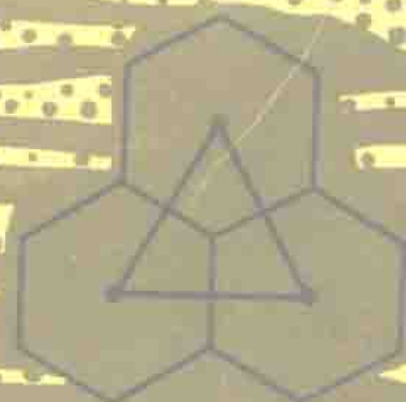


多油层砂岩油田开发

多油层砂岩油田开发

刘丁曾 主编

石油



石油工业出版社

多油层砂岩油田开发

刘丁曾 主编

石油工业出版社

前 言

人们开发油田，总是力图用较少的投资和先进的工艺技术，去获得良好的经济效益和较高的油田最终采收率。然而，油田的地质特征是直接影响开发措施和开发效果的基本因素。特别是多油层油田，由于油层性质的横向非均质性和纵向非均质性的相互交错和叠加，油田开发的难度显著增加，在很多方面有别于单一油层的开发。多油层砂岩油田的开发，已成为砂岩油田开发的一个最重要的方面。

油田开发，特别是多油层油田的开发，是一个很复杂的过程。对各种油田，目前在很多方面还没有普遍适用的定量关系。对一个油田的具体认识，只有在长期的实践和理论研究中，逐渐积累和丰富。因此，要研究某个油田，既要研究它的具体指标，从中得出一些一般性的认识，但在很大程度上，也许是最重要的方面，又要研究在开发过程中开发指导思想的发展和演变，以及所遇到的问题和解决问题的思路。这样，才能综合评价一个油田的开发，得出全面的正确的结论。

大庆油田的含油岩系是一套河流—三角洲相的砂、泥岩互层。油田面积大，油层多。在剖面上可以细分为几十个到一百多个单油层。单层的有效渗透率变化从几十个毫达西到1~2个毫达西；有效厚度从0.2米到10多米以上。大庆油田是一个比较典型的多油层砂岩油田。

大庆油田自1960年投入开发以来，至今已有二十五年的历史。目前，全油田综合含水已达72%，油田已进入高含水开采期。1976年全油田产量达到五千万吨，在这个水平以上稳产已保持了九年。通过开发调整，预计还可继续保持一定时期的稳产。油田开发效果是好的，而且也获得了较高的经济效益。大庆油田的开发在很多方面丰富了多油层油田的开发实践，在一定程度上发展了油田开发的理论。

大庆油田自北至南有七个局部构造（我们也称七个油田），纵向上有萨尔图、葡萄花和高台子三套油层。本书主要以北部的喇嘛甸、萨尔图和杏树岗三个油田的萨、葡两套油层的开发作为典型实例，力图通过油田开发过程的剖析，介绍多油层大油田开发的指导思想，开发过程中所遇到的各种理论、技术和实际问题，以及开发过程中开发调整的思路和采取的重大技术措施。从而使读者在了解和掌握多油层大油田的开发技术上，能够有所启示和帮助。

本书由刘丁曾担任主编，全书共分十章。第一章由李伯虎负责编写，田东辉参加了部分工作；第二章由蒋承藻编写；第三章由董富林编写；第四章由彭鹏商编写；第五章由刘丁曾编写；第六章由杨玉哲编写；第七章由宋永编写；第八章由王启民负责编写，孙凤石参加了部分工作；第九章由王俊魁编写；第十章由杨玉哲编写。在编写过程中，得到了林玉君和很多同志的具体帮助和支持。同时书中的一些内容也是大庆勘探开发研究院很多同志共同研究的成果，在这里向这些同志表示衷心的感谢。全书完成后，祁庆祥同志进行了审阅，并提出了不少宝贵意见，在此向祁庆祥同志表示衷心的感谢。

多油层大油田的开发，是一个范围很广、综合性很强的工作。本书主要以大庆油田为例进行论述，难免有一定的局限性，加之编者水平有限。书中如有不妥之处，敬请广大读者批

评指正。

一九八五年将是大庆油田开发二十五周年，我们仅以本书奉献给大庆油田的开拓者和后继者。

1984年12月

目 录

第一章 储油层地质特征	(1)
第一节 油层的细分、对比和基本性质.....	(2)
一、沉积旋回的划分与对比.....	(2)
二、岩性与电性关系的研究.....	(4)
三、小层对比程序和方法.....	(6)
四、岩石矿物及孔隙性质.....	(8)
第二节 油层沉积相及非均质特征.....	(10)
一、松辽湖盆的沉积特点.....	(12)
二、三角洲的基本沉积模式.....	(12)
三、沉积砂体的类型.....	(18)
四、砂体内部的非均质性.....	(31)
第三节 大庆油田分区油层特点.....	(36)
一、喇嘛甸油田.....	(37)
二、萨尔图油田北部地区.....	(37)
三、萨尔图油田中部地区.....	(38)
四、萨尔图油田南部地区.....	(38)
五、杏树岗油田北部地区.....	(39)
六、杏树岗油田南部地区.....	(40)
七、大庆长垣南部各油田.....	(40)
第二章 储油层油水渗流特征	(41)
第一节 储层岩石表面的润湿性.....	(41)
一、润湿性的测定方法.....	(41)
二、大庆油田储层表面润湿性的初始分布.....	(42)
三、润湿性的作用及转化.....	(43)
第二节 储层岩石的孔隙结构特征.....	(46)
一、孔隙结构的测定方法.....	(46)
二、大庆油田孔隙结构特征.....	(46)
三、孔隙结构特征对驱油效率的影响.....	(50)
第三节 不同油层相对渗透率曲线及其对开发效果的影响.....	(51)
一、岩石表面润湿性对油水相对渗透率曲线的影响.....	(51)
二、岩石孔隙结构对油水相对渗透率曲线的影响.....	(51)
三、油层岩心经强水洗后相对渗透率曲线的影响.....	(52)
四、异常形态相对渗透率曲线分析.....	(53)
五、大庆油田相对渗透率曲线的特点.....	(54)
第三章 大庆油田的开发过程和基本作法	(58)

第一节 油田开发准备阶段.....	(53)
一、大庆油田的开发方针.....	(58)
二、油田开发的准备阶段.....	(58)
第二节 油田产量上升阶段.....	(59)
一、大庆油田产量变化的过程.....	(59)
二、产量上升阶段的主要作法.....	(60)
三、产量上升阶段的主要效果.....	(61)
第三节 保持稳产阶段.....	(62)
一、油田稳产的依据.....	(63)
二、油田前五年稳产的主要作法.....	(64)
三、油田后五年稳产条件的变化.....	(65)
四、高含水期稳产的主要作法.....	(67)
五、油田继续稳产的可能性.....	(69)
第四章 注水保持油层压力.....	(71)
第一节 关于注水时间的确定.....	(71)
一、确定注水时间的几个问题.....	(71)
二、大庆油田早期注水保持压力开发的效果.....	(73)
第二节 自喷开采的压力界限.....	(75)
一、影响油井自喷流压的因素.....	(75)
二、自喷开采条件下压力和产量的关系.....	(78)
三、压力水平对油田开发效果的影响.....	(81)
四、自喷开采压力界限确定的原则.....	(85)
第三节 抽油条件下压力保持的界限.....	(86)
一、转抽后采油指数变化规律.....	(86)
二、抽油条件下流压界限确定的几个问题.....	(91)
三、抽油条件下地层压力界限确定的几个问题.....	(97)
四、转抽后压力界限确定的原则.....	(101)
第五章 油田开发部署.....	(103)
第一节 多油层大油田的合理开发程序.....	(103)
一、开辟生产试验区.....	(103)
二、分区钻开发资料井.....	(105)
三、部署基础井网.....	(105)
四、编制正式开发方案.....	(106)
第二节 多油层油田开发层系的划分与组合.....	(109)
一、划分与组合开发层系对开发多油层油田的作用.....	(109)
二、大庆油田开发层系划分与组合的原则和结果.....	(110)
三、开发层系划分与组合中的几个问题.....	(110)
第三节 油田的井网部署.....	(118)
一、国外油田井网部署的发展.....	(118)
二、井网的部署及类型.....	(120)

三、层系和井网的组合.....	(122)
四、井网部署和开发效果.....	(124)
五、行列注水方式和面积注水方式.....	(126)
六、多油层油田井网部署中应注意的几个问题.....	(128)
第六章 油田开发部署的调整.....	(130)
第一节 开发部署调整的必要性.....	(130)
一、初期井网下不同油层的水淹状况分类.....	(130)
二、油田未动用储量在开发区内的分布.....	(134)
第二节 开发部署调整的概况.....	(137)
一、试验阶段 即1965~1970年期间.....	(137)
二、局部调整阶段(即1971~1978年期间).....	(138)
三、全面调整阶段(即指1979年以后).....	(140)
第三节 大庆油田调整井网的部署类型.....	(140)
第四节 油田开发部署调整的效果.....	(145)
一、调整井网对中低渗透层的适应性强,水驱控制程度高.....	(145)
二、提高了低渗透层的吸水能力,改善了调整层的注水受效状况.....	(146)
三、减缓了高渗透层的干扰,改善了差油层的动用状况.....	(148)
四、原方案采油井开发效果较好,未受调整井投产影响.....	(148)
五、改善了调整区全区的开发效果,增加了油田可采储量.....	(149)
第五节 调整井网的合理技术经济指标.....	(151)
一、油层性质和调整井注采井距的关系.....	(151)
二、井网密度和采收率的关系.....	(152)
三、调整井网的技术经济指标.....	(153)
第六节 油田开发部署调整的原则.....	(155)
第七章 注水过程中的分层调整.....	(157)
第一节 多油层油田分层调整的必要性.....	(157)
一、分层调整的作用.....	(157)
二、分层调整的阶段性和.....	(157)
第二节 分层调整的作法.....	(158)
一、分层注水.....	(158)
二、分层堵水.....	(162)
三、分层压裂.....	(167)
四、双管分采.....	(173)
第三节 分层调整方案的编制.....	(174)
一、资料录取.....	(175)
二、油层研究.....	(175)
三、方案编制.....	(175)
四、方案实施.....	(176)
第八章 油田开发试验.....	(177)
第一节 中区西部分层注水开发试验.....	(178)

一、试验区概况	(178)
二、开发试验简史	(178)
三、试验取得的认识	(181)
第二节 小井距注水开发全过程矿场试验	(187)
一、试验区的地质特征	(188)
二、油井的自喷开采条件	(189)
三、单层水驱开采油井产能变化	(190)
四、油井见水及含水上升速度	(192)
五、油田水驱采收率	(194)
六、高倍数注水采油试验	(196)
七、层内剖面调整、挖潜试验	(196)
第三节 厚油层注水开发试验	(201)
一、试验区的概况及地质特征	(201)
二、层内油水分布特征	(205)
三、厚油层高含水期层内挖潜试验	(209)
第四节 层系井网调整矿场试验	(217)
一、试验区概况	(218)
二、调整效果	(218)
三、试验取得的主要认识	(220)
第五节 高台子油层开发试验	(226)
一、试验区的地质特点	(227)
二、试验区概况	(228)
三、开发试验所取得的认识	(229)
第九章 油田开发动态分析与预测	(234)
第一节 注水开发过程中采油指数与采液指数的变化	(234)
一、油田采油指数的变化	(234)
二、油田采液指数的变化	(236)
第二节 注水开发过程中吸水指数的变化	(238)
一、不同性质油层的吸水能力和启动压力	(238)
二、关于注水井层间干扰现象	(239)
第三节 油田不同地区含水上升的特点	(241)
一、油水粘度比的大小是决定油田含水上升特点的主要因素	(241)
二、油田各大区含水上升的基本特点	(242)
第四节 油田开发动态预测	(244)
一、水驱特征曲线法	(244)
二、采油指数法	(249)
三、产量递减曲线法	(254)
第十章 油田采收率的预测方法	(263)
一、水驱油试验法	(263)
二、油水两相驱替理论计算法	(264)

三、水淹层密闭取心资料分析法.....	(264)
四、矿场单层注水开发试验法.....	(265)
五、矿场开发资料类比法.....	(266)
六、驱替特征曲线法.....	(266)
七、采收率与井网密度关系统计法.....	(267)

第一章 储油层地质特征

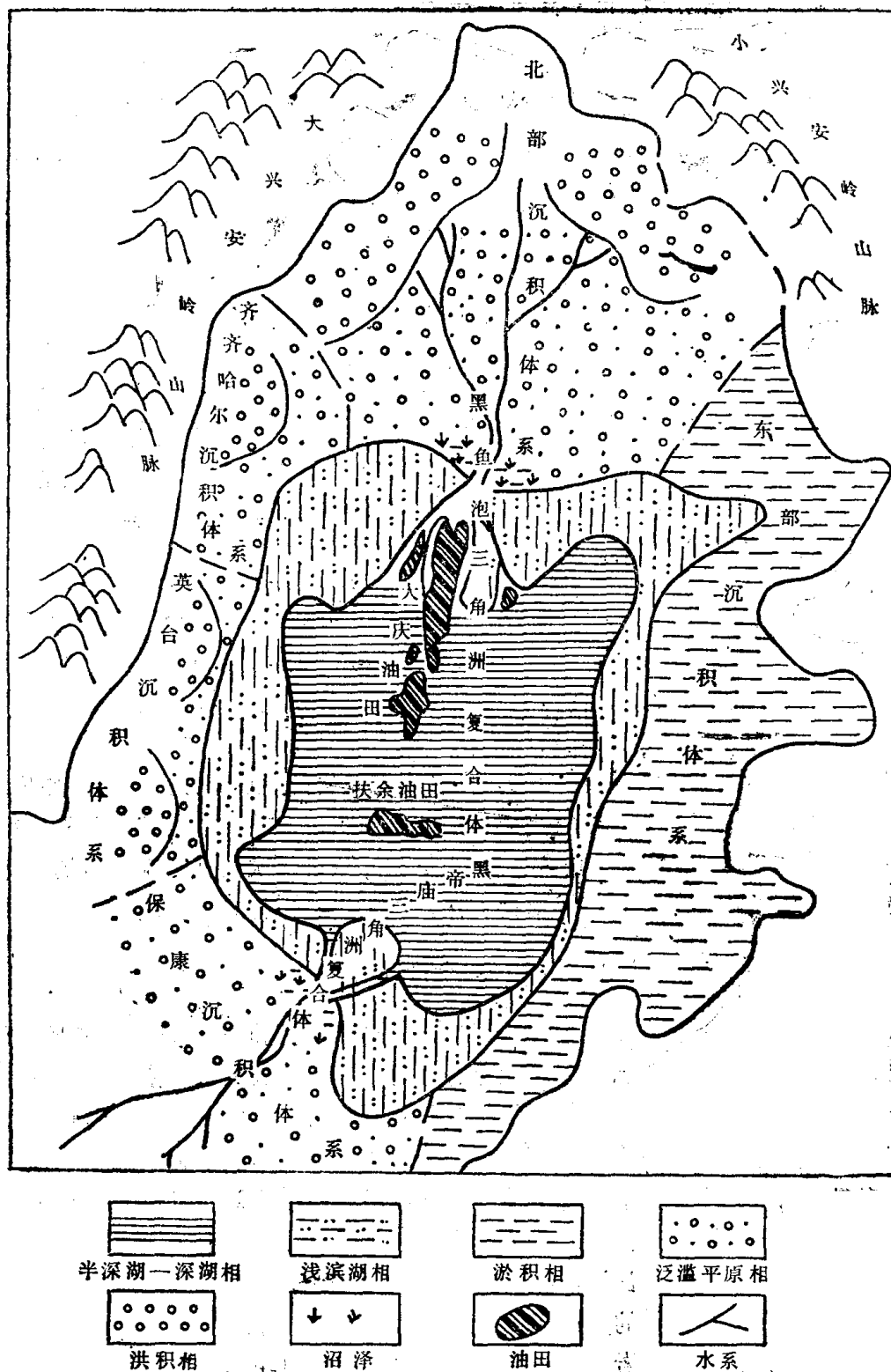


图 1-0-1 松辽盆地沉积相带分布 (青二、三段) 与主要油田位置图

大庆油田位于松辽盆地中央坳陷区长垣型背斜构造带上。

松辽中生代盆地的基底是东北华力西地槽褶皱系的一部分，基底岩性主要由古生代和前古生代变质岩及古生代以来的火成岩组成。在经历了三迭纪的抬升剥蚀以后，侏罗纪时期由于断裂活动加剧形成了一些零散分布的断陷。进入白垩纪后，这些断陷逐渐扩大沟通，过渡为一个大型坳陷盆地。在白垩纪晚期和第三纪，松辽盆地沉降速度减缓，由于淤积充填而萎缩。

所以白垩纪的早-中期是松辽湖盆发育的主要时期，尤其是顺着盆地长轴方向发育的中央坳陷带，是松辽湖盆持续沉降的中心。这一时期沉积岩的总厚度达到4000米左右。当时湖区周围发育了5个河流-三角洲沉积体系，其中以北部沉积体系规模最大，由北而南插向中央坳陷带，其前端直达湖盆中央，分布面积近20000平方公里。因为北部沉积体系的前部处于生油、储油有利地带，又有良好的构造圈闭条件，聚集了极其丰富的石油和天然气，形成了今日的大庆油田(图1-0-1、1-0-2)。

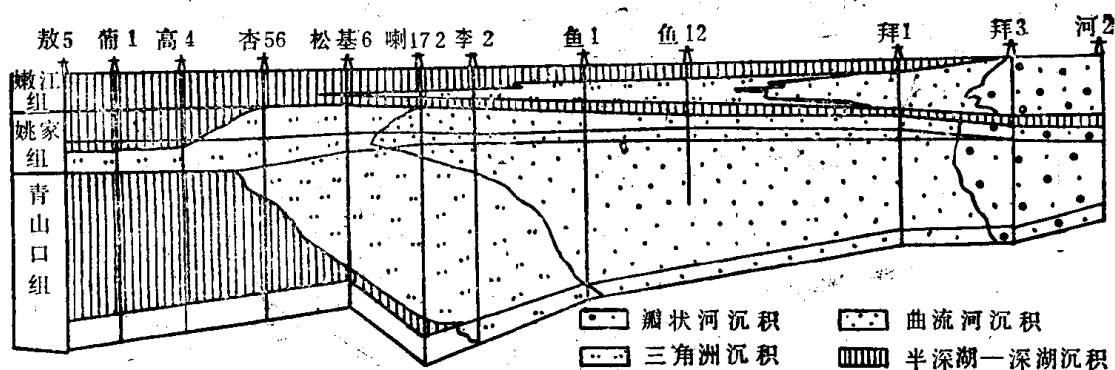


图 1-0-2 松辽盆地北部沉积体系纵剖面示意图

第一节 油层的细分、对比和基本性质

大庆油田中部含油井段长达500余米，由砂岩与泥岩的互层组成。单砂层厚度一般仅有数米，小的厚度不足1米。为了把每一单砂层的分布状况和性质搞清楚，首先要准确划分对比单砂层。为此，以地层中特有的沉积旋回为依据，从高级次向低级次逐级划分和对比旋回，并对不同成因的砂体采取不同的对比方法，确定出它们的连续程度。

一、沉积旋回的划分与对比

大庆油田储油层主要岩性是：中-细粒砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩和泥岩，夹有少量钙质粉砂岩和生物灰岩。泥岩颜色有黑色、灰色、灰绿色及紫红色。各种岩石在垂向上按一定顺序反复出现，构成了不同级次沉积旋回的组合。根据沉积成因和对比单砂层的需要，整个白垩系地层从高级次到低级次可划分为4个级别的沉积旋回。

一级沉积旋回：相当于生油层与储油层、储油层与盖层的地层组合，在盆地内有广泛的分布，可以在盆地范围内对比。白垩系地层从下至上可划分为4个一级沉积旋回，即登娄库组、泉头组-青山口组、姚家组-嫩江组、四方台组-明水组(图1-1-1)。各个一级沉积旋回之间，以不整合或者沉积间断的方式相接触。每个一级沉积旋回从下至上岩性为粗-细-粗的演变，岩石颜色(尤其是泥质岩颜色)呈浅色-暗色-浅色的变化，反映了从湖退到湖进再到湖退的完整过程。每个一级沉积旋回的中部有可能成为良好的生油层，而旋回的下部或者上部形成储集层。生油层与储集层在垂向的交替出现，形成了下、中、上三套含油组合，每套

含油组合包括了生油层、储集层和盖层。目前发现含油气最丰富的是中部含油组合，其储集层就是大庆油田的生产目的层——萨尔图、葡萄花和高台子油层。

地 层 系 统	厚 度	岩 性	沉 积 旋 回 (油层分布)	沉 积 相	地 球 化 学 环 境
第四系	Q	10~40		河流相 冲积洪积相	
第三系	N _{3t}	0~165	深——浅	河流相 洪积 冲积相 沼泽相	氧化
	N _{2d}	0~123			
	E _{2y}	0~258			
白 垩 系	上白垩统 (k ₂)	m ₂ 200 (380)		浅滩相和滞流淤积相	氧化
	m ₁ 140 (240)			动水 浅湖 浅滩相与较深湖相交替	氧化~弱还原
	S 200 (413)			动水浅湖 浅滩相及河流相	氧化
	下	n ₅ 200~500 (585)		动水浅湖相及浅滩相 滞流淤积相	弱还原~氧化
		n ₄		动、静水浅湖相夹浅滩相	
	n ₃ 50~117			较深水相~静水浅湖相	还原
	n ₂ 80~252			深水相较深水相	
	n ₁ 27~198			较深水湖相为主	弱氧化~还原
	y ₂₊₃ 60~110 (150)			动、静水浅湖相及三角洲相	
	y ₁ 10~60			三角洲相及动水浅湖	氧化
	qn ₂₊₃ 200~450 (552)			三角洲相 动水浅湖相	弱还原~还原
	qn ₁ 40~100			静水浅湖相及较深湖相	
	q ₄ 60~100 (128)			深 湖 相	弱还原
	q ₃ 300~400 (522)			动水浅湖和浅滩相	还原
	q ₂ 110~200 (479)			动水浅湖相为主	氧化
	q ₁ 250~440 (1181)			洪积相 冲积相	
	d ₄ 181			滨湖 浅湖相	弱氧化~弱还原
	d ₃ 582			滨湖 浅湖三角洲相	氧化
	d ₂ 700			较深湖相及深湖相	弱还原~还原
	d ₁ 110			河流相 冲积相	氧化
侏 罗 系	上侏罗统 (J ₃)	J ₃₃			
		J ₃₂		沼泽相及河流相	
		J ₃₁			
石炭二叠系	C-P				

图 1-1-1 松辽盆地中，新生界岩相组合和沉积旋回特征示意图

二级沉积旋回：根据油层研究的需要，在含油层段中进行了二级沉积旋回的划分，它们

在松辽盆地北部三角洲复合体系中可以进行对比。从青山口组第二段至嫩江组第一段划分为六个二级沉积旋回，其中在青山口组沉积的中后期，形成了三个二级反旋回和复合旋回，每个旋回厚度为50~150米。在沉积旋回下部一般为灰黑色泥岩，有水平层理和丰富的介形虫、叶肢介等化石，砂质岩不发育，呈薄层状分布，旋回中上部砂质岩增多，泥岩为灰绿色，局部夹杂有紫红色，化石少而单调。由姚家组到嫩江组第一段，形成了一个二级正旋回和两个二级复合旋回。这三个旋回以中-厚层细粒砂岩为主，局部有中粒砂岩，呈条带状、片状分布。姚家组地层中的泥岩为灰绿色，部分为紫红色，以块状构造为主。嫩江组一段地层中的泥岩为灰色、灰黑色，发育水平层理和波状层理。

在二级旋回中，为了油田开发初期确定开发层系的需要，我们将沉积环境相似、砂体形态和性质接近的储油层划分成油层组。在确定油层组的具体界线时，尽量选择油层组顶底具备一定厚度的泥质岩隔层。在油田注水开发的过程中也发现个别油层组的划分不够合理，但这是个历史问题，目前仍沿用了原先油层组的划分界线。以上六个二级沉积旋回中包括九个油层组(图1-1-2)。

三级沉积旋回：是二级沉积旋回中彼此比较靠近的2-4个单砂层的组合，也称为砂岩组，相当于一个三角洲从发生、发展到结束全过程的沉积。在旋回的底部或顶部经常存在较稳定的湖漫泥岩。旋回厚度为10~30米，在松辽盆地北部复合三角洲广阔的前缘带沉积中可以对比追溯。在九个油层组里目前划分出41个砂岩组。

四级沉积旋回：在剖面上包含有一个主要单砂层的岩石组合，是具有开发意义的最小沉积单元，叫做沉积时间单元或者小层。四级旋回在不同的沉积亚相带，其旋回的性质和个数是不同的。在湖面以下的水下沉积，例如三角洲前缘相等环境的沉积，具有反旋回或复合旋回的性质，每个旋回下部具有湖相泥岩。在三角洲平原相的沉积环境中，分流河道形成具有正旋回性的沉积，自下而上分别是冲刷面-砂岩和粉砂岩-漫滩相泥岩。从三角洲平原相向前缘相，旋回由于分叉而个数增多，旋回间的界限也趋于分明。旋回厚度北部大南部变小，一般为3~6米。在注水开发过程中，不同沉积单元的单砂层彼此间基本上是隔绝的。上述41个砂岩组可细分为一百多个沉积时间单元。在油田上同一亚相带内，每个沉积时间单元均可对比追溯。

综上所述，在对大庆油田含油层段进行旋回分析的基础上，又细分出了油层组、砂岩组和小层(或沉积时间单元)，其中油层组和砂岩组在各区都基本一样，而小层个数以萨尔图地区最多达136层(图1-1-2)。

近些年随着油田开发井网的加密和地质研究的深化，发现个别小层还有可能进一步细分，但是考虑到与其它专业方面分析工作的衔接，本文仍沿用了原分层结果，而在分析问题时指出了目前新的认识。

二、岩性与电性关系的研究

油田开发初期在用取心井岩心资料对油层初步进行细分后，就要用所有的开发井资料进行油层对比，研究砂体的连续性。油田上取心井毕竟是少数，大部分井只有测井资料，因此必须对电性与岩性的对应关系进行研究。首先要根据本油田油层的特征，选择最适合的测井系列。以往大庆油田的测井方法有：微电极测井，0.25米、0.45米和2.5米梯度电极系列测井，深浅三侧向电阻率测井，自然电位测井，激发极化测井，声波测井和井径测井等。为了提高水淹层参数的解释精度，促进对油层裂缝和油层沉积环境的研究，目前正在研制和推广

油 层 组			砂 岩 组	小 层 数	沉 积 旋 迴 曲 线		标 准 层
油层组	厚度(米)				细 — 粗	性质	
萨 尔 图	I	13 1 22	1—4+5	4		复合	
	夹层						
	II	50	1—3	3		复 合	
			4—6	3			
			7—9	3			
			10—12	3			
	III	60	13—16	3		正	
		30	1—3	3			
			4—7	3			
	IV	40	8—10	3		复 合	
葡 萄 花	I	30	1—2	2—3		正	
		40	4	1—2		复 合	
			5—7	3			
	II	30	1—3	3		复 合	
			4—6	3			
			7—9	3			
		37	10	1			
	III	52	1—5	3		反	
			6—9	3			
			10—13	4			
			14—17	4			
		58	18—20	3			
			1—3	3			
			4—6	3			
			7—9	3			
		80	10—14	5			
			15—18	4			
高 台 子	II		19—22	4		反	
			23—28	6			
			29—30	2			
			31—34	4			
		84					
	III	62	1—5	5		反	
			6—9	4			
			10—12	3			
			13—16	4			
	IV	70	17—19	3		反	
			20—23	4			
			1—3	3			
			4—6	3			
	IV	90	7—9	3		反	
			10—12	3			
			13—15	3			
		115	16—18	3			

图 1-1-2 萨中地区油层层组划分结果

• 萨中地区原来的葡I₁层按沉积成因应属于葡I₂层或葡I₃层

其它新的测井方法。

目前测井解释工作基本能够满足油层研究的需要。

1. 解释构成储油层的各种基本岩性。对于含油气的细砂岩和粗粉砂岩，在注水开发中能起隔层作用的非渗透性岩石，目前利用测井资料都能较准确地确定。至于纯泥岩、含钙层等特殊岩性的解释更为准确。

2. 薄油层的解释。应用测井资料解释出厚度在1米以上的油层，其准确度在油田开发初期已经很高。但是大庆油田油层中厚度小于1米的薄油层很发育，尤其是高台子油层中更多。萨中地区高台子油层平均单层厚度仅有0.6米，为此详细研究了薄油层电性显示特点，后来又编制了适应薄油层的岩电关系图版，可以把厚度小至0.2米的薄油层划出来，其精确度达到80%左右。

3. 油层参数的解释。油田投入开发初期解释的油层参数是：孔隙度、渗透率和含油饱和度。油层注水后，油层中随着含水饱和度的增加和含油饱和度的降低，使油层导电性增加，电阻率降低。油田在进入高含水期后，油层在注入水的长期冲洗下，位于孔隙中的粘土矿物和碳酸盐部分被冲散或者溶解带走，使孔隙半径变大渗透率增高。为此改进了参数解释方法，为认识油层中水驱剩余油的分布提供了依据。

三、小层对比程序和方法

(一) 逐级旋回对比

由于大庆油田储油层具有多级次的沉积旋回，而旋回的稳定程度随着旋回级次的降低而变差。高级次的沉积旋回是盆地沉积环境发生较大规模变化的产物，波及范围广，两个沉积旋回之间岩性、古生物等特征变化大，存在着明显的分界标志，可以在较大范围内进行追溯对比。而次一级沉积旋回则是在高一级沉积旋回内部，沉积环境发生次一级变化的产物。因此必须从高级次沉积旋回向低级次沉积旋回逐级控制，从大层段到各单层依次对比，即采用“旋回对比、分级控制”的方法，这样可以避免不同层位的单砂层错层对比的问题。

(二) 充分应用特殊岩性标志进行对比

在地层剖面中常常可见到一些特殊的岩石，例如黑色泥岩、生物化石层、生物碎屑灰岩、油页岩等，这些沉积物是在特定的环境，或者气候、水域等条件发生急剧变化时期形成的，因此往往出现在一定级次的沉积旋回的界面附近。这种特殊岩石的厚度虽然只有1米至十几米，但是在松辽盆地北部沉积体系，或者整个油田范围内分布稳定。这些在同一时期形成的性质基本相同的岩石，也称做时间岩性单元。它们在测井曲线上一般都有特殊的显示，是对地层进行划分和对比的标准层。在进行沉积旋回分析的基础上，充分应用这些标准层就可准确确定主要地层界限。在萨尔图、葡萄花油层中分布稳定的标准层有5个，高台子油层中分布稳定的标准层就更多了。

(三) 单砂层的对比

大庆油田在包括三角洲前缘相在内的湖相沉积中，四级旋回发育比较完整，自北而南具有旋回个数增多、砂质岩比例降低和分层性增强的特点。一个四级旋回内的岩石组合和砂岩的主要发育部位，在两口井间或更大的范围内常常变化不大。因此利用旋回的相对稳定性，在一定数量取心资料 and 标准井剖面的控制下，采取“层位相当、形态相似、厚度相近”的标准进行对比，就可以确定四级旋回中单砂层的连续程度。

在对所有相邻井间进行小层对比的基础上，将对比结果表示在剖面图和平面图上，就可揭

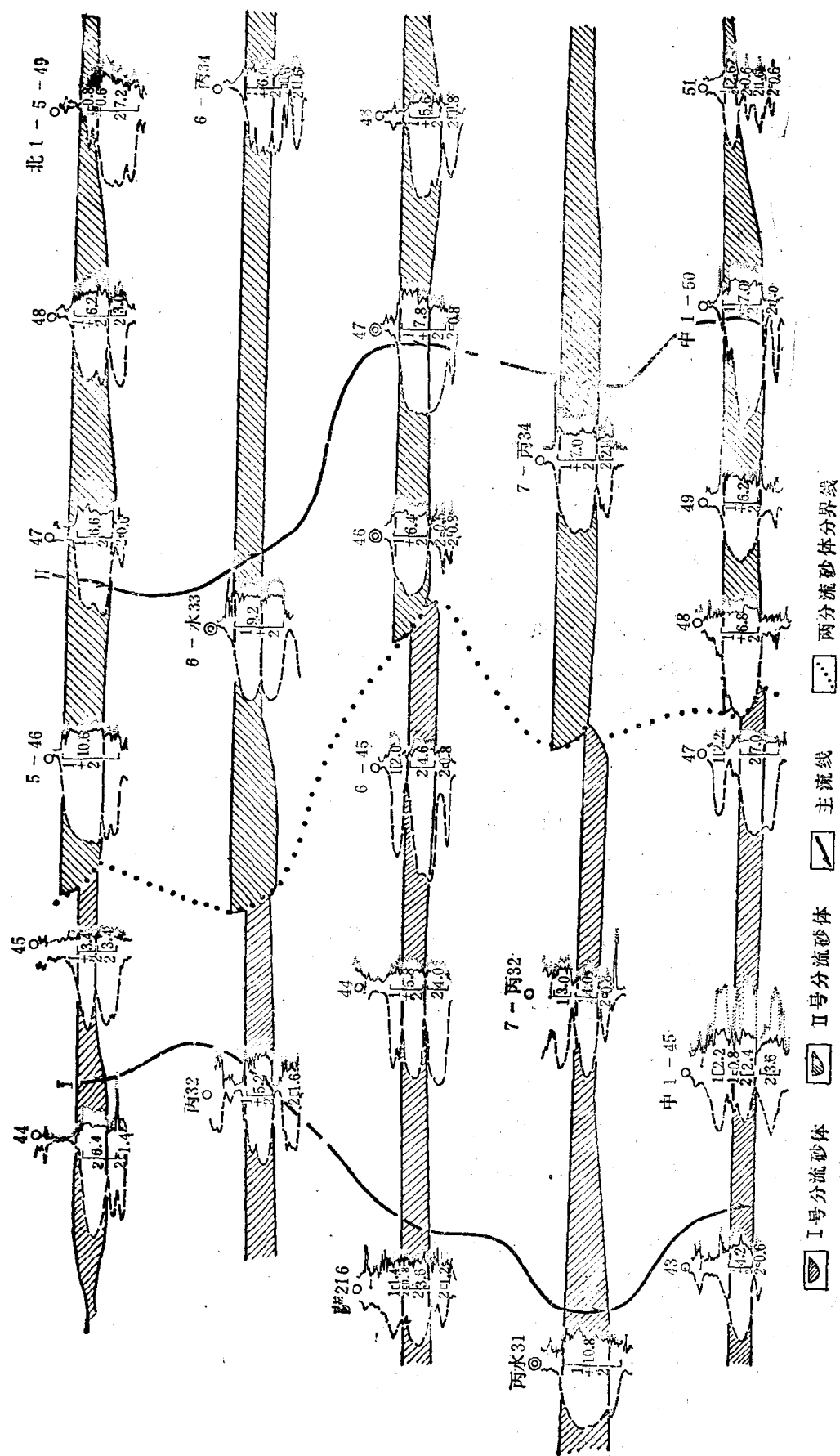


图 1-1-3 不同分流河道砂体的对比

示出各个砂体的边界。含油层段内这种含油砂体我们简称为油砂体。这些大小不等、形态各异的油砂体是组成油层的基本单元。

(四) 三角洲平原相中单砂层的对比

在三角洲平原相中分流河道发育，由于河道的冲刷和侧向加积，各种单砂层间的关系比较复杂，除了采用“旋回对比、分级控制”的基本对比方法外，关于单砂层的对比还应注意以下几点：

1. 确定各分流河道系统。在三角洲分流河网中经常存在几条主要的分流河道，形成各自的分流系统。同一系统的分流河道从发生、发展，到晚期的填充淤积和夷平过程，具有相似的沉积环境，使得同一沉积单元中主要砂体的原始顶面比较一致，但在后来压实成岩过程中会有所变化。而河道砂体的底面由于存在冲刷面也不够平整。因此在进行旋回分析的基础上，根据砂体顶底面的变化趋势确定砂体的连续程度(图1-1-3)。

2. 估算砂体的规模，做到合理对比。在三角平原上，由于分流河道向湖盆方向延伸过程中不断的分叉，分流河道的规模变化较大。不同时期的分流河道，由于气候等条件的不同，河道规模相差更大，只靠井网是控制不住的，应根据砂体的厚度和岩心分析资料，利用一些经验公式，估算古分流河道的宽度和摆动带范围，进而确定河道砂体的宽度，为判断井点之间砂体的连续程度提供依据，以免在对比中将二个同高程的窄条带状砂体误连为一个砂体。

3. 同一沉积环境形成具有相似结构的砂体。在三角洲环境的各个亚相中，由于水流状态和沉积方式不同，形成了不同性质的砂体。在同一亚相中沉积条件相近，形成的砂体的成分和结构也相似，在相应的测井资料上表现为曲线形态的相似性。例如河道沉积一般具有二元结构-下部为河道充填，上部为漫滩沉积。天然堤沉积为砂与泥的薄互层结构。在同一点砂坝砂体上各部位的厚度也不同，向着原始河道加积的方向有变厚的趋势。掌握各种成因砂体的结构及测井曲线形态，在存在多种砂体的对比中就容易搞清其相互接触关系，正确确定各种砂体的连续程度(图1-1-4)。

为了区别砂体间连通的性质和程度，将各井点之间为同一砂体者称为一级连通，不同河道砂体间接触时称为二级连通，河道砂体与其它类型砂体连接时称为三级连通(图1-1-5)。

四. 岩石矿物及孔隙性质

(一) 岩石的矿物及孔隙

储油岩以细粒砂岩为主，还有少量的中粒砂岩和粉粒砂岩。

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

砂岩的胶结物为泥质，含量达5~10%，泥质的粘土矿物成分主要是高岭石，其次为伊利石。在高台子油层中绿泥石含量有所增加。碳酸钙含量一般在1%以下。胶结类型为孔隙-接触式。粒间孔隙是孔隙的主要形式。孔隙的大小、连通程度和孔道的迂曲度，跟砂岩中的粘土矿物成分和产状有很大关系。萨尔图油层和葡萄花油层中粘土矿物主要是高岭石，其次为伊利石。而高台子油层中粘土矿物-伊利石、高岭石和绿泥石三者含量的比例接近。这些位于砂岩中的分散粘土矿物的存在形式有三种(图1-1-6)：

分立质点式：主要是高岭石的假六方形偏平晶体的集合体，呈蠕虫状、书页状分散附着