

目 录

结论	1
第一篇 采油地质基础	15
第一章 油气藏和油气田	17
第一节 油气藏的基本概念	17
第二节 油气藏的类型	18
第三节 油气田	22
第四节 世界油气资源概况	24
第二章 沉积相研究在开发地质中的应用	26
第一节 油田沉积相研究的内容和方法	26
第二节 油层划分与对比	29
第三节 大型湖盆三角洲的沉积模式和砂体类型	33
第四节 沉积相研究在油田开发中的应用	48
第三章 油层的物理性质	51
第一节 油层的岩石结构和构造	51
第二节 储集层岩石的孔隙性及孔隙结构	54
第三节 油层岩石的渗透性	60
第四章 油层岩石和流体相互作用的基本性质	64
第一节 岩石表面的润湿性	64
第二节 毛细管压力曲线及其应用	66
第三节 相对渗透率曲线	72
第五章 油藏的压力系统和温度	77
第一节 油藏的压力系统	77
第二节 油藏的温度及油层岩石的热学性质	80
第六章 油藏的天然能量	83
第一节 天然水驱能量的分析和计算	83
第二节 弹性能量的分析和计算	86
第三节 溶解气的能量分析和计算	87
第四节 气顶能量分析和计算	88
第七章 石油及天然气地质储量计算	92
第一节 地质储量概述	92
第二节 地质储量计算方法	93
第三节 地质储量参数研究	99
第四节 地质储量的核实	105
第五节 地质储量评价	107
第二篇 油藏动态监测	109
第一章 油藏动态监测概述	111
第一节 动态监测的内容	111

第二节 建立动态监测系统	113
√ 第二章 试井方法及应用	115
第一节 稳定试井理论及应用	115
第二节 压力恢复曲线分析及应用	118
第三节 多井试井资料分析及应用	137
第三章 开发测井方法及应用	145
第一节 生产井产出剖面的测井方法及应用	145
第二节 评价生产层测井方法及应用	158
第三节 注水井吸水剖面测井方法及应用	166
第四节 工程测井方法及应用	176
第四章 油、气、水室内分析化验	190
第一节 原油性质化验分析	190
第二节 地层原油物理性质分析	198
第三节 地层水和注入水性质化验方法和仪器	200
第四节 天然气性质化验分析方法和仪器	210
第五节 示踪剂的化验分析方法	213
第五章 取心检查井的资料录取和整理	216
第一节 取心检查井的种类和井位部署	216
第二节 检查井取心方法和技术要求	218
第三节 岩心观察分析项目及资料整理方法	223
第四节 应用岩心资料判断水淹层和确定驱油效率的方法	228
第三篇 油藏生产地质管理	233
第一章 油田地质管理	235
第一节 油田动态资料的录取和整理	235
第二节 油田动态分析的内容和方法	251
第三节 年度采油计划与配产配注方案的编制	264
第四节 油田地质的分级管理制度	270
√ 第二章 油井地质管理	273
第一节 自喷井地质管理	273
第二节 机械采油井的地质管理	288
√ 第三章 注水井地质管理	304
第一节 水质对油层的影响和水质标准	304
第二节 注水井的排液、洗井和试注	306
第三节 合理配注方案的编制	307
第四节 注水井动态分析	310
第四章 井下技术作业地质管理	320
第一节 井下技术作业地质管理工作的任务	320
第二节 井下技术作业地质设计方案	321
第三节 井下技术作业工艺技术	323
第四节 依据地质条件选择增产增注工艺技术措施	330
第五节 资料验收	336
第六节 井下技术作业效果分析	338
第七节 开发试油	351

第四篇 油藏地质及动态变化	355
第一章 采油过程中油层性质的变化	357
第一节 油层岩石表面润湿性的变化	357
第二节 油层孔隙结构的变化	360
第三节 油层温度的变化	366
第二章 采油过程中油、气、水性质的变化	375
第一节 地层原油的流变性质及其变化	375
第二节 地层原油常规高压物性参数的变化	378
第三节 地面油、气、水性质的变化	381
第三章 采油过程中压力的变化	393
第一节 地层压力和流动压力的变化	393
第二节 不同开采条件下各种压力的合理界限	400
第四章 采油过程中裂缝和断层的变化	409
第一节 采油过程中油藏断裂的变化	409
第二节 采油过程中断层复活的条件及断裂活动的控制	416
第五章 采油过程中油层内油水的分布规律	420
第一节 影响油层内油水分布状况的主要因素	420
第二节 地下油水分布的研究方法	426
第三节 不同类型油层地下油水分布特征	430
第六章 采油过程中生产动态的变化	450
第一节 油田生产能力的变化	450
第二节 油层吸水能力的变化	452
第三节 油井和油田含水率的变化	454
第四节 油井和油田产液量的变化	459
第五篇 油藏开采过程中的预测和调整	465
第一章 油田开发阶段划分	467
第一节 开发阶段划分的依据和方法	467
第二节 不同开发阶段的地质开发特征和开发效果预测	473
第三节 几个主要影响因素的讨论	475
第二章 油田动态指标预测方法	480
第一节 油田稳产期内产量自然递减的预测方法	480
第二节 油田稳产期的预测方法	486
第三节 油田产量综合递减阶段的预测	491
第四节 抽油机井的产量预测方法	496
第五节 不同开发阶段经济指标预测方法	503
第三章 油田综合调整方法	510
第一节 油田综合调整的任务和原则	510
第二节 油田综合调整的内容	511
第三节 不同开发阶段适用的调整方法	515
第四章 开发层系、井网适应性分析	521
第一节 开发层系、井网适应性概述	521
第二节 开发层系适应性分析	527
第三节 注水方式适应性分析	538

第四节 开发井网适应性分析	547
第五章 开发层系、井网的调整	557
第一节 油田开发过程中开发层系、井网调整的必要性	557
第二节 调整对象的选择	558
第三节 调整层系的组合与划分	564
第四节 注水方式和合理井距的确定	570
第五节 调整方案开发指标预测方法	574
第六节 调整井射孔方案的编制	586
第六篇 油田开发现场试验研究	595
第一章 为合理开发油田开展的试验	599
第一节 试验的目的和特点	599
第二节 矿场试验实例——高台子油层开发试验区	600
第二章 为认识油田开发问题开展的试验	602
第一节 试验的目的与条件	602
第二节 矿场试验实例——杏一区东部降压开采试验	603
第三章 改善油田开发效果的试验	605
第一节 试验的目的与特点	605
第二节 矿场试验实例——中区西部开发试验区	605
第四章 提早认识油田开发全过程试验	609
第一节 试验的目的与特点	609
第二节 矿场试验实例——大庆油田“小井距”注水开发全过程试验	610
第五章 提高油田采收率的试验	615
第一节 影响油田采收率的因素	615
第二节 矿场试验实例	616
第六章 工艺效果试验	624
第一节 试验的目的和特点	624
第二节 矿场试验实例	624
第七章 试验区的选择及应注意的问题	626
第一节 试验区的选择	626
第二节 试验的观察与分析	627
第三节 矿场开发试验应注意的几个问题	629
本书采用单位与法定单位对照表	631
参考文献	632

绪 论

《采油地质工程》主要是介绍油藏投入开发以后，采油过程中的油田地质管理方法、油田开采动态变化规律和改善油田开发效果的途径。

从近代石油工业兴起以来已经有一百二十年了。随着石油工业的发展，许多石油地质专家和学者，积累了许多经验，进行了大量的研究工作，创立和发展了一系列石油地质学科，例如石油地质学，油矿地质学，石油开发地质学等等，但总的来说，这些学科都是石油勘探过程中到油藏开发前的各种理论学科。对油藏投入开采后的地质及开采动态变化，涉及比较少。例如，通常讲的石油地质学，主要研究油气生成、运移、聚集及油气藏特点及油气藏分布规律，这门学科的意义在于指导石油勘探，以便做到最经济、最有效地找到油气田。通常讲的油矿地质学，则是油气藏投入开发之前，研究油气藏类型、储集层和地下流体的原始状态及物理性质、储量分布及估算的一门学科。这门学科的意义在于为合理开发油气藏提供地质基础。通常讲的油藏工程学，与我们讲的采油地质工程也不同。油藏工程学是以渗流力学为基础，以数学方法为主要手段来研究油水运动的过程，由于它把千变万化、非常复杂的地下情况加以理想化、模式化，在这个基础上研究油水运动规律，因而有时不可能比较具体地、细致地描述地下的变化规律，使这门学科在指导生产实践方面有一定的局限性。因而，需要有一门新学科，更全面、更具体地来研究油气藏开采过程中的地下变化，用来指导油田开发，改善油气藏的开发效果。通过长时期的油田开发现场实践和理论研究，这个领域里已经积累了相当丰富的资料，形成了一套比较完善和成熟的研究方法和手段，逐步具备了形成一门新学科的条件。《采油地质工程》就是专门研究油气藏投入开发以后地质管理方法及开采动态变化规律的一门学科，它要研究在开采过程中，油田动态的变化、油、气、水性质的变化、饱和度的变化、压力系统的变化、油层物理性质的变化、油藏构造、结构方面的变化等。通过掌握这些变化规律，来采取相应的调整措施，从而达到改善开发效果、提高采收率的目标。因而，也可以说，采油地质工程是在一系列石油地质学科的基础上发展起来的。石油地质学和油矿地质学的理论是采油地质工程的地质基础，油藏工程学的理论是它的工程理论基础，他们都与采油地质工程有着密切的联系，采油地质工程是上述这些学科的新发展。

本书主要是根据大庆油田开发二十五年的大量矿场资料和理论研究，并试图把石油地质学和油藏工程学的基础理论有机联系起来，来阐明《采油地质工程》的研究对象，研究内容，研究方法，研究手段，以及大庆油田开发过程中所取得的主要成果。

回顾大庆油田二十五年的开采历史，我们在油田开发上所采取的方针、政策是正确的，所采取的一系列具体措施，也基本上是正确的。大庆油田1976年原油产量上五千万吨已经稳产了九年，预计还可以继续稳产，对我们社会主义建设做出了很大贡献。国外一些石油专家认为，大庆油田的开发，是一种成功的“模式”，充分地给予了肯定和赞扬。但是，人的认识通过不断的实践，总是在不断提高的。总结我们整个油田开发过程中的经验，在成功的经验中，通常包含着许多不成功的教训。只有客观地总结这些经验和教训，才有助于

指导我们以后的工作。

在油田开发方面，在“早期内部切割注水、保持压力、自喷开采，要在一个比较长的时间内实现稳定高产，争取达到较高的最终采收率”这个总的开发方针指导下，油田开发取得很大成就，并在油田储油层的认识上，在油田开发系统部署上，在油田高产稳产的问题上，在油田动态变化规律上，在油田开发试验和油田资源潜力的认识上，也有一些新的发展和提高。

一、关于油藏储油层性质的认识

大庆油田详探阶段开始就十分重视对油层性质的研究工作，以每2~3平方公里一口井的密度钻了取心资料井，并进行了分层试油；大量资料的取得为油层研究和开发设计奠定了牢靠的基础。

油田开发初期用“旋回对比，分级控制”方法进行单油层对比，1962年提出“油砂体”是组成砂岩储油层的基本单元，并把大庆油田萨尔图油层和葡萄花油层在纵向上分为五个油层组，15个砂岩组和45个小层。平面上每个小层又分为若干个油砂体，每个大的开发区都有几千个油砂体，并绘制了油砂体平面图和剖面图。

上述对油层性质的研究是建立在大庆油田储油层是属于湖相沉积这一认识基础上的。

在采油过程中逐渐发现，注入水在地下的运动与油砂体图不完全一致，而且区与区、层与层之间油水运动的规律也有较大的差异。尤其是主要油层从北向南各开发区的开采特点、水淹特点、开发效果明显不同；从微观的孔隙结构、层理构造、粒度韵律性等也不相同。

1974年以来，在过去油田开发地质研究的基础上，抓住了大庆油田储油层主要是原生孔隙为主的碎屑沉积岩这一特征，因此其分布状况和内部性质主要决定于当时的沉积环境。从而深入、系统地开展了油层沉积相的研究。沉积相即岩相古地理的研究在国内外已有很长的历史，但大都是为勘探找油服务。而在油田投入注水开发以后，如何使这项研究工作进一步为认识油田和改造油田服务，还为时不长。大庆油田以开发井网条件下的大量岩心、测井和生产动态资料为依据，以沉积理论作指导，以现代沉积资料为借鉴，确定储集层的沉积机理，研究储集层沉积时的环境，从沉积成因上认识油层的分布规律和内部性质，并结合油层动态资料认识油水运动特点和油田潜力分布。目前已经完成了萨、葡油层中几个砂岩组的详细研究和高台子油层的整体认识工作，取得了各油层的沉积环境、沉积模式、砂体类型、宏观非均质、水淹特点、井网控制程度和储量比例等方面的系统资料。主要有以下几点认识：

1. 大庆油田萨尔图、葡萄花、高台子油层是松辽大型陆相湖盆中的一套河流-三角洲沉积。

白垩纪中期松辽盆地是一个大型内陆湖盆，主要河流沿盆地长轴方向自北而南流入湖泊，大庆油田的储油层是大型陆相湖盆的河流-三角洲沉积。由于湖岸线不断迁移，河湖频繁交替，湖水进退幅度大，河流又经常摆动，这一特定环境，使所形成的砂、泥质沉积物具有明显的多旋回性、平面分带性和严重的非均质性。油田北部以河道砂为主，向南逐渐演变成席状砂。

2. 三角洲沉积模式具有大型浅水湖盆的特点

单一三角洲叶状体薄而广布，具有众多的分支河道和广阔的前缘席状砂，形状象一片树叶。因为大型浅水湖泊的能量与海洋相比要弱得多，因此与入海三角洲相比，大型浅水湖盆三角洲有以下几点重要特征：

- (1) 三角洲均以建设性为主；
- (2) 不发育反韵律的大型河口砂坝或指状砂坝；
- (3) 砂质沉积物可以直达湖盆中心；
- (4) 三角洲连续沉积过程中垂向上相序可以不连续。

3. 大庆油田河流-三角洲沉积的油层主要由八种不同成因的砂体所组成

这八种砂体是曲流点坝砂体、高弯曲分流砂体、低弯曲分流砂体、分流间席状砂体、水下分流砂体、内前缘席状砂体、外前缘席状砂体和滨外坝砂体。它们的几何形态、油层性质、内部结构和开发特点各有区别。其中非均质较严重的厚层条带状河道砂体，具有沿主体带底部优先水淹，初期水淹厚度小，驱油效率不均匀，含水上升速度快的特点。而相对均质的低渗透薄层席状砂的特点刚好与河道砂相反。

4. 储油层沉积相研究在开发中的作用

储油层沉积相研究在开发中的作用主要体现在以下几个方面：

- (1) 加深了对油层连通状况的认识；
- (2) 有助于油水运动特点和潜力分布情况的分析；
- (3) 有效地判断纵向上油层发育特点的差异，指导油田分层开采和开发层系调整；
- (4) 准确地预测不同类型砂体的平面分布，指导井网加密调整。

总之，油层沉积相研究建立了大型浅水湖盆三角洲的沉积模式，揭示了湖盆三角洲与海三角洲的差异、以及湖盆三角洲的砂体类型，非均质特点和油水运动特点，逐步探索出一套在油田开发中进行油层研究的方法和途径。

二、关于早期注水，保持油层压力水平

大庆油田在投入开发初期，针对油田面积大、边水能量不活跃以及弹性能量小的特点，吸取了国内外油田开发的经验教训，提出早期注水，保持油层压力的开发方针。这样做是想通过早期注水、保持油层压力水平能够：

- (1) 保持地层原油性质不发生变化；
- (2) 保持自喷开采，使开采工艺简化；
- (3) 使生产能力旺盛，以便达到一定的采油速度下保持较长时间的稳产。

二十多年的油田开发实践表明，上述目的基本达到，油田保持了较长时间的高产稳产，开发效果是比较好的。

随着油田新开发区的投产和老区含水的升高，对早期注水、保持压力水平有了一些新的认识。

1. 油田注水时间

并不是所有注水开发的砂岩油田均需早期注水，而是要结合油田的地质特征，充分考虑弹性能量和边水能量的利用，这样在新油田开发时，可以考虑晚注水，如龙虎泡油田就准备晚些注水。

2. 油层压力保持水平

油田要实现“自喷开采，长期稳产高产”，就必须始终保持较高的压力水平，随着油田进入高含水期开采后，继续提高压力，给油田开发带来许多困难。

第一，高渗透率油层已普遍大面积高含水，再提高油层压力，必然加剧对较低渗透率油层的干扰，油井出油厚度减少；

第二，提高油层压力必然要提高注水压力，而注水压力超过油层破裂压力之后，容易发生套管变形、错断等情况，造成不良后果；

第三，油层压力过高，使油水过渡带原油外流，或使带气顶的油藏原油进入气层，造成储量损失；

第四，油层压力过高，使老开发区钻调整井和油、水井施工等工艺技术复杂化。

因此，不能把油层压力提得过高，在保证一定的生产压差和产能时，压力保持水平尽可能低一些，其下限可以降至不低于饱和压力即可。从大庆油田情况看，油田北部饱和压力高，地层压力一般不超过原始压力，而油田南部压力还可以适当降一些。其数值取决于采油工艺能把油井流压降到什么水平。

从国外资料看，苏联早期注水开发的油田一般油层压力保持在原始压力附近或超过原始压力，他们主张在注水开发油田中把地层压力保持在接近于原始地层压力的水平是合理开发油田的重要条件。而美国一些油田，由于一次采油时油层压力大幅度下降，有的还长期处在低于饱和压力下开采，当进行注水二次采油时，只要求在一定注水压力下实现注采平衡，油井大泵抽油，因此对油层压力的保持水平和界限没有严格的要求。

三、关于注水方式和井网问题

油田开发初期，考虑采用内部横切割行列注水的理由是：油田面积大，构造平缓，边水不活跃，弹性能量小，边外注水不可能使油田全部面积受效；构造长宽比为3:1，横切割注水线较短，便于管理和控制；油层变化砂体沿伸方向和渗透率变化方向均沿长轴方向，横切割使注水线与大多数尖灭线垂直，且断层对横切割影响小。因此中区采用2.4公里切割距，二排注水井间夹三排生产井的注水方式。

1963年在编制南、北一区方案时，根据中区试验的实践，提出了对分布不稳定、砂体面积小、渗透率较低的油层组，采用四点法面积井网。它对差油层适应性较好，控制水驱储量，注水井吸水能力能满足要求。因此在北一区萨Ⅰ、萨Ⅲ、葡Ⅱ和南一区萨加葡Ⅱ组油层布500米井距的四点法面积注水井网，一直到1972年萨中地区调整时，对差油层加密井网，均采用了（反九点法）面积井网。

1972年编制喇嘛甸油田方案，提出对全部萨、葡、高油层采用一套井网，反九点面积注水的开发方案。其理由是行列井中间井排与第一排井矛盾较大；断层多，对行列注水不适应；后期调整比较灵活；井数少，油水井数比为3:1。

近几年反九点法井网注水量不足的问题突出出来，通过数学模型比较，认为五点法面积注水更优于反九点法；水驱控制程度高；采油速度高；井距也比较均匀。因此，在葡南方案中要求反九点法开采到一定阶段后，转为五点法注水；1983年编制的龙虎泡油田开发方案和杏北地区加密调整方案，均采用了五点法面积注水的方式。

从国外油田看，内部行列注水在苏联目前仍占主导地位，但切割宽度不断减少。这种方法可以选择油田任一地区首先投入开发，取得资料后，指导其它地区开发；同时可以利

用井排多的特点进行排间调整，争取获得较高的无水采油量。为弥补其不足之处，有时辅以点状注水。而西方国家如美国、加拿大，一般在二次采油中普遍应用面积注水，并多用五点法和反九点法。在美国以五点法面积注水最为普遍，其原因是五点法和反九点法与原来一次采油时的方形井网易调整；并认为一次采油后油井产能下降的地方，生产井周围应有几口注水井，否则油井增产幅度小。

从我们现在的实践看，大面积分布的高渗透率油层适于较大切割距行列井网注水开发，该方式调整主动，并留有余地（中间井排），有利于相互接替。而渗透率低、分布不稳定的油层，则适合于面积注水，吸水能力低的油层，更适于五点法面积注水。

四、关于层系细分和开发调整问题

大庆油田的储油层是陆相沉积的非均质多油层油田，初期井网是对主力油层和非主力油层中偏好的部分部署的，原井网对中低渗透率油层控制程度低，注水受效差，储量动用不好。因此，1972年在萨中地区部分区块进行加密调整时，其调整对象是将原井网中动用不好的油层全部抽出来，萨、葡合采，以反九点法面积井网均匀加密。对调整层射孔的原则是，除见水层及隔层调整不射外，其它属调整对象的层全部射孔，使调整井投产初期含水较低，但由于对这些层的沉积特征研究不够，现在看来调整层仍然划得较粗。

1978年以来，开始考虑到调整层系的进一步划分的问题，在萨北地区加密调整时，把在大合采时未动用油层中的葡Ⅱ组和高台子油层单独抽出作为一套调整层系，进行调整。

1981年开始注意到调整层系的沉积特征，即调整层中，沉积条件不同的油层分开调整，并在井网部署中考虑砂体的形态特征，对那些砂体宽度窄的条带状分布砂体，可在砂体延伸方向适当放大井距，而在垂直砂体延伸方向，井距适当缩小，以提高水驱控制程度。

1983年在以往调整的基础上，总结了加密调整的做法，对选择调整单元和组合开发层系进行分析，认为调整层系的细分，必须考虑以下几点：

1. 调整对象油层的沉积环境和砂体形态

对泛滥平原薄层砂、分流间薄层砂、内前缘相分流河道形成的较窄的薄层砂，因其厚度薄，物性差，分布窄，应采用较密的井网组成一套层系开发；而其它分布较广的砂体如内前缘相分布较广的薄层砂和外前缘相席状砂等，可另组合为一套层系开发，如一套层系厚度太大，还可细分。

2. 同一层系油层渗透率级差

对同一层系组合中，层间渗透率级差不得超过一定范围，减少层间干扰。如萨南地区油层渗透率级差超过5时，有62.2%的厚度不出油，而杏南地区油层渗透率级差超过3时，有86%的厚度不出油。因此，同一层系油层渗透率级差不能超过3-5为组合调整层系的原则。

3. 原油粘度和油层润湿性

同一套调整层系的原油粘度要接近，如果靠近水底的稠油段具有一定厚度，应单独细分为一套层系。大庆油田油层润湿性自上而下，从北向南，均由亲油向亲水方面变化，另外油层润湿性与渗透率高低有明显关系，低渗透率油层偏亲水，高渗透率油层偏亲油，在组合调整层系时要考虑这些因素。

国外也在开始重视细分开发层系问题，苏联1983年油田开发会议指出，细分开发层系在完善油田开发系统中占有重要地位。五十年代和六十年代那种把岩性和物性差别很大的油层组合为一个开发层系的设计方法，造成储量动用很不均匀。许多油田后来不得不在细分开发层系上做大量工作。

五、关于开采方式的转变和大生产压差采油

大庆油田成功的采用了早期注水，保持油层压力的开发方针，油层能量充足，自喷能力旺盛，在中低含水期，自喷开采表现出了很大的优越性。这是由于大庆油田饱和压力较高，溶解油气比也较高，粘度中等，油井具有较强的自喷能力，自喷开采可以充分利用这部分能量；同时地面设备简单，管理方便，电耗和作业工作量也较少，在开采初期，经济效益高。当油井见水以后，可以进行各种措施，使油田继续保持稳产。

但油田进入高含水期开采之后，油井产能下降速度加快，停喷压力上升，流压上升而生产压差缩小，如继续采用自喷开采，实际已难以实现稳产。因此提出开采方式的改变。

起初是把单井增产作为转抽的主要目标，其效果一是可以大幅度提高排液量，其次可以减轻层间干扰，改善出油剖面，并提高地面流程的输油能力。从增产出发，多选低含水井转抽，1981年开始试验转抽时就是这样考虑的。通过试验发现，只抽低含水井太分散，必然是出现注采关系不好调整；同时出现不少井因气体影响而欠载，特别是油田北部饱和压力较高的地区，欠载更为严重。

实践使我们认识到，转抽的意义远不止是增产，开采方式的转变使油田压力保持水平降低，保护了套管，简化了钻调整井和油井措施施工工艺，对油田长期稳产产生很大影响。因此，认识到了必须成片转抽，在油田南部饱和压力低的地区、套管损坏严重地区和需要钻调整井地区优先转抽；在过渡带高压区转抽，还可以阻止原油外流现象的发生。

对于成片转抽的开发区块，要求编制全面转抽的整体设计和方案。近几年通过萨中西区和杏一区东部全面转抽后的实践，均获得了良好的效果。西区转抽前由于含水高(80%)，流压上升导致生产压差缩小(由20.8大气压降到17.2大气压)，因产液量上不去，产油量大幅度下降，采油速度由1980年2.6%、1981年2.09%降至1982年1.85%。1983年全面转抽后，生产压差由17.2大气压放大到40大气压左右，采油速度又回升到2.07%。杏一区东部全面转抽后一年时间，总压差由+9.3大气压降至-2.7大气压，但由于流动压力降的幅度更大，使生产压差由22.2大气压放大到47.5大气压，虽然全区综合含水由57.4%上升到73.2%，但由于产液量增加74.7%，日产油量增加10%。同时为1984年在该地区钻调整井创造了条件，使固井合格率由85%提高到98%。

国外油田开发比较重视通过机械采油降低生产井的井底压力，采用大生产压差采油。苏联在采用高压注水的同时，强调降低油井的井底压力进行大压差采油，在油井含水不断增加的情况下，由自喷转抽油，把小泵抽油换成大泵抽油，把有杆泵改为电泵抽油是有效的强化开采方法，可使油井产油量与采液量成比例地增长。罗马什金油田1971~1975年的油田开发分析表明，由于采用大生产压差采油，每年增产的油量占油田总增产油量的20%。美国绝大部分油田都要经过一次采油，二次采油时地层压力也不高，因此采油井绝大部分是非自喷井，1982年自喷井仅占6.2%。他们对降低油井的井底压力在技术上是比较重视的，通过加深泵挂和大泵抽油，可以将油井的井底压力降到10个大气压以下。

大庆油田根据各开发区饱和压力不同,油井的井底压力降到一定程度,井底附近油层脱气严重,形成油、气、水三相流动,这将使得油相的相对渗透率降低,采油指数大幅度下降;另外气液比过高也会影响泵效。根据理论计算,大庆油田自北向南,在含水80%时泵口至油层中部深度100米的情况下,流压可降至56.1~46.1大气压。如果泵口下至油层中部深度,流压可降至47.3~37.2大气压。随着含水升高,气液比影响因素减小,井底流压还可以进一步降低。因此,提高机械采油的技术水平对油田后期开采,意义是很大的。

六、关于油田接替稳产问题

油田投产初期,在油田开发方针中就明确规定:要实现油田长期、稳定、高产。这个方针是正确的。但通过这些年来的不断实践,对油田稳产的含义,如稳产的方式、稳产的水平及稳产的措施等,在理解上都更加深刻了。

由于在油田开发初期所采用的一系列技术措施,包括井网、层系组合、注水方式、开采方式及保持压力水平、含水上升速度等开采政策和技术界限均仅适应于高渗透率主力油层,而对占储量一半以上的低渗透率非主力油层则考虑得不够。

油田全面投入注水开发以后,发现高渗透率油层单层、局部突进比较严重,开始采用分层开采工艺,强调要井井稳产,层层稳产。其作法是,注水井对高渗透率主力油层严格控制注水,在油井进行分层配产,各类油层都按可采储量3%左右的速度分配产量,对主力油层用井下油嘴调节出油。当时提出要“保护”主力油层,实质上由于对井与井之间,单井的层与层之间生产能力的差异认识不足,削高就低,限制了主力油层与高产油井产能的发挥,油田采油速度只1.0~1.2%(地质储量),稳产保持在较低的采油速度。这种作法使一些高产井和高产油层不能充分发挥作用,错过了高产的时机。

七十年代以后,由于对油层沉积特征的深入研究,认识到油层的沉积成因和砂体分布形态是控制油水运动的基本因素。研究表明,大庆油田主要含油区的主要砂体属大陆型湖盆河流-三角洲沉积体系,砂体的高渗透率部位,多为泛滥平原或分流平原的河道砂,注水开发之后,这些部位见效快、产量高、见水也快,对这些井层不应该采取限制政策,而是要不失时机地夺取高产,让其充分发挥作用。事实表明,主力油层先见效、先见水、先高产的客观规律并不以人的意志而转移,只有因势利导,放大生产压差采油,才能取得较好的开采效果。当这些井层因含水高而产量开始下降的时候,通过采取同井分层开采工艺技术(包括分层注水、分层堵水、分层测试和分层压裂改造等)和钻调整井等措施来实现产量的转移接替。这就打破了要求单井、单层均匀开采,各自实现稳产的概念,建立起了井与井之间、层与层之间产量接替实现稳产的新看法,这使得实现在较高采油速度下的稳产成为可能。

1975年油田提出“高产五千万吨,稳产再十年”的规划设想时,把十年稳产期明确分为两个阶段,分两步走。前五年以立足于现有井网、层系,现有采油工艺技术,主力油层自喷开采来实现稳产。后五年则靠非主力油层调整、挖潜实现接替稳产。在靠主力油层稳产期间,由于主力油层采出程度和含水均较低,通过调整、挖潜较易实现分区产量稳定。但1980年进入高含水开采阶段后,主力油层产量迅速下降,需要靠非主力油层加密调整,提高动用程度和采油速度来接替稳产。由于钻井不可能在全油田各区同时进行,需要按计划

分区实施，这样就必须打破分区各保稳产的概念，未调整区块由于主力油层产量下降使全区产量下降后，由调整区块提高采油速度来接替，要求全油田总体部署，搞好产量衔接，实现全油田稳产。

国外对油田高产的标准和稳产期没有统一的认识，一般较大的油田以达到2%采油速度稳产年限为界限，并认为稳产期累积产油量将不超过可采储量的50%，但最近苏联的萨马特洛尔油田预计，稳产期采出可采储量将超过50%。大庆油田采油速度达到2%以后，已稳产九年。一些老开发区综合含水70%，亦采出可采储量的一半左右，通过全面加密调整，提高储量动用程度，稳产效果会更好一些。

七、关于采油速度问题

采油速度是油田开发中的一项重要经济技术指标，它既与储油层的地质条件，也与开采过程中开发系统的部署有关。另外，采油速度与稳产年限是联系在一起的问题，采油速度高稳产年限短，采油速度低稳产年限长。如何合理的确定开采速度，是油田开发中的重要课题。

大庆油田开发初期，考虑到对油田地质特征和注水开发还缺乏实践，而从油田要能够长时期稳产出发，当时规定的采油速度较低，按可采储量计算采油速度3%左右（折合地质储量的采油速度为1.02%）。1969年后，通过中区西部提高采油速度试验，及时总结认识到采油速度提高到2%是完全可以做得到的。全油田自1970年起，通过中间井排投产，提高注水井的注水量和在采油井中合理放大生产压差、油井压裂等措施，全油田采油速度逐步提高。1975年全油田日产油100吨以上的高产井就达到159口。至1976年年产上五千万吨，采油速度达2%，并且已保持稳产九年。新投产的喇嘛甸油田于1976年全面投产后，采油速度达2.2%；1979年以后，外围油田如葡北，太平屯全面投产后，采油速度均达到2.5%。事实证明，2%的采油速度对大庆油田来讲，是完全可以达得到的。而且能稳产较长时间。

国外的一些小油田，面积小，在很短时间内全部动用投产，很快就达到较高采油速度。但较大面积的油田，由于分区块逐步投产，产量逐步上升，达到较高的采油速度一般需要较长时间。杜玛兹油田投产到采油速度达到2%用了10年，而罗马什金投产到采油速度达1.81%用了18年。上面提到的萨马特洛尔油田，建设速度较快，达到2%速度也用了七年，以后采油速度逐步提高，至1980年采油速度达到2.96%。大油田中仅美国东德克萨斯油田在开采初期，由于各石油公司相互竞争，油井数目剧增，从1930年9月第一口油井出油到1933年底，油田共钻生产井11875口，两年时间就达到最高采油速度2.77%，并在2%以上的采油速度稳了6年。

本着少投入，多产出的方针，今后我们在外围小油田投产时，也应该尽早达到较高采油速度，作为老区弥补递减的措施。对于稳产期不一定都要求很长。

八、关于含水上升率的问题

大庆油田1960年投入开发，由于采取了早期内部注水的方式，1962年已经有一些生产井见水，当时就在总结早期注水好处的同时，指出笼统注水所出现的单层突进、含水上升快的问题，并发现，含水上升后如不及时调整压差，则含水每上升1%，产油量要下降1%。

根据当时含水上升趋势统计,采出1%的地质储量,含水要上升7%,以此预测,至全油田含水98%时,只能采出地质储量的20~25%。从而感到了问题的严重性,认识到光搞早期注水还不够,还要搞分层注水,控制单层突进,这是正确的。并希望注入水均匀向生产井排推进,要求生产井五年不见水,实际上很难做到。以后经过小井距单层水驱油试验,得出开采层位相同,采出程度与含水上升趋势相同,而不同层位则有明显差别,说明含水上升与油层沉积条件有关,而主要不取决于开采过程的控制。以后又分析了多层开采的问题,认识到在多层合采条件下,通过分层注水和分层堵水进行合理的控制,可以获得较好的开采效果。1976年又对含水问题进行研究,认识到影响水驱油效果的主要因素是油层性质、流体性质和人们所采取的分层开采工艺措施。

考虑到全油田从北到南油层物性和沉积环境的差别,非均质程度的不同,原油性质特别是原油粘度对水驱油效果的影响,及井网对储量的控制程度等因素,在中低含水期对各大开发区规定了不同的含水上升率,从北到南各大开发区分别为2.5%到1.9%。含水70%以后,含水上升率要稍慢些。

1981年以后,全油田由于大批调整井的投产,这些井一般投产初期含水较低,同时调整注水井转注后老井受效,使全油田含水上升率明显下降,综合含水上升值每年比预测要低1~1.5%,含水上升率由1980年的2.87%,降为1983年的1.67%。

根据苏联M.M伊万诺娃对65个注水开发油藏的分析,绘制出的油田综合含水与可采储量采出程度的关系曲线近似于一个平行四边形,总的趋势对于高粘度的油田采出可采储量50%以前含水上升很快,以后变慢,而低粘度油田开始含水上升较慢,但采出可采储量70%以上,含水急剧上升。大庆油田属于高粘度油田,一些老开发区目前已采出可采储量50%左右,综合含水70~80%,以后含水上升速度将会变慢,同时也表明,油田高含水期和特高含水期的开采时间将是比较长的,近一半储量需要在这个时期采出来。

九、关于油层内油、气、水饱和度变化的研究

向油藏人工注水以后,地下原油在注入水的驱替作用下,始终处于不断运动和变化状态。要想不断扩大注水波及体积,提高驱油效率,就必须认识油、水在不同类型油层的运动和分布规律,指导油田开发调整工作。油田开发初期我们采取行列注水、排液拉水线以及进行分层注水、分层配产等措施,企图使注入水能够比较均匀的推进,对油水运动规律缺乏深入的认识。后来在油田开发研究中发现,多油层砂岩油田油水的运动和分布,主要取决于油层的沉积条件及其油砂体渗透率的非均质性,同时还与流体性质、井网形式以及注入水长期冲刷后岩石结构、物性的改变有密切关系。

研究油层油、气、水饱和度变化的方法很多,我们重点抓了钻密闭取心检查井的分析研究工作。二十多年来,根据油田不同开发阶段的特点和油田开发研究的需要,先后在油田不同开发地区钻取密闭取心井23口,密闭取心总进尺5849.58米,岩心长度5497.3米,岩心收获率94%,共选取孔隙度、渗透率、含油、水饱和度、氯化盐、碳酸盐等常规分析项目岩样12285块,其中密闭岩样10149块,岩心密闭率82.6%。另外,选取油层相对渗透率曲线,岩石表面润湿性,孔隙结构,薄片鉴定,粘土矿物,电镜扫描,垂向渗透率,原油性质,细菌,介电常数,X衍射,泥岩膨胀系数等分析项目岩样3703块,齐全准确地录取了383712项基础岩心分析数据,为油田开发提供了大量有重要研究价值的第一性资料。

应用密闭取心资料,紧密围绕大庆油田不同地区现井网层系条件下各类油层的水洗状况及其特点,水洗前后油层物性变化及对驱油效率的影响,油层非均质类型及水洗特征等一系列重大问题进行了分析研究。

通过对密闭取心检查井和调整井水淹层解释等资料的综合分析,对大庆油田河流-三角洲沉积类型的油层水淹特点有了比较全面的认识。

1. 注入水在油层平面上的运动主要受渗透率控制

(1) 对于大面积分布的中高渗透率油层,属于泛滥平原相的河道砂体,呈宽带状分布,虽然高渗透率部位有先见水的特点,但在平面上总的来看水淹比较均匀。如葡₁₂₊₃层,加密调整井的资料解释,除断层附近和个别注采系统不完善的地方没有水淹,都已大面积水淹。

(2) 对于条带状的油层,属于三角洲分流平原相的河道砂体,一般是宽、窄不等的条带分布,注入水主要沿着渗透率较高的主体带突进,主体部位含水很高了,边部也基本上不见水。

(3) 对于成片分布的低渗透率薄油层,属于三角洲前缘相席状砂,油层渗透率比较低,在原井网条件下,大部分都没有水淹,但在单独开发的条件下,注入水在平面上分布也是比较均匀的。

(4) 对于零星分布、形状不规则的油层,属于分流间席状砂体,泛滥和决口扇砂体等,大都因注采系统不完善,平面上水淹很不均匀,对于注采完善、渗透率比较高的井区,已经水淹,但大部分零星分布的油层还没有很好动用。

2. 注入水在油层纵向上的分布特点主要取决于层内的韵律性

从密闭取心检查井和测井资料分析,结合室内研究,将油层纵向水淹分为五种类型:

(1) 正韵律厚油层,属底部水淹型,水淹厚度小,但水淹部位驱油效率高(可达80%以上);

(2) 反韵律均匀层,水淹厚度大,驱油效率较低;

(3) 多段多韵律厚油层,层内呈明显的分段水淹类型,水淹厚度比第一种油层大;

(4) 复合韵律均匀层,水淹厚度大,开采效果比第一、三种油层好,比第二种油层差一些;

(5) 有效厚度在1米左右的薄油层水淹厚度比较大,从密闭取心检查井的资料来看,水淹厚度可达70~100%,驱油效率40~60%左右。

上述水淹类型形成的原因,主要是由于油层纵向非均质性和油水密度差引起水的重力下沉作用的结果。

掌握了各类油层油水的运动状态和变化规律,也就明确了剩余油的分布特点及油田潜力的所在,为油田开发动态分析和分层综合调整挖潜提供了依据。

十、关于油层孔隙结构和油层物性参数的研究

油藏在投入开发之前,对储油层物理性质的研究,如孔隙结构、渗透率、岩石表面润湿性、油层温度等,都是原始的情况。油田投入注水开发以后,在注入水物理的、化学的作用下,储油层的物理性质将发生变化。在采油过程中,我们围绕着解决油田开发分析、油层动态预测和水驱油机理等重大问题,开展了油层孔隙结构、相对渗透率曲线、润湿

性、毛管压力曲线和高压物性参数等室内试验研究工作。通过研究加深了对水驱油机理的认识,初步掌握了油田开发过程中各种主要物性参数的变化规律,以及它们对油田开发效果的影响。

1. 油层相对渗透率曲线研究

从1964年以来,采用非稳定流测试方法,先后测定了喇嘛甸、萨尔图、杏树岗、葡萄花等四个油田密闭取心井的岩样的相对渗透率曲线。除研究了油层润湿性、油水粘度比等对相渗透率曲线影响的一般因素外,重点研究了油层水洗前后相渗透率曲线的变化特征。发现强水洗段岩样润湿性为亲水,但测得的相渗透率曲线不反映亲水岩样的曲线特征,而是水相渗透率曲线上升变陡,残余油时的水相渗透率增大。说明岩样水洗后,水流的渠道更加畅通,水的渗流能力增加。这种现象将造成油层见水后水沿“老路”走的特征,使油井见水后含水上升快,这对扩大油层的水洗厚度和提高注入水的利用率是不利的,将影响油田开发效果。

2. 孔隙结构和毛管压力曲线研究

通过采用压汞、离心机、电镜扫描、薄片鉴定等多种方法,综合分析多方面的实验资料,在储油层孔隙结构特征研究方面取得了一些认识。通过研究油层孔隙结构在注水开发过程中的变化,发现水洗前后岩样压汞法测得的毛管压力曲线,注入毛管压力曲线变化不大,而退出毛管压力曲线变化较大,退出效率明显降低(平均减少42.1%)。说明孔喉体积比发生了变化,其原因可从岩样的电镜扫描照片中看出,水洗前大孔隙表面粘土矿物比较丰满,高岭石的“钱串状”结构完整,排列整齐。水洗后大孔隙表面粘土矿物明显减少,高岭石结构破坏,分布比较零乱。水洗过程中孔隙结构的变化必然导致油水渗透特征的变化,也就是前面提到的水洗前后岩样的油水相对渗透率曲线变化的主要原因。

3. 油层润湿性研究

大庆油田岩石的原始润湿性属于偏亲油的非均匀润湿性。后来通过密闭取心井的大量资料证明,影响油层润湿性的因素除地层原油性质和成分外,主要是油层渗透率值的大小及其束缚水饱和度的高低。空气渗透率大于1200毫达西(原始含水饱和度小于20%)的高渗透率油层基本上是亲油的,空气渗透率小于300毫达西(原始含水饱和度大于20%)的低渗透率油层基本上是亲水的,介于两者之间的一般属于中间润湿性。

油田注水开发过程中,油层水洗以后,润湿性发生了不同性质的变化。根据五口井100块样品室内实验测定表明,随着注入水饱和度的增加,水湿程度相应增加,亲油的油层含水饱和度超过35%(相当于含水70%),其表面润湿性开始转化,当含水饱和度大于40%时,大部油层岩石的润湿性由亲油转化为亲水。这一特性对于水淹部位提高其驱油效率是有益的,但对扩大水淹体积又是不利的,必须采取相应的调整措施。

4. 注水温度对油田开发效果的影响

大庆油田析蜡温度较高,一般在36℃左右。开始根据小井距试验区资料,长期注冷水(15℃以下),会造成油层温度下降。试验区注采井距75米,试验层萨Ⅱ₇₊₈层的原始温度42.3℃,注入水为孔隙体积2.7倍以后,在采油井测得的油层温度为30.8℃,和原始温度相比下降了11.5℃,感到这个问题很严重。后来通过矿场一般采油井的井温实测资料观察和室内数学模拟计算,在目前的生产条件下,证明油层温度不会出现普遍下降。注水冷却范围只在水井附近几十米的范围内,并且降温对采收率的影响,只有含水90%以后才能显

示出来。一般500米井距条件下,注15℃的冷水对采收率的影响是降低2%,对小井距采收率的影响可能达到7~8%。当前油田普遍采取含油污水回注,注入水温度较高,这对原油凝固点和析蜡温度比较高的油田提高采收率是有益的。

通过上述油层物性参数的研究,基本搞清了各项物性参数对驱油效率的影响和在注水开发过程中的变化特点。认识到大庆油田驱油效率将随注水倍数的增加而增加。长期冲刷可以达到较高的驱油效率。实践结果也是如此,检查井密闭取心的强水洗段,岩心驱油效率平均可达80%左右,最高为90%以上。因此,对油层表面润湿性属于弱亲油,并且原油粘度比较高的油层,用加强注水,不断提高注水量和采液量的办法是改善油田开发效果,提高原油采收率的主要途径。

十一、关于油田现场开发试验研究

油田开发试验,是在油田上进行的现场科学实验研究工作,它对于指导油田合理的开发,实现油田较长时间的稳产,以及提高油田最终采收率,都具有极其重要的作用和意义。

1960年我们开始开发大庆油田,首先在油田中部开辟了二十多平方公里的生产试验区,按生产井网打井,用“解剖麻雀”的方法,深入研究油层的发育情况,了解油田开采规律。1961年在生产试验区里开展了十项油田开发试验,当时的主要目的是为合理选择井网、层系和开采方式提供经验,对指导整个油田全面开发起了重要的作用。1963年在中区西部和中区东部,分别开展了分层注水和笼统注水对比性试验,总结了非均质多油层油田必须进行分层调整,进而发展了一套分层采油工艺技术。

为了观察油田注水开发的全过程,掌握其开采规律,1965年在油田现场开辟了小井距开发试验,以75米的小井距,专门钻了14口井,组成两个注采系统完善的井组,进行单油层注水开发全过程试验。把注水开发的演变过程,缩短在一年左右时间全面反映出来。小井距开发试验先后在三个主力油层和二一个差油层进行了十几个项目的试验研究工作,针对油田地质、油田开发、渗流力学、提高油田采收率等问题开展了多方面综合研究,加深了对油田开发全过程一些问题的认识。像油井含水上升速度分阶段变化规律的认识,油井产能变化规律的认识,油田最终采收率的认识等。

大庆油田为多油层非均质的油田,要指导油田的开发,除了小井距试验提供单油层水驱油过程的资料外,还必须有油田实际开采条件下的实践依据。油田开发二十多年来,我们一直把面积为9平方公里的中区西部作为现场开发试验区,根据油田开发中暴露的矛盾和需要解决的问题,有针对性地开展试验研究工作。如1971年开展提高采油速度试验;1976年开展分层开采接替稳产试验;1979年开展高台子油层开发试验等。另外还在其它地区也开展一些开发试验,像萨北地区厚油层提高采收率试验,西区和杏一区东块全面转抽降压试验等等。二十多年来开展油田开发试验共70多项,为研究油田开发中的一些课题,为指导整个油田的合理开发部署,起到了极其重要的作用。

大庆油田二十多年的开发实践使我们认识到,油田现场开发试验研究工作,必须贯穿于油田开发全过程的始终。它是解决油田开发问题、提高油田开发水平的重要手段。尤其是一个大油田的开发,必须坚持油田开发试验走在油田开发工作的前面,使我们提前认识油田开发过程中的重大问题,不断揭露矛盾,又通过实践不断解决矛盾,总结经验,及时

指导油田开发工作。因为我们坚持实践、认识，再实践、再认识，一切从实际出发，一切经过试验，因此获得了比较好的油田开发效果。

十二、关于油田资源潜力的认识

大庆油田开发初期，在大量的第一性资料的基础上，经过反复研究，计算了油田地质储量，并从各方面入手对储油层的水驱油效率进行了试验研究，但究竟还是初步的，不够全面的。随着油田的长期注水开发，积累了大量的测井、密闭取心检查井和室内实验资料，对油田地质储量和可采储量的认识在不断加深。

实践证明，对砂岩储集层采用容积法计算石油地质储量是比较好的。对大庆油田来说，在容积法计算地质储量的参数中，有效孔隙度、原始含油饱和度、含油面积、原油比重和体积系数，变化是不大的。影响地质储量的主要参数是油层有效厚度。油田开发初期采用了以含油产状为基础，试油资料作验证，测井资料为手段的地质地球物理方法研究油层有效厚度标准。当时地质储量是立足于自喷开采方式计算的，并根据测井和射孔深度的准备程度，定0.5米为起算厚度，有效厚度的物性标准即空气渗透率下限不同开发区分别定为50~150毫达西。

随着油田注水开发的实践，发现一些原来未计算储量的（包括0.5米以下的薄油层和不够有效厚度物性标准的差油层），分层测试资料出油甚至已见水，进行井网、层系和注水方式进行调整的地区尤为突出。油田进入高含水期开采后，用原来计算的储量来分析油田实际的开发指标，出现不少矛盾。因此必须重新研究和核实油田地质储量工作。

1981年以来，我们从研究控制储油层产油能力的基本因素出发，以确定储油层中可动油界限为依据，重新研究和确定了储油层的有效厚度物理标准。主要开展了以下几方面研究工作：

1. 应用不同渗透率油层试油资料和泥浆浸入岩心资料，从可动油的概念研究有效厚度物性标准；
2. 立足于储油层的岩性、物性、含油性和电性有四性关系一致的特点，不同含油产状油层出油能力不同，根据试油资料认为粉砂油浸以上的油层是可以出油的，即采用含油产状法研究储油层有效厚度物性标准；
3. 用毛管压力曲线研究储油层产油的最小孔喉半径，确定有效厚度物性标准；
4. 从储油层流体饱和度研究有效厚度物性标准。

另外，有效厚度的起算厚度，由0.5米以上调整为0.2米以上。因为测井技术和测井解释的精度提高，0.2~0.4米的薄油层可以划准，同时射孔技术发展，采用磁性定位器射孔精度可达0.2米，所以0.2~0.4米的油层可计算地质储量。

在储油层有效厚度物性和起算厚度研究的基础上，还进行了有效厚度电性标准的研究，编制电性图版，精度可以达到85~95%以上。

在地质储量研究工作中还开展了原始含油饱和度和有效孔隙度的研究工作。

对油田可采储量和最终采收率的研究工作也一直在进行着，现在看来通过钻加密调整井，进行井网、层系和注水方式调整的地区，经过测算，采收率一般可提高8~10%。

通过上述工作使油田储量的核算工作和对油田资源潜力的认识有很大的提高。

上面提到的十二个方面的工作，在本书的有关章节里均有较详细的介绍。但这方面的

工作有些问题还需要通过油田开发实践和理论研究进一步完善、提高和发展。另外，不同的油田对上述问题的认识也可能是不完全一样，需要进行广泛的探讨，以便不断改善和提高油田开发水平。



地信网论坛

BBS.3S001.COM

第一篇

采油地质基础



地信网论坛

BBS.35001.COM

顶级地质论坛: <http://bbs.35001.com/>



地信网论坛

BBS.35001.COM

顶级地质论坛: <http://bbs.35001.com/>

第一章 油气藏和油气田

第一节 油气藏的基本概念

一、油、气藏

油、气藏是指在单一的圈闭中具有同一压力系统的油、气聚集。因此，油气藏的重要特点是在“单一的圈闭中”。在同一背斜中有三个储集层，分别组成三个圈闭，三个不同的压力系统，不同的油、气、水边界，就应该认为是三个油、气藏。虽然是一个储集层，但是由于断层的破坏，形成两种不同要素所控制的圈闭，其上盘为主要受背斜要素所控制的圈闭，其下盘为主要受断层要素所控制的圈闭，并且具有不同的压力系统和油、水边界，因此，应是两个油、气藏。反之，如大庆油田北部萨尔图、葡萄花、高台子油层，虽属三套储集层，但都属同一背斜要素所控制的圈闭，具有统一的压力系统和油、水界面，这三套储集层则是一个油、气藏。

二、油、气藏内油、气、水的分布

在油、气藏中，由于重力分异的结果，油、气、水的分布常有一定的规律。以背斜油、气藏为例，常采用下述几个参数说明油、气藏的规模及油、气、水分布（图1-1-1）。

1. 含油（气）高度

油、水接触面（即含油部分与含水部分的分界面）与油（气）藏最高点的海拔高差，称为含油（气）高度。

2. 含油边缘

水和油的外部分界线称为含油边缘。它是油、水接触面与含油层顶面的交线。对于气藏则称为含气边缘或称为气顶边缘。

3. 含水边缘

油和水的内部分界线称为含水边缘。它是油、水接触面与含油层底面的交线。

含油边缘和含水边缘在油田开发中一般被称为外含油边界和内含油边界。

4. 含油（气）面积

含油边缘所圈的面积称为含油面积。对气藏，则称为含气面积。

5. 底水和边水

在周围衬托着油藏的水称为边水。若油层很厚或很平缓，在整个油藏的下部全为水，这种水称为底水。

上述油、气藏中油、气、水的分布状况，是在一定程度上被简化了的宏观的理想情

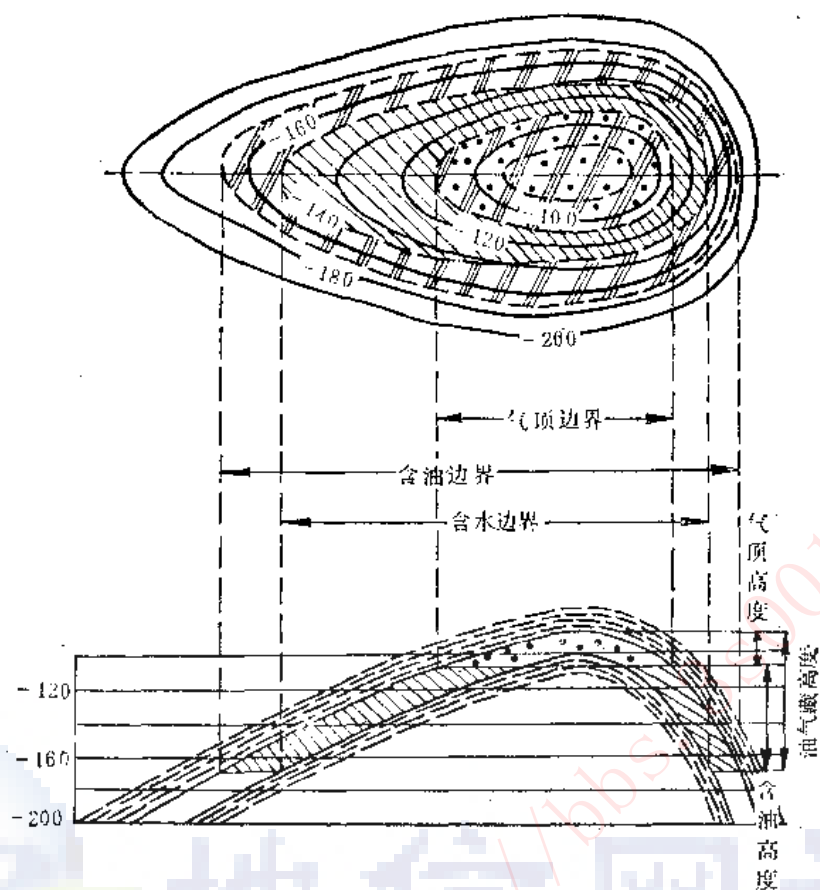


图 1—1—1 背斜油气藏中油、气、水分布示意图

况。自然界的实际情况要复杂得多。其一是由于油、气藏有多种圈闭类型，所以含油气边缘的情况也是各式各样的。二是在大多数油、气藏中，在含油气部分都有束缚水的存在，其油水界面是一个具有一定厚度的过渡带，在油水过渡带内，含有油、束缚水和自由水，含油饱和度自下而上逐渐增高，气水、气油的分界面也具有类似的性质。如大庆油田，油层中的束缚水饱和度为 12.05%~27.81%，油田内外含油边界之间存在着相当广阔的过渡带。三是当储集层物性不均匀时，在毛细管力的作用下，油仅能进入较大的孔隙部分，而水占据着较小的孔隙部分，这样就可能破坏了正常的油、气、水分布规律，使得在平面上和剖面上出现油、气、水分布互相穿插的现象。如我国陕北地区的大多数油藏中，常夹有一些物性较差的含水夹层，使得储油层的含油部分在纵向上呈现一条条的带状，而在横向上则由于砂岩的物性变化，使油藏在平面上的分布呈不规则的块状，这样就使得油水分布的关系变得比较复杂。

第二节 油气藏的类型

油气藏的地质分类主要是从为勘探油气资源服务和为开发油气田服务这两大目的出发来进行研究和讨论的。

以勘探油气资源为出发点的油、气藏分类，各国石油地质学家作了大量的研究，提出了很多分类方案。但是，以开发油气资源为出发点的油、气藏分类研究工作目前还仅仅是

开始。

一、油、气藏开发地质分类概况

油、气藏的天然条件对原油及天然气产量有明显的影响，而且不同类型的油、气藏要求采用不同的开发方式。因此，从二十世纪七十年代以来，国内外一些石油地质学家和油藏工程师开始对油、气藏进行开发地质分类。

（一）苏联石油地质学家M.И.马克西莫夫的分类

在《油田开发地质基础》一书中，把适于开发的油、气藏分成两个基本类型：

（1）封闭型油、气藏。由于储集层岩性变异或存在引起遮挡的断层，或其它原因没有活跃的地层水，油、气藏的天然能量主要是石油中的溶解气和气顶气。

（2）具有活跃的地层水的油气藏。从中开采石油主要靠边外区的弹性能量和由溶解气产生的次生气顶的弹性能量。

根据石油的埋藏特点，油、气藏可分成三组：

（1）油藏全部或部分位于气顶之下的背斜油、气藏；

（2）翼部为油藏（全部或部分有气顶）的层状油、气藏；

（3）受岩性或构造限制的油、气藏。

以上分类不难看出，M.И.马克西莫夫以开发为出发点的油、气藏分类基本上是以油藏的天然能量为依据的。

（二）我国油藏的开发地质分类方案

我国石油地质专家袁亦楠等人从我国含油、气盆地实际地质背景和现有油田的开发地质特征出发，考虑各种地质因素之间的内在联系，提出了我国油藏的开发地质分类方案。这一分类方案首先是从储集层的沉积类型和性质，原油性质，油、气、水分布以及裂缝等四个方面研究了我国油藏的基本开发地质特点，最后提出把储层特点作为分类的第一依据。

按照储层特点，首先把碎屑岩储集层分为五类：

I、河流-三角洲沉积体系的砂岩储层。具体可分出河流砂体（陆上）和三角洲前缘砂体（水下）两类。

II、冲积扇-扇三角洲-浊积扇沉积体系的砂砾岩储层。

III、三角洲间湖湾沉积体系的席状砂岩储层（包括伴生的薄层碳酸盐岩）。

IV、成岩作用改造低渗透砂岩储层。砂岩经较深成岩作用改造以后，其原生孔隙大量损失，次生孔隙可能成为主要储油空间，裂缝也随岩性致密而更加发育的储层。

V、碳酸盐岩为主基岩储层

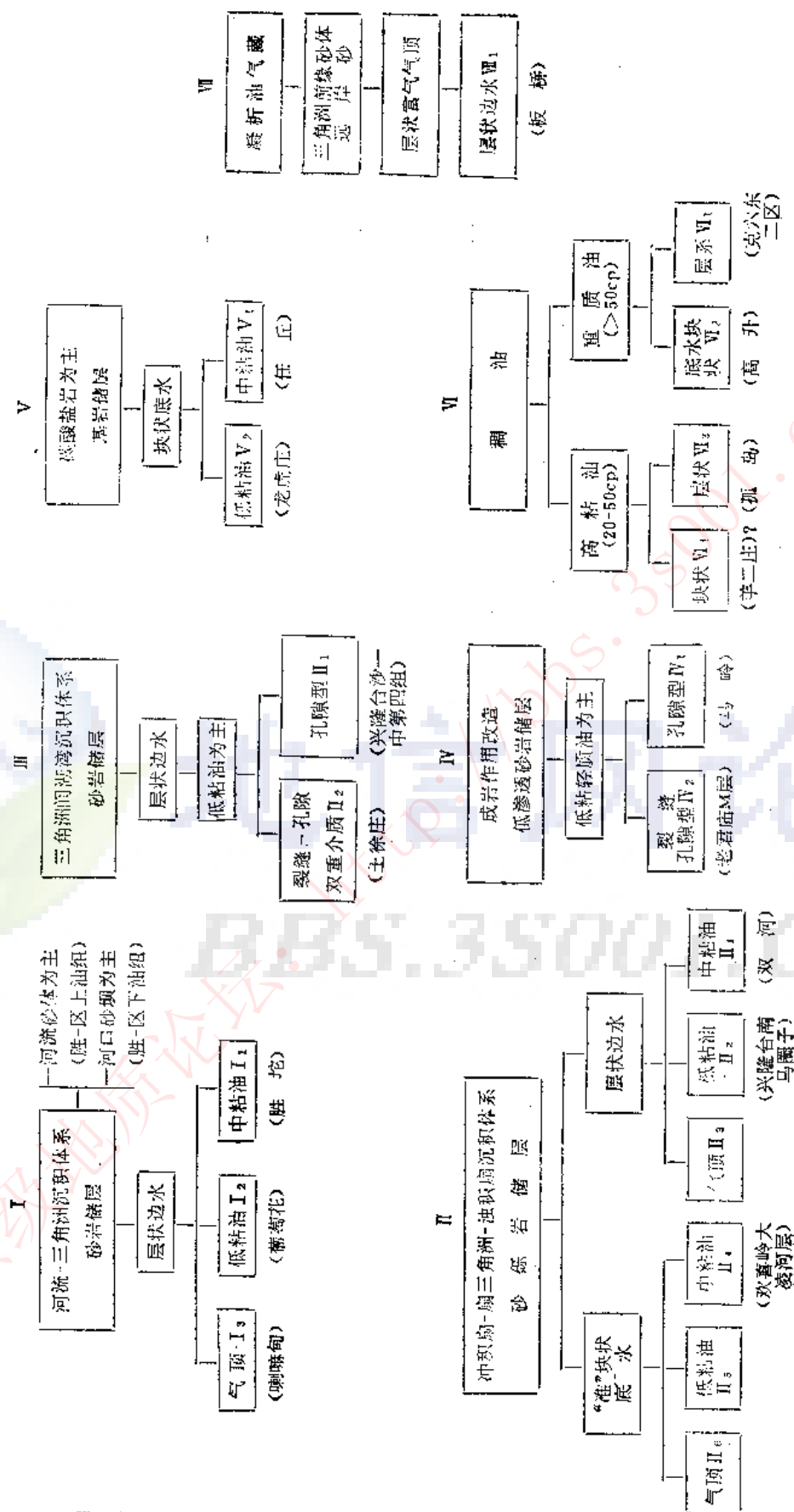
分类的第二个依据是考虑原油性质，即根据原油性质可分出：

VI、稠油油藏

VII、凝析油气藏

在上述七大类基础上，根据油藏其它地质因素，考虑自然组合，进一步划分亚类。如由于原油性质对开发的影响较大，故在稠油以外又分中粘油（5~20厘泊）和低粘油（<5厘泊）两个亚类。根据油、气、水分布可分出层状边水、块状底水和带干气气顶三个亚类。至于油藏天然驱动方式，在现代开发中，当没有充足的天然水压驱动时，一般尽可能采

表 1-1-1 我国油藏开发地质分类大表



用注水开发。一般来说,陆相含油、气盆地内不易出现大型天然水压驱动油藏,所以这个分类中没有把是否具有活跃的边水作为划分亚类的一项因素。在确定亚类时,对于实际很少出现的组合不列入分类。如河流—三角洲砂岩储层不考虑块状底水亚类;基岩油藏不考虑层状边水亚类等等。根据上述原则,把我国目前已发现的油藏分成七大类二十个亚类(表1—1—1、表1—1—2)。

表 1—1—2 主要亚类油藏开发地质特征比较表

油藏类型	储层特点						原油性质	边底水	油田(藏)实例	备 注
	岩 性	物 性	孔隙结构	几何形态	层间、层内非均质性	层 形				
I ₁	砂 岩	高孔隙,中,高渗透率	较好,规则	条 带,规模小	层间及部分层内严重	层状,砂泥间互,多层	中 粘,高含蜡,高 凝	边水不活跃,油水系统,规则	萨尔图,胜利	包括主要的大油田
II ₁	砾质岩	中孔隙,中渗透率	复杂,不规则	小叶状体或条带	层间,层内严重	多层,厚层状,砂砾岩与泥岩间互,多层	中 粘,高含蜡,高 凝	边水不活跃,油水系统规则	克拉玛依(多数区块)双河	包括储量居第二位的油田
III ₁	砂 岩 生物灰岩	低、中孔隙,中、高渗透率	好	席 状	弱	薄层状,层次很少	低 粘	边水不活跃	兴隆台,沙一中第四组	部分粘度较高,但在同一构造带内仍属相对较轻质,高产,占储量很少
IV ₁	胶结致密砂 岩	低孔隙,低渗透率	复杂,不规则,次生孔隙发育	条带砂体	中 等	层状砂泥间互,多层	低 粘	边水,油水过渡段(带)长(宽)	马岭	低 产
V ₁	裂隙盐岩,变质岩等	低孔隙,低渗透率	孔隙洞双重介质型,复杂,不规则	以圈闭连片	局部内幕有成层性	块 状	中 粘,溶解气少	底水活跃	任丘	少部分变质岩储层,无边底水存在
VI ₁	疏松砂砾岩	中孔隙,中渗透率	复杂,不规则	小叶状体或条带	层间、层内严重	厚层状砂泥间互,多层	重 油,高胶质,沥青质	边水不活跃	克拉玛依,六东二区	
VI ₂	疏松砂 岩	高孔隙,高渗透率	较好,规则	条 带	层间、层内严重	层状,砂泥间互,多层	高 粘,低 凝	边水较活跃(砂层连通较好时)	孤岛	多数为次生油藏
VII ₁	细砂,粉砂岩	中孔隙,中渗透率	差,规则	席 状,条 带	弱	层状,砂泥间互,多层	低 粘	边水不活跃,气顶能量大	板桥	

上述分类方案,主要是依据我国陆相含油、气沉积盆地油藏开发地质特点这一独特的特征来对油藏进行开发地质分类的。

二、大庆油田油藏特征

大庆油田的储集层为陆相河流—三角洲沉积体系的层状砂岩。油层层数多,厚度大,

油藏埋藏深度为700~1200米。油藏总的背景为一边水不活跃的大型层状背斜油藏。但从北到南,由于储集层岩性以及断层的变化,使整个油田的油藏基本可分成如下几种类型。

1. 边水不活跃的层状中粘背斜气顶油藏

如喇嘛甸油田,储集层为河流-三角洲沉积体系砂层,在剖面上共有八套油层。其中上部油层带有气顶。在开发中,对气顶采用注“水障”隔离,保持油、气区压力平衡的办法,防止油、气互窜。

2. 边水不活跃的层状中粘背斜油藏

如萨尔图油田,为一短轴背斜构造,两翼倾角2~14度,闭合高差600米,储层为河流-三角洲沉积体系砂层,共有九套油层。油田边部过渡带边水不活跃,纯油区无底水。为一典型的边水不活跃的层状背斜油藏。

3. 局部地区具有一定边水能量的层状低粘背斜断块油藏

如葡萄花油田北部,为一穹窿背斜。两翼倾角1~2度,闭合高差307米。储层为三角洲分流、三角洲前缘席状砂及滨湖浅滩沉积砂层,只有一套油层。全油田被43条断层分割为七个断块,整个油藏受背斜构造控制,但每个断块又各有自己的油、水界面,在开发上各有自己的注采系统。

油田边部局部地区,边水具有一定的能量。采用边水驱动开采。

此外,在葡萄花油田南部局部地区出现了岩性油藏和复合油藏的特征。

总之,大庆油田的油藏是一个典型的边水不活跃的层状中粘背斜油藏,但在各局部构造上,尤其在大庆长垣南部,油藏中油、水分布关系比较复杂,油藏类型也比较复杂。

第三节 油气田

一、油气田的分类

油气田的分类可从四个不同的出发点基本归纳为:

(一) 以构造和圈闭的成因条件为基础的分类

如我国石油地质专家李德生等在《中国东部中、新生代盆地与油气分布》一文中将我国东部的油气田分为:

1. 构造圈闭油气田;
2. 地层圈闭型油气田;
3. 混合圈闭油气田(构造和地层复合因素)。

(二) 依据储集层类型的分类

目前世界上所发现的油气田,其储层基本上属于两大岩类,即砂岩(包括其它碎屑岩)和碳酸盐岩。在这两大类岩石中,油气的生成、运移、储集所形成的油气藏,油气田类型以及在勘探和开发方式上都有不少重要的差别。据此,可将油气田划分成以下两大类:

1. 砂岩油、气田类

(1) 背斜型砂岩油、气田;

- (2) 单斜型砂岩油、气田；
- (3) 刺穿构造型砂岩油、气田；
- (4) 不规则带状砂岩油、气田；
- (5) 砂岩古潜山油气田。

2. 碳酸盐油、气田类

- (1) 大型隆起碳酸盐岩油、气田；
- (2) 裂隙型碳酸盐岩油、气田；
- (3) 生物礁碳酸盐岩油、气田；
- (4) 碳酸盐岩古潜山油、气田。

上述分类只概括了油、气田的主要类型，事实上，从大类来看，还有岩浆—变质岩油、气田，裂缝型粘土岩油、气田；从亚类来看，也有背斜型油、气田，单斜型碳酸盐岩油气田，但它们在数量上较少，所以在分类中也就忽略不计了。

(三) 依据油、气田地质储量的分类

苏联И.И. 涅斯捷罗夫等(1975年)按地质储量可把油、气田分成五类十一个级别。即地质储量小于1千万吨(气小于50亿米³)者称为小型油气田；1千万~2亿吨(气50亿米³~1千亿米³)者称中型油气田；2亿~5亿吨(气1千亿米³~7千5百亿米³)者称为大型油气田；15亿~1百亿吨(气7千5百亿米³~5万亿米³)者称为特大型油气田；大于100亿吨(气大于5万亿米³)者称为超大型油气田。

(四) 其它分类

И.И. 涅斯捷罗夫等除提出按油气田的储量作为油气田分类的标志外，还提出按油、气藏的数量；各种烃类地质储量的比例，纵向上油气藏高度和局部隆起幅度间的关系；平面投影中各油气藏边缘间的关系；在纵向上液态烃和气态烃储集间的相互关系等五种作为油气田分类的指标。

二、世界油、气田分布的基本特点

在世界油气资源的勘探和开发中，大油气田占据着很重要的地位。现主要根据大油气田统计的一些资料，来说明世界油气田分布的主要特点。

1. 大油气藏都产于碎屑岩和碳酸盐岩中，碎屑岩中储量占全世界大油气田总储量的56%，碳酸盐岩占44%。

2. 大油气田储量主要分布于地台型的沉积盆地。地台型沉积盆地占全部储量的70%，前缘拗陷占15%，山间盆地占12.3%。

3. 大油气田所在的岩层时代：按世界上23个含油气区的大油田的储量在地层时代上的分布，中生界的石油储量最高，占59.1%，新生界石油储量为32.9%，古生界只占8%。

4. 产层深度，根据J、H坦茨基的资料，认为世界上二分之一~三分之一的石油，埋藏深度小于3公里，实际上所有工业油流的生产是浅于6公里的。储集岩超过6公里只有气。按照他的“作为深度函数的石油矿藏的全球分布模式”，油气分布的深度为：7%小于0.5公里，32%位于0.5~1公里，26%位于1~1.5公里，35%超过1.5公里。根据B、B波捷梁耶娃的统计，世界大油气田最常出现的深度范围是750~3000米。其中陆台区的深度范

围较窄一些，而山间盆地和前缘坳陷则较大。

从世界上可采储量大于1亿吨的135个油田的统计结果看，白垩系中的石油储量最多，为354亿吨，占所统计的各地质时代总石油储量的39.1%。侏罗系和第三系次之，分别为25.2%和24.2%。据135个大油田统计，其产层的埋藏深度，1000~2500米范围内的石油储量达623.5亿吨，占所统计的135个大油田不同产层深度总石油储量的73.6%。

5. 大油田圈闭的主要类型是背斜构造（图1—1—2）。

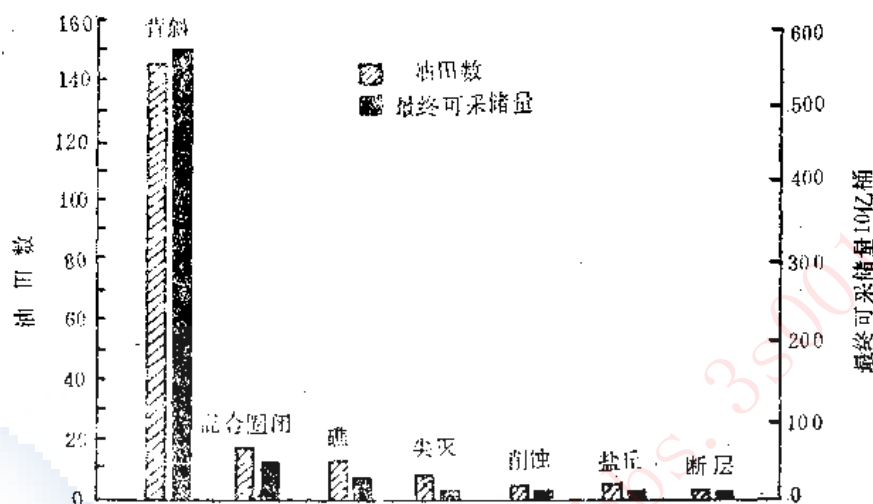


图 1—1—2 世界大油田圈闭的主要类型

第四节 世界油气资源概况

石油和天然气是一种沉积矿产，虽则在某些火成岩或变质岩中也曾生产油气，但除特殊条件外，99%以上的油气总是和沉积岩共生。世界上有利于生成石油和天然气的沉积岩分布区，陆地有7000多万平方公里，大陆坡地3870万平方公里，水深200米以内的大陆架3000多万平方公里。粗略估计，世界油气资源（天然气按1000立方米相当于1吨原油折算）大致有5千~1万亿吨。

据美国联邦地质局的C、D、马斯泰斯等人对世界原油储量进行的统计和预测：截止1983年1月1日，全世界累积采油约640亿吨，已证实的剩余可采储量约1030亿吨。用概率法估算的未被发现的可采储量下限为460亿吨，上限为2020亿吨，中值为790亿吨，最终潜在采油量可望达2460亿吨。美国M.T. 哈布蒂对世界天然气进行了统计和预测，截止1983年1月1日，全世界累积采出天然气37.18万亿立方米，已证实的剩余天然气储量约为90.36万亿立方米，远景储量预测为143.88万亿立方米，全世界天然气总资源量约为271万亿立方米。

据M.T. 哈布蒂(1979年)统计，世界有希望的含油气盆地约有600个，其中有160个盆地已盛产油气；240个盆地属中等勘探程度或部分进行勘探工作；200个盆地只进行过少量的勘探或尚未进行勘探工作，勘探找油气的领域还是相当广阔的。

据美国《油气杂志》报导，1983年世界生产原油26.295亿吨（表1—1—3），其中年产5千万吨以上的国家或地区12个，年产1亿吨以上的7个。我国1983年的原油产量占世界第七位。

表 1-1-3 1983年世界原油产量

国家或地区	1983年产量 万吨	比1982年 增减, %	国家或地区	1983年产量 万吨	比1982年 增减, %
世界总产量	266,295	+0.1	卡塔尔*	1,350	-18.2
亚洲、大洋洲	24,061	+3.7	沙特阿拉伯*	24,360	-23.4
澳大利亚	2,025	+0.2	沙 迦*	175	+169.2
文 莱	775	+2.6	叙 利 亚	825	+3.1
缅甸	150	+3.4	土 耳 其	225	-10.0
中 国	10,547	+4.5	非 洲	22,743	+0.1
印 度	1,955	+1.0	阿尔及利亚*	3,433	-11.5
印度尼西亚*	6,466	-3.5	安哥拉-卡宾达	870	+42.8
日 本	34.5	-10.4	喀 麦 隆	570	+4.6
马来西亚	1,850	+20.0	刚 果	475	+9.2
新西兰	75	0.0	埃 及	3,450	+3.3
巴基斯坦	65	+8.3	加 蓬*	750	+6.4
菲 律 宾	75	+7.1	加 纳	6	-20.9
泰 国	55	+23.3	象牙海岸	120	+118.2
欧 洲	80,220	+3.9	利 比 亚*	5,100	-15.2
奥地利	120	-4.0	摩 洛 哥	1	0.0
丹 麦	230	+31.4	尼日利亚*	6,160	-4.4
法 国	160	-5.9	突 尼 斯	575	0.0
西 德	406	-1.2	扎 伊 尔	130	+18.2
希 腊	125	+19.0	美 洲	80,715	+0.4
意大利	185		阿 根 廷	2,405	-0.6
荷 兰	210	+50.0	巴巴多斯	2.5	-16.7
挪 威	3,000	+22.4	玻利维亚	110	-15.4
西班牙	295	+96.7	巴 西	1,575	+23.0
英 国	11,300	+9.6	智 利	195	-9.3
苏 联	61,940	+1.1	哥伦比亚	775	+7.6
中 东	58,556	-5.4	厄瓜多尔*	1,180	+12.9
阿布扎比*	3,785	-12.0	危地马拉	37.5	+17.2
巴 林	205	-6.8	墨西哥	13,510	-1.7
中立区	1,990	+30.5	秘 鲁	833	-12.8
迪 拜*	1,635	-8.1	特立尼达和多巴哥	790	-12.7
伊 朗*	513,030	+30.4	委 内 瑞 拉*	8,955	-5.3
伊 拉 克*	4,525	-1.0	美 国	43,315	+0.2
以 色 列	1	0.0	加 拿 大	6,980	+12.5
科威特*	4,560	+36.7			
阿 曼	1,890	+17.4			

译注:

①中国的石油产量包括台湾省的石油产量(11.5万吨)。②标有*号的是石油输出国组织的成员国。③世界和各大洲总产量中包括一些小额产油国的原油产量,但表中未单独列出这些国家。

我国是世界上最早发现和利用油气的国家之一。全国陆地沉积岩面积424万平方公里,此外还有广阔的大陆架。沉积区的岩层厚度2000~10000米以上,总体积二千多万立方公里,生油岩发育,含油气前景良好。在剖面上从震旦系至第三系几乎各时代都见到油气。仅在中新生代陆相碎屑岩系中,就已找到大庆、胜利、大港、玉门、克拉玛依等160个油气田。近年来,我国的油气资源不仅在陆地上又有很多重大发现,而且在近海大陆架的勘探中也获得油气流。可望在本世纪内,我国油气资源的储量将会有有一个大幅度的增长。

第二章 沉积相研究在开发地质中的应用

“沉积相”这一概念可理解为在一定的沉积环境中所形成的沉积岩（物）的组合，它是沉积环境综合的物质反映，通常以地貌单元来命名。通过沉积岩（物）所具有的各种沉积特征，可以清楚地反映出它形成时的自然地理、气候、构造及沉积介质的物理、化学和生物条件，从而使我们能够较可靠地恢复沉积岩（物）形成时的沉积环境，并有效地指导对其各种沉积特征的深入认识。

在未经强烈构造变动和成岩后生作用改造的地区，原始的沉积条件和沉积作用控制了砂体的分布状况和内部结构特征，进而深刻地影响着流体的运动规律，在这种地区开展沉积相研究有着特别重要的意义。大量资料证明不同沉积成因的砂体具有明显不同的开发特点，从沉积成因入手是正确认识油层的一条根本途径，它能够使人们比较容易地抓住油层的本质和内在联系，使研究工作沿着一条比较科学的思路不断深入，避免盲目性和就事论事的现象。

第一节 油田沉积相研究的内容和方法

油田投入开发以后，所有遗留的地质问题中最大量的还是对油层的认识问题。由于勘探阶段资料少，时间紧迫，以及油层发育的复杂性，对许多问题不可能一下子都认识得很清楚，有些细致的油层特征甚至要在油田注水开发以及三次采油的漫长过程中才能逐渐暴露出来，并且严重地影响着油田开发效果。这个问题已经引起人们的普遍重视，认为加强油层研究仍然是采油地质工程的重要课题。

一、油层研究的主要内容

在油田开发阶段，油层研究的内容十分广泛、丰富，而且由于不同油田地质特点的差异，也会各自有所侧重，但大体上可以归纳为以下几个方面：

1. 砂泥岩的旋回性与成层性，砂岩纵向上的组合类型、发育程度的差异、迭加方式、连通状况以及夹层的稳定性等层间非均质问题。
2. 砂体的成因类型、几何形态、伸展方向、发育规模、成因体系、分布位置、砂体间的连接方式与连接程度、组合模式、演变规律与稳定性等平面非均质问题。
3. 砂体内各种结构特征的空间分布，如渗透率、孔隙度、含油饱和度的大小与空间分布状况，以及渗透率的方向性；颗粒的大小、含量、分选状况以及空间排列的方向性和韵律性；砂岩的胶结类型，胶结物的种类、含量及其胶结程度；孔隙结构的特征、类型及其空间分布状况；粘土矿物的种类、含量及其在孔隙中的充填方式；层理的大小、类型及其排列方式、方向和角度；不渗透或低渗透的薄泥质夹层、粉砂岩层、纹层的分布方式与连续性等层内非均质问题。

这些内容总括起来仍然是油层的分布状态和内部结构问题。

油田开发以后,逐步取得的大量岩心和分析资料、密井网的测井资料以及油层开发动态资料,为深入细致地研究这些油层特性提供了充分的物质条件。

近十年来沉积相知识的引入,大大提高了油层描述水平和预测能力。依据现代沉积、露头 and 密井网地区的详细研究所建立的沉积模式、砂体非均质模式和沉积理论、概念,为深入认识地下油层特征提供了有效的研究手段和推理依据。

二、油田沉积相研究方法

大庆油田在对松辽盆地北部白垩系大型湖盆三角洲沉积的研究实践中,总结出一套油田沉积相的研究方法。其基本研究思路是根据已经建立的沉积模式、沉积理论和概念,以将今论古的方法,利用油田密井网的大量岩心和测井资料所反映的各种指相标志,恢复古代砂体的形成环境、分布组合特点和内部结构特征,并依据开发动态资料,以“动静结合”的研究方法,逐步探讨各类砂体在油田注水开发过程中的各种表现和油水运动特点,为油田开发提供科学依据。

油田沉积相研究的主要目的是为了提高油田开发效果,其研究范围着重于油田本身,并以油砂体为主要对象,从控制油水运动的角度出发,研究单元常常要划分到单一旋回层,岩相要描述到单一成因的砂体,并且要以单砂体的几何形态、规模、稳定性、连通状况及内部结构的详细研究为核心。这些特点与区域性相的研究是明显不同的,为区别起见,我们称之为油田沉积相研究。

大庆油田沉积相研究的方法和程序归纳如下:

1. 确定区域沉积背景

依据盆地区域沉积相研究成果,圈定油田所处的沉积体系和大的相带位置。

2. 细分沉积单元

由于陆相砂、泥岩沉积层常常具有明显的多级旋回性,因此可普遍采用“旋回对比、分级控制”的总原则,按照不同沉积环境砂体发育的不同模式具体进行沉积单元的划分对比。选择在研究区域内能够连续追溯的最小沉积单元做为油田沉积相研究的基本做图单元,在河流—三角洲沉积区,一般以一次河流或三角洲旋回层为基本做图单元最为理想。但盆地各处沉积单元的发育状况不总是一致的,往往从边缘向盆地中心沉积单元数日逐渐增多,研究区域愈大,能够连续追溯的单元变得愈大、愈复杂,必要时可进行分区解剖。

3. 划相标志的选择

判断古代沉积环境的关键在于如何认识各种沉积特征的指相意义,以及如何选择好研究区域内有代表性的能清楚反映各种相变的有效特征和标志,而不是应用的资料愈多愈好。

大庆油田根据浅水湖盆河流—三角洲相的沉积特征,选择泥质岩的颜色、岩性组合与旋回性、层理类型与沉积层序、生物化石与遗迹化石、特殊岩性与特殊矿物,以及特殊构造等沉积现象为主要的和基本的划相标志,并以其综合沉积层序为主要定相依据,这些都属于传统的划相方法。

在油田上更广泛应用的是以测井曲线的形态来划相,这也是近年来新出现的划相标志。测井曲线形态实质上反映了油层的沉积层序和旋回性质,它的优点是可以取得大量的资料,便于快速直观地进行单井单层划相和平面上相的追溯对比。目前,国内外常用的有自然电

位、视电阻率、微电极、自然伽玛、声波测井、密度测井、中子测井等曲线，大庆油田常用前三种曲线（图1—2—1）。

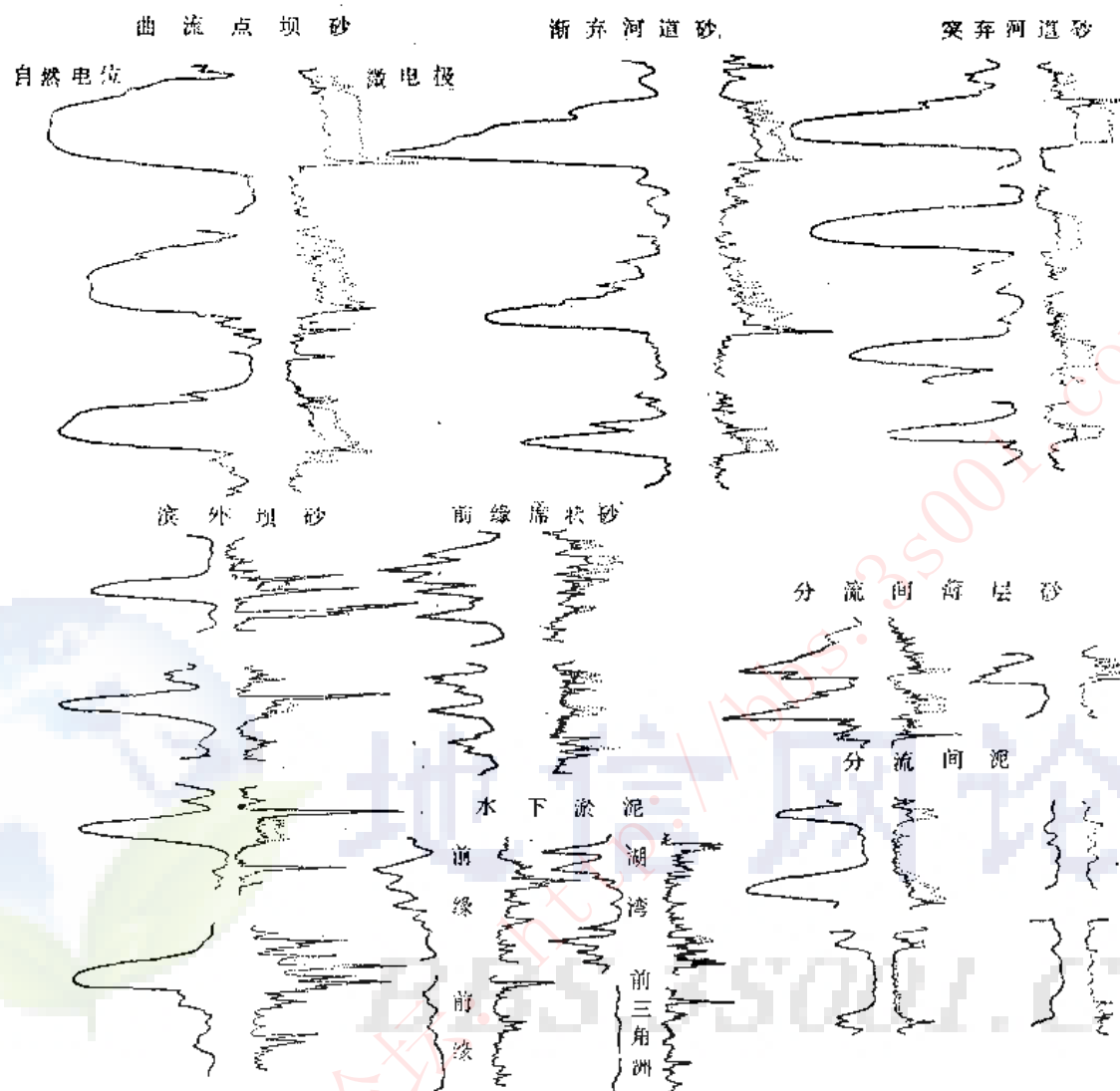


图 1—2—1 大庆油田河流—三角洲沉积各种亚相典型曲线

在松辽大型浅水湖盆三角洲沉积中，由于地形十分平缓，所有上述划相标志在侧向上都是连续渐变的，很难给出任何两个相带之间的确切界线位置。根据测井曲线形态所绘制的单一旋回层砂体平面分布图，描绘出各类砂体的几何形态、方向性、连续性和分布组合模式，可以清楚地反映出各种沉积环境在侧向上的演变和它们之间的具体界线。正如有人认为的那样，在一个相当小的单元内，砂体几何形态是认识占地理格架的基础。这种划相标志只有在密井网地区才能获得。

区域沉积相研究中常用的一些划相标志，如地球化学标志、微体古生物标志、岩矿标志、地层等厚图、砂泥比值图，以及用数理统计方法所表现的颗粒结构特征（如C—M图、概率图、结构参数散布图……）等，在油田的有限范围内，均不能很好地反映出相的侧向演变，因此，不作为主要的划相标志。目前，国外常用的划相标志实际上也只有沉积层序、结构、构造、砂体几何形态和测井曲线形态等少数几种。

4. 绘制砂体平面分布图

这一步是在选定的做图单元内,依据每口井测井曲线形态所反映的砂体发育程度、旋回性质及侧向接触关系,初步确定单井沉积类型,并勾绘出不同沉积类型砂体的平面分布状况,这是进一步研究的基础图件。

5. 确定沉积环境、划准大相和亚相

根据各种划相标志所反映的环境特征和区域沉积背景,确定研究单元总的沉积环境,参考现代沉积中相的组合与演变关系,在砂体平面分布图中具体确定大相和亚相的类型与分布状况。在三角洲沉积区,湖岸线的确定是最关键的,人们往往只能识别出三角洲向湖推进过程的最后岸线(或岸带)位置。岸线确定以后,其它大相的确定就比较容易了,如在湖岸线以上地区应是河流相和三角洲分流平原相,湖岸线以下是三角洲内、外前缘相及前三角洲和湖相,侧翼是海湾和三角洲伴生相等等。每个大相中依据测井曲线形态勾绘的各种沉积类型的分布区便是它的各个亚相。

6. 确定砂体成因类型,探讨内部结构特点

在亚相划分的基础上,依据现代砂体的各种沉积特征进一步确定砂体的成因类型,探讨各类砂体的加积方式、内部结构特征与夹层的分布状况。并可采用数理统计方法,或从现代沉积中得出的经验公式、经验数据,对砂体的发育规模、内部结构进行定量描述,力求建立各类砂体的三维非均质模式。

7. 建立沉积模式,总结砂体分布组合特征

根据各相带不同成因砂体的组合方式及发育状况,建立本地区砂体的沉积模式,把各种沉积现象有机地联系起来,并进一步研究各类砂体在油田纵横向上的分布组合特征,对油田进行分区、分段的综合描述。密井网地区沉积模式的详细建立,大大地有助于邻近新区砂体的预测工作。

8. 研究各类砂体的水淹特点

应用油田分层动态资料,研究不同开发阶段各类砂体的水淹特点与剩余油分布特点,研究各种地质因素对油层开发效果的影响,研究各类砂体的储量比例及可采储量,为油田开发提供各种地质依据。

第二节 油层划分与对比

油层划分、对比是油层研究的基础。大庆油田的储层是松辽湖盆中的一套河流-三角洲沉积,它在横向上分布广阔,层位比较稳定,在纵向上累积厚度大,砂岩层数多,砂、泥岩频繁交互,具有明显的多级旋回性,为在这套陆相湖盆沉积物中进行旋回对比奠定了基础。

一、沉积旋回和油层层组划分

(一) 沉积旋回的划分

研究沉积旋回的目的在于认识沉积作用的规律性,掌握各类油层的层位特征,为油层对比提供依据。

研究沉积旋回的基本方法是:以岩心资料为基础,从研究单井剖面的岩性组合特征及

其在剖面上反复出现的规律性入手，首先初步划分单井的沉积旋回，然后追溯对比各级沉积旋回的演变规律。

单井岩性组合特征的研究，包括岩石类型、层间接触关系、结构构造、古生物、矿物成分、岩石化学成分等。其中以岩石类型和层间接触关系最为重要。此外，还需要研究上述各方面的相互演变关系，以及组成单井剖面的基本岩石类型和各种组合类型。

沉积旋回级次的划分，应根据需要解决的实际问题和各地沉积旋回的实际情况来确定。

大庆油田包含萨尔图、葡萄花、高台子整套油层的沉积旋回是大庆油田旋回分级的起点，由此开始直到包含一个单油层的最低级次沉积旋回，可以分为四个级次，各级沉积旋回的含义如下：

1. 一级沉积旋回

是受区域性构造运动控制的沉积旋回，是一套包含整个油层在内的旋回性沉积。在全区稳定分布，包含有生油层储油层组合或储油层与盖层的组合。如松辽盆地的姚家-嫩江组一级复合旋回和泉头-青山口组一级复合旋回。

2. 二级沉积旋回

受构造运动控制，为一级旋回中所包含的次级旋回，是不同沉积岩相段组成的旋回性沉积。

3. 三级沉积旋回

受局部构造运动控制，是二级旋回中包含的次级旋回，是同一沉积岩相段内的几个性质相近的四级旋回组成的旋回性沉积。

4. 四级沉积旋回

受水流条件及局部沉积作用控制，为包含在三级旋回中的次级旋回，是单一岩石组合类型所组成的旋回性沉积。

(二) 油层的层组划分

油层的细分是进行油层对比的一项重要工作。根据油层性质的一致性和纵向上油层连通、隔绝条件进行油层细分。一般的油田常由数个或数十个甚至上百个单油层组成，厚度可达几十米到几百米，它们之间由若干非渗透层隔开。为了对比研究方便，在分析单井剖面特征的基础上，根据沉积剖面上旋回的级别，所属关系，出现的范围及岩性、物性、含油性、电性等综合特征，进行油层的层组细分。

大庆油田萨尔图、葡萄花、高台子油层的层组划分，按其油层特性的一致程度可分为三级：

1. 油层组

油层分布状况与油层性质的基本特征相同，为一套沉积岩相相似的油层组合。具体划分除考虑油层特性的一致性外还需要考虑隔层的条件。如果在相邻岩相段的分界上隔层条件不好，而在其邻近层位有较好的隔层存在，在这种情况下允许把油层组界线划分在隔层发育较好的层位。有个别油层组底部界线的划分，就是这种情况。

2. 砂岩组

包含在油层组内，含油砂岩集中发育，有一定的连通性，上、下为比较稳定的泥岩所分隔的相互靠近岩性相近的单层组合。

具体划分时需要研究砂岩的分布状况、发育程度、油层厚度、油层性质及其相互之间的自然组合关系。根据各类岩石在剖面上的组合状况，及其重复出现的规律性划分砂岩组的组合单元，进行组合分类。大庆油田萨尔图、葡萄花、高台子油层中的砂岩组按上述可分两种基本组合类型，一种以厚层砂岩为主体，粒级连续渐变的块状组合；另一种为砂岩、泥岩间互成层，层间界面较清晰的层状组合。

3. 单油层

以四级旋回为基础，上下以泥质岩分隔的具有含油条件的砂质、粉砂质岩层。

大庆油田萨尔图、葡萄花、高台子油层根据各开发区的具体情况从上至下将各油层组又划分若干单油层（即小层），最多的可划分为130多个小层。

旋回划分与层组划分的出发点不同，结果也是有差别的，各级旋回包含了各级层组，各级层组只是各级旋回中具有含油性能的部分，或者含油性能相近的部分，但它们之间有密切的关系。

1. 一级沉积旋回中岩性组合较粗的具有含油性能的层段相当于整套油层组合；
2. 二级沉积旋回包含几个油层组，每个油层组只是二级沉积旋回中油层特征相似的部分；
3. 三级沉积旋回与砂岩组层位大体相当；
4. 四级沉积旋回与单层层位大体相当。

沉积旋回的划分和油层组的划分是进行单层对比的基础。油层层组的划分是大量对比的结果，而合理划分层组，又是建立分级控制进行单层对比的重要保证。因此，在实际工作中都要经过划分一对比一划分这样多次的反复过程，才能逐步达到合理地划分层组，加深对油层性质的认识。

二、单层对比方法

（一）研究岩性、电性的关系

钻取心井，收获率要求达到90%以上，仔细观察该井岩心，将同一口井的岩心与电测曲线进行比较，研究各种岩性、各级沉积旋回在电测曲线的显示，找出各种岩性、各级沉积旋回在电测曲线上的代表形态，编制成典型曲线图版。这样就能在一定程度上，从电测曲线的特征来判别含油岩层的岩性和沉积旋回的特点，为在所有井中进行单层对比创造条件。

（二）选用对比资料

电测曲线是油田上用来进行单油层对比的主要依据，但电测曲线的种类很多，而且各自反映岩性的不同方面。因此在岩性、电性关系研究的基础上，需选择几种适用的电测曲线。选用标准是：

1. 能反映油层的岩性、物性、含油性特征；
2. 能明显反映油层岩性组合的旋回特征；
3. 能明显反映岩性上各标准层的特征；
4. 能反映各类岩层的分界面。

大庆油田一般选用2·5米或0·45米底部梯度视电阻率曲线、自然电位曲线、微电极曲线。这几种曲线各有其优点或缺点，应用时互相弥补，能综合反映油层的岩性、物

性、含油性特征及标准层和分界面，运用时把所选各项资料编绘在一张图上，作为单层对比的基础图件。

（三）选定标准层

标准层就是在整套旋回性沉积中的那些岩性稳定、特征突出的单层或岩性组合特征明显的层段。它是整个旋回性沉积的一部分，其分布规律取决于整个沉积旋回的演变规律。因此在研究旋回特征的基础上，突出一部分岩层，是有助于识别各个沉积旋回、划分层段、提高对比精度、简化对比方法的一项重要措施。标准层应该是：

1. 生物的、岩性的、电性的特征明显，有特殊标志，易于识别。如古生物化石层、油页岩、泥灰岩、黑色泥岩、介形虫钙质砂岩等。
2. 在剖面中有固定的层位，多分布于一定级次旋回的界线上。
3. 岩性、厚度变化小，分布范围广，沉积稳定，易于把上下岩层区分开来的单层或岩性组合特征明显的层段。
4. 为了卡准含油气层段的上下界线，特别注意在含油气层段的界线附近选定标准层。如大庆油田白垩系嫩江组的“黑色叶肢介页岩（或油页岩），电阻曲线为五个大小不等的尖峰。全长均分布稳定，即是嫩一段与嫩二段的分界线，又是地层接近油层的重要标志。

（四）对比原则和方法

对于内陆湖盆沉积的一套砂、泥岩储油层，采用“旋回对比、分级控制”的原则，由大到小逐级控制，逐级对比的方法。在实际工作中用二级旋回和标准层控制油层组，用三级旋回划分和对比砂岩组，以四级旋回划分和对比单层、确定每个单层层位及相邻井间单层的层位关系。具体步骤：

1. 对比分层

选择已经分层的井（探井或资料井，加密井可选择邻近老井）做为标准井，把要分层的井按照标准层控制下岩性相近，电测曲线形态相似，厚度大致相当的办法来确定油层组、砂岩组及小层界线，并用规定的符号标记。钻遇断层的井，首先落实层组界线，然后仔细确定断层，断层处必须标记断点深度，相当井号及井段，断失层位，断距等内容。

2. 连通对比

以主对比井为中心向要建立对比关系的井连好关系线，最好向一定方向连接对比关系（统一向上或者向下，同排井向左或者向右对比），并用箭头指明被对比井，防止重复，便于查找对比关系。填写好纵横向对比表，连通则写层号，不连通写0，并根据断层关系标出隔开符号，若被对比井断失某层，要写上断失字样。

3. 区（块）统层

在单井对比分层的基础上，对区（块）进行“统层”。所谓“统层”就是在区（块）范围内统一层组界线，提高小层对比分层的准确性。以某井的层组划分为准，首先和邻井对比，然后逐渐扩大到整个对比剖面直至全区。即横向由点（井）到线（剖面），由线到面（区、块），用点和线的对比结果去控制面的对比；反过来再由面到线，由线到点，用面的对比验证线和点的对比是否正确，多次反复达到点、线、面的一致。这就是区（块）的“统层”。

油层划分与对比是油层研究的一项重要工作，它提供资料的精度直接影响油田开发效果。特别是对注水开发的油田，这项工作不论在油田开发的初期编制开发方案、确定注采

井别、计算产能指标，还是在油田开发的过程中，进行动态分析、综合调整挖潜，始终都是需要的。同时在油田开发的过程中，还可以验证连通对比是否正确。

第三节 大型湖盆三角洲的沉积模式和砂体类型

根据松辽盆地的研究，大型湖盆中主要发育着两种类型的三角洲沉积，一种是沿盆地短轴方向伸展的小型扇状复合三角洲，如松辽盆地西部的英台三角洲（图1—2—2），其河流短小，滨岸区地形坡降大，水体深，湖泊能量高，三角洲沿岸伸展，分布面积小，单层厚度大，具有“吉尔伯特型”三角洲明显转折的三层结构和迭瓦状加积特征。

另一种是沿盆地长轴方向伸展的大型叶状复合三角洲，如大庆油田所在的松辽盆地北部黑鱼泡三角洲（图1—2—2），其河流源远流长，集水面积大，流量大，携带大量的碎屑物质，所注入的湖盆滨岸区坡降平缓，水体浅，湖泊能量较弱，三角洲沉积物一直向湖盆中伸展很远，三角洲单层厚度薄，分布面积广阔，前缘平缓展布，形如叶片，无明显的三层结构，具叶体变迁式的加积特点。其中每个三角洲叶体均由树枝状分布的分流河道砂

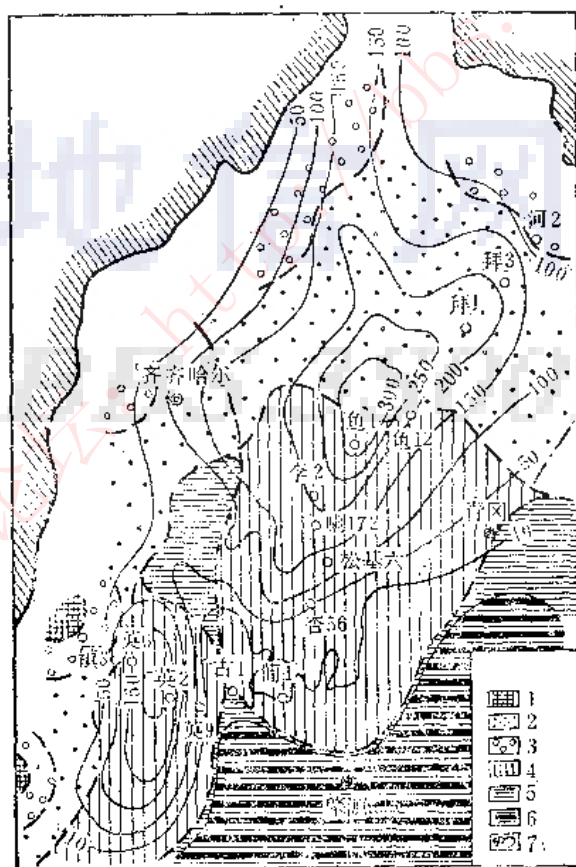
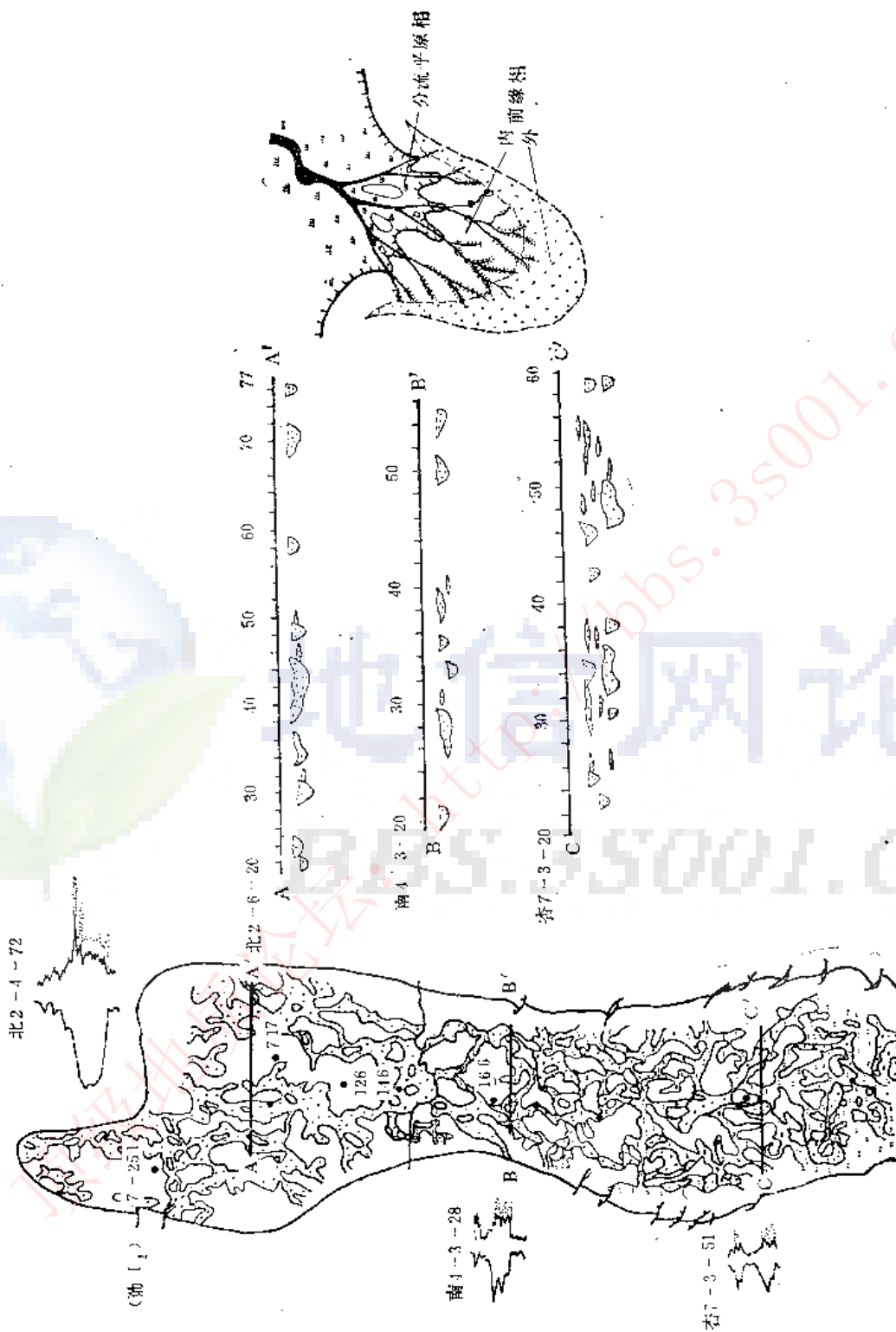


图 1—2—2 松辽盆地北部叶状复合三角洲与西部扇状复合三角洲平面分布图

1—剥蚀区；2—泛滥平原相；3—洪积相；4—三角洲复合体；
5—三角洲间沉积；6—半深湖—深湖相；7—砂岩等值线



体和广阔的前缘席状砂体所组成。至前缘相分流河道砂体仍继续向前延伸, 由于分流河道众多以及湖盆浅平, 没有形成大型河口砂坝, 是这类三角洲沉积的一大特点。

一、叶状三角洲沉积模式

在叶状三角洲中, 随着沉积条件的改变, 每个三角洲叶体的特征也在发生变化, 主要表现为内前缘砂体类型与几何形态的不同, 据此可详细识别出四种类型的三角洲:

1. 枝状三角洲 (图 1—2—3)。

内前缘为树枝状分布的水下分流河道砂体, 它是水上分流河道砂体的延续, 不同点在于水下分流中厚层河道砂体完全是断续状分布的, 之间由薄的砂层所连结。分流间几乎全为泥质岩所充填, 至外前缘才出现大片的席状砂。这类三角洲形成在极浅的湖水中, 受气候等因素的影响, 湖盆水域范围波动很大, 三角洲内前缘常常表现为季节性或周期性干

枯, 分流河道暴露于地表, 但此时很少有沉积物堆积下来, 仅在短暂的洪水期变为水下河道时, 才有少量的砂从高悬移质的河水中不均匀地充填着河道, 形成断续分布的厚层河道砂体, 其间由薄的砂或粉砂所充填。

当整个湖盆近于解体或干枯时, 可形成一直没有大面积前缘席状砂的干枝状三角洲 (图1—2—4), 这是此类三角洲的一大特点。

2. 枝—坨过渡状三角洲 (图1—2—5)

这类三角洲的特点介于枝状和下面的坨状三角洲之间, 在内前缘水下分流河道砂体间分布着一层极薄的粉砂或泥质粉砂层, 厚度通常只有几厘米到十几厘米, 但

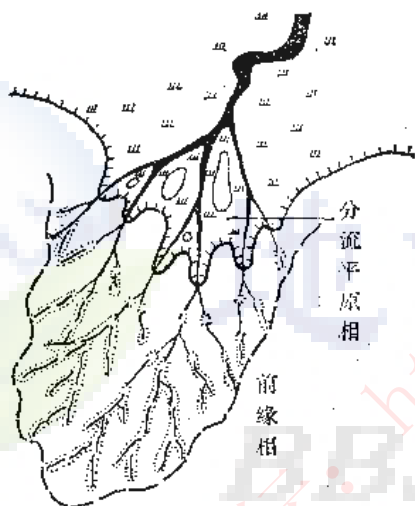


图 1—2—4 干枝状三角洲模式

面积很大, 反映此时湖盆边缘的水深和波浪作用的时间都有所增加, 但水体仍很浅, 波浪作用也不很强, 只能搬运极细的粉砂级物质。

3. 坨状三角洲 (图 1—2—6)

这类三角洲沉积在其刚刚进入内前缘相就分布着大面积较厚的席状砂, 一般在 1~2 米厚以内, 而且其中还散乱地堆积着一些更厚的砂坨坨, 形态有豆荚状, 有不规则坨状, 好像沙滩上一群散乱的砂堆, 它们皆为正渐变或均匀层状砂体, 很可能是水下分流河道和河口砂的残余部分。表明这类三角洲沉积时, 湖盆边缘水深和能量明显增加, 碎屑物质供给也较丰富。

4. 席状三角洲 (图 1—2—7)

这类三角洲仅在河口附近有少量水下分流砂体的厚坨坨或条带, 整个前缘相主要是一层薄而广布的砂席, 仅仅是厚度上略有变化。反映河流弱小, 碎屑物质供给不足, 沉积速度缓慢, 湖泊的改造作用十分充分和明显。它应是浅水湖盆的破坏性三角洲, 在湖盆沉积

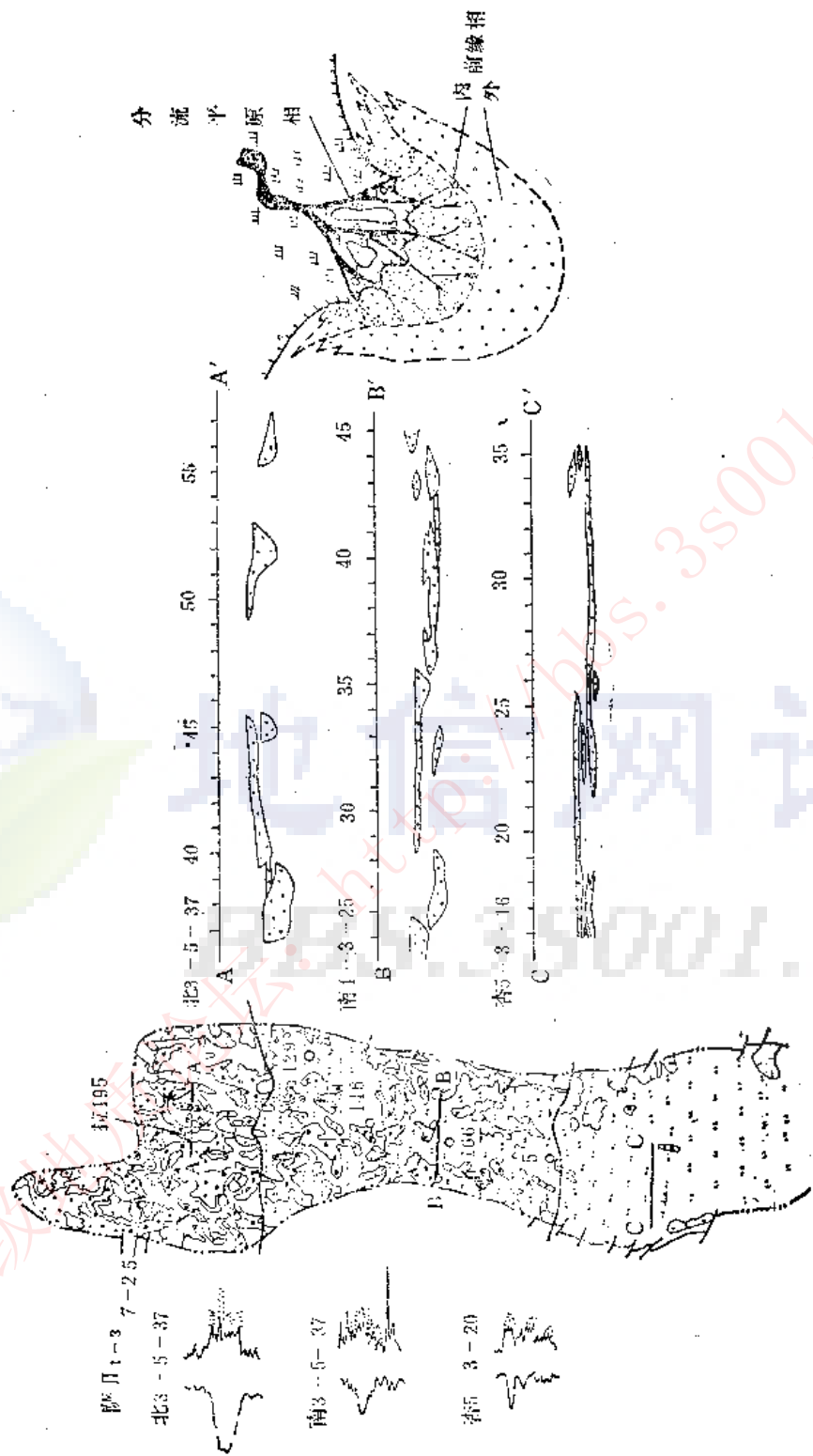


图 1-2-5 枝—坳过渡状三角洲模式

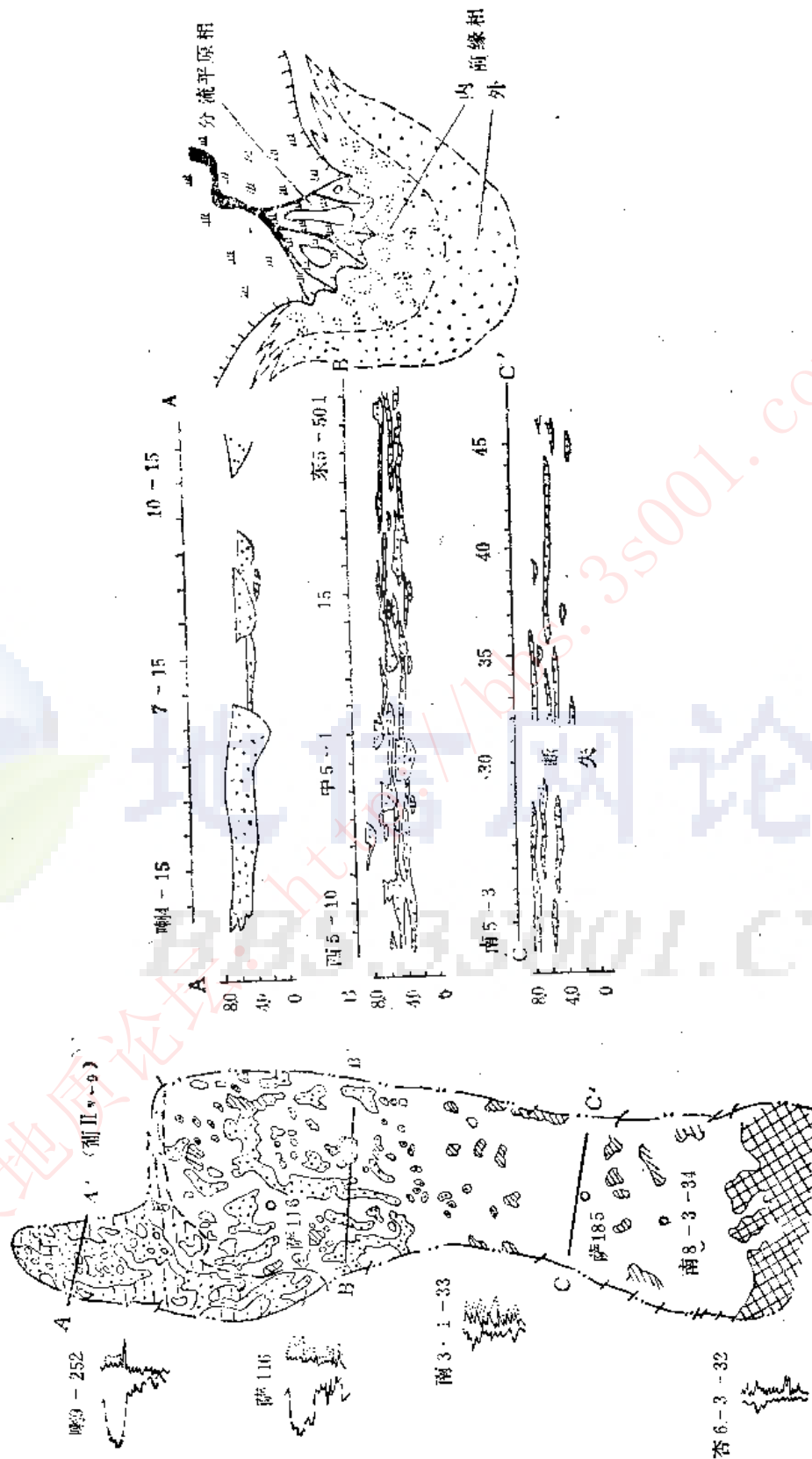


图 1-2-6 坳状三角洲模式

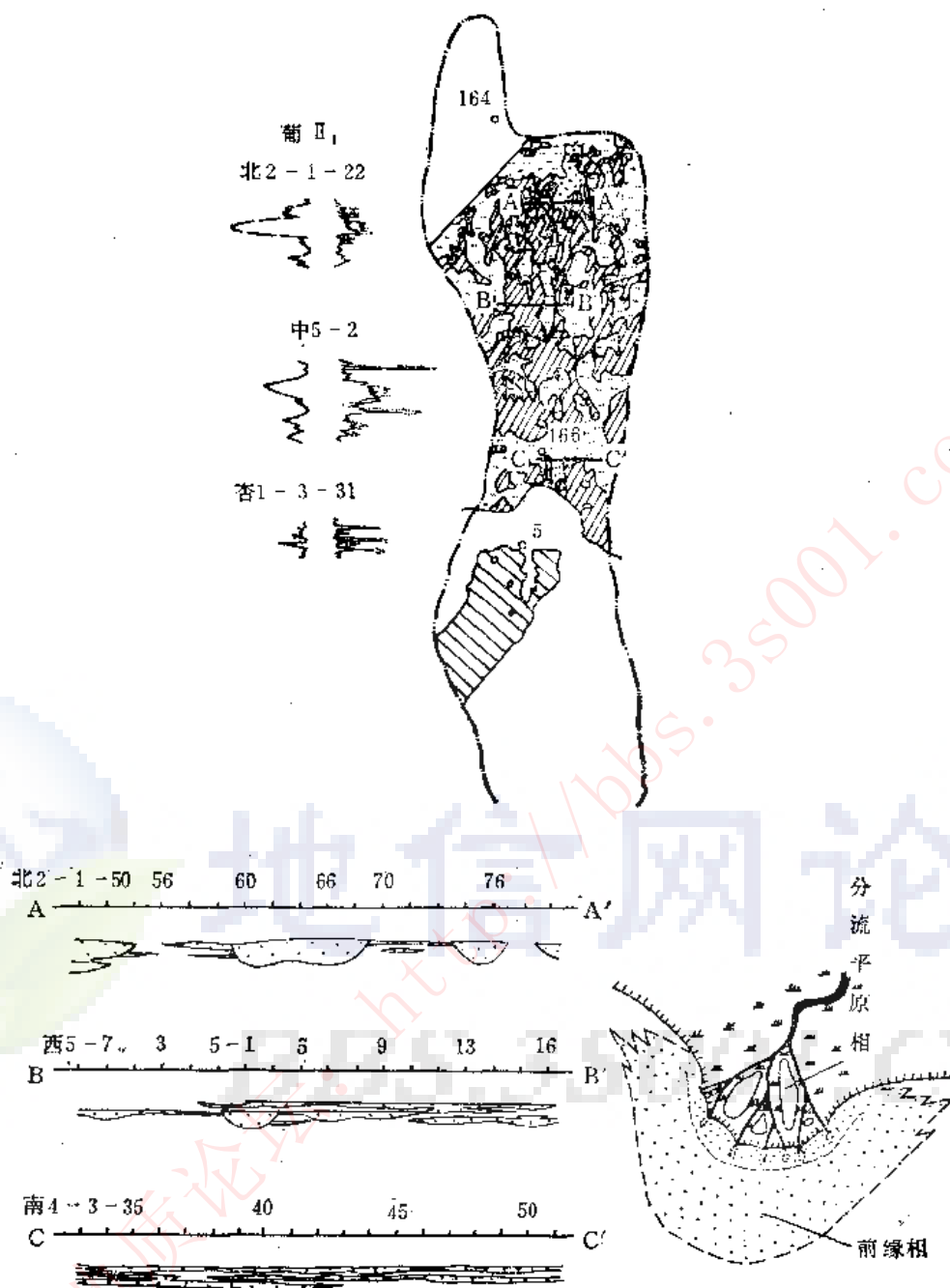


图 1-2-7 席状三角洲模式

中这类三角洲是少量的。

叶状三角洲的外前缘席状砂发育状况也不尽相同，形态、面积多种多样，总体上可归纳为稳定与不稳定的两大类。在上述三角洲沉积中，可据此进一步细分亚类，它们主要反映碎屑物质供给强度的差异。

大庆油田萨、葡、高油层即属松辽湖盆北部的大型叶状三角洲沉积。

白垩纪中期松辽盆地发育为一个大型拗陷型内陆湖盆，主要河流沿盆地长轴方向自北而南流入湖泊，于大庆长垣所在处形成广阔的三角洲沉积，油田北部以河道砂为主，向南

逐渐演变成席状砂。

各时期三角洲的位置有一定继承性，萨、葡非主力油层的绝大多数时期湖岸线均在萨中—萨北一带，造成了油田南北沉积环境和砂体类型的明显不同。萨中以北地区以条带状的厚层分流河道砂岩为主体，萨南和杏树岗则以薄层前缘席状砂岩为主体，它们分别具有不同的开发特点。只有主力油层沉积时湖岸线在杏树岗以南，长垣北部均以河道砂岩为主体（图1—2—8）。

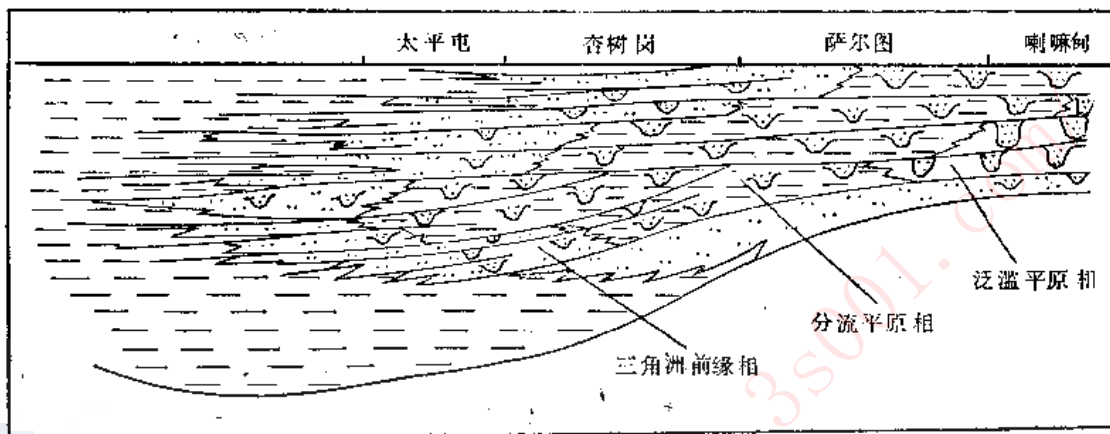


图 1—2—8 葡 I₁₊₂ 复合三角洲纵剖面

二、叶状三角洲的砂体类型

在大庆油田叶状三角洲沉积中详细识别出八种不同成因的砂体，可代表大型浅水湖盆三角洲的基本砂体类型：

1. 泛滥平原的曲流点坝砂体（图1—2—9）

分布于泛滥平原的曲流带内，由曲流河侧向迁移所形成。点坝砂体内部为侧向加积的堆积方式，单个侧积体为新月状透镜体，由河流凸岸向凹岸倾斜分布，倾角为 $5^{\circ}\sim 10^{\circ}$ ，不同洪水期形成的侧积体侧向上迭置成连续的点坝砂体。其剖面形态为不规则透镜状—板状，厚度形式有从凸岸向凹岸起伏加厚的趋势，厚度为 $5\sim 10$ 米，其平面形态为废弃曲流环（牛轭湖）所限制的旋涡状砂体。这些旋涡状点坝砂体之间由较薄的废弃河道充填砂和浅滩砂联系着，使整个曲流带成为一个外形曲折的复杂带状连通体，其宽度可达2公里以上。单一点坝层序内部具多韵律性，每一小韵律均为正渐变特征，显示出多期洪水的加积作用，在层序中、上部也可出现较粗粒沉积物，但总体上多数具有清楚的正旋回性。一般在点坝底部粒度最粗，分布最广，使曲流带底部连通最好。单一点坝层序中，自下而上层理规模明显变小，由大型槽状或板状交错层理变为小型槽状或板状交错层理，以及波状和水平层理，最后结束于块状泥质岩沉积。渗透率的分布与粒度和层理规模有良好的一致性，曲流点坝砂体底部层段性渗透率的差异可达 $10\sim 20$ 倍以上。由底部连续延展的粗粒沉积层形成高渗透层段，顶部细粒层由侧积体间的泥质薄夹层以及废弃河道的泥质充填物形成层内垂向窜流和侧向窜流的遮挡，加剧了上、下部的差异。平面上沿主体带底部形成的高渗透条带，与非主体带间也存在着明显的差异。

2. 高弯曲分流砂体（图1—2—10）

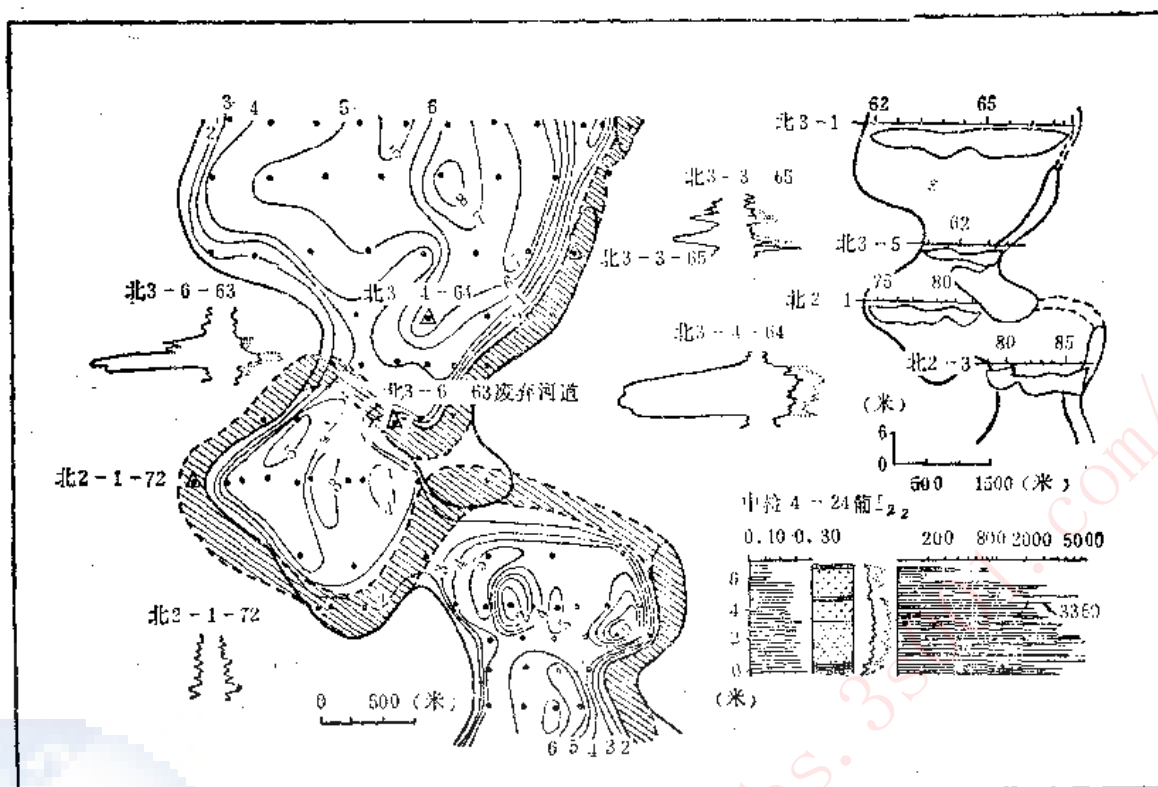


图 1—2—9 葡 I₂₂ 曲流点坝砂体

多数分布于三角洲分流点以下的上分流平原中，少数可延伸至下分流平原。沉积特点与曲流点坝砂体十分相似，但由于分流河道能量较小，切割能力较弱，砂体规模稍变小，宽度在 1~2 公里以内，砂层更加稳定，粒度变细，渗透率降低，层段性渗透率极差 < 10，层内与平面上的非均质性都没有曲流点坝砂体那么严重。

3. 低弯曲分流砂体 (图 1—2—11、图 1—2—12)

主要分布在下分流平原上，仍以侧向加积为主，在河道最后废弃的位置上充填的砂体为垂向加积产物（在下分流平原上有少量很窄的分流河道砂体，主要为垂向加积产物），砂体形态为一低曲折的略窄条带状，宽度多在 1 公里以内，有部分砂体也在 1 公里以上，厚度 3~7 米，横剖面为一厚而窄的透镜体。河道砂内部侧积体和点坝的规模都变窄变长，倾角变陡，为 10~15°，半月状的砂体呈犬牙交错状分布，其间充填以较薄的废弃河道砂体，使整个河道砂连通状况变好，由于砂体较窄，因此显示出明显的渗透率方向性。河道砂粒度变细，有时为正旋回，有时为顶、底突变的均匀层状。层理类型以小型交错层理为主，夹有波状与水平层理。层内薄泥质夹层数量有所增加，有倾斜分布的，也有水平分布的。河道砂的渗透率也降低，而且纵向上相对均质，层段性渗透率级差全部小于 10，有时很小。

4. 分流间砂体 (图 1—2—13)

包括河间砂体在内，主要指天然堤、河漫滩、决口扇及一些小型河道砂体，它们分布在河间与分流间地区，尤以河道砂体边部为最多。都是在河流决口、泛滥时形成的垂向加积物质，粒度细，渗透率低，砂层厚度薄，旋回性不明显，纵向上比较均匀，以微细交错、波状及水平层理为主。平面上形态多样，大小不一，有片状的、带状的、还有窄条

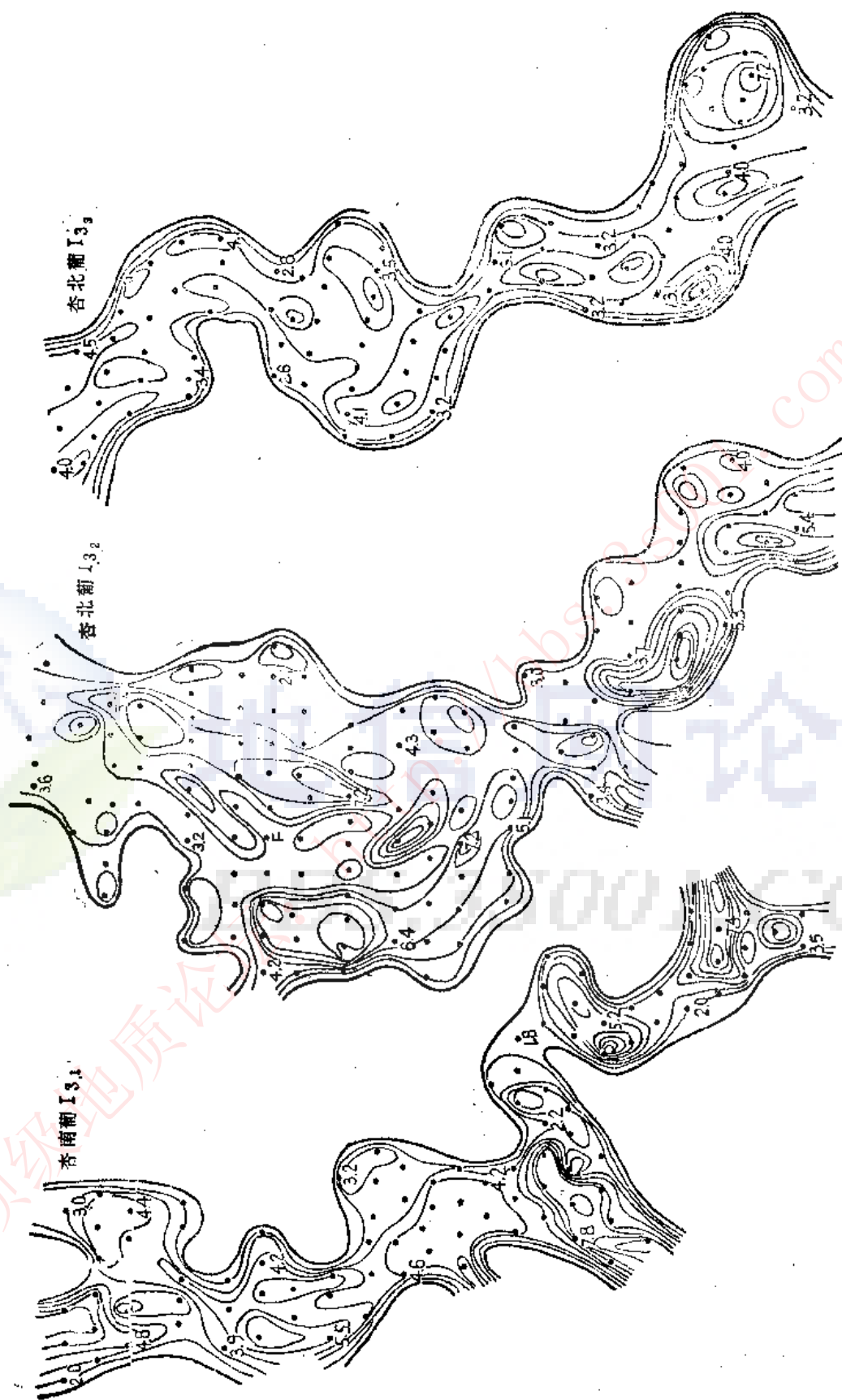


图 1—2—10 高弯曲分流砂体

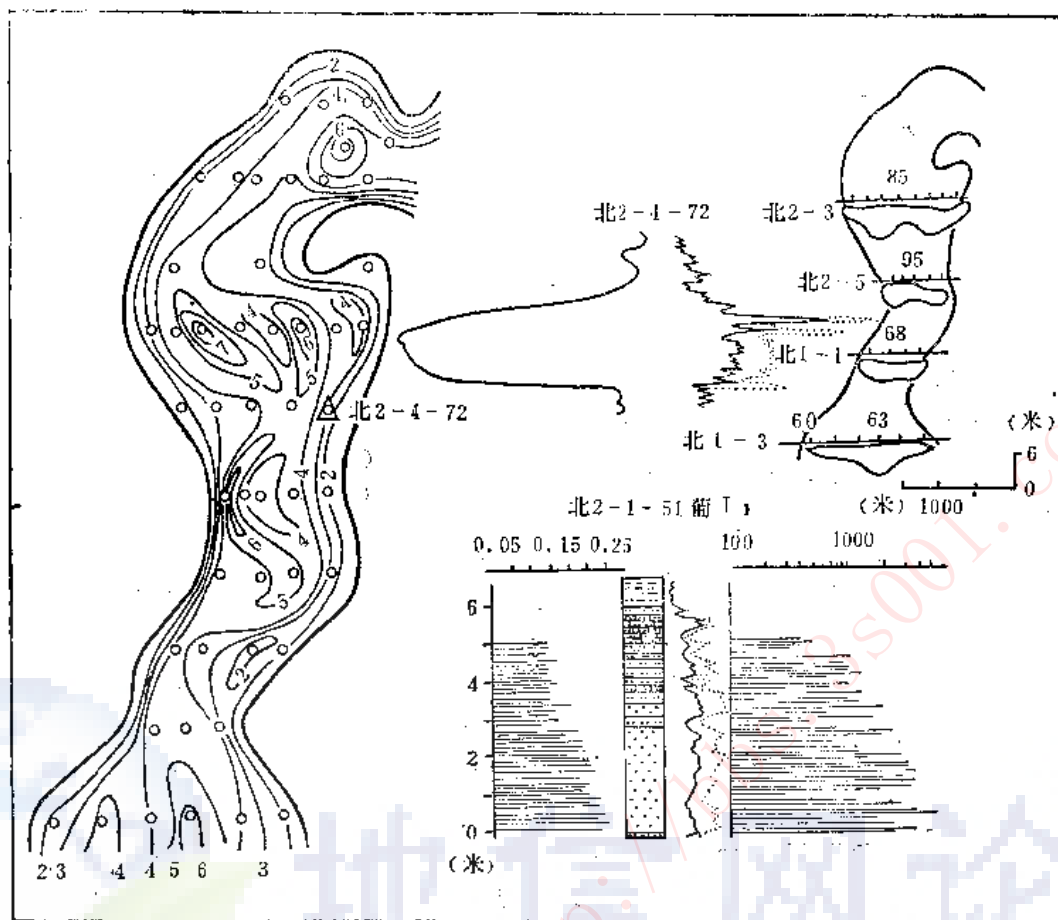


图 1—2—11 葡 I 低弯曲分流砂体

的。与河道砂的连通状况也各不相同，有的连通，有的不连通，有的连通很好，有的连通较差。

5. 水下分流砂体 (图 1—2—14、1—2—15)

主要分布在三角洲内前缘相，为一种顺直型的垂向加积河道砂体。形态为分叉的树枝状，河道砂很窄，多在 500 米宽以内，大量的在 300 米宽以内，厚度在 1~5 米，剖面上为孤立的透镜状。其中厚层河道砂体为断续状分布，有的为短条带状，有的为不规则坨状（此时宽度增加），亦为正旋回或均匀层状，粒度是所有河道砂中最细的，砂中泥质含量增多，因此渗透率较低，纵向差异也很小。厚层河道充填砂体以微细交错层理为主，夹有水平与波状层理，内部夹层也有所增加，且为水平一波状分布。

6. 三角洲内前缘席状砂体 (图 1—2—16)

所有三角洲前缘席状砂体均分布在三角洲前缘相，为垂向加积作用的产物，薄层大面积分布，单层厚度一般小于 2 米，粒度细，泥质含量高，渗透率低，纵向上比较均质，多为反韵律与复合韵律，与泥质层间互沉积，具微细交错、波状及水平层理。

三角洲内前缘席状砂是在河口区河流作用仍可波及的范围内沉积的，砂体一般略厚些，在总体上受湖浪分散形成的席状砂中还镶嵌着一些水下分流河道砂体或河口砂体的厚坨坨和条带，使之厚度形式有些复杂，一般侧向连通较好。内前缘席状砂以复合旋回为

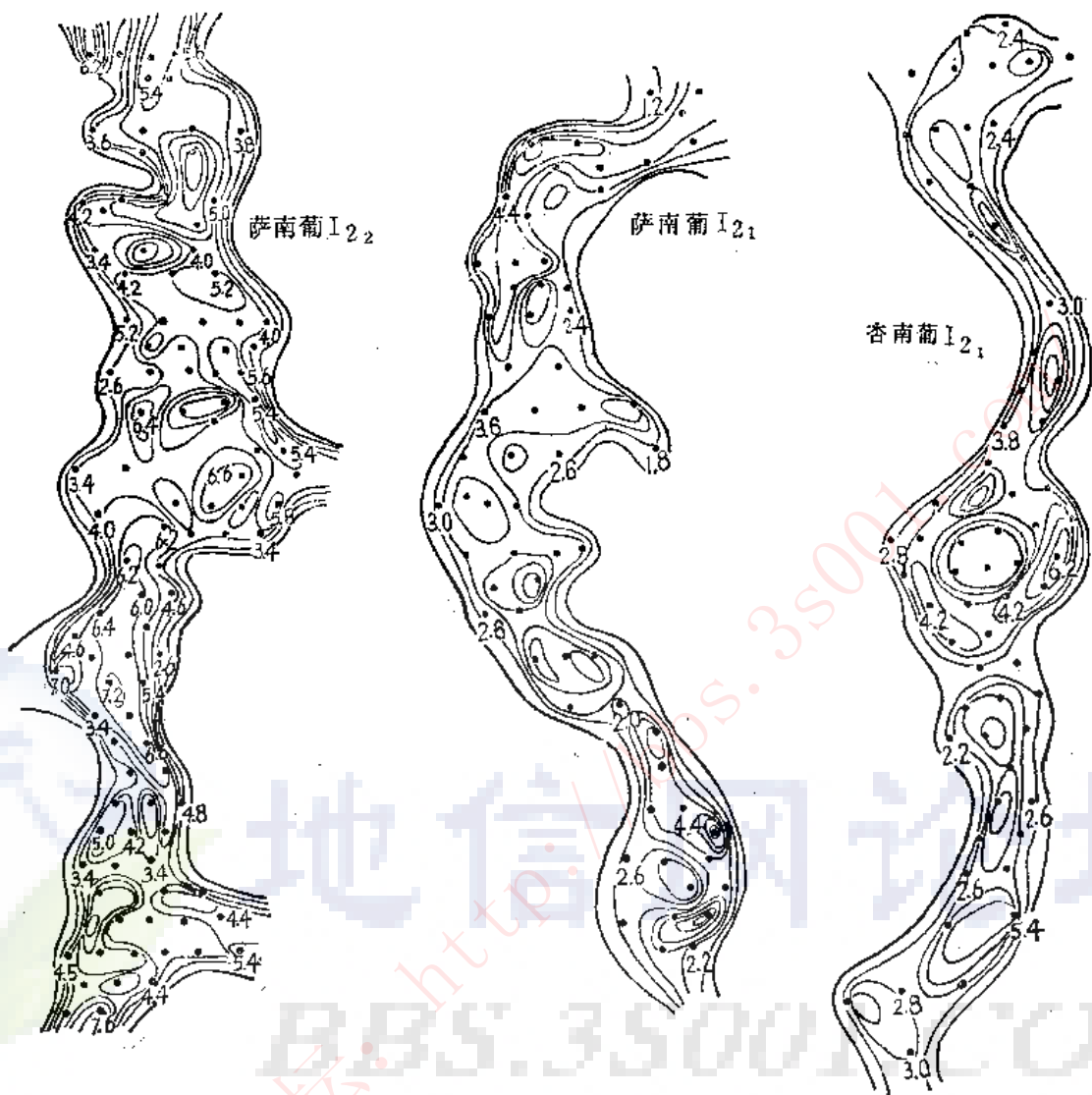


图 1—2—12 低弯曲分流砂体

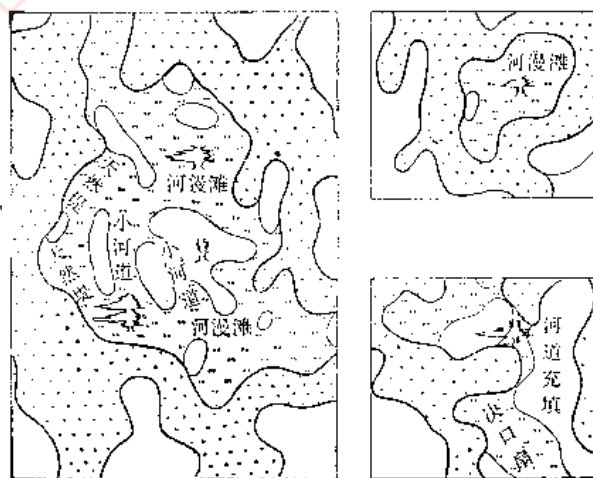


图 1—2—13 分流间砂体

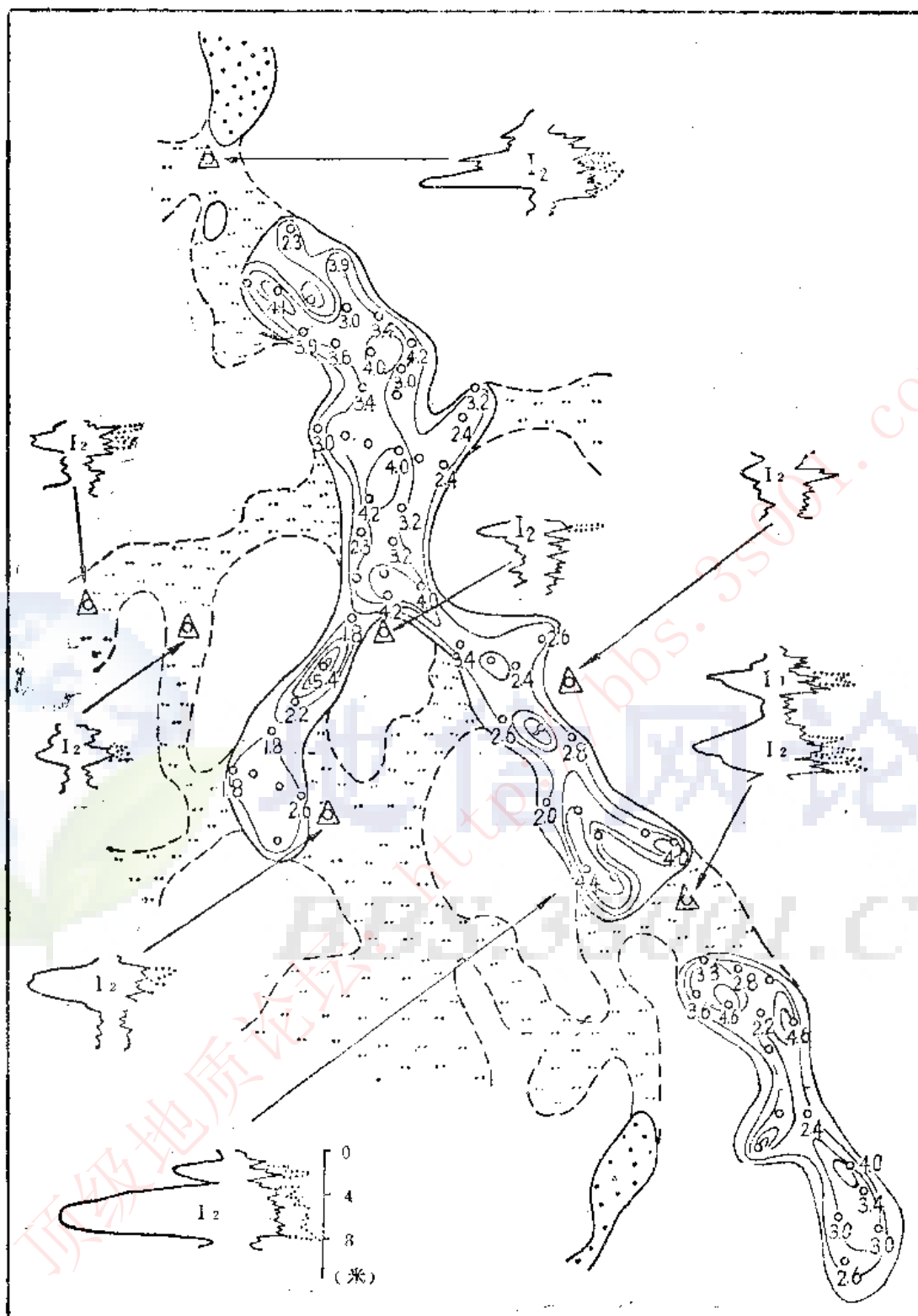


图 1—2—14 葡 I₂ 水下分流砂体

主，粒度略粗，也具有一定渗透性。

7. 三角洲外前缘席状砂体 (图 1—2—16)

三角洲外前缘席状砂分布在远离河口的地区, 主要由波浪的改造作用形成, 以反旋回

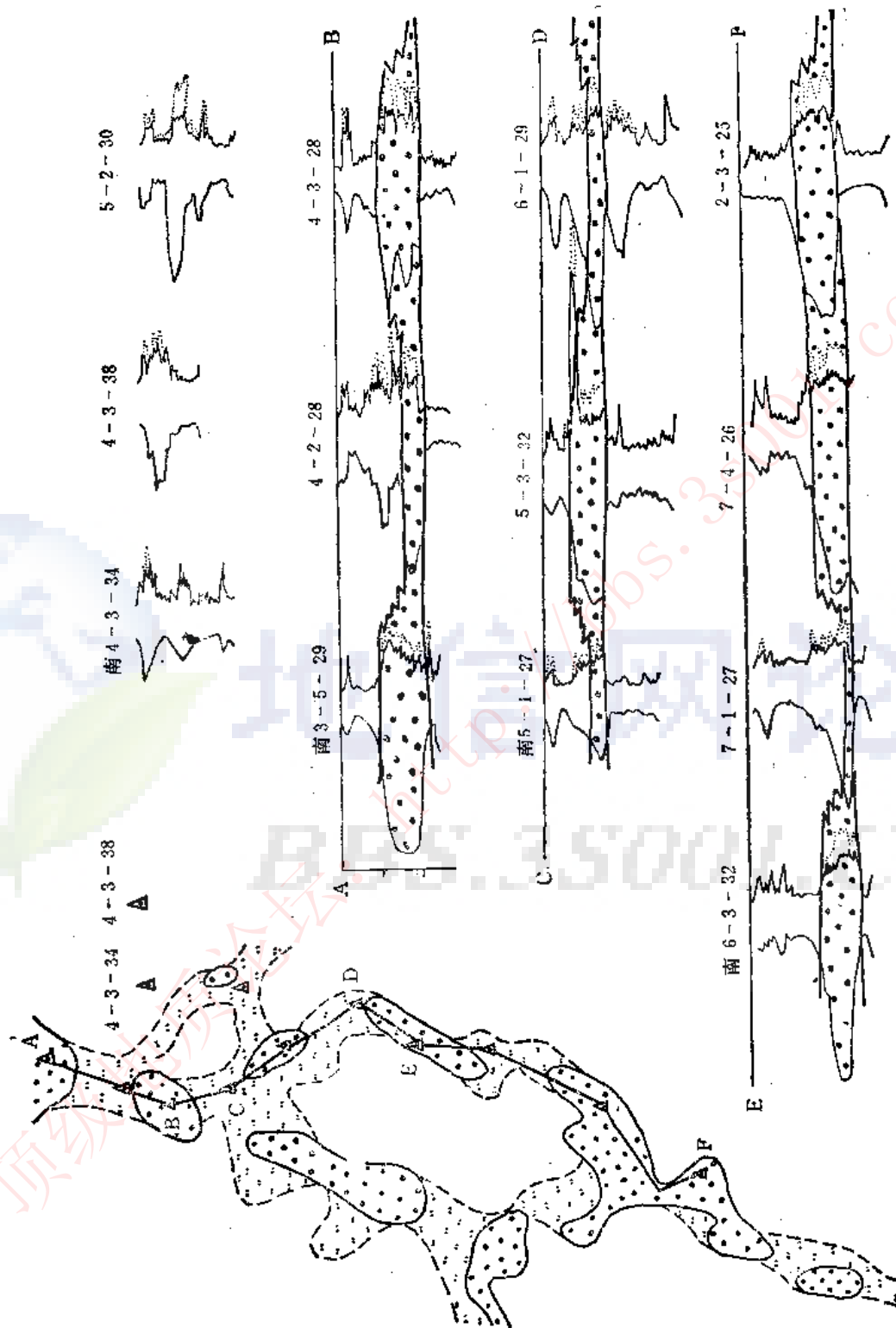


图 1-2~15 葡I, 水下分流砂体

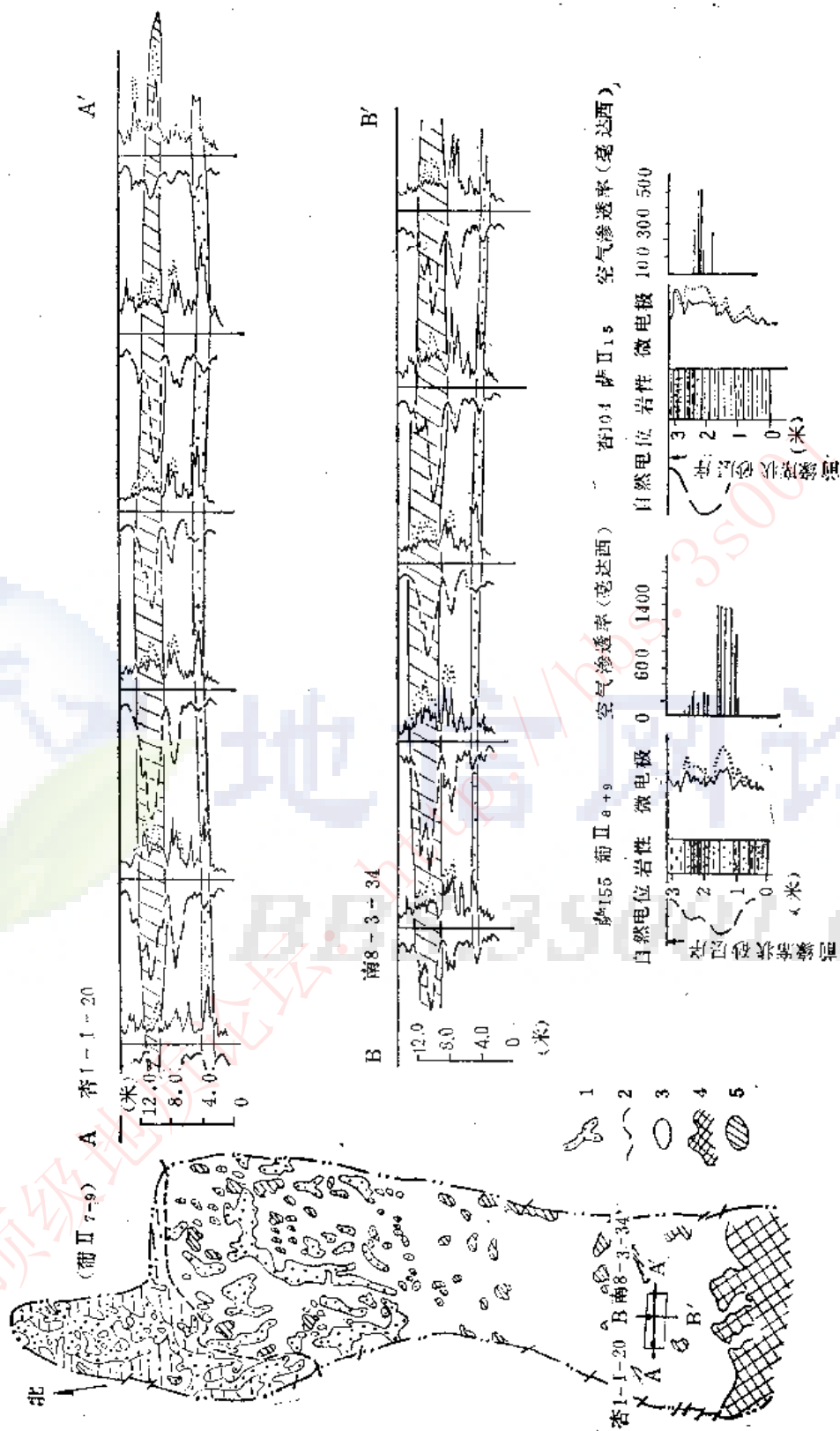


图 1-2-16 三角洲前缘席状砂

1—主体砂岩; 2—湖岸线; 3—前缘席状砂; 4—前三角洲相; 5—砂岩尖灭区

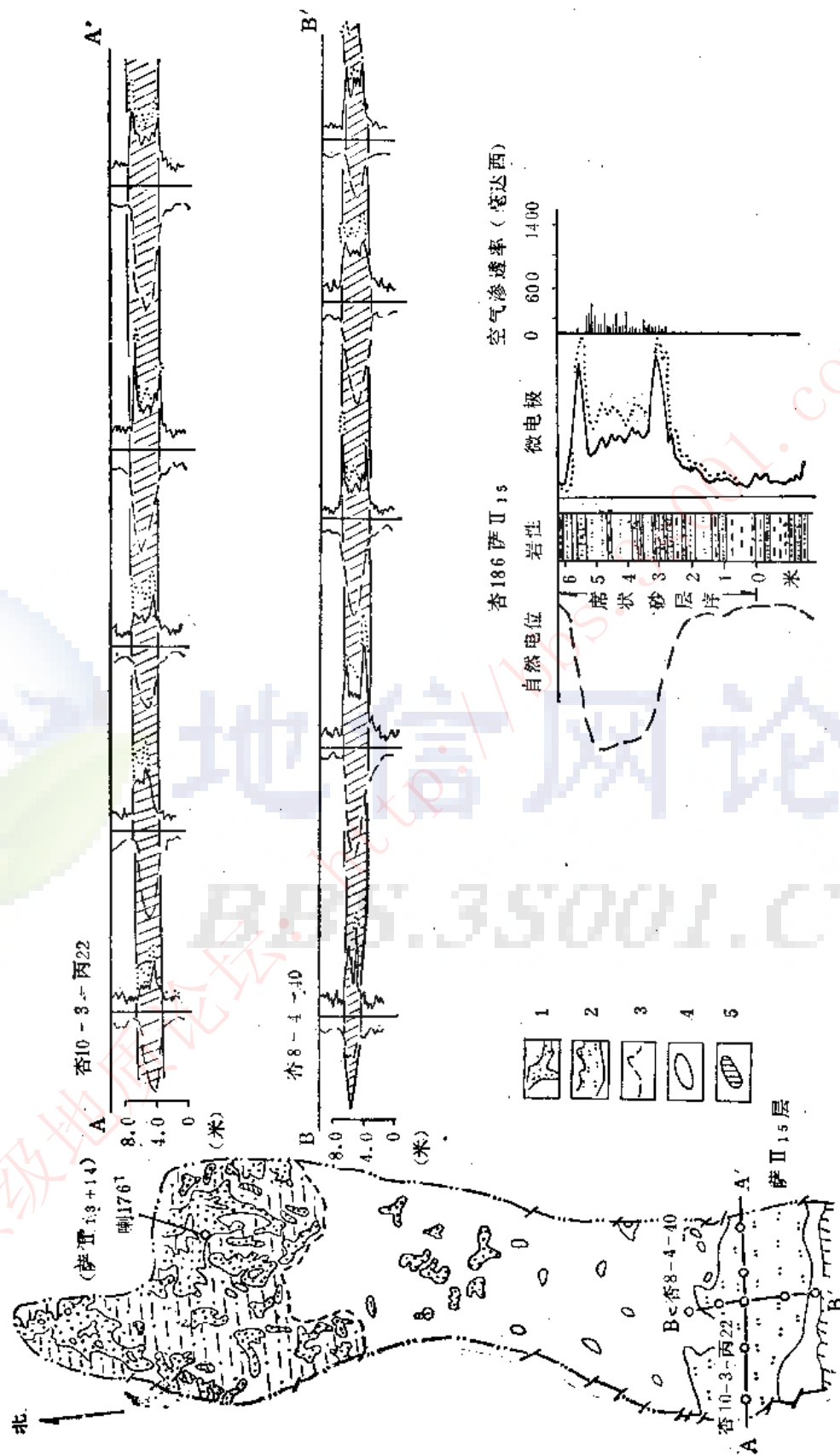


图 1-2-17 渡外坝砂体

1-主体砂岩; 2-三角洲间席状砂; 3-湖岸线; 4-三角洲前缘席状砂; 5-砂岩尖灭区

沉积为主，砂粒最细，泥质含量也较高。砂层厚度薄，分布范围广，层位稳定，可对比性强，其中较厚的主体部份分布形式也比较复杂，有的为大面积稳定分布，有的为破席状、网格状、小片状和条带状分布，其余的非主体部份为极薄的粉砂和泥质粉砂层，其渗透性是很差的，

8. 滨外坝砂体 (图 1—2—17)

这是形成于三角洲前缘的外侧与湖岸线平行分布的宽带状砂体，有的与外前缘席状砂毗连，有的独立分布，是由波浪作用所引起的沿岸流或湖流对两翼三角洲前缘砂再搬运和再沉积形成的，也属垂向加积产物。这类砂体厚度一般小于 3 米，宽度可达 3~4 公里，长度可超过 10 公里，层位十分稳定，极易追溯对比。它们具明显的反旋回性，岩性、粒度均一，泥质含量比外前缘席状砂略低，分选略好，渗透性也比之略好。以微波状和透镜波状层理为主，明显地显示出波浪的改造作用。

第四节 沉积相研究在油田开发中的应用

一、认识砂体类型与水淹特点的关系

在大庆油田，通过动静结合的研究认识到各种砂体的非均质特点与水淹特点虽各有差异，但总体上可归纳为两大类，一类为河道砂体，一类为席状砂体。

(一) 河道砂体的水淹特点

在河流—三角洲沉积的河道砂体中，由曲流点坝砂体向高弯曲分流砂体、低弯曲分流砂体和水下分流砂体过渡，砂体形态和内部结构均具有规律性的变化，逐渐由侧向加积变为垂向加积，砂体规模由大变小，形态由连续的带状逐渐变为分枝状至断续状，砂岩粒度由粗变细，渗透率由高变低，纵向上的差异逐渐减小，由底部具明显高渗透段的正渐变层变为不明显的正渐变或均匀层，与河道间薄层砂侧向上的连通状况由坏变好。

在注水开发中曲流点坝砂体表现出典型河道砂岩的开发特点，注入水沿着河床切割最深的高渗透主体带底部优先水淹，初期水淹厚度小，含水上升速度快，随着注水倍数和注水时间的增加，水淹厚度逐渐向上扩大。但由于底部存在着高渗透段，顶部侧向加积形成的泥质薄夹层对注入水的遮挡又加剧了上下部位的差异，总的水淹厚度不会很大，顶部至少有 20%~30% 的厚度注入水很难波及到。另外，水淹段内的驱油效率也不都很高。平面上注入水沿着高渗透主体带突进，形成一条“自然水路”，使主体带上的井先见效，先高产，先水淹。主体带两侧注入水的推进要落后很长时间，使同一排上不同砂体部位的油井见水时间可以相差几年。随着注水时间的增长，点坝砂内部大部份地区都可以受到注水效果，因此认为这类砂体开发的主要矛盾在油层顶部。

与点坝砂侧向上共生的河间薄层状砂体，由于平面和纵向上的严重干扰，即使整个点坝砂中都已见水了，它也很难受到注水效果，只能做为后期挖潜的对象（分流间砂体也同样）。

在其它分流河道砂体中，由于渗透率变低，纵向上也相对均质得多，注入水推进速度变慢，初见水时水淹厚度就较大，水淹也较均匀，而且含水上升速度也不快，只是驱油效率偏低。随注水时间和注水倍数的增加，水淹厚度会继续扩大，而且提高了水淹段的驱油

效率。其中规模较大的高弯曲分流砂体，注入水在平面上推进的差异也没有曲流点坝砂体那么严重。与前缘席状砂密切共生的水下分流河道砂体，可出现注入水首先沿着河道砂突进，然后向两边逐渐扩散的现象。总的认为这些河道砂体的开发效果普遍较好，只是有些很窄的分流河道砂体井网难以控制，而且还会出现注入水的突进现象。

（二）席状砂体的水淹特点

大庆油田三角洲沉积中的所有席状砂厚度都很薄，一般在1~3米，有的只有几十厘米，粒度细，渗透率低，纵向上都很均匀，只是在平面上存在着分布面积、形态、厚度与渗透率的差异。从平面角度上看，席状砂分布的均匀性或稳定性从分流间砂体向内前缘席状砂、外前缘席状砂和滨外坝砂体逐渐提高，反映在开发特点上也如此。这些砂体在合采或稀井网下都较难以动用，当受到注水效果时，水淹厚度也很大，但初期驱油效率较低。注入水在平面上推进缓慢，只在部份砂体中具有均匀推进的现象，在厚度和渗透率分布也具有某种方向性或条带性的席状砂体中，也会出现沿主体带优先水淹，然后向两边扩散的特点。

二、沉积相研究在油田开发中的作用

沉积相研究把油田地质工作提高到一个新的水平，人们掌握了各类砂体的分布规律、非均质特征及油水运动特点，对于指导油田开发设计、注水开发过程中的调整挖潜和提高采收率等工作，能够提高预见性和自觉性，减少盲目性，从而提高油田开发水平和开发效果做出贡献。目前，沉积相研究在油田开发中的作用可简要归纳为以下几方面：

1. 在详探阶段，预测砂体的分布状况和非均质特点，有效地指导油田开发设计

根据探区少量探井、资料井的资料，借助于现代沉积和密井网地区所建立的沉积模式和概念，详细地开展沉积相研究工作，能够较可靠地预计出砂体的成因类型、分布组合形态、发育规模、延伸方向与富集位置，以及可能出现的开发特点，可以避免稀井网钻遇的偶然性和平均参数造成的假象，有效地指导油田开发设计，提高钻开发井的成功率。

2. 预测油田开发动态，提高动态分析水平

通过详细编制的沉积相带图或油层连通图，揭示出砂体的分布状况，结合对各类砂体油水运动特点的认识，可以有效地分析油田开发动态、预计各类砂体的开发效果。还可以通过建立各种地质模型，用数值模拟或物理模拟的方法来预测油田动态和开发效果。

3. 掌握油井产量分布和转移规律，积极培养高产井和搞好产量接替

根据不同相带砂体发育的特点，以及纵向上的组合状况，掌握好油井产量分布和转移规律，因势利导，积极培养高产井，搞好油田接潜稳产工作。

4. 合理选择挖潜对象，正确使用挖潜措施

掌握各类砂体的地质特点及潜力分布状况，合理地选择挖潜对象，正确地使用挖潜措施，充分发挥各种分层工艺技术的作用，能够不断改善油层的开发效果，这是地质与工艺的具体结合。

5. 恰当地划分开发动态区，分别采用不同的开发技术政策

按照沉积相带和主要砂体类型在油田上自然分布组合的差异，形成的油层性质和开发特点各不相同的区块和层段，恰当地划分开发动态区，分别采用不同的开发技术政策，指

导油田的注水开发和后期井网、层系调整工作，均会取得良好的效果。

6. 为提高油田采收率研究提供可靠依据

针对不同类型的砂体内部结构特点和开发中主要矛盾的差异，选择不同的提高采收率技术，是提高油田开发水平的又一重要措施。

7. 指导油田储量估算

根据不同沉积环境砂体发育的不同特点，分别选用不同的参数进行原始地质储量和可采储量的估算，会得出更合乎实际的结果。



地信网论坛

BBS.35001.COM

第三章 油层的物理性质

第一节 油层的岩石结构和构造

任何具有孔隙度和渗透率的岩石都可能储集石油和天然气。但和孔隙度、渗透率关系最密切的是储集层的岩石结构和构造。

一、砂岩储集层的岩石结构和构造

(一) 油层的岩石结构

油层的岩石结构是指岩石碎屑的大小、形态、基质及碎屑与胶结物之间的关系。

1. 颗粒大小

颗粒的大小用粒度来表示，粒度以毫米来度量。大部分含油岩石主要是由1~0.01毫米的颗粒所组成。岩石颗粒组成的分布曲线和累积频率曲线，可以分析颗粒的大小及其分布的均匀程度。粒度组成的分布特征，采用粒度中值、不均匀系数、分选系数等参数来表示。根据颗粒的大小可划分为砾状、砂状、粉砂状及泥质四种结构，其中砂状结构又可划分为粗、中、细三种，粉砂可分粗粉砂和细粉砂两种。按碎屑颗粒大小划分结构类型，是以其中主要粒级占50%以上来确定的。次要粒级占50~25%则在前面加上××质，如粉砂质细砂岩；次要粒级占25~10%则在前面加上含××质，如含砾质砂岩（见表1—3—1）。

表 1—3—1 碎屑岩的粒度分类和命名

颗粒直径，毫米	结 构 名 称		岩 石 名 称
>1	砾 状 结 构		砾 岩
1~0.5 0.5~0.25 0.25~0.1	砂 状 结 构	粗砂状结构 中砂状结构 细砂状结构	砂 岩
0.1~0.05 0.05~0.01	粉砂状结构	粗粉砂状结构 细粉砂状结构	粉 砂 岩
<0.01	泥 质 结 构		泥 岩

根据碎屑矿物成分还可将砂岩分为石英砂岩、岩屑砂岩（或硬砂岩）和长石砂岩三大类。其中每一类还可细分。

大庆油田砂岩储集层中，含长石30~50%，石英30~35%，岩屑10%左右。粒级以细砂为主。故定为硬砂质长石细砂岩。

2. 颗粒形态

颗粒的形态用“圆度”和“球度”表征。圆度和球度反映了碎屑颗粒搬运磨蚀的程度。

3. 基质

基质是颗粒之间的细微颗粒物质，一般由粘土级颗粒组成。细粒物质的体积可以超过粗颗粒，在这种情况下，颗粒就悬浮在基质中彼此不接触。

4. 胶结物

胶结物是指对碎屑颗粒起着胶结作用的粘上基质（泥质）和化学沉淀的钙质、铁质和硅质等。

根据胶结物在碎屑岩中的分布形式以及与碎屑颗粒之间的关系，可划分出：基底胶结、接触胶结、孔隙胶结、充填胶结、溶蚀胶结、凝块胶结、薄膜胶结、杂乱粒状胶结、再生胶结等多种胶结类型。

不同的胶结类型对储集层的孔隙性有较大的影响。

（二）储集层岩石的构造

储集层岩石的构造是指沉积岩各个组成部分的空间分布和排列方式。储集层岩石的构造包括层理、各种层面构造、结核、缝合线等。这些构造特征尤其是层理构造特征，对流体在岩层的流动有很大影响。

层理构造按层理的形态大致可分为三种类型。即水平层理，波状层理和斜层理。它们分别反映了不同的介质环境。

二、砂岩中的粘土矿物分布类型及对储集层性质的影响

砂岩中的粘土矿物颗粒对储集层性能有很大的影响，这个问题在油田开发中已受到极大的重视。主要的粘土矿物有高岭石、蒙脱石族、伊利石和绿泥石四类。

（一）粘土矿物在砂岩储集层孔隙系统内的分布类型

砂岩储集层孔隙系统内粘土矿物的分布根据尼沙姆（Bohn, W. Nesham）的描述可分为三种类型（图1—3—1）。

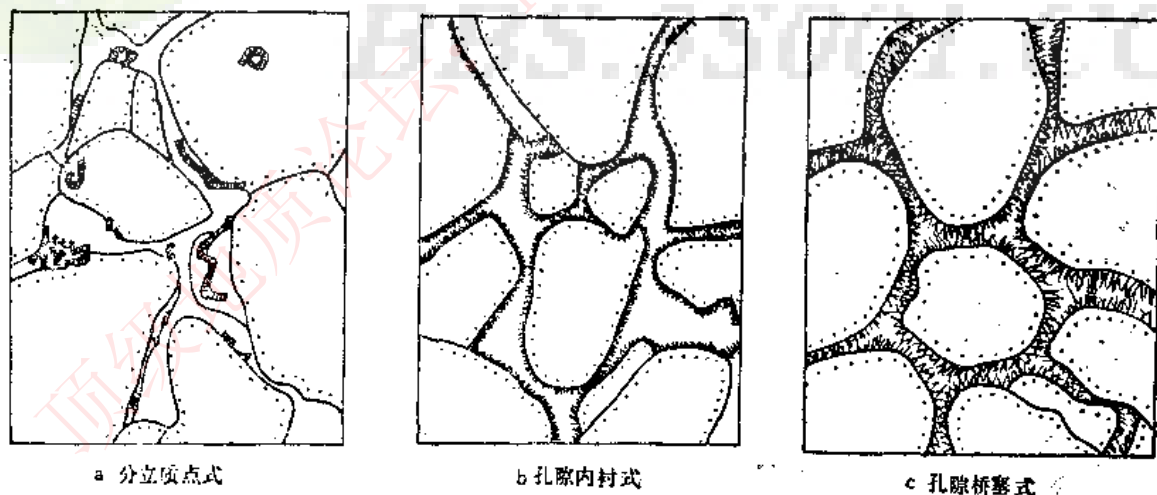


图 1—3—1 砂岩储集层中常见分散粘土矿物的分布类型

1. 分立质点式（图1—3—1a）

以分立质点式存在的粘土矿物是大庆地区砂岩储集层孔隙中高岭石典型的产状，它常以假六方形扁平晶体的集合分散附着在孔隙壁上或占据着部分粒间孔隙。高岭石晶体薄片

多数是面对面地迭积为集合体，这种集合体又可分为多种形态附在孔壁上。

由薄片观察估算出的泥质含量表明，分散粘土以分立质点式为主的砂岩样品中泥质含量最低，一般胶结物部分的泥质含量为3~6%。胶结物部分的方解石含量甚微，颗粒排列比较疏松，颗粒表面也比较干净，孔隙发育，少见石英次生，胶结类型多为接触式和孔隙—接触式。

2. 孔隙内衬式 (图1—3—1b)

孔隙内衬式是粘土矿物以相对连续的薄层附在孔壁 (颗粒表面) 上，形成粘土套。从扫描电镜观察，这种粘土晶粒的排列具有方向性，除少数晶片平行于孔隙壁面外，多数都垂直于孔隙壁面。

孔隙内衬式粘土矿物中垂直孔隙壁面的晶粒通常是共生形成的连续粘土层，与颗粒表面有共生格架，具有丰富的微孔隙空间，这种微孔隙空间约在2微米到亚微的范围。孔隙内衬式粘土矿物常发育在孔隙的喉道处，这就使岩石孔隙的喉道变窄，孔喉直径比增大。

具有孔隙内衬晶粒形态的粘土矿物，多数为原生伊利石和自生绿泥石，同时也观察到蒙脱石—伊利石混层。

3. 孔隙桥塞式 (图1—3—1c)

此种类型的粘土矿物包括自生伊利石，蒙脱石，蒙脱石—伊利石化 (排列附着在孔隙壁面上)。是由粘土晶形变化延伸到孔隙中或完全穿过孔隙，或由粘土形成的多环套构成。孔隙桥塞式粘土分布可有多种情况：

以孔隙桥塞式粘土类型为主的岩石，胶结物含量高，胶结物部分的泥质含量与内衬式相近，但方解石含量明显增加，高达14~20%，孔隙发育中等，石英次生加大，多呈再生胶结，胶结类型以孔隙—丛生，再生—充填、混合式 (孔隙—充填—薄膜) 为主。

孔隙桥塞式粘土矿物的特征是它与孔隙系统共生或交缠，粘土晶粒广泛发育，使渗透孔道变得更微细。

(二) 粘土矿物的分布类型对储集层性质的影响

1. 对孔隙度大小的影响

在砂岩储集层中组成岩石骨架的碎屑颗粒变化范围很小的情况下，具有不同粘土类型的岩石的孔隙大小分布范围都有明显的不同。这一关系根据大庆油田的实际分析资料列 (表1—3—2)

表 1—3—2 粘土类型和孔隙大小的关系

粘土类型	颗粒直径，毫米	孔隙半径，微米		
		最大孔隙半径	孔隙半径平均值	孔隙半径中值
孔隙桥塞式	0.04~0.1	0.161~2.813	0.088~0.766	0.055~0.217
孔隙内衬式	0.05~0.16	7.253~10.463	2.051~5.515	0.558~5.374
分立质点式	0.05~0.16	16.6151~24.392	7.31~13.186	

从上表可看出，分散粘土的类型对岩石孔隙分布有明显的影晌，其中内衬式和桥塞式影响更明显。

2. 对渗透率、孔隙度的影响

图1—3—2中, III是粘土矿物以分立质点式的 $m-lgk$ 曲线; II是粘土矿物以孔隙内衬式为主的 $m-lgk$ 曲线; I是粘土矿物以孔隙桥塞式为主的 $m-lgk$ 曲线。由图可见, 不同类型的分散粘土对储集层岩石的孔隙度有影响, 但对渗透率的影响更大。

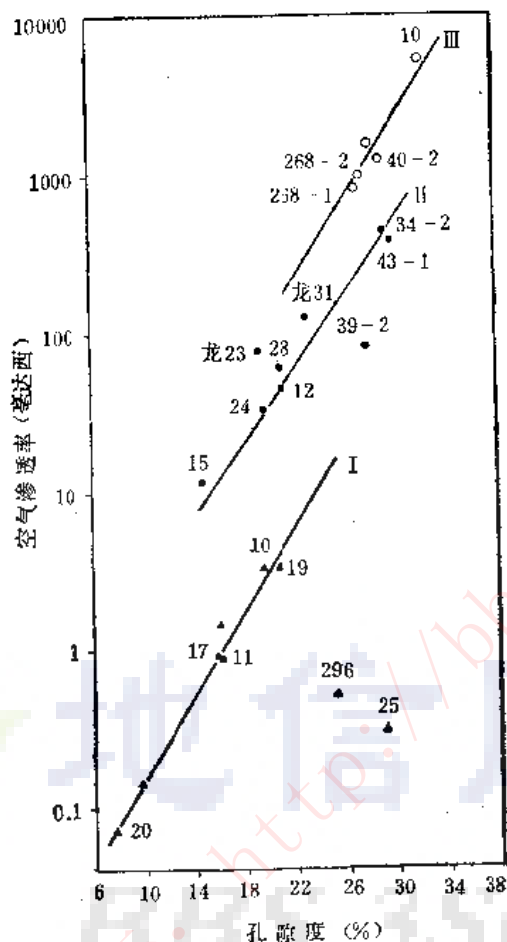


图 1—3—2 分散粘土不同类型分布的空气渗透率与孔隙度关系曲线

第二节 储集层岩石的孔隙性及孔隙结构

一、岩石的孔隙性及其类型

(一) 岩石的孔隙性

岩石中存在着未被固态物质填塞的空洞, 这种特性称为岩石的孔隙性。凡是在沉积和成岩过程中形成的孔隙称为原生孔隙; 凡是在成岩以后受构造运动、地壳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称为次生孔隙。

岩石中的孔隙形状和大小极不相同, 变化范围很大。对砂岩来说, 它是由砂粒和胶结物所构成。由于砂粒和胶结物的多样性, 从而导致其孔隙的复杂和极不规则性。

(二) 岩石的孔隙类型

根据岩石中孔隙的大小和在渗流当中所起的作用不同,可将孔隙划分为三种类型:

1. 超毛细管孔隙

孔隙直径大于 500 微米,裂缝宽度大于 250 微米。在自然条件下,毛细管力的作用较小,流体在其中可以自由流动,服从静水力学的一般规律。岩石中一些大的裂缝,溶洞及未胶结或胶结疏松的砂层孔隙大部分属于此种类型。

2. 毛细管孔隙

孔隙直径介于 500~0.2 微米之间,裂缝宽度介于 250~0.1 微米之间。流体在这种孔隙中,只有在外力大于毛细管阻力的情况下,流体才能在其中流动。微裂缝和一般砂岩中的孔隙多属这种类型。

3. 微毛细管孔隙

孔隙直径小于 0.2 微米,裂缝宽度小于 0.1 微米。在这种孔隙中,由于流体与周围介质分子之间存在着巨大的引力,在通常的温度和压力条件下,流体在其中不能流动。增加温度和压力,也只能引起流体呈分子或分子团状态扩散。粘土、致密页岩中的一些孔隙属此种类型。

二、孔隙度及其表示方法

(一) 绝对孔隙度

绝对孔隙度是孔隙容积除岩石总容积,通常以百分比表示,如下式

$$m = \frac{V_1}{V_2} \times 100\% \quad (1-3-1)$$

式中 m ——岩石的孔隙度;

V_1 ——岩石中所有孔隙空间的总体积;

V_2 ——岩石的外表体积(视体积)。

上式求得的孔隙度称为绝对孔隙度或完全孔隙度。

(二) 有效孔隙度

有效孔隙度是指流体可以在其中流动的、相互连通的有效孔隙的总体积与岩石外表体积之比,如下式

$$m_e = \frac{V_e}{V_2} \times 100\% \quad (1-3-2)$$

式中 m_e ——岩石的有效孔隙度;

V_e ——岩石的有效孔隙体积;

V_2 ——岩石的外表体积。

(三) 运动孔隙度

运动孔隙度指的是与含油岩石流动着的液体体积相等的孔隙体积与岩石外表体积之比,如下式

$$m_d = \frac{V_d}{V_2} \times 100\% \quad (1-3-3)$$

式中 m_d ——岩石的运动孔隙度;

V_d ——与岩石中流动着的液体相等的孔隙体积;

V_2 ——岩石的外表体积。

运动孔隙度与有效孔隙度不同，它不仅不考虑无效孔隙，而且也不考虑那些为毛细管所滞留的束缚液体所占据的毛细管孔隙以及岩石颗粒表面上液体薄膜的体积。实际上，运动孔隙度是随地层的压力梯度和液体的物理化学性质的变化而改变的。

孔隙度是计算储量和评价储集层特性的一个重要指标。

在生产实践中，最常用的是有效孔隙度，其中砂岩的孔隙度一般为15~30%，如我国胜利油田沙二段油层的孔隙度为27%左右，孤岛地区油层的孔隙度为30%左右，而大庆油田的孔隙度为20~30%。大部分具有开采价值的油层主要是由具有中等及大的孔隙特征的岩石所组成。

三、储集层岩石的孔隙结构

孔隙结构主要是指储集层骨架储渗空间的大小、形状、连通关系等。孔隙结构不仅决定着储层流体的原始分布，而且在油田开发中影响着流体的渗流过程。

(一) 孔隙结构的主要特征及表示方法

1. 孔隙的大小与分布

根据毛细管压力曲线（图1—3—3），毛细管压力与孔隙喉道半径有如下关系式

$$r = 7.5 / P_c \quad (1-3-4)$$

式中 r ——孔隙喉道半径（简称孔喉半径），微米；

P_c ——毛细管压力，公斤/厘米²。

孔隙喉道的大小常用孔隙喉道的柱状频率图、孔隙喉道的频率分布曲线及累积频率分布曲线和意亨的分布函数来表示。

此外，孔隙大小分布还可用孔隙的分选性和孔隙分布的歪度等参数来表征。

孔道的分选性是指孔隙分布的均一程度，孔隙大小越均匀则分选性越好。分选性的数学特征是分选系数，可用与计算粒度分选系数相同的方法算出来。

孔隙分布的歪度是指孔隙大小的分布是偏于粗孔隙还是细孔隙，偏于粗孔隙的称为粗歪度，偏于细孔隙的称为细歪度。歪度 S_{kp} 的统计式为：

$$S_{kp} = \frac{\phi_{84} + \phi_{12} - 2\phi_{50}}{2(\phi_{84} - \phi_{16})} + \frac{\phi_{95} + \phi_5 - 2\phi_{50}}{2(\phi_{95} - \phi_5)} \quad (1-3-5)$$

2. 孔喉比及退出效率

孔喉比即孔隙腰部与喉道的直径比，可通过岩样薄片统计求得。

用压汞法测得的压入曲线与退出曲线之间的关系来量度孔喉之间的关系，其参数称为退出效率 W 。它主要反映孔喉比。

$$W = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \times 100\% \quad (1-3-6)$$

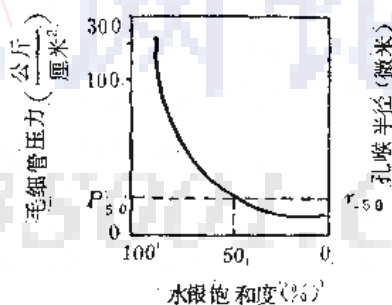


图 1—3—3 毛细管压力曲线

式中 S_1 ——压入总汞量的饱和度；

S_2 ——当压力降为零时残余汞饱和度。

3. 孔隙间的连通程度

孔隙的连通程度是孔隙结构的一个主要特征，它以孔喉的配位数来表示，即与一个孔隙连通的喉道数。

孔喉配位数可由孔隙铸体统计计算近似求得。连通孔隙占全部孔隙的比例可以作为死孔隙和封闭孔隙多少的尺度，被定义为孔隙的流动系数。

$$\epsilon = \frac{\phi_a}{\phi_e} \quad (1-3-7)$$

式中 ϕ_a ——为运动孔隙度；

ϕ_e ——为绝对孔隙度。

4. 孔隙通道的弯曲程度

流体质点渗流过程中实际走过的路程 l 与表观长度 L 的比值称为迂曲度。

$$\lambda = \frac{l}{L} \quad (1-3-8)$$

迂曲度与孔隙连通程度、孔隙大小分布有关，可用求相对电阻率的方法直接测得。

在研究孔隙结构时，提出了结构系数的概念，结构系数包括孔道的形状、弯曲程度、非均匀性、连通状况等，它是区分岩石特征的综合指标。

通过水力学定律的分析，结构系数主要与孔道的弯曲程度和连通状况有关，并有：

$$\eta = \frac{\bar{\lambda}^2}{\epsilon} \quad (1-3-9)$$

式中 $\bar{\lambda}$ ——孔道的平均迂曲度；

ϵ ——孔隙的流动系数。

此外，岩石的结构系数也可通过测岩样的比电阻计算出来。

$$\eta = \phi \rho_v \quad (1-3-10)$$

式中 ϕ ——总孔隙度；

ρ_v ——饱和电解质溶液岩样的相对电阻率。

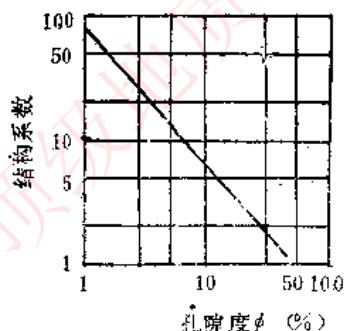


图 1—3—4 结构系数与孔隙度关系

对于颗粒岩石，结构系数 η 与孔隙度 ϕ 之间的关系如图 1—3—4。由图看出，颗粒岩石随总孔隙度从 0.25 减少到 0.1，结构系数从 2.3 增加到 6.3。

表 1—3—3 是用最小二乘法统计计算的不同沉积环境下结构系数的数值。

5. 孔隙结构内非随机性非均匀性

岩石的孔隙孔道，并行相连的流动通道尺寸的差异称为孔隙的并联非均匀性。它主要决定着无水采收率的高低。一条孔道在其走向上（即流动通道的沿程上）狭窄的喉道与孔隙交替排列的性质称为孔隙的串联非均匀性，这种非均匀性影响着非润湿相的残余饱和度，它在一定程度上影响最终驱油效率。上述两种非均匀性彼此交互在一起。

表 1—3—3 大庆油田不同沉积环境结构系数比较表

沉积环境	孔隙结构系数	相关系数	样品块数
河床	3.36	0.9935	285
三角洲边滩	4.70	0.9562	16
河口砂坝	4.07	0.9384	42
滨湖	2.15	0.9819	13
浅湖	3.32	0.9976	4

孔隙与喉道在空间中交替排列,呈拟周期性变化。但每一个孔隙和喉道的尺寸则是随机的,因此可把上述两种非均匀性划分为随机性非均匀性。

一些大的孔隙喉道可能被小的孔隙喉道所屏蔽,或小的孔隙喉道被大的连通孔隙喉道所屏蔽。这种非均匀性是影响束缚水饱和度和最终残余油饱和度的重要因素,把这种非均匀性称为非随机性的非均匀性。

(二) 大庆油田储集层岩石的孔隙结构特征

大庆油田的储集层属于河湖三角洲沉积的砂岩,储集层成岩后生作用不强,基本上保持原生孔隙。储集层岩石的孔隙结构属于正常类型储集层的孔隙空间结构。孔隙以粒间孔隙为主,次为粘土晶间微孔隙及少量的溶蚀洞。

通过电镜扫描或薄片观察粒间孔隙在平面上,一般呈多边形,有四条以上的喉道与之相连在多边形网络中,间杂一些三角形孔隙。

根据大庆油田 2170 块岩样的压汞资料,用数理统计的方法,分别研究了各孔隙结构参数间的相互关系及其在油田上的变化。

1. 注入毛细管压力曲线的形态特征与油层渗透率,孔隙度的关系。

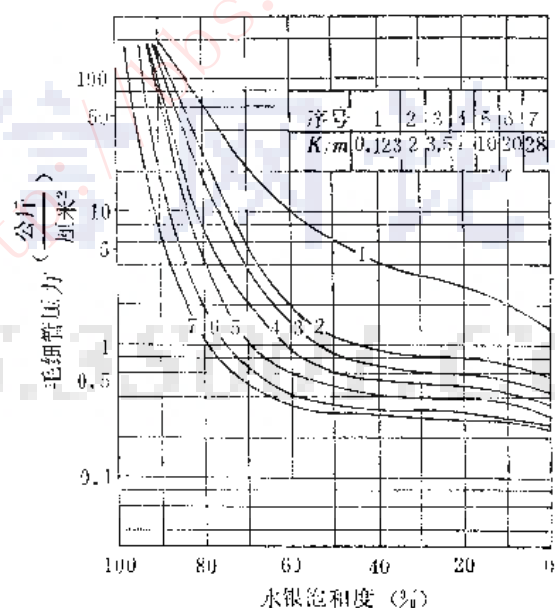
大庆油田萨中地区油层岩石的注入毛细管压力曲线的形态都属于粗歪度。不同地区,不同油层,随着 K/m 值由大变小,毛细管压力曲线从左至右依次排列(图 1—3—5)。

当 K/m 相近时,注入毛细管压力曲线也基本相同。

将毛细管压力曲线按喉道半径区间进行统计和计算,可以得到大庆油田不同油层孔隙分布的直方图(图 1—3—6),在这些图中从喉道分布来看,当渗透率(或 K/m)很低时,一般为单峰负偏态,当 K/m 值增加时,可出现双峰或三峰,其峰位值增大,而峰值减小。

2. 不同油层退出效率相差很大

大庆油田,油层按压入曲线统计的各种孔隙结构参数变化虽然不大,但退出曲线和退出效率却相差很大。好油层可达 80% 左右,差油层只有 20%。不同沉积环境的岩样,当 K/m 值相近时,虽然压力曲线形态相似;但退出效率也相差很大(图 1—3—7)。由此看

图 1—3—5 毛细管压力曲线(K/m 不同)

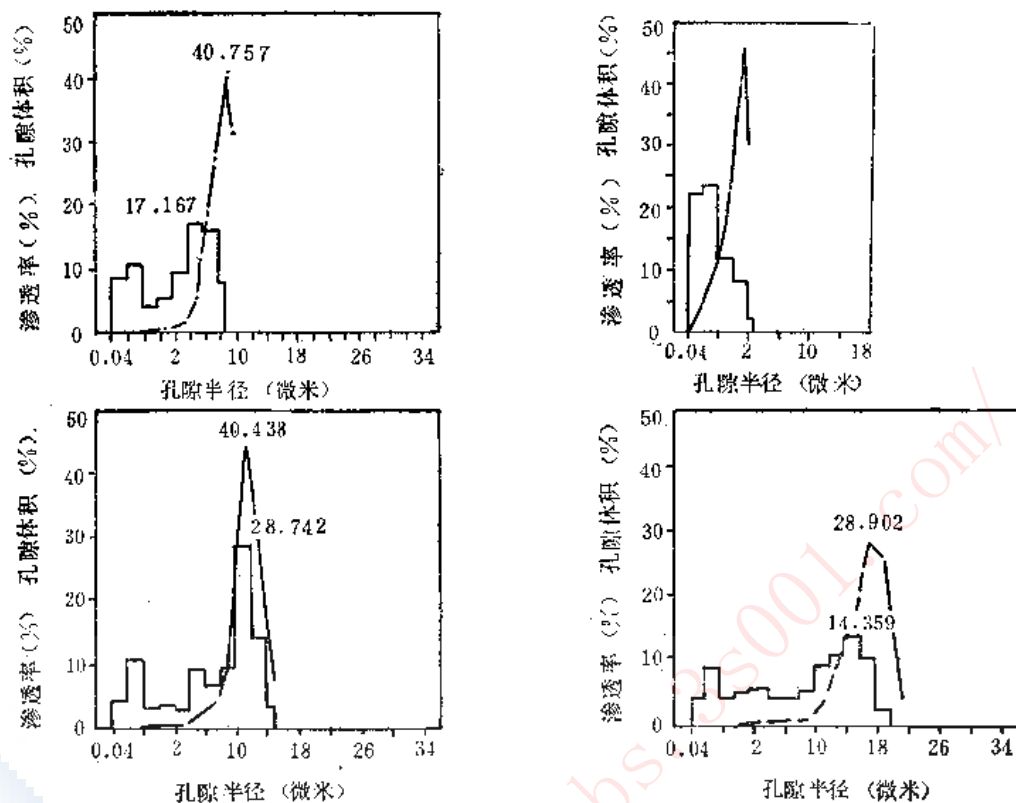


图 1—3—6 不同油层孔隙分布图

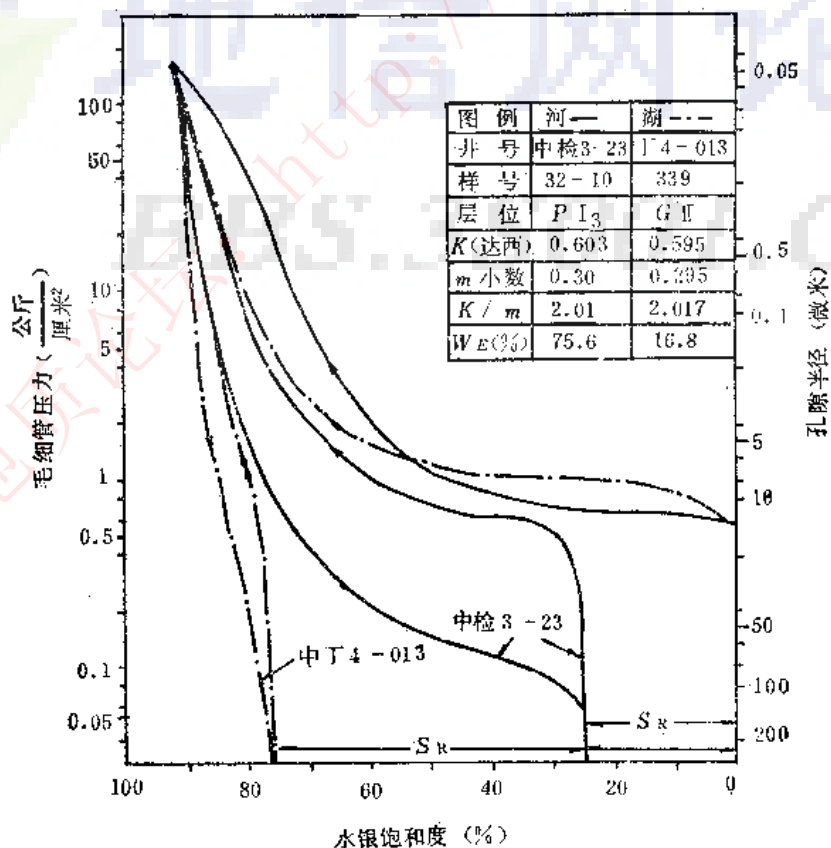


图 1—3—7 毛细管压力曲线 (河、湖对比)

来，退出效率可能更能反映不同油层孔隙结构之间的差异。

第三节 油层岩石的渗透性

一、渗透率的概念及表示方法

岩石的渗透性，是指在一定压力差下，岩石能使流体通过的能力，其量度用达西直线渗滤定律表示。

利用渗透率气体方程计算出的渗透率叫做绝对渗透率，因为绝对渗透率经常是用空气来测定的，所以也叫做空气渗透率。岩石的绝对渗透率可作为相对比较储油岩石渗透率好坏的标准。

当多孔介质中被两种以上的流体所充填时，则该介质对某一种流体的渗透率称为有效渗透率。有效渗透率不但与岩石本身的性质有关，而且与孔隙中的流体性质和它们的数量比例有关。

二、影响渗透率的因素

影响渗透率的因素很多，排除测试方法主要是地质因素的影响。

地质因素是影响渗透率的基本因素。由于储集层岩石本身的特性，首先是表现在特定的孔隙结构上，从而影响到它的可渗性。这方面的影响因素主要有：

1. 岩石的粒度组成和形状。
2. 岩石胶结物的成分、数量及类型。
3. 油层岩石的沉积条件。
4. 油层埋藏深度。

三、渗透率与其它岩性参数的关系

储油岩石的孔隙度，比表面和渗透率都是表示岩石渗流特性的参数，它们之间有着内在的联系，其中渗透率与孔隙度及其结构类型的关系最为密切。

（一）岩石的渗透率与孔隙度的关系

渗透率和孔隙度的关系，从宏观上讲，一般表现为，有效孔隙度增高渗透率增大。但对粘土岩来说，其绝对孔隙度很大，但实际上可视为是不渗透的。

对同一岩石来说，渗透率高、有效孔隙度一般也高。

（二）岩石的渗透率与其它岩性参数的关系

由实际岩石与假想模型推导出来的方程

$$K = \frac{\phi r^2}{8} \quad (1-3-11)$$

上式说明，决定岩石渗透率的主要是孔隙半径 r ，因为岩石的孔隙度变化范围很小，而孔隙半径 r 的变化范围则很大。

此外，渗流阻力与孔隙内表面积的大小有关，单位岩石体积内的表面积，即比面积为：

$$S_s = \frac{2\phi}{r} \quad (1-3-12)$$

代入 (1-3-12) 式

$$K = \frac{\phi^3}{2S_s^2} \quad (1-3-13)$$

由上式看出, 岩石的内表面积越大, 渗透率就越小。

四、有效渗透率与空气渗透率的关系

大庆油田利用天然岩心物理模型、地层试测和现场试油等资料分别研究了有效渗透率与空气渗透率的关系。结果见图1—3—8、1—3—9和1—3—10。

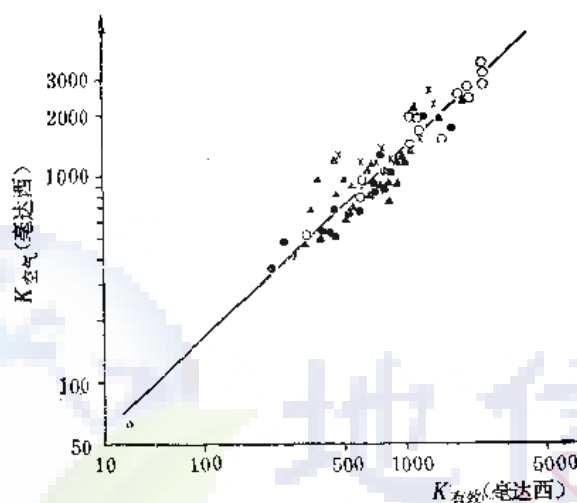


图 1—3—8 有效渗透率与空气渗透率的关系 (天然岩心)

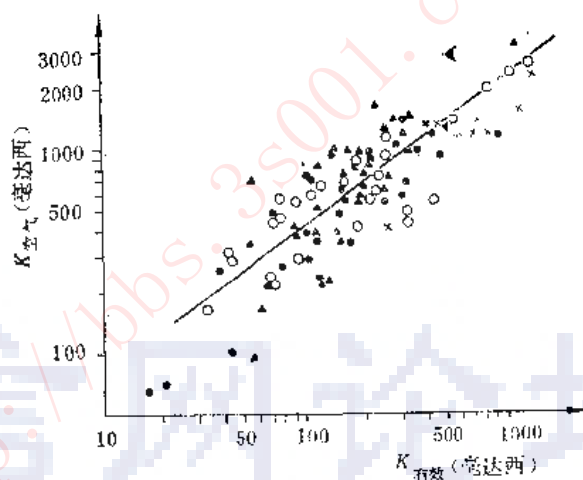


图 1—3—9 有效渗透率与空气渗透率的关系 (模拟油层条件下)

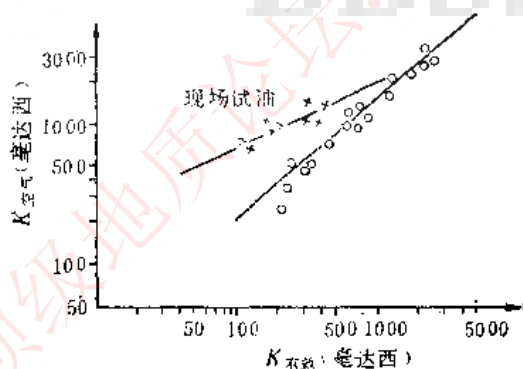


图 1—3—10 有效渗透率与空气渗透率的关系 (现场试油)

根据大庆油田对有效渗透率与空气渗透率关系的研究看出: 各种情况的有效渗透率均小于空气渗透率, 但是空气渗透率越高, 有效渗透率与空气渗透率的差别越小, 并在一定范围内, 有效渗透率与空气渗透率呈直线关系。

在空气渗透率为0.2~2达西范围内, 空气渗透率大约是有有效渗透率的2~3倍。在一些低渗透、薄油层的油田中, 在没有其它途径确定有效渗透率时, 就可根据室内试验所测得的空气渗透率去估算它的有效渗透率。

五、渗透率的分布特点

在油田开发中, 油层的非均质程度是影响油田开发指标的基本因素。其中最重要的是

油层渗透率的非均质性。主要表现在平面上的各向异性，垂向上的分层性以及裂缝渗透的定向性。一般用代表油层特征的渗透率参数以及渗透率分布的基本特点进行描述。

(一) 油层平均渗透率的计算

1. 油层的平均渗透率

计算代表一个油层在横向上的平均渗透率，通常是采用按岩石体积加权平均的方法，

$$\bar{K} = \frac{\sum h_i F_i K_i}{\sum h_i F_i} \quad (1-3-14)$$

式中 h_i ——该油层在每口井的厚度；

F_i ——该井对此油层的控制面积。

2. 求多夹层油层的渗透率

当研究多夹层的油层的渗透率时，比较有意义的是确定垂直于层面的平均渗透率（垂向平均渗透率）。若以 h_1, h_2, \dots, h_n 代表各夹层油层的厚度，而以 K_1, K_2, \dots, K_n 相应地表示其渗透率，那么，其平均渗透率应采用调和平均的方法。即：

$$\frac{h_1}{K_1} + \frac{h_2}{K_2} + \frac{h_3}{K_3} + \dots + \frac{h_n}{K_n} = \frac{\sum h_i}{\bar{K}} \quad (1-3-15)$$

式中 \bar{K} ——多夹层油层垂直于层面方向的平均渗透率。

写成公式则为：

$$\bar{K} = \frac{\sum h_i}{\sum \frac{h_i}{K_i}}$$

3. 确定油层相邻区段的平均渗透率

如果油层由相连接的两个不同长度和不同渗透率的区段所组成。设其中某一区段的长度为 L_1 ，渗透率为 K_1 ，第二区段的长度为 L_2 ，渗透率为 K_2 ，并假设它们的横断面积相等，在这样情况下，在整个油层系统中，压头损失就等于各段压头损失之和，从液流的连续性条件出发，便得到：

$$\frac{L_1 + L_2}{\bar{K}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} = \sum_{i=1}^2 \frac{L_i}{K_i}$$

油层的平均渗透率将等于：

$$\begin{aligned} \bar{K} &= \frac{K_1 K_2 (L_1 + L_2)}{K_2 L_1 + K_1 L_2} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \\ &= \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \end{aligned} \quad (1-3-16)$$

同理，可以得到求径向流方式平均渗透率的公式为：

$$\bar{K} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Lin}\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Lin}\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}{K_i}} = \frac{\text{Ln}\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Ln}\left(\frac{r_i}{(r_{i-1})}\right)}{K_i}} \quad (1-3-17)$$

式中 r_c ——供给半径，厘米；
 r_w ——井底半径，厘米；
 L ——地层总长度，厘米。

(二) 渗透率分布的特点

根据大庆油田实际资料的统计表明，渗透率的分布规律基本上有两种类型：即 $\Gamma(X)$ 型和 $\Gamma(X^2)$ 型（表1—3—4）。

对于 $\Gamma(x)$ 型分布

$$V = \sqrt{\frac{2}{\nu}} \quad (1-3-18)$$

ν 为自由度，表示分布的分散程度， ν 越大，分散程度越严重，渗透率越不均匀。

对 $\Gamma(X^2)$ 型分布

$$V = \frac{\sqrt{\frac{\nu}{2} \left[\Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right) \right]^2 - \left[\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right) \right]^2}}{\Gamma\left(\frac{\nu+1}{2}\right)} \quad (1-3-19)$$

渗透率分布较均匀的油层，属于 $\Gamma(X^2)$ 型分布，自由度 ν 为1~2；中等油层属于 $\Gamma(X)$ 型， ν 为2~4，差油层属于 $\Gamma(X)$ 型， ν 为1~2。

表 1—3—4 大庆油田部分地区油层渗透率分布类型

地 区	油 层	渗 透 率 分 布	均 匀 程 度
中 部	萨尔图油层	$\Gamma(X)\nu=2$	不均匀
	葡一组油层	$\Gamma(X^2)\nu=1$	较均匀
	高台子油层	$\Gamma(X)\nu=2$	不均匀
南 部	葡萄花油层	$\Gamma(X)\nu=2$	不均匀

第四章 油层岩石和流体相互作用的基本性质

储集层岩石是一个具有很大表面积的高度分散的体系,并存在着大量的固-液、液-气、固-气等界面。研究各种界面的物理特性,以及油层和流体之间相互作用的基本性质,对分析油田注水动态,提高油田开发效果以及最终采收率都有着很大的实际意义。

第一节 岩石表面的润湿性

一、润湿性的基本概念

表面自由能存在于任何两相的界面上,在固-液界面上的表面能是以润湿作用体现出来的。凡是液固两相接触后,体系的自由能降低了,即所谓被润湿了。

润湿性可以理解为:当存在其它非混相流体时,某种流体延展或附着到固体表面的倾向性,或在岩石-油-水体系中,一种流体在分子力的作用下自发地驱赶另一种流体的能力。

润湿性决定于各相界面张力,固体表面的润湿性是以附着张力来量度的,通常以接触角来表示。

选择润湿的接触角从极性大的一相算起。在油-水-岩石体系中,润湿接触角是从水相方面来度量,在这个体系中的各种润湿状况如图 1—4—1。

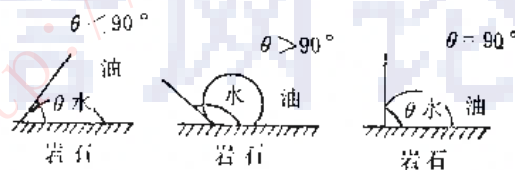


图 1—4—1 各种润湿状况

若 $\theta < 90^\circ$ 时,称为亲水或水湿;若 $\theta > 90^\circ$ 度时,称为憎水或油湿; $\theta = 90^\circ$ 度时,为转换点,称为中等程度的润湿性即岩石表面对油及水的选择性润湿的情况相同。很显然,以润湿角量度的附着张力就是表征了润湿相粘附固体表面的能力以及沿固体表面浸渗的能力。

二、影响润湿性的因素

在储集层中,由于造岩矿物的多样性,石油组分的复杂性以及地层水的矿化度不同,油层岩石的润湿情况是各色各样的。对于一个油-水-岩石体系,影响润湿性的主要因素有:

(一) 岩石矿物组成的影响

由于组成岩石的矿物不同,其固体表面可以是亲水的,也可以是憎水的。如对油水体系石英的接触角要比长石、方解石的接触角小。而粘土矿物比石英与长石有更强的吸附性能。

（二）原油及水性质的影响

油藏的润湿性按其本质来说是取决于原油内是否存在少量的极性组分。这些极性组分是沥青质的，会吸附在岩石表面而成为油湿。

固体表面的选择性润湿，不仅与各接触相及表面活性物质的分子性质有关，而且还与表面活性物质在溶液中的浓度有关。即随表面活性物质浓度的增加，固体表面将由水湿转变为油湿，或由油湿转变为水湿。

水的性质对岩石表面润湿性的影响，一般表现为在碱水中：石英表面上油-水体系的接触角要比硬水和蒸馏水介质中小些。在蒸馏水中添加碱性地层水会使润湿接触角逐渐减少。因此在油田注水开发中，注入碱水可使润湿性由油湿向水湿转化。

（三）岩石表面粗糙度的影响

岩石表面的粗糙度是造成接触角滞后的原因之一。

此外，压力和温度对接触角也有影响。一般来说，高压下的润湿接触角比常压的大，随温度升高，被石油憎水化了的石英表面，其接触角数值减小。

三、润湿的滞后现象

润湿滞后可分为两种，一是静止润湿滞后，（即随着润湿次序而改变的润湿角的变化），一是动力润湿滞后（即当三相润湿周界沿固体表面移动时——水驱油或油驱水过程中，发生移动的延续而使润湿接触角发生变化的现象）。但在实际储集层中，人们最关心的是后者，即在孔隙中的前进接触角和后退接触角。一般水驱油时形成的界面接触角定为前进角 θ_A ，而把油驱水时形成的界面接触角定为后退接触角 θ_R ，当三相周界停止移动而处于最终稳定状态的润湿角叫做平衡角 θ ，三者的关系为 $\theta_A > \theta > \theta_R$ 。

从目前的润湿角向平衡角逐渐过渡的过程，就是所谓的润湿滞后。

四、储集层润湿性的分类

油层润湿性一般分为：亲水（水湿）、中性（中等）、憎水（油湿）三种。也有人分为强水湿、弱水湿、中性、弱油湿、强油湿五种。

最初，人们按静平衡接触角大小划分油层润湿性。近年来，人们认识到油层注水动态主要取决于动接触角，从而出现了不同的分类标准。如特雷博（1972）、莫罗（1976）等人，按照水的 前进接触角 $0 \sim 75^\circ$ 、 $75 \sim 105^\circ$ 、 $105 \sim 180^\circ$ 分别作为油层水湿、中等润湿和油湿的分界。莫罗又根据毛管自发吸入的行为进行分类。他以水为基准相，其前进角 $0 \sim 62^\circ$ 为水湿。前进角 $> 62^\circ$ 、后退角 $> 133^\circ$ 为中等润湿，前进角 $> 133^\circ$ 、且 $\theta_A = \theta_R$ 时为油湿。

加拿大的油储工程师们则以等球堆积模型中两相界面形状的稳定性为依据，通过热力学条件导出： $\theta < 40^\circ$ $\theta > 140^\circ$ 为水湿和油湿的分界，处在 40° 与 140° 之间者均为中等润湿性。

实际油层的润湿性是不均一的。在宏观上，同一油藏的不同层段以及在平面上的润湿性都有变化。在微观上，由于组成储层岩石的矿物成分不同，其表面性质也不同。即使在同一种矿物表面上，也是由许多活性中心所组成的，以致形成所谓的“斑状润湿”，因此，

也有人提出混合润湿性的概念。

五、大庆油田油层岩石的表面润湿性

大庆油田利用密闭取心岩样和采用吸水法测定油层岩石的表面润湿性。即当吸油量 \bar{V}_o 和吸水量 \bar{V}_w 都大于5%时： $\bar{V}_o > \bar{V}_w$ ，为偏亲油非均匀润湿性； $\bar{V}_o < \bar{V}_w$ 为偏亲水非均匀润湿性； \bar{V}_o 和 \bar{V}_w 都小于5%，为中间润湿性； $\bar{V}_o > 5\%$ ， $\bar{V}_w \approx 0$ 为亲油或弱亲油； $\bar{V}_w > 5\%$ ， $\bar{V}_o \approx 0$ ，为亲水或弱亲水。

根据测定，大庆油田各油层的岩样都是既自动吸油，也自动吸水。这说明油层岩石既有连续的亲油孔道，也有连续的亲水孔道。即油层岩石的表面润湿性是非均匀润湿性。但在平面上，油田中部为偏亲油，而向北、向南亲油性减弱，最南部变成弱亲水。在纵向上，从上到下亲油性依次减弱。在北部油田，下部油层变为弱亲水。

造成上述油层岩石表面润湿性不同的原因，除与岩石矿物组成有关外，主要取决于原油中极性物质（非烃和沥青质）的含量不同，随着非烃和沥青质百分含量的增加，岩石表面的亲油性有增强的趋势。中部地区非烃和沥青质含量最高（21.2%），因而亲油性较强，而南部地区非烃和沥青质含量最少（11%），变为弱亲水。

第二节 毛细管压力曲线及其应用

储层岩石的毛细管压力与其中流体饱和度相互关系——毛细管压力曲线资料，在解释储集层特征，评价油藏和研究驱油机理等方面的重要性早为采油地质工作者所重视。至今，毛细管压力曲线资料的应用范围越来越广泛，并作为一种特殊分析项目而普遍应用于生产。

一、毛细管压力的基本概念

多孔介质中的毛细管压力，简单定义为两种不互溶流体分界面上存在的压力差，这两种流体中有一种液体能比另一种更优先地润湿岩石表面。

毛细管压力的一般公式为：

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1-4-1)$$

在讨论孔隙介质时，常把孔隙孔道抽象成等效圆柱形毛细管，所以一直沿用此公式。大庆油田储层砂岩铸模照片表明，其喉道也是片状的，因此，毛细管压力公式亦可采用平行板的毛细管压力公式。即：

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{d} \quad (1-4-2)$$

式中 d ——为两个平行表面的间距（相当于直径而不是半径）。

因为，一般都是把毛细管压力写成非润湿相的压力减去润湿相压力，所以 p_c 通常都是正值。但是，岩石既可以优先油湿亦可以优先水湿，因此，毛细管压力可能是正值或负值，这要由优先润湿性而定。通常把油-水毛细管压力规定为油相的压力减去水相的压力，即：

$$P_c = P_o - P_w \quad (1-4-3)$$

把气-水毛细管压力规定为气相的压力减去水相的压力，即：

$$P_c = P_g - P_w \quad (1-4-4)$$

二、孔隙介质中的毛细管压力——毛细管压力曲线

在孔隙介质中，两种流体界面上的曲率半径和颗粒半径或介质的孔隙半径相一致。把非润湿流体挤入到饱和润湿流体的孔隙介质中去需要一定的压力，用来克服相应曲率半径曲表面上的毛细管压力。所需这个压力的最低值就是所谓的“排挤压力”或“阈压”。在部分饱和孔隙介质中，决定毛细管压力的是流体内表面的曲率，因而其毛细管压力与流体的饱和度有关。在超出排挤压力并且非润湿液体充满了整个孔隙介质中互相连通的通道之后，相界面的平均曲率立即随润湿液体饱和度的减小而增大，这种外压力（即毛细管压力）随饱和度而变化的曲线，就称之为毛细管压力曲线。

毛细管压力在孔隙介质中可以表示成润湿相或非润湿相饱和度的函数，即： $p_c = f(S)$ 。

毛细管压力曲线的资料反映了孔隙的大小分布，最大的孔道半径，润湿性及所含的两种流体的界面张力等等。为了进行类比，把平均曲率与渗透率、孔隙度相结合，把毛细管压力——饱和度无因次化，从而得到：

$$J(S) = \frac{P_c(S_{or})}{\sigma_{ow} \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1-4-5)$$

这就是莱弗里特的 J 函数。

实验表明，对于疏松砂可以得到通用的一条 J 函数曲线。但对真实的胶结砂岩及石灰岩，只限于同一地层的特定的岩相类型。

三、毛细管压力的滞后现象

所谓“滞后现象”就是含多相流体的岩石由于改变饱和的方向所引起的性质上的差别。

当润湿相排替非润湿相时，即润湿相饱和度增加的过程为吸入过程；而非润湿相排替润湿相，即润湿相饱和度减小的过程为驱替过程。

毛细管压力滞后是由接触角滞后，孔隙几何形态共同引起的。在驱替和吸入过程中，由于表面粗糙度及其它影响（如吸附等）而发生接触角的动力滞后。

对驱替过程：

$$P_{\text{驱}} = \frac{2\sigma}{r_t} \cos(\theta_E - \alpha)$$

对吸入过程：

$$P_{\text{吸}} = \frac{2\sigma}{r_w} \cos(\theta_E + \alpha)$$

式中 r_t ——为锥形毛管喉道半径；

r_w ——为腰部半径；

θ_E ——为固有接触角；

α ——为锥角之半。

对于分别给出的后退和前进接触角 θ_R 和 θ_A 的粗糙表面，这些方程将变为：

$$P_h = \frac{2\sigma}{r_t} \cos(\theta_k - \alpha) \quad (1-4-6)$$

$$P_h = -\frac{2\sigma}{r_t} \cos(\theta_A + \alpha) \quad (1-4-7)$$

实际孔隙介质的孔隙一般都超出了详细数学描述的范围,假定驱替时表现接触角为 ϕ_k ,吸入时为 ϕ_A ,这样, $P_h = \frac{2\sigma}{r_t} \cos \phi_k$, $P_h = \frac{2\sigma}{r_w} \cos \phi_A$.

正是由于孔隙的几何形态和接触角滞后决定了毛细管压力的滞后,所以通过毛细管压力滞后的研究可以用来研究孔隙结构。若孔喉差异大,滞后现象就严重,若孔隙通道近似于圆柱形通道,滞后现象就较小。

四、毛细管压力曲线的解释和应用

油田地质方面应用最广泛的是利用毛细管压力资料研究储层岩石的孔隙结构。

(一) 毛细管压力曲线的形态

1. 储层岩石孔隙分布的歪度和分选性不同,毛细管压力曲线的形态也不同(图1-4-2)。

在储集岩层中,由于分散粘土分布的类型不同,其毛细管压力曲线的形态也不同。如图1-4-3中示出了大庆油田油层中三种不同分布类型的分散粘土对毛管压力曲线的影响。图中三组曲线,靠右上方的一组曲线其储层孔隙系统内粘土的分布是桥塞式的;靠左下方的一组是分立质点式的;而中间的一组则是内衬式的。

2. 因为毛细管压力与孔隙半径有关,而孔隙的大小一般又意味着渗透性的高低。所以当岩性一样,但流体性质不同,会有不同的毛细管压力曲线(图1-4-4a);反之,流体性质相同,不同渗透率的岩石也会有不同的毛细管压力曲线(图1-4-4b)。

3. 岩石表面的润湿性不同,毛细管压力曲线也不同。如在油-水-岩石系统中,图1-4-5表示了强亲水岩石的毛细管压力曲线特征;图1-4-6表示了亲油岩石的毛细管压力曲线特征;

而图1-4-7则表示了中等润湿性岩石的毛细管压力曲线特征。

以上我们只是例举了毛细管压力曲线的典型情况,实际油层的毛细管压力曲线形态要复杂的多。因此,在解释毛细管压力曲线的形态特征时。诸如必须对岩石孔隙——喉道的

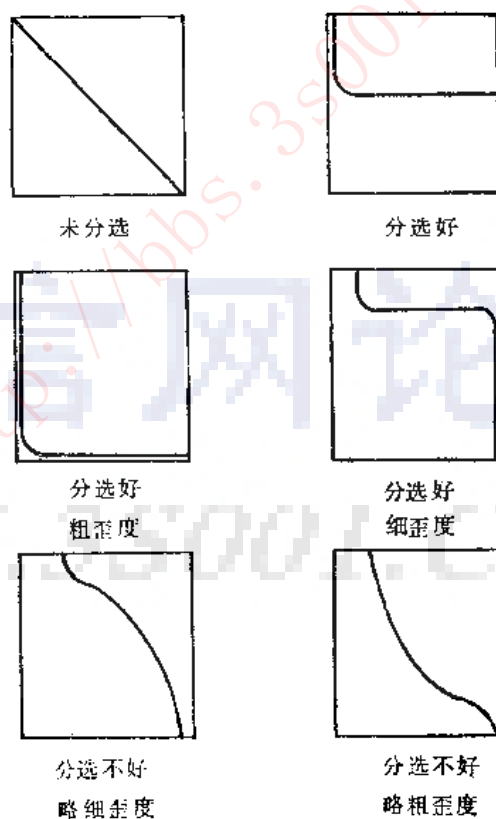


图 1-4-2 不同歪度和分选性的毛细管压力曲线形态

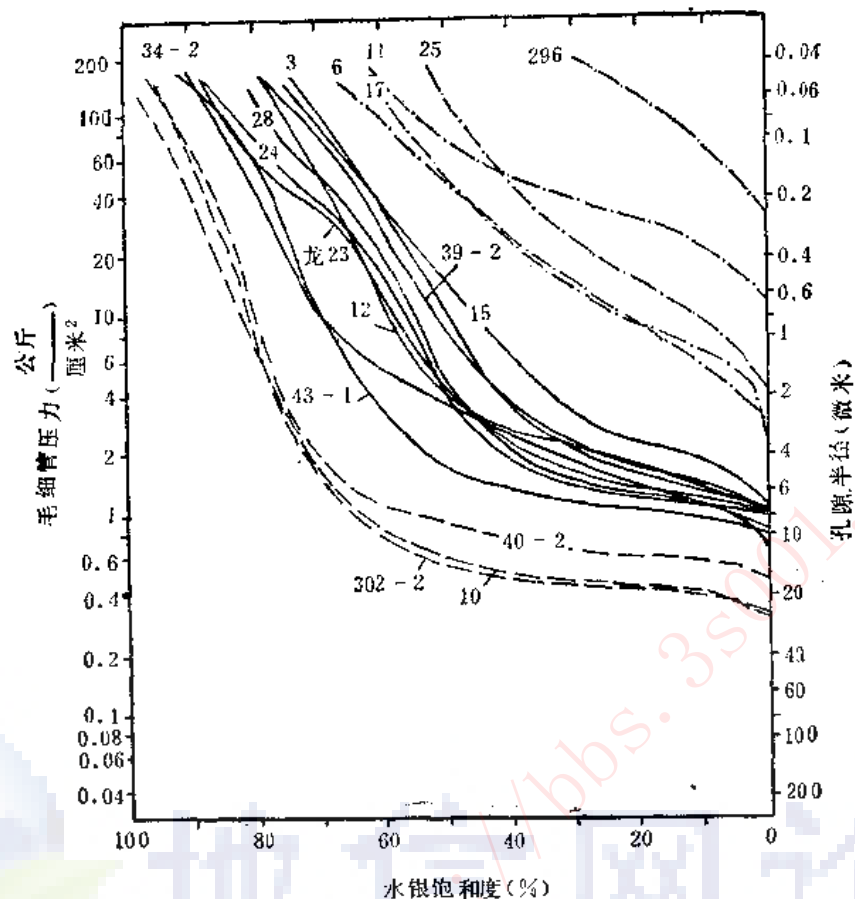


图 1—4—3 大庆油田分散粘土不同类型分布的毛细管压力曲线

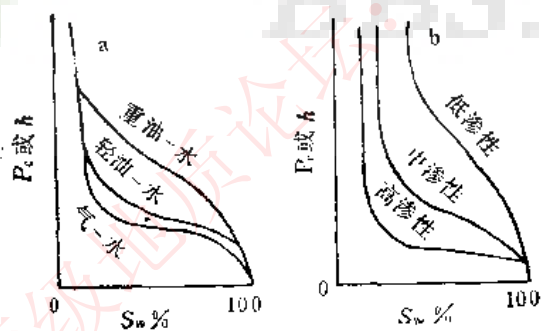


图 1—4—4 不同渗透性、不同流体毛细管压力曲线

a—不同流体、同一岩石的毛细管压力曲线
b—同一流体、不同岩石的毛细管压力曲线

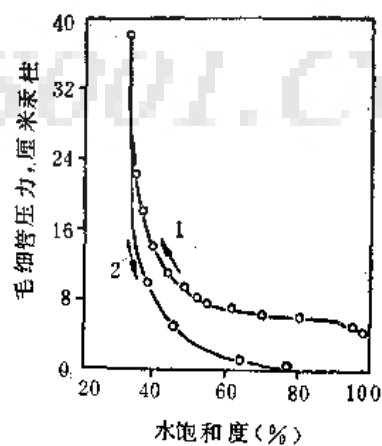


图 1—4—5 强亲水岩石的毛细管
(维纳吉岩石, $K = 28.2$ 毫达西) 压力特征
1—驱替曲线; 2—吸吮曲线

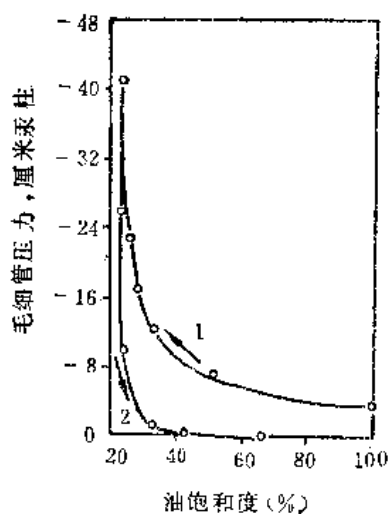


图 1—4—6 亲油的廷斯勒普砂岩的油-水毛细管压力特征
1—驱替曲线；2—吸吮曲线

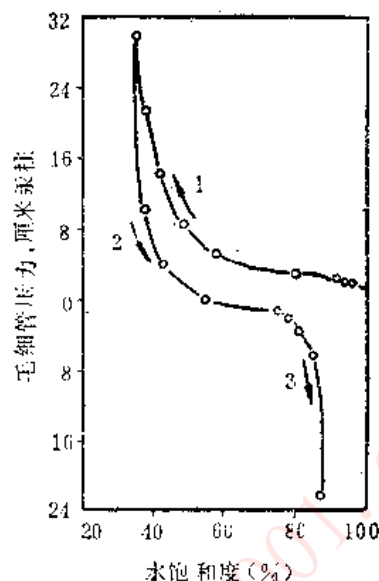


图 1—4—7 具有中等润湿性的岩心的油水毛细管压力特征 (贝雷亚岩心, $K = 184.3$ 毫达西)
1—驱替曲线；2—自然吸吮曲线；3—强泊吸吮曲线

组合类型进行详细地观察和研究，才能搞清曲线每一部分所代表的孔隙结构特征。

(二) 储油层中的毛细管压力曲线

对于确定的油层，液柱的高度就可以作为毛细管压力——饱和度曲线的直角坐标系中的纵座标。

从含水饱和度 100% 降至束缚水饱和度的地带就是油水过渡带。在过渡带中含水饱和度是毛细管压力的函数，尤其是在均质油层内，某一块储集岩的毛细管压力曲线就可以代表整个油层剖面上油水分布的变化。当然若储集层很不均质，某一块储集岩的毛细管压力曲线就不能代表整个储层。而需要连续取心进行分析，以便确定不同位置的含水饱和度。

由于实验条件与油层条件的差别，为了将油层岩心所得到的实验结果应用到实际油层中去，必须进行换算把实验条件的毛细管压力换为地层条件下毛细管压力的公式：

$$(P_o)_{地} = \frac{\sigma_{地} \cos \theta_{地}}{\sigma_{x} \cos \theta_{x}} (P_c)_x \quad (1-4-8)$$

其中 $(P_o)_x$ 可以在实验室内测得， $\sigma_{地}$ ， $\cos \theta_{地}$ 也可由实验室近似的确定。有了换算到地层条件下的毛细管压力与饱和度关系曲线，就可得到实际油层中沿垂向上含水饱和度的变化曲线。据此，可以确定束缚水饱和度，过渡带某一高度上可能达到的含水饱和度以及估计油水过渡带的厚度。

另外，根据毛细管压力 P_c 与毛细管中液柱高度 h 的关系：

$$\begin{aligned} h &= \frac{P_c}{(\rho_w - \rho_o)g} = \frac{\phi(S_w)}{(\rho_w - \rho_o)g} \\ &= \frac{1}{(\rho_w - \rho_o)g} \cdot \phi(S_w) \end{aligned}$$

这样, 就可以把毛细管压力曲线 $P_c = f(S_w)$ 变为 $S_w = \phi(h)$ 的曲线图 (1—4—8)。利用此关系曲线可以确定过渡带内的平均含水饱和度 \bar{S}_w :

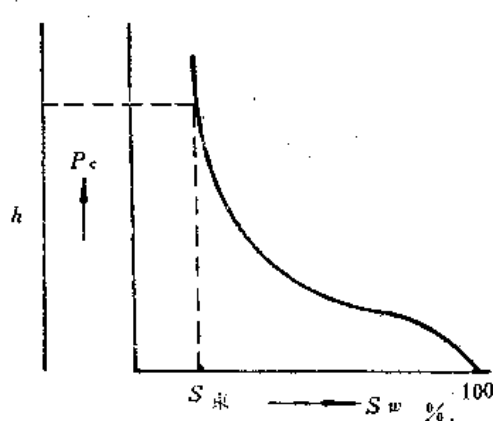


图 1—4—8 含水饱和度与液柱高度关系曲线

$$\bar{S}_w = \frac{\int_0^{h_1} \phi(h) dh}{h_1} \quad (1-4-9)$$

其中 h_1 为该曲线开始趋近于束缚水饱和度的相应高度。

(三) 应用毛细管压力曲线及相对渗透率曲线确定产层的生产状况

相对渗透率与毛细管压力之间的典型关系以及这两个参数对产能的影响表示于图 1—4—9 中。图中毛细管压力曲线的纵坐标为液柱高度——油水接触面以上的高度。相对渗透率曲线放在毛细管压力曲线的上方。两张图的饱和度坐标相一致。毛细管压力曲线接近垂直部分, 其饱和度为 5%, 它所相应的液柱高度为 140 英尺左右, 这个水饱

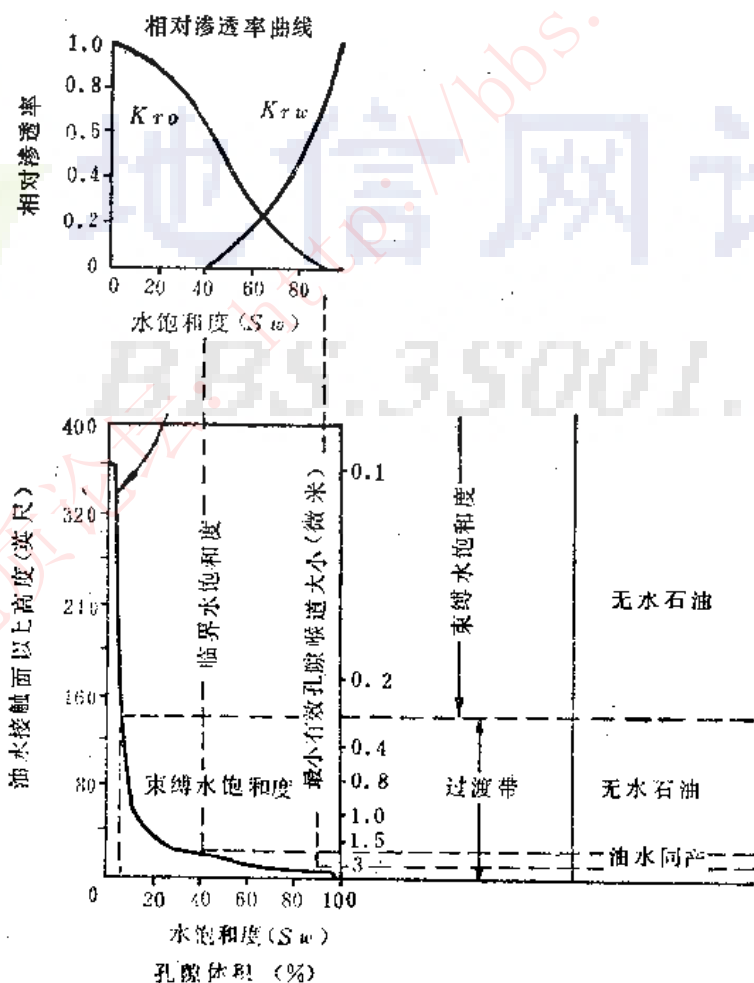


图 1—4—9 相对渗透率曲线和毛细管压力曲线确定产层生产状况图

和度为束缚水饱和度，具有140英尺以上的油柱时，该储集岩层可以生产无水原油，对水的相对渗透率为0时，其饱和度为40%。水饱和度在40%以下时，由于水不能动，也可以生产无水原油。从25到140英尺之间为油水过渡带。而对油的相对渗透率为0时，此时相应的水饱和度为90%，所对应的液柱高度约为10英尺，亦即在油水接触面以上10英尺高度内，仍然是产水层，在10~25英尺的区间内，则为油水两相流动区，油井生产时为油水同出。

同样，利用毛细管压力曲线和相对渗透率曲线还可以确定“可动油”的范围，从而可以估计油藏的最终采收率。

(四)应用毛细管压力曲线计算渗透率

普塞尔(1949)首次提出应用水银注入法测定岩屑的毛细管压力曲线，并由此资料来计算渗透率，这个方法对砂岩储集岩层有一定的参考价值，其公式为：

$$K = 0.66F\phi \int_{s=0}^{s=100} \frac{dSHg}{P_c^2} \quad (1-4-10)$$

式中 K——计算渗透率，毫达西；

ϕ ——孔隙度，%；

SHg——水银饱和度，占孔隙体 %；

P_c ——水银毛细管压力、公斤/厘米²；

F——岩性系数，无量纲。

使用这个公式的关键在于正确的确定岩性系数F值，

五、毛细管压力在水驱油中的作用

在水驱油过程中，毛细管压力控制着流体的微观分布状态。这个分布状态实际上又影响着流体的宏观流动特征。

注水时注水前沿饱和度有很大的差异，这就引起了很大的毛细管压力梯度。最后形成一个稳定的饱和度变化区域，即通常所说的稳定带。在油层情况下，由于驱动压力比毛细管压力大的多，或者说稳定带的长度与油水井距相比可以忽略不计，所以毛细管压力在均质孔隙介质宏观流动中不起主要作用。但在实验室内进行水驱油实验时，稳定带的长度可能扩充到整个模型长度，毛细管压力则在水驱油宏观流动中的作用大大增强，所以在物理模拟实验中，凡研究宏观流动规律时，必须对毛细管压力进行模拟，否则就会得出错误的结果。

第三节 相对渗透率曲线

一、相对渗透率的基本概念

相对渗透率是指在多孔系统中存在一种或多种流体时，衡量某一种流体通过多孔系统的直接指标。

在实际油层中都是两种或两种以上的流体共存，因此，必须引入描述多相流动的相渗

透率的概念。

假如油层中各相完全独立，在多孔介质中，彼此不互溶的多相流体共同流动时，对每一相来说，达西定律可以改写成如下形式

$$\left. \begin{aligned} \bar{v}_o &= -\frac{K_o}{\mu_o} \nabla (P - \rho_o g \sin \alpha) \\ \bar{v}_w &= -\frac{K_w}{\mu_w} \nabla (P - \rho_w g \sin \alpha) \\ \bar{v}_g &= -\frac{K_g}{\mu_g} \nabla (P - \rho_g g \sin \alpha) \end{aligned} \right\} \quad (1-4-11)$$

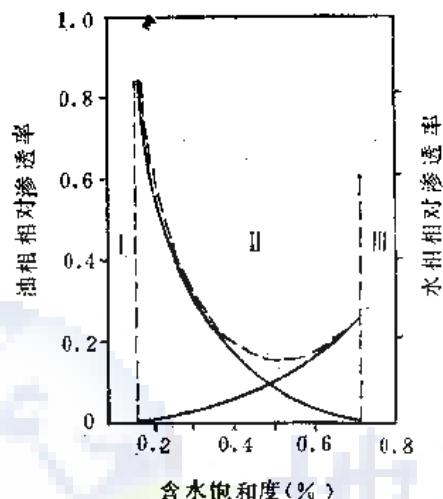


图 1—4—10 油水相对渗透率曲线

式中下标 o、w、g、分别为油、水、气， α 为地层相对水平方向的倾角，其它符号同前， K_o 、 K_w 、 K_g 即为油、水、气的有效渗透率。可定义为，当多相介质中存在两种以上互不溶流体时，介质对其中某一相的渗透率能力即该相的有效渗透率或相渗透率。为了便于对比，把个别相的有效渗透率与岩石绝对渗透率的比值就称为相对渗透率。

表征相渗透率与饱和度之间变化关系的曲线称为相对渗透率曲线由图 (1—4—10)，可见，岩石孔隙中第二相的存在，不仅降低了第一相的渗透率，而且两相渗透率之和远远低于其绝对渗透率。

二、影响相对渗透率曲线的因素

(一) 饱和度变化历程的影响

图1—4—11示出了驱替和吸入过程的相对渗透率与润湿相饱和度的关系，由图可见，润湿相的相对渗透率与饱和度的关系对驱替过程和吸入过程来讲变化不十分显著。对于优先润湿很强的系统，两条线可以重合。而对非润湿相来讲，在任何饱和度下，吸入过程的相对渗透率总是低于驱替过程的数值。

所以，对亲水油层描述溶解气驱过程要用驱替型相对渗透率曲线，而描述水驱过程则要用吸入型相对渗透率曲线；而亲油油层这两个过程则都可以采用驱替型相对渗透率曲线。

(二) 岩石表面润湿性的影响

油湿岩样与水湿岩样，其相对渗透率曲线特征如表 1—4—1 中所示，而中等润湿性岩石则兼有上述亲水及亲油岩样的某些特征。所以在实验室内测定油水相对渗透率曲线时，必须

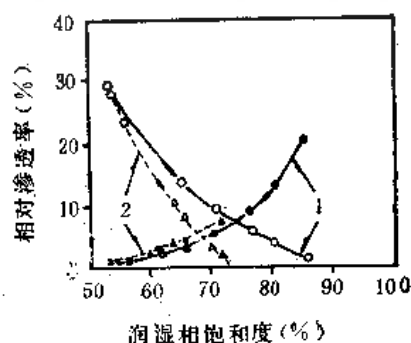


图 1—4—11 驱替与吸入过程的相对渗透率特征

1—驱替型；2—吸入型

表 1—4—1 水湿、油湿相对渗透率曲线特征

对 比 指 标	水 湿	油 湿
共 存 水 饱 和 度	一般大于20~25% (孔隙体积)	一般小于15% (孔隙体积) 经常还小于10%
油水相对渗透率相等时的饱和度	水饱和度大于50%	水饱和度一般小于50%
最大含水饱和度时水相对渗透率	一般小于30%	一般大于50%或将近100%

使测定的岩样具有真正油层岩石的润湿性。

(三) 岩石孔隙结构的影响

大庆油田用人造岩心与天然岩心在亲油、未有束缚水的条件下所作的孔隙结构对相对渗透率曲线影响的研究, 把用表示迂曲度的结构系数, 表示孔隙大小的相对分选系数结合起来做为孔隙结构特征参数, 即:

$$J = \frac{1}{D\phi} \quad (1-4-12)$$

式中 ϕ ——结构系数;

D ——相对分选系数。

随着结构特征参数的增大, 在同一饱和度下的油相渗透率增高, 水相渗透率降低, 两条相对渗透率曲线的交点右移, 逐渐趋近于0.5 (图1—4—12)。

(四) 孔隙介质中束缚水含量的影响

由于束缚水是不参与流动的液体, 但它占据了一部分有效孔隙, 束缚水含量增高, 岩石中可供流动的孔隙减少, 两相的渗流能力都变坏了。

(五) 流体性质的影响

1. 粘度的影响

当非润湿相粘度很高时, 其相对渗透率随粘度比的增加而增加, 但当岩石的渗透率大于1达西时, 粘度比的影响才可以忽略不计。

2. 流体中极性物质的影响

在多孔介质中共渗的油、水相态, 根据巴巴良的研究可能有: 油为分散相而水是分散介质; 油是分散介质而水是分散相; 以及油水乳化三种状态。它们在渗流过程中可互相转化, 并且一般分散介质的渗透能力大于分散相。油水的这种相态与油水中活性物质的含量有关。

图1—4—13分别为水中加入表面活性剂使水为分散介质, 油为分散相和油中加入表面活性剂使水为分散相, 油为分散介质的油水相对渗透率曲线。对比二曲线可知, 由于表面活性物质的作用使油水处于乳化状态时, 即两种液体相互分散, 都处于分散状态时, 无论是水包油型, 还是油包水型, 两相渗透率都急剧下降。

(六) 驱动压力梯度的影响

压力梯度对相对渗透率曲线的影响, 一般归结为 $\pi = -\frac{\sigma}{\mu v}$, 或 $\pi = \frac{\sigma}{K\nabla P}$ 的影响。

$\pi = -\frac{\sigma}{\mu v}$ 准数是界面张力 σ , 粘度 μ 和流速 v 三个参数的组合。相对渗透率曲线与 π 准数

即与压力梯度有关（图 1—4—14）。即随 π 值的减小。两相的相对渗透率都增大，两相共同流动的范围变宽。

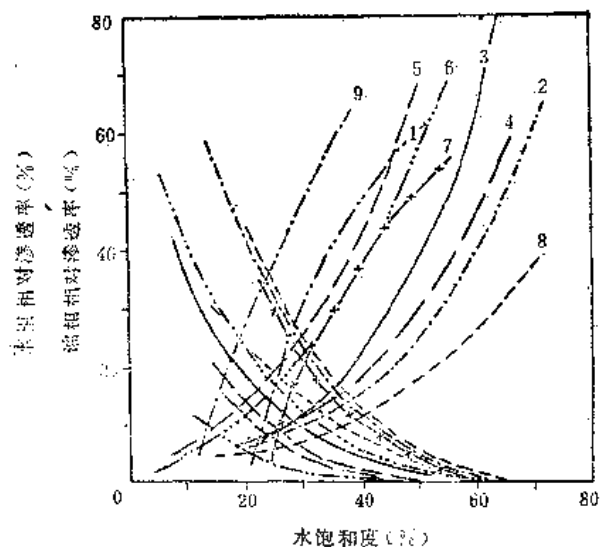


图 1—4—12 孔隙结构非均匀性对相对渗透率曲线的影响

1—50 目均匀砂；2—70~140 目混合砂；3—粗砂：细砂 = 70:30；4—100 目均匀砂；5—粗砂：细砂 = 70:30 混合不均匀；6—粗砂：细砂 = 70:30 混合不均匀；7—中检 4—8 井岩心；8—中检 4—8 井岩心；9—南 1—丁，—35 井岩心

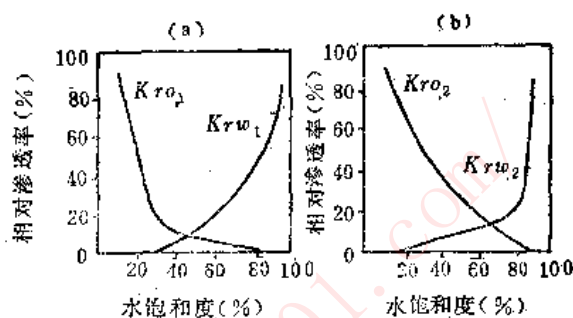


图 1—4—13 分散相与分散介质的相对渗透率曲线

a—油为分散相；b—水为分散相

(七) 温度的影响

图 1—4—15 列出了用地层油配制的模拟油在非胶结砂岩上研究的温度对相对渗透率曲线的影响。从图中看到，温度升高，油水的相渗透率都升高。

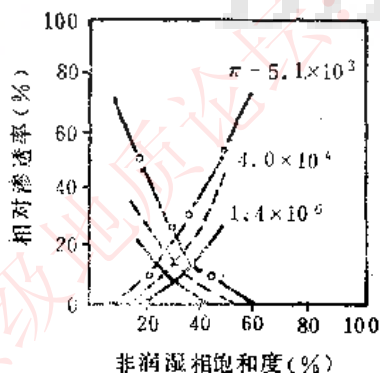


图 1—4—14 σ/π 对相对渗透率的影响

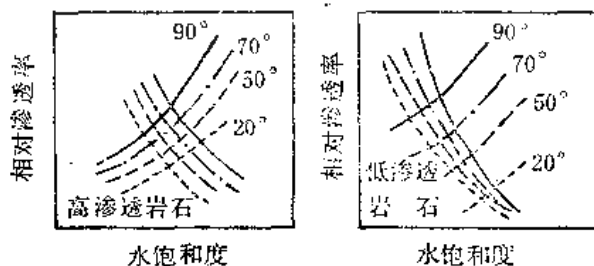


图 1—4—15 温度对相对渗透率曲线的影响

三、三相流动的相对渗透率

实际孔隙介质中不仅同时存在两相，也可以三相同同时共存。因此，在许多有关多相流

动（如地下火烧，注热蒸汽，天然能量枯竭后注水等）的研究中，都需要用到三相相对渗透率的数据，但是测定三相流动的相对渗透率是比较复杂和困难的。目前一般采用的方法是，当三相共存时，可以把三相划为润湿和非润湿两相，原则上可以用两相相对渗透率—饱和度关系来表示。

四、大庆油田不同油层相渗透率曲线特征

大庆油田储层岩石的表面润湿性是从偏亲油到弱亲水。从中部地区萨尔图油层、高台子油层和南部地区葡萄花油层相对渗透曲线的对比可以看出，随着亲油性的减弱，相渗透率曲线从左至右依序排列图1—4—16。不同润湿性的相渗透率曲线特点如表1—4—2。

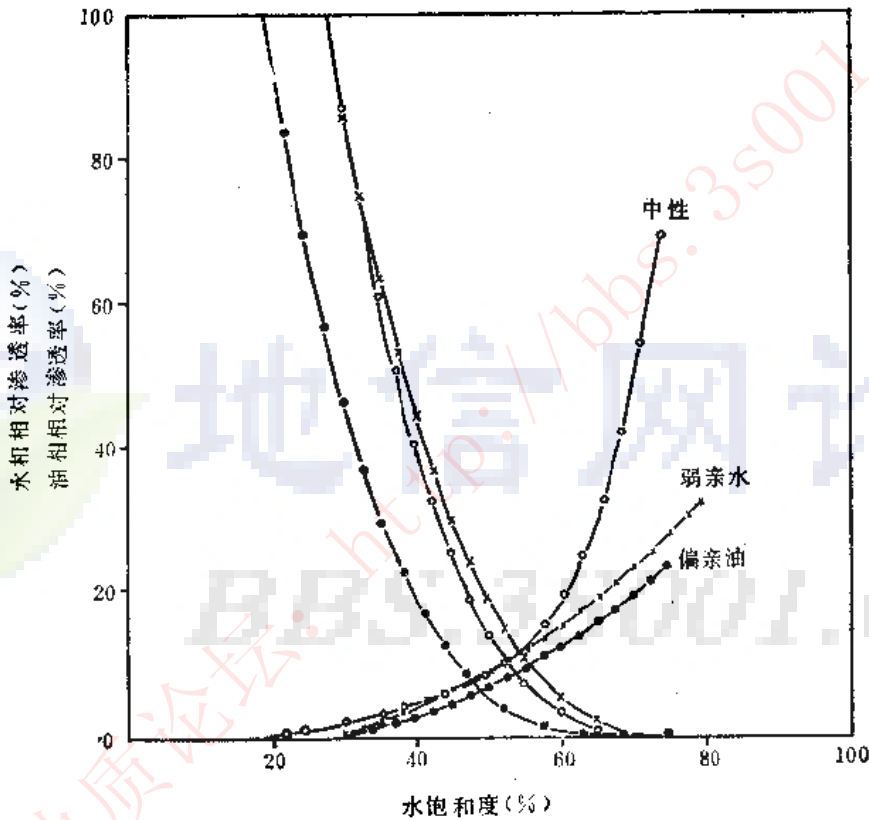


图 1—4—16 不同润湿性岩样的相渗透率曲线

表 1—4—2 不同润湿性岩样的相渗透率曲线特点

对比指标	润湿性	偏亲油	弱亲水
束缚水饱和度, %		一般小于 20	一般大于 20
残余油饱和度, %		一般大于束缚水饱和度	一般小于束缚水饱和度
交点含水饱和度, %		一般小于 50	一般大于 50
最高水相相对渗透率, %		一般大于 50	一般小于 50
曲线形态		水相曲线上升较陡, 后期上翘	水相曲线上升平缓

第五章 油藏的压力系统和温度

第一节 油藏的压力系统

一、油藏的地层压力

储层中的油、气之所以能够流入井底或喷出地面，是因为油层中存在着某些驱动力，我们把这些驱动力归结为油层压力。压力对油田开发有着巨大的意义，是油田开发的一个极重要的因素。

一般来说，油层压力一是来源于上覆岩层的地静压力或称压实压力，二是来源于边水或底水的水柱压力。由于油层是一个连通的水动力系统，当油藏边界有供水区时(图1—5—1)，在水柱压头的作用下，油层的各个水平面上将具有相应的压力数值。有些油层虽然没有供水区，但在油藏形成过程中，经受过油气运移时的水动力作用，地质变异时的动力，热力及生物化学等作用，也能使油层内具有一定数值的压力。

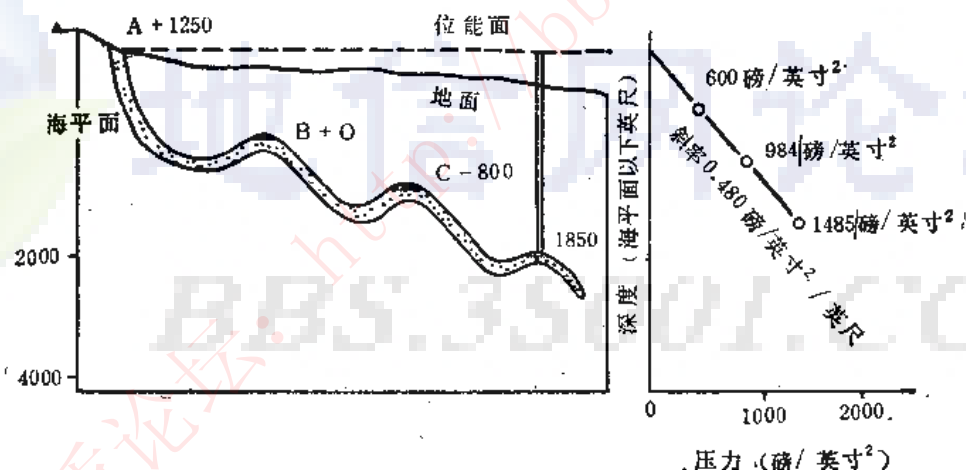


图 1—5—1 储集层压力的成因

二、原始地层压力及其确定方法

油田投入开发前，整个油层处于均衡受压状态，这时油层内部各处的压力，称为原始地层压力，而油田第一批探井或资料井中所测得的地层压力即代表原始地层压力。

原始地层压力的数值与油藏形成的条件、埋藏深度以及与地表的连通状况等有关。在相同水动力系统内，油藏埋藏越深，其压力越大(图1—5—2、3、4)。

根据世界油田地层压力统计，通常具有正常地层压力的油藏，其压力梯度值在0.07~0.12 大气压/厘米²·米的范围内变化。所以通常可用下式近似的计算油藏各点的地层压力：

$$P = \alpha \frac{H\gamma}{10} \quad (1-5-1)$$

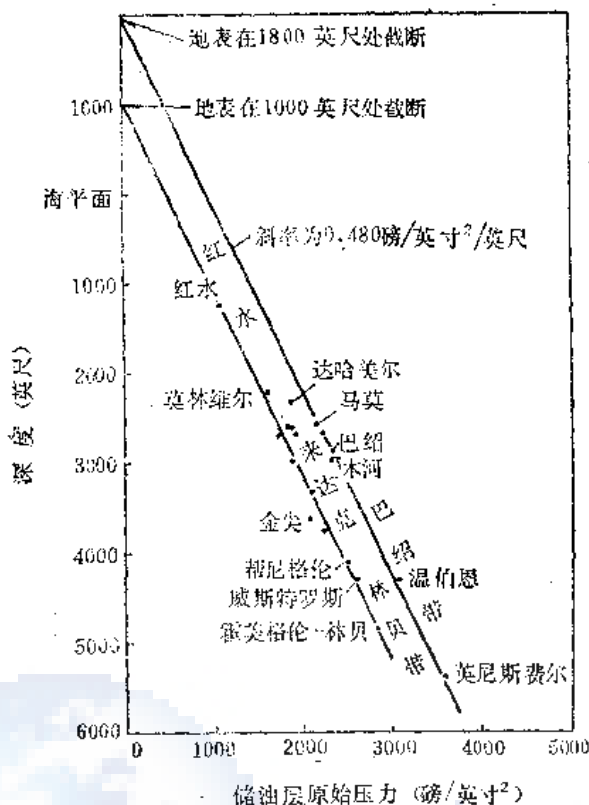


图 1—5—2 米拉克油藏储油层原始地层压力与深度关系图

式中 P ——原始地层压力;
 H ——油层中部深度;
 γ ——井内液体比重;
 α ——压力梯度。

但是,也有一些油田的地层压力不符合上述公式。如苏联的鲍尔佐夫油田,其压力梯度达0.232大气压/厘米²·米,美国的鲁兹维利特普利油田,其压力梯度达0.236大气压/厘米²·米,而罗马尼亚的布路界柳油田,其压力梯度仅为0.053大气压/厘米²·米。我们把这些情况称之为具有异常地层压力的油藏。

大庆油田原始地层压力是用下式计算的:

$$P = 0.082H + \alpha \quad (1-5-2)$$

式中 P ——原始地层压力,大气压;

H ——油层中部海拔深度,米;

0.082——压力梯度,大气压/厘米²·米;

α ——压力常数,大气压(油田北部为38,油田南部为44)。

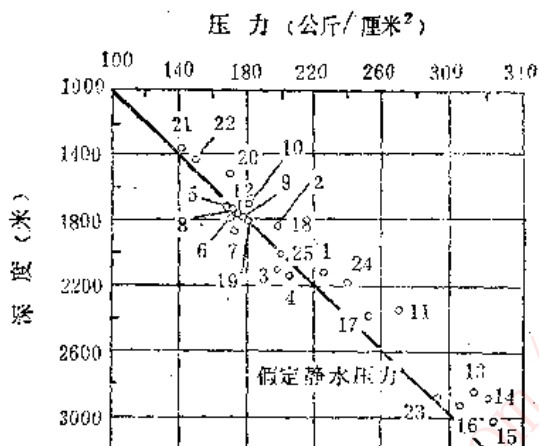


图 1—5—3 俄罗斯地台的油田上泥盆纪油藏,原始地层压力与平均埋藏深度之间的依赖关系

1, 2—索科洛沃戈尔斯基油田; 3, 4—什卡波夫斯克油田; 5, 6—杜依玛兹油田; 7, 8, 9—谢拉菲莫夫斯克油田; 10—佐利平斯克油田; 11—苏曼坦古洛夫斯克油田; 12—罗马什金油田; 13, 14, 15—穆哈诺夫斯克油田; 16—科汉斯克油田; 17—杰柳热夫斯克油田; 18—新叶尔霍夫油田; 19—阿克塔什油田; 20—邦日久斯克油田; 21, 22—齐莫夫斯克油田; 23—德米特里耶夫油田; 24—斯捷帕诺夫油田; 25—德热鲍利油田

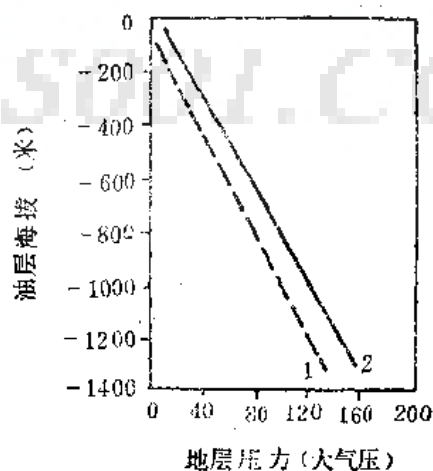


图 1—5—4 大庆油田压力梯度曲线

1—静水压力梯度曲线;
 2—地层压力梯度曲线

三、压力分布及压力系统的判断

(一) 压力分布

原始地层压力在构造上的分布符合连通器原理(在同一个水动力系统内)。如果油层接近水平或非常平缓,则油层各点的原始地层压力近似相等,如果油层很陡,则各点的原始地层压力随深度而改变,埋藏深度相同的各点的压力相等,即原始地层压力的等压线与构造等高线变化相一致。

油田投入开发后,原始地层压力的平衡状态被破坏,地层压力的分布状况发生变化,这种变化贯穿于油田开发的整个过程。这种处于变化状态的地层压力,一般用静止地层压力和流动压力来表示,其测试原理及方法见本书第二篇油藏动态监测。

(二) 压力系统的判断

在编制油田开发方案时,很重要的一个问题是要判明各油层的压力系统(或称水动力系统)。不同压力系统的油层不能划分为同一个开发层系。

在判断油层的压力系统时,通常采用同一压力系统内,原始地层压力保持平衡,折算压力相等的原理来判断。同一压力系统内,各井点折算到某一深度(一般折算到海平面或油水界面)的原始地层压力值相等或近似。即利用各油层或同一个油层不同部位所测得的压力资料,整理成压力梯度曲线。凡属同一水动力系统的油层,压力梯度曲线只有一条。如果有数条压力梯度曲线时,就说明各油层不属于同一压力系统,如图1—5—4说明大庆油田各油层属于同一压力系统,而图1—5—2说明来达克油藏有两组压力系统。

此外,还可以利用地层对比,构造图,水文勘探,不稳定试井等方法来研究断层切割,地层、岩性尖灭等情况,以帮助判断压力系统。如不稳定试井的压力恢复曲线,在一个较大的范围内没有断层遮挡等因素存在,其曲线形态如图1—5—5。若存在断层、地层、岩性尖灭等情况,则曲线形态如图1—5—6。

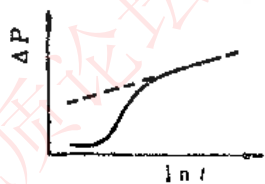


图 1—5—5 一般压力恢复曲线

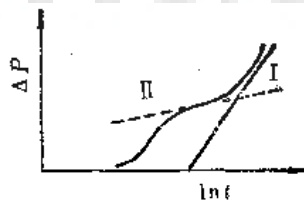


图 1—5—6 受断层影响的压力恢复曲线

四、压实压力对储集层物理性质的影响

许多研究者在实验条件下研究了压实压力的增加对储层物性的影响。

图1—5—7所示为相对渗透率 K/K_0 。(K——压力下的渗透率, K_0 ——起点压力的渗透率)与压缩压力的关系曲线,是由弗特和杰维斯用纯净干燥的砂岩样品得到的。实验表明,当作用在模型上的压缩压力为1020公斤/厘米²时,渗透率减小到没有压缩时的11~41%。压缩压力增加时,渗透率的变化是不均匀的。

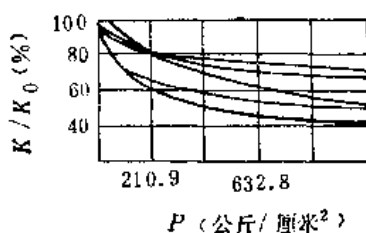


图 1—5—7 砂岩相对渗透率依赖于挤压压力的关系（根据弗特和杰维斯）

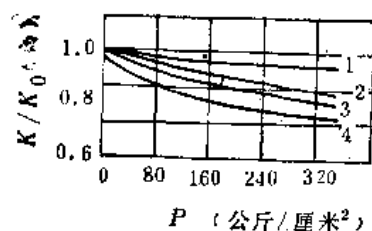


图 1—5—8 砂岩的相对渗透率对压缩压力的依赖关系（根据弗特）
1~4样品编号

在弗特的实验中，在同一批砂岩样品上研究了渗透率和孔隙度的变化（图1—5—8）。当压缩压力为340公斤/厘米²时，4号样品的渗透率减小25%，而孔隙度减小5%。

上述实验说明，随着油藏埋藏深度的增加，储层所承受的压实压力也随之增加，结果导致储层的孔隙度、渗透率都相应减小。根据大庆长垣及松辽盆地其它地区实际取样分析，从井深1200米到2935米，砂岩的孔隙度从22~32%减小到5%。

第二节 油藏的温度及油层岩石的热学性质

一、油藏的温度

油藏内的温度是油田开发时具有重要意义因素，它直接影响着原油的粘度，气体在原油中的溶解度，游离气体的状态和性质等。

油藏温度主要是来自地球内部的热能。由于在常温层以下，地壳的温度是随深度的增加而增加的，所以，油藏温度的高低主要取决于在地壳中的埋藏深度。

从常温层开始，温度随着深度的增加而按照地热级度和地热梯度有规律的升高。温度升高1℃所需要的距常温层的深度称为地热级度。按下式计算：

$$G = \frac{H-h}{T-t} \quad (1-5-3)$$

式中 G ——地热级度，米/℃；

t ——测量地点的平均气温，℃；

T ——深度为 H 的温度，℃；

h ——常温层的深度，米。

在常温层下，深度每增加100米时温度的变化称为地热梯度。

对于不同的油藏，地热级度是不同的，在地台型的油藏中，地热级度最大，而在地槽区的边缘带上，地热级度最小。如在苏联的十月油田和土库曼的切列肯丰岛上地热级度为7~11米。而在巴什基利亚和鞑靼的油田上，观察到的最大地热级度达50~60米。

大庆油田在井深400米以下，实测地热梯度为4.5℃/100米。

引起地热级度数值大小不同的原因很多，岩石的不同导热性是其中的一个主要原因。如表1—5—1所列，火成岩和碎屑岩的导热率比碳酸盐岩高。由于这个原因，碳酸盐岩中

表 1—5—1 不同岩石的导热性

物 质	导 热 性, 卡	物 质	导 热 性, 卡
地壳平均	0.004	白 垩	0.002
花 岗 岩	0.004~0.005	石 灰	0.00029
玄 武 岩	0.0052	碳 酸 镁	0.00023~0.00025
砂 岩	0.0055	石 油	0.000355
板 岩	0.0047	20℃的水	0.00143

的地热级度显然大于碎屑岩。

地下循环水, 可能是影响油藏温度的另一个原因。因此在存在活跃的边水区域性流动的条件下, 当水温高于油藏温度时, 在油藏开采的过程中系统测量温度, 观察温度的升高, 可预测舌进和水锥。

在开发油藏过程中, 当油中存在油离气时, 观察到特别明显的温度降低。由于井不完善, 在井底常产生时间很短但明显的压力降, 这会导致吸收热量的气体膨胀, 因此, 在井底可能沉淀石蜡和胶质。

二、油层岩石的热学性质

注水开发的油田, 由于长期注冷水会引起油层温度场发生变化, 地下液体性质发生改变, 对于油层开采过程及油田采收率会带来一定的影响。此外, 进行热力采油以及一些地质技术、采油工艺问题, 都要求必须对油层岩石的热学性质有所了解。

(一) 岩石的比热

使岩石温度升高一度所需要的热量叫做岩石的热容量。把一克岩石的温度升高一度所需的热量叫做比热容量, 简称为比热。它可以用下式来表示:

$$C = \frac{Q}{m(t-t_0)} \quad (1-5-4)$$

式中 C ——比热容量, 卡/克·℃;

Q ——温度从 t_0 提高到 t 时所需要的热量, 卡;

m ——岩石的质量, 克;

t_0 ——起始温度;

t ——最终温度。

C_m 值称为岩石的总热容量。当测定岩石的热容量时, 所需热量也可以以千卡来量度, 岩石质量以千克或公斤表示。此时比热的单位为千千卡/公斤·℃。

岩石的热容量只在比较小的范围内变动, 一般不会超出0.15~0.5卡/克·℃范围之外。沉积岩的热容量其变化范围更小, 在0.19~0.25卡/克·℃之间。大庆油田砂岩平均比热为0.205卡/克·℃。泥岩平均比热为0.235卡/克·℃。具体数值见表1—5—2。

(二) 岩石的导热性

物体传播热量的能力称为物质的导热性, 导热性能用热传导系数来表示。这一系数在数值上等于: 当物体长1厘米, 垂直于热流方向的面积为1平方厘米, 两端的温度差是1℃

表 1—5—2 大庆油田岩石热传导系数和比热

岩 样 名 称	热传导系数, 卡/厘米·秒·℃	岩 样 名 称	比 热, 卡/克·℃	备 注
粗粒油砂岩	0.00437	泥质粉砂岩	0.216	测热传导系数 的砂岩含油; 测比热的砂岩 都把油洗净
中粒油砂岩	0.00586	砂 岩	0.203	
灰绿色粉砂质泥岩	0.00352	砂 岩	0.207	
黑色片状含介形虫泥岩	0.00422	砂 岩	0.204	
含盐粉砂岩	0.00367	绿 泥 岩	0.250	
		紫 红 泥 岩	0.225	
		灰 泥 岩	0.231	
平 均 值	0.00433	平 均 值	0.221	

时, 在 1 秒钟内所传递的热量。它可以表示为:

$$\lambda = \frac{QL}{\Delta t \cdot F \Delta \tau} \quad (1-5-5)$$

式中 Q——在 $\Delta \tau$ 时间内通过物体的热容量;

L——物体的长度 (对于平面平行薄层即为厚度);

F——热流通过的断面积;

Δt ——试验物体两端温差。它可由富里叶热传导定律得出。

热传导系数的单位是卡/厘米·秒·℃和千卡/米·小时·℃, 热传导系数的倒数称为比热阻 ξ 。

$$\xi = \frac{1}{\lambda} \quad (1-5-6)$$

其单位是厘米秒度/卡。

岩石的热传导系数在相当大的程度上取决于岩石的矿物组成、孔隙度及含水饱和度。

从表 1—5—2 看出, 砂岩的热传导系数平均为 0.004634 卡/厘米·秒·℃, 泥岩平均为 0.003363 卡/厘米·秒·℃。

(三) 岩石的温度传导系数

温度传导系数表示温度随时间而变化的速度。如果把某一热量引入到长为 1 厘米, 截面积为 1 平方厘米的岩样中, 当这一热量是以在岩样两端建立 1 度的温差时, 岩样在单位时间内所升高的温度, 在数值上便等于物质的温度传导系数。

温度传导系数与热传导系数和比热系数的关系可用下式表示:

$$\alpha = \frac{\lambda}{C\rho} \quad (1-5-7)$$

式中 α ——温度传导系数, 厘米²/秒;

λ ——热传导系数, 卡/厘米·秒·℃;

ρ ——岩石密度, 克/厘米³。

C——比热, 卡/克·℃。

由此式可见, 温度传导系数与热传导系数成正比, 而与比热及岩石密度成反比。因此, 当岩石孔隙度愈小, 饱和度愈大, 岩石密度也愈小, 岩石的温度传导系数就将愈高。

第六章 油藏的天然能量

油藏的天然能量是驱油的动力来源之一。正确认识油藏的天然能量并合理的利用它开发油田，会收到较高的经济效益。天然能量的大小和可利用程度，不同的油田差别很大，需要进行具体分析。

第一节 天然水驱能量的分析和计算

对于具有边水和底水的油藏，需要了解边水或底水在开发过程中的运动情况。在一定条件下它们可以成为油藏开发的一种重要驱油能量或者作为油藏能量的一种补充。决定边水活跃程度和能量大小的主要因素是供水区域的大小，几何形状，油层的渗透率和孔隙度，油水粘度比以及地层水和岩石的膨胀系数。根据这些参数的不同可把天然水驱油藏划分为水压驱动和弹性水压驱动油藏两大类。

一般反映天然水驱能量大小采用水侵速度 q_e 这一参数，其意义为单位时间的水侵量。

即

$$q_e = -\frac{dw_e}{dt}$$

式中 w_e ——为油藏开采 t 时间后的水侵量，米³；

t ——为油藏开采时间，秒。

但更能反映边水活跃程度的是水侵系数 K_e 。

$$K_e = \frac{q_e}{\Delta P}$$

式中 ΔP 为含油区平均压力降，即原始地层压力和目前地层压力之差。

研究边水活动规律，主要是求出水侵系数。根据它的数量来判断天然水驱能量的大小。在有充足的边水供给的条件下供水区压力比较稳定，但油藏压力却达不到稳定状态。这时，我们把压力变化分成小的阶段，每个阶段看成是稳定状态，总体上看作是无数个稳定状态的连续变化。这样，水侵速度仍可用下式表示：

$$q_e = \frac{dw_e}{dt} = K_e \Delta P$$

将上式积分，得到水侵量 w_e 与时间的关系：

$$w_e = K_e \int_0^t \Delta \bar{P} dt = K_e \Sigma (\Delta p \Delta t)$$

以 w_e 为纵坐标，以 $\Sigma (\Delta P \Delta t)$ 为横坐标，作图便可得到一条累积水侵量的变化曲线，也是一条直线，直线的斜率就是水侵系数 K_e 。

$$K_e = \frac{w_e}{\Sigma (\Delta P \Delta t)}$$

当供水区比含油区大得很多时，也就是属于弹性水压驱动类型的油藏，油层产生的压力降不断向外传播，使流动阻力增加，因而边水侵入速度要下降，也就是水侵系数逐渐变

小。

当油藏发生水侵的原因主要由于含水区岩石的流体的弹性膨胀作用时，这就和油藏的弹性驱动方式相近。则水侵量主要决定于油层的体积、压力和油、水及岩石的压缩系数。

本节结合大庆油田情况，介绍边水弹性能量的计算方法。用推导出的边水供水量与油水边界上压力的关系式来估算油田生产井排在不同采油速度，不同排距下的油水界面压降，可以初步估算出边水能量的实用范围。

一、基本计算公式

我们讨论了以下三种油层模型的计算方法。

(一) 一维带状油层，一边坑道生产，一边无限大供给的情况

定压条件下：

$$\Delta P = P_0 - P(x, t) = (P_0 - P_c) \left[1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\eta} e^{-\eta^2} d\eta \right] \quad (1-6-1)$$

式中 P ——压力；

P_0 ——初始压力，大气压；

P_c ——边界压力，大气压；

$$\eta = \frac{x}{2\sqrt{\kappa t}}$$

$\kappa = \frac{K}{\mu(m\beta_o + \beta_c)}$ ——导压系数，厘米/秒²；

K ——流场平均渗透率，达西；

μ ——流体粘度，厘泊；

m ——孔隙度，小数；

β_o 、 β_c ——分别为流体和岩石的弹性系数，1/大气压。

定产条件下：

$$\Delta P = P_0 - P(x, t) = -\frac{q_o \mu}{K} \sqrt{\pi \kappa t} \left[1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\eta} e^{-\eta^2} d\eta \right] \quad (1-6-2)$$

式中 q_o ——单位面积单位时间流量。

(二) 一维带状油藏，一边坑道生产，一边有限封闭供给情况

定压条件下：

$$\Delta P = P_0 - P(x, t) = P_0 - P_c \left[1 + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{2}{a} \cos(a\bar{x}) \exp\left(-a \frac{2\kappa t}{L}\right) \right] \quad (1-6-3)$$

式中 $\bar{x} = \frac{x}{L}$ ；

$$a = (2n-1) \frac{\pi}{2}。$$

定产条件下：

$$\Delta P = P_0 - P(x, t)$$

$$= \frac{q_0 L}{K} \left[B - \frac{1}{6} + \frac{1}{2} \bar{x}^2 + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} \frac{2}{a^2} \cos(a\bar{x}) \exp(-a^2 B) \right] \quad (1-6-4)$$

式中 $B = \frac{\pi t}{L^2}$ 。

(三) 无限大供给, 圆柱径向流生产的情况

定压条件下:

$$\Delta P = P_0 - P(r, t) = \frac{P_0 - P_c}{2A(t)} \left[-E_i \left(-\frac{r^2}{4\pi t} \right) \right] \quad (1-6-5)$$

式中 $A(t) = \left[2 \int_0^{\infty} \frac{e^{-\eta}}{\eta} d\eta \right]_{r=R}$;

$$\eta = \frac{r^2}{4\pi t} ;$$

$$-E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} dx$$

定产条件下:

$$\Delta P = P_0 - P(r, t) = \frac{q''}{4\pi Kh} e^{\frac{R^2}{4\pi t}} E_i \left(-\frac{r^2}{4\pi t} \right) \quad (1-6-6)$$

式中 q ——单位时间流量, 厘米³/秒。

如将边水区内相应的各参数代入公式 (1-6-1、2、3、4、5、6、) 就可以直接计算出边水供水量与油水边界上压力的关系。

二、计算实例

(一) 理论计算和实践对比

用公式 (1-6-2) 对萨尔图油田西区试水试验区的 4 口井进行了计算, 并将其结果与试验资料进行了对比见表 1-6-1。

表 1-6-1

井 号	层 位	试采天数, 天	总产水量, 米	原始地层压力 大气压	实际总压降 大气压	计算总压降 大气压
西 4-9	葡 I ₁₋₂	36	79	128.6	-2.9	-1.44
西 6-5	葡 II ₃₋₁₀	47	84.1	128.7	-1.6	-0.715
西 6-6	葡 I ₁₋₄	53	621	126.7	+1.7	-1.51
西 6-7	葡 I ₁₋₄	18	104	128.0	-1.8	-0.735

结果说明, 用此方法估算边水的弹性能量基本能满足要求。

(二) 计算实例及结果分析

在编制北部油田开发方案时, 应用此方法估算了该油田边水能量的大小和可利用程度。当时计算油田上葡一组油层第一排生产井在边水驱动下的结果。计算时把油层简化为一边是无穷大供给, 一边是采油坑道采油, 考虑定产边界条件即定采油速度, 这样选用公

式 (1—6—2) 计算了不同采油速度下, 不同排距的生产结果, 见图1—6—1。

从计算结果看出:

1. 葡一组边水有一定弹性能量可供利用。例如假定生产井排的地层压力允许降低20大气压, 采油速度1.5%时, 200米排距条件下可生产三年以上(生产井排地层压力下降值为在此时间内油水界面总压降加上生产井排间的渗流压力损失。如采油速度1.5%时200米排距生产三年, 地层压力降应为 $7.95 + 3 \times 3.16 = 17.43$ 大气压); 400米排距均可生产一年(下降21.7大气压)。

2. 边水能量很小, 不能满足国家对采油速度的要求。例如600米排距, 若要求采油速度为2.0%, 则生产三个月压降即达到18.7大气压。

第二节 弹性能量的分析和计算

对于原始地层压力高于饱和压力的未饱和油藏, 在油田开发设计和开发分析工作中, 常常要估计弹性能量的大小, 以便确定其可利用程度以及人工影响地层的必要性。

油层的弹性能量, 也就是弹性储量, 它表示开采过程中原始地层压力下降时, 依靠储油岩石及其中流体(油、气、水)的弹性膨胀而能够采出的原油产量。因此, 油藏弹性储量的大小, 取决于原始地层压力与饱和压力的差值, 油藏的含油面积和厚度, 以及储油岩石与其中流体的弹性压缩系数等因素。

如果考虑 C_o 、 C_f 和 S_{cr} , 而不考虑束缚水的弹性压缩系数 C_w , 且 $w_e = 0, w_p = 0$

$$\eta = N \left[\frac{C_o + C_f - S_{cr} C_o}{(1 - S_{cr})(1 + \Delta P_{cu})} \right] \Delta P \quad (1-6-7)$$

式中 η ——地层压力下降 ΔP 过程中地面条件下累积产油量, 米³;

N ——油藏地面条件下的原始地质储量, 米³;

C_o ——地层原油的弹性压缩系数, 1/大气压;

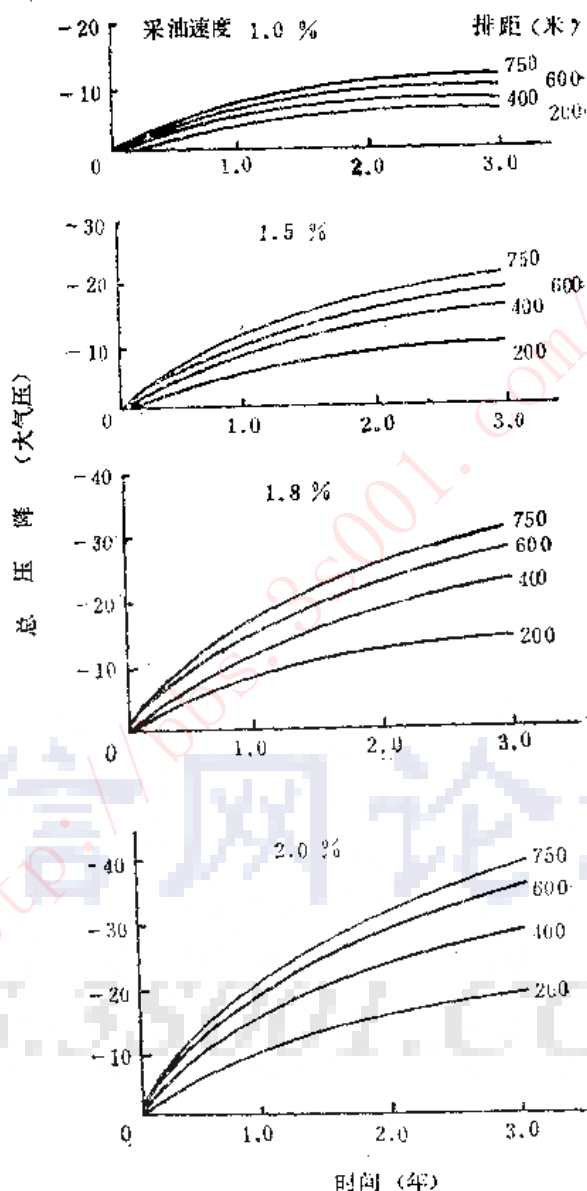


图 1—6—1 总压降与时间关系曲线

C_r ——油层岩石的弹性压缩系数, 1/大气压;

S_{cr} ——原始地层条件下油层内束缚水饱和度。

若以 ϕ 表示油藏的平均有效孔隙度, 以 $S_0 = 1 - S_{cr}$ 表示油的原始含油饱和度, 以

$V_0 = \frac{N}{\phi S_0}$ 表示油藏原始的含油岩石体积, 并令 $1 + \Delta P_{co} \cong 1.0$ 和 $S_{cr} = 0$ 则由(1-6-7)式可得下式:

$$n = V_H \phi (C_0 + C_r) \Delta P \quad (1-6-8)$$

设 $C_e = \phi C_r$ 为岩石的弹性体积压缩系数即每变化一个大气压时, 单位岩石体积的变化量单位为1/大气压, 这样(1-6-8)式变为:

$$n = V_H (\phi C_0 + C_e) \Delta P = V_H C^* \Delta P \quad (1-6-9)$$

式中 $C^* = \phi C_0 + C_e$ 为油藏岩石和油的综合弹性容量系数1/大气压。

上面介绍的是计算油藏弹性能量的一些方法, 其中所用的压差 ΔP 值最大不能超过原始地层压力和饱和压力之差, 因为地层压力低于饱和压力后, 将进入溶解气驱开采阶段, 那时油藏中驱油的能量将由油藏的弹性能量转变为溶解气的能量了。

另外, 上面的一些方法中, 以不考虑边水的进入量 w_e 和生产井的产水量 w_p 和束缚水的弹性压缩系数, 而只考虑 C_0 , C_r 和 S_{cr} 的方法为最常用。特别是公式(1-6-9), 一般认为是较好的估算未饱和油藏弹性能量的有效方法。

大庆油田在开发过程中曾用上述方法估算了杏树岗油田的弹性能量的大小, 并以此为主要依据之一。确定了该油田应保持的地层合理压力界线。

杏树岗油田1到7区的平均原始地层压力为116大气压, 全油田平均饱和压力为78.6大气压。饱和压力低于原始地层压力37.4大气压。地饱压差较大, 按照杏树岗油田的实际资料, 其孔隙度 $\phi = 0.24$, 原油的弹性压缩系数 $C_0 = 8.8 \times 10^{-5}$ 1/大气压, 岩石的弹性体积压缩系数 $C_r = 1.5 \times 10^{-5}$ 1/大气压, 则 $C = 3.61 \times 10^{-5}$ 1/大气压。根据公式(1-6-9)可算出: 厚度为一米, 面积为一平方公里的油层, 压力下降1个大气压, 由于弹性能量而产出的油量为36.1米³, 折合地面原油27.6吨。这样若依靠弹性能量采油, 则降至饱和压力时采出程度仅为1.7%, 按百分之二的采油速度开采还不到一年时间。为了落实综合弹性压缩系数的可靠程度, 我们又用7、8、9三个区弹性排液阶段的实际资料进行了核实。结果是: 7区的综合弹性压缩系数 $C = 5.12 \times 10^{-5}$ 1/大气压, 8区 $C = 4.38 \times 10^{-5}$ 1/大气压, 9区 $C = 3.43 \times 10^{-5}$ 1/大气压。与计算的弹性压缩系数值很接近。计算结果说明杏树岗油田尽管饱和压力较低, 地饱压差较大, 但弹性能量是不大的。因此, 确定该油田油层的主要能量来源还要靠人工注水保持地层压力。

第三节 溶解气的能量分析和计算

在油田开发过程中, 当无外来能量补充时, 压力将不断下降, 当井底压力低于饱和压力时, 井底附近原来溶解在油中的天然气逐渐分离出来, 成为驱油的一种动力。

描述这一物理过程的微分方程组是比较复杂的非线性偏微分方程组。求得精确的分析解是非常困难的, 一般采用近似的计算方法求解。现在适用的方法是在以下假设条件:

1. 在任何时刻, 油藏的孔隙度、流体饱和度和相对渗透率等都是均匀的;

2. 在油藏内各处的压力都是一样的, 气和油的体积系数、粘度以及气体的溶解量也都是一样的;

3. 忽略重力影响;

4. 在任何时刻, 油相和气相之间都是平衡的;

5. 没有水浸, 忽略出水量。

求得其地下含油饱和度和地层压力的近似关系式:

$$S_{i+1} = \frac{R \frac{S_i}{B(P_i)} - (1 - S_i) P_i - \frac{S_i S_r(P_i)}{B(P_i)} + P_{i+1}}{\frac{R}{B(P_{i+1})} - \frac{S_r(P_{i+1})}{B(P_{i+1})} + P_{i+1}} \quad (1-6-10)$$

式中 S ——含油饱和度;

R ——平均油气比, 米³/米³;

B ——原油体积系数;

P ——地层压力, 大气压;

S_r ——气体溶解度。

脚号 i 和 $i+1$ 为本次值和前一次值。

根据上述关系式, 可以定出不同油出 P 和 S 的关系, 如图1—6—2。

分析油田的原始参数压力、油气比、气体溶解度和用计算结果画出的关系图即可确定不同油田溶解气能量的大小和可利用程度。

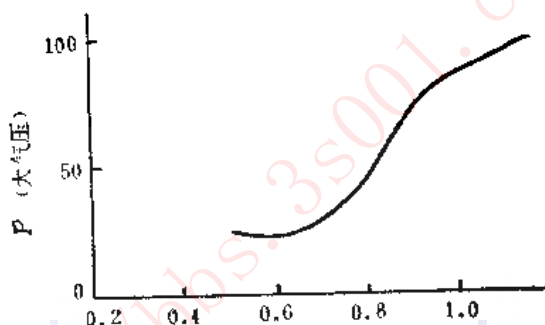


图 1—6—2 含油饱和度与地层压力关系曲线

第四节 气顶能量分析和计算

气顶之中所储备的能量是压力能, 对于一个具体的气顶来说, 原始地层的压强越大, 这种压力能则越大。

为了对不同气顶进行对比, 评价它们的压力能, 我们建立了下面的标准。

地下条件的气顶气可以近似看作理想气体, 则根据气体状态方程得出:

$$V_s = V_0 \left(\frac{P_0}{P_1} - 1 \right) \quad (1-6-11)$$

式中 P_0, P_1 ——气顶膨胀初始和终止压力, 大气压;

V_0 ——气顶膨胀初始体积, 米³;

V_s ——气体膨胀量, 米³。

利用上式, 我们得到在同一 P_1 条件下的各种气顶的膨胀量, 根据膨胀量, 便可对比它们压力能的大小。公式不仅对未开发利用的气顶适用, 而且也可以在利用气顶能量驱油而油气比基本上是溶解油气比的气顶上使用。

能量利用率是单位压差下的膨胀量:

$$\frac{V_s}{P_0 - P_1} = \frac{V_0}{P_1}$$

V_0 是不同气顶在各自的压差、体积下各自总能量的量度。给出单位压差下的膨胀量会认识它们在能量可利用程度方面的差别，也会为考虑某一气顶终止压力的水平提供一种方法。

例如，有两个体积相同，原始地层压力分别为 200 大气压，50 大气压，终止压力都是 40 大气压的气顶，压力高的气顶膨胀为原体积的 4 倍，压力低的气顶膨胀为原体积的 0.25 倍，能量相差很大，但单位压差下的膨胀量却是一样的，都是原体积的 0.025 倍。这告诉我们，气顶的压力虽然低，但每一个压差的可利用程度却不低。

在上面的式子中，只有 V_0 有时需要我们计算。计算可采用容积法，这是一种基本的方法。这种方法是以前估算地层有效孔隙容积为基础的。其计算基本方程式为：

$$V = 10000 F h m S \frac{P_a T_0}{P_0 T_a Z} \quad (1-6-12)$$

式中 V ——在 P_0, T_0 条件下（地面标准条件）的天然气储量，米³；

F ——地层含气部分的面积，公顷；

h ——地层厚度，米；

S ——含气饱和度，%；

m ——孔隙度，%；

P_a ——地层压力，大气压；

T_0 ——计算天然气储量时的地面温度；

T_a ——地层温度；

Z ——天然气压缩系数；

P_0 ——计算天然气时的地面压力，大气压。

对于那些已开发的气顶油田，可以利用物质平衡方程式来计算气顶的体积，这种方法是以采出气体和原油有关的油田压力降为基础的。此方法的计算公式为：

$$N_0 = \frac{N_p \left(\frac{B_0}{B_z} - R_s \right) + G_p}{\left(\frac{B_0}{B_g} - R_s \right) - \left(\frac{B_{0s}}{B_z} - R_{zs} \right) + \frac{B_{0s} \cdot m}{B_{gz}} \left(1 - \frac{B_{gs}}{B_g} \right)} \quad (1-6-13)$$

式中 N_0 ——油藏地质储量的地面体积，米³；

B_0 ——油藏目前原油体积系数；

N_p ——累积采油量的地面体积，米³；

B_g ——油藏目前天然气体积系数；

R_s ——油藏目前天然气溶解度，米³/米³；

B_{0s} ——油藏饱和压力下的原油体积系数；

R_{zs} ——油藏饱和压力点的天然气溶解度，米³/米³；

B_{zs} ——油藏饱和压力下的天然气体积系数；

m ——原始气顶含气体积量与原始含油量的体积比；

G_p ——气藏的累积产气量，地面标准，米³。

因为 $m = \frac{V_{si}}{N_0 B_{0s}}$ ，代入上式，变换一下，有：

$$V_{gi} = \frac{\left[N_r \left(\frac{B_0}{B_g} - R_s \right) + G_p \right] B_{gs}}{N_0 \left[\left(\frac{B_0}{B_g} - R_s \right) - \left(\frac{B_{os}}{B_g} - R_{ss} \right) \right]} \quad (1-6-14)$$

式中 V_{gi} ——原始气顶自由气体积量，米³；

N_0 ——油藏的原始地下储量，米³；

N_p ——油藏的地面累积产油量，米³。

气顶能量大小及能量可利用率虽然确定了，但是这部分能量能否用来驱油还要结合考察油区的情况，根据油区情况来检查所算出的能量对油区作用多大。

我们可以利用气顶指数 m

$$m = \frac{\text{原始地下自由气体积}}{\text{原始地下油体积}}$$

要有效地利用气顶能量驱油，还要满足其它一些要求：

1. 地层倾角比较大，油气接触面的岩石构造是均匀、连续；地层在垂向上的渗透率和水平渗透率较接近，而且都比较高。

2. 原油粘度要低，开采时采油速度要低。

对气顶采收率可以利用物质平衡法和前面给出的膨胀法及数值模拟方法来计算。

物质平衡法的公式可以从(1-6-14)式导出：

$$\frac{N_r}{N_0} = \frac{\left(\frac{B_0}{B_g} - R_s \right) - \left(\frac{B_{os}}{B_g} - R_{ss} \right) + \frac{m B_{os}}{B_{gs}} \left(1 - \frac{B_{gs}}{B_g} \right)}{\left(\frac{B_0}{B_g} - R_s \right) + \frac{G_p}{N_p}} \quad (1-6-15)$$

式中 $\frac{G_p}{N_p}$ ——累积生产油气比，米³/米³；

$\frac{N_p}{N_0}$ ——采出程度，%；

其它符号意义同前。

为了清楚，我们把上式化成如下形式：

$$\frac{N_p}{N_0} = \frac{A + Bm}{C + \frac{G_p}{N_p}} \quad (1-6-16)$$

式中 A 、 B 、 C ——计算常数。

对于 $\frac{G_p}{N_p}$ ，如果气顶已利用驱油，则取实际的数值。如果气顶未利用，则用预定的数值，在这种情况下，便可以得到在一系列的累积生产油气比下，对应的采出程度，就可以为某一气顶驱油，根据采出程度，确定实际合理的累积生产油气比指标。

在采出程度相同时，气顶指数大的，累积生产油气比要高。例如，在采出程度2%左右时，不同气顶指数下的累积生产油气比相差很大，见表1-6-2，计算中使用的为某油田数据，地层压力降低10大气压。

膨胀量法认为，气顶所膨胀的全部都用来驱油，此时气体膨胀量便等于采出量。

表 1—6—2

m	0.2	0.5	1	1.5	2	2.5	3
N_D/N_0	2.36%	2.46%	1.94%	2%	2.1%	2.33%	2.34%
G_D/N_D	60	130	340	480	600	670	800

即:
$$\frac{V_s}{V_{\text{地下油总体积}}} = \frac{V_0}{V_{\text{地下油总体积}}} - \left(\frac{P_0}{P_1} - 1 \right) \quad (1-6-17)$$

其中
$$\eta = \frac{V_s}{V_{\text{地下油总体积}}} \quad \text{采出程度, \%}$$

$$m = \frac{V_0}{V_{\text{地下油总体积}}} \quad \text{气顶指数, \%}$$

利用此式可以计算出极限采出程度, 可以认为是物质平衡法的一种极限状态, 公式要求未投产之前或在生产油气比不太高时使用。最适合用来估计在正常油气比下的采出程度。

“物质平衡法的一种极限状态”, 这里是指气顶气没有产出, 累积生产油气比很小, 而近似认为是零的情况。

表1—6—3是利用膨胀量法和物质平衡法极限情况计算的气顶指数——累积生产油气比——采出程度, 计算中有关参数取自大庆油田。

表 1—6—3

m	0.2	0.5	1	1.5	2	2.5	3
膨胀量法计算的采出程度, %	2.11	5.26	10.5	15.8	21.1	26.3	31.6
特殊平衡法计算的采出程度, %	4.64	7.6	12.56	17.5	22.5	27.4	32.4

(计算条件仍是降低10个大气压)

上述二个方法, 虽然近似程度较大, 但简单方便。

利用数值模拟方法计算采出程度, 是比较准确的, 从方案计算结果中可以看到m值为1.14情况下, 当生产油气比是250时, 采出程度为10%, 此时累积产油23万吨, 累计产气1万吨, 累积生产油气比0.066, 是很小的(原油比重取0.8767, 天然气比重取0.5812)。从中还可以看到, 地层是水平正韵律时, 气窜发生在油层顶部, 对下部油层中的油驱替效果很小。许多矿场实际情况表明: 一旦具有较大能量的气顶被正确有效地利用, 将会节省大量的人工能量而带来巨大的经济效益。

除上述四种天然能量外, 还有由于油层的倾斜和其中的油、气、水比重的差异, 而产生的重力分离——重力驱动方式。

第七章 石油及天然气地质储量计算

第一节 地质储量概述

一、地质储量概念

地质储量的概念可归纳为三种：

第一种，绝对的地质储量。凡是有油气显示，包括不能流动的原油的储量。

第二种，可流动的地质储量。凡是相对渗透率大于零，可以流动的原油，也就是在最大生产压差（井底压力为1大气压）条件下，即使只产油花的原油的储量。

第三种，可能开采的地质储量。凡是在现有经济技术工艺条件下，有可能开采的原油的储量。这种地质储量是随经济技术工艺条件的改变而变化的。苏联的平衡表内储量，美国的净厚度储量，我国目前计算的储量，都属于这种地质储量。

二、地质储量分级

油气田从发现，经过勘探到投入开发，大体经历预探、详探、开发三个阶段。在整个过程中，随着掌握的资料不断增多，对油田的认识程度不断深入，各项储量参数的准确程度不断提高，储量级别逐步提高。在第十一届世界石油会议上，对油气储量的分类和术语问题，一个研究小组有个推荐意见，用证实储量（包括证实的开发储量和证实的未开发储量）、待证实储量（又称概算储量或可能储量）及推测储量进行分类。我国除推测储量之外，一般将比较简单的油气田的地质储量分为三级。

（一）三级地质储量——概算储量

一个含油（气）圈闭有三口以上探井发现工业油气流后，初步掌握油藏类型（包括圈闭类型：构造圈闭、地层圈闭、岩性圈闭和断层圈闭等，储层类型：砂岩、砾岩和碳酸盐岩等）大体明确含油范围，对其它参数有初步了解，在综合研究钻井、地震和区域地质的基础上，进行三级储量计算。与远景储量相比三级储量具有工业储量的性质。与二级储量相比三级储量包含推测和概算的性质。三级储量是进一步详探的依据，不能单独提供开发设计使用。与一级储量相比精度为50%。

（二）二级地质储量——探明储量

在探井、资料井达到详探设计的密度，取得相当数量的分层试油、部分井试采资料。确定二级储量必须查明油田的构造形态、主要断层分布和性质，油、气、水层的分布，油藏类型，储集层类型，驱动类型以及产油能力，在此基础上确定的各项储量参数要准确可靠。与一级储量相比，一般只能是由于井网密度不同而产生的误差。储量精度要达到80%以上。二级储量是制定油田开发方案的依据。

(三) 一级地质储量——开发储量

一级储量是油田开发井网钻完后, 根据所有探井、资料井、生产井和注水井等取得的岩心资料、测井资料和开采资料计算的储量。一级储量要求油藏类型清楚, 含油面积准确, 油层有效厚度可靠, 各项储量参数落实。一级储量可以作为制定生产计划和编制调整方案的依据。

对于断层多, 断块小, 各断块油、气、水分布情况有很大差异的小断块油田, 大致分为整体解剖和详探开发两个阶段, 储量也相应分为三级、一级加二级两个级别。但三级储量精度比一般油田的三级储量精度要低, 一级加二级储量精度也比一般油田的一级储量精度要低。

第二节 地质储量计算方法

目前大多数国家油气田地质储量计算采用的方法有利用静态资料计算的类比法、容积法, 利用动态资料计算的物质平衡法、产量递减法、压降法等。对于一个油气田应根据油气田地质特征, 油气田开发的实践, 选择适用的计算方法。在油气田发现初期资料较少的情况下, 可采用类比法。当油田有大量资料圈定出含油面积, 确定出油层有效厚度以及孔隙度、含油饱和度等参数时, 可使用容积法, 这是一种比较广泛采用的方法, 对水驱或注水开发的油田, 只能用容积法计算储量。物质平衡法是根据物质守恒原理计算储量的, 只能在没有外来的气、水侵入时采用, 一般有一定压降时效果较好。产量递减法只适用于油田压力下降, 产量递减的油田计算储量。压降法是计算有明显压力降的气田储量的一种广泛采用的方法。

一、石油储量计算

(一) 容积法

容积法是根据地下储集层的含油体积来计算石油储量。因此, 根据含油面积和油层有效厚度算出含油岩层的总体积, 再根据油层有效孔隙度和原始含油饱和度算出含油体积, 即石油地质储量。

1. 计算公式

我国目前采用地面原油的重量来表示石油的地质储量。所以, 计算公式为

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot S_o \cdot r \cdot \frac{1}{b} \quad (1-7-1)$$

式中 Q ——石油地质储量, 万吨;
 F ——含油面积, 平方公里;
 h ——油层有效厚度, 米;
 m ——油层有效孔隙度, %;
 S_o ——油层原始含油饱和度, %;
 r ——地面原油比重;
 b ——原油体积系数。

2. 各项参数确定

利用容积法计算石油储量，必须准确地确定六项储量参数，其中含油面积、油层有效厚度是算准储量的重要参数。

(1) 含油面积的确定

确定含油面积必须准确地划分油、气、水层，综合多种资料进行油层对比，搞清油、气、水接触面的位置，按地质规律分地区、分层组确定油气边界、油水边界、断层边界和岩性边界，在构造图上圈定含油面积。计算含油面积的允许误差为 $\pm 1\%$ 。大庆油田为背斜状构造油藏，在计算含油面积时，先确定单井气底、油顶或油底、水顶，然后编制油气或油水界面高度变化图，确定油气或油水界面海拔高度，按各层组地层厚度推算出各层组的油气或油水边界，并在指定的构造图上圈定含油（气）面积。最后，使用求积仪计量并换算出含油面积。

(2) 油层平均有效厚度的确定

确定油层有效厚度，首先必须制定划分有效厚度的标准，包括划分探井、资料井岩心厚度的物性标准，划分生产井、注水井电测厚度的电性标准，以及扣除有效厚度内的高低阻夹层标准。根据标准划分单井有效厚度。按储量计算单元要求（如大庆油田分区块、分层组、分厚薄层、分纯含油区和油气或油水过渡带），分别确定各单元的油层平均有效厚度。

根据不同级别的储量，采用不同的有效厚度平均方法。

三级和二级地质储量由于探井、资料井井网稀，油层有效厚度变化较大，一般采用面积权衡法。一级地质储量已钻完第一批开发井网，井网密，井距较均匀，一般采用算术平均法。

1) 算术平均法

$$\bar{h} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{n} \quad (1-7-2)$$

式中 h_1, h_2, \dots, h_n ——各单井的有效厚度，米；

n ——参加平均的总井数。

2) 面积权衡（面积加权平均）法

面积权衡法通常采用有效厚度等厚线面积权衡法。即两条等厚线间的平均有效厚度乘以两条等厚线间的面积之积求出体积。含油面积内所有体积之和除以总含油面积，即求出平均有效厚度值。

$$\bar{h} = \frac{\left(\frac{h_1 + h_2}{2}\right)F_1 + \left(\frac{h_2 + h_3}{2}\right)F_2 + \dots + \left(\frac{h_n + h_{n+1}}{2}\right)F_n}{F} \quad (1-7-3)$$

式中 h_1, h_2, \dots, h_{n+1} ——有效厚度等厚线的厚度值，米；

F_1, F_2, \dots, F_n ——两条等厚线间的面积，平方公里；

F ——总含油面积，平方公里。

除采用等厚线面积权衡法外，还经常采用单井控制面积权衡和井排控制面积权衡法。

3) 单井控制面积权衡法

井网稀，单井控制面积比较大时采用。

$$\bar{h} = \frac{f_1 h_1 + f_2 h_2 + \dots + f_n h_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n} \quad (1-7-4)$$

式中 h_1, h_2, \dots, h_n ——各井有效厚度，米；

f_1, f_2, \dots, f_n ——各井控制面积, 平方公里。

4) 井排控制面积权衡法

井网较密, 各井排距相差较大, 各井排油层有效厚度变化又较大时采用。

$$\bar{h} = \frac{B_1 L_1 h_1 + B_2 L_2 h_2 + \dots + B_n L_n h_n}{B_1 L_1 + B_2 L_2 + \dots + B_n L_n} \quad (1-7-5)$$

式中 h_1, h_2, \dots, h_n ——各排平均有效厚度, 米;

B_1, B_2, \dots, B_n ——各排控制的宽度, 米;

L_1, L_2, \dots, L_n ——各排的长度, 米。

(3) 油层有效孔隙度的确定

有效孔隙度指油层中连通的孔隙体积占总体积的百分数。确定油层有效孔隙度, 可以根据岩心分析资料和大量的测井解释数据。先确定单井单层的有效孔隙度, 然后按储量计算单元计算各单元的平均有效孔隙度。

1) 纵向上有效孔隙度变化较大, 取样又不均匀时, 采用厚度加权平均法计算各单元的平均有效孔隙度。

$$\bar{m} = \frac{m_1 h_1 + m_2 h_2 + \dots + m_n h_n}{h} \quad (1-7-6)$$

式中 m_1, m_2, \dots, m_n ——单层有效孔隙度, %;

h_1, h_2, \dots, h_n ——单层有效厚度, 米;

h ——单元总有效厚度, 米。

2) 平面上资料较多, 有效孔隙度变化不大时, 可采用算术平均法求平均有效孔隙度。当有效孔隙度变化较大时, 可利用有效孔隙度等值图, 用面积加权平均求平均有效孔隙度。

$$\bar{m} = \frac{\left(\frac{m_1 + m_2}{2}\right)f_1 + \left(\frac{m_2 + m_3}{2}\right)f_2 + \dots + \left(\frac{m_n + m_{n+1}}{2}\right)f_n}{F} \quad (1-7-7)$$

式中 m_1, m_2, \dots, m_{n+1} ——有效孔隙度等值线的数值, %;

f_1, f_2, \dots, f_n ——两条等值线间的面积, 平方公里;

F ——总含油面积, 平方公里。

(4) 原始含油饱和度的确定

利用油基泥浆取心井或密闭取心井取得的原始含水饱和度资料, 作原始含水饱和度与油层渗透率的关系曲线。用岩心分析的渗透率从关系曲线上查出原始含水饱和度 $S_{w,1} - S_w$ 即为原始含油饱和度 S_o 。或者利用测井资料解释出原始含油饱和度。在单井单层计算原始含油饱和度的基础上, 按储量计算单元计算出平均原始含油饱和度。

纵向上原始含油饱和度变化较大, 取样不均匀时, 采用含油体积权衡法求平均原始含油饱和度值。

$$\bar{S}_o = \frac{m_1 S_{o1} h_1 + m_2 S_{o2} h_2 + \dots + m_n S_{on} h_n}{m_1 h_1 + m_2 h_2 + \dots + m_n h_n} \quad (1-7-8)$$

式中 m_1, m_2, \dots, m_n ——单层有效孔隙度, %;

$S_{o1}, S_{o2}, \dots, S_{on}$ ——单层原始含油饱和度, %;

h_1, h_2, \dots, h_n ——单层有效厚度, 米。

平面上原始含油饱和度变化不大时, 可采用算术平均法。原始含油饱和度变化较大时, 可用面积权衡法计算平均原始含油饱和度。

(5) 地面原油比重的确定

利用地面原油测定其比重。一般纯油层储量计算时, 选用不含水或含水很低的原油比重分析资料。一般用样品块数平均法计算平均原油比重。

(6) 原油体积系数的确定

利用高压物性分析测定原油体积系数, 一般采用样品块数平均法求平均原油体积系数。

(二) 物质平衡法

物质平衡法是研究从储油层中采出液体和气体的过程中, 由于油、气、水的体积和地层压力的改变, 它们在油层中的分布状况也不断发生变化的基础上, 根据物质平衡方程式计算石油储量。

采用物质平衡法时, 是立足于油层处于平衡状态, 而且遵守物质守恒原理, 即在原始情况下油层中碳氢化合物的数量(油和气)等于某时期内从油层中采出的以及这个时期終了残留于油层中的碳氢化合物数量的总和。

由于留在油层中石油的数量很难计算, 因此在推导物质平衡方程式时, 是利用天然气的平衡法来进行的。并且是用换算到标准状况下的体积表示。在推导物质平衡方程式时作了以下假定条件。

- (1) 储油层的孔隙体积固定不变;
- (2) 油层中各地区的油气性质是一致的;
- (3) 在油层中任何时间的压力基本是平衡的。

物质平衡方程式的建立

1. 油藏中原始状态下气体的体积(A)

$$A = V_0 + Q_0 m_0 = \frac{a Q_0 b_0}{B_0} + Q_0 m_0 \quad (1-7-9)$$

式中 V_0 ——在标准状况下, 油藏内自由气体的原始体积, 米³;

a ——在地层条件下, 油藏原始气顶含气体积与油藏原始含油孔隙体积之比;

Q_0 ——标准状况下, 原始含油体积, 米³;

B_0 ——原始状况下气体体积系数;

b_0 ——原始状况下石油体积系数;

m_0 ——原始状况下溶解油气比, 米³/米³。

2. 已采出的气体体积(B)

$$B = Q_p m_p \quad (1-7-10)$$

式中 Q_p ——油藏开采 t 时间后, 油层压力由 P_0 降到 P_t 时从油藏中采出的石油体积(标准状况下), 米³;

m_p ——油藏中压力由 P_0 降到 P_t 时间内累积采出气量与累积采出油量之比(标准状况下)。

3. 留在油藏中气体体积(C)