# 目　录

**第一章　地质基础知识**……（1）
第一节　地质作用……（1）
第二节　地层地质时代表……（13）
第三节　矿物和岩石……（18）
第四节　沉积相……（44）
第五节　地质构造和构造运动……（63）
**第二章　石油和天然气的生成、运移、聚集和油、气藏类型**…（73）
第一节　石油和天然气的生成……（73）
第二节　油、气的运移……（79）
第三节　石油的聚集……（83）
**第三章　油、气田地质**……（99）
第一节　油、气田地质研究的基础资料……（99）
第二节　油、气田地层划分及对比……（131）
第三节　石油、天然气和地层水的性质……（147）
第四节　油、气层的温度、压力系统和油、气藏的驱动类型（167）
第五节　石油和天然气储量计算……（185）
**第四章　储层岩石物性**……（197）
第一节　岩石的孔隙性……（197）
第二节　岩石的渗透性……（202）
第三节　流体饱和度……（210）
第四节　岩石的润湿性……（213）
第五节　毛管压力……（215）
**第五章　油田开发**……（220）

第一节　油田开发的方针、政策和开发方案内容……(220)
第二节　油田开发层系的划分与组合……(225)
第三节　油田开发方式……(229)
第四节　开发井网布置……(239)
第五节　油田开发程序……(248)
第六节　分层开采……(253)
第七节　气田开发的特点……(259)
第八节　开发方案的经济分析……(261)
**第六章　油田动态分析**……(266)
第一节　油田动态分析概述……(266)
第二节　动态分析常用数据表、图幅的规格及编制方法……(271)
第三节　分阶段进行油井和油藏动态分析……(295)

# 第一章　地质基础知识

石油地质工作的主要对象是研究地球表层——地壳中的含油气状况，地壳是由各种岩石组成的，岩石是由各种矿物组成的，而矿物是由各种化学元素或由元素组成的化合物组成，具有一定结晶构造。

组成地壳的岩石主要是岩浆岩、沉积岩和变质岩三大类。虽然沉积岩占地壳总体积的5%，但是在面积上的分布却占地壳总面积的75%。

从地壳的矿物组成分析，目前已发现的矿物有3000多种，常见矿物200多种，而构成岩石的主要矿物仅30多种，多数为硅酸盐类、碳酸盐类矿物，如长石、石英等，少数为金属矿物，如黄铁矿、褐铁矿等。矿物是鉴定各类岩石及研究其形成环境的重要依据。

## 第一节　地质作用

地壳的面貌不断地变化，引起地壳变化的各种自然作用，统称地质作用。根据产生地质作用的动力来源和发生作用的主要部位，可分为内力地质作用和外力地质作用两大类型。

### 一、内力地质作用

内力地质作用是由地球内部的能量(高温、高压)和地球

自转的动能引起的。它发生于地壳深处和地球内部。表现形式有地壳运动、岩浆活动、变质作用和地震。

### （一） 地壳运动

地壳运动是使地壳发生变形、变位的地质作用。有水平运动，也有垂直运动，并且相互影响、同时进行。不同地质时期以不同的运动形式为主导。

水平运动造成巨大的陆块断裂和漂移，形成强烈而巨大的褶皱构造和平移断层；例如有人科学地论证距今三亿年前，现今的大陆是合并在一起的，地壳水平运动使完整的大陆逐渐漂离，形成目前的海陆分布状态。现今英国的格林威治和美国的华盛顿之间平均每年缩短距离为0.7m。

垂直运动也称升降运动，可形成大型构造隆起和坳陷。例如：北欧斯堪的纳维亚半岛现在平均每年上升1cm。相反，地壳下沉使荷兰人几百年来与海水斗争，围海造田著称于世。

### （二） 岩浆活动

在地壳之下有一种成分非常复杂的硅酸盐炽热熔融体称为岩浆，温度在1000℃以上，压力约1000MPa。在一定条件下，岩浆沿地壳破碎或薄弱地带，向上贯入到地壳中或喷出地表，这就是岩浆活动。

岩浆活动分侵入作用和喷出作用两种形式。

侵入作用是岩浆沿着岩石的裂缝上升到一定高度后在地下冷凝、结晶成侵入岩的作用。

喷出作用是指岩浆冲破上覆岩层而喷出地表，引出火山喷发，故又称火山作用。

### （三） 变质作用

在地球内力作用（如地壳运动和岩浆活动）的影响下，使

地下深处早期形成的岩浆岩和沉积岩未经熔融状态而发生物理化学性质变化的作用称为变质作用。由于变质作用而形成的岩石称为变质岩。

引起变质作用的因素是温度、压力以及在岩石孔隙中循环流动的水和二氧化碳。变质岩的成分、结构、产状与原岩密切相关，但却具有自身特殊的变质矿物、结构和构造，与原岩有所区别。

### （四） 地震

地震是由地壳运动和岩浆活动引起的地壳快速度颤动。次数频繁到每年约五百万次。但只有1％的地震为有感地震（三级以上人们能感觉出来的地震），五级以上称破坏性地震。大地震的发生有一定的分布规律，即集中于环太平洋地震带和喜玛拉雅山—地中海地震带。从深度上分析都发生在地下70km以内，特别集中于5～20km深处。

## 二、外力地质作用

作用在地壳表层，主要由地球以外的能——太阳辐射能、日月引力能所引起的地质作用，称外力地质作用。能使地表形态发生变化和地壳表层化学元素迁移、分散和富集。按其作用方式分为：

### （一） 风化作用

由于温度的变化，大气、水溶液及生物的作用，使岩石或矿物在原地发生物理、化学变化的过程叫风化作用。主要是原地破坏作用，其产物没有显著位移。根据作用的性质和因素不同，分为物理风化作用、化学风化作用和生物风化作用三种类型：

1.物理风化作用

温度变化以及岩石孔隙中水和盐分的物态变化，使岩石和矿物发生机械破坏，使完整的岩石变成碎屑，但不改变其化学成分，这个过程叫物理风化作用。因岩石表里不均的热胀冷缩而发生的剥离作用(图1－1、1－2)、地表岩石孔隙

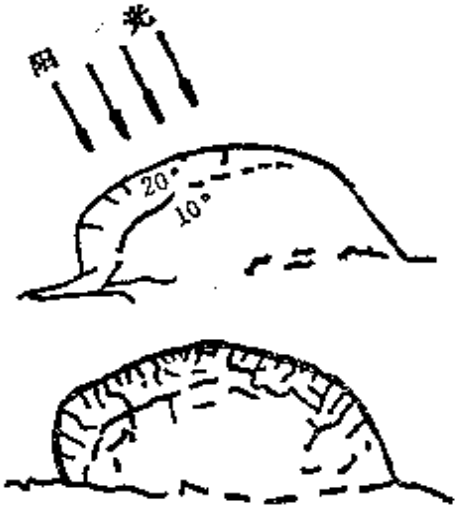



图1－1　矿物和岩石表面因热胀冷缩而产生的裂隙

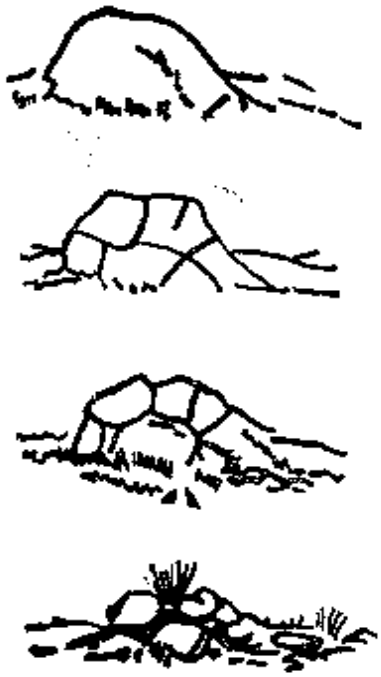


图1－2　岩石由于温度变化发生机械破碎的过程

或裂缝中的水结冰时发生的冰劈作用(图1－3)和岩石中所含溶液结晶时对岩石产生的撑裂作用是物理风化的主要形式。

2.化学风化作用

化学风化作用是指氧、水溶液对岩石和矿物的破坏作

用。它不仅使岩石或矿物破碎，而且也改变它们的化学成分，使那些在地表条件下不稳定的原生矿物变成为稳定的次生矿物。化学风化作用进行的方式主要有氧化作用和水溶解作用等。



图1－8　冰劈作用使岩石裂隙扩大

3.生物风化作用

生物风化作用是指生物在其生命活动中对岩石、矿物产生的破坏作用。这种作用可以是机械的，也可以是化学的。

生物机械风化作用主要表现在生物的生命活动上，如生长在岩石裂隙中的植物，随着生长根部变粗变长，使岩石裂隙扩大从而引起岩石崩解。穴居动物使岩石破碎、土粒变细。人类的工程建设也都加速了岩石的风化过程。

生物化学风化作用是通过生物的新陈代谢和生物遗体腐烂分解进行的。是这些作用过程中产生的有机酸、硝酸、碳酸、亚硝酸和氢氧化铵等溶液使矿物分解，从而腐蚀岩石的结果。

综上所述，风化作用的结果都使岩石受到破坏。地球表面，由于地理、气候等条件不同，风化类型也不同，干旱及高山地区以物理风化作用为主，而潮湿地区以化学风化和生物风化作用为主。

母岩遭受风化后，会形成各种风化物，它们是构成沉积岩的最主要的原始物质成分，按性质可分为：碎屑物质、残余物质和溶解物质，将分别成为碎屑、粘土岩以及化学岩和生物化学岩的主要物质成分。

岩石的风化物，除部分转移到他处外，其余部分留在原地，覆盖地表形成一层外壳，称为风化壳。风化壳往往疏松多孔，易形成良好的储油层。

### （二） 剥蚀作用

剥蚀作用是指流动着的物质把岩石的风化产物带走，同时还对岩石进行破坏的一种外力地质作用。主要有雨水及河流的侵蚀作用、地下水的溶蚀作用和海洋剥蚀作用三种。

#### 1.河流的侵蚀作用

河流对地表的破坏作用称为侵蚀作用，按破坏岩石的方式分为冲蚀、腐蚀及溶蚀三种(图 1－4)。

(1)冲蚀作用　指流水本身的力量冲击岩石，破坏河床及河岸，并将破坏的物质随水带走。

(2)磨蚀作用　指流水携带的大小岩块，在流动过程中对河床两岸的磨擦破坏作用。

(3)溶蚀作用　指流水溶解河床、河流两岸易溶解的岩石和矿物，从而破坏岩石的作用。

#### 2.地下水的剥蚀作用

地下水是指以各种形式存在于地壳岩石和地表土壤层中的水。埋藏在地面以下第一个不透水层上面的地下水称潜水；位于两个不透水层之间的地下水称层间水。在它们流动的过程中都对岩石产生破坏作用。其作用方式有以下两种：

(1)地下水的化学溶蚀作用　水和水溶液对岩石的溶解

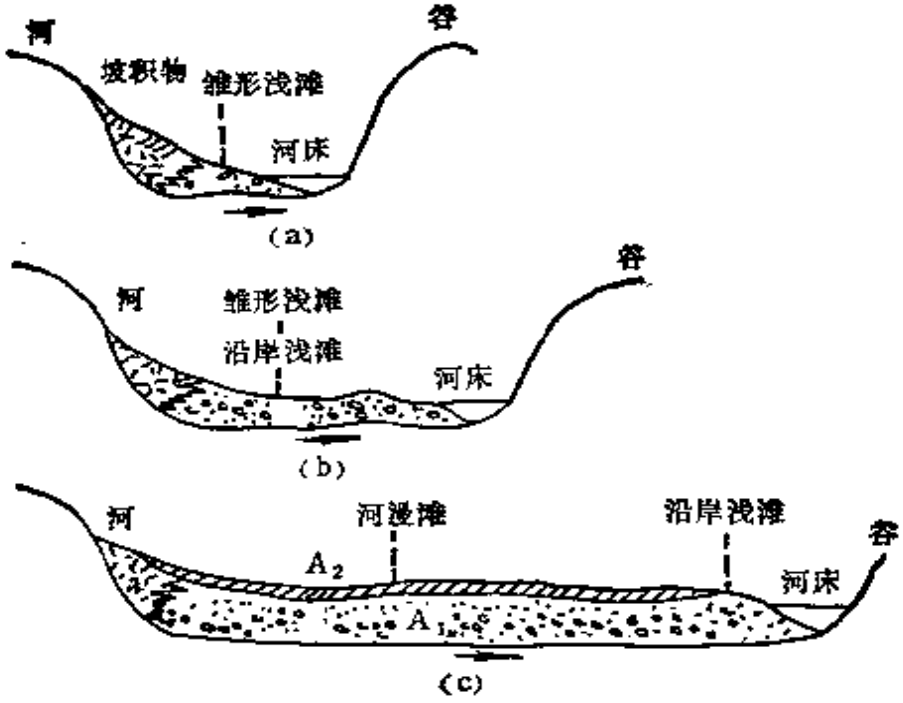



图1－4　河流各部分位置关系横剖面图

破坏作用叫化学溶蚀作用。在气候炎热潮湿地区，由于水中或多或少含有二氧化碳并吸收了一些有机酸，对较易溶解的石灰岩，有明显的化学溶蚀作用，可形成大的溶洞以及洞内的钟乳石、石笋，地面上也可形成奇特的山峰，这就是喀斯特地形。

(2)地下水的机械破坏作用　在不透水层的上面，当地下水在岩石或土壤的裂隙和孔隙中缓慢流动时，可以带走其中的泥砂，从而扩大了岩石或土壤中的空间，引起岩石或土壤的崩塌、破坏。在地面上出现陷落、滑坡、山崩等现象(图1－5)。




图1－5　滑坡示意图

3.海洋的剥蚀作用

海洋的剥蚀作用主要指海浪、洋流及潮汐对海岸岩石的冲击、磨蚀作用、海水对海岸可溶性岩石的溶蚀作用及一种不经常的作用方式——浊流。

剥蚀作用的强弱受地壳运动控制，地壳下降，海水相对上升，海水对海岸的冲蚀作用加强，这就是海进，或称海侵；反之，地壳上升，海水相对降落，海水对海岸的冲蚀作用减弱，这就是海退。

## （三） 搬运和沉积作用

岩石遭受风化、剥蚀以后，外力地质作用还在进行，母岩的风化产物，除少部分残留在原地之外，其余全部被流水、风等带走。被搬运的物质，又在沉积分异作用下，在适当的场合沉积下来，形成沉积物。

搬运、沉积作用也是从机械的、化学的和生物的三个方面进行的。

1.碎屑物质的搬运和沉积

碎屑物质的搬运和沉积是以流水(河、湖、海水)、风力和冰川等为动力进行的。

(1)碎屑物质在流水中的搬运和沉积　在搬运和沉积过程中，碎屑物质呈物理状态进行分散和集中，不发生明显的化学变化。搬运方式有悬浮搬运、滚动搬运和跳动搬运三种。流水的搬运能力是非常巨大的。

(2)碎屑物质在海洋、湖泊中的搬运与沉积　海洋的搬运和沉积作用，主要靠海浪、潮汐和洋流来搬运和分配。大的湖泊的水动力条件与海洋基本类似。

(3)碎屑物质在其它介质中的搬运和沉积　这主要指碎

屑物质在风中和冰川中的搬运和沉积作用。

（4）碎屑物质在搬运过程中的变化　碎屑物质在搬运过程中，经过溶蚀、互相碰撞、磨擦及机械沉积分异等作用，使碎屑物质颗粒的粒度和密度由大变小；圆度、球度由差变好；稳定矿物含量相对增加；成分由复杂到简单。其中以流水、海洋、湖盆地和风搬运过程中的机械分异作用比较明显。

2。溶解物质的搬运和沉积

化学风化的溶解物质，分为胶体溶液和真溶液两种搬运沉积方式。

（1）胶体物质的搬运和沉积　胶体物质因胶体质点很小，故重力影响甚微。胶体是在含一定数量电解质的介质中形成的，使得胶体质点常带有电荷，有的带正电荷，有的带负电荷。当胶体质点的电荷因某种原因而发生中和时，胶体受到破坏，带不同电荷的胶体质点，异性相吸，互相靠近，形成大的质点，并在重力的影响下迅速下沉，形成胶体沉积物。这种作用称为胶体的凝聚作用(简称胶凝作用)。

（2）真溶液物质的搬运和沉积　真溶液的沉积主要决定于溶解物质的溶解度。由于受到介质条件等外界因素的影响，可以改变溶解物质的溶解度。自然界组成沉积岩的主要化学组分，按其溶解度由小到大，化合物沉积由易到难的排列顺序见表1－1。

介质水的酸碱度(pH值)对大部分溶解物质的沉积是有影响的，各种物质从真溶液中沉积时，都需要一定的pH值，见表1－2。

此外，介质的氧化还原电位(Eh)值对变价元素的溶解

表1-1　化学元素的溶解度与其化合物沉积的关系

| 化学元素 | 铝(Al) | 铁(Fe) | 锰(Mn) | 硅(Si) | 钙(Ca) | 钠(Na) | 钾(K) | 镁(Mg) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 溶解度 | 小 → 大 | | | | | | | |
| 化合物沉积 | 易 → 难 | | | | | | | |

表1-2　几种金属氢氧化物从真溶液中沉积时所需要的pH值

| 金属氢氧化物 | $Fe^{3+}$ | $Al^{3+}$ | $Fe^{2+}$ | $Mn^{2+}$ | $Mg^{2+}$ | $Ca^{2+}$, $K^{+}Na^{+}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| pH值 | 2～3 | 4～10 | 5.5～7 | 8.7 | 10.5 | >10 |

度有很大影响，介质中的$CO_2$含量能改变碳酸盐矿物的溶解度，因而均影响溶解物质的沉积。

（3）化学沉积分异作用　母岩风化产物中的溶解物质，在搬运过程中，根据其化学元素活泼性或溶解度的不同，按一定的先后顺序沉积下来，这种沉积现象叫化学沉积分异作用。

各种溶解物质沉积分异的大致顺序见图1－6。

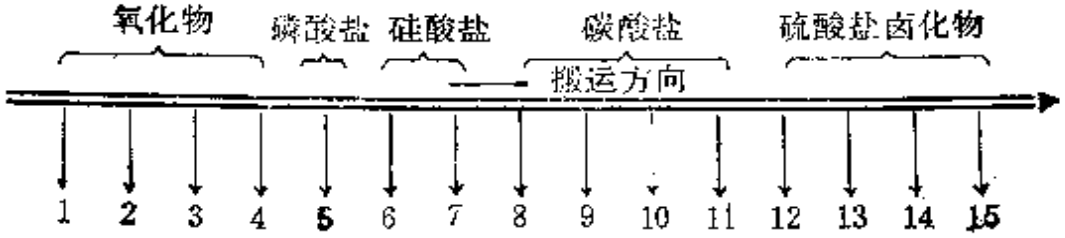



图1－6　化学沉积分异作用示意图

但是，在自然界里，真正象图1－6那样理想而完整的化学沉积分异顺序，是很少见的，这是由于化学沉积分异作用还受到自然界各种外界条件的影响。

3．生物的搬运和沉积作用

生物的搬运作用，既有机械的——主要是一些动物的活动，特别是人类的生产建设活动，在不断地改变着地球的面貌；又有化学的——主要是生物在生长过程中吸取各种营养成分。生物死亡后遗体堆积，在一定的地质条件下，可形成有关的矿物和岩石，如煤、石油、油页岩等。

**（四） 沉积物的成岩作用和沉积岩的后生作用**

沉积物沉积之后，在一定的地质条件下向沉积岩转变。由沉积物转变为沉积岩的作用叫沉积物的成岩作用。沉积岩形成之后，到未发生变质作用或风化作用之前，所发生的一系列变化叫沉积岩的后生作用。

1．沉积物的成岩作用

成岩作用包括压固、胶结、重结晶、交代作用等。

（1）压固作用　在沉积区域里，由于沉积物愈积愈厚，上覆沉积物的重量及静水柱压力愈来愈大，促使下伏沉积物固结成岩石。但压力只是外界因素，内在因素是沉积物的成分和颗粒大小。一般来说软泥易被压固，而砂、砾等粗粒沉积物在压力作用下体积变化小。

（2）胶结作用　在松散的碎屑沉积物颗粒之间，充填有不同数量的胶结物，而将颗粒牢固地胶合在一起，称胶结作用。胶结作用在碎屑岩和化学岩的成岩过程中起主导作用，其强烈程度取决于胶结物质的成分和含量。通常胶结物含量少或成分为粘土时，胶结作用弱；胶结物含量多，成分为硅质、铁质时，胶结作用强。

（3）重结晶作用　指沉积下来的矿物质在温度、压力升高的影响下，所进行的结晶作用，形成适应新环境条件的结

晶矿物。重结晶作用，普遍发生于化学及生物化学成因的沉积物中，结果增加了矿物的稳定性，并促使沉积物固结成岩。

（4）交代作用　指沉积物中的矿物与介质中的成分发生物质交换作用，形成新的矿物。如方解石（$CaCO_3$）矿物中的$Ca^{2+}$，可被水溶液中的$Mg^{2+}$交代，形成白云石，称白云岩化等。

上述四种作用在沉积物成岩过程中是密切联系、相互影响的，只不过对不同类型的沉积物成岩的影响有主次之分而已。如碎屑沉积物胶结作用影响最大，压固作用次之；对粘土岩、化学岩来说，以压固作用影响最大，其次为重结晶和交代作用，而胶结作用意义不大。

2．沉积岩的后生作用

后生作用是在地壳不太深的表层进行的。它是使已形成的沉积岩在一定的地质作用条件下发生一些变化。但仍没有改变沉积岩的性质。

后生作用包括压固、压碎作用、次生充填作用、压溶作用、重结晶作用和交代作用。压固、压碎及次生充填作用，是在沉积岩形成之后，在上覆岩层的静压力继续作用下，岩石变得更加坚固，但当压力大到一定程度后，岩石或矿物的颗粒将被压碎或产生裂隙，在裂隙中常有次生的矿物产生。压溶作用是在温度较高的情况下，当压力升高时，使沉积岩发生局部溶解及矿物的重新分配，而形成各种压溶现象，如缝合线构造。重结晶作用在后生作用阶段特别明显，它是某些岩石的矿物，由于温度、压力的作用，在颗粒接触处发生溶解，又在同成分的较大颗粒周围重新结晶成粗大的

晶体，使原来的矿物或碎屑有次生加大现象。交代作用在后生作用阶段非常强烈，它与地下水的活动更为密切。交代作用的结果，不仅使沉积岩的结构、构造发生变化，而且可以产生新的矿物。常见的交代作用有硅化、白云岩化、菱铁矿化、重晶石化等。

## 第二节　地层地质时代表

### 一、地质时代表(表1-3)

### 二、地层划分单位及地质时代单位

在地球的形成和发展过程中，地球表面有一套相应的地层形成，组成这些地层的岩石以及直接反映地层形成时代和环境的生物化石，是地壳发展历史的天然物质记录，也是研究某一地区的地质发展历史的重要资料。

**(一)地层单位的划分**

国际性地层单位划分为界、系、统、阶；地方性和区域性地层单位划分为群、组、段、带等。

界　是国际统用的最大的地层单位，包括一个代时间内所形成的地层。如元古界、古生界等。

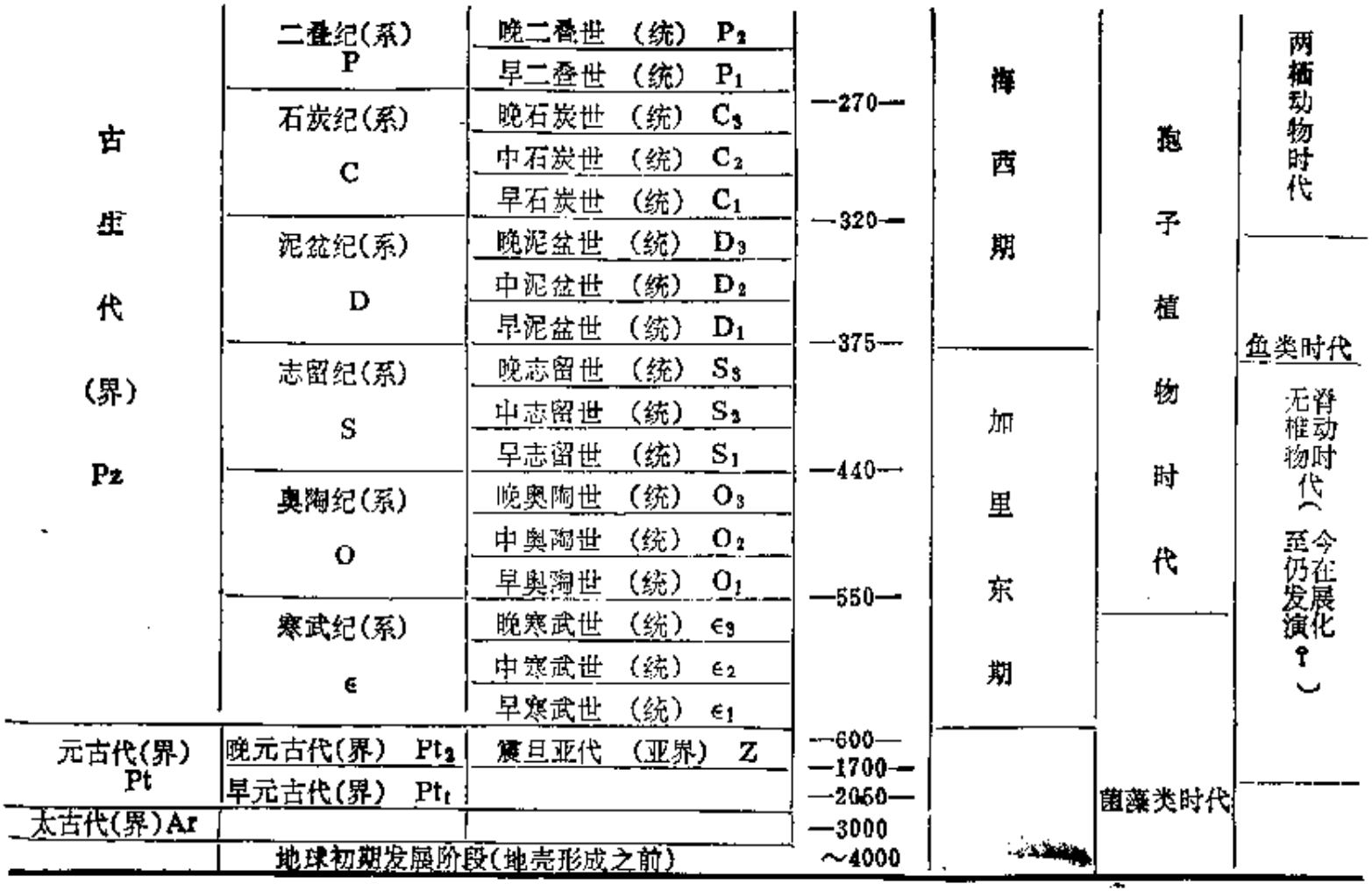
系　是国际统用的第二级地层单位，界分为系，如寒武系、奥陶系……等。

统　是国际统用的第三级地层单位。一个系可分为两个或三个统，统的名称一般是在系的名称前加下、中、上或下、上字样。只有新生界的统名有专称，如古新统、始新统……等。

阶　全国性或大区域性的地层单位，统可以分为阶，但在不同的生物地理区内，同一个统可分出数目不等的阶，阶

## 表1-3 地质时代、生物历史对照表

| 代(界) | 纪(系) | 世 (统) | 距今年龄 百万年 | 构造运动 | 生物界 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 植物 | 动物 |
| 新生代(界) Kz | 第四纪(系) Q | 全新世 (统) $Q_4$ | 2～3 | 喜山期 | 被子植物时代 | 哺乳动物时代 |
| | | 晚更新世 (统) $Q_3$ | | | | |
| | | 中更新世 (统) $Q_2$ | | | | |
| | | 早更新世 (统) $Q_1$ | | | | |
| | 新第三纪(系) N | 上新世 (统) $N_2$ | | | | |
| | | 中新世 (统) $N_1$ | | | | |
| | 老第三纪(系) E | 渐新世 (统) $E_3$ | | | | |
| | | 始新世 (统) $E_2$ | | | | |
| | | 古新世 (统) $E_1$ | —80— | | | |
| 中生代(界) Mz | 白垩纪(系) K | 晚白垩世 (统) $K_2$ | | 燕山期 | 裸子植物时代 | 爬行动物时代 |
| | | 早白垩世 (统) $K_1$ | | | | |
| | 侏罗纪(系) J | 晚侏罗世 (统) $J_3$ | —140— | | | |
| | | 中侏罗世 (统) $J_2$ | | | | |
| | | 早侏罗世 (统) $J_1$ | —195— | | | |
| | 三叠纪(系) T | 晚三叠世 (统) $T_3$ | | 印支期 | | |
| | | 中三叠世 (统) $T_2$ | | | | |
| | | 早三叠世 (统) $T_1$ | —230— | | | |


古生代(界) Pz
二叠纪(系) P
晚二叠世 (统) P2
早二叠世 (统) P1
石炭纪(系) C
晚石炭世 (统) C3
中石炭世 (统) C2
早石炭世 (统) C1
泥盆纪(系) D
晚泥盆世 (统) D3
中泥盆世 (统) D2
早泥盆世 (统) D1
志留纪(系) S
晚志留世 (统) S3
中志留世 (统) S2
早志留世 (统) S1
奥陶纪(系) O
晚奥陶世 (统) O3
中奥陶世 (统) O2
早奥陶世 (统) O1
寒武纪(系) ∈
晚寒武世 (统) ∈3
中寒武世 (统) ∈2
早寒武世 (统) ∈1
—270—
—320—
—375—
—440—
—550—
元古代(界) Pt
晚元古代(界) Pt2
早元古代(界) Pt1
震旦亚代 (亚界) Z
—600—
—1700—
—2050—
太古代(界) Ar
—3000
～4000
地球初期发展阶段(地壳形成之前)
海西期
加里东期
抱子植物时代
菌藻类时代
两栖动物时代
鱼类时代
脊动时代(今在展化至仍发演?)
无椎物时代

通常有自己的专用名，如凤山阶、长山阶等。

群　是最大的地方性地层单位，包括一套很厚的、组分不同的岩层，其规模通常相当于一个统，但既可以小于又可以大于统，如坟头统(包括中、上志留统)、青龙统(包括下、中三叠统)。

组　是地方性的最基本的地层单位，主要是根据岩相、岩性和变质程度划分出来的。一般相当于阶或略小于阶，有时可以比阶的规模大，甚至与统相当。

段　组有时可分为段。段是小于组的地方性地层单位，叫做某某组的第一段，某某组的第二段等。

带　代表一个或几个古生物标准种属生存期间所形成的地层，一般小于段，也可以与段相当或比段稍大，但不超过组。通常以该标准种属的古生物命名。带可以是地方性的地层单位，也可以是大区域性的地层单位。

上述地层单位中的界、系、统、带几个单位，主要是依据生物的发展演化阶段来划分的，适用范围比较大，是国际性或大区域性单位，通常称时间地层单位。而群、组、段三单位主要是依据岩性和地层接触关系来划分的，适用范围较小，是地方性地层单位，通常称岩石地层单位，各级地层单位对比见表 1－4 。

### (二)　地质时代单位

用以划分地球发展历史的时代单位称为地质时代单位。地质时代单位由代、纪、世、期四个级别和一个自由使用的时间单位"时"组成。其中代、纪、世是国际性的时间单位，期是大区域性的时间单位；时是地方性的时间单位。

代　是最大的国际性时代单位。一个代相当于形成一个

表1-4　各级地层单位对比表

| 国际性地层单位 | 全国性或大区域性地层单位 | 地方性地层单位 |
| --- | --- | --- |
| 界 | | … |
| 系 | | … |
| 统 | (统) | … |
| | 阶 | … |
| 待 | | |

群
组
段
带

界的地层所经历的时间。代的名称与界的名称相对应。例如对应于元古界，古生界地层单位的地质时代单位为元古代、古生代等等。

纪　是第二级国际性地质时代单位。代分为纪，是代表形成一个系的地层所经历的时间。纪的名称与系的名称相对应，如地层单位寒武系、侏罗系对应的地质时代单位为寒武纪、侏罗纪等。

世　是第三级国际性时代单位，一个纪分为三个或两个世。相当于形成一个统的地层所经历的时间。世的名称是在纪的名称前加早、中、晚或早、晚等字样构成。如三分的寒武纪分为早寒武世、中寒武世、晚寒武世。

期　是全国性的或大区域性的地质时代单位。世分为期，是相当于形成一个阶的地层所经历的时间。期的名称与阶的名称相对应，如对应于长山阶、凤山阶地层单位的地质时代分别为长山期、凤山期等。

时　时和时期、时代、时候等，都不是专有的时间单位，可以表示与任何地方性地层单位相当的时间单位，以及

其它任何时间。

地层单位与地质时代单位之间有着紧密的关系，但不完全是对应的关系，如表 1－5 所示：地层系统与地质时代的

表1-5　地层单位和地质时代单位对照表

| 使用范围 | 地层单位 | 地质时代单位 |
|---|---|---|
| 国际性的 | 界 | 代 |
| | 系 | 纪 |
| | 统 | 世 |
| 全国性的或大区域性的 | （统） | （世） |
| | 阶 | 期 |
| | 带 | |
| 地方性的 | 群 | 时（时代、时期） |
| | 组 | |
| | 段 | |
| | （带） | |

三级大单位是完全相对应的，即界、系、统完全对应于代、纪、世。

## 第三节　矿物和岩石

### 一、矿　　物

矿物是各种元素在各种地质作用下形成的自然产物，具有一定的化学成分和物理、化学性质，是组成地壳的基本单位之一。在一定的地质条件下，能形成各种各样的岩石。

## （一） 矿物的形态及主要物理性质

1.矿物的形态

矿物多数呈固态(如石英、赤铁矿)，但也有液态(如水、石油)和气态(如$CO_2$、天然气)。矿物呈固态时一般都具有一定的结晶构造和晶形。

2.矿物的主要物理性质

由于矿物具有一定的化学成分和结晶构造，就决定了它们具有一定的形态特征和物理化学性质，这些成为人们识别矿物的依据。矿物的物理性质主要有：

颜色　矿物的颜色是它的显著特征之一，决定于色素离子。当它成为矿物的主要化学组成时，矿物显白色；由于矿物结晶混入杂质；而呈现的颜色称他色，特点是颜色不固定，不均匀。由于矿物内部的裂缝、包裹体或表面有氧化物薄膜等引起的光线干涉而呈现的颜色称假色。

光泽　矿物表面反光能力的强弱称光泽。反光能力最强的是金属光泽，多数金属矿物具有金属光泽。反光能力中等的是半金属光泽如磁铁矿、赤铁矿。反光能力比前两者弱的是非金属光泽，多为非金属矿物的光泽。

透明度　指一定厚度的矿物对日光的透过能力，分为透明的、半透明的和不透明的三种。

解理与断口　矿物受力后，沿一定方向规则地裂开成光滑面的性质称为解理。光滑的平面称解理面。另外一些单体矿物受力后不是沿一定方向破裂，而破裂面呈不规则状，这种破裂面称为断口，常见的有贝壳状断口、参差状断口、锯齿状断口等。

硬度　矿物表面抵抗外力能力的程度叫硬度。人们选择

10种矿物作标准，列出相对硬度表进行比较，这就是“摩氏硬度计”，见表1－6。

表1-6 摩氏硬度计

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1度 | 滑石 | 6度 | 正长石 |
| 2度 | 石膏 | 7度 | 石英 |
| 3度 | 方解石 | 8度 | 黄玉 |
| 4度 | 萤石 | 9度 | 刚玉 |
| 5度 | 磷灰石 | 10度 | 金刚石 |

## （二） 几种常见矿物的描述

1.石英($SiO_2$)

晶体呈六方柱状和锥形，柱面上有横纹，集合体有晶簇和块状。纯净无色透明者称水晶。石英因含杂质可呈乳白色、紫色、烟黑色等。断口呈贝壳状为脂肪光泽，硬度7。广泛分布在地壳中，占地壳重量的12%。

2.长石

在地壳中分布最广，约占地壳重量的59.5%。根据解理之间夹角大小，分为正长石、斜长石和微斜长石等多种。

正长石$K[AlSi_3O_8]$晶体呈板状或短柱状，常见穿插双晶和接触双晶。在岩石中通常呈粒状。一般为肉红色或淡黄白色，两组解理面互成90°夹角，故名正长石，硬度6，玻璃光泽，半透明。

与正长石相比钾微斜长石仅解理面之间夹角为89°40′，故此而得名。

斜长石 由钠长石$Na[AlSi_3O_8]$和钙长石$Ca[Al_2Si_2O_8]$组成的一系列矿物，呈板状或板柱状晶体，白色，玻璃光泽，两组解理，夹角84°24′～86°50′，硬度6～6.5，是各

种岩石的造岩矿物。

3.方解石($CaCO_3$)

晶体呈菱面体或复三方偏三角面体。集合体多为晶簇状、粒状、隐晶状、鲕状、钟乳状等多种类型。玻璃光泽，菱面体解理完全。硬度3，遇盐酸剧烈起泡。是石灰岩的主要造岩矿物。

4.白云石[$CaMg(CO_3)_2$]

形态和主要物理性质与方解石相似，一般为灰白色，略带浅红、浅黄、黄褐等色，比方解石硬，硬度约3.5～4，在冷盐酸中不起泡，是白云岩的主要造岩矿物。

5.云母

晶体呈六方形或菱形板状或片状，具片状极完全解理，易撕成薄片，玻璃光泽。硬度2～3。云母在地表分布极广，常见有白云母$KAl[AlSi_3O_{10}][OH]_2$和黑云母$K(MgFe)_3[AlSi_3O_{10}][OH]_2$两种。云母是各种岩石的主要造岩矿物。在沉积岩中白云母性质较黑云母稳定，故在碎屑岩中常有小鳞片状白云母分布，很少见到黑云母。

6.绿泥石$(Mg, Fe, Al)_6[(Si, Al)_4O_{10}][OH]_8$

绿泥石的晶体呈片状或板状，集合体为鳞片状，也有鲕状和致密块状。绿色或褐绿色，玻璃光泽或油脂光泽，解理面极完全，晶体可撕裂成薄片，硬度2～2.5。具挠性。

7.海绿石$K_{<1}(Fe^{3+}, Fe^{2+}, Al, Mg)_{1\sim3}[Si_3(Si, Al)O_{10}](OH)_2 \cdot nH_2O$

通常为细小的圆粒状，暗绿色或黄绿色，无光泽。硬度2～3，性脆。主要形成于正常浅海环境，是典型的浅水盆地或弱氧化条件下的沉积矿物。

8. 高岭石 $Al_4[Si_4O_{10}][OH]_8$

常呈疏松鳞片状、致密块状、粗块状，土状集合体。晶体少见。白色或带浅红、浅黄、浅褐等色。硬度近于1。具吸水性，加水后具可塑性。

9. 蒙脱石 $(Al_2Mg_3)[Si_4O_{10}][OH]_2 \cdot nH_2O$

土状隐晶质块体，白色或带浅红、浅绿色，具油脂光泽，干燥时无光泽，硬度1。吸水膨胀，体积可增大数倍，变成糊状物。为粘土岩的主要成分之一。

## 二、岩　　石

矿物或岩屑在地质作用下聚集而成岩石，自然界中有些岩石由一种矿物组成，如纯净的大理岩由方解石组成；而多数由两种或两种以上的矿物组成。与矿物比较，岩石的物质组成不固定，物理性质不均匀。

自然界中岩石的种类繁多，根据其成因可分为三大类，即岩浆岩、变质岩和沉积岩。

### （一） 岩浆岩

岩浆沿着地壳薄弱带侵入地壳或喷出地表，温度降低，最后冷凝和结晶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或火山岩；岩浆在地表以下冷凝形成的岩石称为侵入岩，在地表下3～6 Km岩层中形成的侵入岩叫深成岩，侵入深度在地表下不到3 Km的岩层中形成的侵入岩叫浅成岩。

#### 1. 岩浆岩的矿物成分和化学成分

组成岩浆岩的主要矿物有：石英、正长石、斜长石、角闪石、辉石和橄榄石等。前三种矿物中$SiO_2$、$Al_2O_3$含量高、

颜色浅，称为浅色矿物；后三种矿物中FeO、MgO含量高，硅铝含量少，色较深，称暗色矿物。

化学成分中主要由硅、铝、铁、镁等十种元素的氧化物组成，占氧化物总重量的99%以上，其中$SiO_2$占59%以上，所以$SiO_2$是岩浆岩的最主要化学成分。

2. 岩浆岩分类

岩浆岩种类繁多，各种岩石既有各自的特点，彼此之间又有一定的内在联系，客观存在着岩石变化的基本规律。根据岩石中$SiO_2$含量和矿物成分，结合岩石的结构、构造和产状，将岩浆岩综合分类如下，见表1-7。

## （二） 变质岩

变质岩是岩浆岩、沉积岩和早期形成的变质岩在地壳中受到高温、高压和化学活动性流体作用而发生变质作用，使岩石的结构、构造或化学成分发生变化而形成的新岩石。由于岩浆岩和沉积岩在发生变质时未经过熔融阶段，直接以固态进行变质，因而变质岩的成分、结构、构造、产状都与原岩有着密切的联系，但变质岩具有自身特殊的变质矿物、结构和构造。

现将几种主要变质岩概括于表1-8。

变质岩和岩浆岩均不是生油岩，但具备良好连通孔隙或裂隙的岩浆岩和裂隙或片理发育的变质岩在适当条件下可以储集油气。

## （三） 沉积岩

沉积岩是各种沉积物组成的岩石。在自然界，凡露出地表的岩浆岩、变质岩和沉积岩，都要遭受风化剥蚀，这就为沉积岩的形成提供了物质基础。此外，生物遗体、生物碎屑

**表1-7　岩浆岩分类**

| 岩石大类 | | | 超基性岩 | 基性岩 | 中性岩 | 酸性岩 | 半碱性岩 | 碱性岩 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $SiO_2$含量 | | | <45% | 45%～52% | 52%～65% | >65% | 52%～65% | 52%～65% |
| 颜色 | | | 黑色 | 灰色、黑色 | 灰色、灰绿色 | 灰白、肉红色 | 肉红、灰红色 | 灰红、暗红色 |
| 矿物成分 | 主要矿物 | | 橄榄石辉石 | 基性斜长石<br>辉石 | 中性斜长石<br>角闪石 | 石英钾长石<br>酸性斜长石 | 钾长石 | 付长石<br>钠长石 |
| | 次要矿物 | | 角闪石 | 角闪石橄榄石 | 辉石 黑云母 | 黑云母角闪石 | 角闪石黑云母 | 霞石 |
| 产状 | 结构 | 构造 | 岩石类型 | | | | | |
| 喷出岩 | 玻璃质 | 气孔、杏仁 | 火山玻璃、黑曜岩、珍珠岩 | | | | | |
| | 斑状隐晶 | | 金伯利岩 | 玄武岩 | 安山岩 | 流纹岩 | 粗面岩 | 响岩 |
| 侵入岩 浅成岩 | 细粒结构 | 未分脉岩 | | 辉绿岩 | 细粒闪长岩 | 细粒花岗岩 | 细粒正长岩 | |
| | 斑状结构 | | 苦橄玢岩 | 辉绿岩<br>辉长玢岩 | 闪长玢岩 | 花岗斑岩 | 正长斑岩 | 霞石正长斑岩 |
| | 斑状细粒结构 | 二分脉岩 | 煌斑岩 | | | 细晶岩 | 煌斑岩 | |
| 深成岩 | 中细粒↓粗粒 | 块状 | 橄榄岩<br>辉岩 | 辉长岩 | 闪长岩 | 花岗岩<br>花岗闪长岩 | 正长岩 | 霞石正长岩 |

表1-8　变质岩类型与原岩成分、变质程度关系简表

| 原岩名称 | 变质岩名称 | 变质岩的构造 | 变质程度 |
|---|---|---|---|
| 粘土岩<br>泥岩、页岩 | 板　岩 | 板状(可以劈开，劈理面平整光滑) | 浅<br>↓<br>深 |
| | 千枚岩 | 千枚状(由绢云母，微粒绿泥石组成，绢云母具丝绢光泽) | |
| 粘土岩(含砂)酸性喷出岩及长石砂岩 | 片　岩 | 片状(大量片状矿物平行排列，肉眼可见) | |
| | 片麻岩 | 片麻状(以粒状矿物为主，含少量片状矿物，并为粒状矿物分开) | |
| 石英砂岩及硅质岩 | 石英岩 | 块　状 | |
| 石灰岩白云岩 | 大理岩 | (矿物的成分和结构均匀，没有定向排列) | |

和火山喷出的碎屑也都是沉积物的来源。

沉积岩主要分布在地表，占地壳总面积的75%，矿产丰富。根据成因和物质成分，可将沉积岩分为四类：碎屑岩、粘土岩、碳酸盐岩和生物岩。

1.沉积岩的颜色

颜色是沉积岩的显著标志，它反映岩石的成分、结构、成因。是作为沉积岩分层、对比和推断古地理沉积条件的重要标志之一。根据成因可分为继承色，原生色和次生色。

沉积岩中原生色的常见颜色及其成因，见表1-9。

从表中看出：沉积岩的颜色由浅变深，大致反映了沉积环境由大陆向海洋，水体由浅变深，沉积介质由氧化到还原逐渐过渡的递变规律。所以，它能说明沉积介质的物理化学性质，结合生物化石和岩性特征，可以判断沉积环境。

2.沉积岩的结构

沉积岩的结构是指组成岩石的颗粒大小、结晶程度、形状及颗粒间的结合方式。

碎屑结构　指碎屑物质被胶结物胶结起来的岩石结构，为碎屑岩所特有。按颗粒大小又分为砾状结构、砂状结构和粉砂结构。其颗粒直径分别为＞1、1～0.1、0.1～0.01mm。

粘土结构(或叫泥质结构)　仅为粘土岩所特有。颗粒直径＜0.01mm。

化学结构　为化学岩所特有。如形状如鱼籽状的鲕状结构、晶粒结构等。

生物结构　为含生物化石的一种岩石结构，常见于石灰岩中。

表1-9 沉积岩原生色的常见颜色及其成因

| 颜　色 | 显色原因 | 沉积介质 |
|---|---|---|
| 白色或浅色 | 由于岩石中不含染色的元素(如铁、锰的化合物和有机质)或含钙量很高而引起 | 一般为氧化 |
| 黄色、棕色、褐色、褐红色及红色 | 由于含铁的氧化物或氢氧化物染色的结果，染色元素含量由少至多，颜色由黄色至红色，大多数大陆沉积物为黄色 | 氧化—强氧化 |
| 紫　色 | 由岩石中含高价的氧化铁和氧化锰并成一定比例所造成 | 氧化 |
| 蓝色和天青色 | 由蓝色、青色的离子所引起，为石膏、硬石膏和盐岩等特有颜色，如石盐结构内存在的自由钠原子而显蓝色<br>岩石中含蓝铁矿和蓝铜矿也呈蓝色 | 半氧化—半还原 |
| 绿　色 | 由于含绿色原生矿物海绿石，鲕绿泥石或孔雀石、铬高岭石引起或由$Fe^{3+}$离子造成绿色 | 半氧化—半还原 |
| 灰　色 | 由于岩石中含少量有机质(如碳、沥青质)或分散状黄铁矿颗粒 | 半还原或还原 |
| 黑　色 | 含大量有机质或分散状黄铁矿颗粒 | 还原—强还原 |

3、沉积岩的构造

沉积岩的构造是指岩石的外貌特征。最主要构造是层理，其次是层面构造和层内构造。

（1）沉积岩的层理　层理是指岩石性质（如成分、结构、颜色等）沿垂直方向发生突变或渐变而显示出明显的层状结构。它反映沉积岩的非均质特性和沉积环境见图1-7。层与层之间的接触面叫层面。层理是沉积岩最主要的特征之一。

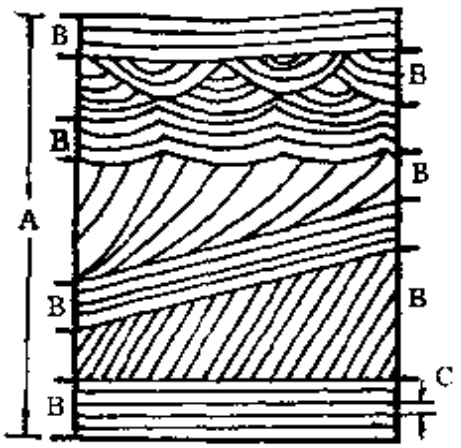



图1-7　层、层系和细层示意图

A—层；B—层系；C—细层

细层是被两个层面所夹的最小单位，是在同一沉积条件下形成的，它可以是水平的、倾斜的或波状的（图1-7C）。

层系是由许多成分、结构、厚度和产状相近的同类细层组合而成（图1-7B）。

层是组成沉积地层的基本单位，由成分比较一致的岩石组成，是在较大区域内，沉积环境基本一致的条件下形成的，一般统称岩层。层可以由几个细层或层系组成（图1-7A）。

层理形成的原因主要是由于地壳的升降运动不断改变沉积环境，或季节性气候变化，致使水的流量、流速发生变化，造成上下岩层在性质上和数量上、粗细上都有变化而出现层理。常见的层理种类有三种。

水平层理　细层彼此呈直线状，并平行于总的层面。这种层理是在沉积环境比较稳定的条件下形成的，多出现于海

洋、湖泊的深水地带。见图1-8(a)。

波状层理　细层呈波状，平行于总的层面。它们形成于波浪往返运动的浅水地区。见图1-8(b)。

斜层理　斜层理由一系列斜层系以彼此重叠、交错、切割的方式组合而成。常见于砂岩和粉砂岩中。斜层理根据倾斜方向和倾角的变化可分为单向斜层理和交错斜层理，见图1-8(c)、(d)。

此外还有透镜状层理和波状斜层理等，见图1-8(e)、(f)。

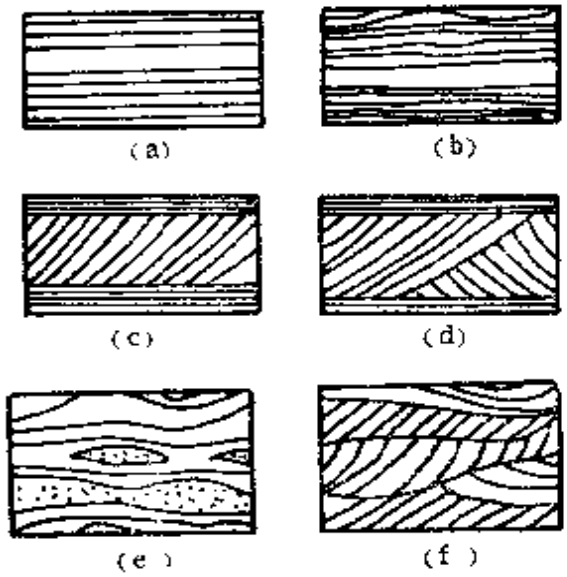



图1-8　层理类型示意图

(a)—水平层理；(b)—波状层理；(c)—单向斜层理；(d)—交错斜层理；(e)—透镜状层理；(f)—波状斜层理

研究层理有利于正确地划分地层，确定沉积环境，判断当时的水流方向和沉积物的来源。同时由于层理控制着油、气运移方向，因此对研究油、气、水在地下的流动规律，指导油田开发有一定的意义。

(2)沉积岩的层面构造　常见的层面构造有沉积过程中因波浪、流水或风力的作用在沉积物顶面形成的各种波痕(图1-9)、具有剥蚀能力的流水或底流对沉积物或岩层顶面的冲刷而形成的凸凹不平的冲刷痕迹、沉积物露出水面后受阳光曝晒而形成的泥裂(干裂)以及雨痕、冰雹印痕、虫孔和

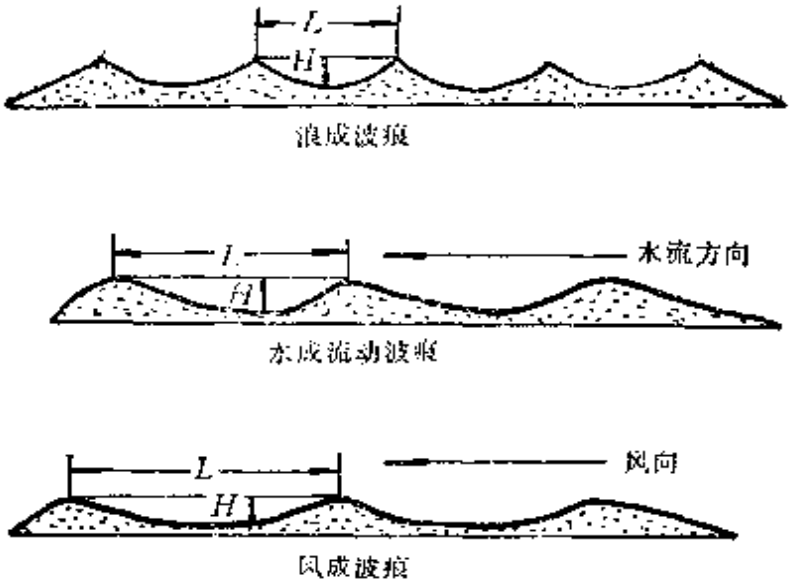



图1-9　波痕类型

L—波长；H—波高；箭头代表水(风)流动方向

动物足迹等。

除上面所述层理和层面构造外，还有其它一些构造，如结核、斑块、水下滑动构造等。

(3)沉积岩的韵律　是指相似岩性的岩石在地层垂直剖面上周期性地重复出现。通常叫沉积韵律或沉积旋回。它是沉积岩的又一重要特征。表现为岩性、颜色、结构、构造等有规律的重复出现。当然，这种沉积上出现的周期性现象并不是机械的重复。

沉积旋回有三种：1)正旋回：岩性自下而上由粗变细；2)反旋回：岩性是上粗下细；3)复合旋回：是一个完整的沉积旋回，包括正、反两个旋回，岩性是上下粗、中间细，见图1-10。

造成沉积旋回的原因是多种多样的。一般来说，大的旋

回层是直接受地壳运动控制的。正旋回是沉积区处于下降状态时，即海进过程中形成，反旋回是沉积区处于上升状态时，即海退过程中形成的，见图1-11。复合旋回是沉积区处

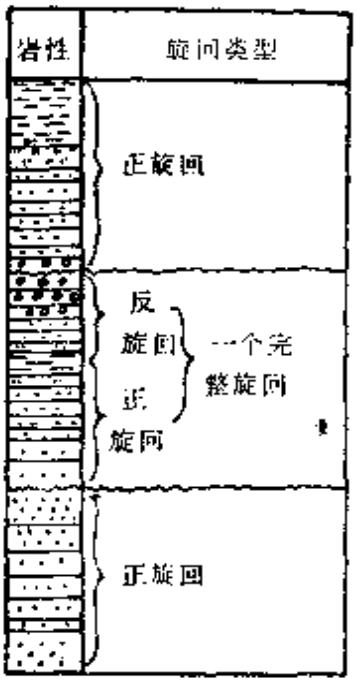



图1-10　沉积旋回示意图

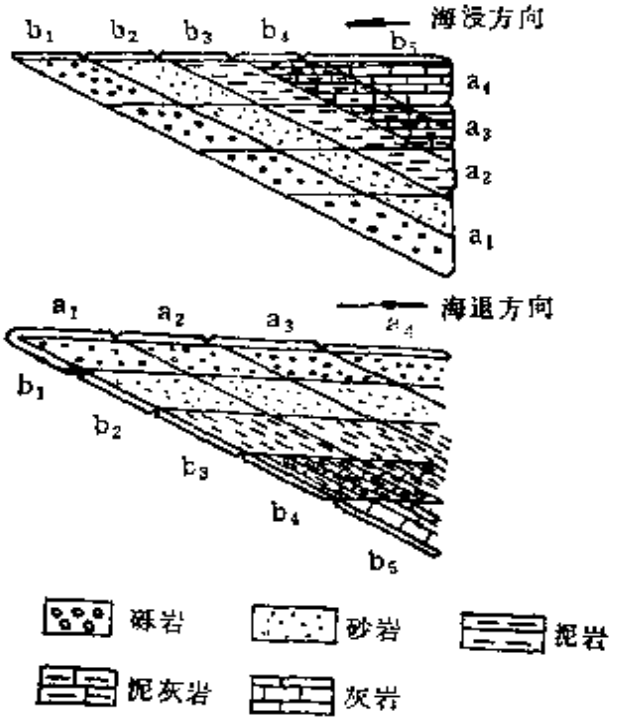



图1-11　海浸层序(上)及海退层序(下)中同期沉积与同岩性沉积的关系

(a)—海浸层序；(b)—海退层序；

$a_1$、$a_2$、$a_3$、$a_4$为同期沉积；

$b_1$、$b_2$、$b_3$、$b_4$、$b_5$为同岩性沉积

于先下降，后上升的过程中，即先海进后海退的过程中形成的。

4.沉积岩分述

（1）碎屑岩　碎屑岩是由母岩机械风化破碎而成的碎屑物质所组成的岩石，分布广、数量多，由碎屑颗粒和胶结物质构成，其中碎屑颗粒含量大于50%。是重要的储油岩石。

a.碎屑岩的物质成分　碎屑岩的物质成分包括碎屑成分和胶结物成分。

碎屑成分主要取决于母岩成分，主要有矿物碎屑，如石英、长石、云母等；岩石碎屑，如砾岩、砂岩中的岩石碎块和火山碎屑。

胶结物成分，有泥质胶结物，多呈土状，比较松疏；钙质胶结物，多呈灰白色，与盐酸反应时激烈起泡；硅质胶结物，多呈灰白色，坚硬致密；铁质胶结物，多呈红色和褐红色，坚硬；此外还有石膏、白云石、绿泥石等胶结物。

在碎屑岩中，胶结物往往不是单一的。当某种胶结物的含量达到25%～50%时，则该碎屑岩命名为"××质"碎屑岩。如钙质砂岩，其钙质胶结物含量达25%～50%；同样有铁质砂岩和泥质砂岩等之称。

b.碎屑岩的结构　碎屑岩的结构，包括碎屑颗粒的大小、形状、圆度、球度和胶结方式。通常把碎屑被胶结以后的结构称为碎屑结构，它是碎屑岩的基本特征。

(a)碎屑物的胶结方式　根据胶结物在岩石中的分布状况，颗粒的接触关系，胶结物与颗粒二者之间的相对数量可将碎屑岩的胶结方式分为接触胶结、孔隙胶结和基底胶结三种类型，见图1-12。

从图中可以看出：接触胶结的胶结物最少，基底胶结的胶结物最多。故前者胶结疏松，孔隙度大；后者胶结最牢固，孔隙度最小。

碎屑岩所以能储油，就是因为碎屑岩有孔隙。影响孔隙度大小的因素很多，如碎屑颗粒大小、均匀程度及排列状况，胶结物的成分及含量、胶结方式等。




图1-12 碎屑胶结方式

(a)—接触胶结；(b)—孔隙胶结；(c)—基底胶结

(b)碎屑的粒度及按粒度岩石分类 粒度即碎屑颗粒直径的大小，通常分为三级，可将碎屑岩分成九类，见表1-10。

表1-10 碎屑岩分类

| 结构 | 碎屑 | 岩石 | 直径，mm |
|---|---|---|---|
| 砾状结构 | 巨砾 | 巨砾岩 | >1000 |
| | 粗砾 | 粗砾岩 | 1000～100 |
| | 中砾 | 中砾岩 | 100～10 |
| | 细砾 | 细砾岩 | 10～1 |
| 砂状结构 | 粗砂 | 粗砂岩 | 1～0.5 |
| | 中砂 | 中砂岩 | 0.5～0.25 |
| | 细砂 | 细砂岩 | 0.25～0.1 |
| 粉砂结构 | 粗粉砂 | 粗粉砂岩 | 0.1～0.05 |
| | 细粉砂 | 细粉砂岩 | 0.05～0.01 |

在自然界，粒度完全均匀的碎屑岩是没有的。一般在确定岩石类型时，是根据岩石中碎屑总量占50%以上的粒级来确定。如岩石中大于1 mm直径的碎屑含量超过50%时，就命名为砾岩；当砾岩中含砂较多(达25%～50%)时，称砂

质砾岩；含砂达10%～25%时，叫含砂砾岩等。粒度分选差的还需用复合命名，如含细砂中砂-砾岩等。

(c)碎屑颗粒的分选及磨蚀程度　碎屑在搬运过程中，都要经过重力分选作用和磨蚀。所谓重力分选，就是碎屑物质在搬运过程中，随着介质(水、风等)搬运能力(即重力机械分异作用)的强弱变化，使性质、粒度大致相近的碎屑物质在同一地区沉积下来，这就叫分选。搬运时间的长短及距离的远近，是分选好坏、磨蚀程度的决定因素。因此分选度是指碎屑颗粒大小的均一程度。一般根据碎屑岩中主要粒级的含量多少划分为三级，见表1-11。

表1-11　碎屑岩的颗粒分选程度定级表

| 分选级别 | 碎屑岩中主要粒级的含量 |
|---|---|
| 分选好 | >75% |
| 分选中等 | 50～75% |
| 分选差 | <50% |

碎屑颗粒的圆度是指碎屑岩中的碎屑颗粒的棱角被磨圆的程度，通常以石英颗粒做为定级标准。砂岩一般分为四级，见图1-13。

储油性能好的碎屑岩，其碎屑颗粒的分选度和圆度都比较好。

c.碎屑岩分述

(a)砾岩　砾岩主要由砾石组成，砾石之间的孔隙多为砂质充填，胶结物为泥质和其它化学沉积物。砾岩的成分以砾石碎屑为主。根据砾石成分的复杂程度，砾岩分为单成分砾岩和复成分砾岩。

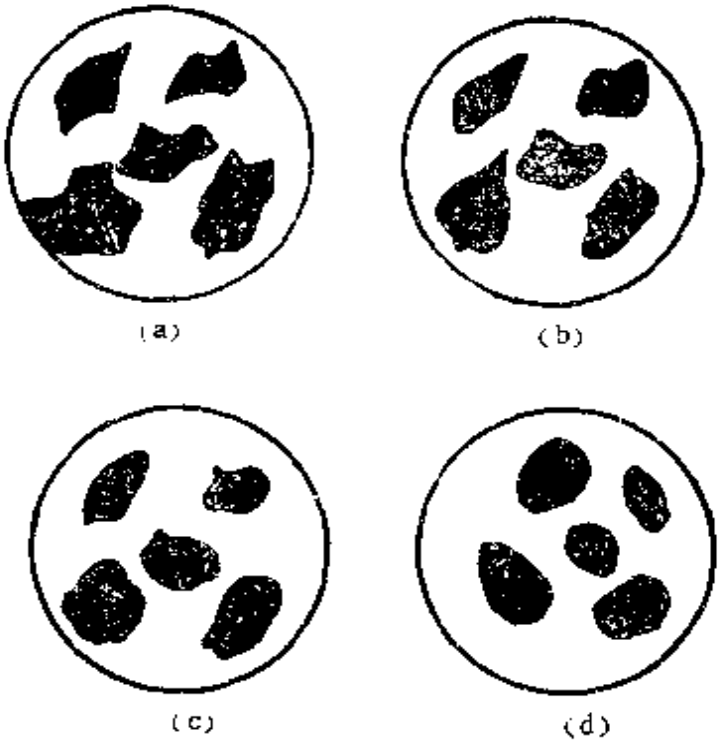



图1-13　圆度等级示意图

(a)—棱角状；(b)—次棱角状；(c)—次圆状；(d)—圆状

颗粒直径大于1 mm的碎屑物为砾石，按砾石形状、圆度分五级：棱角状、次棱角状、次圆状、圆状和极圆状。

砾石的球度是指砾石形状接近球体的程度。根据颗粒三个轴长短的比例，一般将球度分为四级，即球状、滚圆状、扁长状和碟状。

球度和圆度是两个不同的概念，球度高的颗粒，其圆度不一定好；反之，球度低圆度不一定差。如圆饼状颗粒的圆度好，但球度却极差。

(b)砂岩

a)砂岩的成分分类　砂岩的物质成分主要是碎屑成分

(如石英、长石、岩屑等)和胶结物(如粘土和化学成因的铁质、钙质、硅质等)。砂岩是碎屑岩中分布最广的一类。是主要的储集岩，世界上约有50%的油田为砂岩储油。

由于石英、长石和岩屑三者的含量占砂岩碎屑总量的90%以上，而且它们的含量变化会引起砂岩性质的变化，故通常以石英、长石和岩屑量含的多少，作为砂岩成分分类的依据，见表1-12。

**表1-12 砂岩的成分分类**

| 名称 | | | | 石英含量，% | 长石含量，% | 岩屑含量，% |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ⅰ | 石英砂岩类 | 1 | 石英砂岩 | 80～100 | 0～10 | 0～10 |
| | | 2 | 长石质石英砂岩 | 65～90 | 10～25 | <10 |
| | | 3 | 岩屑质石英砂岩 | 65～90 | <10 | 10～25 |
| | | 4 | 长石岩屑质石英砂岩 | 50～80 | 10～25 | 10～25 |
| Ⅱ | 长石砂岩类 | 5 | 长石砂岩 | 0～75 | >25 | <10 |
| | | 6 | 岩屑质长石砂岩 | 0～65 | >25 | 10～25 |
| Ⅲ | 岩屑砂岩类(硬砂岩) | 7 | 岩屑砂岩 | 0～75 | <10 | >25 |

b)砂岩的主要类型

石英砂岩　主要碎屑成分为石英，石英含量有的可高达90%以上，长石及岩屑含量均较少。一般具中至细粒结构，胶结物种类繁多，海成石英砂岩多见硅质、钙质和铁质胶结；大陆沉积多见泥质和钙质胶结。颜色与胶结物的颜色相似，如铁质胶结者呈红褐色，海绿石胶结者呈绿色或褐色。

常具有大型斜层理和交错层理。

长石砂岩　长石含量超过碎屑总量的25%，以钾长石为主，斜长石较少。胶结物一般为泥质和钙质。呈肉红色。中、细粒结构为主。

岩屑砂岩　又称硬砂岩。岩屑组分含量超过碎屑总重量的25%，类型较复杂。常见的是各类喷出岩、千枚岩、板岩、泥质岩、硅质岩等细晶或隐晶结构的母岩碎屑，其它组分还有石英、长石、黑云母、重矿物等。胶结物以泥质为主。粒度多为粗砂，分选及圆度较差。

(c)粉砂岩　粉砂岩的成分比较单纯，以石英为主，其次为长石、白云母。常见的胶结物是粘土、钙质。分选好、圆度差。常具水平层理、波状层理。粗粉砂岩可成为良好的储油岩，细粉砂岩，若富含有机质，可成为生油岩。

（2）粘土岩　粘土岩由粘土矿物和直径小于0.01mm的碎屑组成。在沉积岩中分布很广，约占沉积岩的46%，含有大量有机质的黑色粘土岩是重要的生油岩，具有一定厚度的粘土岩又可作为储油盖层和划分开发层系的隔层。

a.粘土岩的矿物成分　粘土岩主要是由粘土矿物组成的沉积岩。在粘土岩中，粘土矿物的含量大于50%。还含有一些微细碎屑物质，化学沉淀物质。

粘土矿物主要是高岭石、蒙脱石、水云母等。粘土的岩性特征主要取决于粘土矿物。

碎屑物质主要有长石、石英、云母、绿泥石及各种岩屑，这些碎屑物质的颗粒很细，直径一般都小于0.01mm。大都是陆源物质。常见的化学沉淀物质有赤铁矿、褐铁矿、软锰矿、硬锰矿、各种铝土矿、蛋白石、方解石、白云石、

石膏、磷灰石、重晶石岩盐等。

b.粘土岩的构造

层理　一般都为薄的水平层理，湖成粘土岩常呈小的韵律性层理。细层厚度小于 1 cm的叫页状层理或页理。

层面构造　粘土岩层面常有泥裂、雨痕、晶痕及生物痕迹，在含盐度很高，蒸发量很大的盆地泥质沉积物中，常有较大的含盐晶体沉积。

c.粘土岩的分类　根据粘土矿物成分，粘土岩分为高岭石粘土岩、蒙脱石粘土岩和水白云母粘土岩三类。

按构造分类：分为页岩和泥岩两类。前者有页理。

页岩具微细水平层理，其成分比较复杂，颜色也多种多样，根据所含某种成分的多少来决定其颜色。如含铁较多的为红色、紫红色页岩；含有机质多的为黑色页岩；含碳质多的为黑色碳质页岩或含石油和沥青的油页岩等。

泥岩的成分也比较复杂。当碎屑物质含量高时，便向碎屑岩过渡，颜色也多种多样。

（3）碳酸盐岩　碳酸盐岩是由方解石和白云石等碳酸盐矿物组成的沉积岩。它的分布较广，既可是生油层又可为储油层。目前世界上近一半的油气田属于碳酸盐岩型，而且储量大、产量高。

a.碳酸盐岩的主要成分　已知碳酸盐岩中的矿物有80多种，主要矿物为方解石和白云石，常富含泥质和陆源碎屑，此外还有石英、蛋白石等十几种自生矿物。主要化学成分为$CaO$、$MgO$和$CO_2$。

b.碳酸盐岩的成分分类　碳酸盐岩根据方解石和白云石的相对含量分为两大类、六小类，见表 1 -13。

表1-13 碳酸盐岩成分分类

| 岩石类型 | | 矿物成分含量，% | |
|---|---|---|---|
| | | 方解石 | 白云石 |
| 石灰岩类 | 石灰岩 | 90～100 | 10～0 |
| | 含白云质灰岩 | 75～90 | 25～10 |
| | 白云质灰岩 | 50～75 | 50～25 |
| 白云岩类 | 灰质白云岩 | 25～50 | 75～50 |
| | 含灰质白云岩 | 10～25 | 90～75 |
| | 白云岩 | 0～10 | 100～90 |

在碳酸盐岩中，因含有不同程度的碎屑物质和粘土物质，故与粘土岩和碎屑岩之间还有一系列的过渡类型，见表1-14、表1-15。

表1-14 碳酸盐岩与粘土岩的过渡类型

| 岩石名称 | 矿物含量，% | |
|---|---|---|
| | 方解石或白云石 | 粘土 |
| 石灰岩(白云岩) | 90～100 | 10～0 |
| 含泥质灰岩(白云岩) | 75～90 | 25～10 |
| 泥灰岩(泥质白云岩) | 50～75 | 50～25 |
| 灰质(白云质)粘土岩 | 25～50 | 75～50 |
| 含灰质(含白云质)粘土岩 | 10～25 | 90～75 |
| 粘土岩 | 0～10 | 100～90 |

碳酸盐岩的命名也是根据矿物成分的相对含量进行的。以含量>50%的矿物作为岩石的基本名称，叫"××岩"。含量为25%～50%的，则以"××质"表示，放在基本名称之前；含量为10%～25%的，以"含××"表示，放在基本名称的最前面。如含泥质白云质石灰岩。即方解石含量>50%，白云石

表1-15 碳酸盐岩与砂岩(粉砂岩)的过渡类型

| 岩石类型 | 矿物含量，% | |
|---|---|---|
| | 方解石或白云石 | 砂(粉砂) |
| 石灰岩(白云岩) | 90～100 | 0～10 |
| 含砂(含粉砂)石灰岩(白云岩) | 90～75 | 10～25 |
| 砂质(粉砂质)石灰岩(白云岩) | 75～50 | 25～50 |
| 灰质(白云质)砂岩(粉砂岩) | 50～25 | 50～75 |
| 含灰质(含白云质)砂岩(粉砂岩) | 25～10 | 75～90 |
| 砂岩(粉砂岩) | 10～0 | 90～100 |

含量25%～50%，泥质含量10%～25%，若某种矿物含量较小，在5%～10%，但有特殊意义，可用"微含"表示，如微含海绿石石灰岩。这种命名方法能反映海相沉积环境。

c.石灰岩的结构组分　石灰岩主要由颗粒、灰泥、胶结物、晶粒及生物格架五类结构组分组成。还有一些次要的结构组分，如陆源碎屑及粘土、自生矿物、有机质等。

颗粒　石灰岩中的颗粒有盆外颗粒和盆内颗粒两大类。

灰泥　灰泥是与颗粒相对应的另一种结构组分。由于它是石灰质成分且细如泥状(颗粒直径小于0.01mm)，故称灰泥。根据成因的不同，灰泥还有泥屑、泥晶之分。灰泥的沉积条件为弱动荡或静水环境。

胶结物　石灰岩中的胶结物是指充填于颗粒之间的结晶方解石，通常为大于0.01mm的方解石晶体，其晶体较清洁明亮，故常称为"亮晶"。

结晶颗粒　结晶颗粒又称晶粒，在石灰岩中，晶粒的矿物成分主要是方解石，主要由沉积后的重结晶作用和交代作用生成。但也有的由化学沉淀作用生成。

生物格架　是礁灰岩特有的一种结构组分，主要是原地生长的造礁群体生物(如珊瑚、藻类、苔藓等)所形成的一种坚硬的碳酸钙格架。

d.石灰岩的结构分类　对石灰岩分类采用结构分类方法，因从石灰岩结构组分的不同含量和组合关系中，可反映出岩石的不同形成条件和生成方式，并且是控制油、气储集性质的重要因素之一。见表1-16。

e.石灰岩的主要类型　石灰岩的类型很多，常见的主要类型如下：

隐晶(泥晶)灰岩　主要由隐晶方解石组成，晶粒大小可以改变，浅灰—灰黑色，具隐晶质结构。

鲕粒灰岩　由鲕粒和胶结物两部分组成。最大特点是具有同心状的鲕状结构。鲕粒呈圆形或椭圆形，外形很象鱼鲕(鱼籽)，故称鲕粒，鲕粒成分仍是方解石(图1-14)。

内碎屑灰岩　由内碎屑和胶结物两部分组成，成分皆为方解石。内碎屑由固结或弱固结的碳酸钙物质经机械破碎作用再沉积而成，胶结物是水体中碳酸钙化学沉淀的产物。常见的有角砾状灰岩、竹叶状灰岩(图1-15)和砂质灰岩。

团粒状灰岩(假鲕状灰岩)通常以细小的卵圆形或长圆形团粒被隐晶方解石胶结而成，不显示原生的同心层状构造和其它内部结构。

生物灰岩　以含有50%以上的生物化石为特征。生物化石经化学或生物化学沉积的碳酸钙胶结即形成生物灰岩。生物介壳有的是完整的，有的则呈破碎状态。

生物灰岩多分布于海洋和湖泊的浅水地带。其中化石的破碎程度，反映了水动力条件。

表1-16 石灰岩的结构分类

| | | 灰泥含量% | 颗粒含量% | 颗粒 | | | | | 晶粒 | 生物格架 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 内碎屑 | 生物 | 鲕粒 | 团块 | 粪粒 | | |
| I 颗粒灰泥石灰岩 | $I_1$ 颗粒石灰岩 | 10 | 90 | 内碎屑石灰岩 | 生物石灰岩 | 鲕粒石灰岩 | 团块石灰岩 | 粪粒石灰岩 | II 结晶石灰岩 | 可 |
| | $I_2$ 含灰泥颗粒石灰岩 | | | 含灰泥内碎屑石灰岩 | 含灰泥生物石灰岩 | 含灰泥鲕粒石灰岩 | 含灰泥团块石灰岩 | 含灰泥粪粒石灰岩 | | 可 |
| | $I_3$ 灰泥质颗粒石灰岩 | 25 | 75 | 灰泥质内碎屑石灰岩 | 灰泥质生物石灰岩 | 灰泥质鲕粒石灰岩 | 灰泥质团块石灰岩 | 灰泥质粪粒石灰岩 | | 可 |
| | $I_4$ 颗粒质灰泥石灰岩 | 50 | 50 | 内碎屑质灰泥石灰岩 | 生物质灰泥石灰岩 | 鲕粒质灰泥石灰岩 | 团块质灰泥石灰岩 | 粪粒质灰泥石灰岩 | | 可 |
| | $I_5$ 含颗粒灰泥石灰岩 | 75 | 25 | 含内碎屑灰泥石灰岩 | 含生物灰泥石灰岩 | 含鲕粒灰泥石灰岩 | 含团块灰泥石灰岩 | 含粪粒灰泥石灰岩 | | 可 |
| | $I_6$ 灰泥石灰岩 | 90 | 10 | 灰泥石灰岩 | | | | | | 可 |



图 1-14　颗粒灰岩(含复鲕)



图 1-15　竹叶状灰岩

礁石灰岩　是由珊瑚、苔藓、有孔虫等造礁生物的遗体在原地堆积，并被碳酸钙胶结而成。如珊瑚礁块灰岩就是由群体珊瑚的遗体堆积而成的，珊瑚遗体和胶结物的成分都是方解石。不显层理，具块状构造。

泥灰岩　是隐晶灰岩向粘土岩过渡的一种类型。其主要成分为方解石，泥质含量为25%～50%，常具细微水平层理，呈薄层状，常与灰岩、泥岩共生，并以互层或夹层出现。

f.白云岩　白云岩是以蒸发矿物白云石为主(含量见表1-13)的另一类碳酸盐岩，其分类及命名可仿照石灰岩。还可按成因分为原生白云岩、成岩白云岩和后生白云岩三种，它们是在白云岩形成的不同阶段以不同方式形成的。故属于蒸发岩的范畴。

原生白云岩　由化学沉积、生物化学或机械-化学沉积作用形成。其特征是岩石颗粒较小，隐晶、微晶结构，具微细水平层理，层状分布，层位稳定，分布广泛。常与石膏、硬石膏呈互层出现。

成岩白云岩　是由钙质软泥方解石在成岩过程中，被白云石交代而成。它常呈不稳定层状或镜状夹于石灰岩中，层理不明显，横向上可变为白云质灰岩或石灰岩。岩石中可见到残余的方解石和生物化石碎屑。

后生白云岩　是石灰岩形成后，在断层、裂隙等构造因素条件控制下，由于高盐分的渗透回流的盐水，或来自石灰岩的富含镁的地下水，沿灰岩的断层、裂缝流动并交代其周围石灰岩而成。其特点是岩性不均一，不显层理，层位不稳定，多沿断层、裂隙分布。

（4）生物化学岩　生物化学岩包括煤、油页岩和石油。都是生物沉积作用的产物，都具有可燃性，故统称为可燃有机岩或可燃有机矿产。

a.煤　煤的类型很多，常见的有无烟煤、烟煤及褐煤等，它们都属于腐植煤类。

b.油页岩　油页岩颜色有黑色、褐色、浅黄色、棕色等。含有机质愈多，颜色愈深。层理发育。含油量2％～4％至30％不等。可点燃，有沥青味。

湖泊沉积油页岩成因与石油的成因很相似，是生油岩系的重要标志。是人造石油的原料。

## 第四节　沉　积　相

### 一、　沉积相的概念及其分类

相是指具有一定的岩性特征和古生物标志的岩石或岩层，这些特征和标志能反映沉积物形成时的自然地理条件。所以'相'既是沉积物的物质表现，又代表当时的古地理环

境，具有岩性和古地理环境的双重含义。

石油、天然气的生成与分布，与沉积相关系非常密切。

沉积相按自然地理条件分为三大类，即陆相、海相和海陆过渡相。各大类还可分成若干相，见表 1-17。

表1-17 沉积相分类表

| 陆　相 | 海　相 | 海陆过渡相 |
|---|---|---|
| 风化壳相 | 滨海相 | 泻湖相 |
| 山麓相 | | |
| 河流相 | 浅海相 | 三角洲相 |
| 湖泊相 | | |
| 沼泽相 | 深海相 | 砂洲、砂坝、砂嘴相 |
| 冰川相 | | |
| 沙漠相 | | |

## 二、陆　相

陆相是指大陆上形成的沉积相，特征是形成条件复杂，沉积类型多，岩性变化大且相变快。这是由于陆相沉积环境多样化，沉积物以碎屑岩及粘土岩为主，含有较多的陆相矿物，碎屑物由于搬运距离近，所以分选差，多具棱角，层理类型多，化石以淡水动物及陆生植物为主。

### (一)风化壳相

在陆地较高地区，侵蚀作用强烈，母岩的风化产物部分被搬走，其它残留原地形成风化壳，风化壳相又称残积相。其特点是不具层理和化石。成分与母岩性质一致，沉积体中间厚，边缘薄。在国内外某些油田中，风化壳中储集着可供开采的原油。

### (二)山麓相

形成于山前地带，包括坡积相、坠积相及洪积相。

洪积相的砂砾岩体是我国某些含油地区储集层的一种成因类型。在干旱或半干旱气候条件下，山地河流常呈暂时性水流，其特点是水量集中、动能大，冲刷沟底及沟壁岩石的作用猛烈，称为洪流。但流至平原，由于坡度减小流速降低，洪积物便大量堆积。洪积物常呈扇形堆积，称洪积扇，也称平原三角洲。

洪积扇分扇顶、扇中及扇底三个部分，见图1-16。

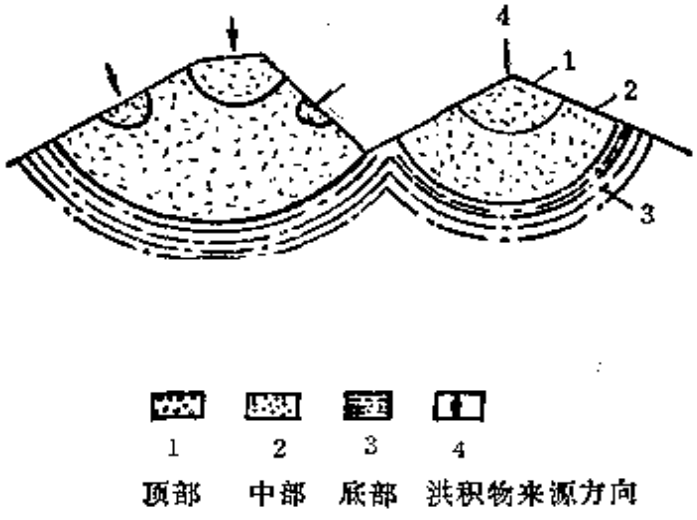



图1-16 洪积锥构造示意图

扇顶主要由砾岩组成，分选差、磨圆度低，层理不明显。扇中主要由细砾岩和砂岩组成，分选和圆度较好。层理不发育。扇底主要由砂岩和粉砂岩组成，多具水平层理。

### (三) 河流相

河流相也称"冲积相"，是指基岩及其风化产物遭受河流冲刷、搬运并在河谷中沉积下来的一套沉积物。河流相的沉

积环境一般都在构造长期下沉，气候潮湿，雨量充沛，容易形成长期水流的地区。河流相沉积在陆相地层中极为常见。在河谷的不同部位，沉积物的性质有所不同(图1－17)，

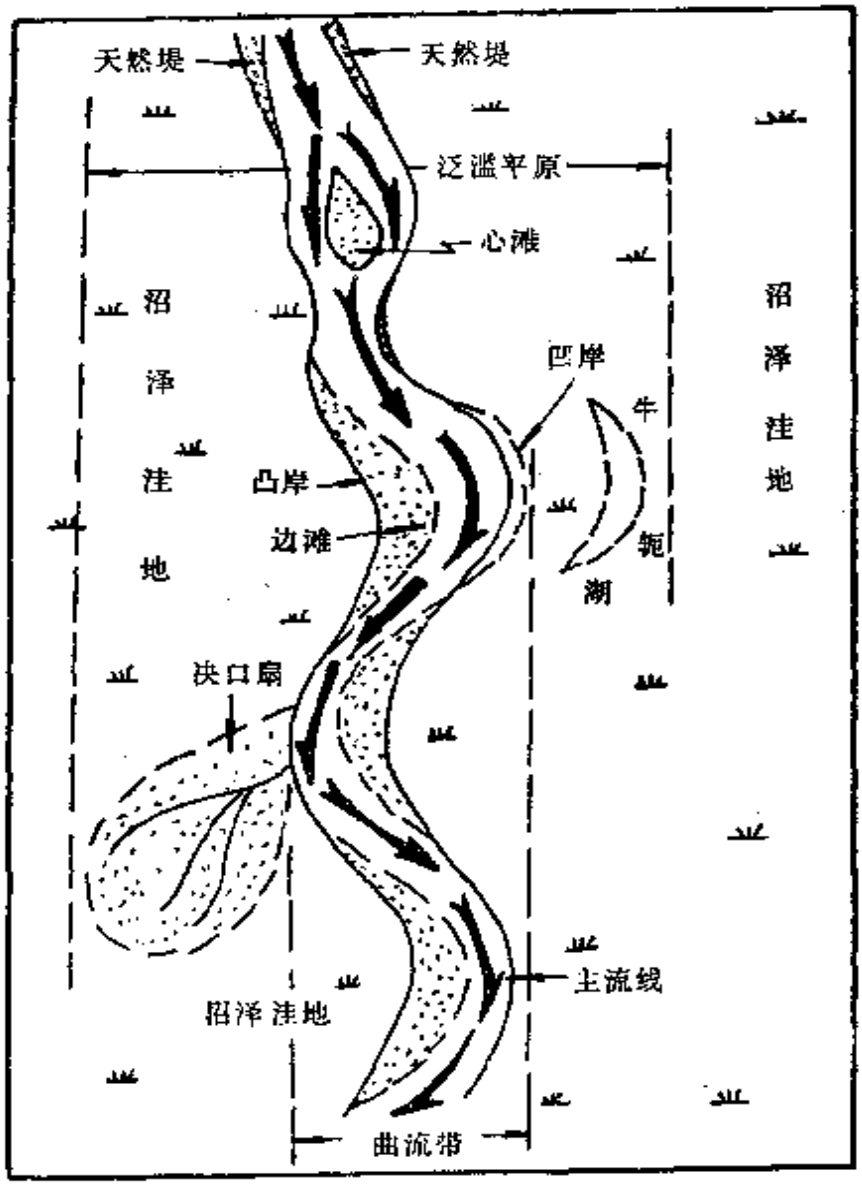



图1－17　河流沉积示意图

因此河流相可以细分为河床相、河漫滩相和牛轭湖相等类型。

1.河床相

河床是指正常流量时河水占有的部位。在地层中河床沉积的特点是：

岩性　粗至细粒砂岩，有时有细砾岩。山区河流沉积物则以砾岩为主，河床相砂岩常是良好的油、气储集层。

层理　斜层理发育，倾角约25°～35°，山区倾角还要大一些，斜层理厚度约为10～50cm，一般为30～40cm，特别厚的少见。

韵律性层理是河床相的重要特征，主要是粒度分选性韵律，剖面自下而上都是下粗上细，并多次重复。

河床相一般没有动物化石，也没有保存完好的植物化石。

从平面上看，河床相砂砾岩体常排列成串球状、树枝状，沿古河道断续分布。在垂向上为顶平下凸，两侧不对称，凹岸一侧下凸明显，见图1－18。

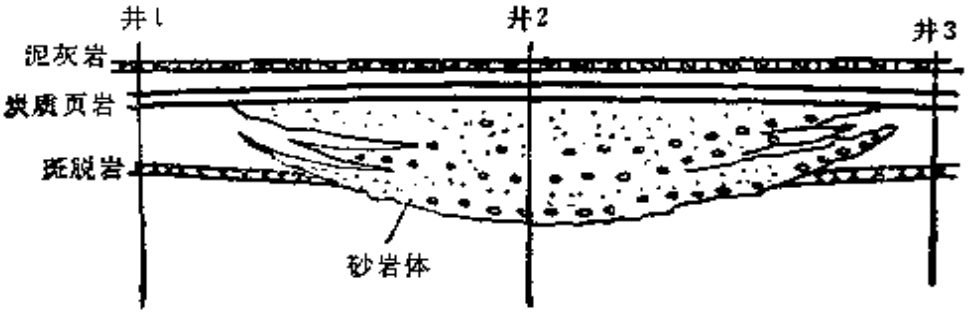



图1－18　河床砂岩体剖面图

2.河漫滩相

河漫滩是河床两边的低地，平常在河水面以上，洪水期被淹没，接受河流所携带的大量悬浮物质沉积，沉积特点是：

岩性　颗粒较河床相细，以细砂岩及粉砂岩为主，成分较复杂且分选差，常常有粘土质，有时有腐植质沉积。

层理　河漫滩沉积的层理是在微弱运动的情况下生成的，细薄且不规则，常具小型斜层理、斜坡状层理、水平波状层理，斜层理的倾角不大于10°～15°，层序不清晰，呈波纹状或羽毛状。

有时可见植物化石碎屑，一般无动物化石。层面上有时有泥裂纹、波痕、足迹等。

3．牛轭湖相

由于废弃河道或河漫滩中的洼地积水而形成面积不大的牛轭湖，沉积条件似湖泊，洪水期有河水流入，因此兼具河漫滩与湖泊沉积特点。岩石类型主要是粉砂岩和粘土岩，层理呈带状或不连续带状，含丰富的动、植物化石。

### （四）　湖泊相

湖泊沉积是陆相沉积中分布最广泛的沉积之一。沉积物质成分取决于湖泊的大小、深度、气候环境、含盐度、淡水的间歇流入或经常流入等。在我国的湖泊中，新生代地层中常有巨厚的湖泊沉积，并发现了不少油田。

湖泊沉积环境按含盐度的不同可分为含盐度小于3.5%的淡水湖和含盐度大于3.5%的盐湖两类，故湖泊相又分为淡水湖相和盐湖相。

1．淡水湖泊相

淡水湖泊发育在潮湿气候带，常是河流汇集之处，湖水呈酸性－弱碱性，无潮汐现象。根据湖泊结构、湖水深度及变化，距湖岸远近和水动力条件、以及岩体形态不同，湖泊沉积可归纳为几种不同的相带(表1－18)。

表1-18　淡水湖泊的相带划分表

| Ⅰ | Ⅱ | Ⅲ | Ⅳ |
|---|---|---|---|
| 陆相建造 | 淡水湖泊相群 | 滨湖相带 | 陆岸相、沙岸相、滞流相 |
| | | 近岸相带 | 侵蚀浅滩相 |
| | | | 沉积浅滩相 |
| | | | 近岸斜坡相 |
| | | 湖泊三角洲相带 | 水下三角洲相 |
| | | | 三角洲斜坡相 |
| | | 沙堤沙洲相带 | 沙洲沙坝相 |
| | | | 沙洲相 |
| | | 浅湖相带 | 动水浅湖相 |
| | | | 静水浅湖相 |
| | | 深湖相带 | 半深水湖相 |
| | | | 深水湖相 |
| | | 岛屿相带 | 水上岛屿相 |
| | | | 水下岛屿相 |

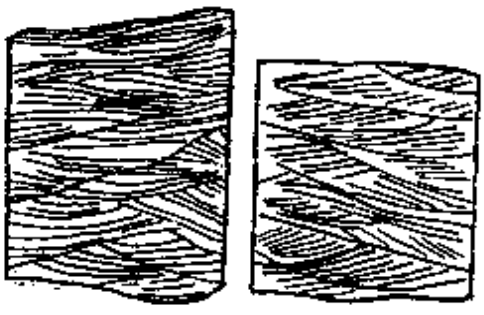


图1-19　滨湖区斜层理

（1）湖滨相带　湖滨相带的沉积环境有三个特点：距湖岸最近，水动力条件较强烈，水浅，氧化作用强烈。岩石类型以砂岩和粉砂岩为主，次为粘土岩和砾岩。层理类型主要是单向斜层理及交错层理(图1-19)。化石一

般保存不好。岩性和厚度变化较大，岩体多为透镜状。

（2）近岸相带　近岸相沉积特点：水位较浅，在靠近湖滨的部分受击岸浪影响非常大，而离滨岸较远的地方则主要受波浪的影响，接受来自湖岸的大量沉积物；其沉积类型，在侵蚀浅滩区，因发生水下冲刷，留下了水下冲刷面的痕迹和在冲刷面之上的砂质岩石中夹有大量泥砾。位于侵蚀浅滩的外侧，以细粒、粉粒砂岩为主；具波状层理；含有完整的底栖动物化石。

（3）湖泊三角洲相带　三角洲是河流和海洋共同作用下形成的沉积产物。河流携带大量泥沙到达河口，由于河口地区地势平坦，水流扩散，流速突然降低，泥砂在河口附近堆积下来，因其堆积平面形态象三角形，故称三角洲。

在海、湖盆地都有三角洲发育，前者称为海相三角洲或河、海过渡三角洲，简称三角洲，其沉积属于海陆过渡相；后者称为湖泊三角洲。

湖泊三角洲分布于湖泊的河口地区，不但受湖泊的影响，而且受河流的影响。常形成巨厚的砂、泥岩沉积。泥浆多为绿、灰、红等颜色。层理类型主要是羽状、楔状的交错层理。化石以淡水动物和陆上植物化石为主。

湖泊三角洲相带分为水上和水下两部分。水上部分已成三角洲平原，以河床砂岩体和沼泽沉积为特点；水下部分，砂岩常富集为砂岩体，称为湖泊三角洲砂岩体，由滨湖一直深入湖盆中心，其总的趋势是：颗粒变细，碎屑成分变简单，砂岩百分含量减少，泥质含量增加，地层总厚度增加。因此，可将湖泊三角洲相砂岩体划分为以下几个带：后座——为三角洲砂岩体靠盆地边缘部分；核部——位于后座前方，

为砂岩体的中心部分，砂层层数增多，岩性变细，是整个砂岩体中砂层厚度最大的地方，储油物性也很好；前缘——位于三角洲的前缘和两侧边缘地区，砂层大量尖灭，总厚度变小，岩性变细，呈薄层或透镜体，储油物性变差；断续分布区——位于前缘带与盆地中央砂岩尖灭区之间，只有少量呈断续分布，颗粒细，体积小的少量泥质粉砂岩；砂岩尖灭区——为湖相纯泥岩沉积，图1-20。

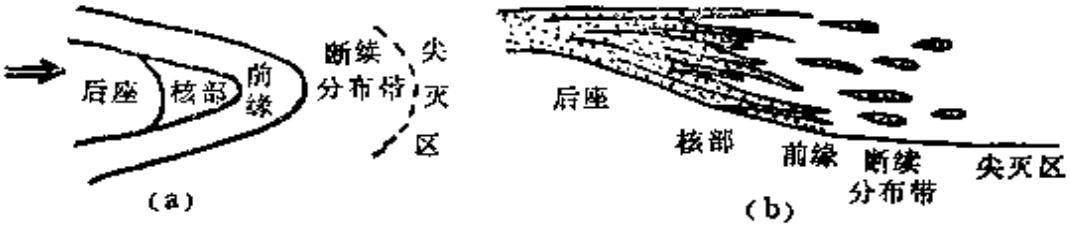



图1-20　湖泊三角洲砂岩体分带示意图
(a)—平面上的分带；(b)—纵剖面上的分带

（4）沙堤、沙洲相带　位于河口三角洲的外侧，由细砂-中砂岩组成，动、植物化石很少，砂岩呈厚层状，有断续波状层理。

（5）浅湖相带　位于滨湖相内侧，离湖盆中心较近，水的波浪运动仍可影响到水底，以泥岩、粉砂岩、砂岩为主，泥岩多为灰绿色及灰色，层理类型以水平层理和波状层理为主，化石丰富、保存较好。可有菱铁矿、鲕绿泥石等矿物出现。

（6）深湖相带　根据水深和沉积特点又分为半深湖相和深湖相：前者位于湖盆的较深部分，为缺氧的弱氧化-还原环境，湖水的波浪作用很难影响到沉积物表面，岩石类型以

粘土岩为主，夹粉砂岩和少量透镜状石灰岩夹层；层理以水平层理为主，化石较丰富，可见黄铁矿及菱铁矿等自生矿物。后者位于湖盆的最深部分，这里水体几乎处于停滞状态，为缺氧的还原环境，底栖生物完全不能生存，岩石类型以质纯的页岩或泥岩为主，颜色为黑色或灰黑色可夹有薄层及透镜状灰岩和泥灰岩，化石以介形虫及鱼类等浮游生物为主，自生矿物有黄铁矿，沉积厚度大，岩相横向分布稳定。

（7）岛屿相带　为湖盆中局部隆起地带，与周围地区相比，水体变浅或露出水面，岩性变粗、地层厚度减薄，砂岩百分含量增高，呈层状或透镜状。

综上所述，湖泊相沉积可概括如图1-21。

由于湖滨结构和沉积条件不同，在湖泊沉积过程中，形

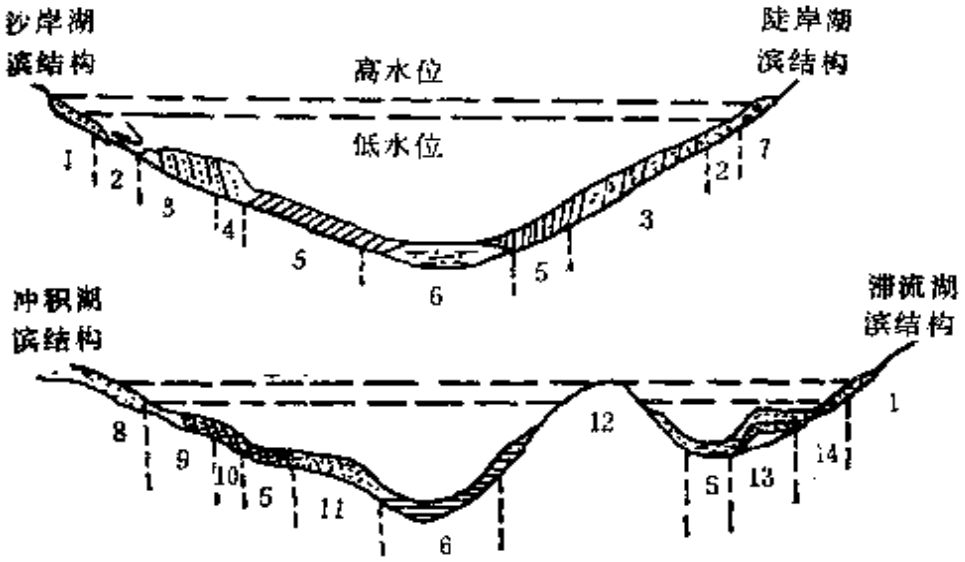



图1-21　湖泊相沉积剖面示意图

1—砂岸相；2—侵蚀浅滩相；3—沉积浅滩相；4—近岸斜坡相；5—浅湖相；6—深湖相；7—陡岸相；8—河流相；9—水下三角洲相；10—三角洲斜坡相；11—水下岛屿相；12—水上岛屿相；13—沙堤、沙洲相；14—滞流相

成各种不同类型的砂、砾岩体，如由短暂河流在出口处形成的快速堆积的冲积锥砂砾岩体；分布于大河流入口处的三角洲砂岩体；分布于湖泊近岸平缓地区的近岸环带状砂岩体以及局部隆起地区的砂岩体等。它们在湖泊沉积盆地的分布位置大致如图1-22。

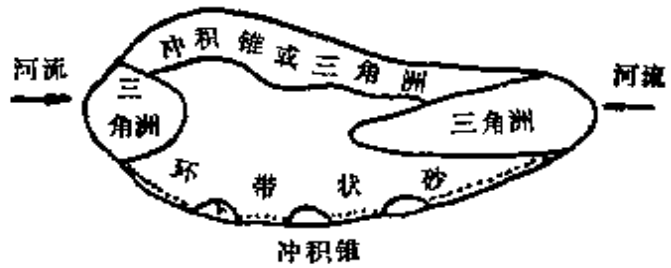



图1-23 湖盆砂岩体示意图

这些砂岩体，往往是良好的油、气储集层。我国许多油田是湖泊相沉积。

2.盐湖相

盐湖见于干燥区，由于蒸发量大于流入量和降雨量，含盐度增加，淡水湖就转化为盐湖。盐湖沉积具有明显的阶段性，通常分为碳酸盐、硫酸盐、氯化物三个沉积阶段。但缺少海相盐类所特有的钾镁盐和氟、溴、锶的沉积。可以此区别于泻湖沉积。

盐湖相早期有较多化石，种类少，晚期可见植物化石。

**（五） 沼泽相**

沼泽是由湖泊淤积和洼地积水而成，也就是土壤在一年中绝大部分时间内湿度高于水溶度的地区。常与湖泊相共生。岩性以夹黑色泥岩为主，偶见砂岩及粉砂岩，一般无砾岩。含大量植物化石。并含泥煤、油页岩、黄铁矿、菱铁矿等。

## 三、海　　相

海相沉积的规模很大，而且层位稳定，这是由海洋水体

本身宽广开阔的特点所决定。

海相沉积以化学岩、生物化学岩和粘土岩为主，碎屑岩次之。化学岩、生物化学岩中主要是碳酸盐岩，其次是硅质岩及铁、锰、铝、磷质岩，沉积于浅海或滨海地带。粘土岩主要为水云母粘土岩和蒙脱石粘土岩。碎屑岩分布在滨海和浅海区，多为单成分砾岩和石英砂岩。

### （一） 滨海相

滨海相沉积的位置是在高潮线和低潮线之间。所以涨潮时处于水下，退潮时暴露于大气圈中，其宽度随海岸坡度而定，自数米至数百米不等，水深一般 在10m以内，沿海岸分布。

滨海带的沉积环境特点是：海水反复进退，波浪作用强烈，阳光及氧气充足，水温及含盐度变化大，植物繁茂。

滨海相沉积主要是砂、砾岩，常见石英砂岩及单成分砾岩，分选好、圆度高。胶结物种类多，以化学胶结物为主。海相石英砂岩是油、气储集层。层理类型以斜层理为主，化石含量较少，以破碎的介壳、厚壳和钻孔生物为主，可见到外来的陆上植物碎屑，这是与浅海相的区别之一。

### （二） 浅海相

从退潮线至200m海深的范围为浅海带或称陆棚带，亦称大陆架，其宽度随海底坡度而定，有时可达数百公里。

浅海带沉积环境的特点是：水处于经常运动的状态中，特别是位于退潮线至水深70m的地带，由于氧气及阳光充足，底栖生物大量繁殖，如斧足类、腹足类、造礁珊瑚等，也有浮游生物活动；沉积类型多，有砂岩、粉砂岩、粘土岩及生物化学岩，粒度由粗到细，随离岸渐远呈带状平行于海

岸线分布。浅海中分布最广的是石灰岩，成因主要是化学的，部分是生物成因。

含大量有机质的暗色粘土岩及碳酸盐岩，是海相生油层。石英砂岩及具有孔隙、溶洞、裂缝的碳酸盐岩，尤其是礁块灰岩，是良好的储油层。部分海相粘土岩及泥灰岩还是盖层。

### （三） 半深海和深海相

半深海沉积发生在大陆斜坡，深海沉积发生在大洋底部。

沉积环境特点是：水深安静，沉积物主要是远洋软泥。半深海沉积是蓝色软泥、红色软泥、绿色软泥等；深海相是含抱球虫软泥，含硅藻和放射虫的硅质软泥等。化石以浮游生物为主，缺少底栖动物及植物。

## 四、海陆过渡相

凡处于海陆过渡带的各种沉积相，统称海陆过渡相。包括泻湖相、三角洲相、砂洲、砂坝、砂嘴相等。

### （一） 泻湖相

泻湖是指被砂洲、砂坝等海洋边缘隔离而成的隔绝或半隔绝的海洋盆地，原为海洋的一部分。常形成于海湾曲折地带或海退时期的平坦滨海区。

泻湖相又可分为淡化泻湖相、咸化泻湖相和沼泽化泻湖相三种类型：

1.淡化泻湖相

在潮湿气候带，降水量大于蒸发量，将流入泻湖的海水冲淡，盐度逐渐降低。由于上层水轻、下层水重而阻止了上

下对流，湖底处于闭塞静止状态，缺氧而硫化氢滋生，导致底栖生物渐渐绝迹，而漂浮生物大量繁殖，死亡后沉入湖底，形成生油物质。

淡化泻湖沉积物大部分为砂砾沉积并有黑色粘土质成分。岩层中带有碳酸钙夹层，发育平行层理及微细韵律。

2.咸化泻湖相

在干旱气候区，由于过量的蒸发，使湖水面低于外海面，海水周期性补给，使盐度逐渐升高。盐度升高使正常海水中的生物(珊瑚等)灭绝，而代之以适应高盐度的生物，如斧足类及腹足类等。当盐度增至28·6%，高等动物已不能生存，仅能繁殖一些细菌，同时盐类矿物随着泥沙一起沉淀，形成石盐、石膏夹层。岩性以纯化学沉积及细碎屑岩为主，具水平层理。

3.沼泽化泻湖相

在潮湿和较热的气候条件下，淡化泻湖逐渐与广海隔绝，被沉积物淤塞，植物丛生。形成沼泽化泻湖。沼泽化泻湖相常常与海相和陆相呈过渡关系。沉积物以粘土岩为主，植物化石丰富，含煤层。

### (二) 三角洲相

三角洲相发育于河流入海的河口部分，其沉积物几乎全部由河流供给。三角洲相的范围则视河流的大小及河流下游地形而异。三角洲相沉积一端向正常海相沉积过渡，一端则逐渐向陆相过渡。在海平面逐渐上升的情况下，三角洲沉积逐渐向大陆扩展，海相沉积逐渐覆在三角洲沉积之上；在海平面下降的条件下已生成的三角洲逐渐地被侵蚀破坏。

三角洲沉积物为砂、粉砂及粘土。其沉积特点是常和河

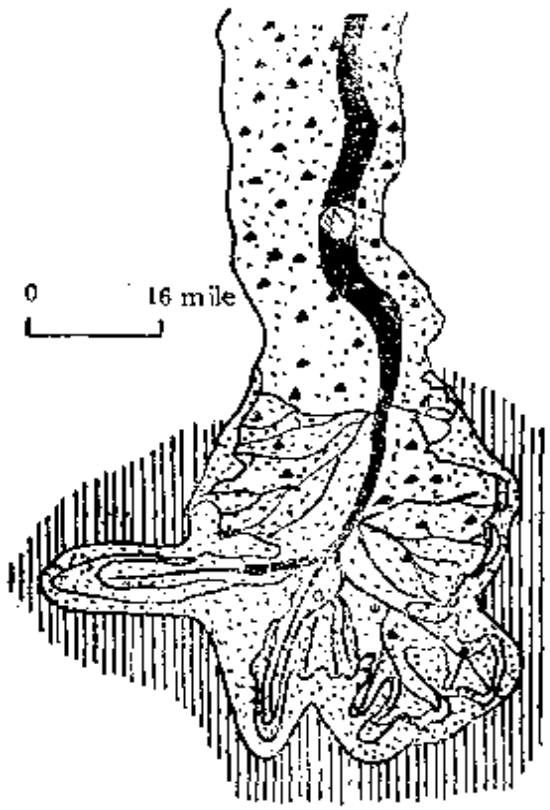



图 1-23　鸟足形三角洲

流相及海相地层共生。

1.三角洲的形态分类

三角洲的发育程度和形态主要受河流作用与蓄水盆地能量对比关系控制，按河流输入物质数量由多到少，水盆能量由弱到强的顺序，把三角洲形态分为四类：

（1）鸟足状(舌状)三角洲　鸟足状（又称舌状或浆叶状）三角洲指由于河流输入沉积物的数量比海水能量高得多，河流在河口地带分叉，形成许多分流，由于各分流的流速不一，因此各分流的长短不一，这就形似鸟足，见图1-23，如我国的黄河三角洲和长江三角洲。

（2）扇形(半圆形)三角洲　河流输入沉积物的数量仍多于海盆能量，但河口地带水很浅，波浪作用微弱，河流分叉成许多支流，比较稳定，呈放射状近于等速地全面向海推进，形状似扇形或半圆形，如图1-24，如美国全新世密西

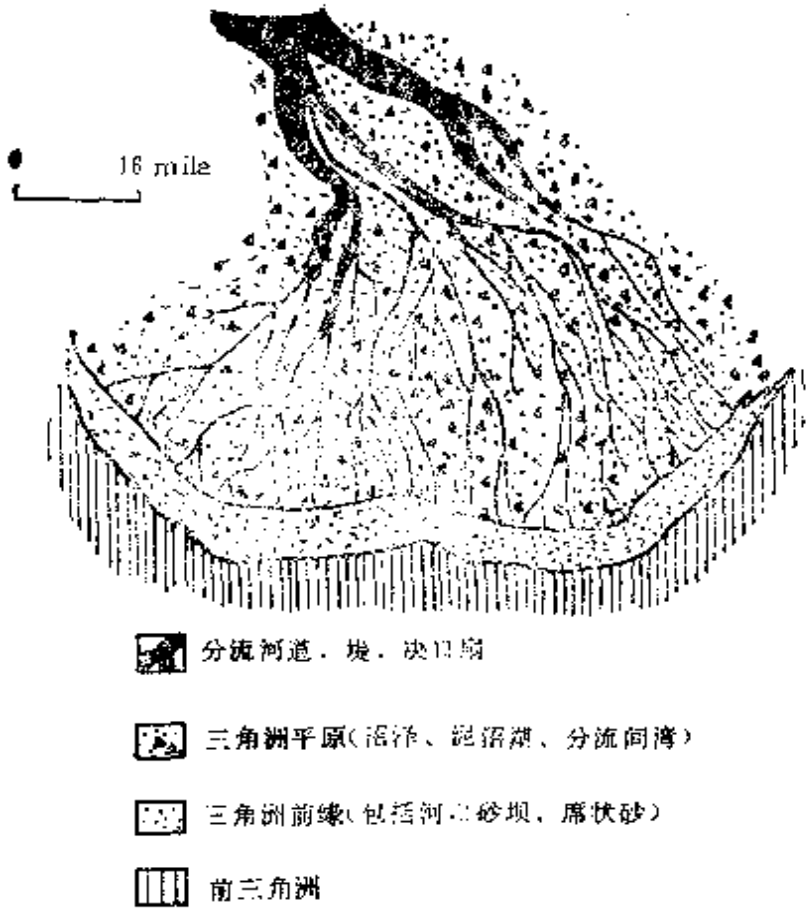



图 1-24　扇形三角洲

西比河三角洲等。

（3）鸟嘴形三角洲　河流入海只有一个或两条主流，或虽有分流，但不多也不大，河流输入到海里的泥砂不多，当波浪作用较大，河流与波浪作用近于相等或波浪作用较强时，河流输入的泥沙很快被波浪和岸流冲刷而再行分布，在河口两侧形成一系列平行海岸分布的海滩、堤岛和沙洲。在主流河口附近，则有较多的砂质堆积，形成鸟嘴状突出的河口，称鸟嘴状三角洲。又称浪成三角洲。见图 1-25，如埃

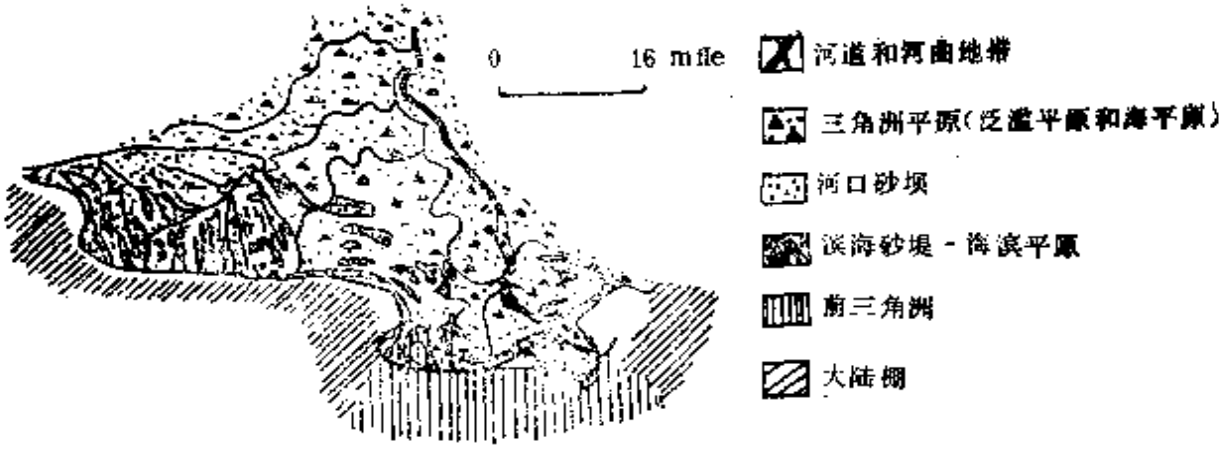



图 1 -25　鸟嘴状三角洲

及的尼罗河三角洲。

（4）港湾形(三角港形)三角洲　在潮汐作用较强地区，河流携带的泥沙流入港湾，受潮汐作用影响，充填在港内并堆积成小片三角洲，形状受港湾形态控制，故称港湾三角洲，见图 1 -26，如我国珠江、辽河、鸭绿江三角洲。

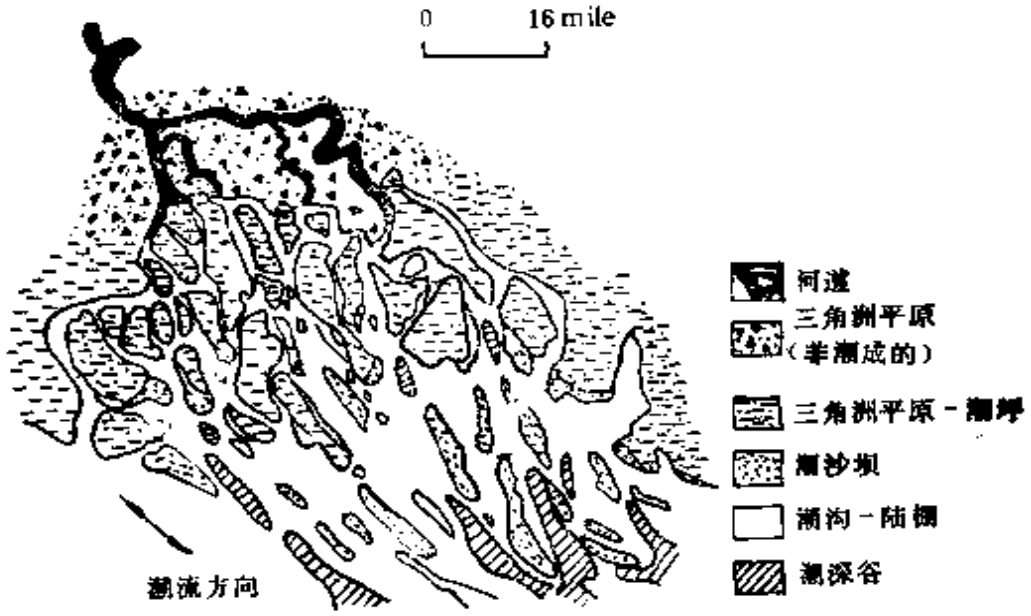



图 1 -26　港湾形三角洲

2.三角洲的成因分类

在三角洲形成过程中，河流的建设作用和海水的破坏作用同时存在，根据这两种作用的不同分为两种不同的三角洲。

（1）高建设性三角洲　以河流沉积作用为主所形成的三角称建设性三角洲，是在泥沙输入量大、海水作用相对小的情况下形成的。面积大、厚度大，如鸟足状三角洲和扇形三角洲。高建设性三角洲还可以分为陆上和水下两部分，陆上称为三角洲平原相，水下包括三角洲前缘相和前三角洲相，如图1-27所示。

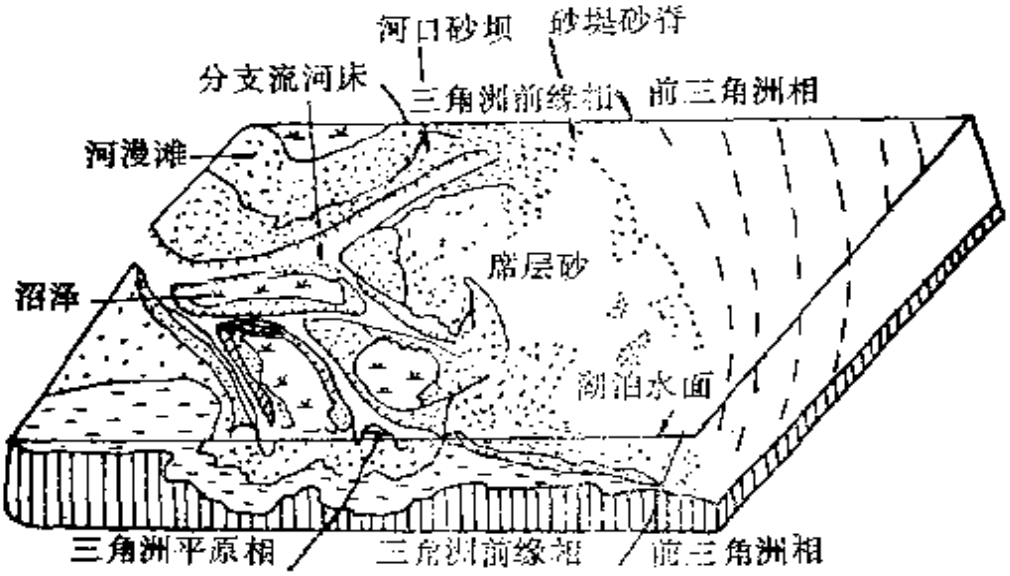



图1-27　三角洲的相带类型示意图

a.三角洲平原相　指河流分叉至分流河口部分，砂岩的形成主要受河流作用控制。沉积相有分支流河床相、天然堤相、分流河床间沼泽相和决口扇。属陆上沉积。

分支流河床相沉积具有河床相沉积特点；天然堤相比河床相沉积细，以细砂和粉砂为主；分流河床间沼泽相的沉积物主要是泥质；而决口扇相沉积从泥岩、泥质粉砂岩到粉砂岩都有。

b.三角洲前缘相　指河口以下河流入海部分，代表三角洲海(湖)岸线向海(湖)推进时形成的粗碎屑沉积。砂平均含量75%以上，粘土及有机物含量很少，是很好的储油层。砂岩的沉积既受河水作用也受海(湖)浪作用，属海岸水下沉积。

c.前三角洲相　位于三角洲前缘的向海前方，三角洲向海推进时最先引进的陆源沉积是海浪以下的海底沉积。沉积物为富含有机质的泥质物质，灰黑色，含海相化石。

（2）高破坏性三角洲　以海水作用为主形成的三角洲称为破坏性三角洲。是海水的作用使河流搬运来的泥沙沉积物遭到冲刷，并再行分布形成的。分布面积较小，多为中、小型河流所形成，包括鸟嘴形三角洲和港湾形三角洲。

高破坏性三角洲向海洋延伸部分，完全变为海相沉积，向陆地方向延伸部分，则为湖泊相、沼泽相和河流相的复合体。成因主要是潮汐作用。潮成三角洲最下部为海相泥质沉积，往上是潮成砂、有机质沉积，最上面是三角洲平原和河流沉积。

### （三）　砂洲、砂坝、砂嘴相

砂洲、砂坝、砂嘴又称海岸洲堤，是滨海地区波浪和岸流成因的冲积物，由砂、细砾、砾石和介壳碎屑组成。

它们主要的特征是常呈宽度、长度不大的透镜体，岩性在垂直和水平方向变化较大，中等碎屑岩为主，分选及磨圆

度均好，一般为碳酸盐胶结，层理不规则，常见不同向的斜层理。

### 五、沉积相的共生组合规律

地质时期沉积环境的变迁，在时间上和空间上一般都是渐变过程，沉积相也是相应的渐变关系。因此只有成因上相近的相和邻相发育的相才可能在横向或纵向上依次出现。这就是沉积相的共生组合规律或称相变规律。

海浸阶段，同一地点的沉积物，纵向上，自下而上，一般是陆相—海陆过渡—滨海相—浅海相—半深海相—深海相的沉积'相序'依次出现。在平面上，沿着海浸方向，同一时代沉积物，则沿着深海相—半深海相—浅海相—滨海相—海陆过渡相—陆相的相序依次出现。而海退时期，相序相反。

上述相变规律，只有在特殊情况下才可能出现异常。如不整合的存在，在原来的较深海沉积之上，突然出现陆相，两者之间缺失浅海相、滨海相和海陆过渡相。

引起相变的原因，主要是地壳运动。地壳运动直接决定了沉积区的古地理面貌和沉积环境的性质。

研究沉积相的共生组合规律对于预测有利的含油层及其分布范围有重要意义。

## 第五节　地质构造和构造运动

地质构造是指组成地壳的岩石在空间上的分布形态。它是地壳运动的产物。

我们研究和学习的主要对象是与油、气田形成、储集有关的沉积岩局部构造和区域构造，以及形成这些构造的构造

运动。

## 一、岩层的产状

沉积岩的原始沉积状态除边缘有些倾斜外，绝大部分是水平的，按沉积顺序，老地层在下，新地层在上。现在看到有些沉积岩层，发生了不同程度的变形或变位，如岩层倾斜、弯曲、断裂等，叫做地质构造。岩层原始产状的破坏叫做构造变动。引起构造变动的作用和过程称构造运动或地壳运动。

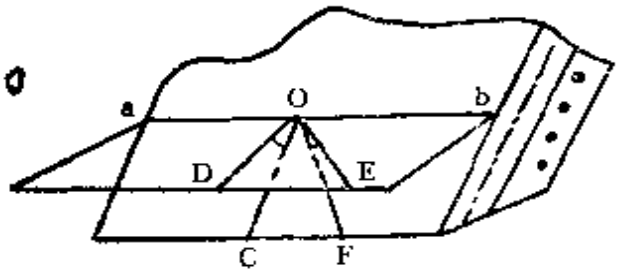



图1-28 岩层产状示意图

为了搞清各种地质构造的几何形态和类型，必须搞清岩层产状，即岩层的走向、倾向、倾角，通常称作产层三要素。见图1-28。

走向 指岩层的延伸方向。岩层面与任意水平面的交线叫走向线，走向线所指的方向即为岩层的走向，如图1-28中的ab线。走向可用两个方向表示。两个方向夹角为180°。

倾向 是指岩层面倾斜的方向。在倾斜岩层面上，垂直走向线向岩层下倾方向引一条直线，该线叫倾斜线，如图1-28中的OC线。倾斜线在水平面的投影线所指的方向即为倾向，如图1-28中的OD线。

倾角 是指倾斜线与其水平投影线的夹角，如图1-28中的∠DOC。

## 二、褶皱构造

地壳中的沉积岩层在构造运动的作用下，改变了原始产状，使水平岩层变成了各式各样的弯曲形状，但未丧失其连续完整性，这样的构造称为褶皱构造。

褶皱构造的基本单位是褶曲，褶曲就是一个弯曲的岩层。褶曲的基本形态有背斜和向斜。背斜是一个拱型的弯曲岩层。从地面被侵蚀后的水平露头看，其核部为老岩层，翼部为新岩层；向斜是一个向下凹的弯曲岩层，从被侵蚀后的水平露头看，其核部为新岩层，向外逐渐变老，如图1-29。

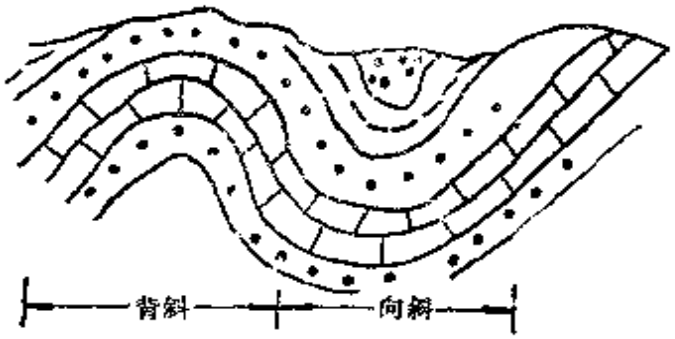



图1-29 褶曲的两种基本类型

## 三、断裂构造

断裂构造是断裂变形的结果，是指岩层发生脆性变形，产生破裂面，岩层失去连续性和完整性。据是否产生明显错动，断裂构造可分为裂缝和断层两大类。

### （一） 裂缝

岩层沿破裂面未发生明显的相对位移的断裂构造叫裂缝。常发生于脆性岩石中。

有的裂缝大而长，用肉眼能见到裂缝张开；有的裂缝短而小，裂缝紧闭，用显微镜才能见到。

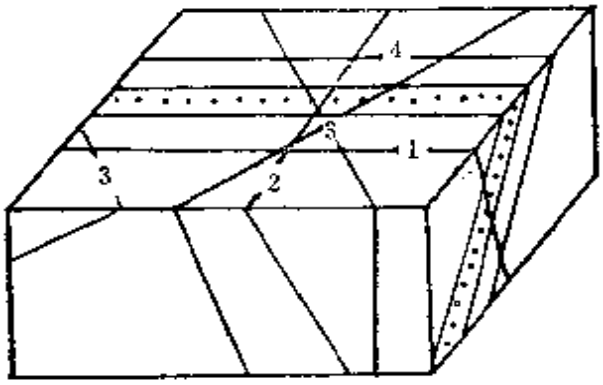



图1-30 根据裂缝产状与岩层产状关系的裂缝分类

1—走向裂缝；2—倾向裂缝；3—斜向裂缝；4—顺层裂缝

裂缝在致密的岩层中可作为油、气运移的通道，也可作为储集油、气的空间，形成油、气藏。

按几何关系，裂缝可分为走向裂缝、倾向裂缝、斜交裂缝和顺层裂缝，见图1-30。

按其力学性质，裂缝可分为张裂缝和剪裂缝。张裂缝是由张应力引起的裂缝，常呈张口，裂缝面粗糙不平，无擦痕。剪裂缝是由剪应力引起的裂缝，常为闭合的裂缝，破裂面平直光滑，常为两个方向交叉裂缝出现。

### （二） 断层

断层是断裂面两侧岩层出现明显相对位移的断裂构造，是裂缝构造进一步引伸和发展。

#### 1. 断层要素

断层要素是指断层面、断层线、断层的两盘和断距（图1-31）。

#### 2. 断层的分类

（1）根据两盘相对位移性质划分断层。

正断层 上盘相对下降，下盘相对上升，如图1-32(a)。

逆断层 上盘相对上升，下盘相对下降。如图1-32(b)。

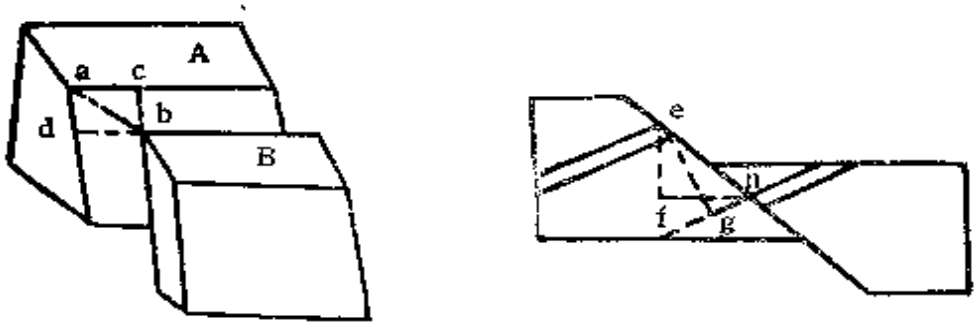



图1-31　断层要素

ab—总断距(真断距)；bc—倾向断距；bd—走向断距；ef—垂向断距；
fh—水平断距；eg—地层断距
A—下盘，上升盘；B—上盘，下降盘

平移断层　两盘沿水平方向相对位移的断层，图1-32(c)。

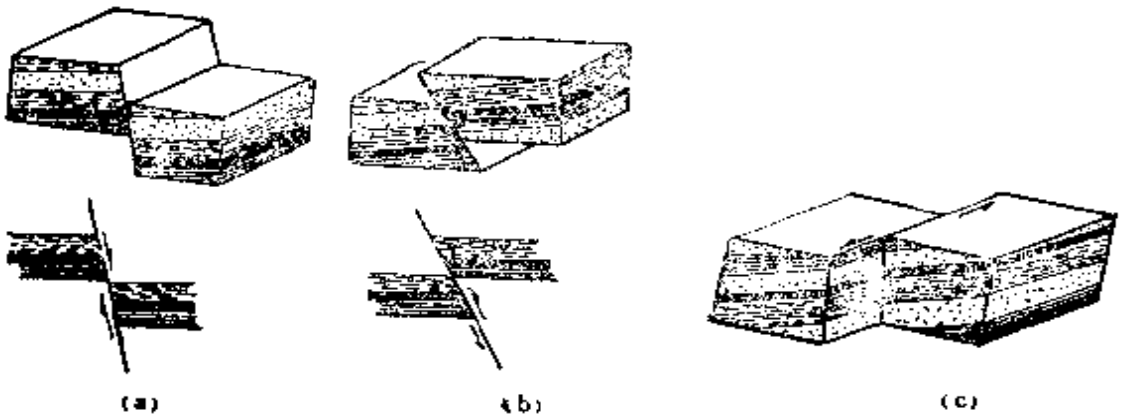



图1-32　断层两盘相对位移性质的断层分类示意图

应当指出：单纯的上升、下降或水平移动的断层是没有的，常常是上下滑动与平移同时进行，实际工作中只能以主要位移方向而确定属那一种性质类型的断层。

（2）根据断层走向与岩层产状关系分类

据断层走向与岩层走向一致、垂直还是斜交，将断层分为走向断层、倾向断层和斜向断层。这种分类方法与裂缝的几何分类类似。

3. 断层的组合形式

断层往往以组合形式出现，常见的组合形式有以下几种：

（1）地堑和地垒　由两条以上走向一致的正断层组成，两条正断层倾向相对，中间岩层相对下降，形成地堑，图1-33(a)；若两条正断层倾向相背，中间岩层相对升起，形成地垒，图1-33(b)。

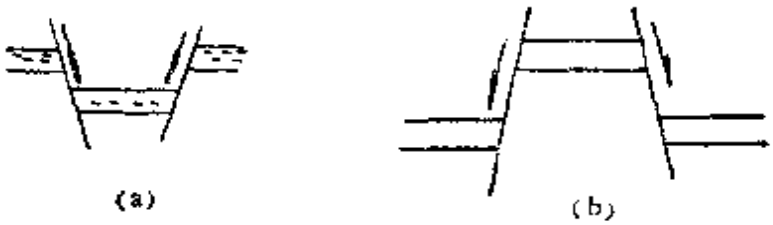



图1-33　地堑和地垒

(a)—地堑；(b)—地垒

（2）叠瓦构造与阶梯构造　数条大致平行的逆断层，其倾向一致，呈叠瓦状排列。形成叠瓦构造；数条大致平行的正断层，倾向一致，呈阶梯排列，形成阶梯状构造，图1-34。

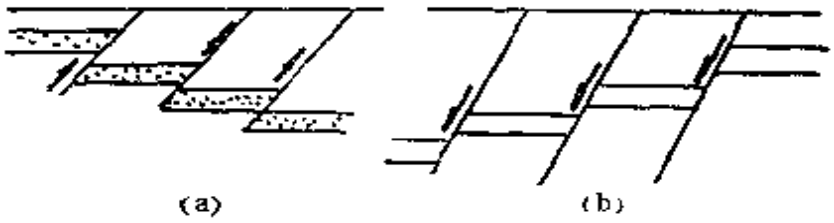



图1-34　叠瓦构造和阶梯状构造

(a)—叠瓦构造；(b)—阶梯构造

断层在地壳中分布广泛。在一定条件下，对油、气藏起破坏作用，但是在另一些条件下，对油、气的圈闭起重要作用。必须具体分析不同地区断层发生、发展与油气运移、聚集时间之间的关系，才能认识断层对油、气田形成的作用。

## 四、地层接触关系

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。反映地壳运动的地层接触关系多种多样，但归纳起来有整合和不整合两种基本类型。

### （一） 整合接触关系

整合接触指的是上下两套岩层之间无沉积间断的连续沉积；岩层产状一致，层理平行或大体平行，沉积区在一个比较长的时期内稳定下降，形成沉积物连续堆积。这种接触关系完全符合沉积相的共生组合规律。

### （二） 不整合接触关系

不整合接触关系的形成，是因地壳运动方向和性质的改变，使上下两套岩层之间有沉积间断的结果。根据上下两套岩层的产状情况，可分为平行不整合和角度不整合两种接触关系。

#### 1. 平行不整合接触关系

平行不整合接触关系又叫假整合接触关系其特征是上下两套岩层互相平行，但为不连续沉积，中间有沉积间断即缺失了一部分地层；上下岩层中的生物化石的特征不同，在时间上不连续，下岩层的顶面有风化剥蚀面存在，如图1-35。

#### 2. 角度不整合接触关系

角度不整合接触关系的突出特征是上下两套地层产状不

同，呈一定的角度相交。其它特征与假整合相同。如图1-36。

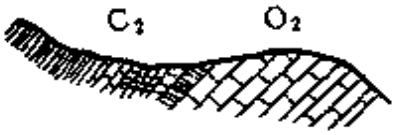



图1-35 北京周口店太平山中奥陶统与中石炭统呈平行不整合接触

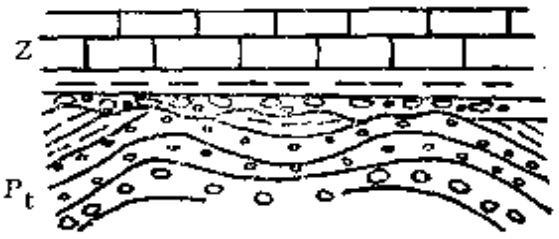



图1-36 角度不整合接触图示

## 五、含油、气盆地内的地质构造单元

油、气的生成、运移、聚集和分布规律同区域地质构造有密切关系。石油地质研究工作通常以含油、气盆地为基础，对盆地内部构造划分为一、二、三级构造单元。

### （一） 构造单元的划分

划分含油、气盆地构造单元的原则是：应在地质、物探和钻井资料的综合分析基础上，充分考虑盆地内不同地区、不同时代地壳运动的基本特点，还要从找油、气的实际出发，最大限度地反映出有利的含油、气地区。因此，把含油、气盆地内部构造单元依次划分为三级。见表1-19。

上列各级构造单元可与盆地中油、气聚集单位相适应，一级构造单元相当于含油、气区，二级构造单元相当于油、气聚集带，三级构造单元相当于油、气田。

### （二） 各级构造单元的基本特征

#### 1. 一级构造单元的基本特征

（1）坳陷 是盆地内在地质发展史上，以相对下降占优

表1-19　盆地内构造单元的划分和类型

| 基本构造单元 | 一级构造单元 | 二级构造单元 | 三级构造单元 |
|---|---|---|---|
| 盆地 | 隆起<br>坳陷<br>斜坡 | 长垣<br>背斜带<br>背斜带<br>断裂带<br>单斜带<br>尖灭带 | 穹窿<br>短轴背斜<br>长轴背斜<br>鼻状构造 |
| | 亚一级构造单元 | | |
| | 凸起<br>凹陷 | 超覆带<br>挠曲带 | 断块<br>向斜 |

势的一级负向构造单元。这类地区长期稳定下降，形成了巨厚的沉积岩层，是生成油、气的主要地区，如松辽盆地的中央坳陷等。

（2）隆起　是指盆地内区域性长期相对上升占优势的地区，为盆地的一级正向构造单元。

隆起的形状常略成椭圆形或呈长条状。隆起的形成多与基岩断块升起有关，以断裂和邻近构造单元为界。

（3）斜坡　是区域性的大单斜。它的基本特征是坡度平缓。在斜坡范围内常见的地层接触关系是超覆不整合接触和岩性尖灭带，构造常见挠曲、阶地、鼻状构造、断层。

2.　二级构造单元的基本特征

二级构造单元，是指盆地中隆起、坳陷或斜坡内的次一级构造单元。由若干个相邻的、有成因联系的，具有一定分布规律的三级构造所组成。现将几种主要类型的特征分述如下：

（1）长垣　由若干比较平缓，宽大的背斜构造组成的二级构造称为长垣。其长度达几十到几百公里，隆起幅度为几

十到几百米，两翼常不对称。长垣构造的轴向常与盆地的主要构造方向一致，一般分布在盆地中央坳陷或斜坡带上。

（2）背斜带　由若干个具有同一方向性的背斜构造组成的二级构造称为背斜带。常呈线状、雁行状排列，是由水平挤压作用而形成的。背斜带的特点是长度大，闭合度大，两翼倾角大且不对称，宽度小。

（3）断裂带　在断陷盆地里，由若干个呈带状分布的断块或被断层复杂化的不完整的背斜称为断裂带。也可进一步分成构造断裂带、断裂构造带、断阶带和断鼻带等各种二级构造带。

（4）挠曲带　在斜坡上，由于基底断裂活动，使上覆沉积盖层的倾角突然变陡的地区称为挠曲带，呈陡坎状。挠曲带上常伴有鼻状构造或小型背斜构造。

3.三级构造单元

是二级构造单元上的局部构造单元，如背斜、鼻状构造、断块区、向斜等。

# 第二章　石油和天然气的生成、运移、聚集和油、气藏类型

## 第一节　石油和天然气的生成

石油和天然气的成因问题是一个争论已久并仍在深入研究的课题。争论中心是有机成因还是无机成因。长期以来，人们在实践过程中发现绝大多数的油、气田分布在沉积岩中，油、气的化学成分与沉积岩中有机物质的化学成分有很多共同之处，而且在地史时期中，生物发育广泛的阶段和地区，相应的沉积岩中油、气愈丰富，因而有机成因学说就占了绝对优势，指导着油、气勘探工作。本节将根据有机成因的观点介绍油、气生成问题。

### 一、油、气生成的原始物质

石油和天然气是有机物质在适当的地质环境中，经过生物化学和物理化学作用生成的。有机物质来源于曾经生活在地球上的生物遗体。地球上的生物不仅分布广泛，而且很多生物繁殖速度十分惊人。如一个细菌24h内可繁殖$10^{86}$个后代，总重量等于$1.4\times10^{17}$t。在地史时期巨厚的有孔虫灰岩、珊瑚礁体和各种化石等的形成都可以证实这点。沉积岩中含有大量的古生物，有机物质在某些粘土岩中含量可达1%～3%，它们就是生成石油和天然气的物质基础。

有机物质的成分相当复杂，主要有脂肪、蛋白质、碳水化合物、木质、树脂、蜡等。一般认为，除树脂和木质外，其它成分都可以转变成油、气。

一般动物和微生物的脂肪、蛋白质含量比高等生物高，且高等生物繁殖力弱，数量少，并大多生活在陆地上，遗体易被氧化难以保存。而低等生物繁殖力强，数量多，大多生活在水中，遗体易保存。因此对油、气生成而言，动物比植物有利，低等生物比高等生物有利。许多生油岩中常含大量的微体古生物化石，如介形虫、鞭毛虫、抱球虫、放射虫等，证实了这一理论。

## 二、油、气生成的地质环境

地球上的有机物质极其丰富，但并非都能保存下来并转化成石油和天然气。实际上大部分都被氧化破坏。只有部分在还原环境中，得以保存的不溶有机物质即干酪根，转化为石油、天然气。因此缺氧的还原环境是有机质保存的必要条件。缺氧还原环境主要受下列因素影响：

1）地壳长期缓慢下降，且下降幅度能不断地被沉积物质补偿，而水的深度不变，有利于有机物质的保存。

2）浅海区的陆棚、海湾、泻湖及内陆湖泊的深水、半深水区是低等生物生存和大量繁殖的地区，也是油、气生成最有利的地带。

3）大地构造位置　油、气绝大多数分布在地台区的向斜和边缘坳陷、褶皱区的山前坳陷、山间坳陷和中间地块等构造单元中。

4）古地形　沉积盆地内各部位下降速度不同，盆地古地

形常发生起伏变化而形成水下隆起和水下洼地，洼地较宁静，更适于有机物质堆积和保存，隆起部分水流较动荡，易形成分选好的储集层。

5)没有强烈的造山运动，但具有小幅度的多旋回的地壳运动。

## 三、有机质向油、气转化的物理、生物化学条件

沉积物中大量有机物质在缺氧的还原环境中保存下来，但能否生成油、气，还要看是否具备了一定的物理、生物化学条件。油、气生成的过程，实际上是有机物质在一定的物理、生物化学条件(包括温度、压力、氧化作用、接触剂、细菌作用等)下，完成去氧加氢富集碳的过程。对生油起主导作用的是温度。随着沉积物埋藏深度的增加，温度上升。平均地温梯度每埋深1000m增加25℃，当温度达到85℃左右时，不溶有机质(干酪根)中形成油。时间影响着这种反应，1000万年的时间在85℃形成油，而4亿年时间生成油的温度就只要40℃。温度高于150℃时，液体烃则分解形成甲烷和固体沥青。因此有一个生成石油的温度'窗'。由于细菌作用，甲烷可在浅处生成，也可在极深处从干酪根或石油中生成。

## 四、生油层

生油岩又叫生油母岩或油源岩，指的是在过去地质时期中曾经生成过石油和天然气的岩石。生油层和非生油层相间组成的一套岩性-岩相类型相似的岩系叫做生油层系。

生油岩有其共同的岩性、岩相特征和地球化学特征。

### (一)生油层的岩性、岩相特征

岩性是生油层的最直观特征，它反映了沉积时水体的深浅、水流急缓、气候干湿等古地理、古构造环境，有机物繁殖、堆积、保存和向油、气转化的条件。

按其岩性特征，可将生油岩分为两大类。

1. 泥质岩类生油层

以泥岩、页岩为主，其次为砂质泥岩及泥质粉砂岩等。这些岩石是在浅海、海湾、泻湖、内陆深水湖泊等较为宁静的环境中形成的。

泥质岩类生油层的主要特征：

1)岩石的颜色多为黑色、灰黑、深灰、绿灰色等暗色。

2)含有大量的有机物质及丰富的动、植物化石。

3)具有还原环境的指相矿物黄铁矿、菱铁矿等。

我国陆相盆地生油层的岩性、岩相特征见表2-1。

2. 碳酸盐岩类生油层

包括含有大量有机质的生物灰岩、暗色微-隐晶质泥灰岩、灰岩及白云岩等。它们为广阔的浅海相及深水湖相沉积。这类生油岩与泥质岩类相比除岩性不同外，其余都相同。

### (二) 生油层的地球化学特征

鉴别生油层，不仅要利用岩性和岩相特征，而且要利用地球化学的特征，进一步说明是否具备生成油气的基本条件。主要地球化学的特征，进一步说明是否具备生成油气的基本条件。主要地球化学指标有：

1.剩余有机碳

剩余有机碳指岩石中残存下来的有机碳，用来表示地层中有机质丰度，是判断地层是否具备生油条件的重要指标之

表2-1 我国主要陆相盆地生油层的岩性、岩相特征

| 地区 | 层位 | 岩性、岩相特征 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 颜色 | 岩性 | 自生矿物 | 岩相 |
| 松辽 | $K_1$嫩江组 | 灰绿-灰黑色 | 泥岩为主 | 含大量黄铁矿，为不规则状及球粒 | 半深水湖相 |
| | $K_1$青山口组 | 深灰-灰黑色 | 泥岩为主 | 状含大量球状黄铁矿聚合体 | 深-半深水湖相 |
| 四川 | $J_2$大安寨组 | 灰绿-灰黑色 | 泥岩、介壳灰岩 | 含大量分散状黄铁矿 | 深-半深水湖相 |
| 华北 | $E_1$沙河街组 | 灰绿、深灰色 | 泥岩、油页岩为主 | 含有黄铁矿 | 半深水湖相 |
| 华东 | $E_1$阜宁组 | 灰色-灰黑色 | 泥、页岩为主 | 含有黄铁矿 | 深-半深水湖相 |
| 柴达木 | $E_3$下干柴沟组 | 灰色、深灰色 | 泥岩、钙质泥岩为主 | | 深-半深水湖相 |
| 准噶尔 | $P_2$上二叠统 | 黑色 | 页岩为主 | 有分散状黄铁矿 | 半深水湖相 |
| 酒泉 | $K_1$下新民堡群 | 灰黑色 | 泥页岩 | 含有分散状黄铁矿 | 深-半深水湖相 |
| 鄂尔多斯 | $T_3$延长统 | 灰绿-灰黑色 | 泥岩为主 | | 深-半深水湖相 |

一。

在地质历史演变过程中，沉积物中的有机质有的被氧化、分解，变为其它物质，仅小部分残留下来，保存在岩石之中，其中碳是有机质的主要成分，我们称“单位重量岩石中有机碳重量的百分数”为有机质丰度。

研究表明：剩余有机碳的含量在陆相地层中不低于0.3%；碳酸盐岩中不低于0.08%就可具备生油条件。在我国各陆相盆地的暗色泥质岩类剩余有机碳的含量一般为1%，高者可达3%～4%；碳酸岩类一般为0.2%～0.3%。

2. 反映氧化、还原环境的指标

沉积物中有机质向石油转化，必不可少的条件是还原环境。常用的反映生油层还原环境强弱的指标有：指相矿物、二价铁与三价铁的比值($Fe^{2+}$：$Fe^{3+}$)、铁还原系数、还原硫(负二价硫)等(表2-2)。

从表中看出铁的还原系数“K”说明沉积物形成过程中环境的氧化-还原程度，“K”值愈小，环境的氧化程度愈强，反之，环境的还原程度愈强。

我国主要的陆相生油层“K”值为0.22～0.43，属弱还原亚相和还原亚相的沉积。

3. 反映有机质向石油转化程度的指标

具备丰富的有机质和还原环境就可使有机物往生成油的方向转化，但转化的快慢及程度，还取决于温度、压力、催化剂等一些因素的影响。有机质向油、气转化的程度主要有以下指标：

分散沥青 岩石中呈分散状态的沥青物质是有机质向油、气转化的产物，是油、气运移之后残留下来的重要组

表2-2　我国陆相沉积地球化学相的分类标准

| 铁的还原系数K \ 自生矿物含量 | | 相对于总铁的含量，% | | | 矿物地球化学相 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | $Fe^{3+}_{HCl}$ | $Fe^{2+}_{HCl}$ | $Fe^{2+}_{FeS_2}$ | |
| 氧化相 0～0.2 | 强氧化亚相 0～0.05 | >75 | <25 | 0 | 赤铁矿相 |
| | 氧化亚相 0.05～0.12 | 50～75 | 25～50 | 0 | 菱铁矿-赤铁矿相 |
| | 弱氧化亚相 0.12～0.20 | 25～50 | 50～75 | 微　量 | 赤铁矿-菱铁矿相 |
| 还原相 0.2～0.8 | 弱还原亚相 0.2～0.3 | <12.5 | >75 | <12.5 | 菱铁矿相 |
| | 还原亚相 0.3～0.55 | 微　量 | 50～75 | 25～50 | 黄铁矿-菱铁矿相 |
| | 强还原亚相 0.55～0.80 | 0 | 25～50 | 50～75 | 菱铁矿-黄铁矿相 |
| 硫化氢相 >0.8 | | 0 | <25 | >75 | 黄铁矿相 |

注：$Fe^{3+}_{HCl}$相当于赤、褐铁矿铁，$Fe^{2+}_{HCl}$相当于菱铁矿铁，$Fe^{2+}_{FeS_2}$相当于黄铁矿铁。

分，它的存在及含量大小，在一定程度上反映了有机质向油、气转化的程度。

**沥青化系数**　分散沥青含量与剩余有机碳含量的比值叫沥青化系数，表示有机质向油、气转化的程度。系数愈大，表示转化程度愈高，说明生成油、气的总量愈大。

## 第二节　油、气的运移

石油、天然气生成后，起初是呈分散状态存在于生油层

内，不成为矿藏。只有在各种外力作用下，通过运移才能在适当场所富集成油、气藏。所以油、气运移是从油、气生成到油、气藏形成整个过程中的一个重要环节。

## 一、油、气运移的主要方式

石油和天然气都是能流动的流体，它们既可以通过岩石孔隙通道运动，也可透过其它物质进行分子运动。它们的主要运移方式有两种：

### （一） 渗滤

储于岩石孔隙中的油、气、水在一定压差条件下所发生的运动叫渗滤。

石油、天然气和地下水的渗滤作用是沿着岩石中各种互相连通的孔隙或裂隙进行的。特别是构造裂隙，常把互相隔绝的、孤立的孔隙连通起来，促进油、气渗滤作用的进行。

### （二） 扩散

物质的分子运动，使其在各个方向浓度趋于平衡的现象，称为扩散。

扩散是一种十分普遍的物理现象，只要存在各种物质分子的浓度差，就都能相互进行扩散，液体、固体的扩散速度比气体慢得多。扩散时，物质分子总是从浓度大的地方向浓度小的地方运动。因此，油和气生成后，就从高浓度的生油层向低浓度的非生油层逐步扩散而进入储油层，直到受到盖层阻挡之后，其扩散才停止。

尽管石油和天然气在运移过程中是以渗滤和扩散两种方式进行的，但对油气藏的形成而言，渗滤是重要的。下面将简述促成油气渗滤的压力差存在的几个因素。

## 二、促进油、气运移的外界条件

地壳运动，给油、气运移创造了很多外界条件，主要有下面几种：

### （一） 地静压力

上覆沉积物重量所造成的负荷，称为地静压力。在一个沉积盆地里，因沉积作用不断进行，上覆沉积物的厚度及重量和所产生的静压力就会越来越大，当地静压力达到一定程度后，下部的早期沉积物逐渐被压缩，并固结成岩，同时其孔隙中的油、气、水被挤压出来，向低压区的孔隙空间运移。

### （二） 构造运动力

在地壳构造运动中，地下岩层发生褶皱和断裂，同时驱使岩层中的流体移动，这种由构造运动造成的各种应力，就是构造运动力，简称动压力。

褶皱运动还造成地层倾斜，形成背斜和向斜，造成新的高压区和低压区，以至形成供水区和泄水区，促使流体沿倾斜地层作侧向运移。各种断层、裂缝和地层不整合面，都可成为油、气运移的通道。

### （三） 水动力

在储集层内，随深度而增加的水柱静止压力，称静水压力。当沉积物固结成岩后，地静压力就由岩石的颗粒支架所承担。油、气从生油层进入含水的储集层之后，所受地层压力主要不是地静压力而是静水压力。

水所以能够流动，是由于存在高差。由于地壳运动的作用，地下储集层常具有不同高度的供水区和泄水区（如图2-1）

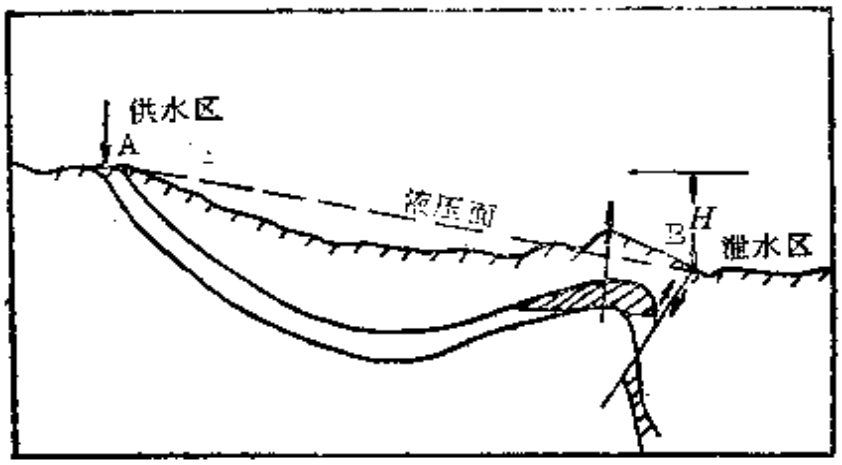



图2-1　水动力作用下的流体运移

图中A、B两点分别为供、泄水区，其海拔高差$H$即为水压头。在水压头作用下，水从A处流向B处。因地下水的流动所产生的动力，称水动力。A、B间的高差($H$)越大，则水动力($p$)越强。如果储集层内含有油、气，则水可携带油、气一起运移而集中到圈闭内形成油、气藏。

（四）　浮力

由于水、油、气的密度不同，发生重力分异作用，气轻上浮，水重下沉，油居中间。这种促使水、油、气发生分异作用并使油、气沿地层上倾方向移动的力，称浮力。

（五）　毛细管力

在毛细管内，使液面上升或下降的作用力称毛细管力。液面是上升还是下降，决定于液体对管壁的润湿程度。润湿则上升，反之，则下降。液体都具有尽可能缩小其表面的趋势，沿表面的、使表面有收缩倾向的作用力，叫液体的表面张力。在地下充满水、油、气的岩石中，因油、水对岩石孔隙管壁的界面张力不同，润湿程度也不一样，一般水比油容

易润湿岩石，故在岩石孔隙中，当油、水接触时，界面向水突出，毛细管力指向油，图2-2。

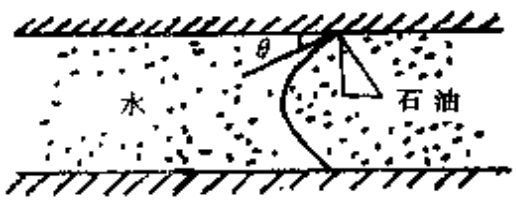



图2-2　毛细管孔隙中油水接触面示意图

毛细管力和油水界面张力成正比，与孔隙半径成反比。岩石孔隙半径越小，毛细管力就越大。因此，小孔隙内的毛细管力比大孔隙内的大，在大、小孔隙之间形成毛细管压力差，这个压差指向大孔隙。因此，对岩石润湿性较强的水就把油从小孔隙中驱赶到大孔隙内。当泥质岩与砂质岩接触时，泥质岩就将砂质岩中的水吸出来，同时将其生成的油气挤到砂岩中去。

在油、气运移的整个过程中，上述几种外力所起作用的大小，由具体情况而定。一般认为，油气从生油层向储集层运移阶段，主要受压力和毛细管力的作用，以渗滤的方式进行垂向和侧向的运移，称初次运移；油、气在储集层内部运移阶段，水动力起主要作用，油气主要以渗滤方式进行侧向运移，称为二次运移。同时，重力也使油、气产生浮起现象，尤其在水压头不大的情况下，浮力的作用更为显著。

## 第三节　石油的聚集

石油的生成、运移和聚集是油、气藏形成过程中不可分割的三个阶段。在岩层中运移着的油、气，遇到适宜的地质条件——‘圈闭’，才能聚集起来形成油、气藏。

## 一、圈　闭

### （一）圈闭的概念

在地层中呈分散状态的油、气，若不能集中起来，将会逸散或遭到各种因素的破坏，不能形成油、气藏，只有当这些分散的油、气在运移过程中遇到遮挡，运移不能继续进行，而集中在一起，并被保存下来，才能形成油、气藏。这种能阻止油、气继续运移，并使油、气聚集起来形成油、气藏的场所（地质体）称为"圈闭"。

圈闭是由三部分组成的：

储集层具有孔隙或缝孔洞等储集油、气空间的岩层，如砂岩、石灰岩、白云岩等。

盖层覆盖在储集层之上能阻止油、气散失的不渗透岩层，如泥岩、页岩、石膏、盐岩等。

遮挡物　从各方面阻止油、气继续运移的封闭条件。这种封闭条件，可由盖层本身的拱型弯曲形成，如背斜构造；也可由断层遮挡、地层超覆和岩性尖灭等遮挡条件所形成。

圈闭的基本特点就是它能聚集油、气。在油源充足的前提下，圈闭的存在是形成油、气藏的必要条件。

### （二）圈闭的类型

圈闭是地壳运动的产物。在不同的地质环境中，地壳运动可以造成各种各样的封闭条件，形成种类繁多的圈闭。按其成因，基本上可以分成三种类型：

构造圈闭　由构造运动发生的地层褶皱和断裂。这些褶皱和断裂在条件具备时，就可形成构造圈闭，如背斜圈闭、断层圈闭。

**地层圈闭**　地壳升降运动引起地层超覆、沉积间断、剥蚀风化等，形成地层超覆不整合，角度不整合、假整合等，若其上部为不渗透地层覆盖即可构成地层圈闭。

岩性圈闭　在沉积盆地中，由于沉积条件的差异造成储集层在横向上发生岩性变化，并为不渗透岩层遮挡时，即形成岩性圈闭，如砂岩尖灭、透镜体等。

上述是三种基本的圈闭类型，有时还可见到它们彼此结合而形成的复合型圈闭。

### （三）　圈闭的参数

圈闭实际容量的大小与下列几个基本参数有关。以背斜圈闭为例表示，如图2-3。

**溢出点**　流体充满圈闭以后开始溢出的位置，图中A

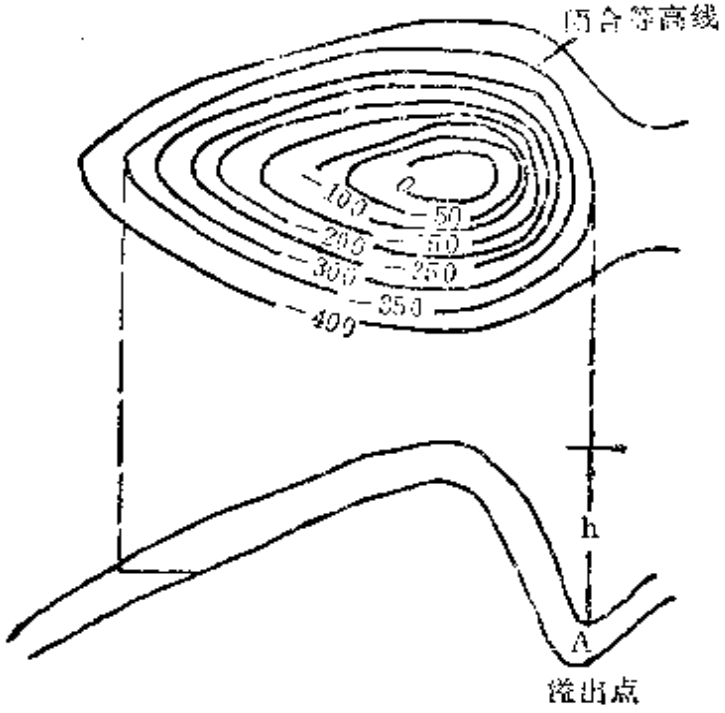



图2-3　圈闭基本参数图

点。

闭合高度　圈闭中储集层的最高点与溢出点间的高差，图中$h$。

闭合面积　通过溢出点的构造等高线所圈闭的面积，如图中－350等高线所圈闭的面积，用“$A$”来表示。

储集层的有效厚度　储集层中具有工业性产油能力的那一部分地层厚度，用“$t$”表示。

有效孔隙度　用“$\phi$”表示。因此，圈闭的有效容积，即实际容量为：

$$V = A \cdot t \cdot \phi$$

圈闭有效容积越大，则储集油、气的数量越多；反之，则储集油、气的数量越少。如果圈闭的实际容量太小，就没有开采价值。

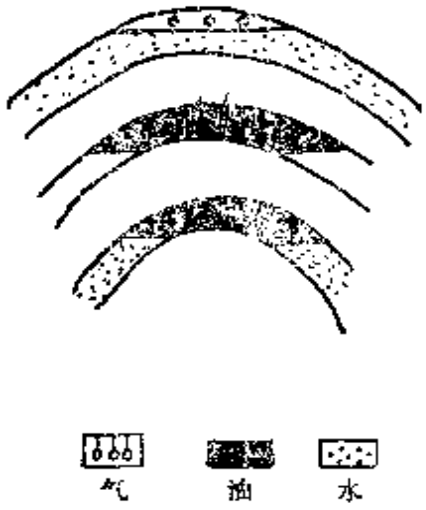



图2－4　油、气藏示意图

## 二、油、气藏

### （一）油、气藏的概念

油、气藏是指在单一圈闭中具有统一压力系统的油、气储集。如果在一个圈闭中只聚集石油，则称“油藏”；只聚集天然气，则称：“气藏”；同时聚集石油和天然气，则称“油、气藏”，图2－4。

通常说的“工业油、气藏”是指在目前技术条件下开采油、气藏的投资低于所能采出油、气经济价值的油、气藏。

在圈闭中油、气、水按密度大小呈有规律地分布。气最轻、油次之、水最重，它们分别储集在圈闭的顶部、中部和下部，但同一个油、气藏必定有统一的压力系统。

为说明油、气藏的规模和平面分布，需要掌握油、气、水的界限，常用以下几个参数。以背斜油、气藏为例，以图2-5来说明：

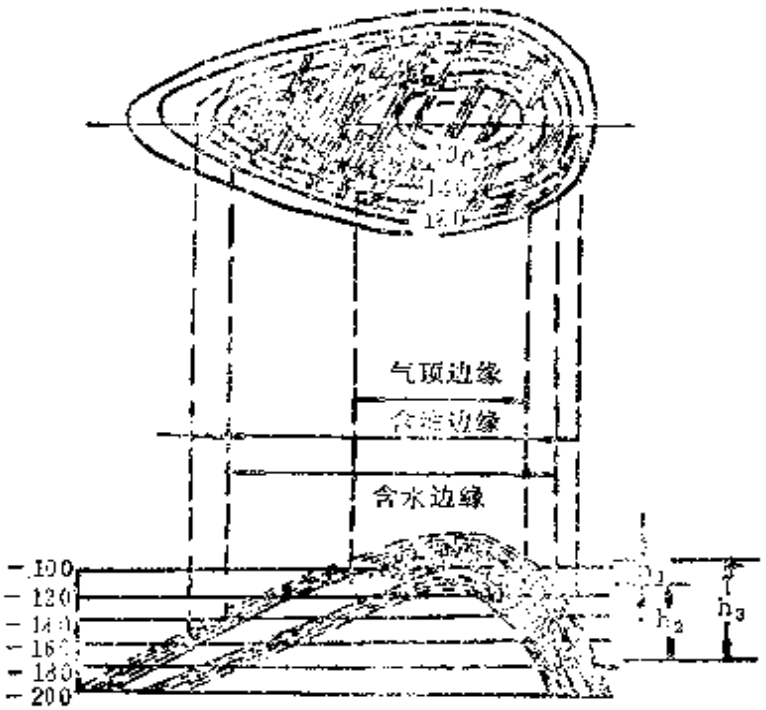



图2-5　背斜油、气藏简图

$h_1$—气层高度；$h_2$—含油高度；$h_3$—油、气藏高度

含油、气高度　油-水接触面与油、气藏最高点的海拔高差，如图中$h_3$；当有气顶时，则含油高度为油-水接触面与油-气接触面的海拔高差，如图中$h_2$；而油-气接触面与油、气藏最高点之海拔高差称为含气高度，如图中$h_1$。

含油边缘　水和油的外部分界线。在此线以外没有油只

有水。它是油-水接触面与含油层顶面的交线。对于气藏，则称含气边缘或气顶边缘。

含水边缘　油和水的内部分界线。在此线以内没有水分布。它是油-水接触面与含油层底面的交线。

含油气面积　指含油气边缘所圈的面积。

底水和边水　在周围衬托着油藏的水称为边水，图2-6(a)。若油层很厚或很平缓，在整个含油边缘内的下部都有水，则叫底水，如图2-6(b)。

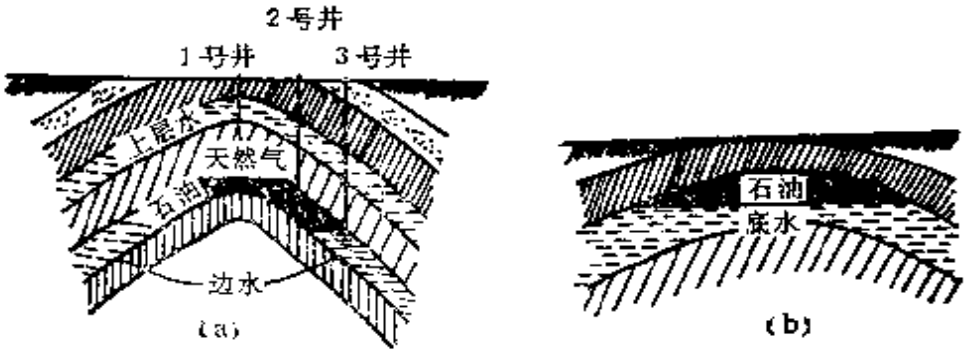



图2-6　边水及底水示意图

## (二)　油、气藏的分类

在国内外已经发现的油、气藏种类很多，不同类型的油、气藏的勘探方法及开发方案有所不同，为了加速勘探和合理开发油、气藏，就必须正确判断油、气藏的类型。

圈闭是油、气藏形成的必要条件。圈闭的类型及形成条件对油、气藏的类型及形成条件起决定作用。因此，在油、气藏分类时，以圈闭的成因类型为基础，能反映油、气藏的成因和各类油、气藏的特征，按照上述原则可将油、气藏分为构造油、气藏、地层油、气藏和岩性油、气藏三大类。

1.构造油、气藏

油、气在构造圈闭中的聚集叫构造油、气藏。其共同特点是：聚集油、气的圈闭是由于构造运动的结果而形成的。是分布最广泛的一类油、气藏。其中又可以分为背斜油、气藏、断层油、气藏和构造裂缝油、气藏。

（1）背斜油、气藏　背斜油、气藏是最重要的一类油、气藏。我国已开发油田中，以背斜油、气藏为主。按成因可分为：1）与褶皱作用有关的背斜油、气藏；2）基底隆起背斜油、气藏；3）压实背斜圈闭油、气藏；4）盐丘背斜圈闭油、气藏；5）逆牵引背斜（滚动背斜）圈闭油、气藏。

背斜油、气藏的形成：

储集层的空间常为地下水所充满，这些水在有的地区处于停滞状态，有的地区处于流动状态，且流速也因地而异。

在水压面近于水平，渗透性良好的储集层中，自由水基本上处于停滞状态。分散状态的油、气进入储集层以后，在浮力作用下，油、气就会沿上倾方向浮起，逐渐向背斜圈闭的最高部位（即压力最低的地方）聚集，如图2-7，形成背斜油、气藏。其油水界面将大致是水平的。

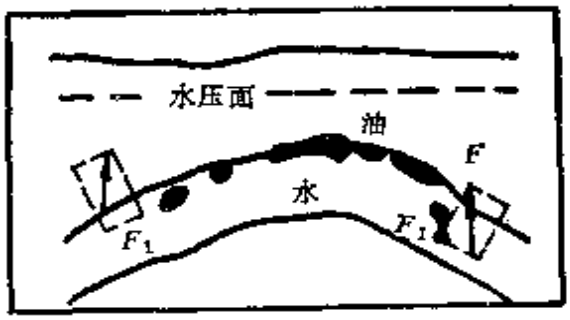


图2-7　背斜油、气藏形成示意图

但许多地区，聚集层的供、泄水区因高差而产生水的渗流。由于地质条件和构造部位不同，使水压损失，水的流速和方向也不同；另外，只要流体性质无变化，在不同构造部

位储集层产状不同，浮力沿上倾方向的分力也不同。在此情况下，油、气进入储集层之后，就会受到浮力和水动力的双重影响，它们相互影响，相互制约，就决定了油、气在背斜中聚集成油、气藏。

如果油、气不断供给，则圈闭灌满程度也越来越大，一直到油(气)水界面达到溢出点，剩余油(气)便随水继续向前运移。

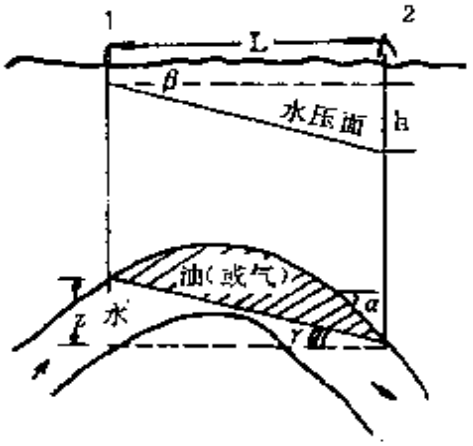



图2-8　在水动力作用下圈闭的有效性

L—1、2号井间距离；
h—1、2号井间水压面高差；
Z—1、2号井间油(或气)水界面高差；
α—储集层下游一翼的倾角；
β—水压面的倾角；
γ—油(或气)水界面倾角

在水动力作用下，背斜油气藏中的油-水界面发生倾斜。随着水动力作用的加强，倾斜角度增大，当水动力作用使油-水界面的倾角大于地层倾角时，则油将会被"冲"走，背斜圈闭便失去作用，如图2-8。

(2)断层油、气藏　断层油、气藏指的是在储集层上倾方向受断层遮挡所形成的圈闭内的油、气聚集。它在我国有广泛的分布，并已发现高产断块油田。

a.断层圈闭油、气藏的主要类型　断层油、气藏的类型也多种多样，根据圈闭的成因，主要有1)断层与鼻状构造组成的油、气藏；2)由弯曲断层与倾斜地层组合成的油、气藏；3)由交叉断层与倾斜地层结合组成的圈闭油、气藏；4)由两条弯曲断层面两侧相交组成的圈闭油、气藏；5)由断层与倾斜地层岩性尖灭组成的油、气藏。

b.断层在油、气藏形成中的作用　从油、气运移和聚集来看，断层对油、气聚集所起的作用，具有两重性，既可起封闭作用又可起通道和破坏的作用。而且在断层的发生和发展过程中还可互相转化。

c.断层油、气藏的特点　断层油、气藏的类型很多，断层在油、气藏形成中的作用也很复杂，但有它们自己的特点。

1）沿断层附近储集层渗透性好　断层实际上为一断裂带，沿断裂带的岩石常破裂而产生裂隙，增高储集层的渗透率，成为油、气藏的高产区，特别是在致密、性脆而易破裂的储集层内，这种现象尤为显著。

2）断层油、气藏的分布比较复杂　在断层多而复杂的构造断裂带内，形成的断块多而小，分隔性强，油、气、水分布复杂，甚至各断块油、水分布自成系统，造成勘探、开发上的复杂，如我国大港油田。

受上述背斜和断层控制的油、气藏分布广泛。在自然条件下，往往背斜与断层伴生，因而许多油、气藏是受背斜和断层双重控制的。

3）构造裂缝油、气藏　构造裂缝油、气藏是指那些圈闭为构造成因的、储集层是裂缝性的一类油、气藏。我国四川盆地的许多气田的气藏属于碳酸盐岩裂缝性气藏。

圣灯山气田（图2-9）含气面积的分布受裂缝发育状况控制，而不像孔隙性储集层，油、气分布受等高线控制。

构造裂缝油、气藏的特点是在分布上更复杂，具有明显的不规则性，而且常常相邻生产井的产量相差悬殊，高产井群中伴有低产井或“干”井，低产井群中伴有高产井。

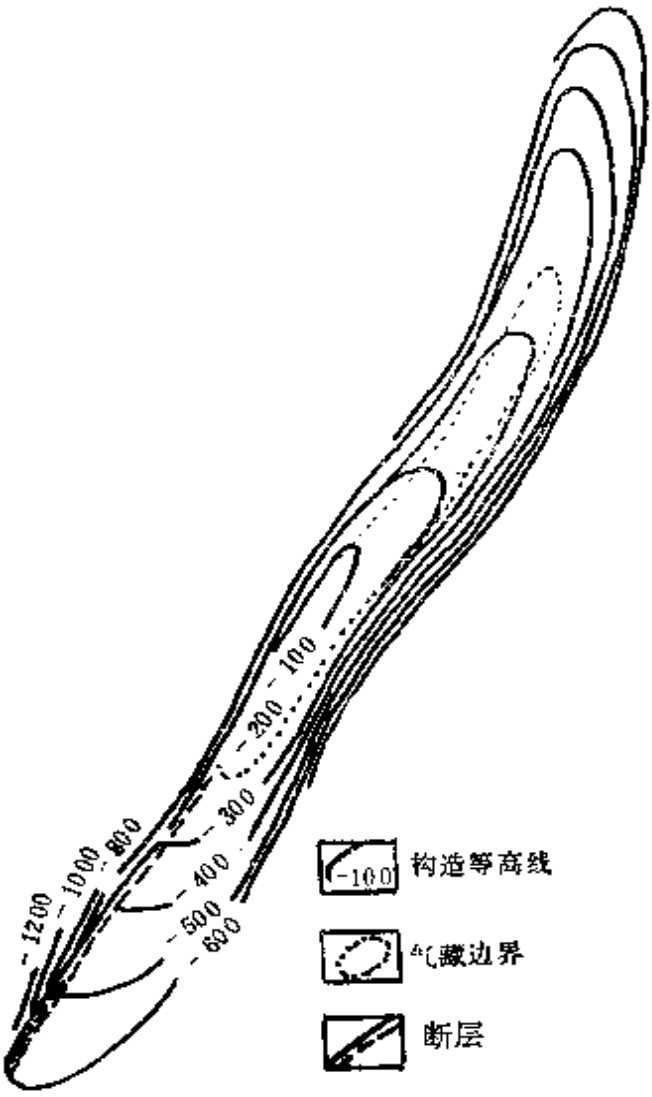



图 2-9　圣灯山气田构造图

2. 地层油、气藏

由于地层连续性的中断所形成的圈闭称地层圈闭。其中的油、气聚集，称地层油、气藏。地层圈闭的形成与构造圈闭不同。前者是与地层超覆、沉积间断及剥蚀作用有关；后者是因地层变形变位的结果。

根据圈闭的成因，地层油、气藏分为以下类型：

（1）古潜山油、气藏　古潜山的形成与区域性的沉积间断及剥蚀作用有关。在某个地质历史时期，地壳运动使某区域上升，经历强烈的风化和剥蚀作用后，在古地形上，形成相当大的突起、洼地，于是在突起上形成了风化孔隙带。当该区域再度下降，剥蚀突起上覆盖了不渗透地层以后，在不整合面及其以下老地层的孔隙带就形成古潜山圈闭。图 2-10为渤海湾盆地八里庄潜山油藏的两个相邻的古潜山圈闭，储集层为震旦亚界及寒武系白云岩，上覆第三系为盖层。图 2-11为古潜山受断层分割而形成断

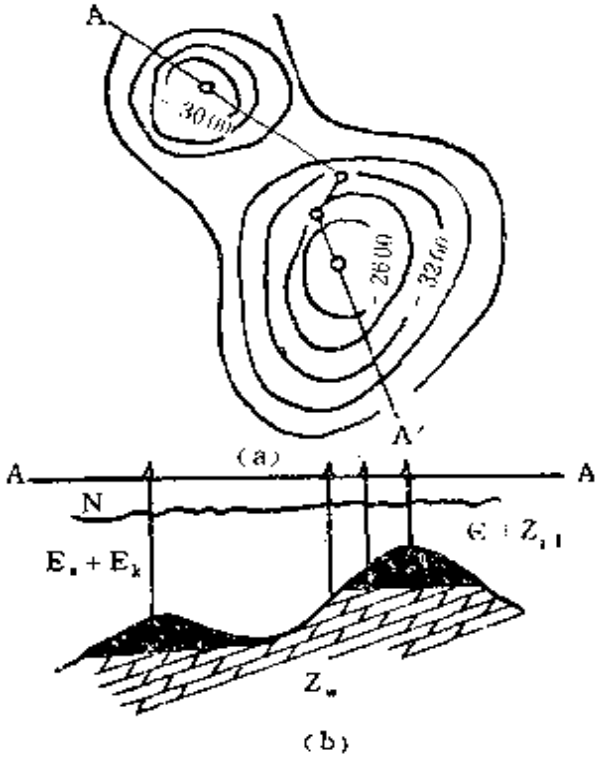



图 2-10　八里庄潜山油藏

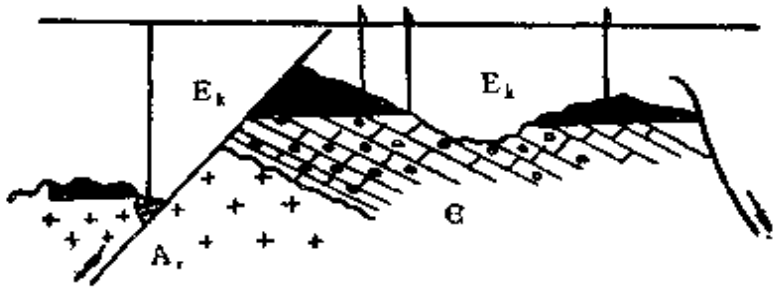



图 2-11　平方王潜山油藏
（剥蚀面基本形态为背斜）

层与古潜山相结合的古潜山圈闭。

组成古潜山的岩石多为致密坚硬的石灰岩、白云岩、砂岩、岩浆岩或变质岩。由于长期的风化、剥蚀和地下水的循环，使这些岩石形成次生孔隙带。特别对碳酸盐岩层，地下水的溶解作用更为重要，次生孔隙带不仅发育在不整合面附近，而且在不整合面以下也有，其深度受当时地下水面的控制。地下水面时升时降，则在不整合面下的碳酸盐岩层常可出现许多次生孔隙带，称岩溶带。

古潜山与构造的关系是多种多样的，有的与古构造隆起一致，有的为古背斜，有的为单斜构造，也有的古潜山形成于古构造的向斜处，还有的古潜山是在古断块隆起的基础上形成的。

（2）地层超覆油、气藏　在一个沉积盆地中，地壳运动在下降或上升的总趋势下，常引起区域性或局部性的水进、水退，发生地层的超覆或退覆。超覆是当水进时，沉积范围逐渐扩大而形成的。较新岩系超越、覆盖较老岩系，并向陆地扩展而与更老地层侵蚀面呈不整合接触。地层退覆是在水退时发生的，较新岩系的沉积范围愈来愈小。在实际地质环境中，水进、水退常交替出现，在剖面上则表现为超覆不整合面与退覆剥蚀面相交，如图2-12所示。

油、气聚集于地层超覆圈闭中，即形成地层超覆油、气藏。

3.岩性油、气藏

由于沉积环境变迁导致沉积物岩性发生横向变化，形成岩性尖灭体和透镜体圈闭，在这类圈闭中形成的油、气聚集，叫岩性油、气藏。主要特点在平面上，常成群成组连

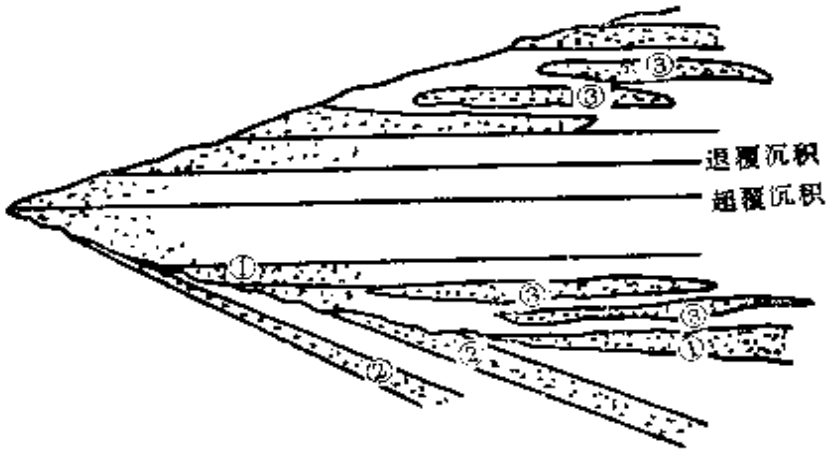



图 2-12　与地层超覆有关的圈闭类型

1—地层超覆圈闭；2—地层不整合圈闭；3—海滩透镜体圈闭

片，或呈杂乱式的互不相连的无规则分布；在剖面上，储集层呈层状、羽状或相互参差交错。岩性油、气藏常见的有：

（1）岩性尖灭油、气藏及透镜体油、气藏

a.岩性尖灭油、气藏　在呈楔状、上倾尖灭于泥岩之中的砂岩尖灭体中聚集了油、气，就是岩性尖灭油、气藏。如图 2-13所示。

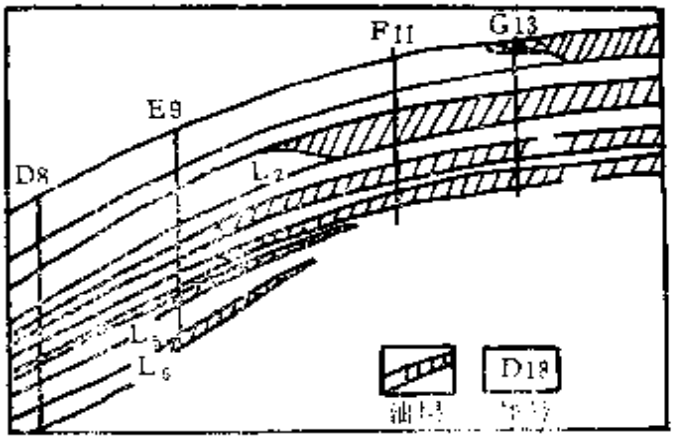



图 2-13　老君庙油田西部围斜剖面图

b.透镜体油、气藏　储集层呈透镜状，周围均被不渗透层所限制而形成的圈闭中的油、气聚集，就是透镜体油、气藏，如图2-14。

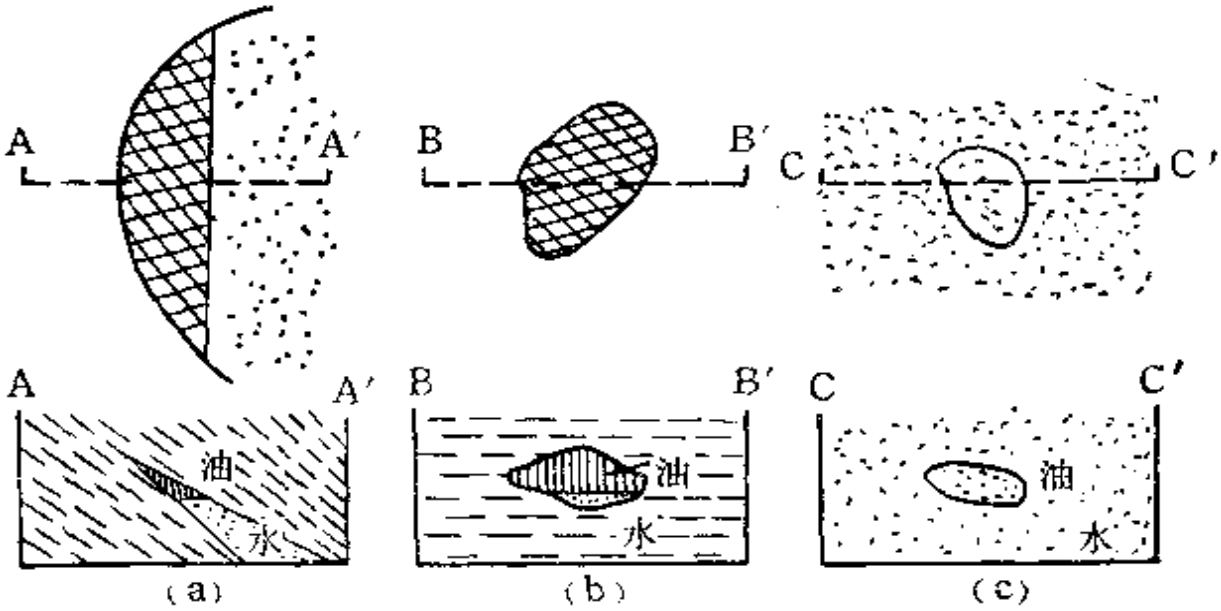



图2-14　矿岩尖灭体及透镜体圈闭

(a)—砂岩尖灭圈闭；(b)—透镜体圈闭；(c)—低渗透砂岩中的高渗透带

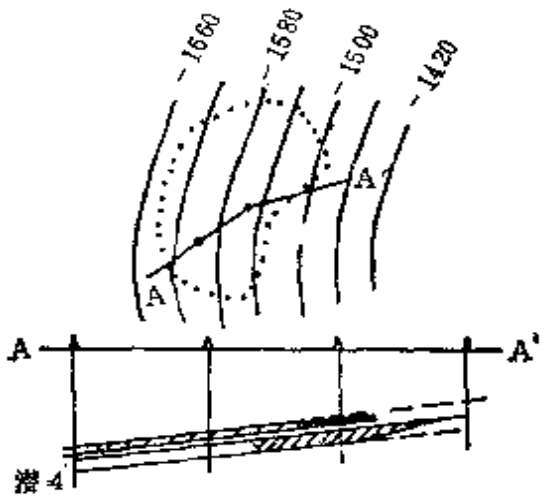



图2-15　张港油田

我国张港油田，位于江汉盆地潜江凹陷中心古隆起对着沉积物源的一侧，分布有岩性尖灭和透镜体圈闭的油藏，如图2-15。

（2）生物礁块油、气藏　油、气在生物礁块中的聚集，称生物礁块油、气藏。生物礁块

是由珊瑚、有孔虫、腕足类等生物遗体堆积而成，常平行于古海岸，呈带状分布，如图2-16。

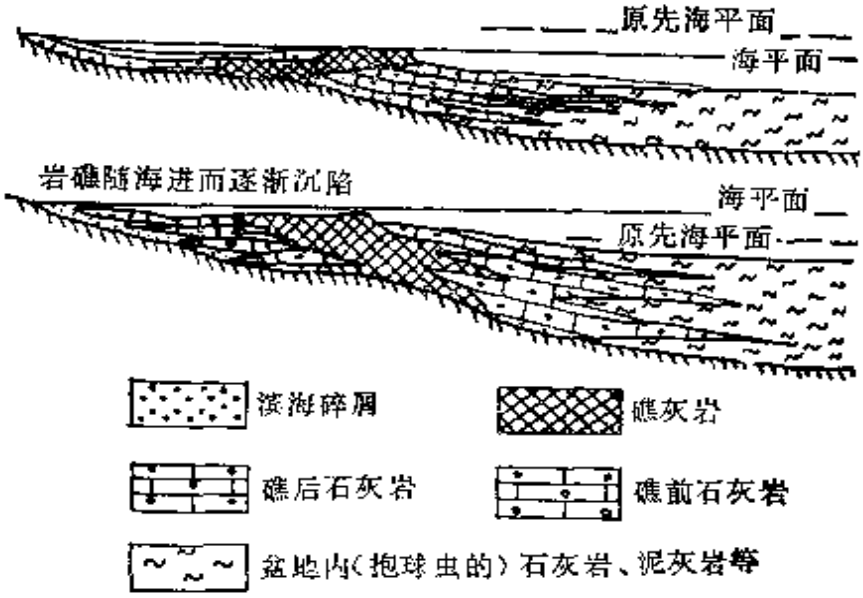



图2-16　礁块岩组各相带分布图

我国碳酸盐岩沉积广泛分布，南海的珊瑚礁很多，发现生物礁块油、气藏的远景是很大的。

油、气藏的成因分类，是目前用得最广泛的一种分类。实际工作中还有根据油、气藏形成时间和储集空间驱动类型、油水分布、储层产状等进行分类。

根据油、气藏形成的时间可分为：

原生油、气藏　当油、气生成以后，就向储集层运移，并在圈闭中聚集而形成油、气藏。这样的油、气藏未遭受过构造运动及其它因素的破坏，称原生油、气藏。

次生油、气藏　在构造运动及其它破坏性因素的影响下，原生油、气藏遭受破坏，其中的油、气再次运移、聚集

在新的圈闭中，形成新的油、气藏，称次生油、气藏。

根据储集层的空间，油、气藏分为：

孔隙性油、气藏　储集油、气的空间是孔隙。油、气的丰富程度决定于孔隙度的大小。储集层是各种类型的碎屑岩，以砂岩为主。其孔隙则以成岩过程中的原生孔隙为主。

裂缝性油、气藏　储集空间和渗滤通道主要是裂缝的油、气藏。其储集层可以是致密坚硬的砂岩、泥岩、碳酸盐岩；也可是岩浆岩、变质岩，其中以碳酸盐岩最为重要。

# 第三章　油、气田地质

## 第一节　油、气田地质研究的基础资料

要开发好油、气田，作好采油、采气工作，必须对油、气田的地下地质情况认识清楚。这样就要求在油、气田正式开发以前和开采过程中，通过钻井地质、矿场地球物理(测井)、矿场地质(试油、试井、试采)及开发地震等多种途径，获取比较齐全准确的资料，加深研究油、气田的构造、储集层、流体、渗流物理、温压系统的特征，估算并核实油、气储量和预测采收率。

### 一、钻井地质

钻井地质是油、气田地质的基础。钻井地质工作是在钻井过程中，取全取准直接和间接的反映地下地质情况的资料数据，作为油、气田评价和开采的依据。按照取资料的不同方法，一般将资料分为十二类：井位、岩屑、泥浆、岩心(包括井壁取心)、钻时及气测、测井、试油及中途测试、特殊作业、分析化验、井身、地震测井和试验性资料等。

#### (一)地质录井

1.钻时录井

钻时是指每钻进1m厚度的岩层所需要的时间(min/m)。这是一种简便及时的录井方法。

钻进速度的快慢首先取决于岩石的可钻性。一般松软地层比坚硬地层的钻进快；疏松含油砂岩钻进最快，普通砂岩较快，泥岩、灰岩较慢，玄武岩、花岗岩最慢。钻进速度还与钻井技术(如钻头类型和新旧程度、钻井措施、泥浆性能和排量等)有直接的关系。虽然影响因素很多，但在一定井段内，钻时相对是稳定的。

应用随井深变化的钻时曲线，可以定性判断岩性，解释地层剖面。

2. 岩心录井

在钻井过程中，用一种取心工具所取出的地下岩石叫作岩心。取得的岩心除在钻井井场进行收集、描述、编制录井草图外，还要对岩心进行实验室内的常规分析和特殊分析，最后结合各种资料再编制成岩心综合录井图。

根据这些资料的分析研究，可以了解古生物特征，确定地层时代，进行地层对比；研究储层岩性、物性、电性、含油气性以及它们之间的关系；掌握地化指标和生油特征；观察岩性和沉积构造，判断沉积环境等等。

3. 岩屑录井

地下的岩石被钻碎后，随泥浆返到地面，这些岩石碎块叫做岩屑。钻井过程中，按一定间距连续收集和描述岩屑的过程叫做岩屑录井。由于这种方法成本低，简便，了解地下情况及时，且资料系统，故被广泛使用。

在岩屑录井中要做到井深准、迟到时间准，以获取有代表性的岩屑。描述时着重于岩石定名和含油气情况。岩屑录井草图主要用来进行地层对比，为测井解释及钻井工程提供相应的资料和依据。

岩屑录井一般用来掌握井下地层层序、岩性，初步了解含油、气、水情况。特别是在预测和及时卡准潜山风化壳的工作中，尤为重要。

4.泥浆录井

钻井泥浆是由粘土、水和化学处理剂搅拌而成的悬浮液和胶体溶液的混合物。在钻井时用来带动涡轮，冷却钻头钻具，携带岩屑，保护井壁防止垮塌，平衡地层压力，防止井喷井漏等。在钻遇油、气、水层或特殊岩性时，泥浆性能会发生各种变化。连续记录泥浆性能及其变化的方法叫做泥浆录井。利用泥浆录井资料可以定性地判断油、气、水层和特殊岩层。

5.气测井

气测井是直接测定钻井泥浆中可燃气体含量的一种测井方法。气测井分为半自动气测和色谱气测两种。

半自动气测用来区分油层、气层以及轻质油层和重质油层。色谱气测常用以判断油、气层性质，划分油、气、水层。

6.井壁取心

井壁取心是用井壁取心器，按规定位置在井壁上取出地下岩石的方法。它在电测完成之后，自下而上进行，是岩心和岩屑录井的补充。由于它是在岩心、岩屑录井和电测井之后进行的，目的性更明确，除了证实岩性、电性、含油性间的关系外，还可以解决一些疑难问题。

各种录井的基础资料、草图及综合图，对于对比地层，划分油、气、水层及认识储集层特性是极为重要的。

### （二） 地层测试

地层测试是在钻井中途或完井之后进行的，测量油气层

产量、压力、渗透率、流体样品等资料的方法。

中途测试在裸眼井中进行，在油气层被泥浆浸泡时间不长，油气层受损害不大的情况下，迅速进行测试，取得一系列地层参数。但是，中途测试一般只在岩性致密，井壁较规则，地层不垮塌，井身状况较好的井中进行。完井测试通常在套管中进行。目前采用的方法有钻柱测试和电缆式地层测试两种，不仅用于裸眼井，还可用于套管井。

1.钻柱测试

这种测试方法是以钻柱作为地层流体流到地面的导管，测定地层流体的类型和地层的潜在产能。主要设备由接在钻杆下部的测试工具、封隔器及地面控制部分组成。

测试工具有多流测试器(MFE)和压力控制测试器(PCT)两种。后者适用于海上钻井和斜井。

通过测试器内的管内压力计测量目的层段的地层压力和流动压力。测试层段能自喷时，在地面计量油、水的产量；不能自喷时，测量钻杆内液面高度，计算产量。天然气的产量使用孔板流量计或垫圈流量计测量。在测试器中可以取得测试阀关闭前的井下流体样品，供地面分析，以提供PVT参数。

对于钻柱测试压力卡片的解释，应用计算机自动处理。对压力卡片的定性分析，可以大致判断出油、气、水层、渗透性的高低、地层有无损害、以及储量的大小等(图3－1、3－2)。

对压力卡片的定量解释，可以得出地层压力、渗透率、产能、堵塞比、研究半径等重要参数。

2.电缆式地层测试

这种测试方法是用电缆将测试器下至测试目的层段，由

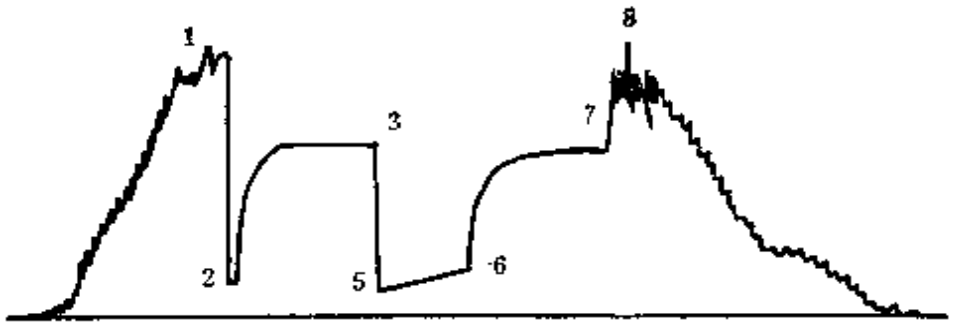



图3－1　产气砂岩的钻柱测试(据Lynes联合服务公司)

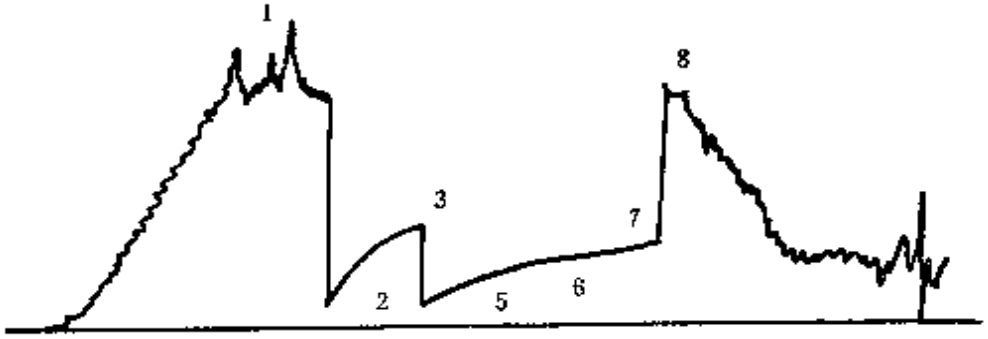



图3－2　具重油渗透性砂岩钻柱测试(据Lynes联合服务公司)

地面测井车进行控制，测试操作的全过程记录于胶卷上。它的特点是：对地层破坏性小，油、气井处于完全控制状态，效率高。但由于测试时间短、取样量小，定量解释的精度受影响。

测试工具多采用重复式地层测试器(RFP)。一般可以确定油气比、含水率、原油性质，估算日产油、气量，估算渗透率和测压力剖面及气、油、水界面等。

### （三）　岩心分析

钻井所取的岩心是油、气层最宝贵的直接资料，除了在现场进行必要的整理和一般分析外，更主要的是做实验室内的各种分析化验工作。岩心的室内分析分为常规分析和非常

规分析，大致可按以下五种内容进行：岩心薄片鉴定，粒度分析，储油物性常规分析，孔隙结构研究及渗流特征研究等。

1.岩心薄片鉴定

将岩心磨制成截面积约1cm²、厚度约0.3mm的薄片，利用偏光显微镜来观察，可以进行岩石定名，了解成分、结构，统计孔、洞、缝的关系及研究成岩后生变化等，这是常用的方法。

2.粒度分析

采用筛析、沉降及自动粒度分析仪等方法，对岩心的粒度大小和粒度分布进行系统分析，对判别沉积环境和了解储油物性是相当重要的。

将粒度分析得到的组分数据绘制成常见的直方图、频率曲线、累积曲线和概率值累积曲线后，可以用计算法，又可用图解法求得平均粒径($M_Z$)、粒度中值($M_d$)、标准偏差($\sigma_1$)、分选系数($S_o$)、偏度($SK_1$)和峰度($K_G$)等各个参数，进行成因和环境的研究，对比其影响孔隙度、渗透率的程度。

3.储油物性常规分析

孔隙度、渗透率、流体饱和度是衡量储油物性的主要参数。

岩石的孔隙度$\Phi$是指岩样所具的孔隙体积$V_p$与岩样总体积(视体积)$V_f$的比值，通常以百分数表示。实验室测定孔隙度多用直接测量法、浮力法、排出水银法测定$V_f$，而用气体法、颗粒比重法测定$V_p$。孔隙度的大小不仅决定着油、气储集的数量，也影响着油、气流动的能力。

在一定的压差下，流体可以在连通的孔隙中流动，表示

了岩石具有的渗透性。以渗透率来度量这种渗透的性能、能力，渗透率的大小是通过实验由达西定律确定：即粘度为1 mPa·s的单相流体，在层流条件下，当压差为0.1MPa，通过渗流面积为1 $cm^2$，长度为1 cm的岩样，所得流体为1 $cm^3/s$时，规定该岩样的渗透率为1$\mu m^2$。在CGS单位制中，其因次是$cm^2$。1$\mu m^2 \approx 10^{-8} cm^2$。在室内测定渗透率时用气体作为流体，以减少岩心的吸附和膨胀对测量的影响。

流体在孔隙中存在的数量和状况以饱和度来度量，即单位孔隙体积内油、气、水所占的体积百分数。流体饱和度的大小及变化直接影响着油、气田的评价和油、气的开采。

4.储集层孔隙结构分析

储集层的储集性能和产能，流体在储集层中的渗流，同时还受岩石微观孔隙特性的限制，因此还需要对所取得的岩心进行非常规的分析，包括压汞、扫描电镜、岩石铸体及孔隙图象分析等来了解孔隙结构的特征。

压汞又称水银注入法，是一种经典方法。压汞是把水银不断加压注入岩样中，用水银和水银蒸气代表油相和水相，测得水银、水银蒸气的毛管压力曲线。根据注入水银的毛细管压力和注入量，计算出孔隙喉道的半径值和相应的孔隙容积值。根据毛细管压力曲线的形态特征和特征参数，可以研究储集层的孔隙结构、预测生产能力、评价储渗性能和进行储集层分类。

扫描电子显微镜是利用具有一定能量的电子束轰击固体样品，使电子和样品相互作用，产生一系列电子信息。借助于特制的探测器分别进行收集、处理并成像。用以直观地认识样品的超微形状、结构及元素成分。它的立体图像清晰，

景深大，分辨率高，能定量、半定量地反映孔隙结构特征。

孔隙铸体是将铸体——带色有机玻璃或环氧树脂——压入岩石的孔、洞、缝中，使其固结后经溶蚀制成。或可切磨制成为0,3mm厚的薄片。孔隙铸体在立体显微镜下能观察到孔、洞、缝的形态，若配备图像分析仪和彩色照像可进行定量的测量。

5.渗流特征的分析

为研究油、气层的驱油机理和多相渗流特征，对岩心要测定其润湿性，油、气、水相对渗透率曲线等。

总之，通过钻井过程中的各种录井资料、地层测试资料和对岩心进行室内分析化验资料的分析研究，为我们认清油气田地下情况和采油、采气的工作打下了基础。

## 二、矿场地球物理测井

矿场地球物理测井(以下简称测井)是进行油(气)田地质研究工作必不可少的取资料手段。测井工作按照勘探开发阶段的不同，分别在探井、评价井(也称资料井)、开发井中进行。

测井是用专门的仪器沿井深测量岩石的各种物理性质及其中所含流体的性质，如导电性、导热性、放射性、弹性等。由于不同岩石及流体的物理特性的不同，根据获得的测井资料，可以间接地划分地层，判别岩石性质和油、气、水层，还能定量的确定储集层的物理参数。因为测井具有工艺简便，成本低，取得资料迅速，解释效果好等特点，尤其是电子计算机分析解释系统的引入，使得测井技术在国内外广

泛应用。

根据测井资料应用的目的不同，大致分为地层评价测井、工程测井和生产测井三类。本章介绍地层评价测井。常用的测井方法有电阻率测井、微电极测井、自然电位测井、感应测井、放射性测井、声波时差测井、井径测井等。在实际应用中，各种方法互相组合，形成多种测井系列。

### （一） 视电阻率测井

视电阻率测井是根据岩石导电性的差别，在井内研究钻井地质剖面。它所测量的参数——地层电阻率，由于受井的条件限制，如井径、泥浆电阻率、上下岩石差别及电极距的影响，并不是真电阻率，故称为地层(岩石)的视电阻率。这种方法是最基本、最常用的测井方法，用来判断岩性、划分油、气、水层，研究储集层的含油性、渗透性等。

#### 1. 岩石电阻率

横截面(S)为1 $m^2$，长度($l$)为1 m的岩石的电阻值称为岩石的电阻率(即1 $m^3$物质的电阻)。岩石的电阻率有以下的关系：

$$R = \rho\frac{l}{S}; \qquad \rho = \frac{S}{l}R$$

式中 $R$——岩石的电阻，Ω；

$l$——岩石的长度，m；

$S$——岩石的横切面积，$m^2$；

$\rho$——岩石的电阻率，Ω·m。

组成沉积岩的矿物绝大多数不导电。沉积岩之所以导电，主要是由于岩石孔隙、裂隙中储藏有导电的液体——地层水引起的。由于在油气储集层中地层水的饱和度不同，地

层水的含盐量不同，会使岩石的电阻率有较大的差别。

在实际应用中，对不同矿化度、温度、孔隙度、饱和度，有相应的电阻率公式或图版，可以查图表或计算得出其数值。

2.井下岩石电阻率的测量

测量装置包括供电线路、测量线路和井下电极系三个部分。电极共有四个：两个供电电极和两个测量电极。井下的一个供电电极和一对测量电极可组成两种类型的电极系：不成对电极间距离远小于成对电极之间的距离的电位电极系和成对电极之间的距离远小于不成对电极间距离的梯度电极系。

将电极系沿井身移动，通过地面仪器记录，便可测得一条反映井附近地层的视电阻率变化曲线。曲线种类与电极系的类型有关。

3.视电阻率曲线的应用

（1）划分岩层界面　根据各种类型电极系测得的曲线在岩层界面的特点，可以准确地确定不同岩层的分界面位置。

（2）确定岩性　在搞清岩性与电性关系的基础上，利用视电阻率曲线可以判断岩层的岩性，划分油、气、水层。

（二）　微电极测井

视电阻率测井在测量薄层时，曲线幅度没有明显变化。这是因为上下邻层、井筒中泥浆及井径变化等影响了曲线的形状，使其不能较准确地划分薄层的界线。为此，将井下测量电极系的电极间距缩小到几厘米，称为微电极系测井。

1.微电极系

微电极系电极间的距离为0.025m。三个电极组成两个

电极系，即$A0.025M_10.025M_2$的微梯度电极系和$A0.05M_2$的微电位电极系。微电极系电极距短，探测半径很小，微梯度电位系探测半径为5 cm；微电位电极系探测半径为8 cm左右。因此在测量时，井壁有无泥饼存在、井径大小及规则程度对测量结果都影响很大，故微电极系测得的视电阻率一般只反映了靠近井壁附近岩层电阻率的情况。微电极测井的下井装置见图3-3。

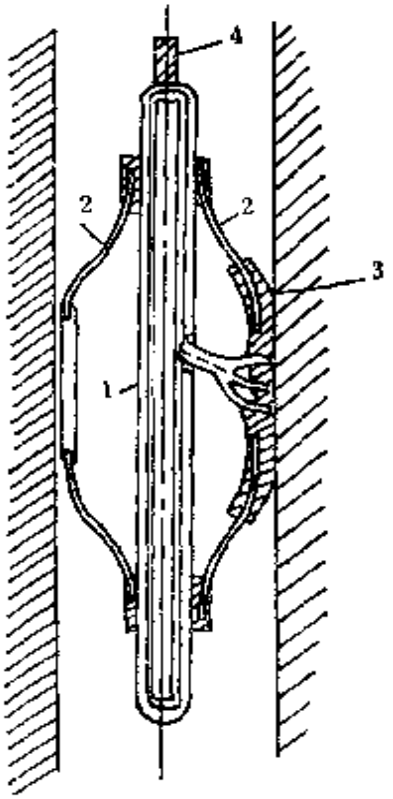


图3-3 微电极测井的下井装置

2.微电极测井曲线的应用

微电极测井在定性解释时应参考其它测井资料进行。它主要用来确定岩层界面和划分渗透性岩层。

（1）确定岩层界面　由于微电极系的电极距小，消除了邻层屏蔽影响，并减小了泥浆影响，一般可以用微电极曲线划分出厚度为20cm的薄层。

微电极测井曲线的分层原则是利用微电位曲线的半幅点来确定高电阻地层的顶、底界面。

（2）划分渗透层并确定岩性　渗透性岩层的井壁上有泥饼存在，泥饼电阻率为泥浆电阻率的1～3倍，而非渗透岩层没有泥饼。分析微电位曲线和微梯度曲线的幅度差可判断岩层渗透性的好坏，划分渗透层和非渗透层。在碎屑岩沉积

剖面上还可推测泥质含量的多少，确定岩性。

### （三）自然电位测井

在井内由于渗透层和非渗透层的存在，自然产生了电位。用一个井下电极和一个地面电极就可以测量到这种电位，我们称之为自然电位。自然电位测井是利用仪器测量自然电位随井深的变化曲线。这种测井方法的原理线路如图3-4。

井内自然电位产生的主要原因有二：一是地层水含盐浓度与泥浆含盐浓度不同，引起离子的扩散作用和岩石颗粒对离子的吸附作用；二是地层压力与泥浆柱压力不同时，在地层孔隙中产生过滤作用。一般所测得的自然电位多，为第一种原因产生的。

1.自然电位曲线的形状

自然电位曲线的形状如图3-5所示。由于砂岩与泥岩

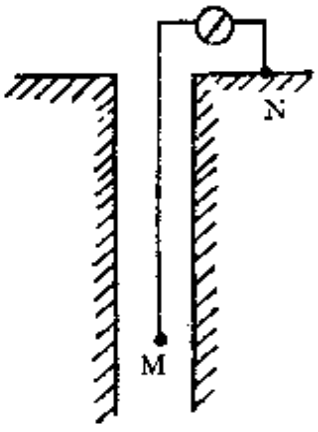



图3-4　自然电位测井原理线路图

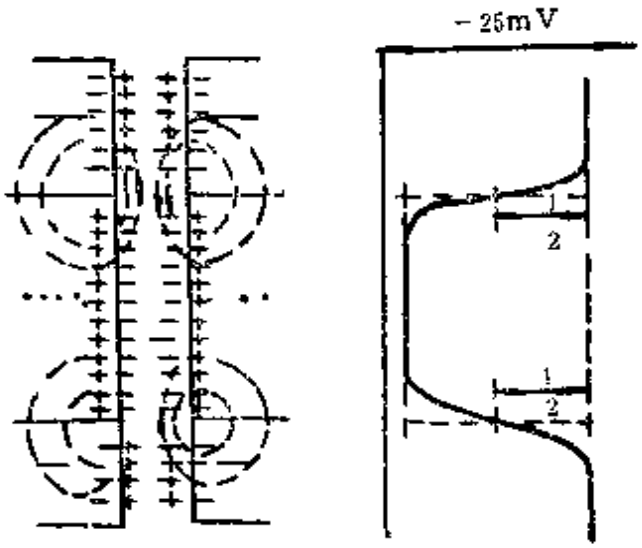



图3-5　井内自然电流分布及自然电位曲线形状

井壁上带有不同符号的电荷，当M电极沿井深测量时，在砂岩井段自然电位的电位差($\Delta U_{SP}$)为负值，在泥岩井段为正值。M电极在穿越岩层界面时，电位从正渐变为负(或由负变正)。因此可以用曲线变化的半幅点来划分岩层界面。异常极大值位于岩层中点，曲线对称于岩层中心。

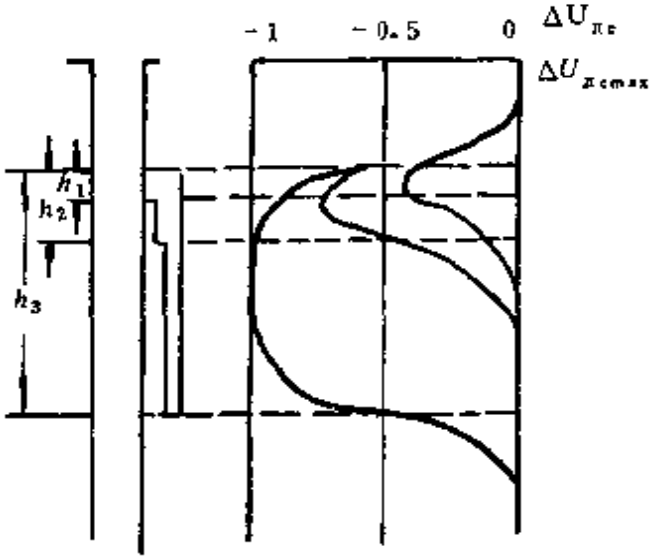


图3-6　不同厚度岩层对曲线形状影响

曲线幅度值大小，首先与井内扩散吸附电动势大小有关，即两者是正比关系。此外岩层厚度也对曲线幅度有影响，岩层厚度愈大，自然电位幅度值愈高，如图3-6。从图中可以看到，对于薄砂层，用自然电位曲线半幅度划分顶底界面，会造成岩层厚度大于实际厚度。

2.自然电位曲线的应用

(1)划分岩层界面　对于厚岩层可用曲线半幅度点划分岩层界面；对于薄岩层必须与视电阻率曲线配合，才能获得正确结果。

(2)确定渗透性岩层　视电阻率较高的岩层，可能是具有渗透性的油、气层或淡水层，也可能是致密岩层，如果配合自然电位曲线解释会获得明确结论。即当地层水矿化度(C　)大于泥浆滤液矿化度($C_{mf}$)时渗透性岩层自然电位出

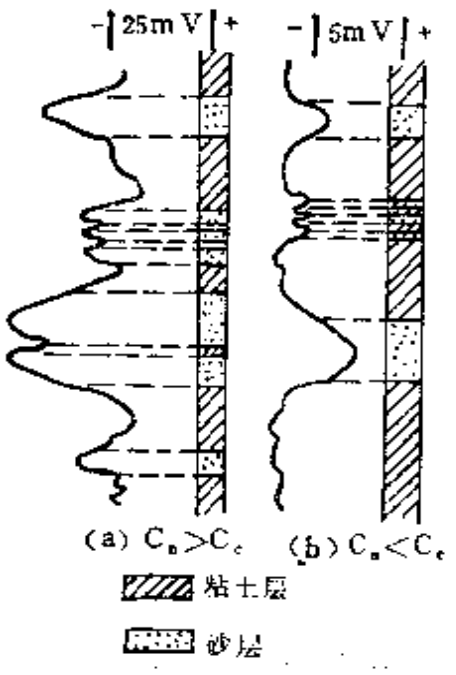



图3-7　自然电位曲线

现负异常，非渗透致密层为正异常；当$C_w < C_{mf}$时，情况恰好相反，如图3-7所示。

### （四）　感应测井

感应测井是研究地层电导率的测井方法。岩石的电导率是电阻率的倒数，单位为ms/m。电导率是衡量岩石导电能力大小的物理量。岩石电阻率越大，导电能力越差，则电导率越小；岩石电阻率越小，导电能力越好，则电导率越大。

感应测井曲线的应用

1．确定岩性

既然电导率为电阻率的倒数，因此视电阻率曲线上幅度值大的岩层，如油层、气层、致密砂层等，在感应测井曲线上恰恰都是低幅度值；而低电阻率层，如泥岩层，反而为高幅度值。

2．判断油、水层，划分油、水界面

感应测井曲线对地层电导率反映极为灵敏，水层电导率明显高于油层。在油、水界面附近，由于电阻率的急剧变化，引起电导率的急剧变化，在感应测井曲线上表现较明显，见图3-8。

### （五）　侧向测井

当井剖面岩层电阻率普遍很高或井内充满高矿化度泥浆时，用普通电极系很难划分岩层和确定岩层电阻率。因此采

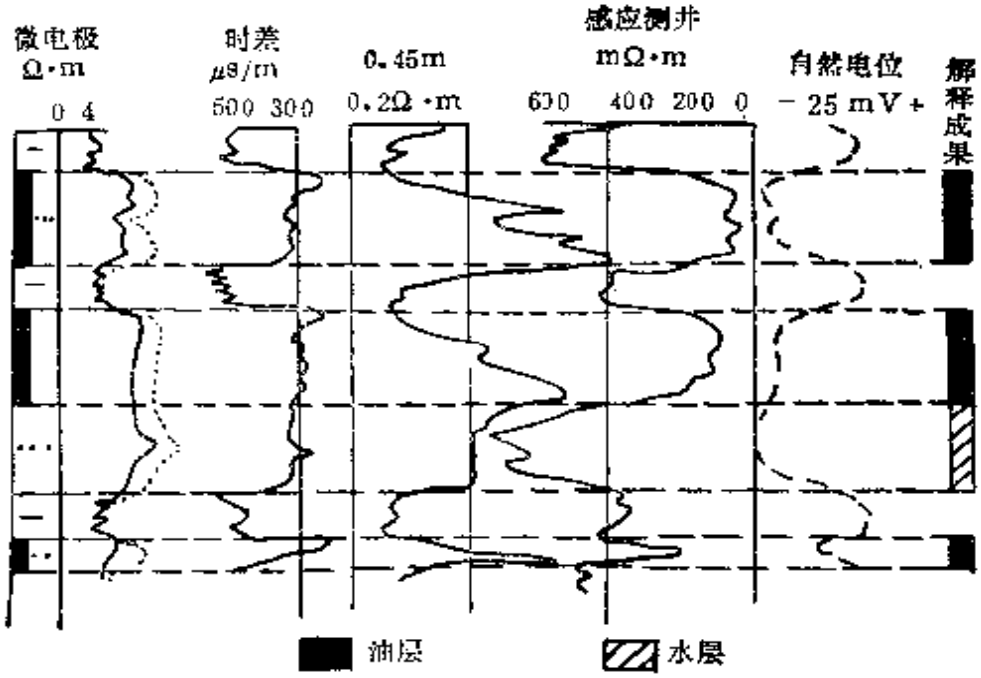



图 3－8　用感应测井曲线确定油、水层

用了带聚焦装置的电极系进行侧向测井。按附加电极的个数和电极之间的相对距离又分为三侧向、七侧向、六侧向和微测向测井等。

侧向视电阻率曲线的特点是对高电阻层具有对称性，最大值在地层中点，解释时只取最大值。可以近似以曲线突变点分层，对薄层分层能力比其它电阻率测井要清晰得多。

如果用两条不同电极距的侧向测井曲线，由于其探测深度不同，受泥浆侵入带电阻率、岩石电阻率影响不一样，根据两条曲线的幅度差可以划分渗透层和油、气、水层。油层、气层幅度差大，且显示正幅度差；水层幅度小，显示出负幅度差。

### （六）　放射性测井

在地层水矿化度较高的地区钻井，泥浆常被盐浸，使得

泥浆电阻率很低，电测井将无法进行。放射性测井是根据岩石的核物理性质，利用岩层中存在有放射性元素或人工产生放射性射线间接研究钻井地质剖面。由于放射性元素产生的射线可以穿过金属物质，所以在下套管的井中仍然可以进行测井工作，这为油气田投入开发后了解油、气、水重新分布情况带来方便。因此放射性测井也广泛用来解决井下工程技术问题。下面介绍两种常用的放射性测井原理和应用。

1.自然伽马测井

自然伽马测井是通过测量岩石的自然伽马射线强度来研究岩性的一种测井方法。

（1）岩石的自然放射性　自然界绝大多数岩石都含有放射性元素，如铀、钍、钾及其蜕变物等。沉积岩的生成环境及成分不同，它们中的放射性元素含量也有差别。

放射性元素含量较多的岩石，多半是颗粒较细的岩石，深海沉积的泥岩中含量最高。大多数沉积岩自然放射性射线强度与泥质含量有关，而泥质含量的多少又影响岩层的渗透性。因此测定岩层自然放射性强度可以求得岩石中泥质含量和渗透率。

（2）自然伽马曲线形状及影响因素

a.曲线对称于岩层中点，如图 3－9。

b.曲线幅度与岩石自然放射性强度成正比。此处与自然电位曲线情况有些近似，岩层厚度大于三倍井径时曲线幅度达到最大值，用曲线半幅点划分岩层界面。随着岩层厚度减小，曲线幅度降低，当厚度小于三倍井径时，用半幅度确定岩层界面误差较大。

c.测速对曲线幅度和形状有很大影响，如图 3－10，测

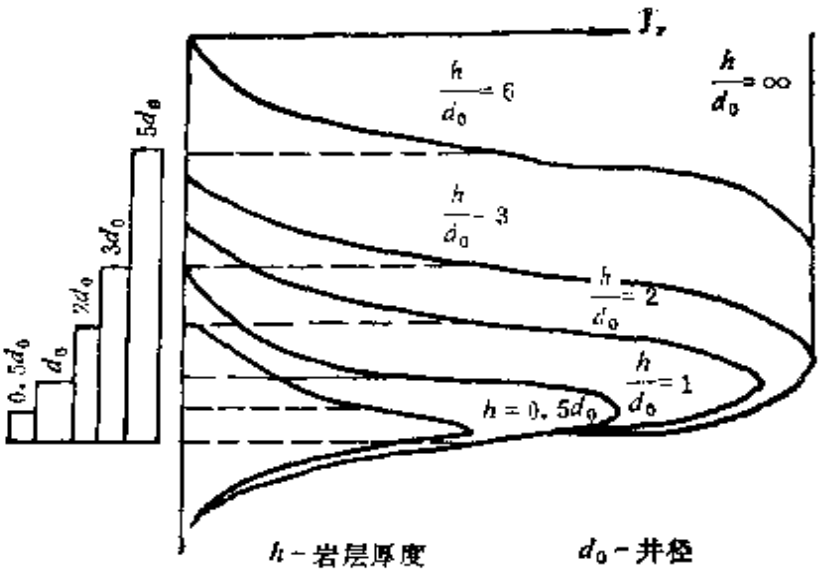



图 3－9　不同厚度岩层自然伽马曲线形状

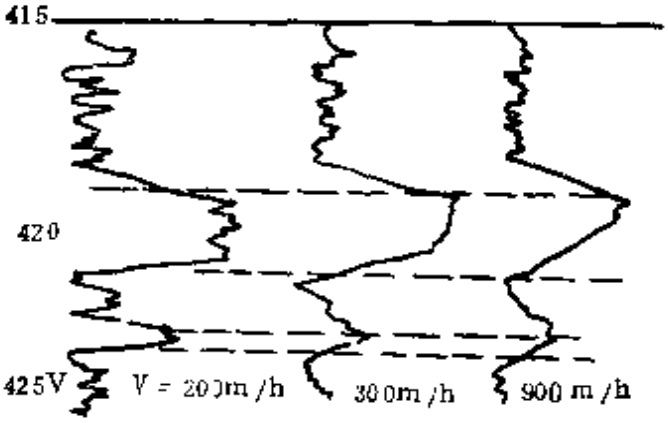



图 3－10　在不同测速下，伽马测井曲线形状

速过大会使曲线对称形状破坏，幅度值降低。故进行放射性测井时，测速不能过高，一般为200～400m/n。

（3）自然伽马曲线的应用　可配合其它测井资料或地质录井资料综合解释确定岩层岩性。泥岩曲线幅度值高；砂

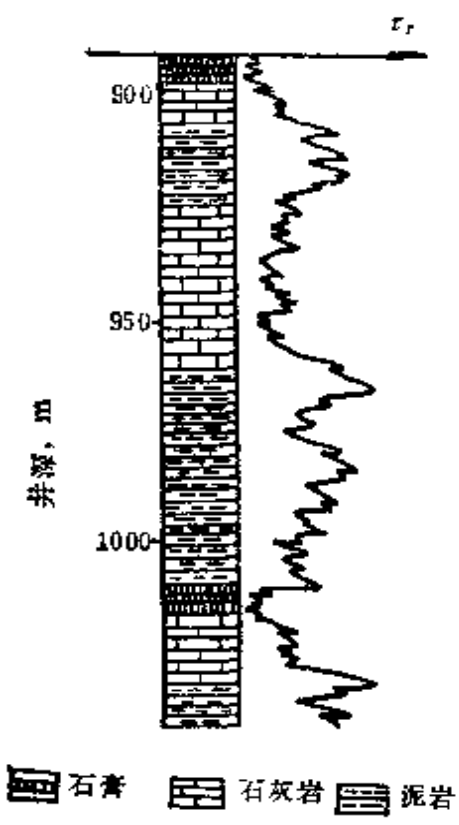



图3-11　自然伽马曲线解释示例

岩、碳酸盐岩、石膏等岩层幅度值低；含泥质岩层，根据其泥质含量的多少幅度值介于上述两者之间，如图3-11。此外，可以用曲线间接判断岩层渗透性；从曲线上比较容易选择区域性对比标准层，所以当用其它测井曲线难以进行地层剖面的对比时，可使用自然伽马曲线；

另外，这种测井可以在下套管的井中进行，因此广泛应用于工程技术测井，如跟踪定位射孔，找套管外窜槽等。

2．中子伽马测井

这是一种人工的放射性测井方法。它是用人工产生中子去"轰击"岩层，当中子与岩石中的矿物和岩石中流体的原子核碰撞后，中子损失了能量而被原子核俘获；原子俘获中子以后，成为激发状态的原子，它由激发状态过渡到稳定状态时，放出伽马射线。为了区别于自然伽马射线，将这种射线称为中子伽马射线。岩石性质不同，放出的中子伽马射线强度不同。中子伽马测井就是通过测量岩层原子俘获中子后所放出的中子伽马射线强度来研究钻井剖面。

中子伽马曲线的应用

（1）判断岩性　在碎屑岩剖面中自然伽马测井可以区分

砂岩及泥岩地层，如果砂岩中也含有放射性元素时，就会有较高的放射性强度，对于这种剖面仅用一种自然伽马曲线是很难区分的。此时可用中子伽马曲线与自然伽马曲线配合，对于含氢量较多的泥岩，中子伽马曲线上呈低幅度而砂岩呈现高幅度。

（2）判断油、水层和气层　在高矿化度地层水的地区，水层中氯的含量远大于油层，在这种情况下，对于水层，中子伽马曲线显示高值，油层为中等值，利用这个特点可划分油水界面。中子伽马测井判断气层更为有效，气层含氢量低于油、水层，曲线上显示为高值。

（3）判断岩层孔隙度　岩层中氢的含量决定了中子伽马射线的强度，而氢元素以溶液形式储藏在岩石孔隙中，在溶液性质已知的情况下，曲线幅度反映了岩层孔隙度的大小。

### （七）　声波时差测井

声波时差测井是测定声波在地层中传播的速度，从而确定岩层特性和区分油、气、水层。

声波时差测井曲线的应用

1．　判断岩性、孔隙性

岩石越致密，时差越小；岩石越疏松，孔隙度越大，时差就越大，如表 3－1 。

2．　区分油、气、水层

由于声波在水中传播的速度大于在石油中传播的速度，而在石油中传播速度又大于在天然气中的传播速度，故岩石孔隙中含有不同流体时，可以从声波时差曲线上反映出来，尤其对油、气界面或气、水界面划分更为明显。见图 3－12。

3．　划分裂缝性渗透层

表 3－1　声波在不同介质中的传播情况

| 介　　质 | 声　速，m/s | 时　差，μs/m | 密　度，g/cm³ |
|---|---|---|---|
| 泥　　岩 | 1830～3962 | 252～948 | 1.6～2.2 |
| 渗透性砂岩 | 2300～3300 | 300～440 | 2.1～2.8 |
| 盐　　岩 | 4600～5200 | 193～217 | 2.0～2.2 |
| 石灰岩(非孔隙) | 7000 | 141 | 2.3～3.0 |
| 白云岩(非孔隙) | 7900 | 125 | 2.44～2.9 |
| 泥质砂岩 | 5638 | 177 | —— |
| 泥灰岩 | 3050～6400 | 154～330 | —— |
| 天然气 | 300～350 | 3330～2860 | 0 |
| 石油(1℃) | 1032～1070 | 757～985 | 0.6～1.0 |
| 水 | 1530～1620 | 620～655 | 1.0(17℃时水) |

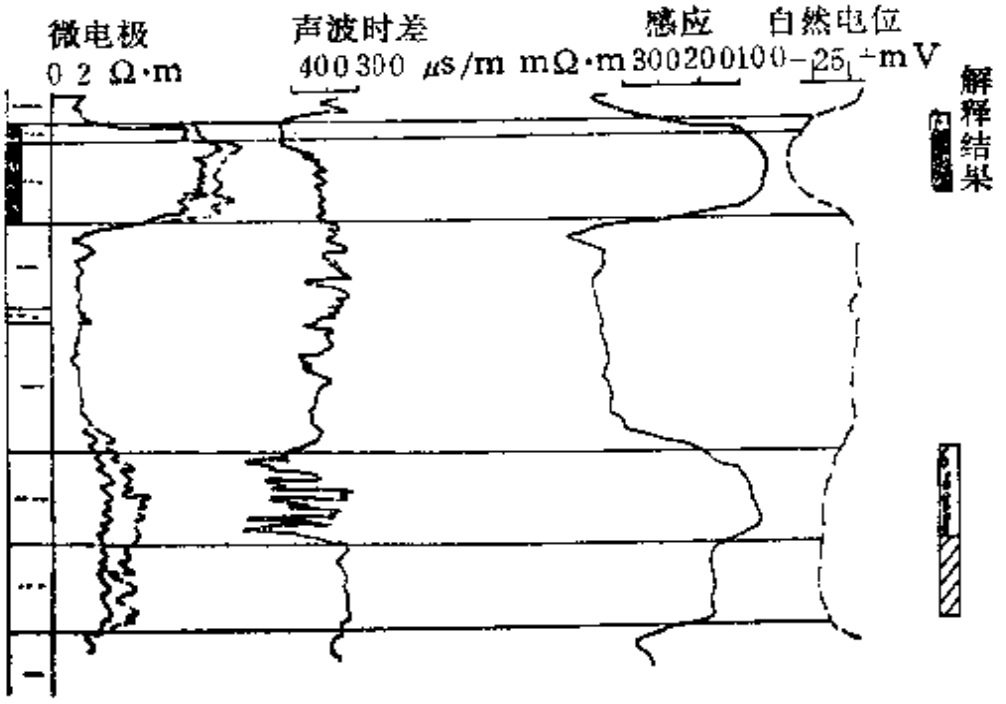



图 3－12　应用声波时差测井曲线划分油、气、水层

对于致密岩层的破碎带或裂缝带，当声波通过时，声波能量被大量吸收而衰减，使得声波时差急剧增大。根据这个

特征就可以在声波时差曲线上划分裂缝性渗透层。

### （八） 井径测井

钻井过程中，由于岩性不同以及泥浆、钻头和钻杆对地层的撞击等原因，使得岩性不同井段的井径大小不一样。钻头直径往往不能代替井径。

井径测井是用仪器测量井筒直径的一种方法。井径曲线可以用来：

1. 判断岩性

渗透性岩层井壁有泥饼，会使井径缩小；泥岩层、疏松岩层井壁易垮，井径变大；坚硬、致密层井径与钻头直径相近。因此可用井径曲线粗略判断钻穿地层的岩性。

2. 计算固井水泥用量

根据平均井径，套管直径及固井井段的长度，计算固井水泥用量。

3. 做为各种地球物理测井曲线解释时的参考参数。

### （九） 测井资料的综合解释

测井资料的综合解释是一个认识油(气)田地质情况的过程。某种测井方法只能在一定条件下反映地层的某些物理特性。要比较全面地认识油田地质的复杂情况，必须采用几种测井方法的组合，详细掌握第一性资料，使用相应的计算机解释系统来完成。

1. 测井系列的选择

测井资料定性、定量解释的主要任务是：详细划分岩层剖面；准确确定岩层深度；划分渗透性地层；判断油、气、水层；计算油、气层的孔隙度、渗透率、含油气饱和度等参数。

各地区由于地质-地球物理特点不同，对测井资料的解释要求不同，应用的测井方法组合会有差别。常用的测井系列有以下几种：

（1）砂泥岩淡水泥浆测井系列

a.电阻率-声波测井系列

双感应-八侧向测井或球形聚焦测井、自然电位、自然伽马及声波测井系列。

b.岩性孔隙度测井系列

中子、密度、自然伽马、井径测井系列或中子、岩性密度、自然伽马、井径测井系列。

（2）碳酸盐岩测井系列（包括火成岩、变质岩、高阻砾岩及盐水泥浆）

对于复杂岩性和盐水泥浆钻井（$R_{mf}/R_w$小于2.5）的地区，由于储层类型和侵入带与未被侵入的原状地层对感应测井来说，电阻是并联的，而对侧向测井，电阻是串联的。如果$R_{xo}>R_t$，采用感应测井确定$R_t$。反之如果$R_{xo}<R_t$，采用测向测井确定$R_t$。

a.电阻率测井系列

双侧向-微球形聚焦测井或微侧向测井系列。

b.岩性孔隙度测井系列

中子、密度、自然伽马、井径测井系列，声波测井或声波全波列测井。

（3）油基泥浆测井系列

a.电阻率测井系列

双感应-球形聚焦测井或八侧向测井、自然电位、自然伽马、声波测井系列。

b.岩性孔隙度测井系列

中子、密度、自然伽马、自然伽马能谱测井、井径测井系列。

（4）稠油测井系列

稠油粘度大，一般在地面超过600cP。气油比很低，而且又受埋藏深度及地温梯度的影响，原油难以流入井筒。因此，稠油层与稀油层除电阻率测井相同外，还应满足：在三种孔隙度测井方法中，以密度测井效果较好，其它两种孔隙度测井方法(中子和声波)作为补充。资料井和观察井应加测C/O比测井。另外对稠油含油饱和度进行监测可以作时间推移测井。

岩性系列应以搞清粒度变化和粘土含量及粘土矿物为目标。中子伽马测井曲线与粒度变化关系比较好。采用自然伽马能谱测井可以帮助识别粘土矿物。

（5）调整井水淹层测井系列

一般应采用该地区的全套裸眼井测井系列，并选测以下几种测井方法：

1）C/O比能谱测井；

2）热中子寿命测井；

3）自然电流与改进的自然电位测井。

2. 测井解释的应用

（1）确定岩性和孔隙度　各种岩性在测井曲线上有着各自的特征。结合钻井岩屑、岩心等资料，对测井曲线进行综合分析，可以定性的判断岩性，划分出渗透性地层。

通常采用交会图的方法把测井方程用图解方法直观表示出来，快速求得岩性及孔隙度等地层资料。常用的有中子-

密度测井交会图，岩性-孔隙度交会图。

（2）确定含油饱和度　在声感组合测井系列中，根据测井资料，按孔隙度、相对电阻、视地层水电阻率、岩层电阻增大系数、含水饱和度、含油饱和度的顺序进行计算。也可以用电阻率-孔隙度交会图进行图解。

（3）确定渗透率　通常用测井求得的电阻率值与油层渗透率作图，或者用测井求得的孔隙度、束缚水饱和度与油层渗透率作图，形成一套该地区的标准图版来确定渗透率。

（4）显示油、气、水层　可以使用双孔隙度法、可动油图和声波时差曲线同中子伽马曲线的重叠图来分别判断油层、水层和气层。

3．计算机测井解释系统

应用计算机对测井资料做数字处理，进行自动分析和解释，并以数据和图形的方式显示出来，供地质、开发应用，使测井工作进入了新阶段。

目前应用的处理方法是设计一种简化了的岩石模型，用以模拟和代替复杂的岩石，求出测井值与物性、岩性、含油性的数学表达式，从而计算出各种地质参数。一般可以计算出孔隙度、渗透率、泥质含量、含油饱和度、残余油体积、可动油量等参数，并有效地划分油、气、水层和油-气、油-水接触面。

图3-13是砂泥质剖面计算机解释成果图的实例。

## 三、矿场地质

在取得钻井地质和地球物理测井资料的同时，对油气田的部分油气井要进行试井和试采，以取得油气田流动状态下

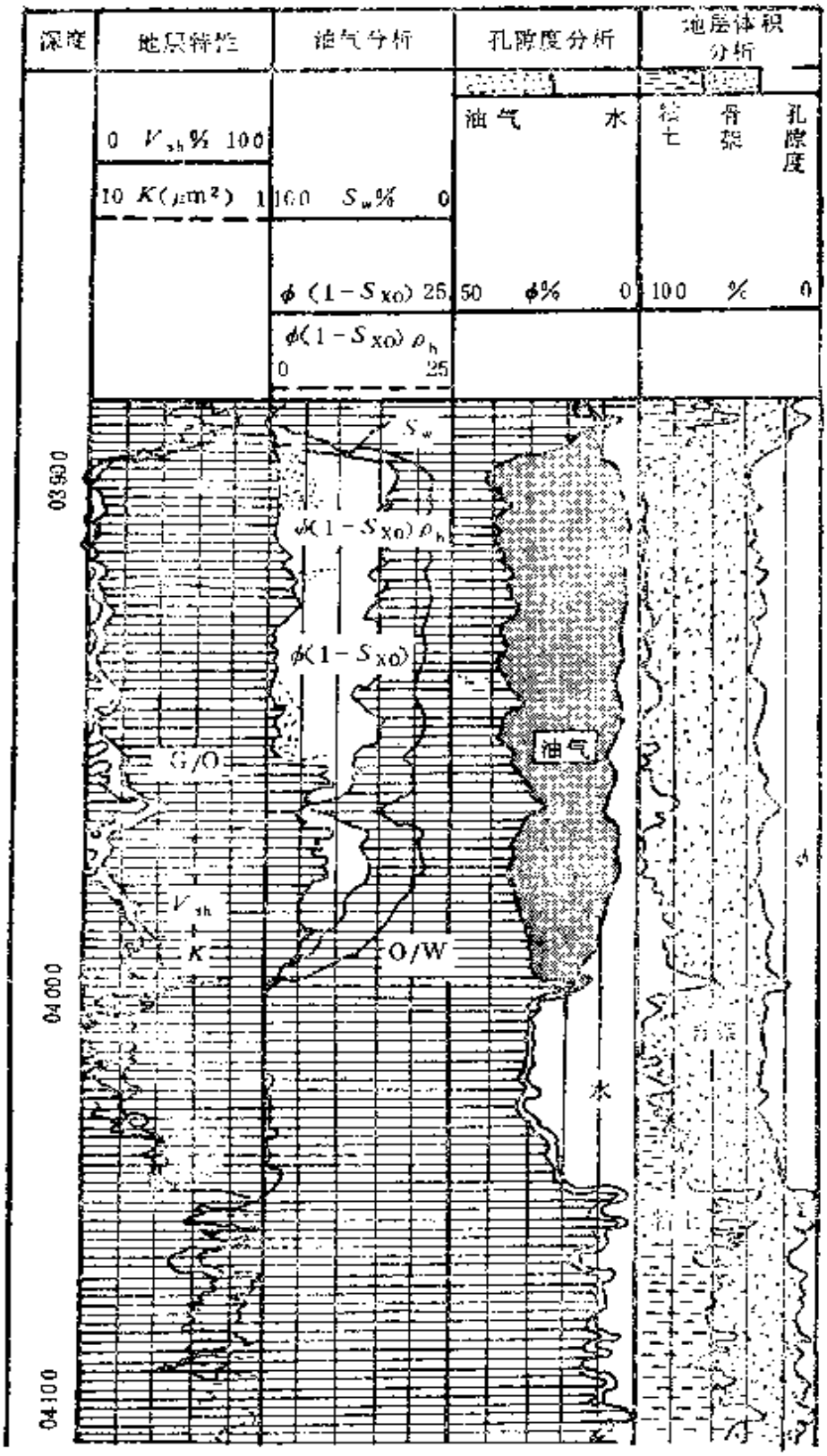



图 3 -13　砂泥岩剖面计算机解释成果图

的资料。

通常在钻井完井后对可能的出油气层位进行射孔，降低井内液柱压力，使地层流体流入井内，测定流体的性质及流动规律，称这一过程为试油。在油气投入开发之前，还要选择一部分有代表性的油井、气井(分散的或集中的)进行较长时间(半年、一年或更长)的试生产，称为试采。在试油、试采过程中除正常的获取产量、压力、流体性质等资料外，还要进行试井工作。试井是通过改变油井、气井的工作制度，测量气井的产量、压力及其与时间的关系等数据，用渗流理论来研究油、气井，油、气藏的生产性能和动态的一种现场实验方法。这种矿场地质方法同钻井地质、地球物理测井一样，是认识和开采油气田的重要手段。矿场常用的试井方法分为稳定试井和不稳定试井两类。

### (一) 稳定试井

#### 1. 稳定试井的概念

稳定试井是建立在稳定渗流理论基础上的。当油气井在一定时间内稳定生产时，可认为其地层压力相对稳定。在短时间内多次改变井的工作制度，在每个工作制度下产量、压力稳定后，录取产量、压力、温度及生产状况等数据，用计算和图解等方法处理，可以了解油、气层的物性参数，油、气井的产能及生产方程。

#### 2.稳定试井的工艺步骤

(1)放喷目的是清除井底积液、赃物，净化井底，恢复井底附近渗透性能。

(2)关井测压目的是取得压力恢复资料，求得当前的地层压力。

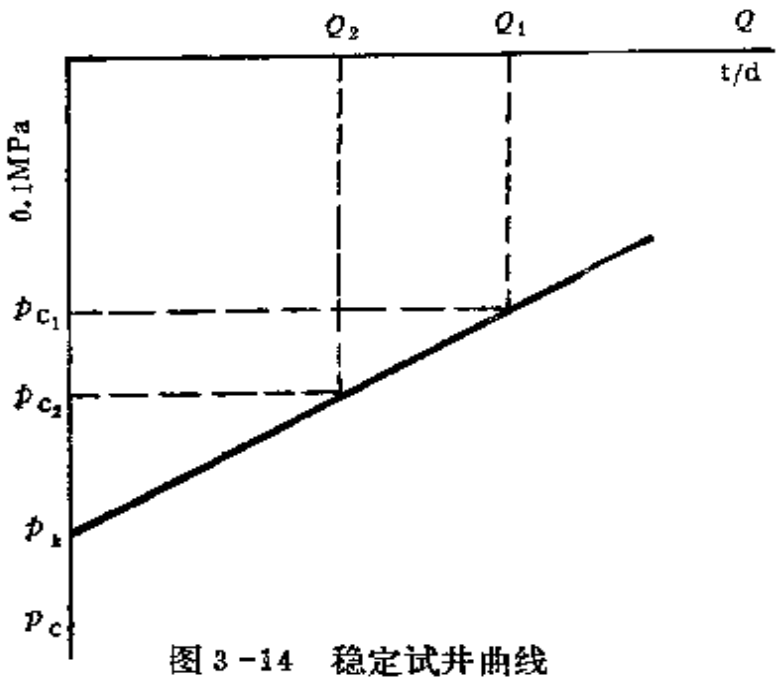



图 3 -14　稳定试井曲线

（3）开井测试目的是取得相应于每个工作制度的产量和流动压力数据。

3．　资料的计算、图解和应用

对稳定试井资料进行整理计算和图解，可以求得井的地层压力，生产方程和地层参数。图3 -14是图解法求 油 井的地层压力，图3 -15、3 -16是用二项式和指数式采气指示曲

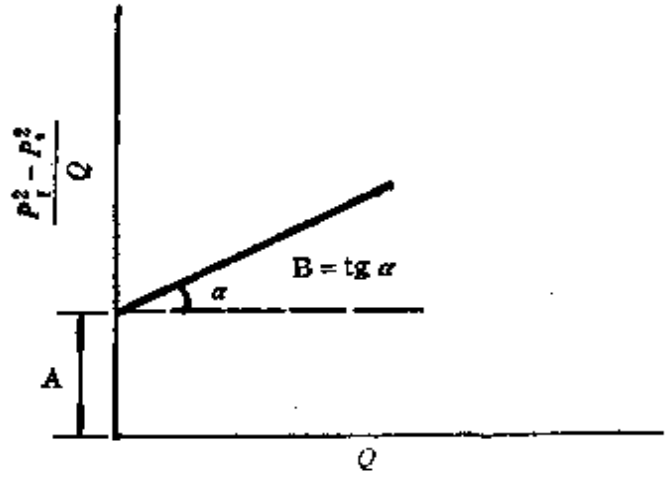



图 3 -15　$\frac{p_f^2-p_s^2}{Q}$～$Q$关系曲线

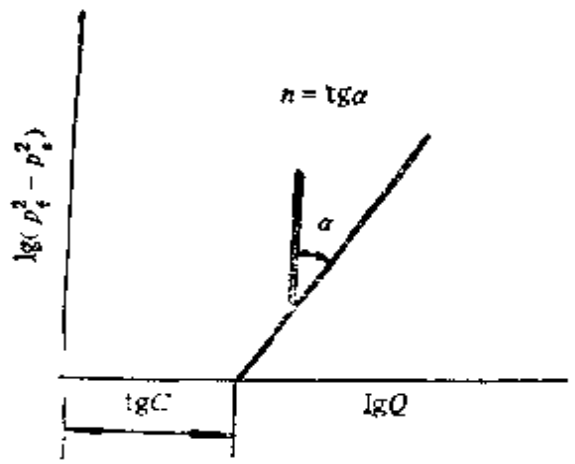



图 3-16 $\lg(p_r^2 - p_s^2) \sim \mathrm{tg}Q$关系曲线

线求产气方程。

### （二） 不稳定试井

由于储集层的岩石及油、气具有弹性，当开井、关井时，压力的变化是按照一定的规律从井底开始逐渐向远处传递的。压力随时间的变化关系受着井、岩层、流体、渗流状态及边界等因素的综合影响。不稳定试井方法就是通过瞬时开井、关井、或改变井工作制度引起本井或相邻井的压力变化，用高精度的仪表记录下压力的变化资料，按不稳定渗流理论进行处理，以得到地层压力、井的完善程度、储集层物性参数及油气层的连通关系等。矿场常用的有开井压力降落法、关井压力恢复法、干扰试井法和等时试井法等。

1. 开井压力降落试井

油井、气井开井投产后压力降落的变化过程大致分为三个阶段(图 3-17)。

井在投产以前$t = 0$时，油层处于平衡状态，各点的地层压力均为原始地层压力$p_i$。井以一定产量生产后，井底压力下降，并且在井底附近形成压降漏斗。随着生产的继续，压降漏斗不断加深和扩大，但近井处压降值大，远离井处压降值小。$t_B$时刻，压降的前沿到达边界$r_e$。

封闭地层，边界外无补给来源，压降前沿到达边界后不再扩大，边界上的压力开始下降。经一定时间后，油层内每

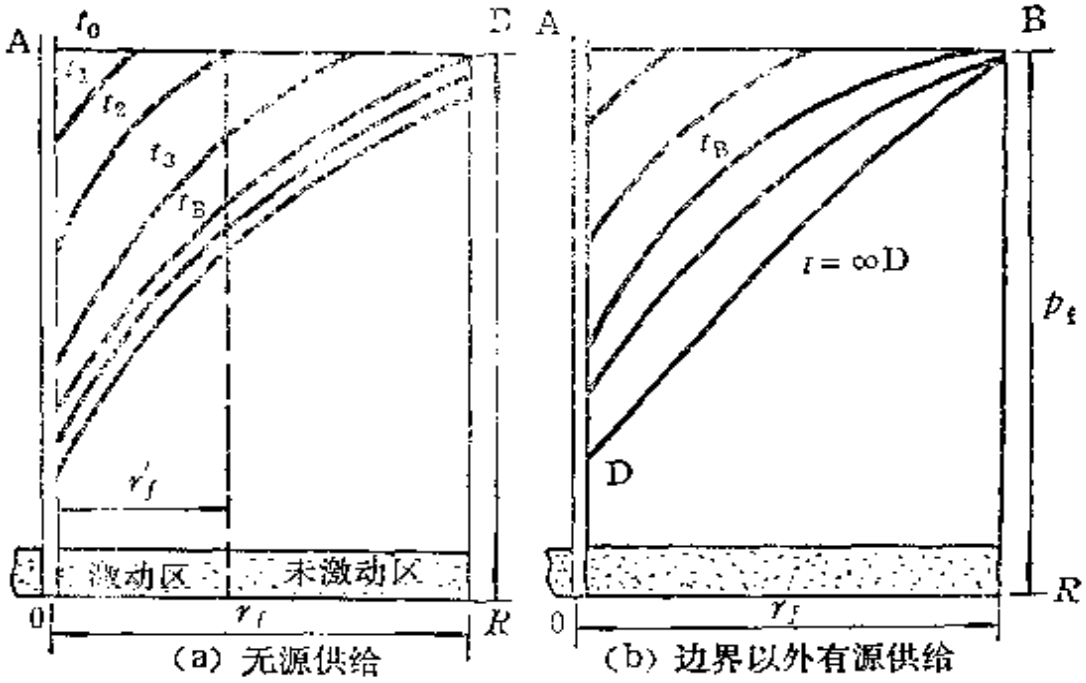



图3-17 定产开井时的压力降落变化

点压力与井底压力的下降速度相同，一直延续到枯竭(图3-17(a))。

开敞地层，边界外有补给来源，压降前沿到达边界后，边界上压力不降，压降漏斗继续加深。经历较长时间后，不稳定过程结束，进入稳定渗流(图3-17(b))。

我们把压降前沿传到边界以前($t<t_B$)这阶段称为不稳定早期-弹性第一相。压降前沿到达边界之后，和油层各点压力下降速度相同以前这阶段称为不稳定晚期-弹性第二相初期。油层内各点压力下降速度相等以后这阶段称为视稳定期-弹性第二相后期(图3-18)。

利用这种试井方法取得的产量及压降曲线资料，可以求得地层参数($Kh$)、表皮系数($S$)和储量($N$)。特别是在气田开采初期，多用此种方法估算储量，称为"弹性二相法"。

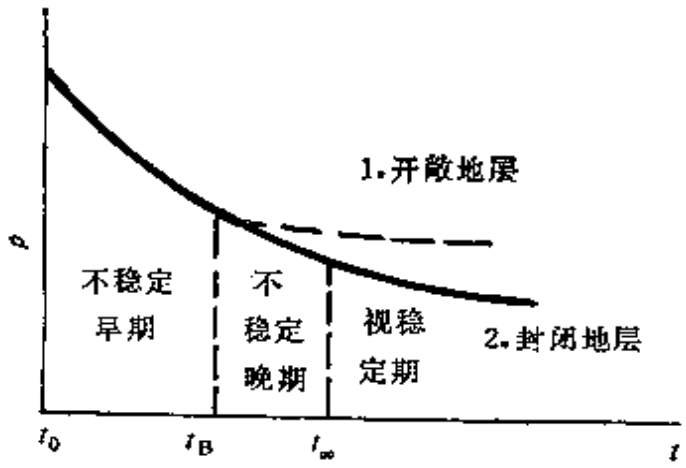



图 3 -18　$p$～$t$关系曲线

2. 关井压力恢复试井

井在生产一定时间后关井停产，油层各点和井底压力要逐渐恢复，最终趋于稳定。由于关井是在井口操作，井底和油层间的压差使油气继续流入井底，称为续流。关井后的压力恢复过程，首先从井底开始，然后传播到整个油层(图 3 -19)。

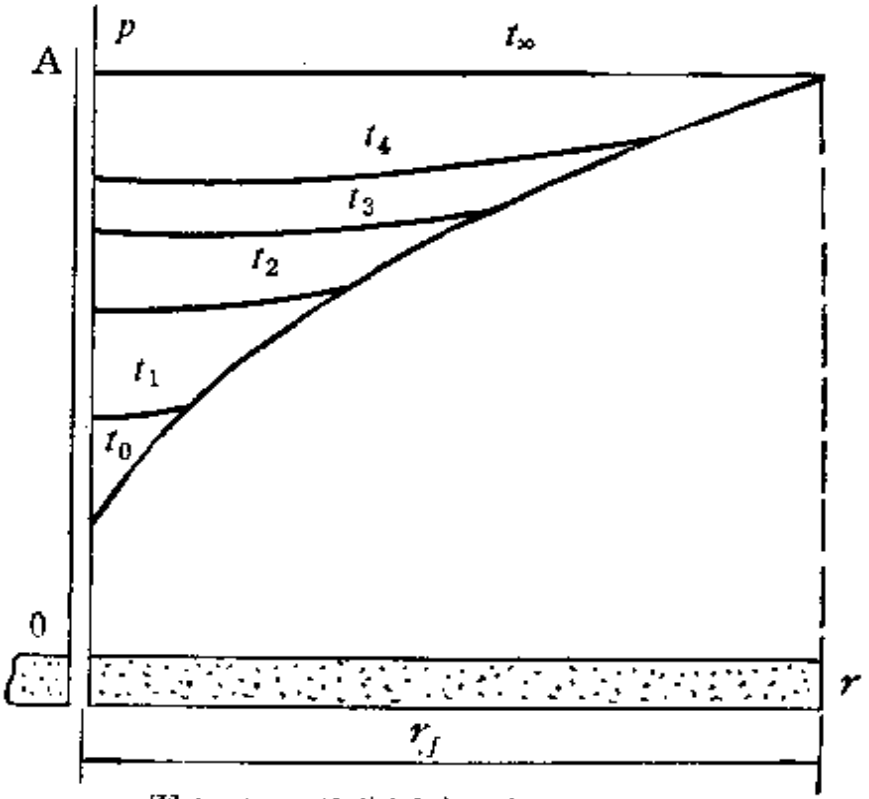



图 3 -19　关井压力恢复的变化过程

从理论上讲压力恢复和时间的对数值应成一直线关系。但实测的压力恢复曲线整理后$p_W$与$\lg\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$的关系曲线多成三段(图3-20)。Ⅰ为诱流段，Ⅱ反映正常规律，Ⅲ是边界影响。

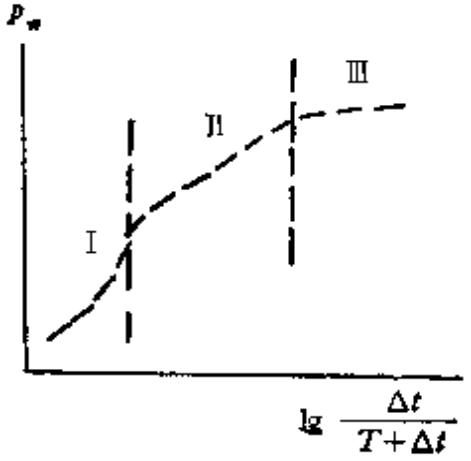



图3-20 $p_w\sim\lg\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$关系曲线

利用该曲线的Ⅰ、Ⅱ段可以计算地层压力、求生产方程和地层参数。在开采过程中还可用来分析和判断油、气、水井生产动态。

3.干扰试井

干扰试井也称为水文勘探试井或多井试井。它是研究井间的压力干扰，油层间的连通状况，以确定井周围油层的参数。

这种方法是以一口或几口井做为激动井，通过改变工作制度，引起地层压力的变化，在另一口或几口接受井(观察干扰反应的井)中，用仪器测量这种变化(图3-21)。经过整理的资料可以用来确定不渗透边界或油、气、水界面在平面上的方法，计算压力波传递的时间和油层参数。

利用矿场地质方法所取得的资料反映出了油气在储集层中运动时的地质和开采情况，对编制油、气田的开发方案，进行采油、采气生产具有极大意义。这一部分因数学公式很多，就不逐一列出，具体应用时可参考有关试井的专著。

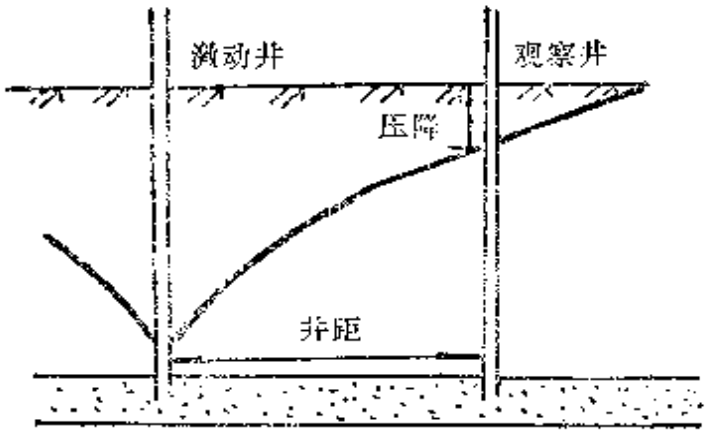



图 3-21　干扰试井

## 四、开发地震

随着现代地震技术的发展，地震方法在编制新油田开发方案，老油田进行调整和开采过程中，都可以提供重要的资料。开发地震这门新技术正在形成。

1. 详细研究油、气田的地质构造

提供给油、气田开发的构造图应足够详细。对于复杂断块油田尤其需要断层和构造的详细资料。

2. 进行细致的油藏描述

利用地震方法来研究储集层的特征和分布，可以确定砂体形态、厚度和岩性变化。

3. 预测油气分布范围

用来检测油气分布的地震资料有速度、频率和振幅。在油气部位，地震的速度降低，频率降低，振幅出现异常。这三种信息全部重合的部位，是油层厚度大，油气富集的区块。

4. 监测油层动态

在同一区块，按阶段进行地震观测，将其所得剖面进行对比，可以了解油田气顶的变化、底水推进程度以及剩余油的分布范围。

还可以利用地震资料监测热采、压裂等措施波及的范围。监测热蒸气推进前沿的位置时，可以采用小三维地震观测、垂直地震剖面及井间观测等方法。

总之，加强地球物理工程师、地质师和油藏工程师之间的合作，地震方法必将成为油、气田地质、开发获取资料的低成本、高效益的手段。

## 第二节　油、气田地层划分及对比

油、气田地层划分和对比，是在区域性地层对比所确定的含油、气层系中，进行油、气层的划分和对比。这时要求的精度更高，对比单元划分得更细。下面按碎屑岩储集层和碳酸盐岩储集层分别叙述。

### 一、碎屑岩油层对比方法

#### （一）对比依据

1. 标准层

油层对比离不开使用标准层。标准层是指在油层剖面上岩性稳定、厚度不大、特征明显(颜色、岩性、化石、特殊矿物、地球物理特征等)、分布面积较广的岩层。

油层对比，首先是标准层的对比。因为它具备上述特点，比较有把握地把它对比起来。标准层之间的油层依靠标准层的控制，也就可以对比清楚。显然，油层剖面上标准层

越多，油层对比就越容易进行。选择标准层时，首先要研究整个剖面中稳定岩层的分布规律，然后依层逐井追踪，确定其稳定分布范围。一般说，稳定岩层，多形成于盆地均匀下沉、水域最广的深水相的沉积。如陆相湖泊沉积中的黑色页岩，三角洲沉积中水进阶段的石灰岩、页岩夹层。对于大套同类岩性的地层中，某些特殊岩性的夹层，也常常是较好的标准层。如陆相碎屑岩剖面中的石灰岩、油页岩、碳质页岩、火山碎屑岩，碳酸盐岩中某些石膏夹层、白云岩层，以及岩石类型虽相似，但具有特殊结构构造、颜色和化石的岩层，都可选作标准层(也称为一级标准层)。

往往理想的标准层不会太多，对于那些条件稍差的，可作为二级标准层，即辅助标准层，或叫标志层。

在钻井剖面中，掌握标准层的电性特征是认识标准层的关键。标准层的电性特征一般有单一(图3-22(a))和组合(图3-22(b)、(c))两种形式。

随着勘探程度和地层研究工作的深入，对某一地区标准层的认识也会日趋完善。

2. 沉积旋回

地壳运动的区域性，使同一次升降运动所涉及的范围内表现的沉积旋回特征相同。这是利用沉积旋回划分对比地层的理论依据。

地壳升降规模越大，在平面上可供对比的范围也越大，在地层剖面上体现的旋回幅度也越大(图3-23)。地壳运动是不均衡的，表现的升降规模有大有小；并在总体上升或下降的背景上还有小规模的升降运动。因此，剖面上的旋回就表现出级次来。即在较大幅度的旋回中套有小幅度的旋回，

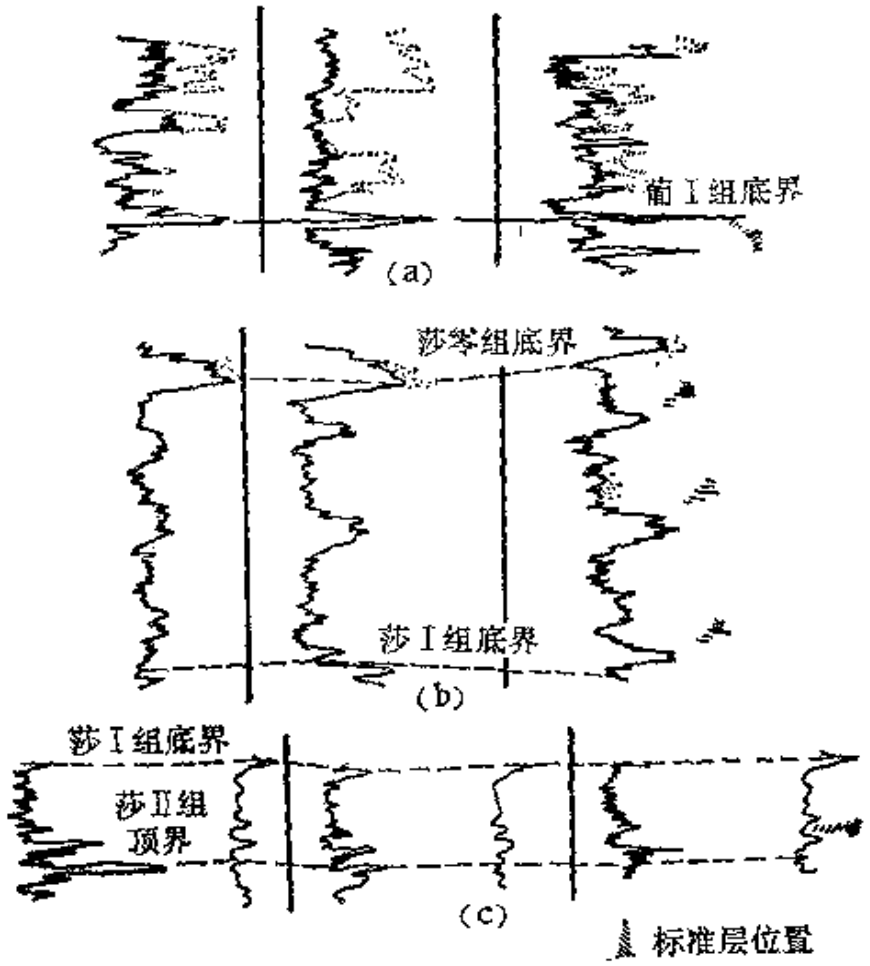



图3-22　标准层电性特征示意图

如图3-23所示。在利用旋回对比时，可从大到小进行，称之为“旋回对比，分级控制”。

在油田地质研究中，将地层沉积旋回分为四级：

一级旋回　是区域性一级构造运动控制的沉积旋回，在全区稳定分布。

二级旋回　是受二级构造运动控制的，在一级旋回中包含的次级旋回，在二级构造范围内可以对比。其中包含了几个油层组，每个油层组只是二级旋回中油层特性近似的部分。

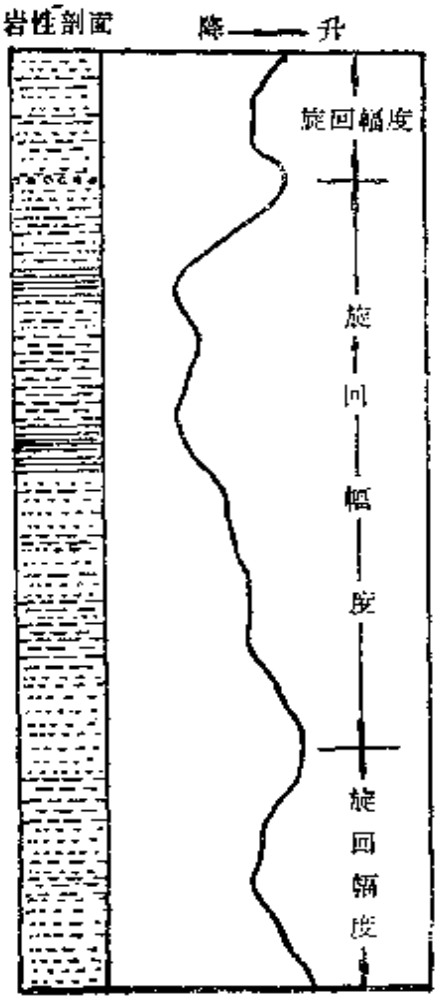



图3-23 地壳升降规模与沉积旋回幅度的关系

三级旋回 是受局部构造运动控制的沉积旋回，在三级构造范围内稳定分布，是二级旋回中包含的次级旋回，相当于砂岩组。

四级旋回 是受水流强度所控制的，包含在三级旋回中的次级旋回，如图3-24。其稳定范围局限于三级构造的一部分地区，相当于单油层。

旋回划分和油层层组划分的等级是对应的。旋回划分是以岩性组合为依据，目的在于提供单层对比标准；层组划分是以油层特性的一致程度为依据，考虑岩相条件和隔层条件，目的是为研究开发层系，部署井网提供地质基础。

油层层组的划分，各级含义如下：

1)含油岩系 是在一级沉积旋回内的连续沉积，岩石类型相近，以厚层泥岩为盖层，是一个相互接近，油、水分布规律相同的含油层组合。

2)油层组 油层分布状况和油层性质相近，是同一个沉积岩相段的含油层组合，可作为开发层系的基本单元。划分时应考虑到有稳定的隔层分隔开。

3)砂岩组 相当于一个三级旋回。为油层组内含油砂岩

图 3-24　三级和四级旋回示意图

集中发育段，上下以比较稳定的隔层分隔，是一个相互靠近的单砂层组成的砂岩组。

4)单油层　它是岩性、物性基本一致，具有一定厚度，上下为泥岩分隔的油层(相当于一个砂岩层)。小层之间的连通面积小于两个小层砂岩部分叠合面积的50%。单油层相当四级旋回中较粗的部分。

5)油砂体　由于每个单层在纵横向上的变化，含油砂岩被低渗透性岩石所分隔，形成许多不规则的含油砂岩体，简称油砂体。它是油层的基本含油单元，如图3-25所示。

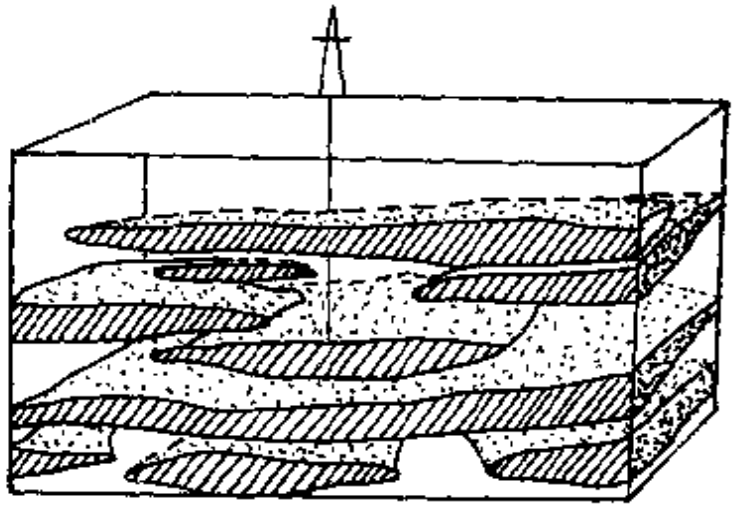


图3-25　油砂体示意图

油砂体作为地下油水运动的相对独立体系，可以存在于一个单油层内，也可以在纵向上穿过几个单油层。在单油层间纵向连通的这种油砂体，又称为"连通体"，如图3-26所示。

## (二)　对比方法

### 1.　单井准备工作

油层对比主要在搞清楚岩性、电性关系的基础上，大量

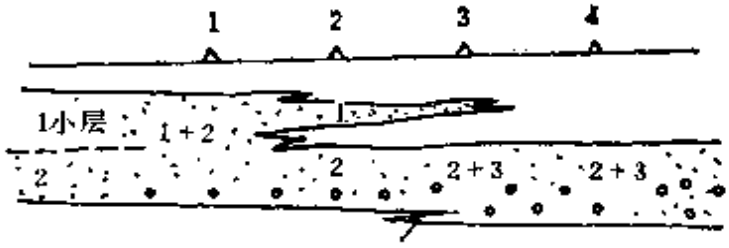



图3-26　油砂体组合连通体示意图

应用地球物理测井曲线展开油层分层与对比。大分层一般用1∶500的标准图对比，细分层则用1∶200的组合图对比。各油田常用2.5m或0.45m底部梯度视电阻率、自然电位和微电极三条测井曲线。在一口井完钻后将油层部位上述三条曲线汇编成单井电测资料图，作为油层对比基础资料，如图3-27。

2.对比程序

在一个三级构造上完钻井数比较多时，首先挑选沿构造轴线的井进行对比，然后选择几条垂直构造轴线剖面的井参加对比。初步达到各剖面层位一致，不串层；再以剖面上的井为骨干，分区进行对比，达到分区层位一致；经多次反复，直到剖面、分区各井层位统一为止。

在纵向上对比时，按旋回基次，由大到小逐级进行。油层组的划分可以运用区域对比的方法用标准层划分；而砂岩组和单油层是更小的对比单元，主要在对比线的控制下，根据岩性、电性所反映的岩性组合特点对厚度比例关系作为对比依据，按照三级旋回和四级旋回划分。最后做到油层组、砂岩组、单油层三级控制，层位一致。

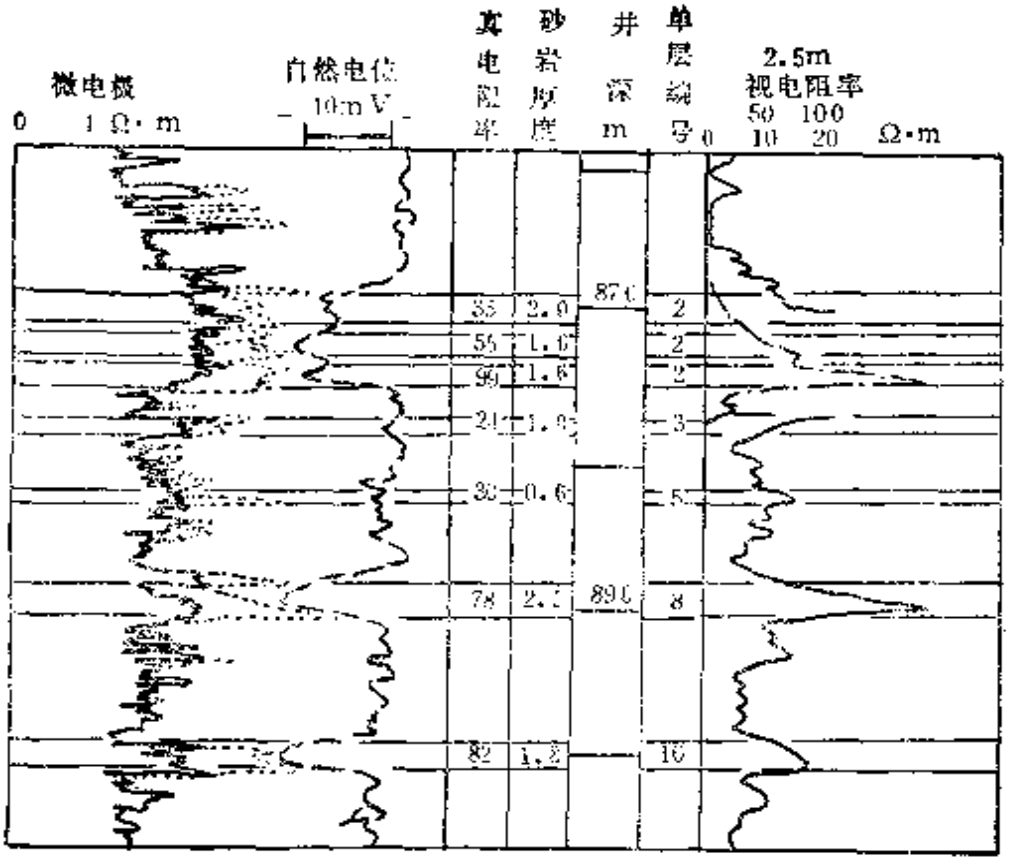



图3-27 单井电测资料图

在对比过程中应当建立标准剖面，并且不断完善。标准剖面的油层特征(岩性、电性)在全区具有代表性。以此剖面为标准，进行新钻井的油层分层工作，便于在全区"统层"。

3. 资料整理

及时整理对比成果，编制出小层数据表(如表3-2)对比关系表和油层剖面图。

## (三) 油层对比成果图

1. 油层剖面图

油层剖面图反映着油层与上、下层的连通及延伸情况。如图3-28，从图上可以清楚地看出各层连通及渗透率变化

表3－2　××井小层数据表

| 解释序号 | 油层组 | 油层编号 | 单层数据 | | | | | | 砂层序号 | 有效厚度 m | | 水层厚度 m | 平均渗透率 μm² | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 井段 | 砂层序号 | 有效厚度 m | | 水层厚度 m | 渗透率 μm² | 地层系数 K·h | | | | | |
| | | | | | 一类 | 二类 | | | | | 一类 | 二类 | | |

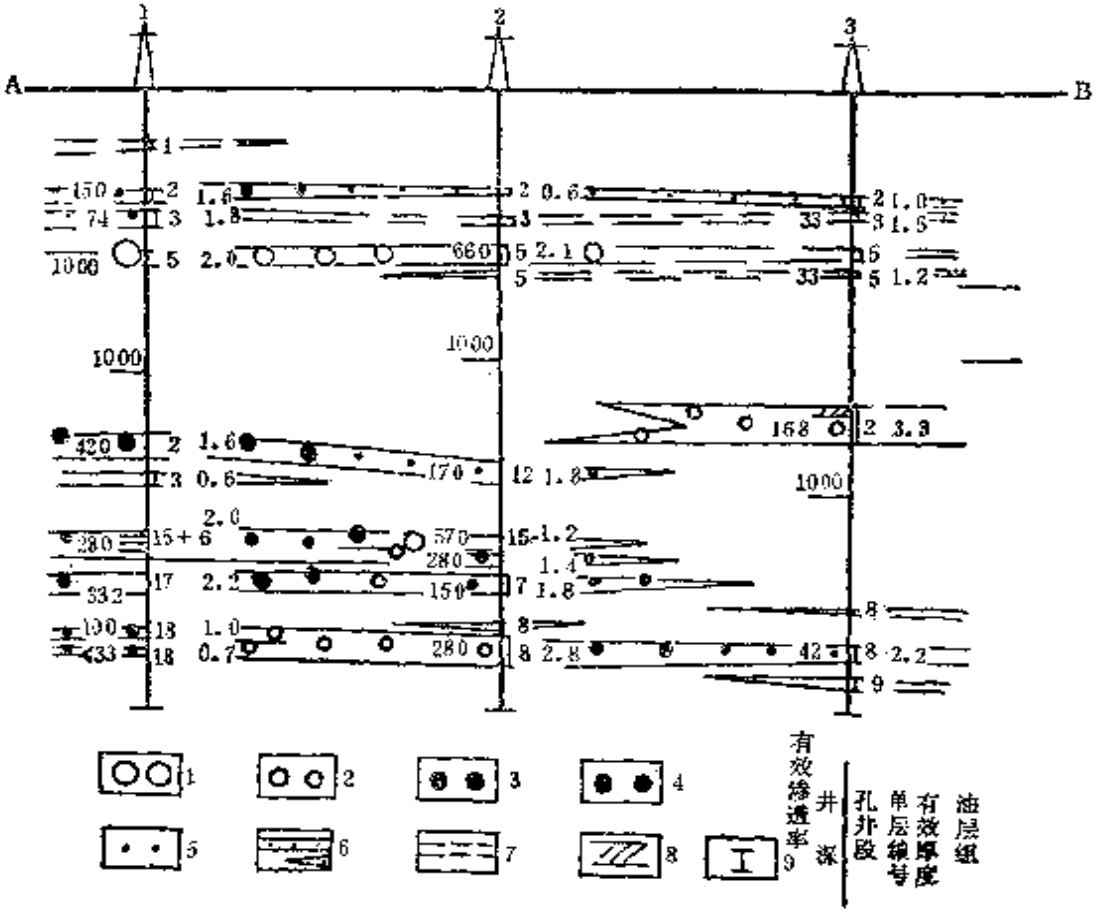



图3－28　油层剖面图

1—特高渗透层(>0.8μm²)；
2—高渗透层(0.8～0.5μm²)；
3—中渗透层(0.5～0.3μm²)；
4—低渗透层(0.3～0.1μm²)；
5—特低渗透层(<0.1μm²)；
6—有效厚度层；
7—不具有效厚度的砂层；
8—有效厚度层中非有效厚度部分；
9—射孔井眼

情况，有助于认识油层特征和进行动态分析。

2. 栅状图（连通图）

这是表示油层各方向的岩性、岩相变化及连通情况的图件（图3 -29）。

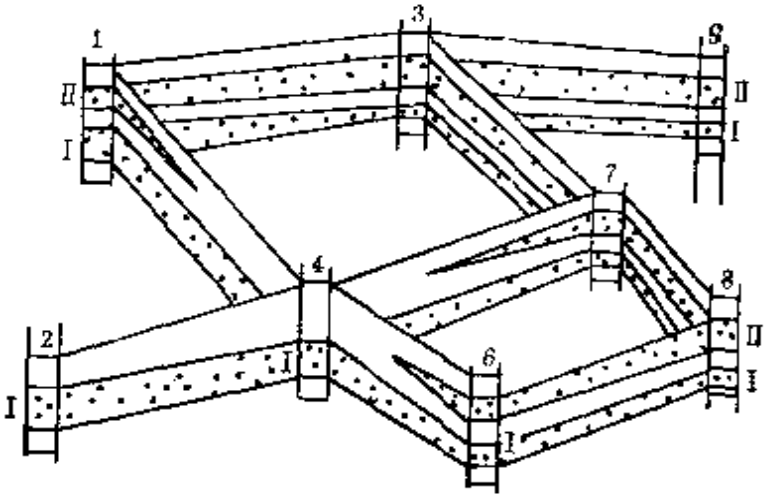



图3 -29 油层栅状对比图

3. 油砂体平面图（小层平面图）

这种图件能表达单油层或油砂体在平面上的分布特征和储油物性的变化。它是评价油、气层好坏、布井方案和进行油、气田开发动态分析的重要依据。如图3 -30。

## 二、碳酸盐岩油层的对比方法

碳酸盐岩储集层的储集空间在沉积时和沉积后，经历了多次的次生变化。因此其储集空间和储集物性比较复杂，常表现出多样性与突变性，更应细致地进行研究。我国四川在碳酸盐岩油、气田的勘探和开发中，积累了许多宝贵经验。下面以川南气田生产、科研实践为基础，介绍其油层对比方

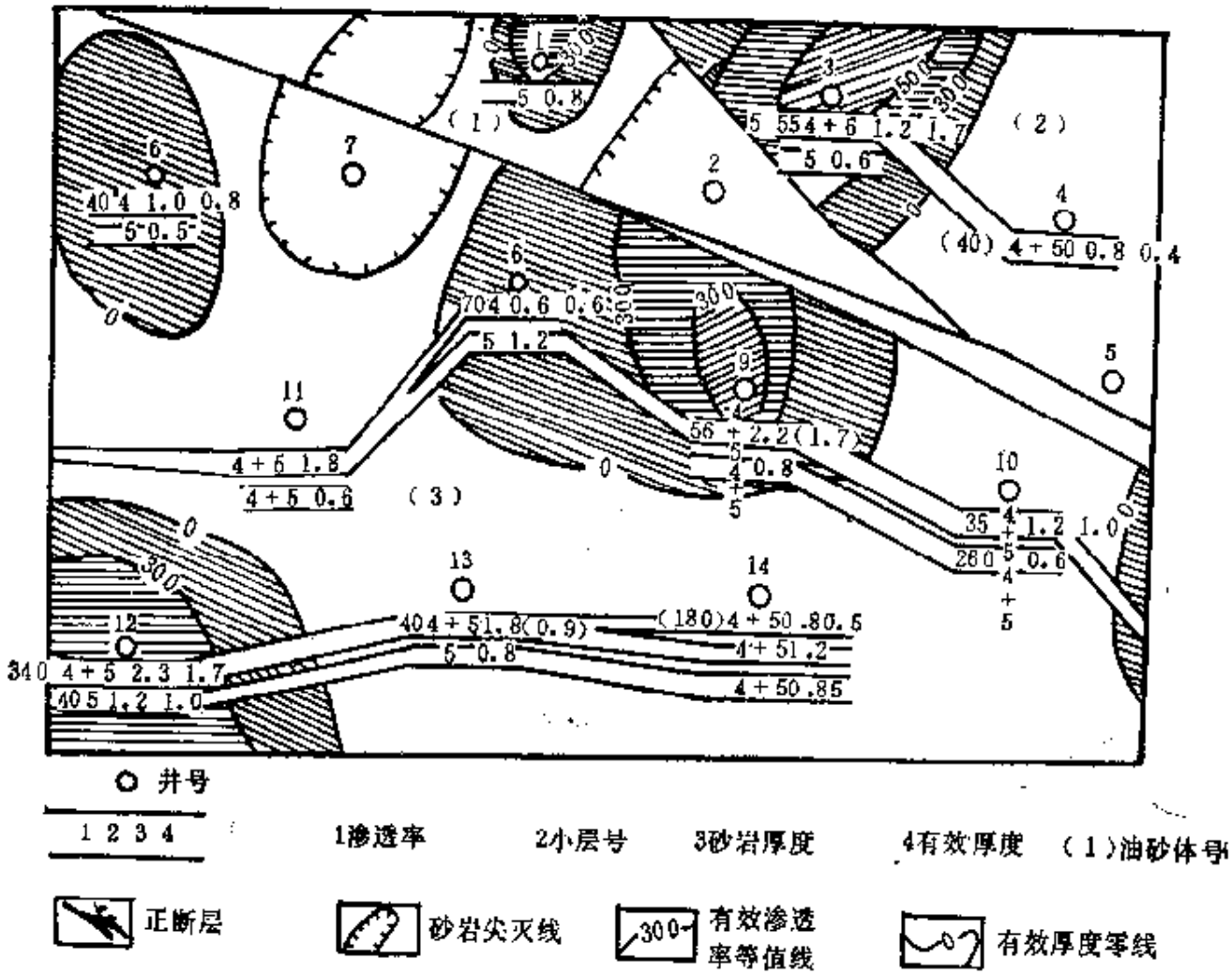



图3-30　×区×单油层（1）～（3）号油砂体平面图

法：

碳酸盐岩的储集单元，是指在地层剖面中能封闭油、气的基本岩性组合。是碳酸盐岩储集层对比的基础。一个储集单元是由储层、渗层、盖层和底层组成的。其中渗层、盖层最为重要，分别决定储集单元的生产能力和封闭能力，它们共同存在于储集单元的统一体中。

储、渗层和盖、底层的岩性不同。脆性易溶的石灰岩、白云岩通常是良好的储、渗层；可塑性的石膏，盐岩是良好的盖、底层。储集单元的稳定性，取决于储、渗、盖、底层岩性分布的稳定性。而它们的出现又取决于沉积旋回，故沉积旋回是划分储集单元的地质基础。

1. 储集单元的划分原则

在单井地层剖面上，从分析岩性出发，以沉积旋回特征着手划分储集单元，主要应考虑以下原则：

（1）具有储、渗、盖、底层的岩性组合。

（2）具有独立的水动力系统。

（3）具有相似的流体性质。

以我国川南某气田三叠系嘉陵江组储集单元划分为例，见图3-31。根据上述岩性组合原则，嘉陵江组剖面上可划分为四个储集单元，即嘉一、嘉二、嘉三和嘉五。对嘉三单元而言，由于嘉四$^{2}$底层被断层切断，使嘉四$^{3}$与嘉三属同一水动力系统，故为同一储集单元。再以原始压力、流体性质等资料验证，以岩性组合划分储集单元。上述四个储集单元的原始地层压力不同，气、水界面高低不同，地下水氯根含量差别大。充分说明四个单元各为一个独立的水动力系统。故上述原则在划分储集单元中是缺一不可的。

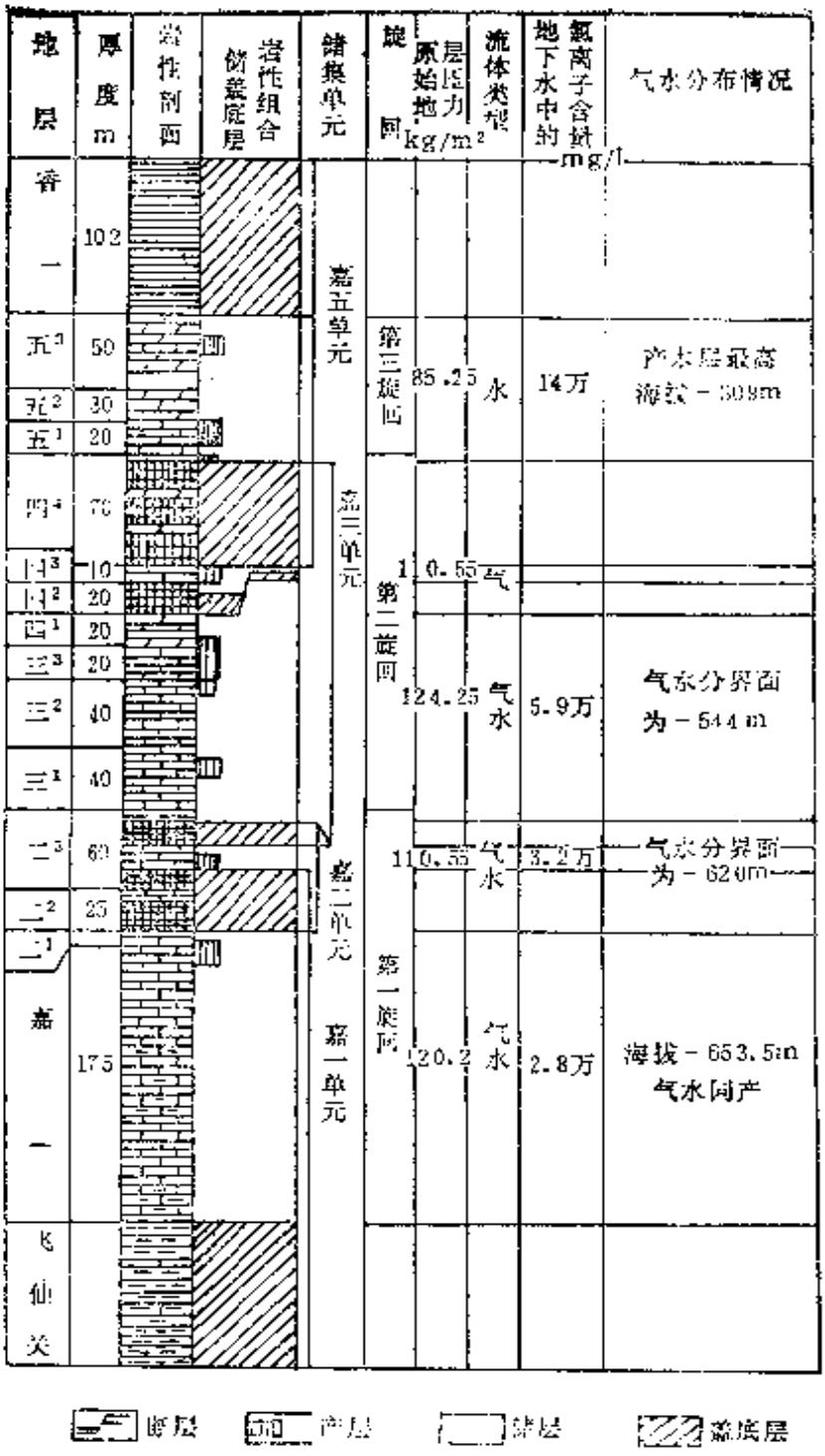



图 3 -31　川南某气田三叠系嘉陵江组储集单元的划分

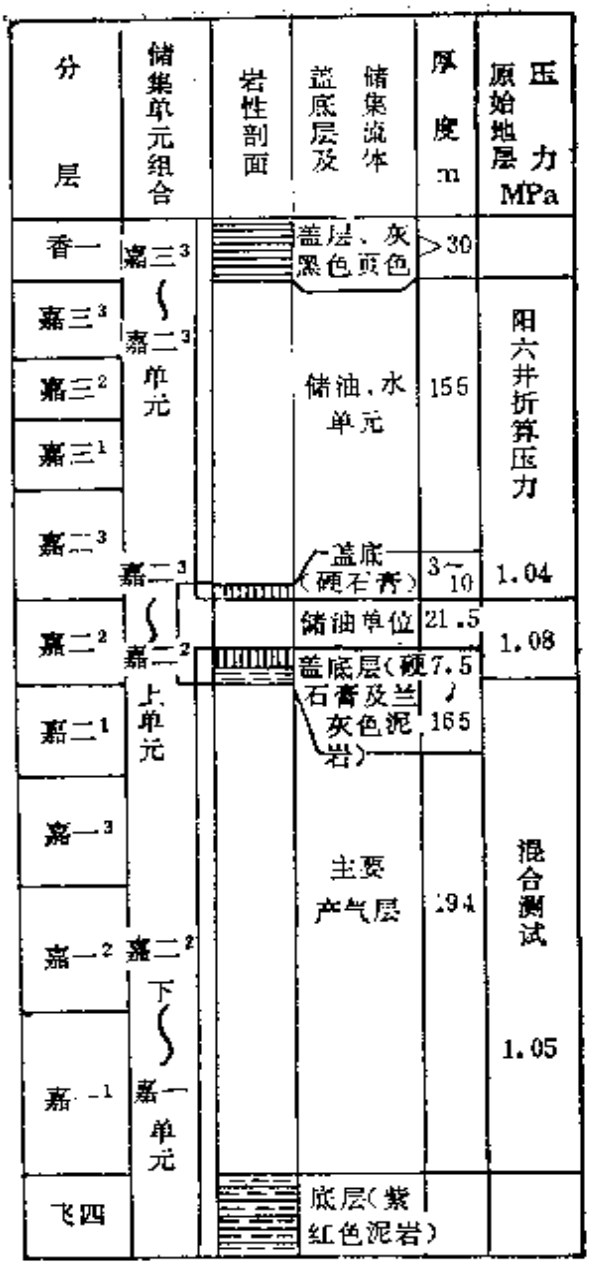



图3-32 四川阳高寺气田储集单元划分示意图

2. 储集单元对比

碳酸盐岩储集单元的对比方法与碎屑岩油、气层的对比方法基本一致。主要是储、盖、隔、底层岩性组合的对比，一个储集单元可不受地层界线的限制。

图3-32是四川阳高寺气田嘉二$^2$储集单元对比的实例。选择沿气田长轴分布的12、9、10井进行水平方向的对比，研究该储集单元的变化。其步骤如下：

（1）建立标准剖面

根据该气田嘉陵江组储、盖、底层岩性组合，油、气、水分布和原始地层压力资料，将剖面划分为三个储集单元：嘉一～嘉二$^2$下、嘉二$^2$中、嘉二$^2$下～嘉二$^3$，作为全气田嘉陵江组储集单元的划分标准。

（2）选择嘉二$^{2}$中底部蓝灰色泥岩作为对比标准层，以其底界作为水平对比基线，图3-33。

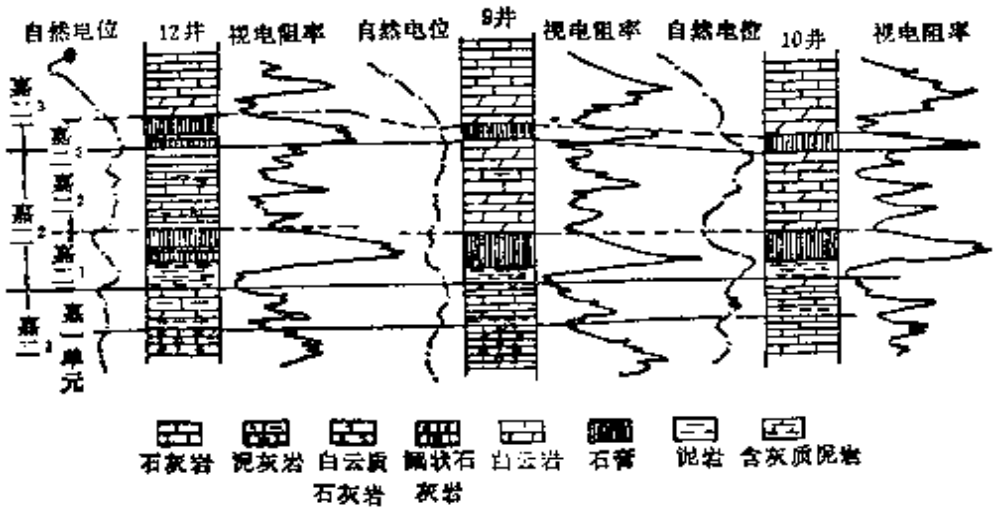



图3-33　四川阳高寺气田嘉二$^{2}$储集单元对比图

（3）将各井置于水平对比基线相应位置上，标注各井的岩性、电性资料，并划分出各井的储集单元。

（4）逐井对比，用对比线把相应的储集单元（虚线）及地层（实线）连接起来。

## 三、油、气田构造剖面图和构造图

### （一）　构造剖面图

构造剖面图是沿构造某一方向切开的一种断面图。它反映构造在某一方向的剖面上的形态、地层产状变化、厚度变化、接触关系、有无断层及其位置和性质等，是研究地下构造的基本图件之一，常与地质图、构造图等配合使用。

根据剖面线的方向与构造长、短轴的关系，有垂直于构造长轴方向切割的横剖面图，如图3-34中的CD剖面；也有

平行长轴方向切割的纵剖面图，如图 3 -34中的AB剖面。

在整理检查所用资料及比例尺后，应正确地选择剖面方向和位置。确定的原则是(图 3 -35)：

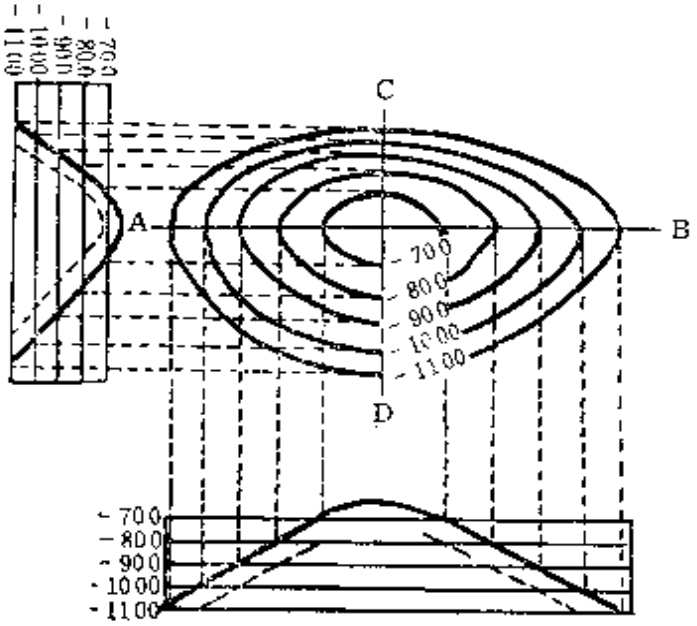



图 3 -34　构造剖面示意图

A—B纵剖面线；C—D横剖面线

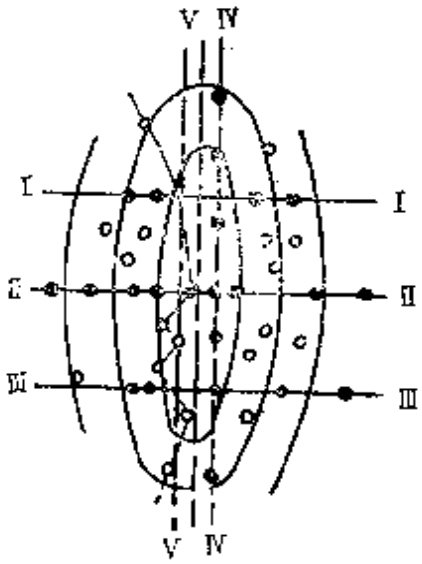



图 3 -35　剖面方向选择示意图

1) 剖面线应尽量垂直于地层走向，垂直于或平行于构造轴向，否则地层倾角和厚度都将受影响，不能正确反映地下构造情况。

2) 剖面线应尽量穿过较多的井，穿过的井越多，剖面图的精度越高。

3) 剖面线尽量均匀分布在构造上，以便全面了解地下地质构造情况。

有时尽管剖面方向选取的合理，但还有一些井不在剖面线上。为了提高剖面的精度，充分利用剖面线附近的井，把那些不在剖面线上的井移到剖面线上来，要进行井位校正。

用实际钻井资料作剖面图时，必须考虑井斜的影响，并利用测井斜资料，进行井斜校正。

### （二） 地下构造图

地下构造图又叫构造等高线图。它是把某层面上海拔高度相等的点连起来，然后投影到水平面上所得的图件，如图 3 -36。

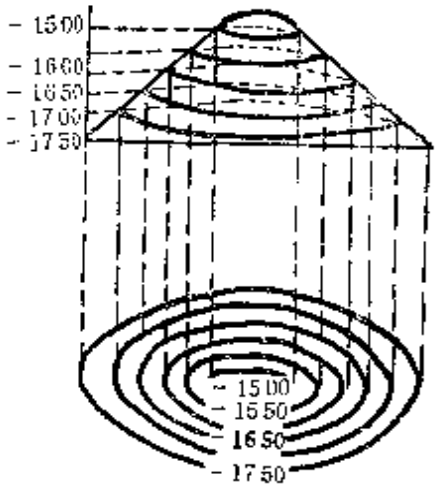



图 3 -36 构造图的原理示意图

地下构造图反映了某地层顶面或底面形态起伏的变化，构造图上的等高线实际上就是地层走向线。等高线的疏密反映了地层倾角的变化，等高线稀疏说明地层倾角小；反之，倾角大。

这里说的某层层面，是指标准层或某一油、气层的顶面或底面而言。选择制图标准层，距目的层越近，越能反映其构造特征。

构造图是油、气田勘探，开发中进行构造评价、勘探部署、井位部署、产层研究、储量计算、拟定开发方案及动态分析等常用的基本图件。在勘探阶段，一般都采用地震勘探手段查明油、气田地下构造情况，并以钻井资料进行验证或修改。

## 第三节 石油、天然气和地层水的性质

### 一、石油的组成和性质

#### （一）石油的组成

石油是液体矿产。从油田含油岩层开采出的石油称为原

油。从原油中炼制出汽油、煤油、柴油、润滑油以及一系列其它产品。

石油是一种成分十分复杂的有机化合物的混合物，石油主要由碳、氢以及少量的氧(O)、硫(S)、氮(N)等元素组成。另外，有33种微量元素，如钒、镍、镁、钴、铁、钙等。

石油中的主要元素，不呈游离状态，而是结合成不同的化合物存在的，如碳氢化合物叫烃，另外还有含氧、含氮、含硫等的非烃化合物。

已鉴定出的烃类化合物有230种以上，按化学结构分为烷烃、环烷烃和芳香烃。

烷烃：室温下，1～4个碳原子的烷烃呈气态，它们是天然气中的主要组分，如甲烷、乙烷等…；5～15个碳原子的烷烃呈液态；含16个以上碳原子的烷烃呈固态。一切烷烃的比重都小于1。

环烷烃：具有三个以上碳原子的烃可形成环状结构，称为环烷烃，如环戊烷和环已烷等。烷烃、环烷烃均为饱和烃。

芳香烃：含苯环的化合物，具有特殊香味，主要有苯、甲苯、二甲苯。

据统计，世界上各类石油烃类含量的大致范围见表3-3。

上表可以看出，石油中各种烃的含量变化范围很大，这主要取决于生油原始物质及演化程度的差异。

### （二） 石油的馏分和组分

根据每一种化合物都有一定沸点的原理，用蒸馏的方法

表 3－3　石油中各类烃的含量范围

| 烃　　类 | 极限含量，% | 通常含量，% | 平均含量，% |
|---|---|---|---|
| 烷　　烃 | 0～70 | 5～55 | 30 |
| 环 烷 烃 | 20～80 | 25～75 | 45 |
| 芳 香 烃 | 5～60 | 10～40 | 24 |

可以把石油中不同沸点的化合物分馏出来。在不同温度分馏出来的产品称为石油的馏分（表 3－1）。石油的馏分常作为

表 3－4　石油的馏分

| 温　　度 | 产　　品 |
|---|---|
| 95℃以下 | 轻 汽 油 |
| 40～180℃ | 航空汽油 |
| 250℃ | 汽车汽油 |
| 120～240℃ | 重 汽 油 |
| 200～315℃ | 煤　　油 |
| 270～300℃ | 润 滑 油 |
| 190～350℃ | 柴　　油 |
| 350℃以上 | 柏　　油 |

评价石油质量的标志之一。

石油的组分是指组成石油的物质成分。分述如下：

油质　是一种浅色的碳氢化合物组成的粘性液体，溶解性最强，可溶解于氯仿、四氯化碳、苯、石油醚、醇（酒精）等有机溶剂中。不能被硅胶等吸附剂吸附。显天蓝色荧光。油质含量的多少是评价石油质量好坏的重要标志。油质含量愈高，石油质量愈好。

胶质　是由淡黄、褐到黑色并含少量的氧、氮、硫的碳

氢化合物所组成的粘性或玻璃质的半固体或固体物质。易溶解于润滑油、汽油、苯、氯仿和乙醚等有机溶剂中，但难溶于酒精、丙酮中。

沥青质　为暗褐色至黑色的脆性固体，溶解性能差，仅溶解于苯、氯仿、和二硫化碳中，并形成胶状溶液，不溶解于酒精或轻汽油中。能被硅胶吸附，显示褐色荧光。沥青质和胶质是石油中含杂质较多的重质组分，当沥青质和胶质含量高时，石油质量就会变坏。

碳质　是一种非碳氢化合物的物质，不溶于有机溶剂。

### （三）　石油的物理性质

#### 1.　石油在地表条件下的物理性质

石油的物理性质，主要取决于它们的化学组成，不同化学组成其物理性质可能有明显差异。

(1)颜色　石油的颜色不一，有白、淡黄、黄褐、墨绿、淡红、黑色等。石油的颜色，与其胶质、沥青质含量有关，一般，它们的含量愈高，颜色愈深。

(2)比重　石油的比重是20℃脱气石油重量与 4 ℃水的重量之比。一般变化较大，在0.75～1.00之间。少数原油低于0.75或大于 1 . 低于0.9的称轻质石油；高于0.9的称重质石油。

石油的比重取决于：1)胶质沥青质的含量，含量高者比重大；2)低级烃含量，含量高者比重小；3)原油所处的温度条件及溶解气量也影响比重。

(3)粘度　表示流体流动的难易程度，是液体本身发生相对位移时，所受的内摩擦力和阻力。

(石油粘度的单位为Pa·s)

(4)荧光性　石油和大部分石油产品，无论其本身或是溶于有机溶剂中，在紫外光照射下，均可发荧光。轻质油的荧光为浅蓝色，含胶质较多的油为绿色或黄色，含沥青质较多的油为褐色。石油中的发光物质主要是芳烃和非烃，在岩石中十万分之一的含量也能显示出荧光。

(5)旋光性　主要是右旋的，旋转的角度很小，一般只有0.1度至几度。旋光性是生物成因的天然有机化合物的特征；是石油有机成因的证据之一。

(6)溶解性　难溶于水，而溶解于氯仿、苯、乙醚、四氯化碳、丙酮、二硫化碳、酒精、石油醚等有机溶剂。

(7)凝固点　指原油冷却凝固的温度。由其化学成分决定，特别是其中的含蜡量。含蜡量高凝固点低，原油凝固点一般在－56℃至＋32℃之间。

2. 石油在地层条件下的物理性质

储集在地下的石油，由于温度，压力及溶解气体的影响，使其与地面条件下的石油性质大不相同。在计算油田储量和合理开发油田时必须掌握地层条件下的石油性质。

(1)地层原油密度　原油的密度是指单位体积原油的质量。

$$\rho = \frac{m}{V}$$

式中　$\rho$——原油密度，$kg/m^3$；

$m$——原油的质量，kg；

$V$——原油的体积，$m^3$。

地面脱气原油一般都比地下原油密度高。当温度升高及溶解气增加时，密度就减小；当压力增加，原油密度增

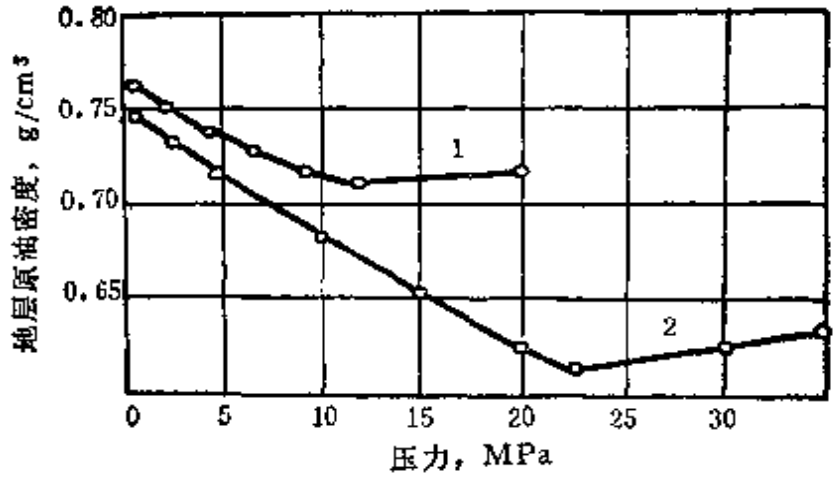



图3-37　地层原油的密度与压力及溶解气量的关系曲线

1—在$t$=70℃时A油田的原油；2—在$t$=84℃时B油田的原油

大。图3-37表示地层原油密度及溶解气之间的变化情况。二条曲线在饱和压力点上都发生转折。在饱和压力点以前，即随压力增加，原油中溶解气增加，密度减小；超过饱和压力后，则随压力增加原油密度也增加。

(2)原始溶解油气比　油层在原始状况下，每1000kg原油中所溶解的天然气量称原始溶解油气比。其大小取决于原油和天然气的数量、成分、温度和压力条件。

(3)油层原始饱和压力　随油田的开发，当地层压力降低到某一数值之后，原来溶解于原油中的天然气就开始逐渐分离出来。把从原油中开始分离出第一批气泡时的压力，称油层的原始饱和压力。对有气顶的油藏来说，原始地层饱和压力等于原始地层压力。

原始饱和压力的高低，与原油和天然气的性质、数量和地层温度有关。原油轻质成分多，温度高，则原油饱和压力高；反之，则原始饱和压力低。

原始饱和压力的数值是油层中从单相流动转变到两相流动的重要界限，是油田开发和开采的重要数据之一。

(4)地层原油粘度　粘度是阻碍流体相对运动的一种力，石油的粘度是随温度的增高而降低，随压力的增高而增加的。重质原油的粘度大，轻质原油的粘度则小。对相同组分的原油，一般是随溶解气量的增加而降低，特别是溶有碳氢化合物气体时，气体分子量越大，原油粘度降低越多，但原油中若溶解有氮气，就会使原油的粘度增高。

在地层条件下，原油粘度受温度、压力和溶解气三个因素的共同影响，特别是温度、溶解气的影响。因此地下原油的粘度都比地面的小。我国各油田的原油粘度，各不相同，胜利油田平均为43.9Pa·s，大庆油田平均为23.8Pa·s，川中油田平均为12.3Pa·s。

原油粘度的大小对油田的开采影响很大，粘度愈大，原油在油层和井筒内流动愈困难，就会降低油田的原油产量和最终采收率。有的则必须采取特殊的工艺措施进行采油，如热力采油或稠化降粘等措施。

(5)地层原油的体积系数　地层条件下原油的体积与其在标准状况下地面脱气后原油体积之比值，称原油体积系数，用下式表示：

$$b = \frac{V_{地下}}{V_{地面}}$$

式中　$b$——地层原油体积系数；

$V_{地下}$——地层条件下原油的体积，$m^3$；

$V_{地面}$——同体积地下原油地面脱气后的体积，$m^3$。

原油的体积系数与油层压力、温度、原油中的溶解气

量以及油、气的性质有关。其中溶解气量起主要作用，这在地层压力低于饱和压力时最明显。

由于油层一般都处于高温、高压之下，原油中溶解有大量的天然气，溶解气量和温度对体积系数的影响，远远超过弹性压缩的影响，故地层原油体积比在地面脱气后的体积要大。地层原油体积系数一般都大于1，个别大于2，是计算石油储量、进行油田动态分析常用的基本参数。

(6)地层原油的压缩系数　地层原油的平均压缩系数是指压力变化0.1MPa时，单位体积地层原油的体积变化率。以下式表示：

$$B_Y = -\frac{\Delta V}{V \Delta P}$$

式中　$B_Y$——原油的压缩系数，$(MPa)^{-1}$；

$\Delta V$——地层原油体积的变化值，$m^3$，体积增大为正值，体积减小为负值；

$V$——地层原油的原始体积，$m^3$；

$\Delta P$——压力的变化值，MPa，压力增大为正值，压力减小为负值。

总之，地层原油的压缩系数大小，取决于原油的成分、原油中溶解气量、压力和温度等条件。原油越轻，溶解的气量越多，温度越高，压缩系数也就越大；随压力增加，压缩系数减小。

地层原油的压缩系数是反映弹性能量的一个参数，当压力变化0.1MPa时，地层原油的体积可以有0.007%～0.14%的变化。

## 二、天然气的化学组成和物理性质

通常把岩石圈中一切天然生成的气体均叫做天然气，然而石油地质学所说的天然气，主要指以生物成因为主的油田气或气田气，又称可燃气。

### （一） 天然气的化学组成

在绝大多数天然气中，烃类气体是其主要组成成分，含有一个碳原子的甲烷通常占很大比例。此外，在天然气中还含有少量的$C_2 \sim C_6$烷烃。根据甲烷以上重烃含量，可将天然气分为干气和湿气。干气中的甲烷含量在95%以上，每 1 $m^3$ 天然气体内含汽油100g以下，与纯气田有关。含乙烷以上烃类较多者为湿气，每 1 $m^3$ 天然气含汽油100g以上，常和石油伴生。除烃类气体外，天然气中还含有二氧化碳、氮和硫化氢等气体。

### （二） 天然气的物理性质

1. 相对密度

系指标准状况下，单位体积天然气与同体积空气的质量之比。一般为0.6～0.7。含重烃的天然气，相对密度也有大于 1 的，如湿气。

2. 粘度

粘度是天然气的重要性质，天然气粘度的大小，主要与天然气的组成及所处的压力和温度有关。一般很小，在 0 ℃和20℃时，粘度分别为0.000131和0.0120Pa·s左右。

在计算天然气产量时，粘度是不可缺少的重要参数。一般在实验室测定，也常利用图表求其近似值。

3. 溶解度和溶解系数

溶解度是指在一定压力下，单位体积的石油所溶解的天然气量。天然气和一般单组分气体在石油中的溶解度有很大差别，单组分的气体的溶解度符合亨利定律，即：

$$q = Cp$$

式中 $q$——气体在单位体积溶剂中的溶解度，$m^3/m^3$；

$p$——溶解时的绝对压力，0.1MPa；

C——溶解系数，$m^3/(m^3 \cdot 0.1MPa)$。

溶解系数在数值上等于压力平均每提高0.1MPa时，溶解在单位体积内的气体体积，它的单位是$MPa^{-1}$。

但公式对于不易互溶的液、气系统是适用的，C为常数。而对属于在常温、常压下的那部分轻质烃类的天然气来说，C就不是常数，而是一个变数。溶解度和压力间是曲线关系，如图3-38。

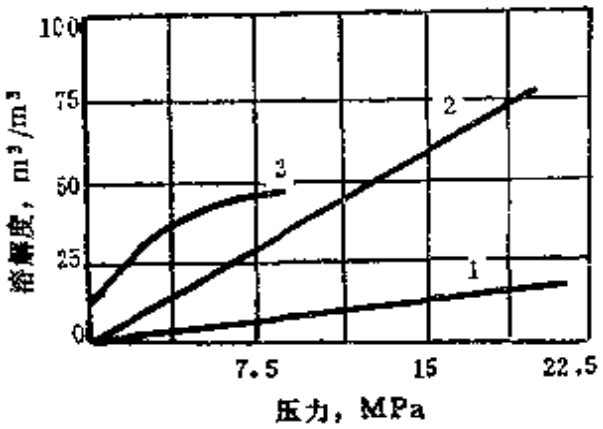



图3-38 在40°C时气体在比重为0.873的某油田石油中的溶解度

1—氮气；2—甲烷；3—天然气

从图3-38中看出：氮气和甲烷的溶解度与压力成直线关系，而天然气则成曲线关系，即C不是常数。这主要是由石油和天然气的特性所决定的。在不同的温度、压力条件下天然气的气体组分是变化的。组成天然气的不同成分在相同温度、压力条件下，在石油中的溶解度是不同的，都有各自的溶解规

表 3－5　溶解系数随压力变化情况

| 压力区间，MPa | 平均溶解系数，$m^3/(m^3 \cdot MPa)$ |
|---|---|
| 0～0.7 | 34.00 |
| 0.7～2.0 | 4.95 |
| 2.0～3.8 | 4.46 |
| 3.8～5.4 | 3.33 |
| 5.4～7.2 | 2.13 |
| 7.2～9.0 | 1.73 |

律。天然气的平均溶解系数随压力的增高而减小(表 3－5)，随温度的增高而减小(图 3－39)。天然气与石油的性质越接近，就越易溶解。

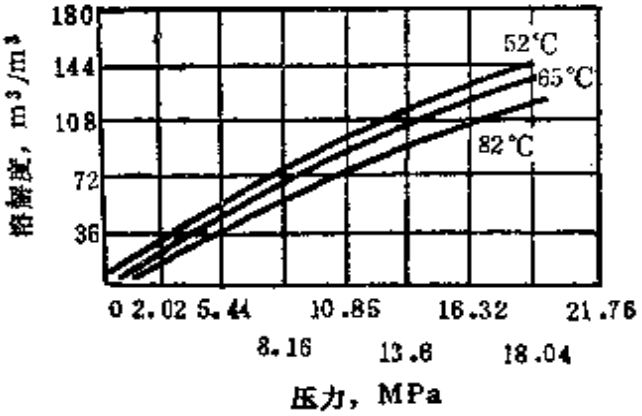



图 3－39　不同温度下，天然气的溶解度与压力关系曲线

确定天然气在石油中的溶解度，需从井下高压的情况下取样，在实验室进行高压物性分析确定，也可用查图版的方法求得。

4. 天然气的压缩性和压缩系数

对于理想气体，当温度不变时，压力和体积的乘积为一常数(波义尔-马略特定律)；当压力不变时，体积的增加和温度的增加成正比(盖-吕萨特定律)；当温度和压力都变化时，可以推导出理想气体状态方程式为：

$$pV = NRT$$

式中 $p$——压力，MPa；

$V$——该压力下气体所占的体积，$m^3$；

$N$——气体克分子数，$N=\frac{G}{M}$，kg/(kg/mol)；

$R$——气体常数，0.0082MPa·l/(mol·℃)；

$T$——绝对温度，K(=273+$t$℃)。

天然气不是理想气体，在应用时需要用压缩系数Z来加以校正，校正后的真实气体状态方程式为：

$$pV=ZNRT$$

压缩因子Z值的大小，取决于气体的组分、温度和所处的压力条件。如干的天然气，在15.5℃的条件下，压力为0.1MPa时，Z值为0.998；压力为14MPa时，Z值降至0.63；而压力为70.3MPa时，Z值增加为1.58。

从图3-40和图3-41可以看出：任何一种气体的压缩因子，在低温时，随压力的增加而减小；当压力和温度增大到一定程度后，Z值随温度、压力的增高而增大。

气体的压缩因子变化与压力、温度间的关系，是由于各种气体组分的临界温度和临界压力的不同而引起的。临界温度是指某一种气体特定的温度值，在此温度以上时，无论加多大的压力也不能使气体变成液体。临界压力是指临界温度时相应的压力，即烃类气体变为液态所需的最低压力。不同的气体具有不同的临界状态，如表3-6。

天然气是多组分气体的混合物，它的临界温度和临界压力等于其各种气体成分的体积百分数，分别乘其临界温度和临界压力的总和，称为天然气的平均临界温度和平均临界压力。用天然气的温度和压力分别除以其临界温度和临界压力

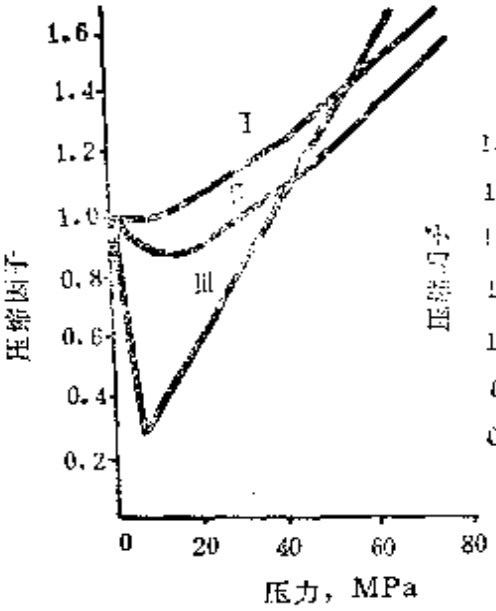



图3-40 38°C时氮气、甲烷、乙烷的Z值与压力的关系曲线
I—氮气；II—甲烷；III—乙烷

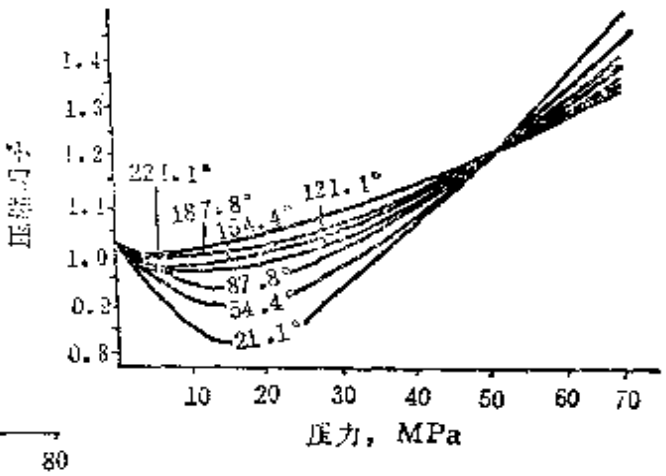



图3-41 各种温度下甲烷的Z值与压力的关系曲线

可求得天然气的对比温度和对比压力，查天然气压缩因子曲线，求得天然气平均压缩因子$Z_{cp}$的近似值。天然气压缩因子曲线，见图3-42。

天然气临界压力和临温度的计算，可按表3-7进行。表中各种气体的临界压力和临界温度是固定常数，可从有关手册中查出。

压缩因子是气田开采中计算气层压力和流量必不可少的数据。

5. 体积系数

在不同的温度、压力下，天然气的体积是不同的。如果已知在标准状况下($P_0$、$T_0$)的气体体积$V_0$，就可以用理想气体状态方程式换算在其它状况($p$、$T$)下的气体体积$V$即：

表3-6 天然气中常见气体的有关物理参数

| 天然气成分 | 分子式 | 分子量 | 相对密度(空气=1) | 密度,kg/cm³ 0℃ 0.1MPa | 临界温度 ℃ | 临界压力 kg/cm² |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 甲烷 | $CH_4$ | 16.042 | 0.554 | 0.716 | -82.5 | 47.3 |
| 乙烷 | $C_2H_6$ | 30.068 | 1.038 | 1.34 | 32.2 | 49.8 |
| 丙烷 | $C_3H_8$ | 44.094 | 1.523 | 1.97 | 96.8 | 43.4 |
| 异丁烷 | 异$C_4H_{10}$ | 58.12 | 2.007 | 2.60 | 134.0 | 38.2 |
| 正丁烷 | 正$C_4H_{10}$ | 58.12 | 2.007 | 2.60 | 152.0 | 38.7 |
| 异戊烷 | 异$C_5H_{12}$ | 72.146 | 2.49 | 3.22 | 187.8 | 33.9 |
| 正戊烷 | 正$C_5H_{12}$ | 72.146 | 2.49 | 3.22 | 197.2 | 34.1 |
| 正己烷 | $C_6H_{14}$ | 86.17 | 2.975 | 3.85 | 234.8 | 30.5 |
| 氮 | $N_2$ | 28.02 | 0.968 | 1.25 | -147.1 | 34.6 |
| 氧 | $O_2$ | 32.00 | 1.11 | 1.435 | -118.8 | 51.3 |
| 空气 | | 28.966 | 1.00 | 1.293 | -140.7 | 37.2 |
| 二氧化碳 | $CO_2$ | 44.01 | 1.52 | 1.965 | 31.1 | 75.4 |
| 硫化氢 | $H_2S$ | 34.08 | 1.178 | 1.539 | 101.5 | 91.8 |
| 水蒸气 | | 18.16 | 0.622 | 0.804 | 374.1 | 217.5 |
| 一氧化碳 | CO | 28.01 | 0.9670 | 1.25 | -140.2 | 34.5 |

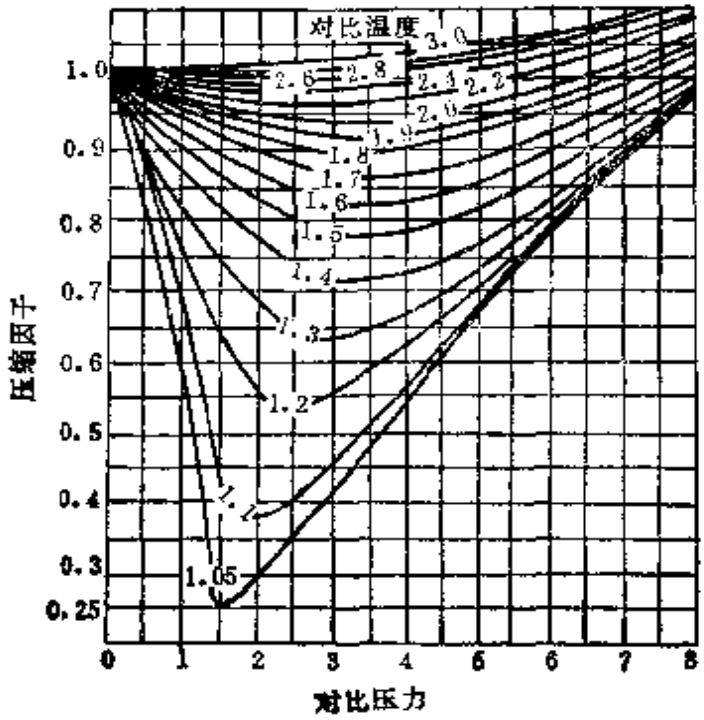



图 3-42　天然气的压缩因子图

表 3-7　天然气的临界压力和临界温度

| 成　分 | $N_i$ 体积含量 % | $T_{cr}$ 临界温度 °K | $p_{cr}$ 临界压力 kg/cm²(绝) | $N_iT_{cr}$ °K | $Np$ kg/cm²(绝) |
|---|---|---|---|---|---|
| 甲　烷 | 69.4 | 190.7 | 47.3 | 132.34 | 32.83 |
| 乙　烷 | 6.5 | 305.5 | 49.8 | 19.85 | 3.23 |
| 丙　烷 | 10.4 | 370.0 | 43.4 | 38.48 | 4.51 |
| 丁　烷 | 6.1 | 425.0 | 38.7 | 25.93 | 2.36 |
| 戊烷及其它 | 7.6 | 470.0 | 34.0 | 35.72 | 2.58 |
| 合　计 | 100 | | | $\overline{T}_{cr}=\Sigma(N_iT_{cr})=252.32$ | $\overline{P}_{pc}=\Sigma(N_iP_{cr})=45.51$ |

$$\frac{p_0V_0}{T_0}=\frac{pV}{T}$$

$$V=\frac{p_0V_0T}{T_0p}$$

式中 $p_0$、$T_0$、$V_0$——为标准状况下的压力、温度、体积；

$p$、$V$、$T$——为在其它状况下的压力、温度、体积。

天然气不是理想气体，计算公式应当用Z值来校正，即：

$$V=Z\frac{p_0V_0T}{T_0p}$$

为了求出标准状况下某一体积的天然气在地层状况下所占有的体积，而引出天然气体积系数的概念。天然气的体积系数$B$可由前式导出为：

$$B=\frac{V}{V_0}=Z\frac{p_0T}{T_0p}$$

式中 $p$、$V$、$Z$、$T$——地层条件下的压力、体积、压缩因子和温度。

## 三、油、气田水的性质

油田水是指储集油、气的地层中的水。油、气田水与油、气组成一个统一的流体系统。它们以不同形式共存于储集层的孔隙之中。石油的生成、运移、聚集以至逸散，都是在地下水存在的情况下进行的，因此研究油田水有重要意义。

### （一） 油、气田水的化学性质

油、气田水的化学成分非常复杂，已测定出60多种元素，其中最常见的30多种，但含量较多的是下面几种离子。

阳离子：$Na^{+}$(钠)、$K^{+}$(钾)、$Ca^{2+}$(钙)、$Mg^{2+}$(镁)、$Fe^{3+}$、$Fe^{2+}$(铁)。

阴离子：$Cl^{-}$(氯根)、$SO_4^{2-}$(硫酸根)、$CO_3^{2-}$(碳酸根)、$HCO_3^{-}$(重碳酸根)。

以$Na^{+}+K^{+}$、$Mg^{2+}$、$Ca^{2+}$及$Cl^{-}$、$SO_4^{2-}$、$CO_3^{2-}+HCO_3^{-}$六组离子为主，以$Cl^{-}$和$Na^{+}$最多，$SO_4^{2-}$很少。油、气田水中以氯化钠含量最为丰富，其次为碳酸钠和重碳酸钠，氯化镁和氯化钙等。

为了表示油、气田水中所含盐类多少，常以水中的各种离子、分子、盐类和胶体的总含量表示，称为水的总矿化度。单位为ppm。

### (二) 油、气田水的特殊组分

#### 1. 有机物质

油、气田水中含有环烷酸、酚以及氮、硫的有机化合物等。

#### 2. 烃类气体

石油及天然气直接进入地下水的结果，是使油、气田水中含有甲烷、乙烷、丙烷及丁烷。当水中含有乙烷以上的气体时，是含油的直接标志。

#### 3. 微量元素

碘、溴、硼、铵、锶、钡等称微量元素。是含油、气的间接标志。

其它尚有硫化氢及氮、氩等气体。

### (三)油、气田水的物理性质

#### 1. 相对密度

油田水因溶有重量不等的盐类，相对密度变化很大，一

般大于1.0。且含盐量越高，相对密度越高。

2. 粘度

油田水因含盐分，粘度比纯水高，溶解盐分越多，粘度越高；温度升高，粘度降低。

3. 颜色和透明度

油、气田水不透明并呈混浊状，常带有颜色。含$H_2S$时，呈淡青绿色；含铁质胶状体时，带淡红色、褐色或淡黄色。

4. 导电性

纯水是不良导体，油田水因含各种离子，所以能够导电。水中含离子越多，导电性越强。

5. 溶解度

气体在水中的溶解度随压力增加而增加，随温度增加而降低。但在压力不断增加时，溶解度的增加速度将变缓慢。气体在水中的溶解度和气体的性质、水中的含盐量有关。在地层条件下，溶解度很低。一般在10MPa下，溶解气量也不超过 1 ～ 3 $m^3/m^3$。

6. 体积系数

指水在地层条件下与地面条件下比容的比值。它随温度的增加而增加，随压力的增加而减小。油层水的体积系数一般在1.01～1.02之间。

7. 压缩系数

油田水的压缩系数是指当压力变化0.1MPa时，体积的变化率。与油层的压力、温度、溶解气量有关，通常介于3.5～ 5 $\times 10^{-4}$/MPa之间。

（四） 油、气田水的分类

1. 成因分类（苏林分类）

同一油、气田的不同油、气层，或者同一油、气层的不同构造部位，油、气田水的成分变化很大，这是因为水化学成分的形成，取决于它们所处的环境。从一些主要盐类的组合，可以反映油层水形成的地质环境。按其成因分四类：

（1）硫酸钠($Na_2SO_4$)水型——开启型　硫酸钠水型代表着大陆环境，是环境封闭性差的反映，不利于油、气的聚集保存。

（2）重碳酸钠($NaHCO_3$)水型——还原-氧化型　此种水型的水pH值常大于8，为碱性水，在油、气田区分布广泛。我国油、气田水属此型的很多，其储集岩系多是陆相淡水潮湿的湖盆沉积，是含油、气的良好标志。

（3）氯化镁($MgCl_2$)水型——氧化-还原型　此水型的典型代表是海水，生成于海洋环境，说明油层与地面不连通，封闭条件好。有时向氯化钙水型转变。因此，在很多情况下，$MgCl_2$水型存在于油、气田内部。

（4）氯化钙($CaCl_2$)水型——还原封闭型　在完全封闭的地质环境中，地下水与地表完全隔离不发生水的交替。这与油、气聚集所要求的环境相同，是含油、气的良好标志。

我国油、气田水的基本类型是重碳酸钠型和氯化钙型，总矿化度变化范围在3～305kg/m³。

2. 油、气田水的矿场分类

根据油、气田水在油、气藏中的位置和与油、气藏关系进行分类，以便分析油藏驱动类型及进行油、气田储量计算。

（1）油层水　凡和油、气埋藏在同一地层中的水叫油层

水，可分为边水(图 2 -6a)和底水(图 2 -6b)。

(2)夹层水　夹在同一油、气层系中两个油、气层中间的水叫夹层水，如图 3 -43。

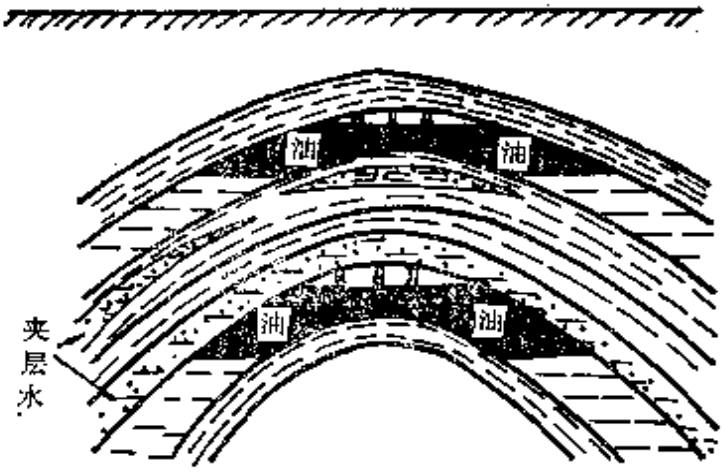



图 3 -43　夹层水示意图

### (五)　研究油、气、水性质及分布的意义

研究油、气田的油、气、水，对油、气田的勘探、开发有很大的实际意义。

1)在油、气田的调查和勘探过程中，根据油、气的地表显示及水中特有的成分和性质，可以评价含油、气远景的好坏。

2)在钻井过程中，常碰到油、气层和含水层，搞清油、气、水层的埋藏深度，压力大小及油、气、水的化学性质等，有助于安全生产，防止事故发生。

3)在开采油、气藏的过程中，要密切注意油、气、水性质的变化。根据各层油、气、水的不同特征，可帮助分析油、气、水是否属同一层位；油、气井出水，要分析出水的原因，确定出水层位。根据油、气、水性质的变化，可帮助

分析各井之间连通性及边水的推进情况，了解油、气、水层压力大小，查明油、气、水层的关系，可以帮助确定油、气藏的驱动类型，制订合理的开发方案。在开采过程中，可以更加合理的保护和利用驱动油、气的天然能源，制订合理的油、气、水井工作制度和采取适宜的技术措施，以提高油、气采收率。

## 第四节　油、气层的温度、压力系统和油、气藏的驱动类型

油层深埋地下，所承受的高温、高压是一种潜在的能量。钻开油层后，这种能量成为驱使油层中油、气、水流入井底，举升到地面的动力。因此研究油层的温度、压力系统，对确定油、气藏的驱动状态，以致采取相应的开发部署，合理采油是极重要的。

### 一、油、气层压力

#### （一）油、气层压力的概念

油、气层的压力是指油、气层中某一点的流体（油、气、水）所承受的压力。当储存流体的孔隙与外界连通，孔隙中的流体可以自由排出时，油、气层压力应等于从地面到地下油、层深度的静水压力。

由于烃类物质的气化，岩层的二次胶结、构造运动及温度升高等，都会引起油、气层压力变化。特别对一些与外界联系差的油、气藏，易形成异常高压的状况。

#### （二）原始油、气层压力

油、气田投入开发以前所具有的压力叫做原始油、气层

**压力，也叫做**原始地层压力**或原始静压。**通常用第一批探井打开油、气层以后，经射孔、诱喷、再关井所测得的压力数值来代表该油、气层的原始油、气层压力。

1. 原始油、气层压力在油、气田上的分布。

含油、气层或含水层中的流体不是静止的、而是组成统一的水动力系统，且在不断地运动着。在均质地层中，原始油、气层压力在构造上的分布遵循连通器的原理，如图 3 -44 表示一个背斜油、气藏不同部位原始压力的分布状况，这是

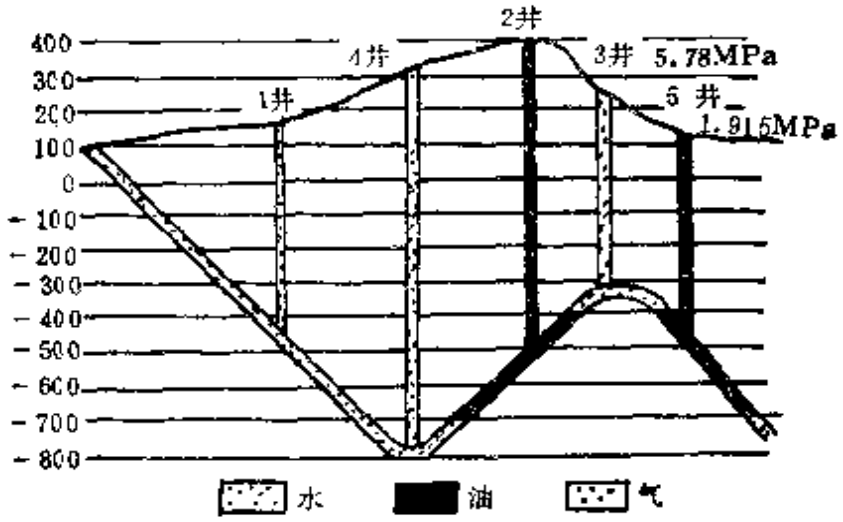



图 3 -44　原始油层压力在构造上的分布

1—水；2—油；3—气

只有一个供水区的油藏，供水区海拔高度为100m。在该油藏范围内外所钻各井的油、水界面和油、气界面的原始地层压力如下：

1 井钻至 - 5 00m，在水层部位完钻，原始地层压力6.6MPa，折算到油水界面 - 700m处，原始压力8.8MPa。

2井钻至 - 500m，在含油部位完钻，原始地层压力等于

油水界面的压力值减去油水界面至井底的油柱重量产生的压力。

5井与2井井底海拔相同，均钻至油层，故原始压力一样。但5井地面部位低，而在井口有较高的剩余压力，有利于开采。

3井钻至－350m，在含气部位完钻，原始地层压力以油、气界面压力代表，为6.25MPa。

4井钻在水区最深地层部位－800m，原始压力为9.9MPa。

由图3－44中各井的实际资料可以看出，原始油、气层压力在背斜构造油藏上的分布有如下的规律：

（1）同一油、气层的原始油、气层压力随着油、气层埋藏深度的增加而增高。在构造顶部油、气层压力低，向翼部逐渐增高。

（2）井底海拔相同的各井，如果井内流体性质相同，则原始油层压力相等；如果井内流体性质各异，则流体密度大的，其原始油层压力小。

（3）气柱高度变化对气井压力影响很小，因此，当油藏平缓，含气面积不大时，油气或气水界面上的原始油层压力可代表气藏（或气顶）内各处的压力。

2. 异常原始油、气层压力

（1）异常油、气层压力的概念

如前所述，在水文地质"开启"的正常地质条件下，油、气层压力可用同深度的静水柱压力表示。但是，由于诸多因素的影响，油、气层压力常常不等于静水柱压力，这就是异常油、气层压力，或者简称为压力异常。

国内多用压力系数$\alpha_p$来表示异常油、气层压力的性质和大小。所谓压力系数$\alpha_p$，是指实测的油、气层压力$p_f$与同深度静水压力$p_H$之比值，即：

$$\alpha_p = \frac{p_f}{p_H}$$

从理论上说，$\alpha_p = 1$时，油、气层压力属正常油、气层压力；$\alpha_p \neq 1$时，则属异常油、气层压力。$\alpha_p < 1$，称低异常油、气层压力；$\alpha_p > 1$，则称高异常油、气层压力；如$\alpha_p$远远大于1，则称超高压的异常油、气层压力。表3-8列举

**表3-8　国内外某些油、气田的原始油、气层压力系数值**

| 油、气田名称 | 油、气层深度 m | 原始油、气层压力 MPa | 压力系数 |
|---|---|---|---|
| 老君庙 (中国) | 1470 | 12 | 1.20～1.14 |
| 东溪 (中国) | 915～1038 | 14.12 | 1.36～1.54 |
| 苏拉汉 (苏) | 350 | 2.5 | 0.71 |
| 老格罗兹内 (苏) | 990.8～1148 | 9.49～11.19 | 0.96 |
| 杜玛兹 (苏) | 1650～1800 | 17.7 | 1 |
| 罗马什金 (苏) | 1650～1700 | 17.5 | 1.03 |
| 东得克萨斯 (美) | 915～996 | 11.01 | 1.10～1.20 |
| 帕宾那 (加) | 1560 | 13.8 | 1.2 |
| 基尔库克 (伊拉克) | 700～1400 | 17.5～20 | >1.5 |
| 布路介迪(罗马尼亚) | 1681 | 8.9 | 0.53 |

了国内外一些典型油、气田的压力系数$\alpha_p$资料。

表3-8表明，不同油、气田的压力系数相差十分悬殊，$\alpha_p \neq 1$是较普遍的现象。在油、气田开发实践中，有时将$0.8 < \alpha_p < 1.2$称正常油、气层压力；$\alpha_p > 1.2$，称高异常

油、气层压力；$a_p<0.8$，则称低异常油、气层压力。

国外则多采用压力梯度$G_p$来表示异常油、气层压力的性质和大小。油、气层压力梯度又称为流体压力梯度，是指单位深度的流体压力值，用$G_p$表示。

$$G_p=\frac{p_f}{H}$$

$G_p=0.01$MPa/m(0.1kg/cm²·m)者，称为正常油、气层压力；$G_p>0.01$MPa/m者称为高异常油、气层压力；$G_p<0.01$MPa/m者称为低异常油、气层压力。

（2）产生异常油、气层压力的原因

高压异常是由压实作用、水热效应、蒙脱石脱水、承压条件、渗析作用、古压力、构造作用、胶结作用和高压水的注入等不同原因造成。低压异常不如高压异常那么多见，产生原因有页岩减压膨胀、开采过度压力衰竭的油层、地下水面过低和已有地层的升高和被剥蚀以及伴之而来的温度降低等。现举三例说明异常油、气层压力的产生：

1）剥蚀作用　从图3-45可以看出因剥蚀作用使供水露头相对抬高或降低，就出现高压（A油层）或低压（B油层）异常。

2）构造断裂作用　油、气层受断层的切割，一部分沿断裂面上升或下降，断层封闭，使地层仍保持原来的压力，就形成压力异常，如图3-46。

3）构造断裂和剥蚀作用　如图3-47所示，油藏最初原始地层压力是由静水压头$H_1$所造成，后来因断裂，使油层与供水区隔绝，又因剥蚀作用，使油藏深度变浅为$H_2$，但油藏仍保持原来压力，因而造成高压异常。

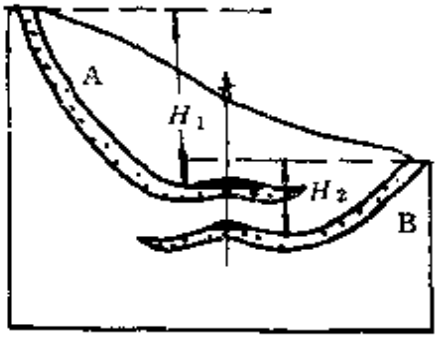



图 3 -45　剥蚀作用造成的压力异常示意图

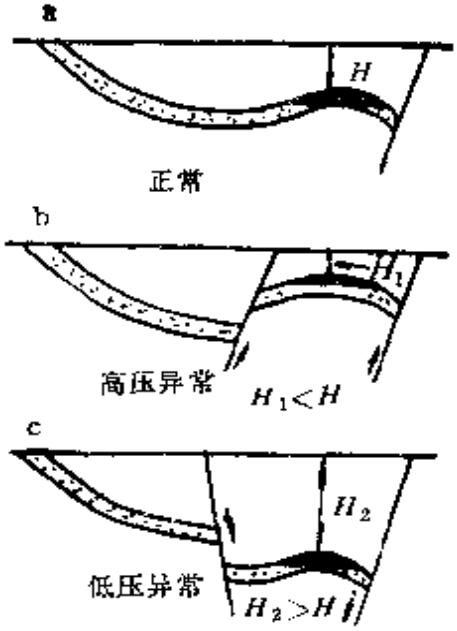



图 3 -46　构造断裂作用造成的压力异常示意图

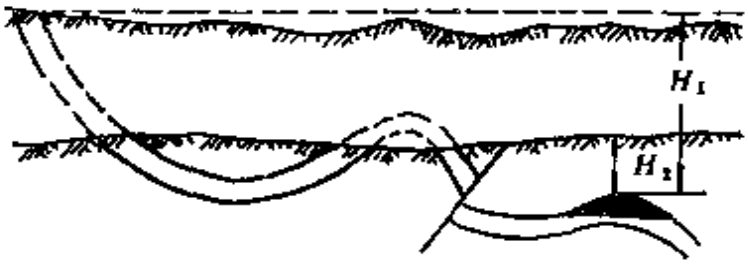



图 3 -47　构造断裂与剥蚀作用造成的压力异常示意图

3. 原始油、气层压力的确定

矿场一般采用下列三种方法确定原始油、气层的压力：

（1）实测法　在探井射孔诱喷后，把校对正确的压力计下入油层中部，关井，待油、气层压力恢复后测得的油层中部压力数值，即为原始油、气层压力。

（2）试井法　油、气田投产不久，可根据不稳定试井资料作出压力恢复曲线，求得原始油、气层压力。

（3）作图法　同一水动力系统的油、气层压力一般随油、气层埋藏深度的加大而增高。其压力值与油、气层中部海拔高度基本为线性关系，此关系曲线又称为压力梯度曲线，其关系表达式为：

$$P_0 = A + H\mathrm{tg}\theta$$

式中　$P_0$——原始油、气层压力，MPa；

$H$——油、气层中部海拔，m；

A——直线截距；

$\mathrm{tg}\theta$——直线的斜率。

按公式可推算不同海拔高度油井的原始油、气层压力（图3-48和图3-49）。

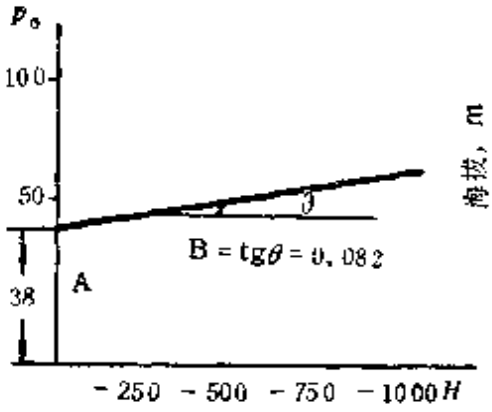



图3-48　原始油层压力与油层中部海拔关系曲线

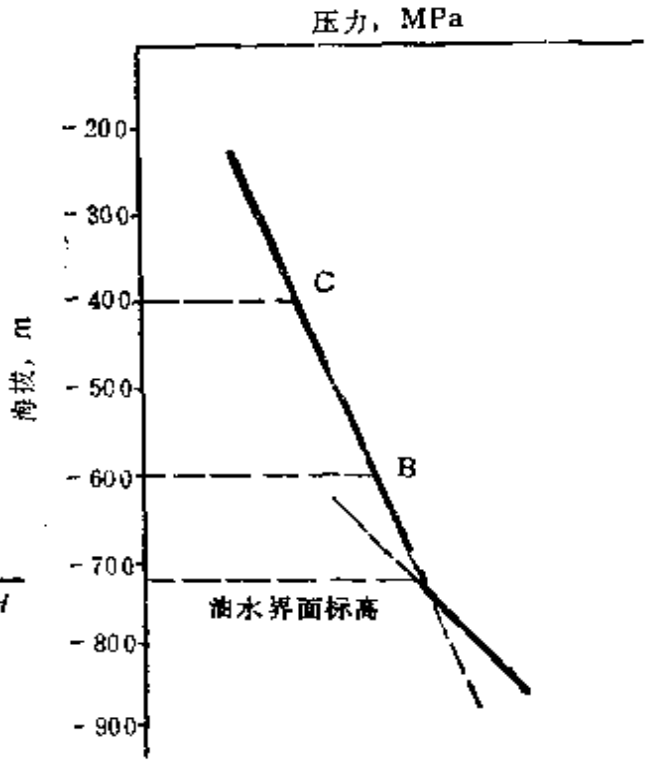



图3-49　某油层压力梯度曲线

在油、气田勘探、开发初期，取得一部分井的原始地层压力值，作出油层压力梯度曲线图，便可依据此图推算出同一水动力系统内不同海拔高程各点的原始油、气层压力，预测新设计井位的油层压力。确定合理的泥浆比重。也用来判断油、气层是否为同一压力系统。

### （三） 目前油、气层压力

油、气藏投入开发之后，某一时期所测得的油层中部压力，称为目前压力，目前压力是由单井测量得到的，由于各井的条件不同，其压力值相差较大，要了解油、气藏的目前压力，必须用井的叠加。

矿场所用目前油、气层压力分为静压和流压两种。

流压指油、气井生产时测得的井底压力，所以也叫流动压力、井底压力或井底流压。它代表井口剩余压力与井筒内液柱重量对井底产生的回压的和。

静压指油井生产一段时间后关井，待地层压力恢复到稳定状态后，所测得的井底压力，即油层静止压力。

通常静压大于流压，二者之差称为生产压差。在这压差的作用下，油、气从油层流向井底。若流压较高，可将油、气举升到地面。

## 二、油、气层温度

油、气层的温度直接影响着油、气、水和岩石的物理状态和性质，所以研究古地温和含油、气区地温的分布变化规律是很重要的。

### （一）地壳温度及异常

1. 地壳温度带的划分

通常把地壳温度划分为四个带：

（1）日变化带　在深度小于1m的范围内，其温度受日气温变化的影响，变化剧烈，幅度可达50～70℃。

（2）年变化带　在深度小于20m范围内，温度受季节性气温变化的影响。

（3）恒温带　一般深度超过20m以下，地层温度不受太阳辐射热的影响，比较恒定，大致相当于当地的常年平均温度。

（4）地热增温带　地层温度受地热的影响，随埋藏深度的加深而增加。

2. 地温梯度和地温级度

（1）地温梯度　是指地层深度每增加100m，温度增高的度数。

通常，地温随地层深度增加有规律地增高。一般平均每增加33m，地温增高1℃。

（2）地温级度(地热级度)是指地温每增高1℃，地层所增加的m数。

通常地壳上部10～20km内地温级度平均值为33m/℃。但由于各种因素的影响，特别是受地下水循环的影响，各地各油田的地温级度是不一样的，就是所说的正、负异常。

（二）油、气层温度的研究

1. 油、气层温度的测量

通常在油、气田测量地温采用实测法。在测量原始油层温度时，先关井，井底温度与岩层温度大致相同时，下入最高压力计到井底和不同井段，分别读取其数值，可得井底温度和计算井内温度梯度的变化。对于气田，还可以在井生产

条件下测得流动温度随井深的变化曲线。

现在也有采用外推法求地温(图3-50)。其方法是在测量前循环泥浆，记录循环时间$t$，停止循环后，将最高温度

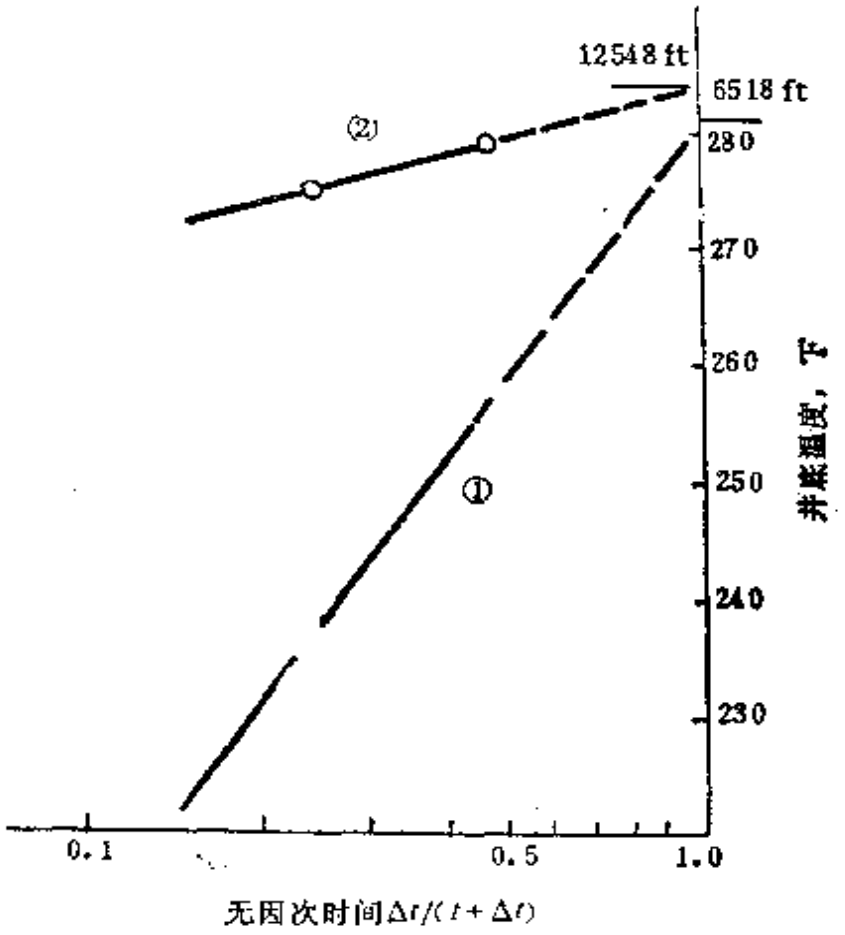



图3-50 外推法求静止地层温度

计下入井底，记录下入时间$\Delta t$。取出温度计，读温度值$T$。作$T\sim \lg\frac{\Delta t}{t+\Delta t}$曲线，将其外推至无限远时间的温度值即是所求的地温。

2. 油、气层温度的应用

在盆地内部的高地热异常往往反映着局部背斜构造的存在，再根据地下水的活跃程度，可判断是否有油、气田的存在。

根据石油粘度随温度变化的关系，对高粘度油层开采，采取注热水或蒸气等热力采油措施。

当压力低于饱和压力时，石油中的溶解气大量逸出，常使油层温度下降，特别在井底附近温度变化大，会造成井底附近油层结胶或结蜡，甚至会堵塞油层，应采取相应的采油工艺措施。

边水向生产井推进时，因边水埋藏较深，又是良好的载热体，会使生产井井底温度逐渐增高，连续测量井底温度的变化有助于判断边水推进情况。

由于温度等影响水泥的凝固速度，为保证固井质量和施工的顺利，在深井注水泥时，根据地层温度高低，便可在水泥中加入添加剂以延缓候凝期或采取预先冷却井筒的措施。

根据沿井身温度的分布变化，可检查固井质量，并可判断因固井质量不好而使管外窜流的位置，从而采取技术措施封堵套管外水窜。

地温测量对气田更有直接的关系，气井的产量、压力测量计算，及井下工艺的各项仪表都须要有准确的温度资料。

## 三、 油、气藏的驱动类型

确定油、气藏的驱动类型，是算准储量，优选开发方案的重要基础。驱动类型指的是油、气藏开发过程中，驱动油、气从油层流入井底，并举升到地面时，主要依靠的能量。油藏中潜在的这些能量主要有：重力场中液体的位能；

液体形变的位能；岩石形变的位能；自由气的压能；溶解气的位能等。这样，就使得各油、气藏因其能量来源不同，而具有不同的天然驱动类型。同时，人们还可以按照油、气藏的条件，施加人工能量来改变原有的驱动类型，以达到好的开发效果和高的最终采收率。

### （一） 水压驱动

水压驱动的驱油动力是天然的水头压力。按照天然供水区的能量又可分为刚性水压驱动和弹性水压驱动两种类型。

#### 1． 刚性水压驱动

驱油动力主要是边水、底水的压头造成的压力，称刚性水压驱动。分为边水驱动(图3-51)和底水驱动(图3-52)两种类型。

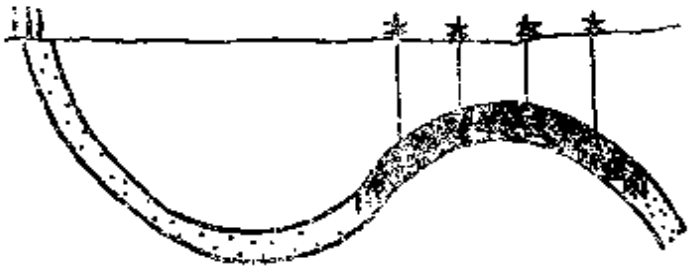


图3-51 边水驱动示意图

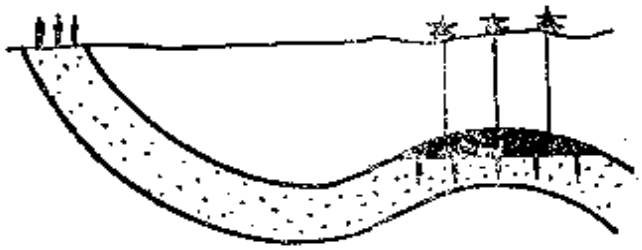


图3-52 底水驱动示意图

（1）边水驱动　这种驱动类型的地质条件是油层有良好的供水充足的露头，露头与油层之间高差大；油层渗透性好且均匀；油层与供水区之间无断层或无岩性遮挡；油层较薄、倾角较陡。

（2）底水驱动　这种驱动类型与边水驱动不同之点在于油层较厚，油层倾角平缓，水衬托在油藏的底部。

水压驱动的驱油效率的好坏，决定于如下条件：若油层水压头高，供水区水源丰富，油层渗透率均匀，则水驱油效率高，开发过程中产量、压力较稳定（图3-53）；反之，驱油效率低。特别是渗透率的非均匀程度对水驱油效率的影响最为明显。当油层渗透性不均匀时，会在平面上造成边水舌进，剖面上造成水窜，底水驱动时，形成底水锥进（图3-54、图3-55）。

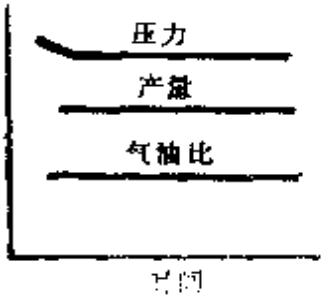



图3-53　刚性水压驱动开采特征曲线示意图

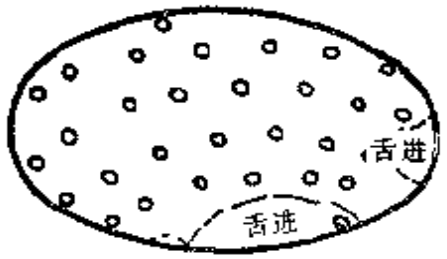



图3-54　边水舌进示意图

上述两种情况的出现都将造成油井提前水淹，造成大量石油残留在油层中采不出来，降低了原油的采收率。

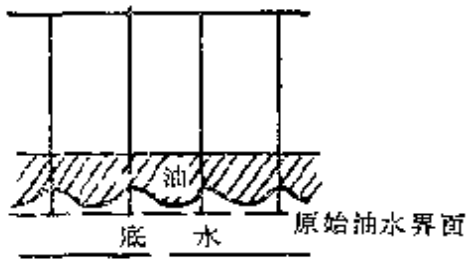



图3-55　底水锥进示意图

2．弹性水压驱动

这种类型的驱油动力主要依

靠油藏外围广大含水区的水和岩石的弹性膨胀力。这种驱动类型只有当地面没有供水露头或供水区与油层之间相距很远且连通性差，而含水区的面积远比含油区的面积大得多时才存在。

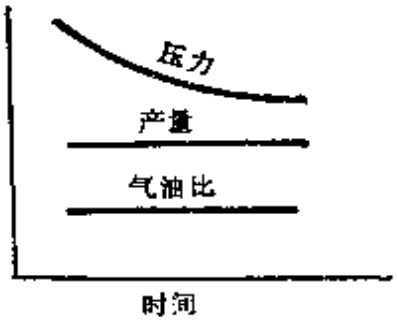



图3-56 弹性水压驱动生产特征曲线示意图

弹性水压驱动油藏的生产特征是：当保持一定的产油量时，油层弹性能量逐渐消耗，压力不断下降，但在弹性驱动阶段中的产量、油气比较稳定，如图3-56。

### （二） 气压驱动

气压驱动的驱油动力是气顶中压缩气体的弹性膨胀力。在过饱和油藏中，多余的天然气，储集于油藏顶部形成气顶。油层被打开后，油层压力开始下降，气顶中被压缩的天然气发生膨胀，将原油驱入井内。随着石油不断采出，油、气界面逐渐向下移动。

驱动类型又可分为：

1.刚性气压驱动

这种驱动类型只有当气顶体积大大超过油藏体积，开采时气顶压力降落很小时才能存在。

刚性气压驱动类型油藏的生产特征是：若采油量与油、气界面的推进速度相适应，则油、气界面在接近井底以前，产量、压力和油气比都比较稳定；当油、气界面逐渐移近井底时，则产油量逐渐增加，油气比上升较快。在油、气界面到达油井之后，产油量急剧下降，此时油井即被气侵，如图

3 -57。

2.弹性气压驱动

其特点在于气顶压力随流体的采出而逐渐下降(图3 -58)。

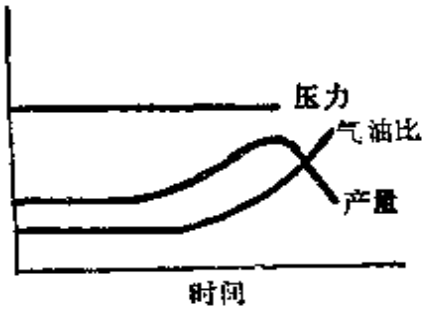



图3 -57 刚性气压驱动开采特征曲线示意图

在油层较厚、倾角平缓情况下采油时，要注意保持一定的地层压力，防止因气体锥进而白白消耗气顶的能量，造成油井过早气侵，如图3 -59。

弹性气压驱动类型油藏的开采特征是：随开采时间的延

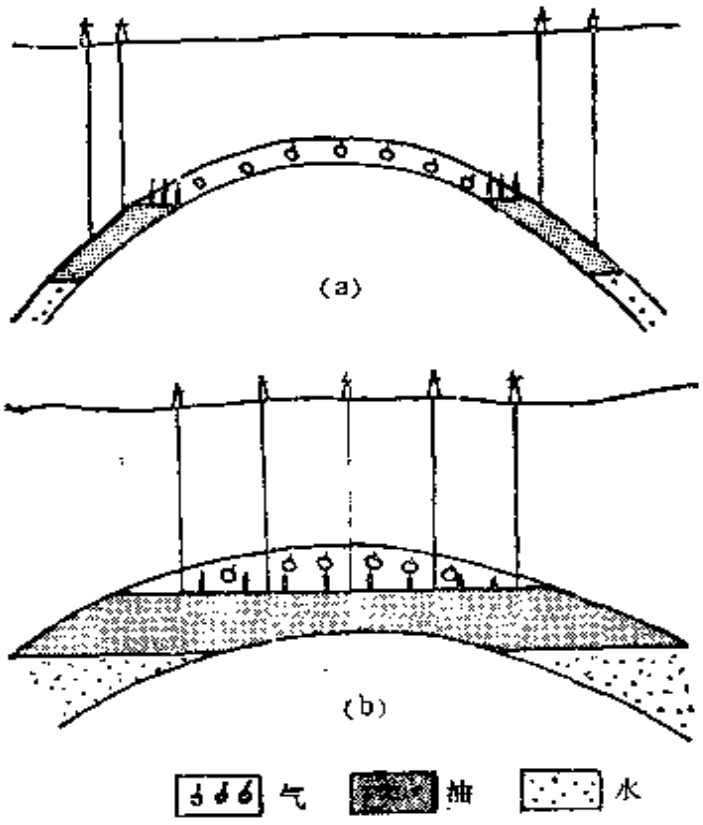



图3 -58 弹性气压驱动示意图

长，产量、压力逐渐下降，油气比逐渐上升，当气顶突入油井后，油气比将急剧上升，产油量迅速下降(图3-60)。

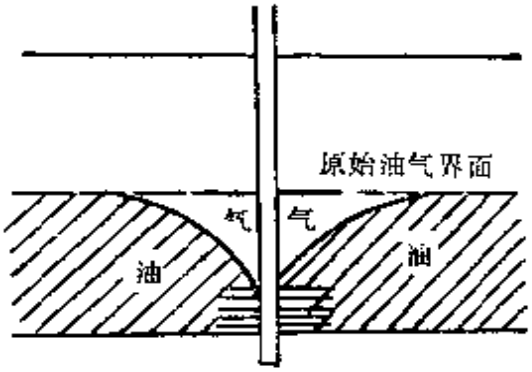



图3-59 气体锥进示意图

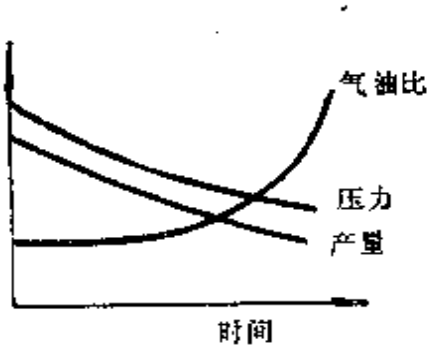



图3-60 弹性气压驱动开采特征曲线示意图

### (三) 弹性驱动

油层岩石及其中的液体具有弹性能。当油层压力降低时，岩石和液体发生弹性膨胀作用，把相应体积的原油驱入井底。弹性驱动在高压饱和油田的开发初期才会存在。

### (四) 溶解气驱动

溶解气驱动的驱油动力主要是油层压力下降时，天然气从石油中逸出，形成气泡，靠气泡的膨胀，将油驱向井底。在油层渗透性不好，没有气顶或因岩性尖灭、封闭、断层遮挡等原因形成的隔绝的油藏，当地层压力低于饱和压力时，出现此种驱动类型。

溶解气驱动类型油藏生产特征是：压力和产量逐渐下降，开始地层压力较高时，油气比上升速度缓慢，当压力下降到某一值后，油气比迅速增高，严重时油井只出气，不出油。当油气比升到最大限度后迅速下降，标志着油层溶解

气的能量已枯竭，如图3-61。

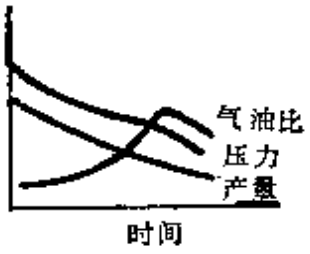


图3-61 溶解气驱动开采特征曲线示意图

### （五） 重力驱动

在一些因地质构造运动被破坏的油田或已经采出大量石油的油层中，其它能量都已枯竭，油层中的石油将依靠本身的重力沿油层倾向向下渗流，从而流入井底。依靠重力驱动的油藏，称重力驱动类型油藏。

### （六） 气藏的驱动类型

气藏的驱动类型大致可分为气驱、弹性水驱和水驱三种。即使是弹性水驱和水驱两种类型，其开采初期仍是以气驱为主，这是因为气体本身所具有的压能，是促使气体流入井底的主要动力。一般到开采中期后两种驱动特征才比较明显地表现出来。

### （七） 油层最佳驱动类型的建立

研究油层驱动的目的是要充分地利用油层能量，保证尽可能高的原油采收率和合理的采油速度。

不同的驱动类型，它们的驱油效率是不同的，因而采收率也不相同，见表3-9。

表3-9 各种驱动类型的采收率

| 驱动类型 | 采收率，% |
|---|---|
| 水压驱动 | 40～60 |
| 弹性水压驱动 | 30～50 |
| 气压驱动 | 30～50 |
| 溶解气驱动 | 10～30 |
| 重力驱动 | <20 |

但是，尽管是同一种驱动类型的油层，也会因为其它条件的不同导致采收率的不同。如油层的岩石结构、渗透率、石油的粘度、溶解气量、石油的体积系数、石油对边水或注入水的相对粘度，及人为因素等都直接影响着油层的原油采收率。采油工作者的责任，不仅要尽可能利用自然能量，而且要在可能的条件下，采取合理措施，建立最佳驱动类型，同时要加强管理，合理使用各种能量。

各种驱动类型中，以水驱油的采收率最高，其次是气压驱动，它们能最经济地消耗地层能量，采出最多的原油来保证最高的原油采收率。因此，我们可以在必要的和可能的条件下，采用人工注水、注气的方法来强行改变油层的驱油动力，使低效能的驱动类型转变为水压或气压的高效能驱动类型。如对边水不活跃的油田或大型油田，可采用油田内部注水，造成人工水压驱动；对有气顶的油田，也可采用人工向气顶注气，以保持地层压力。对一些没有外界能量来源的岩性圈闭或断块油藏，若其它条件具备，根据具体情况也可采用以上方法。总之，根据不同油田的不同情况，尽可能采用人工方法把其它的驱动类型转变为水压驱动或气压驱动，保持一定的地层能量，以保证较高的稳定采油速度和最高的采收率。

但是，并非所有的自然条件都有可能建立这两种驱动类型。在建立最佳驱动类型时，应首先考虑是否有建立水压驱动的条件，若没有，再查明有无建立气压驱动的可能性，只有详细地分析了地质条件、技术状况，并考虑经济核算，认为该油藏不适合于建立水或气压驱动时，才允许在其它驱动条件下开采。对所建立的驱动条件，要认真加强管理，仔细

地观察、分析并作好记录，发现问题及时采取措施。

## 第五节　石油和天然气储量计算

石油和天然气储量是指埋藏在地下的石油和天然气的数量，以地面状态的数值表示。它是油、气田评价、编制开发方案和进行矿场建设的物质基础。储量计算工作在取全取准基础资料，认真研究油、气田地质规律的基础上进行。

### 一、　石油的储量计算

#### （一）　石油储量的分级

油田从发现起，大体经历预探、评价钻探和开发三个阶段。由于各阶段对油藏的认识程度不同，将石油储量划分为预测储量、控制储量和探明储量三级。

1．预测储量

经过地震普查、详查的地区，根据地质外推、地球物理或地球化学资料，或统计类比资料，用圈闭体积法或生油量法预测的储量。又分为生油量法预测储量和圈闭法预测储量。

2．控制储量

经过地震及其他物探工作详查的地区，从一口或几口预探井，在一个或几个同类型的圈闭中获得工业性油流后所计算的储量。其油水界面和含油规模大小是据发现井或几口预探井结合地质、物探资料推测的。控制储量按其构造勘查程度又分为可能储量和概算储量两类。

控制储量计算时，只求其相对误差不超过正、负50%。它是进一步评价钻探、编制中期和长期开发规划的依据。

3．探明储量

（1）探明储量的概念　在油田评价钻探阶段完成后计算，并在现代技术和经济条件下可供开采的可靠储量，称为探明储量。

它可分为地质储量、可采储量和剩余可采储量。地质储量是指在油层原始条件下，具有产油能力的储层中石油的总量，以地面条件的重量单位表示。可采储量是指在现代工艺、技术和经济条件下，从储油层中所能采出的那部分油量。剩余可采储量是指可采储量与累积采出油量之差。

探明储量的建立，是尽可能充分利用现代地震勘探技术、评价井资料、室内分析化验成果和油藏试油、试采方法，查明含油构造形态，油、气、水分布及界面位置，储层厚度、岩性、物性，含油性的特征及变化，流体性质和渗流特征等。

（2）探明储量的分类　按照勘探开发程度和油藏的复杂程度，将探明储量分为三类。

a．已开发探明储量（Ⅰ类）　在现代经济技术条件下，通过开发方案的实施，已完成开发井钻井和开发设施建设，并投入开采的储量称做已开发探明储量。

这类储量是各级各类储量误差对比的基础。它是在油田的开发井网钻完后计算的。这时油田的构造形态、断层分布、油气水分布特征、油藏类型、储集类型、油层物性、流体性质、驱动类型，以及油层生产能力和压力系统等情况均已认识清楚，储量计算参数是可靠的，可以做为开采设计、开发分析和管理的依据。

已开发探明储量在开发过程中还要定期进行复核。

b.未开发探明储量(Ⅱ类) 已完成评价钻探，取得比较可靠的储量参数后所计算的储量，称做未开发探明储量。它所具备的条件是：构造形态和主要断层分布清楚；储集类型、油层物性、流体性质清楚；油藏类型和油、气、水分布已查明；对产油能力和驱动类型已有初步认识；油藏边界比较清楚。

这类储量是编制开发方案和进行开发建设的依据。由于开发井网尚未全部钻完，允许其有不超过正、负20%的相对误差。

c.基本探明储量(Ⅲ类) 多含油气层系的复杂断块油田、复杂岩性油田和复杂裂缝性油田，由于地质情况复杂，探明全部储量的期限很长。在开发中一般采取滚动勘探开发的方式，探明一部分，开发一部分。对这类复杂油田，在完成地震详查、精查或三维地震，并钻完部分评价井后，当储量计算参数基本取全、含油面积基本控制的条件下，可以计算其基本探明储量。这类储量做为滚动勘探开发的依据，其相对误差不应超过正、负30%。

**(二)石油地质储量计算**

常用的石油地质储量计算方法有容积法和物质平衡法两种。

1.容积法

容积法是计算油田地质储量的主要方法。它适用于不同勘探开发阶段，不同的圈闭类型、储集类型和驱动方式：

容积法计算石油地质储量的公式为：

$$N_o = 100An\phi(1-S_{wi})\rho_o/B_{oi}$$

式中 $N_o$——石油地质储量，$10^4$t；

$A$——含油面积，$(Km)^2$；

$h$——平均有效厚度，m；

$S_{wi}$——平均油层原始含水饱和度，小数；

$\rho_o$——平均地面原油密度，$g/cm^3$；

$B_{oi}$——平均原始原油体积系数。

地层原油中的原始溶解气地质储量计算公式为：

$$G_g = 10^{-4} N_o R_{si}$$

式中 $G_g$——溶解气的地质储量，$m^3$；

$R_{si}$——原始溶解油气比，$m^3/t$。

容积法储量计算结果的可靠程度，取决于资料的数量及准确性，即各项参数选取的可靠性，这些直接影响着计算值的精度。

(1)含油面积 圈定含油面积时，要充分利用地震、钻井、地质、测井、试油试采、测压等资料，综合研究控制油、气、水分布的地质因素，确定油藏类型，含油边界，油气、油水界面位置，断层及岩性尖灭位置。

(2)油层有效厚度 油层中具有产油能力部分的厚度叫做油层有效厚度，也就是获得工业油流的储层内具有可动油的那部分厚度。可动油通过测井解释、毛管压力曲线及水驱油实验来判断，且需有矿场试油后出油的资料。

划分有效厚度，先要制定油层厚度的取舍标准(有效厚度下限值)和夹层标准。这一标准的制定一般是以岩心分析资料为基础，以单层试油资料为依据，利用测井解释资料确定。

a.物性标准 主要是确定具有可动油储层的孔隙度、渗透率和含水饱和度的下限值(图3-62、3-63)。

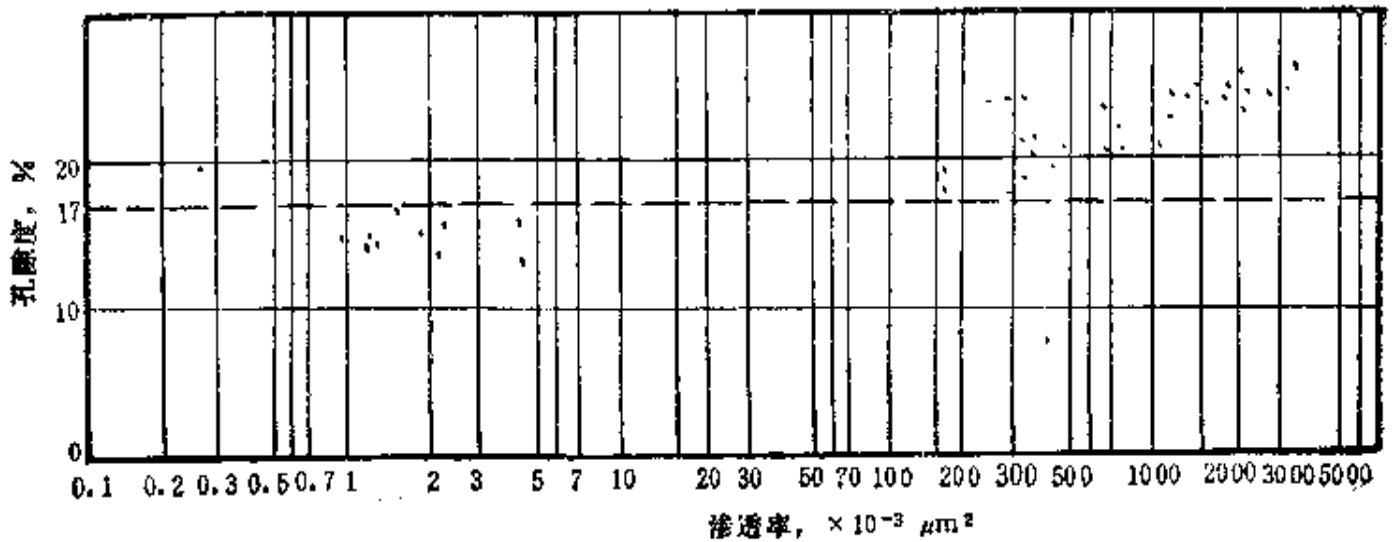



图 3-62　确定有效厚度的孔隙度指标图
（纵坐标为孔隙度、横坐标为渗透率）

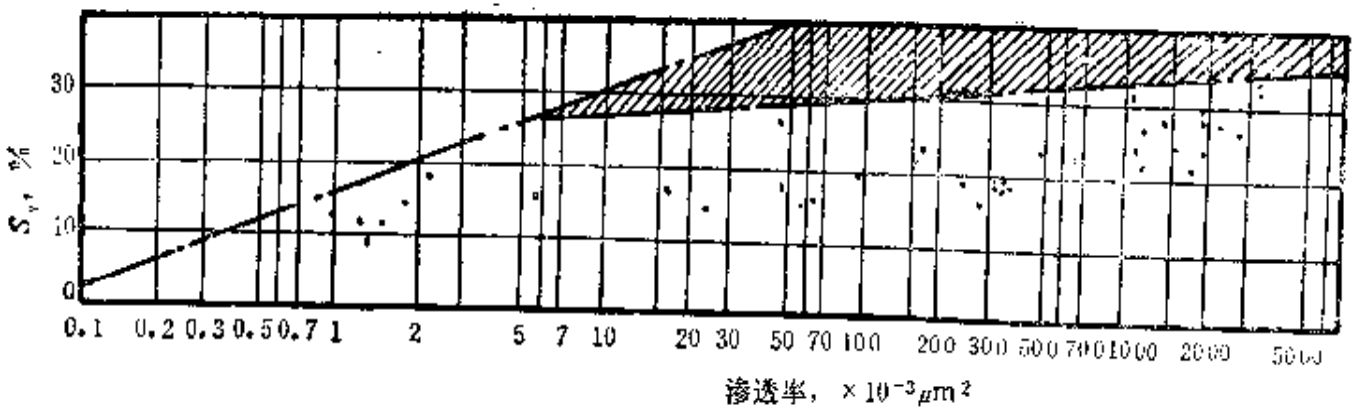



图 3-63　确定有效厚度的渗透率下限指标图
（纵坐标为残余油饱和度、横坐标为渗透率）

b.测井标准　在岩性、物性、含油性及电性关系研究基础上，进行测井资料的定性、定量解释、判断油、气、水层，划分油层顶底界，扣除夹层，以得到有效厚度。

在计算储量时，常以油层组为单元确定平均有效厚度。在开发井网钻完，且布井均匀的地区，也可以采用井点算术平均法。

(3)有效孔隙度　岩石中连通孔隙体积占岩石总体积的百分数，叫做有效孔隙度。以岩心分析资料为依据，应用测井解释的成果。对于裂缝、溶洞发育的储集层，要分别确定次生孔隙度和基质孔隙度。

计算平均有效孔隙度时，先用分井厚度权衡，再用分区面积权衡。

(4)原始含油饱和度　原始状态下储集层中石油体积占有效孔隙体积的百分数，叫做原始含油饱和度。一般利用测井解释结果确定，以油基泥浆或密闭取心井的分析数据验证。未进行上述取心的地区可以测井解释为基础，利用毛管压力曲线，水驱油试验等多种资料综合确定。

其平均值的计算采用孔隙度权衡。

(5)原油体积系数　体积系数是指地层条件下的原油体积与地面条件下脱气原油体积之比。应用储层流体高压物性分析数据得到准确的数值。

(6)地面原油密度　地面原油密度是指原油到地面脱气后的密度。由地面样品分析结果确定。

2. 物质平衡法

物质平衡法是应用物质守恒原理，利用生产资料计算动态储量的方法。要求在采出程度超过10%后使用。

物质平衡法计算的通式为：

$$N_o = \frac{N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) - W_e - (W_i - W_p)B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + \frac{mB_{oi}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1+m)B_{oi}C_e(p_i - p)}$$

式中 $m = \frac{V_g}{V_o}$；

$$C_e = \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}$$

$N_o$——原油地质储量，$10^4m^3$；

$N_p$——累积产油量，$10^4m^3$；

$W_p$——累积产水量，$10^4m^3$；

$W_i$——累积注水量，$10^4m^3$；

$W_e$——累积天然水侵量，$10^4m^3$；

m——油藏气顶气地下体积与油区原油地下体积之比；

$V_g$——油藏原始气顶气地下体积，$10^4m^3$；

$V_o$——油区原油原始地下体积，$10^4m^3$；

$p_i$——原始地层压力，MPa；

$p$——目前地层压力，MPa；

$B_o$——$p$压力下的原油体积系数；

$B_{oi}$——$p_i$压力下的原油体积系数；

$B_g$——$p$压力下的天然气体积系数；

$B_{gi}$——$p_i$压力下的天然气体积系数；

$B_w$——$p$压力下的地层水体积系数；

$C_e$——有效压缩系数，$(MPa)^{-1}$；

$C_w$——地层水压缩系数，$(MPa)^{-1}$；

$C_f$ ——岩石有效压缩系数，$(MPa)^{-1}$；

$S_{wi}$——储层束缚水饱和度；

$R_{si}$ ——$p_i$压力下的溶解油气比，$m^3/m^3$；

$R_s$ ——$p$压力下的溶解油气比，$m^3/m^3$；

$R_p$ ——累积生产油气比，$m^3/m^3$。

在应用物质平衡法计算储量时，要将上述各参数取准，按照驱动类型预以化简。

### （三） 石油可采储量计算

从计算油田的探明储量开始，就应当计算可采储量。随着对油田地质认识的加深，开发工作的进展，经济技术条件的改善，可采储量会相应变化，所以需要定期进行测算。

可采储量 = 原始地质储量 × 采收率

采收率是指在某一经济极限内，在现代工程技术条件下，从油藏原始地质储量中可以采出石油量的比例。

一般水驱油藏采收率为35%～50%，气顶驱油藏为20%～40%，溶解气驱油藏为10%～20%。

油田投入开发以前，可以利用油田地质资料，岩心分析试验资料，及相关经验公式来估算。油田投入开发以后，可用水驱曲线法、产量递减曲线法测算。

## 二、天然气的储量计算

### （一） 天然气分类及储量分级

烃类天然气按其在地下的原始产状分为溶解气、气顶气、气层气三种类型。溶解气的储量随石油储量一并计算。这里专指气顶气、气层气等自由气相存在时的储量计算。

天然气储量同石油一样分为三级：即预测储量、控制储

量、探明储量。探明储量又分为三类：已开发探明储量、未开发探明储量、基本探明储量。

### （二） 天然气和地质储量计算

计算天然气的地质储量有容积法、物质平衡法、气藏探边测试法及产量递减法等。应用时要依据储层类型、气藏类型、驱动类型和开发阶段的不同进行选择。

#### 1. 容积法

容积法计算气田原始地质储量的公式为：

$$G = 0.01Ah\phi(1 - S_{wi})\frac{T_{sc}}{B_{sc}T}\quad\frac{p_i}{Z_i}$$

式中 $G$——气田的原始地质储量，$10^8m^3$；

$A$——含气面积，$(Km)^2$；

$h$——平均有效厚度，m；

$\phi$——平均有效孔隙度；

$S_{wi}$——平均原始含水饱和 度；

$T$——气层温度，K；

$T_{sc}$——地面标准温度，K；

$p_i$——气田原始地层压力，MPa；

$p_{sc}$——地面标准压力，MPa；

$Z_i$——原始气体偏差系数。

计算时要取准各项参数。对于裂缝性气藏，因为其参数不易取全取准，使用容积法计算会有较大的误差。

#### 2. 物质平衡法

物质平衡法是一种动态储量计算法，用于采出程度超过10％的气田。

物质平衡方程式为：

$$G=\frac{G_pB_g-(W_e-W_pB_w)}{B_g-B_{gi}}$$

式中 $G$——气田地质储量；

$G_p$——累积产气量，$10^4m^3$；

$W_e$——累积天然水侵量，$10^4m^3$；

$W_p$——累积产水量，$10^4m^3$；

$B_w$——地层水体积系数；

$B_{gi}$、$B_g$——原始和目前气体体积系数，由下计算：

$$B_{gi}=\frac{p_{sc}Z_iT}{p_iT_{sc}}$$

$$B_g=\frac{p_{sc}ZT}{pT_{sc}}$$

式中 $p_i$——原始气层压力，MPa；

$p$——目前气层压力，MPa；

$p_{sc}$——地面标准压力，MPa；

$Z_i$——$p_i$下的气体偏差系数；

$Z$——$p$下的气体偏差系数；

$T$——气层温度，K；

$T_{sc}$——地面标准温度，K。

物质平衡法的一个特例叫压降法，也称直线外推法，用于定容封闭性气藏，其计算公式为：

$$G=-\frac{G_pB_g}{B_g-B_{gi}}$$

将$B_g$、$B_{gi}$代入后，得出关系式

$$\frac{p}{Z}=\frac{p_i}{Z_i}\left(1-\frac{G_p}{G}\right)$$

在直角坐标系中，以$\frac{p}{Z}$为纵轴，$G_p$为横轴绘制压降曲线图(图3-64)。将其直线延至$\frac{p}{Z}=0$处，$G=G_p$即为地质储量。

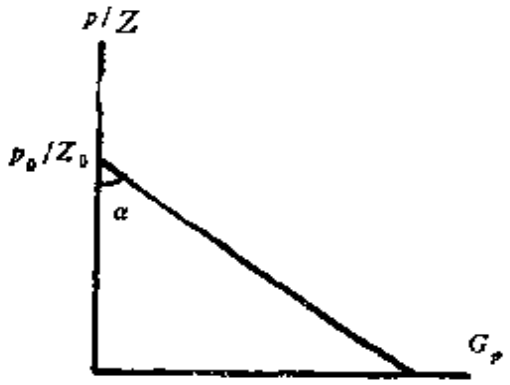



图3-64 压降法计算天然气储量

3. 气藏探边测试法

这种方法也叫弹性二相法，利用开井压力降落试井取得的资料计算。适用于连通好的中、小气田。在试采阶段或开采初期即可进行。

4. 产量递减曲线法

当气田开发进入产量递减期后，利用产量的递减规律预测储量。

### (三) 天然气田的可采储量

可采储量的计算取决于估算采收率。采收率的估算有物质平衡法，相关经验公式法等。

气田采收率的范围随驱动类型、开采方式及流体类型变化。一般定溶消耗式开采的气田采收率为80%～95%；水驱气田为45%～60%；凝析气田天然气65%～85%，凝气油40%(消耗式开采)。

# 第四章　储层岩石物性

具有孔隙、裂缝或空洞，能使油、气流通、聚集的岩层，称为储油、气层，简称储集层。储集层最主要的物理特性是孔隙性、渗透性和流体饱和度(油、气、水饱和度)，孔隙性使油、气在地下具有储藏的空间，渗透性则保证了油、气在岩层内可以流动，流体饱和度反映了油、气、水的饱和程度。孔隙性的大小和含油饱和度的大小，直接影响到储集层油、气的容量，而渗透性的高低，则决定了油、气、水在岩石中流动的难易程度，所以，孔隙性、渗透性和含油饱和度是流体储集层的重要标志，也是计算油田储量、编制油田开发方案和调整方案以及分析油井和油田动态的基本参数。

## 第一节　岩石的孔隙性

### 一、岩石的孔隙空间

岩石中存在着许多未被固体物质所充填的空间，这些空间叫岩石的孔隙。岩石的孔隙可分为原生孔隙和次生孔隙两大类。凡是在沉积和成岩过程中形成的孔隙叫做原生孔隙，包括由沉积作用形成的粒间孔隙和粒内孔隙，也包括一些岩石形成时，因其中气体的逸出和液体收缩所形成的气孔和成岩裂缝等(图4－1)。凡是在岩石形成后，受构造运动、地表风化破碎作用以及地下水的溶蚀、交代作用等所产生的孔

隙叫做次生孔隙，包括构造裂缝、碳酸盐岩的孔洞，以及重结晶和白云岩化产生的粒间孔隙，岩石在地表产生的风化裂缝等(图4-2)。在砂岩中以粒间孔隙为主，在碳酸盐岩中




图4-1　孔隙型油藏的岩石模型

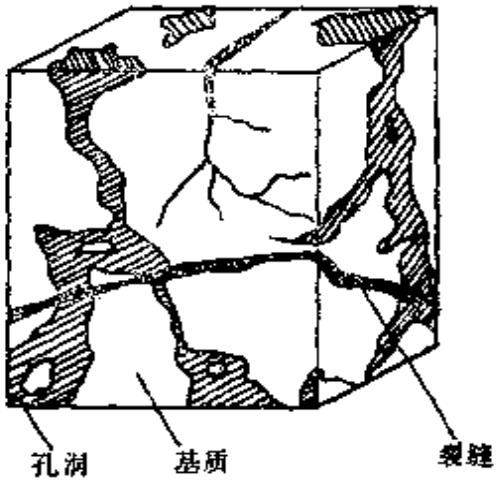



图4-2　裂缝型油藏的岩石模型

以裂缝、溶洞为主。

岩石中孔隙的形成和大小极不相同，一般碎屑沉积岩(砂岩)的孔隙比较规则，而碳酸盐岩(石灰岩、白云岩)由于岩石本身的特殊性和后期变化的多样性所形成的孔隙(包括裂缝溶洞和孔隙)形状复杂，大小相差很大，大的溶洞达数米至数十米，小的孔洞呈针孔状，有些只有用显微镜才能看到。

砂岩孔隙可以分为二类，一类是半径大于0.0001mm，流体可以通过的连通孔隙，通常称为有效孔隙，另一类是半径小于0.0001mm的微毛细管的孔隙和"死孔隙"，由于微毛细管孔隙直径太小，孔壁表面固体分子的作用半径可以达到孔隙中部，使其中的流体被滞留而无法流动，如粘土、致密

页岩的孔隙即属于此类，这种孔隙叫做无效孔隙。

## 二、孔 隙 度

储集岩石孔隙空间的大小，通常用孔隙度($\phi$)表示，孔隙度可定义为：岩石本身的孔隙体积(包括孔隙、洞穴、裂缝等)在该岩石总体积(外表体积)中所占的比例。用百分数(或小数)表示：

$$\phi_t = \frac{V_p}{V} \times 100\%$$

式中 $\phi_t$——孔隙度，%；

$V_p$——岩石的孔隙体积，$cm^3$；

$V$——岩石体积，$cm^3$。

上述求得的孔隙度称绝对孔隙度或总孔隙度。由于实际储层并不是所有孔隙都是连通的，只有那些相互连通的并且油气能在其中流动的才有实际意义，微毛细管孔隙和互不连通的孔隙中的流体采不出来，所以实际应用时又提出了有效孔隙度的概念。

有效孔隙度是指流体可以在其中流动的、相互连通的孔隙体积与岩石总体积的比值，也用百分数(或小数)表示：

$$\phi_e = \frac{V_e}{V}$$

式中 $\phi_e$——有效孔隙度，%；

$V_e$——岩石的有效孔隙体积，$cm^3$；

$V$——岩石体积，$cm^3$。

有效孔隙度，无效孔隙度的关系见图4-3。

砂岩的有效孔隙度范围为15%～40%，一般为15%～30%，碳酸盐岩石孔隙度较小，通常小于5%。孔隙度低于

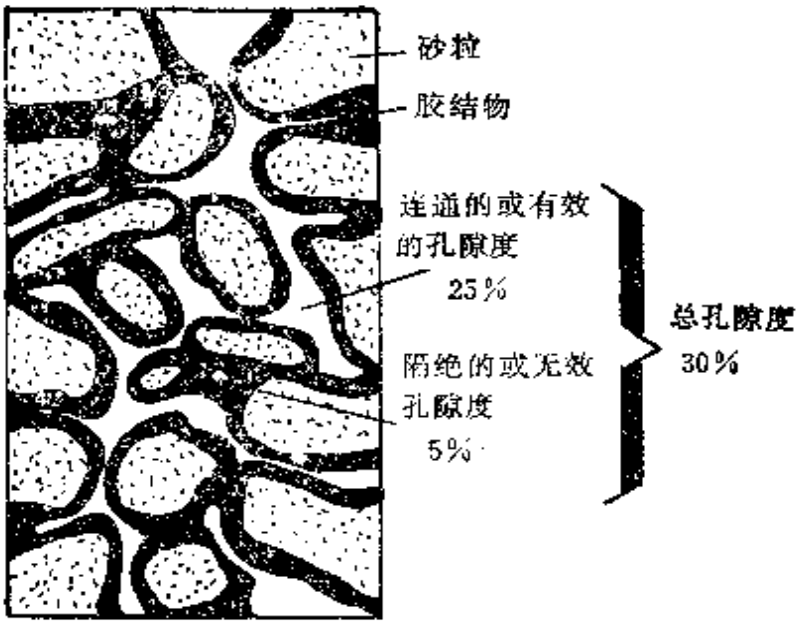



图4－3　有效孔隙度和无效孔隙度的关系图

10%的砂岩很少出油。

裂缝性油藏一般由两种孔隙度组成，一种是由基质颗粒之间的孔隙空间构成的粒间孔隙，另一种是由裂缝和孔洞的孔隙空间构成。前者为原生孔隙，后者为次生孔隙。因此，裂缝孔隙度由基质的原生孔隙度和裂缝(包括孔洞)的次生孔隙度组成，总孔隙度是这两种孔隙度之和。裂缝的孔隙度比基质孔隙度小得多。岩石具有这两种孔隙度时称为双孔隙度。例如，我国华北任丘油田，是一个具有双孔隙度的碳酸盐岩油藏，裂缝孔隙度只有1%左右，基质孔隙度5%左右。双孔隙度油藏的开采机理与孔隙型油藏不同。

## 三、确定孔隙度的方法

### (一)　岩心分析法直接测定

由于岩石总体积是岩石颗粒体积和孔隙体积之和，所以

只要测出这三个变量中的任意二个，就可以计算出岩样的孔隙度，岩心分析孔隙度的方法有：1)测量岩样的总体积法；2)测定岩样颗粒体积的方法；3)测定岩样孔隙体积的方法。

目前各种岩心分析孔隙度允许的误差在±0.5%以内，对非均质严重的砂岩、砾岩和碳酸盐岩应采用代表性较大的全直径大岩心。小圆柱岩样代表性差，常常由于取样时选取好部位使孔隙度偏高。

### （二） 利用测井资料计算

声波测井、中子测井和密度测井是地层岩性和孔隙度的综合反映，测井的参数和孔隙度之间存在基本的关系式，可计算出储层的孔隙度。

### （三） 利用压实规律预测孔隙度

沉积岩的孔隙度与岩石压实作用有关，压实力是上覆地层重量引起的，它的重量取决于岩石的埋藏深度，如图4-4所示，随着深度增加，上覆地层压力加大，岩石颗粒充填排列更加紧密，孔隙度随之减小。

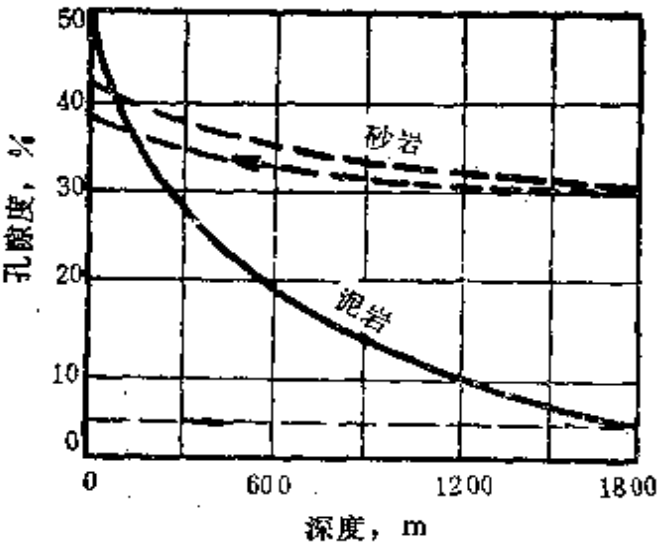



图4-4 砂岩压实作用对孔隙度的影响

我国有许多油田编制了本地区孔隙度与埋藏深度的关系，利用这个压实规律，可以估算新油田储层的孔隙度。

### 四、孔隙度在油田开发中的意义

孔隙度是计算储量和评价储集层的一个重要指标，砂岩孔隙度的定性评价见表4－1。

表4－1　有效孔隙度的定性评价

| 定性评价 | $\phi_e$，% |
|---|---|
| 差 | <10 |
| 较差 | 10～15 |
| 较好 | 15～20 |
| 好 | 20～25 |
| 很好 | >25 |

在三次采油过程中，特别是化学驱要了解研究无效的孔隙和不连通的孔隙对化学剂的吸附和滞留作用。

## 第二节　岩石的渗透性

在一定压差条件下，岩石允许流体通过的能力称岩石的渗透性。渗透性的好坏是评价储集层和决定油气层产油、气能力的重要因素，也是油、气藏和油、气井进行开发动态分析和增产措施的不可少的资料，渗透性的好坏用渗透率表示，岩石的渗透率有绝对渗透率、有效渗透率和相对渗透率之分。

### 一、绝对渗透率

单相均质流体在多孔介质中保持层流状态下流动，且不与多孔介质发生明显物理化学作用时所测得的渗透率值，叫

绝对渗透率，一般用$K$表示。

岩石渗透率的测定，通常采用达西的线性流动方程式：

$$q = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{A\Delta p}{L}$$

即

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

式中 $K$——岩石的渗透率，$m^2$；

$q$——流体通过岩心的稳定流量，$m^3/s$；

$A$——岩石的截面积，$m^2$；

$\mu$——流体粘度，Pa·s；

$L$——岩心长度，m；

$\Delta p$——岩石两端的压力差，pa。

实验室一般利用空气测试岩样的渗透率，因此绝对渗透率通常称空气渗透率(Kg)。

渗透率的评价见表4－2。

表4－2 渗透率的定性评价

| 定性评价 | $K$，$10^{-3}\mu m^2$ |
|---|---|
| 特致密 | 0.01～0.1 |
| 致密 | 0.1～1 |
| 较致密 | 1～10 |
| 好 | 10～100 |
| 很好 | 100～1000 |
| 极好 | >10000 |

渗透率和孔隙度之间虽然没有直接的联系，但是，对于一个特定的砂岩储层，渗透率一般随着孔隙度的增大而增高，见图4－5。

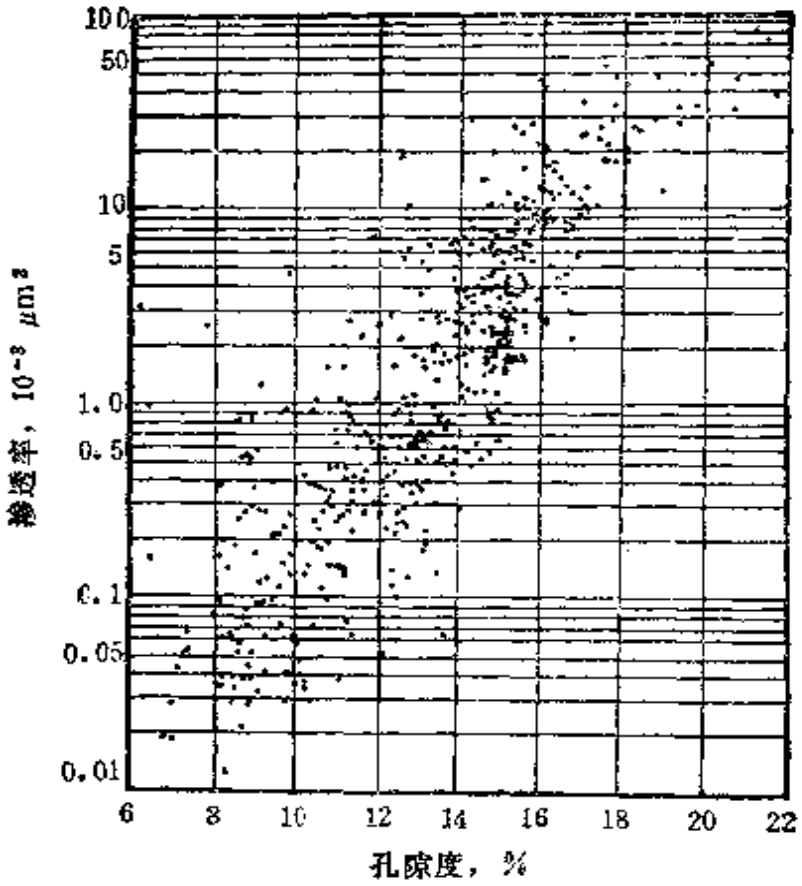



图4－5　孔隙度与渗透率的关系

## 二、有效渗透率

储集层中往往存在两种以上的流体，例如油藏中一般有油和水，如果有自由气的话，则油藏中有三种流体。岩石让其中某一种流体通过的能力，称有效渗透率，又称相渗透率。油、气、水的有效渗透率分别用符号$K_o$、$K_g$、$K_w$表示，计量单位为平方微米($\mu m^2$)或毫平方微米($10^{-3}\mu m^2$)。

有效渗透率一般低于以空气为介质的绝对渗透率，确定

有效渗透率的方法有：1)利用系统试井(稳定试井)方法；2)利用不稳定试井(压力恢复曲线或压降曲线)方法；3)用空气渗透率和有效渗透率的关系。

砂岩的有效渗透率小于0.1μm²为低渗透油层，小于0.01μm²为特低渗透油层，这类油层大多需要经过增产措施才能达到一定的生产能力。

## 三、相对渗透率

岩石中多相共存时，某一相的有效渗透率与绝对渗透率的比值叫该相的相对渗透率，油、气、水的相对渗透率分别用$K_{ro}$、$K_{rg}$和$K_{rw}$表示。

$$K_{ro}=\frac{K_o}{K},\quad K_{rg}=\frac{K_g}{K},\quad K_{rw}=\frac{K_w}{K}$$

相对渗透率没有单位，一般用分数表示。相对渗透率是衡量某一种流体通过多孔介质能力的直接指标，它取决于岩石的孔隙结构、润湿性、流体分布及其饱和度的变化等。图4－6是强亲水岩石油水两相的相对渗透率曲线，图4－7是强亲油岩石的油水两相的相对渗透率曲线。

根据一般经验，亲水和亲油地层的相对渗透率曲线，具有如下特征：

| 特　征 | 亲水 | 亲油 |
|---|---|---|
| 束缚水饱和度，% | 通常＞20% | 通常＜15% |
| 交叉点的含水饱和度，% | ＞50% | ＜50% |
| 残余油饱和度下的$K_{rw}$ | 一般＜30% | 一般＞50% |

利用相对渗透率资料可以分析油藏和油井的开采特点，预测油藏或油井的含水、油气比的变化规律，估算最终采收

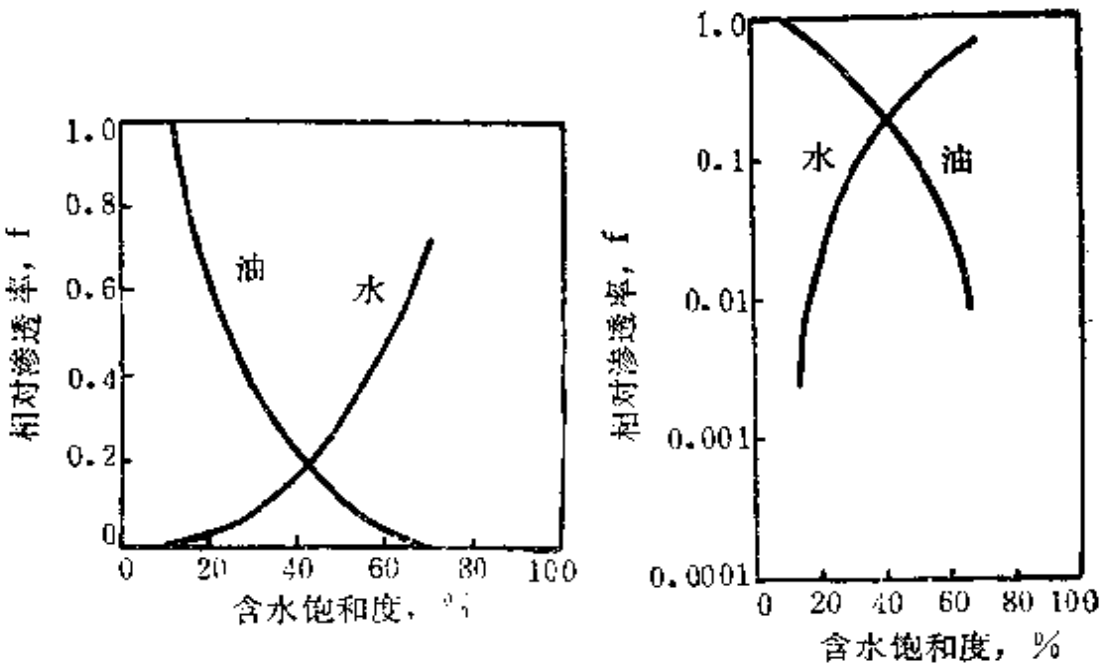



图4-6　强亲水岩石的油水相对渗透率曲线

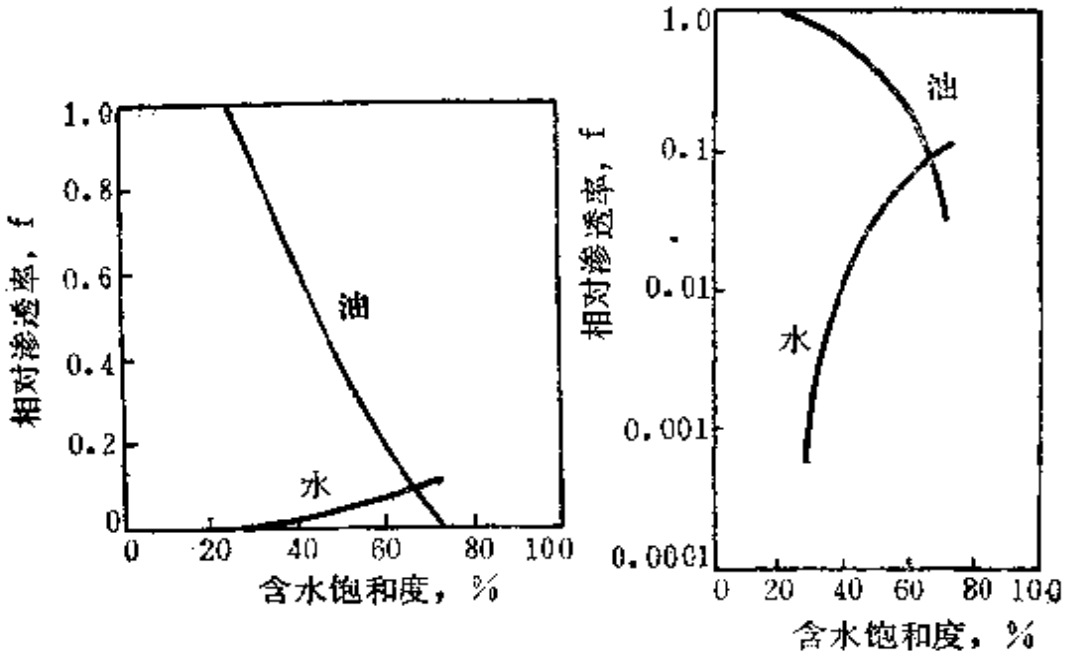



图4-7　强亲油岩石的油水相对渗透率曲线

率。

图4-8是实验测定的某一油田油水相对渗透率与含水饱和度关系的实例，可以看出，当含水饱和度为20%时，水的相对渗透率$K_{rw}=0$，相应的含油饱和度为80%，油的相对渗透率$K_{ro}=0.93$，此时束缚水饱和度为20%，油井生产无水原油。含水饱和度大于20%后，油的相对渗透率迅速降低，油井产量也迅速降低，当含水饱和度上升到85%时，油的相对渗透率$K_{ro}$接近零，此时油完全分散而被隔离，残余油饱和度降至15%，油井水淹。（这些数字适合于主要是亲油的岩石）

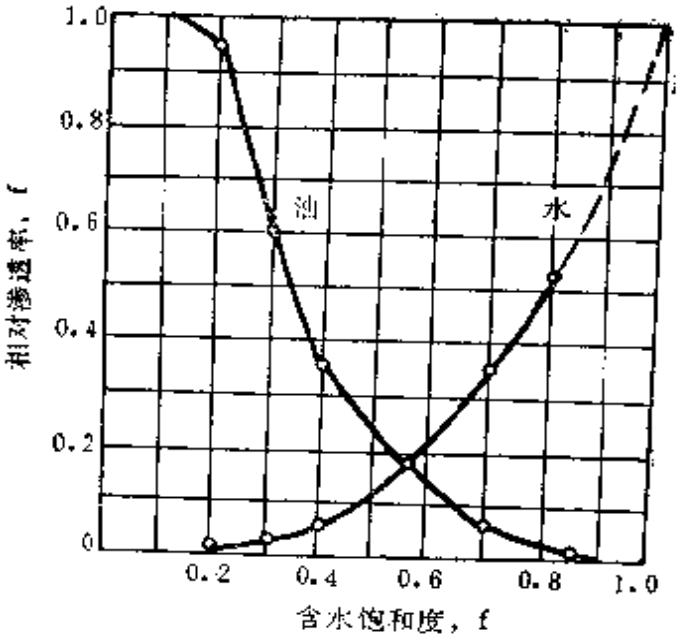


图4-8　油水相对渗透率曲线

## 四、渗透率在油田开发中的意义

在储量计算中估算油层有效厚度时，必须知道渗透率值。利用孔隙度、渗透率和含油饱和度三个参数值可以确立有效厚度的下限，当储集层的渗透率值低于下限值时，认为它在油、气生产过程中不起作用，或者是非商业性的。每一个油藏的有效厚度的渗透率下限不同，有的油田即使渗透率低到$10^{-3}\mu m^2$也能出油（低渗透率砂层以天然气为主），

例如，我国大港油田的马西深层，有效渗透率只有 2 ～ 3 × $10^{-3}\mu m^2$，仍然能自喷生产，压裂后获得较高的产量。

渗透率数据在油田开发动态中具有重要意义，在多油层油藏中或垂向渗透率变化大的油层中，渗透率的差异将影响油田的开发效果，降低垂向波及系数和最终采收率。

渗透率的分布规律一般服从于对数正态分布，如图 4 -9 所示。图的直线上引出了累积频率等于50%和84.1%两者对应的渗透率数值。

为了描述储层渗透率的非均质程度，同渗透率变异系数 $V_K$表示垂向上的非均质程度：

$$V_K = \frac{\overline{K} - K_B}{\overline{K}}$$

式中 $V_K$——渗透率变异系数，小数；

$\overline{K}$——累积频率等于50%对应的渗透率值，又称概率平均渗透率，$\mu m^2$；

$K_B$——累积频率等于84.1%对应的渗透率值，$\mu m^2$。

例：由图4 - 9 求出平均渗透率$\overline{K} = 10 \times 10^{-3}\mu m^2$，累积百分比为84.1%处的渗透率$K = 5 \times 10^{-3}\mu m^2$，得出渗透率变异系数为：

$$V_K = \frac{\overline{K} - K_B}{\overline{K}} = \frac{10 - 5}{10} = 0.5$$

渗透率变异系数的变化范围为 0 ～1.0，当储层完全均质即渗透率完全相同时，$V_K = 0$，而完全非均质时$V_K = 1.0$，一般在0.6～0.9之间。如大庆油田由于非均质性严重，变异系数达到0.6～0.8左右。

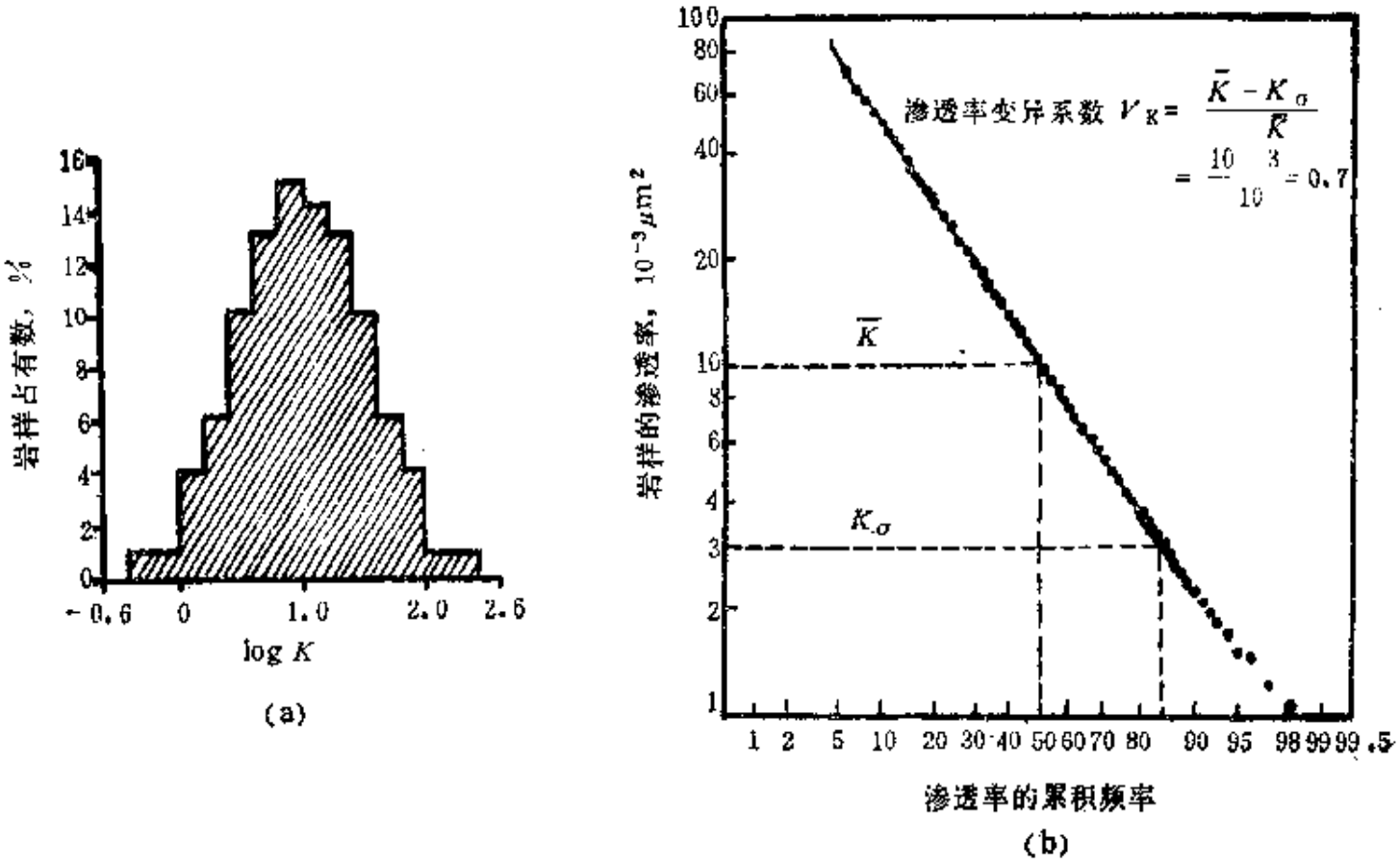



**图4-9　渗透率的对数正态分布图**

## 第三节　流体饱和度

### 一、流体饱和度的计算

储层孔隙被流体充满的程度称该流体的饱和度，如含油饱和度、含气饱和度、含水饱和度等，通常以该流体占据孔隙空间的百分数（或小数）来表示

$$S_o = \frac{V_o}{V} \times 100\%, \qquad S_g = \frac{V_g}{V} \times 100\%,$$

$$S_w = \frac{V_w}{V} \times 100\ \%$$

式中　$S_o$、$S_g$、$S_w$——分别为岩石含油、气、水的饱和度，%；

$V_o$、$V_g$、$V_w$——分别为油、气、水占据岩石孔隙的体积，$m^3$；

$V$——岩石的总孔隙体积，$m^3$。

当孔隙中充满油、气、水三种流体时，

则　$$S_o + S_g + S_w = 1。$$

### 二、共存水饱和度和束缚水饱和度

油气从生油岩进入储集层，经过富集而形成油藏，其中包括了一个油驱水的过程。理论分析和实际工作都已证明，在油藏形成的过程中，并不是全部地层水都被驱替出去，总会有一部分原来储存在地层孔隙中的水不被驱替出去，而有一部分水与油气一起留在地层中，这种水叫共存水，储集层在原始状态下的含水饱和度叫共存水饱和度。一般情况下，

共存水不能流动。这种水量低到一定程度不能在正常的压差下流动时，称为束缚水，束缚水是砂粒表面、砂粒接触处角隅以及微毛管孔道中不流动的水，束缚水在油气层孔隙中所占的体积与孔隙体积之比，称为束缚水饱和度。

## 三、原始含油饱和度和残余油饱和度

在原始状态下储集层中原油体积占有效孔隙体积的百分数称原始含油饱和度。在各种开采方式下，不能再被采出而残留于单位岩层孔隙体积中的原油所占体积的百分数，称残余油饱和度。

## 四、饱和度的确定方法

原始含油饱和度是流体饱和度中最主要的指标，测定含油饱和度的方法有以下几种。

（1）岩心直接测定　通过钻取的岩心在实验室中进行测定，常用密闭取心或油基泥浆取心测出束缚水饱和度，然后算出原始含油饱和度，即：

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

式中　$S_{oi}$——原始含油饱和度，f；

$S_{wi}$——束缚水饱和度，f。

（2）利用测井资料计算原始含油饱和度　由于密闭取心井和油基泥浆取心井钻井成本高、工艺复杂，只能在一些较大的油田上钻取少量几口井，许多小油田不可能钻这类井，而且少数密闭取心井和油基泥浆取心井也不能代表整个油田。所以，利用测井资料计算原始含油饱和度更有普遍意义，现场一般用电法测井（电阻率测井）估算含油饱和度，近

几年核磁测井，C/O能谱测井等新技术得到了广泛应用，它不但适用于新油田，还能确定一些老油田的剩余油饱和度。

（3）利用实验室毛管压力资料计算原始含油饱和度。

（4）统计法　通过经验公式和关系图版，利用普通取心井的参数，间接获得原始含油饱和度值。

## 五、流体饱和度在油田开发中的作用

1)计量原始石油地质储量。

2)分析油藏开发效果和动态。

3)估算驱油效率和采收率。

例：某油藏原始含油饱和度$S_{oi}=75\%$，实验室试验得出的水淹后残余油饱和度$S_{or}=20\%$，求该油藏的驱油效率和最终采收率。

驱油效率

$$E_D=\frac{S_{oi}-S_{or}}{S_{oi}}$$

$$=\frac{0.75-0.20}{0.75}$$

$$=0.73$$

最终采收率

$$E_R=E_D\times E_V$$

$$=0.73\times 0.80$$

$$=0.584(\text{假设波及系数}E_V=0.80)$$

## 第四节　岩石的润湿性

### 一、润　湿　性

当两种非混相流体同时呈现于固相介质表面时，某一流体相优先润湿固体表面的能力，称为润湿性。它是两种流体和固体之间的表面能作用的结果。图4-10表示了在水、油和固体界面上力的平衡关系。

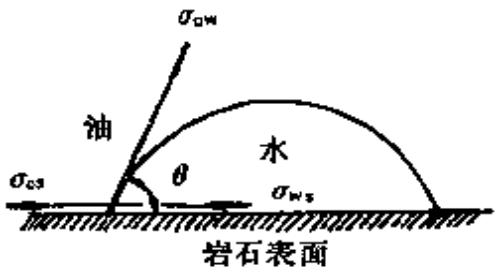



图4-10　油、水和固体界面上力的平衡关系

润湿性的一个重要量度——接触角，接触角与界面张力的关系为

$$A_r = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow}\cos\theta$$

式中　$A_r$——附着张力，mN/m；

$\sigma_{os}$——油和固体的界面张力，mN/m；

$\sigma_{ws}$——水和固体的界面张力，mN/m；

$\sigma_{ow}$——油和水的界面张力，mN/m；

$\theta$——接触角°。

岩石表面的润湿性，不是亲水就是亲油，或者既不亲水又不亲油(中性)，这取决于流体和岩石的化学成分和油藏饱和的历史。接触角$\theta$在0°～180°之间，以油水两相系统为例，$\theta<90°$为亲水；$\theta=90°$为亲油；$\theta=90°$为中性，如图4-11所示。

不同的流体系统，在实验室和地层条件下，典型的接触角和界面张力，见表4-3。

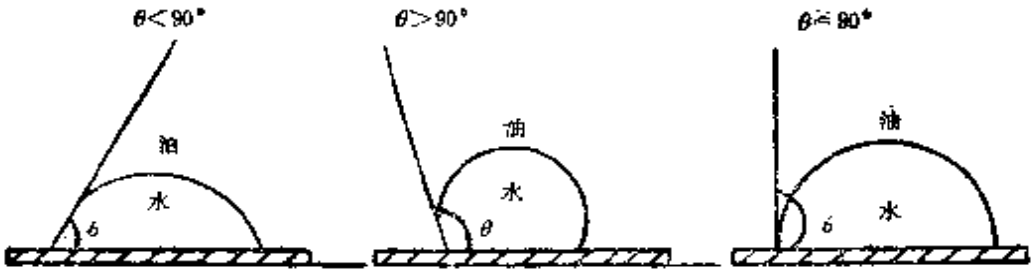



图4-11　岩石润湿性与接触角

**表4-3　界面张力及润湿角的数据**

| 系　统 | θ，度 | cosθ | σ，mN/m | σcosθ |
|---|---|---|---|---|
| 实验室条件 | | | | |
| 空气-水 | 0 | 1.0 | 72 | 72 |
| 油-水 | 30 | 0.866 | 48 | 42 |
| 空气-水银 | 140 | 0.766 | 480 | 367 |
| 空气-油 | 0 | 1.0 | 24 | 24 |
| 地层条件 | | | | |
| 水-油 | 30 | 0.866 | 30 | 26 |
| 水-气 | 0 | 1.0 | 50 | 50 |

## 二、润湿性的测定

（1）在实验室中测定接触角来量度岩石表面的润湿性。

（2）自发吸收法　将岩石分别浸入水中和油中，记录由于水的吸吮而排出的油量和由于吸油而驱出的水量，当吸水量大于吸油量时为偏亲水，反之为偏亲油。

由于岩石矿物的多样性，石油组分的复杂性以及地层水矿化度不同，储层岩石的润湿性和润湿的程度是各不相同的。基于油、气二次运移和油、气藏形成理论考虑，一般认为多

数油、气藏是亲水的，但是由于岩石表面活性组分的吸附或有机物质的沉淀作用以及人为处理对岩石表面的影响，会改变岩石的润湿性。一些油田在水驱的过程中润湿性也可能出现改变。如大庆的萨尔图油田萨尔图层和葡萄花层注水初期的润湿性为亲油，注水开发后亲水性增强，转化为弱亲水。

### 三、岩石润湿性对开发效果的影响

润湿性是储层岩石的一个重要物理性质，它影响储集层流体的驱替效果和毛管压力的状态。

江汉油田进行了不同润湿性岩石的室内模拟试验，发现在注入相同倍数的水时，亲水油层比亲油油层采出程度高，当注入0.7倍孔隙体积时，亲油油层最终采收率为21.7%，弱亲水油层为33.6%，强亲水油层最终采收率高达64.5%。不同润湿性的水驱效果见图4-12(江汉油田资料)。

江汉王场油田，利用储层的亲水特性进行间歇注水和间歇采油，取得了较好的效果，通过间注间采，可以充分利用毛细管力的渗吸作用，改变油水渗流方向，从而降低含水，增加产油量，减少耗水量，提高最终采收率。

## 第五节　毛管压力

### 一、毛管压力与毛管压力曲线

毛管压力是在多孔介质的微细毛管中，两种非混相液体弯曲界面的压力差，或者说是毛管中弯曲液面两侧非润湿相压力和润湿相压力之差。图4-13是盛有非混相的(油水两相)烧杯里面放入一个毛管，其中水对毛管来说是润湿相，

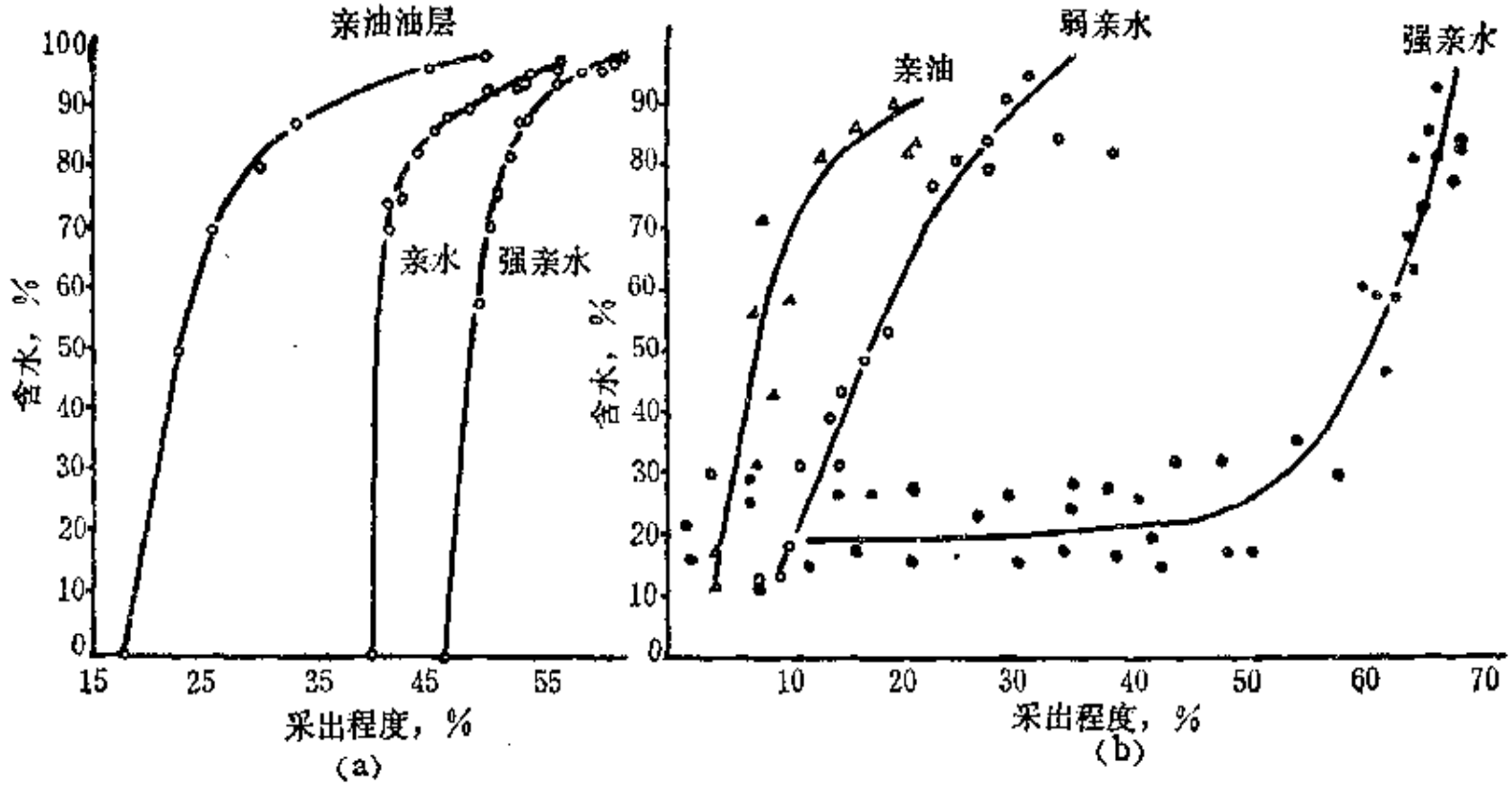



图 4-12　储层润湿性与水驱效果对比曲线

a—低压模型；b—高压模型

石油是非润湿相，由于水和毛管壁之间存在着附着力(即吸引力)的作用，将水向上拖起一定的高度h，最后上升的总力与水柱的重量达到平衡。此时，使水上升的毛管压力为：

$$p_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

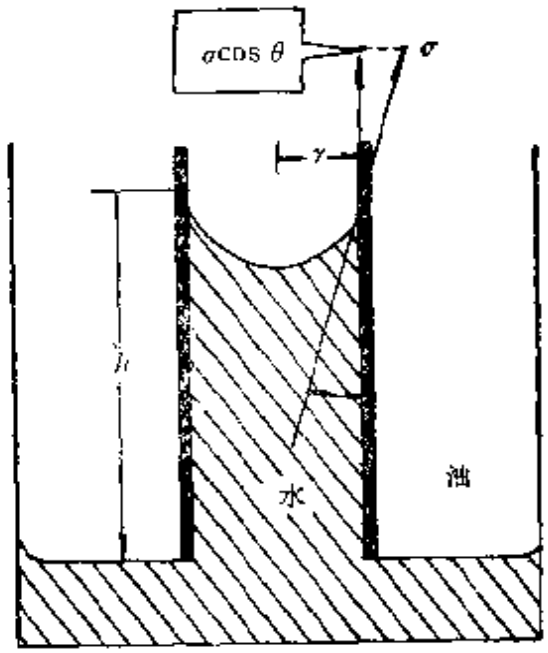


图4-13 毛管与毛管压力的关系

式中 $p_c$——毛管压力，Pa；

$r$——毛管半径，m；

$\sigma$——油水两相的界面张力，N/m；

$\theta$——接触角，(°)。

$p_c$与毛管半径成反比，与油水界面张力$\sigma$和接触角$\theta$的余弦成反比。

储层岩石的毛管压力与润湿相饱和度之间的关系曲线称为毛管压力曲线。实验室常用压汞法测试毛管压力曲线。

## 二、毛管压力曲线的用途

毛管压力曲线是研究储层岩石的重要曲线，不同的储层毛管压力是不相同的，储层岩石的孔隙结构、润湿性、渗透率、孔隙度等都将影响毛管压力的形态。图4-14是一组不同渗透率和孔隙度的毛管压力曲线，很明显，曲线4为好储层，曲线2和3为中等储层，曲线1为差储层。

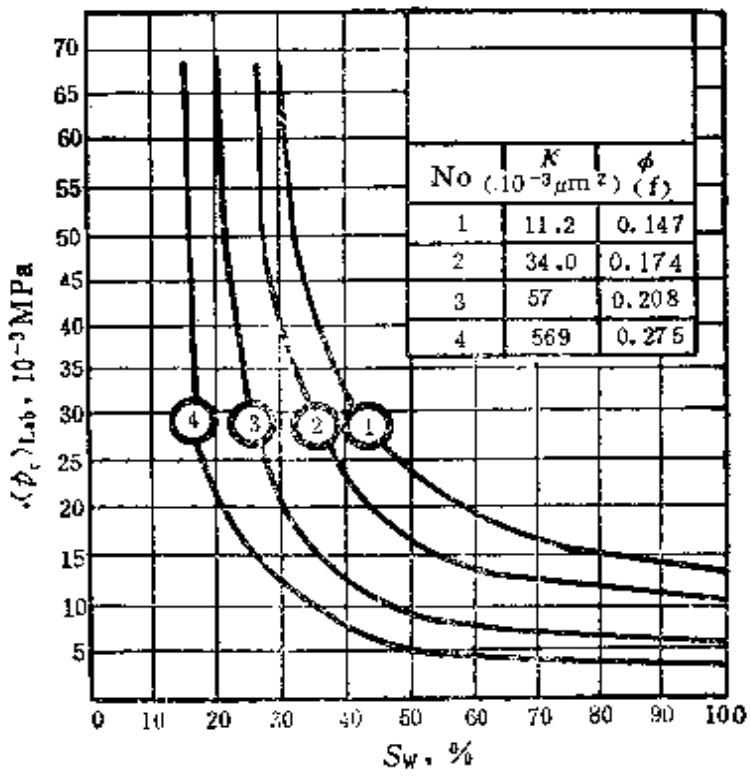



图4-14　孔隙度和渗透率对毛管压力曲线的影响

将油水两相的毛管压力曲线与油水相对渗透率曲线进行对照，可以划分油水接触面分布的位置和形状，图4-15是毛管压力和相对渗透率相对照的图。将图中毛管压力随含水饱和度的分布，划分为三段：

1)纯水段　由初始驱替压力($p_d$)划一条水平线A，此线称为自由水面。低于自由水面的含水饱和度为100%，钻入该段的井产纯水。

2)油水过渡段　在对应于相对渗透率曲线的束缚水饱和度的位置，在毛管压力曲线上面画一条水平线B，此为油水过渡段的顶面。该段的毛管压力随含水饱和的变化较小，钻入该段的井产油和水。

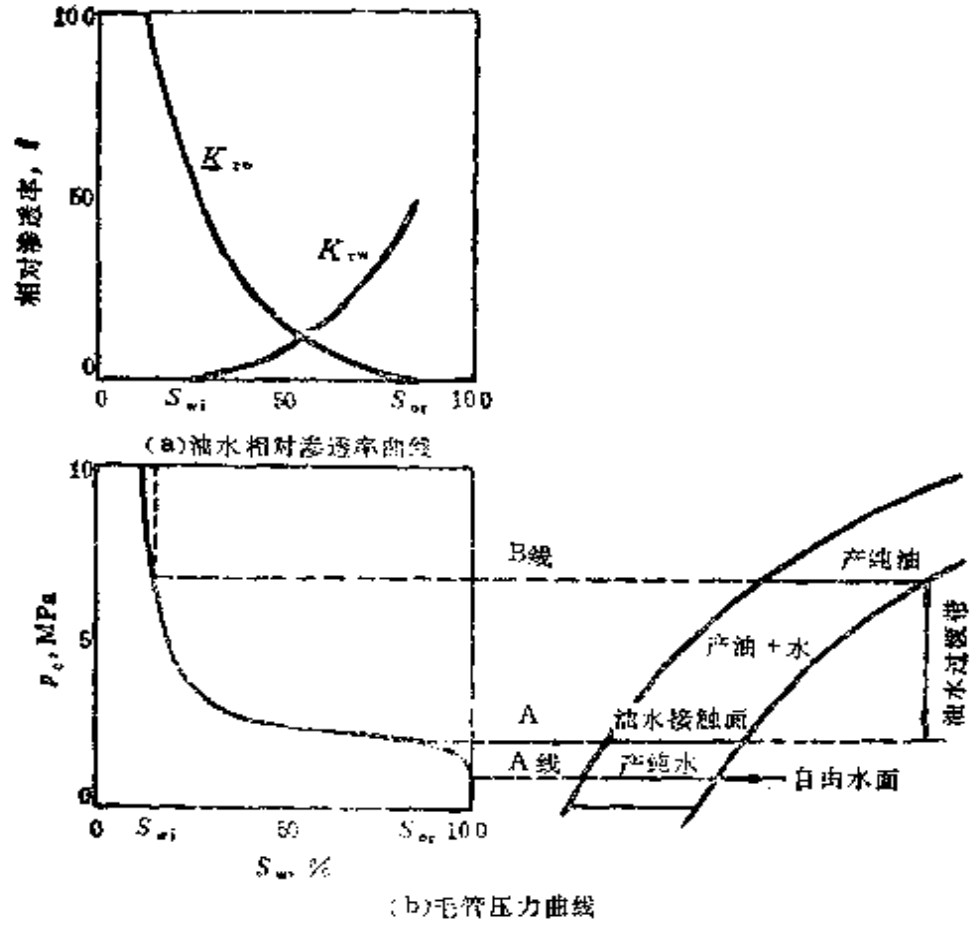



图 4-15　毛管压力和相对渗透率曲线对照图

3)纯油段　在B水平面以上，毛管压力随含水饱和度的变化比较急剧，近于呈垂直的渐近线关系。由该段确定的含水饱和度，通常称为束缚水饱和度，钻入该段的井产纯油。

# 第五章　油田开发

油田开发是在提供了油、气探明储量之后，根据国家对石油天然气的需要量，从油、气田的实际情况出发，按照油、气田开发方案的规定，对油、气田进行开采的全过程。

油田开发工作者的任务是如何科学地、合理地开发好油、气田，即在全面认识和掌握油、气田的地质情况及其变化规律的基础上，确定开发方式，布置井位，确定油、气井的工作制度；预计油、气田及油、气井的产量和开采年限；设法保证油、气层能量的平衡，作出若干可能的开发设计方案，然后进行技术经济分析，选择出最合理的开发方案。并在实施过程中加深认识，不断调整，努力做到充分合理地综合利用各种地下能量开采地下油、气资源，以达到高的最终采收率。

在进行油、气田开发的工作时，应按照《油田开发管理纲要(试行)》和《气田开发条例(讨论)》执行。

## 第一节　油田开发的方针、政策和开发方案内容

### 一、油田开发的方针

油田开发必须依据一定的方针来进行。正确的开发方针，是根据需要和可能制定的。我国油、气田开发的基本方

针是：按照党和国家的要求，尽可能的采用先进的工艺技术，实行“少井高产、多井接替、持续增长”以满足“四化”建设对能源的需求。

油田开发方针的制订应考虑如下几方面的问题：

1）采油速度。

2）油田地下能量的利用和补充。

3）采收率的高低。

4）稳产年限。

5）经济效益。

6）工艺技术水平。

## 二、油田开发的原则

在编制油田开发方案时，必须依照国家对石油生产的总方针，针对所开发油田的情况、所掌握的工艺技术手段与建设能力，来制订具体的开发原则。这些原则是：

（1）在油、气田地质条件允许的前提下，高速度地开发油、气田，以满足国家对原油的需要。

（2）最充分地利用天然资源，保证油、气田获得最高的最终采收率和较长的稳产年限。

（3）具有最好的经济效益，也就是用最少的人力、物力、财力来采出最多的油、气，即少投入，多产出。

（4）尽可能采用最先进的技术和装备。

这些原则应对以下几方面的问题作出具体的规定：

（1）规定采油速度和稳产期限。

（2）规定开采方式，人工补充能量的必要性。

（3）确定开发层系。

（4）选择注水方式。

（5）按开发步骤确定合理的布井原则。

（6）确定油井产能及合理工作制度。

（7）确定合理的采油工艺技术和增产措施。

（8）规定油田开发实施的步骤及要求。

## 三、油田开发的技术政策

油田开发的技术政策是制订和实施油田开发方案，使油田得到科学合理开发应遵循的技术依据，根据我国油田开发的实践，主要有以下几个方面：

（1）油田开发工作的全过程都必须认真录取基本的油藏地质和生产动态数据。同时，必须搞好对油田开发过程中基本问题的分析和预测，以保证油、气藏基本情况的描述、储量计算、方案设计、生产能力预测、工程作业措施、经济效益评价等都建立在科学的基础上。

（2）新油田的开发建设和老油田的整体调整改造，都必须按基本建设程序办事。首先要进行油、气藏评价，计算并复核油田地质储量和可采储量；第二以认识油藏和储量计算为基础，编制油田开发方案和调整方案；第三根据批准的设计方案进行产能建设和整体调整改造；第四按照配套建成的生产能力，确定年度生产指标并组织实施。

（3）复杂断块油田实行勘探和开发相结合的滚动方式开发。即断块油田第一口探井出油以后，必须进行地震精查，按照地震精查对地质构造的认识布置评价井，它既是探井，又是开发试验井。然后选择条件比较好的高产能主力断块，钻补充开发井全面投产开发，同时兼探其它断块。这样逐步

加深对复杂新块油田的认识，提高勘探开发效率。

（4）每个油田都要十分重视产量的相互衔接，既要考虑当前生产又要考虑到长期发展。当一批高产油井投产以后，就要准备好更多的中、低产油井来接替高产油井的产量递减；高产能区块投入开发以后，要积极准备开发后备区块，以投入新开发区和新开发储量；在已开发的老油田挖潜增产的同时，必须加快勘探，发现更多的新储量；对老油田、老油井要采取各种挖潜增产措施，控制老井自然递减率的增长速度。

（5）不论是新油田还是已开发的老油田，都要根据油藏特点，采取相应的强化开采措施，提高单井产量和采油速度。新油田要尽可能地缩短开发年限，高峰产量允许五至八年，要争取在十到十五年的主要开发阶段内采出80%的可采储量。注水开发的油田，随着油井含水率的增加，要不断地提高油井采液量，保持稳产和增产。积极创造条件培植更多的高产油井，以开发区为单元，搞好高产油井和其它油井之间的注采协调关系，以保证整个开发区块能获得较好的开发效果。

（6）注意保持油层能量。天然能量充足的油田应该利用天然能量进行开采。对绝大多数油田，注水开发是保持油藏能量的主要方法。油田地层压力的保持水平要按油藏的地质条件、采用的采油方式和设计的采油速度来确定，一般不能低于原始饱和压力。要根据油田采出量的变化及时调整注水量，保持油藏内的注采平衡，提高注入水的利用率，控制含水率上升的速度。

对于适合注气开发的油藏，应利用可能的气源进行注

气，以提高采收率。

（7）油田开发的最终目标，应该达到在较高的经济效益下，获得最高的原油最终采收率。每个油田从编制油田开发方案开始，就要研究所能达到的最终采收率。油田开发的最终采收率指标要分阶段落实。油田投入开发后，应根据实际开发资料重新评价可能达到的最终采收率，进行较大的开发调整或采取重大技术措施时，也要预计能提高多少采收率。

（8）开发油田必须采用先进的技术方法和工艺措施，提高施工效率，迅速改善机械采油、开发测试、试井、低渗透层改造、堵水、防砂、特殊油藏开发、热力采油等方面的技术状况。

（9）所有开发井的钻井、完井都必须保证高质量。根据油藏的地质特征，开发设计的生产指标及井下工艺措施的要求，确定钻井及完井工艺方法。要采用优质保护油层的钻井液钻开油层。积极推广射孔新工艺，以减少对油层的污染。

## 四、油田开发方案的基本技术内容

油田开发方案是指导油田开发工作的重要技术文件，油田投入开发必须有正式批准的开发方案设计。编制油田开发方案，必须有全国矿产储量委员会批准的储量报告。方案设计应以油藏地质模型为基础，进行油藏工程、钻井工程、采油工程、地面建设工程的总体设计，保证整个油田开发系统的高效益。

### （一） 油田概况

包括自然地理条件，区域地质构造，勘探成果和开发准备程度。

（二） 油藏地质特征

包括圈闭情况，储层特征，储集空间，流体分布和性质，渗流物理特征，压力、温度系统，原始驱动能量及驱动类型。

（三） 储量计算

包括采用储量计算的方法，主要参数的确定，储量计算级别、结果及评价。

（四） 油藏工程设计

包括开发方式，层系划分和井网系统，生产能力和采油速度分析，设计方案的对比和优选。

（五） 钻井、完井和测井技术

包括钻井技术和井身结构，完井方式，测井系列的选择和依据等。

（六） 采油工艺设计

包括采油方式及增产措施，生产测井。

（七） 地面工程设计

主要是油、气集输系统和注水工程。

（八） 开发技术经济分析

包括勘探、开发投资，油、气成本及单位能耗，方案技术经济对比及最佳方案选择。

（九） 实施要求

包括钻井、投产及投注程序，开发试验安排及要求，资料录取和观察系统要求，增产措施安排等。

## 第二节 油田开发层系的划分与组合

目前世界上发现的油田，很少是均质单一的油层。特别

是碎屑岩储油层的大油田或特大油田，不仅油层多，而且差异大。我国现有的油田大部分属于陆相沉积的非均质、多油层油田。这类油田的主要特点是：油层层数多、各层互不连通，油层的岩性及物性和其中的油、气、水的物性变化很大，分布很不均匀。在开发非均质、多油层油田时，如果只笼统地用一套井网进行开发，不仅给提高采油速度，进行生产管理，油井作业等带来很大的困难，而且会严重影响油田最终采收率。为此常把一些性质相近的油层组合在一起，采用与之相适应的井网，注水方式和工作制度分别进行开发。用同一井网同时开发的若干油层的组合，称之为一个开发层系。油田开发层系的划分是提高油田开发效果的重要措施之一。

## 一、 划分油田开发层系的原则

（1）一个独立的开发层系应具有一定的地质储量，做为高产稳产的物质基础，以保证这套层系能达到一定的采油速度，油井具有一定的生产能力，从而达到较好的技术经济指标。

（2）一个开发层系的上、下必须具有良好的隔层，在注水开发的条件下，可以与其它层系严格地分开，以防止不同层系之间的相互窜通和干扰。

（3）在同一开发层系内的各油层性质应该接近，主要是各油砂体的渗透率和延伸分布状况不能相差过大，保证各油层对注水方式和井网具有共同的适应性。

（4）同一开发层系内，构造条件，油、水分布，压力系统和原油性质应接近一致，开发井段不宜过长，为简化采油

工艺创造条件。

（5）划分开发层系和确定井网时，要考虑当前分层开采工艺水平，在分层工艺所能解决的范围内，应该尽量不要将层系划分得过细，这样既能达到较好的开发效果，又可减少钻井及油田建设工作量。

## 二、划分与组合开发层系的方法

按照上述原则进行开发层系的划分和组合时，要从油田的实际情况出发，首先研究储量大、分布广、产能高的主力油层，然后再研究其它油层。对于不具备独立开采条件的油层，可以在个别井点单采、合采或回采。具体的划分方法如下。

（1）详细地研究和掌握各类油层、油砂体的特性，是合理划分与组合开发层系的地质基础。

对各类油层组、油砂体进行分类排队，研究某一个油层组内不同渗透率、不同延伸长度、不同分布面积的油砂体所占的储量百分数。通过分类研究，掌握不同油层的特点，差异程度及其对开采方式、井网的不同要求。

（2）对已开发区进行油砂体动态分析，为新区合理划分与组合开发层系提供生产实践依据。

研究某一个油层组内不同采油速度、不同工作状况油砂体所占储量的百分数，以认识每个油砂体在开采过程中油、水运动规律及不同油砂体开采的均衡程度，进一步了解开发层系划分与组合的条件。

（3）确定开发层系的基本单元　划分开发层系的基本单元，是指大体上符合一个开发层系的基本条件的油层组或油

层，它本身可以独立开发，也可以把几个基本单元组合在一起作为一个层系开发。每个基本单元的上下必须具有良好的隔层，并有一定的储量和生产能力。

不同的油田或同一个油田的不同地区，应该根据油层流体的具体特点，采油工艺水平等，确定划分开发层系的基本单元。

（4）进行综合分析对比，选择层系划分与组合方案时，主要考虑的指标是：

1）不同层系组合所能控制的储量。

2）不同层系组合所能达到的采油速度。

3）不同层系组合的无水采收率和最终采收率。

4）不同层系组合的技术经济指标。

## 三、 各开发层系的开发次序

一个非均质、多油层的油田，根据上述原则和方法，可能划分出若干个开发层系，但往往由于地质、技术及施工速度或经济上的原因，不能把所有层系同时投入开发，这时应确定各层系投入开发的先后次序，依次进行开发。

开发层系的开发次序应按下述原则确定：

（1）首先开发勘探程度高的层系。这种层系往往是由该油田（或该区）延伸稳定、岩性和物性变化小的主力油层组成。开发这种油层的生产井网，可以同时兼探其它油层。

（2）首先开发储量大，产油能力高的层系。这样能尽快满足国家对原油的需要，提高经济效益。

（3）当几套层系开发指标相当时，在经济和建设能力等条件允许的情况下，可以分别采用不同的井网同时开发。否则

应尽可能先开发最下边的层系，这样便于回采上边的层系，可将其开发时间放在后面，等到基础层系开发完后再回采。这一种情况所钻的井数少，投资也少，但油田开发速度慢。

## 第三节　油田开发方式

### 一、油田开发方式概述

所谓油田开发方式，就是指依靠什么能量（天然能量或人工补充能量）和采用哪一种驱动方式来开发油田。油田开发方式的选择，主要决定于油田的地质条件和国家对采油速度的要求。

当油藏的天然能量充足，如边水、底水活跃，其驱油动力能满足开发要求时，应该尽可能地利用天然地层能量来开发油田。但是国内、外油田开发的实践证明，天然能量有时不能保证将油田中可采储量部分的石油都采出，也难以保证有持续较高的采油速度。为了弥补天然能量的不足，要在适当的时候用人工方法（如注水或注气）补充油层能量，以获得稳定的、较高的采油速度和最高的原油最终采收率。

注水时机的选择很重要，一般认为应当先充分利用油田的天然能量，在油层压力接近饱和压力时，再注水保持压力为好。注水压力的水平，要依油层压力确定，最高值不宜超过岩石的破坏压力。如果注水工作设计合理，控制适当，对于改善开发效果及提高采收率是有效的。目前国内、外的油田大多采用注水开发这种方式。

此外，顶部注气也可使油层保持压力。它是通过向油藏顶部注入天然气或空气，保持或提高天然气顶或人工气顶的

压力，来补给油田的能量消耗。部分注入气溶解于原油还能降低原油的粘度。

## 二、注水开发

### （一） 影响注水开发方式的因素

1. 油层性质

油层分布平面的连续性、垂向的连通性，层间、层内渗透率的非均质性，以及孔隙结构和粘土矿物的类型，都影响着注水开发方式的选择及注水效果好坏。其中渗透率的差异性是决定扫油面积和水驱厚度的主要因素。图 5－1 表示注水后，水在平面上的舌进，波及面积小，部分井见水早、水淹早，影响其它井的开采受效。图 5－2 表示注水后，水在垂向上的单层突进，水淹厚度小，影响其它层的开采受效。

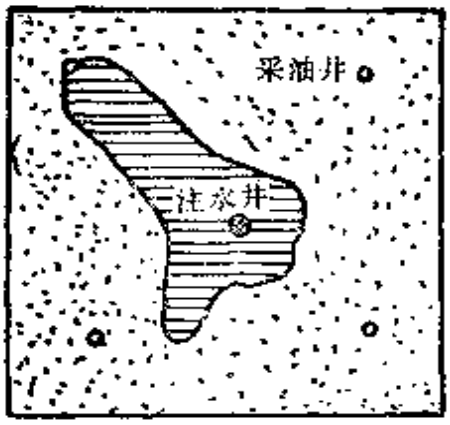



图5－1　舌状突进示意图

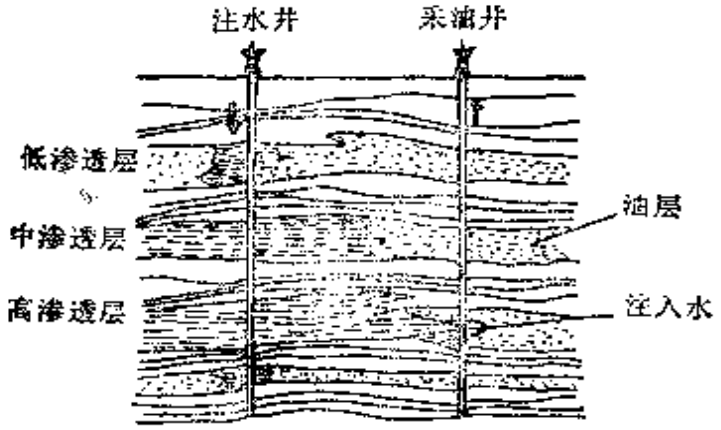



图 5－2　单层突进示意图

2. 构造条件

对于断层和裂缝发育的油藏，在选择是否注水时要慎重。往往注入水会沿断层破碎带或裂缝发育带窜流，影响全面效果。当构造面积小、储量小时，还应着重分析经济效益。

3. 原油粘度

当油水粘度比很大时，水的粘度小，流动性能好，在驱油时，很难形成稳定流，而是呈舌进状态，也会导致油井的过早水淹，影响开采效果。

由于上述诸因素的存在，在决定油田是否采用注水保持压力的方式开发时，应对各种问题进行必要的室内实验分析和矿场试验，结合地质条件加以论证。

## （二） 注水方式的类型

注水方式是指注水井在油藏中所处的部位和注水井、生产井之间的排列关系。由于不同的注水方式下，油、水井的相对位置不同和井数比例不同，使注入水在油层中的运动和分布规律也有着一定的差别。

常用的注水方式有边缘注水和内部注水两种。

## （三） 边缘注水

边缘注水开发方式是强化的天然水驱开发。注水井平行于含油边缘分布，生产井布在含油缘内侧，与含油内缘平行。按照注水井的分布位置，分为缘外注水，缘上注水和缘内注水三种。

1. 缘外注水

缘外注水又称边外注水，是将注水井按一定的方式和距离布置在含油外缘之外的含水区内，注水井排线和生产井排

线一般平行于含油外缘，如图 5－3 所示。

这种注水方式，适用于面积较小，油层边缘没有遮挡（指岩性变化或断层遮挡），渗透性较好并且均匀的油藏。

2. 缘上注水

缘上注水是将注水井布置在含油内外边界之间的油水过渡区内（图 5－4）。缘上注水主要适用于含油边缘以外油层

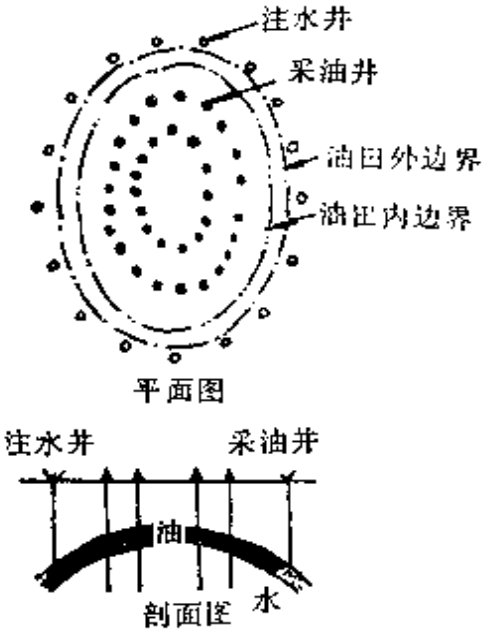



图 5－3　缘外注水示意图

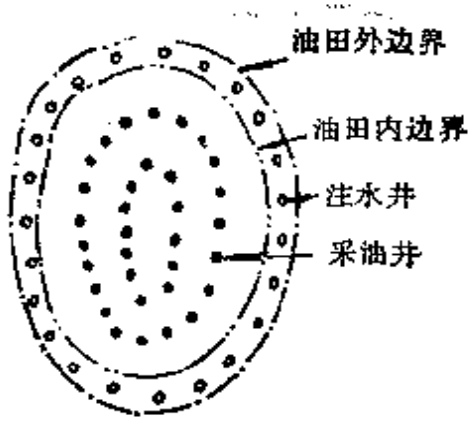



图 5－4　缘上注水示意图

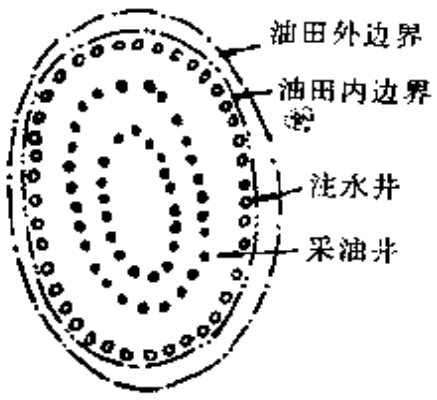



图 5－5　缘内注水示意图

渗透性变差，甚至尖灭，油层厚度变薄，连通性变差的油田。

3. 缘内注水

缘内注水也叫边内注水，是将注水井布置在含油内缘以内，如图 5－5 所示。

一般边缘注水方式只有在油藏面积不大，而且油层渗透率较

好时才能适用。而对较大的油田或对要求开发速度较高的油田，这种注水开发方式就不能适应。因为一般注水井所能波及的范围是有限的，加上生产井的遮挡作用，只能影响到第三排生产井的生产。也就是说最多只能有三排生产井同时生产，并且只能一排一排的向油藏内部推进。若油田面积大时，就使很大一部分面积不能迅速投入开发，延长了总的开发时间，采油速度也较低。

此外，在边缘注水时，由于注水井的另一方向是油层的外围地区，当注水线压力大于原始地层压力时，必将有一部分注入水流向外围，使其起不到驱油作用。

### （四） 内部注水

如果注水井以一定的组合布置在油藏的内部时，称为内部注水。依据注水井的位置及与油井的组合，分为顶部注水、切割注水和面积注水等。

顶部注水是沿着构造轴线布一排注水井或在中心布一圈注水井(图5－6、5－7)。它适用于油田面积小，边部渗透率明显变差的情况。

1. 切割注水

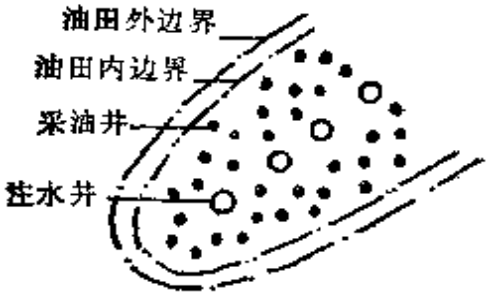



图5－6 轴线注水示意图

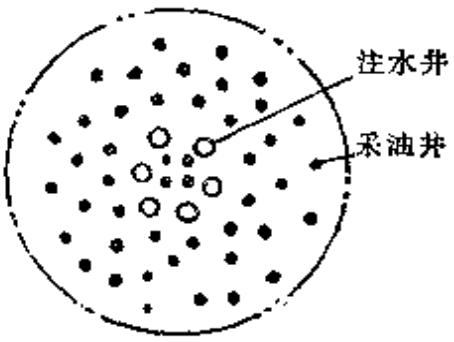



图5－7 中心注水示意图

在一些大型油田注水开发时，为使大量的油井同时受到注水补充能量的效果，以获得高的开采速度，通常将注水井成排布置，这些注水井排把油田划分为一些面积较小的独立开发单元，分别进行注水开发。这种方式称为切割注水方式或叫行列注水方式，如图 5－8 所示。大庆油田采用了这种切

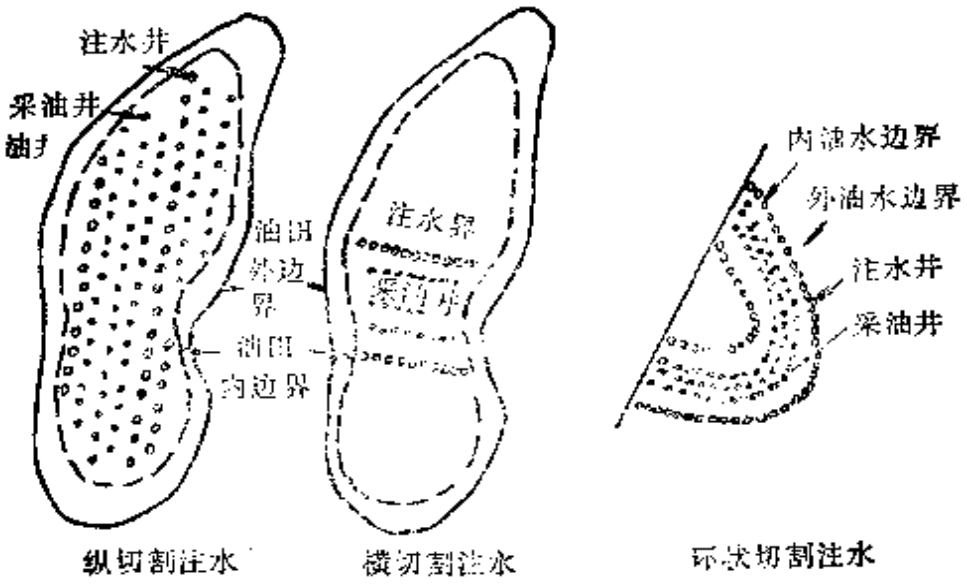



图 5－8　切割注水示意图

割注水方式满足了高速度全面投入开发的要求。

这种切割注水方式，不仅可以一个地区一个地区陆续投入开发，也可以将各个开发单元同时投入开发。

注水井排平行于含油构造的长轴方向时，称为纵切割注水；垂直于长轴方向时，称为横切割注水；呈环形布置时，称环状切割注水。

切割注水的切割单元面积要适当。太大则区内不能迅速收到注水效果，太小则要求注水井数增多，经济上不合理。

所以，切割区的大小、切割井排的方向和位置选择很重要，在布置切割注水线时，必须考虑油田的构造形态，岩相、岩性的变化情况，以及断层、裂隙的分布方向，力求使各个单元的油、水边界线能均匀地推向生产井。

2. 面积注水

面积注水是指将注水井和生产井按一定的几何形态布置在整个开发面积上。以注水井和生产井数的比例，相对位置和井距不同，而构成不同的布井系统和井网密度。

这种注水方式主要是应用在各种自然能量不足，油层条件较差的油田上，或者采用切割注水方式开采了一定阶段后，需要调整的开发区内。

面积注水方式有以下四种组合类型：

(1)线性注水系统将注水井等距的沿着直线分布，生产井也沿着直线分布，一排注水井对应一排生产井。它适应低渗透、分布不稳定、形状不规则油层，是强化的切割注水方式。

这种注水方式的生产井数和注水井数的比值为1：1。生产井见水后的水淹面积可达50%以上，即波及系数大于0.5。波及系数是指生产井全面见水，开发单元内已被水淹的面积和整个开发单元面积之比。

(2)三角井网注水系统注水井均按照三角形布置，有四点法和七点法系统两种(图5-9)。

1)四点法注水系统　这种注水方式是指将注水井按一定井距布置在等边三角形的顶点，生产井布置在等边三角形的中心。每口生产井受三口注水井的影响，每口注水井供给周围六口生产井的水量。因此整个面积内注水井和生产井井数

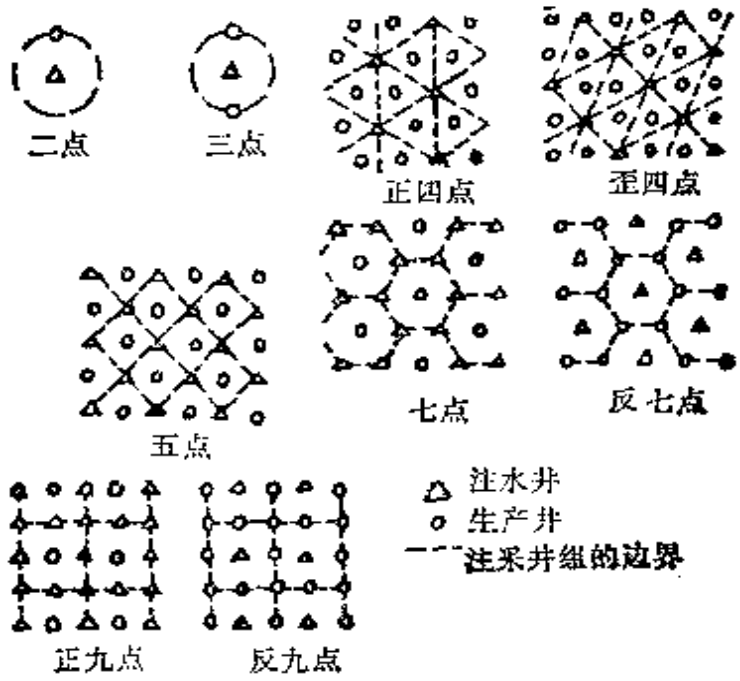



图5-9　几种面积注水方式示意图

比为1：2，注水井的效率是比较高的，注水波及系数在70%以上。

2)七点法注水系统　这种注水方式是指将注水井按一定的井距布置在正六边形的顶点，生产井布置在注水井所形成的正六边形的中心，每一口生产井受周围六口注水井的影响，而每一口注水井又供应周围三口生产井的水量。注水井和生产井井数比为2：1，注水波及系数和四点法近似。

(3)正方井网注水系统　注水井按照正方形网格布置，有五点法和九点法两种(图5-9)。

1)五点法注水系统　这种注水方式是将注水井按一定井距布置在正方形的顶点，生产井位于注水井所形成的正方形的中心，每口生产井受周围四口注水井的影响，每口注水井又供给周围四口生产井水量。注水井和生产井井数比是1：1，

虽然注水井多了，但注水波及系数和四点法近似。

2)九点法注水系统　这种注水方式是将生产井布置在按正方形布井的八口注水井的中心，每口生产井能受到周围八口注水井的影响。在这种布井形式下，注水井和生产井井数之比为3：1。

3)不规则点状注水系统　当含油面积小，油层分布又不规则，如小型断块油田，难于布置规则的面积注水井网时，可采用不规则的点状注水方式。根据油层分布情况选择合适的井作为注水井，使注水井周围的几口生产井均受到注水效果。

在面积注水方式中，四点法和不规则点状注水系统应用最广。五点法、七点法注水系统的注水波及系数也很高，但当井距相同时，这两种注水系统单位面积的井数较多。采用面积注水方式时，选择注水系统，应综合考虑各种系统的特点、油水粘度比及后期调整方便等因素。经验认为：油水粘度比为1时，七点法注水系统采液量为最高；粘度比为2.5～6时，四点注水系统能获得较高的采液量；粘度比大于10时，反九点法注水系统为最好，而且易调整为其它形成的注水系统。

面积注水的开发方式使绝大部分生产井都能收到明显的注水效果，可以提高采油速度。为了充分发挥面积注水的作用，大庆油田在井网部署时，采用了先钻井，待搞清油砂体的特征后，再确定注、采井别的方法，使所确定的注采系统，对于油层的适应性较好。由于生产井普遍处于注水第一线，在开发过程中应调整和控制好注入水前沿的推进，以避免生产井过早水淹而不利于高产稳产。

切割注水方式和面积注水方式的特点对比如表 5 -1。

表 5 - 1　切割注水和面积注水的特点对比

| 对比内容 | 行列式切割注水 | 面积注水 |
|---|---|---|
| 注水影响情况和水线推进特点 | 注入水从注水井排向生产井排逐渐推进，除中间井排受两侧注水井影响外，其它生产井只受一侧注水井的影响，在开采过程中含油区和含水区的分布比较集中、初期管理比较方便 | 一口生产井受 2～8 口注水井的影响，在开采过程中，油水前缘运动复杂，含油区和含水区分布零散。油井来水方向多，水井供水方向较多，初期含水上升较慢 |
| 均质地层条件下的扫油面积系数 | 在井位交错排列时，可达 0.8～0.94 | 0.57～0.74 |
| 开发速度 | 较面积注水低，但可以保持较长的稳定产量时间 | 储量可以一次全面投入生产，开发速度较高 |
| 应用的地质条件 | 对于分布稳定，面积大，形态比较规则的油层比较适用 | 对于一些分布不稳定，形态不规则，渗透率低的油层，采用面积注水效果较好 |

## 三、注气开发

当油藏的渗透率较低，岩石中泥质含量过高，本身或附近有足够的气源时，可以采用注气开发。在选择这种方式时，要注意以下因素：

1）地层倾角大于10°～20°。

2）油层原始含气饱和度小。

3）有较高的垂向渗透率。

这样，便于油气重力分异，形成次生气顶，油气边界均匀推进，减小气窜。

回注干气是开发凝析气藏保持压力的主要方法。通常注入的是采自同一层位的脱油气体，也叫做循环注气。采用这种开采方法可以从气藏中开采出大量的凝析油，停止注气后仍可开采天然气。

## 第四节　开发井网布置

开发井网的布置在确定了油田开发方式和注水方式之后进行。开发井网包括两个内容：第一，对单独的开发层系布置的注采系统的井类、井数、井距，即单位面积上井的密度；第二，井位，即井的排列方式。

井网的布置是油田开发的关键问题之一，选择的井网是否合理，将直接影响油田开发效果，及整个开发过程的主动性和灵活性。

### 一、合理井网的标准

合理井网的标准是贯彻少井高产的原则，最大限度地适应油层情况和提高原油最终采收率，在此基础上力争较高的采油速度、较长的稳产时间和较好的经济效果。具体标准如下：

1）最大限度地适应油层分布状况，控制较多的地质储量，为提高油田最终采收率打下基础。

2）能使主要油层收到充分的注水效果，在达到规定采油速度的基础上，争取较长时期的稳定生产。

3）选择的井网既要能够实现合理的注采平衡，又要便于

开发区内分阶段进行开发和调整。

4)在实现上述三项要求的前提下，合理井网应达到良好的经济效果，如原材料消耗少，投资效果好，原油成本低，回收投资快，盈利多等。

5)实施布井方案所要求的采油工艺技术既要先进，又要切实可行。

因此，合理的布井问题是要综合地质条件、生产要求和经济效果三个方面的因素进行全面考虑。在研究方法上必须以油田地质条件和生产动态资料为基础，运用渗流力学、数值模拟等方面的理论和方法，综合确定最优的布井方案。

## 二、布井方式

油田的布井方式分为排状布井和网状布井两大类：

### (一) 排状布井方式

对于天然压力或人工压力驱动的油藏，其井排的布置应与水的流线方向垂直，或者平行于含油边缘，利于边缘均匀地向井排收缩，或者平行于切割注水线的井排方向(线形或环形)使生产井排充分受效。

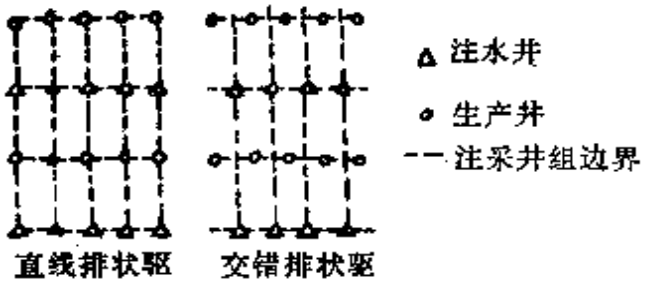



图5-10 排状布井示意图

排状布井的不同井排，其井位应交错布置，即注水井和生产井的分布都应按三角形布置(图5-10右)，还要求第一排生产井到注水井排的距离大于井距。这样既可充分利用能量，减少第一排生产井的遮挡作用，又能尽量避免舌

进现象。

这种布井方式适用于油层渗透性好，大面积连通分布，并具有下列驱动方式和地质条件的油藏：

1）水压驱动方式的油藏。

2）气水混合驱动方式的油藏。

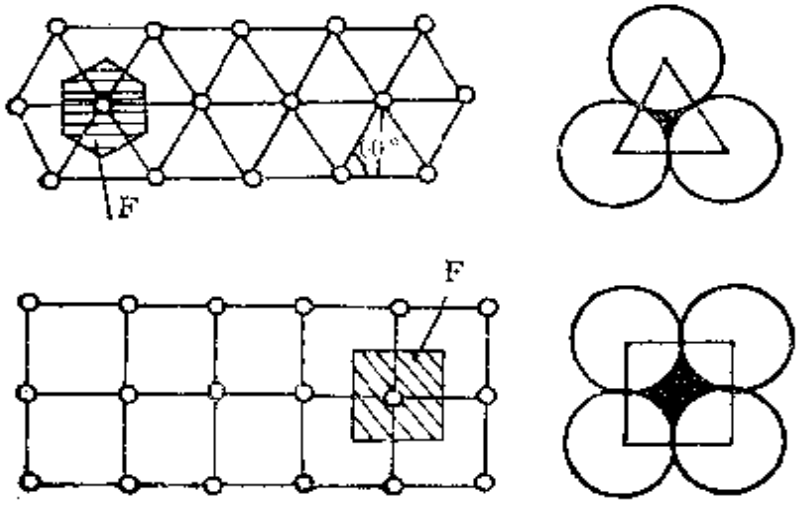
3）重力驱动方式而且倾角较陡的油藏。

4）地质条件适于采用排状或环状注水、注气的油藏。

### （二） 网状布井方式

网状布井适应地层能量就近（井的周围）供应的原则，把非均质油层划分为小的相对均质的单元，以提高注水或注气的效果。对于溶解气驱或底水驱动油藏，在采用注水开发方式时，通常采用均匀几何形态的网状布置，即三角形或正方形井网（图 5-11）。

经过分析表明，三角形井网的驱油面积比正方形井网要大。在同样条件下，按三角形井网布井可以比正方形布井多




F —每口井所占的面积

图 5-11 网状布井示意图

采出15.5%的原油。但是，三角形井网所需要的井数也比正方形井网多15.5%。因此，要保持三角形井网的优点，必须正确地选择井距，使井网不致于太密。

网状布井方式适宜于下列地质条件的油藏：

1）油层渗透性较差或变化大的油藏。

2）溶解气驱或以溶解气驱为主的油藏。

3）渗透性较差的气-水混合驱动油藏。

4）重力驱动但油层倾角较小的油藏。

5）断块油藏。

上述两种布井方式，在同一个油藏上有时要结合使用才能达到合理开发的目的。例如面积大，油层性质分布稳定、倾角小，在纯含油区部分采用切割注水，常采用排状布井方式；对其余分布不稳定及零星分布的油层或在边部渗透率低的油水过渡带，多采用面积注水网状布井方式。再如有气顶的油藏，在气顶下的含油部分和油水过渡带采用网状布井方式，在纯油区则采用环状布井方式。当采用不同井网综合布井时，应注意不同井网之间要逐步过渡、合理衔接。

## 三、井网密度

井网密度是指在单位面积内所布的井数，井数中包括注水井和生产井，也就是选择多大的井、排距。国内外油田开发的实践证明，合理的井网密度是合理开发油田的关键问题之一，应当认真研究确定。

石油工业发展初期，人们认为"多打生产井就能多采油"。那时的井网都比较密，一般井距125～150m，甚至更小。随着生产的发展，特别是渗流理论的产生和应用，逐渐

认识到：油井在生产中，井与井之间存在相互干扰现象。井网过密，井数成倍增加，井间干扰程度增大，产量却增加得很少，使经济效果变差。从图中 5 -12清楚地看到：随着井

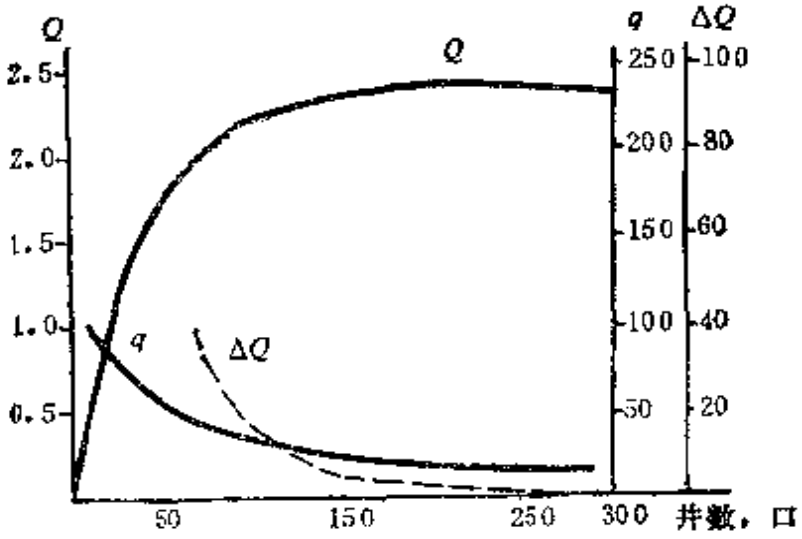



图 5 -12　产量与井数关系曲线

$Q$—总产量，kt；$q$—单井平均日产量，t/d；

$\Delta Q$—因新井投产而增加的产量，t

数的增加，产量增长幅度到达一定值以后会逐渐减小，最后产量趋于稳定。

广泛采用注水、注气等保持油层压力方法后，在油田开发中，就倾向于采用稀井网、大井距。国内外油田开发的科学实验和生产实践证明了这一点。一般情况大面积均质油藏，井距要适当大一些；岩相、岩性变化较大的复杂油藏，井网可以适当密一些；油田开发初期井网可稀一些，利于开发后期加密调整。

确定井网密度的依据和方法如下：

### （一） 井网密度必须满足采油速度的要求

计算井网密度的公式为：

$$f = \frac{n}{A}$$

$$n = \frac{Q_o}{q_o} \cdot \frac{10000}{300}$$

$$Q_o = N_o \cdot \nu_o$$

式中 $f$——井网密度，口井/$km^2$；

$n$——井数，口；

$A$——油田面积，$km^2$；

$Q_o$——年产油量，$10^4t/a$；

$q_o$——单井产油量，t/d；

$N_o$——油田储量，$10^4t$；

$\nu_o$——采油速度。

为保证能达到规定的采油速度，单井的生产能力必须落实可靠。遇油井产能较低时，可采取压裂、酸化等增产措施提高，来减小井网密度。

### （二） 井网要控制较多的水驱储量

根据油藏的地质条件，井距的大小要适应油层的分布和油层的连通状况，既能控制好主力油层，又能兼顾到次要油层，以达到较高的水驱控制储量。

（1） 勘探程度较高的多油层油田，为了使所布的井能控制较多的油层，可以采取按油砂体布井的方法。其布井步骤如下：

1）将各小层的油砂体作为布井的独立单位，分别进行布井。

2)把各小层的布井图叠加起来，得到最大限度的理想布井图。

3)然后进行综合调整，找出适合于大多数油砂体的一个或几个井网方案。

4)取一种方案图与各小层图相重叠，统计出各小层中每个油砂体被该井网所控制的储量数，再按油层组统计该井网的储量控制程度。

5)求出各个方案图对各油层组的储量控制程度。根据地质储量控制程度的高低，采用控制程度较高的方案来作为合理的布井方案。

(2) 勘探程度不高的油田，可以采用地质对比法来选择井网密度。

用地质对比方法确定井网密度时，应着重考虑如下条件：

1)在油藏其它条件相同时，油层越厚，储量越大，井距可以相对小一些，以保证采油速度高，经济效果好。

2)油层渗透率越高，油气在地层中容易流动，每单井控制的泄油面积大，井距可以适当大一些。

3)不同粘度的石油，在油层中的流动性能也不同。粘度越小，越容易流动，井距可以相对大一些。

4)油藏埋藏越深，则压力越大，温度越高，井距也可相对大一些。

5)油层的倾角越大，生产井的井距在倾斜方向上应当比走向方向上的大一些；对倾角不大的油层，可采用均匀井距；对断块封闭的油藏，一般采用密井网不均匀布井或"分块治之"的方式，对不同地质条件的断块采取不同的布井方

式。

6)对气压驱动的油藏，采用较小的井距；水压驱动的油藏可以适当放大井距；溶解气驱动和重力驱动油藏可以采用较密的井网。

### （三） 布井方案的优选

对按地质因素综合选定的不同布井方案利用水动学计算数值模拟和经济分析等方法，得出各项开发和经济指标，进行分析比较，优选出所采用的布井方案。

## 四、油井投产次序

由于现场钻机数量、采油设备、地面建设、地质情况等各种因素的影响，常常不能在短期内把所有的开发方案设计的井都一次钻完并建成投产，因此必须依据一定的原则分期分批依次钻井、投产。

油井投产次序可分为：全面投产、加密式投产及蔓延式投产三种：

### （一） 全面投产

是将整个油藏面积上所有的井一次投入生产。这种方法一般用于面积不大，而且勘探程度较高的油藏。

### （二） 加密式投产

#### 1。 正方形井网加密法

是指稀井网为正方形，加密时在正方形的中心按三点法加密布井，加密井数为原来井数的一倍（图 5 -13）。

#### 2。 三角形井网加密法

此法又分为两倍加密法和三倍加密法两种。

两倍加密法是指在稀井网为正三角形的中心按四点法加

密井网，第二批加密井的井数为原井网井数的两倍（图5-14）。

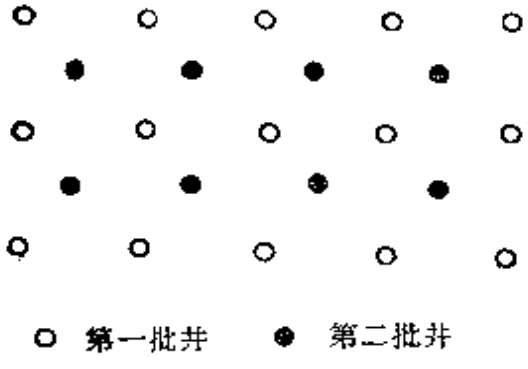



图5-13　正方形井网加密法

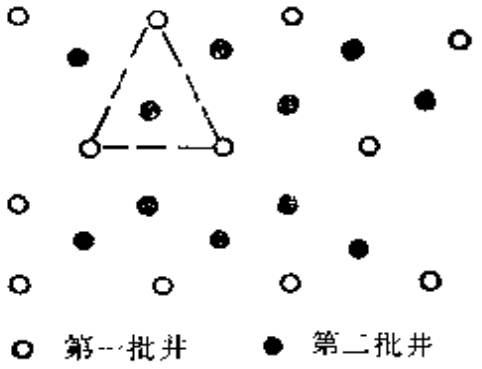



图5-14　三角形二倍加密法

三倍加密法是指在稀井网相邻井的中间按七点法加密井网，第二批加密井的井数为原井网井数的三倍（图5-15）。

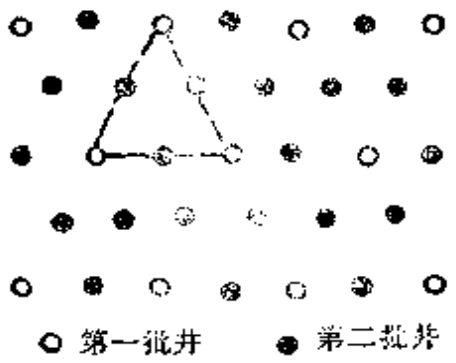



图5-15　三角形三倍加密法示意图

加密方式投产次序，还常常用在勘探程度不够高，岩相、岩性变化大或被断层复杂化的油藏，或油气水分布不太清楚的那些地质结构复杂的油藏上。这样通过对钻第一批井取得资料的详细研究，进一步了解地质情况后，再布第二批井，针对性更强。这是加密法投产的最大优越性。它的缺点是在开发初期因井位很分散，对钻井、地面建设和生产管理都会带来一定的困难。

（三）　蔓延式投产

在油藏某一个规定的部分先钻第一批井投产，而后向油

藏其它未开采的部分逐步延伸，分期分区钻井、投产。对于已经探明含油面积的大油田，一般可分成若干个单元或开发区。把钻井和油田建设力量先集中到某一开发区，然后按计划对其它开发区依次进行投产。这样既有利于钻机集中钻井，又方便于地面建设和生产管理。

为贯彻少井高产的开发方针，应采取勘探和开发相结合的方法，探井和评价井的布置尽可能和开发井网相结合。布置开发井网时，应尽量利用已有的探井和评价井，做到一井多用。

## 第五节　油田开发程序

油田从发现、评价到投入开发的全过程，按照任务、目的的不同划分为若干阶段。做好各阶段及相互间的衔接工作，就能以最少的井数、最快的速度查明油田地质特征，编制出最佳方案，使油田投入开发生产。随着开发过程的延续，及时对原订开发部署进行调整，以取得最好的开发效果。油田开发程序就是解决各阶段的安排及衔接关系的。

### 一、合理的开发程序

石油勘探开发工作是人们对油田不断实践和认识的过程。通过油田勘探工作，对油田地质情况有了初步认识，部署了开发工作。在油田开发过程中，一方面证实了原有的地质特征、开采规律的正确部分，另一方面暴露出新的矛盾，需要进一步研究解决。再通过深入的研究，有了新的认识，重新制定措施、安排，来更好地指导油田开发工作。这是一个实践—认识—再实践—再认识的反复过程，大庆油田就是

依据这种指导思想，把油田的逐步开发和对油田客观规律的认识紧密地结合起来的，解决了认识油田和开发油田的矛盾，取得了较好的开发效果。

在确定油田开发程序时，要注意以下问题：

1)对于非均质多油层的大油田，在进行油藏评价的同时开辟生产试验区，了解地质、生产、渗流的规律，提前暴露矛盾，以指导其后将陆续投入开发各区块的地质研究和开发部署。

2)对于已确定采用多套层系开发的油田或区块，选择油层认识清楚，储量大、产能高的层系首先钻井开发。这第一批井既是开发井，又是其余各层系的评价井(过去称为详探资料井)。因其井网密度较评价井网大，是有利于研究认识较差油层的。

3)对于已确定投入开发的层系，还要注意钻井次序、井别确定、射孔原则及配注指标等项工作，为获得好的开发效果奠定基础。

4)对于已投入开发的区块，针对出现的矛盾进行调整时，要将注水方式、井网部署、开发层系综合考虑。

## 二、合理开发程序的确定

合理的开发程序对于非均质多油层的大油田和复杂断块油田具有重要的意义。国内当前各大含油区的作法不很一致。现仅就两类油田的确定方法加以说明。

### (一) 非均质多油层大油田的开发程序

#### 1.分区部署评价井网

油藏评价阶段的主要任务是提高评价区的勘探程度，搞

好油藏描述，进行开发可行性研究。在加密地震测线进行三维地震的同时要部署评价井网。

评价井的密度依地质条件而定，一般应达到 2 ~ 5 $km^2$ 有一口井。评价井中有1/3以上的井取心，至少有一个完整的取心剖面，油层取心收获率应大于90%。

根据评价井的资料，要提交经钻井资料校正的产层顶面构造图，进行测井，建立图版，划分出渗透层、裂缝段及隔层，并定量解孔隙度渗透率、含油(气)饱和度及有效厚度；进行试油、试采，求准油井产能，油气、油水界面，有效厚度下限及油藏能量等资料；进行岩心的室内常规分析及特殊分析，取得油层物性及渗流物性的各项参数；算准油气储量。

2. 开辟生产试验区

开辟生产试验区是油田开发前的准备，及早揭示油田开发过程中可能出现的问题，为进行开发部署、改善开发效果提供依据。

开辟生产试验区的基本原则是：

（1）生产试验区的位置和范围在油田应具有代表性，不宜靠近边缘。

（2）该区应具有一定的独立性，可以利用断层或切割井排作为边界。

（3）试验项目的选择是油田开发的关键问题，如开发方式，注水方式，井排距，开采速度，采油工艺等项目的对比试验。

（4）确定合理产量，进行相应的地面工程建设，利于试验的迅速开展。

3. 部署基础井网

通过生产试验区的解剖和分区油藏评价井的加密钻探，对主力油层有了较清楚的认识，可以把主力油层作为主要的开发对象，首先部署井网，称为基础井网。它的任务是在开发主力油层的同时，进一步探明油田构造，断层的位置和特征，以及其它油层的性质及分布状况，为油田投入全面开发取全取准各种资料。

在研究基础井网的部署时，要和油田的整体部署结合起来。除了考虑基础开发层系本身的合理开发要求之外，还应根据生产试验区及油藏评价井的资料，对该开发区所有油层的开发，如层系划分，不同层系的开发方式，注水方式，井网部署等，也要有一个初步的设想。这样，可使基础井网与其它层系的井网能够互相配合，综合利用。

为了使基础井网的部署更符合油田地下的情况，并便于和开发区内其它开发层系的综合利用，可在基础井网钻完后，暂不射孔投产，待对开发区的开发部署进行全面研究后，再射孔投产。这样，在基础井网全面实施的过程中，对新区的地质情况，获得再一次认识的机会，并取得及时调整开发方案的主动权。

4. 编制开发区正式方案，全面部署井网

正式开发方案设计的任务是核实基础井网的注水方式、井网布置及独立开发的可能性，根据油田的地质模型，进行数值模拟预测开发效果；统一考虑开发区的层系划分，注水方式和井网部署，做到各套层系井网的相互配合及综合利用；论证设计原则、方案内容及编制依据；提出实施要求，预测开发指标。这时要按照"油田开发方案的技术要点"编写

油田的正式开发方案报告，做为全面开发的正式技术文件，上级批准后开始实施。

5. 实施开发方案

实施开发方案时，首先要根据开发井网钻完后的资料，全面考虑注采关系。若发现注水井处于尖灭区内导致了这比油砂体上的采油井，不能充分地受到注水效果时，要尽可能调整注采井别，以适应油层特点。其次要适当调整射孔层位。为了保证各开发层系独立完整，防止层系间的油水窜流，处于两套开发层系间的小油砂体可以不射开，以便增加隔层厚度。在低产区，为提高单井产量，也可以进行层系和射孔层位的调整。

6. 开发方案的调整

油田按照开发方案实施以后，从开发生产中会不断显示出各种矛盾现象，达不到预期的开发指标，势必影响最终的开发效果。于是在油田投入开发之后，就开始了调整工作，如采取各种工艺技术措施，调整油水井工作制度，调整注水方式及井网等等。但总体上讲应当按阶段综合进行。一般情况下，发现由于原开发方案设计不符合实际状况；井网对储量控制程度低，达不到采油速度的要求；开采方式不合理或产量虽下降而油田尚有生产潜力时，应进行油田开发系统的调整。

在对开发方案进行重大调整时，除有充分的生产实际资料外，还应具有足够的生产动态监测资料。这种调整方案也需上报批准后再实施。

上述开发程序对具体油田来说不会完全相同。也不是每个步骤都必须经过。较小的油田在勘探阶段为探明油层和构

造所打的深井数目往往接近开发油田所需要的总井数。这时就没有必要完全照上述的各项步骤实行。

### （二） 复杂断块油田的滚动勘探开发程序

在复杂断块油区，各断块在面积大小、油层层位、层数多少、厚度大小、贫富程度、油层性质、流动性质、油气水分布及天然驱动能量等方面，差别可能很大，其勘探开发的难度也大。通过实践，国内现已总结出相应的滚动勘探开发的原则和程序，和一般油气田是不同的。

复式油气聚集带的复杂断块区在预探井见油后，就进入了滚动勘探开发时期，其开发程序大体分为四个阶段。

1）确定富集区，研究其油气藏类型和主要含油层系，确定产能，编制详探开发规划方案，部署详探开发井网。

2）确定主要油气藏的类型，基本圈定含气面积，核定储量，使油气藏主体部位储量升级为探明储量，确定分层组的油气层参数及天然驱动类型，制定正式开发方案。

3）根据一次井网投产及开发方案补充钻井，测井和开采动态资料，进一步修订构造图和油层平面图，确定油气水分布关系，核算油气储量，根据油田动态监测资料，提出调整井的布置，标定可采储量。

4）实施油田调整，补充井，结合监测资料补充对油藏的认识，进行开发效果评价。

## 第六节 分层开采

由于油层非均质的客观存在，对于多油层的油藏尽管划分成几套开发层系，在同一套开发层系中仍然存在着差异，

从而引起了开采的不均衡。分层开采是利用采油工艺技术减小这种差异，改善开发效果的有效措施。

## 一、分层开采的概念

在水驱或注水开发的油田中，由于非均质的影响，存在着三种矛盾：即层间矛盾、平面矛盾和层内矛盾。

层间矛盾是由多油层层间渗透率差异造成的。同一套开发层系中可能会有几个或几十个单油层，在注水开发时，其中的高渗透率层吸水能力强，注水前沿推进快，地层压力高，开采速度快，见水早、水淹快。而中低渗透层却难以受到注水的效果，使层间的差异越来越大，这就是层间矛盾。

平面矛盾是由油层在平面上渗透率差异造成的。由于这种平面上渗透率的差异，使注入水前沿顺高渗透率方向快速推进，产量、压力、含水迅速升高，而中低渗透率方向的油井受不到注水效果。这样就产生了平面矛盾。

层内矛盾是由层内的非均质造成的。在单油层内部，特别是大厚油层内部渗透率不均匀。注入水沿着其中阻力小的高渗透率部位突进。油水粘度差、表面张力及岩石表面性质等又加剧了这种差异，使其中的中低渗透率部位开发效果很差。

分层开采就是以注水井分层注水为主，配合生产井的分层采油。在开发好高渗透率主力油层的同时，充分发挥中低渗透层的生产能力，调节和减缓这三种矛盾，比较合理地开发好各类油层。

大庆油田在生产过程中，创造了“六分”、“四清”的开采方法。“六分”是：分层采油，分层注水，分层测试，分层研

究，分层管理，分层改造。“四清”是：分层采油量清，分层注水量清，分层压力清，分层出水状况清。“六分”、“四清”是指深化认识油田和改造油田的整体。

## 二、分层开采方案的编制

### （一） 编制配产配注方案的准备工作

1）对油、水井进行全面的详细普查，掌握油、水井的地质特点和生产动态特点。通过分层测试资料，了解分层开采状况及层间干扰程度，找出见水井的出水层位、来水方向和含水上升规律；了解井身结构，井下落物、窜槽等情况。

2）在单井分析的基础上，总结油田或层系的地质和油田动态变化特点，找出存在的主要矛盾，作为编制分层配产配注方案的客观依据。

### （二） 编制分层配产配注方案

1. 划分注水井组

（1）面积注水井网要根据注水井与周围生产井油层连通情况，把静态上有联系，动态上可能有反映的油、水井组合成一个单元，如图5-16影线部分所示。

（2）行列注水井网以注水井与生产井连线为主流线，在主流线两侧与第一排生产井相近的两口井，与第二排生产井相对应的一口井，划为一个注水井组，如图5-17影线部分所示。

2. 划分注水层段及确定层段性质

（1）注水层段划分的原则：

1）根据油层分布特点，储量大小、油层物性、原油物

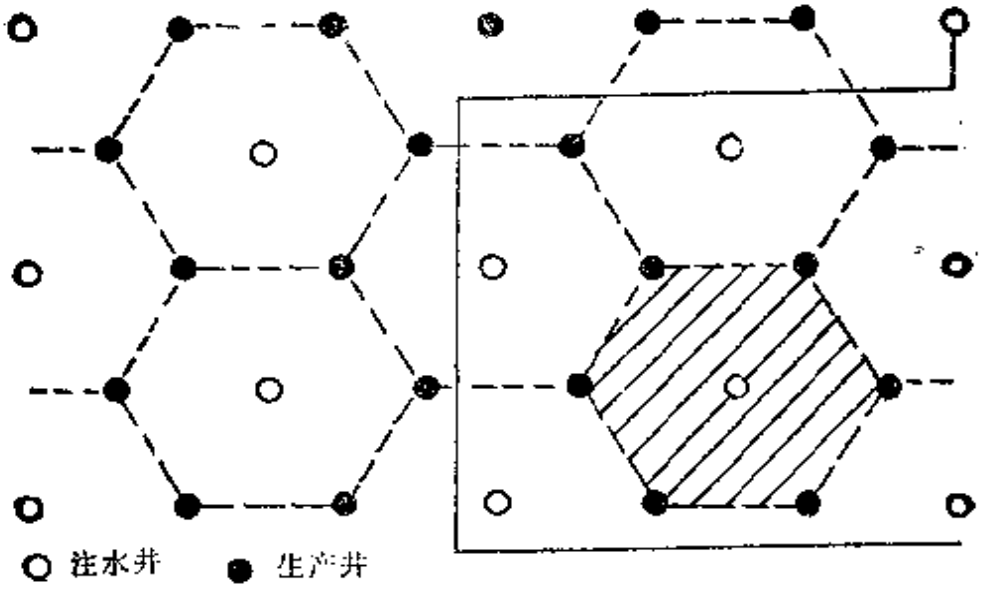



图 5 -16　面积注水井网划分注水井组示意图

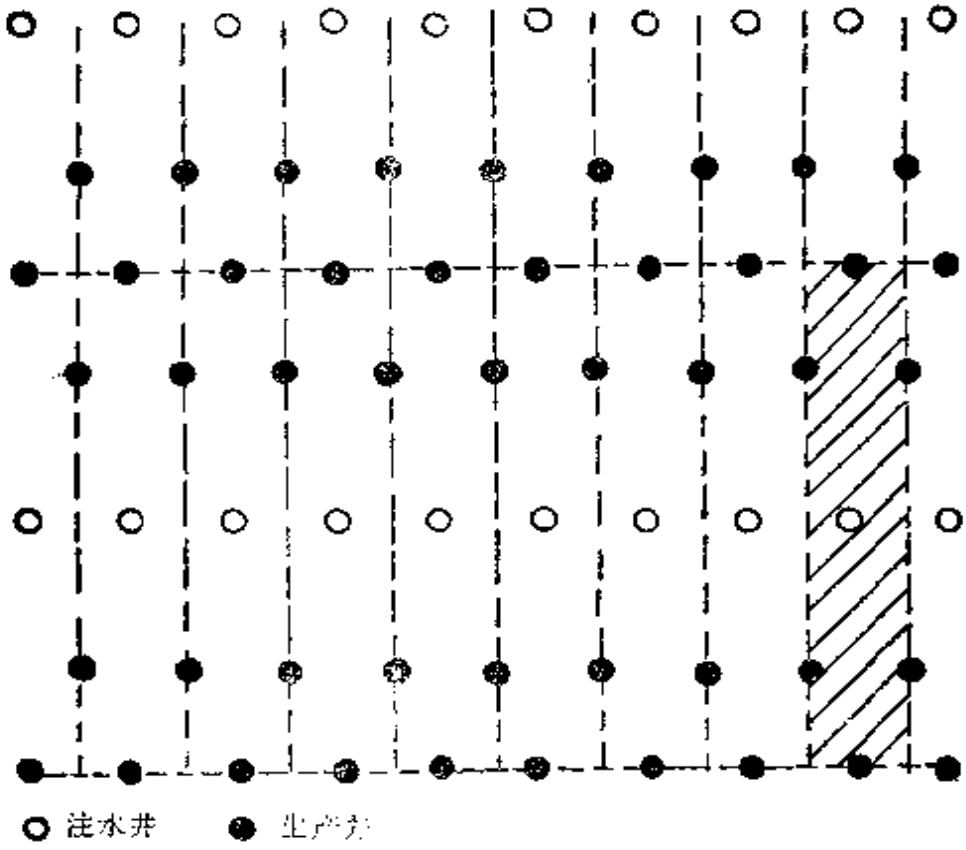



图 5 -17　行列注水井网划分注水井组示意图

性、生产能力及目前开采状况等进行划分。为了管理方便，层段划分不宜过细。

2)两层段的隔层厚度不能过小，一般应大于2.5m。在隔层厚度不足2.5m，上、下两层又需要进行细分时，可用两个封隔器连接在一起封隔。

3)水淹层单独分开，不注水或封堵。

4)油井和水井分层开采层段，要尽可能对应。

5)与周围油井不连通的油层，尽可能单独分开不注水。

(2)确定注水层段性质　根据油层物性、原油物性、油层分布状况及开采现状(采油速度、压降大小、吸水状况等)，可以将注水层段划分为控制层段、均衡层段和强化层段。根据均衡开采和压力界限的要求，不同性质的层段采用不同注采比或注入强度，一般参照表5－2选择。

表5－2　不同性质层段的注采比界限

| 层段性质 | 渗透率 | 原油性质 | 目前采油速度 | 定注采比 |
|---|---|---|---|---|
| 控制层 | 高渗透率 | 稀 | 大于规定速度 | 小于1 |
| 均衡层 | 中渗透率 | 较稀 | 达到规定速度 | 1左右 |
| 强化层 | 低渗透率 | 较稠 | 小于规定速度 | 大于1 |

3.　油井配产

(1)按单井控制的地质储量及要求的采油速度计算单井理论产量：

$$q_o = \frac{1000 \cdot N_{ow} \cdot V_{ow}}{300}$$

式中　$q_o$——单井理论日产量，t；

$N_{ow}$——单井控制的地质储量，$10^4$t；

$V_{ow}$——采油速度。

（2）确定油井定产指标　将计算出的单井理论日产油量与油井的实际生产能力对比，选择合理的定产指标。

当油井的理论产量高于该井的实际生产能力时，则要检查实际生产能力低的原因，并采取一定的措施。对生产能力在注水受效后仍不能达到的井，按实际生产能力配产；对能提高的井，按适当高于当时的实际生产能力而略低于理论产量配产。当油井的理论产量低于该井的实际生产能力时，可按合理生产能力配产。

4. 注水井分层配注计算步骤

（1）生产井油量纵向分配　将生产井配产油量按流动系数($\frac{Kh}{\mu}$)百分比分配给各小层。

（2）生产井产量平面分配　在已划好注水井组的基础上，按该生产井所受注水影响的方向(即受几口注水井的影响)按各个方向的体积百分数进行小层产量的平面分配。

（3）注水井按层段将各方向分配的产油量相加，得到受该注水井影响的该层段的分配产油量。

（4）层段分配产油量乘以换算系数，将该层段的地面产油量(t/d)换算成地下体积油量($m^3$/d)。

$$\text{换算系数}=\frac{b}{\gamma}$$

式中　$b$——原油的体积系数；

$\gamma$——原油的相对密度。

（5）按不同层段性质所规定的注采比乘以层段地下体积产油量，得到该层段的配水量($m^3$/d)。

（6）将各层段配水量相加即得全井配水量。

在配产配注指标确定以后，还可以采用理论计算方法来预测实施后的生产动态，发现可能出现的矛盾，进行必要的调整。

5. 配产配注指标综合调整

配产配注指标综合调整的目的，主要是确保在油田注水开发中，平面及层间的均衡开采，水线均匀推进，达到较高的无水采收率和最终采收率。调整的原则和方法是将各井组的配产配注指标标注在平面图上，全面分析各井组指标在平面和层间的关系。遇有相差悬殊或极不合理的，应进行必要的调整。

## 第七节 气田开发的特点

气田开发与油田开发的工作大体一致，只是由于气和油的组成、性质有所不同，使气田开发有些独特的地方。

### 一、气田开发与用户有着直接的关系

烃类天然气是一种发热量高、燃烧完全的气体矿产，主要用来做动力燃料和化工原料。因为天然气经过矿场集输净化后，不需要再加工冶炼就可供给用户，所以气田的开发与用户关系密切。在气田的开发设计和建设中，必须上游和下游工程同步开展，即气田钻开发井、地面集输、长距离管道输送及用户工程要通盘考虑，一起投产。

### 二、采用消耗式开采方式，且具有高的采收率

气田和部分凝析气田的开发通常利用天然驱动能量，纯

气驱气藏采用消耗式开采，有水气藏初期为气驱，以后转为弹性水驱或水驱，都不采取人工补充能量的措施。对于储量大的凝析气藏，前期采用循环注气的方法采凝析油，后期仍然是靠气驱开采干气。

气田开发过程一般分为产能建设期、递减期、低压低产期。经济极限采收率比油田高，气驱气田为80%～95%，而且在稳产期结束时的采出程度也比较高，可达50%～60%；水驱气田为40%～65%。所以在开发方案的设计、优选时采气速度值比较高。

## 三、气田开发的井网密度小

天然气的相对密度小，粘度小，易流动，在布置开发井时，井距比油井要大。有的小气田勘探井或评价井就足以满足需要了。基于所需开发井数少这一点，要求评价井和开发井的布置更要适应气田的构造和储层特征。

## 四、对钻井、完井工艺要求高

在气井的钻探中最易产生气层污染，特别是在气层埋藏深度大、压力系数高的地区，为防止井喷多采用相对密度大的泥浆，由于污染严重，影响井的生产能力。因此对钻井、完井工艺要求较高，尽量采用高性能钻井液和平衡钻井或微喷钻井技术，减少对气层的伤害。

## 五、采用先进的采气工艺技术和矿场处理技术

水驱气田的开发过程中，气井出水是影响生产，降低采气速度的重要因素。治理出水气井是改善开发效果的关键。

油井采取堵水的方法，气井则采取排水的方法。

排水采气工艺须配套使用，不仅要有先进的设备、优选出的工艺参数，还应有排出气田水的处理工艺。

## 第八节　开发方案的经济分析

油、气田开发方案的合理性最后要体现在技术经济指标的最优组合上。也就是要衡量所编制的开发方案的企业经济效益和国民经济效益。

### 一、常用的经济分析方法

1．现金流动

现金流动包括以下的内容：

净现金流量＝现金流入－现金流出

现金流入＝销售收入＋回收固定资产余值－回收流动资金

现金流出＝基本建设投资＋流动基金投资＋上交折旧＋经营成本＋能源交通教育等基金＋税金。

2．利润-投资比

$$\text{利润-投资比}=\frac{\text{累积纯收入}-\text{原始投资}}{\text{原始投资}}$$

3．偿付时间

偿付时间是从原始投资中所获的纯收益，偿付原始投资所须的年份数（或月份数），也叫投资回收期，是最为通用的指标。

## 二、评价方案时的经济参数

1. 勘探开发投资

（1）勘探投资　在对开发方案进行经济评价时要实地计算这部分费用，它主要包括探井费用和地震费用。而在进行各方案对比优选时，因其已发生且相同，故可以不计在内。

（2）开发投资　开发投资最主要的一项就是开发井网的钻井费用。它包括钻前工程、钻井工程、测井作业、固井工程、试油及改造工程、施工管理费用等。一般可以平均预测法、平均实物消耗量和现行价格预测法计算其数值。如新区新开发的油、气田可用相似类比法确定。

地面工程投资包括井口装置、集输管网、计量集输站、矿场处理站、保持压力开采的装备等项内容。一般的矿区建设及各项生活设施的建设费用也应计入其中。

2. 流动资金需用量

流动资金是保证企业正常生产所需的储备、生产、销售等的周转性资金。

流动资金需用量＝开发投资×流动资金比率

流动资金比率是流动资金与固定资金的比例。可按油田以往的实际资料和银行现行规定来综合分析。一般它的取值范围是4％～15％。

3. 经营成本

全部生产成本和除折旧后的余额叫做经营成本。它关系着油田开发的实际效益。

能够纳入经营成本的项目有材料、燃料、动力费，注水注气、井下作业、矿场处理费，油田维护费，科研试验费，

提取的大修理基金，生产工人工资及福利基金、矿场经费，企业管理费等四类费用。

4. 折旧

按规定固定资产的折旧年限定为10年。

$$\text{年折旧费} = \frac{\text{开发投资}}{10\text{年}}$$

5. 销售价格

销售价格是由产品的平均成本加利润构成的。目前我国是由国家政策规定的。可以按目前价格预测，它并不影响各方案的对比，却影响着最优方案的最后评价指标。故在最后计算推荐方案的技术经济指标时，可以考虑几种变动的销售价格。

## 三、经济评价工作的步骤

通常所采用的步骤是，先按油田的地质条件和总的开发方针原则，确定开发方式、层系划分、注水方式、井网部置、采油速度、井的工作制度等不同组合形式，对这组开发方案进行水动力学计算或数值模拟，预测出各开发阶段的技术指标，最后计算经济指标进行评价，优选出最佳方案，提供实施。

随着油气田条件的复杂性增加，各种开发理论的发展和不断出现的新工艺技术条件，特别是电子计算机的应用，使得人们有可能提出更多的开发方案的设想，试图通过大量方案的对比，找出最合理的方案。因此进行这种一次性的评价就满足不了需要。

针对上述情况可以采取单项评价的方法，对每项开发内

容所提出的方案分别进行经济分析，优选出各单项的最好方案之后，再将各单项组合成几种新的方案，从中优选出推荐方案。也可以采取排列组合的方式，将各项内容的方案互相搭配，组合成百上千的方案，逐一进行计算，分级优选。

中原文23气藏在进行开发方案经济分析中采用的就是盾者。他们的作法是：

1.开发方案预选

采用"边际贡献"和"平均最小单位成本"法预选开发方案，按不同开发方式提出最佳配合方案。按优劣次序进行排队。

2.最佳开发方案确定

对预选出的开发方案，采用"加权和"法分析评价。首先制定政策目标，给以相应的权值，然后进行评分，最后按成效定出各方案的优劣次序。

3.推荐最优方案

将确定的最佳开发方案提供给油藏工程技术人员，充实完善各方案后再进行最佳方案的推荐。这时可采用双目标决策法，作出多目标决策表、决策图来供选择。

这种"双向循环"的经济分析方法的优点是：预选方案多，不会遗漏掉最可入选的方法，这时的经济指标只选择最大井数—产量与保本值关系和最小单位成本两项经济指标，速度快。优选初方案及最好配合返回给工程技术人员修改，使方案更加完备。最后的推荐过程对经济指标再全面计算，提供使用。

随着油田开发经济研究工作的不断深入，将会使开发经济分析日趋成熟。

## 四、 经济分析评价的成果

1．主要方案的经济评价成果

经济分析评价工作分阶段进行，成果很多，但应有以下主要数据图表：

（1）经济指标预测参数表。

（2）主要方案的经济指标对比表。

（3）各方案现金流量分年数据表。

（4）推荐方案的技术经济指标汇总表。

（5）决策指标分析图。

2．推荐方案的敏感性分析

敏感性分析是指一些不确定因素的变动，对主要技术经济指标影响程度的分析。它表示油田开发实施此推荐方案时，可能出现的变化。

一般不确定因素可能是储量、产量、投资、价格和成本等。确定出它们可能的变化率。按这些因素的变化率计算某项指标如内部收益率，制成相应的图表，分析可能的影响幅度，以引起人们的重视。

# 第六章　油田动态分析

## 第一节　油田动态分析概述

### 一、　油田动态分析的目的和任务

油田开发的过程是一个长期反复实践和反复认识的过程。油田动态分析的目的就是通过对油、水井生产情况的实际观察及各种测试资料的分析和研究，了解油田开发过程中油、气、水运动和压力变化的规律；及时掌握各类油层储量的动用程度及影响产量变化的主要因素；不断提出增产挖潜的方向及措施，以保证合理、科学地开发油田，尽可能延长高产稳产期，获得较高的油田最终采收率及较好的经济效益。

油田动态分析的任务是：

1）分析和掌握油、水井的注水效果、见水特征及水淹规律，了解各类井的生产特征，以便制定合理的工作制度，使油水井正常生产。

2）确定分区（块）、分层的合理的注采比、采油压差及注水压差，进而编制配产配注方案，拟定井下作业技术措施，尽量使注入水能够均匀地推进，以充分发挥各类油层的生产能力。

对于不注水开发的油田，通过动态分析来确定合理的采油压差，合理的气油比，达到合理地利用油层天然能量，获

得较好的开发效果。

3）验证对于油田静态（着重于油层连通情况，断层位置及性质）认识的正确程度以及油田开发方案对油田的适应程度，为油田编制调整方案提供依据。

4）预测单井及分区（块）的产量、压力、含水量的变化。准确地指出油田分阶段产量变化的趋势、问题及采取的措施，为编制好油田近期及长远规划提供依据。

## 二、 油田动态分析的基本方法

油田动态分析常用的方法有统计法、图解法、物质平衡法、地下流体力学法及数值模拟等。

### （一） 统计法

对油田的大量生产数据进行分类统计，并根据统计规律说明油田的开采状况，评价油田当前生产的好坏，指出存在的问题。统计法包括下面三种方法：

平均法——运用平均指标如油井平均产油量、平均地层压力、平均含水率及平均含水上升率、平均采油时率等来概括地评价油田。

分级统计法——如果所统计的数值变化幅度大，为了更详细地说明问题，要采取分级统计。如对含水井的统计分为不含水井（含水率小于2%）、低含水井（含水率小于20%）、中含水井（含水率为20%～60%）和高含水井（含水率大于60%）。产量压力也同样可以分级统计。

对比统计法——为了说明油田动态随时间的变化，可以采用对比统计法。如对含水油井统计相邻两个时期的含水情况，将其分为含水上升井、含水稳定井和含水下降井三类，

再分别研究形成的原因。

### （二） 图解法

将生产数据及测试数据整理成各种图幅和曲线，用以分析油田或单井的生产动态，以及寻找各开发动态指标之间的关系。

平面图以井位图为底图，标注上单项或多项动态数据，用来按阶段或对比分析。

剖面图以油层剖面或构造剖面为基础的图件。

综合曲线图表示各种动态参数随时间的变化关系。

关系曲线图通常用两个相关的动态参数绘制而成，以找出其内在规律和定量关系。

### （三） 物质平衡法

物质守恒定律在油、气田开发中的具体运用就是物质平衡法。它是利用油、气藏开发的实际动态资料，测算不同驱动类型油、气藏的地质储量，预测油、气藏的压力变化，以及天然水侵量的大小等。在地质因素复杂的油、气田应用更有效。

### （四） 水动力学法

利用地下渗流力学的原理，根据油田地质参数及生产数据，计算油层的各项动态指标。

在电子计算机应用于油田开发之后，可以采用数值模拟的方法来核实储量、拟合动态曲线和进行生产预测。

## 三、 油田动态分析应具备的资料

无论采用什么样的方法进行动态分析，首先都必须要有齐全准确的地质资料、生产资料和动态监测资料。对这些资

料收集、整理、研究之后，才能对油井或区块或油田的动态有所了解，并采取有效的措施。常用的动态分析资料有数据表，曲线及图幅等多种形式。

(一) 数据表

1)油、水井基本数据表 包括完井、投产(投注)日期，井深，射孔层位，生产及卡封层位和井段，增产(增注)效果等。

2)油、水井生产数据及分层测试数据表 包括油井产量、压力、含水、油气比数据；自喷井的工作制度，抽油井的参数，沉没度、示功图；注水井的水嘴、压力等。

3)油、水井阶段日产油(注水)量及分层生产数据表。

4)开发区(块)基本数据表 包括砂岩组数、小层数、主力油层数，含油面积、地质储量，有效厚度、孔隙度、渗透率、含油饱和度，油、气、水取样分析及高压物性参数等。

5)开发综合数据表 包括总井数、开井数，产量、压力、含水率，采油速度、采出程度等。

6)典型油井、水井及注采井组生产数据对比表。

7)产能增减因素分析表。

8)油田开发及调整简史表。

9)区(块)高产、稳产形势分析表。

(二) 曲线

1)油(水)井采油(注水)曲线 图上简注停产、停注原因及措施简况。

2)油(水)井测试曲线 包括试井指示曲线、压力恢复曲线及出油或吸水剖面曲线。

3)采油井组生产动态综合曲线。

4)区块(单元)开发综合曲线　除其它曲线外，加绘单井日产液量和采液速度曲线。

5)生产水平构成曲线。

6)无因次动态曲线　如采出程度与采油速度、采液速度、综合含水、累积产水，注水采液程度及注水利用率等的关系曲线。

7)驱替特征曲线　包括各种驱替特征方法。

(三)　图幅

1)油、水井井位图　要带有油田构造及含油面积。

2)油、水井油层剖面图及井身结构图。

3)井组主力(或主要)油层小层平面图　要标注油、水井的砂岩厚度、有效厚度、渗透率，必要时加注小层采油量、采液强度、含水率及小层累积注水量、日注水量、注水强度等。

4)油层棚状剖面图　要标明油层分类、砂岩厚度和有效厚度，渗透率、射孔井段、生产及卡封层位及井段。

5)开发区块(单元)开采现状图　注水井要注明日注水量、注水强度、累积注水量；油井要注明日产液、产油、产水量，采液强度、累积产液、产油、产水量。累积是画年初数据，其它值一个季度添画一次。

6)主力(或一、二类)油层地下开采形势图　全图标明含油率20%、40%、60%、80%、90%的等值线或含水饱和度等值线，并着色分区，以示地下各油层油、水分布状况。

7)等总压差图　包括水井压力，并着色标明压力分区。

8)油田综合地质图　包括油田构造图、油田构造纵、横剖面图及油层柱状剖面图。

9)油田开发形势图　包括已注水开发区、未注水开发区、非正式开发区及未开发区等各种开发试验区。注水开发区中还可区分各种形成的注水开发区，并以简单数据说明。

## 第二节　动态分析常用数据表、图幅的规格及编制方法

油田动态分析所用的数据表、曲线和图幅很多。下面只说明一部分常用的规格和编制方法。

### 一、　油、水井基本数据和生产数据表的格式

油、水井基本数据包括单井静态数据、综合记录和月度数值三种。

1.　油、水井基本数据表

油水井基本数据表(表6-1、6-2)，主要是单井的完井、射孔、井身结构及油层数据。

2.　油、水井综合记录

油、水井综合记录反映日生产情况，数据见表6-3、6-4、6-5、6-6。

3.　油、水井分层测试数据表

油、水井分层测试及找水层的数据表，见表6-7、6-8、6-9。

4.　月度综合数据

油、水井按月度整理的数据表有两种类型。一种是单井的逐月数据，一种是每月按油田(区块)的各井的汇总数据。表6-10、11、12是油、气、水井单井的月度综合数据表。

表 6-1　油井基本数据

| 井号 | 钻井数据 | | | | | | 射孔数据 | | | | | | | | 井身结构 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 井别 | 开钻日期 | 完钻日期 | 完钻井深 | 地面海拔 | 补心海拔 | 射孔日期 | 射孔层位 | 子弹型号 | 孔密 | 总孔数 | 射开厚度 | 有效厚度 | 地层系数 | 套管尺寸深度 | 油管尺寸深度 | 套补距 | 人工井底 | 水泥返高 |
| | | 年、月、日 | 年、月、日 | m | m | m | 年、月、日 | | | 孔/m | 孔 | m | m | $\mu m^2 \cdot m$ | in-m | in-m | m | m | m |

续表

| 油层数据 | | | | | | | | | | | | | | 投产日期 | 见水日期 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 开采层位 | 油层数 | 射开厚度 | | 有效厚度 | | 有效渗透率 | | 地层系数 | | 地质储量 | 原始压力 | 饱和压力 | | | | |
| | | 总厚度 | 单层厚度范围 | 总厚度 | 单层厚度范围 | 总数 | 单层变化范围 | 总数 | 单层变化范围 | | | | | | | |
| | | m | | m | | μm² | | μm²·m | | $10^4$t | MPa | MPa | | 年、月、日 | 年、月、日 | 增产措施及效果等 |

表6-2 水井基本数据

| 井号 | 钻井数据 | | | | | | 射孔数据 | | | | | | | | 井身结构 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 井别 | 开钻日期 | 完钻日期 | 完钻井深 | 地面海拔 | 补心海拔 | 射孔日期 | 射孔层位 | 子弹型号 | 孔密 | 总孔数 | 射开厚度 | 有效厚度 | 地层系数 | 套管尺寸深度 | 油管尺寸深度 | 套补距 | 人工井底 | 水泥返高 |
| | | 年、月、日 | 年、月、日 | m | m | m | 年、月、日 | | | 孔/m | 孔 | m | m | μm²·m | in-m | in-m | m | m | m |

续表

| 油层数据 | | | | | | | | 投注日期 | 注水层段 | | | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 注水层位 | 油层数 | 射开厚度 | | 有效渗透率 | | 地层系数 | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| | | 总厚度 | 单层变化范围 | 总数 | 单层变化范围 | 总数 | 单层变化范围 | | | | | | | | |
| | | m | | $\mu m^2$ | | $\mu m^2 \cdot m$ | | 年、月、日 | | | | | | | |

表 6-3　自喷井日综合记录

| 日期 | 开井时间 h(min) | 油嘴 mm | 井口压力 油压 MPa | 井口压力 套压 MPa | 日产油 总液量 t | 日产油 油量 t | 日产油 水量 $m^3$ | 油气比 $m^3/t$ | 测压 下入深度 m | 测压 油层中部压力 流压 MPa | 测压 油层中部压力 静压 MPa | 测压 梯度 mPa/($10^2$m) | 压力计型号 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | | | |

| 日期 | 原油分析 含水率 % | 原油分析 含砂 % | 原油分析 相对密度 | 原油分析 粘度 mPa·s | 水性 总矿化度 mg/l | 水性 水型 | 水性 氯离子 mg/l | 水性 硫酸根 mg/l | 清蜡 次数 | 清蜡 深度 m | 清蜡 结蜡深度 m | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | | |

表 6-4　抽油井日综合记录

| 日期 | 开井时间 h(min) | 油井参数 | | | | 动液面深度 m | 沉没度 m | 折算油层中部压力 MPa | 静压 MPa | 原油分析 | | | | 水性 | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 泵深 m | 泵径 mm | 冲程 m | 冲数 次/min | | | | | 含水率 % | 含砂 % | 相对密度 | 粘度 mPa·s | 总矿化度 mg/l | 水型 | 氯离子 mg/l | 硫酸根 mg/l | |

表 6-5　注水井日综合记录

| 日期 | 注水时间 h(min) | 注水量 日 m³ | 注水量 累积 m³ | 井口压力 油压 MPa | 井口压力 套压 MPa | 井口压力 泵压 MPa | 地层压力 MPa | 砂面 深度 m | 砂面 高度 m | 喷漏量 m³ | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | |

表 6-6　气井日综合记录

| 日期 | 开井时间 h(min) | 生产方式 | 井口平均生产压力 油压 最高 MPa | 井口平均生产压力 油压 最低 MPa | 井口平均生产压力 油压 平均 MPa | 井口平均生产压力 套压 最高 MPa | 井口平均生产压力 套压 最低 MPa | 井口平均生产压力 套压 平均 MPa | 最大关井压力 油压 MPa | 最大关井压力 套压 MPa | 日产气量 m³ | 日产水量 m³ | 日产油量 t | 氯根含量 mg/l | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | | | | | |

**表 6-7　井分层测试及井下工作制度管柱下入日期：**

| 层段 | 测试日期 年.月.日 | 油嘴 mm | 产液 t | 地层压力 MPa | 流动压力 MPa | 总压差 MPa | 找水 | | | 井下工作制度 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 时间 h(min) | 方式 | 含水% | 时间 h(min) | 油嘴 mm |
| | | | | | | | | | | | |
| 备注 | | | | | | | | | | | |

**表 6-8　涡轮测试及找水**

| 测试日期： | | | | | 测试日期： | | | | | 测试日期： | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 层位 | 产量，t | | | 含水率 % | 层位 | 产量，t | | | 含水率 % | 层位 | 产量，t | | | 含水率 % |
| | 液 | 油 | 水 | | | 液 | 油 | 水 | | | 液 | 油 | 水 | |

**表 6-9　井分层测试成果表**

| 下入日期：年 月 日 | | | | | 年 月 日 | | | | 年 月 日 | | | | 年 月 日 | | | | 年 月 日 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 层位 | 性质 | 水嘴 mm | 压力 MPa | 配注 $m^3/d$ | 层位 | 水嘴 mm | 压力 MPa | 日注量 $m^3/d$ | 层位 | 水嘴 mm | 压力 MPa | 日注量 $m^3/d$ | 层位 | 水嘴 mm | 压力 MPa | 日注量 MPa | 层位 | 水嘴 mm | 压力 MPa | 日注量 $m^3/d$ |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 备注 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

## 表 6-10　油井综合数据表

投产日期　　原始压力　　砂岩厚度
开采层位　　饱和压力　　井综合数据表　　有效厚度
见水日期　　见水层位　　地层系数

| 月份 | 油嘴 mm | 产量，t | | | 含水 % | 油气比 | 套压 | 油压 | 回压 | 压力，MPa | | | 总压差 | 流饱压差 | 生产压差 | 采油指数 | 月产油 t | 累积产油 t | 月采水 $m^3$ | 累积产水 $m^3$ | 采油速度 | 采出程度 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 液 | 油 | 水 | | | | | | 日期 | 地层压力 | 流动压力 | | | | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⋮ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 小结 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

## 表 6-11　注水井综合数据表

投注日期　　砂岩厚度

井注水综合数据表　　有效厚度

注水层位　　地层系数

| 月份 | 注水天数 | 注水方式 | 注水压力，MPa | | | 全井水量，$m^3$ | | | 分层段注水量，$m^3/d$ | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 泵 | 油 | 套 | 日 | 月 | 累积 | | |
| 方案 | | | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | | |
| ⋮ | | | | | | | | | | |
| 12 | | | | | | | | | | |

| 增注数据 | 日期 | 方式 | 层段 | 油层情况 | | | 施工情况 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 砂岩厚度 | 有效厚度 | 渗透率 | | |
| | | | | | | | | |

表 6-12　气井综合月报表

| 月份 | 开井时间 日：时 | 平均生产压力 | | 最大关井压力 | | 产气量 $m^3$ | 产水量 $m^3$ | 产油量 t | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 套压 MPa | 油压 MPa | 套压 MPa | 油压 MPa | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| 合计 | | | | | | | | | |
| 平均 | | | | | | | | | |
| 累积产气量 | | | | | | | | | |
| 累积产水量 | | | | | | | | | |
| 累积采油量 | | | | | | | | | |

## 二、 采油、注水生产曲线及综合曲线的绘制方法

### (一) 采油、注水生产曲线的绘制方法

1. 采油、注水生产曲线的内容

(1)油井开井数(棕色实线、台阶状)。

(2)日产油量(大红色、折线)。

(3)日产水量(绿色折线)。

(4)注水井开井数(紫色实线、台阶状)。

(5)日注水量(蓝色折线)。

(6)修井、增产措施及关井原因简述，如起止日期，措施类型及主要参数(如压裂的破裂压力、加砂量等)。

2. 绘制方法

取一张标准计算纸，在其下方画横坐标代表时间，在左方画纵坐标，表示(1)至(5)项的内容，在75cm×105cm的计算纸上，每张绘一个季度，每天一点，将点连线(图6-1)。

3. 绘制要求

(1)根据各项内容数据的大小，选择适当的比例尺。

(2)各项数据指标在图上的位置要疏密适当，各曲线尽可能不相交，使图幅清晰、美观。

(3)曲线图上必须注明单位(或油田、区块名称)，层位或井网，年、月及绘制人。

4. 用途

(1)采油、注水生产曲线是指挥生产的基础资料。它直观地表示出采油、注水及产水变化情况，及时分析原因，采

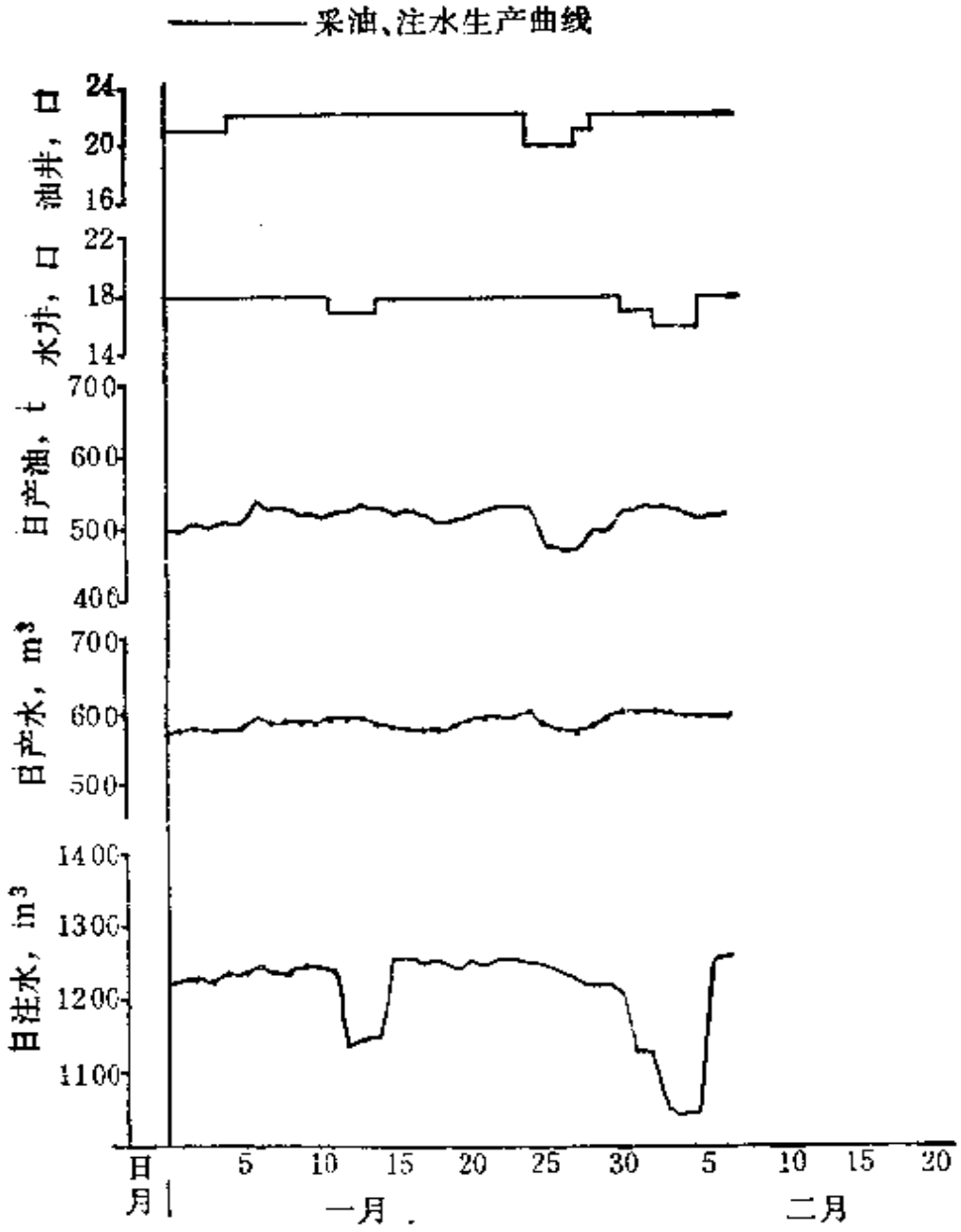



图 6－1　采油、注水生产曲线示意图

取措施。

（2）采油、注水生产曲线也是进行动态分析的基本资料。根据采油、注水生产曲线的变化，及时分析地下动态的

变化及其发生变化的原因，检查工作制度的合理性。

（3）利用采油、注水曲线来分析增产措施的效果，包括有效期，增产增注量。

### （二） 综合开采曲线图的绘制方法

综合开采曲线可以一个采油队为基础绘制，也可以区块、油田为基础绘制。根据需要可以分开发层系绘制，也可以按全部油层绘制。

综合开采曲线是油田各个开采阶段的生产记录，它反应出油田（开发区）的基本特征、驱动方式和生产能力的变化。

#### 1． 综合开采曲线的主要内容

（1）生产井开井数（口）用台阶状棕色实线表示。

（2）平均油嘴（mm），用黑色折线表示。

（3）原始地层压力和目前地层压力（MPa），分别用褐色直线和褐色圆点表示。

（4）流动压力（MPa），用绿色圆点表示。

（5）采出程度（%），用深黄色曲线表示。

（6）日采油量（t），用大红色圆点连线表示。

（7）综合含水（%），用绿色点连折线表示。

（8）采油速度（%），用深红色点连折线表示。

（9）水井开井数（口），用台阶状紫色实线表示。

（10）日注水量（$m^3$），用蓝色点连折线表示。

（11）日采水量（$m^3$），用蓝色点连折线表示。

各油田根据实际需要可增、减某些曲线。

#### 2． 绘制方法及要求

综合开采曲线的绘制及要求基本和单井生产曲线一样，

绘图时可以每月一点，每季一点或每年一点。由于纵坐标表示项目多，选择比例尺和摆放位置要仔细。遇有开采层位、注采井网变化时，应在图上注明(图6－2)。

## 三、常用图幅的绘制方法

### (一) 等压图及压力剖面图

等压图及压力剖面可以分区(块)、分层系、按季(年)绘制。等压图还包括基准面等压图(或等压降图)和油层中部等压图(图6－3)。

1. 等压图的绘制

(1)等压图上所选用的压力值必须经过严格的审查，确认压力值正确可靠才能使用。所使用的压力值最好是集中在最短的时间内测得的。

(2)绘制等压图的方法是首先把测压井点按选定的比例尺绘在井位图上，标注井点压力值(或等压差值)；然后画上构造等高线和断层线；最后用直线内插法勾绘等压线。

(3)绘制油层等压图时，也可以小层平面图作为背景来绘制。

2. 等压图的应用

(1)利用等压图可以求全区平均地层压力。其方法有二种：面积权衡法、算术平均法。面积权衡法较好，但工作量大。在井网均匀且测压密度较大时，可以用算术平均法。

(2)小层等压图可以用来计算注水前沿推进速度。

(3)等压图可以用来分析井与井之间的连通情况。

(4)了解开发区内不同地区压力平衡状况，作为配产配注的一个依据。

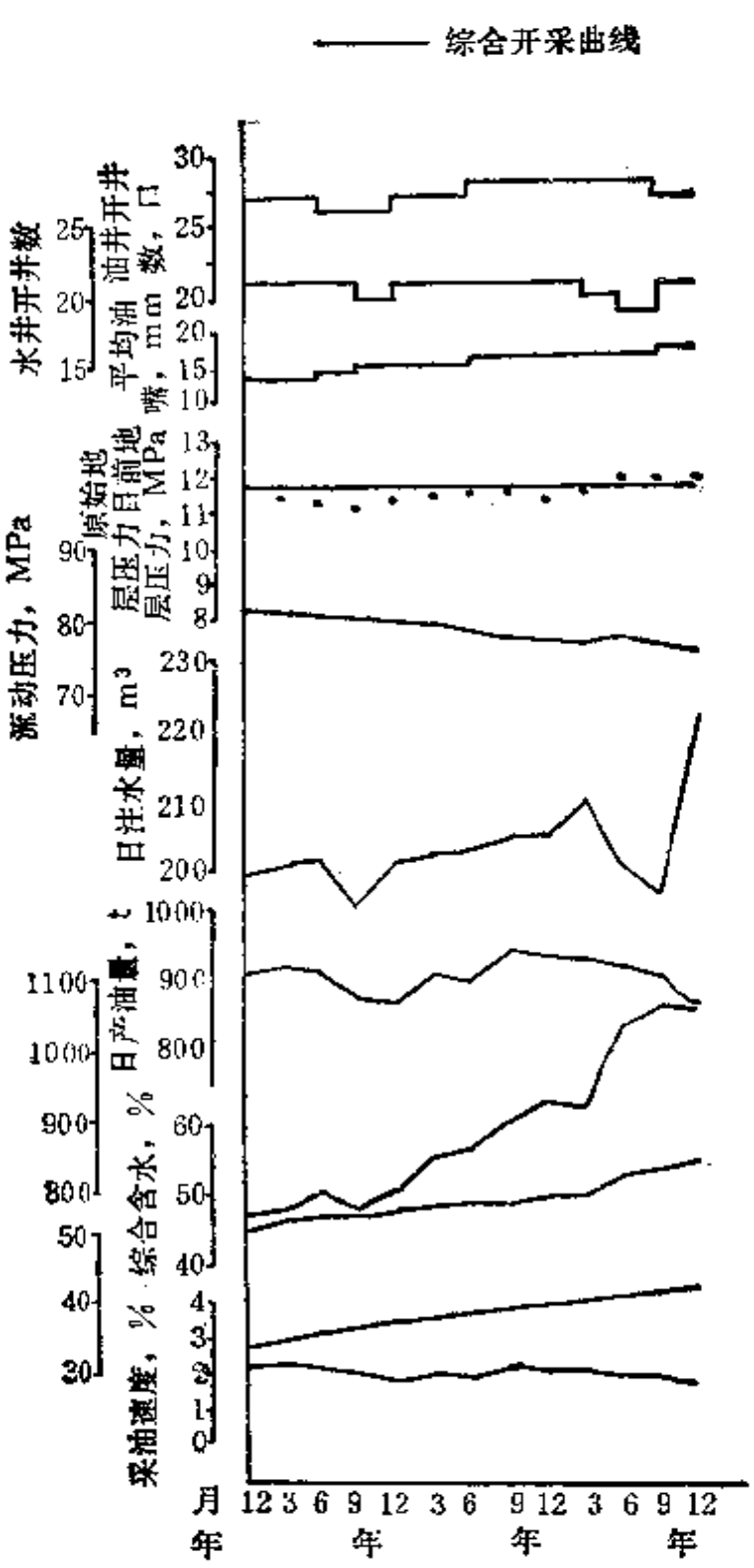



图 6－2　综合开采曲线示意图

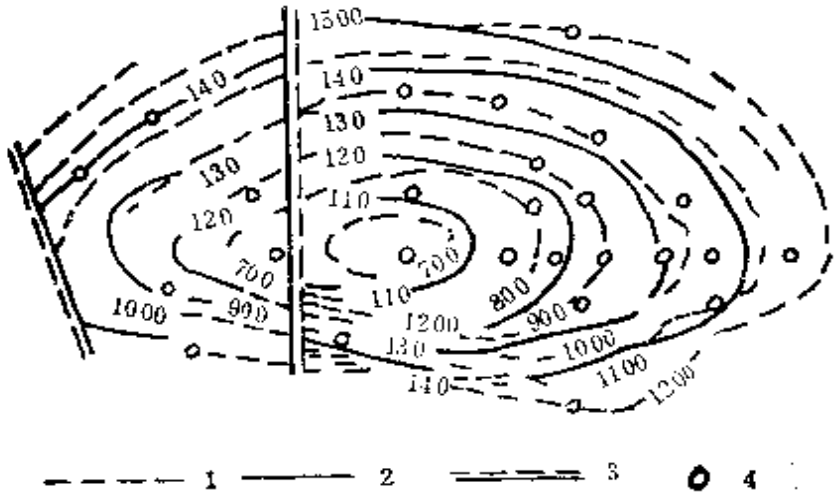



图 6－3　油层等压图

1—构造等高线；2—等压线；3—断层线；4—井

3．　压力剖面图

压力剖面图应包括不同开发地区纵、横方向的压力剖面。图上应附有原始地层压力、饱和压力和目前地层压力的压力剖面线(图 6－4 )。

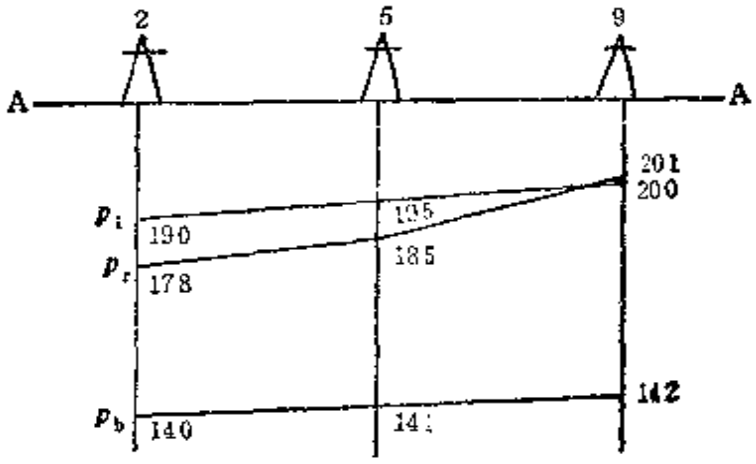



图 6－4　A-A压力剖面图

$p_i$—原始地层压力；$p_r$—目前地层压力；$p_b$—饱和压力

## （二） 开采现状图

分队、分区(块)分层系按月(或季)编绘的油田开采现状图，是了解生产井、注水井的工作状况，全面掌握油田动态，指导配产配注不可缺少的综合性基础资料。

### 1. 开采现状图的内容

(1)生产井的开采层位，注水井的注水层位。

(2)生产方式。

(3 工作制度(用油嘴直径表示)。

(4 日产液量(t)。

(5 油气比($m^3/t$)。

(6)日产油量(t)。

(7)含水百分数(%)。

(8)注水井井口压力(MPa)。

(9)日注水量($m^3$)。

(10)地层压力(MPa)或压降。

(11)流动压力(MPa)。

(12)原油相对密度或原油粘度。

(13)增产增注措施。

### 2. 开采现状图的绘制方法

将上述所需各项资料(不一定是全部)，按一定的符号绘制在井位图上(图 6－5)。

(1)用圆面积(或直径)大小表示井日产量的大小，含水井则表示产液量。

(2)含水量用圆周的弧度表示，每个象限为25%。

(3)油气比用圆弧的角度表示，每度代表多少油气比的数值，依实际情况而定。

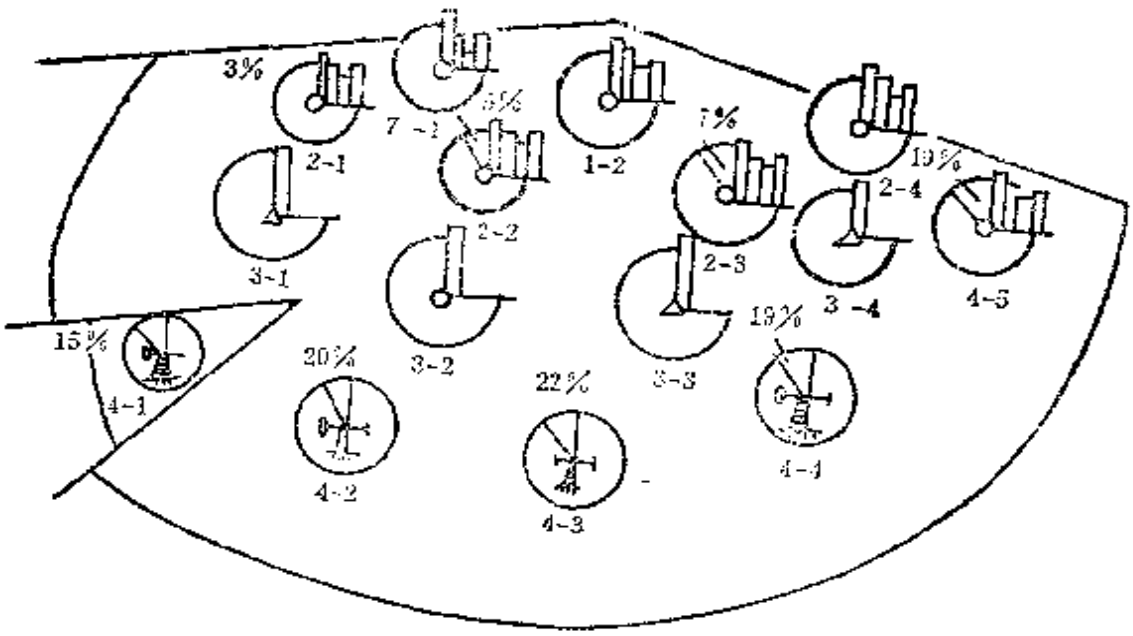



图6-5　××油田××砂层组开采现状图

（4）各种压力，原油相对密度、粘度可以用不同符号、不同长短的矩形高度表示。

（5）井号写在井位的下部（或右侧），生产方式用符号表示，并画在表示井位的圆形中心。

（6）井口注水量用圆的面积（或直径）大小表示。

（7）为了对比方便起见，同一层系（或油田）每个阶段开采现状图的比例尺和图例必须统一。

3．开采现状图的应用

（1）寻找高产区：由开采现状图上可以很明显地看出哪些地区是高产区。找出高产区与地质条件、注采条件的关系，为培植新的高产井、区做好准备。

（2）了解油、气、水的分布和动态。

（3）了解油、水井的工作状况，制订油、水井管理措

施。如对低压井、低产井及早采取措施，避免其停产。

（4）计算油层指标：根据图上附表中所列分井数据，可直接计算分井采油量、注水量，油气比，采油时率、油井利用率，并进行油井生产动态和生产能力等分类。

### （三） 注采平衡图的绘制和用途

分区(块)分开发层系的注采平衡图，主要用来研究压力平衡与注采平衡，是研究配产配注合理性的重要图幅。可分为月(季)注采平衡图和累积注采平衡图两种。

#### 1．注采平衡图内容

月(季)注系平衡图的内容：注水井井位上表示井组月注水量，月采出地下体积，月注采比，平均地层压力月(季)升降值；采油井井位上表示分井的月(季)采油量，产水量，地层压力升降值。

累积注采平衡图的内容：注水井井位上表示井组累积注水量、累积采出地下体积，累积注采比，平均地层压力总的升降值；采油井井位上表示累积采油量、累积产液量，地层压力总升降值。

#### 2． 绘制方法

注采平衡图的绘制方法与开采现状图相同。将注水量和采出量折算为地下体积后，均以面积(或直径)的大小来表示。注采比和升降压力值用不同高度的矩形来表示。

#### 3． 注采平衡图的主要用途

（1）是研究注采平衡和压力平衡的重要图幅，可作为制订合理配产配注方案和调整注采关系的依据。如当注采比过低，引起压力明显下降的井区，应考虑适当加强注水。

（2）通过井组两个平衡关系的研究，进一步核实，注水

井与采油井间的连通程度，并推测井间渗透率变化的情况。

### （四） 注水前沿推进图的绘制与应用

注水前沿推进图是天然水驱和注水开发油田的基础资料。它能直观地反映出油田水驱开发的主要矛盾——单层突进与局部舌进，是研究合理注水前沿推进速度和水驱油规律方面重要的图幅。注水前沿推进图可分为平面图与剖面图两种。

#### 1 注水前沿推进平面图的绘制

（1）平面注水前沿推进图主要反映了注入水在油层平面上的推进状况，故应绘制在小层平面图上。将各小层平面注水前沿推进图叠加起来，取最大值绘制出最大注水前沿推进图，用它来进行油井见水预测。

（2）绘图时要从单井入手，分井组标出一定日期的注水前沿推进位置，再将其连结成线。

（3）标注每口注水井至采油井之间的注水前沿位置时，必须使用油井实际见水资料和计算的结果。

（4）图上所标出的见水层位必须有分层测试资料做依据，不能单用计算结果。

（5）注水前沿推进图每季（或年）画一次。

#### 2。 平面注水前沿推进图的应用

（1）求小层水淹面积系数

计算小层水淹面积系数的公式：

$$E_p = \frac{A_W}{A}$$

式中 $E_p$——水淹面积系数；

$A_w$——油井见水时(或水淹时)的水区面积(用求积仪求得)，$m^2$；

$A$——注水井与采油井的控制面积，$m^2$。

(2)求驱油效率系数

计算驱油效率系数公式如下：

$$\text{驱油效率系数}=\frac{\text{单层水淹区总注入水体积}-\text{采出水体积}}{\text{单层水淹区原始含油体积}}$$

(3)分析各注采井之间，注水前沿是否均匀推进，是否按方案预测结果驱油。发现问题可及时调整注采强度。

(4)寻找滞油区，是这种图件的独到之处。

(5)用最大注水前沿推进平面图，预计油井的见水时间。

3. 注水前沿推进剖面图

(1)绘制方法　注水前沿推进剖面图表示注水井至采油井之间各个小层注入水的距离，它反映着单层突进的情况。所以该图应绘制在栅状连通图上。根据注水前沿计算结果和油井见水的实际资料，将各小层的注水前沿推进距离标在图上，以蓝色表示。在剖面图上还应标注出封隔器的位置及选注层位。

(2)注水前沿推进剖面图的应用

1)注水前沿推进剖面图是研究如何发挥各个油层作用的图幅。从图上可以直观地看出哪些层见水，哪些层未见水，有助于我们正确地判断水淹层、见水层和有潜力层。

2)在切割注水井排形成连续水体的阶段(曾称之为排液拉水线)，注水井排的注水前沿推进剖面图，是研究连续水体形成程度及何时转入全面注水开发阶段的重要图件。

3）该图还是分层配水、注水、堵水的主要依据，由图上可以明确看出单层突进的层位。

## 第三节　分阶段进行油井和油藏动态分析

### 一、油田动态分析的阶段性

油田开发动态分析工作按照时间分为日分析、月（季度）分析、年度分析和阶段分析，按照开发单元分为井组分析、区块分析和全油田分析，按照主要内容又可以分为试采动态分析、见水动态分析、工艺措施分析和开发调整分析。总之是要分级、分阶段进行。一般情况下是按照单层、单井、区块、油田的顺序进行开发动态分析的。

#### （一）　单层动态分析

单层动态分析是基础，利用单层测试和单层动态指标测算的结果，可以对单层或油砂体的开采状况进行分类，逐类分析它们的开采速度、生产状况、压力分布、油水分布及储量动用情况，提出有针对性的措施，改善和提高各类油层的开发效果。

#### （二）　单井动态分析

油、气、水井是沟通人们与油层的通道，所有的开发生产活动实际上都是通过井来完成的。因此要特别着重做好单井的动态分析。

1．　采油井动态分析

对采油井进行分析时，首先要清楚油层情况，除了厚度、渗透率、射开情况外，主要是通过生产和分层资料了解主要的出油、出水层和最大潜力层的生产状况、动用状况，

分析这几类层之间的关系，以及造成这种现象的原因，这样才能提出有效的措施，使油井发挥更大的作用。

2. 注水井动态分析

注水井是给采油井补充能量的来源、二者关系极为密切。主要应分析分层注水层段的划分和配水量是否恰当，通过试验的办法找出合适的注水参数，满足周围大多数井、大多数层的要求。

### （三） 井组动态分析

井组动态分析时，可以采油井为中心，也可以注水井为中心，其关键在于井组内的分层注采平衡、压力平衡和注水前沿推进均衡。当然，由于油层纵横向非均质的存在，完全均衡是很难实现的。但是通过井组间各井的生产反映，抓住不同阶段显示出的主要矛盾，经过不断的试验调节，逐渐会使注水井的层段划分、分层注水量的确定以及各油井压力、产量的调整达到较好的状况。

### （四） 区块动态分析

一个开发区块基本上是一个独立的、完整的开发单元，它可能是受断层、岩性变化自然形成的，也可能是人为采取措施控制形成的，一般来说区块间的开发联系不是很大。

区块动态分析首先要检查开发指标的实现程度，如采油速度、单井产量、压力水平、含水率变化及各开采阶段采收率等，是否与开发方案设计的指标相近，分析产生的原因，并确定是否需要对指标修改。

对于注水或天然水驱的区块，要认真落实各阶段地下油水的分布状况和认识油水运动规律，总结以往所采取的控制油水运动的各种措施的效果。

在区块分析中还应对井的生产状况、工艺措施效果及生产形势，做出相应的评价，以便决定今后的生产工作安排。

### （五） 全油田动态分析

全油田的动态分析是从全局出发，检查油田整体开发规则和开发方案的实施情况以及各区块的实施效果；针对各开采阶段的矛盾，提出重大调整措施；并将生产中成功的经验、有效的技术，总结发展形成理论，指导本油田及其它油田的开发工作。

#### 1. 分析生产情况

全面分析油田的产量完成情况，稳定和递减形势，区块间产量的平衡接替以及各类井的生产情况，井身完好情况和进行开发方案的各项指标对比，发现存在的主要问题。

#### 2. 分析储量动用状况，评价油田注采系统的适应性

分析研究各类油层及其不同部位的动用状况和剩余油的分布，分析现有驱动方式及注采系统的适应性，以便寻找出纵横向潜力的分布和提高采油速度、采收率的措施。

#### 3. 分析重大的调整和增产措施的效果

对油田所进行的层系、井网、注采系统的调整，开采方式的调整，配产配注的调整，以及所采取的酸化、压裂、堵水、放大生产压差等主要增产措施，应逐一进行总结，分析增产效果。

#### 4. 评价现有工艺技术的适应性

分析现有的注采工艺技术对改善各类油层的动用程度、提高注入水的波及体积及驱油效率的作用以及存在的问题，提出新工艺技术试验研究的方向。

#### 5. 对油田进行全面评价

在上述四项分析工作的基础上，要全面分析潜力分布，找出主攻方面，采取相应措施，使各类油层，包括动用状况差的油层都能发挥作用，以提高产量和采收率。

在油田全面分析评价时，有条件时要进行数值模拟，预测今后的动态变化趋势，指导生产。

## 二、单井动态分析

### (一) 试采井

油气田开发之前要对一部分探井、评价井进行试采，特别是采取滚动勘探开发的油田和面积储量较小的气田，其探井、评价井往往就是开发井，因此对这些试采井必须取好各项资料，对油井高产、稳定情况，生产动态变化规律，以及对油藏地质特点的认识，储量的核实，应作出分析和评价，为开发打好基础。这类油井的动态分析，要注意以下问题。

1)应用系统试井资料，分析油井最大及合理生产能力。

2)选用某一相对合理的工作制度进行较长时间的试采，观察油井日产油量，油气比、含水及油压、套压、流压、静压的变化情况，找出它们相互间的关系及其变化规律。

对某些低渗透油层，要用较小和较大的两种工作制度分别进行试采，以观察其产量、压力和采油指数的特殊变化规律。

3)在试采的初、中、末期，用相同的工作制度系列分别进行系统试井，作出综合试井曲线，对比采油指数等的变化规律。

4)根据油井日产油量与累积产油量和累积生产时间的关系，分析在天然能量生产条件下油井产量的递减类型及规

律；预测油井停喷前或某一自喷转抽生产的最大累积产油量，累积生产时间和油井日产油量。

5)定期测量油井压力恢复曲线，计算油井地层参数变化及其生产边界条件。

如果压力恢复曲线有异常反应(如断层等)，可在开井时再测压力降落曲线验证。

对由于工程或其它原因不便关井的某些油井，可使用变流量测压力变化曲线的方法，计算油层压力及其它油层参数。

必要时可进行水文勘探试井，以查明油层的连通状况，断层的密封性等地质问题。

6)根据油井累积产油量和地层压力变化的关系，分析油井能量(边水、底水或气顶)的供应充足程度，对驱动类型作出分析判断。

7)油井如果出现见水或油气比升高现象，要查明其原因及可能的出水、出气井段，进一步分析其推进方向和速度，提出控制措施。

8)对某些试采井进行数值模拟工作，拟合动态，预测趋势，以准确掌握油井及油田生产动态。

9)测量油井不同产量下井筒的流压梯度变化，分析结蜡深度和井口温度的变化规律。

10)测试油井在各种生产压差下各井段的出油情况，分别查出其主要生产井段、次要生产井段和不出油井段，并测算其分层采油强度和采油指数。

11)油井如果是单层生产，在见水或气窜后，用测压力恢复曲线的方法连续观测油、水或气的有效渗透率，用生产

实测数据作相对渗透率曲线，分析油层驱油特征。

12)总结分析各种增产措施效果及其原因，提出适应油藏地质和油井生产特点的最有效增产措施。

### （二） 自喷井

分析自喷油井产量、压力、采油指数、油气比及含水率的数值、变化规律及产生原因，找出适合于油井各阶段生产的合理工作制度和产量水平的措施。分析时要按从地面到井筒再到油层的顺序进行。

#### 1. 井筒生产分析

自喷井生产时，由于压力和流体成分及其它比例的不同会呈现各种不同的流动状态。这些都会反映在油压、套压的变化上。

在自喷井正常生产时，油管中的油、气、水连续从井底被举升到井口，油压表示的是这种流动的剩余压力，数值上油压等于井底流压同油管混合液柱的回压及流动摩损压力之差。

在油套环形空间由于油、气、水不流动，它们按相对密度发生重力分异：顶部为气，中部为油，底部为水。所以套压在数值上等于井底流压同环形空间混合液柱的回压之差。

一般情况下，随着地层压力的下降，流压、套压、油压会有不同幅度的下降；在换为大油嘴生产，油井产量增加的同时，流压、油压也会有相应的下降，这都属于正常变化。

一旦井筒中出现不正常的情况，压力、产量、含水等项数据会发生异常的变化。如油管中结蜡严重时，油压、产量下降，套压、流压上升；油嘴或出油管线堵塞时，油压、套压、流压同时上升，产量下降；油套环形空间结蜡或稠油堵

塞时，产量、油压、流压不变，套压下降；井底脱气严重时，油压、油气比上升等等。在进行分层开采的井中，这种关系更为复杂多样。但是只要进行连续观测，是能找出井筒中各因素所引起的参数变化。

2. 油层分析

流体在油层孔隙、裂缝中的流动，称为渗流，由于岩石性质、孔隙结构、油层压力、流体性质等各种因素的联合作用，使流体在油层中的流动形态多种多样，且受到的阻力很大。油井投产后，所建立起的压力差，使地层中的流体流向井底。油井见水前，地层压力高于饱和压力时，一般是石油的单相流；地层压力低于饱和压力时，溶解在油中的天然气逸出，形成连续气相后，成为油、气两相流，油井见水后，见水层会呈现油、水两相流或油、气、水三相流。按照流体流向井底时流线的形态，分为单向流，平面径向流，球面径向流。(图6-6、6-7、6-8)这些表示了油、气、水地下流动

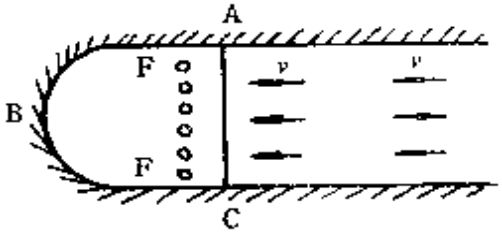



图6-6 单向流实例示意图

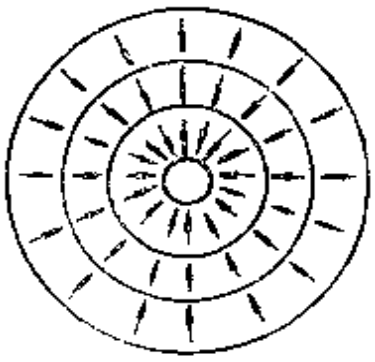


图6-7 平面径向流示意图

的复杂性，和进行油层动态分析的困难。

(1)产量

油井产量的计算公式是：

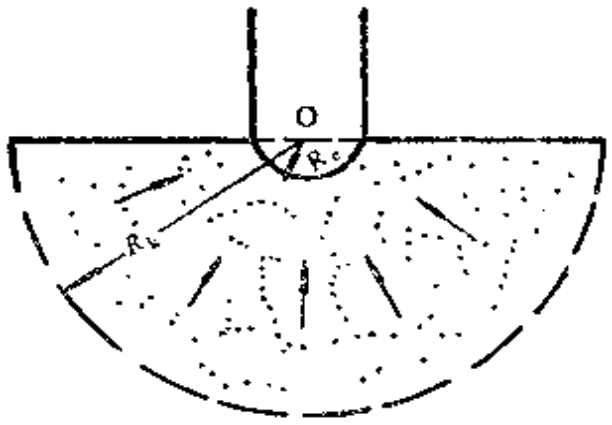



图6-8　球面径向流示意图

$$q_o = J_o(p_r - p_{wf})$$

式中　$q_o$——产油量，t/d；

$J_o$——采油指数，t/d·MPa；

$p_r$——油层静压，MPa；

$p_{wf}$——井底流压，MPa。

无论哪种驱动类型的油田，油井产量都会经历从稳定到下降的过程，只是它们开始递减的时间、幅度、速度有所差别。

在油井生产的稳产期出现产量的波动和下降时要认真分析。首先检查地面井口、井筒和井底的设备和技术条件有无影响，之后再分析地下情况的变化。通常注水受效、见水、注水强度改变、邻井工作制度改变都会反映在产量的变化上。特别是随着含水率的增加，油井生产压差缩小产油能力下降，使油井产量锐减。对自喷井来讲，应适时改变其开采方式以达到较长时期的稳产。

油井产油量的递减规律有多种形式(图6-9)，常见的有直线型、曲线型。

产量是线性递减时(图6-10)，其递减率是常数。

$$q_o = q_i - D_t$$

式中　$q_o$——$t$时的产油量，t/d；

$q_i$——初始稳定产油量，t/d；

$t$——生产时间，a(或mon)；

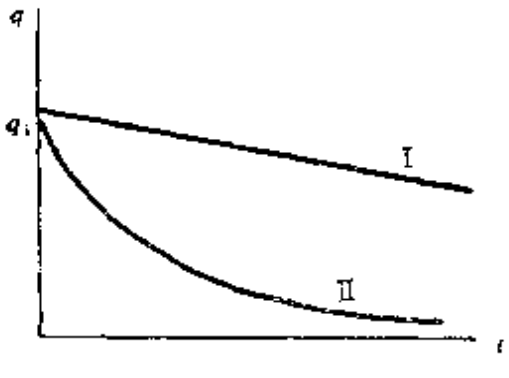



图6-9　产量递减曲线类型

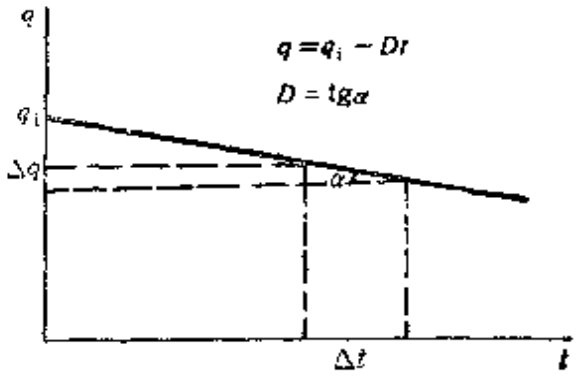



图6-10　产油量直线递减曲线

$D$——产量递减率，是线性产量递减曲线的斜率。

产量是指数递减时(图6-11)的公式是：

$$q_o = q_i e^{-Dt}$$

这时的递减率也是常数。在常数坐标系中，为一条下降的曲线，而在产量取对数的半对数坐标系中则为一条直线，相应的公式为：

$$lgq_o = lgq_i - \frac{Dt}{2.303}$$

将指数递减的产量公式积分后可得下式：

$$q = q_i - DN_p$$

式中　$N_p$——累积产油量，t。

也就是说当产量和相应累积产量在常数坐标系中呈直线关系时，即符合指数递减规律。直线的斜率 $D$ 为递减率(图6-12)。

产量递减还可能是调和递减或双曲递减等，要依产量随时间、随累积产量和递减指数(n)的变化关系而定。

了解油井产量递减规律，预测产量的变化，制定合适的

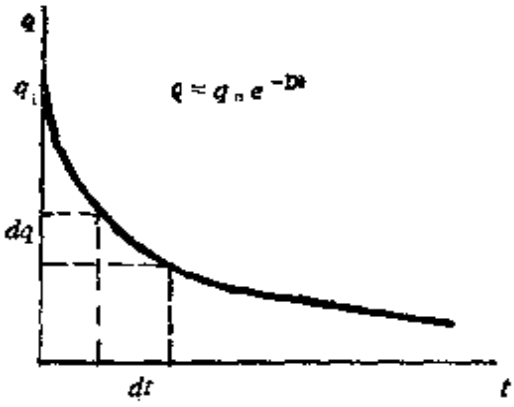



图 6-11　产量与时间呈指数关系

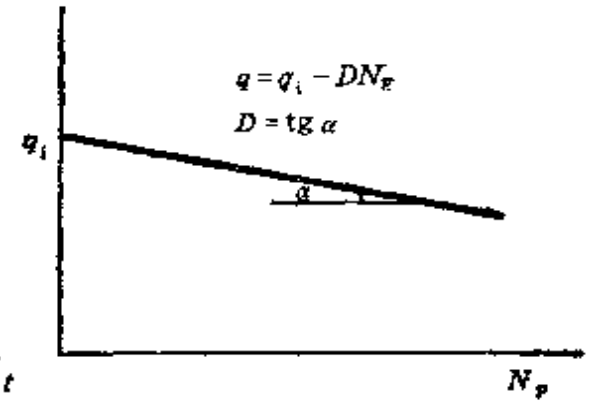



图 6-12　产量与累积产量呈直线关系

配注方案，也可以帮助分析阶段产量的变化，提出相应的调整措施。

（2）压力　多层生产时所测得的全井静压值，一般反映的是高压层的压力，而各小层是按本层静压和全井混合流压之差(小层生产压差)进行生产的。目前难以井井测到分小层的静压值，分析中用的仍是以高渗透率层或高压力层为主的全井静压。这会给分析造成一定的误差。

在弹性开采阶段，弹性能逐渐消耗，表现出地层压力和产量的下降。可以计算单位压降的累积产油量，反映弹性开采的能量和特点。

油井受到边、底水或注入水的驱动作用后，总体上讲，压力下降的速度会变缓慢，有时还会稳定或上升。压力的这种变化主要取决于供水是否充足。

压力的变化和注采井间的连通关系以及注采的平衡状况联系着。一个注采平衡的井组。连通好、渗透率高、采出量大的油井，水易沿此方向流动能量补充及时，油井压力会反映出稳定或上升，其值高于其它方向的井。同一口井，由于

层间渗透率差异较大，各层生产状况不同，也是由于压力不均衡造成的。所以进行压力分析时，要分别从注采井组井间平面和层间的差异中，寻找原因和解决方法，调节好对应层段、注水强度和油井工作制度。

油井流动压力的变化同时受着地层压力和井口、井筒两方面的影响。在油井工作制度不变时，流压随着地层压力的上升而增大。通常在油井见水以后，随着井筒内混合液柱相对密度的增加，流压也会上升。由于井底积水的影响，尽管流压值上升，可是井的生产压差和井口剩余压力在不断减少，最终会导致井的停喷。所以分析流压的变化，可以及时指导人们考虑开采方式的变更，或者不断加强注水，提高地层压力，或者自喷改抽油生产。

（3）含水率　水驱或注水开发的油田面对的一个主要问题就是油井见水。见水油井按含水率($f_w$)的范围分为低含水阶段($f_w<20\%$)，中含水阶段($20\%<f_w<60\%$)，高含水阶段($f_w>60\%$)。随着油层含水饱和度的增长，油井各阶段含水率上升速度不同。含水上升速度也与注采系统和注采强度有关系。

1）油井见水前的反映　油井见水首先是从生产管理上发现，如测气时呈雾状或带水珠，清蜡钢丝发黑，刮蜡片及铅锤带水珠，结蜡点下移使清蜡困难等，之后井口油样化验才会有含水量。

从生产上分析，油井见水前的特点是：随着注水时间的增长，油层能量不断得到补充，使油层压力和流动压力开始回升；随着注水前沿不断推进，油井生产能力越来越旺盛，在工作制度不变的情况下，油井产量有明显增加，采油指数

也有明显的上升；当油层压力及流动压力升高时，油层及井筒内油气分离程度变小，油、套管环形空间的气柱压力也相对地减小，使套压、油气比下降。

2)油井见水层位及来水方向的判断最可靠、最直接的方法是：封隔器找水，地球物理找水及注指示剂追踪。

间接判断主要靠油层条件和生产动态对比。注入水在油层中的运动首先受油层沉积成因和渗透率分布的控制。一般是渗透率高的油层，有效渗透率由注水井向油井变低的油层，有效厚度由注水井向油井变薄的油层，油井、水井渗透率相近而分布面积小的油层先见水。其次是受注采强度、压力分布的控制。可以来取对可能的见水层位控制注水(至停注)，观察含水率是否下降，在相反方向加强注水，看含水率的变化，有助于判断见水层位和方向。若已确定的见水层位控注(或停注)时，油井含水率明显上升，水样中矿化度和氯离子含量有新的增加，多数情况是有第二层位或第二方向见水的可能。在多层多向见水时，动态反映比较复杂，不易逐一判断，主要靠分层找水、测试、注指示剂等手段确定后，采用现场试验的方法加以验证，才有利于控制产水量和含水率上升速度。

(4)采油指数　采油指数是单位生产压差下的原油日产量。是衡量油井生产能力的指标。对比径向稳定渗流的产量公式

$$J_0 = \frac{2\pi Kh}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

可以看出，采油指数和井的泄油面积，地层条件和原油性质

有关。

采油指数一般用系统试井的方法求得，绘制成采油指示曲线(图6-13)。

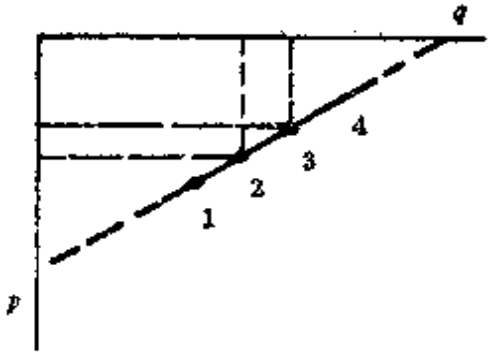


图6-13　采油指示曲线

影响采油指数变化的因素首先是井底流压。流压降低，井底附近原油脱气的半径增大，随气体饱和度的增加，油相渗透率下降，使采油指数也有所下降。其次是含水的影响，初期随着注水见效采油指数稳定或上升，而在层间关系复杂的井，或含水率大于40%以后，普遍呈现出采油指数的下降。另外油井出砂、结蜡时也会影响采油指数。

### (三)　油井综合分析实例

1.　调整来水方向

西8-4井的葡$I_{2-4}$层是近似停产的高含水率层，重新生产以后，在周围注水井分层配注的情况下调整不同方向有关层位的注水量，获得了良好效果，见图6-14所示。

该井葡$I_{2-4}$层砂岩厚度19m，有效厚度16.2m，地层系数5.836$\mu m^2 \cdot m$。为了降低含水率，在1967年7月就下小油嘴控制，先后用过3.8、2.4、2.0、1.7、1.0mm井下油嘴。1977年8月取出井下油嘴全井生产时，日产液由129t迅速增加到413t，含水由63%上升到88%，日产油只有50t左右。1977年9月，将主要来水方向西9-10控制注水，全井日注量由148～213$m^3$控制到60$m^3$，并在西6-4井加强葡$I_1$以下层段注水，日注量由46$m^3$提到128$m^3$。到1977年10月西8-4井

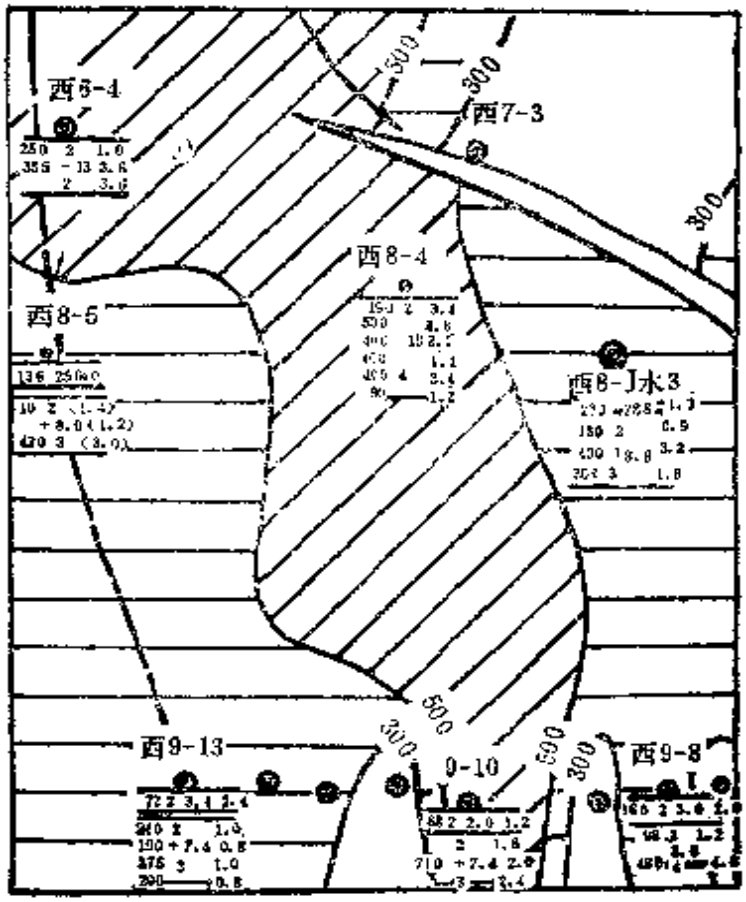



图6-14　西8-4井葡$I_{2-4}$层平面调整效果

日产液降到338t，日产油上升到82t，含水下降到75.7%。1978年1月、2月又先后对西9-8井控制注水，西9-10井停注，使西8-4井的含水下降到70.8%。3月对与西8-4井有关的西8-J水3井葡$I^{2+3}$及以上层段进行酸化，使其由原来不吸水提高到日注水69$m^3$，经过反复调整后，西8-4井日产油一直稳定在100t以上(表6-13)。

2.利用层内薄夹层细分堵水

南1-3-27井通过厚油层内部细分堵水挖掘层内潜力，效

表6-13 西8-4井综合数据表

| 年.月 | 油嘴 mm | 产油 t/d | 产水 $m^3/d$ | 含水 % | 油压 MPa | 总压差 MPa | 生产压差 MPa | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1977.5 | 15 | 57 | 81 | 52.0 | 0.9 | +1.10 | 3.90 | 沙五$^{10}$葡Ⅰ$_{4-4}$下1.0mm井下油嘴 |
| 1977.8 | 18 | 40 | 364 | 88.0 | 1.7 | +1.33 | 1.27 | 换1.0mm井下油嘴 |
| 1977.11 | 20 | 107 | 339 | 76.0 | 1.6 | +1.11 | 1.53 | 西9-10注锅注水，西6-4增加注水量 |
| 1978.2 | 20 | 105 | 354 | 70.8 | 1.5 | +0.79 | 1.89 | |
| 1978.5 | 22 | 109 | 266 | 71.7 | 1.5 | +0.90 | 1.44 | 西9-10停注，西8-J水3井增加注水量 |
| 1978.8 | 22 | 113 | 295 | 71.4 | 1.5 | +0.99 | 1.82 | |

果很好(图6-15、表6-14)。

该井葡Ⅰ$_{4-4}$层砂岩厚度18.0m，有效厚度14.1m，中间0.4m物性差的夹层留有1.6m未射孔。在该层细分堵水前下部含水率已高达84%，日产液224t，产油36t；上部含水率45%，日产液36t，产油17t。1972年8月用封隔器卡开，对下部配1.6mm井下油嘴控制生产。1972年12月与7月对比，全井含水率由68.1%下降到44.0%，日产油量由122t上升到147t，日产水由262$m^3$下降到115$m^3$；上部产液量由36t/d上升到121.2t/d。1978年4月葡Ⅰ$_{4-4}$层下部堵死停产。到1984年该井仍为百吨高产井。

（四） 压裂井

压裂是利用水力传压的方法将油层压开裂缝，并在裂缝

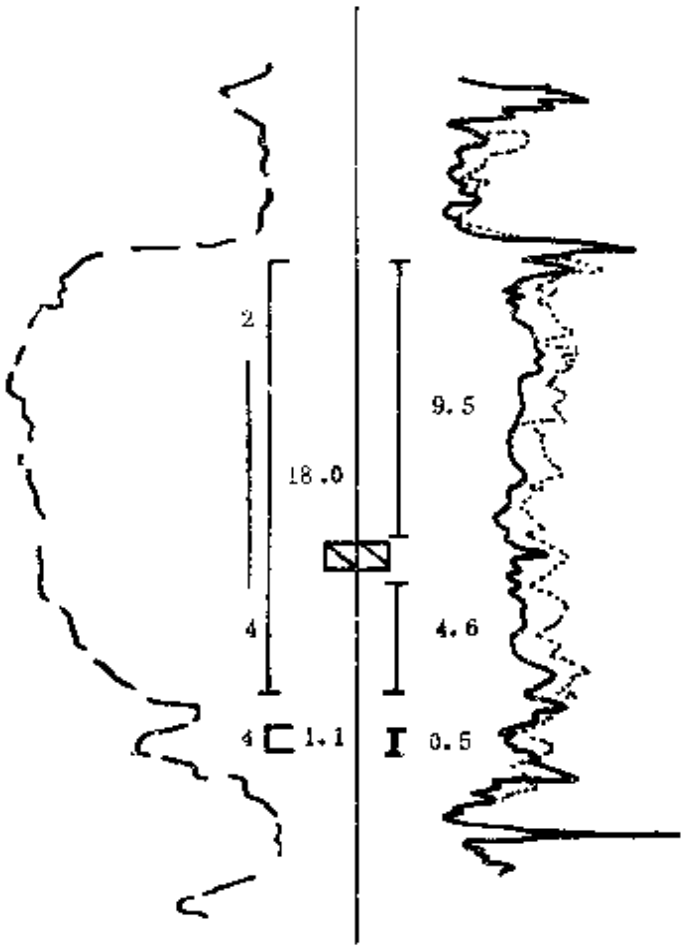



图 6-15　南 1-3-27井葡 $I_{2-4}$ 层细分堵水

表 6-14　南 1-3-27井层内细分堵水效果对比

| 阶段 | 年月 | 油嘴 mm | 产液 t/d | 产油 t/d | 产水 $m^3/d$ | 含水 % | 总压差 MPa | 生产压差 MPa |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 堵前 | 72.7 | 25 | 384 | 122 | 262 | 68.1 | −0.11 | 1.24 |
| 堵后 | 72.12 | 25 | 262 | 147 | 115 | 44.0 | +0.19 | 3.25 |
| | 78.12 | 27 | 244 | 110 | 134 | 55.0 | +0.10 | 3.30 |

中加进支撑剂，使其不闭合，从而改造了井底周围的油层物性(主要增大了井底周围的渗透率)。生产实践证明：压裂是油田行之有效的增产、增注措施，已经广泛地应用于国内、外油田的开发中。

1.压裂原理和作用

压裂作用一是提高油层压力，二是降低井底压力，三是提高岩石的渗透率，从而提高了油井的产量。在油从油层流向井底的过程中，压力损失越靠近井底就越大，因此提高井底附近油层的渗透率，就能明显降低油流的摩擦阻力，从而降低压力损失。

油层经过压裂，形成了一条或几条被支撑剂撑开的裂缝，从而改变了原始油层的致密结构。新形成的裂缝渗透率比原油层的渗透率高很多倍，使油流有了良好的通道。从图6-16中看出，靠近井底附近的油除一小部分直接流到井底

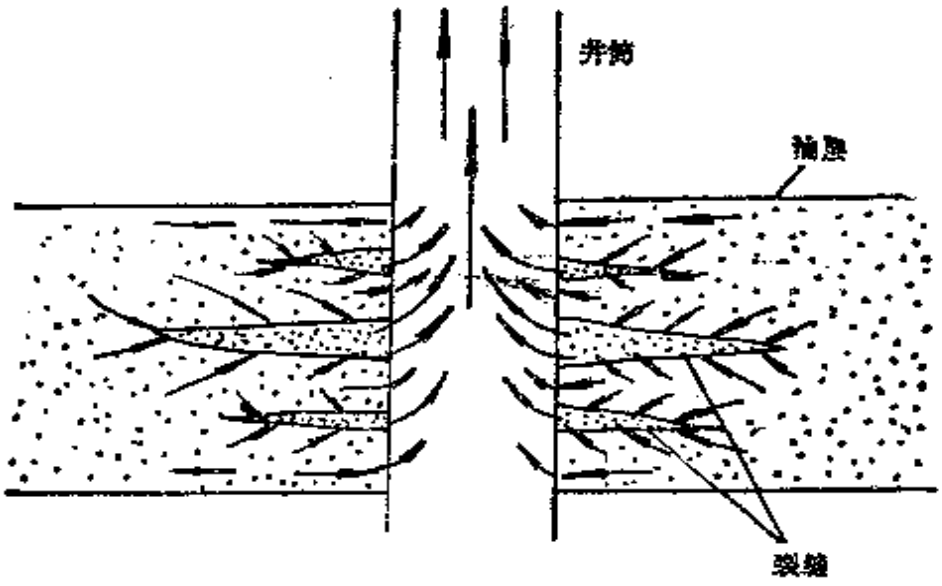



图6-16　流体通过裂缝流向井底示意图

外，其余绝大部分油是先通过裂缝侧壁进入渗透率很高的裂缝，再流向井底。这样，原油流向井底时的阻力损失大大减少，保持了较高的能量，从井底采出地面，增加了产量。

油层压裂的目的就在于改造井底附近油层的结构和性质，在油层中形成一条或几条高渗透率的通道，改变了流体在油层中的流动状况，大大降低了流体的流动阻力，增大了流动面积，使油井增加产量、注水井增加注入量。

油层压裂还可以增加对油气田的认识。油层物性差，自然产能低，不具备开采价值的含油构造，有的经过油层压裂改造，具备了开采的条件；有的油层经过压裂扩大了含油面积，增加了工业储量。

2. 影响压裂效果的因素

一口井压裂后效果的好坏，受多种因素的影响，主要是作业施工质量的好坏、压裂井(层)的选择及压裂后油井管理三方面因素的综合影响。

(1)作业过程中的影响因素

1)准确地压开压裂层位(或层段)是分析压裂效果好坏的基础。如果由于某些原因说有压开需要压裂的层位，而将其它层位压开，就达不到预计的目的，甚至导致相反的效果。

2)要正确选择各种压裂施工参数。压裂的效果取决于压裂后油层形成的裂缝使流体通过的能力，这种能力应大于液体在原来流动条件下通过的能力，它取决于被支撑剂支撑的裂缝的宽度和长度，以及支撑剂的浓度、大小、形状及在裂缝中的分布形式。而裂缝的宽度和长度又与施工中的排量、压裂液的用量和粘度、支撑剂浓度有关。

3)压裂后尽量避免用各种压井液压井。压裂后压井，不

仅影响已经形成的裂缝的渗透能力，而且会使其它未被改造的油层受到损害，影响压裂效果。

（2）压裂井(层)的选择对压裂效果的影响　压裂层应具备一定的厚度和含油饱和度，这是取得压裂效果的物质基础。

由于情况不清，把水、气层当成油层来压裂；或是选层时不慎重，在油层压裂时将邻近的水、气层也压开，形成水、气窜；油水同层压裂，将见水部位压开等几种情况，压裂效果都不会好。

（3）油井管理对压裂效果的影响　一次压裂措施后，油井增产期的长短，总累积产油量的多少，都和日常的油井管理有关。

1）取全、取准油井生产的各项数据，加强油井观察，定期进行综合分析，及时提出管理措施意见，搞好压裂井的管理。

2）压裂后及时开井排出压裂液　压裂后经过一段时间的压力扩散、平衡过程，应及时开井生产，这样有利于及时排出进入油层的压裂液，使油井正常生产。

3）稳压、启动选择合理的油井工作制度　压裂后初开井生产时，生产压差不能过大，防止砂子(支撑剂)倒流、掩埋油层。所以，最好能基本上保持压裂前的生产压差。经过一段时间的生产，取样分析，证明含砂量稳定，油层本身又有潜力，这时可根据油井的具体条件，适当放大生产压差生产。绝不能图一时的高产量，无控制地放大生产压差，使裂缝吐砂、闭合。

4）压裂后的井下作业尽量不要轻易压井　压裂后已正常

投入生产的油井要进行其它作业，尽量采用不压井作业法。如果工艺上不得不采用压井作业时，对压井液的性能要严格选择，压井后应进行酸处理，清除或减少压井液对油层、特别对压裂层裂缝的损害。

5)加强油井的综合措施　高含水井压裂要同分层配产、化学堵水相结合；低产井、稠油井的压裂同机械采油、电热清蜡相结合；压裂后必须提高对油层能量的补给等。

3．　压裂井效果分析

油井压裂后的效果，根据压裂前后各项生产指标的变化进行分析判断。分析内容包括：压裂后产量是否增加，含水是否下降，采油指数是否改善，压力发生了怎样的变化，以及效果持续时间等，并尽可能分析影响效果的因素。油井压裂效果分析的方法见表 6 -15。

（五）　酸化井

油层酸处理是油、气、水井增产、增注的有效措施之一。它是利用酸液能溶解岩石中所含某些矿物盐类的特性，来达到提高近井地带油层的渗透率，改善油、气、水的流动状况，从而增加油、气井的产量和注水井的注入量。

目前，我国各油田在油层酸处理方面广泛应用的是盐酸和土酸处理两种方法，其次还有“王水”、热酸和热化学处理等方法。

1．　酸处理的原理及适用的油层条件

（1）盐酸处理　盐酸处理多用于低渗透性的碳酸盐油层及含碳酸盐成分较高的砂岩油层。其原理在于盐酸与油层中的碳酸盐反映，生成一种可溶性的盐类，可排至地面，从而提高井底附近的渗透率。其反应式

表 6-15 压裂效果分析表

| 产油量 | 含水率 | 采油指数或流动系数 | 油压 | 流压 | 地层压力 | 原因分析 | 措施意见 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 升 | 降 | 升 | 升 | 升 | 升或稳 | 压力效果好，压裂层压力高，一般能稳定 | 可进一步发挥压裂效果，放大油嘴生产 |
| 升 | 降 | 升 | 升 | 升 | 降 | 压裂有效，压裂层压力低 | 应先调整注水井压裂层注水量，暂不放大油嘴 |
| 稍升或稳定 | 稳定或稍升 | 升 | 升 | 升 | 升或稳 | 一般为高含水井，压裂作用发挥不出来或油嘴小 | 放大压差生产，进行分层配产 |
| 降 | 升 | 稳定或降 | 降 | 降 | | 压裂液侵害油层严重 | 测试后重新压裂 |
| 降 | 升 | 流动系数升 | 升 | 升 | | 压开高含水层 | 对高含水层进行配产，对含水不高的井，可放大油嘴，并调整注水井注水量 |

与石灰岩：

$$CaCO_3 + 2\,HCl \longrightarrow CaCl_2 + CO_2\uparrow + H_2O$$

与白云岩：

$$CaMg(CO_3)_2 + 4\,HCl \longrightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2\,CO_2\uparrow + 2\,H_2O$$

反应后生成的氯化钙($CaCl_2$)和氯化镁($MgCl_2$)都能溶解于水，二氧化碳($CO_2$)是一种气体。所以，在酸处理后，用自喷或抽汲的方式，就可以将反应后的废酸液及溶解在其中的盐类排至地面。

（2）土酸处理　盐酸与氢氟酸的混合液称为土酸。土酸处理应用于碳酸盐含量较低、泥质成分较高(大于5%～7%)的油层。土酸处理的优点是：混合酸液中的盐酸可以溶解油层中的碳酸盐类胶结物和一部分铁质、铝质物质。氟氢酸可以溶解砂岩油层中的硅酸盐矿物和粘土物质。其反应式如下：

与石英砂：

$$SiO_2 + 4\,HF \longrightarrow SiF_4\uparrow + 2\,H_2O$$

$$SiO_2 + 6\,HF \longrightarrow H_2SiF_6 + 2\,H_2O$$

与泥质砂岩：

$$CaAl_2Si_2O_8 + 16HF \longrightarrow CaF_2\downarrow + 2\,AlF_3 + 2\,SiF_4\uparrow + 8\,H_2O$$

新生成的气体氟化硅($SiF_4$)、溶于水的$H_2SiF_6$、$AlF_3$和水均可排至地面，以解除地层中粘土堵塞和井壁之泥饼，从而恢复或增加近井地带的渗透率。

但是，氢氟酸与泥质砂岩作用时，还生成氟化钙沉淀；同样，氢氟酸与碳酸盐作用时，也会生成氟化钙和氟化镁沉

淀，其反应式如下：

$$2\,CaCO_3 + 4\,HF \longrightarrow 2\,CaF_2\downarrow + 2\,CO_2\uparrow + 2\,H_2O$$

$$CaMg(CO_3)_2 + 4\,HF \longrightarrow CaF_2\downarrow + MgF_2 + 2\,CO_2\uparrow + 2\,H_2O$$

这些不溶物质沉淀下来会堵塞油层。为解决这一矛盾，除了在酸处理时加入各种添加剂外，还常常在土酸处理前，先用盐酸进行预处理。这样可获得较好的酸处理效果。

（3）其它的酸处理

1）热化学处理　将盐酸与生石灰、烧碱、苛性碱、金属铝、金属镁等反应剂同时注入井底，在井底发生作用后放出热量，提高酸液温度，以溶解井底附近油层渗流表面的蜡质、胶质和沥青质沉淀物，改善井底附近油层的洁净度。

2）热酸处理　将地面加热的盐酸注入井内挤入油层，以提高盐酸对碳酸盐类物质的溶解速度和能力，使井底附近渗透率提高，油流畅通。

3）"王水"处理　"王水"对于各种金属有极高的溶解能力。将各种堵塞物溶解后携至地面。"王水"处理一般用于被金属及其氧化物堵塞的油层，渗透率低、细菌发育的油层。

2. 影响酸处理效果的因素

影响酸处理效果的因素很多，诸如处理井（层）的选择、酸液的浓度、井底的清洁程度及注入压力等都会影响其效果。

（1）酸液的浓度　酸液浓度的大小对处理效果影响很大。

1）高浓度的盐酸酸液与油层岩石作用，由于其溶解能力强，所以产生大量的氯化钙（$CaCl_2$）和氯化镁（$MgCl_2$）。这些

盐类溶解后，使水的粘度增高而难以排除。氟化氢的浓度过高，其与碳酸盐作用，生成许多氟化钙($CaF_2$)或氟化镁($MgF_2$)沉淀，更难排除。

2)高浓度酸(超过15%时)，除与碳酸盐作用外，还会溶解地层中的石膏($CaSO_4 \cdot 2H_2O$)，再次形成沉淀而堵塞油层孔隙。

3)浓度很高的酸液会剧烈地腐蚀金属管线和施工设备。

4)不适当地提高酸液的浓度，会造成浪费，增加作业成本。

5)酸液浓度过低时，为使岩石与酸充分作用，须向油层注入大量的酸液，这就大大地增加了酸处理半径，将导致反应后的废液难以排除。而且稀酸对某些碳酸盐类的溶解能力低，起不到应有的作用。

所以，在一般情况下，酸处理时酸液浓度的过高和过低都会给酸处理效果带来不良影响。目前现场所用盐酸的浓度一般为8%～15%，氢氟酸浓度为3%～8%。

(2)井底的清洁程度　井底清洁与否，对处理效果同样有较大的影响。如井底有堵塞，将会阻碍酸液进入油层与岩石作用，即使堵塞物为大块碳酸盐碎块，虽不会阻挡酸液进入油层，但酸液在此种物质中渗滤也将失去一部分活性，结果与油层岩石的作用效果减弱；如果井底堵塞物与酸液作用生成堵塞油层孔隙的物质，问题就更加严重；管壁上的铁锈被酸液溶解后，也会生成铁盐沉淀堵塞地层；另外，井底不清洁，在挤酸过程中很容易把井底脏物推到油层深部而堵塞油层。以上种种都会影响酸处理的效果。因此，在施工前必须进行充分的洗井，冲洗出井底与油层渗滤表面上的堵塞

物；还要进行酸洗与酸浸，为注酸创造有利条件。

（3）注入压力　提高注酸压力，会降低酸液与岩石的反应速度。因为压力增加，使反映生成物二氧化碳($CO_2$)、氧化硅($SiF_4$)等气体的溶解度增加，从而使反应速度降低。同时，反应速度降低会使酸液在地层深处与岩石作用，而不致于在近井地带消耗完，所以，从某种意义上讲，增加注入压力，可扩大酸处理半径，适应大酸量酸化的要求。由于注入压力是由地层压力决定的，施工时要综合考虑。

（4）酸处理反应时间　酸液与岩层的反应时间取决于岩石成分、物理性质、酸浓度、地层温度和地层压力等因素。酸液在地层内停留时间过长，会使反应物粘度过高，同时还可能形成沉淀物，不易排除；酸液停留时间过短，则反应不完全，会降低处理效果。根据不同岩层与酸的反应速度，反应时间一般砂岩不超过 8 h，灰岩不超过 2 h，当地层压力很高；或酸液中加入大量阻化剂时，应适当延长酸液反应时间。

3．酸化井的效果分析方法

同压裂井。

（六）气井

由于气井和油井在生产中有一定的差异，所以气井的动态分析也有其独特之处。

1．利用生产资料预测生产特征和见水特征

气井正常生产时，流压大于井口压力（油压、套压）。气井见水后，井筒中混合液柱相对密度增加，对井底回压加大，井口压力减少，降低了流体的流速。部分水（或凝析油）聚集井底形成积液，使气井的产量不断下降，直到停喷。所

以利用流压、套压、油压三者的连续变化，可以判断井底积液程度和预测产量。

只要掌握储量、压力、产量及气体的参数，就可以进行定量计算，求出分阶段的产量、生产速度、生产压差等项指标。

从气井的生产情况，可以判断出气井内所出水的类型。特别是分析水样的成分和其中氯离子的含量，对确定地层水是重要的。

2. 利用采气曲线划分气井类型、井况及生产规律

采气曲线反映气井在整个生产过程中的变化，特别是压力与产气量随开采时间的变化。从曲线上可以明显地划分出气井的生产阶段及各阶段的特点；根据生产过程中的曲线异常现象判断井底情况；通过曲线分析还可以检验资料的准确程度等。因此，采气曲线是研究气井动态变化的重要图件。

高产气井：单井日产气量大于$30\times10^4m^3$的井称为高产气井，渗透性能好，关井压力恢复快。如果从油管中采气，套压比油压高，油、套压之间的差别将随采气量、气层深度及油管深度的增加而加大。在工作压力稳定的情况下，气井产量稳定，压力下降平缓。

中、低产气井：单井日产气量在10至$30\times10^4m^3$之间的称中产井，小于$10\times10^4m^3$的称低产井。其最显著的特点是生产过程中压力下降快(特别在采气量较大时)，关井后压力上升缓慢。如某气井保持定量采气，井口压力下降很快，以后关井(a点)，井口压力缓慢上升(图6-17)。

气、水同产井：气井产水时，由于井内液柱影响，油压与套压将表现出明显的差值。图6-18为气、水同产时的采

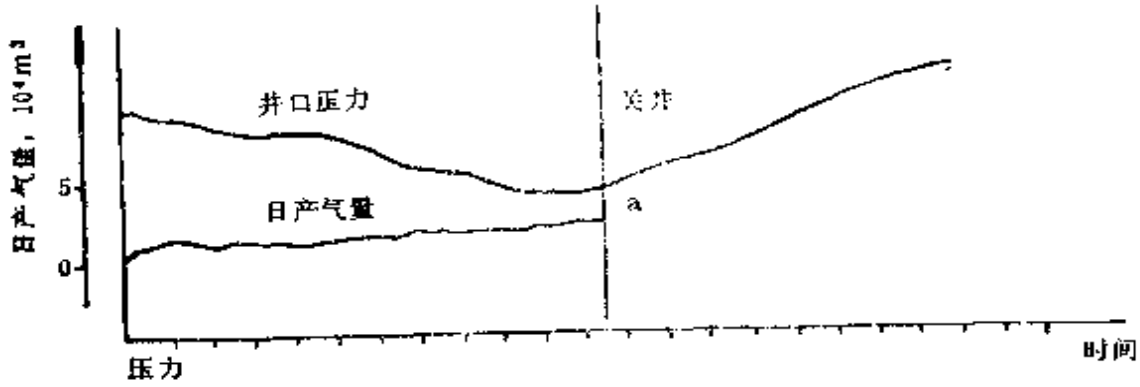



图6-17　某气井采气曲线

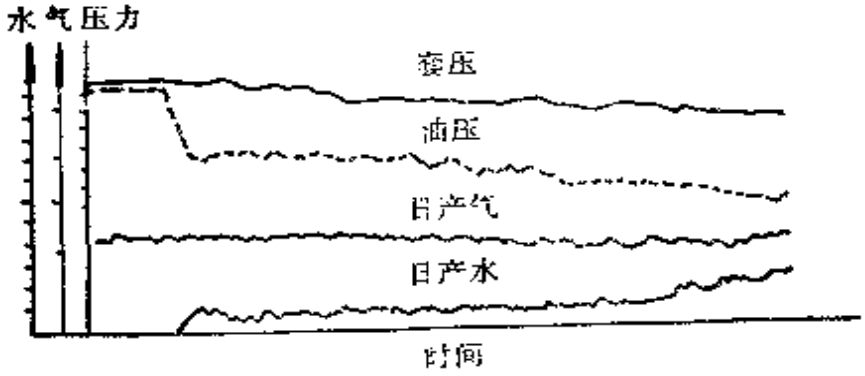



图6-18　气、水同产井的采气曲线

气曲线。当井内出水时，由于油管内水柱影响，油压显著地下降，油、套压有明显的差值。随着产水量不断增加，油压下降相对增快，油、套压之间的差值逐渐增大。

3．利用试井资料分析流动状态

利用稳定试井和不稳定试井的解释资料分析气井生产及地下流动状况是一种最重要的手段。

稳定试井的资料可以整理成产气方程，即指数方程或二项式方程，其表达式分别为：

$$q_g = J_g(P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$\frac{P_f^2 - P_{wf}^2}{q_g} = A + Bq_g$$

式中 n——渗流指数；

A——摩阻系数，与流体、岩石性质有关；

B——惯阻系数，与流体、岩石性质及渗流方式有关。

按照这两种产气方程可以定压求产，也可以定产求压，来预测生产动态。

通常稳定试井的资料整理成指示曲线，可以直观地反映压力、产能的变化。图 6-19表示几种不同的情况。

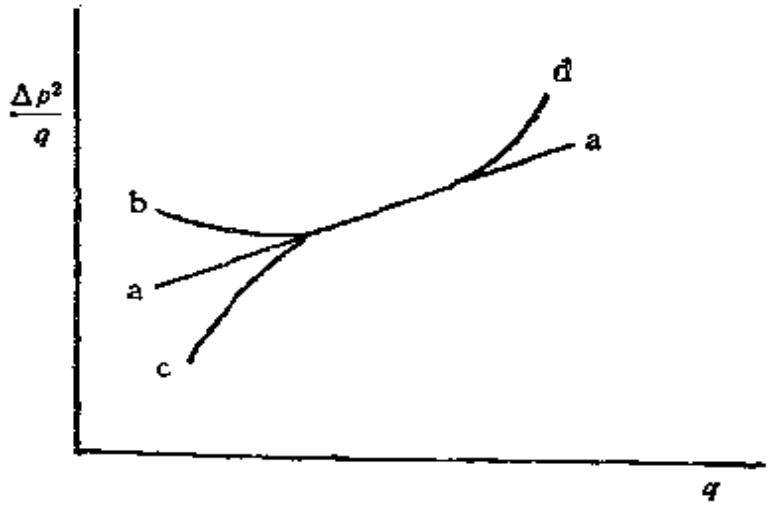



图6-19 常见的气井指示曲线

图中a-a为直线型表示正常指示曲线；b为下弯(凹)型，可能井底有积液；c为上弯(凸)型，测试时压差偏小或气量偏大；d为上撬型，可能有水侵入或砂堵等。

利用压力恢复曲线的资料可以计算地层压力，还可以判断井附近的地质情况。图 6-20中的a表示井的渗透率好，关

井后压力恢复快；b表示渗透性差，关井压力恢复较慢；c表示井为多层生产或是双重介质渗流。

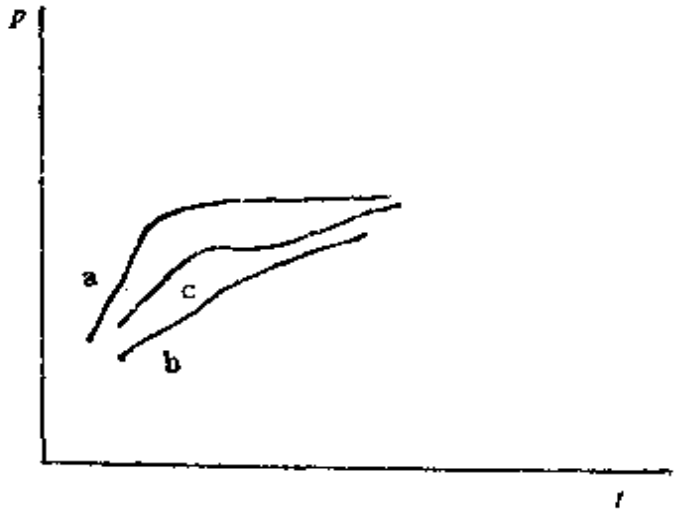


图6-20 常见的气井压力恢复曲线

如果对气田部分气井定期测定或在措施前后测压力恢复曲线，可以分析曲线的位置和形状判断地下的变化过程，有助于人们正确认识和采取有效的改造措施。

## 三、不同类型油井合理工作制度的选择

### (一) 自喷井合理工作制度的确定

油井的合理工作制度，主要是指合理的生产压差(又叫采油压差)，即在目前油层压力下，油井以多大的生产压差进行工作。油井的合理工作制度是根据不同的开发条件来确定的。

1. 注水开发油田的自喷井合理工作制度

(1)保持较高的采油速度，在稳定生产的情况下，油井采油速度计算公式是：

$$\text{采油速度} = \frac{\text{日采油量} \times 350}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

式中的350是一年中除了测压、维修外的正常生产天数，

可根据油田具体情况而定；地质储量为单井控制储量。

采油速度是衡量油井开采好坏的重要指标，为满足国家的需要，应当在合理开发油田的前提下，尽可能地提高单井的采油速度。

（2）要保持注采、压力平衡，使油井有旺盛的自喷能力。注水开发的油田其地层压力保持的水平，要根据各油田的具体条件确定。有些油田采用早期、内部分层注水的开发方式，可以使油层压力长期保持在原始地层压力附近，有利于实现稳产、高产。而有些油田地层压力可以降至饱和压力附近。

（3）要保持采油指数稳定，不断改善油层的流动系数，这是使原油产量保持在一定水平的重要条件，采油指数的计算公式为：

$$\text{采油指数} = \frac{\text{日采油量}}{\text{生产压差}}$$

（4）确定合理生产压差，合理地利用地层能量，并且保护油层结构不受破坏。生产压差是目前地层压力与流动压力之差。压差过大，井底附近流量增加，过分地冲刷油层，会使油层坍塌。根据油层情况，应规定原油含砂量不超过一定的百分数值。

（5）对于饱和压力较高的油田，要合理控制流动压力，不使流动压力低于饱和压力过多，而产生井底及其附近的严重脱气。

（6）确定的油井工作制度使井的注采合理，避免过早见水而缩短无水采油期和减少无水期采出程度。

考虑了上述各种要求所确定的工作制度，即认为是合理

的，但"合理"是相对的，工作制度应以充分发挥油层潜力为前提，随着生产情况和技术状况的改变而变更。

2. 非注水开发油田自喷井合理工作制度的确定

靠天然能量生产的油井，其合理的工作制度应根据试井及采油资料来确定，原则上是以合理利用地层能量，保持生产稳定为准。

现场确定合理工作制度，一般依据系统试井，即稳定试井的结果(图 6-21)。

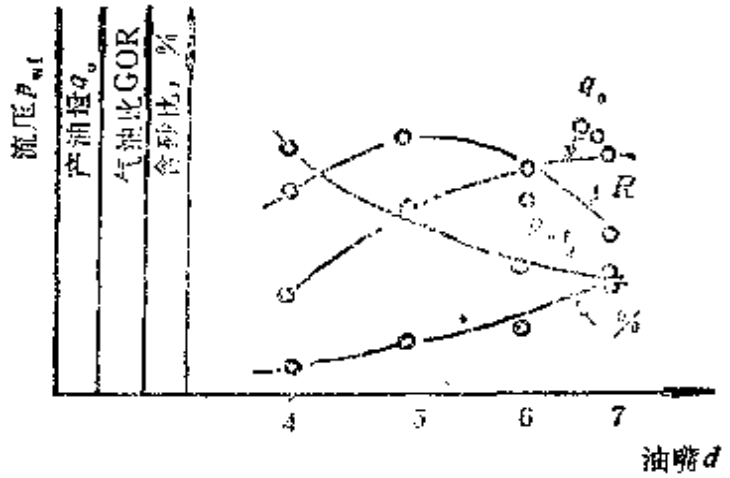



图6-21 系统试井曲线

根据图 6-21中各参数随油嘴直径不同的变化，可选择产量较高、油气比较低、井底流压较为合理(要考虑流饱压差)、含砂、含水较少，能够稳定生产的工作制度，在图中 6 mm油嘴为较好。

根据上述原则确定的合理工作制度，在必要时应当调整。

### (二) 抽油井合理工作制度的选择

抽油井的工作制度，就是多大的泵径、泵挂深度、冲

程、冲数以及开井时间等来控制生产压差。

抽油井的合理生产压差，也是通过系统试井来确定的。抽油井的系统试井是通过改变抽汲参数，求得在不同生产压差下油井的产量、油气比、油水比、出砂量的变化。然后对这些资料进行综合分析对比，考虑以下因素来选择出合理的生产压差。

1)不破坏油层：即在选定的压差下，一般应使原油含砂量在0.2%以下，井内砂面上升缓慢或有稳定砂面。

2)充分利用地层能量：要使泵的抽汲能力与油层供液能力相适应。

选择合理工作制度的步骤是：首先确定出合理的生产压差，然后根据选定的生产压差确定泵深，泵径冲程、冲数的合理配合。

1. 合理生产压差的确定

根据系统试井后得到的不同生产压差下的产液量、含水率、油气比、出砂量、示功图、动液面等项资料，进行综合分析。通常选取产量较高、油气比较低、含砂量小，含水率低的生产压差，表 6-16是某井的系统试井结果，从表中数据看，生产压差取1.5MPa为宜。

如果没有系统试井资料，可根据经验或邻近相似条件井的资料，选择合理的生产压差，以后在生产中再进一步验证和调整。

2. 下泵深度的确定

泵的下入深度，是选择抽油机和抽油杆的主要依据。当通过系统试井，确定了合理的生产压差之后，便可以确定下泵深度，计算公式如下：

表 6-16　某井系统试井数据表

| 生产压差 MPa | 产油量 t/d | 含水率 % | 油气比 $m^3/t$ | 出砂情况 |
|---|---|---|---|---|
| 1.0 | 3.8 | 20 | 30 | 含砂微量，无砂卡 |
| 1.5 | 4.5 | 20 | 35 | 含砂0.1%，无砂卡 |
| 2.0 | 5.2 | 25 | 40 | 含砂0.4%，经常砂卡 |
| 2.5 | 5.3 | 25 | 40 | 砂卡严重，油井不能正常生产 |

$$D^{*}_{泵} = D - \frac{10(p_t - \Delta p)}{\gamma_o} + D_{沉}$$

式中　$D_{泵}$——泵下入深度，m；

$D$——油层中部深度，m；

$D_{沉}$——泵沉没在动液面以下的深度，即沉没度，m；

$p_t$——油层压力，0.1MPa；

$\Delta p$——合理生产压差，0.1MPa；

$\gamma_o$——原油相对密度。

沉没度的选择，是保证泵效的重要措施之一。在正常条件下，油气比小于$80m^3/t$，定时或连续放套管气生产时，沉没度应大于50m；液面较低的小产量井，沉没度可减到10～20m；井中产气较多、控制套管压力生产时，沉没度应大于150m；对于出砂较多而有可能形成砂堵的井，则应相应减小下泵深度；对于产量高，原油粘度大的井，沉没度还要更大一些，以便保持较高的充满程度。

*注意公式中忽略了油套环形空间动液面的回压。

若油井含水，不论油水是否出自同层，其生产特点是油、水界面在泵的入口处稳定下来。

这时下泵深度的公式为：

$$D^*_{泵} = D - \frac{10(P_i - \Delta P)}{\gamma_L} - \frac{D_{沉}\gamma_o}{\gamma_L}$$

式中 $\gamma_L$——井筒中混合液柱的相对密度。

对比油井含水和不含水的下泵深度计算式可知，因为$\gamma_{液} > \gamma_{油}$，所以油井含水时的下泵深度大于不含水时的下泵深度。

对于纯水和高含水的油层应实行分采或封堵措施。

在含气井内确定沉没度时，主要应考虑如何减少气体对泵的影响。原则上来说，沉没度越大，泵的充满程度越好。但在动液面深度保持一定的条件下，要加大沉没度，就必须加深泵挂。这样不仅会增大悬点载荷，还会增加冲程损失，不利于提高泵效。所以在动液面深度保持一定的条件下，并不是沉没度越大越好，而是有一定的合理界限。

各油田具体情况不同，要求沉没度的大小也不同，应根据油田具体情况，通过试验确定。

3. 确定泵径、冲程、冲数的合理配合

（1）确定泵径 选择泵径的原则是在保证油井配产的条件下，尽量选用小泵径。否则，导致液柱负荷增大，增加冲程损失，抽油杆直径增大，驴头负荷增加。但是遇到某些特殊情况，如开采稠油或乳化原油时，应采用大泵径，以降低油液进泵的阻力，提高泵效。

---

*式中忽略了油套环形空间动液面的回压。

合适的泵径通过数学计算选出，当$S=2\lambda$（$\lambda$为上行时抽杆拉伸长度和油管缩短长度）时，在一定下泵深度和光杆冲程下，抽油泵能获得最大的排量，此时活塞截面积为：

$$A=\frac{SE\times10^4}{2\gamma_L D_{泵}^2\left(\frac{1}{A_1}+\frac{2}{A_2}\right)}$$

则极限泵径为：

$$d=\sqrt{\frac{A}{0.785}}$$

式中 $A$——抽油泵活塞的横截面积，$cm^2$；

$S$——光杆冲程，m；

$E$——钢的弹性系数，$E=2.1\times10^6 kg/cm^2$；

$\gamma_L$——井下液体密度，$kg/m^3$；

$D_{泵}$——下泵深度，m；

$A_1$——抽油杆横截面积，$cm^2$；

$A_2$——油管壁横截面积，$cm^2$；

$d$——抽油泵直径，cm（算出后一般化为mm）。

在确定泵径时，必须注意两个问题：第一，当其它条件不变时，若泵径增加超过了计算极限，则泵的排量并不增加，反而会因引起冲程损失增大而减少排量；第二，活塞面积与下泵深度的平方成反比，随着下泵深度的增加，所能采用的泵径减小。因此深井通过改变泵径来调整油井工作制度，就受到了限制。

（2）冲数的确定 当泵径和冲程不变时，增大冲数可以增加排量，特别在浅井上，可充分利用轻型抽油机。在抽油

杆强度允许范围内，采用增大冲数的快速抽汲法来提高抽油泵的排量。

但在井较深时，由于抽汲深度增加，静、动负荷相应增大，再增加冲数就不适宜了。因为当冲数过大时，会出现以下问题：抽油杆上载荷变化的频率高，会因疲劳增加抽油杆断脱；当抽油杆下行速度超过杆柱在液体中的自行下降速度，加上活塞向下时受到很大的摩擦力，使抽油杆柱下部纵向弯曲；杆柱的惯性负荷很大，容易损坏设备；增加磨损缩短泵的使用期限；活塞在工作筒中向上移动的速度比液体进入泵工作筒速度大时，工作筒内来不及充满液体，降低泵效；当活塞下行过快时，将撞击液面而引起杆的振动。冲数太小将使排液减小，增加漏失量。

综上所述，根据要求对于浅井，冲数可适当增大，而深井，冲数则宜小不宜大，一般冲数应分别取10、7次/min左右为宜。

（3）确定冲程　在泵径和冲数受到限制的情况下，常采用长冲程少冲数的工作方式，来达到增大抽油泵排量的目的。长冲程有如下优点：因凡尔、活塞及工作筒磨损较小，可提高泵的使用期限；降低了抽油杆上载荷变化的频率，可减少抽油杆的断脱事故；缩小了余隙体积的比例，减少了气体的影响；磨损的泵减少漏失；可缩小冲程损失的比例，减少冲程损失对泵效的影响；在出砂油井中，为了将砂子带到地面和防止油层出砂，防止砂卡，常采用小尺寸的油管，可以补偿换小管（即小泵径）而减少的产量。其缺点是：需大型而价格高的抽油机和长泵；因增大冲程，使减速箱的扭矩加大，需较大功率的电动机。

抽油杆柱运动加速度与重力加速度的比值（$\frac{\alpha}{g}$）称为“动力因素”，用$m$表示：

$$m=\frac{Sn^2}{1790}\left(1\pm\frac{\gamma_o}{D_{泵}}\right)$$

式中 $m$——动力因素，上行用加（+），下行用减（-）；

$S$——泵的冲程，m；

$n$——泵的冲数，次/min；

$\gamma_o$——原油密度，kg/m³；

$D_{泵}$——下泵深度，m。

很明显，动力因素即意味着惯性载荷随冲程长度及冲数的平方成正比例的增加，过分地增大$m$会使抽油杆的加速度超过重力加速度，这样就有发生事故的可能。实际应用上，动力因素不超过0.5。

总之，根据以上的分析情况，在确定$d$、$S$、$n$的组合时，应在满足产量要求的前提下，尽量坚持长冲程，小冲数，小泵径的原则。

按着上述原则在选择冲程、冲数、泵径的组合时，是采用试算的方法，经第一次查图、查表、计算后，符合要求则可用。若不符合，修改参数后再次查图、查表、计算，直至合适为止。根据冲程、冲数、泵径的组合，可以决定排量的大小：

$$q_b=\frac{\pi}{4}d^2\cdot S\cdot n\cdot\eta$$

式中 $q_b$——泵的排量，m³/min；

$d$——泵径，mm，计算时换算为m；

$S$——冲程，m；

$n$——冲数，次/min；

$\eta$——泵效。

### （三） 间歇抽油井合理工作制度的选择

有些油井产量很小，在现有设备的最小参数组合下，抽油泵的抽汲能力远大于油层的供油能力。这类井只能采取间歇抽油的方式生产。所谓间歇抽油，就是按一定规律进行周期性的抽油或停抽。采取间歇抽油应考虑以下两个问题。

1）根据地层条件选井，具有较低的采油指数，以及较高的静止液面，且出砂量极微的井，应采取间歇抽油。

2）选择合理的间歇抽油制度，确定合理的停抽和抽油时间，以便提高油井的产量，并能合理地缩短抽油时间。

确定开关井的方法有三种：

1）观察法　这种方法一般是先将井停抽12或24h，然后开抽观察出油情况，最好配合单独量油，直到不出油为止，从而计算出抽油时间，然后在停抽，数小时后，再开抽至井不出油为止。通过如此多次观察，即可摸索到较为合理的抽油和停抽时间。

2）示功图法　这种方法是先将油井停抽，待液面恢复后，再开抽井连续测示功图（图6-22）。这是在泵的充满系

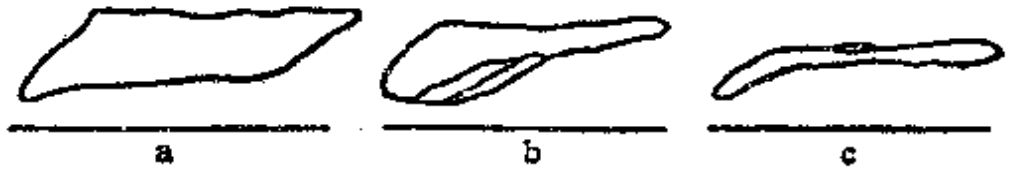



图6-22　间抽井不同时间测得的示功图

a—刚开抽时测得的示功图；b—抽油过程中测得的示功图；

c—出油很少时测得的示功图

数从大变小时，所测得的示功图。

图形从a变到c的时间为抽汲时间，图形变到c时，泵的充满程度已很低，油井产量很小，应停抽恢复液面。通过如此反复试验，可以找到合理的开抽和停抽时间。

3)液面法　当油井停抽时，用回声仪测动液面，每隔一定时间测一次，以求得液面上升资料，并根据这些资料，作出液面上升曲线。如图6-23所示。曲线从B点以后开始逐渐平缓，这是由于液栓回压逐渐增加，油层流出的液量逐渐减少的缘故。B点也是由直线变为曲线的转折点。由B点向横坐标作垂线得到线段OA，所经过时间为t，这就是停抽时间。

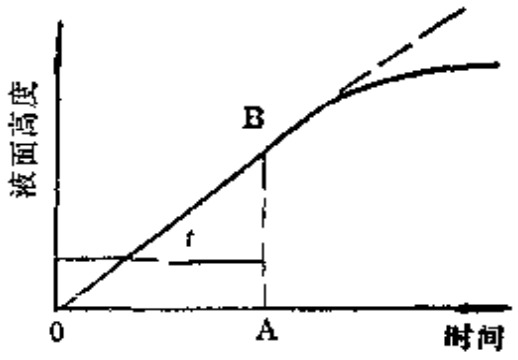


图6-23　液面恢复示意图

确定间歇井开、关井时间，一般都是先根据平时摸索到的资料，初步制定一个开、关井时间。然后再根据系统试井资料来验证其是否合理，若不合理再通过试验预以调整。

间歇抽油井系统试井，就是在每一个开关井周期内系统测出其产量、示功图、动液面三项资料，然后对这些资料进行综合分析，得出合理的开、关井时间。

图6-24是某井为了上述目的所整理的资料结果，将结果绘在图上，称为间歇抽油井的系统试井曲线。

图中产液量是开井时通过单独量油得到的每小时产液量，动液面曲线绘出了泵在不同时间的沉没度，充满系数是通过每隔一小时测得的示动图求得的(图6-25)。

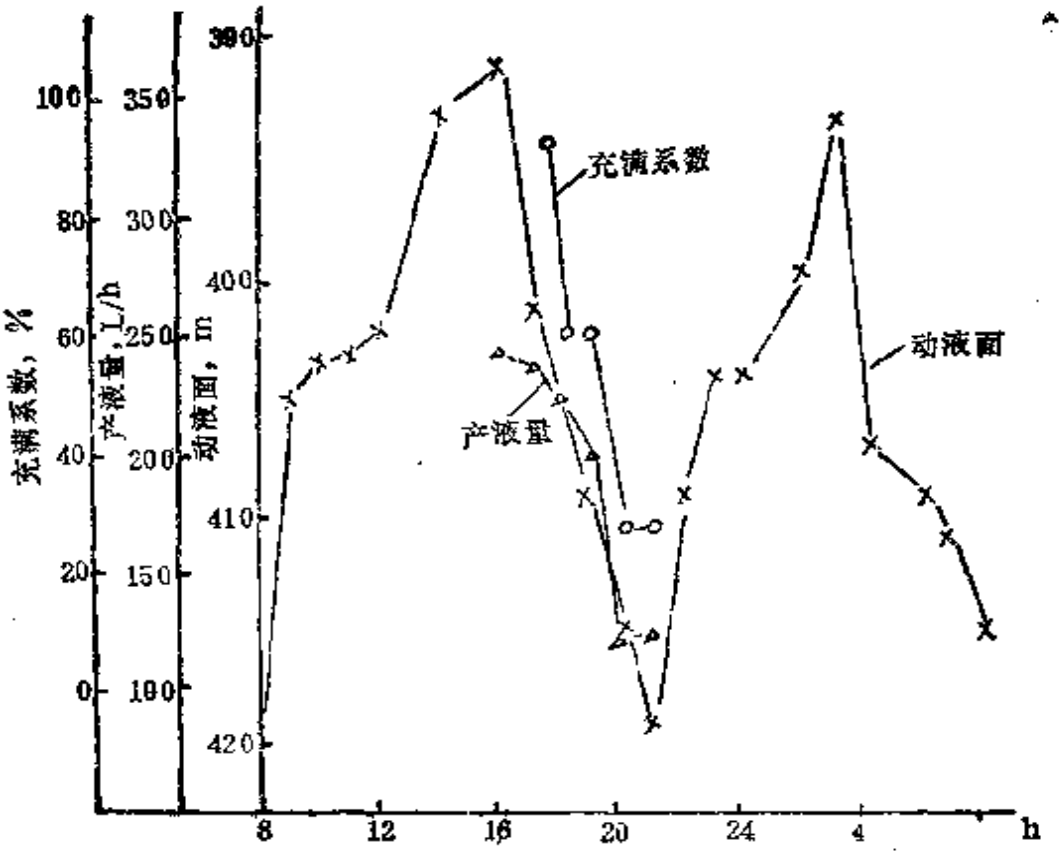



图6-24　某井系统试井曲线

泵的充满系数等于活塞的有效行程与活塞行程之比的百分数，即：

$$\beta = \frac{S_e}{S} \times 100\%$$

式中　$\beta$——泵的充满系数，%；

$S_e$——泵的有效行程，mm；

$S$——活塞行程，mm。

分别从图中量得各个图形的$S_e$，$S$代入公式，就可算出不同时间的泵的充满系数。

例如：在16：00时测得的示功图上量得

$S=25\text{mm}$，$S=43\text{mm}$，则充满系数：

$$\beta=\frac{S_0}{S}\times 100\%=\frac{25}{43}\times 100\%=58\%$$

将充满系数依次画在曲线图上，待系统试井曲线画好，就可进行分析。经过单井产量、动液面、充满系数等资料的综合分析，确定出该井每昼夜开井10h（3～8：00，16～21：00），其余时间停抽。又通过试井和生产验证，该井工作制度基本合理。

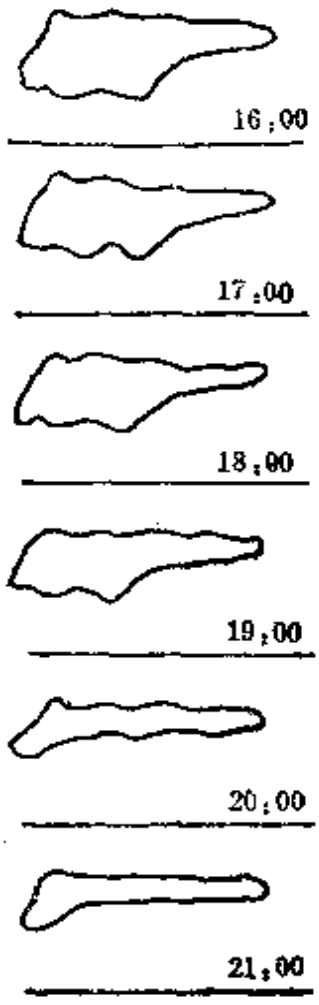


图6-25 某井系统试井测得的示功图

但是必须明确无论是常抽井还是间歇抽油井的工作制度，其合理性都只能是某一个时期的。因为油层的供液情况，设备工作效率，油井结蜡，出砂、产气、含水、含盐等情况都在不断发生变化。为使抽油井始终处在合理压差下生产，并实现长期稳产，仍然要定期取全取准有关资料，经常进行分析，以便根据变化了的情况，提出新的下泵深度，选择泵径、冲程及冲数进行组合，重新确定间歇抽油井抽油及停抽时间等。

067515




### （四） 气井合理工作制度的确定

1. 气井合理产量的确定原则

首先由气井的生产能力和采气速度的关系出发，速度过大，井超负荷生产会使效果变差；速度过小、达不到需要量也会延长开采期。一般情况下采气速度在3％～10％之间。

其次气井的产量应当能保证较长时间的稳定供气。在气井无阻，流量随开采时间下降的情况下，产量也会逐渐下降，所以初期的产量不适宜过高。

当气井产量过高和生产压差过大时，高速气流会破坏井底结构。因此在确定产量时应以井不出砂，不垮塌为生产压差的最大界限。特别是边水、底水活跃的气田，气井的生产压差不宜过大，以免造成边水的舌进和底水的锥进。

2. 气井的合理工作制度

气井的工作制度确定时，可以定产量确定生产压差，也可以定生产压差确定产量。前者多用于开采初期，后者用在后期。

具体确定时要进行稳定试井求产气方程式，按照产气方程计算井底热压为0.1MPa时的产量，称为气井的无阻流量。根据气田生产实践，一般取无阻流量的15％～25％作为初期生产的合理产量。生产过程中，通过不断放大油嘴或开大针型阀的度数，加大生产压差，保证气井的稳定生产。