藏。

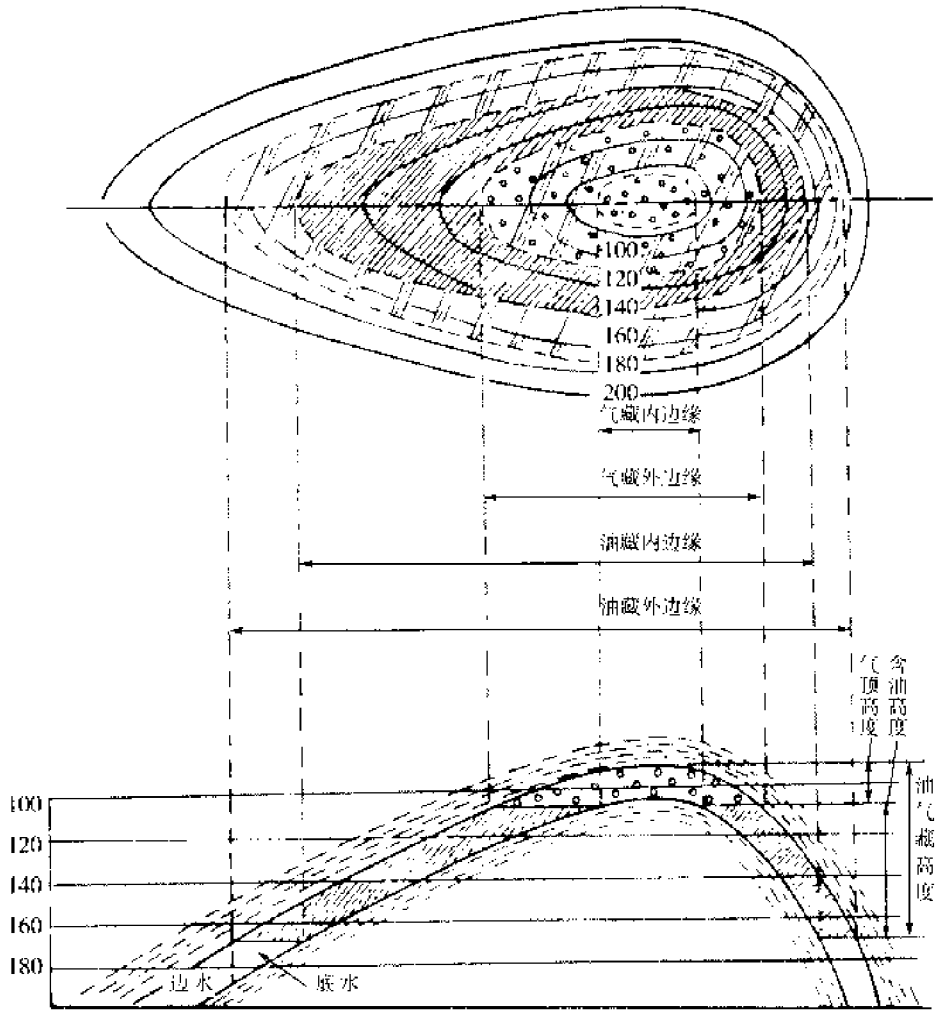


图 1－25 油气藏中油气水的分布和油气藏各部分的名称

第四节 油气层的温度和压力

一、油气层的温度

油气层的温度影响着油、气、水和岩石的物理性质。随着温度的变化，石油的黏度、天然气的物理状态和性质都会发生变化。

根据地下温度的变化，常把地壳划分为以下四个地温带：

①温度日变化带：这个带的温度受每日的气温变化影响，其深度范围一般不超过 1 m。

②温度年变化带：这个带的温度受季节性的气温变化影响，其深度范围一般不超过 20 m。

③恒温带：这个带的温度不受季节性的气温变化影响，温度恒定不变，其温度值等于该地区大气的年平均气温。

④地热增温带：在恒温带以下，因受地球内部热力的影响，地层温度随埋藏深度的增加而升高。

为了研究地温随深度的变化规律，常引用地温梯度和地温级度两个概念。但这个深度并不是直达地心，而仅限于在地壳的中上部。

地温梯度是指地层深度每增加 100 m 温度升高的度数，用公式表示为

$$G_T = \frac{100(T - t)}{H - h} \tag{1-24}$$

式中：G_T——地温梯度，℃/100 m；

H——测温点深度，m；

h——恒温带深度，m；

T——地层深度为 Hm 处的温度，℃；

t——大气的年平均气温，℃。

地温级度是指地层温度每升高 1℃地层所加深的米数，用公式表示为

$$D_T = \frac{H - h}{T - t} \tag{1-25}$$

式中：D_T——地温级度，m/℃；

其他符号的意义同前。

由地温级度的定义式可以得出地下某深度处地层温度的计算公式为

$$T = t + \frac{H - h}{D_T} \tag{1-26}$$

或

$$T_L = t + \frac{L - h}{D_T} + 273 \tag{1-27}$$

式中：T_L——地层温度，K；

L——地层中部井深，m；

其他符号的意义同前。

在研究和计算井筒内天然气的状态时，还常用到井筒平均温度这一概念，即

$$T = \frac{T_L + t}{2} - 273 = t + \frac{L - h}{2D_T} + 273 \tag{1-28}$$

式中：T——井筒平均温度，K。

其他符号同前。

值得注意的是，地温级度 D_T 在不同地区的值是不同的。例如，我国老君庙油田地温级度为 26 m/℃，四川川南气区的地温级度为 41.5 m/℃。通常认为地表 10 km~20 km 内地温级度的平均值为 33 m/℃。

二、油气层的压力

油气层深埋在地下，油气层的各处承受着巨大的压力，从而使油气层具有巨大的地下潜在能量。当油气层被打开进行开采时，这种能量就成为油气从地层中流向井底的动力。同时，压力与流体的性质及流动特征都有密切的关系。因此，油气田开发各阶段的压力资料是油气田动态分析和控制开发过程的重要基础资料。

（一）油气层压力

工程中所说的油气层压力，实际上是物理学中压强的概念，即单位面积上所受到的垂直作用力。油气层压力是指油气层中某一点流体所承受的压力，油气层压力的主要来源是地静压力和静水压力。

地静压力是由油气层以上的巨厚岩层的重量所形成的，其大小可用下式表示：

$$P_d = 0.098H\rho_y \tag{1-29}$$

式中：P_d ——地静压力，bar；

H ——油气层埋藏深度，m；

ρ_y ——地层岩石平均密度，g/cm^3。

地静压力主要由地层岩石本身的结构所承担，只有一部分与地层中的流体呈弹性平衡，使流体具有一定的弹性能量。

静水压力是由油气层连通孔隙中地层水的重量所造成的压力，其压力全部为油气连通孔隙中的流体所承担。根据连通器原理，静水压力的大小为

$$P = 0.098H\rho_s \tag{1-30}$$

式中：P ——静水压力，bar；

H ——油气层测压点的水头高度，m；

ρ_s ——地层水密度，g/cm^3。

油气田上所用的压力概念有表压力和绝对压力之分。从压力表上直接读取的压力数值称为表压力，以物理真空为起点的压力称为绝对压力，绝对压力等于表压力与当地大气压力之和。现场常说的压力数值多指表压力，而许多计算中要求用绝对压力，因此必须注意区分。

（二）油气田上常见的有关压力的概念

原始地层压力：油气藏开发以前，油气层中任一点处的压力称为原始地层压力，它随深度的增加而增加。现场常以打开油气层的第一口探井关井稳定后，在油气层中部测得的压力值作为原始地层压力。

目前地层压力：油气田投入开发以后，某一时期关井稳定后测得的油气层中部压力，称为该时期的目前地层压力。

折算压力：地层中任一点的压力与其埋藏深度有关，构造顶部位置高（位能高），压力低（压能低）；构造底部位置低（位能低），压力高（压能高）。在静态时，各点的能量应等于位能与压能之和。因此，仅从压力上还不能完全反映各井点能量的大小。为了便于井间能量的对比，就必须消除因位置高差不同带来的位能影响。为此，把要研究或对比的地层各点实测压力，折算到同一基准面上来对比，这种折算后的压力称为折算压力。

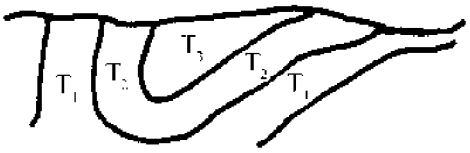
井底压力：又称流动压力，是指气井正常生产时所测得的气层中部的压力。目前地层压力与井底压力之差称为生产压差。

油管压力：简称油压，是指油气从井底经油管流到井口后的剩余压力，通过井口油压表可以测出。

套管压力：简称套压，是指套管环形空间内流体在井口的剩余压力，通过井口套压表可以测出。

习 题 一

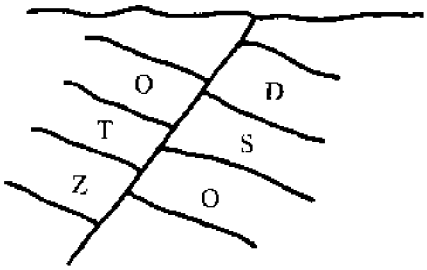
1. 根据波速的变化，可将固体地球划分成哪几部分？各部分之间的界面名称是什么？
2. 什么是地壳？地壳由哪几部分组成？
3. 什么是矿物？肉眼鉴定矿物时，主要鉴定矿物的哪些特征？
4. 什么是岩石？根据成因可将岩石分为哪几大类？
5. 什么是沉积岩？常见的沉积岩类型有哪些？
6. 什么是地层？国际统一规定的地层单位有哪几个？
7. 什么是地质构造？
8. 某倾斜岩层厚 10 m，倾角为 60°，试问当打直井钻遇该层时，该岩层的钻厚是多少？
9. 有人说凡是山脊都是背斜，凡是山谷必是向斜，这种说法对吗？为什么？
10. 断层和裂缝有何不同之处？正断层和逆断层有何不同之处？
11. 给出下面各图所示的构造名称。



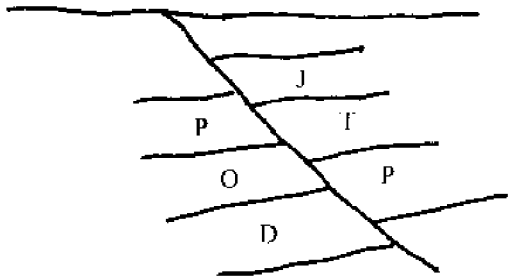
(1)



(2)



(3)



(4)

12. 试绘图并说明地层的各种接触关系。
13. 什么是储集层？什么是油气层？常见的储集层类型有哪些？
14. 什么是储集层岩石的孔隙度？
15. 什么是储集层岩石的渗透率？达西定律的内容及适用条件是什么？
16. 什么是岩石的含油、气、水饱和度？当已知 S_o、S_w 时，能否求出 S_g？为什么？
17. 按照组成可将天然气分为哪几类？
18. 写出天然气的状态方程式，并解释式中各符号的意义。
19. 地层水与地表水相比有什么特点？
20. 试解释表面张力、吸附、润湿性和毛细管阻力。
21. 什么是圈闭？按遮挡条件不同，可将圈闭分为哪几种类型？
22. 试解释油气藏、油气田、油气藏边缘、边水和底水。
23. 某地区的地温级度为 33 m/℃，常年平均气温为 15℃，恒温层深度为 10 m。若在该地区钻一口 3000 m 深的井，刚好钻达气层中部，问气层温度和井筒平均温度为多少？
24. 试解释原始地层压力、目前地层压力、井底压力、生产压差和井口压力。

第二章 气井试井

第一节 概 述

一、试井的概念

气井试井就是通过开井、关井或改变气井的工作制度，同时进行产量、压力等参数的测试，以便分析气层特征，研究气藏在不同阶段的发展变化规律的一种方法。气井试井是掌握气藏动态的重要手段。

二、试井的分类及任务

根据试井所处的阶段不同，可将试井分为以下几种类型：

①探井试井：探井完钻后的初次试井。其主要任务是确定地层压力和地层温度，了解气井的生产能力和正常生产的产量，了解油、气、水的特征等。

②经常性试井：是在气井正常生产期间进行的。这类试井的主要任务是确定地层压力，判断气井的生产能力和井底周围渗流条件的变化，确定气井正常生产的产量等。

③特殊试井：是在一些特殊情况下进行的，如修井前后、进行增产措施前后等。其任务是分析作业效果及气井的一些特殊情况。

④综合性试井：是许多井或整个气藏上同时进行的。其主要任务是确定某一区域或整个气藏的地层参数、研究井间的干扰现象，确定井间的连通情况，研究出水、水线推进等情况。

三、试井方法

根据试井时流体在地层中的渗流特征不同，将试井方法分为以下两种：

①稳定试井：通过改变气井的工作制度，在每一种生产状况达到相对稳定后，测出油压、套压、井底压力、产量和出水量等，通过对比来选择合理的工作制度，根据渗透方程计算某些参数，从而达到了解气井特征和气藏动态的目的。稳定试井的计算方法简单，结果可靠，试井期间不停产。但此方法所求出的参数主要反映井底附近的地层情况，且多次改变工作制度，试井需要很长的时间。

②不稳定试井：在气井开关井时，测得井口压力、井底压力随时间变化的资料，根据二者的变化关系来分析气层特性，求出某些参数。不稳定试井所求出的参数能代表较大范围的地层特征，且试井操作简便，试井时间相对较短，因此在现场上的应用越来越广泛。

四、一些重要的基本概念

工作制度：指气井针形阀的开度及其对压力、产量的控制。现场常用的工作制度包括定产量、定压差、定井底压力和定针形阀开度等。

无阻流量：指井底压力为 1 bar 时气井的产量。气井的无阻流量是一个理论值，它是衡量气井产能的重要参数，是确定气井合理产量的重要依据。

表皮效应：由于钻井时钻井液的侵入或射孔射开不完善以及酸化压裂见效等原因，会使井筒周围地层的渗透率与整个地层大不相同。因此，当气体从地层流入井筒时，在井筒周围会产生一个附加压力降，这种现象称为表皮效应。常用表皮因子 S 来表征一口井的表皮效应的性质和严重程度。S 为正数，表示气井被污染，S 值越大，污染越严重；S 为负数，表示增产措施见效，此时 S 的绝对值越大，表示增产措施效果越好。

无因次量：一般的物理量都具有因次，即量纲，例如，面积的因次为长度平方。同时也有一些量不具有因次，例如，孔隙度、相对渗透率、含水饱和度、表皮因子等都是无因次量。为了一定的目的，我们可以将某些具有因次的物理量无因次化，即引进新的无因次量。在试井解释中，引进的无因次量有无因次压力 P_D、无因次时间 t_D、无因次井筒储存系数 C_D 等。无因次量的引进可使关系式变得简单，且所导出的公式不受单位制的影响，因而使用起来更为方便。

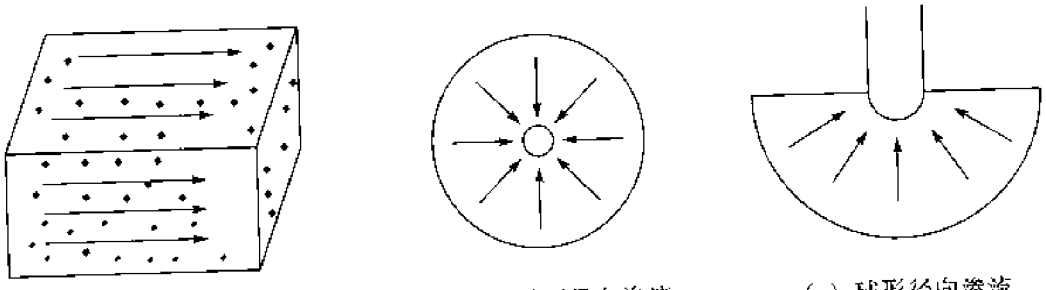
第二节　稳定试井

一、平面径向稳定渗流

（一）渗流的基本方式

根据渗流过程中流线的形态，可将渗流分为单向平行渗流、平面径向渗流和球形径向渗流三种方式。

单向平行渗流如图 2-1（a）所示。渗流断面处处相等，流线彼此平行，压力仅沿一个坐标方向变化。实验室中油气通过柱状岩心的流动就是单向平行流动。



（a）单向平行渗流　（b）平面径向渗流　（c）球形径向渗流

图 2-1　渗流方式示意图

平面径向渗流如图 2-1（b）所示。流线平行于水平面，在平行于水平面的各平面内，流线从四周向中心汇聚。在平面径向渗流时，渗流断面不是平面，而是与井轴同心的

圆柱面，越接近井底，圆柱面的半径越小，渗流速度越大。实际上水平地层中的完善井正常生产时，地层中的渗流可视为平面径向渗流。

球形径向渗流如图 2 1（c）所示。所有流线呈辐射状汇聚于一点。实际中当只打开气层顶部时，流体在井底附近的流动可视为球形径向渗流。

另外，我们把渗流体系中任一点的压力、流速等参数不随时间变化的渗流称为稳定渗流，否则称为不稳定渗流。

（二）平面径向线性稳定渗流

假设一口完善井位于圆形、均质、水平等厚的产层中心，此时流体流入井底的渗流形态可视为平面径向渗流，如图 2 2 所示。实际上若储集层倾角不大，孔隙性、渗透性和厚度等变化不大时，都可认为是平面径向渗流。

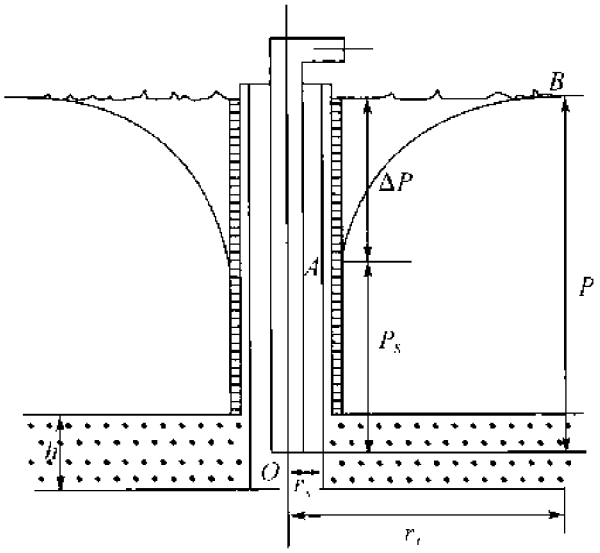


图 2 2 平面径向渗流示意图

当气井关井时，地层压力处处相等，都是 P_f。气井生产并达到稳定渗流后，供给边界 r_f 处压力仍为 P_f，井底压力为 P_s。流体就是在地层和井底之间的压差 ΔP 的作用下，不断地从地层流向井底。如果渗流速度不太大，渗流规律遵循达西定律，此时的流动即为平面径向线性稳定渗流。

1. 液体的平面径向线性稳定渗流

当液体进行平面径向线性稳定渗流时，其产量与压差间的关系式为

$$Q_o = \frac{2\pi Kh(P_f - P_s)}{B\mu \ln \frac{r_f}{r_s}} \qquad (2-1)$$

式中：Q_o 原油产量，m^3/s；

K 渗透率，m^2；

h 产层有效厚度，m；

B 原油的体积系数；

μ 原油的黏度，Pa·s；

P_f——地层压力，Pa；

P_s——井底压力，Pa；

r_f　　供给边界半径，m；

r_s　　井底半径，m。

地层内距井轴中心为 R 的任一点处的压力 P 的表达式为

$$P = P_s + \frac{P_f - P_s}{\ln \frac{r_f}{r_s}} \cdot \ln \frac{R}{r_s} \tag{2-2}$$

地层内距井轴中心为 R 的任一点处的渗流速度 V 的表达式为

$$V = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{P_f - P_s}{\ln \frac{r_f}{r_s}} \cdot \frac{1}{R} \tag{2-3}$$

令 $\frac{2\pi Kh}{B\mu \ln \frac{r_f}{r_s}} = C$，而 $\Delta P = P_f - P_s$，则式（2-1）可简写为

$$Q_s = C \cdot \Delta P \tag{2-4}$$

由此可见，液体在进行平面径向线性稳定渗流时，其产量与压差成正比例关系。采油指示曲线（如图 2-3 所示）为一条过原点的直线，C 为比例系数，称为采油系数，它反映油井生产能力的大小。

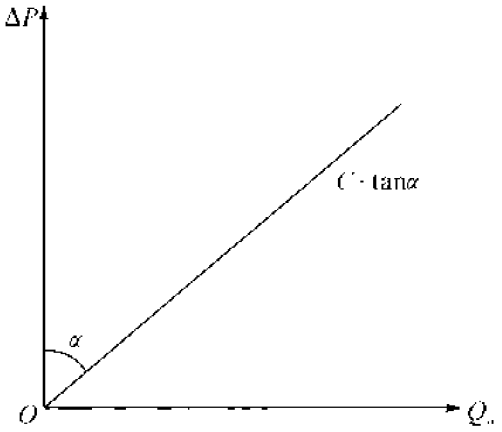


图 2-3　采油指示曲线

从式（2-1）可以看出，提高油井的产量有两个途径：一个途径是增加压差，其方法是提高地层压力或降低井底压力。当井底压力低于饱和压力时，地层内将出现油气两相渗流，从而降低油相渗透率，因此，一般不采取过多降低井底压力，而是采取注水提高地层压力的办法。另一个途径是通过各种措施来提高地层的渗透率或降低原油的黏度。

从式（2-2）可以看出，地层内任一点的压力 P 与这点到井轴线的距离 R 成对数关系，如果以井的轴线代表压力作为纵轴，以半径 R 作为横轴，则地层压力分布曲线（$P-R$ 关系曲线）是一条对数曲线，如图 2-2 中的曲线 AB。这是在一个方向上的图像，从井的供给面积来看，压力分布是 AB 曲线绕井轴旋转一周所构成的漏斗状的压降面，现场上习惯称之为压降漏斗。

从式（2-3）可以看出，地层内距井轴中心为 R 的任一点的渗流速度与 R 成反比，即 R 越小，V 越大，这是因为 R 越小，渗流断面越小，所以流速就越大。又因为压力梯

度与渗流速度成正比，所以越靠近井底，压力梯度越大，即通过单位距离的压力损耗越大。

2. 气体的平面径向线性稳定渗流

假设一口完善井在圆形、均质、水平等厚的产层中心，考虑到气体比液体具有更大的压缩性，得到气体平面径向线性稳定渗流时的产量公式为

$$Q_g = \frac{\pi Kh}{\mu} \cdot \frac{T_b}{P_b ZT} \cdot \frac{P_f^2 - P_s^2}{\ln \frac{r_f}{r_s}} \qquad (2-5)$$

式中：Q_g ——标准状况下气井的产量，m^3/s；

K ——气层渗透率，m^2；

h——气层有效厚度，m；

μ ——气体黏度，Pa·s；

T_b ——标准状况温度，$T_b=293$ K；

P_b ——标准状况压力，$P_b=101325$ Pa；

T ——气层温度，K；

Z ——地层条件的平均压缩系数；

P_f ——气层供给边界压力，Pa；

P_s ——气井井底流动压力，Pa；

r_f——供给半径，m；

r_s——气井井底半径，m。

令 $C = \frac{\pi Kh}{\mu \ln \frac{r_f}{r_s}} \cdot \frac{T_b}{P_b ZT}$，则有

$$Q_g = C(P_f^2 - P_s^2) \qquad (2-6)$$

地层中的压力分布公式为

$$P^2 = P_s^2 + \frac{P_f^2 - P_s^2}{\ln \frac{r_f}{r_s}} \cdot \ln \frac{R}{r_s} \qquad (2-7)$$

分析式（2—5）可以看出，增大气井产量除了降低井底压力（开大阀门）外，较为有效的方法就是采取措施提高气层的渗透率。

由式（2—6）可以看出，气井的产量与压力平方差成正比，比例系数 C 称为采气系数。习惯上用 ΔP^2 来表示 $P_f^2 - P_s^2$，所以采气指示曲线（即 Q_g—ΔP^2 关系曲线）仍为一条直线，如图 2—4 所示。

比较式（2—2）与式（2—7）可以看出，在相同的条件下，由于气体是以压力平方形式出现的，所以气体的压力分布曲线较液体更陡，气井井底附近的渗流速度更快。当渗流速度超过某一数值后，渗流规律就不服从线性渗流了。

（三）平面径向非线性稳定渗流

如果对地层和井的假设条件不变，由于流体渗流速度过快，超出了线性渗流的范围，此时流体从地层向井底的流动就是平面径向非线性稳定渗流。气井生产时，气层中的气体

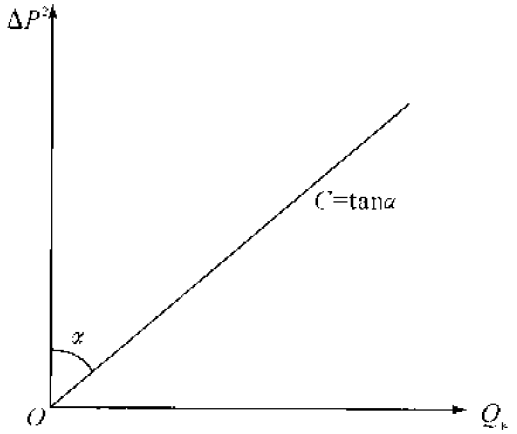


图 2－4　采气指示曲线

流动大多属于这种情况。实践表明，平面径向非线性稳定渗流的规律可用指数式方程和二项式方程来表达。

1. 指数式方程

液体的指数式方程为

$$Q_o = C(P_r - P_w)^n \tag{2-8}$$

式中：Q_o——油井产量，t/d；

C——采油系数；

P_r——地层压力，bar；

P_w——井底压力，bar；

n——渗流指数。

采油系数 C 和渗流指数 n 与产层性质、流体性质及渗流方式有关，一般由试井确定。

从式（2-8）可以看出，Q_o 与 ΔP 成 n 次方关系，所以此时的采油指示曲线就不是一条直线了，如图 2－5 所示，它反映了油井非线性渗流时的如下三个特征：

①曲线通过坐标原点，即 $\Delta P=0$ 时，$Q_o=0$。

②随着 ΔP 的增大，Q_o 也不断增大。

③曲线向 ΔP 轴弯曲，反映出在非线性渗流的情况下，随着 ΔP 的增加，每增加单位

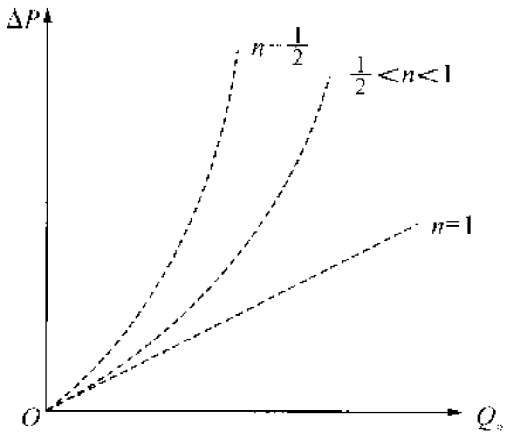


图 2－5　采油指示曲线

压差所增加的渗流量越来越小。

为了研究方便，我们常将指数式方程线性化。将式（2－8）两端取对数，则有

$$\lg Q_o = \lg C + n\lg(P_r - P_s) \tag{2-9}$$

这就是液体指数方程的对数形式。不难看出，$\lg Q_o$ 与 $\lg\Delta P$ 的关系曲线是一条直线，直线的斜率为 n，在 $\lg Q_o$ 轴上的截距为 $\lg C$，如图 2－6 所示。

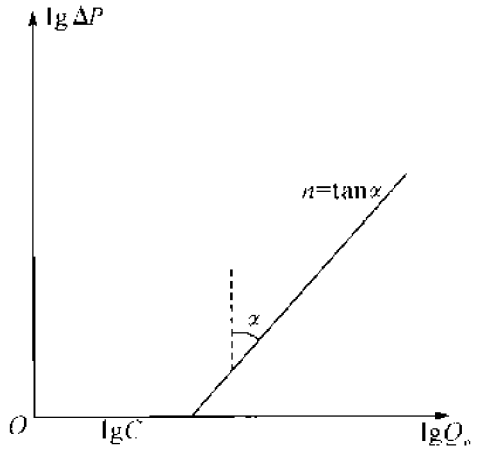


图 2－6 $\lg Q_o - \lg\Delta P$ 关系曲线

气体的指数式方程与液体的相似，只是将压差改为压力平方差，即

$$Q_g = C(P_r^2 - P_s^2)^n \tag{2-10}$$

显然，Q_g 与 ΔP^2 成 n 次方关系，所以，气井非线性渗流的采气指示曲线的特征与液体的情况基本相同，只是将 ΔP 轴改为 ΔP^2 轴，如图 2－7 所示。

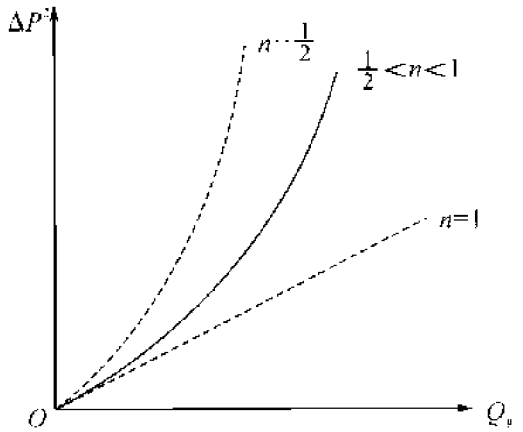


图 2－7 采气指示曲线

将式（2－10）两端取对数，则有

$$\lg Q_g = \lg C + n\lg(P_r^2 - P_s^2) \tag{2-11}$$

如图 2－8 所示，$\lg Q_g$ 与 $\lg\Delta P^2$ 的关系曲线为一条直线，直线的斜率为 n，截距为 $\lg C$。气井试井时，取得稳定气产量、地层压力和井底压力后，就可以作出 $\lg Q_g - \lg\Delta P^2$ 关系曲线，从而求得 C 值与 n 值，建立指数式产气方程。这就是用指数式处理气井稳定试井资料的理论基础。

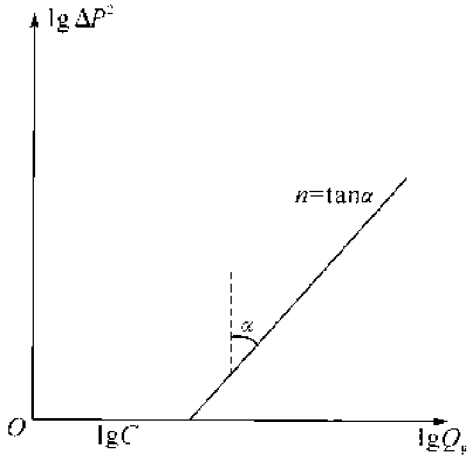


图 2－8　$\lg Q_g$ -$\lg \Delta P^2$ 关系曲线

2. 二项式方程

液体的二项式方程为

$$P_i - P_s = AQ_o - BQ_o^2 \tag{2-12}$$

式（2－12）中的 A 为摩擦阻力系数，与流体及岩层性质有关；B 为惯性附加阻力系数，与流体性质、岩层性质及渗流方式有关。A、B 值一般由试井求得。

从式（2－12）可以看出，ΔP 与 Q_o 是二次函数关系，Q_o 与 ΔP 关系曲线的形态及特点与图 2－5 相同。

将二项式方程线性化的方法是将方程两端同除以 Q_o，即

$$\frac{P_i - P_s}{Q_o} = A - BQ_o \tag{2-13}$$

可见，$\frac{\Delta P}{Q_o}$ 与 Q_o 呈线性关系。若以 $\frac{\Delta P}{Q_o}$ 为纵轴，以 Q_o 为横轴，将得到一条直线，直线的斜率为 B，截距为 A，如图 2－9 所示。

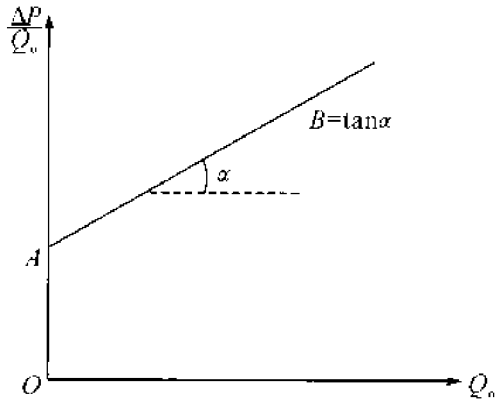


图 2－9　$\frac{\Delta P}{Q_o}$ -Q_o 关系曲线

气体的二项式方程为

$$P_i^2 - P_s^2 = AQ_g + BQ_g^2 \tag{2-14}$$

两端同时除以 Q_g，则有

$$\frac{P_f^2 - P_s^2}{Q_g} = A + BQ_g \qquad (2-15)$$

显然，$\frac{\Delta P^2}{Q_g} - Q_g$ 的关系曲线为一条直线，直线的斜率为 B，截距为 A，如图 2－10 所示。气井稳定试井时，取得产量、地层压力和井底压力资料后，就可以作出 $\frac{\Delta P^2}{Q_g}$ Q_g 关系曲线，从而求得 A、B 值，建立二项式产气方程。这就是用二项式处理气井稳定试井资料的理论基础。

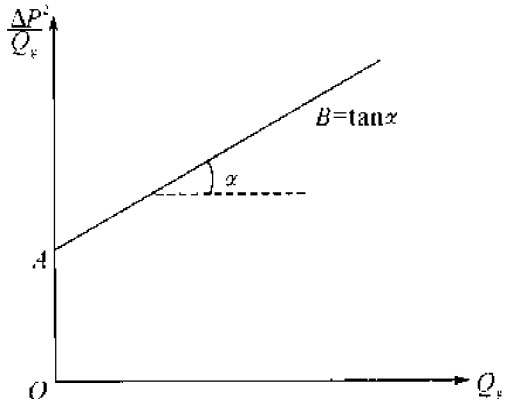


图 2－10 $\frac{\Delta P^2}{Q_g}$ Q_g 关系曲线

综上所述，二项式方程表明气体在地层中进行平面径向非线性稳定渗流时，其压力消耗在两部分阻力上：一部分是摩擦阻力 AQ_g，它与气井产量 Q_g 成正比；另一部分是惯性附加阻力 BQ_g^2，它与 Q_g 的二次方成正比。指数式方程是以渗流指数 n 的大小来反映渗流规律的，n 最大为 1，最小为 0.5。当 $n=1$ 时，为线性渗流；当 $0.5 \leqslant n < 1$ 时，为非线性渗流。

二、稳定试井的原理

气井稳定生产时，气体在地层中的流动一般可视为平面径向非线性稳定渗流，其压力和产量的关系遵守指数式或二项式产气方程。在关井求得地层压力 P_r 后，再开井生产，并在短期内改变几次工作制度，在每个工作制度稳定后测得井底压力 P_s 与气井产量 Q_g 的对应关系，这样就可以利用指数式方程和二项式方程确定 C、n、A、B 的值，然后利用气井产气方程求出绝对无阻流量，并根据气井指数式和二项式特征曲线来分析气井、气藏动态。

三、稳定试井的步骤

（一）净化井底

当井底有积液和脏物时，会影响气井试井的资料收集和试井解释结果的正确性。所以，首先要净化井底，净化井底的主要方法是放喷。

放喷实际上就是尽量降低回压，使气流从井底高速喷出井口，利用高速气流将井底的

脏物和积液带出，达到净化井底的目的。

气井放喷时应收集以下资料：

①放喷方式（即油管放喷或套管放喷），针形阀开度，放喷管线尺寸等。

②放喷期间油压和套压的变化。

③放喷物的成分和性质。

④喷出物（油、气、水）数量。

为了防止发生事故，顺利达到净化井底的目的，放喷时应注意以下事项：

①放喷管线应接出井口 40 m 左右，并顺风安置，固定牢靠。放喷时要特别注意防火、防毒。

②放喷压差要适当。压差太小，气流携带能力差，达不到放喷的目的；压差太大，会造成气井过早出水或井底垮塌，对速敏性地层还可能会造成微粒运移，使渗透率下降。

③放喷时间不宜过长，否则会造成浪费，有水气藏会加快水的推进。因此，井底脏物一旦喷净，就立即关井。

判断气井是否喷干净的方法有以下三种：

①根据喷出物的颜色判断：纯气呈青烟色，带水呈雾白色，带泥浆呈黄色。

②根据放空点燃时火焰的颜色判断：纯气呈蓝色，带盐水呈黄色，带淡水呈红色。

③根据关井后的油压和套压判断：正常情况下，关井稳定后，若油压和套压相等，则说明井下无积液（或无液柱差）；若套压高于油压，则说明油管内液柱高于套管内液柱；若油压高于套压，则说明套管内液柱高于油管内液柱。

（二）关井测压

关井测压的目的是作出压力恢复曲线，求得目前地层压力 P_i。

关井后应连续记录油压和套压，直到压力稳定为止。压力恢复数据填写在表 2－1 中。取点的原则是前密后稀，这是因为刚关井时井底、井口压力恢复最快，随关井时间延长，压力升高的速度越来越慢。

表 2－1　关井压力恢复记录表

油压表编号：_____射开层位_____压力表_____bar（绝）

套压表编号：_____井口最大关井压力_____真重仪_____bar（绝）

真重仪编号：_____大气压力_____

点序	记录时间 年 月 日 时 分 秒	井口压力		井口大气温度 (℃)	备注
		油压（绝）	套压（绝）		

一般情况下，若在 24 小时内压力波动不超过 0.5%，则可视为关井稳定。利用稳定时的井底压力可计算地层压力。

将所记录的压力恢复数据在与压力和时间有关的坐标系中描点，则可绘出压力恢复曲线。压力恢复曲线的绘制和应用将在后面讲述。

（三）稳定测试

稳定测试的目的是求出不同工作制度下的气井产量和井底压力的对应关系。

稳定测试的测点一般为4～6个，即在短期内要改变4～6次工作制度。一般按产量由小到大的顺序进行测试。有时为了检查试井质量或进行气井分析，也可由大到小回测两个点。为了减小气井压力的波动，改变工作制度时，应尽量不关井。

需要特别注意的是，测试时应不断地开大阀门，以此降低井底压力对气井、气层的影响，避免造成气井出水或井底垮塌。另外，测试时间不宜过长，否则可能会造成地层压力下降，整理资料困难（稳定试井整理资料时假设地层压力是不变的）。

每个工作制度都应收集以下资料：

①每隔半小时记录油压、套压及流量计上流压力和温度一次。

②出水、出砂或有凝析油时应取样进行分析化验，并尽可能计量。

③测点稳定后记录稳定的气产量值和井底压力值。

每个工作制度稳定的标准是指24小时内，井口压力的变化小于0.5%～1%，产量变化不超过2%～5%。一般多以压力标准为准。

每个工作制度收集的资料都应填入表格中，见表2-2。

表2-2 稳定测试原始数据表

测点	油嘴直径（mm）（或针形阀开度）	孔板孔径（mm）	测试时间		井口稳定压力（bar）		上流压力（bar）（绝）	上流温度（℃）	大气温度（℃）
			测试起止时间	稳定时间	套压（绝）	油压（绝）			
0			关井		89.74	89.54			
1	5.0	20	12.7 17:00至12.10 12:10	12.7 19:00至12.8 9:00	87.74	87.24	5.8	-6	
2	7.2	20	12.10至12.13 12:10至15:40	12.10 17:00至12.10 24:00	85.14	73.74	11.14	-1	
3	8.1	20	12.13至12.16 15:40至17:05	12.13 20:00至12.14 9:00	83.54	71.64	14.14	+2	
4	10.0	20	12.17至12.19 12:10至15:00	12.18 1:00至12.18 9:00	80.11	65.24	19.40	-4	

四、稳定试井资料整理

（一）计算填表

依据表2-2中的原始数据，结合其他资料，如气层中部井深、天然气分析化验资料等，可计算并填制下面的表格。

1. 井底压力计算表

每个测点的井口压力都应用静气柱方法计算出井底压力，见表 2-3。

表 2-3　井底压力计算表

井口压力		$S'=1.293\times10^{-4}\gamma_g$	$e^{s'}$	$P_f'(P_f')$	$\bar{P}$	P_r	$\bar{T}$	T_r	Z	S	e^s	$P_f(P_f)$
套压	油压											
89.74	89.54	0.05769	1.0594	95.07	92.41	1.958	294.5	1.550	0.845	0.0612	1.0631	95.40
87.74	87.24			92.05	90.35	1.914			0.848	0.0610	1.0629	93.26
85.14	73.74			90.20	87.67	1.857			0.850	0.0609	1.0628	90.49
83.54	71.64			88.50	86.02	1.822			0.852	0.0607	1.0626	88.77
80.14	65.24			84.90	82.52	1.748			0.857	0.0604	1.0623	85.13

2. 气井产量计算表

表 2-4　气井产量计算表

点序	油嘴直径 (mm)	孔板孔径 (mm)	上流压力 P_1	上流温度 T_1 (K)	对比压力 P_r	对比温度 T_r	压缩系数 Z	$186d^2$	$186d^2P_1$	$\bar{T}ZT_1$	$\sqrt{\bar{T}ZT_1}$	Q (m^3/d)
1	5.0	20	5.8	279			1	74400	431520	135.124	12.45	34660
2	7.2	20	11.14	272	0.236	1.43	0.971	74400	828816	146.846	12.118	68395
3	8.1	20	14.14	275	0.3	1.447	0.965	74400	1052016	147.549	12.147	86607
4	10.0	20	19.4	278	0.411	1.463	0.955	74400	1443360	147.612	12.15	118795

3. 试井资料汇总表

表 2-5　资料整理汇总表

点序	P_t	P_t^2	P_f	P_f^2	$P_f^2-P_t^2$	Q ($10^3m^3/d$)	$\frac{P_f^2-P_t^2}{Q}$	$\lg(P_f^2-P_t^2)$	$\lg Q$
0	95.4	9101.16							
1			93.26	8697.43	403.73	34.660	11.64	2.6061	1.5398
2			90.49	8188.44	912.72	68.395	13.345	2.9603	1.8350
3			88.77	7880.11	1221.05	86.607	14.099	3.0867	1.9376
4			85.13	7247.12	1854.04	118.795	15.607	3.2681	2.0748

（二）绘制曲线

根据表 2-5 中的数据可以绘制下面的曲线。

1. 指数式指示曲线

以 $\lg\Delta P^2$ 和 $\lg Q$ 为坐标轴，将表 2-5 中的数据描点，则得到指数式指示曲线，如图 2-11 所示。

2. 二项式指示曲线

以$\frac{\Delta P^2}{Q}$为纵轴，Q为横轴，将表2－5中的数据描点，则得到二项式指示曲线，如图2－12所示。

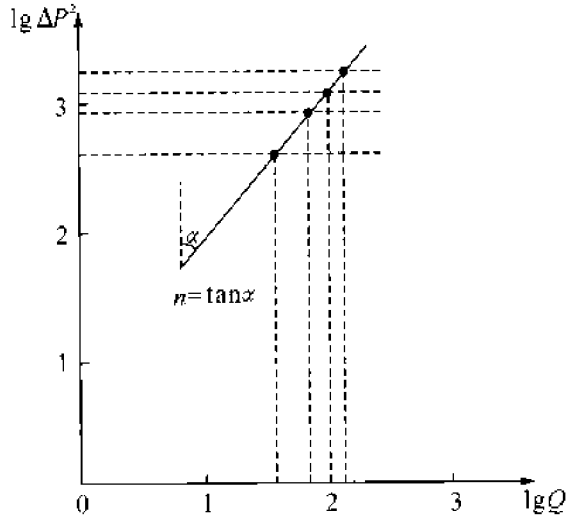


图2－11 指数式指示曲线

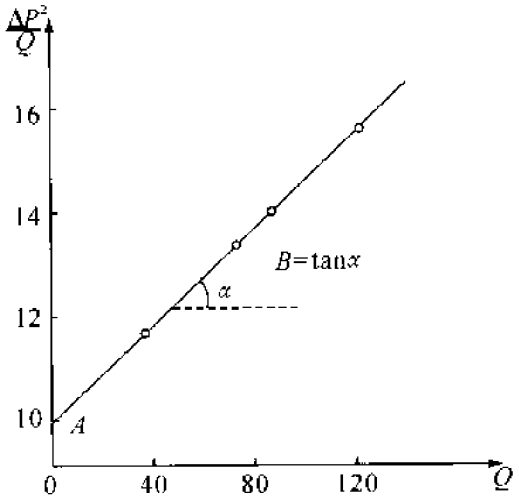


图2－12 二项式指示曲线

理论上指数式指示曲线和二项式指示曲线都应为直线。实际上由于种种原因的影响，试井所得的各点不一定完全在一条直线上。此时应进行分析，去掉有错误的点，再照顾大多数点连成直线。

（三）求有关参数

1. 求指数式产气方程及无阻流量

（1）求C、n值

图解法：绘制出如图2－11所示的指示曲线后，直线的斜率就是n，即$n=\tan\alpha$，直线的截距为$\lg C$，查反对数表即得C。

计算法：根据指数式产气方程$Q=C\cdot(P_f^2-P_s^2)^n$及$\lg Q=\lg C+n\cdot\lg(P_f^2-P_s^2)$，很容易得到计算$C$、$n$的公式为

$$n=\frac{(\lg Q)_2-(\lg Q)_1}{(\lg\Delta P^2)_2-(\lg\Delta P^2)_1} \tag{2-16}$$

$$C=\frac{Q}{(P_f^2-P_s^2)^n} \tag{2-17}$$

将所求的C、n值代入$Q=C(P_f^2-P_s^2)^n$，即得到气井的指数式产气方程。

（2）求无阻流量Q_0

根据无阻流量的定义有

$$Q_0=C\cdot(P_f^2-1)^n \tag{2-18}$$

2. 求二项式产气方程及无阻流量

（1）求A、B值

图解法：绘制出如图2－12所示的二项式指示曲线后，直线的斜率是B，截距是A。

计算法：根据二项式产气方程 $P_f^2-P_s^2=AQ+BQ^2$ 及 $\frac{\Delta P^2}{Q}=A+BQ$，可以得到计算 A、B 的公式为

$$B=\frac{\left(\frac{\Delta P^2}{Q}\right)_2-\left(\frac{\Delta P^2}{Q}\right)_1}{Q_2-Q_1} \tag{2-19}$$

$$A=\frac{\Delta P^2}{Q}-BQ \tag{2-20}$$

将所求的 A、B 值代入 $P_f^2-P_s^2=AQ+BQ^2$，则得到气井的二项式产气方程。

（2）求无阻流量 Q_o

根据无阻流量的定义有

$$P_f^2-1=AQ_o+BQ_o^2$$

解方程并取正根，则有

$$Q_o=\frac{-A+\sqrt{A^2+4B(P_f^2-1)}}{2B} \tag{2-21}$$

例 1　某气井试井测试收集资料并整理后得到如表 2-5 所示的数据，试求指数式方程、二项式方程和气井无阻流量。

解：①绘指示曲线，如图 2-11、图 2-12 所示。

②求指数式方程及无阻流量：

$$n=\frac{(\lg Q)_3-(\lg Q)_1}{(\lg\Delta P^2)_3-(\lg\Delta P^2)_1}\quad\text{（取第 1、3 点数据）}$$

$$=\frac{1.9376-1.5398}{3.0867-2.6061}=0.8277$$

$$C=\frac{Q_1}{(\Delta P_1^2)^n}\quad\text{（取第 1 点数据）}$$

$$=\frac{34.66}{(403.73)^{0.8277}}=0.2414$$

所求指数式产气方程为

$$Q_g=0.2414(P_f^2-P_s^2)^{0.8277}$$

$$Q_o=C(P_f^2-1)^n=0.2414(9101.16-1)^{0.8277}=456.7(\text{km}^3/\text{d})$$

③求二项式方程及无阻流量：

$$B=\frac{\left(\frac{\Delta P^2}{Q}\right)_3-\left(\frac{\Delta P^2}{Q}\right)_1}{Q_3-Q_1}\quad\text{（取第 1、3 点数据）}$$

$$=\frac{14.099-11.64}{86.607-34.66}=0.048$$

$$A=\left(\frac{\Delta P^2}{Q}\right)_1-BQ_1\quad\text{（取第 1 点数据）}$$

$$11.64-0.048\times34.66=9.976$$

所求二项式产气方程为

$$P_f^2 - P_s^2 = 9.976Q + 0.048Q^2$$

$$Q_{\max} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_f^2 - 1)}}{2B}$$

$$= \frac{-9.976 + \sqrt{9.976^2 + 4 \times 0.048 \times (9101.16 - 1)}}{2 \times 0.048}$$

$$= 343.7(\mathrm{km^3/d})$$

值得注意的是，以上计算方法是假设各测点都在直线上，这样计算时取任何点的数据都不影响计算结果。但实际中，常常是各测点不一定分布在一条直线上。有些点是由于在试井过程中试井不符合质量要求或其他原因造成明显错误，经分析确定之后可以舍掉。而有的点则是由于读数、取值计算等误差或制图精度等原因所造成的，看来好像在直线上或直线附近，其实并不真正在直线上，因此，不同的两点所求得的产气方程和气井无阻流量不一定相同。为了克服任意性，使所求参数尽可能准确，现场常用以下三种方法计算：

①首先绘制出指数式和二项式指示曲线，绘制时照顾大多数点连成直线，然后选取在直线上的测点进行计算。

②每选两个点计算出一组参数，然后再用各种组合所求的参数求平均值。

③用最小二乘法来计算。

五、一点法试井

一点法试井又称为经验曲线法试井。

对某一气藏，积累了相当数量的稳定试井资料后，就可用各气井每次试井所得到的 P_f 和 $Q_{\max}$ 值及各个测点的 P_s、Q 值作出气井类型曲线，如图 2－13 所示。曲线的纵坐标为 $\frac{P_s}{P_f}$，横坐标为 $\frac{Q}{Q_{\max}}$，均以百分数表示。

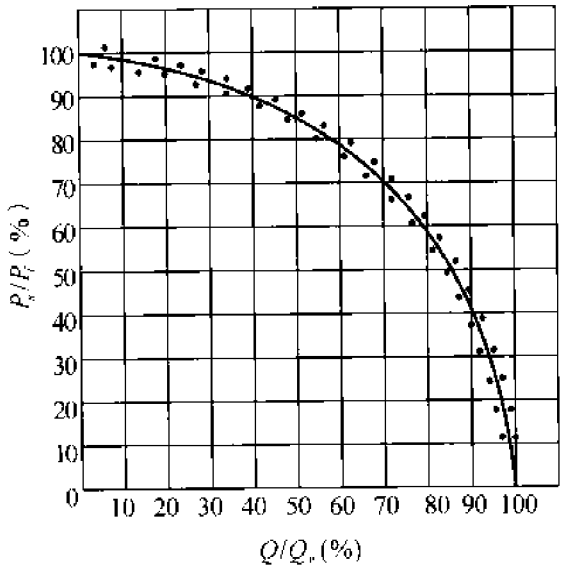


图 2－13　某气藏气井类型曲线

一点法试井时，只需测得一个测点的稳定产量 Q 及相应的井底压力 P_s 和地层压力 P_f，便可借助气井类型曲线求得该气井的绝对无阻流量。

例 2　某气藏经多次试井后得到如图 2－13 所示的气井类型曲线，现该气藏上某井进行一点法试井，测得井底压力为 91 bar 时，气井产量为 3×10^5 m^3/d，关井获得地层压力为 100 bar，试求该井的绝对无阻流量。

解：①求压力百分比：

$$\frac{P_s}{P_f}=\frac{91}{100}=91\%$$

②查气井类型曲线得产量百分比：

$$\frac{Q}{Q_v}=40\%$$

③求气井绝对无阻流量：

$$Q_v=\frac{Q}{40\%}=\frac{3\times10^5}{40\%}=7.5\times10^5\ (m^3/d)$$

不难看出，一个气藏如果没有积累一定资料，并绘出气井类型曲线，那么是没法进行一点法试井的。还应该注意，一点法试井时，不能用不同地区、不同气藏的气井类型曲线。

第三节　不稳定试井

虽然稳定试井具有计算方法简单、结果可靠等优点，但由于它要求在各点测试时都要达到稳定，所以要花费较长的时间，况且有些井根本不可能会达到稳定，这时稳定试井将受到限制。另外，稳定试井所获得的地层参数主要代表井壁附近的情况，对地层深处的了解远远不够。为此，现场上还常用不稳定试井法来了解气井、气藏的动态。

一、开关井时的压力变化

（一）开井压力降落

开井时压力的降落过程如图 2－14 所示。

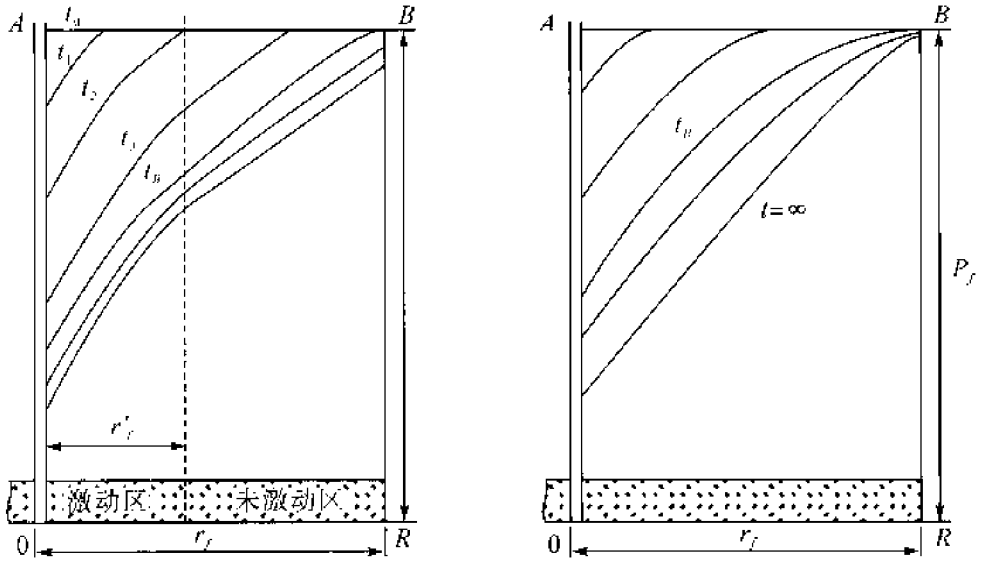
开井前（开井时间 $t=0$），整个地层处于平衡状态，井筒和地层内气体均静止不动。地层内每一点的压力都等于目前地层压力 P_f，压力分布为水平线。

开井后，由于井筒内的气体流出，井筒内流体密度下降，井底压力降低，从而井底压力低于地层压力，形成生产压差。在此压差作用下，井底附近地区的气体向井底流动，造成井底附近地区压力下降，形成压降漏斗。

随着开井时间不断延长，井底压力将不断降低，压降漏斗加深。同时，压降波所影响的范围也不断扩大。经过一定时间后（t_B 时刻），压降波传递到边界。到达边界后的压降有以下两种情况：

①封闭气藏（如图 2－14（a）所示）：这类气藏与外界不连通，所以没有能源供给。当压降前沿到达边界后，边界上压力就开始下降。经过一定时间后，边界处及地层内每一点的压降速度都相等，压降漏斗曲线平行下降。

②开敞气藏（如图 2－14（b）所示）：这类气藏与外界连通，且有活跃的边水不断供



（a）无源供给　　（b）边界以外有源供给

图 2－14　开井压力降落示意图

给能量。因此，当压降前沿到达边界后，边水开始活动，维持边界处压力不下降。再经过一段时间后，整个地层内的压力及井底压力都不再下降，压降漏斗固定在某一位置。

整个开井压力降落过程可用图 2－15 来描述。不稳定早期是指从开井到压降波传递到边界这段时间，视稳定期（或稳定期）是指地层内各点压降速度相等或各点压力不再下降后的时间，不稳定晚期介于二者之间。

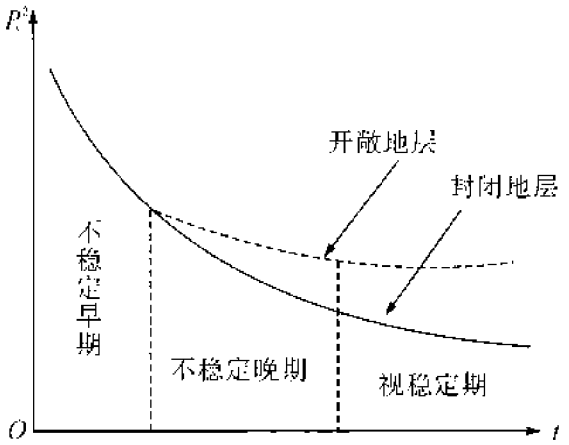


图 2－15　开井压力降落过程

（二）关井压力恢复

在气井生产一段时间后，若井底瞬时关井，地层内流体则停止流入井筒。但由于此时仍然存在压差，地层远处的流体将在此压差的作用下继续向井底附近流动，从而使井底压力不断升高。压力恢复是由井底开始的，并随关井时间的延长逐渐传播至整个地层。当关井时间足够长，关井达到稳定后，整个地层的压力相等，均为目前地层压力 P_f，压力分布曲线是一条水平直线，如图 2－16 所示。

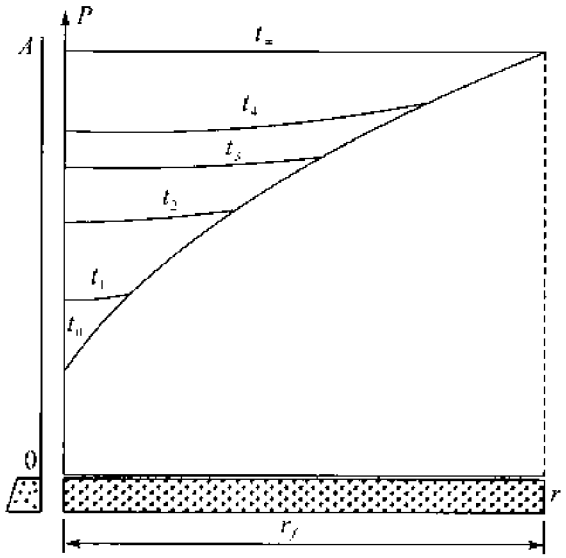


图 2－16　关井压力恢复示意图

二、不稳定试井原理和方法

（一）不稳定试井原理

我们已经知道，气井开、关后压力会按一定规律发生变化，压力随时间的变化规律与地层参数、渗流状况、边界情况等因素有关。因此，在不稳定过程中记录到的变化关系，反过来就可以研究气井、气藏的动态特征。

（二）不稳定试井方法

不稳定试井就是通过开井或关井来引起压力的变化，并记录压力随时间的变化关系。然后按一定的试井解释方法，确定地层参数，求产气方程，分析边界情况，研究气井、气藏动态。

常用的不稳定试井方法包括开井压力降落法和关井压力恢复法，这两种试井方法在资料整理和试井解释时有许多相同或相似之处。

（三）试井解释理论模型

试井解释理论模型由下面三部分组成。

1. 基本模型

基本模型即气藏的基本类型，可分为均质气藏和非均质气藏两大类。

如果整个气藏具有相同的性质，则称为均质气藏，否则称为非均质气藏。四川省常见的碳酸盐岩储集层的双重介质气藏就是非均质气藏的一种。

试井解释时，对气藏一般都作如下假定：气层在平面上是无限大的，气层上下均具有不渗透隔层，开井生产前或关井稳定后整个气层压力相等。

2. 内边界条件

内边界条件是指井筒及其附近的情况，通常考虑的因素包括井筒储存效应、表皮效应和裂缝切割井筒等。

3. 外边界条件

外边界条件是指气藏外缘的情况，常见的包括无限大地层（无外边界）、不渗透边界、恒压边界和封闭系统等。

任何理论模型都必须包括上述三个部分，这三个部分中各种情形的任一组合都可构成一个理论模型。

（四）试井解释方法

任何一个研究对象，都可看作是一个系统（System），用 S 表示。给系统一个激动或输入（Input），用 I 表示，系统就会出现相应的反应，即输出（Output），用 O 表示，如图 2-17 所示。

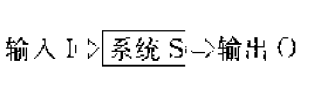


图 2-17 系统分析示意图

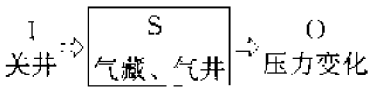


图 2-18 试井分析示意图

系统分析中有两类问题：一类是已知系统 S 的结构和输入信号 I，要求未知的输出 O，这称为正问题，表示为：I×S→O；另一类是系统 S 为未知，要由已知的输入信号 I 和输出信号 O 来反求系统 S 的结构，这称为反问题，表示为：O/I→S。

现在，把气藏和测试的气井看作是一个系统 S。测试过程中，生产一段时间后关井就是输入信号 I，由此而引起的压力变化就是输出信号 O，如图 2-18 所示。试井解释就是利用测试时收集到的资料来识别系统 S（气藏、气井的特征和参数）。也就是说，要解一个反问题。

稳定试井就是借助于气体在进行平面径向稳定渗流时所遵循的二项式和指数式产气方程来解这个反问题。那么，不稳定试井用的是什么试井解释方法呢？

20 世纪 50 年代至 60 年代，世界上普遍使用半对数曲线分析法来进行试井解释，这就是所谓的常规试井解释方法。这种方法有很大的局限性，譬如，当测不到半对数直线段时，常规试井解释就无能为力了。另外，半对数曲线是否出现了直线段，直线段从何时开始，有时也很难判断。

70 年代以来，随着科学技术的飞速进步，特别是计算机技术和高精度测试仪表的发展，试井解释方法在原来的基础上得到了很大的进步和发展。一套比较完整的现代试井解释方法已经建立起来，并正在日臻完善。

概括起来，现代试井解释方法具有以下特点：

①运用了系统分析的概念和数值模拟的方法，这使试井解释大大前进了一步。

②建立了双对数分析法，确立了早期资料的解释，从过去认为无用的数据中得到了许多有用的信息。

③完善了常规试井解释方法，给出了半对数直线段开始的大致时间，提高了半对数曲线分析的可靠性。

④采用解释图版拟合方法。

⑤整个解释过程是一个边解释边检验的过程，从而保证解释结果的可靠性。

三、不稳定试井步骤

（一）关井压力恢复试井步骤

关井压力恢复试井主要有三个步骤，即净化井底、稳定生产和关井测压。若井底干净，净化井底这一步骤就可省略。

1. 净化井底

与稳定试井一节中所讲的净化井底方法、内容及注意事项均相同。

2. 稳定生产

稳定生产的目的是形成一个压力降，为关井恢复做好准备，同时要收集到稳定生产时间和稳定生产产量等资料。

稳定生产自然要求气井生产产量要稳定，最好在两次关井这段时间一直都稳定，若不能做到这一点，则要求一定要在关井测压开始前稳定生产一段时间。

若产量一直都稳定，则生产时间就是稳定生产时间；若产量不是一直稳定，则稳定生产时间用下式折算：

$$T = \frac{\sum Q}{Q} \tag{2-22}$$

式中：T　　稳定生产时间，d；

$\sum Q$——两次关井期间的累计产量，$10^4 m^3$；

Q　　稳定生产产量，$10^4 m^3/d$。

3. 关井测压

关井测压是为了收集到压力随关井时间的变化关系，具体方法与稳定试井一节中所讲的关井测压相同。

关井测压中每一个测点一般都是测的井口压力，我们可用静气柱的方法把它们计算成井底压力。

（二）开井压力降落试井步骤

在关井状态下将气井打开，以定产量 Q 生产，同时收集井口、井底压力随时间的变化关系资料。

四、半对数曲线分析法

（一）压力恢复曲线

气井关闭后，井底压力与关井时间的变化关系可用下式表示：

$$P_s^2 - P_f^2 + \frac{42.4 Q\mu}{Kh} \cdot \frac{P_b Z T_d}{T_b} \cdot \lg \frac{t}{T+t} \tag{2-23}$$

式中：P_s　　关井后 t 时刻的井底压力，bar；

P_f——地层压力，bar；

Q　　关井前稳定气产量，km^3/d；

μ　　天然气黏度，MPa·s；

K——气层渗透率，μm^2；

h——气层有效厚度，m；

P_b——标准状况压力，$P_b=1.01325$ bar；

T_b——标准状况温度，$T_b=293$ K；

Z——地层条件下平均压缩系数；

T_d——气层温度，K；

t——关井时间，s；

T——关井前稳定生产时间，s。

由式（2－23）可以看出，P_d^2 与 $\lg\frac{t}{T+t}$ 的关系曲线为一直线，直线的斜率 $b=\frac{42.4Q\mu}{Kh}\cdot\frac{P_bZT_d}{T_b}$，如图 2－19 所示。

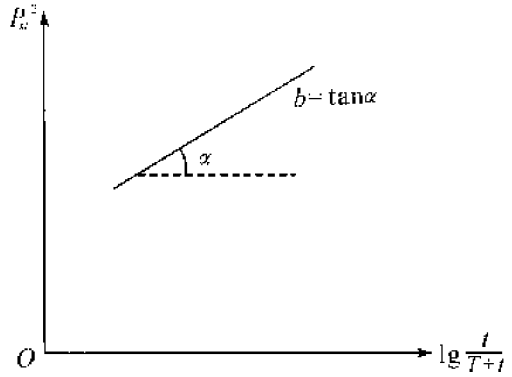


图 2－19 P_d^2 $\lg\frac{t}{T+t}$ 曲线

图 2－19 为压力恢复曲线的理论形状，实际上，由于续流、边界等多种因素的影响，压力恢复曲线的形状一般情况下不是一条完整的直线。大多数气井压力恢复曲线可分为以下三段（如图 2－20 所示）：

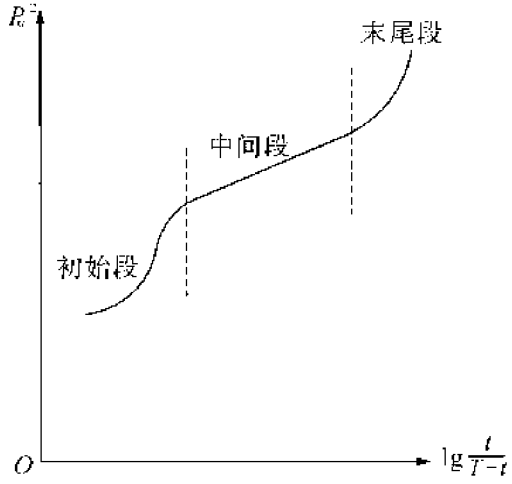


图 2－20 压力恢复曲线形态

①初始段：又称续流段，主要是续流及井底附近影响的结果。

②中间段：又称直线段，反映整个地层的压力恢复情况，压力恢复规律遵循公式（2－23）。

③末尾段：又称边界影响段，反映不同边界对压力恢复的影响情况。

半对数曲线分析法主要是利用压力恢复曲线的直线段来求某些有用的参数。

（二）压力恢复曲线直线段的应用

1. 外推地层压力 P_f

根据式（2－23），当 $\lg\frac{t}{T+t}=0$ 时，$P_{ws}^2-P_f^2$，所以，作出 $\lg\frac{t}{T+t}=0$ 的垂线，将压力恢复曲线直线段向右延长与此垂直相交，交点的纵坐标即为 P_f^2，开方则得 P_f。

2. 求二项式产气方程及气井无阻流量

利用压力恢复曲线直线段求二项式产气方程和气井无阻流量的步骤如下（如图2－21所示）：

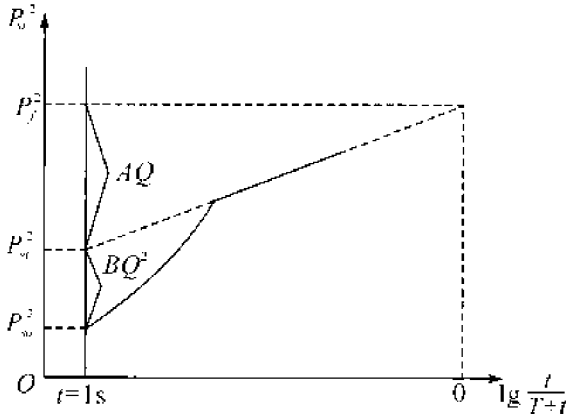


图 2－21　压力恢复曲线直线段的应用

①根据压力恢复数据绘制压力恢复曲线。

②找出直线段，并将直线段向右延伸，与 $\lg\frac{t}{T+t}=0$ 的垂线相交，得 P_f^2。

③将直线段向左延伸，与 $t=1$ s 的垂线相交，交点的纵坐标为 P_{wf}^2。

④读出刚关井时的井底压力平方值 P_{ws}^2。

⑤利用下面公式计算 A、B：

$$A=\frac{P_f^2-P_{wf}^2}{Q} \tag{2-24}$$

$$B=\frac{P_{wf}^2-P_{ws}^2}{Q^2} \tag{2-25}$$

⑥将 A、B 的值代入 P_f^2　$P_s^2-AQ+BQ^2$，得到气井二项式产气方程。

⑦用式（2－21）求气井绝对无阻流量。

3. 求地层参数

作出压力恢复曲线并找出直线段后，可利用直线段上的两点的数据求出直线段的斜率 b，即

$$b = \tan\alpha = \frac{(P_{sq}^2)_2 - (P_{sq}^2)_1}{\left(\lg\frac{t}{T+t}\right)_2 - \left(\lg\frac{t}{T+t}\right)_1} \tag{2-26}$$

因为 $b=\frac{42.4Q\mu}{Kh}\cdot\frac{P_bZT_d}{T_b}$，所以流动系数为

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{42.4Q}{b}\cdot\frac{P_bZT_d}{T_b} \tag{2-27}$$

如果已知天然气的黏度 μ 和气层有效厚度 h，则可很容易确定气层的渗透率 K。

例 3 某气井关井压力恢复试井，将所测到的压力恢复数据整理后得到表 2-6。关井前稳定生产产量为 287.62 km^3/d，关井前稳定生产时间为 535369 s，地层温度为 333 K，平均压缩系数为 0.9325，试求地层压力、二项式产气方程、气井绝对无阻流量和流动系数。

表 2-6 压力恢复数据表

序号	记录时间				关井时间 t (s)	$T+t$	$\frac{t}{T+t}$	$\lg\frac{t}{T-t}$	井底压力 P_{sq} (bar)	P_{sq}^2
	日	时	分	秒						
生产										
0										
关井	28	14	0	0	1	535370	1.868×10^{-6}	5.7286	213.99	45792
1				15	15	535384	2.802×10^{-5}	−5.5525	214.23	45894
2				30	30	535399	5.603×10^{-5}	−4.2516	214.48	46002
3				45	45	535414	8.405×10^{-5}	4.0754	214.86	46165
4			1	0	60	535429	1.121×10^{-4}	−3.9504	215.23	46324
5				30	90	535459	1.681×10^{-4}	−3.7744	216.35	46807
6			2	0	120	535489	2.241×10^{-4}	−3.6469	217.10	47132
7				30	150	535519	2.801×10^{-4}	−3.5527	217.85	47459
8			3	0	180	535549	3.361×10^{-4}	−3.4736	218.28	47646
9			4	0	240	535609	4.481×10^{-4}	3.3486	219.28	48084
10			6	0	360	535729	6.720×10^{-4}	−3.1726	219.90	48356
11			8	0	480	535849	8.958×10^{-4}	−3.0478	221.15	48907
12			10	0	600	535969	1.119×10^{-3}	−2.9512	221.65	49129
13			15	0	900	536269	1.678×10^{-3}	−2.7752	222.27	49404
14			20	0	1200	536569	2.236×10^{-3}	−2.6505	222.84	49658
15			30	0	1800	537169	3.351×10^{-3}	−2.4749	223.34	49881
16			50	0	3000	538369	5.572×10^{-3}	2.2539	223.84	50104
17			57	0	3420	538780	6.384×10^{-3}	−2.1974	223.44	49925
18		16	0	0	7200	542569	1.327×10^{-2}	−1.8771	224.05	50199
19		17	0	0	10800	546169	1.977×10^{-2}	−1.7040	224.17	50253
20		18	0	0	14400	549767	2.619×10^{-2}	−1.5819	224.30	50310

续表2－6

序号	记录时间 日	时	分	秒	关井时间 t (s)	$T+t$	$\frac{t}{T+t}$	$\lg\frac{t}{T+t}$	井底压力 P_w (bar)	P_w^2
21		22	0	0	28800	564169	5.105×10^{-2}	−1.2929	224.80	50426
22	29	6	0	0	57600	592969	9.741×10^{-2}	−1.0014	224.80	50535
23		14	0	0	86400	621769	1.389×10^{-1}	−0.8573	225.03	50648
24		14	15	0	87300	622669	1.402×10^{-1}	−0.8533	224.72	50499
25		24	0	0	12400	657769	1.861×10^{-1}	0.7403	225.54	50663

解：①绘制压力恢复曲线。

根据表2－6中各点的 $\lg\frac{t}{T+t}$ 和 P_w^2 数值，在坐标系中描点，即得到压力恢复曲线，如图2－22所示。

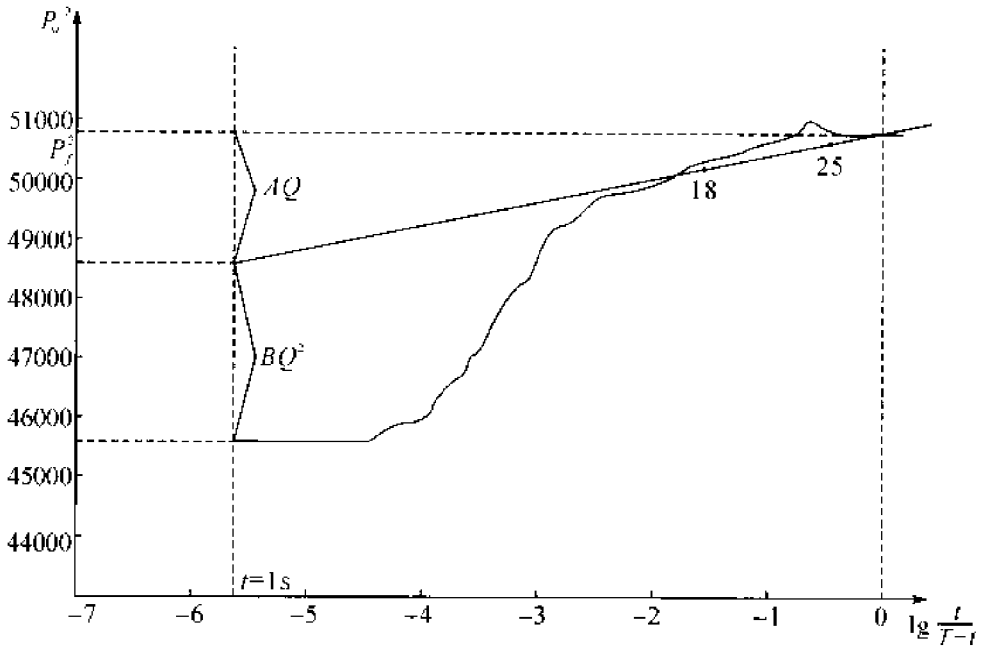


图2－22　实测压力恢复曲线

②求地层压力。

在压力恢复曲线上找出直线段，将直线段向右延伸得 $P_f^2=50900$，开方得 $P_f=225.6$ bar。

③求二项式产气方程及无阻流量。

将压力恢复曲线直线段向左延伸，与 $t=1$ s 的垂线相交得 $P_w^2=48575$。又因为 $P_f^2=50900$，$P_{wf}^2=45792$，所以有

$$A=\frac{P_f^2-P_w^2}{Q}=\frac{50900-48575}{278.62}=8.345$$

$$B=\frac{P_w^2-P_{wf}^2}{Q^2}=\frac{48575-45792}{(278.62)^2}=0.03585$$

二项式产气方程为

$$P_f^2 - P_s^2 = 8.345Q + 0.03585Q^2$$

根据公式便可求出无阻流量，即

$$Q_o = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_f^2 - 1)}}{2B}$$

$$= \frac{-8.345 + \sqrt{8.345^2 + 4 \times 0.03585 \times (50900 - 1)}}{2 \times 0.03585}$$

$$= 1081(\mathrm{km^3/d})$$

④求流动系数。

首先求出斜率，选择在直线段上的18、25两点进行计算，则有

$$b = \frac{(P_w^2)_{25} - (P_w^2)_{18}}{\left(\lg\frac{t}{T+t}\right)_{25} - \left(\lg\frac{t}{T+t}\right)_{18}} = \frac{50663 - 50199}{-0.7403 - (-1.8771)} = 408$$

然后求流动系数，即

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{42.4Q}{b} \cdot \frac{P_b Z T_d}{T_b}$$

$$= \frac{42.4 \times 278.62}{408} \times \frac{1.01325 \times 0.9325 \times 333}{293}$$

$$= 32.1(\mu\mathrm{m^2} \cdot \mathrm{m/MPa} \cdot \mathrm{s})$$

五、试井解释图版拟合法

现代试井解释方法的重要手段之一就是解释图版拟合，又称为样板曲线拟合。通过图版拟合，可以得到关于气藏及气井类型、流动阶段等多方面的信息，还可以计算出流动系数$\frac{Kh}{\mu}$、表皮因子S和井筒储存系数C等参数。

试井解释图版就是在某种坐标系中画好的一组或若干组曲线，即样板曲线。在绘制解释图版时，选取的变量不同，得到的图版就不一样；考虑的因素不同，得到的图版也不相同。现在已经发表了许多试井解释图版。石油工业出版社于1985年出版了一套《现代试井解释图版》，共十张，都是彩色的，手工解释时可选用这套图版。

试井理论中所有公式都是以液体为流动介质推导出来的，试井解释图版也是按液体的规律来绘制的。但实践和理论推导证明，它们都可以用于气井试井的解释，只是在用于气井时，要将压力P换成拟压力$\Psi(P)$，将无因次压力P_D换成无因次拟压力Ψ_D。

拟压力可用下式计算：

$$\Psi(P) = \int_{P_0}^{P} \frac{2P}{\mu Z} \mathrm{d}P \qquad (2-28)$$

下面介绍几种最常用的试井解释图版。

（一）均质油气藏试井解释图版

均质油气藏中具有井筒储存和表皮效应的井常用格林加登（Gringarten）试井解释图版。格林加登图版是在双对数坐标系中，以无因次压力P_D为纵坐标，无因次时间t_D和无因次井筒储存系数C_D的比值$\frac{t_D}{C_D}$为横坐标的曲线图。图2-23是格林加登图版的示意

图，实际解释时可用《现代试井解释图版》中的第一张图。

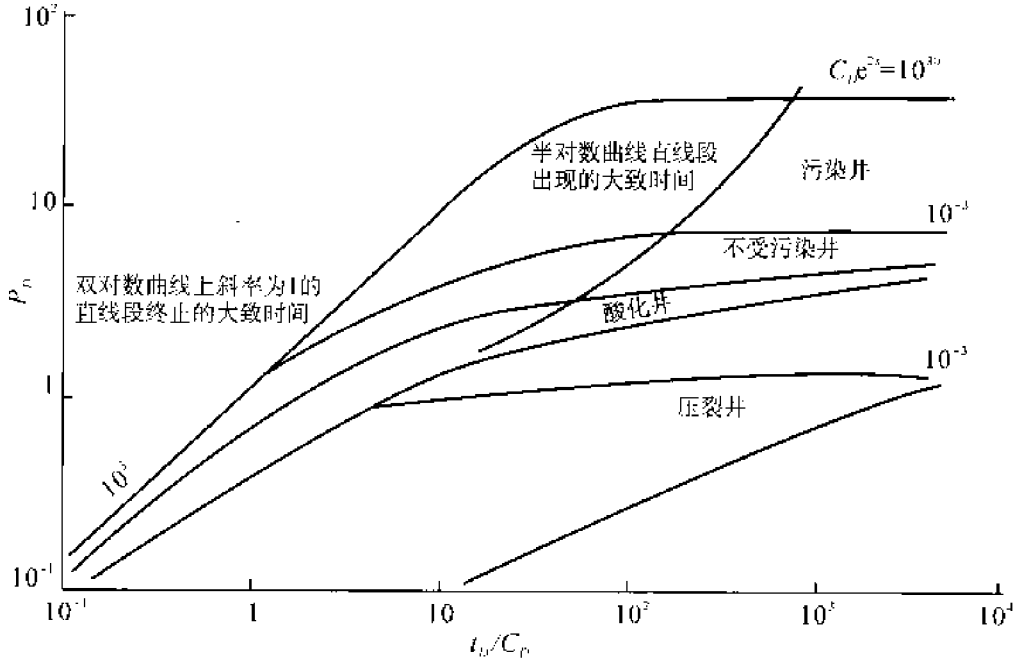


图 2－23　Gringarten 图版示意图

图版中每一条样板曲线对应一个 C_De^{2s} 值。显然，C_De^{2s} 是表征井筒及其周围情况的无因次量。一般来说，对于污染井，$C_De^{2s}>10^3$；对于不受污染井，$5<C_De^{2s}\leqslant 10^3$；对于酸化见效井，$0.5<C_De^{2s}\leqslant 5$；对于压裂见效井，$C_De^{2s}\leqslant 0.5$。

下面说明利用格林加登图版进行试井解释的具体方法。

1. 曲线拟合

首先在尺寸与图版相同的透明对数坐标纸上画实测曲线，实测曲线的纵坐标为压差 ΔP，横坐标为时间 t。然后将实测曲线放在解释图版上，通过上下和左右平移，找出一条与实测曲线最相吻合的样板曲线。

2. 读出拟合值

选出最佳拟合曲线后，在曲线上任选一点作为拟合点，读出拟合值。也就是从解释图版上读出拟合点的 P_D 和 $\frac{t_D}{C_D}$ 值，从实测曲线上读出该点的 ΔP 和 t 值，再从拟合样板上读出 C_De^{2s} 值。一般将 $P_D/\Delta P$ 称为压力拟合值，$\frac{t_D}{C_D}/t$ 称为时间拟合值，C_De^{2s} 称为曲线拟合值。

3. 计算有关参数

在得到上述三种拟合值后，可利用下面公式计算有关参数：

$$\frac{Kh}{\mu}=19.033QB\left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_{拟合} \tag{2-29}$$

$$C=2.189\times10^{-3}\frac{Kh}{\mu}\cdot\frac{1}{\left(\frac{t_D}{C_D}/t\right)_{拟合}} \tag{2-30}$$

$$C_D = \frac{0.1592}{\Phi C_t h r_s^2} \cdot C \qquad (2\quad 31)$$

$$S - \frac{1}{2}\ln\frac{(C_D e^{2s})_{拟合}}{C_D} \qquad (2-32)$$

式中：K ——储层渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

h——产层有效厚度，m；

μ——流体黏度，MPa·s；

Q——井的地面产量，m^3/d；

B　原油体积系数；

C——井筒储存系数，m^3/bar；

C_D——无因次井筒储存系数；

Φ——储层孔隙度；

C_t— 综合压缩系数，1/bar；

r_s —井的半径，m；

S——表皮因子。

例 4　表 2 7 是某均质油气藏中一口井的压力降落数据，并已知 $P_i = 241.48$ bar，$Q = 143.09\ m^3/d$，$B - 1.2$，$\Phi = 0.15$，$C_t = 1.422 \times 10^{-4}$/bar，$h = 16.15$ m，$r_s = 0.0878$ m。试用格林加登图版作出试井解释。

表 2-7　压降数据表

时间 t (h)	压力 P_s (bar)	时间 t (h)	压力 P_s (bar)
0.00127	239.57	0.127	191.84
0.00169	238.96	0.169	188.46
0.00254	237.79	0.254	184.32
0.00339	236.66	0.339	181.72
0.00424	235.58	0.424	179.34
0.00508	234.53	0.508	178.37
0.00678	232.54	0.678	176.13
0.00847	230.67	0.847	174.45
0.0127	226.47	1.271	171.49
0.0169	222.83	1.695	169.43
0.0254	216.36	2.542	166.57
0.0339	212.19	3.390	164.57
0.0424	208.46	4.237	163.03
0.0508	205.41	5.084	161.77
0.0678	200.75	6.780	159.79
0.0847	197.36	8.475	158.26

解：①计算压差，计算结果见表 2－8。

表 2－8　压差数据表

时间 t（h）	压力 P_i(bar)	压差 ΔP(bar)	时间 t（h）	压力 P_i(bar)	压差 ΔP(bar)
0.00127	239.57	1.91	0.127	191.84	49.64
0.00169	238.96	2.52	0.169	188.46	53.02
0.00254	237.79	3.69	0.254	184.32	57.16
0.00339	236.66	4.82	0.339	181.72	59.76
0.00424	235.58	5.90	0.424	179.84	61.64
0.00508	234.53	6.95	0.508	178.37	63.11
0.00678	232.54	8.94	0.678	176.13	65.35
0.00847	230.67	10.81	0.847	174.45	67.03
0.0127	226.47	15.01	1.271	171.49	69.99
0.0169	222.83	18.65	1.695	169.43	72.05
0.0254	216.86	24.62	2.542	166.57	74.91
0.0339	212.19	29.29	3.390	164.57	76.91
0.0424	208.46	33.02	4.237	163.03	78.45
0.0508	205.41	36.07	5.084	161.77	79.71
0.0678	200.75	40.73	6.780	159.79	81.69
0.0847	197.36	44.12	8.475	158.26	83.22

②绘制实测曲线。根据压差数据表中的数据，以 ΔP 为纵坐标，以 t 为横坐标，在透明双对数坐标纸上描点，得到实测曲线，如图 2－24 所示。

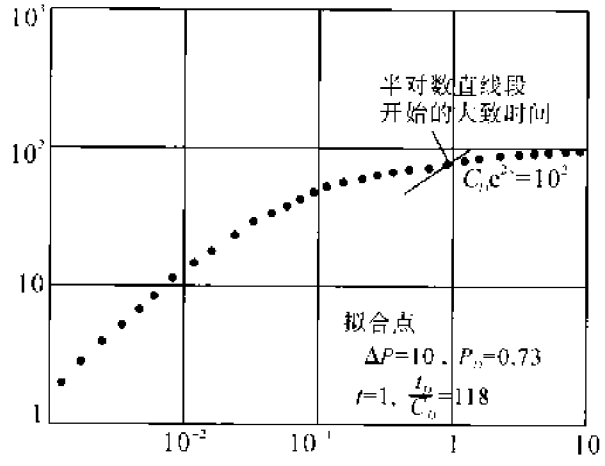


图 2－24　实测曲线

③进行拟合，读出拟合值。

将实测曲线放在格林加登解释图版上，上、下、左、右平移，发现实测曲线与 $C_De^{2s}=10^2$ 的样板曲线相吻合。为方便读值，选 $t=1$ 的点为拟合点，读得拟合值为

$$\Delta P=10,\ P_D=0.73,\ t=1,\ \frac{t_D}{C_D}=118,\ C_De^{2s}=10^2$$

④计算有关参数。

$$\frac{Kh}{\mu}=19.033QB\left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_{拟合}=19.033\times143.09\times1.2\times\frac{0.73}{10}=238.57(\mu m^2\cdot m/Pa\cdot s)$$

$$C=2.189\times10^{-3}\times\frac{Kh}{\mu}\cdot\frac{1}{\left(\frac{t_D}{C_D}/t\right)_{拟合}}=2.189\times10^{-3}\times238.57\times\frac{1}{118}=4.426\times10^{-3}(m^3/bar)$$

$$C_D=\frac{0.1592}{\Phi C_t h r_w^2}C=\frac{0.1592\times4.426\times10^{-3}}{0.15\times1.422\times10^{-4}\times16.15\times0.0878^2}=265.34$$

$$S=\frac{1}{2}\ln\frac{(C_De^{2s})_{拟合}}{C_D}=\frac{1}{2}\ln\frac{10^2}{265.34}=-0.49$$

由试井解释可知，本井是一口非污染井（$C_De^{2s}=100$，$S=-0.49$），具有井筒储存效应（$C=4.426\times10^{-3}$m/bar），没有测得任何外边界反映。

双对数曲线解释结果应和半对数曲线解释结果互相验证。手工操作时，二者相差不能超过10%。

（二）双重介质油气藏试井解释图版

1. 双重介质油气藏的有关概念

双重介质油气藏模型如图2-25所示。我们把这种油气藏看成两个系统，即裂缝系统和基质岩块系统，并且油气藏中任何一个体积单元内都存在着这两个系统。

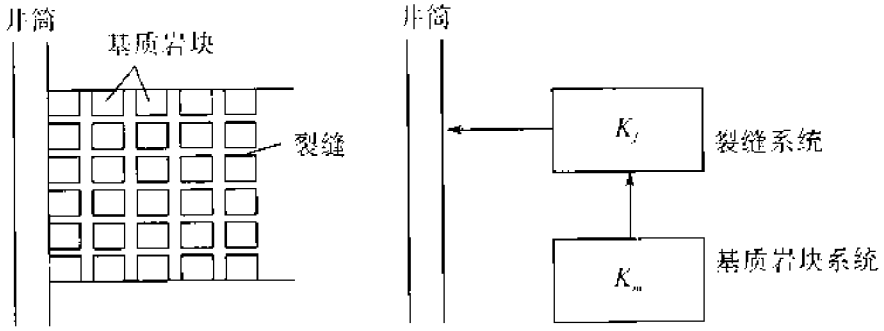


图2-25 双重介质油气藏模型

假定裂缝系统的渗透率K_f比基质岩块系统的渗透率K_m大得多，即$K_f\gg K_m$（这里的下标f和m分别表示裂缝和基质岩块系统）。流体由基质岩块系统流到裂缝系统，然后再由裂缝系统流到井筒，而不能由基质岩块系统直接流入井筒。

一开井，裂缝系统中的流体流入井筒，但基质岩块系统仍保持原来状态，尚没有流动的发生。这时井底压力所反映的是裂缝系统的特征，并且恰与均质油气藏相同，因此，可以拟合均质油气藏模型的某一条样板曲线。这一阶段称为第一阶段。

由于裂缝系统中的流体减少，压力必然降低，而基质岩块系统却保持原来状态，所以两种系统之间就形成了压差。在这一压差作用下，基质岩块系统中的流体流入裂缝系统，从而压力逐渐降低。这是第二阶段，是由基质岩块系统向裂缝系统流动的阶段，或称过渡阶段。这一阶段的压力变化不能与均质油气藏的解释图版相拟合。

当基质岩块系统的压力降到裂缝系统的压力后，既有流体从基质岩块系统流到裂缝系统，又有流体从裂缝系统流入井筒，两者同时进行。这时井底压力的变化又与均质油气藏相同，可以拟合均质油气藏模型的另一条样板曲线，所反映的特征则是整个系统，即基质岩块系统和裂缝系统两者的总和。这是第三阶段。

2. 双重介质油气藏试井解释图版

假设每个基质岩块内部的压力处处相同，油气井具有表皮效应和井筒储存效应。试井解释图版由两组曲线构成：一组是均质油气藏的样板曲线，即均质油气藏的解释图版（如图 2－23 所示）；另一组是两种介质之间拟稳定流动的样板曲线，每一条曲线对应一个 λe^{-2s} 值（如图 2－26 所示）。

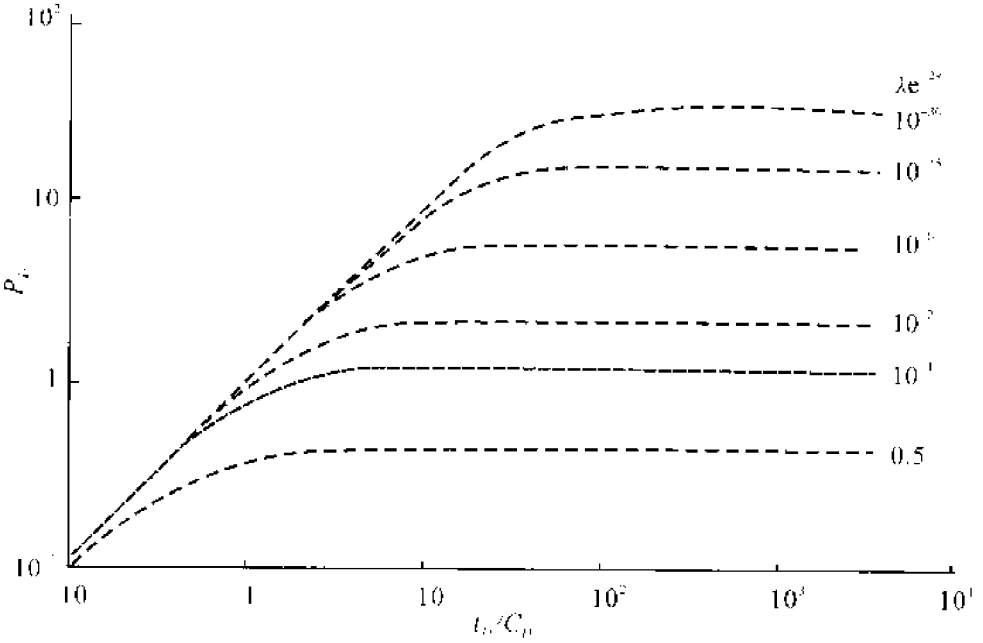


图 2－26　拟稳定流动样板曲线

把以上两组曲线迭合起来，就是双重介质油气藏的试井解释图版，如图 2－27 所示。实际解释时可用《现代试井解释图版》中的第二张图。

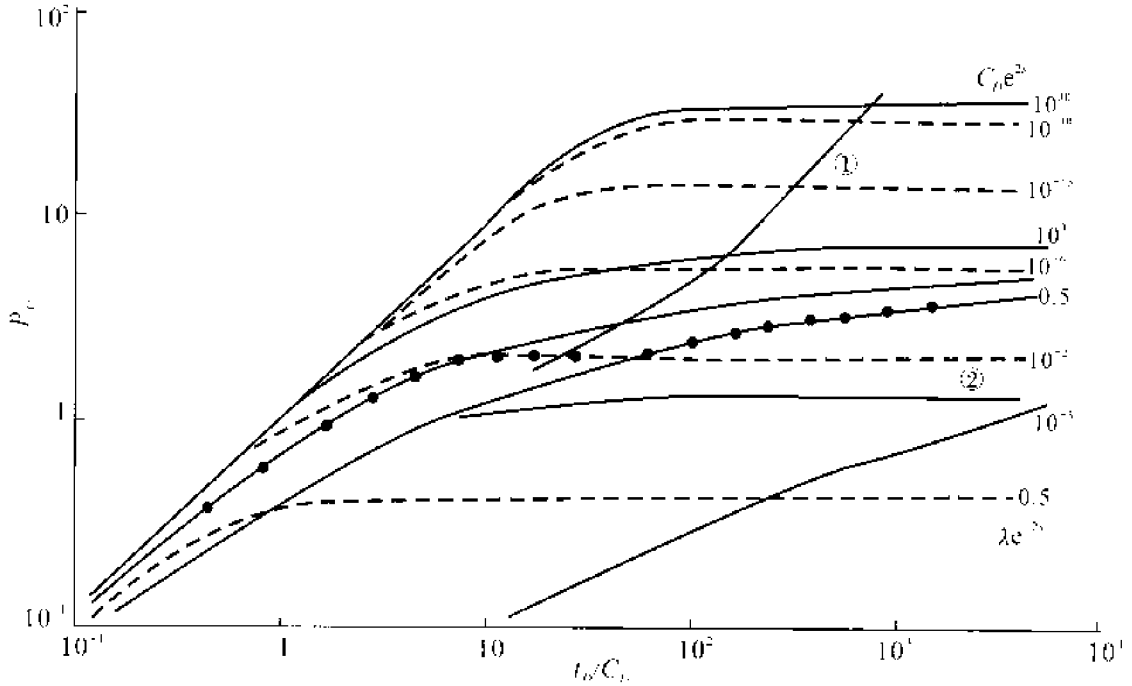


图 2－27　双重介质试井解释图版示意图

在进行图版拟合时，前一段（即第一阶段）实测曲线与某一条均质油气藏样板曲线相拟合（$C_D e^{2s}$ — $(C_D e^{2s})_f$），中间一段（即第二阶段）实测曲线与一条两种介质之间拟稳定流动样板曲线 λe^{-2s} 相拟合，后一段（即第三阶段）与另外一条均质油气藏样板曲线相拟合（$C_D e^{2s} = (C_D e^{2s})_{f+m}$），如图 2-28 所示。

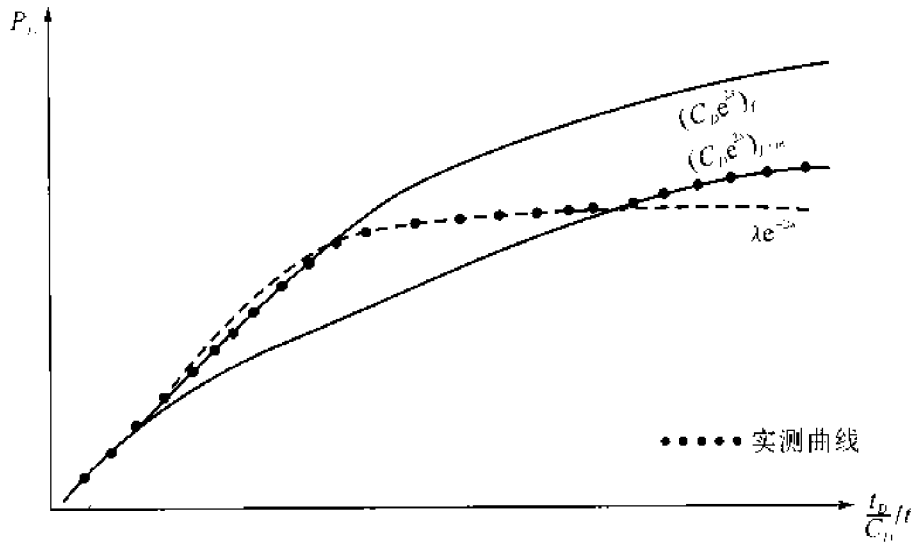


图 2-28 双重介质油气藏图版拟合示意图

参数计算公式如下：

$$\frac{K_f h}{\mu} = 19.033QB\left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_{拟合} \tag{2-33}$$

$$C = \frac{2.189 \times 10^{-3}\,\dfrac{K_f h}{\mu}}{\left(\dfrac{t_D}{C_D}/t\right)_{拟合}} \tag{2-34}$$

$$C_{Df+m} = \frac{0.1592}{(V\Phi C_t)_{f+m} h r_s^2} \cdot C \tag{2-35}$$

$$S = \frac{1}{2}\ln\frac{[(C_D e^{2s})_{f+m}]_{拟合}}{C_{Df+m}} \tag{2-36}$$

$$\omega = \frac{[(C_D e^{2s})_{f+m}]_{拟合}}{[(C_D e^{2s})_f]_{拟合}} \tag{2-37}$$

$$\lambda = \frac{(\lambda e^{-2s})_{拟合}[(C_D e^{2s})_{f+m}]_{拟合}}{C_{Df+m}} \tag{2-38}$$

式中：V— 裂缝体积比 V_f 或基岩体积比 V_m；

ω 裂缝系统弹性储油气能力；

λ 孔隙介质内部流动因子。

下标 f 和 m 分别表示裂缝和基质岩块系统，其余符号意义同前。

（三）压力导数及复合解释图版

1. 压力导数的作用

实际上，压力变化所服从的扩散方程是描述压力随时间的变化率，即压力对时间的导

数与其他量之间的关系。但由于过去机械式压力计精确度不高，很难直接测量、计算和研究压力的导数，人们不得不在分析压力变化的基础上进行试井解释。事实上，压力随时间的变化率显然比压力的变化值更能说明问题，或者说更具有意义。比如说，“某井关井100 h，压力恢复了250 bar”，这并不能使我们对该井的压力变化有多少认识，更谈不上对油气层的性质有什么印象，但如果知道“该井在关井100 h后，压力仍以5 bar/h的速度继续恢复”，则我们对该井的压力变化情形和油气层的性质就会有一定的印象了。因此，利用压力导数进行试井解释，更具有实际意义。

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，计算机的运用使得压力导数的计算更加方便和迅速。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变化，从而可以作为判别的依据。特别是压力导数曲线，具有非常特殊和明显的特征，因而很容易识别，这对于划分流动阶段、帮助判定半对数曲线上直线段开始的位置以及帮助拟合到最佳样板曲线，都具有独到的作用。

(1) 均质油气藏压力导数曲线特征

经推导得知，在早期纯井筒储存阶段有

$$\lg\left(P_D \cdot \frac{t_D}{C_D}\right) = \lg \frac{t_D}{C_D} \tag{2-39}$$

在径向流动阶段有

$$\lg\left(P_D \cdot \frac{t_D}{C_D}\right) = \lg 0.5 \tag{2-40}$$

在双对数坐标系中，以$\left(P_D \frac{t_D}{C_D}\right)$为纵坐标，以$\frac{t_D}{C_D}$为横坐标。根据式(2-39)可以得知，纯井筒储存阶段是一条斜率为1的直线段，习惯上称为45°线；径向流动阶段是一条纵坐标值为0.5的水平直线段，习惯上称为0.5直线。在这两个直线段之间是对应于不同的$C_D e^{2s}$值的一组曲线，如图2-29所示，这就是均质油气藏的压力导数解释图版。实际解释时可用《现代试井解释图版》中第六张图的红线部分。

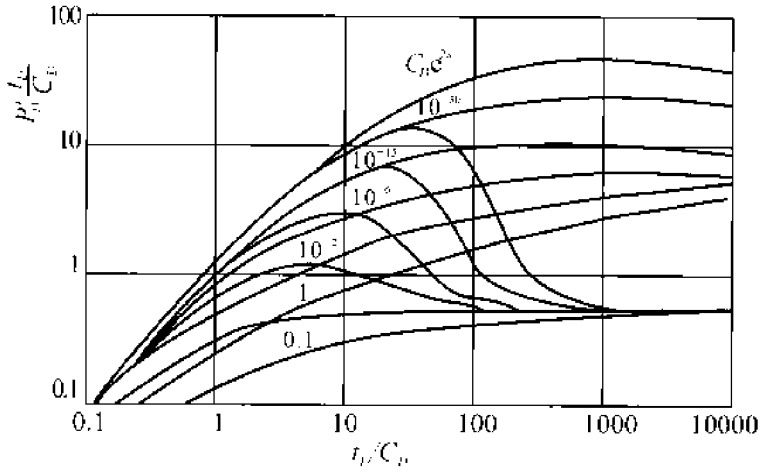


图2-29　均质油气藏压力导数解释图版

利用压力导数解释图版进行试井解释的方法如下：

①在与解释图版尺寸相同的透明双对数坐标纸上，以 $\Delta P' \cdot t$ 为纵坐标，t 为横坐标，绘制出油气井实测压力导数曲线，如图 2－30 所示。

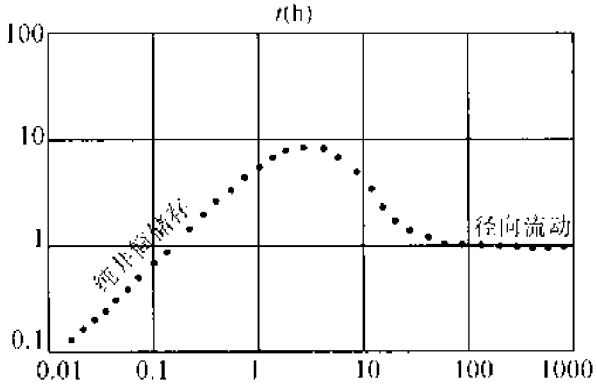


图 2－30 均质油气藏实测压力导数曲线

②将实测压力导数曲线放在压力导数解释图版上进行拟合。由于现在有两个直线段（45°线和 0.5 直线）可以控制实测曲线的位置，所以图版拟合要比前面各种图版的拟合容易得多，而且易于得到唯一的拟合。事实上，如果测得的资料很可靠，而且包含了纯井筒储存和径向流动这两个阶段，则在实际拟合时，几乎只需把实测曲线在压力导数解释图版上一放，让径向流动阶段的水平直线段与图版上的 0.5 直线相重合，纯井筒储存阶段的直线段与图版上的 45°线相重合，就得到了唯一的拟合，剩下的事情只是查看中间过渡与图版上哪一条驼峰状的样板曲线相重合，从而得到曲线拟合值 $C_D e^{2s}$，同时读出坐标拟合值 $P'_D \frac{t_D}{C_D}$、$\Delta P' \cdot t$、t_D/C_D 和 t。

③利用下面公式计算参数：

$$\frac{Kh}{\mu} = 19.033 Q\mu B \left(\frac{P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D}}{\Delta P' \cdot t} \right)_{拟合} \tag{2-41}$$

$$C = 2.189 \times 10^{-5} \frac{Kh}{\mu} \cdot \frac{1}{\left(\frac{t_D}{C_D} / t \right)_{拟合}} \tag{2-42}$$

$$C_D = \frac{0.1592C}{\Phi C_t h r_w^2} \tag{2-43}$$

$$S = \frac{1}{2} \ln \frac{(C_D e^{2s})_{拟合}}{C_D} \tag{2-44}$$

（2）双重介质油气藏压力导数曲线

根据双重介质模型的流动特征，其压力导数曲线具有如图 2－31 所示的特征。

在纯井筒储存阶段，压力导数曲线仍是一条斜率为 1 的直线（如图 2－31 中的①所示），然后过渡到裂缝系统的流动，假如达到了径向流动阶段，则压力沿 0.5 直线变化（如图 2－31 中的②所示）。在介质间拟稳定流动阶段，压力导数下降，然后又上升，形成了一个“凹”字形（如图 2－31 中的③所示）。最后达到整个系统的流动，在其径向流动阶段，压力导数又沿着 0.5 直线变化（如图 2－31 中的④所示）。

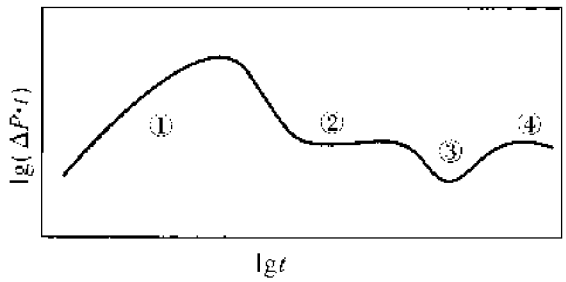


图 2-31　双重介质实测压力导数曲线

上面的几种情况若在半对数曲线上画出，则曲线如图 2-32 所示。此时，双重介质在半对数曲线上出现互相平行的两个直线段，它们分别对应图 2-31 中的②和①。可见，利用压力导数曲线帮助判断半对数曲线上直线段的起始点，既方便，又准确。

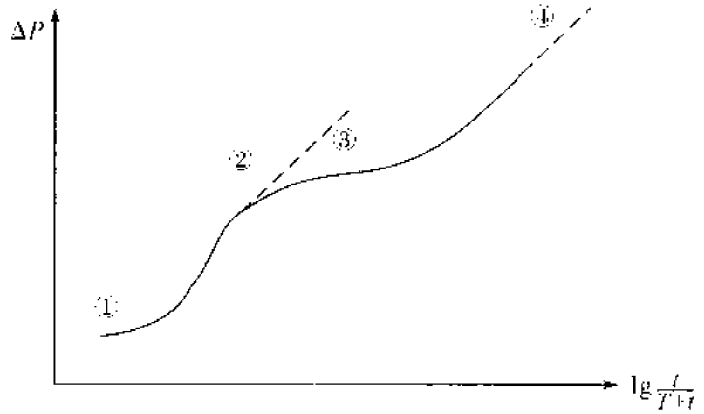


图 2-32　双重介质半对数曲线

2. 复合解释图版

将压力导数解释图版（如图 2-29 所示）与格林加登解释图版（如图 2-23 所示）组合在一起，就得到了复合解释图版（如图 2-33 所示）。《现代试井解释图版》中的第六张图就是复合解释图版，其中，红线是 $P'_D \cdot \frac{t_D}{C_D}$　$\frac{t_D}{C_D}$ 曲线，黑线是 $P_D - \frac{t_D}{C_D}$ 曲线。在拟合

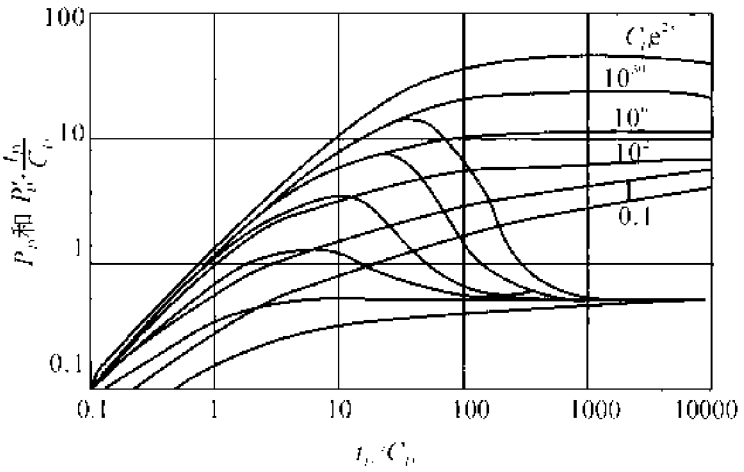


图 2-33　均质油气藏复合解释图版

时，同时进行两种图版的拟合，这样可以互为补充，互为验证。

试井解释软件中运用的图版多为复合解释图版。

第四节 试井分析软件

有了试井分析软件，借助于计算机进行试井分析，使试井解释工作很轻松，结果也可靠。像井底压力计算、拟压力计算和绘制各种实测曲线等工作都非常繁重，利用计算机，可以迅速地完成试井解释结果的检验和重新解释的工作，从而使现代试井结果更加准确和可靠。

现已开发出的试井分析软件有很多种，在标准配置的微机上都可以使用。试井分析软件具有全汉化的友好用户界面与接口，使用非常方便，可以对各种油藏、气藏的试井进行分析和解释。

试井分析软件一般由数据处理、分析解释、检验和结果输出四个模块组成。

一、数据处理模块

数据处理模块的主要内容如图 2 34 所示。该模块的主要功能是将油气藏、油气井的基本数据及试井时收集到的产量和测压数据输入到计算机中，软件会将这些数据自动形成文件而保存起来，以备分析和解释时调用。数据输入时可选用任一种单位输入，计算机会自动识别、换算。

另外，井底压力计算、拟压力计算、平均压缩系数计算和地层温度计算等都在这一模块中由计算机自动完成。

二、分析解释模块

分析解释模块的主要功能如图 2－35 所示。下面着重介绍双对数分析和半对数分析的情况。

数据处理模块
油气藏类型与试井方式
原始基本数据
测压数据
产量数据
油 PVT 参数计算
气 PVT 参数计算
输入 PVT 参数
EXIT TO DOS

图 2 34 数据处理模块功能

分析解释模块
数据提取
模型诊断
双对数分析
半对数分析
叠加分析
段塞流流动段分析
表皮因子分解
气井产能分析
EXIT TO DOS

图 2－35 分析解释模块功能

（一）双对数分析

将要分析的井号以文件名的形式告知计算机后，可用数据提取菜单将在数据处理模块中已保存好的关于该井的全部信息资料提取出来，以备分析和解释用。进入双对数分析菜单后，屏幕上会显示出复合解释图版及待分析井的实测曲线。这时，只需操作一些有关按键，就可把实测曲线上、下、左、右平移进行图版拟合，如图 2—36 所示。

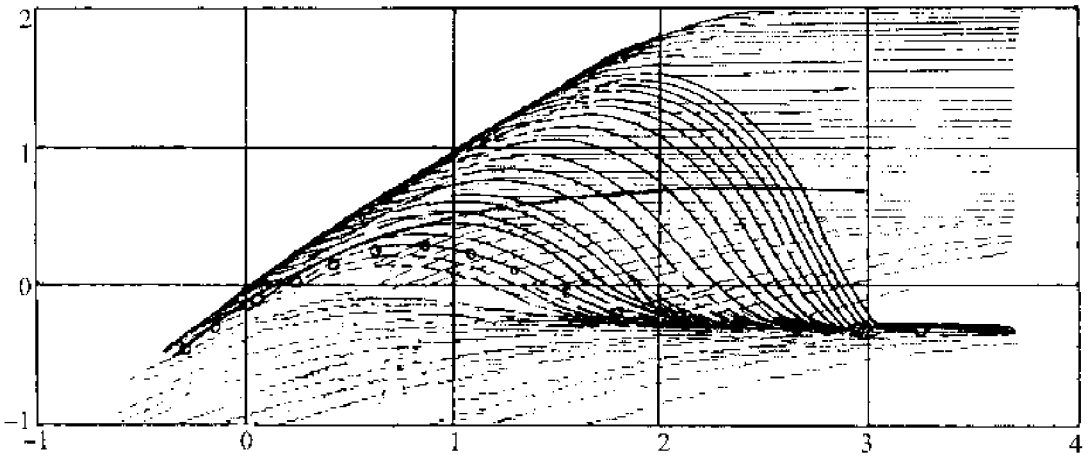


图 2—36　在屏幕上进行图版拟合

图 2—37 是某井试井资料双对数分析图版拟合好以后的放大图。图中上下两根实线分别是拟合选中的格林加登图版样板曲线和压力导数图版样板曲线，上下两根点划线分别是待分析井的实测 $\Delta P - t$ 曲线和 $\Delta P' \cdot t \quad t$ 曲线。此时，还可很容易地确定径向流动阶段的起始点，即 0.5 直线的起始点。

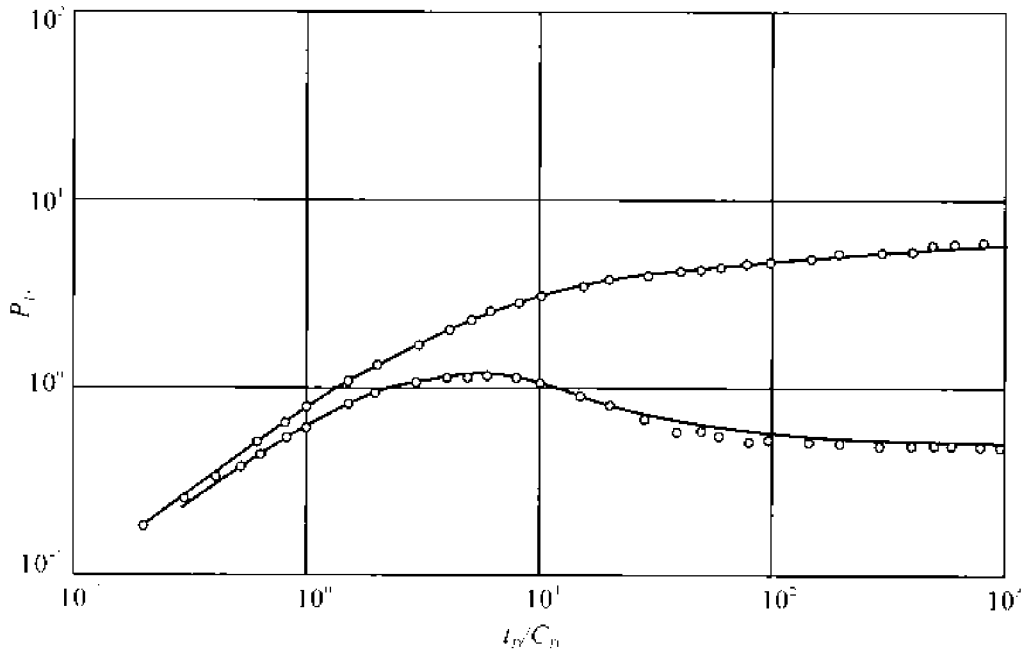


图 2　37　双对数初拟合图

当确认拟合完成后，计算机会自动分析，并计算出结果，有必要时可通过打印机将分析结果打印出来，见表2－9。

表2－9 双对数分析结果

参数名称	单 位	值
渗透率 K	$10^{-3}\mu m^2$	23.2424
视表皮系数 S		0.6846706
地层系数	$\mu m^2 \cdot m$	0.3753648
导压系数 $\frac{3.6K}{\varphi\mu C_t}$	m^2/h	245.178
流动系数 $\frac{Kh}{\mu}$	$\mu m^2 \cdot m/MPa \cdot s$	0.234603
总流度 R_t	$\mu m^2/MPa \cdot s$	1.460761E 02
井筒储存系数 C	m^3/MPa	4.592031E－02
影响半径	m	91.16669
拟合点无因次压力值 $P_D \cdot M$		0.1
拟合点实测压力值 $\Delta P \cdot M$	MPa	0.1431937
拟合点无因次时间值 $\frac{t_D}{C_D} \cdot M$		0.1
拟合点实测时间值 $\Delta t \cdot M$	h	8.653442E－04
$\frac{P_D}{\Delta P} \cdot M$		0.6983548
$\frac{t_D/C_D}{\Delta t} \cdot M$		115.561
无因次井筒储存系数 C_D		275.2932

（二）半对数分析

半对数分析又称为霍纳法分析。进入该菜单后，屏幕上会显示出待分析井的半对数分析曲线，如图2－38所示。我们要做的只是选择直线段的起始点。选点时计算机会提示在双对数分析时根据压力导数曲线确定的径向流动起始点，当然我们也可不理会它的提示而自己确定两个点。直线段确认后，计算机就会将分析结果计算好并显示出来，见表2－10。

半对数分析结果和双对数分析结果可以互相验证。一般要求二者的误差应小于10%，否则应重新进行解释。

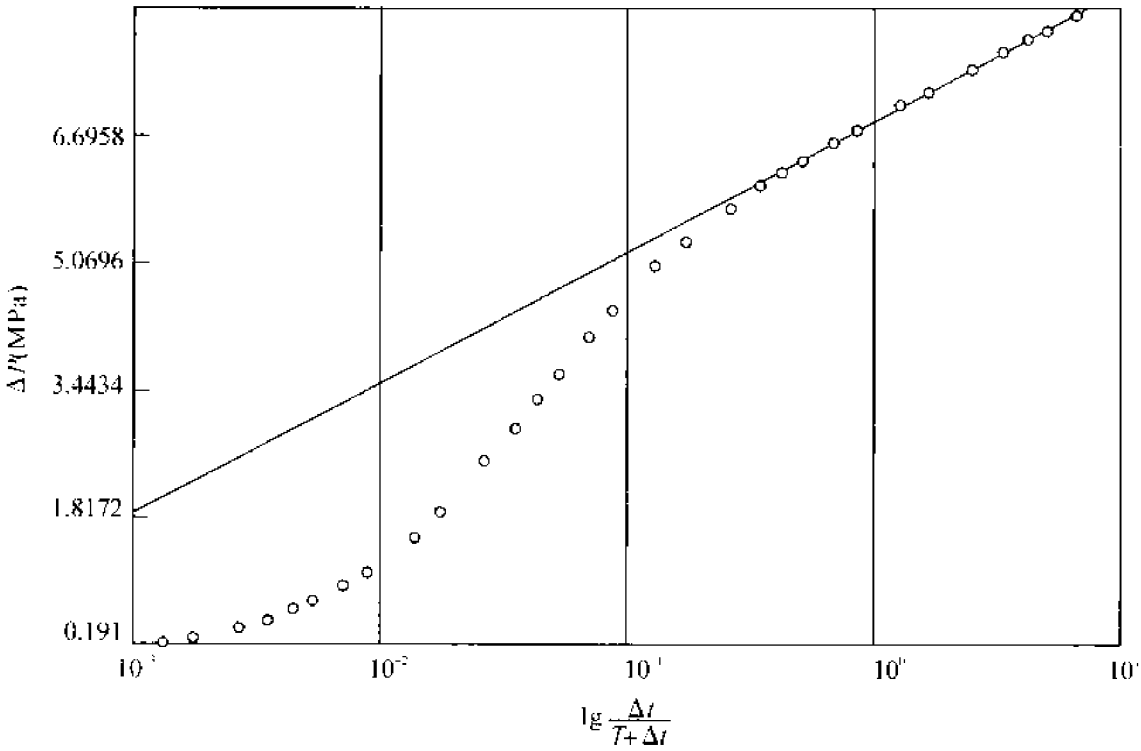


图 2-38　半对数分析图

表 2-10　半对数分析结果

参数名称	单　位	值
渗透率 K	$10^{-3}\ \mu m^2$	23.37374
半对数斜率 m		1.638898
流动效率 FE		1.167921
地层系数 Kh	$\mu m^2 \cdot m$	
导压系数 $\frac{3.6K}{\varphi\mu C_t}$	m^2/h	246.5585
流动系数 $\frac{Kh}{\mu}$	$\mu m^2 \cdot m/MPa \cdot s$	0.2359287
实际采油指数	$m^3/MPa \cdot d$	22.29749
理想采油指数	$m^3/MPa \cdot d$	19.09162
理想产量	m^3/d	130.1287
径向流直线段外推压力 P^*	MPa	30.96401
最大关井压力 P_{max}	MPa	24.148
径向流直线段相关系数		0.9998518

续表2－10

参数名称	单 位	值
径向流起点		22
径向流终点		32
折算后总产量 Q^*	m^3/d	151.98

三、检验模块

检验模块分为三种曲线检验，即双对数检验、半对数检验和历史拟合检验。

进入检验功能后，屏幕上会显示出三种检验曲线图。每幅图中的实线为理论曲线，即将试井解释结果代入有关公式计算出来的曲线，而点划线是实测曲线。显然，若理论曲线和实测曲线重合，则说明试井解释结果准确可靠，否则说明试井解释的可信度差。

三种检验曲线如图 2－39、图 2－40、图 2－41 所示。这三个图是一口井的试井解释结果检验，从图上看，理论曲线和实测曲线重叠得很好，说明解释结果准确可靠。如果理论曲线和实测曲线不能重合，应重新进行解释。不过有些井多次解释后检验结果仍不理想，可通过修改参数的办法（如修改渗透率、表皮因子、井筒储存系数、地层压力等）来改变理论曲线的形态，使之与实测曲线重合。若此法能使两种曲线重合，则将修改后的参数作为解释结果更为可靠。

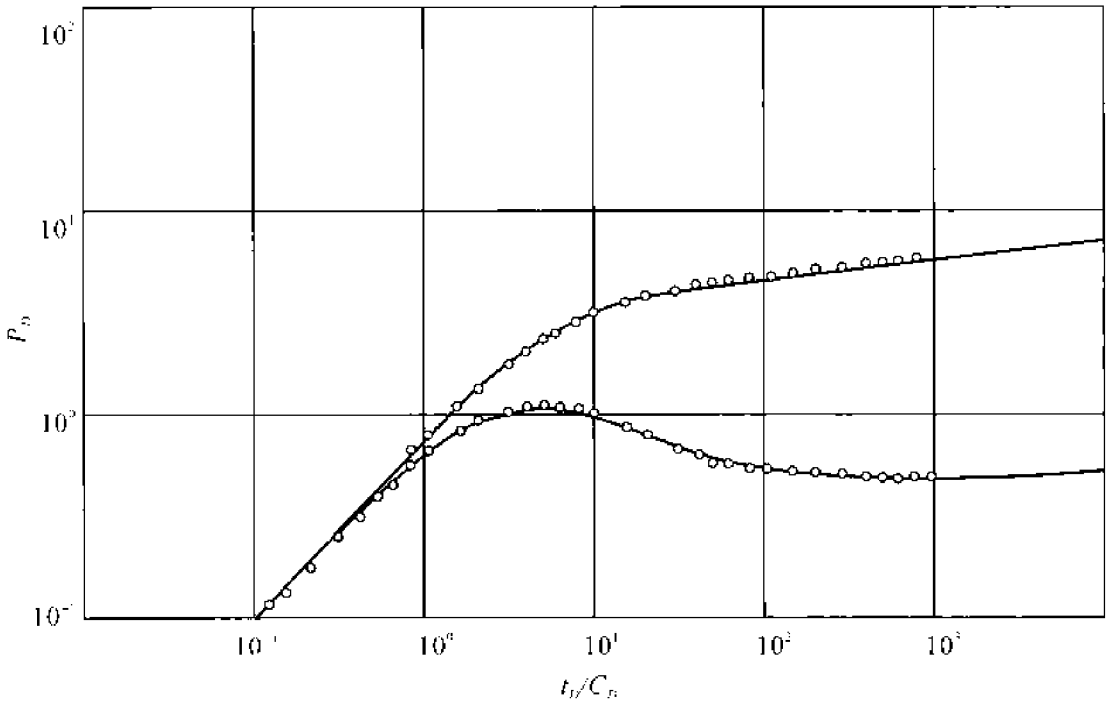


图 2－39 双对数检验图

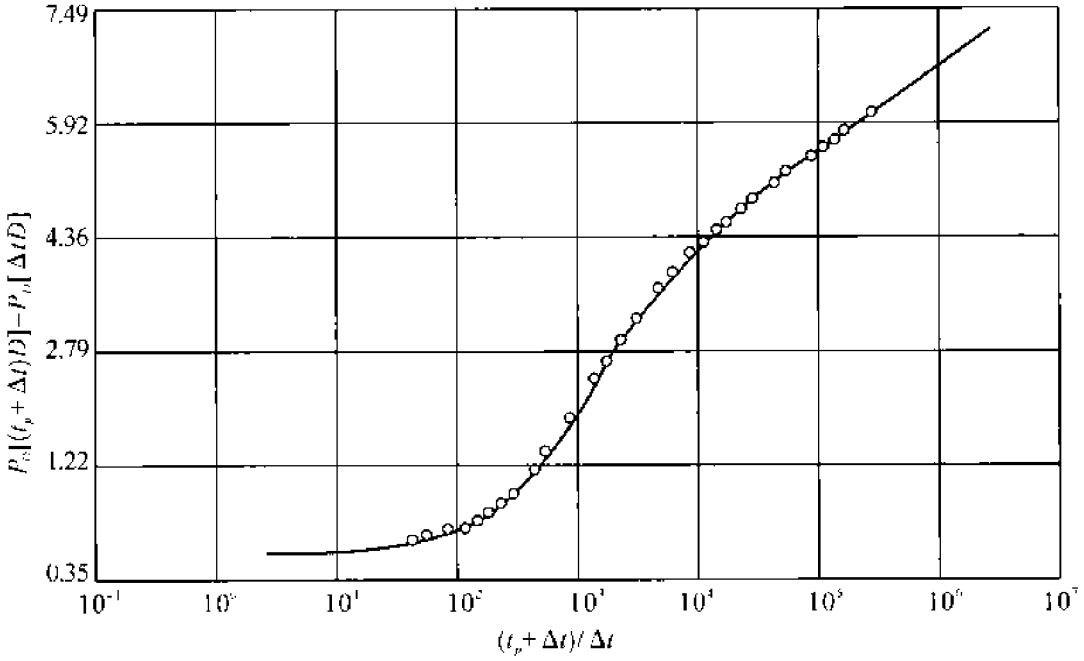


图 2－40　半对数检验图

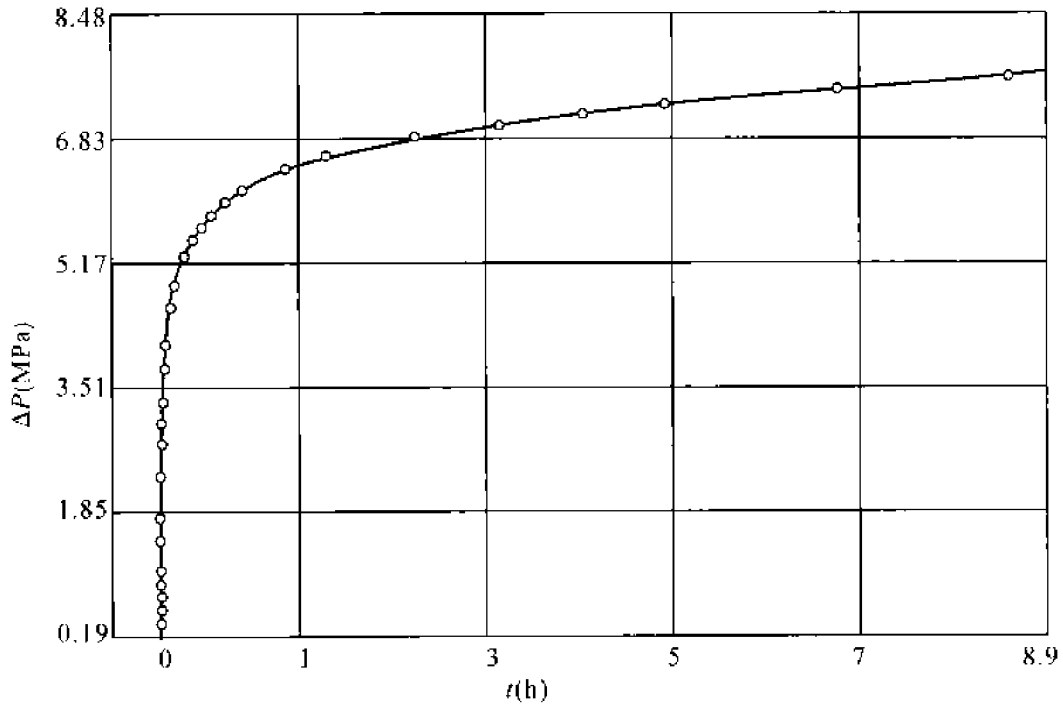


图 2－41　历史拟合检验图

四、结果输出模块

结果输出模块有打印机输出、绘图机输出、屏幕显示三种功能。解释完毕后，可用打印机或绘图机等外部设备，将试井资料或解释结果以表格或图幅的形式输出。

习题二

1. 什么是试井？按所处阶段及任务，可将试井分为哪几类？按渗流形态不同，可将试井方法分为哪几种？

2. 试解释无阻流量、工作制度和表皮因子。

3. 写出平面径向线性稳定渗流气井产量公式，并根据此式说明增大气井产量的措施。

4. 写出指数式、二项式产气方程式，并解释式中各符号的意义。

5. 绘出采气指示曲线图（ΔP^2-Q_g），并分析它的特征。指数式和二项式方程是怎样将采气指示曲线线性化的？画出线性化以后的指数式指示曲线和二项式指示曲线，并在上面标出 C、n、A、B 的值。

6. 稳定试井的步骤及各步骤的目的是什么？

7. 怎样判断放喷是否喷干净？

8. 稳定测试时稳定标准是什么？

9. 怎样整理稳定试井资料？

10. 某井经稳定测试获得如表 2－11 所示的数据，试求指数式方程、二项式方程和气井无阻流量。

表 2－11 第 10 题数据

测点	油压（bar）	套压（bar）	井底压力（bar）	产量（km^3/d）
0（关井）	15.38	15.38	16.38	0
1	9.96	9.23	10.60	112.8
2	10.95	10.28	11.65	93.98
3	12.25	12.00	13.04	73.71
4	13.29	13.13	14.15	53.91

11. 某气井进行一点法试井，测得井底压力为 136.5 bar 时，气井产量为 200 km^3/d，关井时获得地层压力为 150 bar。试借助图 2—13 所示的气井类型曲线求该井的无阻流量。

12. 开关井时，井底压力会如何变化？

13. 常用的不稳定试井方法有哪几种？

14. 试井解释理论模型由哪几部分组成？

15. 利用半对数压力恢复曲线直线段能解决什么问题？

16. 某气井关井前稳定产量为 103.2 km^3/d，稳定井底流动压力为 8.8 bar。上次关井到这次关井前总产量为 19641.024 km^3。关井时测得如表 2－12 所示的数据。试求二项式方程及无阻流量。

表 2　12　第 16 题数据

点序	P_t(绝)	记录时间	关井累计时间 t(s)	$\frac{t}{T-t}$	$\lg\frac{t}{T+t}$	e^s	P_t(绝)	P_t^2
1	8.0	22 日 9:00	0				8.8	77.44
2	9.88	0′30″				1.0641	10.51	
3	10.37	1′				1.0641	11.03	
4	10.67	1′30″				1.0642	11.36	
5	10.88	2′				1.0642	11.58	
6	12	3′				1.0644	12.77	
7	12.73	4′				1.0645	13.55	
8	13.17	5′				1.0646	14.02	
9	13.4	6′				1.0646	14.27	
10	13.65	8′				1.0646	14.53	
11	13.8	10′				1.0647	14.69	
12	14.01	15′				1.0647	14.92	
13	14.07	20′				1.0647	14.98	
14	14.17	25′				1.0647	15.09	
15	14.23	30′				1.0647	15.15	
16	14.39	10:00				1.0647	15.32	
17	14.55	11:00				1.0647	15.49	
18	14.61	12:00				1.0648	15.56	
19	14.65	13:00				1.0648	15.60	
20	14.65	14:00				1.0648	15.60	
21	14.72	15:00				1.0648	15.67	
22	14.77	16:00				1.0648	15.73	
23	14.84	18:00				1.0648	15.80	
24	14.84	20:00				1.0648	15.80	
25	14.88	24:00				1.0648	15.84	
26	15.00	23 日 8:00				1.0649	15.97	
27	15.10	24:00				1.0649	16.08	
28	15.16	24 日 8:00				1.0649	16.14	
29	15.21	24:00				1.0649	16.20	
30	15.32	25 日 24:00				1.0649	16.31	
31	15.38	26 日 24:00				1.0649	16.38	
32	15.38	27 日 9:00				1.0649	16.38	

17. 什么是试井解释图版？气井试井解释时能否用试井解释图版？
18. 怎样用格林加登解释图版进行试井解释？
19. 什么是双重介质气藏？试叙述双重介质储层内流体的流动特征。
20. 均质油气藏的压力导数曲线有何特征？
21. 双重介质油气藏的压力导数曲线有何特征？
22. 什么是复合解释图版？
23. 试井分析软件一般包含哪几个模块？

第三章　气藏动态分析

第一节　概　述

一、气藏动态分析的概念与意义

气藏动态分析就是在气藏被发现以后，应用生产动态资料，分析气井、气藏的生产特点，研究气藏开发过程中所暴露出的主要矛盾，不断加深对气井、气藏的开采特征与规律的认识，从而为编制开发、调整挖潜方案和制定切合实际的生产规划提供依据。

气藏动态分析贯穿于气藏开发的整个过程，其主要内容包括：用动态资料加深对气藏静态地质特征的认识，不同开发阶段的经验总结，气井、气藏的渗流特征研究，各类工艺措施的效果分析，方案部署与实施过程的监测与对比，针对开发和生产的主要矛盾提出调整意见等。

气藏动态分析是气田开发和管理的核心工作。掌握气井、气藏的开采动态，研究和分析其动态机理，才能把握气田开发的主动权。同时，气藏动态分析又是一项十分复杂、细致的技术工作，针对处于不同类型、不同开发阶段的气藏具有各自不同的开发特点，应以渗流力学为基础，综合气田地质、气藏开发工程、开采工艺与地面集输等方面，并利用符合现场实际需要的动态分析方法，来解决不同的开发问题。

一个乃至多个成组开发的气藏，从局部单井到整个气藏，从地下到地面，从地质、工程问题到开采工艺问题，各个环节都是有机地联系在一起的。动态分析的工作目标是既要最大限度地发挥气井的产能，实现稀井高产，又要保证以最小的投入获得最大的产量及最高的采收率。因此，它需要从系统的观点出发，在综合考虑局部与整体、地面与地下、工程与地质、开发基础理论与开采工艺诸要素及其相互作用、相互影响的基础上，对整个开发过程跟踪分析，及时发现气藏生产过程中出现的问题，并提出解决问题的方法与措施，从而实现对气藏的开发和调整，确保每个开发阶段能最有效地达到既定的开发目标，以及整个气藏开发的高效益、高水平。

二、气藏动态分析的主要内容

（一）早期评价阶段分析

所谓早期评价阶段，是指从气田第一口井发现开始，直至开发方案或概念设计完成，产能建设达到预定目标，气田开始按方案设计的规模进行生产的整个阶段。

1. 主要分析目标

利用动态资料加深对气藏地质、静态地质特征的认识，判断储层连通性，取准储层参数，弄清气藏类型。落实试采设计的执行情况，研究气田开发的主要矛盾，核算地质储量与可采储量，掌握产能与压力的关系，分析开发工艺的适用性及所采用的新技术、新方法的试验效果，为编制气田开发方案、优化气藏的开发方式、高效科学地开发气田提供依据。

2. 主要分析项目

①验证与完善对气藏静态地质特征的认识，包括气藏边界与连通性验证、储层物性分析、驱动类型分析和流体组分与性质分析等。

②分析气井、气藏的产能及合理配产，包括气藏压力、温度系统变化情况，各单层射开完善程度、动用厚度及层间干扰与窜流状况，各类试井、试油、试采下的气井绝对无阻流量及气井与气藏的合理配产方案等。

③利用所掌握的气藏静态、动态资料，综合判断气藏类型，并对其地质储量、可采储量及单井控制储量进行核实。

④分析井下工程问题及所采用的新技术、新方法的试验效果。

⑤分析地面集运装置的配套性与适用性。

（二）开发阶段动态分析

开发阶段是指从气藏开始按方案设计的配产规模进行生产，直至气藏开采枯竭废弃的整个阶段。

1. 主要分析目标

跟踪分析开发方案的执行情况，进一步加深对气藏特征及储量的认识。研究开发方案的合理性，提出开发调整意见，并对稳产年限和递减规律进行预测。优选增储增产、延长稳产期或控制递减的工艺措施。

2. 主要分析项目

①分析开发方案的实际执行情况，对照开发方案设计的开发指标，逐项分析它们与实际生产指标的一致性。

②分析开发现状与开采规律，包括储量动用、产层供气情况、稳产能力或产量递减规律，压力系统与气井、气藏配产合理性，井下技术状况分析等。

③特定气藏需要重点补充的分析项目。

④在综合分析的基础上，针对存在的问题，对气藏下一步的开发工作提出调整和改进意见。

3. 主要预测项目

应用多种方法预测开井数、气层压力、分层压力降、油气水产量、分层产气、产水、产油层与油气比、稳产年限或递减规律等开发指标。

现场上进行气藏动态分析时，采气井组主要根据采气曲线和监测资料进行单井动态分析；采气队根据气藏开采情况和监测资料，分析所属气田各气藏、气井的开发动态特征，预测稳产趋势；采气大队或公司根据气田开发情况和各种监测资料，结合钻探资料综合分析。

三、气藏动态分析图表曲线

（一）早期评价阶段图表曲线

1. 图件

①气藏构造井位图。其基本内容包括气藏主体构造形态等高线、断层性质与分布、气藏油气水分布和布井井位。

②小层划分对比图。其基本内容包括气藏纵向层系划分和横向小层井间对比。

③毛管压力曲线及气藏孔喉分布图。

④气藏储层物性分布图。其基本内容包括孔隙度分布等值线和渗透率分布等值线。

2. 曲线

①气藏典型试井曲线。

②凝析气藏流体组分变化曲线（凝析气藏）。

③气水相对渗透率曲线（边底水气藏）。

④油气相对渗透率曲线（气顶气藏）。

3. 数据表

①气藏基本特征综合数据表。其基本内容包括气藏类型、储量、原始地层压力、温度、气井数、绝对无阻流量和布井方式等。

②气藏储层要素数据表。其基本内容包括储层岩性、气层有效厚度、储层类型、孔隙度、渗透率、裂缝长度、宽度、产状及分布方位。

③气藏流体组分、性质分析数据表。其基本内容包括取样井号、方式、气体成分、偏差因子、气体相对密度、体积系数等。

④典型试井成果数据表。

（二）气藏开发现状图表曲线

1. 图件

①气藏开发现状图。其基本内容包括气藏主体构造、油气水分布、气井布井与开井生产情况、地面场站与管线。

②气藏开发横剖面图。

③气藏压降储量图。

④气藏含水饱和度分布图。

2. 曲线

①压力变化曲线。其基本内容包括地层压力、油压、套压随时间变化的情况。

②生产综合曲线。其基本内容包括井数、产气量、产水量、产油量随时间变化的情况。

③增产措施效果对比曲线。

④生产指标与方案设计指标对比曲线。

3. 数据表

①生产综合数据表。其基本内容包括地质储量、总井数、井网密度、产气量、采气速度、采出程度、地层压力、产油量、油气比、产水量和水气比等。

②措施类型与措施效果数据表。

③动态监测工作执行情况表。

（三）气藏开发历程及预测图表曲线

1. 图件

①不同开发阶段地层水活动状况图（边底水水驱气藏）。

②不同开发阶段油气界面活动状况图（气顶油气藏）。

2. 曲线

①产量构成曲线。其基本内容包括井数、总产气量、新井产气量、老井产气量。

②产量递减曲线。

③历年产量与规划对比曲线。

④压力变化预测曲线。

⑤油气水产量预测曲线。

3. 数据表

①气田不同开发阶段生产数据表。其基本内容包括开发阶段、产气量、地层压力、流动压力、剩余可采储量和采出程度等。

②气产量构成数据表。

③生产规划指标预测表。

第二节 单井动态分析

一、垂直管流分析

垂直管流是指流体从井底至井口的流动，是在井筒内的流动。若油管生产，则垂直管流发生在油管内；若套管生产，则垂直管流发生在油管与套管的环形空间内。

（一）气液混合物在油管中的运动

若在垂直管流时井筒内只有一种流体，则情况较为简单。若是液体流动，从井底到井口压力不断降低，但体积变化不大；若是气体流动，随压力的降低，气体体积不断膨胀，造成运动速度逐渐加快，气体密度则不断减小。

气体和液体的混合物在油管中流动时，气体与液体之间有相对运动，两相混杂在一起形成极为复杂多变的运动结构状态。归纳起来，主要有以下四种运动结构状态（如图3-1所示）：

①泡沫状结构：气量相对较小、流速不大时，气体以气泡状存在于液体中。

②段柱状结构：气液体积比稍大、流速较小时，混合物出现含有气泡的液柱和含有液滴的气柱互相交替的状态。

③环雾状结构：气液体积比较大，同时流速也较大，液体沿管壁上升，气体在井筒中心流动，气流中也可能含有液滴。

④雾状结构：当流速很大时，液体呈雾状分散在气相中。

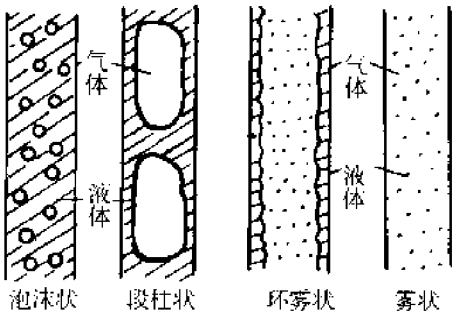


图 3 1　气液混合物在油管中的运动结构状态

气液混合物在油管中的运动结构是随举升过程的基本参数（油管直径和长度、气液的物理性质、气液比、油管两端的压力差等）变化而变化的。在实际气井中，以上四种结构状态都有可能出现，并且在同一口井中可能同时出现几种。如水量较大的气井在油管下部为泡沫状，气泡上升时，由于压力降落而膨胀，体积增大并互相结合成大气泡，充满油管整个截面积，因而转变为段柱状。随着气液混合物的继续上升，压力不断下降，气相体积进一步增大，将原来液段冲散成液滴而分散于流动的气相中，同时有薄层液相沿管壁流动，这样就由段柱状转变成环雾状，不过一般气井中以雾状最为常见。

气液混合物在井筒中向上流动时，油、气、水的运动速度是不相同的。气体的黏度和重度都较液体小，所以气体的流动速度最快，总是会超越水或油而上升。气体在垂直管流过程中超越油或水的现象称为滑脱现象。有滑脱现象时，气液的相对运动会消耗能量，这种额外的能量消耗称为滑脱损失。

实践证明，气相与液相的相对速度越大，滑脱损失就越大；井筒中压力越大，滑脱损失也越大；当举升液量一定时，气量越大，滑脱损失越小；油管直径越大，滑脱损失越大。

（二）举升的动力与阻力

使流体从井底向井口流动的动力是井底压力与井口压力的差值，而影响流动的阻力是气柱的重力、液柱的重力、摩擦阻力和滑脱损失等。

要使流体从井筒中上升至井口，必须要具备的条件是动力大于或等于阻力，即

$$P_{wf} - P_{wh} \geqslant P_{气柱} + P_{液柱} + P_{摩擦} + P_{滑脱} \tag{3 1}$$

（三）井底压力与井口压力之间的关系

1. 井底压力和井口压力

从式（3 1）可以看出，井底压力比井口压力高，高出部分就是气柱压力、液柱压力、摩擦阻力和滑脱损失之和，且以上各部分阻力又不可能同时为零，因此，在正常情况下，井底压力总是高于井口压力。

2. 油压和套压

气井油管生产时，有

$$P_t = P_c - P_{液柱} \quad P_{气柱} - P_{摩擦} - P_{滑脱} \tag{3 2}$$

$$P_c = P_t - P_{气柱} - P_{液柱} \tag{3 3}$$

式中：P_t—　油压，bar；

P_c—— 套压，bar。

显然，套压大于油压。相反，气井套管生产时，油压大于套压。

值得注意的是，油压与套压之差不仅仅是由于气井生产时流动的阻力所造成的，若油管与套管内有液柱差，则油压与套压之间亦会有很大差异。

气井关井稳定后，若井筒内无液柱或无液柱差，则套压与油压相等；若油套管内有液柱差，则油压与套压就不相等。当油管内液柱高于套管内液柱时，油压低于套压；当套管内液柱高于油管内液柱时，套压低于油压。液柱差与油压、套压之差的关系可以近似地用下面的公式表示。

当油管内液柱高于套管内液柱时，有

$$P_t - P_c = (H_{油管} - H_{套管}) \cdot \gamma \times 10^{-5} \qquad (3-4)$$

当套管内液柱高于油管内液柱时，有

$$P_t - P_c = (H_{套管} - H_{油管}) \cdot \gamma \times 10^{-5} \qquad (3-5)$$

式中：$H_{油管}$——油管内液柱高，m；

$H_{套管}$——套管内液柱高，m；

γ——液体重度，N/m^3。

二、用采气曲线分析气井动态

（一）采气曲线及其用途

所谓采气曲线，是指生产数据与生产时间的关系曲线，如图 3-2 所示。

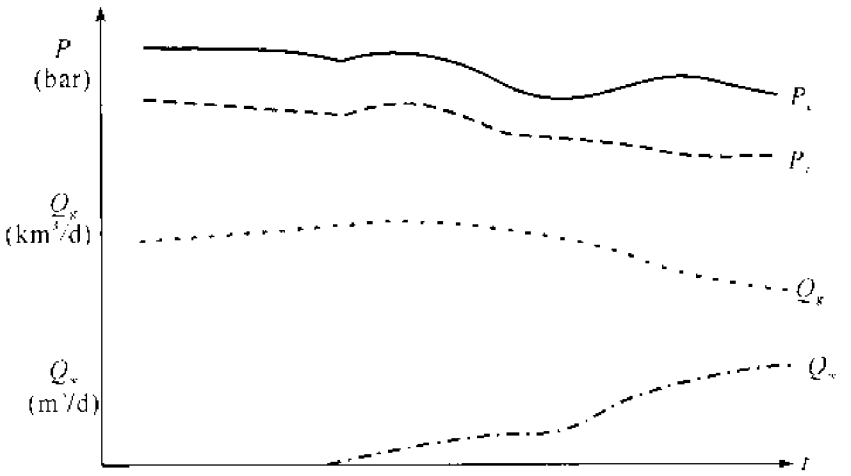


图 3-2 采气曲线示意图

生产数据的主要内容包括气产量、水产量、油产量、油压、套压、累积产量、氯根含量等。根据气井、气藏的实际情况，这些内容不一定都绘在一口井的采气曲线图上。例如，一口井不产水，显然就不会有水产量曲线了。

绘制采气曲线时，一般以生产时间为横坐标，1 mm 为一天；以生产数据为纵坐标，一天或几天画一个点。不同生产数据的曲线应用明显的标志加以区别。

由于采气曲线形象、直观地反映了气井的生产状况，因此，它是气藏开发及动态分析的重要曲线。采气曲线可以用来划分气井生产阶段，了解气井生产是否正常、工作制度是

否合理、增产措施是否有效等。

（二）用采气曲线划分气井生产阶段

由于采气曲线是生产数据随时间变化的曲线，是气井生产过程的直观反映，因此，可用采气曲线来划分气井的生产阶段，如图 3－3 所示。

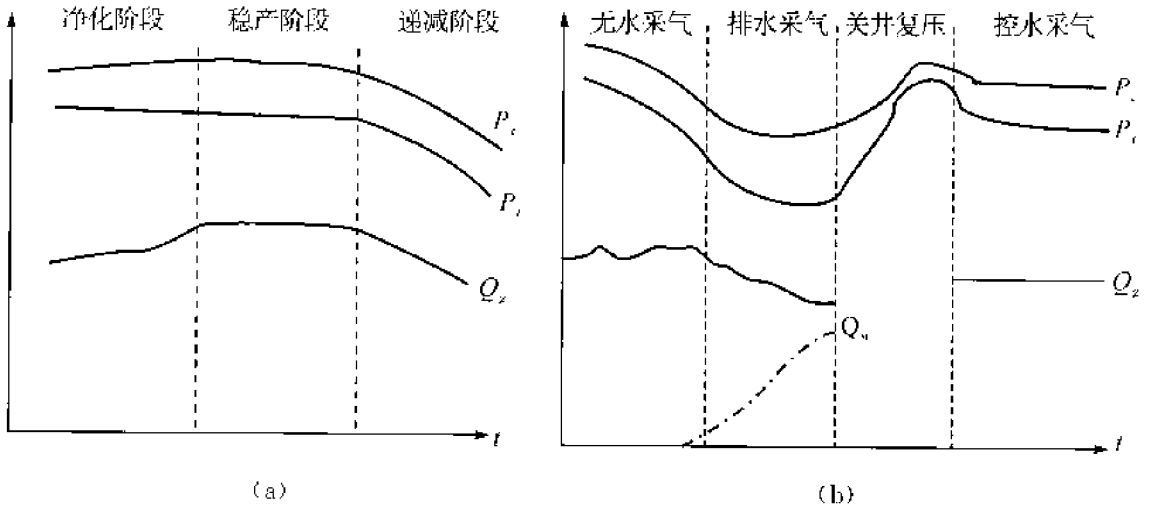


图 3－3　用采气曲线划分气井生产阶段

（三）用采气曲线分析气井异常情况

1. 开关井时的采气曲线（如图 3－4 所示）

以油管生产为例，开井前，油压与套压相等，开井后，油压与套压均下降，但油压下降更快，最终油压低于套压。关井时，油压与套压均上升，油压上升速度更快，若井筒内无液柱差，当关井稳定后，油压与套压相等。

2. 换油管生产为套管生产（如图 3－5 所示）

油管生产时，套压大于油压，套管生产时，油压大于套压，所以，换油管生产为套管生产时，油压与套压曲线发生交叉。

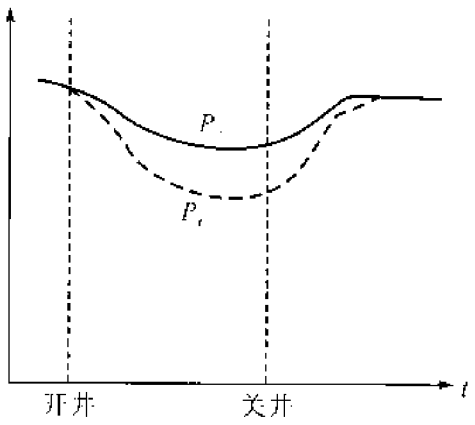


图 3－4　开关井时的采气曲线

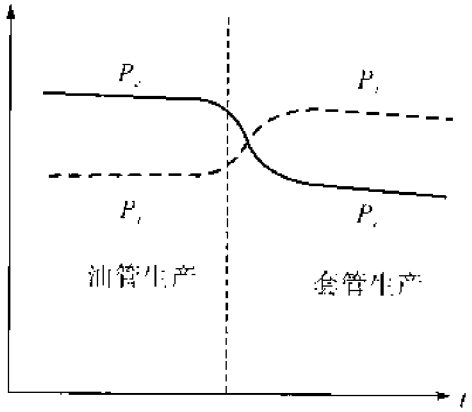


图 3－5　换油管生产为套管生产

3. 井筒内积液升高（如图 3－6 所示）

井筒内积液升高，会造成井底回压升高，气井产量降低，油压会明显下降，产液量增加。

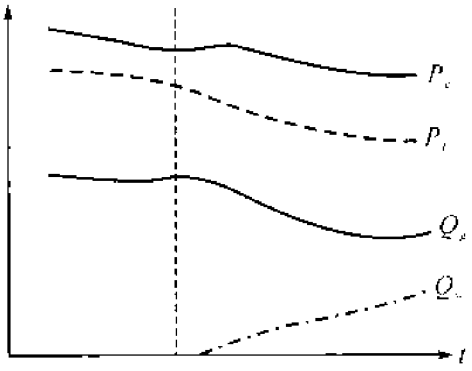


图 3－6 井筒内积液升高

4. 井壁垮塌（如图 3－7 所示）

井壁垮塌时，会造成井底附近堵塞，渗透率突然下降，井底压力、井口压力和气井产气量都下降。

5. 油管断裂（如图 3－8 所示）

油管断裂后，断裂点以下实际上就不存在油管与套管环形空间的区别，因为二者已相互连通，只是断裂点以上仍只有油管内有气体流动，所以断裂后油压与套压之差将缩小。根据断裂后油压与套压之间的差值，可以估计断裂点的井深。

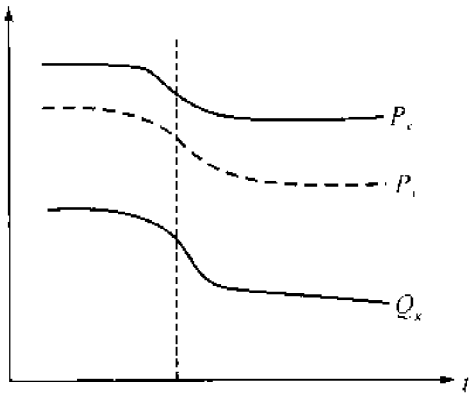


图 3－7 井壁垮塌

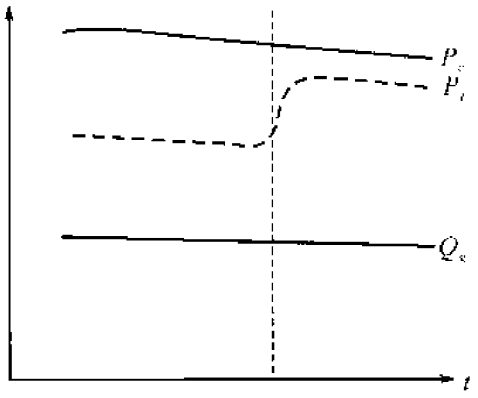


图 3－8 油管断裂

6. 地层内部能量或渗透率的变化

如果地层渗透率变大，或由于注入的原因地层能量增大，则采气曲线上会反映出井口压力与产量都上升的现象，如图 3－9 所示；如果地层渗透率变小，含水饱和度增大，或由于开采使地层能量下降，则采气曲线上会反映出井口压力与产量都下降的现象，如图 3－10 所示。

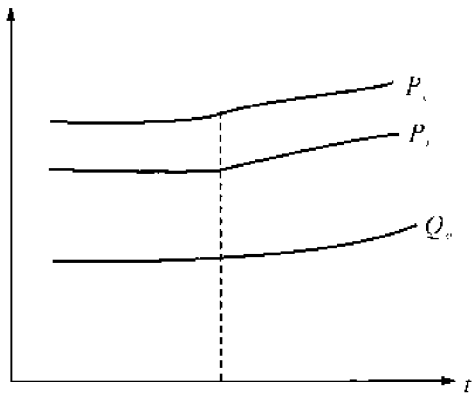


图 3－9 地层情况变好

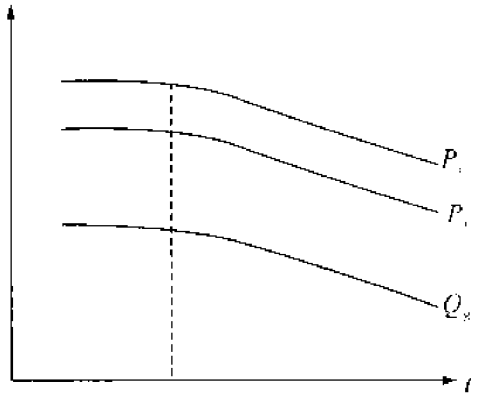


图 3－10 地层情况变差

7. 仪表或测量有误

采气曲线上所画出的各种生产数据之间往往是有一定联系的，因此，它们的变化也就有一定的规律性。例如开大阀门生产，井口压力降低，产量则增大等。如果有时采气曲线上只有一种生产数据发生突然、明显的变化，而其他各种曲线都稳定不变，则一般认为是测量该生产数据的仪表有误或测量结果有误，如图 3－11 所示。

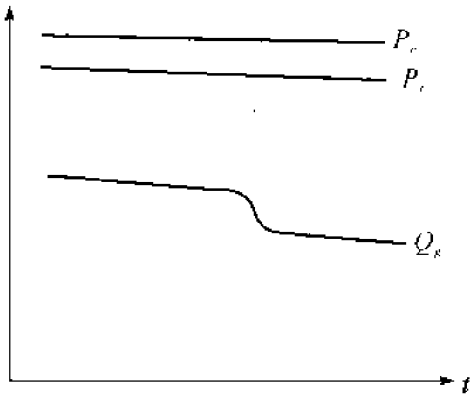


图 3－11　流量计或计量结果有误

三、用试井资料分析气井

（一）用试井所求出的参数分析气井

1. 气井绝对无阻流量 Q_{AOF}

气井绝对无阻流量是衡量气井产能的重要参数，若试井求得 Q_{AOF} 大，则表明气井产能大，该井所能达到的产量也会较大。若对比两次试井结果，Q_{AOF} 变大，说明气井情况变好；Q_{AOF} 变小，说明气井情况变差。

2. 气井产气方程

求气井产气方程，实际上就是确定参数 C、n、A、B 的值。其中，C、n 的值大，说明气井情况好；A、B 的值大，说明气井情况差。反之亦然。

3. 产层渗透率 K

渗透率是反映产层让流体通过的能力的物理参数。显然，渗透率越大，说明地层渗流特性越好；渗透率越小，说明地层渗流特性越差。若对比两次试井结果，K 值变大，说明产层在净化；K 值变小，说明产层渗流能力下降，应及时分析造成渗透率下降的原因，并采取相应的措施。

4. 表皮因子 S

表皮因子是用来表征井底附近是否被污染及污染程度的参数，因此，试井求出 S 后，即可评价气井井底被污染的情况，见表 3－1。

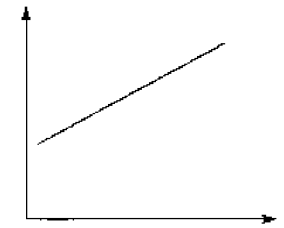
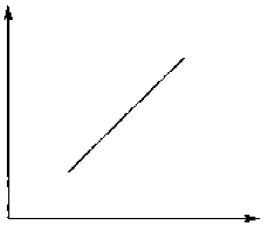
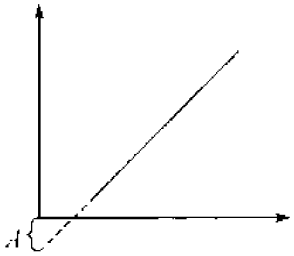
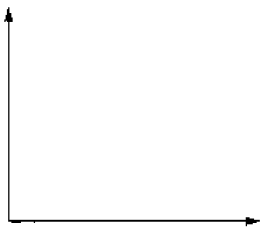
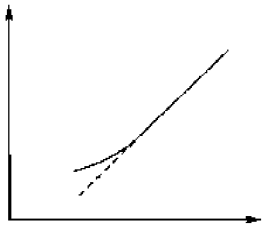
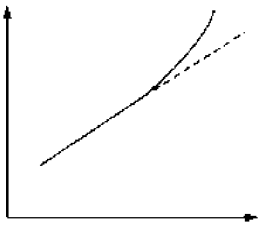
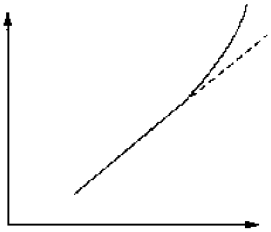
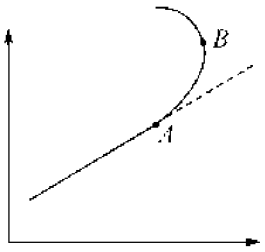
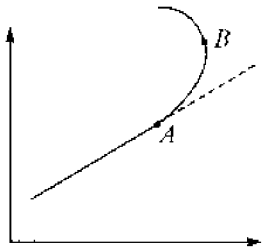
表 3－1　用表皮因子来评价气井污染情况

	受污染	未受污染	改　善
均质地层	$S>0$	$S=0$	$S<0$
裂缝性地层	$S>-3$	$S=-3$	$S<-3$

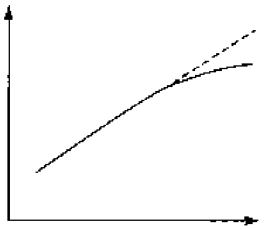
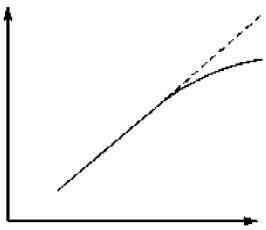
（二）用二项式和指数式指示曲线分析气井

二项式和指数式指示曲线是稳定试井获得的。不同的气井，二项式和指数式指示曲线的特征就不同。气井有异常时，在二项式和指数式指示曲线上会有所反映，因此，二项式和指数式指示曲线是进行气井分析的重要曲线，见表 3－2。

表 3－2　用二项式和指数式指示曲线分析气井

序号	$\frac{\Delta P'}{Q}$　Q 关系曲线	$\lg\Delta P^2-\lg Q$ 关系曲线	分　析
1			正常情况。试井操作正确，资料收集无误，气井情况正常
2			测量误差。根据 $\frac{\Delta P'^2}{Q}-Q$ 关系曲线求得 A 为负数，是由于 ΔP 偏小或 Q 偏大所致
3			产凝析水。产量小时，井底有积液，随产量增大，积液逐渐被带出
4			随产量增大，地层水接近井底；产量大时，造成微粒运移或出砂堵塞
5			出地层水。弯转点 A 以前无水影响，弯转点 A 至倒转点 B 之间有水影响，随着 ΔP 增大，Q 上升缓慢；倒转点 B 以后，气井被水淹，随着 ΔP 增大，水产量增加，Q 反而下降

续表3-2

序号	$\frac{\Delta P^2}{Q}-Q$ 关系曲线	$\lg\Delta P^2$ $\lg Q$ 关系曲线	分　析
6			随产量增大，井下污物排出，井底净化；回压低时，低压层开始产气

（三）用压力恢复曲线分析气井

我们已经知道，P_s^2 $\lg\frac{t}{T+t}$或P_s^2 $\lg t$ 关系曲线在理论上是一条直线，其斜率与流体性质、气层物性及结构、关井前产量大小等有关，而产量对压力恢复曲线的影响很大。为了消除产量的影响，我们可作出$\frac{P_s^2}{Q}-\lg t$ 关系曲线，这样曲线的形态只与地层物性、结构及流体性质有关，因此，用$\frac{P_s^2}{Q}-\lg t$ 关系曲线可以定性地分析井底附近地层堵塞的情况，从而可以预测酸化或压裂的效果。

1. 平缓直线型

如图3-12所示，压力恢复曲线近似一条平缓的直线，说明井底附近及远离井底地层的渗透性都很好，没有堵塞，因此，不需要进行酸化或压裂。

2. 快速上翘型

如图3-13所示，曲线在关井后短时间内急剧上升，斜率大。说明井底附近地层渗透率低，有较严重的堵塞现象，一般解堵酸化就能获得明显的增产效果。

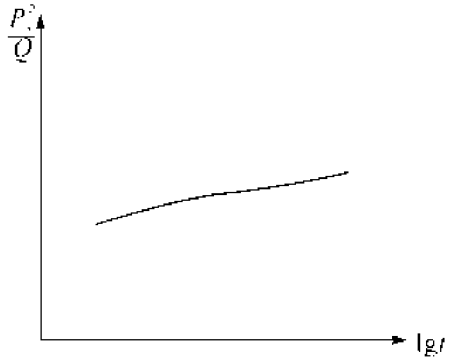


图3-12　平缓直线型

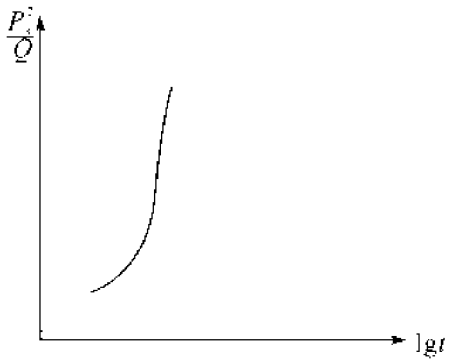


图3-13　快速上翘型

3. 厂形曲线型

如图3-14所示，曲线既有上翘段，又有拐点和直线段。出现较平缓的直线段为裂缝显示；拐点出现时间越早，表明裂缝区距井底越近；短时间急剧上翘，说明井底附近有堵塞。一般来说，上翘点时间出现在30 min以内，拐点出现在270 min以前，常规酸化便能解除堵塞，沟通裂缝，得到明显的增产效果。若拐点出现在500 min~2200 min之间，则

大酸量酸化或高浓度酸化都能获得增产效果。

4. S形曲线型

如图3－15所示，压力恢复曲线有上翘段、拐点、直线段和尾端上翘段，即具有表皮、裂缝、孔隙三种显示，属于裂缝—孔隙双重介质典型曲线。如果初始上翘点、拐点出现时间较早，曲线初始上翘段斜率大，说明井底附近堵塞严重，表皮阻力大，但井底附近有裂缝存在，解堵酸化或常规酸化均能见效。如果上翘点、拐点出现时间晚，说明表皮阻力小，且裂缝距井底较远，因此酸化一般无效果。

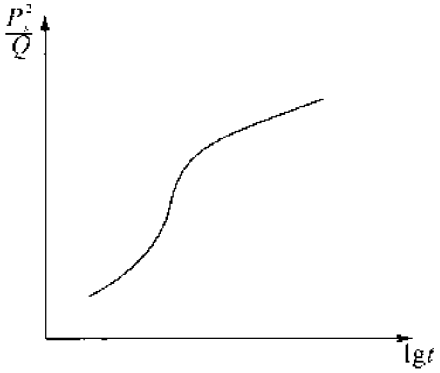


图3－14 厂形曲线型

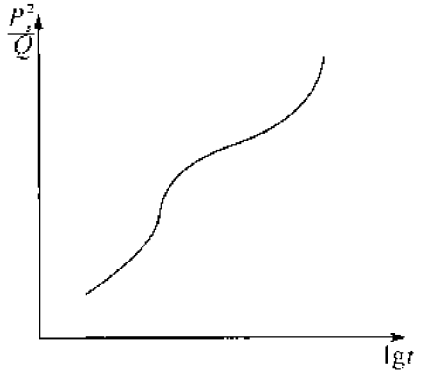


图3－15 S形曲线型

5. 凹形曲线型

如图3－16所示，曲线早期段平直，上翘点出现时间很晚，在30 min以后，然后缓慢上升，长期不稳，有的井关井后达几万分钟也未出现拐点和直线段，说明离井底较远的大范围内都是低渗透区，无大裂缝存在，不仅一般的压裂或酸化无效，甚至进行重复酸化、大型压裂或酸化均不易收到良好效果。

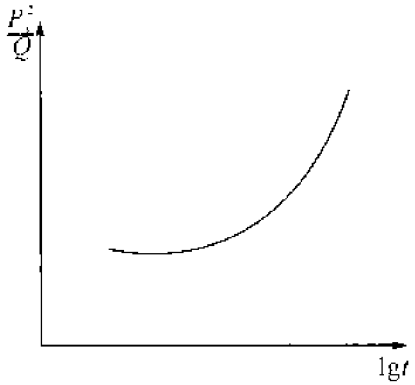


图3－16 凹形曲线型

（四）用产气方程预测压力产量

通过试井求出的指数式方程 $Q=C\cdot(P_f^2-P_i^2)^n$ 或二项式方程 $P_f^2-P_i^2=AQ+BQ^2$，反映了地层压力 P_f、井底压力 P_i 和气井产量 Q 三者之间的关系。若在一定时期内认为地层压力 P_f 基本不变，且地层条件未发生变化，即 C、n、A、B 的值都未发生变化，那么给定产量后即可预测井底压力，同样也可预测一定压力下的产量。

1. 预测一定压力下的产量

指数式：

$$Q = C(P_f^2 - P_s^2)^n \tag{3-6}$$

二项式：

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_f^2 - P_s^2)}}{2B} \tag{3-7}$$

2. 预测一定产量下的井底压力

指数式：

$$\lg Q = \lg C + n\lg(P_f^2 - P_s^2)$$

$$\lg(P_f^2 - P_s^2) = \frac{\lg Q - \lg C}{n} \tag{3-8}$$

利用式（3-8）求出 $\lg(P_f^2 - P_s^2)$ 后，查反对数表可得 $P_f^2 - P_s^2$，进而可求出 P_s。

二项式：

$$P_f^2 - P_s^2 = AQ - BQ^2$$

$$P_s = \sqrt{P_f^2 - AQ - BQ^2} \tag{3-9}$$

应该注意，当地下条件发生变化后，C、n、A、B 的值都将发生变化，这样就不能用原来的产气方程进行动态预测了。此时应重新进行试井，求出现在的产气方程式，然后再进行气井分析。

四、常见采气异常情况的判断和处理

气井生产过程中若发现有异常情况，应分析和判断发生异常的原因，并及时采取措施进行处理，以确保气井正常生产。表 3-3 列出了现场上常见的采气异常情况造成的原因及相应的处理措施。

由于地下渗流情况、垂直管流、地面管流、设备仪表的变化，以及地面上的人为因素，都会造成气井的异常现象。因此，进行异常情况分析时，应综合考虑，全面分析。

从表 3-3 可以看出，同一异常现象有可能是不同的原因造成的。但具体到某一口井来讲，肯定只是某一种原因造成的。具体分析时，应充分利用已知条件，找出具体的原因。分析时一般由易到难，即先分析地面，再分析井筒，最后分析地层。

表 3-3　常见采气异常情况的判断和处理

序号	异常现象	原　因	处　理
1	Cl^- ↑，$Q_气$ ↓	①压力和水量变化不大，可能是出边、底水的预兆 ②压力和水量波动（$K_水$ ↑），是出边、底水的显示 ③气量下降幅度大，P_{wf} ↓、水量增加，出边、底水	取水样分析，以确定是否有地层水，控制井口压力、产量等

续表3-3

序号	异常现象	原　因	处　理
2	没有进行操作，油压突然下降，套压下降不明显	①边（底）水已窜入油管内，水的比重比气的比重大（此时 $Q\downarrow$，$H_{\text{气}}\downarrow$，$Cl^-\uparrow$，$Q_{\text{水}}\uparrow$） ②压力表损坏	①滴定 Cl^- 含量，研究治水措施 ②更换压力表
3	$Q\downarrow$，$P\downarrow$（油、套压）	①井底垮塌堵塞 ②井内积液多	①检查分离器砂量增加与否 ②排积液
4	生产时套压等于油压	①油、套管闸门同时开着（或未下油管） ②压力表有误 ③井口油管在离井口不远的地方断落 ④井口油管挂丝扣及锥塞封闭不严，窜漏	①检查有关设备 ②检查压力表 ③修井捞油管 ④解除窜漏
5	没有进行操作，油、套压均上升	①井底附近脏物、积液带出，渗透性改善（$Q\uparrow$） ②井下带出的脏物在节流阀或输气管中形成堵塞（$Q\downarrow$） ③单井生产中因用户用气量减少，引起产量下降，使油、套压上升 ④针形阀等处水化物堵塞	①看差压 H 是否增加 ②检查差压 H 是否下降，查堵、解堵 ③检查差压是否下降 ④解除水化物堵塞
6	关井后油、套压不一致	①油、套压表处有漏气的地方 ②压力表有误 ③井筒内有积液（油管和套管环形空间液面不一样） ④井下有垮塌堵塞，套管有内封隔器，套管破，水泥环窜漏等 ⑤取压处有堵或未开考克	①查漏 ②校表 ③排积液 ④进一步分析验证 ⑤打开考克，解除导压管堵塞
7	井场输压（$P_{\text{输}}$）↓静压下降（$P_{\text{静}}$）↓$H\uparrow$（超百格）	①输气管断裂 ②输气闸门开大	①判断、关气、抢修 ②检查有关闸门
8	$P_{\text{输}}\downarrow$、$P_{\text{静}}\downarrow$ $H\to 0$	①输气管堵塞 ②用户停止用气	①解堵 ②与用户联系
9	$H\to 0$ 以下	①上流分离器放水 ②流量计故障，差压笔杆松动，计量上流导压部分漏气（或下流导压部分堵塞）等	①注意平稳操作 ②检查计量系统，查漏、吹扫导压管
10	差压波动大	①井底来水 ②管线内有水 ③导压管内有水 ④污物堵塞了一部分气流通道 ⑤分离器水翻塔（水位超过进口管） ⑥集气站所属某口大气量井气量波动，引起汇管压力波动	①控制井口 ②吹扫 ③吹扫 ④解堵 ⑤分离器放水 ⑥分析、落实

五、单井系统分析

前面已经讲过，一口井的某一种变化，可能是由多种原因造成的。例如，某井产量下

降，可能是边、底水的侵入造成的，也可能是由于地层压力的下降造成的，还可能是以上两种原因同时影响的结果。那么，怎样来确定气井产量下降的原因及定量分析每种原因造成的气井产量的下降程度呢？为此，我们介绍单井系统分析法。

（一）基本概念

1. 理想气量 Q_1

进行单井系统分析时，第一个测点测得地层压力 P_{f1} 后，我们假设在今后的生产过程中地层压力不再下降，那么 P_{f1} 与今后某一测点的井底压力之差 $P_{f1}-P_{wf}$ 称为理想压差，将理想压差代入产气方程计算出来的产量称为理想气量，即

$$Q_1=\frac{-A+\sqrt{A^2+4B(P_{f1}^2-\overline{P_{wf}^2})}}{2B} \tag{3-10}$$

显然，理想气量是一个理想值，只有在地层压力不下降，并且地层条件不发生变化（即产气方程中 A、B 的值不变）时才可能得到。

2. 理论气量 Q_2

将实际压差 $P_{ft}-P_{wf}$ 代入产气方程计算出来的产量称为理论气量，即

$$Q_2=\frac{-A+\sqrt{A^2+4B(P_{ft}^2-P_{wf}^2)}}{2B} \tag{3-11}$$

理论气量的计算虽然考虑了地层压力的变化，但由于假设 A、B 的值不变，即地层条件不发生变化，所以 Q_2 也不一定与实际的气井产量相一致。

3. 实际气量 Q_3

Q_3 是气井的实际产量，一般取流量计测算的产量数值。

将许多测点的 Q_1、Q_2、Q_3 值在坐标系中描点连线，即得到三条产量曲线，如图 3-17 所示。

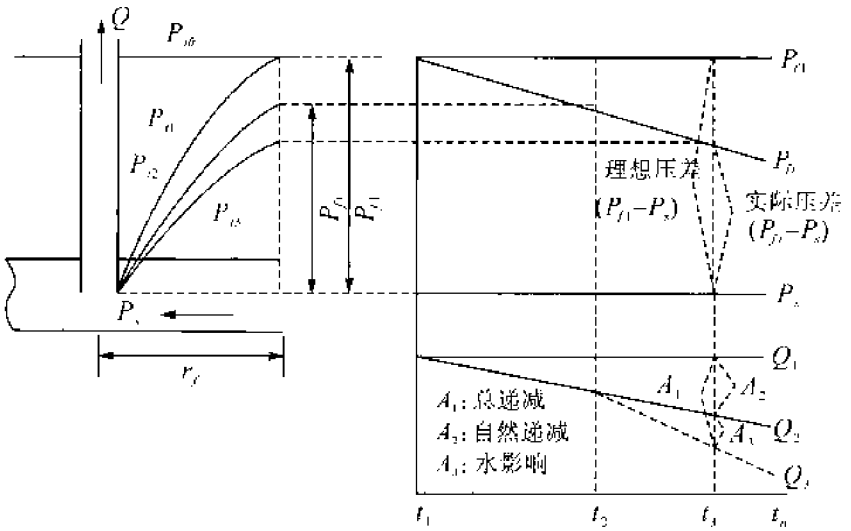


图 3-17　单井系统分析曲线示意图

4. 总递减 A_1

气井总递减是指理想气量与实际气量之差，即

$$A_1=Q_1-Q_3 \tag{3-12}$$

A_1 实际上就是各种因素综合影响所造成的气井产量递减的值。

5. 自然递减 A_2

自然递减是指理想气量与理论气量之差，即

$$A_2 = Q_1 - Q_2 \tag{3-13}$$

自然递减 A_2 是由于地层压力下降所致。

6. 渗透率变化影响 A_3

渗透率变化影响是指理论气量与实际气量之差，即

$$A_3 = Q_2 - Q_3 \tag{3-14}$$

由于理论气量的计算已经考虑了地层压力的变化，所以 A_3 是与地层压力下降无关的，它真正反映了地层条件的变化情况，如净化、堵塞、水影响等。

显然，可以得到

$$A_1 = A_2 + A_3 \tag{3-15}$$

如果地层条件不发生变化，则有

$$A_3 = 0, \quad A_1 = A_2, \quad Q_3 = Q_2$$

如果地层渗透率变差，则有

$$A_3 > 0, \quad A_1 > A_2, \quad Q_2 > Q_3$$

如果地层渗透率变好，则有：

$$A_3 < 0, \quad A_1 < A_2, \quad Q_2 < Q_3$$

7. 递减率

将总递减 A_1、自然递减 A_2 和渗透率变化影响 A_3 分别除以理想气量 Q_1，则得到总递减率 A_1/Q_1、自然递减率 A_2/Q_1 和渗透率变化影响的递减率 A_3/Q_1，递减率一般用百分数表示。递减率定量地反映了各种因素使气井产量下降所占的比例。

8. 单井系统分析曲线

单井压力、三种气量（Q_1、Q_2、Q_3）和三种递减（A_1、A_2、A_3）等随时间变化的曲线称为单井系统分析曲线。单井系统分析曲线实际上是一种采气曲线，它的特点是能区别不同因素对气井产量的影响，从而可以帮助我们更深入地进行分析。

（二）资料整理

1. 填写单井系统分析数据表

首先收集好距今最近的试井资料，然后进行单井系统分析。进行单井系统分析的核心内容就是选择很多稳定测点，获得这些测点的 P_f、P_r、Q_3 值，根据产气方程计算出 Q_1、Q_2，再计算出 A_1、A_2、A_3，并将结果填入表中，即得到单井系统分析数据表，见表 3-4。

表 3-4 单井系统分析数据表

点序	日期	P_f	P_f^2	P_r	P_r^2	P_f^2	P_r^2	Q_1	Q_2	Q_3	A_1	A_2	A_3

一般来说，一个月选一个稳定测点，若有必要，可适当加密或变疏。

2. 绘制单井系统分析曲线

以压力、产量、递减等生产数据为纵坐标，以生产时间为横坐标，将表 3－4 中的各项数据在以 t 为横轴的坐标系中描点，连线即得单井系统分析曲线，如图 3－18 所示。

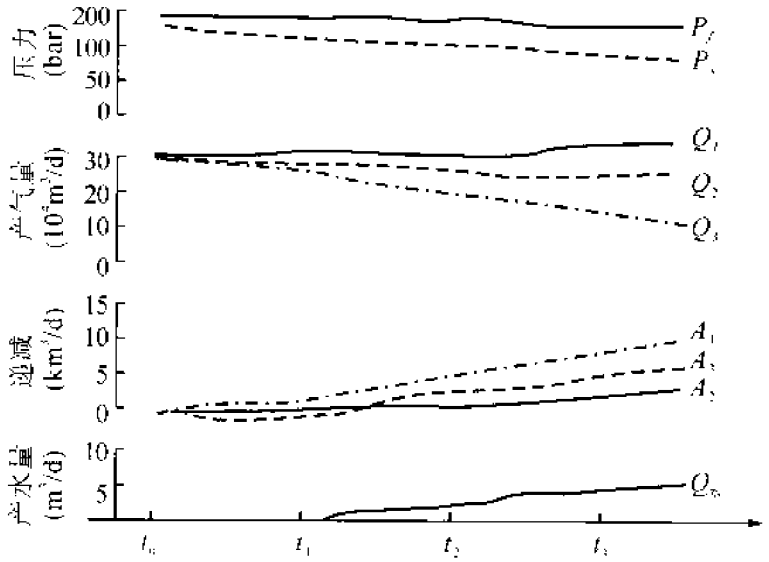


图 3－18　单井系统分析曲线

（三）典型曲线分析

1. 正常气井（如图 3－19 所示）

渗透率变化影响 A_3 为零，理论气量与实际气量相等，总递减与自然递减相等。气井产量的下降是由于地层压力下降所致。

2. 渗透性变好（如图 3－20 所示）

渗透率变化影响 A_3 小于零，实际气量 Q_3 大于理论气量 Q_2，有时甚至大于理想气量 Q_1，总递减 A_1 小于自然递减 A_2，当 $Q_3>Q_1$ 时，总递减 A_1 也为负值。

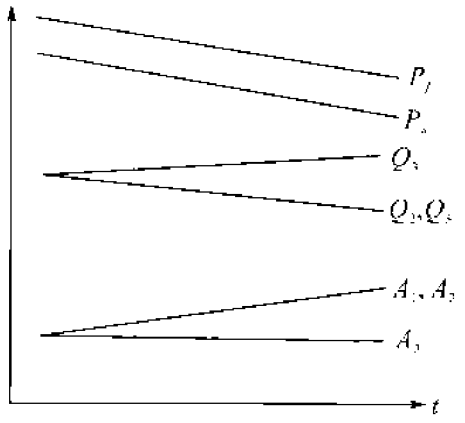


图 3－19　正常情况

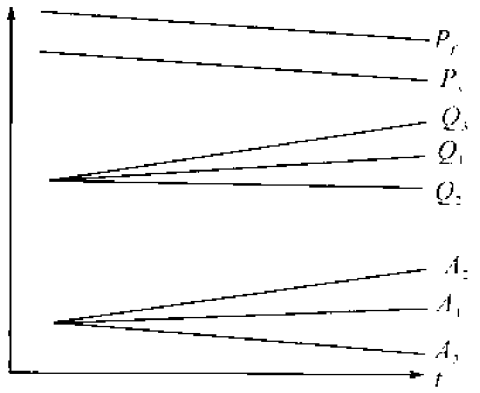


图 3－20　渗透性变好

3. 渗透性变差（如图 3－21 所示）

渗透率变化影响 A_3 大于零，实际气量 Q_3 小于理论气量 Q_2，总递减 A_1 大于自然递

减 A_2。

4. 油管堵塞（如图 3 22 所示）

渗透率变化影响 A_3 为零，总递减 A_1 等于自然递减 A_2，实际气量 Q_3 等于理论气量 Q_2，Q_2 与 Q_3 的突然下降对应着 P_t 的突然下降和井底压力 P_s 的突然升高。

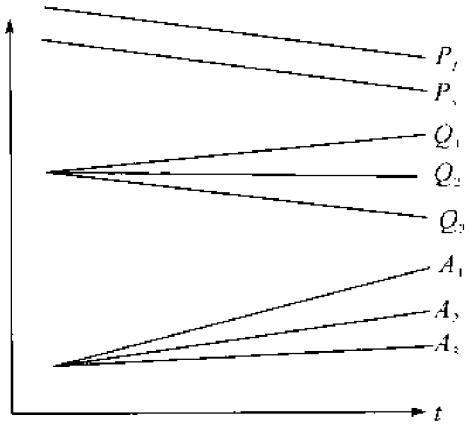


图 3 21 渗透性变差

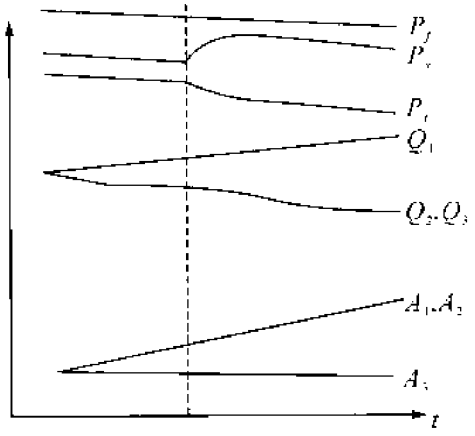


图 3 22 油管堵塞

（四）确定临界产量和临界压差

对于有水气藏上的井来说，当边底水向井底推进使井底附近地层中的含水饱和度升高后，产层的气相渗透率就会下降。这种情况下，渗透率变化影响 A_3 一般称为水影响。

气井生产过程中，能保持水影响不上升的最大产气量称为临界产量，临界产量下的生产压差称为临界压差。为了减轻水对气井的影响，一定要控制在临界产量下生产，一般应以临界产量的 80%~90%来配产。

随着气井生产过程中地层压力的下降和边底水的不断推进，水对气井造成影响的可能性越来越大，因此，气井的临界产量和临界压差随气井生产越来越小。

对于已出水气井，水影响不再上升或下降时（拐点）的产量称为临界产量。

用单井系统分析曲线图可以很容易地确定各个生产时期的临界产量和临界压差，如图 3-23 所示。具体分析时，对于未出水气井，应密切注意 Cl^- 含量的变化和 A_3 的变化；

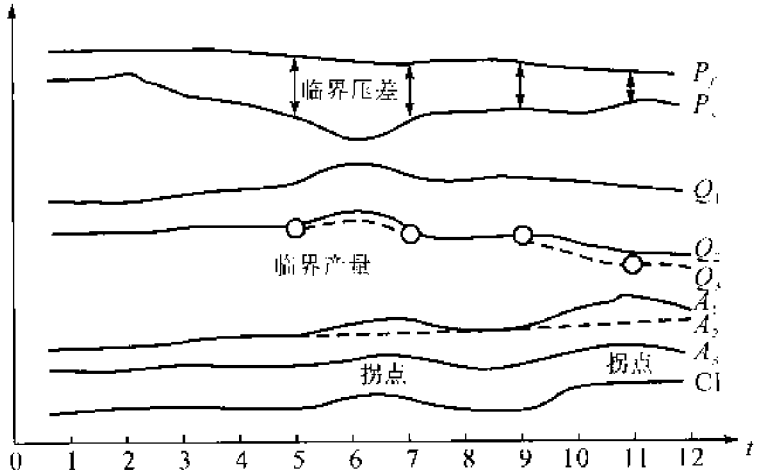


图 3-23 用单井系统分析曲线确定临界产量和临界压差

对于已出水气井，应根据 A_3 的变化寻找拐点来确定临界产量。

第三节　全气藏动态分析

一、常用术语解释

1. 储量

储量是指储存在油气层中油气的数量。为了便于研究和分析，我们把油气层中油气的总储量称为地质储量，把在现有技术条件下可以开采出来的油气总量称为可采储量。显然，地质储量应是某一衡定的值，而可采储量是随着经济需要和开采技术水平而变化的。

根据所获得的地质储量的可靠程度，可把地质储量分为三级：一级储量是指在钻完详探井、资料井和第一批生产井，并已经投入开发后计算的储量。它是非常可靠的，是制定油气藏生产计划以及编制或调整开发方案的依据。二级储量是指经过详探，分层测试油气，并有部分井投产，但尚未进行正规试采时所计算的储量。由于二级储量要作为制定油气藏开发方案的依据，因此对其可靠性的要求也较高。三级储量是指在预探阶段已获得工业油气流的构造上，初步明确产油气层段的层位、岩性和含油气性，根据地质情况和区域油气分布规律及油气藏类型推测的储量，该级储量准确性较差，一般只能作为进一步勘探的根据。

2. 采收率

油气藏的采收率是指最终累计采气量与地质储量的比值，即

$$\text{采收率} = \frac{\text{最终累计采气量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

3. 采出程度

气藏开发到某一时刻时的累计采气量与地质储量的比值称为气藏该时刻的采出程度，即

$$\text{采出程度} = \frac{\text{累计采气量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

可见，采收率实际上就是气藏开发结束时的采出程度。

4. 采气速度

气藏的采气速度是指年采气量与地质储量的比值，即

$$\text{采气速度} = \frac{\text{年采气量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

在计算采气速度时，若所给出的生产阶段超过或不足一年，都应将产气量平均或折合成一年的产量值。

5. 单位压降采气量

单位压降采气量是指气藏每下降单位压力所采出的气量。单位压降采气量可用下式计算：

$$Q_d = \frac{\sum Q_{1\sim 2}}{\frac{P_{f1}}{Z_1} - \frac{P_{f2}}{Z_2}} \tag{3-16}$$

式中：Q_d——单位压降采气量，$10^4 m^3/bar$；

$\sum Q_{1\sim 2}$——t_1 至 t_2 时刻的累计采气量，$10^4 m^3$；

$\frac{P_{f1}}{Z_1}$——t_1 时刻的地压系数，bar；

$\frac{P_{f2}}{Z_2}$——t_2 时刻的地压系数，bar。

二、气藏的驱动方式

气藏的驱动方式又称为气藏的驱动类型，是指气藏中驱使气层中流体向井底流动的主要能量形式。在进行气藏和气田开发设计、计算储量以及进行气藏动态分析时，气藏的驱动方式都是一项不可缺少的资料。因此，研究气藏的驱动方式具有十分重要的意义。

气藏中驱使流体向井底流动的主要动力有边底水压力、气体自身的膨胀力、边底水的膨胀力和岩石的膨胀力等。按动力来源不同，将气藏的驱动方式分为下面几种类型。

1. 气压驱动

气压驱动的主要动力是气体自身的膨胀力。当气藏为块状或透镜状，或者气藏本身虽然为非封闭状，但其边、底水的压头很小时，便会出现这种驱动方式。气压驱动气藏在开采过程中储气体积不变，地层压力下降较快，地压系数的下降与累计采气量成正比，压降储量曲线是一条直线。

2. 弹性水压驱动

弹性水压驱动的主要动力是边底水及储层岩石的膨胀力。当水压头不大，而含水面积较大时，会出现这种驱动方式。弹性水压驱动气藏在开采过程中采出的天然气所空出的空间，有一部分被水填充，因此，储气体积不断减小，地层压力下降较慢，压降储量曲线是一条曲线。

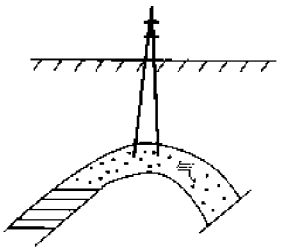
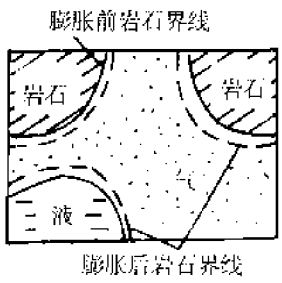
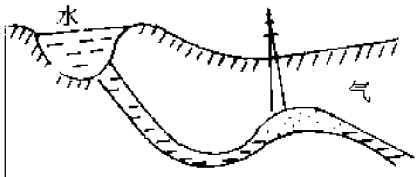
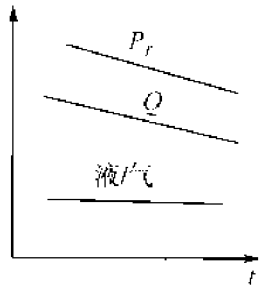
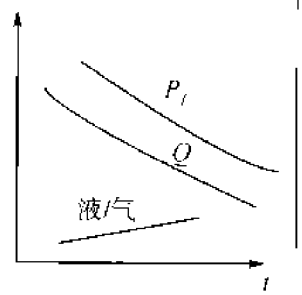
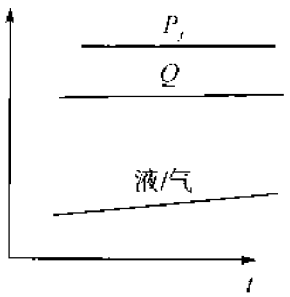
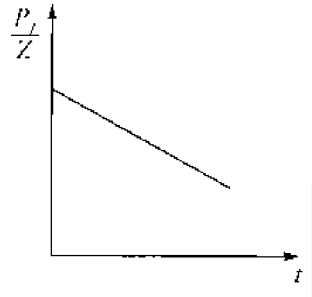
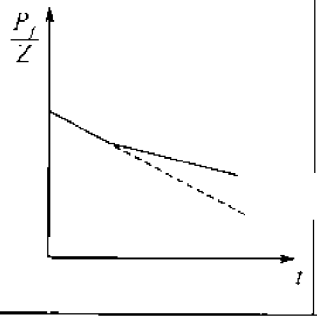
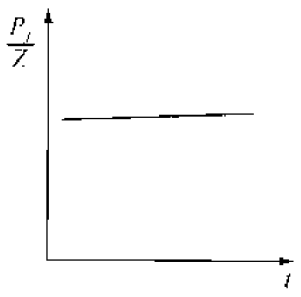
3. 纯水压驱动

纯水压驱动的主要动力是边底水的压力。当气藏的边底水很活跃，且有充足的水源补给时，会出现这种驱动方式。纯水压驱动气藏开采时采出的天然气所空出的空间，完全被推进的水所填充，储气体积不断减小，地层压力保持不变，压降储量曲线是一条水平线。实际上这种驱动方式是很少见的。

一般我们将进入水的体积和采出气的地下体积之比称为补偿系数。显然，气压驱动气藏的补偿系数为0，纯水压驱动气藏的补偿系数为1，弹性水压驱动气藏的补偿系数在0~1之间。一般气藏的补偿系数多小于0.2，即接近于气压驱动。但是应指出，这个补偿系数是随着气藏的开采而逐渐增大的，因为边底水推进速度取决于地层含气部分的压力。气藏压力降得越低，水的推进速度就越快，补偿系数也就越大。

表3-5列出了各种驱动方式的特征。在判别气藏的驱动方式时，一般将气藏的压降储量曲线作为最基本的依据。

表 3-5　不同驱动方式特征对比

序号 / 项目	1	2	3
名称	气压驱动	弹性水压驱动	纯水压驱动
驱动介质	气体	液体（油、水） 气体 固体（岩石）	水
能量来源	气体的弹性	流体及岩石的弹性	水的压力
概念	气藏中压缩天然气弹性膨胀力为主推动气流入井	气层压力下降时，用气层中流体（水、油、气）和气层岩石本身的弹性膨胀力驱动气流入井	由边、底水静水压头做功推动气流入井
示意图			
特征	地层压力、产量在开采过程中不断下降，气液比稳定，气藏总体积基本上不变	地层压力、产量在开采过程中下降较快，岩石、液体的膨胀由井底向边界扩展	地层压力、产量在开采过程中稳定，液/气逐渐上升，气液界面趋向井底，气藏体积减小
采气曲线形态			
压降储量曲线形态			

气藏的三种驱动方式经常是在共同起作用，仅有主次之分而已。在采气过程中，会因为自然条件和人为因素而引起驱动方式的变化。如本来是弹性水压驱动的气藏，若加大采气速度，使水的补偿滞后，水的作用减弱，则表现为气压驱动的特征。另外，在气藏不同的开采阶段，也会表现出不同的驱动方式，一般有水气藏开采初期以气压驱动为主，而后期以弹性水压驱动为主。

三、气藏的类型

根据不同的分类依据，可将气藏分为若干类型，分类的依据主要是地质特征和地下流体特征。下面介绍几种常用的分类方案。

1. 按圈闭类型分类

这是最常用的一种分类方法，一般可将气藏分为构造气藏、地层气藏、水动力气藏和复合气藏，见表 3-6。

表 3-6 气藏分类系统表

大类	构造气藏	地层气藏	水动力气藏	复合气藏
亚类	①背斜气藏 ②断层气藏 ③裂缝性背斜气藏 ④刺穿气藏 ⑤多因素结合的构造气藏	①岩性气藏 ②不整合气藏 ③礁型气藏 ④多因素结合的地层气藏	①构造鼻和阶地型水动力气藏 ②单斜型水动力气藏 ③纯水动力气藏	①构造—地层型复合气藏 ②水动力—构造型复合气藏 ③地层—水动力型复合气藏 ④构造—地层—水动力型复合气藏

2. 按气藏形状分类

按气藏形状，可将气藏分为层状气藏、块状气藏和透镜状气藏等。

3. 按储集层岩石性质分类

按储集层岩石性质，可将气藏分为碎屑岩气藏、碳酸盐岩类气藏和其他岩类气藏等。

4. 按储集层通道结构及均匀程度分类

按储集层通道结构，可将气藏分为孔隙型气藏、裂缝型气藏、孔隙—裂缝型气藏和裂缝—孔隙型气藏。按储集层物性的均匀程度，可将气藏分为均质气藏和非均质气藏。

5. 按烃类组成及比重分类

按烃类组成及比重，可将气藏分成干气气藏、湿气气藏和凝析气藏等。若重烃组分进一步增加，则成为油藏。具体分类情况见表 3-7。

6. 按气藏与外界的连通情况分类

与外围水源连通的气藏称为开敞式气藏，与外界不连通的气藏称为封闭式气藏。

7. 按驱动方式分类

按气藏的驱动方式，可将气藏分为气驱气藏和水驱气藏等。

表 3-7　按地层条件下烃类的组成及比重分类

序号	类型	典型组成（体积）						比　重（空气比重=1）
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6 及 C_6 以上	
1	干气气藏	0.9	0.05	0.03	0.01	0.01	0.01	0.7 以下
2	湿气气藏							0.702~0.7796
3	凝析气藏	0.75	0.08	0.04	0.03	0.02	0.08	0.702~0.7796
4	轻油油藏	0.6~0.65	0.08	0.05	0.04	0.03	0.2~0.15	0.7796~0.8251
5	黑油油藏	0.44	0.04	0.04	0.03	0.02	0.4	0.8251~0.8762
6	重油油藏	0.2	0.03	0.02	0.02	0.02	0.75	0.8762~0.9342
7	焦油沥青矿藏						0.9 以上	约为 1

8. 按有无边水或底水分类

按有无边水或底水，可将气藏分为纯气藏、边水气藏和底水气藏。

9. 按天然气组分中含硫与否分类

按天然气中是否有硫组分，可将气藏分为不含硫气藏和含硫气藏。一般将硫含量超过1%的气藏称为高含硫气藏。

四、压力系统

（一）压力系统的概念

压力系统是指地层内流体压力传递影响的范围。对于有水气藏，又称为水动力系统；对于裂缝性气藏，又称为裂缝系统。压力系统的实质就是孔隙、裂缝等储渗空间的互相连通。在同一个压力系统内，压力可以互相传递。如果系统中的某一点压力发生了变化，这个变化将传递到整个压力系统。

处于同一压力系统的井具有以下特征：

①原始折算地层压力基本相同。

②生产过程中地层压力下降有一致性。

③有井间干扰现象。

④地层流体性质相同。

不同的压力系统，驱动类型和压力变化产量递减规律都不一样，因此，应采取不同的开发方案。另外，压力系统是进行动态分析、制定开发方案和进行储量计算的基本单元。

（二）压力系统的分析和判断

处于同一压力系统的井所具有的特征是分析和判断压力系统的基本依据。

1. 由地层压力判断

如果各井的原始折算地层压力相等，则它们可能为同一压力系统。应注意比较压力时测压时间要一致。若一个压力系统已投入开采一段时间后又在该系统上打一新井，则新井的地层压力要比老井的原始折算地层压力低。

2. 井间干扰试验

某井没有进行操作，当其他井开井生产时，该井产量下降；当其他井关井时，该井产量上升。说明该井与其他井为同一压力系统。

某井开井生产，其他井关井，关井压力随该井的开采而自动下降，说明这些井为同一压力系统。

甲井开井生产，乙井关井。关甲井时，乙井的关井压力升高，说明甲、乙两井同处于一个压力系统。

3. 注入化学指示剂

选择一些物理性质稳定又易于发现和鉴别的化学指示剂注入某井中，若在其他井的开采中发现了这种指示剂，则说明它们是互相连通的，同处于一个压力系统。

4. 分析流体性质

若各井的流体性质都一致，则说明可能为同一个压力系统；若各井的流体性质差异很大，则说明肯定不是一个压力系统。

5. 用压降曲线分析和判断

在气藏开采过程中，在同一时刻获得各井的地层压力并折算后，在以时间为横轴的坐标系中描点，然后将每口井的若干点连线，得到气藏压降曲线。若各井的压降曲线重合或平行，则为同一压力系统，否则为不同的压力系统。

如图 3 24 所示，1、4、8 三口井同时所测的折算地层压力相同，各井压降曲线互相重合，为同一压力系统。10 井的压降曲线不与以上三井重合，且压降规律亦明显不同，所以 10 井为另一个压力系统。

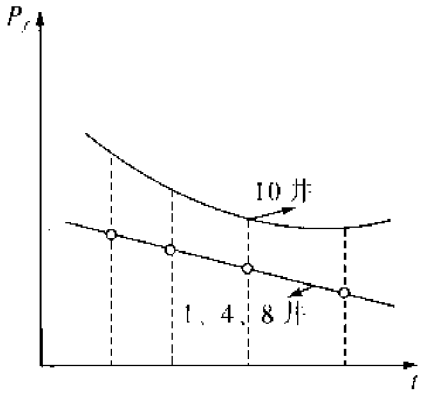


图 3 24 用压降曲线分析和判断压力系统

五、储量计算

（一）容积法

1. 计算公式

$$R_0 = Fh\Phi S_g \frac{P_{f0}}{Z_0} \cdot \frac{T_b}{TP_b} \qquad (3-17)$$

式中：R_0——天然气原始储量，m^3；

F—— 含气面积，m^2；

h　　储层有效厚度，m；

Φ——有效孔隙度；

S_g　　含气饱和度；

P_{i0}——原始地层压力，bar；

Z_i——相当于 P_{i0}、T 条件下的压缩系数；

T——地层温度，K；

P_b——　标准状况压力，bar；

T_b　　标准状况温度，K。

2. 主要参数的确定

（1）含气面积 F

在钻探过程中，若直接见到气水界面，则用气水界面海拔平行于构造等高线来圈定含气面积；若遇断层封闭严密，则依断层线分界来圈定含气面积；若储气层岩性变化大，则应划分为若干小块分别圈定含气面积。

（2）有效厚度 h、有效孔隙度 Φ 和含气饱和度 S_g

这三个参数相互有关，要有孔隙度的下限值才能确定有效厚度，而含气饱和度又随孔隙度的变化而变化。一般做法是求出产层岩心的孔隙度，作出孔隙度与含水饱和度的关系曲线，在曲线上以含水饱和度急剧上升的孔隙度作为有效孔隙度的下限，以其相应的层段厚度作为有效厚度。如图 3—25 所示，曲线的转折点在孔隙度为 1% 处，孔隙度小于 1%时含水饱和度急剧上升，故对该气层大于 1%的孔隙度才是有效孔隙度。然后按岩心的孔隙度，由该气藏的孔隙度与饱和度曲线查出含水饱和度，并以相应的含水饱和度求含气饱和度。

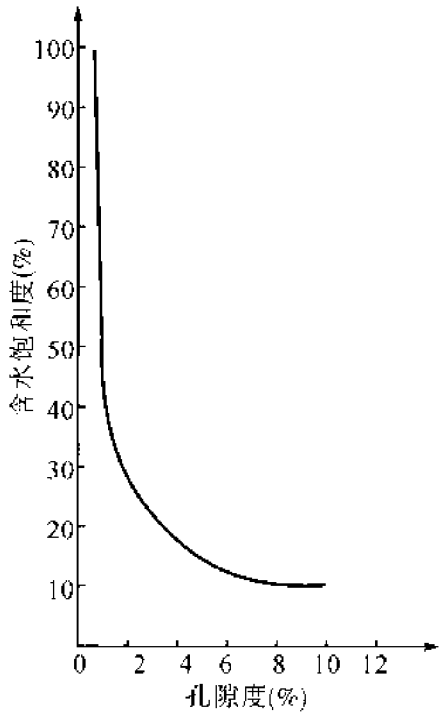


图 3—25　含水饱和度与孔隙度关系曲线

在具体计算时，应将每口井的储层划分为若干段，分段求出平均孔隙度和含气饱和度。

（3）原始地层压力 P_{i0}

以各井的原始地层压力作出等压图，再求出计算面积内的加权平均压力作为原始地层压力。

容积法计算储量适用于孔隙性均质气藏。对于裂缝性碳酸盐岩气藏，由于它的不均质性，使得以上参数的确定难度大且不易求准。因此，对碳酸盐岩气藏来说，容积法储量是作为勘探阶段提出的参考储量，其准确性还有待与试采后求得的压降储量相互验证。

（二）弹性第二相法

在有限封闭气藏中，当气井以定产量生产后，气藏压力变化将经历不稳定早期、不稳定晚期和视稳定期三个阶段。当达到视稳定状态后，气藏任意一点的压力平方下降速度一致，P_i^2 和 t 呈直线关系（如图 3—26 所示），利用此关系即可计算储量。由于不稳定早期

称为弹性第一相，不稳定晚期和视稳定期称为弹性第二相，所以这种计算储量的方法称为弹性第二相法。

1. 计算公式

$$V_0 = \frac{ZQP_f}{b} \tag{3-18}$$

$$R_0 = V_0 \frac{P_{f0} \cdot T_b}{Z_0 T P_b} \tag{3-19}$$

式中：V_0——气藏原始有效储气体积，m^3；

Q——气井稳定产量，m^3/d；

P_{f0}——原始地层压力，bar；

P_f——与 t 时间相对应的地层压力，bar；

b——直线段斜率；

R_0——气藏原始储量，m^3；

Z_0——P_{f0}条件下的平均压缩系数；

其余符号意义同前。

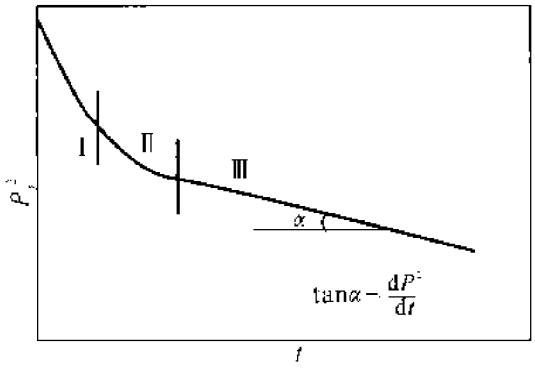


图 3-26 $P_f^2 - t$ 关系曲线

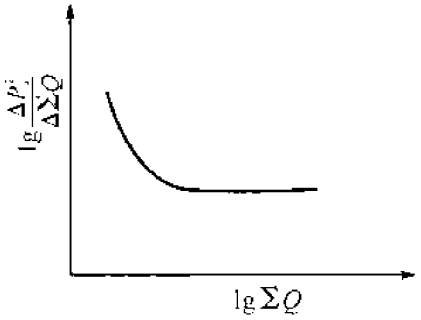


图 3-27 $\lg\frac{\Delta P_f^2}{\Delta\sum Q} - \lg\sum Q$ 关系曲线

2. 计算步骤

①气井以定产量生产，同时收集生产时间、油压、套压和气产量等资料，然后计算井底压力、累计采气量等，并将收集到的原始数据和计算结果填入表 3-8 中。

表 3-8 弹性第二相法计算储量表

序号	时间	P_t (bar)	P_f (bar)	Q (m^3/d)	P_z (bar)	P_f^2	ΔP_f^2	$\sum Q$	$\Delta\sum Q$	$\frac{\Delta P_f^2}{\Delta\sum Q}$
1										
2										
⋮										

②绘制 $P_f^2 - t$ 关系曲线图或 $\lg\frac{\Delta P_f^2}{\Delta\sum Q} - \lg\sum Q$ 关系曲线图来判断是否达到视稳定状态。如果 $P_f^2 - t$ 呈直线关系（如图 3-26 中的第Ⅲ段）或 $\lg\frac{\Delta P_f^2}{\Delta\sum Q}$ $\lg\sum Q$ 值开始平行

于横坐标（如图 3－27 所示），则认为达到了视稳定状态，这时就可以进行储量计算了。为了计算简便，现场上常用井口压力代替井底压力来作图，即用 $\lg\frac{\Delta P_w^2}{\Delta\sum Q}-\lg\sum Q$ 代替 $\lg\frac{\Delta P_r^2}{\Delta\sum Q}-\lg\sum Q$ 关系曲线来判断气井是否达到视稳定状态。

③在直线段上任选两点计算斜率 b，即

$$b=\frac{(P_r^2)_1-(P_r^2)_2}{t_2-t_1} \tag{3-20}$$

④将有关数据代入式（3－18）和式（3－19）来计算储气体积和气藏原始储量。

例 1　某井以定产量 $54.33\times10^4 m^3/d$ 进行测试，测试前地层压力为 358.37 bar，原始地层压力为 374.46 bar，压缩系数为 1.0298，气层温度为 350 K，测试得到表 3－9 中的数据，试用弹性第二相法求气藏储量。

表 3－9　某井测试数据表

序号	时间 月	日	时	井口油压 P_w (bar)（绝）	P_w^2	ΔP_w^2	累计产气量 $\sum Q$ (10^4m^3)	$\Delta\sum Q$ (10^4m^3)	$\frac{\Delta P_w^2}{\Delta\sum Q}$
0	3	18	16	300.35	90210.2		293.8		
1	3	20	16	299.23	89568.5	641.7	403.1	109.3	5.87
2	3	22	16	293.32	88994.8	573.7	512.4	109.3	5.25
3	3	24	16	297.41	88452.7	542.1	621.8	109.4	4.96
4	3	26	16	296.49	87906.3	546.4	731.1	109.3	5.00
5	3	28	16	295.60	87379.4	526.9	839.7	108.6	4.85
6	3	30	16	294.39	86842.2	537.2	947.9	108.2	4.96
7	4	1	16	293.80	86318.4	523.8	1056.1	108.2	4.84
8	4	3	16	292.93	85808.0	510.4	1163.5	107.4	4.75
9	4	7	16	291.28	84844.0	964.0	1375.9	212.4	4.54

解：①绘出 $\lg\frac{\Delta P_w^2}{\Delta\sum Q}-\lg\sum Q$ 关系曲线，如图 3－28 所示，确认已出现视稳定状态。

②选择直线上的两点（第 7 点和第 9 点）计算斜率。应注意表 3－9 中只给出了井口压力，计算时需先计算出井底压力。该井第 7 点和第 9 点的井底压力平方值分别为 113798.3 和 111957.2（计算过程略）。

$$b=\frac{(P_r^2)_7-(P_r^2)_9}{t_9-t_7}=\frac{113798.3-111957.2}{6}=306.85$$

③计算储气体积和气藏储量。

$$V_g=\frac{2QP_i}{b}=\frac{2\times54.33\times358.37}{306.85}=126.9(10^4m^3)$$

$$R_0=V_g\cdot\frac{P_{i0}T_0}{Z_0TP_0}=126.9\times\frac{374.46\times293}{1.0298\times350\times1.013}=38133(10^4m^3)$$

弹性第二相法计算储量适用于封闭性气驱气藏，新气井短期试采即可求得气井所在裂

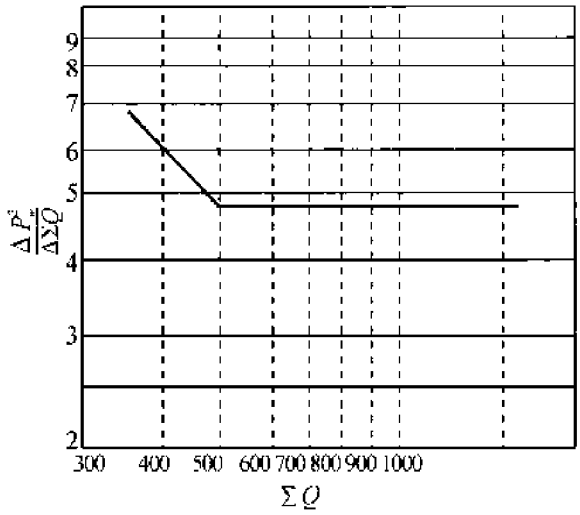


图 3－28 $\lg\frac{\Delta P_w^2}{\Delta\sum Q}-\lg\sum Q$ 关系曲线

缝系统的储量。

（三）压降法

1. 有关公式

压降法计算储量是利用物质的平衡原理，即气藏原始储量等于剩余储量加上累计采气量。

根据状态方程有

$$\frac{P_{f0}V_0}{T\cdot Z_0}=\frac{P_bR_0}{T_bZ_b} \tag{3-21}$$

由于 $Z_b=1$，再假设气藏开采过程中储气体积 V_0 不变，则有

$$R_0=\frac{P_{f0}}{Z}\cdot\frac{T_b}{TP_b}\cdot V_0=\frac{P_f}{Z}\cdot\frac{T_b}{TP_b}V_0+\sum Q_t \tag{3-22}$$

令 $\frac{T_b}{TP_b}\cdot V_0=a$，则有

$$\frac{P_{f0}}{Z_0}\cdot a=\frac{P_f}{Z}\cdot a+\sum Q_t$$

或

$$\frac{P_f}{Z}=\frac{P_{f0}}{Z_0}-\frac{1}{a}\sum Q_t \tag{3-23}$$

式中：R_0——气藏原始储量，m^3；

V_0——气藏储气体积，m^3；

P_{f0}/Z_0——原始地压系数，bar；

P_f/Z——生产至 t 时刻的地压系数，bar；

$\sum Q_t$——生产至 t 时刻的累计采气量，m^3；

T——气层温度，K；

其余符号意义同前。

从式（3－22）可以看出，只要求出了$\frac{T_b}{TP_b}V_0$，就很容易求得气藏原始储量R_0。

从式（3－23）可以看出，$\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$的关系曲线为一条直线，直线的截距为原始地压系数$\frac{P_{f0}}{Z_0}$，当$\frac{P_f}{Z}=0$时，$\sum Q_i$就等于气藏原始储量R_0。

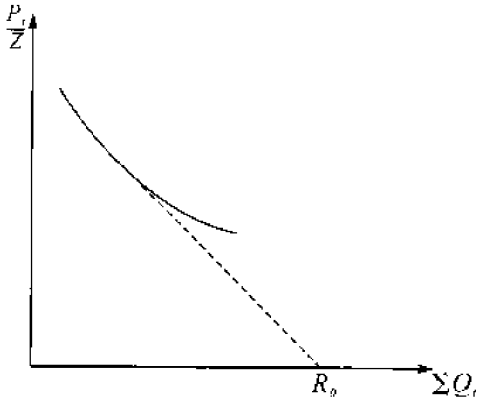


图3－29　$\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$关系曲线

2. 计算步骤

①全气藏各气井定期同时关井，测得最大关井压力。

②计算各井的地层压力P_f和地压系数$\frac{P_f}{Z}$。

③计算气藏的平均地压系数$\frac{P_f}{Z}$。当气藏连通性好，各井压力相差不大时，可用算术平均法求得；当各井压力相差很大时，应用加权平均法计算。

④把全气藏气产量从开始投产累计到t时刻，得到$\sum Q_i$。应注意要包括放空气量。

⑤绘制压降储量曲线图，即$\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$关系曲线图（如图3－29所示）。绘制时将各测点的$\frac{P_f}{Z}$值和对应的$\sum Q_i$值在直角坐标系中描点，然后连线即可。确定直线段后，将其延伸，与$\sum Q_i$轴相交，交点横坐标即为气藏原始储量R_0。

⑥也可以在直线上任选两点来计算直线的斜率a，然后再将a值（即$\frac{T_b}{TP_b}V_0$值）代入式（3－22）计算气藏的原始储量R_0。

$$a=\frac{T_b}{TP_b}V_0=\frac{\sum Q_2-\sum Q_1}{\left(\frac{P_f}{Z}\right)_1-\left(\frac{P_f}{Z}\right)_2} \tag{3-24}$$

式中：$\left(\frac{P_f}{Z}\right)_1$、$\left(\frac{P_f}{Z}\right)_2$和$\sum Q_1$、$\sum Q_2$分别为所选直线上两点的地压系数值和累计采气量值。

压降法计算储量适用于封闭性的气驱气藏。因为只有气驱气藏在开发过程中储气体积保持不变，$\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$ 关系才是一条直线。弹性水驱气藏开采一段时间后，边底活动，诸气体积减小，$\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$ 关系曲线开始有上翘现象。此时也可以用压降法求气藏储量，但应采用上翘前的直线段来求解。

压降法求储量是气藏开发阶段核实储量的主要方法。

例 2 某地区有五口气井，生产中收集到如表 3－10 所示的资料，要求：

(1) 划分压力系统。

(2) 作出 8 号井所在压力系统的 $\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$ 关系曲线。

(3) 分析 8 号井所在压力系统的驱动类型。

(4) 求 8 号井所在压力系统的地质储量。

(5) 求 8 号井所在压力系统 1990 年的单位压降采气量。

(6) 求 8 号井所在压力系统 1991 年的采气速度。

(7) 求 8 号井所在压力系统至 1991 年底时的采出程度。

表 3－10 五口井的 P_f/Z、$\sum Q$ 数据表

时 间	8 号井		6 号井		5 号井		13 号井		17 号井	
	P_f/Z	$\sum Q$	P_f/Z	$\sum Q$	P_f/Z	$\sum Q$	P_f/Z	$\sum Q$	P_f/Z	$\sum Q$
1989.7.1	200	0	200	0	178	800	200	0	179	0
1989.12.31	183	5600	183	5700	172	3800	183	5700	174	2000
1990.7.1	167	10000	167	11500	165	7300	167	11500	165	5500
1990.12.31	150	16000	150	17000	160	9800	150	17000	160	8000
1991.7.1	144	19000	144	20500	155	12300	144	20500	155	10500
1991.12.31	140	23000	140	23500	150	14800	140	23500	150	13000

注：表中 P_f/Z 的单位是 bar，$\sum Q$ 的单位是 $10^4 m^3$。

解：①划分压力系统。利用表 3－10 中各井的数据绘制 $\frac{P_f}{Z}-t$ 关系曲线，如图 3－30 所示。在此压降曲线图上，8 号、6 号和 13 号井的压降曲线重合，为同一压力系统；5 号和 17 号井的压降曲线基本重合，为另一压力系统。

②作 8 号井所在压力系统的 $\frac{P_f}{Z}-\sum Q_i$ 关系曲线。将 8 号、6 号和 13 号三口井的地压系数求平均值，并将三口井的产量累计起来，可得到表 3－11。将表 3－11 中的各点数据在直角坐标系中描点、连线，可得到 8 号井所在压力系统的压降储量曲线，如图 3－31 所示。

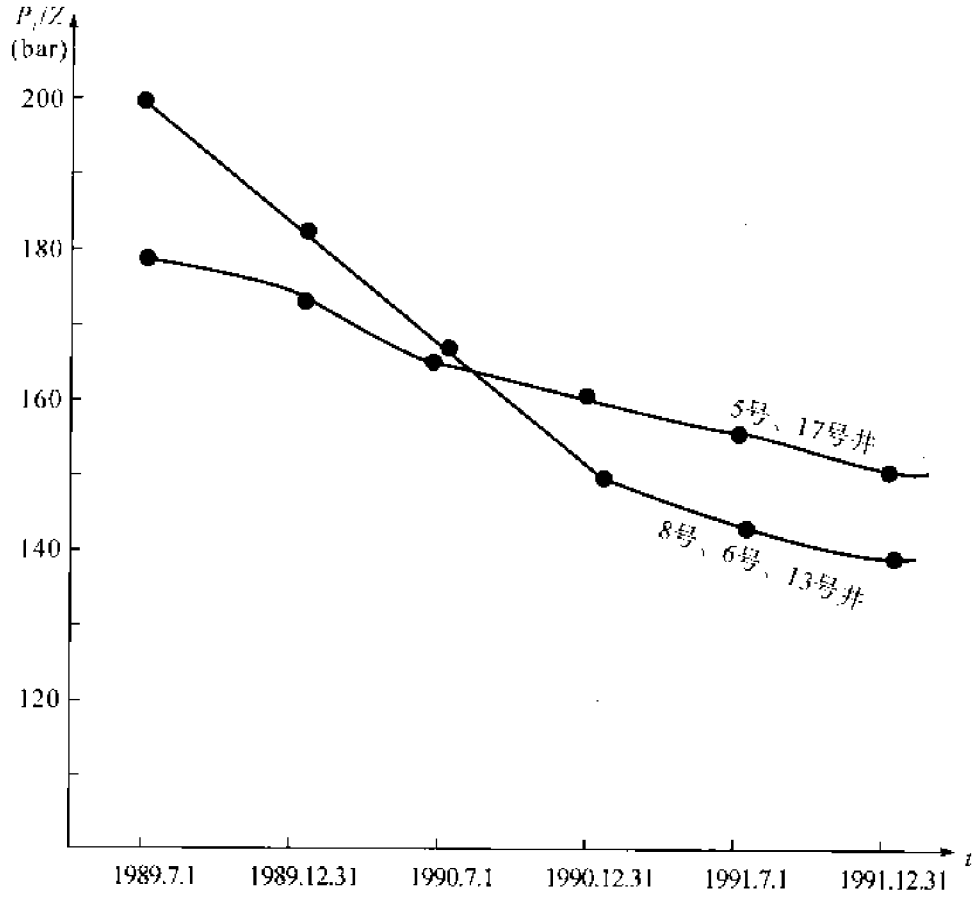


图 3－30　五口井的压降曲线图

表 3－11　8 号井所在压力系统的$\frac{P_i}{Z}$、$\sum Q_i$ 数据表

时　间	$\frac{P_i}{Z}$ (bar)	$\sum Q_i$ ($10^4 m^3$)
1989.7.1	200	0
1989.12.31	183	17000
1990.7.1	167	33000
1990.12.31	150	50000
1991.7.1	144	60000
1991.12.31	140	70000

③分析驱动类型。从图 3－31 可以看出，从 1989 年 7 月 1 日至 1990 年 12 月 31 日这段时间的压降储量曲线为直线，1990 年 12 月 31 日至 1991 年 12 月 31 日这段时间曲线上翘，说明 8 号井所在压力系统为弹性水驱气藏，但在 1990 年 12 月 31 日前水的活动不明显，表现为气压驱动，之后才发现为弹性水压驱动。

④求压降储量。

方法一：将图 3－31 中直线部分延伸与 $\sum Q_i$ 轴相交，得到压降储量 R_0 = 200000($10^4 m^3$)。

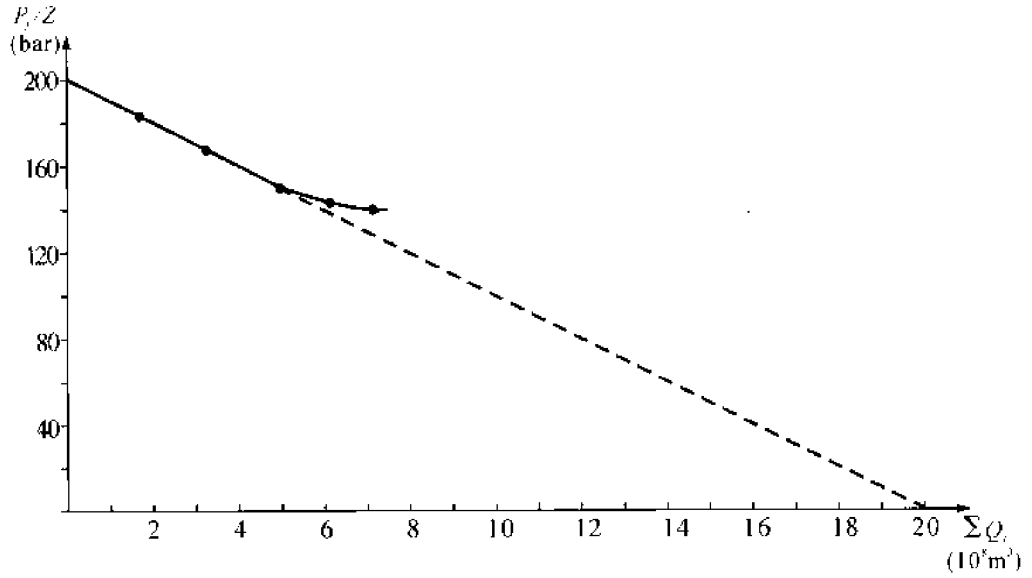


图 3-31 8 号井所在压力系统压降储量曲线

方法二：选直线上的两点（1989 年底和 1990 年底）计算 a，即

$$a = \frac{\sum Q_2 - \sum Q_1}{\left(\frac{P_f}{Z}\right)_1 - \left(\frac{P_f}{Z}\right)_2} \qquad \frac{50000 - 17000}{183 - 150} = 1000$$

代入式（3-22），可得

$$R_0 = \frac{P_{f0}}{Z_0} \cdot a = 200 \times 1000 = 200000(10^4 m^3)$$

⑤求 8 号井所在压力系统 1990 年的单位压降采气量。

$$Q_d \qquad \frac{\sum Q_{1\sim 2}}{\left(\frac{P_f}{Z}\right)_1 - \left(\frac{P_f}{Z}\right)_2} - \frac{50000 - 17000}{183 - 150} = 1000(10^4 m^3/bar)$$

⑥求 1991 年的采气速度。

$$\text{采气速度} \quad \frac{\text{年采气量}}{\text{地质储量}} \times 100\% - \frac{70000 - 50000}{200000} \times 100\% \qquad 10\%$$

⑦求采出程度。

$$\text{采出程度} = \frac{\text{累计采气量}}{\text{地质储量}} \times 100\% = \frac{70000}{200000} \times 100\% = 35\%$$

对于非均质且连通性差的气藏，当计算平均地压系数困难时，可分别求出单井的压降储量，累计起来就是气藏的储量。对于井距大的气藏，单井压降储量累计法计算的储量可能比实际储量小。

（四）修正压降法

如前所述，压降法计算储量只能用于气驱气藏。对于一个有水气藏，由于其受到水驱作用，在压降储量曲线图上表现为曲线上翘，此时若再用压降储量曲线外推求储量，其结果将会比实际值偏高。如果水的作用比较明显，哪怕是开采初期也会受到水的影响，那么不能外推求储量。

对于气驱气藏，要求其储量，从理论上讲只需原始地层压力和一个压降点（$\frac{P_i}{Z}$，$\sum Q$）就足够了，现场上采用多点求直线关系只是为了计算更精确而已。对于有水气藏，我们仍可以用原始地层压力和一个压降点连成直线来求储量，所求结果将比实际值大，称为视储量。

随着开发的深入，水侵情况会愈加严重，这时用压降点求出的视储量会偏差更大。反过来，开采期越短，气藏越接近原始状态，水侵量越趋近于零，这时用压降点求出的视储量就越接近气藏的实际储量。即

$$\lim_{\sum Q \to 0} R(\sum Q) = R_0 \tag{3-25}$$

或

$$\lim_{P_i/Z \to P_{i0}/Z_0} R(P_i/Z) = R_0 \tag{3-26}$$

式中：R ——视储量；

R_0——气藏储量；

$\sum Q$ ——气藏累计采气量；

P_i/Z ——地压系数；

P_{i0}/Z_0 ——原始地压系数。

当然，当累计采气量 $\sum Q$ 趋近于零时，是无法收集到产量与压降的资料的。但我们可以利用各压降点的资料来找出水侵对视储量影响的变化关系，从而回归求出气藏储量，这就是修正压降法求储量，具体步骤如下：

①在以$\frac{P_i}{Z}$为纵轴、$\sum Q$ 为横轴的坐标系中，描出原始点（$\frac{P_{i0}}{Z_0}$，0）和各压降点，如图 3－32 所示。

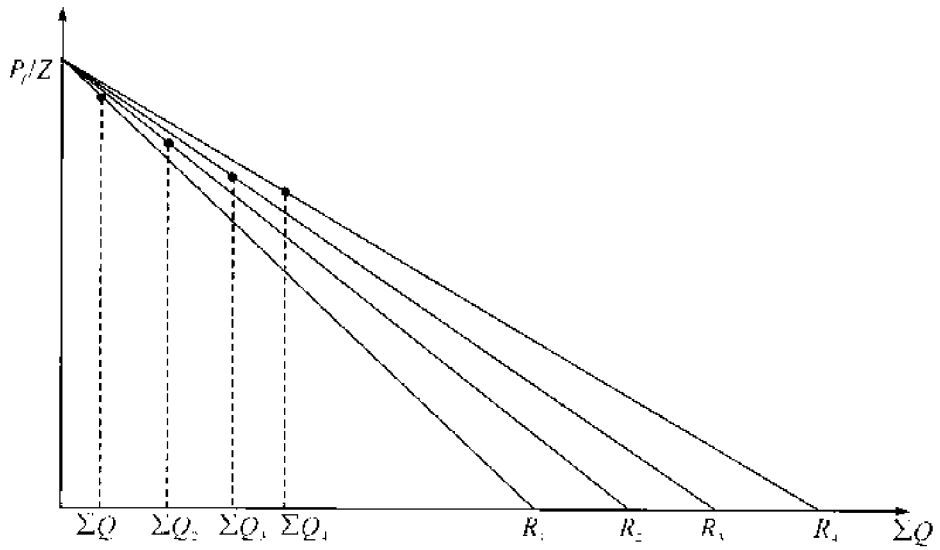


图 3－32　有水气藏 $\frac{P_i}{Z} - \sum Q$ 关系曲线

②把原始点和每个压降点连成直线，并外推与 $\sum Q$ 轴相交，得到一组视储量数据

R_1、R_2、R_3、R_4。

③在以 R 纵轴、$\sum Q$ 为横轴的坐标系中，将对应的 $\sum Q$ 与 R 描点，然后将各点回归成一条直线，直线截距即为气藏原始储量，如图 3-33 所示。

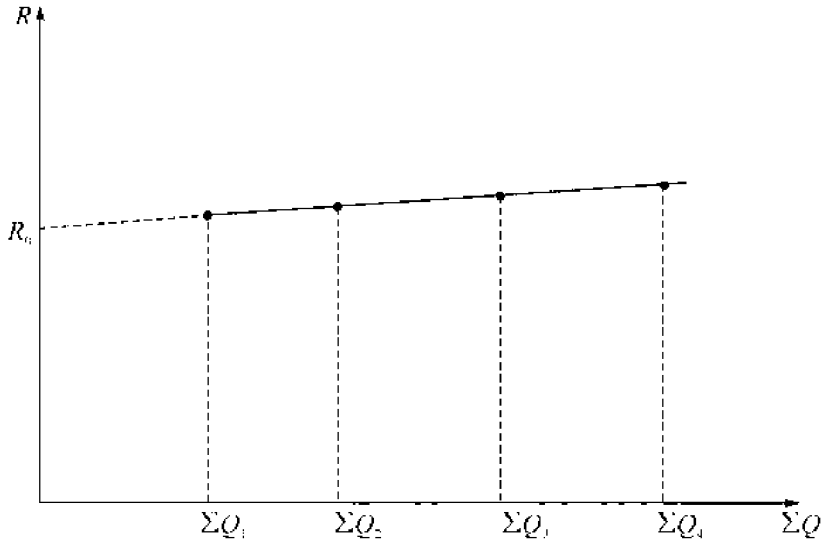


图 3-33 修正压降法求储量

六、气藏递减分析

气藏的开发方式包括保持地层压力开发和衰竭式开发两种。衰竭式开发的气藏，主要是利用气体自身的弹性能量进行生产。一个气藏在开发过程中，随着地质条件和开发状况的变化，气藏总产量在稳定相当长一段时间后，总会出现不断下降的现象，我们称之为递减。一个气藏通常要经历上升期、稳定期和递减期，如图 3-34 所示。在气藏开发的递减期中，产量不断下降，开发工作中必须对气藏递减的原因、规律进行分析和研究，并及时采取各种措施来减缓递减或延长递减期，最终达到提高采收率的目的。

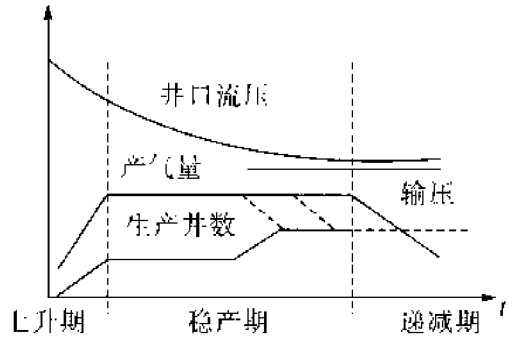


图 3-34 气藏开发模式图

（一）递减因素

1. 地质条件

（1）地层压力下降

地层压力下降在整个开发过程中均存在。进入递减期后，由于地层压力、井底压力和

井口压力已降至较低水平，为了保证正常集输，往往由原来的定产量生产转变为定井口压力生产，这时地层压力再下降就会使生产压差大幅度减小，从而造成气产量递减。

另外，由于地层压力下降，也会导致地层水的推进及井筒内排液能力的下降，造成气井产量的进一步递减。

（2）地层水活动

地层水的推进会使井底附近地层内的含水饱和度增大，从而使气的相对渗透率下降，造成气产量递减。气井出水时，井筒积液的上升会增大井底回压，增大举升的阻力，也将严重影响气井的产量。

（3）地层不均质的影响

如果地层不均质且储渗空间的渗透性差异很大，则低渗区向高渗区的补充迟缓，表现为采气速度大时，单位压降采气量小；采气速度小时，单位压降采气量大。气藏或气井往往会过早出现衰老现象。

2. 开发状况

（1）井网部署及新井接替情况

若打井太少，且又无新井接替，必然会造成气藏快速递减。

（2）气井的工作制度

若工作制度不合理，也会造成或加剧气藏的递减。

（3）井间干扰

邻井开井生产会造成本井的产量下降，但井间干扰主要是造成单井的产量递减，对整个气藏的产量影响不大。

（二）递减规律

1. 有关公式

描述气藏递减的情况可用递减系数 σ 表示，也可以用递减率 A_r 表示。递减系数是单位时间内产量递减的百分数。若以相同的时间为阶段，如图 3－35 所示，则 σ 为第二阶段的产量 Q_2 与第一阶段的产量 Q_1 之比，即

$$\sigma = \frac{Q_2}{Q_1} \tag{3-27}$$

$$A_r = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} \times 100\% = (1-\sigma) \times 100\% \tag{3-28}$$

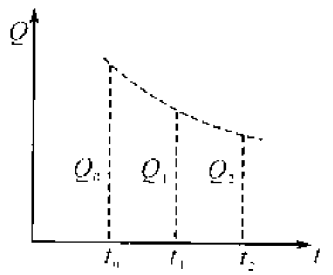


图 3－35　产量与时间关系曲线

式中：σ——递减系数；

Q_1、Q_2——分别为 t_1、t_2 时刻的产量；

A_t——递减率。

根据理论研究和实践经验可知，气量递减的基本规律可用双曲线递减公式表示，即

$$\frac{A_t}{A_0}=\left(\frac{Q}{Q_0}\right)^{n'} \tag{3-29}$$

$$Q=\frac{Q_0}{(1+n'A_0t)^{\frac{1}{n'}}} \tag{3-30}$$

式中：t——递减时间；

Q——t 时刻的产量；

Q_0——递减开始时的产量；

A_t——t 时刻的递减率；

A_0——递减开始时的递减率；

n'——递减指数。

2. 递减的基本类型

根据递减指数 n' 的变化，可将递减分为六种类型，见表 3－12。

表 3－12 递减类型及特点

递减类型	一次型	指数型	双曲线Ⅰ型	调和型	双曲线Ⅱ型	视稳定型
递减指数	$n'<0$	$n'=0$	$0<n'<1$	$n'=1$	$1<n'<5$	$n'=\infty$
递减公式	$A_t=A_0\left(\frac{Q}{Q_0}\right)^{n'}$	$A_t=A_0=$常数	$A_t=A_0\left(\frac{Q}{Q_0}\right)^{n'}$	$A_t=A_0\left(\frac{Q}{Q_0}\right)$	$A_t=A_0\left(\frac{Q}{Q_0}\right)^{n'}$	$A_t=0$
日产量计算公式	$Q=\frac{Q_0}{(1+n'A_0t)^{\frac{1}{n'}}}$	$Q=Q_0-A_0t$	$Q=\frac{Q_0}{(1+n'A_0t)^{\frac{1}{n'}}}$	$Q=\frac{Q_0}{1+A_0t}$	$Q=\frac{Q_0}{(1+n'A_0t)^{\frac{1}{n'}}}$	$Q=Q_0=$常数
特征	递减期的递减率大于初始递减率，它随产量的下降而急剧递减	产量递减率等于一个常数，它不随时间而变化，产量与时间成指数关系	产量与时间呈双曲线关系，随产量下降，递减急剧变小	双曲线型中的特殊情况，递减与产量成正比，产量与时间仍呈双曲线的关系	产量与时间呈双曲线关系，产量下降，递减慢慢变小	产量不递减，成为稳定生产

当 n' 值变化时，可绘制出不同类型的递减曲线，如图 3－36 所示。由图可知，n' 值越

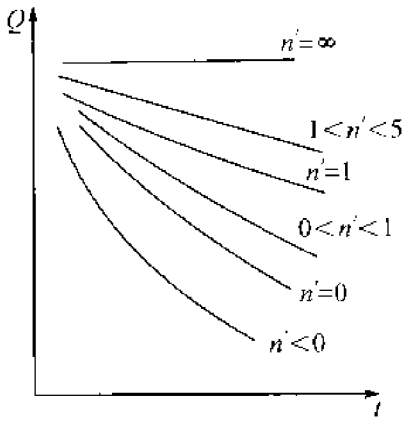


图 3－36 不同类型的递减曲线

小，递减越快。当 $n'=\infty$ 时，为水平直线，即视稳定型。实际上，$n'=5$ 以上就可以视为视稳定型；当 $0<n'<5$ 时，为双曲线型，n' 值越小，曲线越向下凹；当 $n'<0$ 时，为一次型，曲线随产量减小急剧下凹。

通过研究四川地区大量气藏的实际资料可知，递减规律和类型是很复杂的，上面的六种类型往往都不能用一种规律来表述。无水气藏的递减多属于双曲线Ⅰ型、调和型和双曲线Ⅱ型。有水气藏出水后往往是一次型递减，在气藏生产末期，递减很小，又表现为视稳定型。

递减因素的复杂性导致递减规律和递减指数的变化，反过来，我们又可以根据递减指数的变化来分析递减因素和预测产量等。

习 题 三

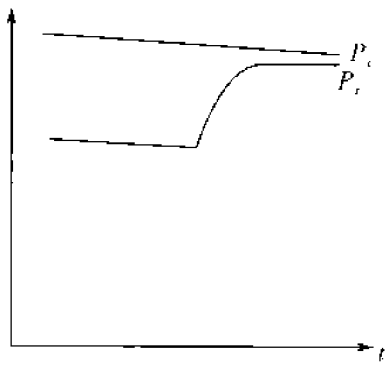
1. 什么是气藏动态分析？气藏动态分析的主要内容是什么？
2. 气液混合物在油管中举升时的运动结构状态有哪几种？
3. 气井稳定举升的条件是什么？
4. 什么是采气曲线？它有哪些主要用途？
5. 根据下面各图的曲线特征，选择正确答案。

(1) A. 油管断裂　　B. 气井出水　　C. 关小阀门

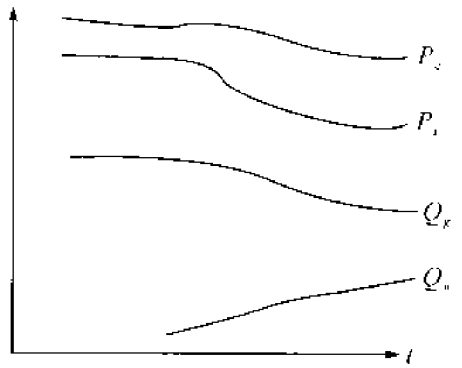
(2) A. 气井出水　　B. 开大阀门　　C. 渗透性变好

(3) A. 渗透性变好　　B. 渗透性变差　　C. 气井出水

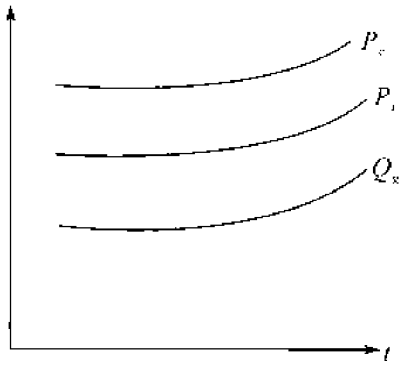
(4) A. 气井出水　　B. 仪表故障　　C. 渗透性变差



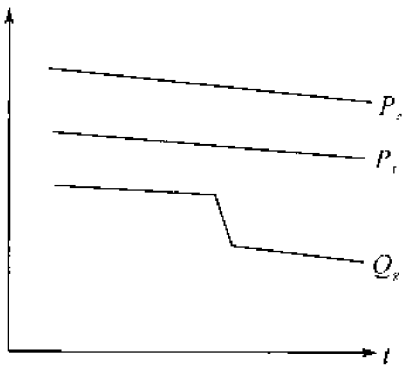
(1)



(2)



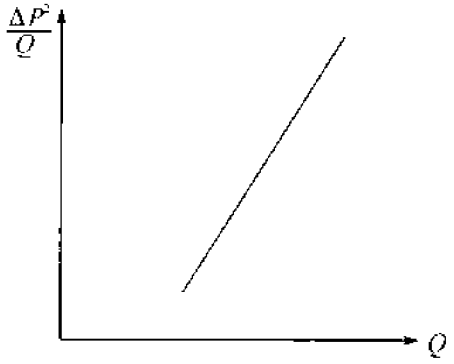
(3)



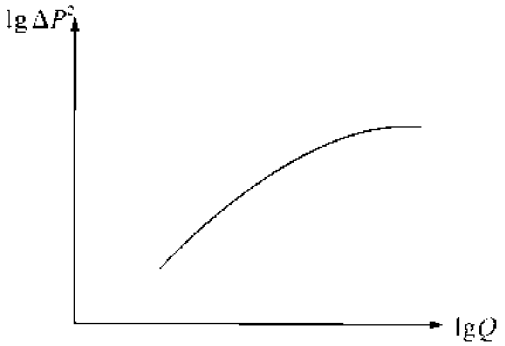
(4)

6. 一口纯气井 t_1 时刻开井油管生产，t_2 时刻换油管生产为套管生产，t_3 时刻关井，t_4 时刻关井稳定，试画出采气曲线示意图。

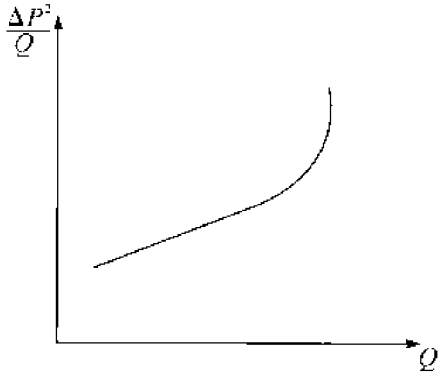
7. 分析下面各图的曲线特征，选择正确答案。



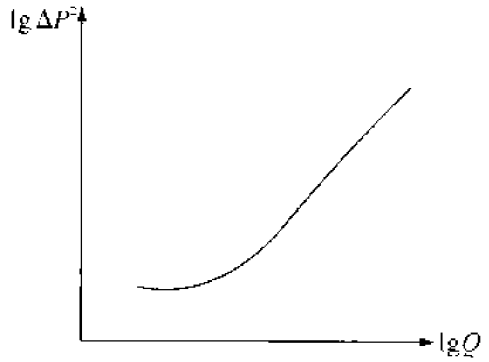
(1)



(2)



(3)



(4)

(1) A. 正常　　B. 测试误差　　C. 气井出水

(2) A. 渗透性变好　　B. 渗透性变差　　C. 产凝析水

(3) A. 气井出水　　B. 渗透性变好　　C. 正常

(4) A. 出地层水　　B. 出凝析水　　C. 渗透性变差

8. 气井油管生产时，套压略大于油压和套压大于油压几个兆帕各说明什么问题？

9. 气井生产过程中，无论产量大小如何，也无论是油管生产或套管生产，油套压都基本一致，这是为什么？

10. 关井后油套压不相等可能是哪些原因造成的？

11. 什么是理想气量、理论气量、实际气量、总递减、自然递减、渗透率变化影响？它们之间有何数量关系？

12. 试解释地质储量、采气速度、采出程度、采收率、单位压降采气量。

13. 什么是气藏的驱动方式？气藏有哪几种驱动方式？

14. 处于同一压力系统的井有哪些特征？

15. 什么是压力系统？如何判断压力系统？

16. 怎样计算气藏的储量？

17. 某气藏收集到如表 3－13 所示的资料，试求气藏储量及第 3 点时的采出程度。

表 3－13　第 17 题数据

点序	P_i（bar）	Z	$\frac{P_i}{Z}$	$\sum Q$（10^4m^3）
1	133.41	0.838	159.20	99
2	122.92	0.848	144.95	21619.39
3	101.40	0.867	116.96	66087.28
4	79.67	0.892	89.32	110488.44
5	74.50	0.8945	83.29	120564.79

18. 影响气量递减的因素有哪些？

第四章　气田开发与管理

第一节　概　述

一、气田勘探开发程序

整个气田的勘探开发工作一般可分为勘探阶段和开发阶段。但对于一些小型气田，只需少数探井就能满足开发要求，故勘探和开发之间就没有什么区别了。

1. 勘探阶段

气田勘探阶段的任务是发现和探明气田。通过构造准备、构造初探和构造详探等阶段（在详探阶段还要创造条件进行试采），基本弄清以下六个方面的情况，为转入开发阶段打下基础：

①各油气层的构造形态和断层分布。

②各油气层的层段、岩性和岩相、有效厚度和孔隙度、渗透率、饱和度等参数。

③油气水的相互关系和油气水的物理化学性质。

④油气水层的压力、气井的生产能力以及裂缝系统分布的基本情况。

⑤构造的含气面积。

⑥气藏的储量。

2. 开发阶段

气田的开发可分为产能建设、稳产和递减三个阶级。在方案的编制和实施中，应力求做到建设快、稳产期长、递减缓慢，使稳产阶段能达到较高的采出程度。为做好气田的开发工作，首先必须做好开发设计的编制工作。

二、气田开发设计的编制

1. 设计依据

①气田的构造形态、含气面积、产层特征、气水关系及水活跃程度、气田的压力、储量及产能大小。

②国家对用气量的要求。

③天然气的物理和化学性质，国家对气质的要求，凝析油和地层水的物理和化学性质，对天然气的利用，环境保护等方面的要求。

④对天然气输送压力的要求。

⑤气田所在地区的经济和地理状况。

2. 划分开发单元

各个气藏的性质不同，开发过程中的要求就不同，应划分为不同的开发单元，恰当安排各单元之间的开发程序，达到合理开发的目的。

对碳酸盐气田来讲，由于其非均质性的特点，一个裂缝系统就是一个开发单元。因此，气田开发初期就应利用试采和井间干扰等资料，查明井间连通的范围和程度、裂缝系统的面积和储量等，为划分开发单元提供可靠的依据。

3. 确定采气速度

不同类型的气田应采取不同的采气速度。采气速度的确定一方面取决于国家对天然气的需要，另一方面要考虑气田的地质技术条件。就地质技术条件而言，主要考虑气田的类型是无水气藏还是有边底水的气藏。实践证明，气藏内有没有水的活动，是影响采气速度的主要因素。无水气藏或虽有边底水但不活跃的弱弹性水驱气藏，在考虑采气速度时，以保持必要的稳产时期为主。例如，对中小型气田，当需要稳产 8～10 年时，采气速度可取 5%～7%。对边底水活跃的气藏，在确定采气速度时，应着重考虑边底水对开采的影响。国内外许多气田开采表明，过高的采气速度对这类气田是不合理的，这样会加速水的推进，造成气井出水被淹，产气量大幅度递减。对这类气田采气速度一般可取 3%～5%。例如，加拿大卡普兰气田是一个控制水锥成功的气田，原始储量为 $1.2\times10^{11}\ m^3$，年采气量为 $5.3\times10^{9}\ m^3$，采气速度为 4.4%，稳产 11 年。

对分散的成组气田的开发，为了保持稳定的供气量，应选择其中储量较大、产能较高的气田（或裂缝系统）作为主力气田，其采气速度可以相对低些，稳产年限相对长些。其他储量小、产能低的气田（或裂缝系统），其采气速度可以相对高些，稳产年限相对短些，依次投入开发，弥补主力气田的递减，以保持全组气田在较长时期内有一个稳定的供气量。

4. 预测裂缝系统及单井产量和压力变化

根据采气速度、储量、气层压力、气层物性等资料，对每个开发单元进行水动力学计算，分别计算出稳产年限、稳产期间总产气量以及地层压力、气水界面随时间的变化等。

按开发单元的采气量，结合气井的具体特点（生产方式、井身结构、井距离边底水的位置等），确定气井的工作制度、生产方式、单井产量以及井口压力随时间的变化。

5. 确定补充井数

根据水动力学计算的结果，依据开发单元的产能递减程度，确定补充井数、井位、投产次序和生产工作制度。

6. 制订有关方案

制订气田内部天然气集输、天然气的脱硫和脱水、凝析油的回收和加工、增压、地层水的处理等方案。

三、气井合理产量的确定

气井定产和配产是气田管理的主要任务，合理定产和配产是科学开发气田的重要手段。在确定气井产量时，既要考虑国家对天然气的需要，又要考虑气藏的实际情况，一般不得超过气井本身绝对无阻流量的 20%～30%，或井底压力下降不超过地层压力的 15%。具体确定气井产量时，要遵循下面的四个原则。

1. 采气速度合理

如果采气速度太小，则产量小，开采慢，不能满足国家对天然气的需要；如果采气速度太大，则稳定期短，单位压降采气量小，对有水气藏还会造成水的快速推进，影响气井正常生产。

2. 气井不受破坏

产量过高和井底压差过大，会在地下造成高速气流破坏井底及气井出砂，甚至造成井下垮塌及破坏井身结构等严重事故。若产量太小，对高压气井来讲，井口压力则很高，势必对井口及地面设备造成威胁；同时由于产量小，井筒内举升时流速小，有时会造成井筒积液，影响气井正常生产。

3. 井底不被水淹

有水气藏上的气井要特别注意生产压差不能太大，否则会加剧边底水的推进，引起气井过早出水和水淹，这样会造成气井产能和气藏最终采收率的大幅度下降。

4. 平衡供气

气井生产过程中地层压力和气井无阻流量都会逐渐下降，但用户又要求平稳供气。因此，确定合理产量时，应考虑到各种因素的影响，使气井能稳定较长一段时间，以满足用户对平稳供气的要求。

四、气井管理制度

①气井应具备本井井身结构图、构造井位图和采气工艺流程图，井组工作人员应掌握本井基本情况，熟悉井站采气工艺流程和各种工作制度。

②气井开、关井及调整产量、测压等井口操作时，应注意安全，严格按照操作规程执行，严禁猛开猛关。

③气井产量应按合理配产的要求由采气队确定，采气井组应认真执行配产。

④气井要在稳定制度下进行生产，一般不得随意变动。凡属开井、关井和调整产量的操作，必须取得采气队的批准。对紧急情况下的关井，必须及时向队部汇报，并说明关井的原因。

⑤认真录取井口各项参数，准确计量天然气产量、地层水产量、凝析油产量，准确测取井口油压、套压等。

⑥各种原始资料的记录和报表的填写应做到完整、齐全、准确、美观。

⑦定期开展动态分析工作。

⑧井站各种仪器仪表应定期校验检查，不符合技术要求的要及时修理或更换。

⑨定期排放站场污水，定期加注缓蚀剂。

⑩确保安全生产，保持站场清洁卫生。

五、现场常用报表

①单井采气日报表，见表 4 1。

②单井采气综合记录表，见表 4 2。

③气田、气藏生产月报表，见表 4 3。

④气井分析记录表，见表 4 4。

表 4-1　单井采气日报表

气田　　气藏　　井　　年 月 日 至 日

时间	井口气流温度(℃)	井口压力(MPa) 套压 开井	套压 关井	油压 开井	油压 关井	静压(格)	差压(格)	计量温度(℃)	输出压力(MPa)	产水(L)	产油(kg)	大气温度(℃)	备注
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
小计													值班人
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
小计													值班人
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
小计													值班人
合计													套压 最高 / 最低
平均													油压 最高 / 最低

天然气计算	静压(格)	差压(格)	t(℃)	K	日产气量(m^3)	关井 套压 / 最高 油压
	K_p	K_Δ	r	FR	日产水(油)量(m^3)	生产时间
						生产管位
						孔板直径

产量计算人：　　审核人：　　复核人：

表 4－2　单井采气综合记录表

日期	生产小时	井口套压(MPa) 最高	最低	平均	关井最高	井口油压(MPa) 最高	最低	平均	关井最高	气产量(m^3) 日产	月累产	日产水量(m^3)	日产油量(kg)	井口温度(℃)	计量温度(℃)	输压(MPa)	静压(格)	差压(格)	备注
1																			
2																			
3																			
⋮																			
29																			
30																			
31																			

月生产时间		套压	合计		油压	合计	气量($10^4 m^3$)			月产水(m^3)	月产油(t)	生产管位		流量计规范				P_{max}(MPa)	H_{max}(kPa)	
小时	天数		平均			平均	月总产	平均日产	放空			气流计量参数	L 上 1	K	K_1	K_2	Z	孔板直径	填表人	
			关高			关高													审核人	

表 4-3 气田、气藏生产月报表

气田	气藏	井号	生产天数	井口压力(MPa)				产气量(10^4m^3)						产水量(m^3)			凝析油(kg)		
				关井最高压力		生产平均压力		日产	月		年		历年		月产	年产	历年总产	日产	年产	历年总产
				套压	油压	套压	油压		总产	其中放空	总产	其中放空	总产	其中放空						
		气藏小计																		
	气田合计																			

表 4 4 气井分析记录表

分析日期 年 月 日(月 日 至 月 日)

生产时间		小时	主持人		参加人	

套压 MPa				油压 MPa				最高关井压力				产气量 m^3				
最高	最低	一般	平均	最高	最低	一般	平均	套压		油压		最高	最低	一般	平均	本期累计
								真重		真重						

产油量 10^3g				油气比 $10^3g/10^4m^3$				产水量 m^3				水气比 $m^3/10^4m^3$				
最高	最低	一般	平均	最高	最低	一般	平均	最高	最低	一般	平均	最高	最低	一般	平均	

生产情况简述	
分析内容	
措施与建议	
评语	

第二节　气井的工作制度及有关计算

气井的工作制度是指气井的生产方式，它表明天然气从地层流向井底时其产量和压力服从什么关系。现场生产时，应根据气藏、气井的具体情况，按照合理配产的原则，选用适当的工作制度。

一、定压差为常数

对于气层岩石不紧密、容易垮塌的气井，或有边底水气藏上的井，应该确定一个安全的压差，以保证气井井身结构不被破坏，井底不被水淹。此时，可选用定压差为常数的工作制度。

气井定压差生产过程中，由于地层压力的不断下降，井底压力和气井产量都会不断下降。

定压差生产时，可按下面的公式进行有关计算。

(1) 求不同时间的气井产量

$$Q=-\frac{A}{2B}+\sqrt{\frac{A^2}{4B^2}-\frac{1}{B}\left(\Delta P^2-2P_{f0}\Delta P+\frac{qtP_bT}{T_bV_0}\cdot 2\Delta P\right)} \tag{4-1}$$

(2) 求不同时间的地层压力

$$P_f=P_{f0}-\frac{qtP_bT}{T_bV_0} \tag{4-2}$$

或

$$P_f=\frac{AQ}{2\Delta P}+\frac{BQ^2}{2\Delta P}+\frac{\Delta P}{2} \tag{4-3}$$

(3) 求不同时间的井底压力

$$P_s=P_f-\Delta P \tag{4-4}$$

式中：Q——气井产量，km^3/d；

q——气藏日产量，km^3/d；

A，B——由试井确定的二项式系数；

ΔP——生产压差，bar；

P_{f0}——定压差开始时的地层压力，bar；

V_0——气藏原始储气体积，km^3；

T——气层温度，K；

P_b——标准状况压力，1.013 bar；

T_b——标准状况温度，293 K；

t——生产时间，d；

P_f——不同时间的地层压力，bar；

P_s——不同时间的井底压力，bar。

二、定井底压力为常数

当输气管网压力固定，要求一定的井口压力或凝析气井防止低于某个压力凝析油在地

层中凝析时，应确定一个恰当的井底压力（或井口压力）来保证正常集输和避免凝析油过早析出。此时，可选用定井底压力为常数的工作制度。

在定井底压力生产过程中，由于地层压力的不断下降，生产压差也不断下降，产量将会以较快的速度下降。

定井底压力生产时，可按下面的公式进行有关计算。

（1）求不同时间的产量

$$Q=-\frac{A}{2B}+\sqrt{\frac{A^2}{4B^2}-\left[P_s^2-\left(P_{fo}-\frac{qtP_bT}{T_bV_o}\right)^2\right]\frac{1}{B}} \tag{4-5}$$

（2）求地层压力

$$P_f=P_{fo}-\frac{qtP_bT}{T_bV_o} \tag{4-6}$$

当气藏上所有的井产量都相同时，可用下式求对应于 Q 的地层压力：

$$P_f=\sqrt{P_i^2+AQ+BQ^2} \tag{4-7}$$

（3）求生产压差

$$\Delta P=P_f-P_s \tag{4-8}$$

三、定气井产量为常数

若气藏能量充足，气井结构及地质条件允许，则可以选用定气井产量为常数的工作制度，以便最大限度满足用户的需求。

定产量生产过程中，由于地层压力的不断下降，为确保产量不变，应不断开大针形阀，降低井底压力，增大生产压差。当生产压差增大到极限时，应降低定产量标准或改用其他工作制度。

定产量生产时，可按下面的公式进行有关计算。

（1）求不同时间的地层压力

$$P_f=P_{fo}-\frac{qtP_bT}{T_bV_o} \tag{4-9}$$

（2）求不同时间的井底压力

$$P_s=\sqrt{P_f^2-AQ-BQ^2} \tag{4-10}$$

（3）求不同时间的生产压差

$$\Delta P=P_f-P_s \tag{4-11}$$

四、定针形阀开度

对某些气水同产井，为了避免井口操作频繁引起井的激动，影响气井正常生产，可采用定针形阀开度生产的工作制度，使气井在井口压力、水量、气量等都相对稳定的条件下连续生产。

例 1 某气藏原始储气体积为 $4.32\times10^5\ km^3$，原始地层压力为 235.9 bar。气藏上某井在生产压差为 90 bar 时，产量为 $450\ km^3/d$。地层温度为 393 K。试井求得 $A=47$，$B=0.064$。气藏日采气量为 $1.37\times10^4\ km^3/d$。试对该井以 90 bar 定压差生产或以 $450\ km^3/d$ 定产量生产 100 天后的情况进行预测。

解：①定压差 $\Delta P=90$ bar，生产 100 天后。

$$Q=\frac{A}{2B}+\sqrt{\frac{A^2}{4B^2}-\frac{1}{B}\left(\Delta P^2-2P_{fi}\Delta P+\frac{qtP_bT}{P_bV_g}\cdot 2\Delta P\right)}$$

$$=-\frac{47}{2\times 0.064}-\sqrt{\frac{47^2}{4\times 0.064^2}-\frac{1}{0.064}\left(90^2-2\times 235.9\times 90+\frac{1.37\times 10^4\times 100\times 1.013\times 393}{293\times 4.32\times 10^5}\times 2\times 90\right)}$$

$$=-367.19+\sqrt{134826.66-15.625\times(8100-12462.775.61)}$$

$$=-367.19+\sqrt{659614}$$

$$=367.19+812.17$$

$$=444.98\ (\mathrm{km^3/d})$$

$$P_f=P_{fi}-\frac{qtP_bT}{T_bV_g}$$

$$=235.9-\frac{1.37\times 10^4\times 100\times 1.013\times 393}{293\times 4.32\times 10^5}$$

$$=235.9-4.31$$

$$=231.59\ (\mathrm{bar})$$

$$P_s=P_f-\Delta P=231.59-90=141.59\ (\mathrm{bar})$$

②定产量为 450 $\mathrm{km^3/d}$，生产 100 天后。

$$P_f=P_{fi}-\frac{qtP_bT}{T_bV_g}$$

$$=235.9-\frac{1.37\times 10^4\times 100\times 1.013\times 393}{293\times 4.32\times 10^5}$$

$$=231.59\ (\mathrm{bar})$$

$$P_s=\sqrt{P_f^2-AQ-BQ^2}$$

$$=\sqrt{231.59^2-47\times 450-0.064\times 450^2}$$

$$=\sqrt{19523.93}$$

$$=139.73\ (\mathrm{bar})$$

$$\Delta P=P_f-P_s=231.59-139.73=91.86\ (\mathrm{bar})$$

答：该井以 90 bar 的生产压差生产 100 天后，气井产量为 444.98 $\mathrm{km^3/d}$，地层压力为 235.9 bar，井底压力为 141.59 bar。若定产量为 450 $\mathrm{km^3/d}$ 生产 100 天后，由于整个气藏的总采气量不变，故地层压力仍为 235.9 bar，井底压力为 139.73 bar，生产压差为 91.86 bar。

第三节　纯气藏的开采

纯气藏是指气层中没有边底水和层间水的气藏。纯气藏是气驱气藏，开采中主要依靠天然气自身的弹性能量作为动力，属于能量消耗式开采。纯气藏气井生产过程中主要产纯

气，有时会产少量凝析水。

一、纯气藏的开采特征

1. 气井生产阶段的划分

纯气藏开采过程中，由于能量来源单一，所以气井生产规律性较强。通常可将气井生产过程划分为如下四个阶段（如图 4－1 所示）：

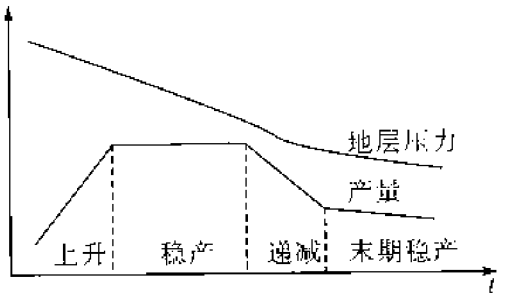


图 4－1 纯气藏气井生产阶段的划分

①产量上升阶段。在此阶段，气井处于调整工作制度的过程，以寻求最佳的产量和压力。同时，生产时气流将钻井、完井等工艺中堵塞在井壁周围及井底的污物不断带出，气井不断净化，从而使气井产量、井口压力和无阻流量等都随着井下渗透性能的改善而逐渐上升。

②稳产阶段。在此阶段，气井产量基本保持不变，地层压力、井底压力和井口压力都随着累计采气量的增大而逐渐下降。稳产期的长短主要取决于采气速度的大小。

③递减阶段。当地层压力下降到一定程度后，气井能量不能满足克服举升阻力、流动阻力时，气井产量将不断递减。

④末期稳产阶段。此阶段的生产特征是产量和压力都很低，但递减速度非常慢，生产相对稳定，开采时间延续很长。

2. 气井生产中压力和产量能够预测

由于纯气藏生产过程中地层压力的下降与累计采气量有直接关系，所以可利用气藏压降储量曲线的延伸段来预测地层压力。已知地层压力后，可利用图 4－2 来预测气井产量和井底压力。

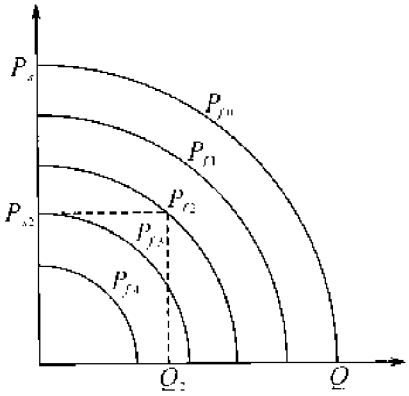


图 4－2 井底压力与产量关系

图 4－2 是通过试井求出产气方程后，给出若干地层压力值，用二项式产气方程或指数式产气方程计算绘出的。显然，它是以气藏生产过程中地层条件不发生明显变化为前提的，这一假设对于纯气藏是比较容易满足的。

3. 生产过程中不存在地层水的威胁

由于开采过程中压力的降低，有些气井可能会有凝析水析出。若气井举升能量不足，则凝析水可能会在井筒内形成积液，影响气井的正常生产。

二、纯气藏气井的管理要点

1. 确定气井合理产量和气藏合理采气速度

纯气藏的采气速度是影响稳产阶段长短的主要因素，一般采气速度可取 5%～7%，这样稳产阶段为 8～10 年。

确定气井产量时，除了要满足气藏的采气速度外，还要注意气井的无阻流量，一般认为气井产量应低于气井绝对无阻流量的 20%。

2. 适当采用大压差采气

由于纯气藏开采中没有地层水的威胁，所以可以适当采用大压差采气。大压差采气除了可以增大气井产量外，还具有以下优点：

①充分发挥低渗透区的作用。

②发挥低压层的作用。

③防止井下互窜。

④提高举升能力，有利于净化井底。

3. 采取措施，有效管理

在气藏生产晚期，由于地层能量衰竭，举升矛盾突出，若管理不当，会使气井假死或早死。此时，应采取多种措施，充分利用地层能量，稳定气井生产，从而延长递减阶段和末期稳产阶段的时间，提高气藏采收率。

三、纯气藏开采晚期的稳产措施

纯气藏开采晚期的主要矛盾是能量衰竭，举升能力下降，稳产的关键就是提高举升能力，维持气井正常生产。提高举升能力的思路是：第一，减小整个流动过程中的阻力；第二，充分利用地层能量；第三，利用外加能量。下面介绍常用的措施。

1. 调整地面设备

集气站及采气井口的流程是在气藏开采初期根据当时的产量、压力设计的。气藏开采末期，由于地层压力的下降，应将地面流程中一些不必要的设备除去，最大限度地减小地面流动阻力，达到增大举升压差的目的。

2. 调整油管尺寸

油管尺寸越小，相同产量下的流速就越快，这样才有利于带出井底积液和固体杂质。由于纯气藏开采末期气井的产量已经较小了，所以应选择较小尺寸的油管。一般来说，为了携带积液和杂质，油管中的流速应不小于 10 m/s。这样，油管直径与产量和压力的关系可用下式表示：

$$d = 0.23\sqrt{\frac{QZT}{P_t}} \tag{4-12}$$

式中：d——油管直径，cm；

Q——气井产量，km^3/d；

P_t——对应于 Q 的井底压力，bar；

T——井底温度，K；

Z——对应于 P_t 和 T 的压缩系数。

应该注意，油管直径越小，管内的压力损失就越大，在相同井底压力的情况下，井口压力则越低。因此，油管直径也不能太小。为了带出井底积液，必须选用较小直径的油管时，平时可用套管采气；当井内积液增多时，用油管短期放喷来喷出积液。

3. 调整油管下入深度

油管若下得太浅，在井底液面之上，则达不到排液的目的；油管若下得太深，沉没在液体中有一定的深度，则油管中的液柱会增大举升的阻力，且沉没深度越大，增加的阻力就越大。因此，油管的下入深度要选择适当。如某气藏 10 号井，地层流入井底的液体比

排出的液体多，积液不断升高，气产量日趋下降。1975 年将油管提升 19 m 后，气产量从 20 km^3/d 增至 30 km^3/d，并能保持相对稳定。

4. 周期性降压排水

通过降低井口压力可增大举升压差，从而达到排液的目的。但是，采气和集输对井口压力又有一定的要求，降得太低，则不能正常生产。因此，气井在规定的井口压力下正常生产一段时间后，若井底积液不断增多，使气井产量明显下降，则可进行短期降压排水。待积液排出后，会恢复到正常生产状态。当积液再次增多，影响气井生产时，又进行降压排水。这就是周期性降压排水。如某气藏 16 号井正常生产时，井口压力约为 10 bar，产量为 70 km^3/d。由于积液的影响，气井在 20 天时间内产量降至 40 km^3/d。若不采取措施，则此井末日将到。于是采取降压排水，将井口压力降至 6 bar 左右，这样生产 1 小时，分离器放水 200 多升。恢复正常状态生产后，产量升至 100 km^3/d，但生产 20 天左右，又降至 40 km^3/d 左右，这时再进行降压排水。就这样周期性地进行降压排水，使气量在 40 km^3/d～100 km^3/d 之间延续生产达 4 年之久，每年多采气 2×10^7 m^3。

5. 使用增压喉

气藏开采至末期，压力不断降低，有时会因为井口压力不能满足输气压力的要求而不能正常生产。若该低压气井附近有其他高压气源，则可使用增压喉来提高低压井的输气压力，这样便为降低井口压力、增大气井产量创造了条件。

增压喉由高压、低压和混合三部分组成。高压部分有高压进口管、喷嘴，低压部分有低压进口管、低压室，混合部分有混合室、扩大管等，如图 4－3 所示。

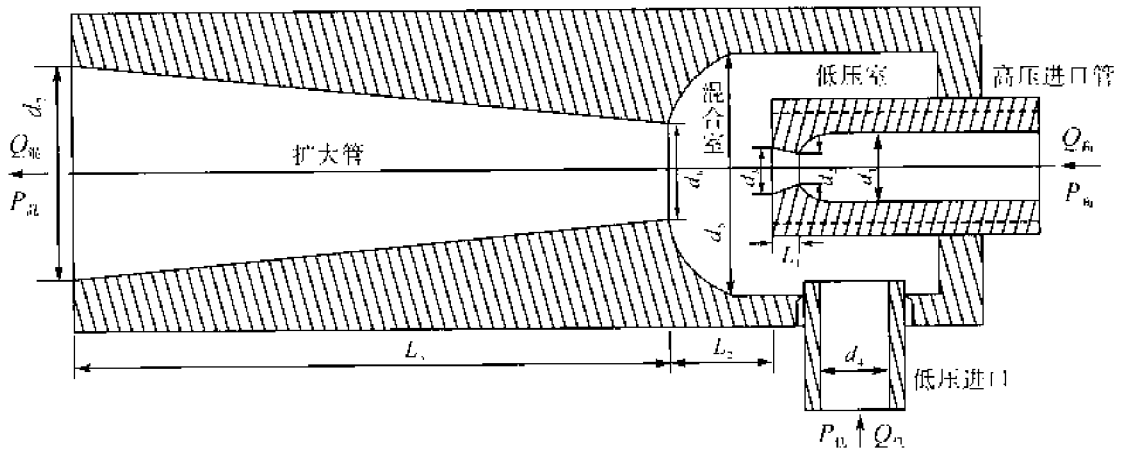


图 4－3 增压喉示意图

增压喉的工作原理是利用高压气引射低压气，使低压气升压以达到满足输气压力的要求。工作时，将高压气接高压进口管，低压气接低压进口管。高压气的压力肯定是高于输气所要求的压力的。当高压气从高压进口管进入增压喉后，由于要通过管径不断缩小的喷嘴，所以流速加快，从喷嘴喷出时，速度很快。根据能量守恒的原理，速度快，压力必然低，因此，混合室的压力将比原高压气的压力低很多。若调节好有关参数，可使混合室的压力低于低压室的压力。这样，低压气就可进入混合室与高压气混合，然后混合气体经扩大管流出增压喉。由于扩大管直径越来越大，因此流速不断减小，压力将不断升高。当混合气流出增压喉时，压力已升至能满足输气压力的要求了。

6. 建立压缩机站

气藏开采末期，生产压力很低。当气井不能正常生产或不能进入输气干线时，可在地面建立压缩机站增压。有时还可通过压缩机抽吸，在井口压力低于大气压力的情况下生产。天然气被采出后，经压缩机站增压，输给用户或进入输气干线。

显然，建立压缩机站对纯气藏开采末期稳定气井生产及提高气藏采收率是非常有效的手段。但是，建站需投资设备，同时，维持压缩机运转也要消耗能量，因此，建站时应进行经济效益评价。

第四节　有水气藏的开采

有水气藏是指有边水或底水的气藏。该类气藏一般与外界连通，气藏开采过程中，若地层压力下降，地层水的弹性膨胀和压能将会给予补给。因此，有水气藏开采中地层能量较纯气藏充足。但是，开采过程中，地层水会因井底压力的下降而向井底推进，造成污染气层、分割气藏、淹没气井等严重后果。所以，有水气藏开采的关键问题是如何治水。

一、地层水性质分析

（一）水分析内容

进行水分析的目的是为了解地层水的成分及物理和化学性质，进而了解水的成因、活动规律等。研究院或科研所等部门对水的分析较为详细，具体内容见表 4-5。

表 4-5　地层水分析报告表

采样地区、井号：			试验室编号：	
采样部位：			采样日期：	
地层时代、井深：			分析日期：	
采样单位：			填表人：	校对人：
采样人：		分析人：	审核人：	
Ⅰ物理性质：色：	嗅：	味：	透明度：	沉淀：　pH：　D_4^{20}：
Ⅱ化学分析	mg/L	mmol/L	微量元素	mg/L
阳离子 Na^+　K^+			H_2S	
Ca^{2+}			I	
Mg^{2+}			Br	
Ba^{2+}			B	
总值				

续表4－5

阴离子	Cl^-				
	SO_4^{2-}				
	HCO_3^-				
	CO_3^{2-}				
	OH^-				
	总值				
总矿化度：		mmol/L			g/L
Ⅲ成因系数	$\frac{[Na^+]}{[Cl^-]}=$	$\frac{[Cl^-]-[Na^+]}{[Mg^{2+}]}=$		$\frac{[Na^+]-[Cl^-]}{[SO_4^{2-}]}=$	
Ⅳ水型：					
备注					

（二）氯离子含量测定

表4－5中已包含了氯离子含量的数据。由于氯离子含量对区别地表水和地层水，以及对判断地层水的出水时间和出水规律都有极其重要的意义，因此，现场上常用简易手段测定氯离子的含量。下面介绍测定的方法。

1. 原理和方法

①将一定体积的待测水样用已知浓度的 $AgNO_3$ 滴定，将会出现 AgCl 白色沉淀，化学反应方程式为

$$AgNO_3+Cl^- \rightarrow AgCl\downarrow+NO_3^-$$

设 $AgNO_3$ 的体积为 V_1 L，浓度为 N_1 mmol/L，水样体积为 V_2 L，Cl^- 浓度为 N_2 mmol/L，根据当量定律有

$$V_1 \cdot N_1 = V_2 \cdot N_2$$

$$N_2 = \frac{V_1 \cdot N_1}{V_2} \tag{4-13}$$

N_2 的单位为 mmol/L，由于每毫摩尔 Cl^- 为 35.5 mg，所以式（4－13）也可写成

$$[Cl^-] = \frac{V_1 \cdot N_1}{V_2} \times 35.5 \tag{4-14}$$

式中：$[Cl^-]$ ——氯离子浓度，mg/L；

其余符号意义同前。

由此可见，只要确定反应完毕时 $AgNO_3$ 的用量 V_1，Cl^- 浓度就可以确定了。

②用 K_2CrO_3 作为指示剂指示反应终点。在用 $AgNO_3$ 滴定前，先在待测水样中加入少量浅黄色的 K_2CrO_3。滴定时，Ag^+ 首先与 Cl^- 反应生成 AgCl 白色沉淀，当 Cl^- 反应完毕后，Ag^+ 与 CrO_4^{2-} 离子生成浅红色的 Ag_2CrO_3 沉淀。因此，浅红色沉淀出现且不消失

时，即表明反应终点。化学反应方程如下：

$$K_2CrO_3+2AgNO_3=Ag_2CrO_3\downarrow+2KNO_3$$

2. 注意事项

①K_2CrO_3 用量适当。如果用量太多，则反应终点提前；如果用量太少，则反应终点推迟。

②控制待测水样呈中性。若呈碱性，则 OH^- 浓度大，滴定时将出现棕红色 AgOH 沉淀，易误认为反应终点；若呈酸性，则会溶解加入的指示剂 K_2CrO_3，从而使反应终点推迟。

③若水样带色，应先脱色再测定。

（三）地层水水型

地层水的水型是指对地层水的分类，苏林分类是较常用的一种。具体分类及分类依据见表 4-6。

表 4-6　地层水水型

序号	水型	水性系数（mmol/L）		成因	所处气藏的封闭情况
1	硫酸钠型	$[Na^+]>[Cl^-]$	$\frac{[Na^+]-[Cl^-]}{[SO_4^{2-}]}<1$	大陆环境	开　放
2	重碳酸钠型		$\frac{[Na^+]-[Cl^-]}{[SO_4^{2-}]}>1$	大陆环境	半开放
3	氯化镁型	$[Na^+]<[Cl^-]$	$\frac{[Cl^-]-[Na^+]}{[Mg^{2+}]}<1$	海洋环境	封　闭
4	氯化钙型		$\frac{[Cl^-]-[Na^+]}{[Mg^{2+}]}>1$	海洋环境	封　闭

苏林认为，硫酸钠水型和重碳酸钠水型是大陆环境中水的主要特征，氯化镁水型形成和存在于海洋环境，这三者是构成地表水的基本水型，而氯化钙水型是地壳内部深成环境中的主要类型。油气田水大部分属于氯化钙水型和重碳酸钠水型。

二、边底水侵入规律

（一）影响气井出水的因素

有水气藏中由于有水存在，且边底水又有活动能力，因此，随着气藏的开采、压力的下降，水总是要向井底侵入的。但边底水推进的速度是受地质情况和开采情况等因素影响的。一般认为，气井是否出水及出水的早晚主要受以下几方面因素的影响：

①井底距原始气水界面的高度。在其他条件相同的情况下，井底距原始气水界面越近，地层水到达井底的时间越短。

②地层水的能量。若地层水与外界连通情况好，则水的压头越大，气井出水就会越早。

③地层渗透性及通道结构。如果地层渗透性好，尤其是通道结构不均质，在纵向上有大裂缝发育，则气井出水时间短。

④气井生产时的生产压差。相同条件下，气井生产压差越大，井底压力越低，地层水向井底推进的速度越快。

（二）出水阶段

由前所述，可知气藏从投入开发至气井出水要经过一段时间。根据地层水推进及对气井产能的影响情况，可将气井出水过程分为以下三个阶段：

①预兆阶段：气井水中氯离子含量急剧上升，从每升几十毫克上升至每升几千毫克，甚至是每升几万毫克。气井压力、产量及水产量无明显变化。

②显示阶段：气井水产量开始上升，但气井压力、气产量变化不太大。

③出水阶段：气井出水量明显增多，井口压力及气产量大幅度下降。

（三）出水类型

根据气井出水过程中边底水活动的动态特征，可将气井出水分为以下五种类型：

①水锥型出水：又称为慢型出水。气藏渗透性较均匀，产层结构以孔隙及微裂缝为主要通道，地层水在气井开采过程中向井底缓慢锥进。出水后地层水对产层的污染严重，气井产能大幅度下降。关井复压时，水不易退回。

②断裂型出水：又称为快型出水。产层有大裂缝发育，气藏开采过程中，地层水沿大裂缝侵入井底。水推进速度快，出水后水量较大，关井复压时，水能够退回。

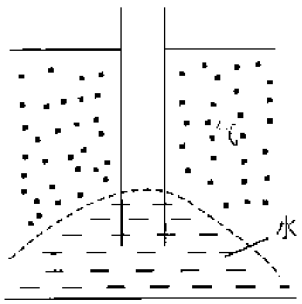
③水窜型出水：气藏中水沿局部裂缝较发育的区域或层段横向窜入井底。

④阵发型出水：氯离子含量及气井出水量阵发性增加。

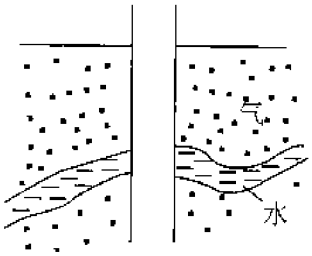
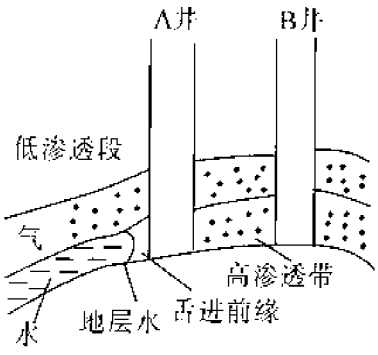
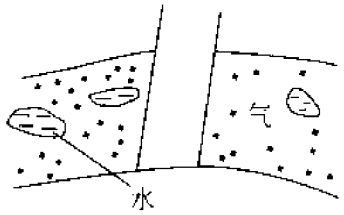
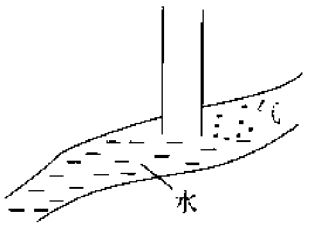
⑤人为采出：为达到一定目的，人为地钻达气水界面直接采水或气水同采。

气井的各种出水类型及其动态特征见表 4－7。

表 4－7 气井的出水类型

序号	出水类型	图示	动态特征	治水措施
1	水锥型出水（即慢型出水）		①井底大裂缝不发育 ②渗透性较差，水流动阻力大，水锥上升慢（一般 0.1 m/bar～1 m/bar），地层边、底水预兆阶段长，即产出水中 Cl^- 含量上升到接近边底水 Cl^- 含量的过程较长，一般一年以上 ③无水采气期相对较长，出水后 Cl^- 稳定，水量一般不太大，为每日几立方米至 20 m^3 ④在出水显示阶段，水量虽然不大，但水占据气层渗流通道，使气相渗透率降低，增大气体渗流阻力，在井底附近地区，表皮阻力可达 60%～90%，试井方程中的摩阻系数及惯阻系数剧增，使井底流压和产量大幅度下降 ⑤关井后水不能全部退回地层	①在临界压差下生产（忌大压差）控制（压）水采气 ②对于气水同产井，可排水采气，封堵下部出水层段，排水消锥等

续表4－7

序号	出水类型	图　示	动态特征	治水措施
2	断裂型出水（即快型出水）		①井底有明显的裂缝显示，如在钻井中放空、井喷、井漏显示、岩屑中有明显的裂缝填充物等 ②渗透性好，水流动阻力小，边底水沿大裂缝窜得快，单位压差上窜高度可达1 m/bar--1.3 m/bar。水显示阶段很短（两年以下） ③出水量突然增加很大，一般为每日几十立方米以上 ④出水时井底压力较高 ⑤关井后，水退回地层	①控水采气 ②排水采气（水走水路，气走气路） ③关井复压
3	水窜型出水		①井底穿过高渗透层段或高含水层段 ②同处高渗透带气井的 Cl⁻ 显示时间和水侵时间由外向内顺序排列 ③气井出水后水量一般稳定，Cl⁻ 稳定	①堵水：把水路堵死 ②水淹后气井改为排水井
4	阵发型出水		①气井出的水中 Cl^- 含量阵发性增加 ②日产水量短时增加后又下降，反复出现 ③气井出水对气井产能无明显影响	排水采气时注意井底不要积液，使气井稳定举升
5	人为采出		钻达气水界面直接采水或气水同采	排水采气

三、治水措施

（一）控水

控水是有水气藏开采中首先要考虑的治水措施，控水是通过控制合理的生产压差来实现的。

对于还没有出水的气井，控水体现了预防为主的方针，可以大大延长无水采气期，对

气井的稳产、高产和提高整个气藏的采收率都是至关重要的。这个时期控水的方法是严密监视氯离子含量的变化，利用单井系统分析曲线确定临界产量和临界压差，严格控制在临界产量和临界压差以下生产，使水影响保持为零。

某气藏2号井，处于有水气藏上，井底距气水界面56.28 m。该井自1965年10月1日投产以来，由于基本上坚持了控制产量和压差生产，所以至1980年末才出地层水，无水采气长达16年，累计采气10^9 m³。而同一气藏上的5号井，井底距气水界面84.95 m。自1966年11月投产至1970年控制产量生产，一直很稳定。气井绝对无阻流量为4.86×10^5 m³/d，稳定产量为2.8×10^5 m³/d。1970年11月过分井大阀门，将产量增至3.5×10^5 m³/d，结果只生产了半天，氯离子含量就上升，压力和产量下降，至1971年1月出地层水。出水后气井无阻流量降为2.745×10^5 m³/d，气井产量降为1.472×10^5 m³/d。由此可见，控水采气是非常重要的。

对于已出水气井，同样存在着控水采气的问题。控水可以降低水侵速度，减轻对地层的污染，减少产水量，使单位压降采气量增大，同时也可以减轻地面处理地层水的压力。例如，某有水气藏上的47号井，1975年投产一年半后出水，出水后井口压力和气产量下降很快。从1977年5月至1978年3月，产量由2.27×10^5 m³/d降为1.79×10^5 m³/d，套压由74 bar降至51 bar，油压由43 bar降至24 bar，水量由2.3 m³/d升至78.8 km³/d。由于处理产出的地层水困难，1978年4月被迫关井。关井6个月后，油压和套压均升至90 bar，且地层水退回。1978年11月重新开井，实行控水采气，控制产量为3.5×10^5 m³/d，生产压差由1977年4月时的43 bar减小到1 bar，结果生产一年未出地层水。控水前单位压降采气量为1.78×10^6 m³/bar，控水后单位压降采气量为4.37×10^6 m³/bar，即压力每下降1 bar，多产气2.59×10^6 m³。

（二）堵水

堵水是指用某种物质将水层堵住或封堵井底使井底适当提高，从而切断地层水进入井底的通道，是一种有效的治水措施。不过，由于堵水时水层判断及堵水施工都非常困难，因此使用起来相当有难度。

前苏联麦德维日耶气田某井井深1155 m～1173 m，自1977年6月起以每日约10^6m³的产量生产。1978年4月开始见地层水，日产气量因此下降了10^5m³。1978年11月，先后往井内注入浓度为6%～8%的沥青溶液5 m³和浓度为18%～20%的沥青溶液15 m³（溶剂为凝析油）。第一次注入的沥青浓度低是为了让先注入的沥青溶液渗入到地层较深的部位。挤压沥青时的最大井口压力为49 bar。连续注沥青4 h，然后关井27 h后，以每日8×10^5 m³的产量试井，开始的前三天有沥青带出，没有地层水侵入。

（三）排水

对于已出水气井，地层水到达井底后如果不能及时排出，则会在井筒内形成积液。大量的井筒积液会对气井的正常生产造成严重威胁，因此，及时将已到达井底的水排出是保证气井正常生产的重要措施。另外，为了消除地下水活动对气井、气藏的影响，也可以加强排水工作，在水活跃区打排水井或改水淹井为排水井，通过排水，使水活动能力下降，减小水对主力气井的威胁。

排水的方法很多，下面介绍常用的几种方法。

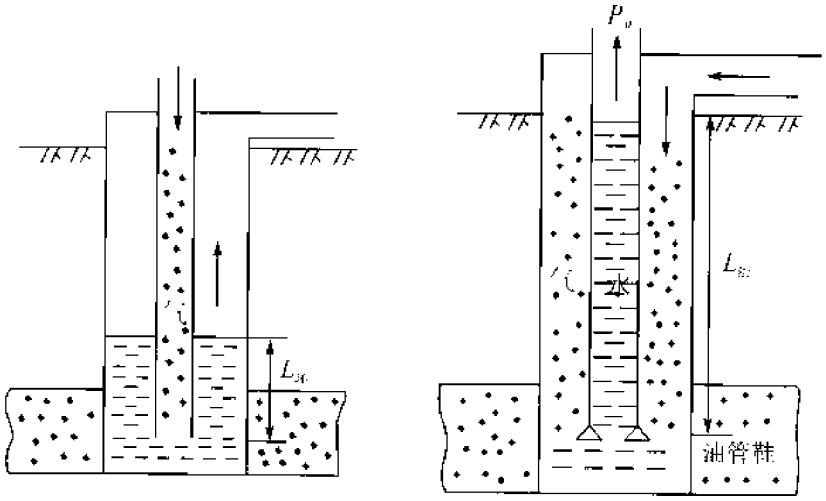
1. 以气带水

当气藏具有一定能量时，可利用气井正常生产时气流的流动速度将水带出。我们知道，带水的能力主要取决于垂直管流中气体的流动速度，若气井正常生产，已不能将水完全带出，可采用短期降压的措施来增大压差，提高带出能力，将水排出后又回到正常生产。另外，也可以通过减小油管的直径来提高带水能力，达到以气带水的目的。

应该注意，降压排水不可避免地要加快地层水向井底的推进，这与控水是有矛盾的，实际操作中应解决好这一矛盾。

2. 气举排水

气举是利用外加能量来排除井筒内积液的一种排水方法。根据井口注气方式的不同，气举有正循环和反循环两种，如图 4-4 所示。正循环是指从油管注气，从套管排出；反循环是指从套管注气，从油管排出。显然，正循环气举的启动压力远远小于反循环气举的启动压力。



(a) 正循环　　(b) 反循环

图 4-4　气举示意图

气举排水工艺适合深井或中深井，气水同产的水淹井复产，要求气井必须具备一定的剩余储量和一定的能量，使其气举复活后能靠自身能量维持自喷连续排水采气生产。气举井要求邻井有高压气源井或低压气作增压气源。气举时应根据井深、井内液面高度、井底压力的高低等，确定循环方式、气举阀级数和各级下入的合理深度以及各级的开启压力，优选各项气举参数。另外，气举时应采取井口就地分离、气水分输，减小进口回压，这样有利于气举成功和气举后气井的排水采气。

某气藏 59 井位于构造翼部，1981 年 12 月 13 日完钻，井深 3096 m。完钻测试套压 23.30 MPa，油压 27.20 MPa，日产气量 1.224×10^5 m³，日产水量 48 m³，原始地层压力 34.48 MPa。该井于 1983 年 6 月 3 日投产后，产水量逐渐增加，生产至 1984 年 11 月 21 日，因输气干线爆破被迫关井水淹。水淹前生产平均套压 22.66 MPa，油压 16.12 MPa，日产气量 8.23×10^4 m³，日产水量 22.3 m³，累计采气量 6.1069×10^7 m³，采出程度 14.77%，累计采水 7.311 m³。1984 年 12 月至 1985 年 3 月，曾多次采取加发泡剂助排结合放喷排液等措施，都未使该井复活。经认真分析后，决定用本气藏 57 井气举本井。

1985 年 7 月 19 日开 57 井向 59 井套管注气，注气压力最高达 18.60 MPa，开 59 井油管阀门经管线至 58 井集气站放空排液。共注气 8.2×10^5 m^3，放空 2.2×10^4 m^3，排水 197.8 m^3，结果使 59 井复活，恢复自喷正常生产。

1988 年 7 月 23 日，因井口压力平输压关井 59 井再次水淹。自上次气举成功至现在关井，累计增产气量 1.51136×10^6 m^3，产水 64216 m^3，提高采出程度 36.59%。1989 年 3 月 9 日，再开 57 井向 59 井套管内注气气举，并向 59 井油管内加固体泡沫剂助排，开 59 井油管阀经 58 井集气站放空排液。至同年 4 月 5 日，因 57 井注气压力降低到不能打开 59 井气举阀，停止 57 井注气，改用车装式压缩机气举。历时 30 多天，排水 3539 m^3，但未能使该井复活。此后，对 59 井场站进行了改造，采取就地分离、气液分输。1993 年 3 月 31 日再次用压缩机气举，至同年 4 月 8 日终于使 59 井自喷复产，复产后初期日产气量为 1.56×10^5 m^3，后调小到 8.0×10^4 m^3，日产水量 40 m^3～50 m^3。连续自喷至 1994 至 7 月，仍很稳定。这段时间增产气量为 4.0209×10^7 m^3，产水 19705 m^3，提高采出程度 9.74%。

3. 泡沫排水

泡沫排水采气工艺是针对有水气田后期开采问题而研究的助采工艺技术。其原理是向有水井井内注入发泡剂后，发泡剂与井筒内积液混合形成泡沫状，使水的重度减小，从而达到助排的目的。

泡沫排水工艺在四川气田上的使用已较为广泛。在长期的实践中，现场工程技术人员将泡排工艺概括为选井、选药、加注和消泡。

（1）泡排采气的选井

泡排采气应在自喷能力不足，带液能力差，进入开采中后期的气水同产井中进行选择，选井时应考虑以下几方面的因素：

①产水量不太大，一般小于 100 m^3/d。

②井筒有积液存在，具有一定的自喷能力，油套压差较大（1.0 MPa 以上）。

③井身结构完整，油管串严密不漏，无破裂穿孔，泡排剂能顺利流入井底。

④井站集输、气水分离、排污计量设备完整，能及时进行消泡和水分离，而不使泡排液进入输气管线。

（2）药剂及工艺参数的选择

①药剂的选择：泡排时，应选择缓蚀性能好、成本低、消泡性能好的药剂，如 UT－1、CT5－2 等。同时，还要考虑到药剂的配伍性、耐热、耐寒和气味等。现场上常使用的药剂有 UT－1、CT5－2、8001、8002、CY－5 和 UT－7 等。表 4－8 列出了某气田的药剂选用情况。

②优化泡排气流速度：一般来说，在气液两相流动过程中，气速越大，带水能力就越好，而在泡排采气中却不完全这样。实验资料表明，气速在 1 m/s～3 m/s 范围内最不利于泡排采气，如图 4－5 所示。因此，现场施工时对气井应进行动态分析，调节产气量，控制适合的气速，避开不利于泡排的流速，尽量形成柱塞流，以获得最佳的助采效果。

表 4－8　某气田泡排采气药剂选用情况

气井类型 / 药剂 / 效果	气水同产井	含硫气水同产井	含油、含硫气水同产井	备　注
CT5－2	不选用	适合	适合	CT5－2、UT－7的价格分别是CY－5和UT－1价格的2倍和5倍
CY－5	适合	适合	不适	
UT－1	适合	适合	不适	
UT－7	不选用	不选用	较好	

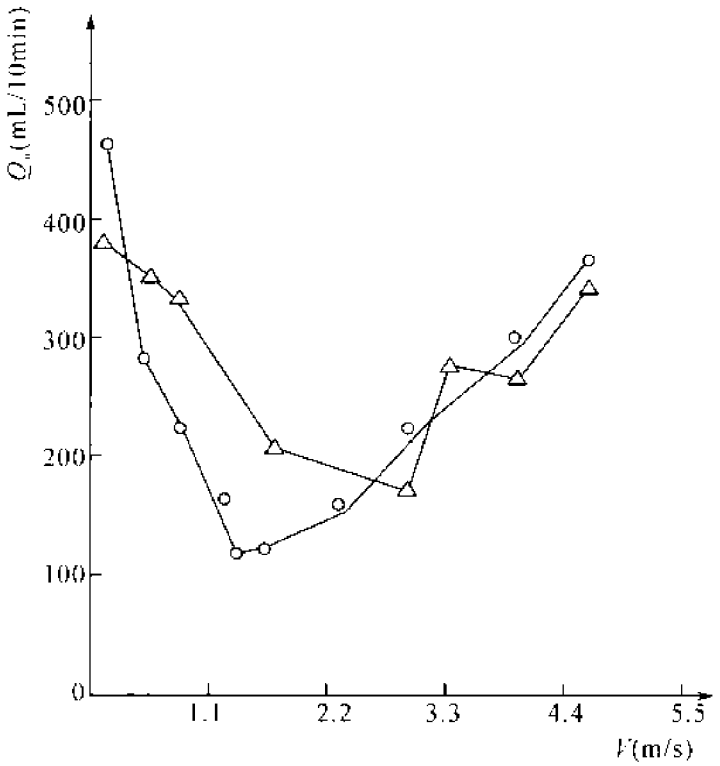


图 4－5　气流速度对泡沫排水的影响

③浓度及数量的选择：泡排采气工艺中，泡排剂的加入受多种因素的影响，如井身结构、水气化、气体流速和泡排剂类型等。因此，泡排剂的加入应根据各井的具体情况而定。总的原则是加注量应满足井下积液能均匀、自发地连续排出，排出的积液不能过多。这样既能正常带水，又不影响气水分离。对新开泡排井，第一次加注量应为推荐用量的4～5倍。

（3）加注工艺流程及设备

①工艺流程：泡排剂的加入不应影响气井的正常生产。用油管生产的井，可从套管加入；用套管生产的井，可从油管加入；对棒状泡排剂，可经井口投药筒投入。图 4－6 是泡排现场施工工艺流程示意图。

②加注设备：现场常用的加注设备有泡排车、电动泵、泡排罐等。

（4）消泡工艺

由于泡排剂的泡沫再生能力较强，当积液带出井筒进入集输设备时，易再生泡沫，不

利于气水分离。泡排液进入输气管线会使输压升高，并影响计量。目前解决这一问题的主要方法是控制加药量，使带出积液的泡沫尽可能少，同时安装消泡罐，加注 FX－1 等消泡剂。

泡沫排水采气具有施工容易、成本低、见效快、不影响气井日常生产的优点，因此，在气田上已得到了广泛的运用，并取得了可喜的成果。表 4－9、表 4－10 列举了川东气田泡沫采气成果统计情况。

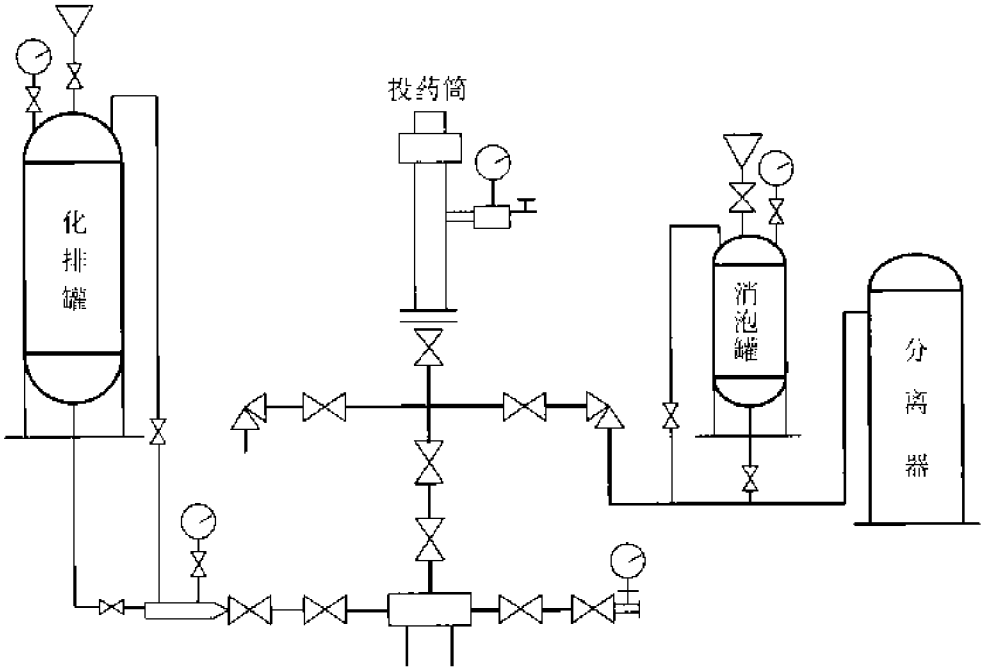


图 4－6 泡排现场施工工艺流程示意图

表 4－9 川东气田历年泡排采气增产效果

（截止 1996 年 9 月）

时间（年）	井数（口）	加注药剂（kg）	排水量（m^3）	生产气量（$10^4 m^3$）	增产气量（$10^4 m^3$）	净增产值（万元）
1988	3	212	0	762.7	5.4	0.85
1989	2	380	548	821.8	560.5	89.2
1990	6	1963	91288	6131.7	4000.8	637.9
1991	8	2219	17506	3230	1126.8	177.8
1992	15	3701	44599.1	6745.7	4653.3	633.4
1993	11	1468	802	6359.5	2092.3	332.7
1994	17	3007	1778	10422.3	2166.1	1055.4
1995	18	3695	1600	9891.9	3118	1479.1
1996	20	5635	1786	9035.5	3875.4	1845.85
合计		22280	159857.1	53401.1	21598.6	6252.2

例如，四川西南自流井气田自2井位于二叠系构造高点西侧长轴。1959年11月30日开始钻探，1960年5月16日投入试采，初期最高日产量达2.2×10^6 m³。同年7月进行测试，在套压5.00 MPa、油压9.17 MPa下，日产气量为1.9536×10^6 m³。该井生产至1973年12月10日出地层水，带水生产至1982年11月，套压降为0.58 MPa，油压降为2.0 MPa，日产气量降为9.6×10^4 m³。该井从1982年11月25日开始泡沫排水采气，先后采用了8001、8002、CT5-2等三种起泡剂进行低压泡沫排水采气，创造了在生产套压0.20 MPa左右长时间高产稳产的奇迹。从开始泡排至1994年9月，历时11年零10个月，采气3.97×10^8 m³。这时，自2井共累计采气4.532×10^8 m³，井仍在套压0.25 MPa、油压1.05 MPa的情况下，日产气量7.7×10^4 m³。由于自2井创造了全国单井累计采气量的最高纪录和全国单井最高经济效益，为自贡市的工农业发展作出了巨大贡献，在1990年5月16日投产30周年时，被四川石油管理局命名为“功勋气井”。

表4-10　川东气田部分泡排采气井实施前后生产效果对比

气田名称	井号	时间（年.月）	实施前				实施后				效果
			套压（MPa）	油压（MPa）	日产气（10^4 m³）	月产水（m³）	套压（MPa）	油压（MPa）	日产气（10^4 m³）	月产水（m³）	
张家场	3	1994.3	12.28	8.35	2.5	19	11.8	9.65	3.4	45	增产
	13	1994.8	11.0	6.17	2.0	4	10.27	9.75	4.1	14	增产
	14	1992.8	13.65	10.16	3.6	14	11.72	11.17	4.0	22	增产
	18	1992.8	17.77	14.8	1.0	7	15.8	15.35	1.2	9	增产
	22	1992.8	13.7	10.0	2.2	6	13.09	13.0	3.5	6	增产
	26	1992.8	14.36	9.08	2.4	8	13.75	13.39	3.5	15	增产
	28	1995.1	7.93	5.95	6.5	24	7.98	6.16	6.6	33	增产
	34	1992.8	15.3	10.71	1.2	0	14.03	12.9	1.5	14	增产
	37	1995.3	11.04	7.28	0.8	4	10.76	9.5	1.0	14	增产增压
福成寨板桥	34	1996.7	8.7	8.0	6.2	2	9.89	9.6	7.9	6	增产增压
	4	1996.6	14.7	12.2	0.4	2	17.58	14.2	0.5	4	增产
	4	1996.6	8.16	6.15	4.2	2	8.49	8.06	5.5	11	增产增压
	12	1994.3	16.1	7.06	0.7	0	15.05	14.4	1.2	10	增产
卧龙河	48	1995.11	13.8	6.7	1.5		11.0	10.8	6.0	1	增产
	52	1995.11	15.03	10.0	0.9		13.3	11.3	2.0		增产
	59	1996.4	7.0	6.9	1.0		10.38	10.1	2.1	24	增产

4. 机抽排水

机抽排水是指用动力驱动井下机械泵（如深井泵、沉没式离心泵、水力活塞泵、电潜泵等）来实现油管抽吸排水、套管采气。

例如，加拿大马顿山气田，投产一年后就严重出水，曾先后采用小油管、气举、注水泥封堵等办法，效果均不好。1975年采用机抽排液，使原来一口日产1.4×10^4 m³的气井增产至1.96×10^5 m³。该气田有18口井装有深井泵，气产量平均增加50%。又如，我国

某气田 40 井，1979 年 6 月 28 日利用 56 mm 管式泵抽吸，7 月 5 日开始用套管生产，产气量为 4300 m^3/d，以后连续生产，产气量上升至 11203 m^3/d。

第五节 凝析气藏的开采

一、凝析气藏的概念

凝析气藏是指在天然气开采过程中有凝析油产出的气藏。这种气藏的气体是由多种成分组成的，戊烷以上的重烃组分含量较高。在温度和压力发生变化时，凝析气藏气体的相态变化是非常复杂的，因此，凝析气藏的开采难度也就比较大。

图 4－7 是多组分混合物的相态。图中 C 点位于圈定体系两相区域的露点线和沸点线相交的地方，称为临界点。两相能共存的最高温度称为临界凝析温度 T_m，它高于临界温度。同样，最大压力 P_m 也高于临界压力。

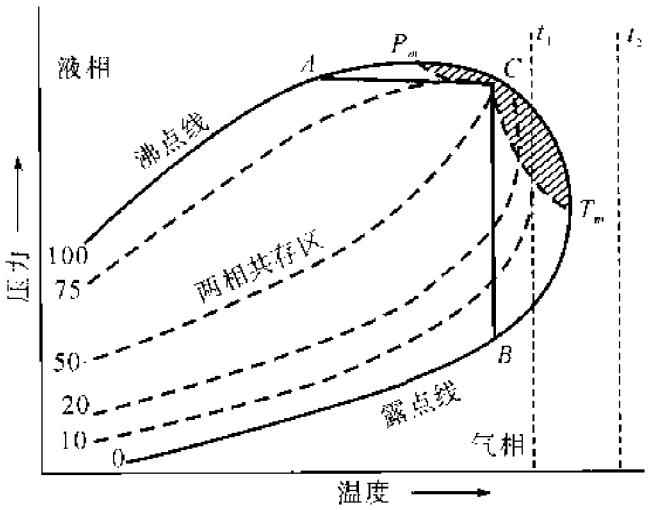


图 4－7 多组分混合物的相态

一般来说，温度升高，混合物相态将向气相变化；压力升高，混合物相态将向液相变化。但在临界点附近，会有反常的现象出现。

在 $T_C \leqslant T \leqslant T_m$ 范围内，在气相中降低压力就会有液态出现，这一现象称为反常凝析现象。

在一定地层条件下，凝析气藏中 C_5 及 C_6 以上凝析油可溶于气体中，而当压力降到露点压力以下时，就会发生反常凝析现象，凝析油析出，呈气液两相共存。

根据有无原油存在，可将凝析气藏分为如下类型：

凝析气藏
- 无油环凝析气藏
- 凝析油气藏
  - 带油环凝析气藏
  - 凝析气顶油藏

无原油存在的凝析气藏称为无油环凝析气藏。对于有原油存在的凝析油气藏，若储层中气体所占孔隙体积大于原油所占孔隙体积，称之为带油环凝析气藏；反之，称之为凝析

气顶油藏。

根据凝析油含量的高低，可将凝析气藏分为贫凝析气藏和富凝析气藏，其具体含量等级见表 4－11。

表 4－11　凝析气藏中凝析油的含量等级

类　型	凝析油含量（g/m^3）
含量很低	<10
含量低	10～100
含量中等	100～300
含量高	300～600
含量很高	>600

由于凝析气藏具有反凝析现象的特点，开采过程中随地层压力的不断降低，会有一部分凝析油在地层中析出，并滞留在储层孔隙表面，造成凝析油的损失。因此，如何防止凝析油在地层中析出，提高凝析油的采收率，是凝析气藏开发管理的关键。

二、凝析气藏的衰竭式开发

衰竭式开发是指不采用注入的方式来保持地层压力，让地层压力自然下降的一种开发方式。这种开发方式很容易满足国民经济对天然气的需求，而且基建投资少，能很快收回成本，但凝析油的损失比较大。因此，选用衰竭式开发凝析气藏应具备下面的条件。

1. 地层压力较高

如果凝析气藏的原始地层压力大大超过地层烃类体系的初凝压力，那么在很长时间内可以保持凝析油不在地层中析出，从而可以在凝析油产出量不变的情况下采气。只有在地层压力降到初凝压力后，才开始反凝析过程，并在地层孔隙中出现液相凝析油。因此，只要地层压力比初凝压力高，就可采用衰竭式开发。

2. 气藏面积小

凝析气藏的面积太小，采取回注干气等方法所增加的凝析油产量不能补偿钻注入井和修建压缩机站的费用，这样的凝析气藏就只能采用衰竭方式开发。

3. 地层气中凝析油的含量太低

若凝析油含量太低，则采用注入方式来增加凝析油产量得不偿失，这时应采取衰竭式开发。根据经济极限，凝析油的含量下限大致定在 40 g/m^3～50 g/m^3。在目前技术下，注气的极限凝析油含量大致在 200 g/m^3～300 g/m^3。

4. 地质条件

并不是每一个凝析气藏都具有相应的实现回注干气或注水的地质条件，深部气层的渗透率低、吸收指数低、岩性不均、裂缝发育不均、气藏被断层分成彼此隔绝的若干块等，都属于不利于注入的因素。

5. 有活跃的边水

如果凝析气藏的渗透性好且与有很高压头的活跃边水连通，在衰竭式开发时，边水侵入气藏，引起气藏的自然水淹，因而地层压力的下降速度很慢。这样，只需根据凝析气藏的特点来控制合理的采气速度进行衰竭式开发，就可以保证足够高的凝析油采收率，而不

需要用人工保持地层压力。

三、保持凝析气藏地层压力的方法

为了避免凝析油在地层中析出而引起的凝析油损失和对地层的损害，在凝析气藏的开发过程中，保持地层压力高于初凝压力是至关重要的。一般来说，水压驱动的气藏可以通过地层水的天然压头实现，但是由于压力下降到一定程度后必须等待压力恢复，所以开采时间往往很长。人工保持地层压力的方法是注气或注水，也可气水同注。人工注入时，应尽量保证在注入剂进入生产井前，最大限度地驱替含有凝析油的天然气。

1. 回注干气保持凝析气藏的压力

回注干气就是将从凝析气藏中采出的湿气分离出凝析油后，再将干气利用压缩机通过注入井回注到产层中。回注干气是最常用的保持凝析气藏地层压力的方法。因为是注入采自同一层位而又经过脱油的气体，故又称为循环注气法。

回注干气的方法是在20世纪30年代末提出的，当时天然气的销路不广，但销售市场有逐步增加的趋势。由于能保证最充分地驱替含凝析油的湿气，提高凝析油采收率，同时又可储存天然气，以备将来出售，所以回注干气法很快得到推广。

例如，美国得克萨斯州的拉格利亚凝析气田，天然气储量为3.95×10^9 m³，凝析油的储量为1.07×10^6 m³。该气田于1941年5月开始回注干气，当时气田上有6口生产井和2口注入井。在以后的几年中，生产井增至8口，注入井增至4口。在注气期间，采出干气的97%都回注到地层中去，所以地层压力降得很少，因而防止了凝析油在地层中的析出和损失。在注气阶段，共采出原始凝析油含量的68%。1949年中期，由于采出物中凝析油含量低而停止注气，转入衰竭式开发，这样又采出原始凝析油含量的20.8%。凝析油的总采收率为88.8%。

2. 注水保持凝析气藏的压力

通过注水，也可以达到保持地层压力、避免凝析油在地层中析出的目的。注水量应等于折算到地层条件下所采出的气体容积，此时，地层压力保持不变。由于注水对地层中湿气的驱替效率不太高且容易造成气层损害，所以向凝析气层注水来保持地层压力的方法应用得还不够广泛。

保持地层压力开发方式的有效性和合理性的决定因素包括天然气中凝析油含量、天然气和凝析油储量、地层埋藏深度、矿场的地理位置、钻井成本、为保持地层压力的建设项目成本、凝析油回收和加工成本等。

第六节　提高气藏采收率

一、提高气藏采收率的意义

采收率是衡量气田开发效果和开发水平的综合指标。近年来，国内外都非常重视提高气藏采收率的研究。

采收率提高部分的采出气量相当于发现和开发一个同样大小的气藏，同时又不必花费

用于勘探、开采、集输的巨额投资。因此，提高气藏采收率是提高气藏勘探开发经济效益的重要手段。

天然气是短期内不可再生的资源，而且它在地球上的储量是非常有限的。如果采收率不高，则将有更多的气被废弃在地下不能采出，这对资源是极其严重的浪费。从这个意义上来讲，提高气藏的采收率就显得更为重要。

二、气藏采收率的估算

气藏采收率是气藏最终累计采气量与地质储量的比值，因此，在气藏没有完全开采完以前是无法知道气藏采收率的，但可以根据有关规律进行预测和估算。

对于气驱气藏，可以用动态曲线预测和估算采收率。首先，根据气藏实际开采数据绘制出地压系数与累计采气量的关系曲线，由于是气驱气藏，所以应为一条直线。然后，根据气藏的特点、开采工艺水平和开采经验，确定废弃压力，并计算出废弃时的地压系数$\frac{P_{废}}{Z_{废}}$。延长$\frac{P_i}{Z}-\sum Q$关系曲线，与$\sum Q$轴的交点的横坐标即为气藏地质储量R_0，与$\frac{P_{废}}{Z_{废}}$对应的横坐标就是最终累计采气量$R_{可}$，$R_{可}$与R_0的比值即为该气藏的估算采收率，如图4－8所示。

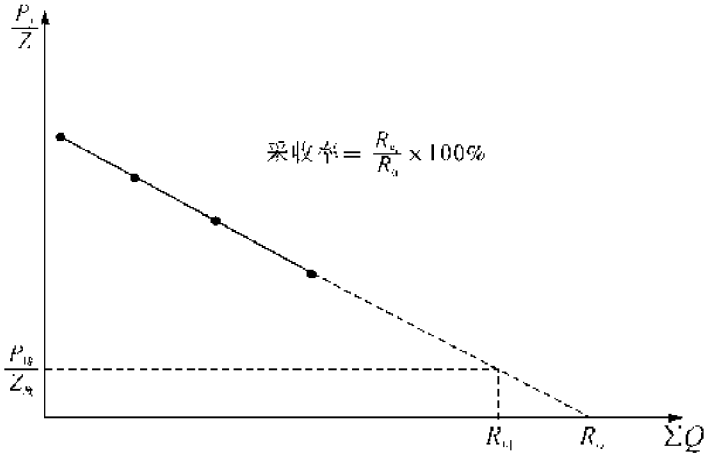


图4－8　用动态曲线预测气藏采收率

对于水驱气藏，可采用单井最终采气量累计法来预测和估算采收率。求单井累计采气量可用单井总递减率A_i与单井累计采气量的关系曲线（如图4－9所示）来完成，当总递减率为100%时，所对应的累计采气量就是最终累计采气量$R_{可}$。

气藏上各井的最终累计采气量之和就是气藏的最终累计采气量，气藏的最终累计采气量与地质储量的比值就是采收率。

三、影响气藏采收率的因素

1. 储层的非均质性及选择性水侵

低渗或致密气藏中，产层在横向上不连续、裂缝分布不均和薄夹层的存在都会导致选择性水侵，使气藏和气井过早被水淹，形成封闭气区，从而降低气藏采收率。在地质条件相近的情况下，边水驱气藏的采收率往往高于底水驱气藏，这是因为控制底水均匀上升比

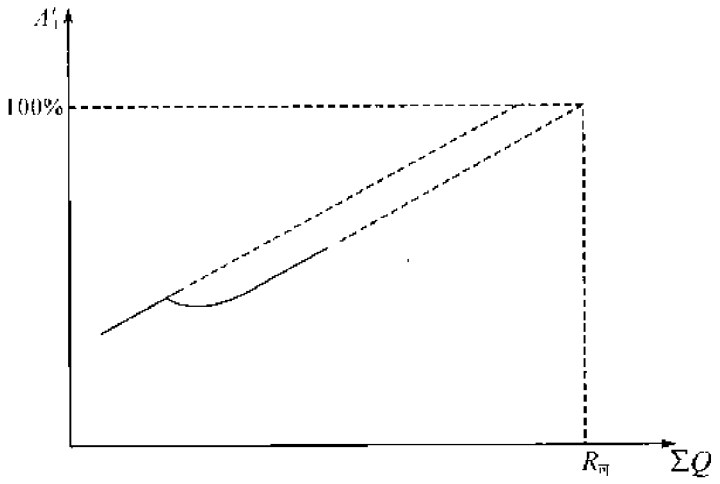


图 4－9 单井 $A_1' - \sum Q$ 关系曲线

控制边水均匀推进难得多。例如，前苏联的奥伦堡气田，由于碳酸盐岩裂缝、孔隙性储层的非均质性和开采初期采气速度过高，使底水沿裂缝、断层和岩性窗纵向上窜形成水窗，然后沿高渗透层横向水侵，又通过裂缝侵入上下低渗透区，形成封闭气区，造成气藏和气井过早水淹，采收率只有 42%。

2. 布井方式及采气速度

研究资料表明，钻开面积与含气面积之比、井的分布及井网密度、采气速度等都与采收率有密切关系。

在弹性水驱条件下，气藏钻开面积与含气面积的比值越小，采收率越高。如前苏联的阿拉莫弗气田，钻开面积与含气面积之比为 0.1～0.3，采收率在 95%以上；而里涅弗气田，钻开面积与含气面积之比为 0.5，采收率只有 46%。

对于非均质气藏，高渗透区采用中央布井或排状布井方式，采收率可达 90%以上，而用均匀布井，采收率将降低。如果低渗透区采用均匀布井，则采收率将高于中央布井。如图 4－10 所示。

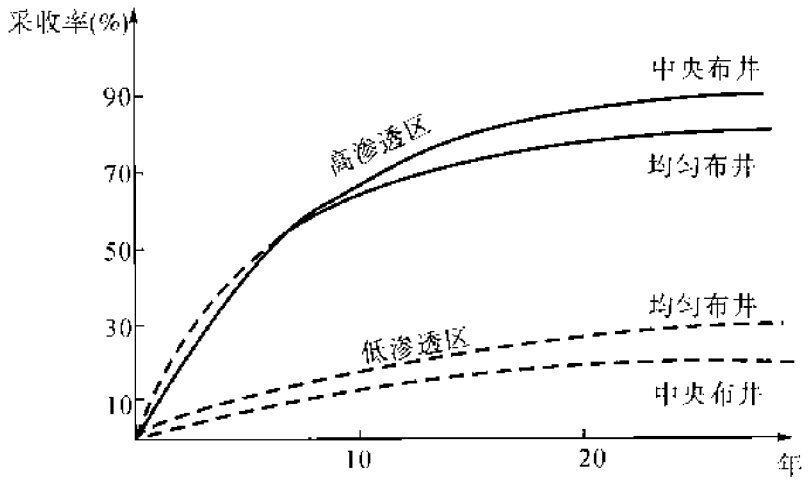


图 4－10 布井方式对采收率的影响

井网密度取决于开采层系的性质，对于渗透性高、连通性好的气藏，应用大井距、稀井网。对于致密气藏，开始时用大井距，然后逐渐钻加密井。

对于均质水驱气藏，提高采气速度有利于增加采收率。对于非均质水驱气藏，采气速度则不宜太高，尤其是大气田，采气速度适当低些，有利于长期稳产。

四、提高气藏采收率的方法

1. 水驱气藏

(1) 单井排水采气

排水采气的目的是调整气水边界推进速度，降低水封区的压力，使封闭气膨胀而产出，避免气藏水侵恶化，防止生产气井过早水淹。因此，单井排水采气也必须着眼于气藏的地质条件和水推进动态，在气藏描述的基础上，绘制各产层水侵动态图，分析和预测水侵方向和速度，标出水淹区的范围，从而制定排水采气方案，选择合理的工艺技术。

(2) 气水联合开采

该开采方式是气藏整体治水的一种工艺，不同于单井排水采气，它适用于部分水淹或大部分水淹的气藏。通过气藏描述的数字模型，确定最佳排水井位、排水量和采气速度。实践证明，它是提高气藏采收率的有效方法。例如，美国尤金岛气田采取常规开采方式，气藏于1988年水淹，采收率为62%。研究认为，若用气水联合开采方案，三口井从翼部排水、轴部采气，气藏可开采到1995年，采收率为82.6%。当气水联合开采到经济极限时，关闭排水井，恢复单井排水采气。

(3) 阻水开采工艺

该工艺立足于气藏早期整体治水。在边水驱气藏气水界面的含水一侧或底水驱气藏含水层布置排水井，对于局部水驱气藏，在水沿高渗带或裂缝发育带进入气藏的通道上，建立高分子聚合物黏稠液阻水屏障，其目的在于减小边水推进、底水上升的速度。例如，奥伦堡气田在水进入气藏的通道上建立以三口井为一单元，且与气水界面平行排列的阻水屏障，中间的井注入高分子聚合物黏稠液，两边的井排水。预计最终采收率可达93%，而采用常规开采方式，气藏水淹后的采收率只有42%。

2. 异常高压气藏

气藏内流体为高压时，储层内裂缝是张开的，随地层压力的下降，裂缝将逐渐闭合。因此，开发高压气藏的关键在于尽量保持地层压力高于正常静水柱压力，使产层具有良好的渗流条件。这是获得天然气和凝析油最大采收率的保证。

3. 低渗致密气藏

大型压裂是发现低渗致密气藏和提高其采收率的重要措施。1981年以来，美国所钻的35%~40%的井都实施大型水力压裂，使致密气层增加40%~57%的采气量。

钻加密井、提高开采工艺技术和降低废弃压力也是开采致密气藏、老气藏挖潜和提高采收率的有效方法。

习题四

1. 编制气田开发设计的依据是什么？
2. 怎样确定气藏的采气速度？
3. 确定气井合理产量的原则是什么？
4. 气井有哪几种工作制度？每种工作制度有什么特点？适合于什么样的气井？
5. 纯气藏有哪些特点？应如何管理好纯气藏？
6. 纯气藏开采晚期常用的稳产措施有哪些？
7. 怎样测定氯离子含量？
8. 根据苏林分类，可将地下水分成哪几种类型？
9. 根据边底水活动的动态特征，可将气井出水划分为哪几种类型？
10. 对于有水气藏，为了避免或减小水对气藏开发的影响，应用的治水措施有哪些？
11. 为什么纯气藏可以大压差采气，而有水气藏一般不能大压差采气？
12. 常用的排水措施有哪些？
13. 什么是反凝析现象？凝析气藏在开采过程中有何特点？
14. 凝析气藏的开采方式可分为哪两大类？应怎样选择凝析气藏的开采方式？
15. 为什么要提高气藏的采收率？
16. 影响气藏采收率的因素有哪些？怎样提高气驱气藏的采收率？怎样提高水驱气藏的采收率？怎样提高凝析油的采收率？

第五章　保护油气层技术

第一节　概　述

一、保护油气层技术的基本概念

保护油气层技术是指防止油气层损害的技术。油气层损害又称为地层损害或储层损害，是指在油气的钻井、完井、生产、增产、提高采收率等全过程中，任一作业环节造成的油气层堵塞所引起的渗透率下降，见表5－1。

表5－1　各种作业对油气层的损害及预防

生产作业	损害来源及机理	预防及处理办法
钻开油层	①井内压差对油气层损害的影响最大，美国阿拉斯加某油田用压差小于10.34 MPa钻成的井与压差大于10.34 MPa钻成的井相比，其产能平均高出320 m^3/d。在碳酸盐岩地层，由于正压差过大，可能造成井漏（随后必然要堵塞），这往往会导致严重损害。而负压差过大，可能造成井喷（随后必然要压井），这往往也会导致严重损害 ②完井液滤液与产层接触，产生水敏、速敏、盐敏等效应 ③完井液中固相侵入到有孔隙或自然裂缝的地层，侵入深度达几厘米至几十厘米，损害渗透率为10%~100%，这取决于颗粒侵入的深度 ④环空流速过大，冲蚀井壁，井径扩大，井内固相含量增加 ⑤浸泡时间过长	①用平衡钻井或近于平衡钻井的工作方式 ②用优质完井液：不损害油层的无固相清洁液或低固相完井液，酸溶的完井液，无固相高密度盐水完井液，必要时使用特种钻井液和完井液 ③注意工作液的配伍性 ④提高合理的环空返速，防止井径扩大，保证井下正常 ⑤提高钻速，减少非生产时间，缩短油气层浸泡时间
注水泥	①因压差更大、水泥浆失水大，更易使储集层中的黏土膨胀、分散 ②水泥浆或钻井液中的固体颗粒堵塞储集层孔隙或裂缝 ③水泥浆颗粒进入储集层的裂缝或孔隙中，水化后固结成水泥石，损害储集层 ④水泥浆滤液与地层中的硅起化学反应，形成一种胶结性化合物——硅酸钙水化物	①研制与使用低密度水泥 ②用降失水剂控制水泥浆失水量 ③加入惰性添加剂，起桥接作用，调整密度，减小$Ca(OH)_2$过饱和的可能性

续表5 1

生产作业	损害来源及机理	预防及处理办法
射 孔	①射孔过程造成孔眼周围的压实损害 ②压差影响 ③射孔孔径、射孔密度、射孔穿透深度等射参数的影响 ④射孔液质量的影响	①采用负压射孔，合理的负压值是确保孔眼完全清洁的重要条件。合理的负压值应根据储集层条件而确定，最好是用岩心靶流动实验法来确定 ②使用深穿透射孔技术，使射孔深度能穿透损害深度 ③使用优质射孔液 ④优化射孔参数
试 油	①试油方式及作业参数（如压力、压差、流量等）不当可能造成速敏 ②试油作业有时会造成乳化堵塞、水锁及沉积物堵塞等损害 ③试油作业时间过长可能损害储集层	①正确选用试油作业方式和作业参数 ②试油作业时尽量使用高密度压井液，并使用优质工作液 ③在全面完成试油要求的前提下，尽量缩短试油作业时间
采油、气作业过程	①油气层中的微粒运移、疏松砂层、粉砂、钻屑、黏土颗粒、各种砂屑及胶结物都不同程度地堵塞油层。不恰当的强采强注往往激化微粒运移等，在成岩性差的储集层中尤易发生 ②无机结垢物的形成和堵塞。美国阿拉斯加州 Prudhole 湾有一些投产不久产量急剧递减的井，就是由 $CaCO_3$ 的沉淀和地层水形成的水垢引起的 ③有机结垢物的形成和堵塞 ④铁锈及铁锈抑制剂、腐蚀抑制剂和石蜡抑制剂进入地层后对渗透率均有影响 ⑤出砂乳化堵塞和水锁等，使油气层有效渗透率明显下降	①加强油气藏动态分析和研究，针对性地选择方法和各类防垢剂。加深穿透深度能有效解决无机结垢的损害，酸洗射孔孔眼是诊断水垢损害和提高短期产能最经济的方法 ②防止微粒的办法：黏土稳定剂（羟基铝和羟基锆），用氢氟酸、混合酸酸化地层 ③选择合适的排液速度，以免引起速敏效应
注 水	①注入水质不配伍往往发生水敏、水锁、润湿反转和乳化堵塞等损害 ②注入速度过大，超过临界流速，往往造成微粒运移和速敏损害等 ③腐蚀产物，如铁的锈产物（锈蚀产物） ④注气堵塞（注气保持压力作业时，不在气体进入井口前清除压缩机润滑使表面堵塞）	①用井下及地面过滤器，先进的精细过滤器可除 1 μm 的颗粒 ②严格检查水质 ③因采油后期油层物化条件变化引起结垢，可应用防垢剂 ④慎重选择高压注水方法
修井与再修井	①修井用的液体，如矿产水、油、配制的水、混合水和炼制油等，质量易变化，严重影响作业效果，造成的损害比钻井液还严重 ②微粒、乳化油、添加剂、沉淀的有机物和无机物，与地层不配伍的水都会严重影响渗透率 ③原油沥青、氯化物、树脂、含蜡原油、含污染物的工业盐制成的盐水都严重影响渗透率	①使用与地层相配伍的液体 ②使用过滤器清洁入井液体 ③减小压差，减少失水 ④用混合酸或刮管器清洗入井管柱

续表5－1

生产作业	损害来源及机理	预防及处理办法
压　裂	①裂缝支撑剂中的堵塞是严重影响裂缝导流率的原因，如压裂残渣、凝胶团块、断不开的黏性液块、捕集剂和降失水剂 ②裂缝闭合使产能下降：支撑剂嵌入或破碎，微粒运移使有效孔隙率下降 ③某些地层需要抑制剂防止裂缝壁堵塞	①使用必要的抑制剂，如氯化钾，防止微粒运移 ②选用合乎标准的支撑剂和压裂液 ③使用铝矾高强度支撑剂，无铝矾上可用细砂 ④用清洁液作为压裂液，投入时尽可能控制排液速度，不能放喷
酸　化	①氢氟酸反应产物沉淀，地层中的含钙矿物和钠黏土与酸反应形成不可溶的沉淀 ②酸化砂岩地层伴随释放出细小的颗粒和地层坍塌，其原因是微粒运移和桥堵以及稳定原油的乳化剂 ③酸不能穿透岩石或结垢表面上的有机覆盖层而处理失败 ④不干净的管柱是酸化堵塞物的一个来源 ⑤酸化碳酸盐岩释放颗粒 ⑥铁反应物的沉淀，特别是氢氟酸反应物堵塞油层 ⑦胶体残渣的堵塞，酸与原油接触减小了它的pH值而生成主要同沥青质、树脂、石蜡和其他高分子烃组成的沉淀	①盐酸预冲洗其他可溶于酸的盐 ②常用互溶剂（油—水）减少损害来源中①、②的影响 ③用溶剂或酸性溶剂混合物预冲洗有效覆盖层 ④保持pH值小于5，避免铁的沉淀生成；采用多价螯合剂，可防止沉淀发生 ⑤酸的浓度不宜太大 ⑥深井处理加乳化剂 ⑦使用配伍性好的混合酸液 ⑧清洗注入管柱，保证管柱干净

油气层损害会发生在任一个作业环节。前一作业环节造成的损害直接影响下一作业环节，下一作业环节造成的损害又会叠加在上一作业环节之上。任何油气藏都会发生油气层损害。对于低渗、低产油气藏，油气层损害将直接关系到其生死存亡；对于高渗、高产油气藏，油气层损害导致产量下降的绝对数值则更大。

油气层损害的程度用渗透率的下降来描述。当然，情况不同，所指渗透率的概念就不同，但至少包括水测、油测、气测的渗透率和一相、二相、多相共存的相对渗透率以及标准状态和井下实际状态下测定的渗透率等。

保护油气层技术的本质就是防止油气层损害，即预防油气层损害以及损害后处理的措施和方法，并且以预防为主。所以，保护油气层技术是建立在对油气层潜在问题的认识，以及各项作业对油层造成的损害及机理的认识基础上的，在各项作业中都加入了保护油气层的技术内容。由于各项作业都将对油气层造成损害，因此，保护油气层技术首先是观念的转变，应建立起任何油气藏、任何作业都必须考虑油气层损害及针对性实施保护技术的观念。各项作业的保护油气层技术应融合到各项作业的工艺技术中，成为它的一个组成部分。

二、保护油气层技术的意义

保护油气层技术是目前发展石油天然气工业，特别是提高投资效益必须依靠的技术之一。它对于及时发现油气层、正确评价油气层、增大油气井产量、保护油气井产能、提高增产措施的成功率和保护油气资源等，都具有不可替代的作用。

保护油气层技术的作用可以概括如下：

①及时发现和正确评价油气层。

②提高油气层产量。经验证明，高渗、高压油气层可提高产量20%，中、低渗透油气层可提高产量10%～100%，薄油层可提高产量10%～300%。

③提高增产措施的成功率和各种生产作业的效率。

④提高油气藏最终采收率，最大限度地利用油气资源。

⑤少投入，多产出，提高油气勘探开发的经济效益。

三、保护油气层技术的基本原则

保护油气层技术的基本原则如下：

①不该进入的工作液尽量不要进入地层。有些工作液属于井筒工作液，如钻井液、压井液、修井液和泡排剂等，在使用这些工作液时不要让它们进入到地层中去，这样就会避免造成油气层损害。防止工作液进入地层的措施有负压作业、屏蔽式暂堵技术等。

②必须进入地层的工作液，如射孔液、酸化压裂液和注水等，应与地层岩石及地层液体配伍。所谓配伍，是指工作液进入地层后不与地层岩石及地层内流体发生作用，不会造成渗透率下降，否则就称为不配伍。

③提高作业质量，缩短作业时间。工作液与地层的接触时间越短，造成的损害就会越小。

④坚持以预防为主。一旦损害之后再解堵来恢复渗透率是相当困难的，也是相当不经济的，所以，解堵补救工作只能是辅助的。

四、保护油气层技术的主要内容

保护油气层技术的主要内容如下：

①岩心分析：对油气层段的有代表性的岩心进行测定、分析。分析储层岩石的骨架颗粒成分、粒度、分选及填隙物的成分、含量，分析孔、渗、饱特征及孔喉结构等，认识油气层损害的潜在问题。

②室内评价：利用实验仪器和设备对岩心样本进行实验和评价，研究油气层损害的机理和工作液对油气层损害的程度等。

③损害机理研究：从理论上和实验技术上弄清各类地层造成损害的可能性，研究油气层损害的类型。对具体油气藏和油气层进行损害诊断，确定该层究竟是由什么原因造成的损害，然后提出避免或减轻损害的措施。

④钻井过程中的油气层保护技术：包括钻井液、固井液技术以及有利于油气层保护的钻井、完井工艺技术。

⑤开采过程中的油气层保护技术：在开采、酸化、压裂、修井和注入等作业中采取适当措施，预防油气层损害。

⑥矿场评价：用取样录井分析法、试井分析法或测井分析法研究油气层损害的程度，评价保护油气层技术的效果。

⑦综合评价：对保护油气层的总体效果和经济效益进行综合分析和评价。

第二节　油气层损害机理

一、油气层损害的原因

（一）内因

1. 油气层的储渗空间

油气层的储集空间主要是孔隙，渗流通道主要是喉道。喉道是指两个颗粒间连通的狭窄部分，是容易受损害的敏感部位。孔隙和喉道的几何形态、大小、分布及其连通关系称为油气层的孔隙结构。孔隙结构是从微观来描述油气层的储渗特性，而孔隙度与渗透率是从宏观来描述岩石的储渗特性。

一般来说，在其他条件相同的情况下，孔喉越大，不匹配的固相颗粒侵入的深度就越深，造成的固相损害程度可能就越大，但滤液造成的水锁、贾敏等损害的可能性较小；孔喉弯曲程度越大，喉道越易受到损害；孔隙连通性越差，油气层越易受到损害；高渗透储集层受固相损害的可能性较大，而低渗透储集层易受到黏土水化膨胀、分散运移及水锁、贾敏等损害。

2. 油气层的敏感性矿物

油气层孔隙空间周围是由不同的岩石和矿物构成的。其中一部分岩石和矿物属于惰性，不易与流体发生物理和化学作用，因此它们对油气层没有多大损害；另一部分矿物易与流体发生物理和化学作用，并导致油气层渗透性降低，这部分矿物就称为油气层敏感性矿物。敏感性矿物的特点是粒径很小，比表面大，且多数位于孔喉处。因此，它们会优先与外界流体接触，进行充分作用，造成油气层敏感性损害。

常见的敏感性矿物有蒙脱石、伊利石/蒙皂石间层矿物、绿泥石/蒙皂石间层矿物、其他黏土矿物、长石、微晶石英、含铁矿物、碳酸盐矿物及粒径小于37 μm的各种非黏土矿物。

一般来说，敏感性矿物含量越高，由它造成的油气层损害程度就越大；在其他条件相同的情况下，油气层渗透率越低，敏感性矿物对油气层造成损害的可能性和损害程度就越大。

3. 油气层岩石的润湿性

岩石的润湿性一般可分为亲水性、亲油性和两性润湿三大类。油气层岩石的润湿性具有以下作用：

①控制孔隙中油气水分布。对于亲水岩石，水通常吸附于颗粒表面，占据小孔隙角隅，油气则占据孔隙中间部位；对于亲油性岩石，刚好出现相反的现象。

②决定岩石孔道中毛细管力的大小和方向。毛细管力的方向总是指向非润湿相一方。当岩石表面亲水时，毛细管力是水驱油的动力；当岩石表面亲油时，毛细管力是水驱油的阻力。

③影响油气层微粒的运移。油气层中流动的流体润湿微粒后，微粒容易随之运移，否

则微粒难以运移。

4. 油气层流体的性质

油气层流体的性质是指地层水性质、原油性质和天然气性质。

地层水性质主要是指矿化度、离子类型与含量、pH 值和水型等。当油气层压力和温度降低或入侵流体与地层水不配伍时，会生成 $CaCO_3$、$CaSO_4$、$Ca(OH)_2$ 等无机沉淀；高矿化度盐水可引起进入油气层的高分子处理剂发生盐析。

原油性质主要包括粘度、含蜡量、胶质、沥青、析蜡点和凝固点。原油性质不好，可能会造成有机沉淀堵塞或形成高粘乳状液。

与油气层损害有关的天然气性质主要是 H_2S 和 CO_2 腐蚀气体的含量。它们腐蚀设备，造成微粒堵塞，H_2S 在腐蚀过程中还会形成 FeS 沉淀。另外，H_2S、CO_2 气体还会促使某些还原菌繁殖，造成细菌堵塞。

（二）外因

各种工作液的固相及液相性质，施工作业的压差、温度和作业时间等。

二、固相损害机理

固相损害是指固相颗粒在油气层的渗流通道中造成堵塞而使渗透率下降的现象。固相颗粒可能是入井液体中携带的，也可能是储集层中原来就有的，还可能是条件发生变化后化学反应所形成的沉淀。

（一）外来固相的堵塞

入井流体常含有固相颗粒。有的固相颗粒是为了达到某一目的而加入的，如加重剂、桥堵剂和压裂支撑等；有的固相颗粒是无意混入而又不易除去的，如岩屑、杂质和铁锈等。外来固相堵塞损害的机理是当井筒中流体的液柱压力大于油气层孔隙压力时，固相颗粒就会随液相一起被压入油气层，从而缩小油气层孔道半径，甚至堵死孔喉，造成油气层损害。

影响固相损害的内因是储集层孔喉的尺寸与分布、裂缝的宽度与分布情况。一般认为，渗透性好的油气层，尤其是裂缝性油气层，外来固相颗粒侵入油气层的深度和所造成的损害程度相对较大。

影响固相损害的外因有以下三点：

①施工作业参数。最主要的参数包括压差、剪切速率和作业时间等。显然，压差越大，作业时间越长，造成的固相损害就越严重。

②固相颗粒的浓度。工作液中固相颗粒的浓度越大，固相堵塞就越严重。实践表明，射孔液中含固相颗粒 1%~2%就可把炮眼堵死。

③固相颗粒的尺寸、分布及其与孔喉尺寸的匹配关系。一般认为，如果颗粒直径与孔喉直径的比值大于 $\frac{1}{3}$，则颗粒是不易进入储集层的，这时会在井壁上形成泥饼；如果颗粒直径与孔喉直径的比值在 $\frac{1}{3}$~$\frac{1}{10}$ 之间，则会造成浅部堵塞；如果颗粒直径小于孔喉直径的 $\frac{1}{10}$，则颗粒会进入储层深处。根据这一原理，可选择适当粒径、适当浓度的含固相颗粒

的工作液，并施以适当的压差等，这样就会在短时间内在井壁附近很小的范围造成严重堵塞而形成一个屏蔽带。由于屏蔽带的存在，阻止了固相颗粒以及滤液的进一步侵入，从而达到保护油气层的目的。当需要时，可用射孔或溶蚀等措施来除去屏蔽带。

（二）微粒运移

大多数油气层都含有一些细小矿物颗粒，它们的成分是黏土矿物、非晶质硅、石英、长石、云母和碳酸盐矿物等，其粒径小于37μm，是可运移微粒的潜在物源。这些微粒在流体的流动作用下发生运移，并且单个或多个颗粒在孔喉处发生堵塞，造成油气层渗透率下降，这就是微粒运移损害，如图5-1所示。由于微粒运移与流体的流动速度有密切关系，所以又称为速度敏感性损害，简称速敏。

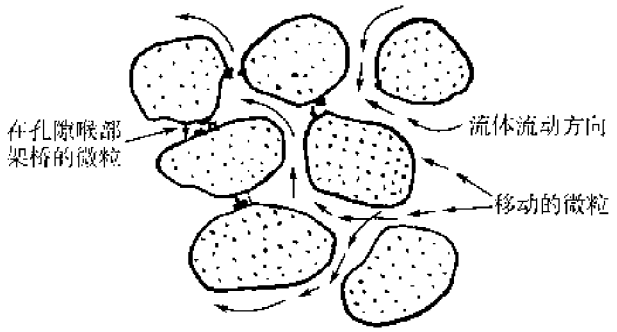


图5-1　微粒运移堵塞示意图

影响微粒运移并引起堵塞的因素有：微粒的直径、含量、成分和产状，孔道结构及孔壁粗糙程度，流体的流速及流动方向等。微粒直径在孔喉直径的$\frac{1}{3}$左右是最容易造成堵塞的；微粒含量越多，速敏越严重；高岭石、伊利石较蒙脱石微粒更易发生运移；栉壳式产状的微粒易运移；孔壁越粗糙，弯曲程度越大，速敏越严重；流速越大，越易发生速敏。对于开采井来说，由于流体是从油气层往井眼中流动，因此，当井壁附近发生微粒运移后，一些微粒可通过孔道排到井眼，一些微粒仅在近井地带造成堵塞，而对于注入井来说，情况恰好相反，流体是从井眼往油气层中流动，在井壁附近产生的微粒运移不仅在井壁附近产生堵塞，而且会造成油气层深部颗粒的沉积堵塞。

（三）结垢

当外来流体与油气层中的流体不配伍时，可能会发生化学反应形成不溶的沉淀物，我们将这一过程称为结垢。这些新形成的固体物质会占据渗流孔道空间，堵塞孔喉，从而使渗透率下降。根据其成分不同，可将垢分为无机垢和有机垢两类。

1. 无机垢

常见的无机垢有$CaCO_3$、$CaSO_4$、$BaSO_3$、$SrCO_3$、$SrSO_4$、$FeCO_3$和$Ca(OH)_2$等。影响无机垢形成的因素如下：

①外来流体及地层流体中盐类的组成及浓度。当两种流体中含有高价阳离子（如Ca^{2+}、Ba^{2+}、Sr^{2+}等）和高价阴离子（如SO_4^{2-}、CO_3^{2-}等）且其浓度达到或超过形成沉淀的要求时，就可形成无机垢。

②液体的pH值。当外来液体的pH值较高时，可使HCO_3^-转化成CO_3^{2-}离子，生成

碳酸盐沉淀。同时，还可能形成 $Ca(OH)_2$ 等氢氧化物沉淀。

③温度、压力和接触时间等。温度可影响化学平衡的移动，对那些放热或吸热的可逆反应有直接影响。压力的下降有可能会造成 CO_2 脱气，形成碳酸盐沉淀，例如：

$$Ca^{2+}+2HCO_3^- \rightleftharpoons CaCO_3\downarrow+CO_2\uparrow+H_2O$$

从上式可以看出，碳酸钙结垢的趋势取决于溶解的钙离子浓度和碳酸氢根离子浓度，以及溶液中 CO_2 的分压。图 5－2 表明了在一定温度下 CO_2 的分压与溶解钙离子浓度的关系。

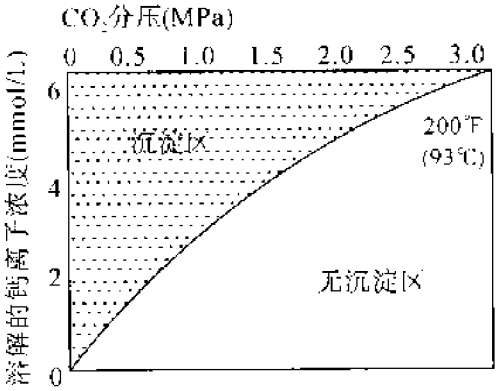


图 5－2 溶解的钙离子浓度取决于 CO_2 的分压

2. 有机垢

有机垢主要是指石蜡、沥青质和胶质在井眼附近的油气层沉积，这样不仅可能堵塞油气层的孔道，而且还可能使油气层的润湿性发生反转，从而导致油气层渗透率下降。影响有机垢形成的因素如下：

①外来流体与原油不配伍。

②温度降低。

③由压力降低而引起的轻质组分和溶解气的析出。

④晶核数量。

三、液相损害机理

（一）不配伍的注入流体造成的敏感性损害

1. 水敏和盐敏

油气层中黏土矿物在原始的地层条件下处在一定的矿化度环境中。当淡水或低于地层水矿化度的工作液滤液进入油气层后，某些黏土矿物就会发生膨胀、分散和运移，从而减小或堵塞储层的孔隙和喉道，造成渗透率下降；当高于地层水矿化度的工作液滤液进入油气层后，将会引起黏土的收缩、失稳和脱落，同样会堵塞喉道，造成渗透率下降。油气层遇淡水后渗透率下降的现象称为水敏，油气层遇不同于地层水矿化度的滤液后渗透率下降的现象称为盐敏。

油气层中常见的黏土矿物对油气层水敏、盐敏性损害强弱的影响顺序依次为：蒙脱石，伊利石/蒙皂石间层矿物，伊利石，高岭石，绿泥石。这些敏感性矿物的种类和含量以及外来流体的矿化度是影响水敏、盐敏程度的重要因素。

2. 碱敏

高 pH 值的外来液体侵入油气层时，会与其中的碱敏性矿物（如黏土矿物、长石、石英等）发生反应，造成分散、脱落、新的硅酸盐沉淀和硅凝胶体生成，导致油气层渗透率下降，这种现象称为碱敏。碱敏性矿物的含量、外来流体的 pH 值和液体侵入油气层的数量是影响碱敏性损害程度的主要因素。其中，液体的 pH 值往往起着很重要的作用，pH 值越大，造成的碱敏性损害也就越大，见表 5-2。

表 5-2　某油气藏碱敏性评价结果

岩心号	层位	K_w（$10^{-3}\mu m^2$）	pH 值	7.00	8.00	9.00	10.00	12.00
16	C_2	19.40	K（$10^{-3}\mu m^2$）	12.20	10.49	8.90	7.38	4.38
			$\Delta K/K_7$（%）		14.41	26.60	39.60	64.10
122	C_3	10.80	K（$10^{-3}\mu m^2$）	10.15	9.44	8.89	7.35	4.99
			$\Delta K/K_7$（%）		7.00	12.41	27.59	50.84
172	C_1	27.30	K（$10^{-3}\mu m^2$）	25.45	23.18	19.79	15.28	9.19
			$\Delta K/K_7$（%）		8.92	22.23	39.96	63.89

注：ΔK 表示 pH 值为 7 的渗透率与其他 pH 值的渗透率之差。

3. 酸敏

油气层酸化处理后，释放大量微粒，矿物溶解释放出的离子可能再次生成沉淀。这些微粒和沉淀将堵塞油气层喉道，从而削弱酸化效果，甚至导致酸化失败。这种酸液浸入后导致油气层渗透率降低的现象称为酸敏。酸液的类型与组成、酸敏性矿物（如长石、石英、含铁矿物等）的含量和返排酸的时间是影响酸敏性损害的重要因素。

速敏、水敏、盐敏、碱敏和酸敏在油气层损害机理研究中通称五敏。它们是地层潜在损害因素被不同外因诱发而产生的，是地层本性的表现，即地层损害的发生对诱发条件的敏感性。随着人们认识的不断深化，对敏感性的研究也不断发展，内容不断增加，压敏即是一例。

压敏又称为压力敏感性损害，是指随着净应力（$P_{净}=P_{覆}-P_{流}$）的增加，油气层渗透率下降的现象。当岩层覆压力（$P_{覆}$）增大或开采过程中油气层内流体压力（$P_{流}$）降低时，净应力上升，导致岩石内裂缝闭合，从而使渗透率下降，见表 5-3。所以，压敏对裂缝性油气藏，特别是裂缝性气藏的影响更为突出。

表 5-3　有效应力与渗透率之间的关系

岩心号	井　号	层　位	不同有效应力下的渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）						
			7MPa	14MPa	21MPa	28MPa	35MPa	42MPa	49MPa
F51	川新 136	J_{3s}	83.4	16.9	5.99	2.65	1.39	0.84	0.56
F60	川新 136	J_{3s}	14.3	3.33	1.02	0.39	0.18	0.092	0.055
F59	川新 136	J_{3s}	14.2	3.45	1.19	0.54	0.29	0.19	0.13
F97	川合 127	T_{3x2}	4.86	1.36	0.46	0.19	0.089	0.047	0.028
F105	川合 127	T_{3x2}	1.81	0.31	0.093	0.04	0.023	0.015	0.012

（二）润湿性反转

储集层岩石如果由原来的亲水性变为亲油性，那么油气就会由原来占据孔隙中间部分变成占据小孔隙角隅或吸附颗粒表面，大大减少了油气的流道。同时，会使毛细管力由原来的驱油动力变成驱油阻力，这样就会大大降低油气的有效渗透率，也会使采收率下降。岩石从亲水变为亲油后，可使油气相渗透率下降15%～85%。影响润湿性反转的因素有表面活性剂、pH值、聚合物处理剂、无机阳离子和温度等，其中表面活性剂对润湿性的改变起主要作用。

（三）乳化堵塞

外来流体常含有许多化学添加剂，这些添加剂进入油气层后，可能改变油气水界面性能，使外来流体与油气层中流体混合，形成油或水作外相的乳液状。乳液状的形成不仅提高了流体的黏度，增加了流动阻力，而且可能会堵塞孔喉，使渗透率下降。影响乳化液形成的因素有表面活性剂的性质与浓度、微粒的存在和油气层的润湿性等。

（四）毛细管阻力引起的损害

1. 水锁

水锁的实质是非润湿相驱替润湿相时的毛细管阻力。对于亲水储集岩，如果在施工中有滤液进入储层，那么在开采时就会出现非润湿相（油、气）驱替润湿相的局面，如图5－3所示。由于毛细管力 P_c 的方向与开采时油气的流动方向相反，所以 P_c 将阻碍油气的运动。

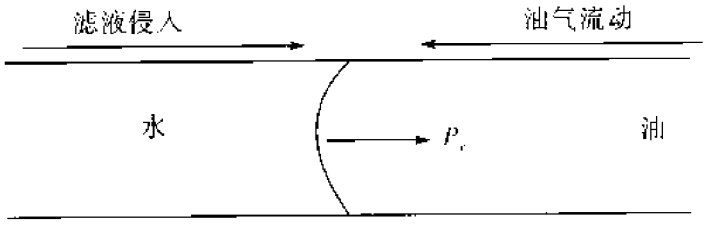


图5－3 水锁示意图

2. 贾敏效应

贾敏效应是指非润湿相液滴对润湿相流体的流动产生附加阻力，从而导致油气相渗透率下降的现象。对于亲油岩石，如果里面有水滴存在，则会增大流动阻力。图5－4（a）表明了非润湿的水滴在孔隙中的情况。在静止不动时，水滴的两端分别受到毛细管力 P_{c1} 与 P_{c2} 的作用，P_{c1} 与 P_{c2} 大小相等，方向相反，相互抵消。在流体流动时，水滴会由于受压而变形（图中虚线部分），从而改变了原来的润湿角。由于 $\theta_2<\theta_1$，所以 $P'_{c2}>P'_{c1}$，此时的毛细管力不能相互抵消，数值较大的 P'_{c2} 与油气流动方向相反，所以成为流体流动的阻力。另外，非润湿的水滴要通过比自身体积更小的喉道时，也会消耗能量，影响油气的流动，如图5－4（b）所示。

（五）细菌堵塞

油气层原有的细菌或随着外来流体一起侵入的细菌，在作业过程中，当油气层的环境变成适宜它们生长的环境时，它们会很快繁殖，常以体积较大的菌络存在，这些菌络会堵

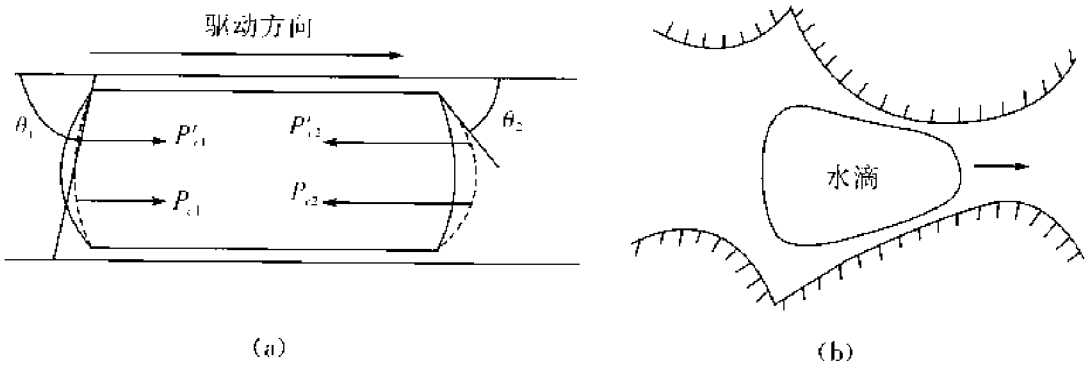


图 5　4　贾敏效应示意图

塞渗流通道。另外，有些细菌还会产生黏液，堵塞油气层，细菌代谢产生的 CO_2、H_2S、S^{2-}、OH^- 等，可产生 FeS、$CaCO_3$、$Fe(OH)_2$ 等无机沉淀堵塞油气层。温度、压力、矿化度、pH 值和营养物的多少是影响细菌生长的主要因素。

四、碳酸盐岩储集层损害的特点

（一）碳酸盐岩储集层的特点

碳酸盐岩储集层由孔隙和裂缝两组储集空间组成，非均质现象严重。裂缝发育地区的渗透性好，对液柱压力很敏感，容易发生井喷或井漏。例如，华北油田钻井液密度差为 0.02 g/cm³ 时即可发生漏失，四川地区钻井液密度差为 0.01 g/cm³ 左右时即可发生井涌或井漏。另外，由于碳酸盐岩缝洞的流道的表面形态的壁面要比砂岩光滑得多，这也增大了损害的可能性。

砂岩和碳酸盐岩孔隙的对比见表 5－4。

（二）碳酸盐岩储集层的损害类型

1. 固相颗粒损害

由于裂缝型碳酸盐岩储集层的裂缝宽度约在 0.01 mm～0.1 mm 之间，大量固相微粒乃至颗粒可深入到储集层深处，所以固相损害对碳酸盐岩储集层尤为严重，且反排渗透率恢复也差。

2. 泥膜损害

泥膜是造成碳酸盐岩油气层损害重要而又普遍的因素之一。通过高倍扫描电镜观察，钻井滤液以泥膜形式损害川东石炭系气层储集层的孔、喉、缝，使渗透率下降 17.5%～71.5%。

3. 压敏

碳酸盐岩储集层往往以裂缝为主要渗流通道，而碳酸盐岩气藏中的气体具有极大的弹性，因此，在开发中，随地层压力的下降而发生压力敏感性损害是碳酸盐岩气藏的主要特征之一。

4. “压敏”损害特点

由于碳酸盐岩填充物中有外来或次生的黏土矿物等，所以仍会发生敏感性损害。一般来说，酸敏、盐敏、碱敏比较突出，速敏也有，水敏较弱。

表 5-4 砂岩和碳酸盐岩孔隙的对比

	砂 岩	碳酸盐岩
沉积物中原始孔隙率	一般为 25%~40%	一般为 40%~70%
岩石中最终孔隙率	一般为原始孔隙率的一半或一半以上，普遍为 15%~30%	一般只是原始孔隙率的很小一部分，或孔隙率近于 0。在储集层中一般可达 15%
原始孔隙类型	几乎全为粒间孔隙	粒间孔隙一般较多，但粒内孔隙的其他类型孔隙也很重要
孔隙大小	与沉积颗粒的直径和分选作用有紧密关系	与沉积颗粒直径和分选作用关系不大
孔隙形状	主要决定于颗粒形状	变化很大
孔隙大小、形状和分布的一致性	在均质的砂岩体内一般有很好的一致性	即使在单一类型的岩体内，其变化范围也较大，即由具有一致性至非常不均一
成岩作用的影响	影响较小，由于压实作用和胶结作用，原始孔隙有少量减小	影响很大，能够形成、消失或完全改变孔隙；胶结作用和溶解作用很重要
裂缝的影响	对储集层的影响一般并不太大	如果存在裂缝，则对储集层的影响很大
孔隙率和渗透率的目估情况	半定量的目估一般比较容易	目估情况从可半定量估测到不能估测，孔隙率、渗透率和毛细管压力的仪器测量在很多情况下是必需的
岩心分析对储集层估价的作用	适合作岩心分析	对于大孔隙而言，最大直径的岩心亦无法对储集层估价
孔隙率和渗透率之间的关系	两者的关系是比较一致的，一般决定于颗粒大小和分选作用	两者关系变化很大，一般与颗粒大小和分选作用无关

5. 新生矿物的损害

这是指外来流体与储集层岩石相互作用产生的矿物所造成的油气层损害。曾经试验将一定工作液在恒温 80℃下浸泡碳酸盐岩块 4 小时，岩样孔喉附近有针状矿物生成。这些新生矿物不溶于水，可能堵塞孔喉，使渗透率下降。

6. H_2S 和 CO_2 的损害

碳酸盐岩气藏中所含的 H_2S、CO_2 等气体往往会使外来流体的不配伍性更大，更易产生某些沉淀物，造成渗透率下降。

第三节　岩心分析与室内评价

一、岩心分析

（一）岩心分析技术的概念

岩心分析是指利用各种仪器和设备来观测和分析岩心的特性的系列技术。岩心分析是认识油气层地质特征的必要手段。油气层的敏感性评价、损害机理的研究、油气层损害的综合诊断、保护油气层技术方案的设计等都必须建立在岩心分析的基础之上，所以，岩心分析是保护油气层技术系列中不可缺少的重要组成部分。

从保护油气层的角度出发，岩心分析可以全面地认识油气层的岩石物理性质及岩石敏感性矿物的类型、产状、含量和分布特点，确定油气层潜在损害的类型、程度和原因，为各项作业中保护油气层工程方案的设计提供依据和建议。

表 5-5 给出了保护油气层研究中岩心分析的内容及相应的技术方法，应用中应根据具体的油气层特点进行选择和分析。

表 5-5　岩心分析的内容及所用的方法

内容					方法
岩石物理性质	常规物性	孔隙度	常规条件	总孔隙度、连通孔隙度	气测法、煤油饱和法孔隙度仪
			模拟围压	总孔隙度	CMS-300 全自动岩心分析仪
		渗透率	空气渗透率、煤油渗透率、地层水渗透率；水平渗透率、垂直渗透率、径向渗透率、全直径岩心渗透率；模拟围压渗透率		渗透率仪 CMS-300 全自动岩心分析仪
		比表面			压汞或等温吸附法
		相渗透率	气—水、油—水、气—油—水		稳态法、不稳态法
		润湿性	油湿、水湿、中间润湿		接触角测量、阿莫特（自吸入）法、离心机法毛细管压力曲线测定
	孔隙结构	孔隙—喉道	类型、大小、形态、连通性、分布		铸体薄片、图像分析、SEM、X 射线、CT 扫描、核磁共振
		孔喉	大小、分布		压汞法、离心机法毛细管压力曲线测定

续表5-5

内容				方法
岩石结构与矿物	骨架颗粒	石英、长石、岩屑、云母	粒度大小、分布	筛析法、薄片粒度图像分析
			接触关系、成分、含量、成岩变化	铸体薄片、阴极发光、XRD全岩分析、红外光谱
	填隙物	黏土矿物	产状	铸体薄片、SEM
			类型、成分、含量	铸体薄片、XRD、红外光谱、沉降分离法、电子探针或能谱
		非黏土矿物	产状	岩石薄片、SEM
			类型、成分、含量	薄片染色、XRD全岩分析、红外光谱、碳酸盐含量测定

（二）常用岩心分析技术

1. 薄片技术

薄片技术是指保护油气层的岩相学分析的常规技术，是最基础的分析方法。应用时首先将岩石样品制作成各种薄片，然后用光学显微镜观察、分析。常用的薄片有偏光薄片、铸体薄片、阴极发光薄片和荧光薄片等。利用薄片技术，可以分析岩石的结构与构造、骨架颗粒的成分及成岩作用、孔隙形状、大小连通性及裂缝发育程度，还可以估算不同产状黏土矿物的含量。

2. X射线衍射（XRD）

XRD分析借助于X射线衍射仪来实现，它主要由光源、测角仪、X射线检测和记录仪构成，如图5-5所示。

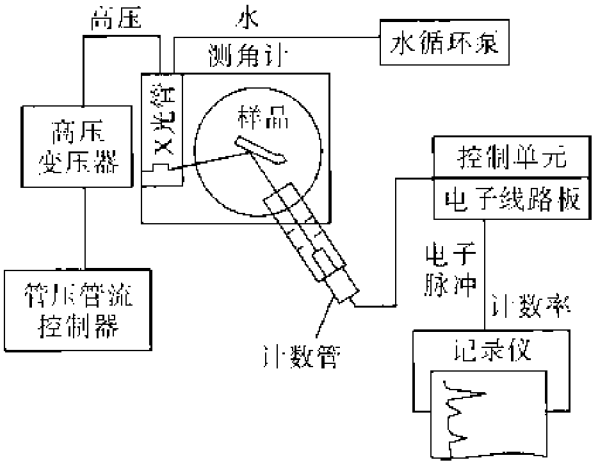


图5-5 X射线衍射仪的衍射系统

XRD分析能迅速而准确地鉴定黏土矿物的类型，并能计算其含量，也可以鉴定和分析地层微粒，并能进行全岩分析。但XRD分析不能给出敏感性矿物产状，所以必须与薄

片技术和扫描电镜技术配套使用，才能全面地揭示敏感性矿物的特征。

3. 扫描电镜（SEM）

扫描电镜分析能提供孔隙内填充物的矿物类型、产状的直观资料，同时也是研究孔隙结构的重要手段。扫描电镜通常由电子系统、扫描系统、信息检测系统、真空系统和电源系统五大部分构成，如图 5-6 所示。它是利用类似电视摄影显像的方式，用细聚焦电子束在样品表面上逐点进行扫描，激发并产生能够反映样品表面特征的信息来调制成像。

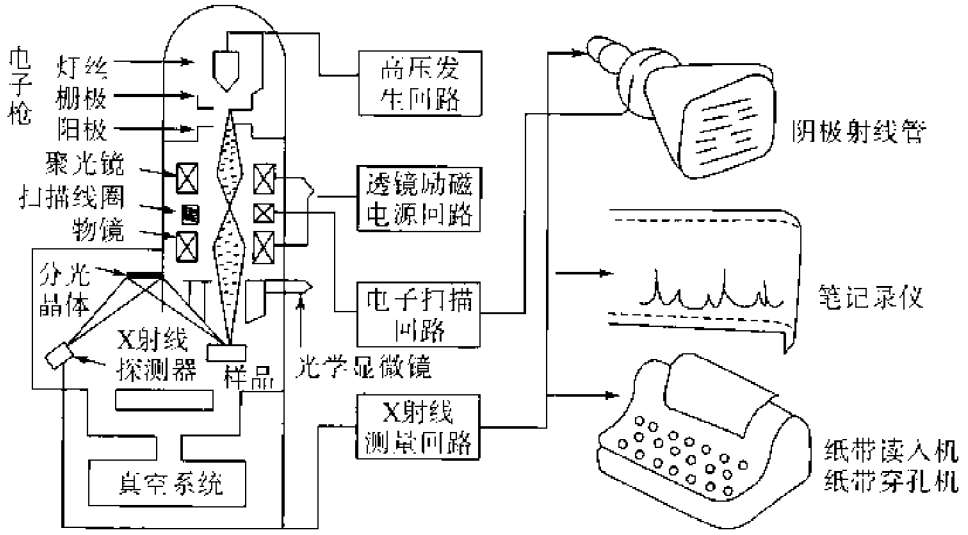


图 5-6　扫描电镜的基本结构

扫描电镜分析具有制样简单、分析快速的特点。它放大倍数高，观察视角大，立体感强，可观测敏感性矿物的产状、类型和孔喉结构等。

4. 压汞法测定岩石毛细管压力曲线

压汞法由于其仪器装置固定、测定快速准确，并且压力可以较高，便于更微小的孔隙测量，所以它是目前国内外测定岩石毛细管压力的主要手段。

汞对大多数造岩矿物都是非润湿的，对汞施加压力后，当汞的压力和孔喉的毛细管压力相等时，汞就能克服阻力进入孔隙，根据进入汞的孔隙体积百分数和对应压力就得到毛细管压力曲线，如图 5-7 所示。

由于毛细管压力与孔喉半径有直接换算关系，所以由毛细管压力曲线可以获得描述孔喉分布及大小的系列特征参数，确定各孔喉区间对渗透率的贡献。

二、油气层损害的室内评价

油气层损害的室内评价是指借助于各种仪器和设备，测定油气层岩石与外来工作液作用前后渗透率的变化，或者测定油气层物化环境发生变化前后渗透率的改变，来认识和评价油气层损害的一种重要手段。室内评价包括油气层敏感性评价和工作液评价两个方面，如图 5-8 所示。

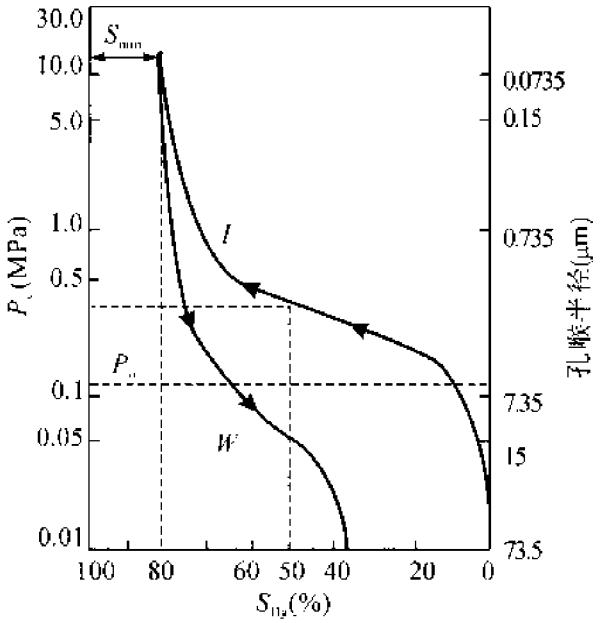


图 5-7 毛细管压力曲线

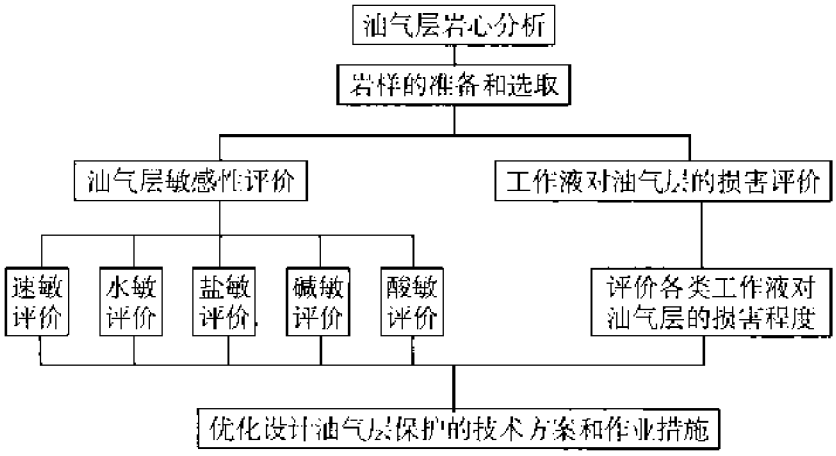


图 5-8 室内评价实验流程

（一）油气层敏感性评价

1. 速敏评价实验

（1）目的

确定临界流速 V_c 及速敏程度，为确定其他敏感性评价实验的速度和合理的注采速度提供依据。

（2）实验步骤

①以某一衡定流量进行驱替，驱替 20 倍孔隙体积或 20 分钟后以 10 分钟为间隔测量其渗透率。

②若连续三点的渗透率误差小于 1%，则认为达到稳定，记录此时的流量、流速和渗透率值，见表 5-6，然后换下一级流量驱替。速敏评价实验的流量等级依次为0.10 mL/min、

0.25 mL/min、0.50 mL/min、0.75 mL/min、1.00 mL/min、1.50 mL/min、2.00 mL/min、3.00 mL/min、4.00 mL/min、5.00 mL/min 和 6.00 mL/min。

表 5-6　速敏评价实验数据记录表

点　序	流　量	流　速	渗透率
1	Q_1	V_1	K_1
2	Q_2	V_2	K_2
3	Q_3	V_3	K_3
⋮	⋮	⋮	⋮
$i-1$	Q_{i-1}	V_{i-1}	K_{i-1}
i	Q_i	V_i	K_i
⋮	⋮	⋮	⋮

注：V_{i-1}为临界流速，Q_{i-1}为临界流量。

（3）评价标准

$$\frac{K_{i-1}-K_i}{K_{i-1}}\times 100\% \geqslant 5\% \tag{5-1}$$

在图 5-9 中，速敏评价实验曲线发生明显转折的地方为临界流速 V_c。

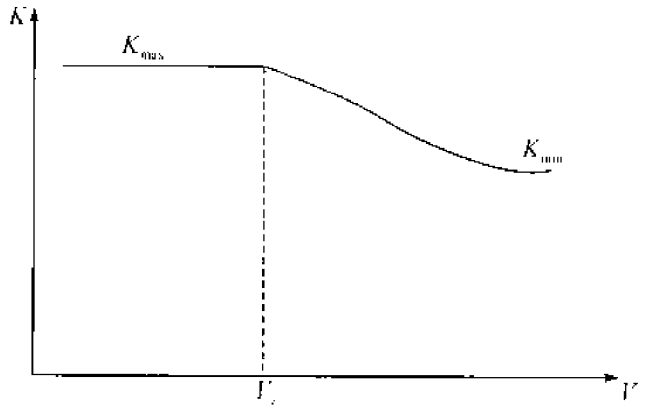


图 5-9　速敏评价实验曲线

实验速度超过临界速度后就会发生速度敏感，最终的损害程度可用下式计算：

$$\text{损害程度} = \frac{K_{max}-K_{min}}{K_{max}}\times 100\% \tag{5-2}$$

式中：K_{max}——渗透率变化曲线中各渗透率点的最大值；

K_{min}——渗透率变化曲线中各渗透率点的最小值。

速度敏感程度的评价标准见表 5-7。

表 5-7　敏感程度评价指标

损害程度	≤30%	30%~70%	≥70%
敏感程度	弱	中等	强

（4）注意要点

①实验流体应与岩样配伍。

②实验流体应用砂心漏斗过滤。

2. 水敏、盐敏评价实验

（1）目的

确定临界矿化度及水敏、盐敏程度。

（2）实验步骤和要求

①按制定的矿化度等级测定每一矿化度下盐水的渗透率。

②每更换一次矿化度，应先用该矿化度液体驱替 10～15 倍孔隙体积，并浸泡 24 小时后再测渗透率。

③流速应小于临界流速。

（3）评价标准

若式（5－1）成立，则 C_{i-1} 为临界矿化度。

损害程度的计算见式（5－2），水敏、盐敏程度的评价标准见表 5－7。

3. 碱敏评价实验

（1）目的

确定临界 pH 值及碱敏程度。

（2）实验步骤和要求

①制备不同 pH 值的盐水，pH 值的等级为 7、8、9、11、13。

②将选好的岩心抽真空并饱和第一级盐水，浸泡 20～24 小时后，在低于临界流速的条件下，用第一级盐水测出岩心稳定的渗透率。

③注入下一级盐水，重复上面的步骤，依次测出各级盐水下的渗透率。

（3）评价标准

若式（5－1）成立，则 pH_{i-1} 为临界 pH 值。

损害程度的计算见式（5－2），碱敏程度的评价标准见表 5－7。

4. 酸敏评价实验

（1）目的

研究酸敏程度。

（2）实验步骤和要求

①用地层水正向测基础渗透率 K_j。

②反向注入 0.5～1 倍孔隙体积的酸液，关闭阀门反应 1～3 小时后正向排液。

③用地层水正向测恢复渗透率 K_p。

④实验速度应小于临界流速。

（3）评价标准

酸敏程度的评价标准见表 5－8。

表 5－8 酸敏程度评价标准

K_p/K_j	≥0.7	0.3～0.7	≤0.3
酸敏程度	弱	中等	强

综上所述，五敏实验是评价和诊断油气层损害的最重要的手段之一。一般来说，对于每一个区块，都应做五敏实验，再参照表 5－9 进行保护油气层技术方案的制定，并指导生产。

表 5－9　五敏实验结果的应用

项　目	在保护油气层技术方面的应用
速敏实验（包括油速敏和水速敏）	①确定其他几种敏感性实验（水敏、盐敏、酸敏、碱敏）的实验流速 ②确定油气井不发生速敏损害的临界流量 ③确定注水井不发生速敏损害的临界注入速率，如果临界注入速率太小，不能满足配注要求，则应考虑增注措施
水敏实验	①如无水敏，进入地层的工作液的矿化度只要小于地层水矿化度即可，不作严格要求 ②如果有水敏，则必须控制工作液的矿化度 ③如果水敏性较强，则在工作液中要考虑使用黏土稳定剂
盐敏实验（升高矿化度和降低矿化度的实验）	①对于进入地层的各类工作液，必须控制其矿化度在两个临界矿化度之间，即 $C_{min}<$工作液矿化度$<C_{max}$ ②如果是注水开发的油田，当注入水的矿化度比 C_{min} 要小时，为了避免发生水敏损害，一定要在注入水中加入合适的黏土稳定剂，或对注水井进行周期性的黏土稳定剂处理
碱敏实验	①对于进入地层的各类工作液，必须控制其 pH 值在临界 pH 值以下 ②如果是强碱敏地层，由于无法控制水泥浆的 pH 值在临界 pH 值之下，为了防止油气层损害，建议采用屏蔽式暂堵技术 ③对于存在碱敏性的地层，在今后的二次采油作业中，要避免使用强碱性的驱油流体（如碱水驱油）
酸敏实验	①为基质酸化设计提供科学依据 ②为确定合理的解堵方法和增产措施提供依据

（二）工作液评价

储集层一旦被钻开，所接触的任何工作液，包括钻井液、射孔液、水泥浆、完井液、修井液、压井液、洗井液、压裂液、酸化液、注入流体和碱驱液等，对储集层都存在着不同程度的损害。另外，实际现场工作液中还含有多种添加剂，如酸化液中含有缓蚀剂、互溶剂等。故现场用酸液与储集层的作用也与酸敏性评价时采用的纯酸液明显不同，对反应产生影响的因素要复杂得多。因此，保护油气层研究不仅要进行五敏评价研究，还应该对开发过程中储集层所接触的所有外来流体进行地层损害评价，以使全面地了解在开发和生产过程中各类工作液对储集层渗透能力的影响，掌握其损害程度的大小、对制定合理的开发方案、使用优质的工作液、最大程度地减轻地层损害都有着十分重要的意义。

1. 工作液评价的操作步骤和要求

①岩心抽空并饱和模拟地层水，正向测模拟地层水驱替的岩心渗透率 K_f。

②反向注入工作液，注入数量及时间参考现场条件拟定。

③正向测定岩心与入井工作液接触后的模拟地层水驱替时的渗透率 K_{fd}。

2. 评价指标

工作流体对地层损害程度的评价标准见表 5－10。

表 5－10 工作液对地层损害程度的评价标准

K_d/K_f	≥0.7	0.3~0.7	≤0.3
损害程度	弱	中等	强

第四节 油气田开发中的保护油气层技术

一、油气田开发方案中对油气层保护的要求

众所周知，保护油气层工作应贯穿于油气田勘探开发的全过程。对于开发工作者来说，应在油气田开发方案设计时就要对保护油气层提出具体要求，尽量避免各种施工作业对油气层的损害。具体来说，油气田开发方案中应当考虑下面有关油气层保护的内容。

1. 综合各种地质实验分析，确定造成油气层损害的因素

油气层损害是内外因共同作用的结果。所谓内因，是指油气层及其所含流体本身所固有的性质，如黏土矿物的含量及其成分、储层孔隙结构及胶结状况、地层流体所含成分及其物理和化学性质等。所谓外因，是指油气田开发生产及各种作业过程中有可能导致油气层微观结构发生变化或导致油气层内发生各种物理和化学反应，从而导致油气层渗透率下降的各种条件，如生产与注入速度、作业时间及各种入井工作液的物理和化学性质等。但这并不是说所有可能造成油气层损害的因素都会造成油气层的实际损害，只有在合适的条件下，可能因素才会转化为现实。在制定油气田开发方案时，必须在所有可能的因素中，根据各种地质、工程条件，找出最有可能造成损害的主要因素。只有这样，保护油气层工作才可能做到有的放矢。

2. 对各种措施进行优化，提出油气层保护的原则及经济可行的保护措施

为了对油气层实施保护，在油气田开发方案中，必须针对油气层的内部条件，提出对外部条件的各种限制，以达到满足生产目标、降低生产成本、提高经济效益的目的。油气田开发方案对外部条件的限制主要包括以下内容：

①产量及注入量限制。避免因水动力冲刷引起的颗粒运移，造成近井地带喉道堵塞。

②对注入剂的质量控制要求。若注入剂质量控制不当，则可能会造成油气层堵塞或敏感性损害。

③对井筒工作液的质量控制要求。井筒工作液的重度会影响井筒内液柱压力，对工作液是否进入地层有直接影响。另外，工作液还应控制固体颗粒的成分、大小和含量，并要与油气层配伍，以免进入地层后会对油气层造成损害。

④对已损害油气层的解堵措施。油气田开发过程中的油气层保护，应立足于以预防为主，但由于种种原因已造成油气层损害后，应及时采取解除措施，最大限度地恢复油气层的渗透能力。

必须强调的是，保护油气层工作必须以提高油气田开发经济效益为前提。背离了这一原则，保护油气层工作就会失去其应有的价值。这就要求开发方案设计应从系统工程观点出发，针对不同的具体情况，综合各种不同的保护油气层措施，力争以最少的投入收到最佳的效果。

二、油气生产中的保护油气层技术

（一）生产中油气层损害分析

油气的正常生产中，不存在各种工作液和注入剂的影响，主要是生产压差过大或由于生产中地层压力的下降等因素引起油气层损害。

1. 生产压差过大

生产压差过大会使油气层速敏效应严重，甚至会造成出砂、井壁垮塌。对于有水气藏，大压差采气还会造成水线推进加快。

2. 结垢

油气田一旦投入开发，原来的平衡条件即被破坏。随着压力的不断降低，流体成分也会随之变化，有时会导致无机垢和有机垢的形成。

3. 压敏

生产中随地层压力的不断下降，净应力将不断增大，会造成裂缝闭合，从而使某些裂缝性储层渗透率下降。

4. 脱气或析出凝析油

油藏开采时，若压力降到低于饱和压力，则会有气体挥发；凝析气藏开采中，若压力降到露点压力以下，则会有凝析油析出。这两种情况都会造成多相流动，从而降低油气的相渗透率。

（二）生产中的保护油气层技术

1. 确定合理的工作制度

主要是控制合理的生产压差，防止速敏、出砂和出水。生产压差可根据试井资料和实际生产经验确定。

2. 保持地层压力开采

保持地层压力可以防止压敏、结垢、脱气或凝析油析出，充分延长油气井自喷期，降低生产成本。保持地层压力的主要方法是注水或注气。

例如，美国阿拉斯加北坡沿岸某油田，在开采不久后发现一些油井产量急剧下降，年下降率为50%~70%，而其他油井正常年下降率仅为10%~20%。经过仔细考察，发现$CaCO_3$在井筒附近岩层里沉淀是造成损害的主要原因。该油田产层的地层水中含Ca^{2+} 200 mg/L，含HCO_3^- 2000 mg/L，在原始情况下，它们与地层里的CO_2和$CaCO_3$处于平衡状态，如下式所示：

$$Ca^{2+} + 2HCO_3^- \rightleftharpoons CaCO_3 + CO_2 + H_2O$$

随着油田开发，地层压力降低，CO_2的分压也降低了，上式的平衡被破坏，由左向右发生平衡移动，就产生了$CaCO_3$沉淀，如下式所示：

$$Ca^{2+} + 2HCO_3^- \longrightarrow CaCO_3\downarrow + CO_2\uparrow + H_2O$$

找到原因后，向油藏内注入 CO_2 气体，使地层压力恢复，由于 CO_2 的分压升高，控制了 $CaCO_3$ 沉淀的形成，使这些井的生产逐渐恢复正常。

三、注入中的保护油气层技术

（一）注入中油气层损害分析

注入是为了保持地层压力等需要向油气层内注水或注气的施工措施。注水或注气时，可能会造成下面的油气层损害。

1. 水敏

当地层中含有大量水敏性矿物且注入水矿化底太低时，就会引起水敏性矿物的膨胀分散，导致油气层渗透率下降。

2. 机杂堵塞

注入水中常常含有不同粒径的固相微粒和悬浮物，统称为机杂。机杂随着注入水流入地层，进入油气层孔道、裂缝和射孔孔眼等，并在这些孔喉中沉积，从而减少了岩石的储渗空间，致使油气层渗透率降低。

3. 结垢

如果注入流体与地层流体不配伍，则会出现无机垢；注入流体造成地层温度下降后，还会诱发形成有机垢。油气田常见的水垢见表 5－11。

表 5－11 油气田常见水垢

名称		化学式	结垢的主要因素
碳酸钙（碳酸盐）		$CaCO_3$	二氧化碳的分压力、温度、总溶盐量
硫酸钙	石膏（最常见）	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	温度、总溶盐量、压力
	半水合物	$CaSO_4 \cdot \frac{1}{2}H_2O$	
	无水石膏	$CaSO_4$	
硫酸钡		$BaSO_4$	温度、总溶盐量
硫酸锶		$SrSO_4$	
铁化合物	碳酸亚铁	$FeCO_3$	腐蚀、溶解气体、pH 值
	硫化亚铁	FeS	
	氢氧化亚铁	$Fe(OH)_2$	
	氢氧化铁	$Fe(OH)_3$	
	氧化铁	Fe_2O_3	

4. 气体产物引起的损害

注入流体中含有过量的氧气、二氧化碳和硫化氢气体时，会严重腐蚀设备、管线，不仅缩短了设备的使用寿命，其腐蚀物还会堵塞孔喉，降低油气层渗透率。

（二）注入中的保护油气层技术

1. 保护注入流体的质量

为了减轻注入中的油气层损害，首要的任务就是选用优质的注入水或注入气。优质的注入流体应具备固相、细菌含量少、与油气层配伍等主要特点，见表5-12。

表5-12　我国石油工业不同时期注水水质标准统计

指标 \ 标准来源		20世纪50年代	采油技术手册 1977.6	油田开发条例 1979.6	油气田地面建设规划设计 1979	油田注水设计规定 1983	油田注水系统规定 1985	SY5329-88标准，1988 注入层渗透率（μm^2）		
								<0.1	0.1~0.6	>0.6
悬浮固体	浓度（mg/L）	<2	<2	<2	<2	<5	2~5	≤1.0	≤3.0	≤5.0
	粒径（μm）							≤2.0	≤3.0	≤5.0
含油量（mg/L）			<10			<30	<30	≤5.0		≤10.0
溶解氧（mg/L）	总矿化度（mg/L） <5000		<4.0	<1.0	<1.0		<0.5	≤0.5		
	总矿化度（mg/L） >5000						<0.05	≤0.05		
平均腐蚀率（mm/a）						0.076~0.125		≤0.076		
总铁（mg/L）		<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	≤0.5		
游离二氧化碳（mg/L）				<0.5	<5			≤10		
硫酸盐还原菌（个/mL）			<5	<5	<5		<100	$<10^2$		
铁细菌（个/mL）			<100	<100	<100					
腐生菌（个/mL）			<200	<200	<200		<1000	$<10^2$	$<10^3$	$<10^4$
硫化物（S^{2-}）（mg/L）							<10.0	<10.0		
pH值				6.5~8.5						
膜滤系数 MF							>15	≥20	≥15	≥10
结垢率（mm/a）						<0.5	<0.5			

2. 控制合理的注入参数

主要是控制合理的注入速度、注入压力、注入强度，并注意注入与开采的均衡协调。

3. 正确选用各类处理剂

常用的注入添加剂有防膨剂、破乳剂、杀菌剂、防垢剂和除氧剂等，选用时应注意与油气层的配伍性及对油气层润湿性的影响。同时，使用几种添加剂时，还要防止它们之间产生化学反应，防止生成新的化学沉淀。

四、酸化中的保护油气层技术

（一）酸化中油气层损害分析

1. 释放微粒造成堵塞

酸化过程中，酸溶液在溶解胶结构和堵塞物质时，会不同程度地使油气层岩石的颗粒或微粒松散、脱落并运移，造成堵塞。例如，高岭石类黏土在油气层中大多松散地附着砂

粒表面，随着酸液的冲刷，剥落下来的微粒将发生运移，造成孔隙喉道堵塞。

2. 酸液与岩石矿物反应产生二次沉淀

酸化是用酸溶解岩石矿物或胶结物和堵塞物质，达到扩大孔隙、裂缝空间的目的。岩溶解后的产物再次沉淀，就会重新堵塞孔道，反而减少储渗空间。显然，这种损害会造成酸化失效。酸化后的再次沉淀物一般包括下面几种类型。

（1）铁质沉淀

酸液进入岩层后，会溶解一些含铁矿物（如菱铁矿、黄铁矿、黑云母、绿泥石等）而释放出 Fe^{2+} 或 Fe^{3+}。当 pH 值升至 3.2 时，Fe^{3+} 就会完全沉淀，如下式所示：

$$Fe^{3+} + 3H_2O \longrightarrow Fe(OH)_3 \downarrow + 3H^+$$

由于 Fe^{2+} 要在 pH 值升至 6.3 时才开始沉淀，而残酸的 pH 值通常只能达到 5.5 左右，因此，酸化过程中不会形成 $Fe(OH)_2$ 沉淀。

（2）钙盐沉淀

土酸酸化时，氢氟酸遇钙离子会形成氟化钙沉淀，如下式所示：

$$Ca^{2+} + 2HF \longrightarrow CaF_2 \downarrow + 2H^+$$

（3）钠盐和钾盐沉淀

土酸与地层矿物反应会生成氟硅酸和氟铝酸，它们与钠离子和钾离子结合会形成氟硅酸盐沉淀和氟铝酸盐沉淀，如下式所示：

$$Al_2Si_4O_{10}(OH)_2 + 36HF \longrightarrow 4H_2SiF_6 + 12H_2O + 2H_3AlF_6$$

$$H_2SiF_6 + 2Na^+ \longrightarrow Na_2SiF_6 \downarrow + 2H^+$$

$$H_2SiF_6 + 2K^+ \longrightarrow K_2SiF_6 \downarrow + 2H$$

$$H_3AlF_6 + 3Na^+ \longrightarrow Na_3AlF_6 \downarrow + 3H^+$$

$$H_3AlF_6 + 3K^+ \longrightarrow K_3AlF_6 \downarrow + 3H^+$$

（4）水化硅沉淀

酸化过程中随氢氟酸的不断消耗，最初溶于酸中的硅又将以氢氧化硅胶状沉淀下来，如下式所示：

$$H_2SiF_6 + 4H_2O \longrightarrow Si(OH)_4 + 6HF$$

3. 酸液与地层流体反应生成沉淀

地层水中常含有大量离子，当酸化液进入地层后，会与地层水反应生成沉淀物（如 CaF_2、K_2SiF_6、Na_2SiF_6 等）。

4. 设备锈蚀物带入油气层

由于酸化具有很强的腐蚀性，尤其对设备、管线、管柱造成的锈蚀更为突出。这些锈蚀物进入油气层会造成堵塞，还可与残酸作用形成三价铁盐沉淀。

（二）酸化中的保护油气层技术

1. 选用与油气层配伍的酸液和添加剂

选择酸液和添加剂，应考虑它们与油气层岩石和地层流体的配伍性，达到不沉淀、不堵塞、不降低油气层储渗空间的目的，同时应尽可能降低成本。不同油气层的酸液和添加剂的选择见表 5-13。

表 5—13　酸液和添加剂的选择

油气层岩性特点	与之配伍的酸液或添加剂	保护油气层目的
碳酸盐岩	不宜用土酸	避免生成氟化钙沉淀
伊　蒙间层矿物含量高	必须加防膨剂	抑制黏土膨胀、运移
绿泥石含量高	适当加入铁离子稳定剂	防止产生氢氧化铁沉淀
原油含胶质、沥青质较高	采用互溶土酸（砂岩）	消除或减少酸渣生成
砂岩地层	不宜用阳离子表面活性剂破乳	避免地层转为油润湿，降低油的相对渗透率
高温地层	耐高温缓蚀剂	避免缓蚀剂在高温下失效

2. 使用前置液

酸化时可使用 15%左右浓度的盐酸作为前置液，它可以防止氢氟酸与地层水接触生成不溶性沉淀，还可以溶解含钙、含铁胶状物。这样可避免浪费昂贵的氢氟酸，并能保持酸度，防止氢氧化铁和氢氧化硅沉淀的生成。

3. 使用合适的酸液浓度

酸液浓度过高，会溶解过量的胶结物和岩石的骨架，破坏岩石结构，造成岩石颗粒剥落，引起堵塞；酸液浓度过低，不仅达不到酸化目的，还会产生二次沉淀。因此，选用合适的酸液浓度非常重要。

4. 及时排液

残酸在油气层中停留时间过长，会造成二次沉淀，结垢堵塞地层。因此，必须及时排出残酸，常用的排酸方法有抽吸排液、下泵排液、气举排液和液氮排液等。

五、压裂中的保护油气层技术

（一）压裂中油气层损害分析

1. 黏土矿物膨胀和颗粒运移引起的损害

使用以水为基液的压裂液时，水敏、速敏是常常发生的损害方式。黏土矿物与水基压裂液接触，立即膨胀，使得储渗空间减小。松散黏附于孔道壁面的黏土颗粒与压裂液接触时分散、剥落，随压裂液进入油气层或沿裂缝运动，在孔喉处被卡住，形成桥堵，造成损害。

2. 机械杂质引起的堵塞

压裂基液携带的不溶物、成胶物质携带的固相颗粒、降滤失剂或支撑剂携带的固相微粒以及因压裂液浸泡冲刷而脱落下来的微粒统称为机械杂质。这些机械杂质在压裂过程中堵塞孔隙和裂缝通道，缩小储渗空间，对油气层造成损害。

3. 支撑裂缝导流能力的损害

若压裂液中支撑剂粒度差异太大，会造成小颗粒支撑剂运移堵塞裂缝。若支撑剂强度大于岩石硬度，支撑剂颗粒将嵌入到岩石中；若支撑剂强度过低，会被压碎，形成许多微粒、杂质，它们不仅不能支撑裂缝，反而会堵塞缝隙，造成裂缝失去导流能力。

（二）压裂中的保护油气层技术

1. 选择与油气层配伍的压裂液和添加剂

压裂时应根据被压裂的油气层的特点，有针对性地选择压裂液和添加剂。压裂液应与油气层岩石和地层流体配伍，添加剂之间不能发生沉淀反应，同时应注意成本合理，见表5－14。

表5－14 压裂液和添加剂的选择

油气层特点	选用压裂液	添加剂及其他
水敏性油气层	油基压裂液 泡沫压裂液	防膨剂
低孔低渗油气层、返排差的油气层	无残渣或低残渣压裂液 滤失量低的压裂液 返排能力强的压裂液	表面活性剂
高温深层	耐温抗剪压裂液 密度大、摩阻低的压裂液	满足经济成本要求

2. 合理选择支撑剂

压裂液中的支撑剂应该是粒径均匀、强度高、杂质含量少和圆球度好。在闭合压力不大的浅层，可选用砂子作支撑剂。随着深度增大，闭合压力增大，可采用较小粒径的砂子，它们在缝隙中多层排列，以适应较高的闭合压力。对于闭合压力更高的油气层，可用高强度的陶粒作支撑剂。现场应用表明，陶粒作为支撑剂，无论是几何形状（圆度、球度）还是强度都比较理想，而且耐高温（可达200℃），抗化学作用性能好，用于油气层压裂措施可大大减少由于支撑剂性能不好所带来的油气层及支撑裂缝的损害。

六、修井中的保护油气层技术

（一）修井中油气层损害分析

与其他入井工作液一样，修井时修井液接触或进入地层时，会造成水敏、盐敏、水锁等损害；修井液中常含有固相颗粒及杂质，会造成堵塞；水基滤液侵入油层，会形成乳化堵塞；修井液与地层流体不配伍时，会形成无机垢；另外，修井液进入地层还可能诱发细菌繁殖，造成细菌堵塞。

（二）修井中的保护油气层技术

1. 优选化学添加剂

修井液与储层岩石及地层流体是否配伍，与组成的化学剂有一定的关系。因此，必须针对不同的修井作业技术要求，结合储层岩石及地下流体性质，优选有效适用的化学添加剂，如防腐剂、杀菌剂、黏土稳定剂、铁离子稳定剂和破乳剂等。

2. 控制固相颗粒的尺寸和含量

修井液应选用清洁液体配置，储液罐和修井工具、管柱等必须清洗干净。修井作业需加入固相颗粒时，应按技术要求添加，准确控制颗粒的粒度分布和含量。

3. 控制密度

修井液的密度应能保证对油气层造成所需要的回压，但也不能过高，以防滤失严重。循环洗井液、冲砂液的密度应不大于 1 g/cm³，压井液的密度应使液柱压力比地层压力高 10%～20%。另外，在修井液中加不同的降滤失剂也可减少滤失量。

4. 控制盐度

根据储层敏感性评价中的水敏、盐敏实验，使修井液含盐度在两个临界矿化度之间，可避免水敏、盐敏损害。

第五节　油气层损害的矿场评价技术

油气层损害的矿场评价技术是保护油气层系统工程的重要组成部分。使用此技术，可以判断和评估在各项作业过程中油气层的损害程度，评价保护油气层技术在现场实施后的实际效果，分析存在的问题。正确使用矿场评价技术，可以及时发现油气层，正确评价油气层，减少决策失误。

矿场评价是对油气井实际情况进行动态分析，其评价范围大，可反映井筒附近几十米甚至几百米范围内的油气层有效渗透率和受损害程度。这一点与室内评价是不同的。

一、油气层损害的评价参数

1. 表皮系数 S

表皮系数的概念在前面章节已讲过，它表征一口井表皮效应的性质和油气层损害的程度，可以通过试井来确定。

2. 有效半径 r_e

设一实际井的半径为 r_w，具有表皮效应，表皮因子为 S，而一半径为 r_e 的理想井没有表皮效应。若两井造成的压降一致，则 r_e 为实际井的有效半径，即

$$r_e = r_w e^{-S} \tag{5-3}$$

3. 流动效率 FE

流动效率可定义为理想井的压差与实际井的压差的比值，即

$$FE = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_a} \tag{5-4}$$

4. 堵塞比 DR

堵塞比定义为理论产量与实际产量之比，即

$$DR = \frac{Q_i}{Q_a} \tag{5-5}$$

除此之外，还有一些评价参数。这些参数的物理定义及数学描述虽不同，但它们的本质是一样的，各参数之间有相互联系，其通式为

$$FE = PF = PR = CR = \frac{1}{DR} = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_a} = 1 - DF \tag{5-6}$$

$$S = C = 2.303\lg\frac{r_w}{r_e} = 1.15\frac{\Delta P_s}{m} = 1.151DF \cdot CI$$

$$-1.151(1-PR)\cdot CI=1.151(1\quad FE)\cdot CI \tag{5-7}$$

均质地层的评价参数和损害程度评价标准见表 5－15 和表 5－16。

表 5－15 均质地层的评价参数

序号	评定指标	符号	损害	未损害	强化
1	表皮系数	S	>0	0	<0
2	井壁阻力系数	C	>0	0	<0
3	附加压降	ΔP_s	>0	0	<0
4	损害系数	DF	>0	0	<0
5	堵塞比	DR	>1	1	<1
6	流动效率	FE	<1	1	>1
7	产率比	PR	<1	1	>1
8	完善程度	PF	<1	1	>1
9	条件比	CR	<1	1	>1
10	完善指数	CI	>8	7	<6
11	有效半径	r_s	$<r_w$	r_w	$>r_w$

表 5－16 均质地层的损害程度评价标准

损害程度	轻微损害	比较严重损害	严重损害
S	0~2	2~10	>10

二、油气层损害的矿场评价方法

油气层损害的矿场评价包括试井评价、产量递减分析和测井评价等，如图 5－10 所示，具体实施方法见有关专业论述。

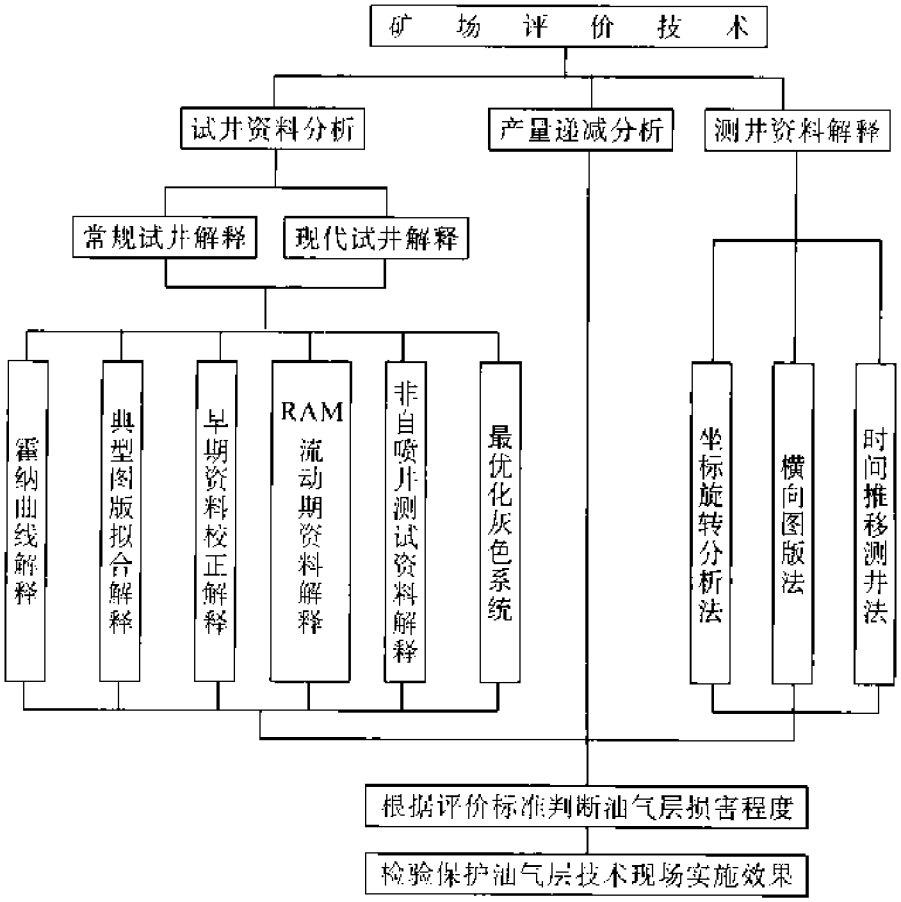


图 5－10　油气层损害的矿场评价技术

习 题 五

1. 什么是油气层损害？造成油气层损害的原因有哪些？
2. 什么是保护油气层技术？它的主要内容是什么？
3. 常见的油气层损害类型有哪些？
4. 在保护油气层中常用哪些岩心分析技术？
5. 怎样进行五敏评价实验？
6. 在油气田开发过程的各作业环节中应如何保护油气层？
7. 油气层损害的矿场评价方法有哪些？