石油地质勘探技术培训教材

测井地层分析与油气评价

（下册）

曾文冲
欧阳健
何登春
编著

地信网论坛 http://bbs.3s001.com/
BBS.3S001.COM
顶级地质论坛

石油工业出版社

登录号 087114
分类号 P631.81
种次号 023
200353321

石油地质勘探技术培训教材

测井地层分析与油气评价

下　册

曾文冲　欧阳健　何登春　编著　　王曰才　谭廷栋　审校

SY61/19
0079 3575

石油工业出版社

地质论坛 BBS.3501.COM 顶级地质论坛 http://bbs.3501.com/

内 容 提 要

本书分上、下两册，系统介绍了地球物理测井方法、测井资料综合解释基础、计算机处理解释技术、油气评价及地层倾角测井应用。本册为下册，内容包括：用于油气评价的解释方法（可动水分析法、判别分析法）；复杂地质条件（低电阻地层、裂缝性地层）的油气评价；地层倾角测井数字处理原理和处理新方法(CLUSTRER、GEODIP、STRATADIP、SHDT)；利用地层倾角测井研究地质构造、沉积相和识别裂缝，并列举大量实例。此外，对地层测试器工作原理、解释及应用也作了简要介绍。本书可作为地球物理测井专业及相近专业的培训教材，也可作为测井、地震、地质、钻井工程技术和研究人员的参考书。

地信网论坛
BBS.3S001.COM
http://bbs.3s001.com/
顶级地质论坛

石油地质勘探技术培训教材

测井地层分析与油气评价

（下　册）

曾文冲 欧阳健 何登春 编著　　王曰才 谭廷栋 审校

*

石油工业出版社出版

（北京安定门外安华里二区一号楼）

妙峰山印刷厂排版

北京顺义燕华印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 17½ 印张 2 插页 415 千字 印 2,501—4,500

1987年6月北京第1版 1991年8月北京第2次印刷

ISBN 7-5021-0686-3/TE·651

定价：6.15元

目　录

第七章　两种用于油气评价的解释方法……1
第一节　可动水分析法……1
一、基本原理……1
二、测井解释方程……3
三、成果显示与解释原则……9
四、应用及其特点……10
五、地质应用的发展……14
第二节　测井多参数评价油气层……18
一、泥质砂岩油气层规律……18
二、两种判别分析方法……21
三、基于贝叶斯（Bayes）准则的判别分析……21
四、费歇（Fisher）意义下的判别分析……29
五、确定判别准则与检验及实现自动解释……33
六、应用……36
第八章　复杂地质条件的油气评价……45
第一节　低电阻率油气层的解释……45
一、低电阻率油气层的特点……45
二、低电阻率油气层的评价……51
第二节　碳酸盐岩地层的油气评价……52
一、碳酸盐岩地层的特点……53
二、裂缝性储集层的分类……55
三、重要的问题在于揭示裂缝的分布规律……58
四、评价储集层的分析内容……59
五、油气层分析……66
第三节　盐水泥浆条件下的油气评价……72
第四节　水淹层的解释……73
一、水淹层特点……73
二、综合评价水淹层……74
三、水淹层的定量分析……84
第九章　地层倾角测井及其应用……89
第一节　地层倾角测井原理……89
一、德莱赛公司倾角测井仪（DIPLOG）……89
二、斯伦贝谢公司倾角测井仪（HDT）……92
三、斯伦贝谢公司新型倾角测井仪（SHDT）……92

第二节　地层倾角测井数字处理原理……92
一、地层倾角和视倾角……93
二、根据地层法向计算地层倾向和倾角……94
三、用相关对比方法确定地层法向在仪器坐标系中的坐标……95
四、井斜位移校正……97
五、用坐标变换公式确定地层法向在大地坐标系中的坐标……98
六、相关对比中步长、窗长和探索长度的选取……100
七、相关对比的质量检查及相关对比结果的筛选……102
八、相关对比方法的改进……103
九、倾角处理成果图显示……105
十、消去构造倾斜……109
第三节　地层倾角数字处理新方法……112
一、群（CLUSTER）程序……112
二、地质倾角（GEODIP）程序……118
三、用频率分析法精确计算地层倾角（STRATADIP）程序……124
四、SHDT资料处理方法……132
第四节　地层倾角测井在研究地质构造中的应用……133
一、地层倾角矢量图象的分类……133
二、地层倾角确定构造倾斜……135
三、地层倾角确定断层……138
四、在两口井之间确定断层……147
五、地层倾角确定角度不整合……147
六、地层倾角确定褶皱……150
七、地层倾角确定盐丘、泥丘……155
八、应用地层倾角进行地层对比……156
九、计算储集层真厚度……158
第五节　地层倾角测井在研究沉积相中的应用……159
一、用地层倾角划分层理构造……161
二、确定古水流方向……163
三、识别各种沉积砂体……167
四、判断岩性和泥质分布形式……182
第六节　地层倾角测井在识别裂缝及孤北潜山中的应用……184
一、裂缝识别基本原理……185
二、裂缝识别在王庄油田的应用……187
三、地层倾角和裂缝识别在孤北潜山中的应用……187
第十章　地层测试器及其应用……192
第一节　地层测试器工作原理……192
第二节　地层测试器解释基础……194
一、原理……194

二、估算渗透率的原理…… 197
第三节　地层测试器的应用…… 202
一、分析回收的流体…… 202
二、估算地层渗透率…… 205
三、预计油气日产量…… 211
四、探测气、油、水界面…… 213
第十一章　测井在油田勘探过程中的地质应用…… 217
第一节　两种新测井方法的应用…… 217
一、岩性-密度测井（LDT）的解释与应用…… 217
二、自然伽马能谱测井（NGS）的解释与应用…… 221
第二节　研究构造地质方面的应用…… 224
第三节　研究沉积相…… 224
一、分析沉积旋回…… 225
二、确定粘土成分…… 226
三、岩相的研究…… 227
第四节　探测裂缝及裂缝带…… 229
一、裂缝的定义及其特点…… 229
二、裂缝性地层的勘探特点…… 231
三、探测裂缝的测井技术…… 233
四、确定裂缝的主要方法…… 234
五、综合评价与实例…… 257
第五节　油田研究的应用…… 262
一、数据标准化…… 262
二、确定综合数据和绘制等值图…… 264
第六节　确定异常高压带…… 265
一、产生异常地层压力的原因…… 265
二、根据测井资料确定异常压力井段…… 266
三、估算地层流体压力…… 266
附录…… 268
附录一　常用符号说明…… 268
附录二　常用单位换算…… 270
附录三　书中使用的许用单位与非许用单位…… 271
参考文献…… 273

第七章　两种用于油气评价的解释方法

近年来，随着我国测井系列的发展和数字处理技术的采用，以及应用现代的化验手段，结合大量的岩心和试采数据，开展对不同类型的产层特性及其测井特征的综合研究，不仅进一步发挥了测井技术在油田勘探和开发过程中的作用，而且从深度和广度提高了测井解决地质问题的能力。尤其在评价油气层方面，由于引用油层物理的概念，剖析油(气)、水层的动态规律；采用扫描电子显微镜、X射线衍射、压汞资料研究产层的孔隙结构、粘土性质及其分布形态、润湿性，分析它们与测井显示的关系；同时结合油基泥浆取心数据进行多方面的观测和分析。因而，无论是理论或解释方法都有了新的进展。“可动水分析法”和“多参数自动判别分析油水层”就是其中的两种解释新技术，在现场应用中已经见到较好的效果。为此，我们将在本章系统地阐述它们的原理、解释方程和实际应用。

第一节　可动水分析法

“可动水分析法”是针对油气层评价提出的一种新型的测井分析方法。这一方法从油层物理的基本概念出发，以油、气、水在微观孔隙的渗流理论为理论依据。通过采集储集层两个主要的地质信息——含水饱和度（S_w）和束缚水饱和度（S_{wi}），判明产层的含油性和可动水率，以达到正确划分油(气)、水层的目的。因此，“可动水分析法”的设计和应用，不仅改变了过去单纯以含油饱和度为尺度评价油气层的传统概念，而且也为油(气)、水层解释发展了比较完整的理论和解释模型。并在这一基础上，提供一种评价油气层的比较有效的途径，从而在颇大程度上提高了测井评价油气层的能力。

一、基本原理

在地层条件下，油(气)、水层的动态规律一般是由混相流体的渗流理论来描述的。根据这一理论，油、气、水在储集层微观孔隙中的流动，主要取决于它们的相渗透率。这就是说，一个储集层到底是产油气，还是产水，或者是油水同出，归根结蒂是取决于产层油(气)、水相对渗透率的大小。例如，如果储集空间只存在两种流体，假设为油和水。那末，当油的相对渗透率（K_{ro}）达到最大值（趋于1），而水的相对渗透率（K_{rw}）趋于最小（等于0），这时储集层只产油而不产水，属于油层情况。若油的相对渗透率（K_{ro}）趋于0，水的相对渗透率（K_{rw}）趋于1，情况则相反，储集层只产水而不产油，为水层。如果K_{ro}与K_{rw}皆大于0，则是油水同出的情况。

实验室测定表明，油(气)、水的相渗透率不仅与岩石本身有关，而且还取决于孔隙内各种流体的相对含量，即取决于各自的饱和度数值。当地层孔隙内的流体为油和水时，而且水为润湿相、油为非润湿相，则根据实验室测定，油水的相对渗透率K_{ro}、K_{rw}经常可表示具有如下形式的经验关系式：

$$K_{rw}=\left(\frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^m \tag{7-1}$$

$$K_{ro}=\left[1-\left(\frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{or}-S_{wi}}\right)\right]^n\left[1-\left(\frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{or}-S_{wi}}\right)^j\right] \tag{7-2}$$

式中：S_w——含水饱和度；

S_{wi}——束缚水饱和度；

S_{or}——残余油饱和度；

m、n、j——经验系数，主要取决于储集层的岩石特性。三者一般有如下的关系：

$$2m=2a \qquad n=2a+j \tag{7-3}$$

根据（7-1）和（7-2）式，又可进一步推演出下列的结论：

1）当储集层$S_w=S_{wi}$时，则K_{ro}达到最大值（趋于1），而$K_{rw}=0$。显然为油层情况。

2）当储集层$S_w>S_{wi}$时，则$0<K_{ro}<1$，$0<K_{rw}<1$。说明储集层为油水同出。

3）当储集层$S_w\to 1$时，则$K_{rw}\to 1$，而$K_{ro}\to 0$。属于水层。

这就是说，只要分析储集层的含水饱和度（S_w）与束缚水饱和度（S_{wi}）之间的关系，不仅能够指示油(气)、水相对渗透率的变化，而且能够达到最终评价油(气)、水层的目的。虽然，以上是一种简化的分析，实际计算K_{ro}、K_{rw}更为复杂，但是，通过以上的分析，足以阐明评价油（气）层的基本原理和所应遵循的途径。显然，这应该成为着眼设计油(气)、水层解释方法的理论基础。

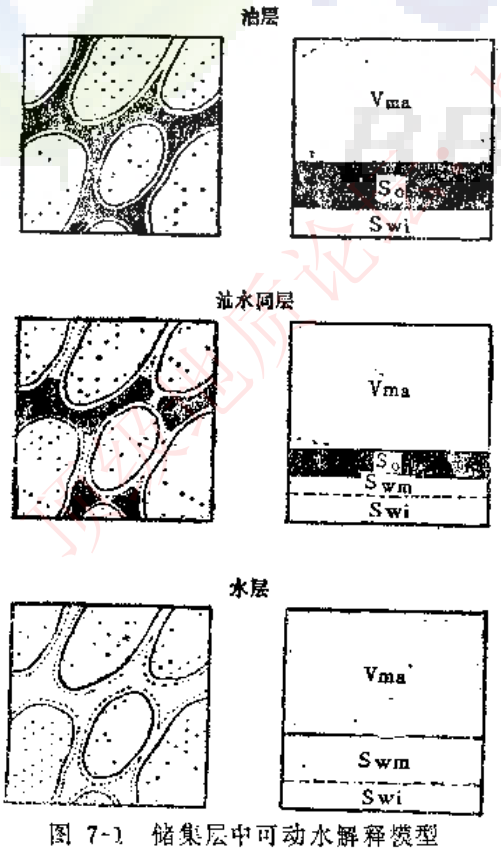


图 7-1 储集层中可动水解释模型

“可动水分析法”就是依据这一原理设计的一种新型解释方法。主要构思来自以下两个方面：

一是分析储集层的含油性，以含水饱和度（S_w）表示之；

二是分析储集层的可动水率。

根据上述原理，通过分析产层含水饱和度（S_w）与束缚水饱和度（S_{wi}）之间的关系确定可动水饱和度，则：

$$S_{wm}=S_w-S_{wi} \tag{7-4}$$

式中：S_{wm}为可动水饱和度。对于油气层，显然$S_{wm}=0$。

据此可建立相应的解释模型和解释方程。解释模型如图7-1所示，不难看出，它与产层的实际情况十分逼近。所建立的解释方程可用于油(气)、水层的最终评价。

1.油层

只含束缚水（不动水），不含可动水，产层的孔隙空间为油（气）和束缚水所饱和。在

这种情况下，$K_{rw}\to 0$，$K_{ro}\to 1$，可用如下方程表示：

$$S_o + S_{wi} = S_o + S_w = 1$$

$$S_w = S_{wi}；\ 则 S_{wm} = 0$$

式中：S_o——含油饱和度；

S_w——含水饱和度；

S_{wi}——束缚水（不动水）饱和度；

S_{wm}——可动水饱和度。

2.油水同层

孔隙空间为油（气）、可动水和束缚水三部分所饱和，相当于$0<K_{ro}<1$，$0<K_{rw}<1$。解释方程为：

$$\begin{cases} S_o + S_{wm} + S_{wi} = S_o + S_w = 1 \\ S_w > S_{wi}；\ 则 S_{wm} > 0 \end{cases} \tag{7-5}$$

3.水层

产层孔隙空间不含油或只含残余油(气)，主要被水（包括束缚水和可动水两部分）所饱和。这时$K_{ro}\to 0$，$K_{rw}\to 1$，解释方程为：

$$\begin{cases} S_w = S_{wm} + S_{wi} = 1 \\ S_w > S_{wi}；\ 则 S_{wm} > 0 \end{cases} \tag{7-6}$$

或

$$\begin{cases} S_w + S_{or} = S_{wm} + S_{wi} + S_{or} = 1 \\ S_o = S_{or}；\ S_{wm} > 0 \end{cases} \tag{7-7}$$

式中：S_{or}为残余油饱和度。

显而易见，通过测井信息处理，提供匹配的S_w与S_{wi}参数是实现这一方法的关键。核心问题在于如何应用测井资料确定束缚水饱和度。为此，必须进一步了解束缚水饱和度的性质、影响因素及其测井解释方程的确定。

二、测井解释方程

1.束缚水饱和度

一般说来，储集层都有两方面的特性。一是岩石本身的骨架特性，如孔隙度、渗透率、粒度与孔隙分布等。另一是流体与岩石之间的综合特性，如毛细管力，润湿性和相对渗透率。这些特性直接规定了油、气、水在产层中分布和流动特点，是评价油(气)、水层的重要依据。理所当然也是测井分析所需要揭示和探讨的重要问题。

储集层中的束缚水实际是流体与岩石之间综合特性的反映。主要取决于岩石孔隙毛细管力的大小和岩石对流体的润湿性。根据这一概念，束缚水主要由毛细管滞水和薄膜滞水两部分所组成。毛细管滞水系指油藏形成过程中，驱动压力无法克服毛细管力而滞留于微小毛管孔道和颗粒接触处的残存水。因为这部分孔隙是如此之小，孔壁表面分子作用力达到或几乎达到孔隙的中心线，以至保留在其中的水不能流动。薄膜滞水则指由于表面分子力的作用而滞留在亲水岩石孔壁上的薄膜残留水。因此，束缚水含量与地层的孔隙结构有十分密切的关系。已经证明，组成岩石骨架的颗粒粒径小（一般小于100微米），或以水云母、蒙脱土为主呈分散状分布的粘土矿物含量大，是高束缚水产层普遍具有的特征。由于

粒度中值变小和粘土矿物充填的结果，导致储集层的渗透率和孔隙度变小和束缚水饱和度增大。所以，砂岩的束缚水饱和度S_{wi}经常可表示为粒度中值(M_d)和有效孔隙度(ϕ)二者的函数。而建立在这一统计规律基础上的经验方程能够提供与岩心分析相关性较好的计算结果。根据对我国六个主要油田1774块岩心实测数据的统计，当M_d由0.04变化到0.3毫米时，对于每一特定的粒度中值，$S_{wi}=F(\phi)$ (M_d = const.)的统计关系式，相关系数最大为0.97，最小为0.84，一般都在0.9以上。同时进一步证明，表达S_{wi}—ϕ之间的经验方程，更趋近于双对数曲线形式，而且高低孔隙度有着不同的变化规律（图7-2和图7-3）。在以线性

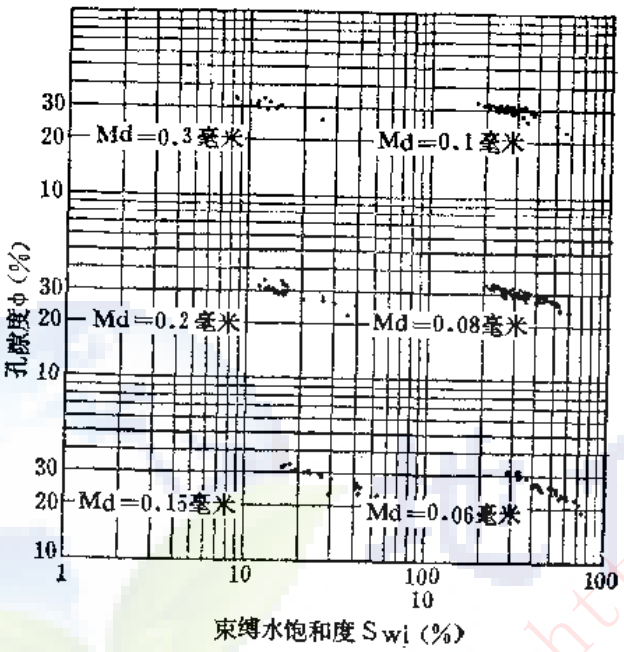


图 7-2 弱—中等胶结高孔隙($\phi \geqslant 25\%$)砂岩地层ϕ—S_{wi}关系图
（根据岩心实测数据绘制）

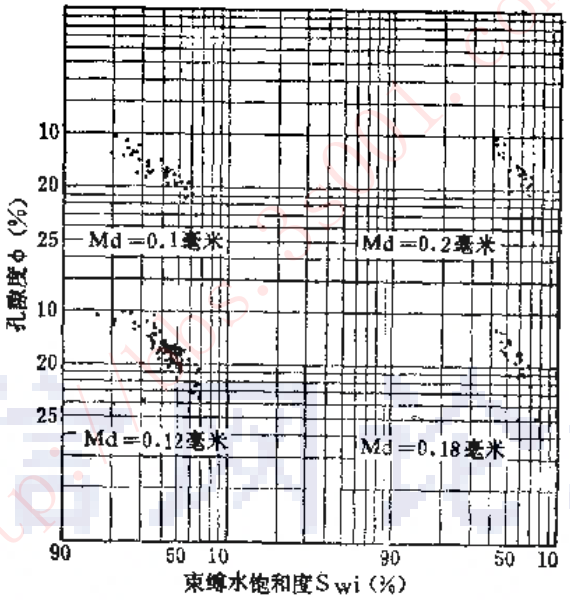


图 7-3 低孔隙度($\phi < 20\%$)砂岩地层ϕ—S_{wi}关系图
（根据岩心实测数据绘制）

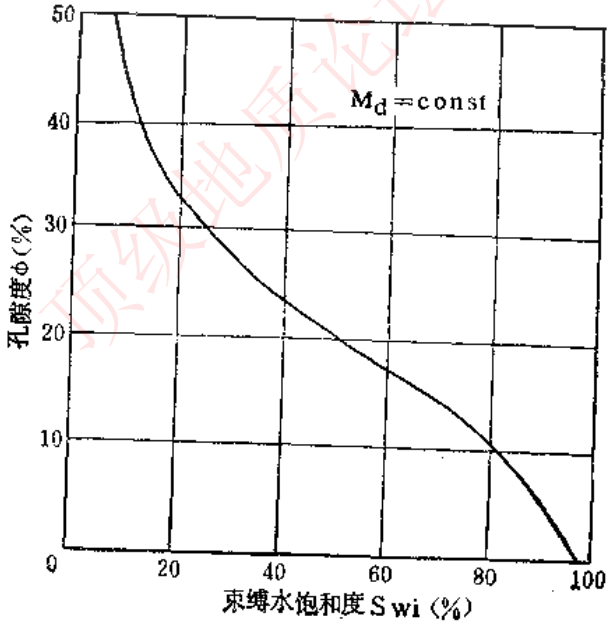


图 7-4 ϕ—S_{wi}关系曲线示意图

刻度的交会图上，如果粒度中值恒定，S_{wi}与ϕ之间的关系如图7-4所示。曲线的拐点大约在$\phi=20\%$附近。这意味着，对一给定的粒度中值，$\phi \cdot S_{wi}$的乘积经常不是一个常数。

不难看出，由图7-4所描述的曲线的变化规律显然比较合理，它不仅与大量的实测数据相吻合，而且能更好地满足低孔隙度条件下束缚水饱和度小于或等于1的边界条件。目前国外普遍有这样一种观点，认为对于恒定的粒度中值，储集层的$\phi \cdot S_{wi}$的乘积等于一个常数，即$\phi \cdot S_{wi}=C$，表示这一方程的曲线形式为一双曲线。我

们认为这种观点可能是把复杂的地质问题过于简化了，至少对于砂岩地层是如此。

当然，实际影响束缚水饱和度的因素还比较复杂，不同胶结程度和润湿性的砂岩，以及原生和次生油藏的产层，即使它们具有同一粒度中值和孔隙度，其束缚水饱和度数值也不完全一样。因此，对于不同地质特点的油田，同一形式的解释方程，经常蕴含着不同的经验系数。

2.解释方程式

根据我国东、西部六个主要油田1774个岩心实测数据（油基泥浆取心），在数理统计的基础上，推导出如下的计算束缚水饱和度（S_{wi}）解释方程。

高、中孔隙度（$\phi \geqslant 20\%$）砂岩地层的基本形式：

$$\lg S_{wi} = A_0 - (A_1 \lg M_d + A_2) \lg \frac{\phi}{A_3} \tag{7-8a}$$

或

$$S_{wi} \cdot \left(\frac{\phi}{A_3}\right)^{A_1 \lg M_d + A_2} = A_0' \tag{7-8b}$$

显然，$A_0 = \lg A_0'$

式中的A_0、A_1、A_2和A_3是方程(7-8)的经验系数。其中A_1、A_2近似为常数，一般$A_1 \doteq 1.5$，$A_2 \doteq 3.6$。A_0和A_3与地区地质特点有关，主要取决于砂岩的胶结程度、孔隙度变化范围以及岩石的润湿性。因为呈现一定的规律性，比较容易确定。A_0的变化范围为0.18～0.36，随胶结程度变弱和孔隙度增大而减小。A_3的变化范围为0.08～0.2左右，随胶结程度变弱和孔隙度增大以及亲水性增强而增大。A_3是方程（7-8）的重要参数，对S_{wi}的计算结果影响相当大。

选值时要求A_0与A_3匹配，可参考下列原则确定：

高孔隙度（$\phi \geqslant 0.25$）疏松亲水砂岩地层：$A_0 = 0.18$，$A_3 = 0.18$～0.2左右。例如我国东部地区的上第三系地层。

弱—中等胶结高孔隙度（$\phi \geqslant 0.25$）地层：$A_0 = 0.3$，$A_3 = 0.12$～0.14左右。例如我国东部地区下第三系地层的上段。

中等胶结砂岩地层：若$\phi = 0.2$～0.3左右，$A_0 = 0.36$，$A_3 = 0.1$左右；若$\phi = 0.2$左右，$A_0 = 0.36$，$A_3 = 0.08$～0.09，亲水砂岩取A_3的上限，亲油砂岩取A_3的下限。例如我国东部下第三系地层的下段及其下部地层，西部地区的有关层系等。

低孔隙度（$\phi < 20\%$）砂岩地层的基本形式：

$$\lg (1 - S_{wi}) = B_0 + (B_1 \lg M_d + B_2) \frac{1 - \phi}{B_3} \tag{7-9a}$$

或

$$(1 - S_{wi}) \cdot \left(\frac{1 - \phi}{B_3}\right)^{-(B_1 \lg M_d + B_2)} = B_0' \tag{7-9b}$$

而$B_0 = \lg B_0'$

式中：B_0、B_1、B_2和B_3是方程(7-9)的经验系数，同样与地区地质特点有关。B_1可视为常数($B_1 \doteq 9.8$)，$B_0 = 0$～0.15左右，$B_2 = 3.3$～1.0左右。若取$B_0 = 0$，则取$B_2 = 3.3$或$B_0 = 0.15$，取$B_2 = 1$。B_3是影响方程(7-9)计算结果的重要参数，主要与砂岩的压实程度和润湿性有关。一般随地层的压实和亲油性而增大，变化为0.7～0.8。若根据声波测井的

概念，用C_p表示压实程度，相应有如下规律：

$C_p = 1.3 \sim 1.25$，　　$B_3 \doteq 0.68 \sim 0.70$

$C_p = 1.2 \sim 1.1$，　　$B_3 \doteq 0.70 \sim 0.72$

$C_p = 1.1 \sim 1$，　　$B_3 = 0.72 \sim 0.74$

超压实地层，　　$B_3 = 0.76 \sim 0.78$

一般取其下限，对于明显亲油砂岩可取其上限。

为了证明方程（7－8）和（7－9）的可靠性，选择两个不同特点的油田共四口油基泥浆系统取心井进行验证，其结果示于图7－5和7－6。图中每个点代表一个产层，两个油田共有74个产层1493块岩样。根据方程（7－8）、（7－9）计算的束缚水饱和度与岩心实测数据对比，绝对值的平均误差约为±0.05，证明能提供符合精度的计算结果。

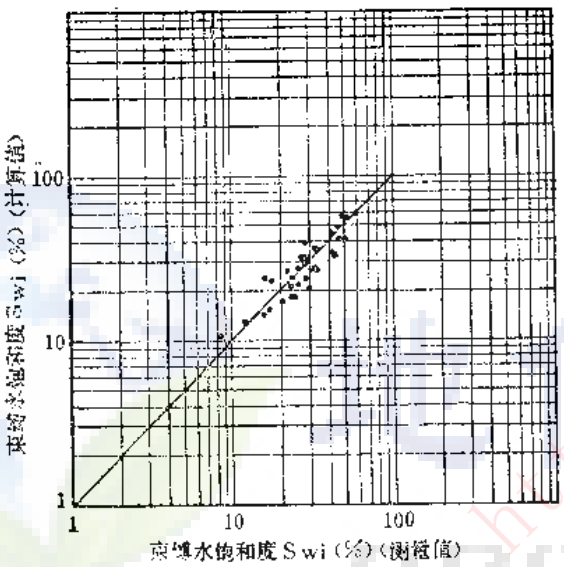


图 7-5　弱—中等胶结高孔隙度（$\phi \geqslant 25\%$）砂岩地层计算束缚水饱和度误差分析

（共38个产层，绝对值的平均计算差为±0.047）

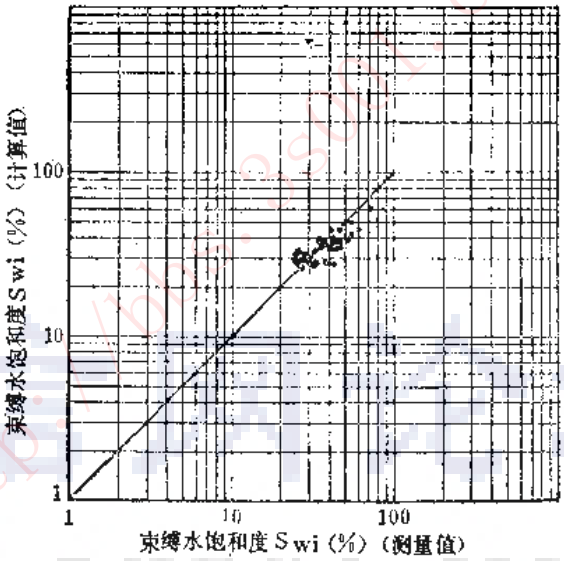


图 7-6　高孔隙度（$\phi \geqslant 25\%$）疏松砂岩地层计算束缚水饱和度误差分析

（共36个产层，绝对值的平均误差为±0.061）

3.粒度中值解释方程

粒度中值（M_d）可利用自然伽马曲线求出，最理想是采用自然伽马能谱曲线。在有利的条件下，也可采用自然电位或中子伽马曲线进行计算，但以自然伽马法效果最佳。

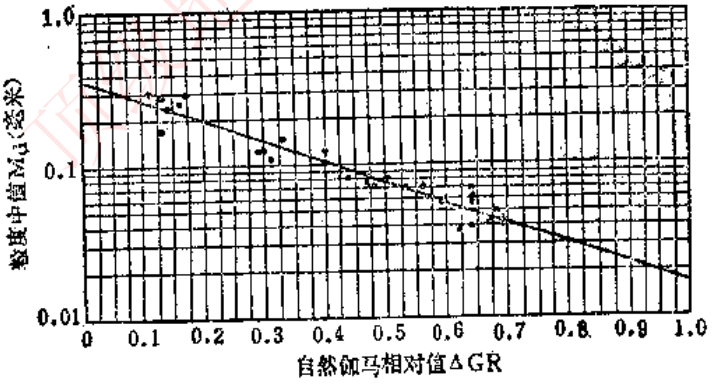


图 7-7　应用自然伽马相对值计算粒度中值图版

实际资料证明，砂岩地层的粒度中值与自然伽马曲线之间有比较好的相关性（图7－7），在有些油田相关系数可达0.96。其实这不难理解，经验表明，组成岩石骨架的泥质、粉砂、粉细砂都具有一定的自然放射性，尤以粒径最小的泥质放射性含量最大。在储集层的范畴内，自然伽马测井显示之所以与砂岩粒度变

化有比较密切的关系，是因为粒径大小反映了吸附放射性元素的能力，反映沉积速度和环境的变化。可以证明，除快速堆积的粗相带外，砂岩粒级的累积曲线基本服从正态分布，粒度中值则为均值。因此粒度中值直接与自然伽马数值建立关系，无论从沉积原理或数理统计角度来看都显得更为匹配。根据实际取心资料的对比，推导出相应的经验方程，其基本形式如下：

$$\lg M_d = C_0 + C_1 \cdot \Delta GR \qquad (C_1 < 0) \qquad (7\text{-}10)$$

式中ΔGR为自然伽马相对值，由下式给出：

$$\Delta GR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \qquad (7\text{-}11)$$

式(7-10)中C_0和C_1为经验系数。C_0为所选取的GR_{min}相应层段的平均粒度中值(M_{d_0})的对数值，M_{d_0}相当于该井段以层为单位统计的粒度中值的最大值、则：

$$C_0 = \lg M_{d_0} \qquad (当 GR = GR_{min})$$

C_1由另一个边界点的粒度中值确定之，由下式给出：

$$C_1 = -1.75 - C_0 \qquad (7\text{-}12)$$

采用我国东部三个油田的实际资料，对上述方程进行验证，计算粒度中值的平均误差约为±0.12。

应该指出，关于粒度中值与自然伽马曲线之间有良好的相关性，目前已被国内外更多油田的实际资料所证实。图7-8就是其中的一例，选自阿尔及利亚三叠系地层。从图中

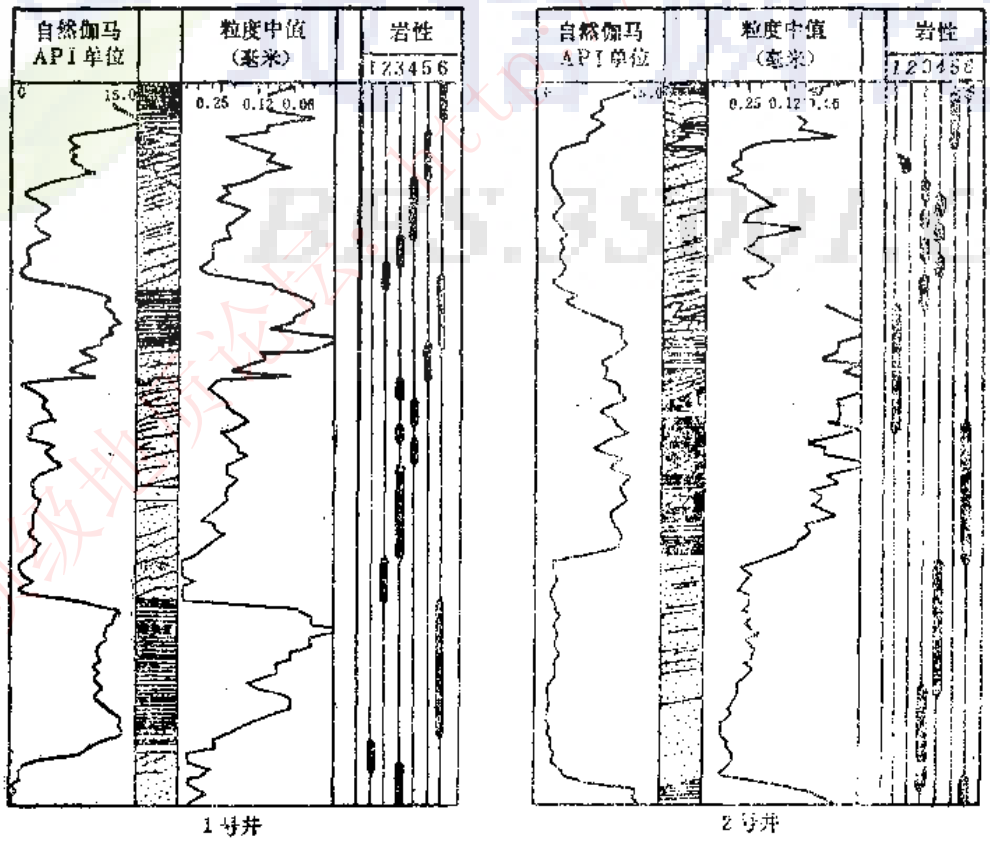


图 7-8 粒度中值与自然伽马曲线的相关性

1—泥质砾岩；2—砂质砂岩；3—交错层砂岩；4—纹层状砂岩；5—微型交错层砂岩；6—页岩

可以看出，自然伽马曲线与实测的粒度中值有良好的相关关系。

当然，如果地层富集某些放射性矿物，则不能采用普通自然伽马曲线进行计算。在这种情况下，采用自然伽马能谱测井的钾、钍含量曲线，往往能够提供比较准确的计算结果。

已经证明，应用这一方法计算粒度中值，在陆相沉积地层效果普遍较好，海相地层也可望有较好的收获。对于快速堆积的粗相带或钙质富集层，效果则明显变差，可采用自然电位与中子伽马曲线相结合的方法，以改善其效果。中子伽马法的解释方程与方程(7-10)相仿：

$$\lg M_d = E_0 + E_1 \Delta NG \qquad (E_1 > 0) \tag{7-13}$$

式中，ΔNG为中子伽马相对值，由下式给出：

$$\Delta NG = \frac{NG - NG_{min}}{NG_{max} - NG_{min}} \tag{7-14}$$

式中：NG_{min}和NG_{max}——为中子伽马曲线的最小和最大值，分别用纯泥岩和致密砂岩确定；

E_0与E_1——经验系数。

自然电位法的解释方程有两种形式，可根据地区的地质特点进行选用。

$$M_d = N_0 + \frac{N_1}{1 + \Delta SP} = N_0 + \frac{N_1}{2 - \alpha} \tag{7-15}$$

或

$$\lg M_d = C_0 + C_1 \cdot \Delta SP \qquad (C_1 < 0) \tag{7-16}$$

式中：ΔSP——自然电位相对值；

α——自然电位的缩减系数。

$$\Delta SP = \frac{SP - SP_{sh}}{SP_{sd} - SP_{sh}} = (1 - \alpha) \tag{7-17}$$

式中，SP_{sh}、SP_{sd}分别为纯泥岩和纯砂岩的自然电位数值，经验系数C_0、C_1与方程(7-10)中的系数等同，方程(7-15)的经验系数N_0、N_1，可由下式解出：

$$\begin{cases} N_0 + N_1 = M_{d0} \\ N_0 + \dfrac{N_1}{2} = 0.02 \end{cases} \tag{7-18}$$

式中M_{d0}是与SP_{sd}相对应的以层为单位的粒度中值。

总之，粒度中值是地层的一个重要特性，确定其数值，对于计算束缚水饱和度和渗透率，评价油气层和研究沉积相都有着重要的意义。

整个计算过程，包括计算粒度中值，束缚水饱和度，含水饱和度和渗透率等参数，都已编成完整的计算机解释程序。其中渗透率的解释方程，也是根据我国八个油田4573块岩心的实测数据，在数理统计基础上推导的基本关系式。实际应用表明，它不但能够提供与岩心分析相关性较好的渗透率数据，而且应用范围比较广泛的。

三、成果显示与解释原则

可动水分析法的成果显示具有形象直观的特点，便于解释人员分析。通常有两种形式：重叠法与交会法。交会法适用于人工解释，是由S_{wi}(纵座标)与S_w(横座标)组成的交会图，如图 7-9 所示，可直观指示产层的含油性和判明可动水。对于落在图上45°线附近的点，由于基本满足$S_w = S_{wi}$，因而$S_{wm} = 0$，说明生产过程中不会出水。

随着含水饱和度增加，由油层—低产油层—干层（当S_{wi}>75%左右，则为干层）最后趋于泥点，如图上箭头所示。对于落在45°线右下方的点，始终满足$S_w > S_{wi}$，因而$S_{wm} > 0$，产水特征明显，含水率随着S_{wi}/S_w比值减小而增大。如箭头方向所示，为油层—油水同层—水层。

图 7-10是渤海湾地区下第三系地层四口井实际资料绘制的S_{wi}—S_w交会图，能够十分清楚地区分油水层。尤其是判断低含油饱和度油层，效果较好。如图中第 8～11、19、33～35等层，虽然含水饱和度十分高，有的原被解释为油水同层，但都经试油证实为油层。

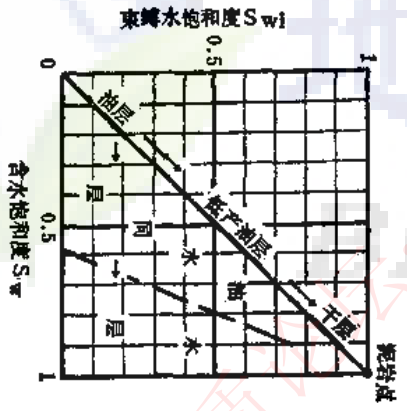


图 7-9 S_w—S_{wi}交会示意图

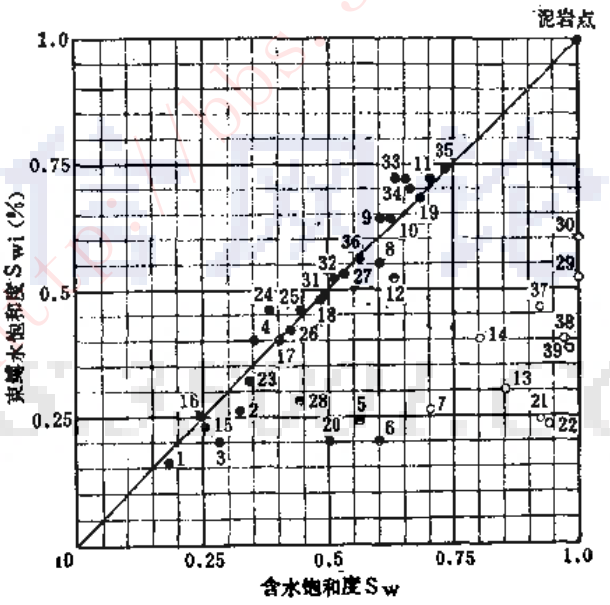


图 7-10 应用S_w—S_{wi}交会图评价油水层实例
（根据四个油田实测资料绘制）

重叠法是把S_w与S_{wi}参数以曲线形式表示，以统一的刻度和基线显示在成果图上的一种方法，如图 7-11所示。如果S_{wi}与S_w基本重叠（即$S_{wi} \approx S_w$），表明产层不含可动水，是油气层的显示，若S_{wi}很大，则趋于干层。如果出现$S_w > S_{wi}$的幅度差，表明产层含有可动水，其含量随着幅度差增加而增大，是油水同层或水层的显示标志，出现$S_w < S_{wi}$的幅度差，是由于计算的S_w与S_{wi}参数不够匹配引起的，不过常常可做为指示典型油层的标志。成果图显示内容同样由左向右分为四道。

第Ⅰ道和第Ⅱ道：分别为地层体积分析和流体体积分析，其内容与常规的成果图相同。

第Ⅲ道：可动水分析

显示地层的含水饱和度(S_w)和束缚水饱和度（S_{wi}）重叠曲线。直观指示地层的含油性和可动水含量。

第Ⅳ道：产层特性

显示地层的粒度中值（M_d），渗透率（k）和泥质含量（V_{sh}）曲线。

解释原则初步确定如下：

油层

①$S_{wi} \doteq S_w$，则$S_{wm} \doteq 0$，表现为S_{wi}与S_w曲线基本重叠。但是厚度大，含油饱和度高的典型油气层往往容易出现负差异。其原因主要是由于按亲水性地层来选择参数之故。

②$S_{wi} \leqslant 75\%$，$S_0 \geqslant 25\%$，满足$\phi \cdot S_0 > 0.05$者则认为有射孔价值。若$S_{wi} > 75\%$或$\phi \cdot S_0 \leqslant 0.05$者按干层处理（深部油气层除外）。

③具有一定的可动油量。

油水同层

①$S_w > S_{wi}$，$S_{wm} > 0$，表现为比较明显的正差异。正差异越大表示S_{wm}和产水率越高。

②具有一定的含油饱和度和可动油量。

水层

①S_w明显大于S_{wi}，正差异（$S_w > S_{wi}$）较大。

②含油饱和度趋于0或接近残余油饱和度，没有可动油量。

可动水分析法可用简明的方法评价成果的合理性。因此，在解释之前，应对成果的质量进行评价。其办法是在整个解释井段内选择易于识别的典型油气层，分析它们的计算结果是否满足$S_w \doteq S_{wi}$（若按亲水性地层选择参数，S_{wi}则应稍大于S_w）。否则就要分析原因，判断是S_w还是S_{wi}的计算结果不够合理。以便重新选择参数，对整个井段进行再次的运算，直到认为合理为止。

现列举一例。图7-12属于我国东部油田的一口井，目的层段为下第三系地层，岩性以粉砂岩为主，中等胶结，孔隙度约为18～25%，渗透率由10～1000毫达西，地层水矿化度高，油层的含油饱和度相对较低。利用可动水分析法显示油水层清楚，如图7-12所示。2346～2397米S_w与S_{wi}基本重叠，为主要的油层段，测试结果与解释结论吻合，日产油354吨（畅喷）。2433～2438米有明显的可动水显示，为典型水层。

四、应用及其特点

“可动水分析法”是对现有的评价油气层方法的改进和发展。由于它既有比较可靠的理论依据，又有比较完整的解释逻辑，因此投产以来，在两年的时间里，取得了良好的地质效果。到目前为止，已经应用这种方法解释了我国东西部20个油田（地区）300多口井，其中主要为新区（块）的第一批探井和油气层不易判断的疑难井，以及由于油田注水开发造成地下条件复杂化的开发调整井和检查井等，并获得比较高的成功率。例如，对已经有试油结果的15个油田74口井348个解释层分析表明，可动水分析法的解释结果与试油结果相符合者达320层，符合率在90%左右。分析其应用情况，主要特点是表现在对三种解释疑难课题的突破。

087114

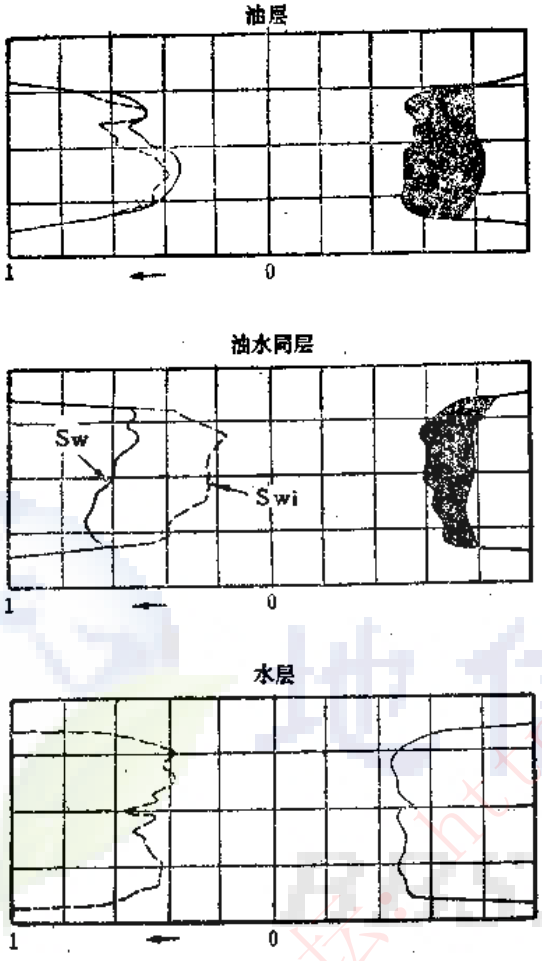


图 7-11 S_w—S_{wi}重叠示意图

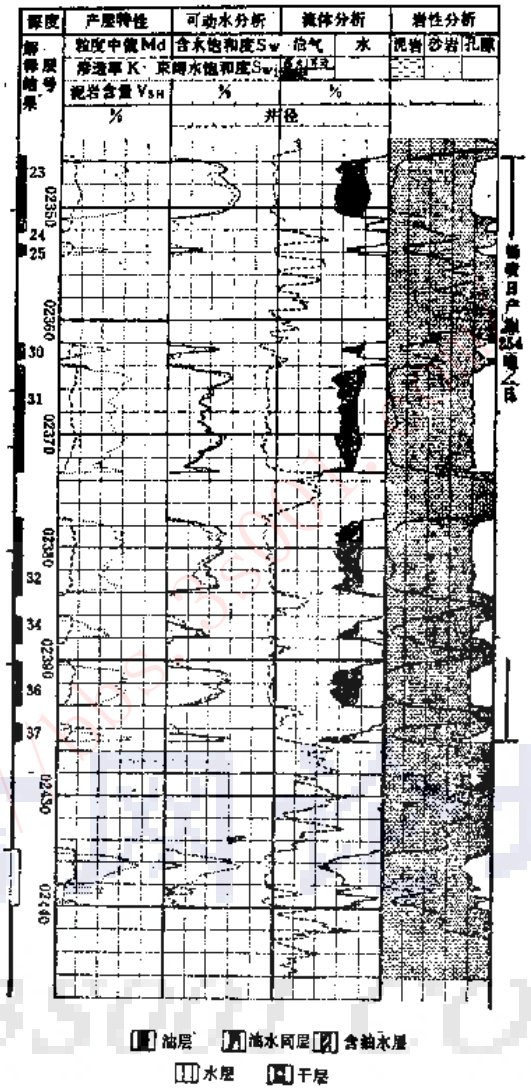


图 7-12 文10-2井解释成果图

1.低电阻率油气层的解释

低电阻率油气层往往见于许多油田粉砂或泥质砂岩地层中。由于具有高束缚水含量特点，含油饱和度普遍低于50%，相应降低了测井信息对油气层的分辨率，因而容易解释偏低和遗漏。已经证明，采用“可动水分析法”则能在颇大程度上改善这种情况，在提高低电阻率油气层的解释成功率方面，取得了较好的效果。现列举几例。濮阳地区的主要含油层系为沙二、三段地层，由于岩性细、以粉砂为主，粘土含量普遍较高，因此在有些层段低电阻率油气层发育。例如濮城油田沙二上，文留油田沙二段第七砂层组和沙三段第十砂层组等，其电阻率甚至小于1欧姆米，视含油饱和度也在30%左右，是我国目前比较典型的低电阻率油层，由于油层电阻率与水层接近，有时甚至低于周围泥岩的电阻率，给划分油水层带来不少困难。采用“可动水分析法”之后，这种情况有了较好的改善，先后成功地解释了一些具有低电阻率油气层的探井和生产井，它们分布于濮阳、利津、商河西、苏北、柯克亚等地区，解释成功率相当高。例如图7-13是文留油田下第三系地层一口井的解释成果图，该井的第35层是一个典型的低电阻率油层，视电阻率约为0.9欧姆米，不仅

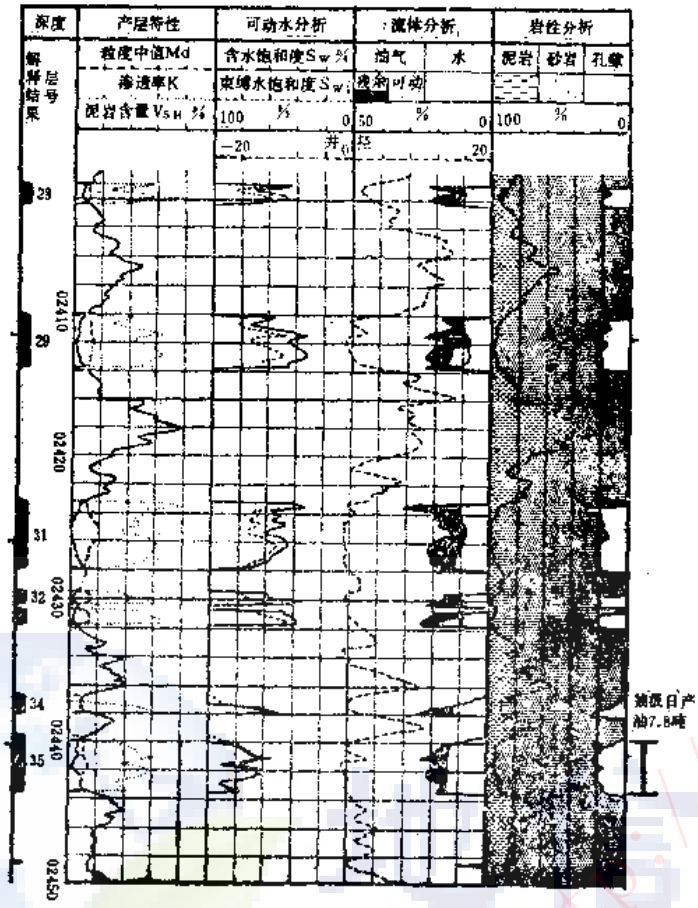


图 7-13　文10-22井解释成果图

小于周围泥岩的电阻率而且与同样条件的水层接近（见图7-14）。视含油饱和度约为30～35%，油层特征不明显。但是，对于这种类型的油气层，采用“可动水分析法”则能提供比较明确的答案。根据图7-13的显示，第35层不含可动水（S_w与S_{wi}重叠），可以比较肯定地解释为油层。经测试，日产油7.8吨，无水，证实为油层。对第35层进行扫描电镜分析，表明引起油层低电阻率的原因，除了与地层水矿化度高达30万ppm有关外，更主要是由于组成岩石骨架的颗粒粒径小和以水云母、蒙脱土为主的粘土矿物普遍充填于粒间孔隙，形成以微小孔隙为主的孔隙系统和具有高束缚水含量的特点。

利津油田也是一个具有低电阻率油层的油田，应用可动水分析法也在第一批探井中成功地解释了油层。例如利8井的第18、20层，利10井的第7～10层等。图7-15为利10井的解释成果图。由于束缚水含量高，油层电阻率与水层接近，因此从第7层开始，原人工解释为油水同层（7～9层）、含油水层（10层）和水层（11层）。然而，在S_w—S_{wi}重叠图上油层特点明显，都应解释为油层。经射开其中的8～10层测试，日产油34吨，肯定了可动水分析法解释的正确性。

此外，在柳泉、跃进、南疆等油田的应用也都取得较好地效果。分析了我国6个比较典型的低电阻率油气层发育的油田，在有试油结果的29口井191个解释层中，可动水分析法的解释结果与试油结果相符为175层，符合率为91.6%。

2.解释界限层和划分油水过渡带

众所周知，如何掌握油气层的界限是解释工作的一个难点，因为油气层的含油饱和度界限是随着产层束缚水含量的变化而变化。对于这一问题，可动水分析法也能提供比较明确的答案。实际应用表明，它不仅能够指示处于界限附近的油气层是否会含水，而且能提供含水率高或低的相对概念。现举其中一例：

图7-16的解释井段同样为文留油田下第三系地层。图中的第46～49层属于该地区渗透率和孔隙度都比较高的产层。因此，与其上部的油层相比，电阻率相对较高，视含油饱和度达65%左右，原人工解释为油层。然而，在S_w—S_{wi}重叠图上，$S_w > S_{wi}$，产水特征明显，应解释为油水同层。扫描电镜分析也证明具有束缚水相对较低的特点，主要是粘土含

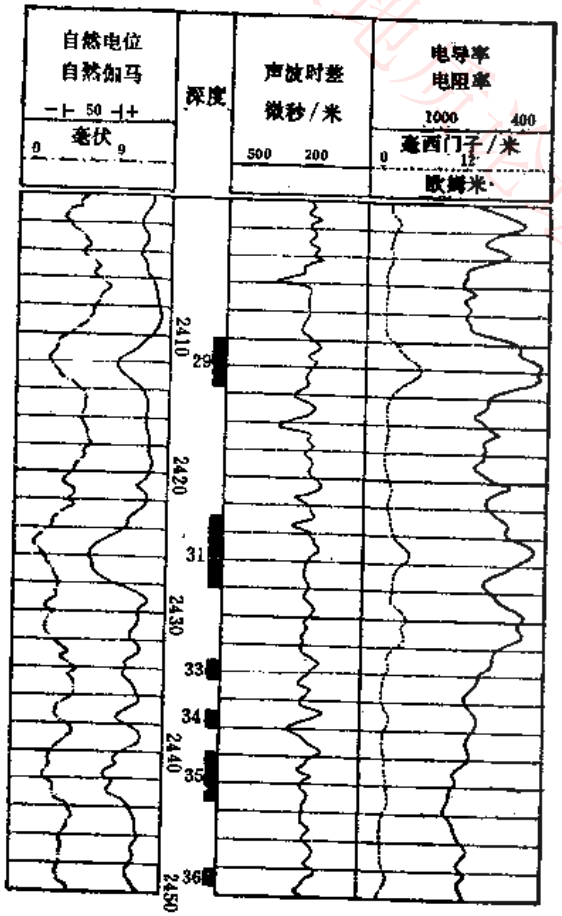


图 7-14　文10—22井测井曲线图

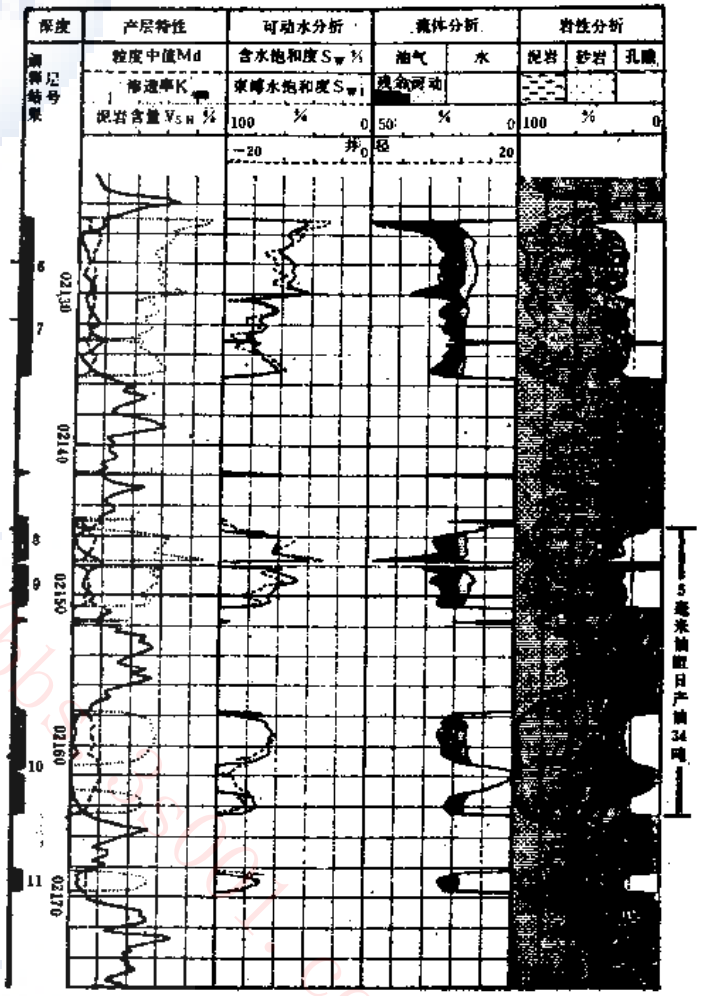


图 7-15　利10井解释成果图

量少，并以高岭土为主，孔隙半径也相应较大。测试结果，日产油57.8吨，产水57方，与解释结论吻合。这一例子说明可动水分析法能够较好地划分界限层。

在划分油水过渡带方面，可动水分析法也显示出自己的特色。它不仅能给出油水界面的位置，而且能直观指示过渡带含水率的变化，以孤岛油田为例。

图7-17属于孤岛油田上第三系地层。岩性以细砂岩和粉细砂岩为主，具有弱胶结、高孔隙、高渗透和强亲水特点。根据可动水分析法的成果显示，说明有两个油水系统；油水界面分别为1348和1366米。解释结果与地区性的油水规律吻合。这一例子说明应用可动水分析法能够十分清楚地划分油水过渡带和油水界面。另外在濮阳地区沙四段划分气水过渡带和确定气水界面也见到比较好的效果。

3.指示水淹油层

正确评价水淹油层是油田二次采油面临的一个突出课题。水淹后由于油层内部含液性质和孔隙结构的一系列变化，要根据现用的测井系列区分水淹油层，仍然是一件比较困难的工作。可动水分析法之所以在指示水淹油层方面有较好的效果。是因为水淹层的实质是以注入水替代油层中的一部分或大部分可动油。虽然水淹后地层水混合液的电阻率不易确定，计算结果不能如实反应“剩余油”饱和度。但是由于注入水的电阻率总是小于油的电阻率，即使采用趋近于原生水的电阻率计算含油饱和度，也有可能低于由（1—S_{wi}）反映出的原始状态下含油饱和度值。所以水淹油层在S_w—S_{wi}重叠图上，会显示一定量的可动水，并成为指示水淹油层的依据。其特点是，往往在高渗透率的水淹部位，有比较明显的可动水显示，有时不完全与一般油水同层相同。

例如，广利油田是一个开发调整的重点地区。四年前开始投入注水，先后注淡水和污水，地下情况复杂。最近采用“可动水分析法”解释水淹油层，获得比较高的成功率。在已测试的7口井11个解释层中，解释结果与试油结果几乎都比较符合。其中菜1-检2井是水淹区的一口检查井，在“S_w—S_{wi}”重叠图上（图7-18），原来的油层井段普遍有可动水显示（S_w>S_{wi}），证明都有不同程度的水淹。对其中的第8、9层进行测试，测试井段为2661.1～2672.9米，日产油70吨，日产水9.5方，与解释结果一致。

胜一区也是一个长期注水开发的油田，在已测试的9口井38个解释层中，试油结果与可动水分析法的解释结果相符为33层。其他不符合的5个层，主要集中于2口井，1-1-检53井就是其中之一。根据图7-19的解释成果图显示，该井测试结果与解释结果相符的有第19层上部，第18、11、10、4层。其中解释油层获得高产有19层上部（日产油279吨）及11层（日产油130.9吨）。另外，第18层和第4层原综合解释为油层。但在S_w—S_{wi}重叠图上有明显的可动水显示，是比较肯定的水淹层。分别对18层的上下部进行测试，射孔深度为2019.0～2020.0米和2023～2024.2米，上部含水率为76%，下部含水率为95.5%。第4层经过测试，含水率也达42.7%，证明“可动水分析法”解释的正确性。解释结果与试油结果不符合有第3、7层。分析其原因可能是由于油田水在运动过程中，溶解于水中的U^{+6}（六价铀）离析并沉淀于岩石骨架，造成某些产层的自然伽马曲线有高异常显示。在这种情况下，最好采用自然伽马能谱曲线进行解释，或者采用自然电位做为辅助曲线。

五、 地质应用的发展

现代测井技术的地质应用已经十分广泛，其发展趋势是不断扩大和提高利用测井信息

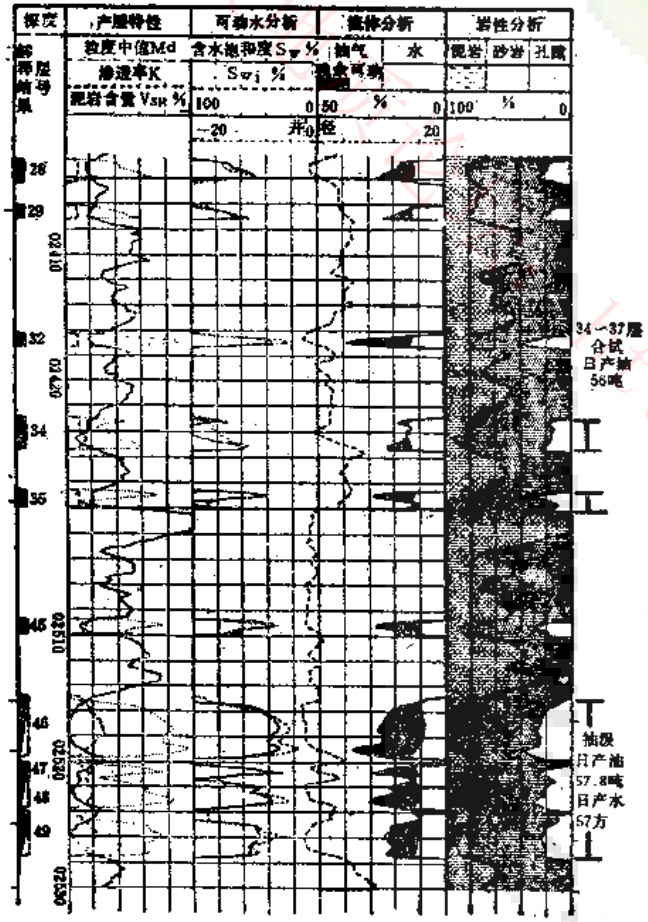


图 7-16　文57井解释成果图

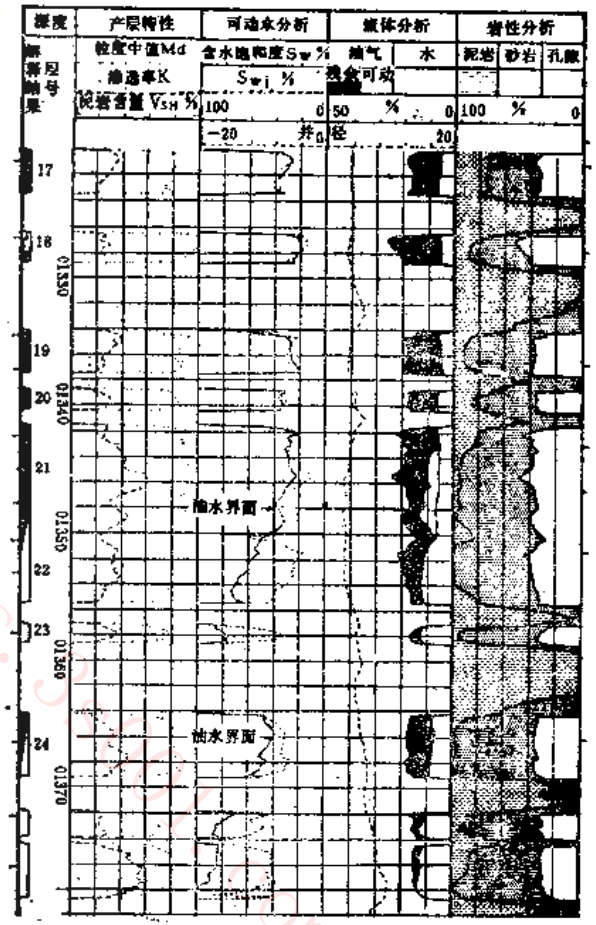


图 7-17　划分油水过渡带实例

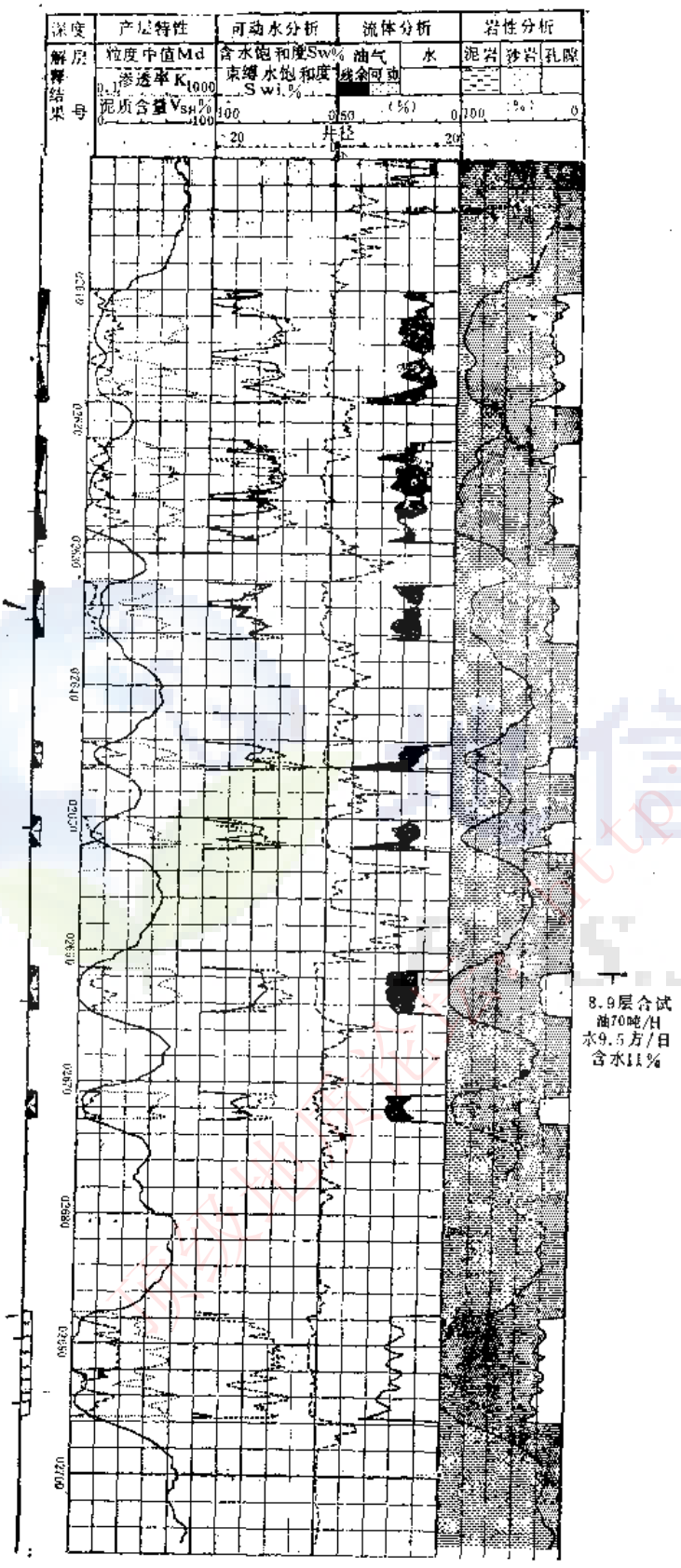


图 7-18　莱1-检 2 井解释成果图

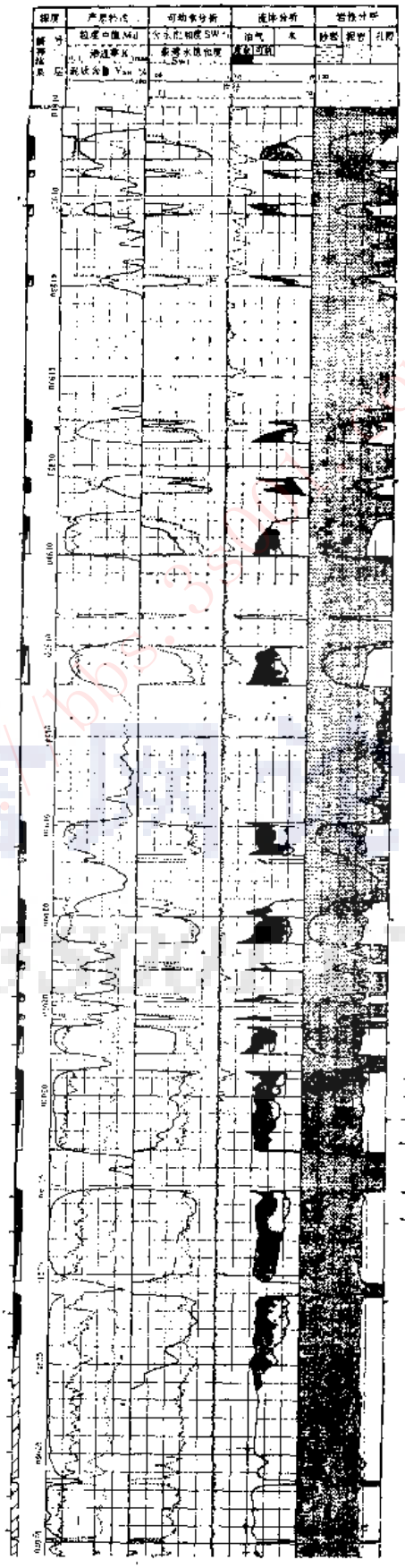


图 7-19　1-1-检53井解释成果图

计算反映地层重要特性的地质参数的数量和准确度，以达到综合评价油田和储集层的目的。“可动水分析法”不仅是评价油气层的一种有效方法，而且已经向综合评价油田的方向发展。它能够提供一系列静态和动态参数，如束缚水饱和度，粒度中值，油水的相对渗透率，产层含水率，驱油效率等，也有可能用于预测油层产量，计算采油指数和孔隙喉道半径中值。它们都是描述产层动态特性、沉积相、产层孔隙结构和油田采收率等方面的重要参数，也是测井地质应用急待发展的新领域。由于大部分方法仍处在验证阶段，下面只介绍几种主要的方法。

1.油、水的相对渗透率（K_{ro}、K_{rw}）

束缚水饱和度解释方程的建立为利用测井资料计算油、水的相对渗透率提供了现实性。根据（7-1）、（7-2）式，当地层只含油和水（不含天然气）时，K_{ro}与K_{rw}主要取决于S_w、S_{wi}和S_{or}。显然，这三个参数都可以通过测井资料求出。因此，只要根据地区特点和必要的实验确定经验系数m、n、j，就能够达到利用（7-1）、（7-2）两个方程式计算K_{ro}和K_{rw}的目的。

2.油、水的有效渗透率（K_{oe}、K_{we}）

计算K_{ro}、K_{rw}之后，可应用下式分别计算K_{oe}和K_{we}。

$$K_{oe} = K \cdot K_{ro} \tag{7-19a}$$

$$K_{we} = K \cdot K_{rw} \tag{7-19b}$$

式中K为绝对渗透率，可由测井资料求出。

3.产层含水率(F_w)

产层的含水率(F_w)可用下式表示

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \tag{7-20}$$

式中A为粘度比μ_w/μ_o，可根据一定的试采资料确定之。

4.产层驱油效率(P)

产层的驱油效率是度量油层采出程度的一个参数。若油层经过一阶段的开采，剩余油饱和度为S_{or}，开采前的原始含油饱和度为S_o，则油层的驱油效率为：

$$P = \frac{S_o - S_{or}}{S_o} \tag{7-21}$$

当油田经一次或二次采油之后，可以通过计算检查井的驱油效率评价每个采油层的采出程度。其方法是利用测井资料算出检查井每一采油层的束缚水饱和度S_{wi}（油层原始含油饱和度$S_o = 1 - S_{wi}$）和剩余油饱和度S_{or}以便求出油层的驱油效率P。

5.预测油层产量

采油指数是表示油井产能的重要参数，定义为单位压差的产量。采油指数（$Q/\Delta P$）一般可由下式求出：

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi h \cdot K_{oe}}{\mu \ln \frac{R}{R_c}} \tag{7-22}$$

式中：Q——产量；

ΔP——生产压差；

h——油层有效厚度；

μ——粘度；

R——泄油半径；

R_c——井径。

式(7-22)中的h、K_{oe}、R_c可由测井资料求出，μ可根据一定的试采资料确定之，R则与井距有关，可按油田开发井网提供这一数据。这样就有可能利用测井资料求出每个油层的采油指数，达到预测油层产量的目的。

当然“可动水分析法”也和其他解释方法一样，有其局限性。一般说来，“可动水分析法”目前只适用于砂泥岩剖面，对于含灰质过重的地层，效果则明显变差。因为灰质是对自然伽马曲线计算粒度中值的一种干扰。在指示淡水水淹层方面，效果也不如污水水淹层好。关键问题在于如何求准水淹后的剩余油饱和度。另外，对于S_w与S_{wi}的计算方法，还有待于进一步完善，以便更好地提供匹配的S_w、S_{wi}参数。

应该指出，最近发展了一种多功能的测井解释系统——组合分析解释程序，已经能够实现上述的解释功能。这一解释系统不仅可用于确定相渗透率、产水率、产能以及反映孔隙结构等多种参数，而且可用常规测井系列，确定产层的剩余油饱和度、驱油效率，定量分析水淹层的水淹厚度、部位和程度，并预测其产水率。

第二节　测井多参数评价油气层

随着孔隙度测井方法的发展及采用了数字处理技术，建立了各种地质-物理模型与相应的测井响应方程并采用电子计算机处理庞大的测井数据，从而得到地层的矿物成分、泥质含量、孔隙度、含水饱和度、油气密度、渗透率、冲洗带可动油气等参数，这就比手工解释明显地提高了评价油气层的能力。

这一方法的特点是采用多个能反映油、水层规律的参数，包括含油饱和度、孔隙度、反映砂岩颗粒粗细或泥质含量的岩性系数，并提出一项能反映地层侵入带中油、水分布规律的侵入系数，同时，把原油粘度作为一个条件参数。然后，应用判别分析这一统计方法，从大量观察数据出发，自动提取信息，对选用的样本进行最优地区分油层、油水同层、水层；采用相应的计算机程序进行处理，最后在成果图上连续、清楚地显示出各储集层的油气评价结论。

目前这一方法在我国东部地区若干油田中进行了大量验证，其处理程序已广泛用于生产解释，取得了良好的地质效果。尤其在低含油饱和度油层与油、水界限层中，显示了比常规的评价方法明显得多的优点。

一、泥质砂岩油气层规律

原始静态条件下，泥质砂岩油气层的规律可以利用大量的钻井取心分析资料进行研究。通过对油基泥浆取心井239块油层岩心样品分析资料的研究，可以找到油气层的规律。用相关分析方法研究了束缚水饱和度、孔隙度、渗透率、泥质含量、砂岩粗细等各项参数之间的相关系数，见下表。

表 7-1 各地质参数之间的相关系数表

参数 \ 相关系数	渗透率	孔隙度	束缚水饱和度	电阻率	碳酸盐含量	泥质含量	分选系数	粒度中值
渗透率	1	0.316	-0.464	0.533	-0.118	-0.537	-0.272	0.839
孔隙度		1	-0.819	0.320	-0.332	-0.603	-0.418	0.365
束缚水饱和度			1	-0.576	0.198	0.67	0.306	-0.602
电阻率				1	-0.028	-0.464	-0.156	0.596
碳酸盐含量					1	0.13	0.015	-0.153
泥质含量						1	0.478	-0.698
分选系数							1	-0.245
粒度中值								1

从研究中可以了解：岩性参数之间存在着较好的相关性。砂岩的颗粒粗细与泥质含量的相关系数$\gamma = -0.698$；泥质含量与分选系数的相关系数$\gamma = 0.478$。这表明它们主要受沉积环境控制。能量愈低、岩性愈细、泥质含量愈高。砂岩的颗粒粗细（粒度中值大小）与束缚水饱和度、渗透率、孔隙度等关系密切，表明砂岩的岩性参数控制了其它一些参数。显然，岩性粗的油层，其束缚水饱和度低，岩性细的泥质粉砂岩油层，其束缚水饱和度高。因此，我们采用了含油饱和度，孔隙度，岩性系数（或泥质含量）作为评价油、水层的判别信息。

在一定压差下，一口井内地层产液动态条件下的油、水层规律可以用油、水两相渗流理论来描述。考虑到弹性的油、水在多孔介质中的流动方程所表明的油、水的流量是压差、含水饱和度、渗透率等一系列参数的函数。

$$q = F(h, S_w, \beta^*, \nabla p, k, t, K_w, K_o, \mu_w, \mu_o) \tag{7-23}$$

式中：q——油与水的流量；

h——地层厚度；

S_w——含水饱和度；

β^*——综合压缩系数；

p——地层压力；

K——绝对渗透率；

t——时间；

K_w、μ_w——水的相对渗透率与粘度；

K_o、μ_o——油的相对渗透率与粘度；

∇——哈密顿算子，$\nabla = \frac{\partial}{\partial x}i + \frac{\partial}{\partial y}j$。

显然，地层中的油与水的产量不仅与压差（工作方式）、地层厚度、渗透率、含水饱和度、油与水的粘度等有关，还和油、水的相对渗透率有关。这些影响油、水产量的因素都已在大量的试油工作中得到证实。根据目前的物理实验，在多孔介质中相对渗透率K_r是一多元函数：

$$K_r = f(S_w, \frac{\mu_o}{\mu_w}, \alpha, \theta) \tag{7-24}$$

可以知道，相对渗透率是含水饱和度的单值函数，它还受砂岩的润湿性（θ为润湿系数）、孔隙结构（α为其特征参数）、以及油与水的粘度比的影响。这些影响因素也正是油藏工程师们目前关心和探讨的课题。

当井筒内泥浆重力大于地层压力而在井壁形成压差时，泥浆因失水而使其滤液注入渗透层。对于含油砂层，在井壁附近的油、水运动情况可以用贝克莱-列维尔特驱油理论来研究。

$$r^2 - r_2^d = \frac{1}{\phi \pi h} \cdot \frac{\partial f}{\partial s_w} \int_{t_0}^{t} Q(t)\,dt \tag{7-25}$$

式中：r——某一含水饱和度面的半径；

r_d——井眼半径；

h——地层厚度；

ϕ——孔隙度；

t——泥浆侵泡时间；

Q(t)——泥浆滤液注入流量；

f——含水率。可由下式表示：

$$f = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{K_o}{K_w}}$$

$$\frac{\partial f}{\partial s_w} = \frac{(\mu_w/\mu_o)(K_o/K_w)b}{[1 + (\mu_w/\mu_o)(K_o/K_w)]^2}$$

其中b为系数。

因此，提出测井侵入系数来反映泥浆滤液侵入油层，油水同层、水层而造成油、水分布不同的规律，即反映它们之间的差异。原油粘度也可作为评价油、水层的一个条件参数。

浅探测电测井R_i反映半径为r_i侵入带内的含水饱和度S_i，深探测电测井R_t反映地层中原始含水饱和度S_w、显然，S_w/S_i反映了含油层中泥浆滤液侵入地层后的分布情况。应用阿尔奇公式容易导出：

$$\frac{S_w^2}{S_i^2} = \frac{R_t}{R_t} \cdot \frac{R_w}{R_f}$$

设侵入系数 $A = \frac{R_i}{R_t} \cdot \frac{R_w}{R_f} = \frac{S_w^2}{S_i^2}$ (7-26)

式中R_f为浅探测电测井探测范围内地层水与泥浆滤液混合液体的电阻率。

显然，侵入系数A在一定程度上反映了油、水的相对渗透率。

综上所述，在一定的测试条件下，某一砂层产油或水，以及产量的大小，将取决于多个地质参数。如果单独以含油饱和度这一参数来评价地层时，可以发现：一般油层的含油饱和度为60～90%，但是，有的纯产油的砂层含油饱和度可以低至40%左右，甚至更低。而有的纯出水的砂层（取心观察明显含油）含油饱和度可达40%，甚至更高。对于这种低含油饱和度油层、高残余油饱和度的水层和油水同层，仅仅用含油饱和度这一参数与解释者的经验来进行油气评价是十分困难的。因此，采用多个有效的参数就使解决这一问题成为可能。

二、两种判别分析方法

从大量观测数据出发，进行信息的自动提取，然后，对研究的事物进行归类判别，这就是判别分析要解决的问题。例如天气预报中应用各种大气物理观测资料进行晴天、阴天、雨天的预报，我们用前述地层各项有效的地质、测井参数进行油层、油水同层、水层的预测解释。

判别分析是多元统计中应用较广的一个分支；在进行判别分类时，由于假设前提、判别依据以及处理手法的不同，可以有不同的数学模型。实践证明，基于贝叶斯（Bayes）准则建立的判别模型与逐步判别方法，是一种有效的计算方法。费歇（Fisher）意义下的判别分析也是常用的计算方法。

三、基于贝叶斯(Bayes)准则的判别分析

假设由P个参数X_1、X_2……X_p组成的每一个个体都来自N个母体A_1、A_2……A_N中的一个。把每一个个体写作$X(X_1、X_2……X_p)$。设各母体$A_g(g=1、2……N)$的概率密度$f_g(X)$与先验概率q_g已知，（先验概率可以理解为从N个母体随机地取出一个样品是属于那一个母体的概率），在P维的欧氏空间R上对每一个个体的分类都可能存在错分现象。定义一个分法的“错分平均损失”为：

$$\sum_{g=1}^{N} q_g \{ \sum_{h \neq g}^{N} L(h \mid g) P(h \mid g) \}$$

使上述损失最小的分法称为“贝叶斯”。

对于空间R_h的任一种划分方法都可能错分，$L(h \mid g)$表示个体X实属于A_g，今错分到A_h所造成的损失，约定$L(h \mid g)=0$（当$h=g$），$L(h \mid g)>0$（当$h \neq g$）。

$P(h \mid g)$为相应的错分概率

$$P(h \mid g) = \int_{R_h} f_g(X)\,dx$$

可以证明，若

$$E_h^*(X) = \min_{1 \leqslant h \leqslant N} \{ E_h(X) \}$$

则把个体X划归为A^*_h类，这样的分法即为贝叶斯解。

上式中$E_h(X) = \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq h}}^{N} q_g f_g(X) L(h \mid g)$

设错分损失相等$L(h \mid g)=1$，则可把上式简化为：

$$E_h(X) = \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq h}}^{N} q_g f_g(X)$$

显然，能使上式最小的h，也能使$q_h f_h(X)$最大，也即使后验概率（条件概率）$P(h \mid X)$最大。

$$P(h \mid X) = \frac{q_h f_h(X)}{\sum_{g=1}^{N} q_g f_g(X)}$$

换言之，判别分类直接依赖后验概率，可建立判别函数：

$$q_g f_g(X) \quad g=1,2\cdots\cdots N$$

$$\text{如果} \quad q_{g^*} f_{g^*}(X) = \max_{1\leqslant h\leqslant N}\{q_g f_g(X)\}$$

则把个体X划归为母体$A^*_{g^*}$。

1.正态母体的判别

正态母体的密度函数可写为：

$$f_g(X)=\frac{|S^{-1}|^{1/2}}{(2\pi)^{p/2}}\exp\left[-\frac{1}{2}(X-X_g)'S^{-1}(X-X_g)\right] \tag{7-27}$$

式中，S为协方差矩阵，S^{-1}为矩阵S的逆矩阵，$|S^{-1}|$为其行列式。

$$S=(S_{ij})=\begin{Bmatrix} S_{11}S_{12}\cdots\cdots S_{1p} \\ S_{21}S_{22}\cdots\cdots S_{2p} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ S_{p1}S_{p2}\cdots\cdots S_{pp} \end{Bmatrix}$$

$$S_{ij}=\frac{1}{M-N}\sum_{g=1}^{N}\sum_{h=1}^{n_g}(X_{jgh}-X_{jg})(X_{jgh}-X_{jg})$$

$$i,j=1,2\cdots\cdots P$$

式（7-27）中$(X-X_g)'$为向量$(X-X_g)$的转置向量，个体的观测参数记为X_{igh}。

$i=1,2\cdots\cdots P$　参数（变量）个数；

$g=1,2\cdots\cdots N$　母体个数；

$h=1,2\cdots\cdots n_g$　个体的个数（或观测次数）；

X_{igh}表示为第i个参数（变量）在第g个母体中的第h个个体（第h次观测）的观测值；

M　为总的观测参数（总的观测次数），$M=n_1+n_2+\cdots+n_N$

分类平均值向量$X_g=(X_{1g},X_{2g}\cdots\cdots X_{pg})$

组内每个变量的平均值为：

$$X_{ig}=\frac{1}{n_g}\sum_{h=1}^{n_g}X_{igh}$$

进行判别时，我们只关心寻求使判别函数$g_g f_g(X)$最大的g。因此，可取对数

$$\begin{aligned}\ln[q_g f_g(X)]&=\ln q_g+\ln f_g(X)\\&=\ln q_g+\ln\frac{|S^{-1}|^{1/2}}{(2\pi)^{p/2}}-\frac{1}{2}(X-X_g)'S^{-1}(X-X_g)\\&=\ln q_g+\ln\frac{|S^{-1}|^{1/2}}{(2\pi)^{p/2}}-\frac{1}{2}X'S^{-1}X+X'S^{-1}X_g-\\&\quad-\frac{1}{2}X_g'S^{-1}X_g\end{aligned} \tag{7-28}$$

去掉与g无关的项，并记

$$C_g=S^{-1}X_g=(C_{1g},C_{2g}\cdots\cdots C_{pg})'$$

$$C_{ig}=\sum_{j=1}^{p}S^{ij}X_{jg}\quad i=1,2\cdots\cdots P\quad g=1,2\cdots\cdots N$$

$$C_{0g} = -\frac{1}{2}X'_g S^{-1} X_g$$

$$= -\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{p}\sum_{j=1}^{p} S^{ij} X_{jg} X_{ig}$$

$$= -\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{p} C_{ig} X_{ig}$$

式中，S^{ij}为逆矩阵S^{-1}的元素。

最后，得到判别函数

$$y_g(X) = \ln q_g + C_{0g} + C_{1g}X_1 + \cdots\cdots + C_{pg}X_p \qquad (7\cdot 29)$$
$$= 1, 2\cdots\cdots N$$

上式称为线性判别函数，C_{ig}称为判别系数。为了分类，可把个体$X = (X_1, X_2 \cdots X_p)'$的值代入上式中算出$y_1(X)$，$y_2(X)\cdots\cdots y_N(X)$，取其中最大者：

$$y_g^*(X) = \max_{1\leqslant h\leqslant N} \{y_g(X)\} \qquad (7\text{-}30)$$

则可把个体X划归第g*个母体。

实际上，一般采用判别函数$y_g(X)$计算后验概率$P(g \mid x)$，$g = 1, 2\cdots N$。选最大概率值的组号，把个体X划规该组母体。

为了计算方便，采用下式计算概率

$$P(g \mid x) = \frac{e^{y_g}(X)}{\sum_{h=1}^{N} e^{y_h}(X)} \qquad (7\text{-}31)$$

在计算机上改用下式计算

$$P(g \mid x) = \frac{e^{Y_g}(X)}{\sum_{h=1}^{N} e^{Y_h}(X)} \qquad (7\text{-}32)$$

$$Y_g(X) = Y_g(X) - \max_{1\leqslant h\leqslant N} \{Y_g(X)\}$$

以上讨论的是正态母体、以及各母体协方差矩阵相等的情况，对于各正态母体协方差矩阵不相等可用式（7-28）计算，称为二次型判别函数。对于非正态母体的判别，例如二项分布母体的判别等问题，读者如有兴趣，可参考有关的资料。

检验多个母体的判别效果——威尔克斯WilksA准则。定义组内离差矩阵$W = (W_{ij})_{p\times p}$，组间离差矩阵$B = (b_{ij})_{p\times p}$和总离差矩阵$T = W + B$。

$$W_{ij} = \sum_{g=1}^{N}\sum_{h=1}^{n_g} (X_{igh} - X_{ig})(X_{jgh} - X_{jg})$$

$$b_{ij} = \sum_{g=1}^{N} n_g (X_{ig} - X_i)(X_{jg} - X_j)$$

$$t_{ij} = W_{ij} + b_{ij}$$

可使用WilksA准则

$$U = \frac{|W|}{|T|} = \frac{|W|}{|W+B|} \qquad (7\text{-}33)$$

检验它们的期望向量是否相等：$\mu_1 = \mu_2 = \cdots\cdots = \mu_N$，即检验这P个变量对于区分N个母体的能力。U是两个行列式之比，在单个变量的情况下，U是组内离差与总离差之比，显

然，U值愈小愈有利于N个母体的分类。因此，U可以看作是“判别能力”的度量。

由于U分布函数计算困难，实际计算时常用其它分布函数近似代替。

例如：

（1）Bartlett近似式

$$X^2[P(N-1)] \approx -K\ln U \tag{7-34}$$

式中：$K = M - 1 - \frac{(P+N)}{2}$。

（2）Rao近似式

在$P=1$、2（任意多个母体），或在$N=2$、3（任意多个变量）的情况下，该式是精确的公式。

$$F = (N-1, M-N) = \frac{1-U}{U} \cdot \frac{M-N}{N-1} \tag{7-35}$$

假设这个变量是X_j，此时，$U = W_{jj}/t_{jj}$，可得：

$$F(N-1,\ M-N) = \frac{t_{jj}-W_{jj}}{W_{jj}} \cdot \frac{M-N}{N-1} \tag{7-36}$$

这是组间方差与组内方差之比，众所周知，这是单因素方差分析中最基本的统计量。显然，F统计量可以代替U，F愈小则U愈大，区分N个母体的能力就愈强。

$$U_{i(L-1)}=\frac{t_{ii}(l)}{W_{ii}(l)}$$

2)在已选入的变量中考虑剔除可能存在最不显著的变量，在计算的$U_{i(L-1)}$中寻找最大者：

$$U_{i(L-1)}=\max_{i\in L}\{U_{i(L-1)}\}$$

作F检验

$$F[N-1,\ M-N-(L-1)]=\frac{1-U_{r(L-1)}}{U_{r(L-1)}}\cdot\frac{M-N-(L-1)}{N-1}$$

若$F\leqslant F\alpha$，则把X_r从判别函数中剔除。$F\alpha$可由自由度$N-1$与$M-N-(L-1)$，并在一定显著性水平下查表得到（或事先给出）。

如若$F>F\alpha$，则再从未选变量中选最显著的变量，即$U_{i(L)}$为最小者，

$$U_{r(L)}=\min_{i\in L}\{U_{i(L)}\}$$

作F检验

$$F(N-1,\ M-N-1)=\frac{1-U_{r(L)}}{U_{r(L)}}\cdot\frac{M-N-L}{N-1}$$

若$F>F\alpha$，则引入x_r。

3)无论X_r选入或被剔除，都用下述公式计算W，T矩阵。即消去其中的第r列。

先计算威尔克斯量 $U_{(L+1)}=U_L\cdot\frac{W_{rr}(l)}{t_{rr}(l)}$

然后，计算矩阵W、T，

$$W_{ij}^{(L+1)}=\begin{cases}W_{rj}^{(l)}/W_{rr}^{(l)} & i=r,\ j\neq r\\ W_{ij}^{(l)}-W_{ir}^{(l)}W_{rj}^{(l)}/W_{rr}^{(l)} & i\neq r,\ j\neq r\\ 1/W_{rr}^{(l)} & i=r,\ j=r\\ -W_{ir}^{(l)}/W_{rr}^{(l)} & i\neq r,\ j=r\end{cases}$$

$$t_{ij}^{(L+1)}=\begin{cases}t_{rj}^{(l)}/t_{rr}^{(l)} & i=r,\ j\neq r\\ t_{ij}^{(l)}-t_{ir}^{(l)}t_{rj}^{(l)}/t_{rr}^{(l)} & i\neq r,\ j\neq r\\ 1/t_{rr}^{(l)} & i=r,\ j=r\\ -t_{ir}^{(l)}/t_{rr}^{(l)} & i\neq r,\ j=r\end{cases}$$

至此，第$l+1$步计算结束，再重复①-③进行下一步计算。显然，开始几步（$l=1$，2，3……）可能都是引入变量，而其后几步可能相继剔除变量。

最后，进行判别分类。假设共引入L个变量，并得到$W_{ij}^{(l)}$

计算判别系数与判别函数

$$C_{ig}=\sum_{j=1}^{p}S^{ij}X_{ig}=(M-N)\sum_{j\in L}W_{ij}^{(l)}X_{jg}\qquad i_{(L,g)}=1,2\cdots\cdots N$$

$$C_{0g}=-\frac{1}{2}\sum_{i\in L}C_{ig}X_{ig}\qquad g=1,\ 2\cdots\cdots\cdots N$$

$$y_g(X)=\ln q_g+C_{0g}+C_{1g}X_1+\cdots\cdots+C_{Lg}X_L$$

$$g = 1, 2 \cdots\cdots N$$

若 $y_g^*(X) = \max_{1 \leqslant g \leqslant N} \{ y_g(X) \}$，则把个体X划归第g*个母体。

计算后验概率

$$p(g \mid X) = \frac{e^{Y_g}(X)}{\sum_{h=1}^{L} e^{Y_h}(X)}$$

$$Y_g = y_g(X) - y_g^*(X)$$

$$g = 1, 2 \cdots\cdots N$$

3.应用

采用东濮油田油层40层、水层23层、油水同层11层，选用了岩性系数ΔG、孔隙度φ、侵入系数A、含油饱和度S。等4个参数。对这些数据进行规格化，其方法见第四小节费歇意义下的判别分析一节。

选用检验值F = 1.5，用逐步判别分析方法按二次型判别函数计算：

第一步，选中参数S。

$$F = 202.63、U = 0.14908、\chi^2 = 135.13$$

三类共符合64层，占总层数的86%。

第二步，再选中参数A，无剔除变量

$$F = 14.099、U = 0.10627、\chi^2 = 159.13$$

三类共符合69层，占总层数的96%

第三步，又选中参数ΔG，无剔除变量

$$F = 2.7117、U = 0.098526、\chi^2 = 162.22$$

三类共符合73层，占总层数的98.6%。

第四步，选中参数ϕ，无剔除变量

$F = 1.8043$，$U = 0.09356$、$\chi^2 = 165.84$，三类共符合73层，仍有一层不符合，即油水同层的第11层判为油层。但增加了孔隙度ϕ这一参数，计算的精度仍有提高，χ^2由162.22增加为165.84。

计算74个样本的归类结果见表7-2。可以看到油水同层第11号层错判为油层，其油层概率为78.55%、油水同层概率21.45%、水层概率为0。油层第2、18号层在边界附近，它们的油层概率分别为52.64%、59.26%，油水同层的概率分别为47.36%、40.74%。用费歇意义的判别函数计算的结果（见图7-20），油水同层第11号层也错判为油层，其余的层皆正确。油层中第2，18号层也在边界附近。

对胜利油田淡水泥浆条件下的油层24层，水层9层，油水同层13层，分别用贝叶斯二次型函数、线性函数和费歇判别函数（计算结果见图7-21）进行计算，数据与结果可见表7-3。

选用检验值F = 1.5，用逐步判别按二次型函数计算(公式(7-28))

第一步，选中参数S。

$$F = 82.14，U = 0.2074，\chi^2 = 67.63$$

三类共符合38层，符合率为82.6%

表 7-2　东濮油田盐水泥浆条件油、水样本数据与判别分析的结果

类别	序号	岩性系数ΔG		孔隙度φ		侵入系数A		含油饱和度S_o		费歇判别	贝叶斯二次型判别
		原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据		
油层	1	0.333	5.8562	0.212	2.4301	0.558	−4.4171	0.675	7.8031	油层	油层
	2	0.25	0.9324	0.197	0.1824	0.65	−3.5594	0.369	0.9662	〃	〃
	3	0.112	−7.1919	0.216	3.0201	0.357	−6.3298	0.575	4.9451	〃	〃
	4	0.188	−2.7605	0.264	9.972	0.49	−5.0658	0.609	5.9197	〃	〃
	5	0.182	−2.7605	0.208	1.8445	0.617	−3.8494	0.419	0.4791	〃	〃
	6	0.167	−3.9914	0.224	4.1778	0.41	−5.829	0.646	6.9915	〃	〃
	7	0.26	1.5479	0.216	2.9178	0.412	−5.8051	0.574	4.9045	〃	〃
	8	0.281	2.7788	0.207	1.6047	0.427	−5.6668	0.531	3.6799	〃	〃
	9	0.281	2.7788	0.226	4.4296	0.464	−5.3138	0.583	5.1646	〃	〃
	10	0.126	−6.3756	0.225	4.3721	0.06	−9.168	0.866	13.2789	〃	〃
	11	0.421	11.0392	0.226	4.4412	0.682	−3.2341	0.569	4.7631	〃	〃
	12	0.421	11.0392	0.273	11.374	1.0	−0.2004	0.715	8.9624	〃	〃
	13	0.105	−7.6195	0.22	3.6446	0.864	−1.4978	0.524	3.4646	〃	〃
	14	0.0	−13.8391	0.231	5.1726	0.36	−6.306	0.707	8.7206	〃	〃
	15	0.104	−7.6843	0.212	2.3911	0.54	−4.5888	0.547	4.1378	〃	〃
	16	0.0	−13.8391	0.249	7.7754	0.575	−5.2851	0.808	11.6219	〃	〃
	17	0.35	6.841	0.194	−0.1925	0.63	−3.7302	0.571	4.8284	〃	〃
	18	0.275	2.4095	0.205	1.355	1.054	0.3195	0.447	1.2819	〃	〃
	19	0.287	3.1481	0.206	1.4496	0.9	−1.1544	0.447	2.1365	〃	〃
	20	0.15	4.9762	0.215	2.8446	0.57	−4.3026	0.565	4.6543	〃	〃
	21	0.111	−7.274	0.203	1.01	0.425	−5.6859	0.567	4.7025	〃	〃
	22	0.25	0.9824	0.184	−1.6629	1.16	1.326	0.573	4.8827	〃	〃
	23	0.0	−13.8391	0.129	−9.7609	0.154	−8.2712	0.636	6.6822	〃	〃
	24	0.519	16.8402	0.218	3.2559	0.975	−0.4389	0.572	3.9836	〃	〃
	25	0.423	11.1588	0.236	5.9625	1.5	4.5696	0.547	4.1418	〃	〃
	26	0.135	−5.8852	0.246	7.3857	1.364	3.2721	0.605	5.8007	〃	〃
	27	0.327	5.4775	0.232	5.3013	0.912	−1.0399	0.671	7.7016	〃	〃
	28	0.173	−3.6127	0.25	8.0356	0.9	−1.1544	0.67	7.6548	〃	〃
	29	0.444	12.4213	0.193	−0.4006	0.3	−6.8784	0.705	8.6648	〃	〃
	30	0.333	5.8562	0.204	1.1581	0.315	−6.7353	0.523	3.4448	〃	〃
	31	0.389	8.1388	0.123	−10.7113	0.08	−8.9771	0.571	4.813	〃	〃
	32	0.167	−3.9914	0.143	−7.6993	0.099	−8.7959	0.652	7.1656	〃	〃
	33	0.333	5.8562	0.223	4.7521	0.25	−7.3554	0.641	6.8419	〃	〃
	34	0.389	9.1388	0.211	2.3144	0.175	−8.0709	0.541	3.9697	〃	〃
	35	0.333	5.8562	0.167	−4.2166	0.11	−8.691	0.536	3.823	〃	〃
	36	0.25	0.9324	0.187	−1.2101	0.125	−8.5478	0.561	4.5382	〃	〃
	37	0.417	10.7801	0.178	−2.6338	0.225	−7.5939	0.536	3.8299	〃	〃
	38	0.25	0.9824	0.136	−8.7053	0.325	−6.6399	0.391	−0.3422	〃	〃
	39	0.333	5.8562	0.148	6.9282	0.374	−6.1724	0.349	−1.5378	〃	〃
	40	0.167	−3.9914	0.171	−3.606	0.104	−8.7482	0.508	3.0253	〃	〃
油水同层	1	0.22	−0.8402	0.16	−5.1839	0.385	−6.0675	0.162	−6.3198	油水同层	油水同层
	2	0.25	0.9324	0.15	−6.7008	0.408	−5.848	0.157	−7.0539	〃	〃
	3	0.083	−8.9153	0.152	6.3895	0.265	−7.2123	0.208	−5.6	〃	〃
	4	0.3	3.8867	0.136	−8.7276	0.275	−7.1169	0.1	−10.6094	〃	〃
	5	0.2	−12.6574	0.191	−0.6796	0.396	−5.9025	0.252	−4.3204	〃	〃

续表

类别	序号	岩性系数ΔG		孔隙度φ		侵入系数A		含油饱和度Sₒ		费歇判别	贝叶斯二次型判别
		原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据		
	6	0.222	-0.7089	0.236	5.8512	1.302	2.6807	0.416	0.3724	油水同层	油水同层
油	7	0.173	-3.6127	0.209	1.896	1.452	4.1116	0.361	-1.1986	〃	〃
水	8	0.289	3.2302	0.207	1.6711	1.265	2.3277	0.372	-0.8931	〃	〃
同	9	0.278	2.5737	0.186	-1.4078	0.936	-0.811	0.277	-3.6191	〃	〃
层	10	0.313	4.6253	0.166	-4.3485	1.14	1.1352	0.432	0.8469	〃	〃
	11	0.327	5.4775	0.18	-2.3477	0.83	-1.8222	0.409	0.1836	油层	油层
	1	0.188	-2.7605	0.066	-16.1073	0.57	-4.3026	0.001	-11.5273	水层	水层
	2	0.156	-4.6069	0.228	4.6888	2.86	17.5439	0.001	-11.5273	〃	〃
	3	0.0	-13.8391	0.157	-5.7086	0.375	-6.1629	0.001	-11.5273	〃	〃
	4	0.133	-5.961	0.157	-5.6626	0.54	-4.5888	0.001	-11.5273	〃	〃
	5	0.087	-8.7183	0.10	-14.1123	0.76	-2.49	0.001	-11.5273	〃	〃
水	6	0.275	2.4095	0.189	-1.0401	1.955	8.9102	0.001	-11.5273	〃	〃
	7	0.5	15.7039	0.179	-2.4203	2.47	13.8233	0.001	-11.5273	〃	〃
	8	0.067	-9.90	0.24	6.4686	2.55	14.5865	0.108	-8.4678	〃	〃
	9	0.221	-1.3654	0.224	4.1642	2.4	13.1555	0.043	-10.317	〃	〃
	10	0.111	-7.274	0.215	2.85	2.475	13.871	0.045	-10.2753	〃	〃
	11	0.5	15.7039	0.205	1.4142	2.34	12.5831	0.245	-4.5229	〃	〃
	12	0.244	0.6041	0.207	1.6949	2.36	12.7739	0.08	-9.2507	〃	〃
	13	0.067	-9.90	0.217	3.1364	1.405	3.6633	0.043	-10.3163	〃	〃
	14	0.244	0.6041	0.21	2.1328	2.25	11.7245	0.115	-8.252	〃	〃
	15	0.233	-0.0524	0.22	3.553	2.99	18.7841	0.092	-8.9197	〃	〃
	16	0.444	12.4243	0.154	-6.0496	1.92	8.5763	0.001	-11.5273	〃	〃
	17	0.333	5.8562	0.174	-3.1864	2.81	12.3969	0.028	-10.7414	〃	〃
层	18	0.143	-5.3982	0.19	-0.7869	2.34	12.5831	0.001	-11.5273	〃	〃
	19	0.175	-3.4991	0.163	-4.7503	1.474	4.8215	0.233	-4.8667	〃	〃
	20	0.063	-10.1462	0.174	-3.2175	1.2	1.7076	0.121	-8.0831	〃	〃
	21	0.263	1.7098	0.188	-1.1243	1.14	1.1352	0.088	-9.0335	〃	〃
	22	0.179	-3.1658	0.17	-28 5889	1.35	3.1386	0.001	-11.5273	〃	〃
	23	0.095	-8.2415	0.179	-28.5889	1.6	5.5236	0.001	-11.2573	〃	〃

第二步，又选中参数ΔG，无剔除变量

$$F = 12.47,\ U = 0.1302,\ \chi^2 = 87.68$$

三类共符合40层，符合率为87%

第三步，又选中参数A，无剔除变量

$$F = 9.39,\ U = 0.08925,\ \chi^2 = 101.49$$

三类共符合45层，符合率为97.8%。

第四步，又选中参数φ，无剔除变量

$$F = 0.23,\ U = 0.08828,\ \chi^2 = 101.97$$

三类共符合45层，符合率为97.8%，仍有一层（油水同层中第10层）不符合。费歇判别的结果完全相同，也是同一层不符合。而用贝叶斯线性判别函数（式7-29）计算的结果，错判5层，符合41层，符合率为89.1%，详见表7-4。后来又增加水层9层，油水同层7层，

样本容量增加为62，用贝叶斯二次型判别函数计算，错判2层，符合60层，符合率为96.8%，与样本容量为46的计算结果近似，可见，选一定量具代表性的样本，其计算结果是稳定的。

四、费歇(Fisher)意义下的判别分析

仍把个体X(X_1、X_2……X_p)看作是P维欧氏空间R中的一个点，每个母体A_i都看作是R中一个子空间R_i（i = 1、2……N）。贝叶斯判别准则实质上是把R空间划分为N个子空间的一种方法，当点X落在子空间R_i中时，则把个体X划为母体A_i。费歇意义下的判别分析则是首先把高维空间R的点向低维空间投影，即把P维空间的点向m维空间投影，P＞m。并且通过投影方向的选择，使得在被投影的空间上不同母体的点“尽可能分离开来”。例如，需要进行两类（两个母体）分类N = 2，需把P维空间的点投影到二维空间上m = 2（即一个判别平面上），并通过投影方向的选择，使两个母体的投影点尽可能分开。这种思想还可以推广到多类判别（即多个母体N≥3）。这时，首先把P维空间的点投影到M维空间，然后在m维空间用前述贝叶斯准则作判别分类。

下面介绍应用费歇意义下的一种判别分析方法：

（1）特征选择

通过测井、取心分析、测试等大量观察数据，可建立油层、水层两类样本。由P个参数组成的个体可写为向量形式，(X_1、X_2……X_p)′，它的特征为$\widetilde{X}^1$、$\widetilde{X}^2$……$\widetilde{X}^m$，m＜P。特征选取的过程就是寻找一种变换，一般采用线性变换，即：

$$\begin{aligned}\widetilde{X}^1 &= k_{11}x_1 + \cdots\cdots k_{1p}x_p \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \widetilde{x}^m &= k_{m1}x_1 + \cdots k_{mp}x_p\end{aligned} \tag{7-37}$$

显然，特征选取就是寻找系数矩阵k

$$K = \begin{pmatrix} k_{11}\cdots\cdots\cdots\cdots k_{1p} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ k_{m1}\cdots\cdots\cdots\cdots k_{mp} \end{pmatrix}$$

（2）可分离性测度

用可分离性测度来表达油层、水层的特征值数组间x、y的分离程度。

$$\Delta = \frac{(\bar{\tilde{x}} - \bar{\tilde{y}})^2}{\sigma^2\tilde{x} + \sigma^2\tilde{y}} \tag{7-38}$$

式中$\sigma\tilde{x}^2$、$\sigma\tilde{y}^2$分别为油层特征值数组$\widetilde{x}$与水层特征值数$\widetilde{y}$的方差，$\bar{\tilde{x}}$、$\bar{\tilde{y}}$分别是两个数组$\widetilde{x}$、$\widetilde{y}$的均值。显然，方差愈小、两数组平均值之差愈大，则数组间分离愈显著。

（3）选取特征方法

设油层X_1……X_n的特征是$\widetilde{X}_1$……$\widetilde{X}_n$，水层y_1……y_r的特征是$\widetilde{y}_1$……$\widetilde{y}_r$，每一个体的特征都是m维的向量。

m = 1

可以导出：$\bar{\tilde{x}} = k_1' \overline{x}$

$\bar{\tilde{y}} = k_1' \overline{y}$

表 7-3　胜利油田淡水泥浆条件油、水层样本数据与判别分析的结果

类别	序号	岩性系数AG		孔隙度Φ		侵入系数A		含油饱和度S_o		费歇判别	贝叶斯二次型判别				贝叶斯线性判别	
		原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	原始数据	规格化数据	结果	油层概率%	水层概率%	油水同层概率%	结果	最大概率%	结果
油层	1	0.5	5.4463	0.177	-2.7031	1.6	-4.2221	0.5	-0.575	油层	99.91	0	0.09	油层	99.64	油层
	2	0.383	1.9623	0.196	-0.0069	1.71	-3.8728	0.563	0.8459	〃	93.86	0	1.14	〃	99.64	〃
	3	0.533	6.4417	0.188	-1.0791	1.785	-3.6347	0.521	-0.1121	〃	99.76	0	0.24	〃	99.63	〃
	4	0.25	-2.0195	0.189	-1.0036	2.124	-2.5584	0.605	1.8035	〃	98.87	0	1.13	〃	99.5	〃
	5	0.186	-3.9293	0.218	3.0405	3.332	1.277	0.602	1.7385	〃	80.94	0	19.06	〃	57.29	油水同层
	6	0.0	-9.4825	0.173	-3.2129	2.145	-2.4917	0.641	2.6451	〃	99.79	0	0.21	〃	99.28	油层
	7	0.533	6.4417	0.142	-7.4878	2.34	-1.8726	0.498	-0.6512	〃	99.92	0	0.03	〃	99.65	〃
	8	0.417	2.9577	0.214	2.4427	1.815	-3.5394	0.627	2.3193	〃	99.43	0	0.57	〃	99.93	〃
	9	0.465	4.4046	0.158	-5.2853	1.19	-5.5238	0.485	-0.9545	〃	100	0	0	〃	99.89	〃
	10	0.349	0.9321	0.149	-6.5562	1.65	-4.0633	0.46	-1.5127	〃	99.99	0	0.01	〃	98.24	〃
	11	0.581	7.877	0.178	-2.528	1.872	-3.3585	0.457	-1.5772	〃	99.82	0	0.18	〃	97.93	〃
	12	0.419	3.0156	0.189	-1.0102	2.80	-0.4121	0.583	1.3109	〃	93.94	0	6.06	〃	98.46	〃
	13	0.178	-4.1762	0.196	-0.0207	2.47	-1.4598	0.639	2.5885	〃	98.37	0	1.63	〃	99.03	〃
	14	0.224	-2.7918	0.213	2.3304	2.22	-2.2536	0.604	1.78	〃	91.05	0	8.95	〃	96.93	〃
	15	0.448	3.9017	0.187	-1.3277	2.912	-0.0565	0.462	-1.4709	〃	53.28	0	46.72	〃	62.35	油水同层
	16	0.569	7.5058	0.169	-3.7816	1.518	-4.4824	0.44	-1.9826	〃	99.97	0	0.03	〃	98.91	油层
	17	0.569	7.5058	0.214	2.4648	1.68	-3.9681	0.58	1.2297	〃	99.83	0	0.17	〃	99.92	〃
	18	0.707	11.6248	0.232	4.997	2.08	-2.6981	0.57	1.0062	〃	99.98	0	0.02	〃	99.73	〃
	19	0.534	6.476	0.194	-0.2364	2.028	-2.8632	0.484	-0.9598	〃	98.72	0	1.28	〃	95.5	〃
	20	0.323	0.2075	0.215	2.6949	2.703	-0.72	0.532	0.125	〃	61.72	0	38.29	〃	52.66	〃
	21	0.111	-6.1671	0.195	-0.0372	1.43	-4.7618	0.744	4.9927	〃	99.07	0	0.93	〃	100	〃

油层	22	0.0	-9.4852	0.175	-2.9526	2.34	-1.8726	0.63	2.3734	油层	99.58	0	0.42	油层	98.46	油层
	23	0.333	0.4691	0.196	0.0388	1.72	-3.8411	0.536	0.2246	〃	93.92	0	6.08	〃	98.31	〃
	24	0.289	-0.8581	0.17	-3.5588	1.862	-3.3902	0.494	-0.7486	〃	98.83	0	1.17	〃	95.34	〃
油水同层	1	0.313	-0.153	0.17	-3.6373	3.36	1.366	0.386	-3.223	油水同层	0.42	0	99.58	油水同层	99.37	油水同层
	2	0.25	-0.0195	0.206	1.3894	4.5	4.9855	0.478	-1.0983	〃	0.02	0	99.98	〃	99.85	〃
	3	0.488	5.073	0.188	-1.0804	4.615	5.3506	0.378	-3.412	〃	0	0	100	〃	99.97	〃
	4	0.425	3.2066	0.189	-1.0293	3.135	0.6516	0.443	-1.9002	〃	11.98	0	88.02	〃	89.84	〃
	5	0.625	9.1792	0.207	1.5089	2.88	-0.1581	0.343	-4.2063	〃	2.08	0	97.92	〃	98.93	〃
	6	0.488	5.073	0.180	-2.1752	4.77	5.8427	0.205	-7.3643	〃	0	0.19	99.81	〃	86.83	水层
	7	0.208	-3.2637	0.207	1.4945	2.754	-0.5581	0.447	-1.824	〃	0.06	0	99.94	〃	98.16	油水同层
	8	0.19	-3.8215	0.215	2.7213	2.322	-1.9297	0.528	0.0333	〃	4.77	0	95.23	〃	57.05	〃
	9	0.19	-3.8215	0.216	2.7473	3.15	0.6892	0.463	-1.4577	〃	0.04	0	99.96	〃	99.03	〃
	10	0.167	-4.508	0.18	-2.2189	2.53	-1.2693	0.531	0.1104	油层	85.52	0	14.48	油层	73.27	油层
	11	0.208	-3.2872	0.182	-1.9034	4.08	3.6519	0.296	-5.2781	油水同层	0	0.64	99.36	油水同层	68.62	油水同层
	12	0.194	-3.3745	0.199	0.4704	2.49	-1.3963	0.461	-1.5056	〃	0.03	0	99.97	〃	96.36	〃
	13	0.0	-9.4852	0.214	2.482	3.403	1.5025	0.413	-2.5955	〃	0	0.57	99.43	〃	99.83	水层
水层	1	0.113	-6.1256	0.154	-5.9342	5.0	6.573	0.089	-10.0744	水层	0	100	0	水层	100	水层
	2	0.328	0.2975	0.198	0.2598	3.456	1.6707	0.206	-7.3515	〃	0	91.31	8.69	〃	100	〃
	3	0.151	-4.9776	0.185	-1.5597	5.8	9.113	0.093	-9.9343	〃	0	99.99	0.01	〃	100	〃
	4	0.113	-6.1256	0.145	-7.194	5.0	6.573	0.03	-11.3941	〃	0	100	0	〃	100	〃
	5	0.113	-6.1405	0.175	-2.9673	5.96	9.621	0.026	-11.4735	〃	0	100	0	〃	100	〃
	6	0.0	-9.4852	0.215	2.6501	4.32	4.414	0.33	-4.4956	〃	0	69.33	30.67	〃	100	〃
	7	0.263	-1.6462	0.181	-2.1205	9.75	21.6542	0.122	-9.2792	〃	0	100	0	〃	100	〃
	8	0.25	-2.0195	0.199	0.4471	3.5	1.8104	0.175	-8.0548	〃	0	99.54	0.46	〃	100	〃
	9	0.245	-2.1603	0.174	-3.0542	4.375	4.5886	0.105	-9.6697	〃	0	99.54	0.06	〃	100	〃

$$\overline{X} = (\overline{x_1}, \cdots\cdots \overline{x_p})$$

$$\overline{Y} = (\overline{y_1}, \cdots\cdots \overline{y_p})$$

$\overline{X}$为x的平均值向量。

$\overline{Y}'$为y的平均值向量。

$$\sigma^2_{\tilde{x}} = K_1' \cdot S_x \cdot K_1$$

$$\sigma^2_{\tilde{y}} = k_1' \cdot S_y \cdot k_1$$

可得：
$$\Delta = \frac{[K_1'(x-y)]^2}{K_1'(S_x+S_y)\cdot K_1} \tag{7-39}$$

S_x、S_y为协方差矩阵，它们是正交、对称的。

$$S_x = (S^x_{ij}) = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(x_{ij}-x_j)(x_{i1}-x_1)$$

$$S_y = (S^y_{ij}) = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{m}(y_{ij}-y_j)(y_{i1}-y_1)$$

i，j＝1、2……P

$$S_x = \begin{pmatrix} S^x_{11}S^x_{12}\cdots\cdots S^x_{1p} \\ S^x_{21}S^x_{22}\cdots\cdots S^x_{2p} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ S^x_{p1}S^x_{p2}\cdots\cdots S^x_{pp} \end{pmatrix}$$

$$S_y = \begin{pmatrix} S^y_{11}S^y_{12}\cdots\cdots S^y_{1p} \\ S^y_{21}S^y_{22}\cdots\cdots S^y_{2p} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ S^y_{p1}S^y_{p2}\cdots\cdots S^y_{pp} \end{pmatrix}$$

欲选K_1使得Δ达到最大，必须满足下述方程组：

$$\frac{\partial \Delta}{\partial k_{1i}} = 0 \quad (i = 1\cdots\cdots P)$$

从而导出计算第一判别向量K_1的公式

$$K_1 = \beta \cdot A^{-1} \cdot (\overline{X} - \overline{Y}) \tag{7-40}$$

$A = S_x + S_y$，A^{-1}为A矩阵的逆阵；

$$\beta = [(\overline{X} - \overline{Y})' \cdot (A^{-1})^2 \cdot (\overline{X} - \overline{Y})]^{-\frac{1}{2}}$$

计算第二判别向量　令m＝2

在与K_1正交的全部向量中找一个向量使得Δ最大。即在正交条件下$(K_2'K_1 = 0)$用求条件极值的方法来计算。

令$C = \Delta - \lambda k_2' k_1$

有下述方程组：

$$\frac{\partial C}{\partial k_{2i}} = 0 \quad (i = 1、2\cdots\cdots P)$$

可化为：

$$2dA^{-1}\delta - 2d^2k_2 - \lambda A^{-1}k_1 = 0$$

式中，向量$\delta = \overline{X} - \overline{Y}$

将$K_1=\beta\cdot A^{-1}\cdot\delta$代入，可得计算$K_2$的公式：

$$K_2=r[A^{-1}-\alpha(A^{-1})^2]\delta \tag{7-41}$$

由于K_2与K_1正交，$K_2'\cdot K_1=0$，可求出系数α。

$$\alpha=\frac{\delta'(A^{-1})^2\delta}{\delta'(A^{-1})^3\delta}$$

对K_2取单位向量，即$k_{21}^2+k_{22}^2+\cdots\cdots+k_{2p}^2=1$

可求得系数r

$$r^2=\frac{1}{\delta'[A^{-1}-\alpha(A^{-1})^2]^2\delta}$$

五、确定判别准则与检验及实现自动解释

1.确定判别准则

从已知油、水层样本中计算出了第一判别向量$K_1(k_{11}\cdots\cdots k_{1p})$与第二判别向量$K_2$ $(k_{21}\cdots\cdots k_{2p})$之后，就可用前述计算特征值的公式计算出油层、水层的特征值$\tilde{x}$、$\tilde{y}$。用这两类样本的特征值可以在一个判别平面上组成明显分开的油层与水层两个区间（见图7-20和图7-21），然后，再把油水同层的样本按未知层用相同公式计算出其两组特征值，它们恰好落在油层与水层之间，形成油水同层区，这样，就在由判别向量K_1、K_2组成的判别平面上清楚地划分了油层、油水同层、水层三个区。显然，采用多个有效的参数比单独用一或两个参数来区分油、水层要清楚。

图7-20为东濮油田高矿化度泥浆条件下的油、水层判别图，$R_{mf}=0.2$欧姆·米左右、$R_w=0.025$欧姆米。R_{xo}用微电位测井。

图7-21为胜利油田油、水层判别图，侵入系数是在淡水泥浆条件下计算的。R_{xo}用短电位测井。

在油、水层判别图中可以用两条平行直线把油层、油水同层、水层分为三类。对于未知层，则可由式（7-37）计算的两个特征值di_1、di_2在判别平面上确定落入那一类中，则该层归为此类。

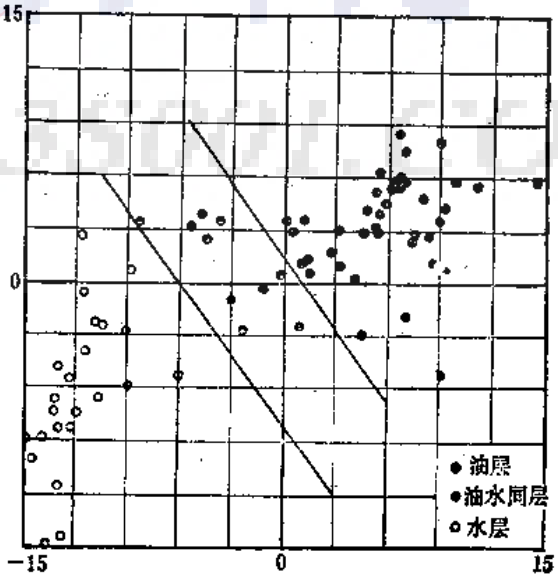


图 7-20　东濮油田油水层判别图
（盐水泥浆）

从图7-20中可看出，东濮油田的74层样本用贝叶斯判别计算的结果与费歇判别计算的结果完全一致，其中油水同层第11号层落入油层类，这与贝叶斯判别的结果一致，此外，油层第2、18号层靠近油层、油水同层的界限，而贝叶斯判别的结果，该两层油层的概率为52.6%、59.3%，油水同层的概率为47.3%、40.7%，两类的概率相差不大，也是在界限附近。可见在选用有效的判别信息条件下，用不同的判别模型所取得的效果相近。

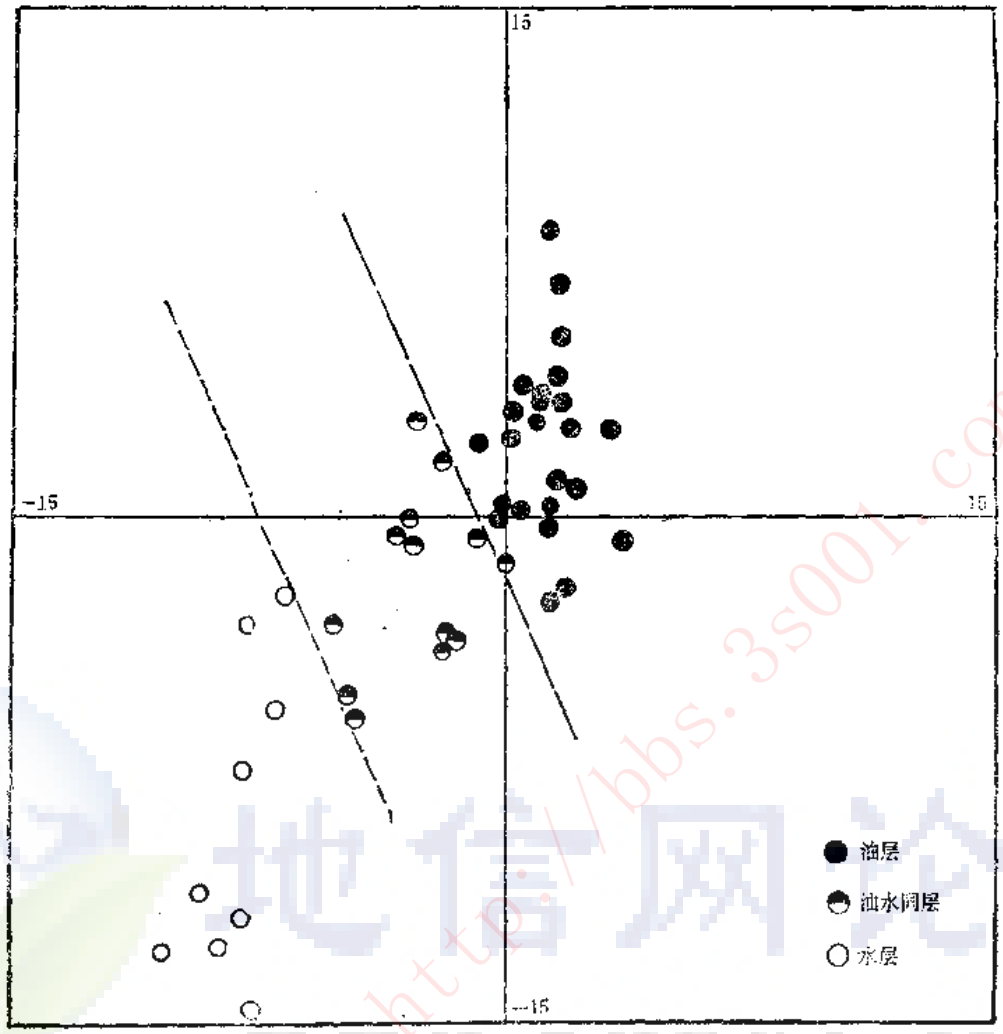


图 7-21 胜利油田油水层判别图
(淡水泥浆)

之后，又计算了几个第三系油田的油、水层判别图，发现它们几乎一致。

对于淡水泥浆的井、水层为明显高侵、自然电位为负异常，采用相应的胜利油田判别向量：

$k_1 = 0.2007$，$k_2 = -0.3898$，$k_3 = 0.0083$，$k_4 = 0.8992$

$k_1' = 0.3125$，$k'_2 = 0.5140$，$k'_3 = -0.7827$，$k_4' = 0.1593$

$d_1 = 0.8944$，$d_2 = 0.4472$

油、水界限：$W_1 = -1.5$，$W_2 = -6.5$

$V_1 = 0.3176$，$V_2 = 0.2078$，$V_3 = 2.9301$，$V_4 = 0.5195$

$U_1 = 0.0335$，$U_2 = 0.0073$，$U_3 = 0.3150$，$U_4 = 0.0442$

对于高矿化度泥浆的井，自然电位负异常很小。则采用相应的东濮油田的判别向量：

$k_1 = 0.0838$，$k_2 = 0.0115$，$k_3 = -0.2346$，$k_4 = 0.9684$。

$k_1' = 0.1634$，$k_2' = 0.5030$，$k_3' = 0.82$，$k_4' = -0.2188$。

$d_1 = 0.8321$，$d_2 = 0.5547$

油、水界限：$W_1 = 0.69$，$W_2 = -4.85$

$V_1 = 0.2342$，$V_2 = 0.2092$，$V_3 = 1.0212$，$V_4 = 0.4031$

$U_1 = 0.0169$，$U_2 = 0.0072$，$U_3 = 0.1048$，$U_4 = 0.0348$

参数中k为第一判别向量、k′为第二判别向量。

V为全部个体的平均值

$$V_j = \frac{1}{m+n}\left(\sum_{i=1}^{m} x_{ij} + \sum_{i=1}^{n} y_{ij}\right) \qquad j = 1,\ 2\cdots\cdots P$$

U为全部个体的均方差之和的平均值

$$U_j = \frac{1}{m+n-1}\left[\sum_{i=1}^{m}(x_{ij} - V_j)^2 + \sum_{i=1}^{n}(y_{ij} - V_j)^2\right]$$

$$j = 1,\ 2\cdots\cdots P$$

数据进行规格化

$$x_{ij}' = \frac{x_{ij} - V_j}{U_j} \qquad j = 1, 2\cdots\cdots P \tag{7-42}$$

x_{ij}'为第i个个体规格化后的数据，x_{ij}为其原始数据。

变量 1为岩性系数$x_{i1} = \Delta G_i$

变量 2 为孔隙度$x_{i2} = \phi i$

变量 3 为侵入系数$x_{i3} = A_i$

变量 4 为含油饱和度$x_{i4} = S_{oi}$

可以按下述公式计算第i个个体的两个特征值：

$$di_1 = \sum_{j=1}^{P} kj \cdot xij \tag{7-43}$$

$$di_2 = \sum_{j=1}^{P} kj' xij \tag{7-44}$$

在我国东部地区若干个第三系的油田中，在高矿化度泥浆与淡水泥浆条件下，分别应用上述两组参数都取得良好的地质效果。说明选用了反映油、水层规律的参数进行的统计，可以有较广泛的适应性。统计的目的层是河流—三角洲、滨湖相沉积为主的砂岩。对于洪积相或浊积岩，必须针对其特点进行统计研究。测井质量的提高与环境影响的校正等问题是独立的问题，不是本方法讨论的内容，但是，它们的质量将影响方法的效果。

2.验证

用一批已试油的层进行验证，精度可达90%以上，例如文留油田、濮城油田验证符合率超过90%，胜利油田在营 8 断块等油田验证220层，符合率达93.6%。

3.实现计算机评价油气层

在常规的数字处理基础上，增加计算侵入系数，然后进行自动评价油、水层的计算，把一个判别平面的归类问题化为一维判别，并在成果图中第一道内用不同符号把油层、油水同层和水层直观、清晰地显示出来，这样便实现了连续地对一口井进行自动解释油、水层（见图 7-22）。对每一个深度采样点计算的 4 个变量按式（7-43）、（7-44）算出它的两个特征值d_1、d_2。

在油、水层判别平面上（见图7-23）划出了油层与油水同层的界限，其方程为

$$D_2 = aD_1 + b$$

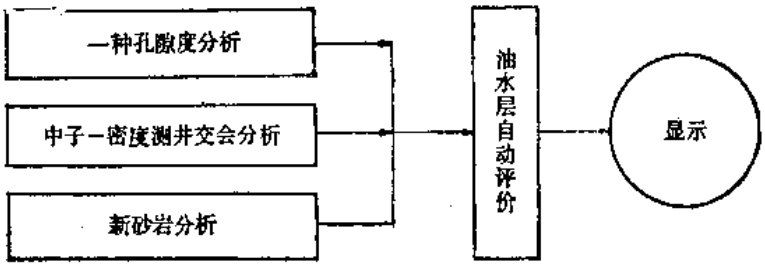


图 7-22　自动评价油气层逻辑框图

以及油水同层与水层的界限，其方程为

$$D_2 = aD_1 + c$$

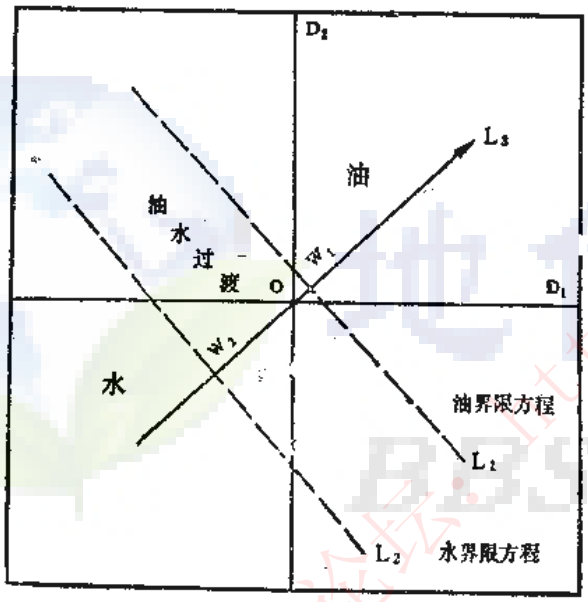


图 7-23　油水层判别示意图

通过原点作一与两个界限方程正交的直线L_s。它与两个界限直线的交点W_1、W_2为油层、油水同层、水层的界限值。把未知采样点的特征值（d_1，d_2）确定的点投影在L_s上，算出其投影值u。这样，可以对渗透性砂岩计算出一条连续的u值曲线。它就是反映油、水层的特征曲线。再输出W_1，W_2两个界限值。显然，当$u > W_1$时是油层，u愈大油层的可靠性愈大。用电子计算机显示u曲线与W_1、W_2两条直线。并在$u > W_1$时自动绘出油层的符号。当$u < W_2$时是水层，则自动绘出水层的符号。而$W_2 \leqslant u \leqslant W_1$时是油水同层，也可自动显示出油水同层的图形。还采用渗透率的极限值来划分干层，即当渗透率小于K_{min}（做为不同地区、不同层段选用的非产层的上限值，可作为参数输入）认为是干层，可用相应符号显示出来。这样，用电子计算机可自动解释油层、油水同层、水层干层，显示十分清楚、直观。测井解释者可以此结果为基础，再分析测井质量、分层的合理性、参数计算的可靠性等方面之后，最终定出解释结论。这使分析油、水层有了比较严格的标准，并在很大程度上避免了结论因人而异的现象。

六、应　　用

这一方法与处理程序已在东部地区若干油田内被广泛用于生产井见到良好的地质效果。近两年来，在胜利油田范围内，如利津、梁家楼、垦利、永安镇等新钻探地区的解释中，这一方法都取得了较高的成功率。近来在东濮、江苏等油田的解释中也取得了较好的效果。同时，对我国西北、东北、华北等地区少量第三系地层探井的处理解释也都有较好的效果。这些效果突出表现在以下几方面：

1.低含油饱和度油层

利津地区的低含油饱和度油层大多为粉砂岩。产量较高的油层含油饱和度不超过55%，有一些油层含油饱和度低至38～40%；油、水层的电阻率差别小，例如利10井第7～10层（油层），其电阻率为6欧姆米左右（见图7-24），利21井第20层（水层），其电阻率为5.8欧姆米（见图7-25），这两层的电阻率几乎一致，而大多数油层的电阻率不超过水层的一倍。因此，手工解释较困难。采用数字处理与此方法对该地区进行解释，取得了明显的效果。

第一批探井利10井第7～10层（图7-24），利8井第19层其含油饱和度为40%左右，本方法皆明显解释为油层。而手工解释分别为含油水层与油水同层。提出测试后，平均日产油30吨左右。利14-1井第4层含油饱和度为30～40%，由于侵入系数的作用，本方法明显解释为油水同层，经测试后，日产油3.2吨，水42.7方。利21井（图7-25）第20层，计算含油饱和度20%、孔隙度稍低、电阻率较高，手工解释为油层。这一方法明显解释为水层。经测试日产水46方。

河42井为另一地区详探井，在2230～2370米井段中，原手工解释只有3层油水同层（图7-26b），后经数字处理复查（图7-26a），用这一方法解释油层6层，油水同层3层。油层电阻率仅为水层的1～2倍，油水同层的电阻率比水层大1欧姆米。如第8、9层，含油饱和度为20%，这一方法解释为油水同层，原手工解释为水层。经测试：第9层日产油29.9吨，水54.6方。第6、7层本方法解释为油层，原解释为油水同层。经测试，获得初产150吨高产油流。

梁家楼地区沙二段地层为湖相沉积的泥质砂岩，如梁11-6井（图7-27）第9层2801～2833米，顶部岩性较粗、底部为泥质粉砂岩，计算的孔隙度、泥质含量与钻井取心分析结果相近。底部含油饱和度低至30%左右，这一方法仍清楚地解释为油层。层测试结果：10毫米油嘴日产油252吨。

东濮油田也存在低含油饱和度油层，考虑了高矿化度泥浆对感应测井的影响，这一方法在该地区大规模验证与解释，取得了较好的地质效果。

2.高含油饱和度油水同层、水层

平方王油田为块状油田，1550～1600米为油水过渡带，由于原油变重、残余油饱和度较高，以往常规的解释方法很难掌握准这段界限层。采用本方法解释后取得明显的效果，能比较准确地划分油水过渡带。如滨4-7-10井（图7-28），1550米以上第10～16层，含油饱和度40～60%，这一方法解释为油层，测试第14～16层日产油7.2吨，比重0.935、粘度405厘泊，而1570米附近的第17层，含油饱和度也有40%，由于侵入系数的作用，这一方法明显解释为油水同层，经测试：日产油0.7吨、水7方、原油比重0.9507、粘度2131厘泊。显然，随着地层深度加深原油变重。1605米第20层，含油饱和度20%，这一方法明显解释为水层。滨4-2-7井（图7-29a）1570米附近的第12层，含油饱和度达50%左右，与上部油层的数值相同，这一方法仍十分清楚地解释为油水同层，从电测曲线上（图7-29b）明显看出1568米以下的砂层为高侵，侵入系数与1562米第11层以上的油层完全不同。

利21井第14～18层为油水过渡层。其含油饱和度30～40%，侵入系数已清楚表示为含水特征，这一方法解释为油水同层、含油水层，第20层则是明显水层，第13层含油饱和度

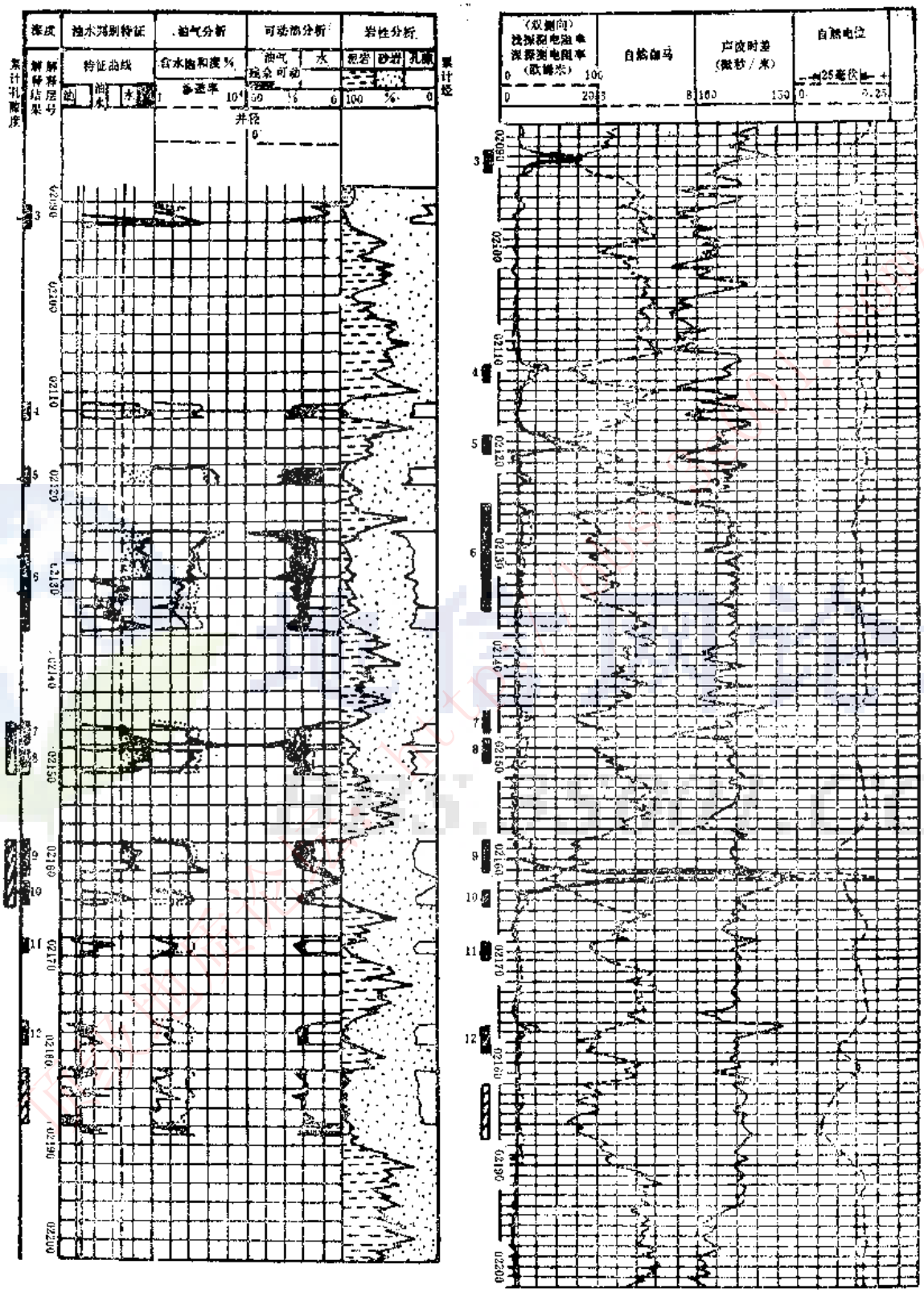


图 7-24　a利10井数字处理成果实例；b利10井测井曲线图

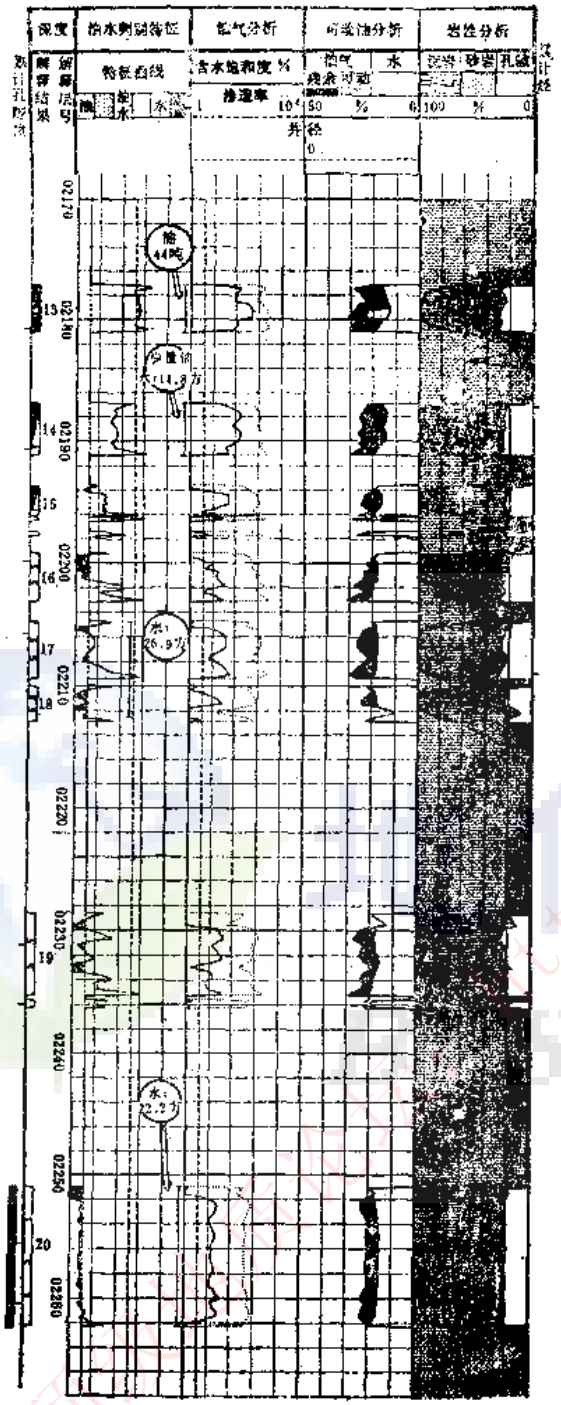


图 7-25a　利21井数字处理成果图

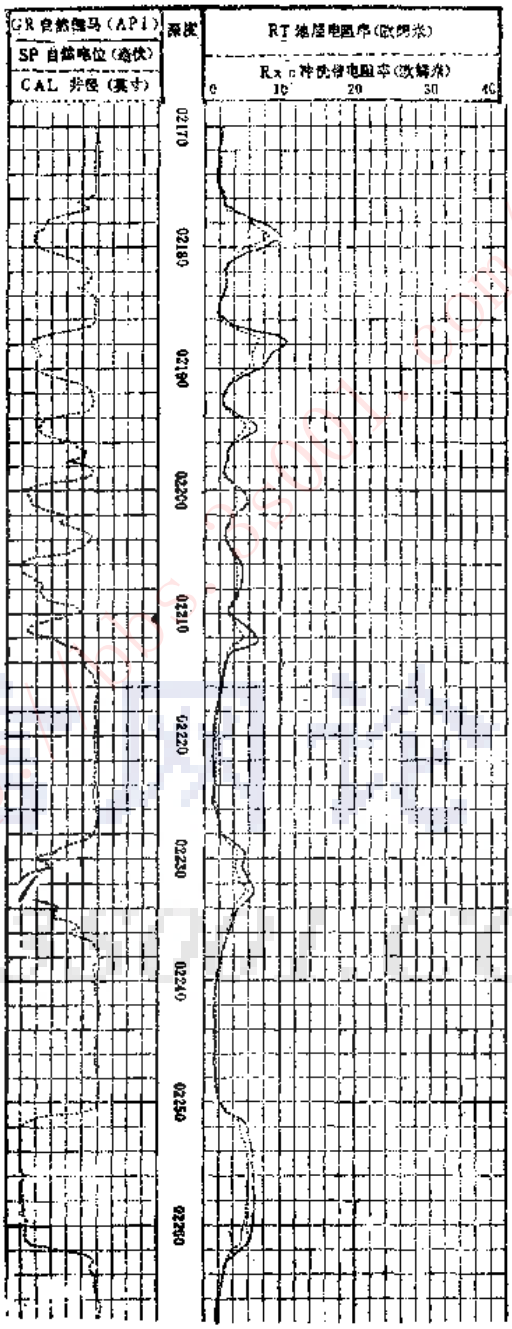


图 7-25b　利21井测井曲线图

40～50%，解释为油层。上述各层测试结果证实是正确的（见图 7 -25A）。

梁22井（图 7 -30）第 3 层，含油饱和度20～40%，录井岩屑只有 1 米浅灰色油迹粉砂岩，井壁取心不含油。这一方法明显解释为油水同层，该井为该断块第一口探井，经测试：日产油26.9吨、水38.6方。

西 2 井（图7-31）在南疆地区西4、5段地层首次钻遇气层。应用这一方法在该段地层3110～3340米成功地解释了14层油气层、2 层油水同层。经试油获得工业油气流。特别第

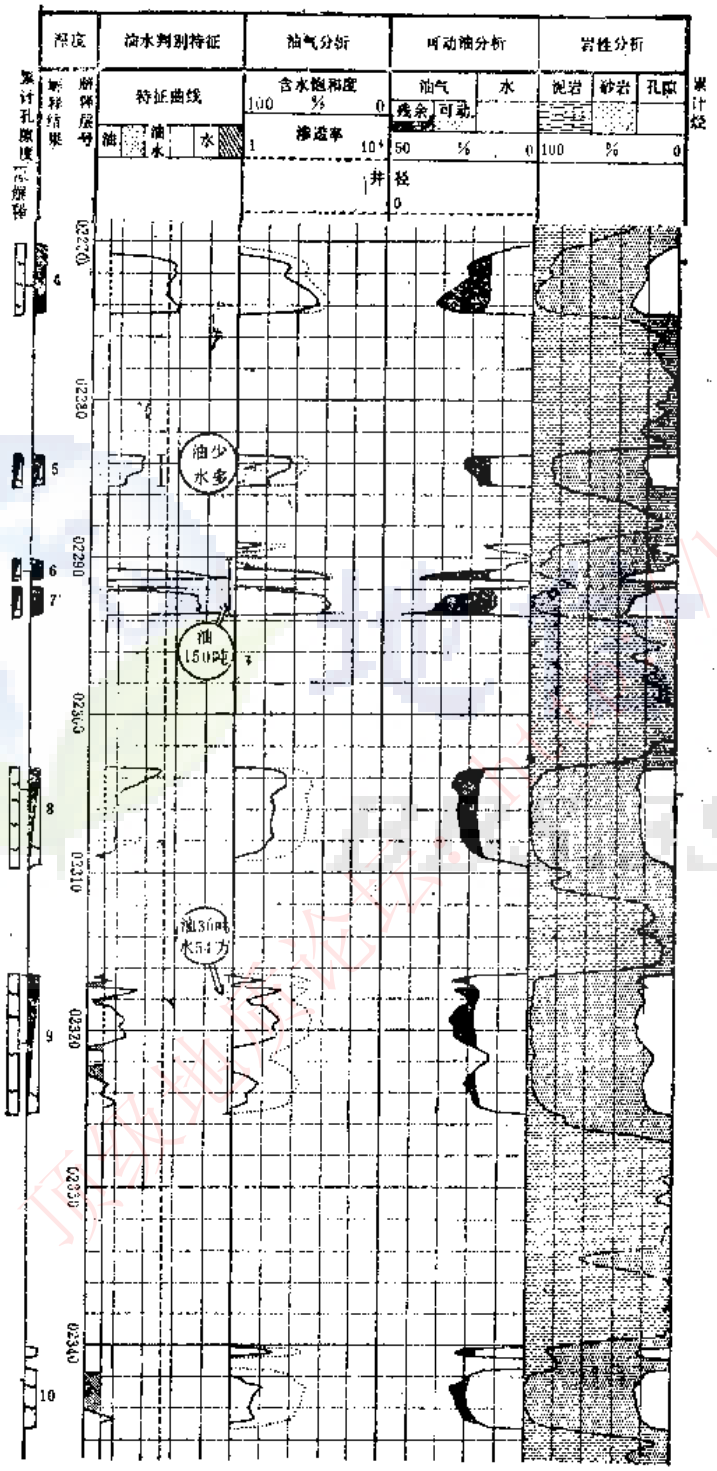


图 7-26a　河42井数字处理成果图

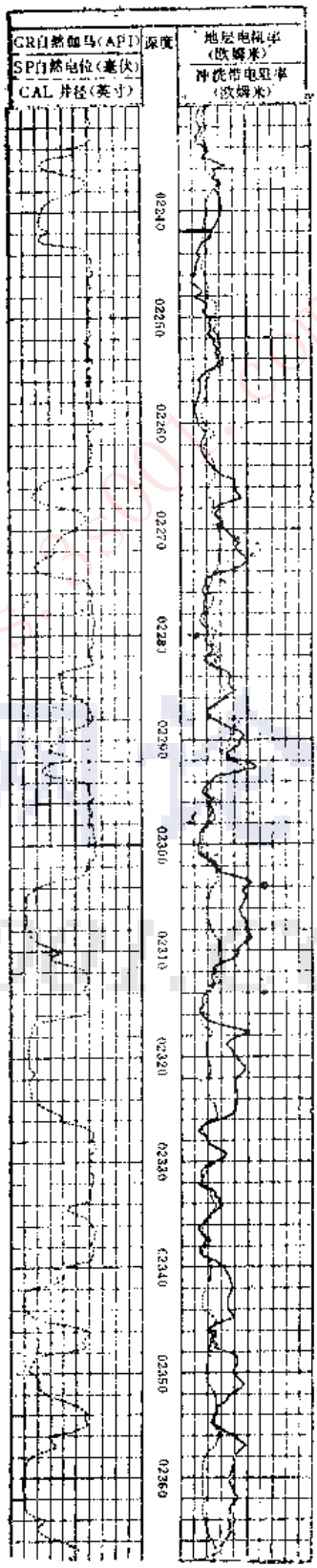


图 7-26b　河42井测井曲线图

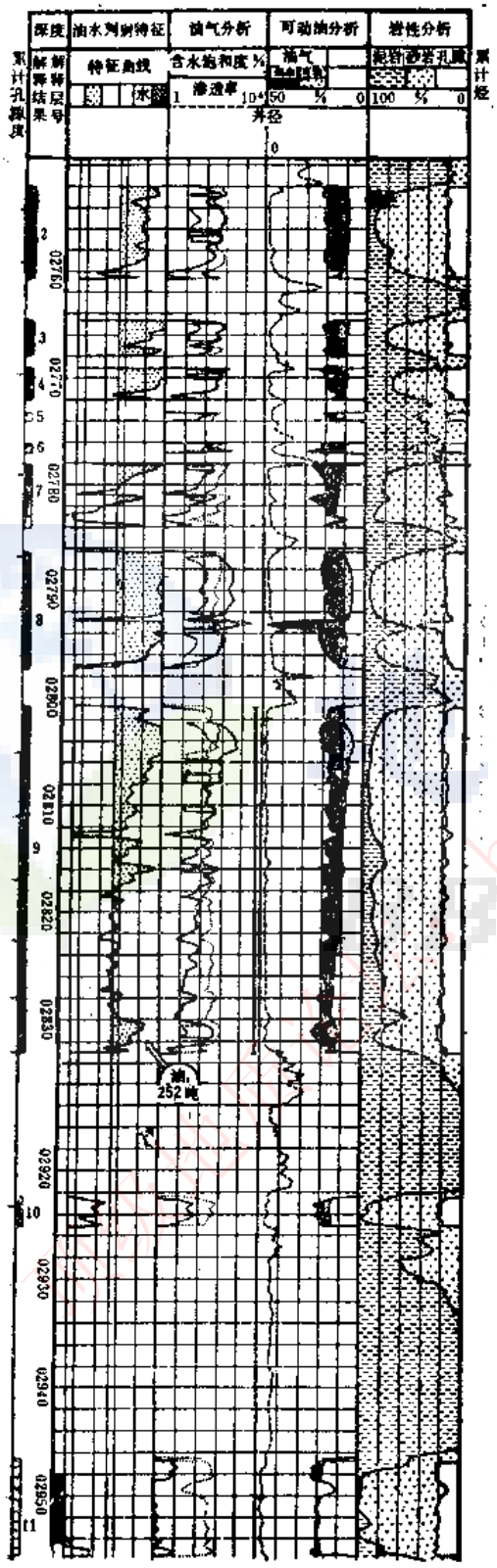


图 7-27　梁11-6井数字处理成果图

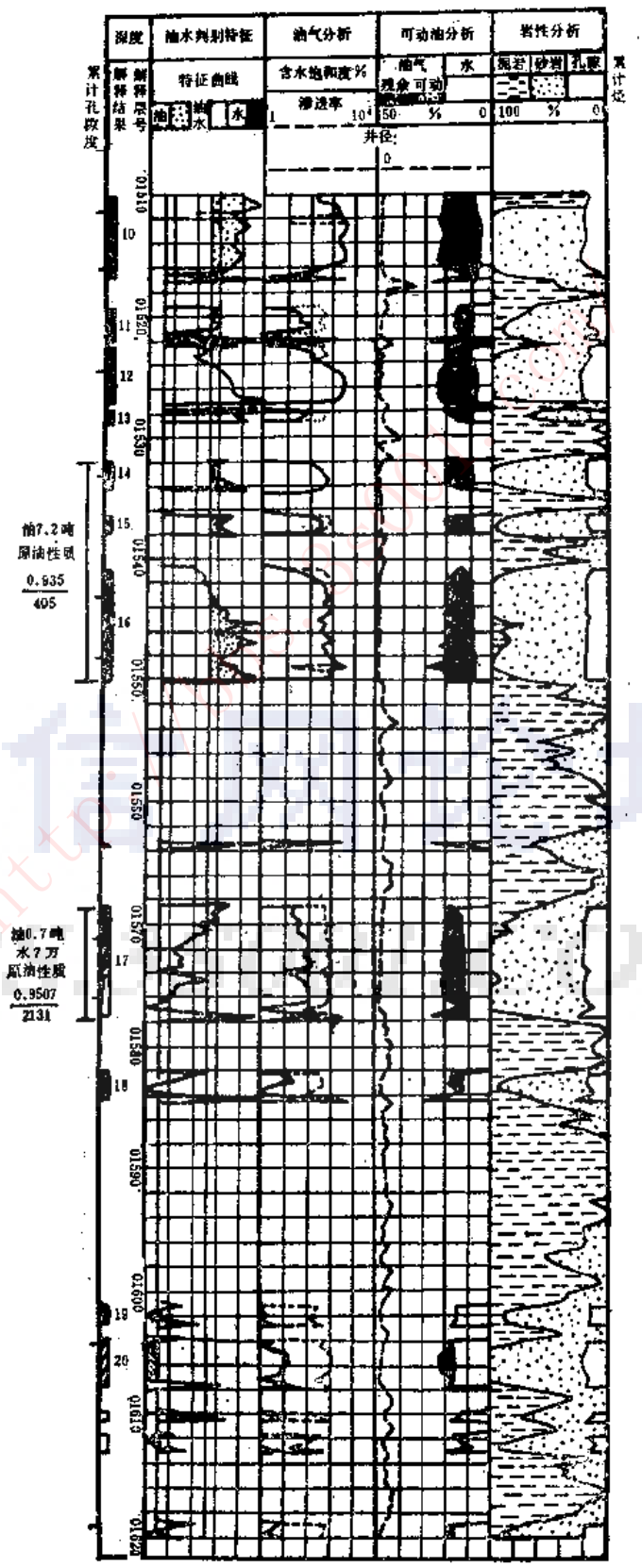


图 7-28　滨4-7-10井数字处理成果实例

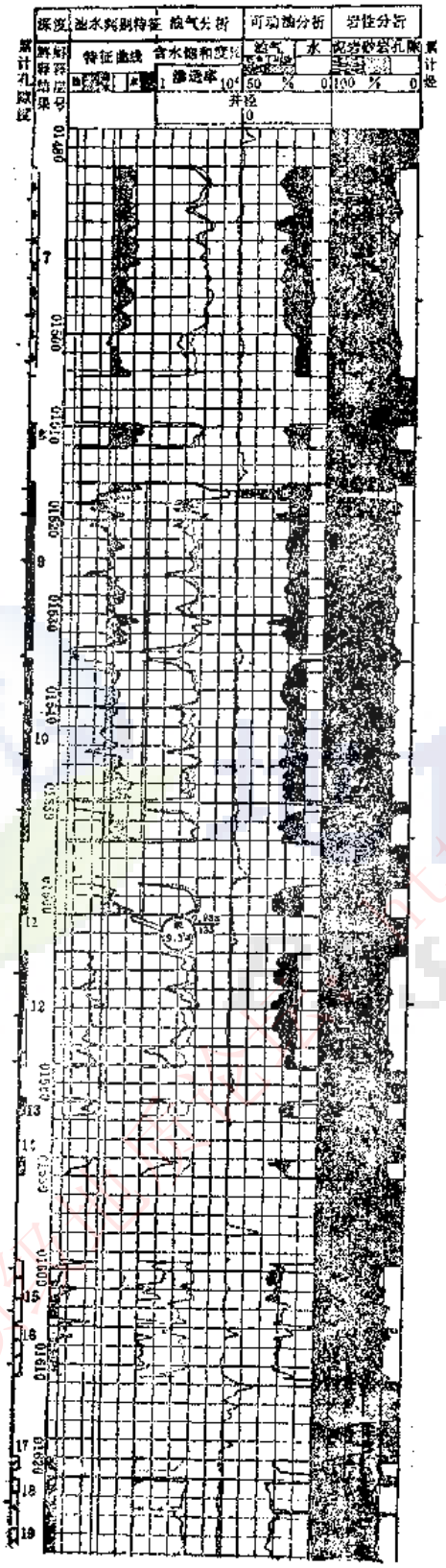


图 7-29a　滨4-2-7井数字处理成果图

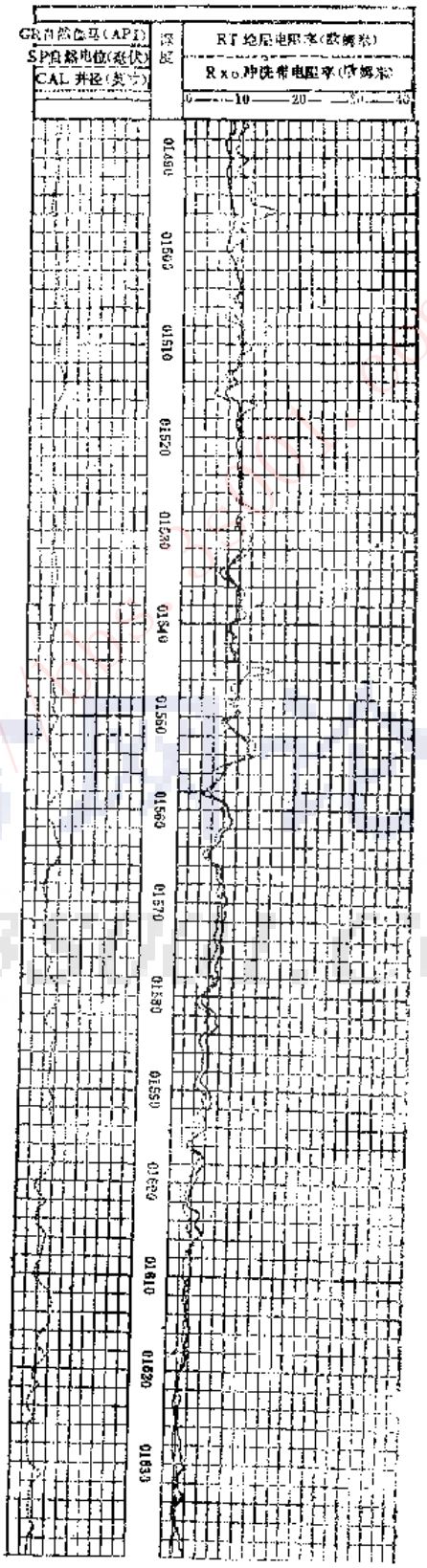


图 7-29b　滨4-2-7井 测井曲线图

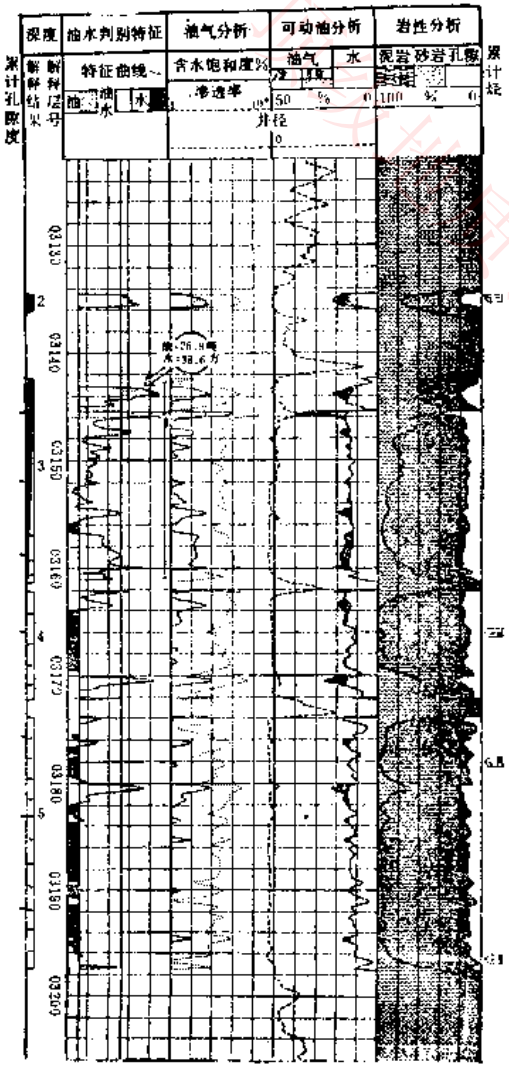


图 7-30　梁22井数字处理成果

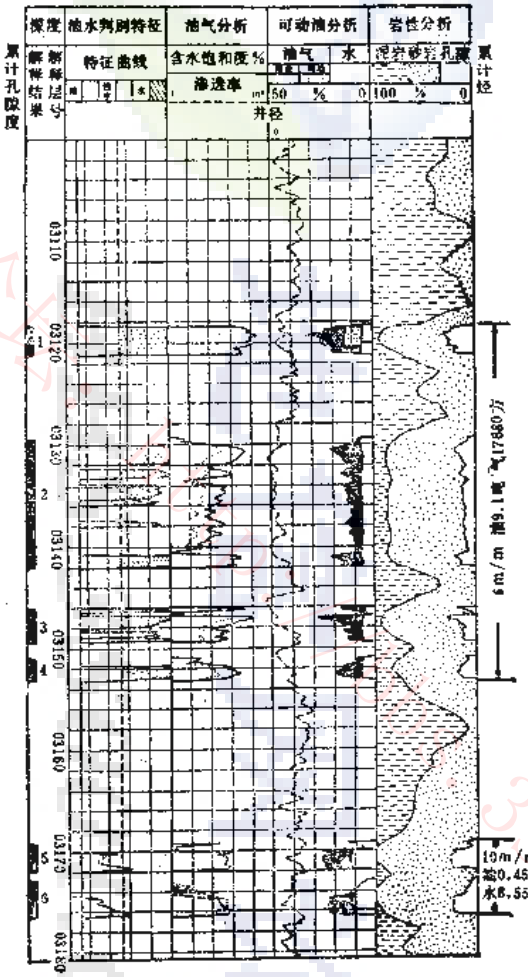


图 7-31　西 2 井数字处理成果图

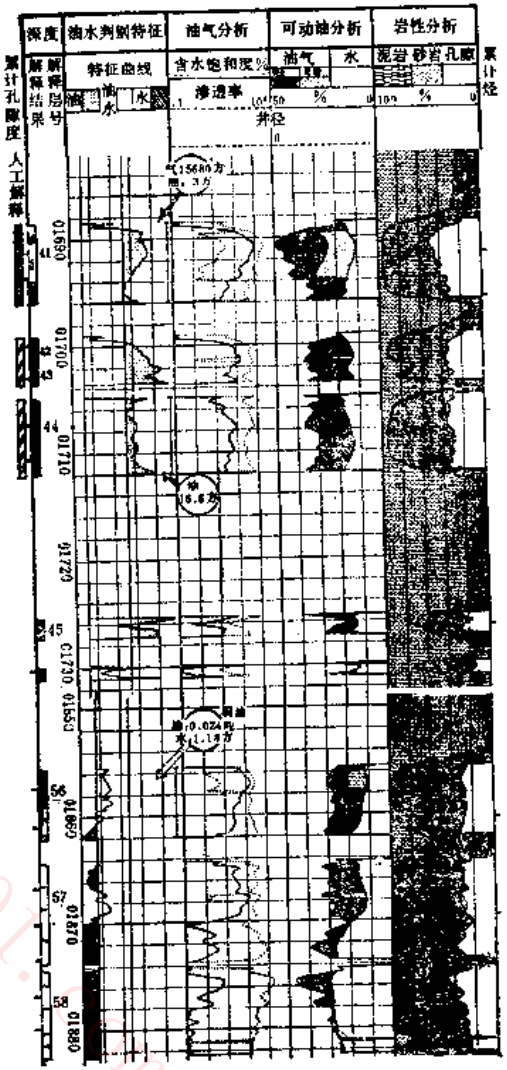


图 7-32　呈71井数字处理成果

5、6层效果明显，其含油饱和度较高为（50%）与第2层油层相近，由于侵入系数反映出水的相对渗透率较大，这一方法明显解释该两层为油水同层。试油结果：10毫米油嘴日产油0.45吨、水8.55方。

3.稠油层见效果

由于侵入系数可反映油、水的相对渗透率，故对高残余油饱和度稠油的油水同层仍可与轻质油的油层区别开来。如滨4-7-10井第17层、滨4-2-7井第12层等稠油油水同层均可清楚地识别。海上某2井清楚解释第6、7、8层为油层，经测试日产油30吨原油比重0.963、粘度1186厘泊。当对稠油采用相应的判别界限时，效果会更好。

垦71井（图7-32）亦属新断块第一口探井，在井深1680～1720米，解释第41层为上气下油层、第42、44层为油层。而手工解释：第41层为油层、其余皆为含油水层。经测试：第41层日产气15680方、累积产油3方、第44层日产油16.6方。第56层显示为很差的油水同层。测试产稠油：0.024吨，比重近于1、产水1.1方。

地信网论坛 BBS.3S001.COM 顶级地质论坛 http://bbs.3s001.com/

第八章　复杂地质条件的油气评价

本章讨论低电阻率油气层、碳酸盐岩地层、水淹层以及盐水泥浆条件的油气评价问题。

第一节　低电阻率油气层的解释

上面许多章节中我们已经多次提到低电阻率油气层的解释问题，因此，只要进行概括性的综合，就可能把这一问题说清楚。

一、低电阻率油气层的特点

如上所述，低电阻率油气层实质是以束缚水为主要成分的高含水饱和度油气层，普遍具有低含油饱和度的特点。所以，一般采用相对的概念进行定义。所谓低电阻率油气层系指含油饱和度接近或低于50%，电阻率指数$I \leqslant 3$的油气层。因此，其电阻率与水层比较接近，尤其在高矿化度地区，绝对值十分低，可接近或低于周围泥岩电阻率。尽管如此，它们都具有一定的产能，有时甚至获得意外的高产。当然，这与它们的轻油质和高油气比的特点直接有关。

经验表明，低电阻率油气层容易出现于三种类型的地层：1）粘土矿物含量少，粒径十分小的粉砂岩地层；2）含有以水云母（伊利石）和蒙脱土为主的粘土矿物并呈分散状分布的泥质砂岩地层；3）砂泥岩薄互层。实际上，经常是三种类型的组合。因此，有人把它称为泥质砂岩油气层，其实低电阻率油气层并不一定都是泥质砂岩。概括地说，低电阻率油气层有四个方面的特点。

1.岩性细

组成地层骨架的岩石颗粒平均粒径普遍较小，度量这一特性的粒度中值上限一般不超过150微米，大部分小于100微米。因此，低电阻率油气层往往是以粉砂和泥质成分占优势的砂岩地层或互层。这意味着，岩石骨架的粒度分布是形成低电阻率油气层的重要因素。当然也有一些例外，低电阻率油气层会出现在一些粒度比较大的砂岩地层中，不过仍然与高粘土含量有关。

事实上，砂岩地层的粒间孔隙结构是由组成岩石骨架的颗粒粒度分布及其排列方式所规定，并由不同成分的粘土矿物以不同的分布形式充填所改造。砂岩粒度小，将使粒间孔隙相应更为复杂，即所谓孔隙弯曲度增大和孔隙直径变小。其结果表现为微小毛管孔隙增加，渗透率变小和束缚水含量增大。用下列图幅说明之。

图8-1是根据胜坨油田下第三系两口油基泥浆取心井的实测数据绘制的关系图。表示〔粉砂＋泥质含量〕与束缚水饱和度之间的关系。这里所指的〔粉砂＋泥质含量〕相当于砂岩骨架中粒径小于100微米的成分占骨架的重量百分比。图上每个数据点代表一个产层的平

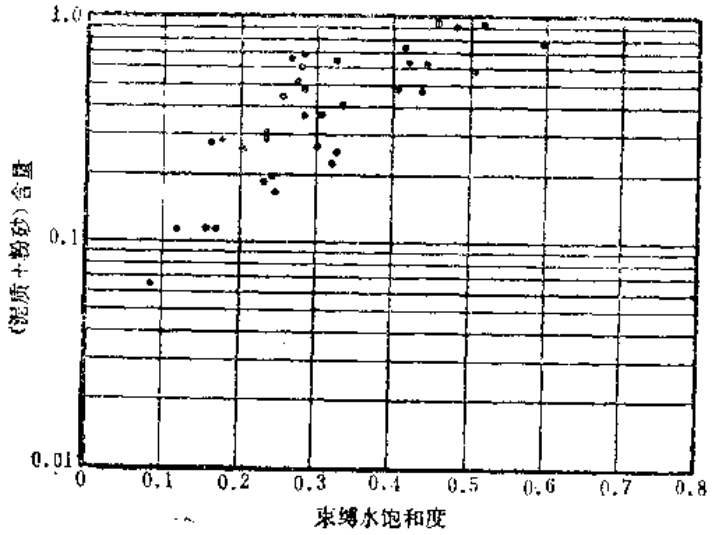


图 8-1 束缚水饱和度与(泥质+粉砂)含量关系

均值，表明随着产层的粉砂和泥质含量增加，束缚水饱和度明显增大。

表示砂岩地层的粒度中值与束缚水饱和度之间的关系示于图8-2，共有607块岩样，同样属于胜坨油田下第三系地层。关系图反映这样的一种趋向：束缚水饱和度随粒度中值变小而增大，而具有比较密切的相关性。特别是粒度中值小于100微米（0.1毫米），束缚水饱和度的增大趋势更为明显，从而进一步证明粒度中值是影响束缚水含量和形成低电阻率油气层的重要因素。

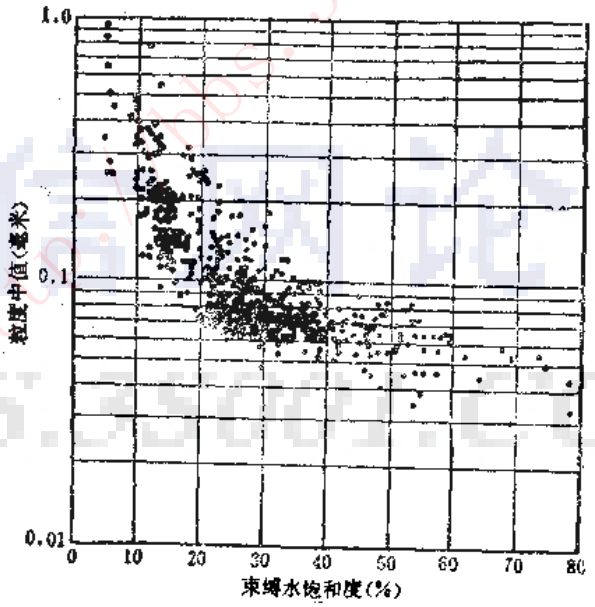


图 8-2 粒度中值与束缚水饱和度关系

2.粘土含量大

砂岩含分散状粘土是形成低电阻率油气层的另一个重要因素。粘土矿物充填的结果进一步改造由岩石骨架组成的粒间孔隙，导致孔隙空间的几何形态更加复杂化。其影响程度与粘土性质和分布形态有密切的关系。

建立在扫描电镜和X-衍射基础上的研究成果表明，低电阻率油气层的粘土成分是以水云母（伊利石）和蒙脱土为主。由于这些粘土矿物晶格间隔比较大，分子间引力相对较弱，因而有比较强的吸水性。同时由于它们在充填过程中，往往与岩石颗粒和孔隙组合成“包裹状”或“薄膜式”(pore-lining)、粘土桥（pore-bridging)、甚至完全填满粒间孔隙，并在晶体或晶体聚合体之间以及与岩石孔壁形成十分发育的微小孔隙，促使产层的束缚水含量明显增大。而具有高含油饱和度并表现为高电阻率特点的油气层则与此不同，它们或者不含粘土，或者含量较小，其成分主要是高岭土。下面以濮阳地区沙二和沙三段的低电阻率油气层为例，进一步阐明其特点。

扫描电镜揭示，它们的粘土含量普遍较高。粘土和粒径小于10微米的硅质胶结物和粘土矿物约占骨架的10%～20%。粘土的主要成分为水云母和蒙脱土以及二者的过渡态（图8-3至图8-5），一般不含高岭土。这些分散状粘土往往具有三种形态，一是局部包围或呈薄膜式完全包围岩石颗粒（图8-6）；二是形成粘土桥连接岩石颗粒（图8-7）；三是充填(Filling-pore)或完全填满粒间孔隙（图8-8）。其结果进一步改造粒间孔隙，造成孔隙



图 8-3 包围颗粒表面和充填粒间的水云母及水云母-蒙脱土过渡态，微孔隙发育



图 8-4 片状水云母粘土矿物充填粒间，造成孔隙通道变小

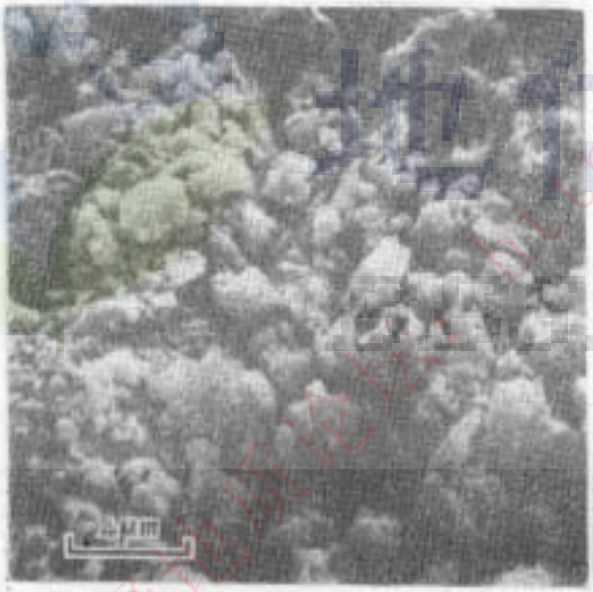


图 8-5 粒间充填的絮状蒙脱土粘土矿物，微孔隙发育



图 8-6 水云母呈薄膜式(pore-lining)包围石英颗粒

变小和微小孔隙发育。其中有水云母自身形成的蜂窝状微孔隙（图8-9），以及水云母和蒙脱土晶体聚合体之间形成的微孔隙（图8-3）及（图8-5）；有长石风化形成针状水云母而大量发育的微小孔隙（图8-10）；也有粒间充填粘土而孔隙变小形成的小孔隙（图8-8）。因而，普遍具有高束缚水含量特点，并导致油气层电阻率降低。尤其是在高矿化度条件下，电阻率降低的趋势更为明显。例如濮阳地区的低电阻率油气层，其电阻率约为0.8～2.5欧姆米。然而，处于同一层段的高电阻率油气层却有迥然不同的特点。它们除了粘土含量较少外，主要的粘土矿物为高岭土。

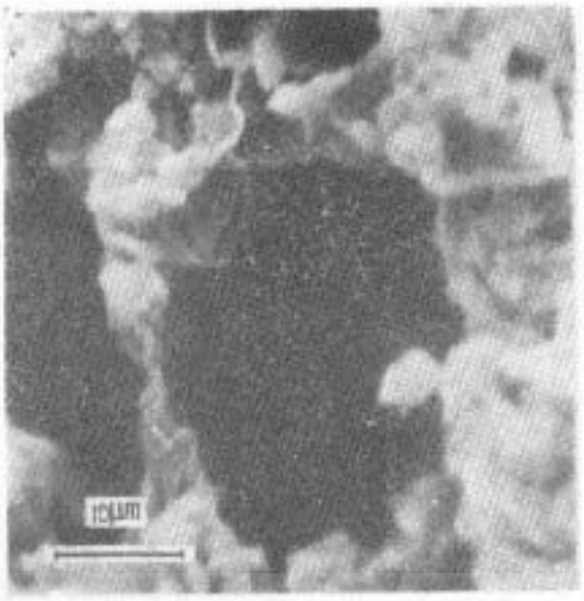


图 8-7 水云母粘土桥(pore-bridging)放大

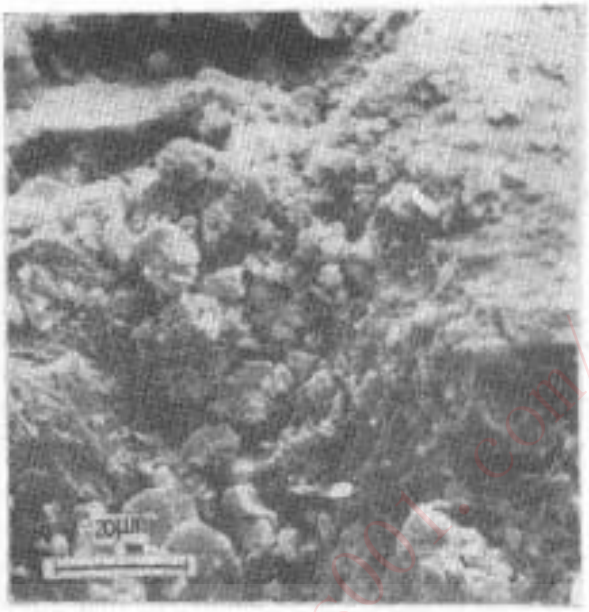


图 8-8 粒间填满水云母及水云母-蒙脱土过渡态，形成许多微小孔隙

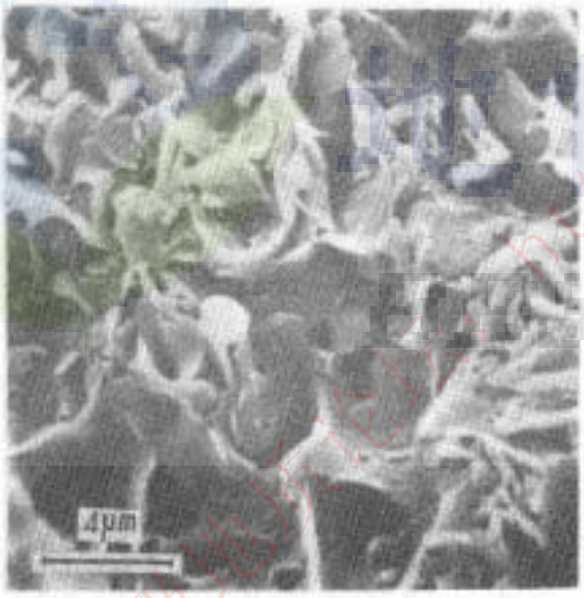


图 8-9 水云母形成的峰窝状微孔隙

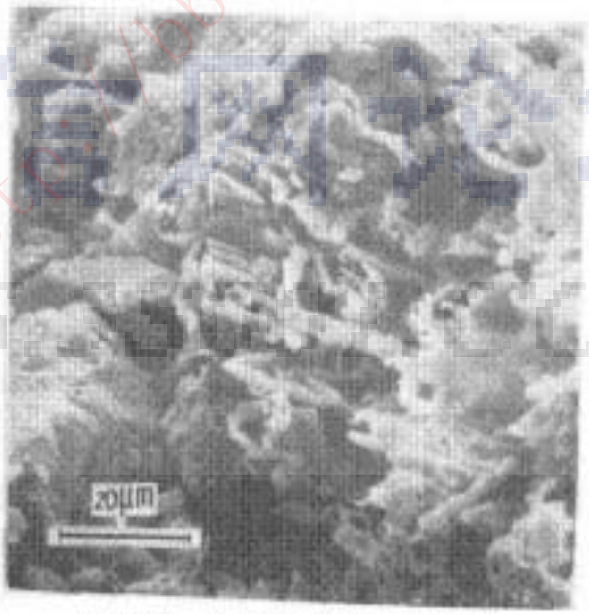


图 8-10 长石风化形成定向排列的水云母，微孔隙十分发育

应该指出，国外的某些油田还存在着另一种地质特点的低电阻率油气层，不过其数量较小。这就是高岭土富集并充填于粒间孔隙的砂岩油气层，现列举一例说明之。图8-11是壳牌国际石油公司所属的某油田的一口高产井（A井）的测井实例，产层为白垩系发育良好的河道砂岩，具有中等及粗粒的粒级，粘土以自生的高岭土为主，含量中等（$V_{sh}\leqslant 30\%$）。

根据测井显示，图上的层系Ⅱ内，有两个孔隙度和自然伽马曲线相类似的砂岩体（孔隙度为24%左右），却呈现出截然不同的电阻率响应：上面砂岩的电阻率达100欧姆米，含

水饱和度为10%；下面砂岩体电阻率为2.5欧姆米，含水饱和度约为53%。因此，如果按常规方法，对A井的测井曲线进行快速直观解释，往往会认为这两个砂岩体之间存在着一个明显的油水界面。然而，测试结果表明，下面低电阻率砂岩体不仅不出水，而且产油能力达到6350桶/日。造成上下油层出现极大的电阻率差异，主要是因为下部的低电阻率砂岩是由两类岩性组成的薄互层。一类是由比较纯净的到具有中等高岭土含量的砂岩层，呈现高渗透率特点（达西级）；另一类是含有高度富集的高岭土并充填于孔隙内的颗粒比较粗的砂岩，高岭土的充填，把大孔隙改造成微孔隙，呈现出低渗透率的特点。其结果使产层形成两种类型的孔隙系统，即高岭土富集并充满原生水的微孔隙与主要被油所饱和而粘土含量较少的大孔隙。纯油产自大孔隙，毛细束缚水则分布于微孔隙，而不能流动。显然，这是形成低电阻率油气层的基本原因。

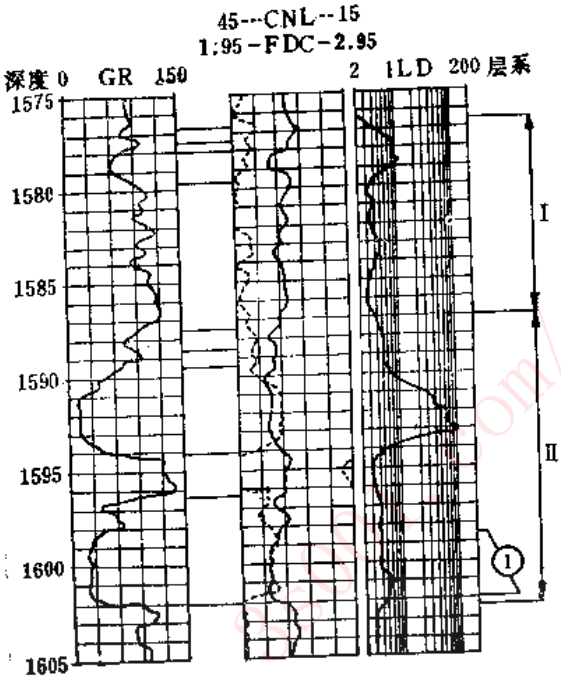


图 8-11 A井的测井实例

①号层测试日产油6350桶，气油比500英尺³/桶，在测试层段测井计算的含水饱和度为53%。

3.孔隙结构

低电阻率油气层的岩性和粘土性质规定了如下的孔隙结构特点：

孔隙喉道半径普遍较小，超过10微米者极少，主要孔隙半径为1～4微米。因此，孔隙喉道半径中值小于5微米。

微孔隙十分发育。孔隙半径小于0.1微米者一般占总孔隙的20%以上，甚至高达40～50%。

毛细管压力曲线的排驱压力普遍较大，一般超过2公斤/厘米²。

表现为低渗透率特点，其数值一般小于80毫达西。

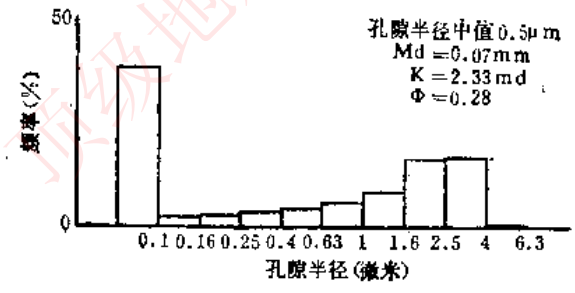


图 8-12 商河西油田低电阻率油层孔隙分布实例

图8-12是商河西油田沙二下低电阻率油层段的孔隙分布典型图。孔隙半径很小，孔隙喉道半径中值大于2微米者极少。出现两个峰位，一是主要孔隙半径；另一个是半径小于0.1微米的微孔隙，一般占总孔隙的25%以上。表明孔隙分布不均和微孔隙十分发育。

由此可见，具有两种类型的孔隙系统是低电阻率油气层孔隙结构的主要特征。一是微孔隙系统，这部分孔隙不具备渗流能力，在整个孔隙中所占的比重比较大，一般饱和束缚水；另一是具有渗流能力的孔隙系统，这部分孔隙孔径比较大，但所占的比重较小，是低电阻率油气层的主要储渗系统。

低电阻率油气层的毛细管压力曲线示于图8-13。压入水银量比较少，反映孔隙系统以微小孔隙为主和具有高束缚水饱和度特点。

所以，低电阻率油气层有着十分发达的以小孔隙和微孔隙为主的孔隙系统，并组成以束缚水为主要成分的导电网络。

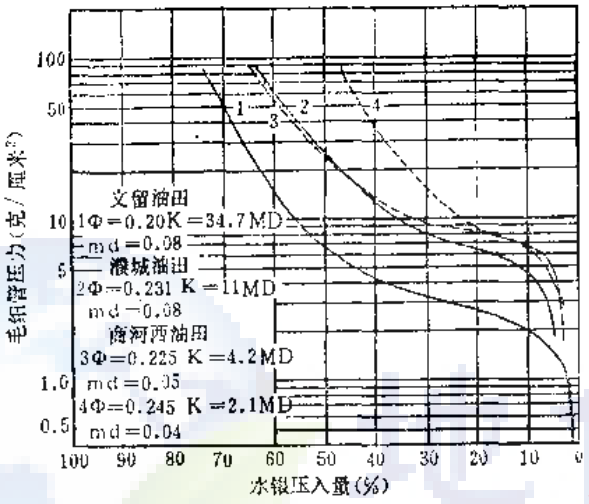


图 8-13 毛细管压力曲线

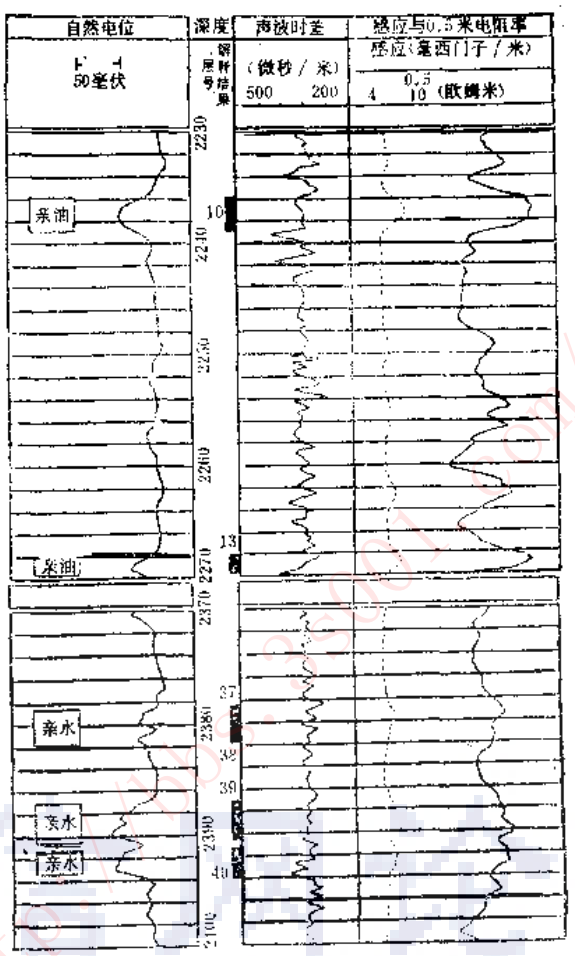


图 8-14 文10-1 井润湿性测定与测井曲线对比图

4.润湿性

亲水性是低电阻率油气层普遍具有的特性。根据岩心样品的润湿性测定，几个地区的低电阻率油气层都是亲水的。与此相反，低束缚水饱和度的高电阻率油气层经常表现为亲油。

图8-14展示一幅油层岩心样品润湿性测定与测井曲线的对比图。令人感兴趣的是，在同一组油层中，岩石的润湿性与电阻率曲线的显示十分吻合。高电阻率油层表现为亲油，低电阻率油层则为亲水，表明润湿性与含油性经常有关。从图上还可看出，做为岩性测井的自然电位曲线，不仅受控于岩性，而且其幅度也在相当程度上受油层束缚水含量变化的影响。从这个意义上说，在反映岩性方面，自然电位往往不如自然伽马曲线。

总之，由于以上四个方面特点，形成了低电阻率油气层十分发达的、以微小孔隙为主的孔隙系统，并在微小毛管内部及孔壁和粘土周围分布大量的束缚水。在这种情况下，处于储集层孔隙空间的油（气）、水有其独特的分布形式：油气主要分布于为数较小的大孔隙或孔隙较宽敞的部位；水则以束缚水形式占据为数较多的微小孔隙和孔壁周围。形成只有油气流动而水不能流动的状态，并组成以束缚水为介质的十分发达的导电网络，特别是在高矿化度条件。所以，以束缚水为主要成分的高束缚水饱和度特点是低电阻率油气层普遍具有的特征，也是形成低电阻率油气层的基本原因。此外，在矿化度不高或孔隙度较低的条件下，粘土间的阳离子交换所产生的附加导电性也是导致油气层低电阻率的重要原

因。关于泥质的导电性及其有关的理论和解释方程，已在第一、四章进行讨论，这里不再重复。

二、低电阻率油气层的评价

低电阻率油气层的高束缚水含量和低含油饱和度的特点，往往降低了测井信息对油(气)、水层的分辨率，因此，如何评价这种类型的油气层是油气勘探面临的主要课题。

如上所述，引起油层含油饱和度降低有两个可能原因：一是由于岩性变细或泥质含量增多并引起产层束缚水饱和度增加的结果，这种情况一般不会导致油层出水，是油层—低产油层—干层变化过程的反映，低电阻率油气层隶属于这个过程；另一是可动水饱和度增加的结果，是产水率增大的反映，属于油层—油水同层—水层的变化过程。了解这一特点之后，就可为我们提供相应的途径，定性乃至定量的评价油气层。如果测井解释方法能够提供匹配的含水饱和度(S_w)和束缚水饱和度(S_{wi})参数，则能十分简便地通过分析产层的可动水率，判明产层到底是属于低含油饱和度油层还是属于具有一定含油饱和度的油水同层。显然，这就是设计"可动水分析法"的基本构思。因此，也就不难理解，为什么这一方法在评价砂岩低电阻率油气层方面能普遍见到较好的效果。

"可动水分析法"和"多参数自动判别油水层"等方法是评价低电阻率油气层的有效方

经验表明，采用泥质砂岩的解释方法评价低电阻率油气层，无论从理论上或实际效果来看都不十分完善。因为根据国内外大量的取心资料证实，低电阻率油气层的含油饱和度相当低，实测数值普遍接近或低于50%。纵然由于泥质附加导电性的影响，造成计算的含油饱和度数值偏小，同时即使经过泥质校正后使计算结果有所提高，但是也无法改变低电阻率油气层其含油饱和度低的这一客观事实。况且低电阻率油气层并不都是泥质砂岩地层。应该指出的是，目前许多泥质砂岩的解释模型，都是把泥质的增加并引起产层电阻率的降低当成一种孤立的现象来对待。其实根据沉积原理来看，产层泥质含量的增加经常伴随着组成岩石骨架的砂岩颗粒变细，其结果将使产层的孔隙结构复杂化，即孔径变小和曲折度增大，这又可能造成地层的电阻率相应增高。由此可见，泥质的附加导电性和孔隙结构的变化是产层泥质含量增加可能影响其电阻率的两种相反的因素，它不仅可能减缓泥质的附加导电性造成产层电阻率降低的影响，而且在高矿化度和低含油饱和度的条件下，可能还会有相反的结果。因此，单纯根据泥质校正有时还不能对油气层作出最终的评价，特别是对典型的低电阻率油气层。例如美国近海的路易斯安那的冰河砂岩，其油气层的含油饱和度和电阻率都很低，与水层接近，根据测井分析很难作出确切的评价，如图8-15所示。因此在地层对比的基础上，进行相当数量的井壁取心，经扫描电镜分析和X射线衍射，对产层的粘土成分、分布形态进行深入研究，进一步揭示其高束缚水含量的特点。在测井学、地质学和岩石物理学相结合的基础上，进行测试工作，对这些油气层才有了比较全面的认识，并在开发油田的过程中，获得意外的高产。例如其中一口井，射开50英尺油层，日产油395桶，四个月累积采油47500桶，压力未降。

为了改善这种状况，分别提出了"可动水分析法"和"多参数自动判别油水层"等方法（详见第七章）。这些方法的设计思想与上述方法不同，它们不是建立在泥质校正的基础之上。"可动水分析法"是从油层物理的基本概念出发，以流体在微观孔隙中的渗流理论为

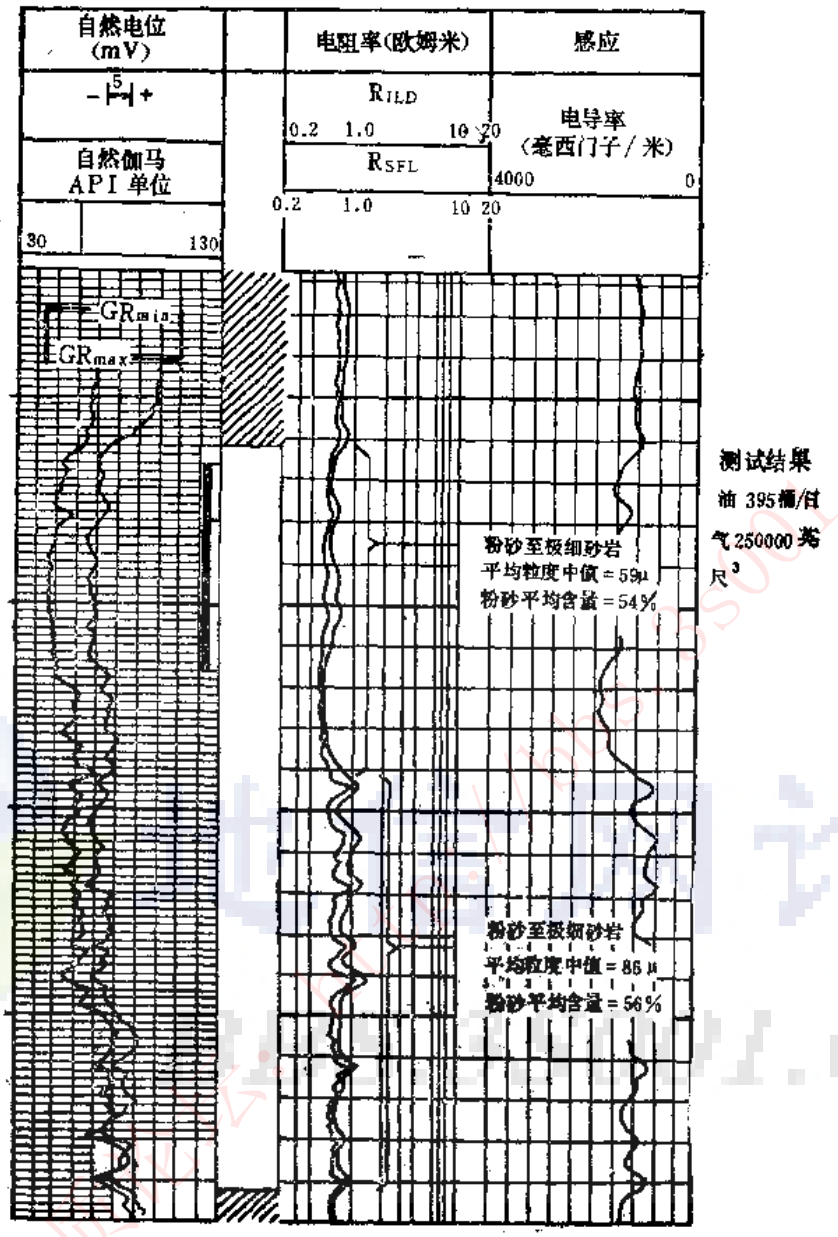


图 8-15 低电阻率砂岩油气层测井显示实例

依据，通过揭示油气层的最重要特性，达到正确评价油气层的目的。“多参数自动判别油水层”这一方法则是通过自动提取反映油水层特点的有用信息，最大限度地把油水层区分开，达到直观显示油水层的目的。因此，实践证明，它们是评价低电阻率油气层的有效方法。

第二节 碳酸盐岩地层的油气评价

在世界油气储量和产量中，碳酸盐岩储集层的比重，年复一年地增长。据国外统计，世界性大型油气田中，以碳酸盐岩为储集层的油气田数目约占40%，但储量却占60%左右，特别是它们往往具有很高的产能。这些都表明碳酸盐岩地层在油气勘探和开发中的重要性。

一、碳酸盐岩地层的特点

典型的碳酸盐岩剖面是以巨厚的石灰岩和白云岩为主的地层，属于稳定的海相沉积。主要矿物成分为方解石$CaCO_3$和白云石$CaMg(CO_3)_2$同时常常含有石膏质、泥质、硅质与有机炭等，岩性比较复杂。此外，还有属于滨海湖泊相的粒屑灰岩和滨海泻湖相的礁灰岩等，它们也是碳酸盐岩储集层的重要部分。

1.储集层类型

碳酸盐岩地层的孔隙结构十分复杂，导致储集空间的多样性。根据其特点，可把储集层分为孔隙性、孔洞型和裂缝-基质孔隙型等多种类型。

孔隙型碳酸盐岩储集层

特点与砂岩储集层相似，其储集和渗滤空间是指由鲕粒、团粒、介壳碎屑或内碎屑在沉积过程中互相支撑形成的粒间孔隙，或由鲕粒、内碎屑及生物体腔形成的粒内孔隙，以及由碳酸盐的结晶颗粒互相支撑形成的晶间孔隙。属于这类储集层有鲕状石灰岩、藻屑白云岩、角砾状灰岩、介壳生物灰岩等。其储油性能相当好，例如我国东部油田第三系碎屑灰岩，孔隙度都在10～25%，甚至高达30%以上。粒径一般都在0.10～1.0毫米之间，分选良好。有的油层渗透性极好，曾先后出现过千吨井。又如川南阳高气田T_{1}^{1}层顶部的鲕状石灰岩，鲕粒直径最大为0.55毫米，最小为0.15毫米；鲕粒间连通孔隙发育，孔隙度为14～17.6%，有的可达20%，渗透率超过200毫达西。

孔隙型碳酸盐岩储集层的孔隙结构比较均匀，油、气、水在孔隙中的渗滤也具有比较均匀的特点。因此，对这类储集层特性的研究，大体上与砂岩相似。

孔洞性碳酸盐岩储集层

其储集空间是由于碳酸盐物质成岩后，经过一系列次生变化形成的溶孔及溶洞。有地下水溶蚀作用或岩石重结晶作用及白云岩化作用形成的溶孔、溶洞；也有由于古风化壳地表水的淋滤、溶蚀作用形成大量的孔洞。例如我国华北油田前震旦系地层顶部的风化壳，各种溶蚀孔洞非常发育，是良好的油气储集层。胜利油田平方王地区的藻礁白云岩、孔隙度为26.5～42%，渗透率为680～1210md，也是良好的油气储集层。

裂缝-基质孔隙型碳酸盐岩储集层

海相沉积的巨厚碳酸盐岩地层，大部分属于这种类型的储集层，例如任丘油田雾迷山组白云岩油藏和四川二迭和三迭系气藏。它具有双重孔隙结构的特点，由裂缝系统和基质孔隙系统两部分所组成。基质孔隙系统一般属于粒间或晶间孔隙。裂缝系统是由于岩石受构造应力作用后经脆性变形而产生。并经地下水的溶蚀作用，沿裂缝的通道与交叉处形成溶沟、溶孔和溶洞，因此，裂缝系统主要是缝洞孔隙。这两类孔隙系统的成因、几何形状、分布情况显然很不相同。基质孔隙是比较均匀分布在岩体内的原生和次生孔隙，其孔径细小，孔隙之间靠狭窄的喉道连通、渗透性很差。这类孔隙的物理特性与砂岩孔隙近似。裂缝系统是由构造力产生的裂缝、地下水形成的溶沟和与之相连的一些溶洞、溶孔所组成。分布很不均匀。裂缝对岩石孔隙度的贡献也不大，但由于它们的孔隙形状简单，连通性好，当它们切割低渗透性的岩体后，对地层渗透性有很大的改善。例如四川地区基质平均渗透率小于1毫达西，裂缝渗透率却可高于50～100毫达西。因此，如果说基质孔隙系统是储集流体的主要场所，则裂缝系统是流体渗滤的主要通道。

裂缝-基质孔隙型的碳酸盐岩储集层不仅具有低孔隙度的特点，而且孔隙结构十分复杂。根据四川地区资料，其孔径可由数十埃的晶间微孔，到毫米级的粒内、粒间溶孔乃至数米的大溶洞。孔隙度可由0.2～21.75%，观察卧龙河气田6公分长的岩心，孔隙度可由5.39%变化到17.86%裂缝普遍发育，一般以构造裂缝为主，裂缝率小于1%。表明这种类型的储集层有严重的非均质性。

2.测井显示

相对来说，孔隙型的碳酸盐岩地层具有比较均匀的孔隙结构。目前测井应用的解释模型和关系方程式，能够较好地逼近地层的实际情况，所求解的地质参数也能够比较如实地反映地层特性。对于非均质性严重的裂缝-基质孔隙型的碳酸盐岩储集层，测井解释技术的效能则明显变差。它只能提供测井探测范围内的一种平均概念，而很难描述或代表大范围内地层的特性。

由于裂缝-基质孔隙型碳酸盐岩地层具有低孔隙度特点，因而电阻率数值普遍很高，可由几十到几千甚至超过1万欧姆·米。主要取决于裂缝和孔隙的发育程度，当然也与地层水矿化度有关。裂缝发育的结果往往造成碳酸盐岩地层电阻率的明显降低，这一特点，在以电导率记录的感应测井图上有明显的显示。溶洞对电阻率的影响主要取决于与溶洞相连的裂缝的发育程度。不同的电阻率测井对不同方向的裂缝，其响应方式也不完全相同。例如，水平裂缝主要导致深侧向测井电阻率降低，而垂直裂缝的影响就相对比较小。对于浅侧向测井来说，水平和垂直裂缝都要使电阻率降低。至于感应测井，水平裂缝的影响是主要的。声波测井也是如此，因为所测的时差数值与水平裂缝的发育程度以及裂缝中的流体性质密切相关。但是，声波测井一般不能反映垂直裂缝的发育情况。因此，在缝洞地层中，声波测井确定孔隙度比较复杂。

3.泥浆侵入

对于孔隙型碳酸盐岩地层，泥浆是比较均匀的侵入地层的，大致与砂岩的特点相似。然而，裂缝-基质孔隙型碳酸盐岩地层情况则不同，其特点可描述如下：

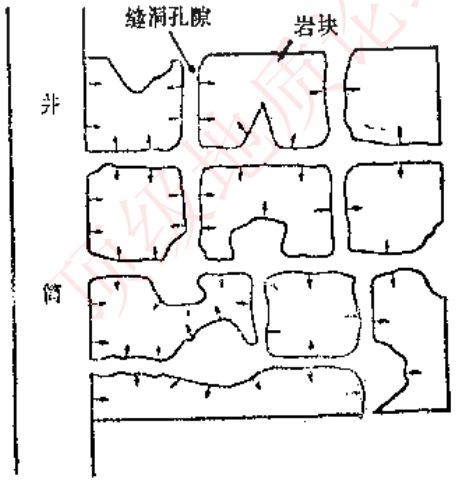


图 8-16 泥浆“分割式”侵入特征

当裂缝和基质孔隙充满油气和水的碳酸盐岩储集层被钻开后，由于井内泥浆柱压力大于地层流体压力以及两种孔隙系统毛细管压力的不同，泥浆或泥浆滤液沿着高渗透的裂缝突进，赶走其内的流体，而把基质孔隙内部的油气和地层水封闭起来。随着时间的增长，泥浆滤液从四周向岩块中心扩散和挤压，直到二者之间的浓度和压力达到平衡为止，形成碳酸盐岩地层的独特侵入。即所谓的“分割式”侵入(如图8-16)。虽然泥浆或泥浆滤液沿裂缝侵入很深，赶走其内的油气，但是，在基质孔隙内的油气仍然存在，维持其原有的饱和状态，并影响测井曲线的响应，构成用测井信息探测油气层的物质基础。

因此，针对上述的特点，裂缝—基质孔隙型碳酸盐岩储集层的解释方法应作相应的改进，避免采用过去以均匀孔隙为前提的解释模型。而应以地层具有双重孔隙结构的实际情

况出发，充分注意两类孔隙系统对流体渗滤的差异及由此产生的泥浆侵入地层的非均质性。并在这一基础上，设计新的解释模型和相应的解释方程。

二、裂缝性储集层的分类

经验表明，对于不同类型的裂缝性碳酸盐岩储集层，无论从渗流特性，储油能力，产能以及油井的递减率来看，它们之间都有很大的差异。因此，正确分析裂缝性储集层的类型，是直接关系到油田的综合评价，勘探与开发的决策以及最终影响油田开发的经济效果。

从目前的发展来看，基本的分类法是以裂缝的储油能力与基块孔隙的储油能力之间的匹配的程度，做为分类的依据。应该承认这种分类法的合理性。对于裂缝性碳酸盐岩储集层来说，如果笼统的认为裂缝的储油能力很小，甚至认为与基块孔隙的储油能力相比简直是微不足道，那末就有可能把一些有价值的产层排除在外，并对某些油井作出过低的估价，从而延缓勘探的进程。反之，如果由于某些裂缝性地层具有很高的初产率，而对产层的类型及其特性缺少全面分析，那末也有可能对油田的开采作出过于乐观的预测，并导致许多经济上的失败。以上所述的两个方面的例子，似乎在裂缝性地层的勘探史上已是屡见不鲜。

因此，全面认识和分析裂缝地层的储集特性，正确揭示所具备的高产条件，显然是十分重要的。过去往往有人作如下的假设，即认为裂缝的储油能力很小，它们主要是提供流体渗流的通道，而骨架则具有较高的储油能力，然而渗透率却很小。事实上，对这些假设要作具体的分析，特别要对裂缝系统的储油能力作出合理的评价。

按照裂缝系统与基块孔隙之间储油能力的匹配程度，可把裂缝储集层分为如下的三个大类四个亚类。

（1）A类

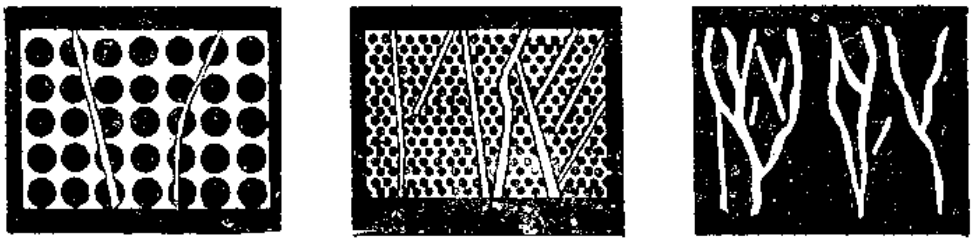
A类主要特点表现在基块孔隙的储油能力明显大于裂缝系统的储油能力。这种类型的储集层基块孔隙度相当高，往往大于10～20%裂缝一般只占总孔隙体积的10%左右（见8—17A），因此地层的渗流特性与均匀地层相近。在这种情况下，裂缝的存生并不一定是个好事，因为在钻井过程中这些裂缝容易发生诸如泥浆漏失、井喷、着火等一系列麻烦问题。

（2）B类

B类主要特点是裂缝的储油能力与基块孔隙的储油能力基本相似，这是一种理想的孔隙组合，如图8-17B所示。一般来说，这类储集层的基块孔隙度不大，平均约为5～15%。根据基块孔隙结构的特征，又可分为B-Ⅰ及B-Ⅱ两个亚类。B-Ⅰ类的储层基块孔隙度虽然不大，但具有较好的储集与渗流能力，而且由于有发育的裂缝系统，又提供了极好的渗流通道。因此裂缝系统的含油（气）饱和度也趋于100%。

B-Ⅱ类裂缝储集层基块孔隙系统的孔喉半径极小，流体在其内部几乎是不渗流的，因此表现出基块孔隙的储渗特性极差，结果只占地层总孔隙一部分的裂缝系统却几乎容纳了100%的油气。

图8-18A为B-Ⅰ类裂缝性储集层的相对渗透率曲线及毛细管压力曲线的典型图，图中的K_{roF}，K_{rom}分别表示裂缝孔隙系统与基块孔隙系统的油相相对渗透率；K_{rwF}、K_{rwm}分别



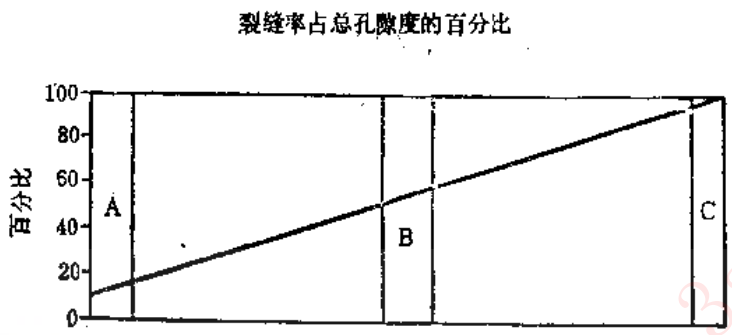


图 8-17　裂缝性储集层的分类

为裂缝与基块孔隙系统的水相相对渗透率；P_{cF}、P_{cm}则分别表示裂缝及基块孔隙系统的毛细管压力曲线。图上表明并存的双重孔隙系统——裂缝孔隙与基块孔隙系统，都具有良好的渗流特性，而裂缝系统的束缚水饱和度为0，油气饱和度趋于100%。

图8-18B为B-Ⅱ类裂缝储集层的相对渗透率与毛管压力曲线的典型图。尽管基块系统具有一定的孔隙度，但由于孔径过于狭窄，孔隙充满束缚水，因此这种类型的储集层，油气的储集与渗流则几乎依赖于地层中的裂缝系统。正是由于基块孔隙饱和束缚水，常规的测井解释技术很可能会得出过高的含水饱和度数值，而容易造成测井解释过程中，把部分属于B-Ⅱ类的油气层遗漏掉。为此，最好能够采用经过改善的测井分析技术，除了计算总的含水饱和度外，还应分别计算裂缝及基块孔隙系统的含水饱和度。

由此可见，在B类储集层中，B-Ⅰ型是一种最佳的储集类型，它具有理想的孔隙组合，世界上不少高产裂缝性油田均属这种类型的产层，例如伊朗著名的阿斯玛里碳酸盐岩油气层就是属于B-Ⅰ类产层，有三口井的初产油量超过10000吨/日的记录。该产层的主要储集层特性为：基块孔隙度变化在5～25%之间，平均孔隙度为12%；基块孔隙的渗透率较低，很少超过2毫达西，但具有储集与渗流的能力；产能强烈受到裂缝发育程度的影响，裂缝系统的渗透率一般都超过5达西。因此产层具有高产与稳产的特点。

B-Ⅱ类产层的特点明显地区别于B-Ⅰ类，例如美国德克萨斯州奥斯汀白垩系地层所钻的几口井，开始产量很高，但在不长的时间内则大幅度的递降。其原因在于产层基块平均的孔隙度虽然达到3～7%，但孔径极小，储渗性能差，所生产的油气几乎都来自裂缝系统。由此可见，正确区分B类中的两种不同特性的储集层，对于综合评价探井的经济价值，显然是十分重要的。

（3）C类

C类的基块孔隙度等于零（图8-16），所有储油能力都是由裂缝孔隙系统提供的。一般

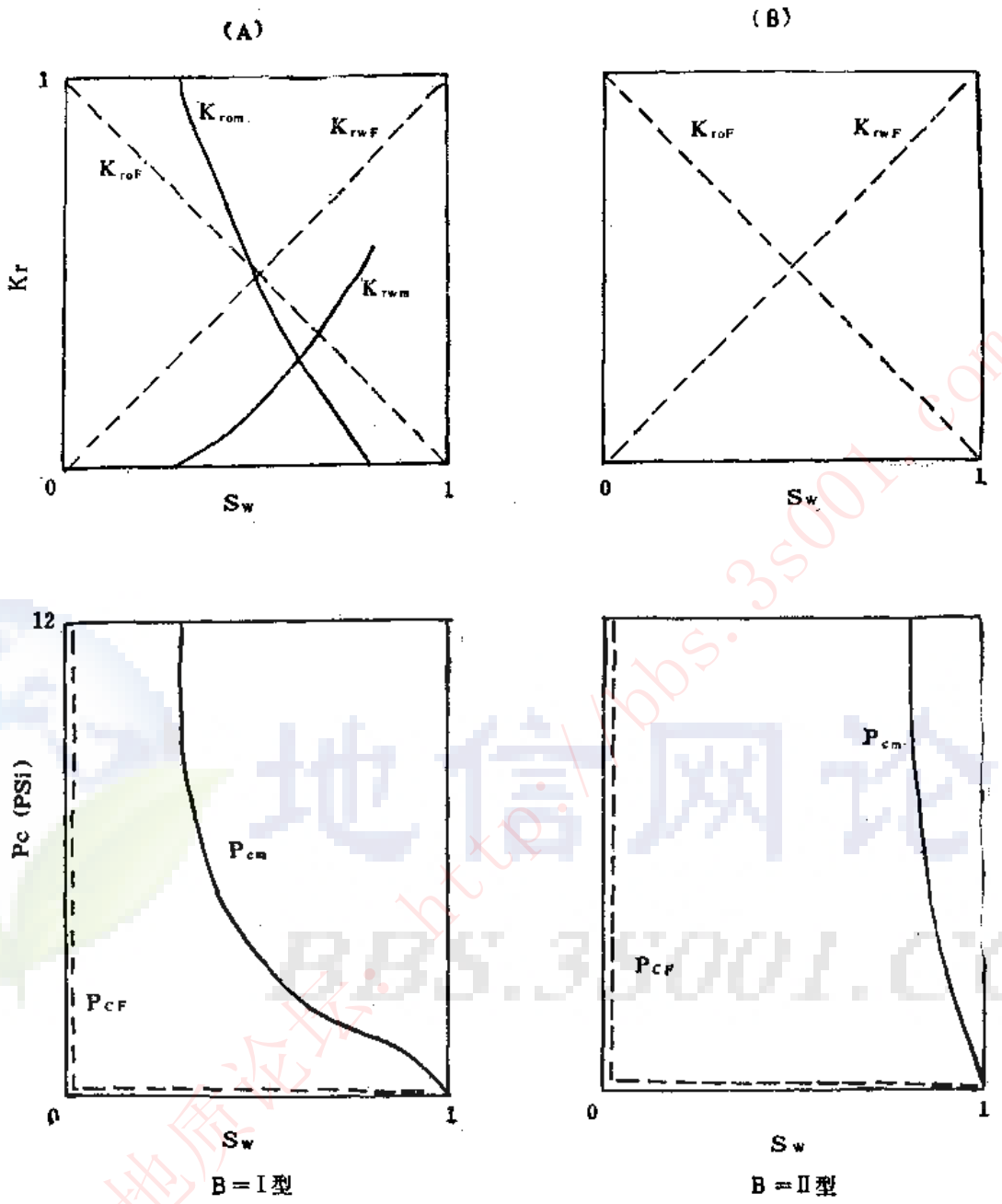


图 8-18　裂缝储集层的相对渗透率与毛细管压力曲线

说来，这种类型的储油层都是以具有很高的原油初产量为其特征，然后在很短的时间内，产量大幅度下降，甚至降到低于通常认为具有开采价值的经济下限值。但也有一些例外的况，例如加利福尼亚州的Edison油田，上白垩系的裂缝性地层每天产油15000桶；委内瑞拉西部的拉巴斯马拉油田，基岩储集层每天产油80000桶。总之，对C类储集层的产能也应给予足够的重视，视具体情况，对油井的开采前景作出正确的评价。

B-Ⅱ类及C类裂缝储集层都是以裂缝系统作为储集空间。二者的区别主要在于，C类储集层的基块孔隙度极小，几乎趋于0。而B-Ⅱ类储集层有一定的基块孔隙度，有时可达5～7%，因此，当B-Ⅱ类储油层开采到一定程度后，由于压力降至某一界限以下，基块

孔隙内部的地层水有可能被释放出来。

事实上，根据油井测试的初产量，有助于分析基块孔隙对产能贡献的大小，并可获得有关产层特性的比较完整的概念。若产层的初产量很高，递减迅速，那么表明基块孔隙对产能没有什么贡献，裂缝成为主要的储渗空间；反之，如果产能稳定，压降不大，则表明基块孔隙对产能有较大的贡献。

综上所述，裂缝性储油层的产能主要依赖于：

裂缝在纵、横向上的发育程度；

裂缝宽度及其延伸程度；

基块孔隙度及其渗透率；

地层压力及油质；

压裂及酸化效果。

三、重要的问题在于揭示裂缝的分布规律

勘探实践证明，裂缝的发育程度是控制碳酸盐岩地层以及其它硬地层高产的主要条件，这是因为裂缝对产能的贡献不仅在于它自身具有最理想的孔隙结构，能够提供最有效的流动通道，而且大大增加基块的泄油能力和油井的供油面积。如图8-19所示。一般来说，非裂缝储集层的泄油面积，只相当于以射孔厚度为高的一个井壁圆柱面。裂缝发育的结果，即在这个基础上，又扩展了多个从井壁延伸至地层内部的裂缝平面（一条裂缝本身就能形成二个泄油平面），犹如在颇大程度上增加了油井中的射孔厚度与深度，Bacher比较了裂缝与非裂缝地层的产能后，认为一条宽度为0.05英寸（1.27毫米）的裂缝，其产能大致能与渗透率等于1000毫达西，厚度为190米的均匀孔隙性储油层相当。

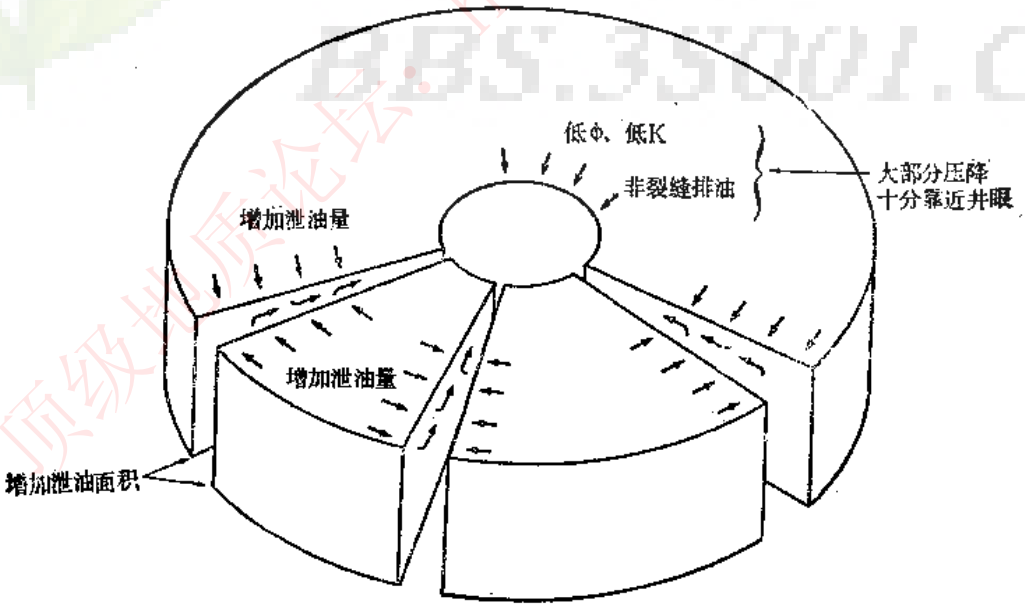


图 8-19　裂缝增加泄油面积示意图

当碳酸盐岩及其他脆性岩石在地应力作用下，形成按一定产状分布的裂缝之后，这些岩石破裂的结果就会产生相应的“真空”膨胀区，在压差的作用下，周围生油层的油气就

会沿裂缝运移和储集。如果从这一观点出发，这就意味着，裂缝的发育程度及其分布特点，直接控制着裂缝性地层油藏的形成与分布。因此，目前普遍认为，搞清硬地层的裂缝分布格局，是成功进行油气勘探的一把钥匙。这是因为，尽管在裂缝性地层的勘探过程中，时常会打出一些高产井，展现出十分动人的勘探前景，但是，如果这一问题不解决，就有可能离开裂缝的分布规律而按常规方式进行布井，其结果就会导致勘探的反复，甚至耗资巨大，事倍功半，使整个勘探工作难以深入进行下去。

许多地区的勘探经验表明，在尚未搞清裂缝的分布格局之前，打出一批低产井或干井是不足为奇的。原因在于裂缝性的硬地层，特别是碳酸盐岩地层，当埋藏深度超过2500英尺时(约762米)，地层中主要是以垂直裂缝为主(相对井轴而言)，它们的走向往往是平行分布。在这种情况下，如果采用常规的布井方式，即在构造顶部布置垂直井，那末钻穿垂直裂缝的机率甚小，导致钻探结果可能落空，所以搞清裂缝及其分布规律，显然是十分重要的，它完全有可能关系到整个勘探计划的成败，特别对于投资巨大的地区更是如此，例如海上与深部硬地层的钻探。

因此，在这一基础上发展起来的一整套探测和识别裂缝的综合评价技术，理所当然的为人们所重视、并获得较快的发展。它已经超越了常规的野外观测及单纯岩心分析的范畴，而形成比较完整的系统工程。这一技术，以初步形成系列的裂缝识别测井为主要手段，综合钻井地质、岩心分析、试井与动态观测资料，进行地震速度谱的低异常区分析，并借助于航测照片及各种遥感技术，其目的在于从整体入手，掌握地区性的裂缝分布格局，优化裂缝性油藏的勘探与开发方案。

虽然，这一套技术仍处在发展阶段，目前尚未成熟，但是其有效性在硬地层的勘探实践中已经比较充分地显露出来。显然，做为识别裂缝的主要手段——测井技术，不仅能够提供大量综合性强，精度较高，连续反映地下裂缝特性的物理信息，而且随着计算机处理技术的应用，能够由这些原始信息获得更能直接反映裂缝的演绎信息，从而在硬地层勘探过程中，发挥越来越重要的作用，它既能识别与井眼相交的裂缝，又能探测远离井壁但仍处在测井探测范围内的裂缝发育带，同时提供有关裂缝产状及其分布方向（走向）的概念，并具有成本低，效益高的特点。

但是也应该看到，由于影响因素比较多，不可避免的多解性，必然在较大程度上限制测井技术的应用效果，因而如何排除多解性，始终是提高测井技术识别裂缝能力的一个重要课题。

对于一个地区来说，当布署硬地层的第一批预探井时，则要求采用比较完整的测井系列，尤其要注意录取综合反映裂缝的多种测井信息。然后把每口预探井做为识别裂缝以及分析地区性裂缝分布格局的窗口，在取得新的认识的基础上，再有依据的布署第二批探井，显然这是裂缝性地层勘探所应该遵循的布井程序，以求达到最佳的勘探效果。

四、评价储集层的分析内容

在各种类型的碳酸盐岩储集层中，利用测井资料评价孔隙型碳酸盐岩，特别是孔隙度比较高的粒屑灰岩地层，往往能够获得较好的效果。因为这种类型的地层基本可以引用砂岩地层比较成熟的解释方法。但是，对于具有双重孔隙结构和低孔隙度特点的裂缝-基质孔隙型地层，不少的解释方法还处于探索阶段。由于在低孔隙度地层所具有的高电阻率剖

面上，电阻率的变化在很大程度是受孔隙结构控制的，例如取决于裂缝和孔洞的发育程度，以及主要的储集类型等。因此在测井曲线上，油、水层的电性特征并不明显。采用定性解释往往不能成功，需要经过比较完整的定量分析，并结合有关的综合资料，才有可能作出比较正确的评价。

1.划分储集层类型

如上所述，储集层类型是碳酸盐岩地层正确选择测井系列和测井解释方法的基础。只有测井资料与沉积相和构造地质的研究相结合，才能提供有关储集类型比较明确的答案。

识别裂缝、评价其发育程度，是正确划分储集层类型重要的一环。为了这一目的，发展了以地层倾角为主体的裂缝识别测井，并且利用测井资料进一步定量估算缝洞孔隙度和裂缝率。有关定量估算方法，已在第五章进行了讨论，并准备在第十一章比较系统地阐述有关探测裂缝的测井技术，所以，这里不再重复。

总之，采用定性分析和定量估算裂缝率，就可进一步评价地层裂缝的发育程度。同时结合孔隙度、岩石成分等解释成果以及其他综合资料，就有可能达到比较正确划分储集层类型的目的。

2.评价产层

主要以第五章为基础进行概括性的评述。为了揭示碳酸盐岩地层的储集性能及评价产层，在测井的解释过程中，至少应比较完整地求解以下反映地层主要特性的地质参数。

（1）确定岩石成分和孔隙度

利用确定测井资料计算碳酸盐岩储集层的孔隙度和确定岩石成分，是属于不可分割的同一过程。因为任何测井方法都不可能离开岩性而独立地去探测地层的孔隙度。而且不同的孔隙度测井方法对裂缝和孔洞的探测特性也并不完全一样。所以，为了比较准确地求解岩石的成分和孔隙度，采用三种孔隙度测井方法经常是必要的，尤其对于裂缝-基质孔隙型的碳酸盐岩地层。例如，图8-20至图8-21的资料是来自任丘油田任28井3210～3383.5米井段的碳酸盐岩地层。在这一口井中，如果仅仅采用密度-中子测井进行解释，在ρ_b-ϕ_N的交会图上，不仅点子比较散乱，而且结论也十分含糊（见图8-20），很可能认为白云石、方解石和硅质三种矿物并存。在M-N交会图上（图8-21），其结果也叫人迷惑不解。如果再增加一种测井方法，譬如岩性-密度测井的P_e曲线，采用这三种测井方法则能够提供比较明确的解释结果。所确定岩石成分与计算孔隙度数值，与地层的取心分析资料比较吻合。如图8-22所示，岩石的主要成分为白云石和硅质。

在测井系列不全的情况下，对某些特定地层，有时结合地区性的经验公式，采用单孔隙度测井方法也能较好地求解碳酸盐岩地层的孔隙度。例如，四川地区利用声波测井计算孔隙度（采用岩心数据与实测声波时差回归的经验公式），获得比较好的效果。任丘油田采用中子伽马测井，计算雾迷山组白云岩油藏的孔隙度，也获得与岩心分析数据比较接近的计算结果。然而采用声波测井，效果则相应变差。为什么同属于裂缝（或缝洞）-孔隙型碳酸岩储集层，结果却不一样呢？估计与它们各自的特点有关。任丘油田（包括华北地区）的雾迷山组地层遭受比较长期的风化，溶孔、溶洞和裂缝十分发育，在总孔隙度中占有一定的比例，然而声波测井却很难反映这部分缝洞孔隙度。四川地区的碳酸盐岩地层虽然裂缝也比较发育，但是在总孔隙度中，裂缝孔隙度所占的比例很小。根据相国寺气田的统

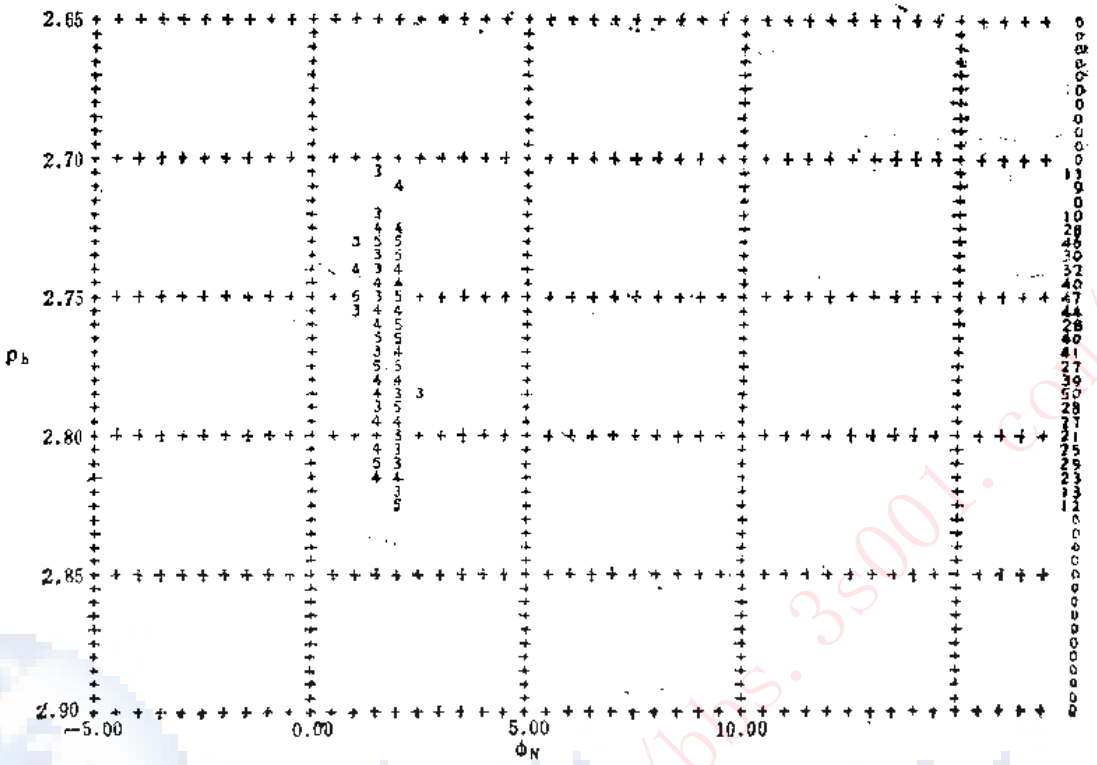


图 8-20　任28井ρ_b -ϕ_N交会图

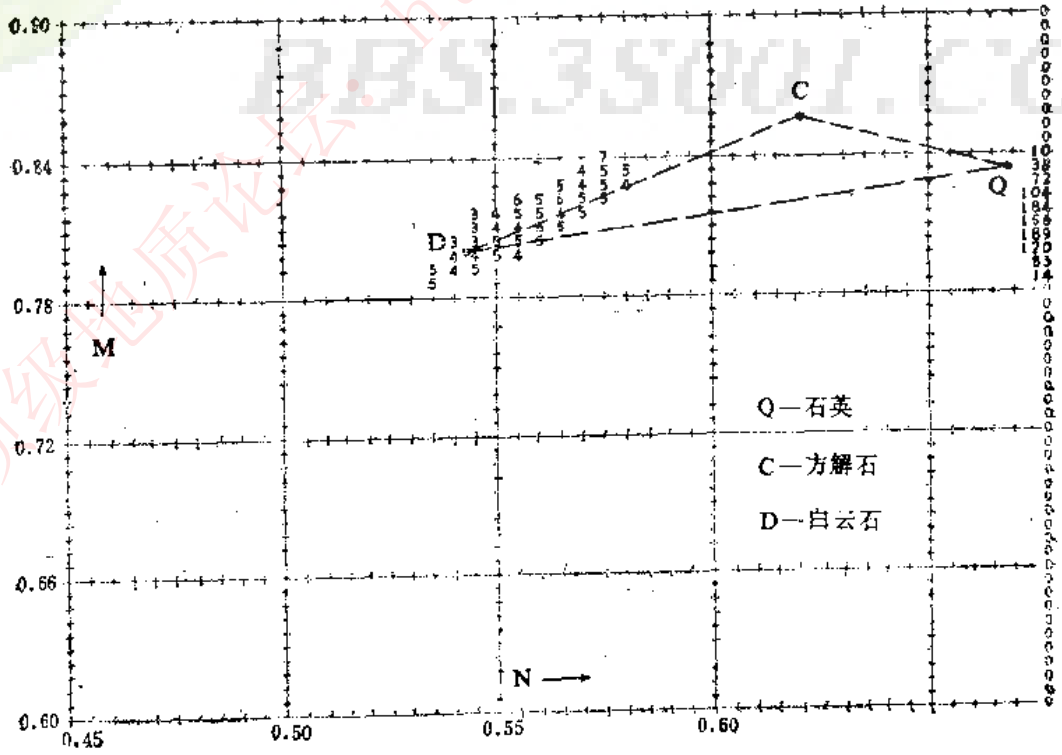


图 8-21　任28井M-N交会图

地信网论坛 BBS.3S001.COM 顶级地质论坛 http://bbs.3s001.com/

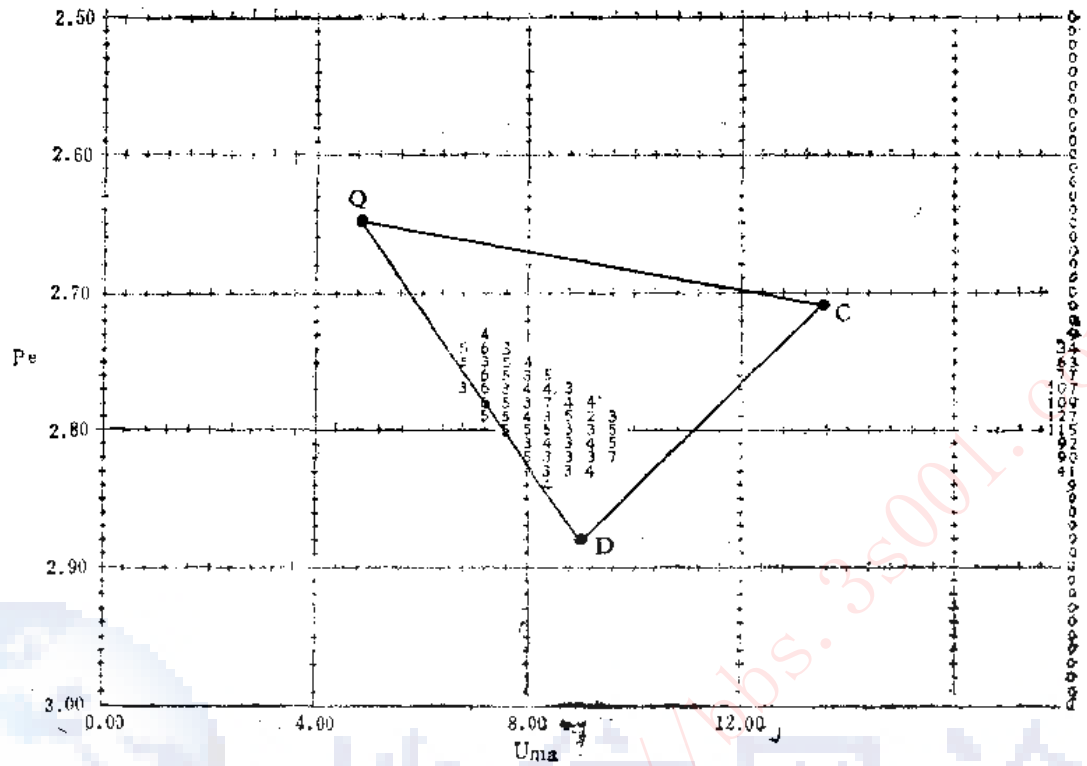


图 8-22 任28井P_e-U_{ma}交会图

计，在20.39米岩芯中，裂缝达2117条，平均每米108条，然而，裂缝孔隙度平均值只有0.34%（揭片法）和0.55%（测井法）。因此，即使声波测井很难反映这部分裂缝孔隙度，但其计算结果仍然与地层总孔隙度相近。当然，采用单孔隙度测井终究是不完善的。因为在产层评价方面，事实上无法提供一个比较完整的概念。

同一地区储集层类型相似的情况下，孔隙度的大小是评价产层的重要指标。例如，目前任丘油田主要以中子伽马孔隙度为标准，把储集层分为三类。$\phi \geq 5.5$的纯地层为Ⅰ类储集层；ϕ等于5.5～3.2，泥质含量较少的地层为Ⅱ类储集层；$\phi < 3.2$则为Ⅲ类（非储集层）。

（2）裂缝孔隙度或缝洞孔隙度

在裂缝-基质孔隙型碳酸盐岩储集层中，裂缝是反映流体渗滤和决定产能的重要因素。因此区分裂缝段及估算裂缝率，在低孔隙度地层寻找可能的高产层位，是测井分析者日益重视的课题。

采用密度、中子和声波三种孔隙度测井，一般能对缝洞孔隙度作出近似的估计。如果结合取心和试采资料，确定经验关系，则有可能进一步估算裂缝率。（见第五章“估算裂缝率”一节）

（3）泥质含量

碳酸盐岩储集层有一部分产层具有高放射性，特别是白云岩地层，约占总量的20%左右。因此，如果采用自然伽马曲线估算泥质含量，在实际评价地层过程中，应注意把这种类型的产层与真正的含泥层加以区别。碳酸盐岩层出现高放射性是由于溶解于地层水中的放射性铀元素沉淀的结果。一般说来，自然界铀元素中的六价铀（U^{+6}），不仅极易溶于

水，而且经常与有机物和粘土矿物结合。因此，地层原生水经常含有数量不等的U^{+6}。在地层水流动过程中，有些铀元素离析并沉淀于裂缝、孔洞壁上或藻腔空间，造成产层的高放射性显示。例如图8-23为某一口井的测井曲线图，其岩性为巨厚白云岩。正如图上所指明，自然伽马偏转幅度最高的不是巨厚白云岩井段中含泥的部分，而是自然电位显示好，并被密度和中子曲线所证实的孔隙性层段。对该井段进行测试，射开21英尺，天然气日产量为280万立方英尺。我国任丘、滨南油田也有类似的产层，图8-24是滨古11井古生代碳酸盐岩地层风化壳的顶部裂缝发育带，自然伽马有明显的高异常显示。对这一段进行裸眼测试，证明为高产气层。显然，采用综合解释能够比较正确地认识这种产层。因为泥质层除高自然伽马显示外，其他曲线都具有泥质层的特点。而高放射性显示的碳酸盐岩储集层，在其他曲线上具有区别于泥质层的特征。如果采用自然伽马能谱测井方法，不仅这一问题能够解决，而且有利于定量评价地层的泥质含量（见第十一章第一节）。

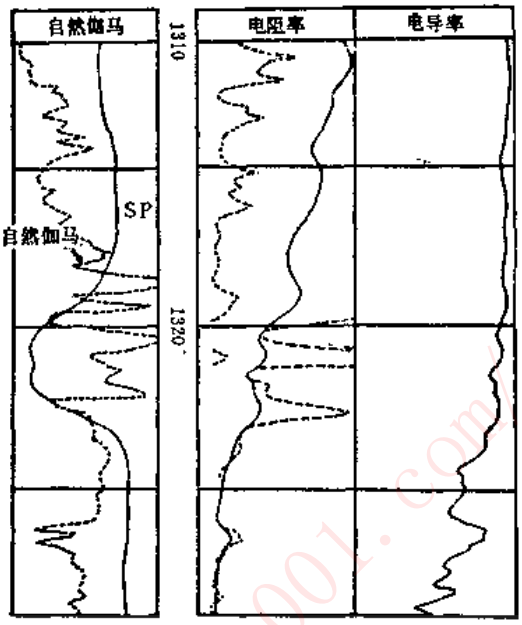


图 8-23　具有高放射性的白云岩层实例

（4）含水饱和度

在典型的碳酸盐岩地层中，采用常规方法计算含水饱和度，其结果并不十分可信。例如，经验表明，低孔隙度的地层往往计算的含油饱和度偏高，甚至把一些水层解释为含油层。其原因可能与孔隙结构指数m取值偏低有关。对于裂缝发育的碳酸盐岩地层，虽然其孔隙度很低，但却有很高的渗透率，电阻率由于受孔隙结构的控制，有着十分明显的下降趋势，而且由于泥浆的漏失，更把裂缝及溶洞中的大部分油气驱赶到测井仪器所能达到的探测范围之外，因此，造成产层含水饱和度的计算值普遍偏高。如果由于裂缝和溶洞发育，造成井眼扩大和测井读数的失真，那末更无法提供准确的含油饱和度数据。由此可见，如何根据碳酸盐岩地层孔隙结构的特点，确定孔隙结构的指数，以及如何排除井眼、泥浆侵入等环境因素的影响，是确定碳酸盐岩地层含水饱和度的主要问题。第五章所介绍的计算含水饱和度方法就是这方面的发展，主要是依据双重孔隙结构和“分割式”泥浆侵入的概念，建立相应的解释模型和方程。虽然这一方法仍然带有很大程度的实验和探索性质，但期望能获得较好的效果。

基于上述原因，目前碳酸盐岩剖面实际的地层评价，并不是采用单一的方法计算产层的含水饱和度。而是采用多种方法，譬如双孔隙度法，深、浅电阻率交会和视地层水电阻率的正态分布法等，直观显示含油性。同时结合公式计算，确定最可能的含水饱和度数值。对于每个地区来说，最好以油基泥浆密闭取心所测定的含水饱和度数据为依据，结合岩心毛细管压力资料，进一步验证含水饱和度的计算结果，并确定最佳的解释方法。

总之，碳酸盐岩储集层的评价是一种比较复杂的工作。为了全面评价其储集性能，应考虑岩性、孔隙结构、物性等多方面的因素。在评价储集条件方面，主要考虑孔隙度和含

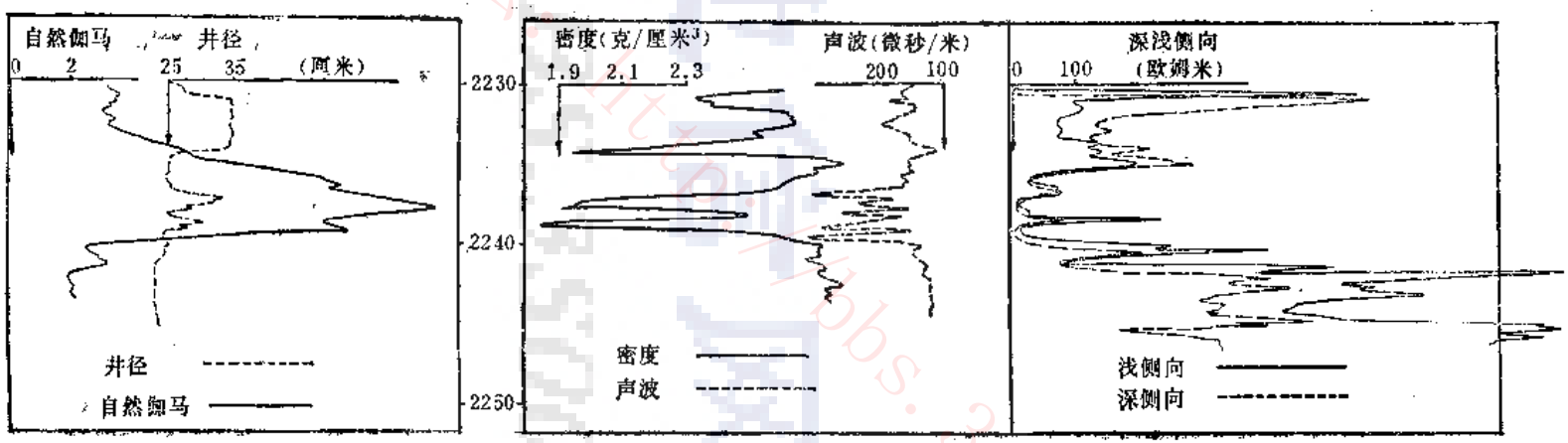
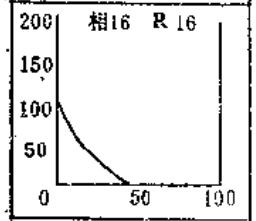
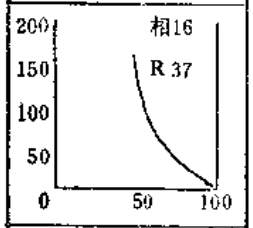
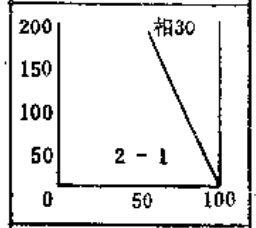
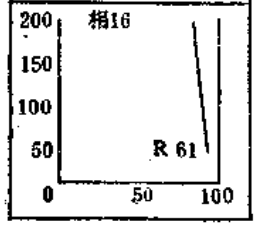


图 8-24 滨古11井高自然伽马显示的产层（碳酸盐岩）

顶级地质论坛 http://bbs.3s001.com/

表 8-1 储 集 层 分 类

储集岩类型	岩性特征	孔隙类型	平均孔隙度(%)	含水饱和度(%)	孔喉半径(微米)	基质渗透率(md)	电性特征	典型毛管压力曲线
Ⅰ类(好的储集岩)	1.藻架孔藻白云岩 2.溶孔角砾粉晶白云岩、(角砾以藻白云岩、粉晶白云岩为主) 3.晶间溶孔粉晶白云岩	以藻架孔晶间溶孔为主	>8	>15	2.5～0.4	16～2.5	电阻为低值，声波时差大于250微秒/米，中子明显降低，测井计算孔隙度大于8%	
Ⅱ类(较好的储集岩)	岩性同Ⅰ类	藻架孔晶间溶孔砾缘孔	8～3	15～35	0.63～0.16	2.5～0.02	电阻降低为中低值或中值，声波时差大于200微秒/米，中子降低，测井计算孔隙度大于3%	
Ⅲ类(差的储集岩)	1.去白云化角砾细～粗晶灰岩 2.粒(砾)屑粉晶灰岩 3.泥～细粉晶白云岩 4.粒屑灰岩 5.生物粉晶白云岩	晶间孔为主	3～1.5	35～60	0.25～0.05	0.02～0.001	电阻中高值、声波时差高于150微秒/米，中子降低不明显，测井计算孔隙度在3%以下	
Ⅳ类(非孔隙储集岩)	1.泥晶灰岩 2.壳晶生物灰岩 3.泥晶白云岩	以晶间隙为主	<1.5	>60	<0.05	<0.001	电阻高、声波时差为基质致密层时差，中子高、测井计算孔隙度很低	

水饱和度。在评价流体渗滤方面，主要考虑孔隙喉道半径分布形态及毛细管压力曲线形态。我国四川地区运用物性、压汞资料、电镜扫描、测井评价、测试产能综合分析，把储集层分为四类。详见表8-1。

五、油气层分析

在确定了反映产层特性的地质参数之后，就有可能结合各种综合资料，对油气层进行最终的评价。

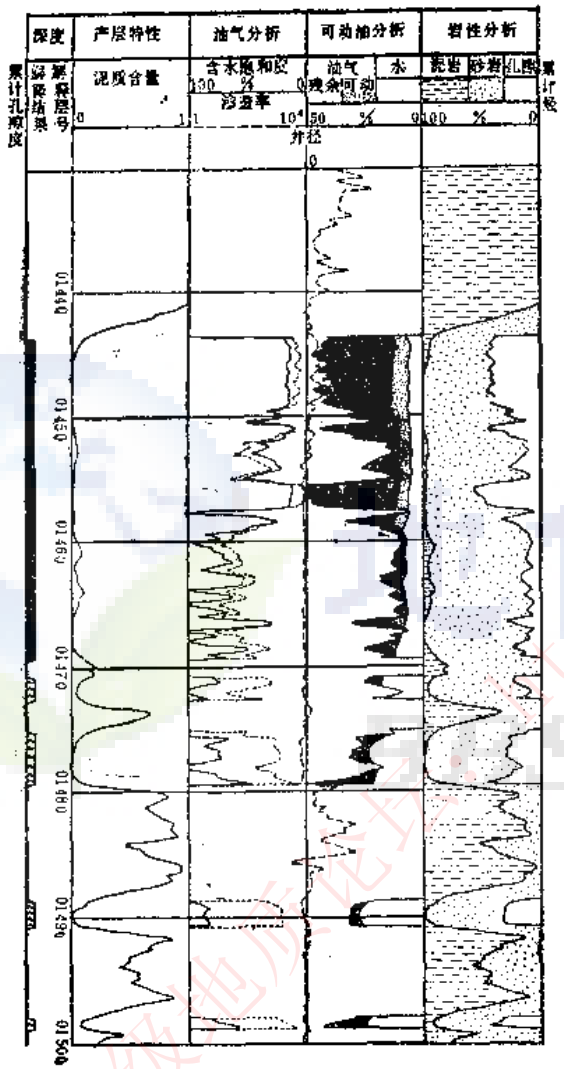


图 8-25　滨80井计算机解释成果图
(1442～1473米为鲕礁白云岩)

孔隙型碳酸盐岩以及孔隙分布比较均匀的孔洞型碳酸盐岩储集层，与砂岩储集层相似，首先应把分析重点放在具有高孔隙、高渗透性的产层上面，因为这部分产层油（气）、水层特点比较清楚。以胜利油田平方王地区的藻礁白云岩为例，该层属于浅湖相带，礁滩亚相，存在于块状碳酸盐岩中。孔隙发育，相当于孔隙均匀分布的孔洞型储集层，一般具有高孔隙、高渗透的特点。图8-25是这种类型储集层的解释成果图，选自滨80井，从图上可以看出，油水层特点十分清楚，容易识别。然而，缝洞型碳酸盐岩地层则不同。对于裂缝发育的高渗透性产层，或者由于井眼扩大或者由于泥浆漏失，测井信息往往无法如实反映地层原始的含油气情况。所以，对于缝洞性碳酸盐岩地层的油气评价，人们经常把分析重点放在缝洞并不十分发育而又具有中、低孔隙度的产层上面。而把缝洞发育的高渗透层做为一种评价产层生产能力的依据。

在巨厚的碳酸盐岩剖面上，除了明显的泥质层和致密层外，产层和非产层并没有十分严格的界限。低孔隙度的碳酸盐岩地层只要有裂缝沟通，同样可以产油气。因此，如果是底水油藏，最好采用确定油水界面的分析方法。这就是说，通过数字处理或人工解释，首先应想法确定油水界面的位置，在油水界面以上属于该油水系统的地层，在剔除泥质层和明显致密层之后，一般都认为是油气层，其厚度则为该解释井段油气层的总厚度。否则，计算油气储量就可能偏小。油水界面可采用正态分析法、双孔隙度以及综合分析数字处理成果显示图等确定之。一般来说，含油饱和度有明显变小的位置则为油水界面的位置。通常以含油饱和度大于50%做为划分油气层的最低标准。但解释过程中应排除泥浆漏失层和不利的井眼条件的干扰。油气

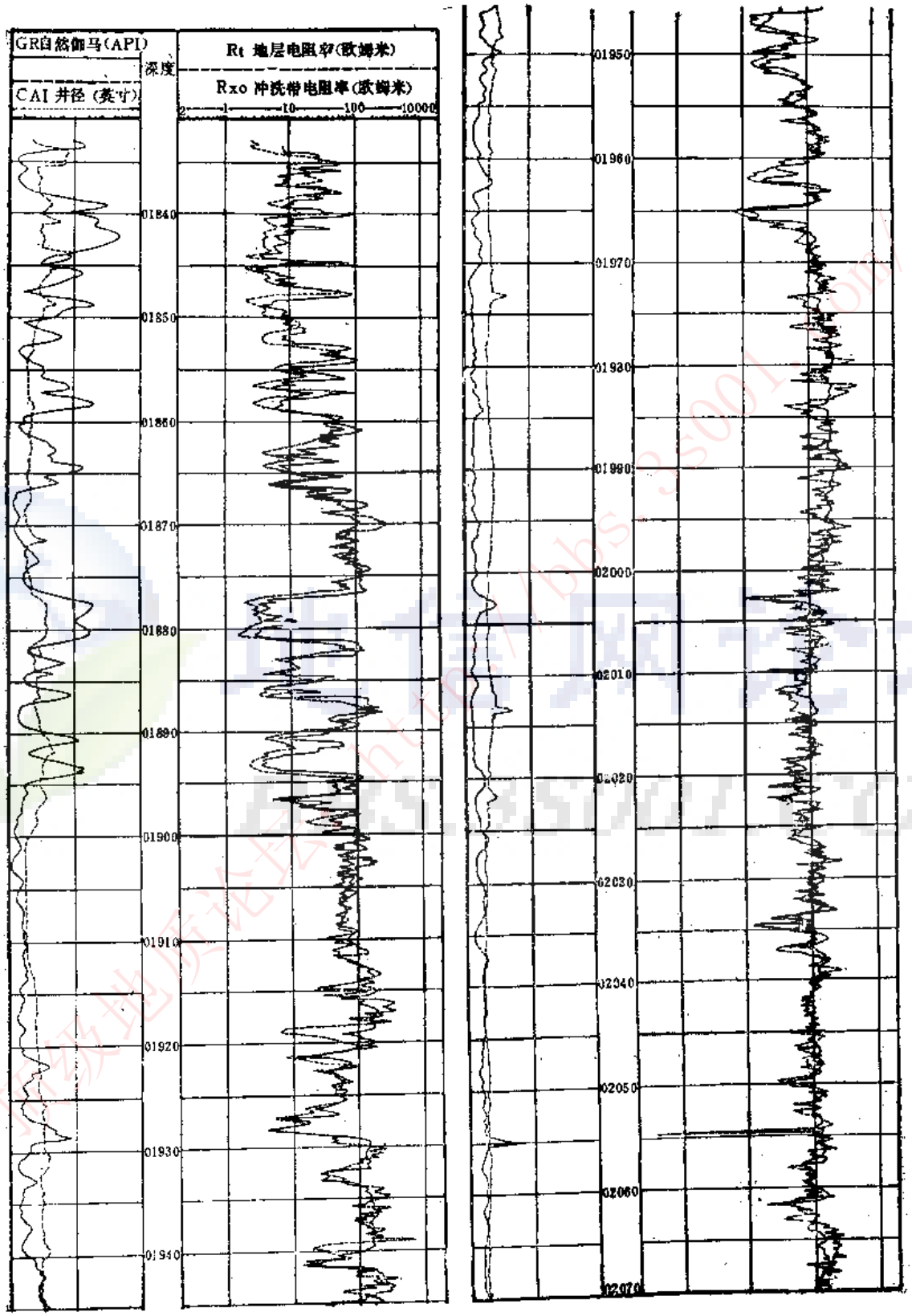


图 8-26a　义古78井测井曲线图

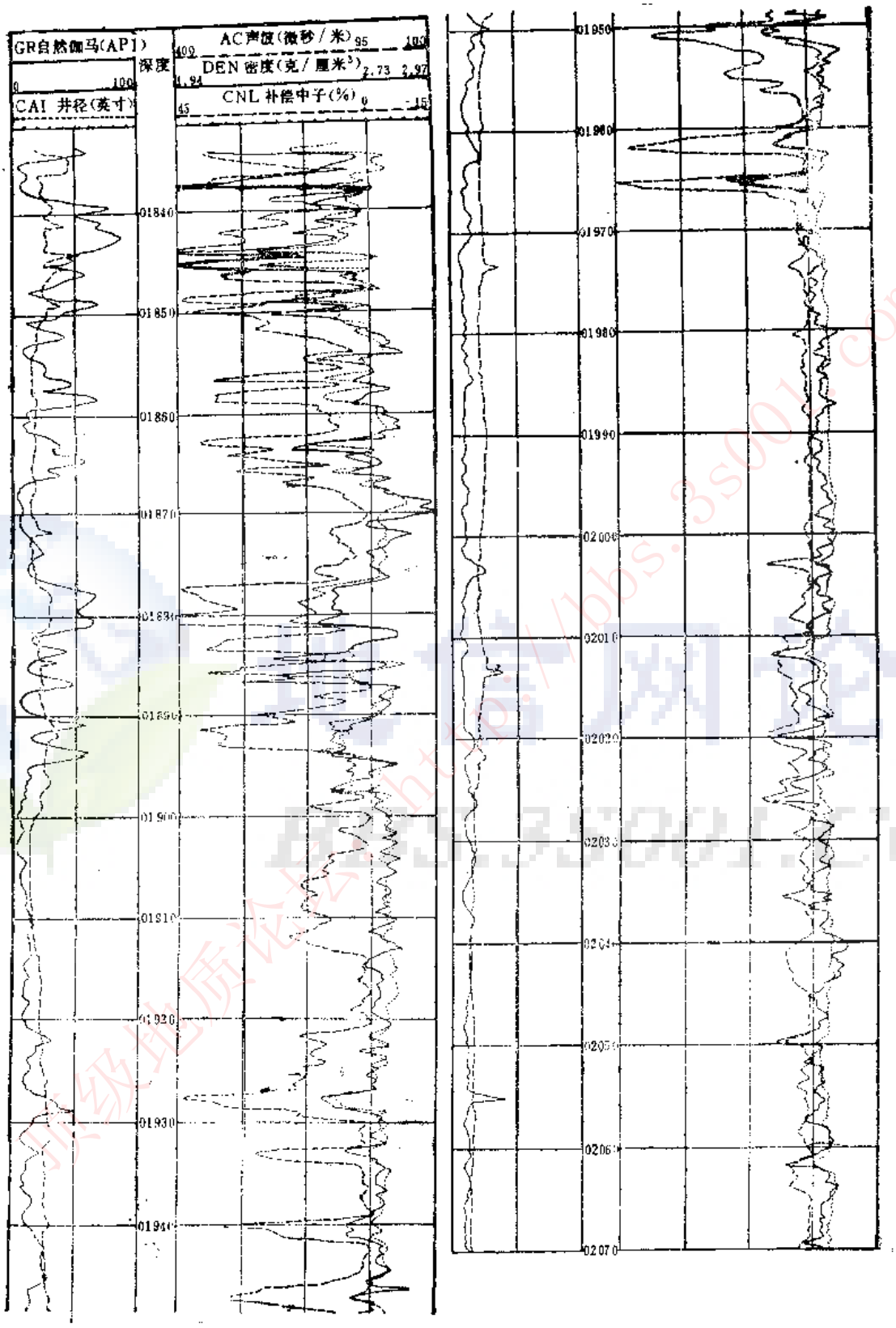


图 8-26b　义古78井测井曲线图

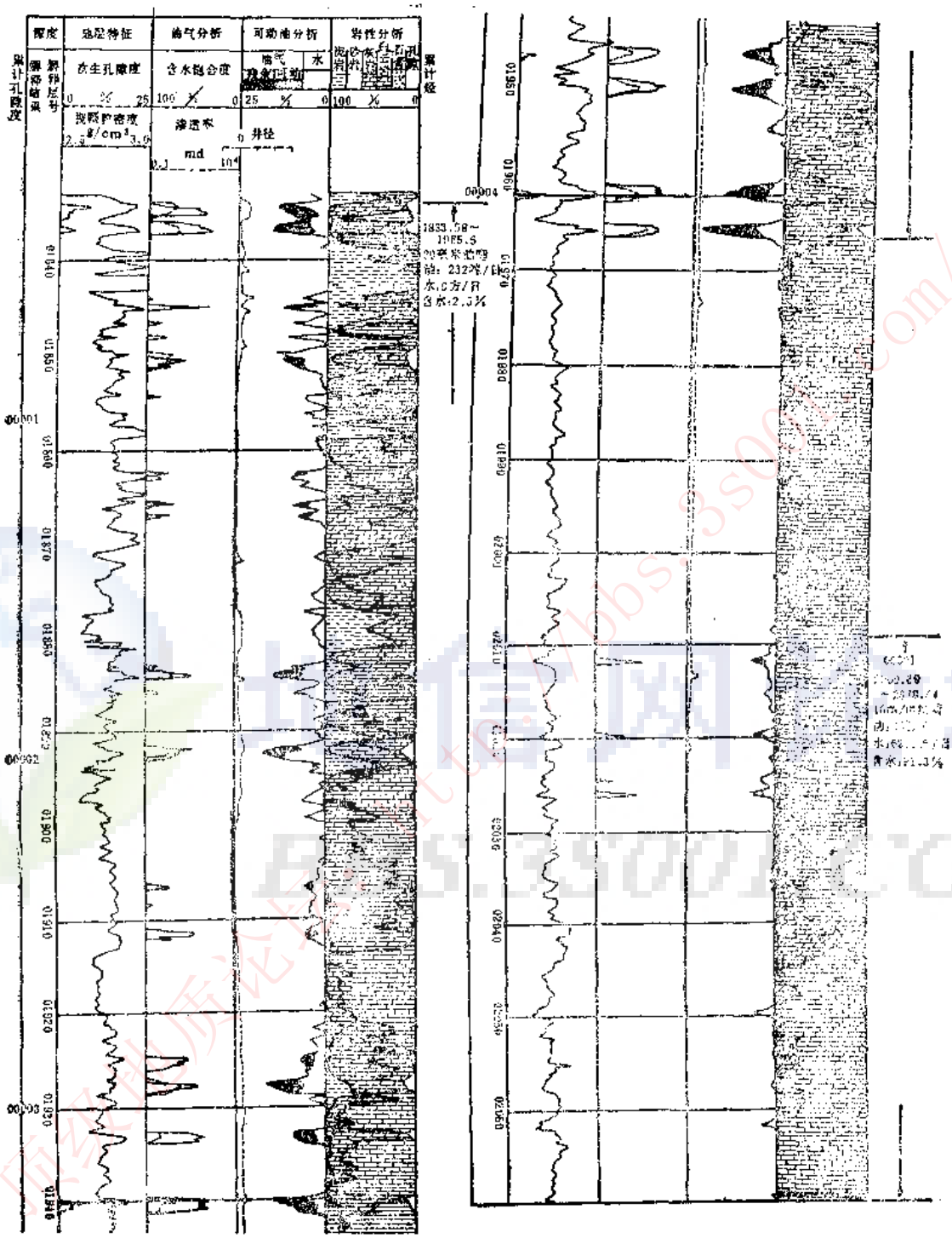


图 8-26c　义古78井解释成果图

层顶界也可根据含油性的显示确定之。我国任丘油田采用双孔隙度等方法确定油水界面比较成功，采用测井资料确定的位置为3570米，已被测试资料所证实。义和庄古潜山义古73和78等井的油水界面在测井数字处理成果图上也有清楚的显示。图8-26a、b为义古78井测井曲线图，图8-26c为其成果图。从成果图可以看出，油水界面在1966米左右。基本情况

是，在1966米以上，产层孔隙度普遍比较大；曲线显示特征为：自然伽马数值低，声波时差增大，密度数值减小，中子孔隙度也有明显增大，而含油饱和度都在60%左右。对1833～1966米进行大段测试，日产油232吨，水6方，含水率2.5%。在油水界面以下进行测试，测试井段为2010～2078米，日产水63方，油6吨，含水率91.3%。证明解释是正确的。

对于具有一个以上油水系统的油气田，仍可采用上述方法按照油水系统确定油水界面。当然，对于油水关系十分复杂的碳酸盐岩地层则应逐层进行综合分析。

在评价油气层过程中，采用孔隙度(φ)-含水饱和度(S_w)交会图十分有用，它往往能给出比较明确的概念，有助于确定油(气)、水层的解释结论。原理是，对于具有低孔隙度的碳酸盐岩油气层，其含水饱和度(相当于束缚水饱和度)与孔隙度的乘积往往近似为一个常数(只有在低孔隙度条件下才成立)。因此在以孔隙度为纵座标，含水饱和度为横座标的交会图中，油气层落在服从同一规律变化的双曲线上，当地层含水时，由于孔隙空间含有一定数量的可动水，而使含水饱和度增大，并偏离了油气层在图上的变化规律。这种分析方法能够比较清楚地区分碳酸盐岩地层的油(气)、水层，运用于单井解释。图8-27为一幅采用ϕ-S_w交会图评价气层的实例，资料选自我国四川地区相14井2219～2232米井段。岩性为孔隙性白云岩，其中夹有薄层石灰岩。从图上可以看出，所有的交会点呈双曲线分布规律。因此，这一井段应解释为气层。测试结果产气，表明解释是成功的。

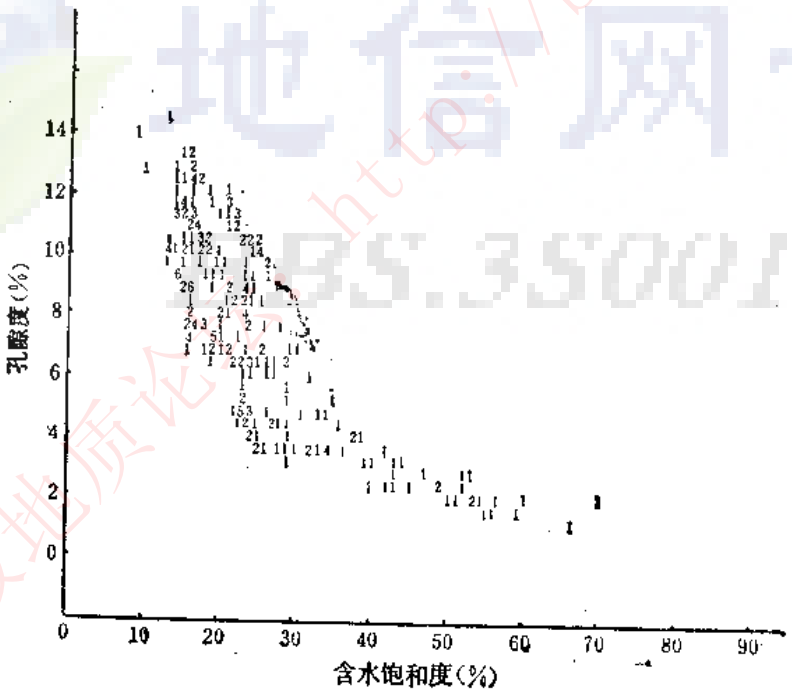


图 8-27　相14井孔隙度与含水饱和度关系

如果这一井段有水层，则由于含水饱和度增大，交会点应落在双曲线的右上侧。显然，事实并不如此。

图8-28为该井段的计算机解释成果图，产层含水饱和度普遍较低。进一步证明上述结论的正确性。

最后以两口井的典型实例，说明碳酸盐岩地层的解释过程。图8-29是某一井段计算机

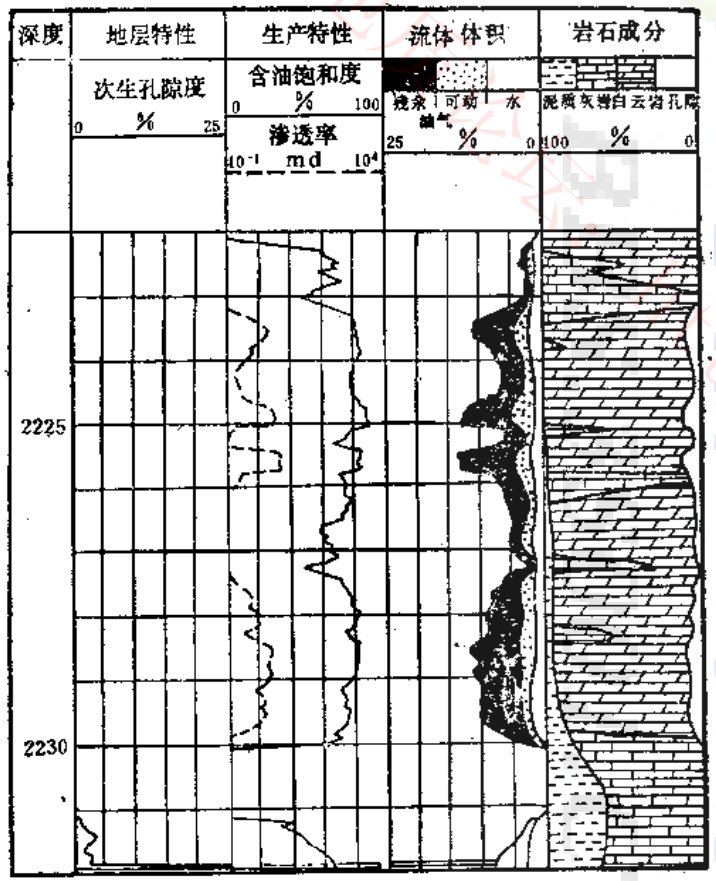


图 8-28　相14井解释成果图

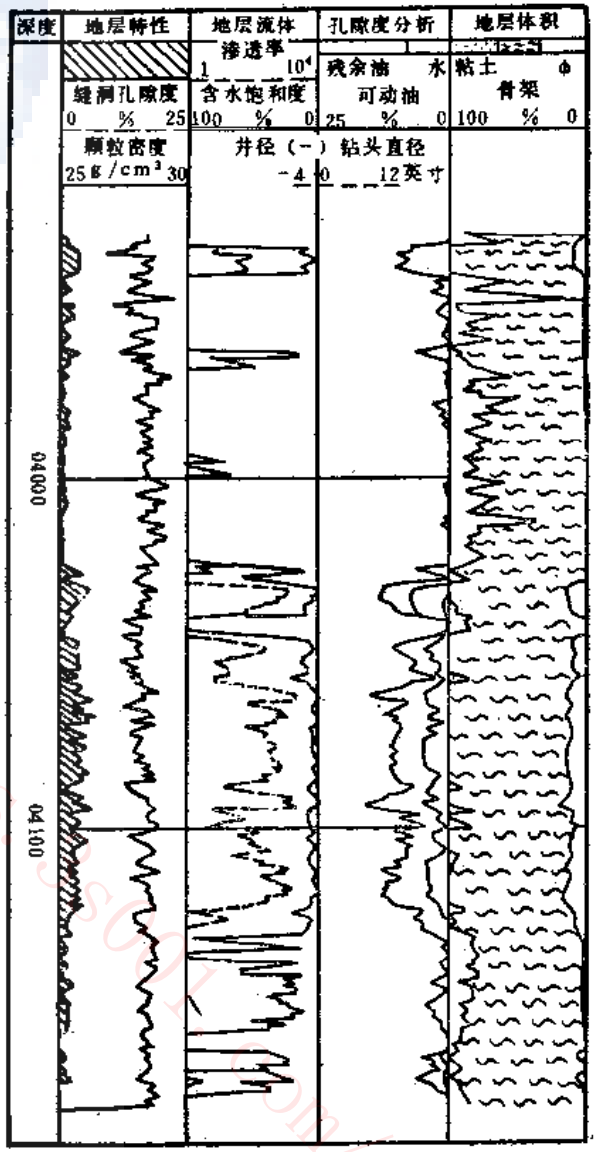


图 8-29　最终成果图

解释最终成果图，根据图上的显示，可作如下的分析：

成果图第四道显示地层的特性，平均颗粒密度曲线变化在2.8左右，而其平均值大于2.8，说明本段为石灰岩-白云岩过渡岩性，以白云石居多。缝洞孔隙度曲线指出：在该井段的顶部及中下部，缝洞孔隙比较发育，缝洞孔隙度为3%，有效孔隙度达10%左右，因此，渗透率为10～100毫达西。而3986～4024井段，缝洞孔隙度和有效孔隙度趋于0，渗透率小于0.1毫达西，说明储集性能很差。

根据第二、三道的孔隙度和地层流体分析的显示，说明该段的产层，都具有比较高的含油饱和度，为明显的油气层。根据初步成果图上颗粒密度曲线显示(图8-30)，油气界面的位置在4124处。射开4165～4167井段，最初只产气，判断是固井质量不好由上面气层窜来的。挤水泥后重新射孔，产油而无水，证明解释结果是正确的。

图8-31为任丘油田任13井中上元古界地层计算机解释成果图，处理井段为3500～3640米。岩性为白云岩，孔隙度（包括缝洞孔隙度）比较大。根据成果显示，区分油水层清楚、油水界面深度在3555.8米处。

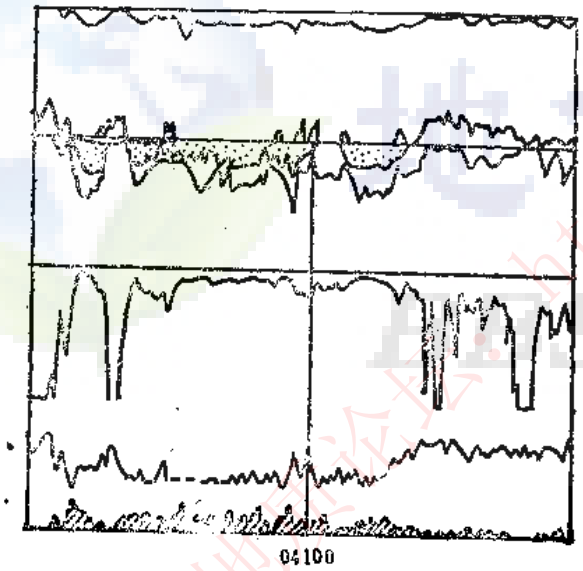


图 8-30　初步计算成果图

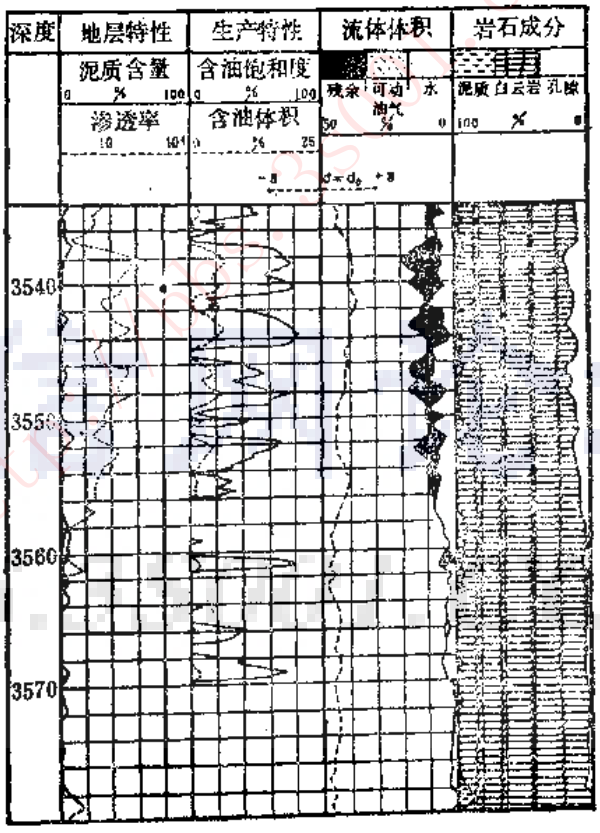


图 8-31　任13井计算机解释成果图

第三节　盐水泥浆条件下的油气评价

盐水泥浆条件下的油气层解释与淡水泥浆无本质区别，关键在于选择好适应于盐水泥浆的测井系列。目前国外使用的盐水泥浆测井系列，只解决了中等到高孔隙地层的油气层评价问题，对于低孔隙油气层的划分还存在不少问题。我国东部第三系地层海上的测井资料也证明，在中到高孔隙度条件下，油气层一般显示比较清楚，能够进行定性的评价。

又如北海油田地层水矿化度高达26万ppm，使用接近于地层水矿化度的盐水泥浆钻井，由于砂岩储集层孔隙度很高，为典型的低电阻率油气层显示。

在伊朗油田，有些井使用饱和盐水泥浆钻井，在地层温度下，泥浆电阻率由0.02变化到0.04欧姆·米。地层水矿化度一般为20万ppm左右。当碳酸盐岩储集层孔隙度较高时，油气层显示为低电阻率，而当孔隙度较低时，油气层则为高电阻率显示。

因此，大部分解释方法都可用于盐水泥浆条件下的油气评价，特别是使用电阻率比值法，效果会比淡水泥浆条件下更好。

根据第六章介绍，径向电阻率比值

$$\frac{R_{xo}}{R_t}=\frac{R_{mf}}{R_w}\left(\frac{S_w}{S_{xo}}\right)^2 \tag{8-1}$$

(8-1)式又基本消除了岩性-孔隙度变化的影响。因此，径向电阻率比值主要受地层径向含油性变化的影响，是原状地层与冲洗带含水饱和度比值的函数。

按照一般规律，水层的冲洗带和原状地层的含水饱和度相等($S_{xo}=S_w$)；油气层的冲洗带含水饱和度则大于原状地层($S_{xo}>S_w$)，如果$S_w/S_{xo}<0.6$，通常认为是具有工业价值的油气层；如果$0.6<S_w/S_{xo}<0.8$，需要进行地层测试；如果$S_w/S_{xo}>0.8$，则为水层。不过，最好根据各个地区的实际经验确定之。

还可利用类似$S_{xo}=S_w^{\frac{1}{5}}$的经验关系式确定原状地层的含水饱和度。

一些行之有效的解释技术可以通过测井数字处理实现之，以便对盐水泥浆条件下的油气层作出定性和定量的评价。

虽然盐水泥浆给油气层评价带来了一些不利因素，主要是引起测井曲线产生某些畸变。但是，只要选择好测井系列，掌握好油(气)、水层的显示规律，采用有效的解释技术，完全有可能达到相当于淡水泥浆的解释效果。

第四节　水淹层的解释

油田一旦投入开发，随着边水推进、早期注水，水淹层的评价往往成为测井解释面临的重要课题。根据水驱油原理，由于水淹层内部所发生的一系列变化，使它明显区别于油层的原始状态，概括地说，主要有四个方面的特点。下面就水淹层特点，水淹层的综合评价与定量分析方法，做详细讨论。

一、水淹层特点

1.含水饱和度增大

随着水洗程度增加，由原始的临界含水饱和度(相当于束缚水饱和度)逐步增大，直到某个最大含水饱和度值。根据大庆油田密闭取心井的岩心观测，水淹层含油饱和度随着水洗程度的增加而明显下降。强水洗一般下降35%以上，中等水洗下降20～30%，弱水洗下降10%左右。

2.孔隙结构发生相应的变化

扫描电镜揭示，水洗导致充填于砂岩孔道内或砂岩颗粒表面的粘土被冲散或被冲掉；碳酸盐岩含量仅为水洗前的1/3；孔隙半径增大(主要是孔隙喉道半径增大)，因此，强水洗后渗透率有明显增高。同时，岩石由偏亲油变为亲水，饱和度指数(n)也有所改变。当

然，水洗也可能促使某些粘土矿物膨胀，堵塞孔道，降低产层的渗透率。

3.注入水与原生水混合，引起地层水电阻率变化

其数值为一变量，取决于注入水与原生水矿化度的差异以及水洗的程度。例如大庆油田的强水洗层，由原始地层水矿化度6500毫克/升，下降到1000～2000毫克/升，下降近四倍，弱水洗层下降一倍左右。

4.产层内部油、气、水分布状态和流动特点的变化

水淹前的油层，水呈束缚水状态粘附在孔壁的粗糙表面上或微小孔道内。随着注入水进入油层，在水驱油过程中，水相和油相由开始的连续相流动形态，逐渐发生水沿着孔道壁窜流(亲水孔道内)，或水沿孔道中心窜流(亲油孔道内)，形成超越作用，即所谓窜流流动状态。然而，油水最终将完全混合成为分散状流动状态；这时沿着孔壁窜流的水将油切断，形成滞留的油块和油滴；而沿着孔隙中心形成水窜时，水通过狭窄的断面，也可在含油域内形成水滴。因此油层水淹后，随着含水饱和度增加，一方面注入水逐渐占据较大的孔道；另一方面水沿孔壁窜流，在孔道截面处将油切断形成油水混合物，增加油流动的毛管阻力并产生水锁效应。这样造成水的相对渗透率迅速增加，油的相对渗透率下降。

二、综合评价水淹层

1.水淹层的测井显示

自然电位基线偏转

由于油层内部的非均质性、大多数水淹层都具有局部水淹的特点，并引起自然电位基线的偏移。基线偏移的主要原因在于，油层被淡水水淹之后，原始地层水矿化度局部受到淡化。以图8-32为例，设砂岩下部已被水淹，地层水的矿化度由水淹前C_{w2}变为水淹后C_{w3}，围岩的地层水矿化度为C_{w1}。若$C_{mf}<C_{w3}<C_{w2}\leqslant C_{w1}$，这时三个界面的电动势分别为：

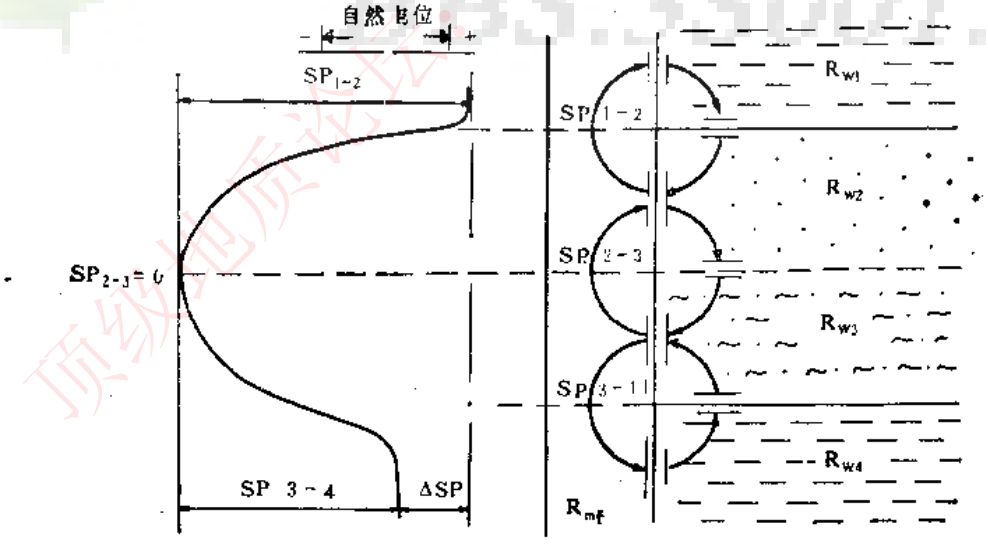


图 8-32　水淹层自然电位基线偏移原理

上部砂泥岩界面的电动势

$$SP_{1-2}=K_2\left(\log\frac{C_{w1}}{C_{mf}}-\log\frac{C_{w1}}{C_{w2}}\right)+K_2\log\frac{C_{w2}}{C_{mf}}=(K_1+K_2)\log\frac{C_{w2}}{C_{mf}}$$

层内水淹层与原状地层界面的电动势

$$SP_{2-3}=K_2\left(\log\frac{C_{w3}}{C_{mf}}-\log\frac{C_{w2}}{C_{mf}}+\log\frac{C_{w2}}{C_{w3}}\right)=0$$

下部砂泥岩界面的电动势

$$SP_{3-1}=K_1\left(\log\frac{C_{w1}}{C_{mf}}-\log\frac{C_{w1}}{C_{w3}}\right)+K_2\log\frac{C_{w3}}{C_{mf}}=(K_1+K_2)\log\frac{C_{w3}}{C_{mf}}$$

因此，水淹层上下自然电位基线偏移值应为

$$\Delta SP=SP_{1-2}-SP_{3-1}=(K_1+K_2)\log\frac{C_{w2}}{C_{w3}} \qquad (8-2)$$

式中，K_1、K_2分别为围岩和地层的扩散吸附系数。

显而易见，自然电位基线偏移的大小，主要取决于水淹前后地层水矿化度的比值。二者的比值愈大，则基线偏移也愈大，表明油层水淹程度也愈高，图8-33指明了这种变化的趋势。因此，自然电位基线偏移在指示淡水水淹层方面，往往能见到较好的效果。例如，根据大庆油田统计，有70%强—中等的水淹层和50%的弱水淹层都有这种显示特征。而自然电位基线偏移的部位，也是油层原始地层水矿化度淡化的部位。若自然电位上基线偏移，则指示油层上部水淹，如图8-34所示；若下基线偏移，则主要为下部水淹，如图8-35所示。如果油层中部或全层均匀水淹，自然电位基线不发生偏移，而表现为自然电位全层幅度下降。

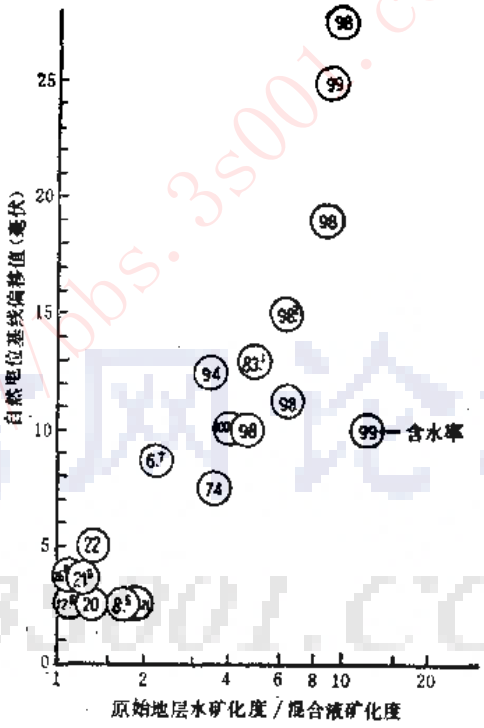


图 8-33 自然电位基线偏移值与矿化度、含水率的关系

对于污水水淹层，自然电位基线偏移不明显。

人工电位

地层通入电流时，一般都要产生物理和化学反应，这种反应的结果使地层出现人工极化电位。沿井身测量这种电位变化的方法称为人工电位测井。

产生人工电位的原因很复杂，目前尚无统一的认识和完整的理论。一般认为，由非导电性矿物组成的沉积岩，产生人工电位的原因有：电渗透、体极化等。而以“体极化假说”与实际测量结果比较接近。

在外加电场的作用下，由岩石颗粒表面的负电荷与电解液中的正离子所组成的偶电层发生了形变，这种现象就叫做“体极化”。而当外电场去掉之后，偶电层又立即恢复原状，并形成与外电场同向的极化电流。极化电流在地层中形成的电位称为人工极化电位。其数学表达式为：

$$\Delta V_B=4\pi X_e\Delta V \qquad (8-3)$$

式中：ΔV_B——人工电位（毫伏）；

ΔV——激励电位（毫伏），即激励电流I在M、N之间产生的电位差；

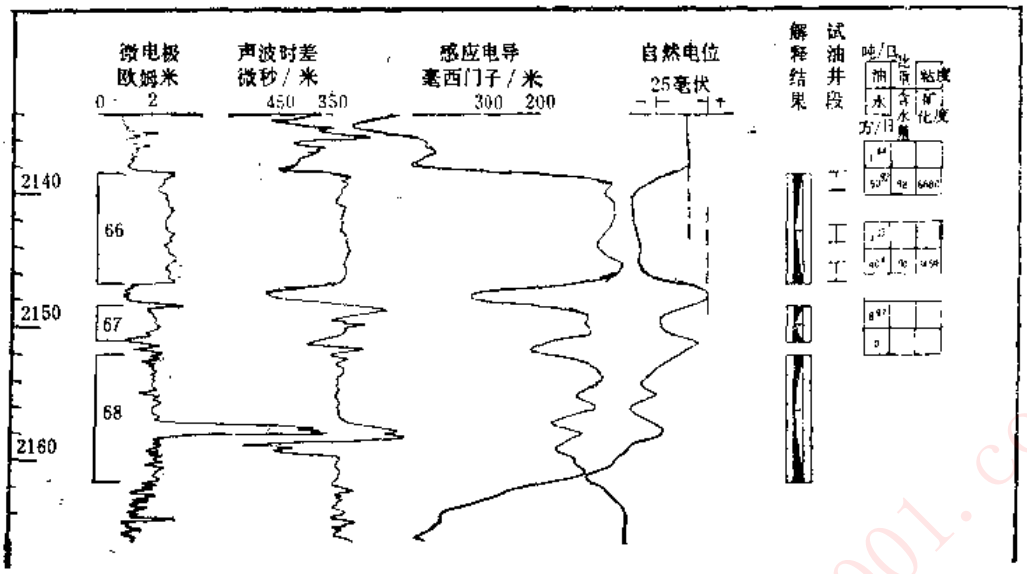


图 8-34 胜利油田3-2-178井水淹层自然电位显示特征(上台阶)

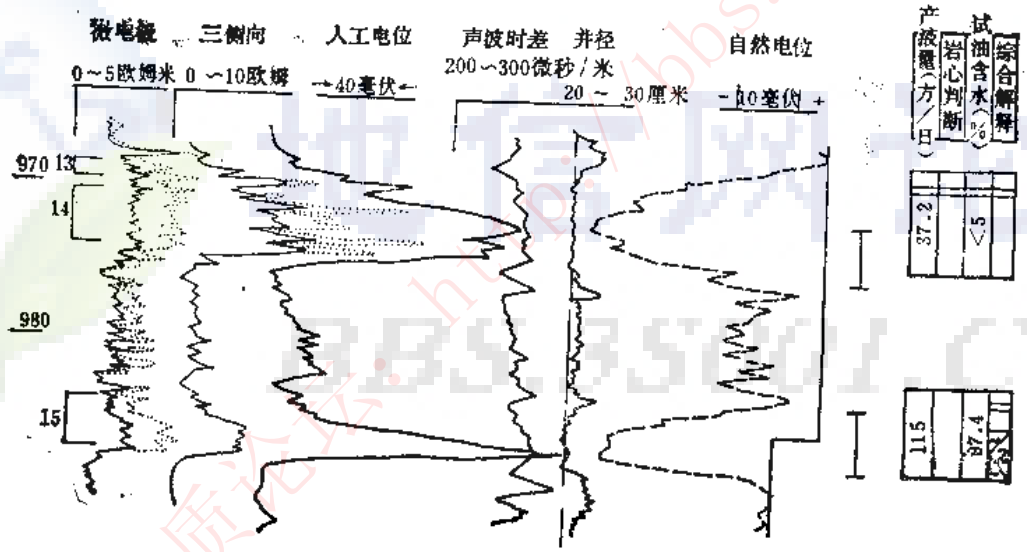


图 8-35 大庆油田北Ⅱ-J5-38井水淹层自然电位显示特征(下台阶)

X_o——岩石极化系数，与岩石性质有关。

实验证明，在固定激励电流和其它测量条件一致时，人工电位随着地层水电阻率和含油饱和度增高而增高，随着渗透率增高而降低。因此，当储集层的物性和含油性近似时，人工电位的变化主要反映了地层水矿化度的变化。这意味着，淡水水淹层的水淹程度愈高，人工电位数值也愈大，其数值明显高于周围未被水淹的油层和水层，并成为识别淡水水淹层的标志，如图8-36所示。由于已对自然电位成分进行校正的人工电位相对值为：

$$U_B = \Delta V_B / \Delta V \cdot SP = f(R'_w) \qquad (8-4)$$

$$\text{并定义} RWI = \frac{U_B}{R_w}$$

式中：R_w——用纯水层计算的地层水电阻率；

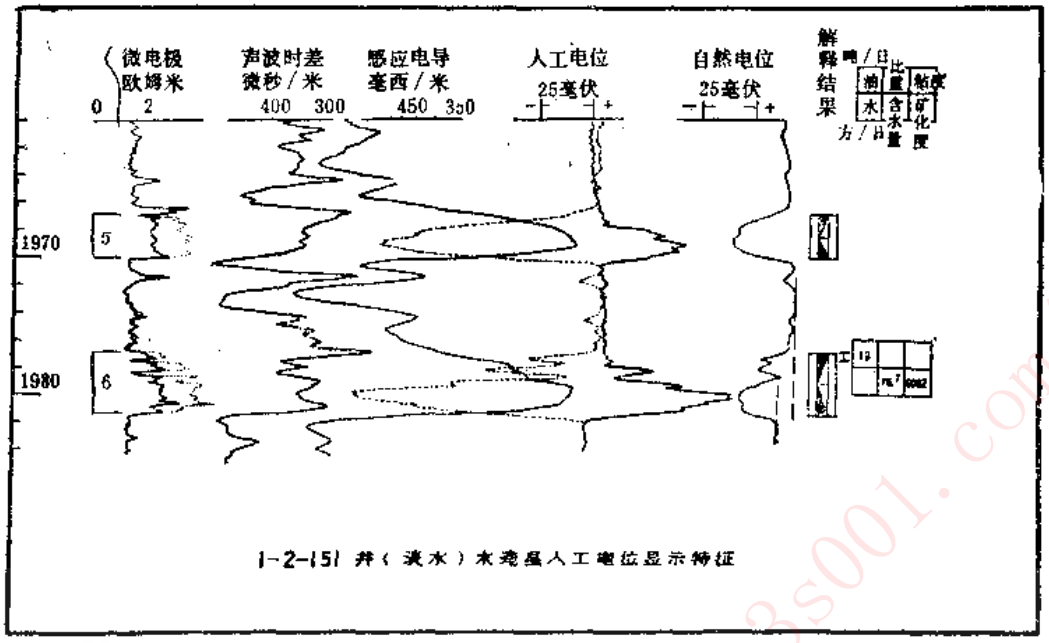


图 8-36 淡水水淹层人工电位显示特征

R'_w——解释层实际的地层水电阻率。

不难看出，RWI是反映地层水矿化度淡化程度的一个参数。当注入水为淡水时，其数值的大小可做为指示油层水淹程度的指标。显然，水层的RWI=1；油层RWI>1；淡水水淹层RWI≫1。

因此，人工电位在判断淡水水淹层，确定水淹部位和厚度，都有其独特的作用。但由于人工电位的数值受渗透率影响大，因此，在非均质严重、渗透率变化大的地层中，其应用效果变差。一方面容易把高渗透的强水淹层误认为低渗透水淹层；另一方面又容易把低渗透性地层，误认为水淹层。另外，人工电位曲线也不能用于指示边水和污水回注的水淹层。

电阻率测井

油层水淹后，其含水饱和度增大，导致水淹部位电阻率下降。并成为指示强水淹层的标志。例如图8-37在强水洗部位，三侧向测井曲线有明显的下降趋势。对于弱—中等水洗层，这一特点不明显，需要结合其他测井曲线才有可能提供比较明确的答案。

径向电阻率比值

当泥浆滤液电阻率大于地层水电阻率时，油层为减阻侵入(或无侵)，水层为增阻侵入。利用这一规律有利于识别水淹程度较高的水淹层。增阻侵入是中-高水淹层特点，而减阻侵入（或无侵）是油层和弱水淹层的特点。在双侧向曲线上，它们都有相当清楚的显示。

利用自然电位与电阻曲线的对应性分析边水水淹层

边水推进的结果，往往造成油层水淹部位电阻率降低和自然电位幅度增大。这一显示特点，可作为中-高矿化度地区，识别高程度边水水淹层的标志，如图8-38所示。

自然伽马测井

随着油田水的推进，原生水中所溶解的铀元素(U^{+6})往往容易被离析，并沉淀在岩石

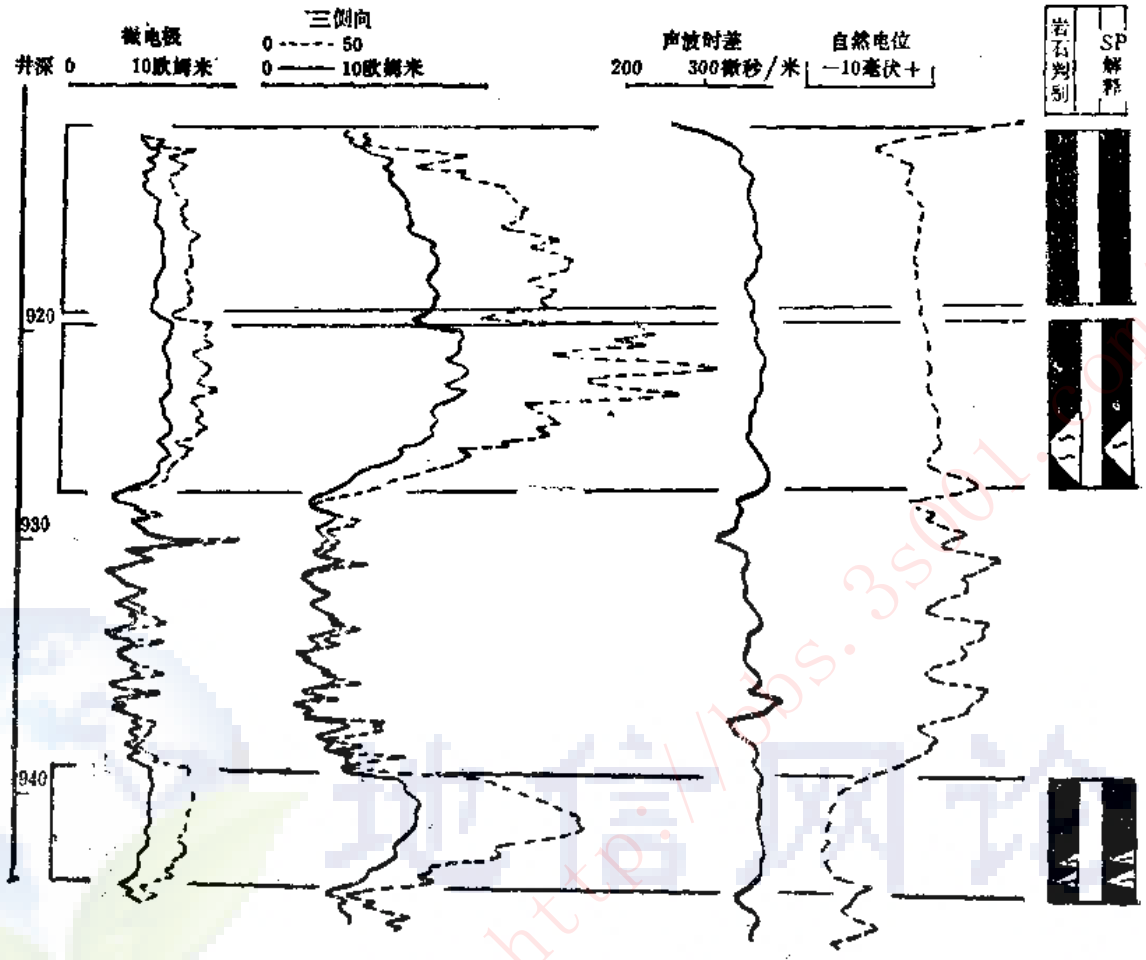


图 8-37　水淹层测井显示特征

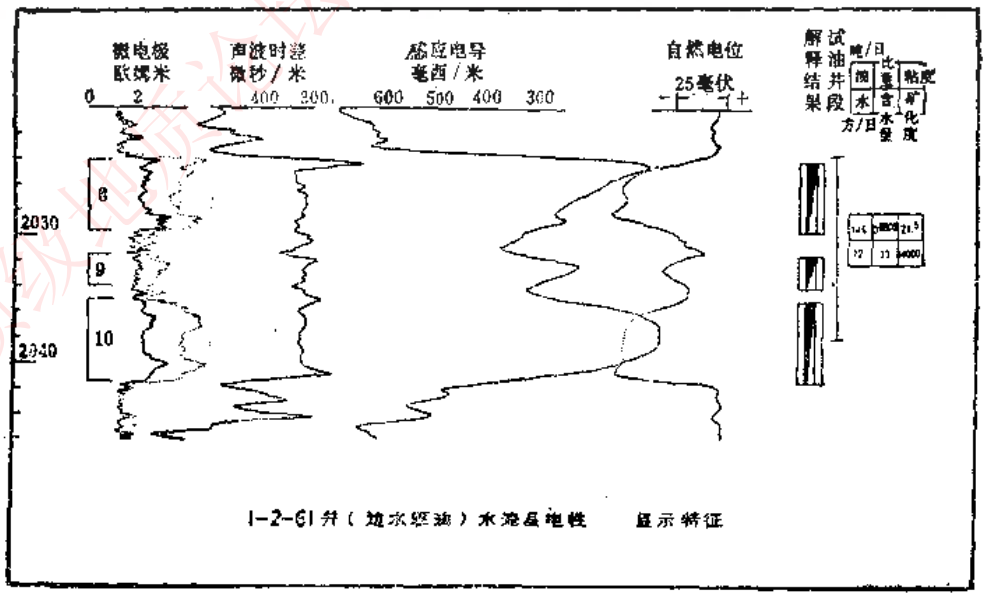


图 8-38　胜利油田1-2-61井边水水淹层电性显示特征

颗粒的表面上。所以高渗透性的水淹层容易出现高铀显示，导致自然伽马曲线出现高的异常值。图8-39为胜利油田1-1-检91井的综合曲线图。高渗透率的水淹层自然伽马曲线有明显增高，成为指示水淹层的重要特征。

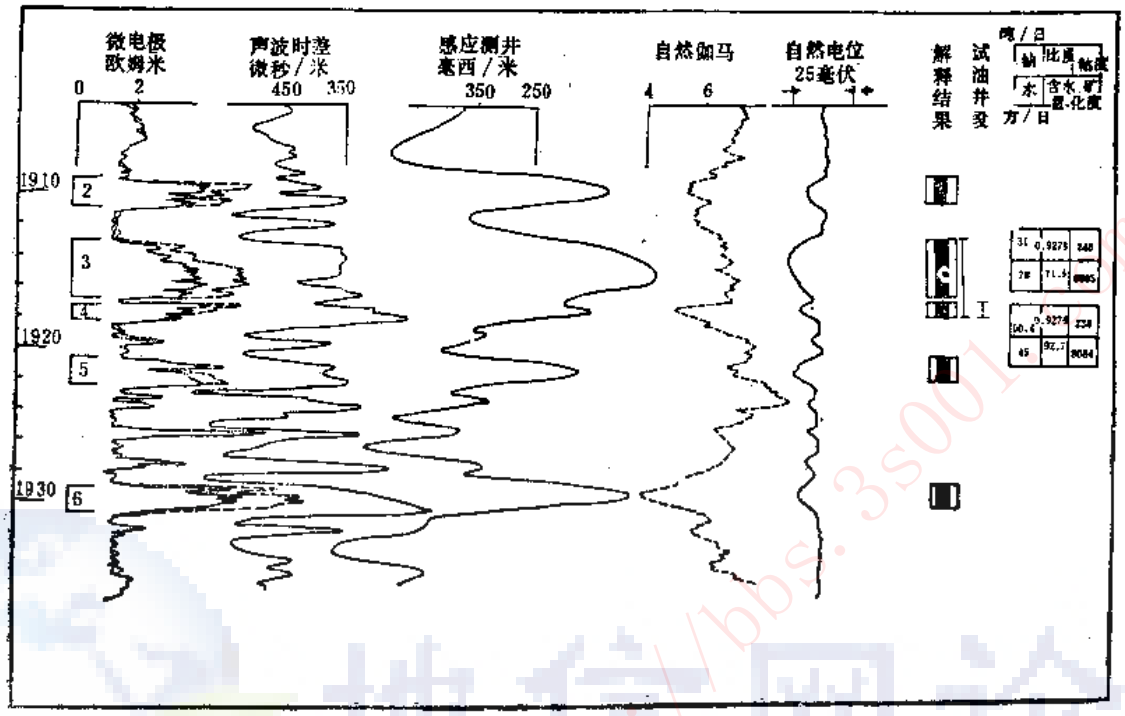


图 8-39 1-1-检53井水淹层自然伽马高值特征

电磁波传播测井(EPT)

电磁波传播测井主要是测量高频电磁波在井眼附近地层中的传播时间(t_{p_0})和衰减率(A_t)，从而提供了一种新的评价含水饱和度的手段。由于这种测量方法几乎不受地层水矿化度的影响，因此有利于淡水地层和含重油地层的油气评价，而且能够比较有效的评价水淹层。目前国外广泛用介电测井指示地层的含水量。

电磁波在介质中(如油、气、水和岩石)的传播速度(V)主要取决于介质的介电常数(ε)，其表达式为：

$$V = \frac{1}{t_{p_0}} = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon\mu}} \tag{8-5}$$

式中：t_{p_0}——介质的电磁波传播时差；

ε——介电常数；

μ——介质的导磁率，在普通介质中近似为 1。

沉积岩中岩石骨架的介电常数较小(4～6)，石油等于2，水为80，由此可见t_{p_0}的大小直接与地层的含水量有关，并可用下式直接求解地层的含水孔隙度(ϕ_{EPT})

$$t_{p_0} = \phi_{EPT} \cdot t_{p_w} + (1 - \phi_{EPT})\, t_{p_{ma}} \tag{8-6}$$

$$\phi_{EPT} = \frac{t_{p_0} - t_{p_{ma}}}{t_{p_w} - t_{p_{ma}}} \tag{8-7}$$

式中：ϕ_{EPT}——地层的含水孔隙度；

t_{pe}——电磁波传播时差测量值，毫微秒/米(ns/m)，1毫微秒$=10^{-9}$秒。

t_{pma}——骨架的电磁波传播时差，砂岩$t_{pma}=7.2$ns/m；石灰岩$t_{pma}=9.1$ns/m；白云岩$t_{pma}=8.7$ns/m。

t_{pw}——水的电磁波传播时差，$t_{pw}=29$ns/m。

由于介电测井所采用的频率很高，其数量级为$10^7\sim10^9$赫兹，因此探测深度浅。例如，斯仑贝尔公司所采用的1.1千兆赫兹仪器，其探测深度只为1～2英寸，纯属冲洗带地层特性的反映。而采用ϕ_{EPT}计算的含水饱和度，实际上也是冲洗带的含水饱和度数值，则

$$S_{xo}=\frac{\phi_{EPT}}{\phi}$$

我国大庆油田已经采用了与此类似的测井技术并成为划分中-高阻地层(电阻率大于40欧姆米)淡水水淹层的主要手段，如图8-40所示。仪器设计的频率较低，为60兆赫兹，相应增加了探测深度。但却加大了电导率对仪器测量结果的影响，并降低了低电阻率地层的解释效果。另外，如何消除泥质含量的影响(粘土矿物的介电常数为30～60)，也是提高介电测井应用效果的关键。

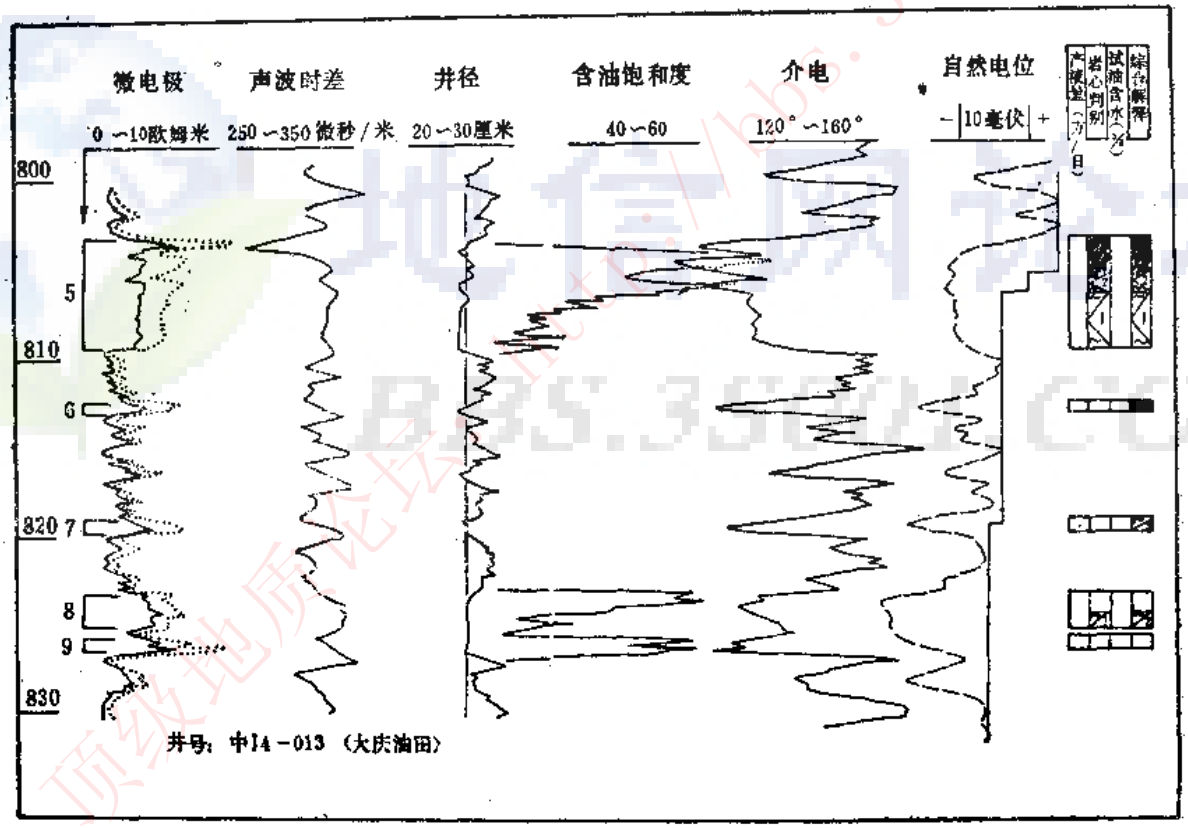


图 8-40　水淹层介电测井显示特征

2.“可动流体”分析

这种方法实质上是“可动水分析法”与径向特性分析在评价水淹层中的应用。主要提供地层的三个饱和度参数：一是束缚水饱和度S_{wi}(相当于油层的原始含水饱和度)，二是含水饱和度S_w；三是冲洗带含水饱和度S_{xo}(相当于水淹层的最大含水饱和度)。依据三个参数的关系，对地层的特性作出评价。

油层：$S_w = S_{w1}$

油水同层(或水淹层)$S_{w1} < S_w \leqslant S_{xo}$

水层：$S_w = S_{xo} = 1$

图8-41是采用这一方法的计算机解释成果图，所有解释结果和试油结果均已标在图上。

3.碳氧比（C/O）能谱测井的应用

能谱测井是利用脉冲中子发生器向地层发射14.1百万电子伏特的高能快中子，以便测量这些高能快中子与地层元素的原子核发生非弹性散射而产生的伽马射线的能谱。由于地层中的各种元素的非弹性散射伽马射线都有其特定的能量，因此只要对所产生的非弹性散射伽马射线进行能谱分析，就能指示和确定相应元素在地层中的含量。例如碳元素非弹性散射伽马射线的特征能量为4.43百万电子伏特，氧元素为6.13百万电子伏特。测量碳/氧比就能够指示油水层，因为油层碳含量高，水层氧含量高。当地层孔隙度为30%时，含油饱和度为100%的油层，碳/氧等于1.79，而含水饱和度为100%的水层，C/O = 1.55。所以，C/O比数值的大小，可作为识别油水层的标志。这一方法的优点在于不受地层水矿化度高低的影响，适用于套管井水淹层的解释。但是只有地层孔隙度大于20%时，对油水层才有比较好的分辨能力。

4.热中子寿命测井的应用

热中子衰减时间测井是测量热中子从产生的瞬间起到大部分（约63.7%）被地层吸收为止所经过的平均时间。通常以τ表示，称为热中子的寿命，单位为微秒。显而易见，τ的大小主要取决于介质的宏观俘获截面Σ。它们之间有如下的关系：

$$\tau = \frac{1}{V\Sigma} = \frac{4.55}{\Sigma} \tag{8-8}$$

式中：$V = 2.2 \times 10^5$厘米/秒，为热中子速度；

Σ——地层的宏观俘获截面，其单位为厘米$^{-1}$或c.u.（1 c.u. = 10^{-3}厘米$^{-1}$）

淡水和油的俘获截面约为22.2c.u.，而氯为32600c.u.。因此，地层水矿化度越高，含氯量愈大，Σ也愈大。例如地层水矿化度为8万ppm时，Σ = 50c.u.，矿化度为20万ppm时，Σ = 100c.u.。利用这一原理，可在高矿化度地区划分油、水或气、水层。所以，当地层水矿化度至少大于25000ppm，注入水和地层水矿化度相同时，国外一般采用中子寿命测井仪器，通过时间推移测井，测定采油过程中油层含油饱和度的变化，以及观察油-水或气-水界面的上升。

图3-42是北海油田一口井的实例，应用中子寿命时间推移测井探测油-水接触面运动、水淹层和油层。井的位置在油田A-A′剖面的中部（图8-43上的y井）。

y井在生产过程中进行四次中子寿命时间推移测井，分别用符号TDT_1，TDT_2，TDT_3，TDT_4表示，从图8-44测井数字处理成果图上可以看出整个油水运动的情况，右边的第一道，显示岩性剖面和地层孔隙度。第二道是裸眼井测井的解释结果，显示产层有效孔隙体积与原始含油、含水体积（ϕ与$\phi \cdot S_w$重迭）。第三道是下了套管等地层恢复到原始状态之后，进行第一次中子寿命测井的解释结果，采用下列公式计算地层的含水饱和度：

$$Sw = \frac{\Sigma - \Sigma_{ma} + \phi(\Sigma_{ma} - \Sigma_{hc})}{\phi\,(\Sigma_w - \Sigma_{hc})} \tag{8-9}$$

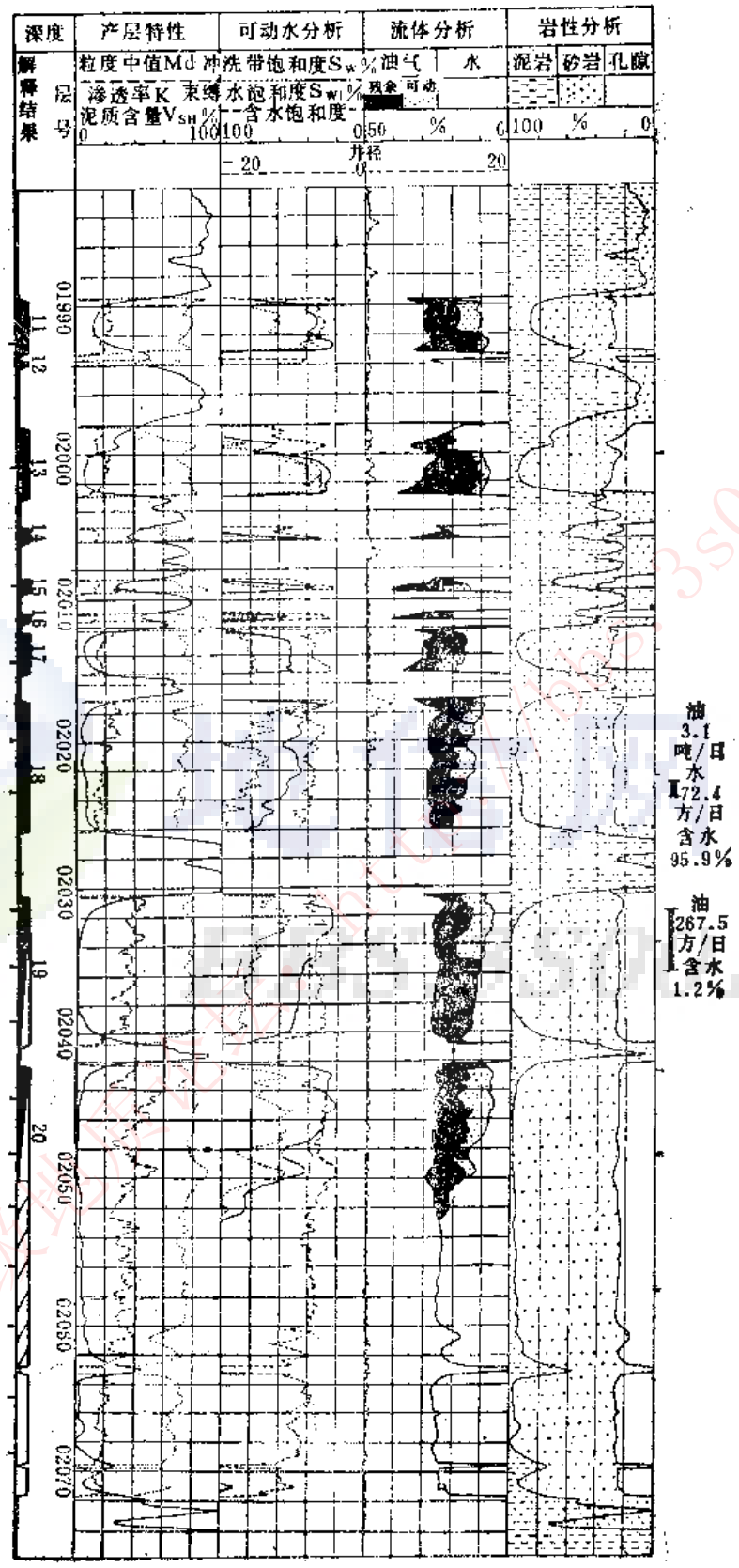


图 8-41 1-1-检53井三饱和度数字处理成果图

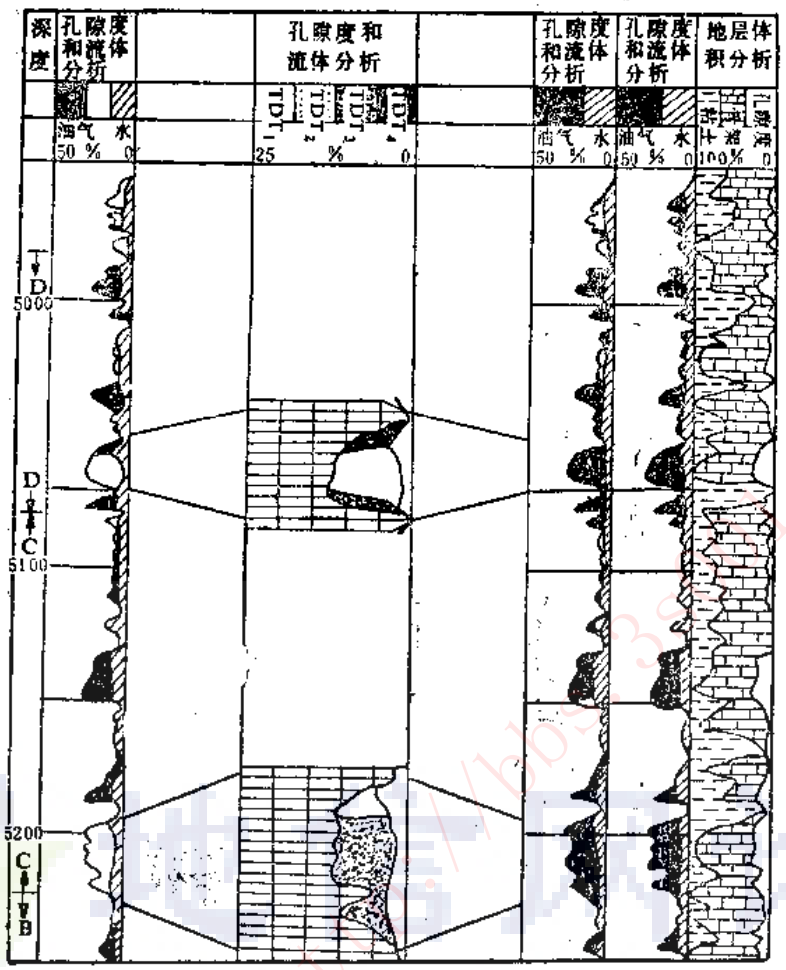


图 8-42 测井解释油-水接触面运动、水淹层和油层实例（y井）

式中：Σ—— 地层俘获截面；

Σ_{ma}—— 地层骨架的俘获截面；

Σ_{hc}—— 油气的俘获截面；

Σ_{w}——地层水的俘获截面；

ϕ—— 孔隙度。

同样采用ϕ与$\phi \cdot S_w$重迭显示在第三道上，结果与裸眼井的解释一致，表明中子寿命测井是可靠的。

随着油井的生产，油水推进和含水率不断增加，分别进行第二次、三次、四次中子寿命测井。并把各次的解释结果与第一次的解释结果进行比较，就能够指示油层水淹和油-水界面上升的情况。如第四道与第五道所示，第二次中子寿命测井表明，C层底部油层已被水淹，水面由5226上升到5209英尺，即油-水界面为5209英尺；D层底部不含水，油层底界深度仍为5068英尺。第三次中子寿命测井表明，C层水面又上升了，油水界面为5201米；D层底部也已水淹，油-水界面上升至5065英尺。最后一次中子寿命测井所显示的油-水界面，分别为5196英尺（C层）和5057英尺（D层），说明油水又向前推进了。

5.逐步判别水淹等级

如上所述，各种测井方法在判别水淹层时各有其特点，又有各自的局限性。例如，采

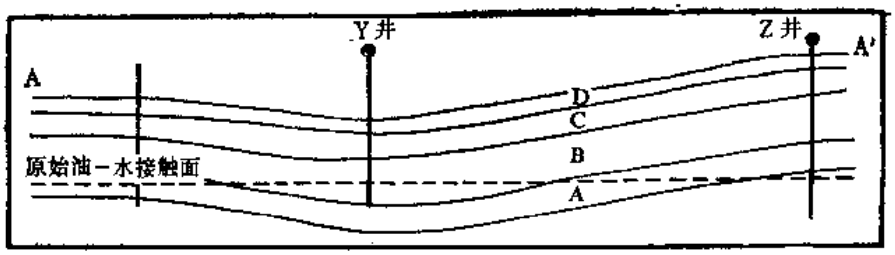


图 8-43　某油田A-A′剖面

用自然电位与人工电位相结合定性判别淡水水淹层，经验表明其符合率约为70%，采用介电测井和电阻率相结合定性判别水淹层，符合率也仅为50%。因此，为了发挥所有测井方法的长处，又弥补各自的不足，显然最好的途径是进行综合解释。

我国大庆油田在综合自然电位、人工电位，相位介电、深浅三侧向测井资料的基础上，采用数学判别函数判别水淹层，并对水淹等级进行分类，取得较好的效果。据初步统计，判别水淹层成功率达90%，划分水淹等级，符合率也近80%。

三、水淹层的定量分析

利用测井手段求解水淹层的剩余油饱和度，定量确定水淹部位、厚度和水淹程度，并预测其产水率，实际是一件比较困难的工作，目前国内外尚处在研究阶段。然而，它却直接与油田的稳产和提高采收率息息相关。最近投入生产的多功能测井解释系统其中的一个重要功能，就是能够通过求解产层的原始含油饱和度（$1-S_{wi}$）、剩余油饱和度和产水率，初步实现了在裸眼井中对砂岩地层的水淹状况、剩余油分布和采收动态的定量描述。

多功能解释程序采用的仍然是常规测井系列，基本的测井方法包括：冲洗带电阻率测井、深探测电阻率测井、声波（或密度、中子）测井，自然伽马或自然电位测井。

1.解释原理

过去之所以认为，利用电阻率测井几乎无法确定水淹后产层的剩余油饱和度，是因为水淹后地层水混合液的电阻率是一个变量，主要取决于原生水电阻率、注入水电阻率和水淹程度，或者说是三者的函数。因此很难设想，单纯依赖常规的解释方法，能够完成剩余油饱和度的计算工作。然而，由于以油藏物理学为基础，在解决了束缚水饱和度、相对渗透率和含水率的解释方法之后，这个问题实际能够迎刃而解。因为可以组成多个联立解释方程，综合求解地层水混合液电阻率R_x、剩余油饱和度、相对渗透率和水淹层的产水率。一般是采用五个方程进行联立，综合求解五个地质参数。

（1）剩余油饱和度S_{oj}的解释方程（基本形式）。由下式表示：

$$S_{oj}=1-S_{wj}$$

$$S_{wj}=\frac{aR_x}{\phi^m R_t} \tag{8-10}$$

如果必要，可进行相应的泥质校正，程序本身具备了这部分功能。

式中：S_{wj}是与S_{oj}相对应的含水饱和度。

（2）地层水混合液电阻率R_x的解释方程。若分别以产水率F_w或可动水饱和度（$S_{wj}-$

S_{wj}）表示水淹程度，则R_t的解释方程分别有两种基本的表达形式：

$$\frac{1}{R_t}=\frac{1-F_w}{R_w}+\frac{F_w}{R_{wj}} \tag{8-11}$$

或

$$\frac{S_{wj}}{R_t}=\frac{S_{wi}}{R_w}+\frac{S_{wj}-S_{wi}}{R_{wj}} \tag{8-12}$$

式中：R_{wj}——注入水的平均电阻率；

R_w——原生水电阻率。

上两式是依据不同的解释模型导出的，经验表明，（8-11）式考虑了两种液体之间的离子交换，适用于投注时间较长的油田。

（3）油的相对渗透率K_{ro}解释方程。由(7-2)等式表示。

（4）水的相对渗透率K_{rw}解释方程。由(7-1)等式表示。

（5）产水率F_w解释方程。由式(6-5）表示。

通过五个解释方程的联立，达到最终求解R_t、S_{wj}、K_{ro}、K_{rw}和F_w的目的。而式中的ϕ、S_{wi}等其他参数则事先由相应的解释方程求出。在确定S_{wi}之后，可用下式求解产层的驱油效率P

$$P=\frac{S_{wj}-S_{wi}}{1-S_{wi}}\times q \tag{8-13}$$

式中：q——校正系数。

由此可见，组合分析解释程序是在测井信息还原的基础上，通过求解产层的原始含油饱和度（$1-S_{wi}$），剩余油饱和度S_{oj}，产水率F_w和驱油效率四个主要参数，系统描述产层的水淹状况，定量确定水淹部位、厚度和水淹程度。同时揭示产层的剩余油饱和度和驱油效率在层间和层内的分布特点。而且可以通过多次多井解释，对油田每一时期的

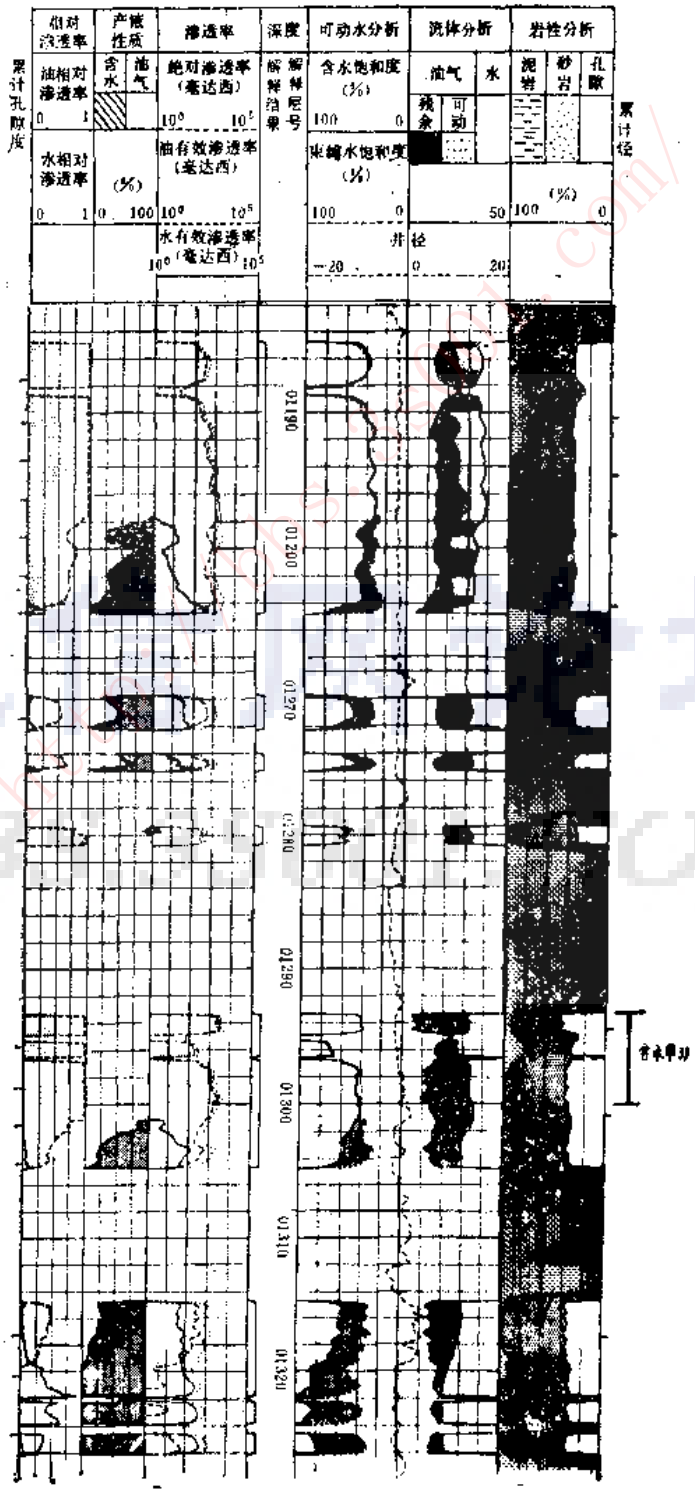


图 8-44 中16-509井数字解释成果图
（相渗透率分析）

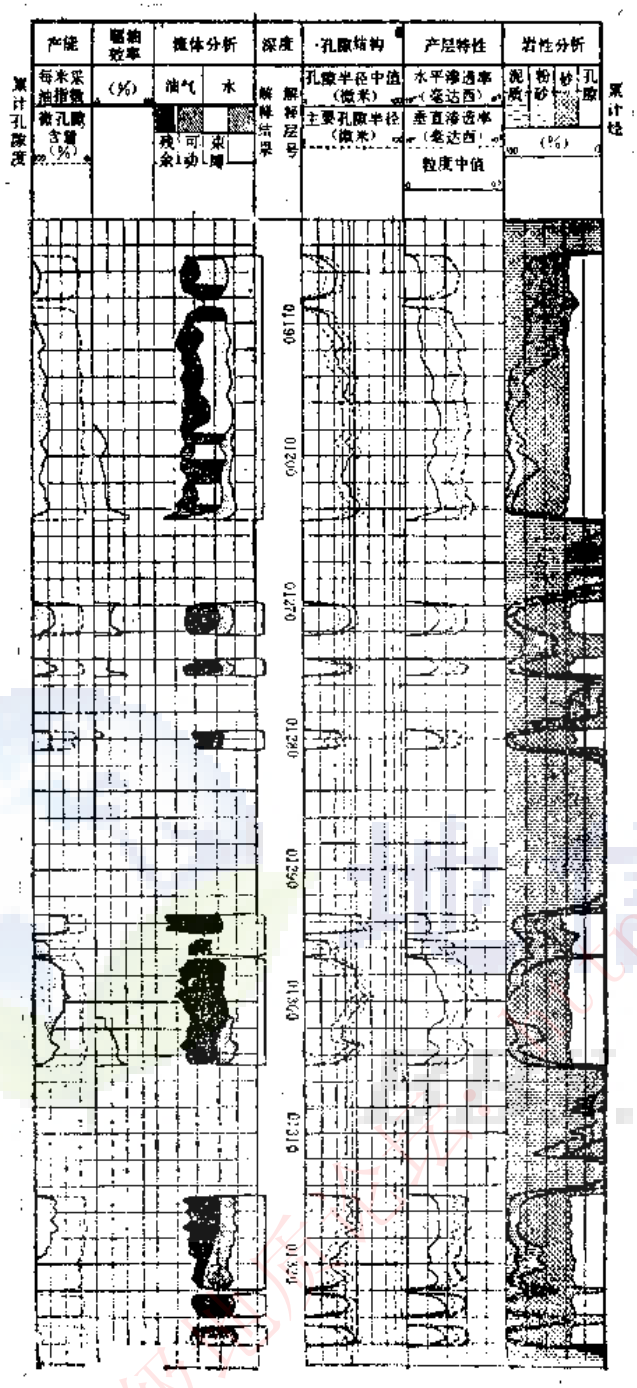


图 8-45 中16-509井数字解释成果图
(储集层分析)

油水运动状况，获得比较完整的概念，并指示可能的死油区。

2.成果显示

整个运算过程都已编成计算机解释程序，其数字解释成果图具有直观形象的特点。

成果显示分为两部分，如图8-44及8-45所示。第一部分（图8-44）是对地层的产液性质进行系统分析，由右向左分为六道，其显示内容如下。

第Ⅰ道和第Ⅱ道：分别为岩性分析和流体分析，其内容与常规成果图相同，主要分析地层的岩性特点。

第Ⅲ道：可动水分析。主要提供地层的原始含油饱和度和目前的含油饱和度两条重叠曲线，可用于分析剩余油饱和度在层间和层内的变化，确定水淹状况。

第Ⅳ道：渗透率分析。主要显示三条渗透率曲线，包括绝对渗透率（K），油和水的有效渗透率（K_o及K_w）。目的是通过揭示产层渗滤特性，定量指示油、水在储集层内部各自的流动能力。

第Ⅴ道：确定产液性质。以互补刻度的形式，提供储集层的产水率F_w或产油（气）率F_o曲线。其作用在于比较完整地描述油（气）、水层的分布及产层的水淹状况，定量预测其产水率。

第Ⅵ道：相对渗透率分析。分别显示油和水的相对渗透率K_{ro}及K_{rw}，定量揭示储集层内部油和水的相对流动能力。

成果显示的第二部分（图8-45）是对储集层特点进行系统分析，同样由右向左分为六道，其内容为：

第Ⅰ道：岩性分析。系统显示地层的泥质、粉砂和砂的含量以及地层的总孔隙度。

第Ⅱ道：产层特性。分别显示地层水平方向和垂直方向的渗透率，以及反映产层沉积特点的粒度中值。

第Ⅲ道：孔隙结构。提供两个反映地层孔隙结构特性的主要参数：孔隙喉道半径中值

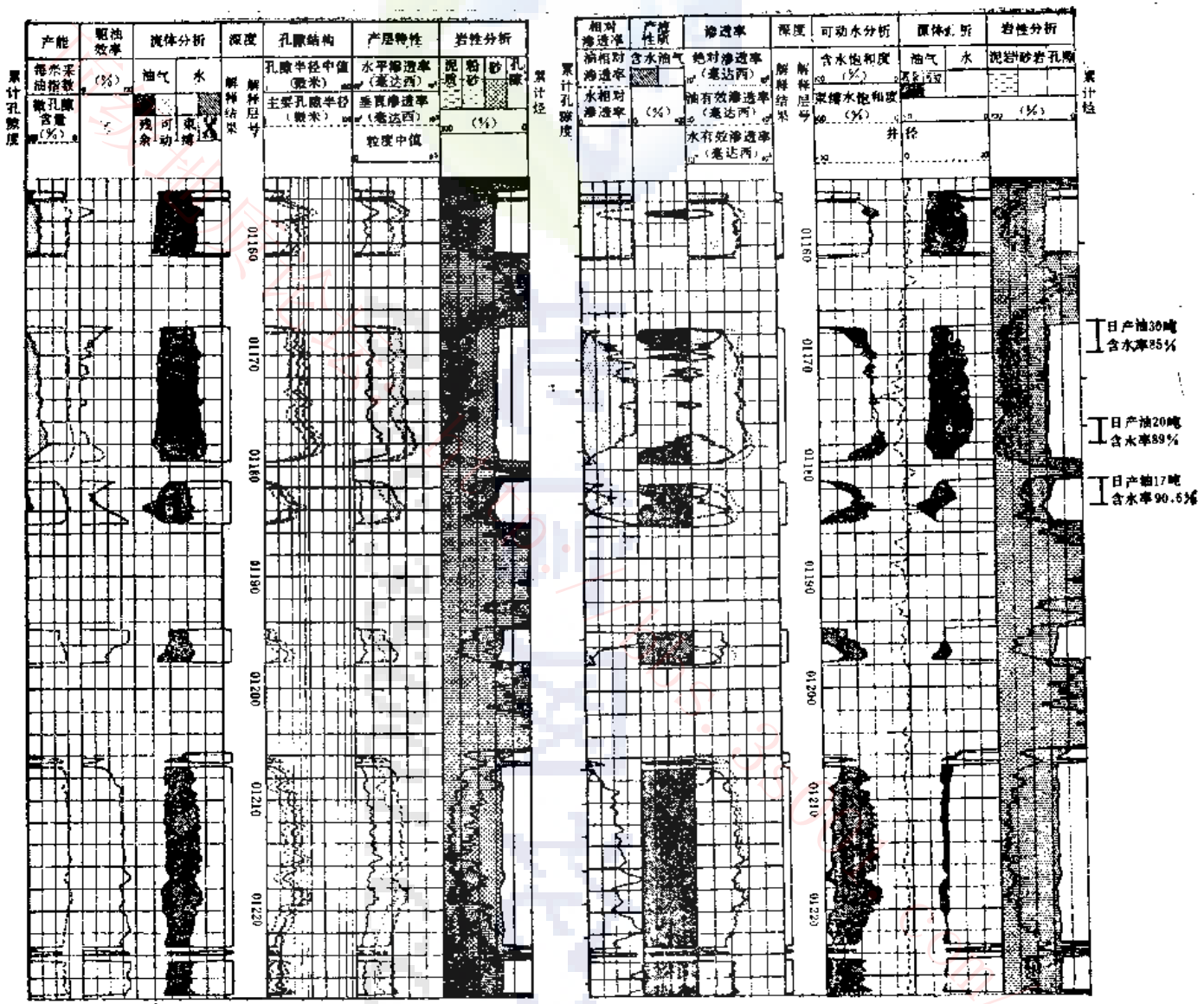


图 8-46　11-6井数字解释成果图

和主要孔隙半径。

第Ⅳ道：孔隙流体分析。主要描述地层孔隙内部各种流体的含量。系统显示可动油（气）孔隙度，残余油（气）孔隙度，可动水孔隙度，束缚水孔隙度。

第Ⅴ道：驱油效率。

第Ⅵ道：产能分析。主要显示每米采油指数，达到定量评价产层的生产能力。另外还可确定地层的微孔隙含量。

3.应用及实例

“多功能解释程序”已在16个油田500多口井中进行应用，表明在定量确定产层的水淹部位、厚度和程度，分析剩余油分布，以及预测其产水率等方面，都有着比较明显的地质效果。现列举两例：

图8-44及8-45示出孤岛油田的中16-509井解释成果图。根据图上的显示，油层主要以底部水淹为主，预测的产水率与剩余油饱和度分别显示在图8-45的第Ⅴ道和第Ⅲ道上。例如1293.2～1305米的产层，底部有比较明显的水淹现象，水淹厚度约4米左右，表现为剩余油饱和度逐渐减小，所预测的产水率逐渐增大。产层的中、上部均未被水淹，预测的产水率为0。射开1293.2～1300米进行测试，日产油25.2吨，产水率3.6%。显然与多功能解释程序的定量预测相吻合。

图8-46的11-6井是另一个油田的调整井，在钻井过程中，对1160～1185米井段进行系统取心。通过岩心观测和测井资料的人工解释，原认为1167.4～1189.6米是一个比较理想的产层：它具有正韵律砂岩的特点，只有底部有比较明显的水淹，因此确定采用上部排油、下部排水的工艺进行生产。然而，应用“多功能程序”进行解释，发现情况并非如此。根据图8-46成果图上的显示，不仅其下部已被水淹（预测的产水率可达80%以上），而且其上部也具有高水淹的特点，预测的产水率约80%左右。解释成果图同时也表明，它实际是一个复合韵律的砂体。1172米以上，虽然粒度变化不大，但仍然具有明显的反韵律特点，1172米以下，则为正韵律砂岩。这一认识，现在已被岩心的分析数据和单层试油资料所证实，从而肯定了组合分析程序解释结果的正确性。分别对该层的上、下部进行测试，射孔井段为1167～1170米和1176～1178米。上部日产油30吨，含水率为85%；下部日产油20吨，产水率为89%。

第九章　地层倾角测井及其应用

地层倾角测井同其他测井技术一样，是基于石油勘探和开发的实际需要发展起来的。1942年在美国海湾油田砂泥岩剖面中，首先使用自然电位式地层倾角测井仪，因为在这些油田的砂泥岩剖面中，自然电位曲线的幅度大，变化明显。1945年在自然电位不明显的地区，开始使用电阻率式的地层倾角测井仪。这种仪器可以记录三条电极距AO为3 英尺的电阻率曲线，它在软、硬地层中都能使用。当时井斜测量都是点测，由于仪器在井内旋转，连续测量的井段一般不超过50英尺。

1952年斯伦贝谢公司开始使用CDM-T型连续地层倾角测井仪，记录三条1 × 1 寸的微梯度电阻率曲线。1956年又使用了CDM-P型地层倾角测井仪，记录三条微聚焦测井曲线，用磁针和摆锤作为传感器进行连续测斜。1961年开始使用磁带记录，并用电子计算机处理测井资料。1963年发展了一种四臂式地层倾角测井仪，取代三臂式，它使电极的垂直分辨力显著提高，达到半英寸左右。

在野场上地层倾角测井把各种测井信息经数字记录后，又采用计算机进行处理。在提高解释精度的基础上，使地层倾角测井技术在油气田的勘探和开发中，得到了广泛的应用。不仅能在沉积岩地层中研究各种地质构造和沉积环境，而且还能在灰岩、花岗岩等硬地层中研究裂缝发育方向，从而为油气勘探提供重要的信息。

1977年我国从美国德莱赛公司，引进了3600系列地层倾角测井仪器，并在胜利、四川、新疆、大庆等油田投入测井应用，同时斯伦贝谢测井公司也在中国进行服务。为此，各油田相继开展了地层倾角测井的地质应用研究工作。在引进倾角测井仪器的基础上，国产地层倾角仪器正处在研制过程中。在倾角测井资料的处理方面，我们在引进德莱赛公司地层倾角软件的基础上，又有不少新的进展。

第一节　地层倾角测井原理

本节将主要介绍德莱赛公司四臂地层倾角测井仪的测井原理，包括测井曲线、记录方式，以及利用倾角测井能够确定地层产状的简单原理等。同时对斯伦贝谢公司的四臂地层倾角测井仪的主要特点，做一扼要的说明。

一、德莱赛公司倾角测井仪（DIPLOG）

如图9-1所示，德莱赛公司的四臂地层倾角测井仪，同时记录九条曲线。主要测量部分包括：

1）四个装有极板和电极系的加压臂，各极板在一个水平面上，其方位相差90°，可以测出四条微聚焦电导率曲线DIP_1、DIP_2、DIP_3和DIP_4。

2）四个加压臂同时起井径仪的作用，测出1-3、2-4极板之间两条井径CAL_1（d_1）和CAL_2（d_2）。

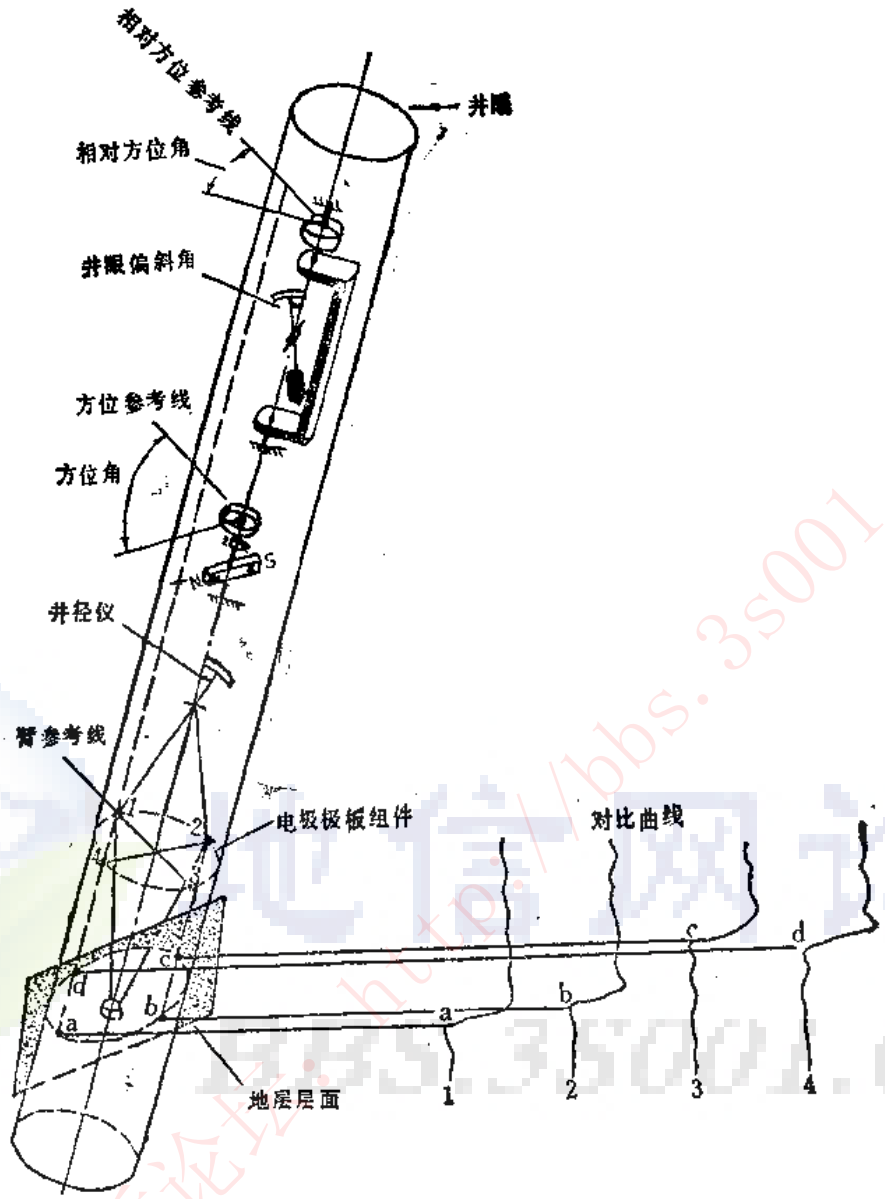


图 9-1 地层倾角测井井下仪器示意图

3) 用磁罗盘测量1号极板相对于磁北极方向的方位角AZ (μ)，简称1号极板方位角。

4) 用井斜重摆测量井斜角DEV (δ)。

5) 用井斜方向重摆测量1号极板相对于井眼方位的相对方位角RB (β)，简称相对方位角。

1号极板方位角、井斜角、井眼方位角和相对方位角的几何定义，请参看第二节中图9-8。

野外测井主要记录上述九条曲线，在必要时加测一条电缆张力曲线。记录方式有照像模拟记录和数字磁带两种，图9-2为照像模拟记录曲线实例图。在测井时四条电导率曲线不进行工程值和电压值刻度，一般只记录出电压的相对幅度变化值即可。其他五条曲线则需要进行工程值和电压值刻度。在野外磁带上，四条电导率曲线每米采样320个点，称为快道采样。其他五条曲线每米采样40个点，称为慢道采样。

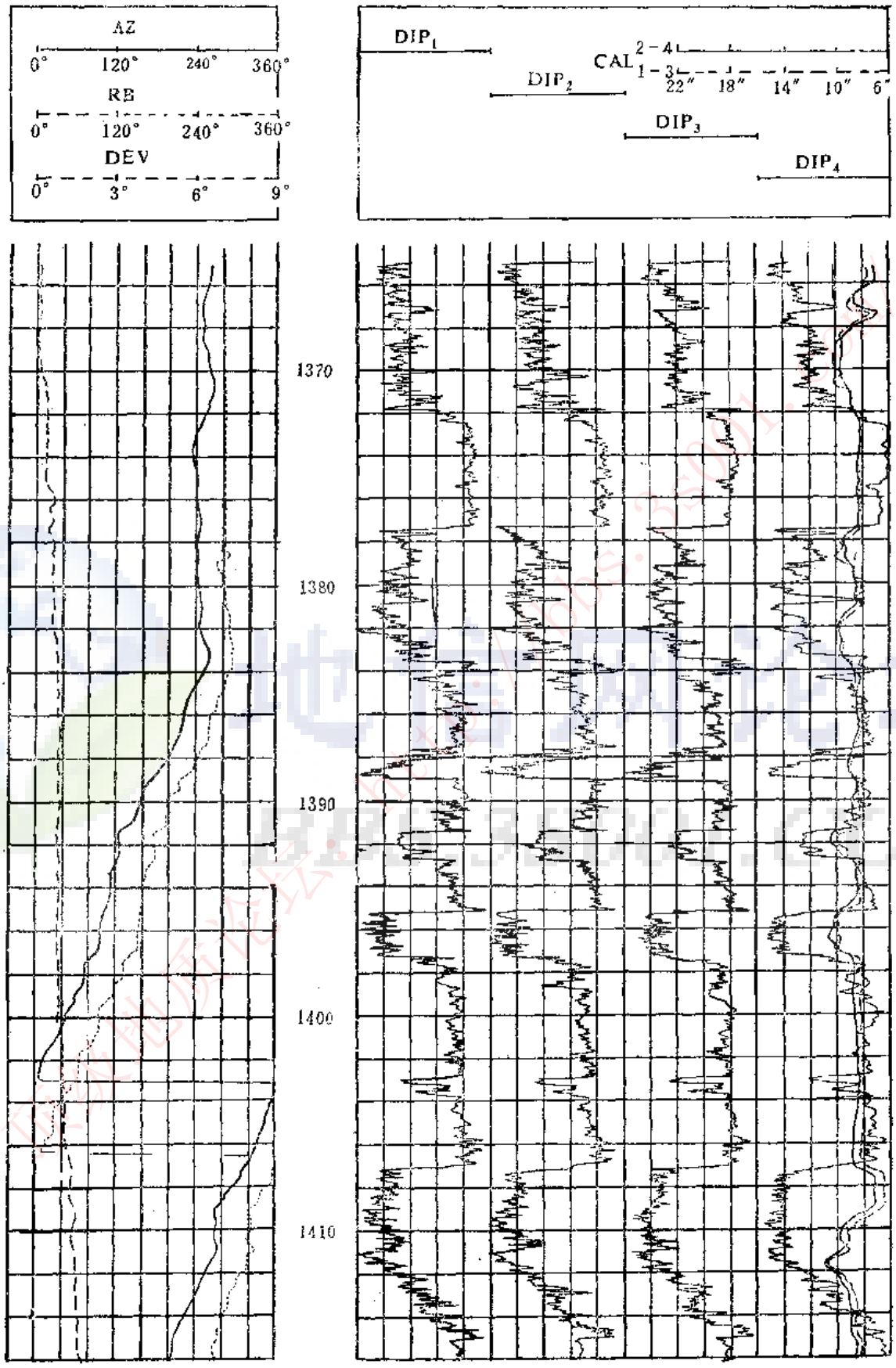


图 9-2　地层倾角测井照像记录曲线

地层倾角测井，并不能直接地测出地层的倾角和倾向。它只是提供了能够求出地层倾角和倾向的足够的信息，然后通过计算机处理和计算，才能得到地层倾角和倾向。仪器装置使用了很复杂的几何臂，以保持四个极板的测量电极总是在同一个平面上。如图9-1所示，假设井眼是直的同时地层是水平的，那么在四条电导率曲线上，分别反映同一段地层（或地层界面）的四段曲线，它们之间的相对位移（或叫极板高程差）便为零。假设地层不是水平的，有一定的倾角，那么反映同一段地层的四段曲线之间，就有一定的相对位移。应用曲线相关对比方法能够确定这些位移，这些位移便决定了地层在空间的几何位置，由此可计算出地层倾角和倾向。当井眼本身有一定斜度时，只是计算工作量相对大一些而已，如增加了井斜偏移校正等。

二、斯伦贝谢公司倾角测井仪(HDT)

斯伦贝谢公司高分辨率四臂地层倾角测井仪HDT，其仪器设计和测井原理，与德莱赛公司的基本相同。但为了把高灵敏度记录正确地用于解释结果，增加了由电缆速度校正为电极速度的速度电极。在1号极板上，装有相距为d的两个测量电极，下面一个为电导率测量电极，上面一个为速度校正电极。在测量中，这两个电极系记录两条同一形状的曲线，只是有相距为h的位移，h是井下仪器速度之差的函数。井下仪器速度和电缆速度不同时，d和h的比$a = d/h$不等于1。在这种情况下，用曲线相关对比法确定出的地层高程差h_{ij}（i，j指极板号），便是反映同一地层的两段曲线间的视相对位移，而不是实际的位移。在这两条曲线上，真的地层间的位移H_{ij}应该是：$H_{ij} = ah_{ij}$。所以用校速电极求得a之后，利用上式就可以求出在这两条对比曲线上真的地层位移，也就是真的地层高程差。在实际处理中，把$\frac{1}{2}d \leqslant h \leqslant 2d$的点切除不用。

三、斯伦贝谢公司新型倾角测井仪(SHDT)

为了适应更复杂的井眼环境，获取更可靠的地层信息，近几年来，斯伦贝谢公司研制了地层高分辨率倾角测井仪SHDT (Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool)。它仍然采用互成90°的四个测量臂，每个臂上装有两个并列测量电极，之间的距离为3厘米，记录八条电导率曲线。就倾角仪器和电导率曲线而论，SHDT得到的资料的质量，与较早的仪器相比有了明显的改善。由于两条并列电极曲线之间的相似性，比板与板之间的曲线相似性更好，因而经计算机处理后，能够得到高密度的倾角结果，与原来的仪器相比有助于适合更加详细的地层解释。根据电极的排列，也有利于探测裂缝。

第二节　地层倾角测井数字处理原理

地层倾角测井数字处理方法，有固定井段相关对比法和图形识别法，本节主要介绍德莱塞公司固定井段相关对比法及成果图显示原理。固定井段相关对比法，就是在DIP1上固定一段曲线S_1，在DIP2、DIP3、DIP 4上用曲线相关对比法找出和S_1相似的三段曲线S_2、S_3和S_4，当然要在S_1附近找。这四段曲线反映了同一段地层的电性特征，然后求出S_2、S_3、和S_4相对于S_1沿井轴方向的位移(即高程差)，利用高程差可计算出这段地层的法

向n在仪器坐标系中的坐标，再利用δ、β、μ等参数进行仪器坐标系和大地坐标系的坐标变换，求出n在大地坐标系中的坐标，从而计算出地层的倾向φ和倾角θ以及井眼方位角γ。最后计算机打印出数据表格和显示出矢量图。方位频率图，并根据用户需要作出杆状图、圆柱面坐标图和线性极坐标图等。

一、地层倾角和视倾角

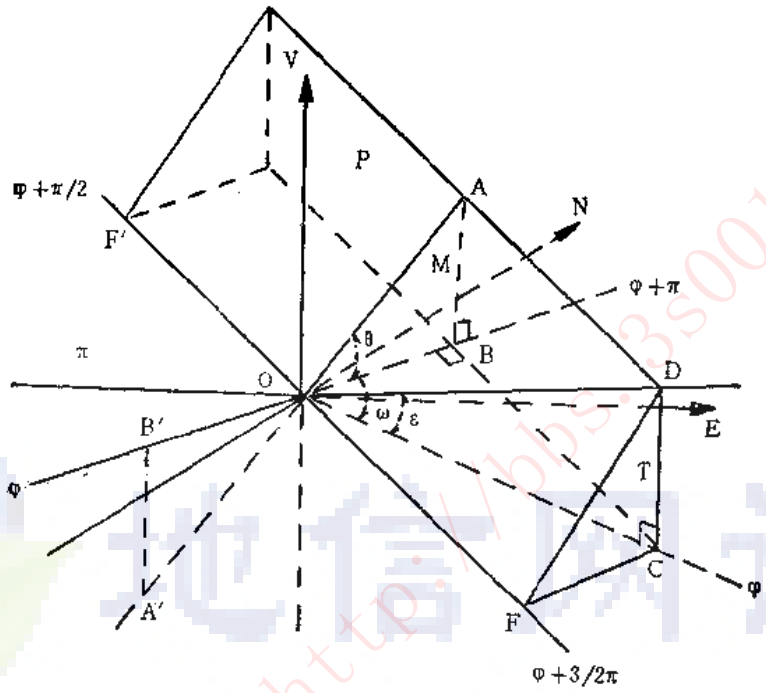


图 9-3　地层倾角和视倾角几何定义图

地层倾向、倾角和视倾角的几何定义见图9-3。图中设O点为地层面P上任意一点，坐标系（O，E，N，V）为大地坐标系。P和水平面的交线为FF′，FF′即地层面P的走向。平面M过OV且垂直于走向FF′，它和P、水平面π的交线为AA′和BB′。OA′在水平面上的投影为OB′，OB′和磁北极N之间的夹角φ为地层的倾向。OA和OB之间的夹角θ（即地层和水平面之间的夹角）为地层倾角。

设OC为水平面上任意一条直线，过OV和OC作平面T和P相交于直线OD，T显然垂直于水平面。OC和ON之间的夹角ψ叫做P的视方位角，或称视倾向。OC和OD的夹角ε叫做视倾角。

地层倾角和视倾角的关系式，在杆状图、圆柱面坐标图等成果图的显示中用到，在倾角资料的地质应用中也经常用到，故加以推导。为了求得视倾角ε，不妨先设$\varphi+\pi\leqslant\psi\leqslant\varphi+\frac{3}{2}\pi$。在M平面内作AB⊥OB，由于M垂直于水平面，易知AB垂直于水平面。在水平面内作直线BC//OF，交直线OC于点C，则BC⊥M。在平面T中作直线CD⊥OC交OD为D点，连结A、D点。由于T垂直于π，所以CD⊥π，则AB//DC。因为直线OF//BC，则OF//平面ABCD，易知OF//AD。所以BC//AD，则四边形ABCD为矩形。

因为　　$\overline{AB}=\overline{DC}$

又
$$tg\varepsilon = \frac{\overline{DC}}{\overline{OC}}$$
$$tg\theta = \frac{\overline{AB}}{\overline{OB}}$$
$$\cos\omega = \frac{\overline{OB}}{\overline{OC}}$$
则
$$\frac{tg\varepsilon}{tg\theta} = \frac{\overline{DC}}{\overline{OC}} \times \frac{\overline{OB}}{\overline{AB}} = \cos\omega$$
$$\omega = \psi - (\varphi + \pi)$$
所以
$$tg\varepsilon = tg\theta\cos[\psi - (\varphi + \pi)] \tag{9-1}$$

(9-1)式为视倾角公式。根据视倾角公式，当$\varphi \leqslant \psi \leqslant \varphi + \pi$时，有$-\theta \leqslant \varepsilon \leqslant \theta$。当$\varphi + \pi \leqslant \psi \leqslant \varphi + 2\pi$时，有$\theta \geqslant \varepsilon \geqslant -\theta$。$\varepsilon > 0$说明在$\psi$方位上，地层在水平面以上。

视倾角公式也可以应用下式：
$$tg\varepsilon = tg\theta\cos(\psi - \varphi) \tag{9-2}$$
根据(9-2)式，当$\varphi \leqslant \psi \leqslant \varphi + \pi$时，有$\theta \geqslant \varepsilon \geqslant -\theta$。当$\varphi + \pi \leqslant \psi \leqslant \varphi + 2\pi$时，有$-\theta \leqslant \varepsilon \leqslant \theta$。$\varepsilon > 0$ 说明在ψ方位上，地层在水平面以下。

二、根据地层法向计算地层倾向和倾角

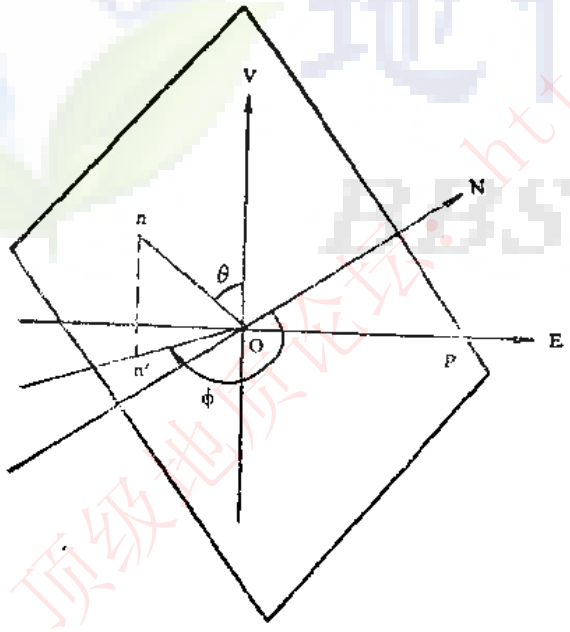


图 9-4　根据地层的法向计算地层的倾向和倾角图示

图9-4中，用P表示地层面，n为P的单位法向量，n′为n在水平面上的垂直投影。由解析几何的知识知道，n和V的夹角就是地层的倾角，On′和磁北极N的夹角就是地层的倾向。在大地坐标系中，矢量V的坐标为V = (0, 0, 1)，设n的坐标为$n = (n_E, n_N, n_V)$，则
$$\vec{n} \cdot \vec{V} = |\vec{n}| \cdot |\vec{V}| \cos\theta = \cos\theta$$
又
$$\vec{n} \cdot \vec{V} = n_E \cdot V_E + n_N V_N + n_V V_V = n_V$$
故
$$n_V = \cos\theta$$
$$\theta = \arccos n_V$$

求倾向φ的问题要分象限角讨论：

当$n_E \geqslant 0$且$n_N > 0$时，地层向北东方向倾

则
$$0 \leqslant \varphi < \frac{\pi}{2}$$
$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{n_E}{n_N}$$

当$n_E > 0$且$n_N \leqslant 0$时，地层向南东方向倾

则
$$\frac{\pi}{2} \leqslant \varphi < \pi$$
$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{n_E}{n_N} + \pi$$

当$n_E \leqslant 0$且$n_N < 0$时，地层向南西方向倾

则　　$\pi \leqslant \varphi < \frac{3}{2}\pi$　　$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{n_E}{n_N} + \pi$

当$n_E < 0$且$n_N \geqslant 0$时，地层向北西方向倾

则　　$\frac{3}{2}\pi \leqslant \varphi < 2\pi$　　$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{n_E}{n_N} + 2\pi$

三、用相关对比方法确定地层法向在仪器坐标系中的坐标

由前面的论述可知，如果求出地层的法向n，则不难计算出地层的倾向和倾角。为了确定地层法向，只要在四条电导率曲线上找出四段相关的曲线就可以了。图9-5中，O点为一个计算深度点，在DIP 1 上固定一段曲线S（点E、F之间），数值为x_1，x_2，……，x_N，它们的算术平均值为$\bar{x}$。S的长度记为WL，称为窗长或相关对比长度。在DIP 2 上取同样长度的一段曲线S_τ（点G_τ、H_τ之间），它相对于S的位移为τ个采样间距，若S_τ在S的上面则τ为正，若S_τ在S的下面则τ为负，其数值为$y_{1+\tau}$，$y_{2+\tau}$，……，$y_{N+\tau}$，它们的算术

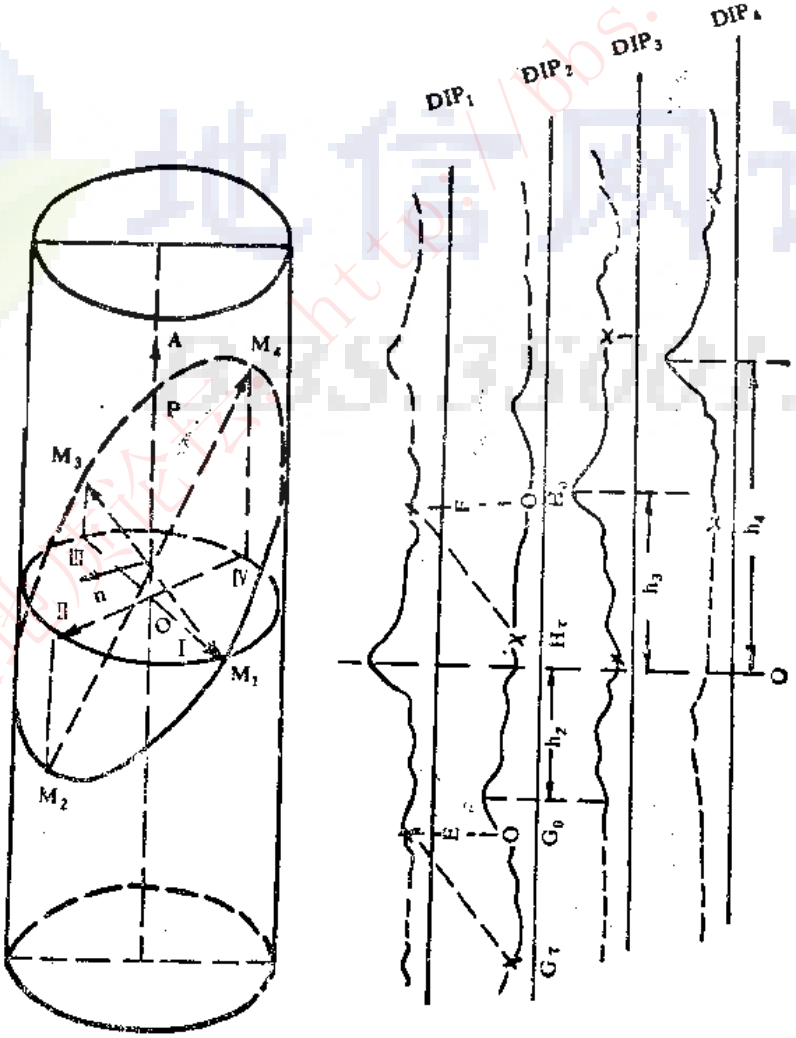


图 9-5　用相关对比方法确定地层法向在仪器坐标系中的坐标图示

平均值记为$\overline{y_\tau}$。这两段曲线是否属于同一段地层，则要看这两段曲线相似性如何，也就是看它们的相关系数C(τ)与1的逼近程度。

$$C(\tau)=\frac{\sum_{i=1}^{N}(x_i-\overline{x})(y_{i+\tau}-\overline{y_\tau})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N}(x_i-\overline{x})^2}\sqrt{\sum_{i=1}^{N}(y_{i+\tau}-\overline{y_\tau})^2}}$$

因为，根据不等式$(\sum_{i=1}^{N}a_ib_i)^2\leqslant\sum_{i=1}^{N}a_i^2\cdot\Sigma b_i^2$，不难证明C(τ)的值总是在-1和1之间。而且当两段曲线满足$y=kx+b(k>0)$，即两段曲线形状一样完全峰对峰谷对谷时，C(τ)的数值等于1。

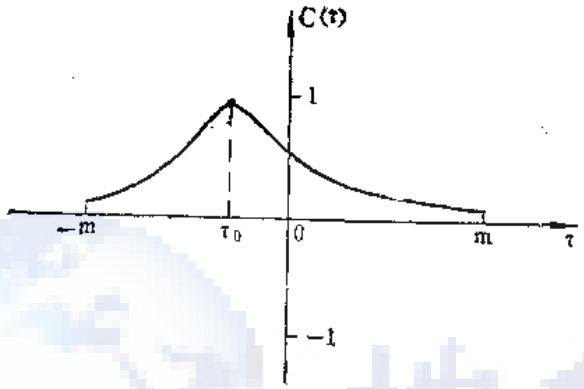


图 9-6 相关函数曲线

让τ在一定范围内变化，从-m到m，当τ为0时C(τ)就是曲线段S_0（点G_0，H_0之间）和S的相关系数值，这样就得到了一串相关系数，C(τ)又叫做相关函数，如图9-6所示。假设在$\tau=\tau_0$处C(τ)有最大值，说明此时两段曲线相关最好，则$h_2=\tau_0\cdot d$即为2号极板的高程差，d为采样间距。同样的办法可求出3号极板和4号极板的高程差h_3和h_4，当然$h_1=0$。S_τ上下移动的最大范围$SL=2m\cdot d$，称为探索长度。两个相邻的计算点之间的距离叫做步长，在固定井段相关对比方法中步长是均匀的。

图9-5中，我们把测量厚度为WL的一段地层视为一个地层面P，上述对比过程相当于在地层面P上确定了四个点M_1、M_2、M_3、M_4，在仪器坐标系（O，Ⅱ，Ⅰ，A）中，它们的坐标分别为$M_1(O,\ \frac{1}{2}d_1,\ O)$、$M_2(\frac{1}{2}d_2,\ O,\ h_2)$、$M_3(O,\ -\frac{1}{2}d_1,\ h_3)$、$M_4(-\frac{1}{2}d_2,\ O,\ h_4)$，$d_1$和$d_2$为井径。则矢量$\overrightarrow{M_{24}}$（即$\overrightarrow{M_2M_4}$）和$\overrightarrow{M_{13}}$（即$\overrightarrow{M_1M_3}$）的坐标为：

$$\overrightarrow{M_{24}}(=-d_2,\ O,\ h_4-h_2)$$
$$\overrightarrow{M_{13}}=(O,\ -d_1,\ h_3)$$

地层的单位法向量n为

$$\vec{n}=\frac{\overrightarrow{M_{24}}\times\overrightarrow{M_{13}}}{|\overrightarrow{M_{24}}\times\overrightarrow{M_{13}}|}=\frac{\vec{k}}{k}$$

$$\vec{K}=\begin{vmatrix}\vec{\Pi} & \vec{I} & \vec{A}\\ -d_2 & O & h_4-h_2\\ O & -d_1 & h_3\end{vmatrix}=d_1(h_4-h_2)\vec{\Pi}+d_2h_3\vec{I}+d_1d_2\vec{A}$$

$$K=\sqrt{(d_1d_2)^2+d_1^2(h_4-h_2)^2+d_2^2h_3^2}$$

$$\vec{n}=\left(\frac{d_1(h_4-h_2)}{K},\ \frac{d_2h_3}{K},\ \frac{d_1d_2}{K}\right)$$

四、井斜位移校正

如果井眼是直的，地层是水平的，高程差则为零。如果井眼不是直的，即使是一个水平地层，在仪器坐标系下，高程差也不会为零。我们所求的地层的倾角是指地层和水平面的夹角，所以当井斜角较大时，首先计算出在仪器坐标系下水平面的高程差，然后从相关对比得出的地层高程差中，减去由于井斜带来的水平面的高程差是必要的。

在图9-7中，Q为仪器平面，π为水平面，二者的交线为FF′，OA为井轴方向即Q的法向。M为过OA、OV所作的平面，和Q、π分别相交于直线DD′、BB′。R为过OA和OI所作出的平面，它和Q、π分别相交于直线ⅠⅢ、NN′。现在我们把仪器平面看成水平面，把水平面看成地层面，把F、D、A视为大地坐标系中的E、N、V。从坐标系（O，F，D，A）中看水平面的倾角和倾向，水平面的倾角则为δ，OB在Q上的投影为OD，则π的倾向为φ=0。R为视平面，β为R的方位角，OI和ON的夹角ε为平面π在视倾向β上的视倾角。

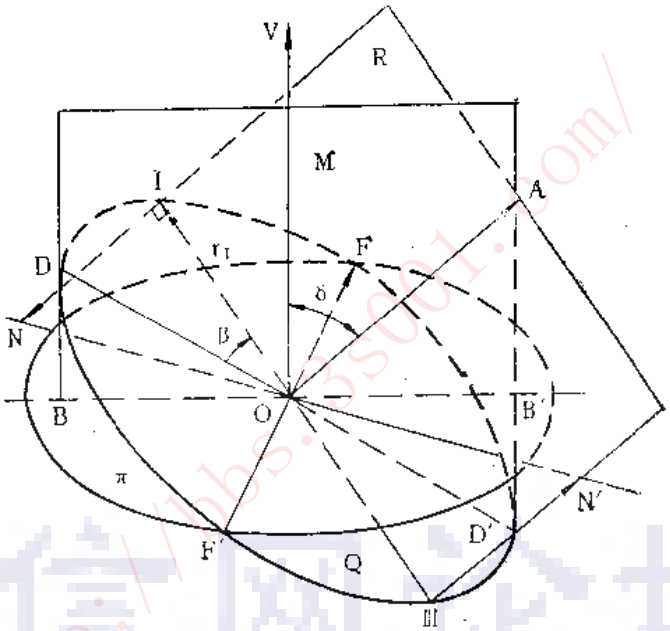


图 9-7　计算井斜位移图示

根据视倾角公式，有

$$\mathrm{tg}\varepsilon = \mathrm{tg}\delta \cdot \cos[\beta - (\varphi + \pi)] = -\mathrm{tg}\delta\cos\beta$$

有向线段IN的长为l_1，

$$l_1 = r_1 \cdot \mathrm{tg}\varepsilon = -r_1\,\mathrm{tg}\delta\cos\beta$$

由于四个极板方位彼此相差90°，同理有

$$l_2 = r_2 \cdot \mathrm{tg}\varepsilon = -r_2\mathrm{tg}\delta\cos\left(\beta + \frac{\pi}{2}\right) = r_2\mathrm{tg}\delta\sin\beta$$

$$l_3 = r_1\mathrm{tg}\varepsilon = -r_1\mathrm{tg}\delta \cdot \cos(\beta + \pi) = r_1\mathrm{tg}\delta\cos\beta$$

$$l_4 = r_2\mathrm{tg}\varepsilon = -r_2\mathrm{tg}\delta\cos\left(\beta + \frac{3}{2}\pi\right) = -r_2\mathrm{tg}\delta\sin\beta$$

沿井轴方向水平面的高程差为

$$c_2 = l_2 - l_1 = \mathrm{tg}\delta(r_1\cos\beta + r_2\sin\beta)$$

$$c_3 = l_3 - l_1 = 2r_1\mathrm{tg}\delta\cos\beta$$

$$c_4 = l_4 - l_1 = \mathrm{tg}\delta(r_1\cos\beta - r_2\sin\beta)$$

式中r_1、r_2为半径，l_1、l_2、l_3、l_4叫做井斜位移。如果考虑井斜位移，沿井轴方向地层的高程差应为，

$$a_2 = h_2 - c_2$$

$$a_3 = h_3 - c_3$$

$$a_4 = h_4 - c_4$$

为了达到这个目的，在曲线相关对比时（见图9-5），在DIP 2、DIP 3、DIP 4上分别取相对于S的位移为c_2、c_3、c_4的一段曲线，作为对应$\tau = 0$的一段曲线S_0即可。换句话说，这步工作相当于在相关对比前先把水平面的位置确定出来。

五、用坐标变换公式确定地层法向在大地坐标系中的坐标

由相关对比方法确定出地层法向在仪器坐标系中的坐标以后，还必需计算出地层法向n在大地坐标系中的坐标，才能求出地层倾向和倾角。这需要利用仪器坐标系和大地坐标系之间的坐标变换公式来完成。

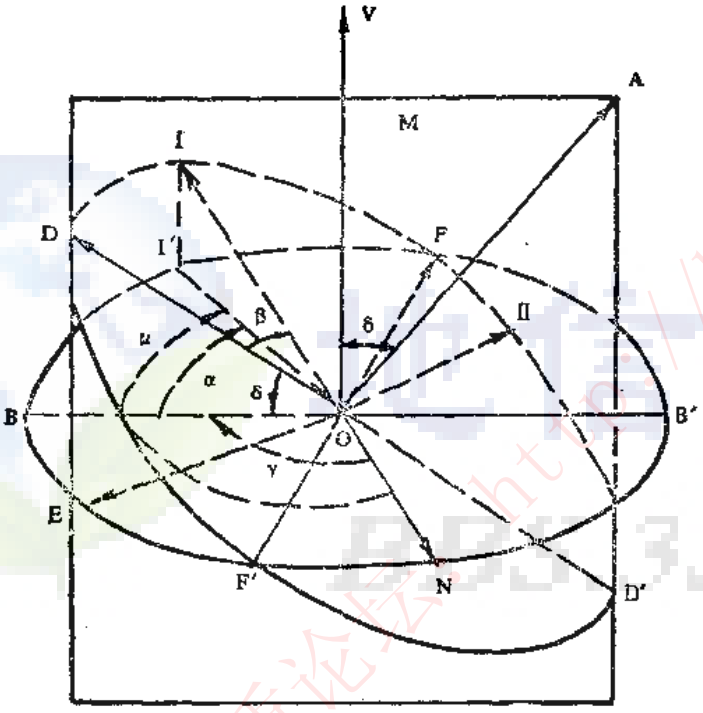


图 9-8 仪器坐标系和大地坐标系

在图9-8中，坐标系（O，Ⅱ，Ⅰ，A）为仪器坐标系，（O，E，N，V）为大地坐标系。仪器平面和水平面相交于直线FF′，平面M过直线OA和OV并和仪器平面、水平面分别相交于直线DD′、BB′。显然直线FF′⊥M且∠BOD = δ，同时OB和OB′分别为OD和OD′在水平面上的垂直投影。OB和磁北极N的夹角即为井眼方位角γ，OI′为OI在水平面上的垂直投影，它和磁北极N的夹角为1号极板方位角μ，在仪器平面上OI和OD的夹角为相对方位角β，α角为β角在水平面上的垂直投影角。

在仪器平面上，以OA为轴将坐标系（O，Ⅱ，Ⅰ）逆时针旋转一个β角，便和坐标系（O，F，D）重合，则有

$$\begin{bmatrix} n_F \\ n_D \\ n_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\beta & \sin\beta & 0 \\ -\sin\beta & \cos\beta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_Ⅱ \\ n_Ⅰ \\ n_A \end{bmatrix} = R_1 \begin{bmatrix} n_Ⅱ \\ n_Ⅰ \\ n_A \end{bmatrix} \tag{9-3}$$

在平面M上，以OF为轴将坐标系（O，D，A）顺时针旋转一个δ角，便和坐标系（O，B，V）重合，则有

$$\begin{bmatrix} n_B \\ n_V \\ n_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\delta & -\sin\delta & 0 \\ \sin\delta & \cos\delta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_D \\ n_A \\ n_F \end{bmatrix}$$

交换一下坐标顺序也可写成，

$$\begin{pmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\delta & -\sin\delta \\ 0 & \sin\delta & \cos\delta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} n_F \\ n_D \\ n_A \end{pmatrix} = R_2 \begin{pmatrix} n_F \\ n_D \\ n_A \end{pmatrix} \tag{9-4}$$

在水平面上，以OV为轴将坐标系（O，F，B）逆时针旋转一个Y角，便和坐标系（O，E，N）重合，则有

$$\begin{pmatrix} n_E \\ n_N \\ n_V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\gamma & \sin\gamma & 0 \\ -\sin\gamma & \cos\gamma & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{pmatrix} = R_3 \begin{pmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{pmatrix}$$

故得

$$\begin{pmatrix} n_E \\ n_N \\ n_V \end{pmatrix} = R_3 R_2 R_1 \begin{pmatrix} n_{II} \\ n_I \\ n_A \end{pmatrix}$$

将上式展开得

$$\begin{aligned} n_E = & -n_A \sin\gamma \sin\delta + n_I \sin\gamma \cos\delta \cos\beta + n_I \cos\gamma \sin\beta \\ & - n_{II} \sin\gamma \cos\delta \sin\beta + n_{II} \cos\gamma \cos\beta \\ n_N = & -n_A \cos\gamma \sin\delta + n_I \cos\gamma \cos\delta \cos\beta - n_I \sin\gamma \sin\beta \\ & - n_{II} \cos\gamma \cos\delta \sin\beta - n_{II} \sin\gamma \cos\beta \\ n_V = & n_A \cos\delta + n_I \sin\delta \cos\beta - n_{II} \sin\delta \sin\beta \end{aligned}$$

关于井眼方位角γ的计算是分为两步进行的，先由相对方位角β求出α角，再由α角计算出γ角。

1.由β角求α角

在图9-8中，设矢量I为1号极板方向OI上的单位矢量。在仪器坐标系中它的坐标为I=（0，1，0），在坐标系（O，F，B，V）中坐标为I=（I_F，I_B，I_V）。根据坐标变换公式(9-3)和（9-4）式，可知坐标系（O，F，B，V）和仪器坐标系的变换公式为，

$$\begin{pmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{pmatrix} = R_2 R_1 \begin{pmatrix} n_{II} \\ n_I \\ n_A \end{pmatrix}$$

将变换矩阵R_2、R_1以及矢量I的坐标代入上式，并展开得

$$\begin{cases} I_F = \sin\beta \\ I_B = \cos\beta\cos\delta \\ I_V = \cos\beta\sin\delta \end{cases} \tag{9-5}$$

由图9-8容易知道 $\operatorname{tg}\alpha = \dfrac{I_F}{I_B}$，所以有

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{\sin\beta}{\cos\beta\cos\delta} = \frac{\operatorname{tg}\beta}{\cos\delta} \tag{9-6}$$

求α角要分象限角讨论，由（9-5）式容易看出α和β在象限角上有一致性，即当β角在0～90度内变化时，α角也在0～90度内变化，…以此类推。

2.由α角求γ角

由图9-8知道$\mu=\alpha+\gamma$，但是这三个角度的变化区间都定义为0～360°，所以有

$$\gamma=\mu-\alpha \qquad \text{当}\mu\geqslant\alpha$$

$$\gamma=\mu+(2\pi-\alpha) \qquad \text{当}\mu<\alpha$$

六、相关对比中步长、窗长和探索长度的选取

在相关对比中步长、窗长、探索长度这三个参数的选取是十分重要的，它们的数值直接影响着计算的结果和应用效果。如果对同一口井固定步长和探索长度而改变窗长进行计算，其结果表明，当窗长增大时地层矢量（倾向φ和倾角θ）一致性好，相反，当窗长变小时地层矢量一致性就差。对同一口井，如果固定窗长和步长而改变探索长度，当探索长度变大时计算的角度有增大的趋势，矢量方向也有分散的趋势。如果固定步长同时改变窗长和探索长度，例如一个是大窗长和小探索长度，一个是小窗长和大探索长度，其结果就会相差更大。这三个参数有各自的特点，但又有互相联系着的一面，如何合理的选取数值，与所解决问题的性质、实际地质情况以及相关对比方法本身的特点都有关系。

1.相关对比方法本身的特点

应用电子计算机进行曲线相关对比同人工进行相关对比一样，在对比过程中曲线的主要异常是起控制作用的。图9-9和图9-10示出地层倾角测井曲线的一部分，在图9-9中对比是清楚的，在3510英尺附近的水平箭头所指出的地层界面（小峰）比其他的特征都明显，是主要的异常。对比参数为步长1英尺、探索长度2英尺、窗长4英尺。在这三个对比中（对比深度点为3508、3509、3510英尺），都含有上述主要异常的这个明显特征，三条相关函数曲线形状虽然不同，但它们的峰都大致在相同的位移处、－1.57″、－1.57″、－1.17″。假设这个主要异常在3、4号极板曲线上也存在，即这段微小的地层没有局部尖灭现象的话，那么在这三个计算点处计算出的地层矢量就比较接近。我们可以说在这三个对比的任何位置，主要异常都控制着相关对比。

在图9-10中，两个相邻的窗长的覆盖部分，曲线没有出现清晰的特征。结果在这两个计算点处（3506、3507英尺）确定的位移彼此相差很大，在这两个计算点处计算出的地层矢量一致性就差，也可以说随机误差较大，或者说噪音大。

2． 步长、窗长和探索长度的选取

这三个参数的选取与所要解决问题的性质有密切关系，当用地层倾角解决构造问题时，包括研究地层构造形态、断层位置和产状、不整合等，采用长窗长对比。理由是因为研究构造问题时，所涉及的地层几何形状比较大，只有在比较长的窗长内才能更有效地看出它的变化特点。同时由于地层形态上的变化总是逐渐变化的，为了减少随机误差和地层不均匀性所造成的误差，可以选窗长为计算步长的几倍数，例如4～6倍，以使在两个相邻的窗长中重迭部分加大。这样就可以使相邻的一系列深度点处的对比，能够受到相同的主要异常的控制。探索长度的选取直接依赖探索角，如果以井眼的直径d作为直角三角形的底边，以探索长度SL的一半作为直角三角形的另一直角边（沿井壁方向），则$\frac{1}{2}$SL所对的角度α称为探索角，它们的关系是：$SL=2d\operatorname{tg}\alpha$。探索角的选取与所研究的对象的倾角有关，当所研究的对象倾角陡时，探索角就取大一点，所研究的对象比较缓时，探索角就可

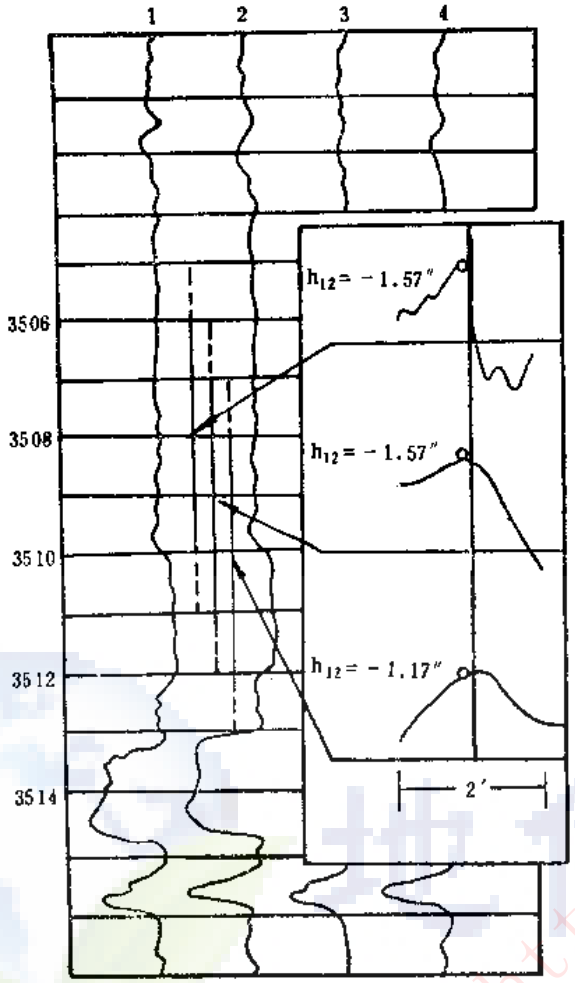


图 9-9　某井地层倾角测井曲线部分
(对比清楚)

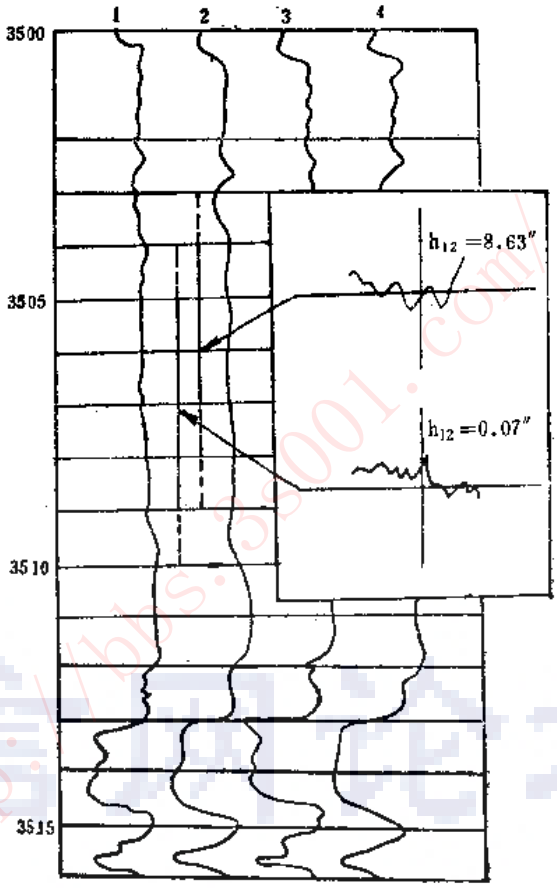


图 9-10　某井地层倾角测井曲线部分
(对比不清楚，随机误差大)

选得小一点。通常，研究构造问题时采用处理参数是：窗长为 3 米或 4 米，探索角为35°，计算步长为0.6米或 1 米。

当用地层倾角研究地层的沉积特点时，包括分析古水流方向、地层层理、分析沉积环境等，可采用短窗长。因为在研究沉积现象时，细小层理的变化往往在相当小的范围内就有很大的变化。选取窗长为步长的小倍数，一般采用参数为：步长为0.2或0.4米，窗长为0.6或0.8米，探索角为20°。

图9-11所示为一段砂岩体，长对比矢量图上的小蝌蚪主要反映了砂岩体中薄的泥质夹层或地层界面的产状，矢量一致性好。在长对比中窗长为步长的倍数要大，就是因为在砂岩层中这些薄的泥质夹层是主要异常，采用长窗长的目的在于突出它们对角度的贡献。而在短对比矢量图中的点子，一部分反映了泥质夹层或地层界面的产状，而多数点子还是反映了砂岩层理情况。但是图9-11是一个非常理想的图，尤其是对短对比，用地层倾角完全把砂岩层理反映出来还做不到。

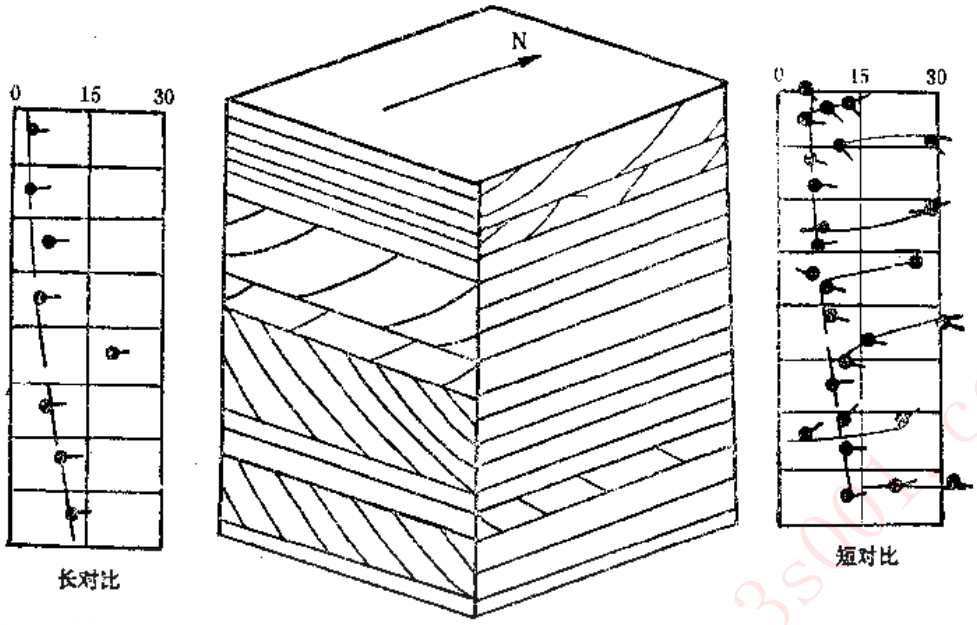


图 9-11 砂岩体中长、短窗长矢量图特点

七、相关对比的质量检查及相关对比结果的筛选

在倾角测井资料的计算机处理中，可对四条电导率曲线的测井质量做些检查，以将明显的极板浮动（极板贴井壁不紧），仪器遇卡、测井曲线平头等检查出来。除此以外，主要对相关对比的质量和计算结果做些控制。

1.陡度和置信度

前面已经提到，相关函数的最大值越接近 1 越好，因此可以规定一个相关系数下限值CMIN，如果相关函数的最大值还小于CMIN，则认为该对比是不成功的，也就不能求出该极板的高程差。但是更确切的描述相关对比的质量是用陡度这个概念。

图9-12中设相关函数y(x)在h处有最大值，定义g为y（x）的陡度：

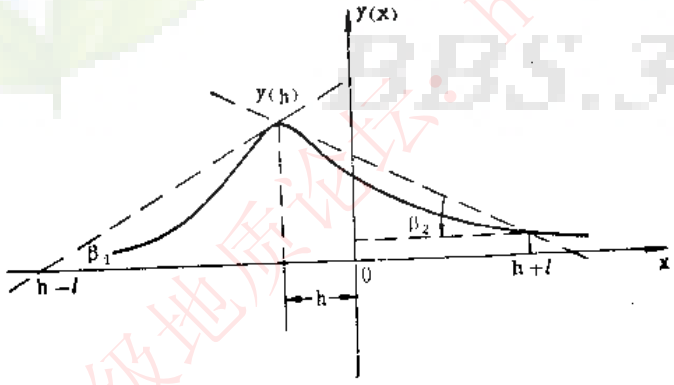


图 9-12 陡度和置信度图示
（l为探索长度SL的一半）

$$g = \mathrm{tg}\beta_1 \cdot \mathrm{tg}\beta_2 \cdot f$$

$$= \frac{(y(h) - y(h-l))}{l} \cdot \frac{(y(h) - y(h+l))}{l} \cdot f$$

$$= f \cdot \frac{(y(h) - y(h-l))(y(h) - y(h+l))}{l^2}$$

式中l为探索长度SL的一半，当h＞0时规定y（h＋l）为零，当h＜0时规定y（h－l）为零。f为陡度因子，是一个统计性参数，它的选取使得大多数的g数值在 1 ～100之间。g的

数值越接近100，说明两条曲线相关对比越好，所计算出的高程差越可靠。

设在某一个计算点数，DIP 2、DIP 3、DIP 4对DIP 1的相关函数为$y_2(x)$、$y_3(x)$、$y_4(x)$，其陡度分别为g_1、g_2、g_3，用置信度σ表示所求出的地层的倾角和倾向的可信程度：

$$\sigma=\frac{1}{3}(g_1+g_2+g_3)$$

通常把σ分为三个等级，在倾角矢量图上用不同的符号进行显示。例如σ≥60是好的，矢量显示为o→；60>σ≥30是中的，矢量显示为o→；σ<30是差的，矢量显示为o—。

2. 平面度

图9-13中，坐标系（O，Ⅱ，Ⅰ，A）为仪器坐标系，点P_1为直线M_1M_3和井轴的交点，在OA方向上的坐标为$\frac{1}{2}h_3$。点P_2为直线M_2M_4和井轴的交点，在OA方向上的坐标为$\frac{1}{2}(h_2+h_4)$。点P_1和P_2之间的距离即线段P_1P_2的长度为：

$$|\overline{P_1P_2}|=|P_1-P_2|=\frac{1}{2}|h_2+h_4-h_3|$$

令

$$a=2|\overline{P_1P_2}|=|h_2+h_4-h_3|$$

$$b=|h_2|+|h_4|+|h_3|$$

定义平面度q，

$$q=1-\frac{a}{b}\qquad 0\leqslant q\leqslant 1$$

显然当a=0时q=1，此时四点严格共面，有$h_2+h_4-h_3=0$，即

$$h_2+h_4=h_1+h_3 \qquad (9\text{-}7)$$

(9-7)式称为四点共面方程。在实际资料处理中给定平面度截止值ε，ε为0到1之间的一个数，当q<ε时我们说四点平面性差，该点应舍去；当q>ε时我们说四点平面性好，则应选取。如果ε偏高则倾角矢量筛去的就多，一般取ε=0.3。

记h_{ij}为第j个极板相对于第i个极板的高程差，由(9-7)式导出，

$$h_{12}=h_{13}-h_{14}=h_{43}=-h_{34}$$

又由(9-7)式导出，

$$h_{14}=h_{13}-h_{12}=h_{23}=-h_{32}$$

所以当四点完全共面时，有

$$h_{12}=h_{43},\quad h_{23}=h_{14} \qquad (9\text{-}8)$$

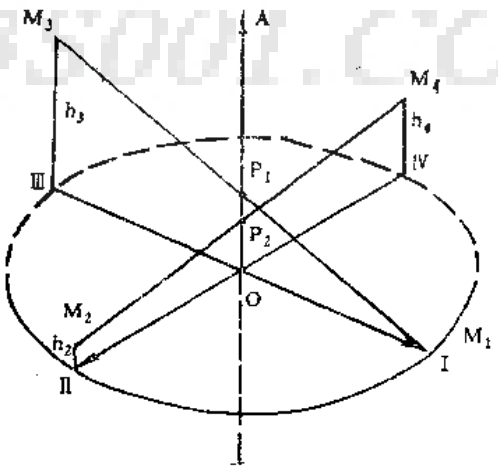


图 9-13 平面度图示

八、相关对比方法的改进

要计算地层倾角，必需至少知道两个高程差。两个高程差（例如极板2与极板1相关，极板3与极板1相关）可确定地层倾角，这是因为三点（极板1、2、3）可确定一

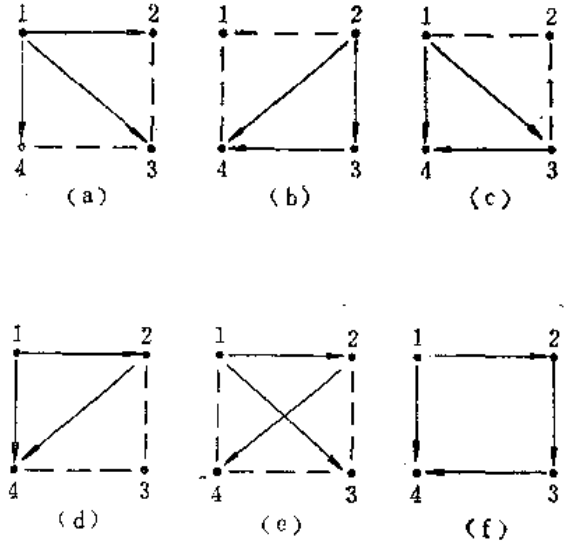


图 9-14a　六种可能的极板组合

(a)—h_{12}、h_{13}、h_{14}；(b)—h_{23}、h_{24}、h_{34}；(c)—h_{13}、h_{14}、h_{34}；(d)—h_{12}、h_{14}、h_{24}；(e)—h_{12}、h_{13}、h_{24}；(f)—h_{12}、h_{14}、h_{34}、h_{23}

个平面。当用质量较好的四极板测井仪时，在起初的相关对比程序中，计算所有的位移都要相对于极板1，因此需要求得三个位移：h_{12}、h_{13}、h_{14}。有时极板1一直浮动（极板不能接触井壁），则要以极板2为基准。当极板1和2都坏了时，只剩下两个极板工作，倾角就无法确定。

因为相关对比方法决不是十全十美的，即是极板不发生浮动，也可能得到错误的相关对比。另外，不同的极板可能在不同的时间里发生浮动，所以采用所有的六种可能的极板组合（1-2、1-3、1-4、2-3、2-4、3-4）是有利的，这至少可以增加找到两个有效位移的机会。例如当1号极板不能用时，还可找到极板位移h_{23}、h_{24}、h_{34}。因此在改进的相关对比程序中，都计算出六个高程差：h_{12}、h_{13}、h_{14}、h_{23}、h_{24}、h_{34}，然后用它们的组合计算地层倾角。将这六个高程差分为六种组合（见图9-14a）：

(a)h_{12}、h_{13}、h_{14}，(b)h_{23}、h_{24}、h_{34}，(c)h_{13}、h_{14}、h_{34}，(d)h_{12}、h_{14}、h_{24}，(e)h_{12}、h_{13}、h_{24}，(f)h_{12}、h_{14}、h_{34}、h_{23}。

每一种组合都可确定一个地层面，然后从中选取平面度最大的一种组合计算地层倾向和倾角，如果这个最高的平面度还不够理想，例如小于0.2（给定的平面度下限值），则在该对比深度点无计算结果。前面已介绍了第一种组合平面度的计算方法，下面介绍第二种组合平面度的计算方法，其他组合请读者自己推导。

设　$a = |h_{23} - h_{24} + h_{34}|$，$b = |h_{23}| + |h_{24}| + |h_{34}|$

定义平面度q，

$$q = 1 - \frac{a}{b} \qquad 0 \leqslant q \leqslant 1$$

显然当$a = 0$时$q = 1$，此时有$h_{23} - h_{24} + h_{34} = 0$，又

$$h_{23} - h_{24} + h_{34} = -(h_{24} - h_{23}) + h_{34} = -h'_{34} + h_{34}$$

所以，由$a = 0$推知$h_{34}' = h_{34}$，其意义可由图9-14b看出：由A相关到B，由A相关到C，由B相关到D，C相对于B的高程差为h_{34}'。当$a = 0$时，则D和C重合。

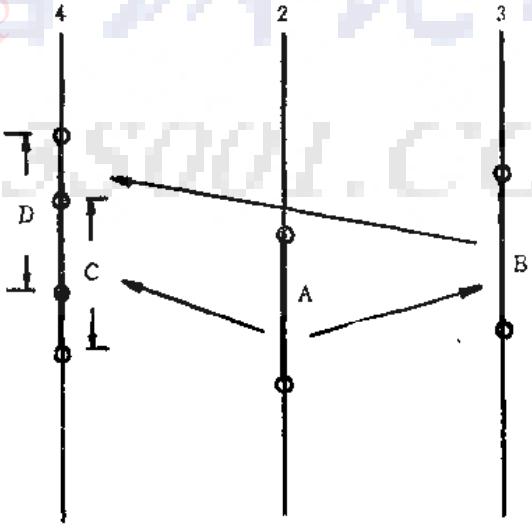


图 9-14b　由h_{23}、h_{24}、h_{34}计算平面度图示

九、倾角处理成果图显示

地层倾角原始测井曲线，经电子计算机相关对比和处理后，计算出地层倾向和倾角，并以各种直观形式表示给用户。表示方法主要有：列表、倾角矢量图、方位频率图、杆状图、圆柱面坐标图、线性极坐标图，下面主要介绍各种图形显示的基本原理。

1.列表

倾角计算结果一般都用列表的形式打印出来，图9-15是表的一种形式。表的左边第一列表示深度，第二到第四列表示地层倾斜：倾角、倾斜方位、倾斜方向。第五到第七列表示井眼倾斜：井斜角、井眼方位、井斜方向。表的最右边一列是点的等级（即置信度）。

深度	··· 地层倾角 ···			··· 井眼倾斜 ···			置信度
（米）	倾角	方位	方向	井斜	方位	方向	
4711	2.0	151	S29E	0.8	58	N58E	100
4713	2.0	148	S32E	0.4	62	N62E	100
4715	2.0	147	S33E	0.4	59	N59E	100
4717	1.9	121	S59E	0.4	50	N50E	100
4719	1.9	116	S64E	0.4	50	N50E	100
4721	1.1	60	N60E	0.4	49	N49E	100
4723	2.5	51	N51E	0.4	45	N45E	100
4725	2.2	92	S88E	0.9	57	N57E	100
4727	1.1	82	N82E	0.4	56	N56E	100
4729	1.7	92	S88E	0.5	51	N51E	100
4731	1.7	88	N88E	0.5	47	N47E	100
4733	1.6	81	N81E	0.5	48	N48E	100
4735	2.8	49	N49E	0.5	50	N50E	100
4737	2.5	11	N11E	0.5	47	N47E	90
4739	2.5	42	N42E	0.4	48	N48E	55
4741	3.6	275	N85W	0.5	52	N52E	25
4743	13.2	211	S31W	0.5	52	N52E	30
4745	17.3	193	S13W	0.5	55	N55E	37
4747	10.7	214	S34W	0.5	51	N51E	77
4749	10.7	208	S28W	0.5	54	N54E	53

图 9-15　倾角列表打印输出

2.倾角矢量图

地层倾角矢量图又叫蝌蚪图，图9-16就是其中的一个例子。纵坐标表示深度，横坐标表示倾角大小，倾角大小格式比例一般是非线性的，例如从0～30度为一个线性比例，从30～70度为一个线性比例，从70～90度为一个线性比例。蝌蚪的方向表示地层在这一点倾斜的方向，在图上总是上北下南、左西右东。例如在1920米处，地层倾向为北45°东，倾角为30°。

应用长对比矢量图可以确定地层产状、断层、褶曲等各种地质构造，应用短对比矢量图可以确定古水流方向、层理构造以及分析沉积环境等。

3.方位频率图

方位频率图如图9-17所示，用0、90、180、270度分别表示北、东、南、西方位，用同心圆表示角度大小，两个同心圆之间的距离为10°。把倾向φ和倾角θ看成极坐标，点在图上，叫做史密特图。在史密特图的基础上，将图中大圆每15°或10°为一间隔分为若干扇形区，对落在其中的点子进行个数统计，然后绘出方位频率折线，叫做方位频率图。图中设绘图坐标系的原点P在图的中心，东为y方向，南为x方向。例如表示地层矢量M(φ,θ)，用PN和正北的夹角表示倾向φ，线段MN的长表示倾角θ。设大圆的半径R表示圆心的度数ω，M点的坐标（x，y）为：

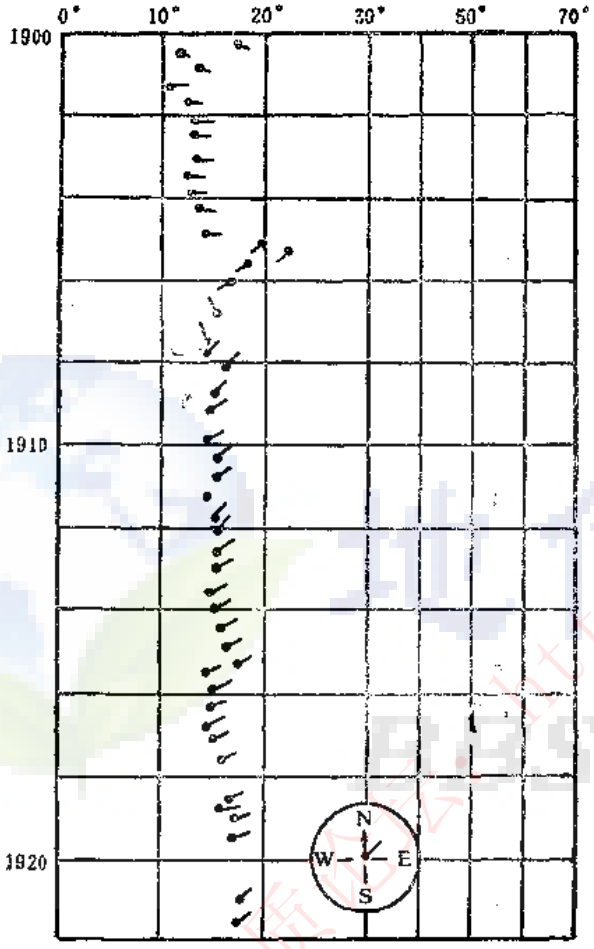


图9-16 倾角矢量图

$$\overline{MN}=\frac{R}{W}\cdot\theta \qquad \overline{PM}=R-\frac{R}{W}\theta$$

$$\begin{cases} x=\overline{PM}\cos(\pi-\varphi) \\ y=\overline{PM}\sin(\pi-\varphi) \end{cases} \qquad (9\text{-}9)$$

以（x，y）为中心以固定长（例如0.02″）为半径画小圆圈即可。

假如在某一个扇形区里落入的点数最多，为m个，用R（大圆半径）表示m，例如在240～255°之间落入n个点，则$\overline{OA}=\overline{OB}=\frac{R}{W}\cdot n$，根据（9-9）式计算出A、B点的坐标，同理计算出C、D、……等点的坐标，将各点用线段连结起来即为方位频率图。

在研究构造地质时，应用方位频率图可确定构造倾向和倾角。在研究沉积相中，应用它可确定古水流方向。

4.杆状图

在一个垂直剖面上，把地层倾斜显示出来的一种图叫做杆状图，又叫视倾角图。实际上，一个垂直剖面和地层面的交线为一条直线，在这个垂直剖面上，把它们的交线显示出来就是杆状图。图9-18为杆状图的一个图例，作图原理是：在一个对比深度点M处，根据视倾角公式$tg\varepsilon=tg\theta\cos[\psi-(\varphi+\pi)]$，计算出视倾角ε以后，固定线段AC的长为2$l$（绘图宽度），

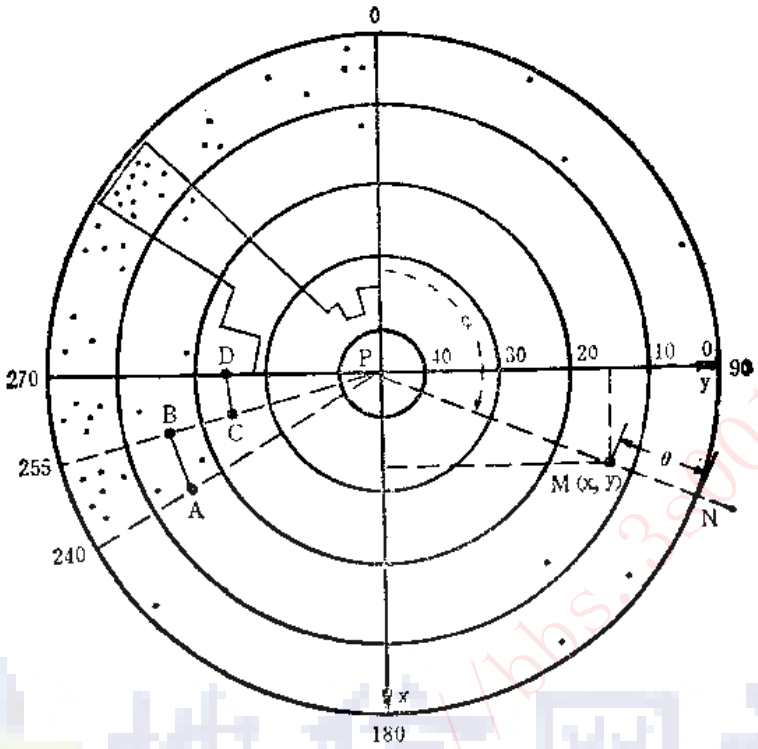


图 9-17　方位频率图及作图原理图示

求出A、C两点在绘图仪上的坐标，连结A、C两点即可。图中垂直剖面的方位角ψ为90。，M、A、C点的坐标分别为M（x，y）、A（x_1，y_1）、C（x_2，y_2），有

$$x_1 = x + l\cos\left(\frac{\pi}{2} + \varepsilon\right)$$

$$y_1 = y + l\sin\left(\frac{\pi}{2} + \varepsilon\right)$$

$$x_2 = x + l\cos\left(\frac{3}{2}\pi + \varepsilon\right)$$

$$y_2 = y + l\sin\left(\frac{3}{2}\pi + \varepsilon\right)$$

实际应用中，在两口井的连线的垂直剖面上做出杆状图，可帮助我们进行地层对比，见第四节中应用实例。

5.圆柱面坐标图

圆柱面坐标图是在一个垂直圆柱面上，把地层倾斜表示出来的一种直观图。如图9-19

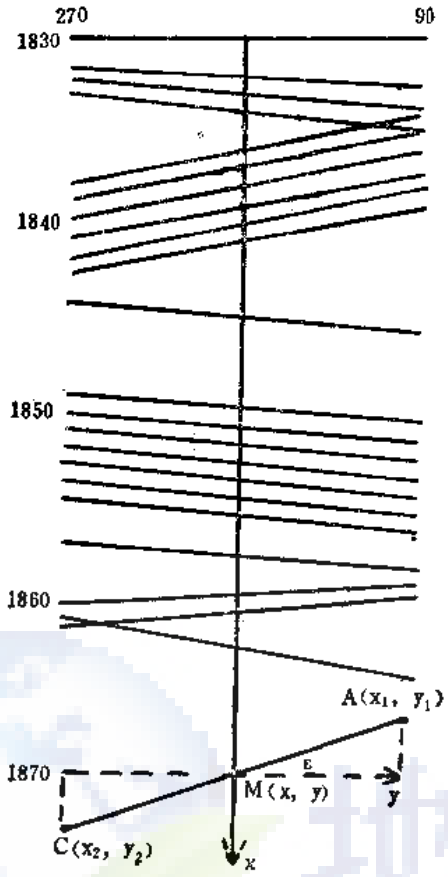


图 9-18　杆状图及作图原理图示

所示，一个竖直的圆柱面和地层面的交线为椭圆型曲线a，把圆柱面剪开并把交线a展现在上面即为圆柱面坐标图。实际上，根据视倾角公式 $tg\varepsilon = tg\theta \cdot \cos[\psi - (\varphi + \pi)]$ 计算出视倾角ε以后，可以计算出视倾向ψ上的视高差：

$$h = r \cdot tg\varepsilon$$　　r为圆柱面半径

在S处把圆柱面剪开，并沿S、E、N、W、S的转向把它展开，假设每隔5°（即$\frac{\pi}{36}$）计算一个点，有

$$\psi_n = \pi - n \cdot \frac{\pi}{36} \qquad (n = 0, \cdots\cdots, 72)$$

这样就可计算出相应的 h_n（$n = 0, \cdots\cdots, 72$）。令绘图坐标系的原点在左上角的S处，则在绘图坐标系（S、x，y）中，椭圆形曲线a上相应各点的坐标为：

$$\begin{cases} x_n = k\,(DEp - sDEp) - h_n \\ y_n = r \cdot n\dfrac{\pi}{36} \end{cases}$$

$$(n = 0, \cdots\cdots, 72)$$

式中k为绘图深度比例，DEp为当前深度1005米，SDEp为井段起始深度1000米，绘图宽度为 $2\pi r$，然后将各点逐点相连。

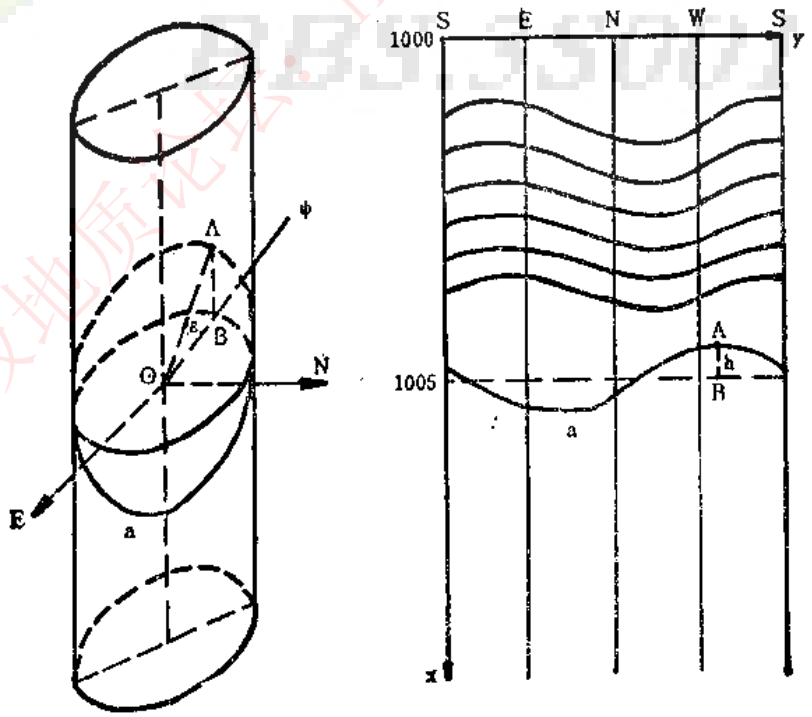


图 9-19　圆柱面坐标图及作图原理

如果把圆柱面坐标图绘在透明纸上，并且把图纸卷在一个透明的塑料筒上，我们便很直观地看到地层倾斜情况。在取心时一般将岩心取到地面上以后，很难做到定位存放，因而借助于它我们能够定向地观察实际岩心资料。

6.线性极坐标图

图9-20是线性极坐标图的一个实例，这种图不显示地层倾角的大小，按深度比例绘上小圆点表示出地层方位，正北在图中间，左右两边表示南。该图能够直观地反映出地层倾向随深度的变化，并能提供断点、角度不整合等异常信息。

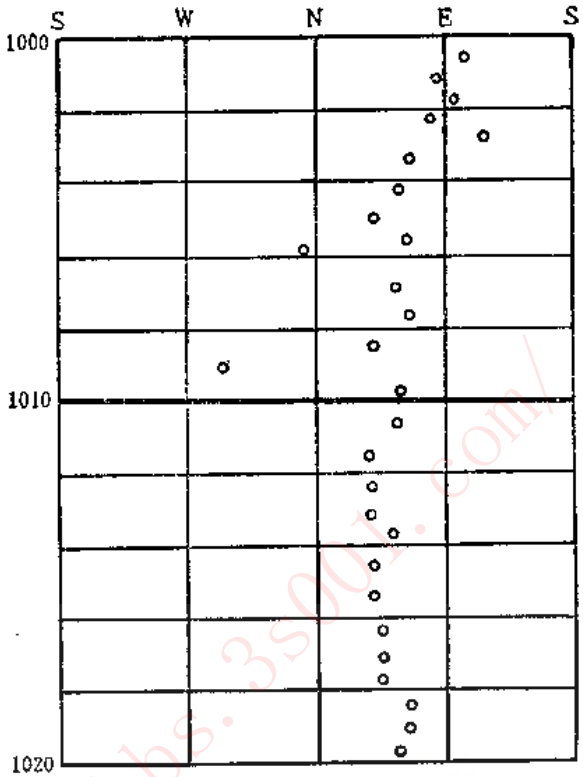


图 9-20 线性极坐标图实例

十、消去构造倾斜

用地层倾角研究沉积相和分析沉积环境，需采用短对比处理参数，当构造倾角较大时（一般大于5°）还要消去构造倾斜的影响。因为砂岩中层理倾向和倾角包含着两方面的因素，一是原始沉积倾向和倾角，二是构造倾斜的影响。尤其当构造倾向和古水流方向相反且构造倾角又较大时，若不消去构造倾斜的影响，在判断古水流方向上可能得出错误的结论。图9-21为3-2-48井短对比矢量图，左图未消去构造倾角，层理倾斜方向即古水流方向为北东方向，与区域地质资料不符，右图作了消去构造倾角处理，反映古水流方向为南西方向，与区域地质资料符合。

1.消去构造倾斜原理

在倾角处理程序中，应用计算机自动消去构造倾斜，仍然是采用坐标变换公式。图9-22中，坐标系（O，E，N，V）为大地坐标系，（O，E′，N′，V′）为构造坐标系，在构造运动以前两个坐标系完全重合。经构造运动以后整个大地坐标系在构造倾向φ的方向上，倾下去了一个θ角度，换句话说，经构造运动后E，N，V分别变到E′，N′，V′的位置上。OV′在水平面上的投影为OB，OB和ON的夹角为φ，OV′和OV的夹角为θ。在计算出地层的法向n在大地坐标系中的坐标以后，通过坐标变换公式求出n在构造坐标系中的坐标n（$n_{E'}$，$n_{N'}$，$n_{V'}$），再把它在构造坐标系中的坐标代入计算θ、φ公式（见本节二、），所求出的倾角和倾向即是原始沉积层理倾角和倾向。

以OV为轴，在水平面π上将坐标系（O，E，N）顺时针旋转一个φ角，便和坐标系（O，F，B′）重合，所以有

$$\begin{pmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\varphi & -\sin\varphi & 0 \\ \sin\varphi & \cos\varphi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} n_E \\ n_N \\ n_V \end{pmatrix} = R_1 \begin{pmatrix} n_E \\ n_N \\ n_V \end{pmatrix}$$

在M平面上，以OF为轴将坐标系（O，B，V）顺时针旋转一个θ角，便和坐标系（O，B′，V′）重合，所以有

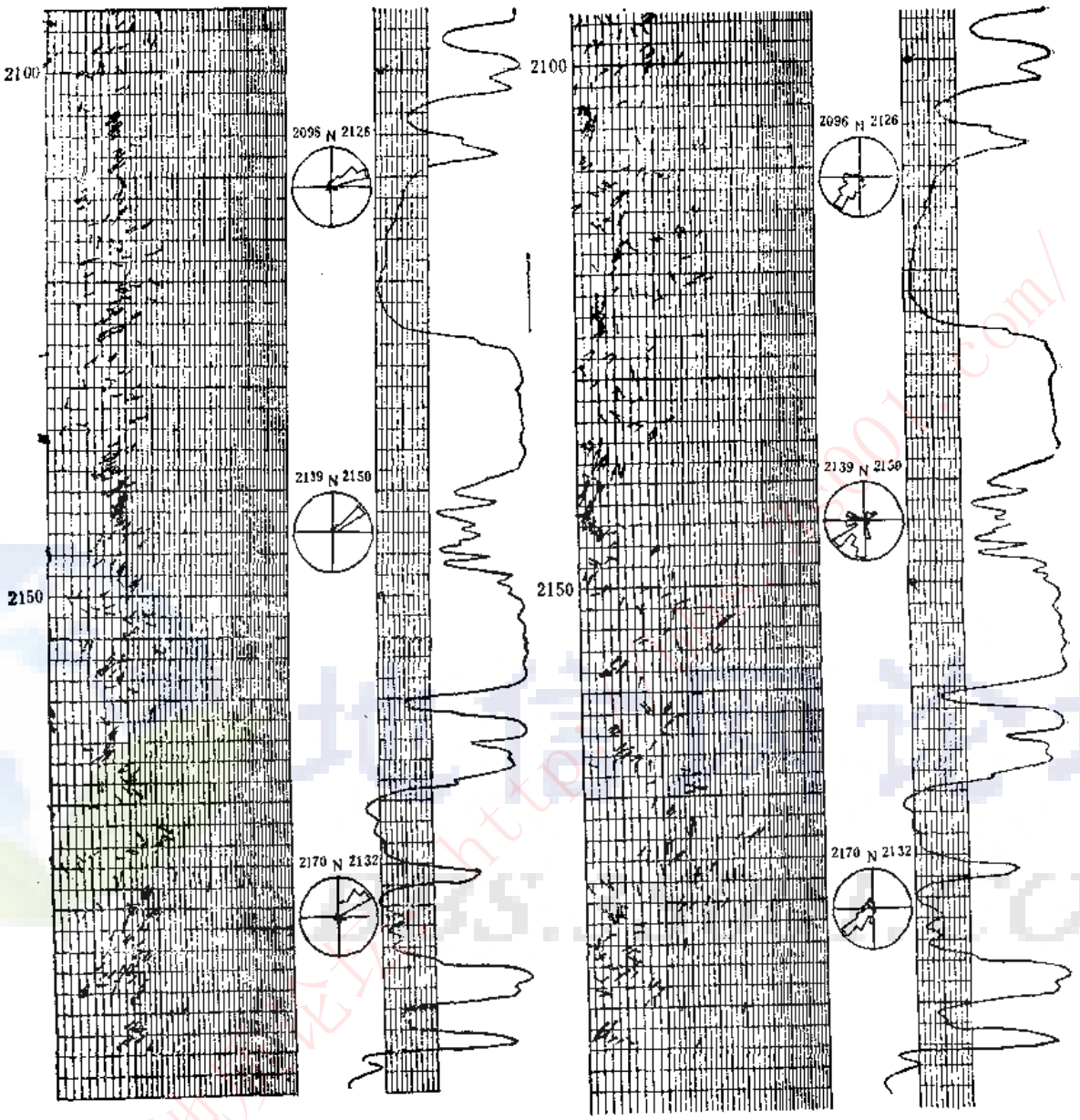


图 9-21　3-2-48井短对比矢量图

$$\begin{bmatrix} n_{B'} \\ n_{V'} \\ n_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 0 \\ \sin\theta & \cos\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_B \\ n_V \\ n_F \end{bmatrix}$$

交换坐标顺序，即

$$\begin{bmatrix} n_F \\ n_{B'} \\ n_{V'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\theta & -\sin\theta \\ 0 & \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{bmatrix} = R_2 \begin{bmatrix} n_F \\ n_B \\ n_V \end{bmatrix}$$

在π′平面上，以OV′为轴将坐标系（O，F，B′）逆时针旋转一个α角，便和坐标系

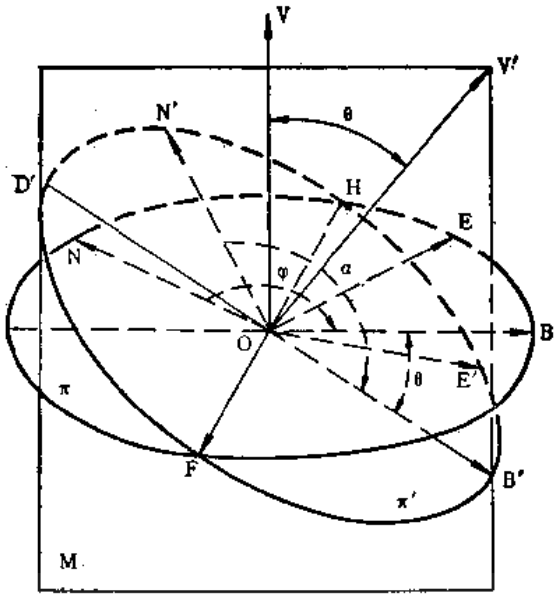


图 9-22　大地坐标系和构造坐标系图示

（O，E′，N′）重合，所以有

$$\begin{bmatrix} n_{E'} \\ n_{N'} \\ n_{V'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha & \sin\alpha & 0 \\ -\sin\alpha\cos\alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_F \\ n_{B'} \\ n_{V'} \end{bmatrix} = R_3 \begin{bmatrix} n_F \\ n_{B'} \\ n_{V'} \end{bmatrix}$$

综合上面几式，有

$$\begin{bmatrix} n_{E'} \\ n_{N'} \\ n_{V'} \end{bmatrix} = R_3 R_2 R_1 \begin{bmatrix} n_E \\ n_N \\ n_V \end{bmatrix}$$

展开得

$$n_{E'} = (\cos\alpha\cos\varphi + \sin\alpha\cos\theta\sin\varphi)n_E + (-\cos\alpha\sin\varphi + \sin\alpha\cos\theta\cos\varphi)n_N - \sin\alpha\cdot\sin\theta n_V$$

$$n_{N'} = (-\sin\alpha\cos\varphi + \cos\alpha\cos\theta\sin\varphi)n_E + (\sin\alpha\sin\varphi + \cos\alpha\cos\theta\cos\varphi)n_N - \cos\alpha\cdot\sin\theta n_V$$

$$n_{V'} = \sin\theta\cdot\sin\varphi n_E + \sin\theta\cdot\cos\varphi n_N + \cos\theta n_V$$

上式中，α角为π平面上的φ角在构造平面π′上的投影角，由下式求出：

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{\operatorname{tg}\varphi}{\cos\theta}$$

2.手工消去构造倾斜

消去构造倾斜可以采用赤平网格法由手工计算实现，以图9-23中A点矢量（倾角17度，倾向195度）为例，现在要求消去构造倾斜B（倾角15度，倾向270度）的影响，步骤如下：

（1）在覆盖图上（图中粗线所示出的方位图）点上倾斜矢量A和B。

（2）旋转覆盖图，将B矢量转到OE方向上。

（3）将A矢量沿赤平网格（图中细线所示出的近似方块状网格图）的纵线，向OW方

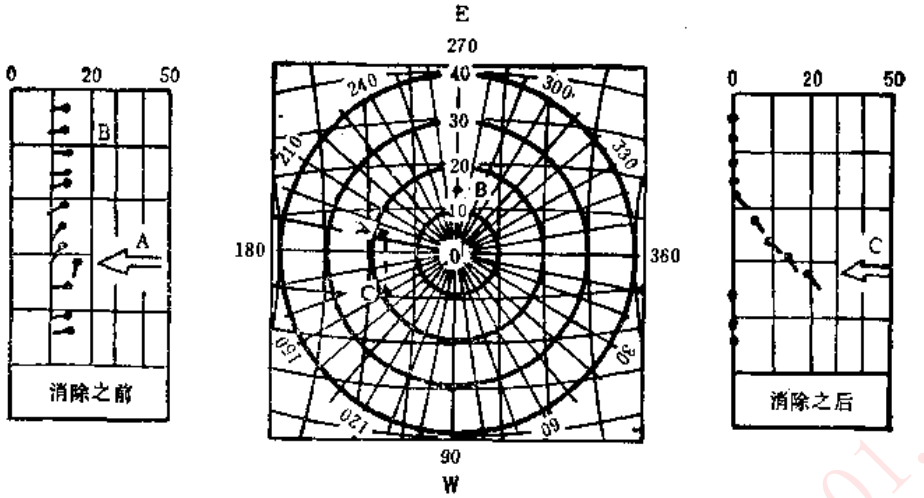


图 9-23　用赤平网格法消去构造倾斜图示

向移动B的倾角数值后得到C点。

（4）在覆盖图上读出C点的数值就是A－B＝C的倾斜矢量数值（倾角20度，倾向150度）。

如果移动时，C点从赤平网格底部逸出，则要回到赤平网格顶部沿EO方向继续完成移动。

第三节　地层倾角数字处理新方法

地层倾角测井要很好地用于油田的勘探和开发中，一是提高测井仪器的分辨力和保证原始测井质量，二是要有好的资料处理方法。在第二节中介绍了地层倾角数字处理原理，本节将主要介绍斯伦贝谢和德莱赛测井公司，近几年来发展的几种地层倾角数字处理新方法。

一、群(CLUSTER)程序

群（CLUSTER）程序是斯伦贝谢公司研制的，用于研究地质构造较好的一个程序。为了充分利用测井信息，它将四条电导率曲线互相对比，求出六个高程差，将六个高程差充分组合，在同一个对比深度点计算出一组地层面。这一组地层面并不是都反映了地层真实的产状，其中还有许多噪音，这些噪音主要来自原始测井曲线和计算机相关对比。当曲线存在着可对比的特征时，计算机互相关对比可以把它们很好地找出，但有时两个曲线段没有什么显著特征，也可以得到视相关。为了滤掉噪音，从含有噪音的数据中选出真实的地层倾角，该程序特别采用了群分析方法。

图9-24中左图是没有使用CLUSTER程序，而是使用一般地层倾角程序处理所得到的地层倾角矢量图，右图是同一井段，使用CLUSTER程序处理得到的矢量图。从这两个图中可以看出，左图中有许多杂乱无规则的噪音存在，右图中使用群分析方法把噪音去掉，把真实的地层倾角筛选出来留在图上。

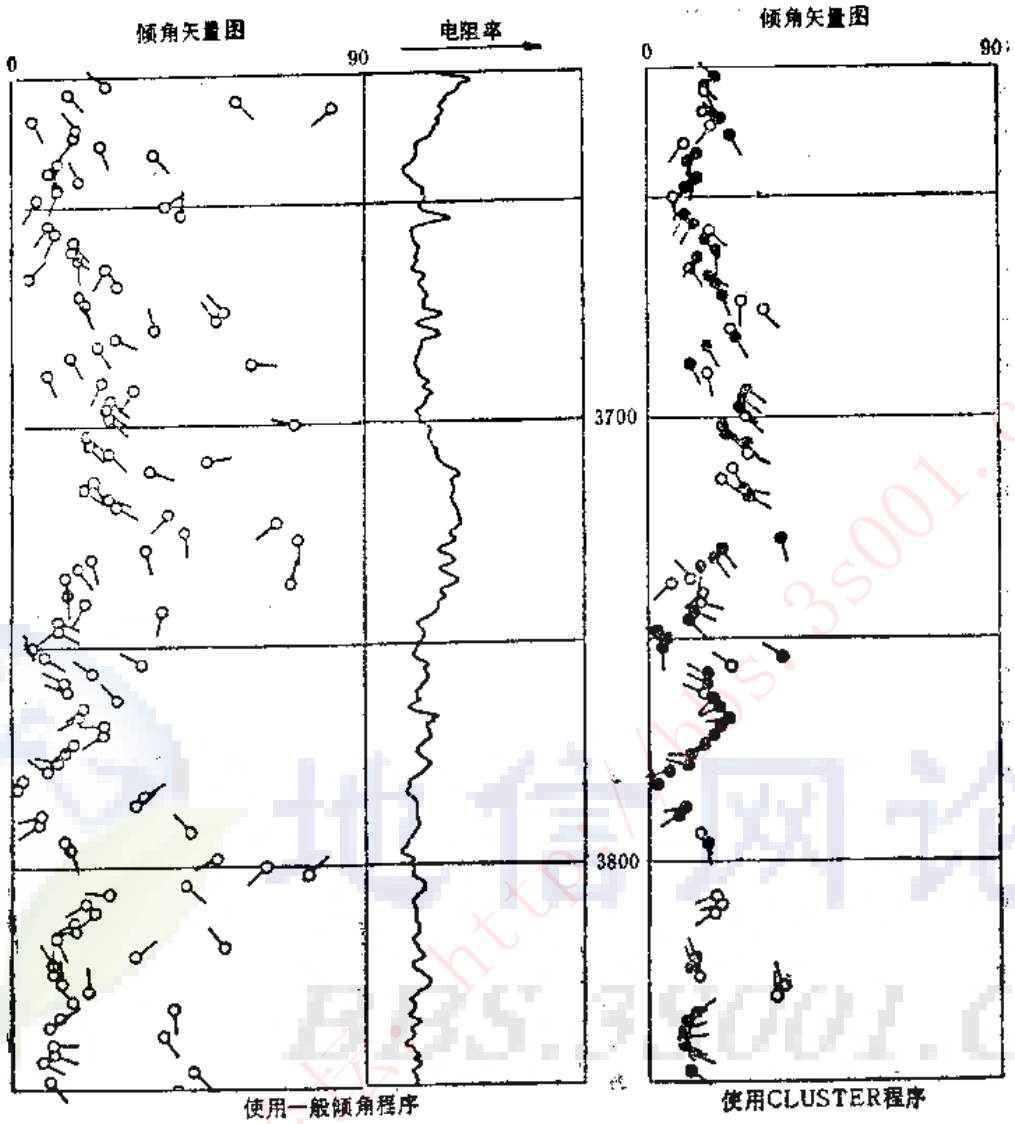


图 9-24　用两种倾角程序处理求得的矢量图比较（相同参数）

1.采用组合对比

CLUSTER程序采用了长相关对比方法，一般使用参数为：窗长8英尺，步长2英尺，探索角35°。将四条电导率曲线互相对比，有六种组合情况，四个相邻电极的组合1—2、2—3、3—4、4—1，两个对角线上电极的对比1—3、2—4。这样可求得四个相邻的高程差h_{12}、h_{23}、h_{34}、h_{41}，两个对角线上的高程差h_{13}、h_{24}。为了计算地层倾角，将这六个高程差进行成对组合，但要除去h_{12}和h_{34}、h_{23}和h_{41}的组合，因为当四点共面时，根据（9-8）式，h_{12}和h_{34}、h_{23}和h_{41}为平行矢量，由它们计算的法向矢量为零矢量。这样还有13种组合（见图9-25a），四个具有一条共同曲线的相邻高程差的组合，四个相邻高程差与一个对角高程差h_{13}的组合，四个相邻高程差与另一个对角高程差h_{24}的组合，还有两个对角高程差的组合。

对于每一种组合，都可计算出一个地层矢量。在实际工作中，经过相关对比质量检查及控制，在每个对比深度点最多做出八种可能的地层倾角值。

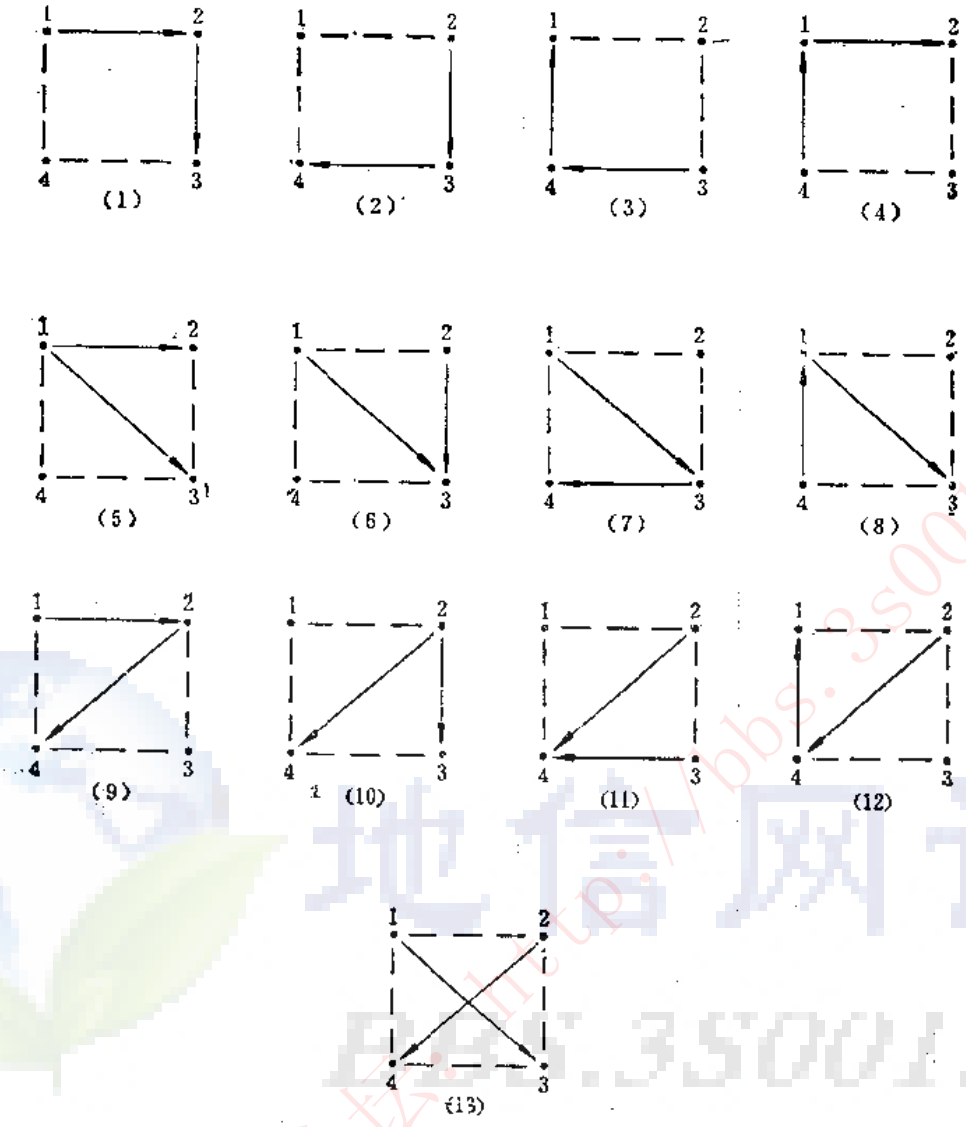


图 9-25a 13种极板组合

(1) h_{12}、h_{23}; (2) h_{23}、h_{34}; (3) h_{34}、h_{41}; (4) h_{41}、h_{12};
(5) h_{12}、h_{13}; (6) h_{23}、h_{13}; (7) h_{34}、h_{13}; (8) h_{41}、h_{13};
(9) h_{12}、h_{24}; (10) h_{23}、h_{24}; (11) h_{34}、h_{24}; (12) h_{41}、h_{24};
(13) h_{13}、h_{24}

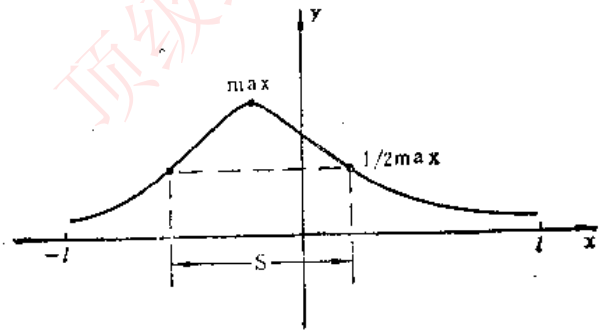


图 9-25b 对比因子定义图示
(*l*为探索长度SL的一半)

2.相关对比质量检查

CLUSTER程序对相关对比质量的检查和控制，采取对比因子、相像性、闭合度和平面性四个指标。

(1)对比因子、相像性

两条极板曲线相关性好坏，首先看相关函数的最大值max，如果max小于相关系数下限截止值则切除相应的高程差。此外，CLUSTER程序使用了对比因子，对单个高程差作进一步检查。对比因子cf定

义为(图9-25b)：

$$cf = k \cdot \frac{d_1 + d_2}{s} \sqrt{\frac{100}{100 - max}}$$

式中：max——相关函数最大值；

d_1、d_2——两条井径；

S——尖锐度，是相关函数值$\frac{1}{2}$max之间的宽度；

k——常数。

尖锐度越小，定出的高程差精度越高，max越大曲线的相似性越好，对比的精度越高。cf在理论上是0～∞，但实际处理中cf≥100时作为cf=100看待，只以0～100的范围来表示。对比质量因子Q是根据cf的等级进行划分：

Q=A　　75<cf≤100

Q=B　　50<cf≤75

Q=C　　25<cf≤50

Q=D　　0<cf≤25

在对比深度点处，把各相关函数图中对比质量因子最低的一个值，作为该对比深度点的质量因子。把各相关函数图的最大值max中最低的一个值，作为该对比深度点的相像性MAX。MAX等于实际的相关系数数值乘以100，因而MAX的数值范围为1～100。

(2)闭合度

闭合度由下式定义：

$$CLO = 10 \times \frac{|h_{12}| + |h_{23}| + |h_{34}| + |h_{41}|}{|h_{12} + h_{23} + h_{34} + h_{41}|}$$

在理论上$h_{12} + h_{23} + h_{34} + h_{41} = 0$，所以根据上述定义有CLO=∞，但是实际上$|\Sigma h_{ij}|$几乎都不是零，如果CLO数值大于100便以100对待，所以CLO最大数值为100。最坏的情形是$\Sigma|h_{ij}| = |\Sigma h_{ij}|$，此时CLO=10，因此实际的闭合度的范围为100≥CLO≥10。斯伦贝谢公司认为CLO≥50时，各电极测得的地质特性是正确的，然后对各极板高程差进行适当的修正，否则将点子切除(即该对比深度点无计算结果)。

(3)平面性

平面性由下式来定义

$$PLA = 10 \times \frac{|h_{12}| + |h_{34}|}{|h_{12} + h_{34}|}$$

在理论上如果是完全的平坦面，则两个相对位移h_{12}和h_{34}应该是等值异号，见(9-8)式，此时PLA=∞，实际上PLA≥100时以PLA=100来表示。最坏的情况是h_{12}和h_{34}为同符号，此时PLA=10，因此，实际的平面性的范围为100≥PLA≥10。

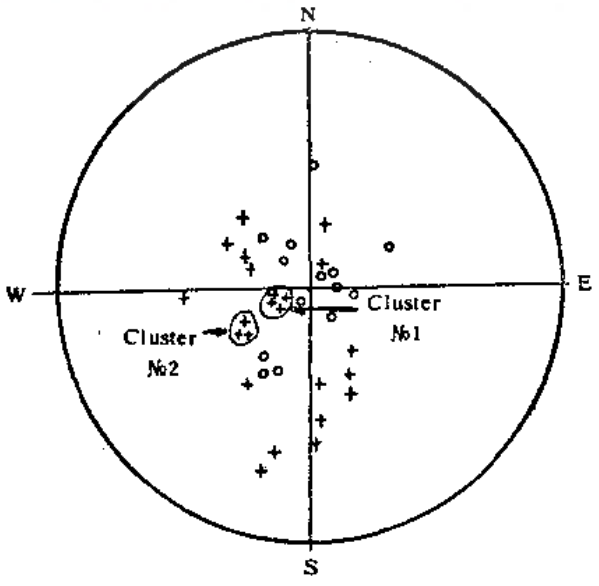


图 9-26　某井3816～3834英尺史密特图

3.群的选取

图9-26所示的史密特等面积图上的点子分布图，是某井在深度3816～3834英尺之间的十个计算点处，求得的所有的地层倾角值。图上的圆圈“○”或十字叉“＋”指示对比质量，“＋”的点子对比质量高。从图上很清楚地看出两个情况，第一很分散，指示对比曲线有噪音，第二在一般噪音之上有标有 Cluster NO.1 很清楚的倾角数值群，还有标有 Cluster NO.2比较不太清楚的倾角数值群。Cluster NO.1是主要的群，它代表最集中的倾角群，最接近主要异常的倾角。

把地层倾角值点在史密特图上时，按照加权系数大小将点子质量分类。加权系数取决于相像性MAX和闭合度，如果MAX是好的，加权系数定为3；如果是中等的，加权系数定为2；如果是差的，加权系数定为1。如果闭合度为零，则加权系数加倍。因此，加权系数的数值范围为1～6。在实际CLUSTER处理过程中，一般史密特图上 包括4～10个相邻对比点的全部倾角计算结果。

4.地层倾角值的选择

首先看看某一个对比深度点处，有无地层倾角值落在最高阶的地层倾角群中，如果只有一个矢量点落在该群中，可保留这一个地层矢量值作为该点的地层倾角值。如果有两个或两个以上的矢量点落在该群中，可用它们的矢量平均值作为该点的计算结果。如果没有一个矢量点落在该群中，则选用扩大该群面积的方法。经过扩大面积后，仍无矢量点落在该群面积内，则检查较低一阶的群，如果都不能落在所有的各群中，则认为这一个计算点没有结果，在输出中不打印，这种情况只有在数据很坏，不能得到有意义的高程差组合时发生。

到此为止，已经计算出了比较满意的地层倾角，可以作为成果图显示出来。倾角矢量标准QRC分为A、B、C、D四种，其意义参看表1。表中群的质量QC就是这个群所包含的对比深度点数（当然在一个对比深度点处可能不止一个倾角矢量点落入群中）占作成史密特图的全部对比深度点数的百分数。在倾角矢量图上，A、B用实心蝌蚪表示，C、D用空心蝌蚪表示。

表1 CLUSTER输出倾角矢量质量评价

		群的质量QC	
		50～100	0～49
对比深度点处落在	4～8	A	B
群中的矢量数PAR	1～3	C	D

5.地层倾角的集中合成

经过前面群分析以后，已经计算出比较满意的地层倾角，但为了得到更好的计算结果，还可以再做地层倾角的集中合成。在第二节关于相关对比参数的选取中讲到，如果采用长相关对比，则在两个相邻的计算结果中。重复性的因素较大。假如在三个相邻对比深度点处，所计算的倾角矢量是受一个主要异常的控制，那么在它们的平均深度处，用它们的平均矢量作为该点的地层矢量是更为合适的。地层倾角在纵向上的集中合成，就是基于

这种考虑的。在CLUSTER程序中，采用分散角进行误差控制，实现计算机自动合成。

（1）分散角概念

设在大地坐标系中 $\vec{a}=(a_1, a_2, a_3)$，记

$$a'=\begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{pmatrix}$$，则 $\vec{a}$ 长度的平方为

$$|\vec{a}|^2 = aa' = (a_1, a_2, a_3)\begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{pmatrix} = a_1^2 + a_2^2 + a_3^2$$

设 $\vec{x}_1$、$\vec{x}_2$、……$\vec{x}_n$ 为对应n个对比深度点的地层单位法向矢量，φ_i、θ_i 分别为相应的地层倾向和倾角（i = 1，2，…n），$\vec{r}$ 为它们的平均矢量，则

$$\vec{x}_i = (\sin\theta_i \sin\varphi_i, \sin\theta_i \cos\varphi_i, \cos\theta_i) = (x_{i1}, x_{i2}, x_{i3})$$

$$\vec{r} = \frac{1}{n}\left(\vec{x}_1 + \vec{x}_2 + \cdots\cdots + \vec{x}_n\right) = (r_1, r_2, r_3)$$

$$r_k = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_{ik} \qquad (k = 1, 2, 3)$$

$\vec{x}_i$ 为单位矢量，它们具有共同的始点即坐标系原点。则方差σ（或叫散度）反映了这些矢量的集中程度（见图9-27），

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} |\vec{x}_i - \vec{r}|^2}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} (x_i - r)(x_i - r)'}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} (x_i - r)(x_i' - r')}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n} x_i x_i' - \sum_{i=1}^{n} x_i r' - \sum_{i=1}^{n} r x_i' - \sum_{i=1}^{n} rr'\right)}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n} x_i x_i' - nrr' - nrr' + nrr'\right)}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{n}(n - nr^2)}$$

$$= \sqrt{1 - r^2}$$

由于r的值总小于1，因此可定义分散角ANGD，

$$\cos\text{ANGD} = \sqrt{1 - r^2} \doteq \text{ANGD}$$

σ越小则ANGD越小，这一组矢量越集中；σ越大则ANGD越大，这一组矢量越分散；因此可用ANGD控制矢量合成。

（2）具体实现过程

给定角度分散允许值AP，集中合成常数KP（上下合成个数最大允许值），在一个计算点处，检验相邻的计算点的地层倾角矢量，它们的角度分散值ANGD是否超过AP值，

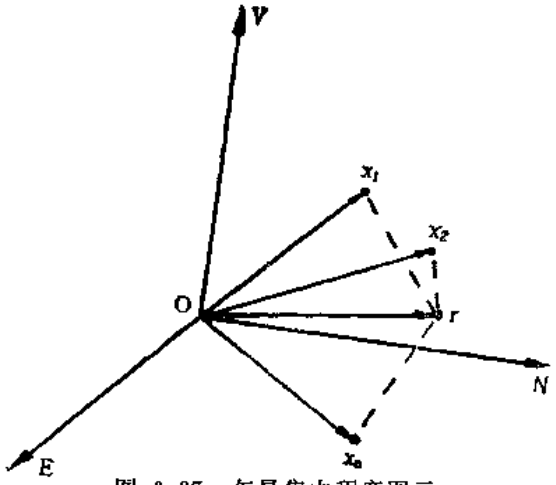


图 9-27　矢量集中程度图示

如果不超过AP，且相邻计算点的个数LP小于或等于KP，即可以用它们的平均矢量计算出地层倾向和倾角，作为平均深度处地层的倾斜。集中合成地层倾角的质量标准QRP示于表2，表中群的质量最大值QC是：合成的计算点数目为LP，相应的有LP个群，群的质量最大值就是这LP个群中最好的一个质量。在实际合成中参加合成的地层矢量，不一定是在群分析后经过倾角值选择的地层矢量，可以是构成它们的所有的分矢量。在成果图显示时，属于A、B的用实心蝌蚪表示，C、D的用空心蝌蚪表示。

表 2　集中合成倾角质量评价

		群的质量最大值QC	
		50～100	0～49
集中合成计算点个数LP	>1	A	C
	1	B	D

二、地质倾角(GEODIP)程序

在用手工方法进行地层倾角测井曲线的对比时，人们往往发现，尽管这几条曲线是在一个尺寸比较小的井孔中记录下来的，但是有时要把某一小层地层对比好，其困难程度并不亚于对比邻井的测井曲线，尤其是对比高分辨率的倾角测井曲线更是如此。造成困难的原因是多方面的，除了井壁条件不好及泥浆性能不符合要求等原因之外，主要是因为地层的沉积并不是一种机械的有严格规律的连续沉积。在自然界中地层的沉积现象是复杂的，变化多端的。因此，那些表征着一定地质意义的曲线特征，并不总是在所要对比的曲线中都会同时出现，即使在两条对比曲线中都出现了这些特征，但这些特征的幅度以及所表示的地层厚度也不完全相同，而且层面的倾角不一定是恒定的，有时可能很快地发生变化，并随着解释者熟练程度的不同，可能解释的结果也因人而异，所以要利用电子计算机自动对比倾角测井曲线。

固定井段相关对比法，采用的对比间隔（窗长和步长）是固定不变的，给定一个起始深度以后，计算机就机械地按顺序往下逐段进行对比，这种方法虽然给出的资料是有用的，但是有下列三方面的缺点：

（1）对比间隔是预先给定的，不能连续地适应复杂地质情况。

（2）机械地进行相关对比，没有考虑进行对比的最基本要素——成层现象。

（3）只有实际上等同厚度的相似形状能够得到高质量的对比。

因此，有必要寻找一种更能照顾到地层沉积特点，又能在计算上自动实现的对比方

法。地层倾角测井曲线图形识别对比法，就是适应这种要求发展起来的一种新的对比方法。这种方法可以给我们提供更详细的更接近于原来地质面貌的资料，它是研究地层沉积特点的有效工具。斯仑贝尔公司研制的GEODIP程序，就是根据图形识别法原理编制的。

1.图形识别对比法的一般概念

图形识别对比法的实质是人们力图使计算机具有这样一种能力，它能够尽可能地模拟人的眼睛去识别曲线上那些几乎是一模一样的图形，并将它们配对。在这种技术中，把每条要进行对比的微聚焦曲线，用数学方法分解为按照深度排列的各类等级的单元元素的数列。先对比比较高等级的元素，然后对比比较低等级的元素，对比低等级元素的对比线不允许跨过较高等级的对比线。较高等级的对比线指导较低级的对比线，对比线不许交叉，一直作出所有可能的对比，图形识别对比法包括两个主要内容：

（1）把微聚焦曲线用数学方法分解并构成按深度排列的单元元素数列。

对测井曲线进行分析研究之后，根据曲线形状特点，基本上可以把曲线分成五种不同类型的曲线元素："峰"、"谷"、"尖峰"、"台阶"、"平滑线段"，见图9-28所示。把这五种曲线元素作为标准图样，将要对比的曲线分解成一系列曲线元素，每一个元素都具有一个或两个界面。为了更具体的描述每一个曲线元素的形状，用一系列参数对曲线元素进行数值上的描述，因此实际上每一个元素都构成了一个"图型矢量"。图9-29表示描述一个峰时所用的四种参数。这一过程实际上是用曲线元素和图型矢量，来标识所要对比的曲线上的各种特征，把所要对比的曲线用描述曲线上各元素的数列来替换，构成"图型矢量"数列。

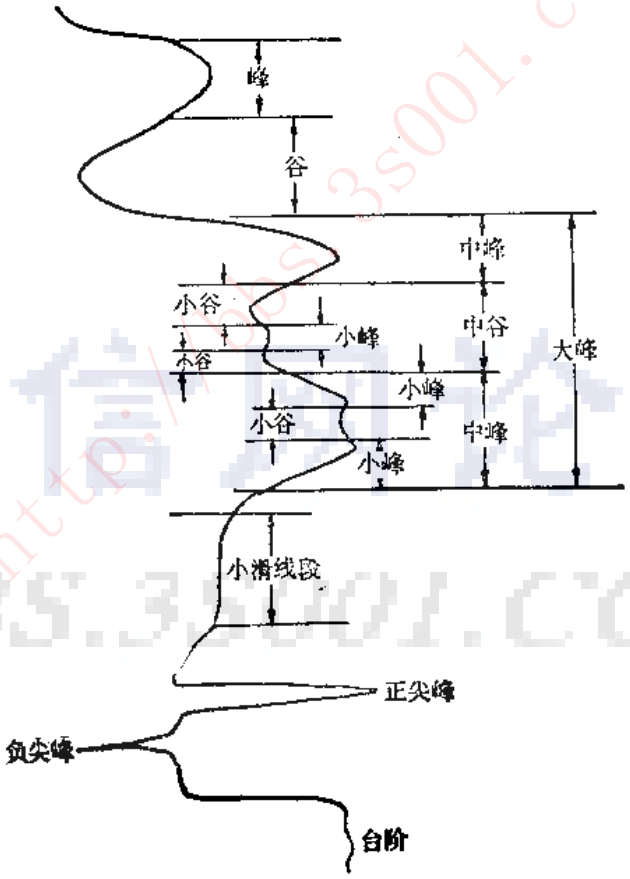


图 9-28 测井曲线元素

（2）曲线元素对比

这个阶段是在相似的图样中进行对比，所用的方法是把一条曲线的一系列元素，同另外一条曲线的相似元素进行一一配对，目的是识别在两条曲线上出现的同一个地质事件。基本准则就是对比图型矢量，用不交叉对比法则作为指导，找出对比线，确定层面的倾角和倾向，这个界面可能是地层面，也可能是层理面或者是岩层裂隙。

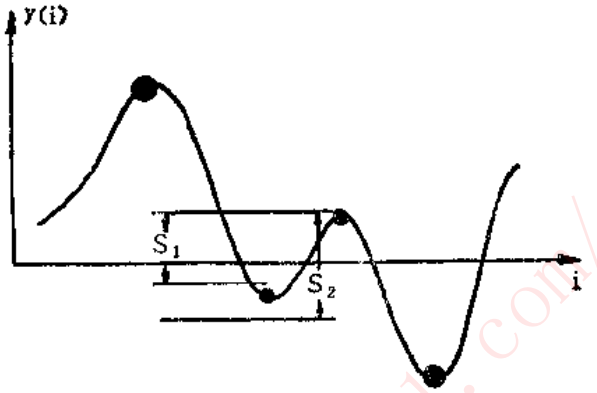
2.图形识别对比法的实现过程

（1）曲线元素的分类和描述

前面已经讲过，测井曲线基本上可以分成峰、谷、尖峰、台阶、平滑线段五类不同的

曲线元素，目前在倾角测井曲线对比应用中，主要用到峰和谷这两种类型。

峰——峰是曲线上的一段，它的幅度随深度的增加而增大，达到一个极大值而后又逐渐减小，峰是由拐点来划分其界面的。为了确定拐点的位置，可计算曲线的“光滑微商”。图9-30是用计算机计算出来的微商数值，经过光滑处理使噪声减小到最小以后，画出来的一段微商光滑曲线。拐点的位置就是由微商光滑曲线上的极值点来确定的，但是一个合格的峰，必须是在该段曲线范围内其微商有足够明显的变化。有了这一条件，就可以避免在几乎是平直的曲线段上去徒劳无益地挑选那些不存在的峰。



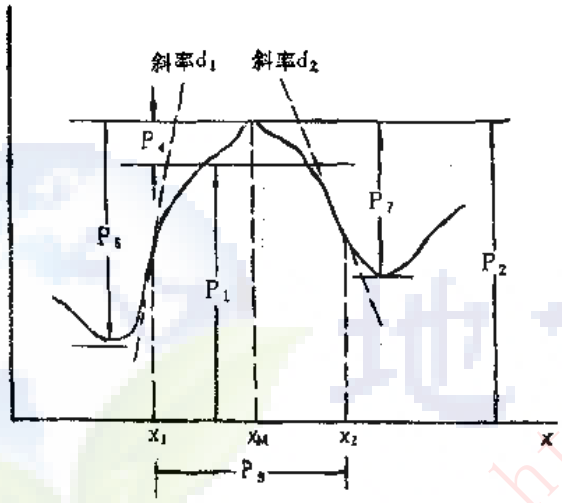


图 9-29 “峰”元素的描述参数

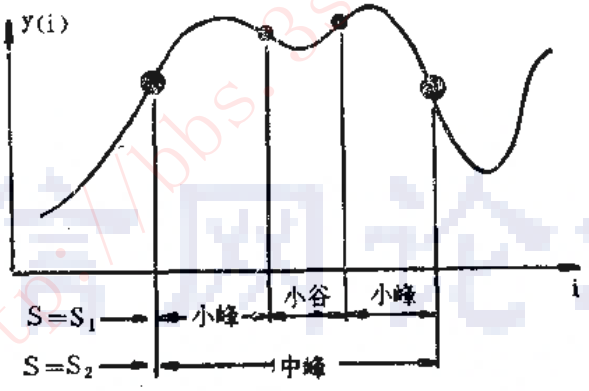


图 9-30 根据光滑微商曲线的极点划分曲线峰和谷示意图

谷——谷与峰在形状上正好相反，所以可以用同样的原则和方法来确定一个谷，不过要注意到其微商的符号正好与峰的微商符号相反。

为了在曲线上检出峰和谷，事先应定好某一个最小值S，规定只有在相邻两个拐点之间微商变化的幅度超过这个最小值时，才能认为这是一个峰（或谷），为了便于对比还要把峰和谷分成大、中、小三级。相应的S值为S_3、S_2、S_1，其中$S_3>S_2>S_1$，微商的数值大于S_3时为大峰（或大谷），微商的数值小于S_3但大于S_2者为中峰（或中谷），微商的数值小于S_2但大于S_1者为小峰（或小谷）。

(2) 曲线元素的各种参数

我们用图型矢量描述一个曲线元素，实际上图型矢量是一组数，这些数被称之为元素的参数。例如峰的图型矢量是由图9-29中所示的九个参数所定义的，这九个参数是：

1) 平均值P_1

2) 极大值P_2

3) 表示极大值与两个界面位置的相对距离P_3，$P_3=\dfrac{x_M-x_1}{x_2-x_1}$

4）极大值减平均值P_4

5）左右拐点的对称度$P_5=\frac{d_1/d_2}{1+d_1/d_2}$

6）左跳跃P_6

7）右跳跃P_7

8）左右跳跃的平衡度$P_8=\frac{-P_6/P_7}{1+P_6/P_7}$

9）峰宽P_9

其他类型的曲线元素，其图型矢量也有相应的参数。

(3) 相像系数

为了评价两个同一类型的曲线元素的相似程度，需要有一个定量的标准，采用的一种标准就是相像系数，它用下式表示：

$$K_L(e,e')=\sum_{i=1}^{9}[V(e)_i-V(e')_i]^2$$

式中，e和e′是进行对比的两条曲线c和c′上两个类型相同的相似元素，$V(e)_i$和$V(e')_i$是元素e和e′的第i个参数。根据定义相像系数是一个正数，相像系数越小，对比的两个元素就越相像。

(4) 不交叉对比原则

在算出曲线上所有元素的图型矢量后，就可以进行对比。开始时，根据可能的最大地层倾角和井斜情况选取一个起始的探索角，计算出相应的起始探索长度。与前面的相关对比不同，图形识别对比法所用的探索长度不是固定的，在对比过程中，它的数值根据实际需要而随时进行修改，这样做的好处是可以避免错误对比。

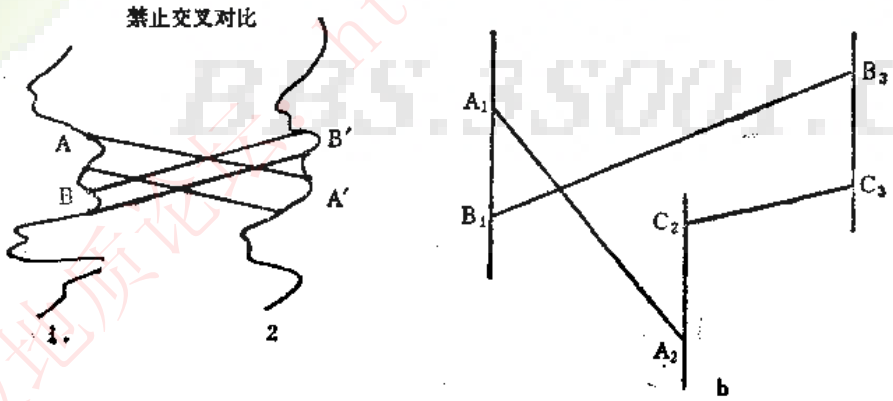


图 9-31 不交叉对比图例

因为地层是一层覆盖着一层地沉积的，在同一口井中，在所用的探索长度内地层可以尖灭，但不能交叉。这就是说在一个沉积过程中，如果事件A出现在B事件之上，则它就不可能在B下面出现，正是根据这一概念建立了在对比中不能进行交叉对比的原则(图9-31)。这一原则使得在对比的过程中出现了相互依赖的关系，它们并非独立进行对比，而是在一个有其内在联系与内在规律的整体中进行的。于是在探索长度内，一个元素能否与另一个相同类型的元素进行对比，它是否违背不交叉对比原则，这就需要用逻辑判断来决定。例如在图9-31的a图中当所考虑只是两条曲线，那么就很容易看出是否有交叉对比，并把它们

排除。但是在多于两条曲线的情况下问题就复杂了，在使用计算机进行对比时需要一个复杂的逻辑去识别（A_1，A_2）这一对与（B_1，B_3）和（C_2，C_3）的不一致（图9-31的b图）。

（5）对比过程

①确定基本曲线与对比曲线，规定两个一组的曲线对比顺序。

②确定起始的探索角。

③预先确定相像系数截止值K_{Lc}，只有当$K_L < K_{Lc}$时，才认为对比是有效的。

④自下而上，即从深度大的地方开始，在基本曲线中选取某一类型的等级大的元素e开始对比，例如选取某一个大的峰。

⑤在对比曲线的起始探索角范围内寻找与e具有相同类型的相似元素e′的相似系数K_L，以便找出一个最佳的相似元素e_b'。

⑥检查K_L是否小于K_{Lc}，如果$K_L < K_{Lc}$，把最小的一个K_{Lmin}及与它有关的信息（如界面数据）保留起来，以便支持下一步的对比。如果没有一个K_L小于截止值K_{Lc}，则在基本曲线上重新挑选另一元素，重复步骤⑤。

⑦随着对比的成功，被保留起来的信息的增多，以高等级元素的对比线指导较低级元素的对比线为原则，收缩探索角，每确定一个新的元素，都要与其邻近的元素比较，检查它是否违犯不交叉对比原则。

⑧逐段地进行对比，重复步骤④至⑦，直至将所要对比的井段处理完，最后将结果按深度顺序进行排队。

然后就是计算每个元素所对应的界面的倾角和倾向了。由上所述，可以看出在对比时最早被确定下来的元素是很重要的，因为它起了“定位”的作用。它的位置一旦被确定下来，就可以在探索范围内限制其他元素的位置，所以首先必需找特征最明显的元素，用最严格的条件，去找可能找到的最相似元素进行对比（图9-32）。

（6）附加的控制特征

为了保证对比的可靠性，在明确地保留最佳的一组对比元素（e，e_b'）之前，元素e_b'还需要通过几种附加的控制特征的检查。

相似性控制，它要求相像系数K_L（e，e_b'）必须低于一个规定的相像系数门槛值。

识别力控制，它要求除e_b'以外的所有e′，满足K_L（e，e′）$-K_L$（e，e_b'）＞识别门槛，这一要求可保证e_b'和其他所选元素之间不至于混乱不清。

垂直连续性控制，它要求对比后，e与e_b'的相应的界面，要与它们上下已经对比好的相邻元素进行比较，检查是否在深度上有比较大的移动。规定一个垂直连续性门槛值K，两个相邻的对比的移动，必须在不大于这些对比层间的深度差的K%的范围内变化。

（7）平面性

如图9-33所示，根据计算出来的高程差作两条对角线，采用这两条对角线沿井轴方向的距离d来描述平面性的好坏，把d叫做平面性系数。当d＝0时，平面性系数为100，它表示计算结果平面性最好。当d＝12.7公分(5英寸)时，平面性为零，表示平面性最差。平面性系数的其他数值，按上面这两点的数值进行线性内插。

图9-34是GEODIP程序处理成果图，一般采用比例尺为1：40。

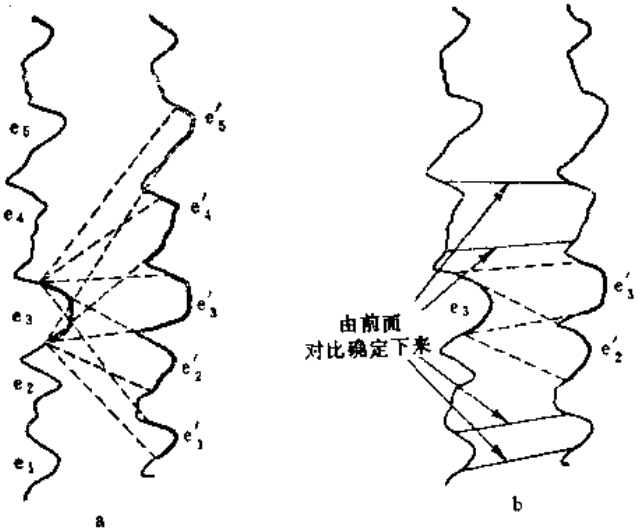


图 9-32 最相似元素对比示意图

a—当没有其他元素被定位以前，e_3的对比；

b—当(e_1, e_1')与(e_4, e_4')已确定后，e_3的对比

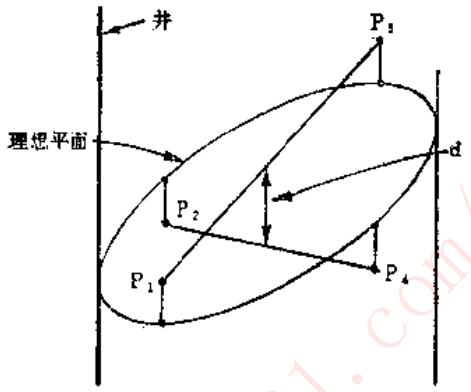


图 9-33 平面性系数计算示意图

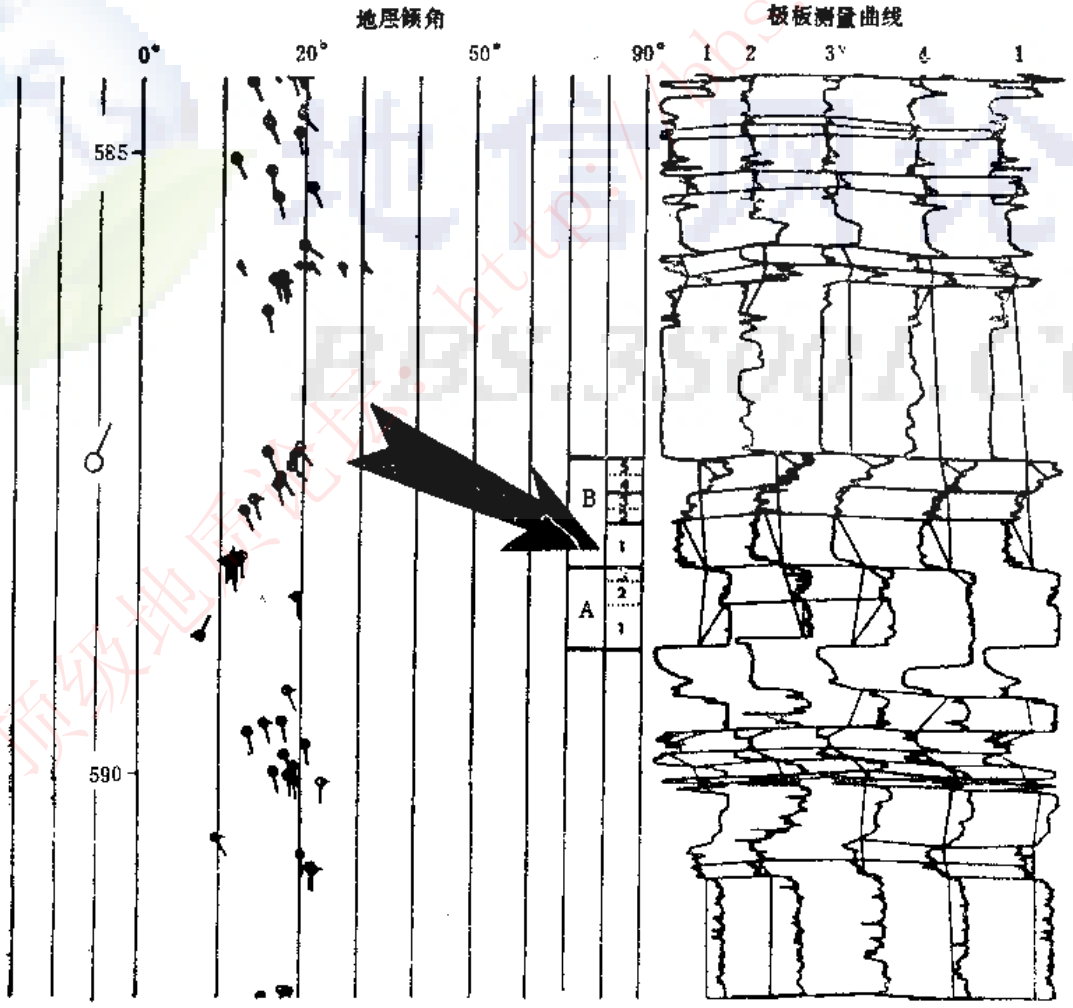


图 9-34 GEODIP成果图

三、用频率分析法精确计算地层倾角（STRATADIP）程序

一种新的地层倾角测井数字处理方法已研究出来，导出一个简单的数学函数关系，它可用于分析测定极板电阻率型测量曲线，这个函数与每条极板测量曲线的统计成分和频率成分建立关系，可确定倾角测井曲线本来的性质；同时借助该函数可精选出每条倾角极板测量曲线上的基本特征。然后，把这些基本曲线特征用于成对的极板曲线之间进行详细的图形识别的"点—点"相关对比。采用这种方法进行相关对比十分精确，数字处理的计算结果也证明其质量良好。德莱赛-阿特拉斯测井公司研制的STRATADIP计算机程序，采用了这个新方法。

1.分析单条倾角测井曲线

在观察单条倾角测井曲线时，也许会注意到有些井段具有的活动能级（量）各不相同，有的井段特征很明显，相关对比很好；还有些井段由于记录的信息无意义，故看不到相关性。这种现象可用地质环境来解释，即：在那些块状地层不可能有明显的电阻率变化。另外，可能由于倾角测井极板浮动，贴不到井壁而测出的是假资料（假设仪器是一直在正常工作）。显然，在这些井段测得的倾角信息可能是无意义的。

如何度量倾角测井曲线的活动能级呢？希望所选用的度量方法应能使人们对反映的活动能级有直观的理解，并对之印象深刻。在曲线迅速变陡（斜率大）的井段，活动能级应该是高的，而在仅仅只有干扰的井段则应该是低的。例如，导数不可能提供这样的度量方法，这是由于干扰产生的小斜率上的高导数值会误当作高活动能级。因此，活动能级必须是对一个层段或一个窗长，而不是一个测量点。现将能用来说明此目的的一个公式表示如下：

$$E(d)=\int_{d-\frac{WN}{2}}^{d+\frac{WN}{2}}[r(t)-\overline{r}(d)]^2dt \qquad (9\text{-}10)$$

式中：$r(t)$——分析的曲线；

WN——测量窗长；

$E(d)$——深度d处的活动能级；

$\overline{r}(d)$——曲线$r(t)$在一个层段$\left(d-\frac{WN}{2},d+\frac{WN}{2}\right)$内的平均值，即：

$$\overline{r}(d)=\frac{1}{WN}\int_{d-\frac{WN}{2}}^{d+\frac{WN}{2}}r(t)\,dt \qquad (9\text{-}11)$$

由于公式（9-10）可当作在给定的窗长内信号所具有的能量（级），即：振幅的平方为功率的大小，而功率的积分代表能量，故在式（9-10）中使用了字符E（E为Energy的第一个字母）。这就是希望用式（9-10）来测定信号的活动能级（或信息），并可以在活动能级低的测井曲线井段计算出低值的原因。

由于倾角测井各条曲线记录的是离散值，所以可写出与式（9-10）和式（9-11）相应的计算离散数据的公式。并且可用它给出的下面两个新函数作进一步全面分析：

$$E(d)=\sum_{i=d-\frac{N}{2}}^{i=d+\frac{N}{2}}[r(i)-\bar{r}(d)]^2 \tag{9-12}$$

和

$$\bar{r}(d)=\frac{1}{N}\sum_{i=d-\frac{N}{2}}^{i=d+\frac{N}{2}}r(i) \tag{9-13}$$

式中，深度是以测量点来计数的，$r(i)$定义为测量点数的函数，N为窗长WN中含有的测量点数。

下一步必须确定窗长WN，为此，首先需检查实测的曲线，并且判定曲线上哪些特征是重要的，是应该分析的？哪些特征是干扰产生的？例如，对于每英尺记录64个采样点的倾角测井曲线而言，窗长N确定在7～11个点的范围内可求得最佳结果。因此，式（9-12）相当于一个滤波器，它控制的滤波长度为WN。这个滤波器考虑到频率和振幅，而窗长WN确定了那些待分析曲线的频率。

公式（9-12）的第二个重要性质来自统计学上的解释。根据统计学的观点来看，式（9-12）表示方差，或者表示可能带有系数的随机信号r的分离度。必须先假设r是某些信息信号ri与干扰信号rn之和，这样，如果干扰信号rn与信息信号ri互相独立的话，则可以得到：

$$E(ri+rn)=E(ri)+E(rn) \tag{9-14}$$

这是因为两个互相独立信息信号之和等于这些信息信号的分离度之和。如果干扰信号的分离度不变（例如如果它为能量不变的白噪音），则在测井曲线上看起来是无用信息的井段中测定出干扰信号的分离度，然后把它当作一个截止值，在该值之下的信号为无用信息，不予考虑。根据对地层倾角曲线的实际分析，上述从统计学的观点考虑，是足以满足各种情况，并可用于计算之中。总而言之，公式（9-12）对于倾角测井信息的分析有下列优点：

1）公式（9-12），由于它考虑到频率与振幅这两者，所以它为度量活动能级（量）提供了一种量度方法。

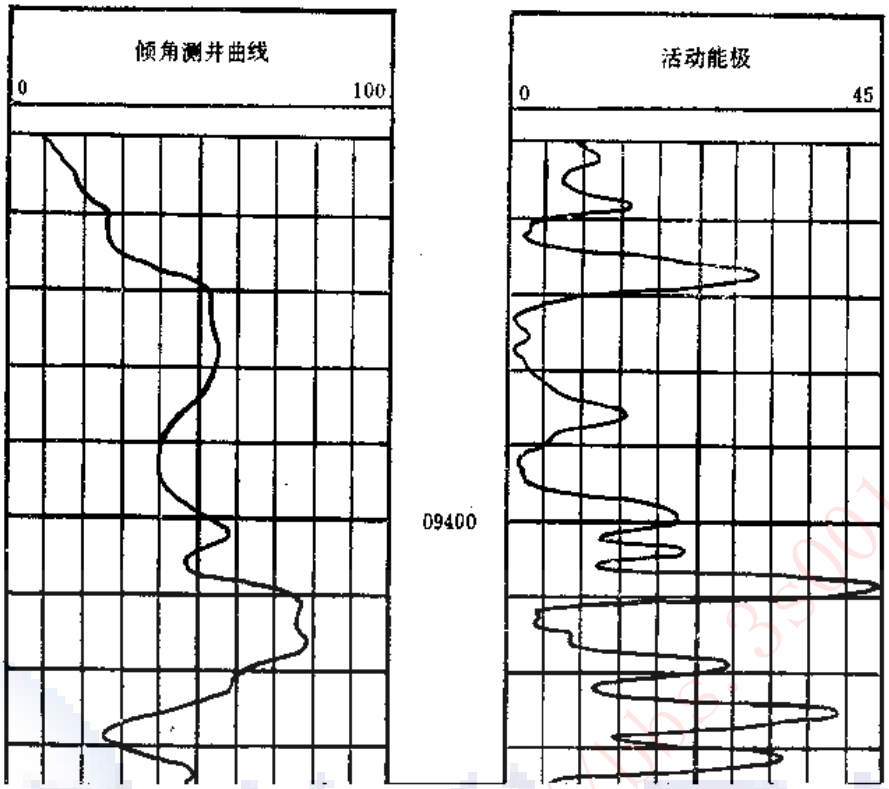
2）公式（9-12）中的全部参数和截止值，都可根据测量仪器的特性和其测井曲线来确定。

上述的最后一个性质非常重要，因为它可以根据测井分析人员的需要而改变他们所提出参数，也就是要求测井分析人员提出地质概念方面的问题，并对这些问题作出有用的解答（例如，预计最大的地层倾角）；而不要输入预先不能确定的那些参数（如平面性、方差、闭合截止值）。实际上，正如后面将会看到的那样，STRATADIP程序所需要输入的参数仅仅是予计的最大地层倾角。

公式（9-12）有个缺点，即它的刻度是取决于曲线采样点密度、窗长WN和测量电阻率的工程刻度。但是，可通过数据规格化和标准化来消去上述的影响，标准化的线性测量值称为A(d)（也即活动能量级），它的确切形式在后面导出。图9-35举例说明了活动能级函数的重要性质。

2.对比两条曲线

为了对比两条曲线，必须要在一条曲线上找出一些特征，使它们与另一条曲线上相似



地信网论坛
BBS.3S001.COM
http://bbs.3s001.com/
顶级地质论坛

必须尽可能在给定深度上确定测井曲线的方向（即增加或减小）。这时，必须引起注意，因为如果只看到一条测量曲线或升或降，可能因测井曲线上小的波动而产生错误，从而得出方向上的小的随机变化。因此，所给定的点的方向必须在以该点为中心的附近层段中来确定。当然，这个平均层段就是滤波器的窗长WN，因为它代表我们的分辨力界限。一种确定主要趋势方向的方法就是要在层段WN中求出其平均测井值。那些深度比分析点深度浅、数值又小于平均值的测量点的数目加上数值大于平均值、深度比分析点深的测量点的数目，这将表示出测井曲线增加的趋向，反之，则表示测井曲线减小的趋向。比较总测量点数目可得到任一深度上的主趋势方向，图9-36表明了这个问题。

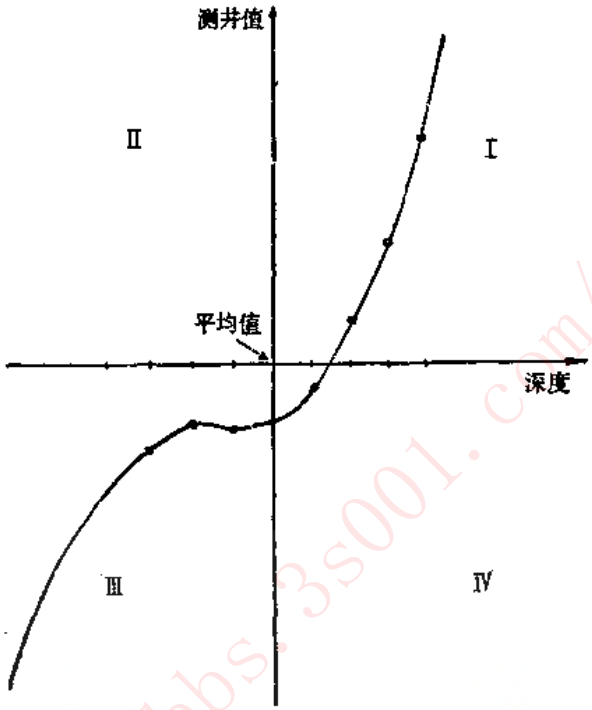


图 9-36　根据落在I和III象限与II和IV象限的测量点的总数进行对比，确定测井曲线主要趋势方向

既然已找出全部可能匹配的特征，但究竟选取哪些作为正确的匹配特征呢？选择标准很简单，即所有的单斜必须按小组为基础相匹配。这意味着，如果考虑两条曲线上的两个大的相似特征，当它们愈相似，就愈有把握用大特征进行相关对比。这样可以认为：如果两条曲线上提供的单斜匹配的数目最大，则这两个大的特征与所给定的总位移相关。很明显看到，即使在这两个特征相关对比时，它们相匹配的单斜之间的位移仍会有小的差别，其原因是由地层倾角的变化以及测量的分辨力和滤波所产生的。然而，地层倾角的突变会在测井曲线上产生独特的特征，这时应单独地对它们进行分析。对所讨论的变化进行了测量之后，并在窗长WN范围内发现该变化，每4英尺相当于一个窗长WN。因为分辨力极限误差是WN的一小部分（零点几），所以将它称之为位移极限的2＊WN，这为可能的位移变化提供了上限值。

下面可以把如何求解两个大的特征之间的总位移的方法说明如下：尽可能地将小于探索长度的位移全部找出，并测定出单斜（这些单斜都要和每一个加上或减去位移极限值的位移相匹配）的数目，然后选出能提供单斜匹配数目最大的位移作为总位移，该总位移将会给出构造倾角。

这种确定一个层段位移的方法有一个很重要的优点，正如图9-37中的曲线图所示，x轴代表全部可能的（正的或负的）位移，y轴代表单个特征（这些单个特征与加上或减去位移极限值的位移相关）的总数，该法的优点在于，实际上尽管第一条曲线上的尖峰与第二条曲线上的尖峰不完全相同，但是，所选择的相关对比是正确的，原因是它们是由整个曲线的形状确定的。以上简短的阐述表明了该算法如何处理在一个极板上测不到，而在另一个极板上则可测到的信息。这种情况可以发生在不是极板测不出全部变化，就是个别极

板受到干扰而测出干扰尖峰的时候。有了总位移，下一步就可以详细的确定“点一点”的相关对比，简言之，为了选出正确的总位移，必须找到那一组相应（匹配）的单斜。

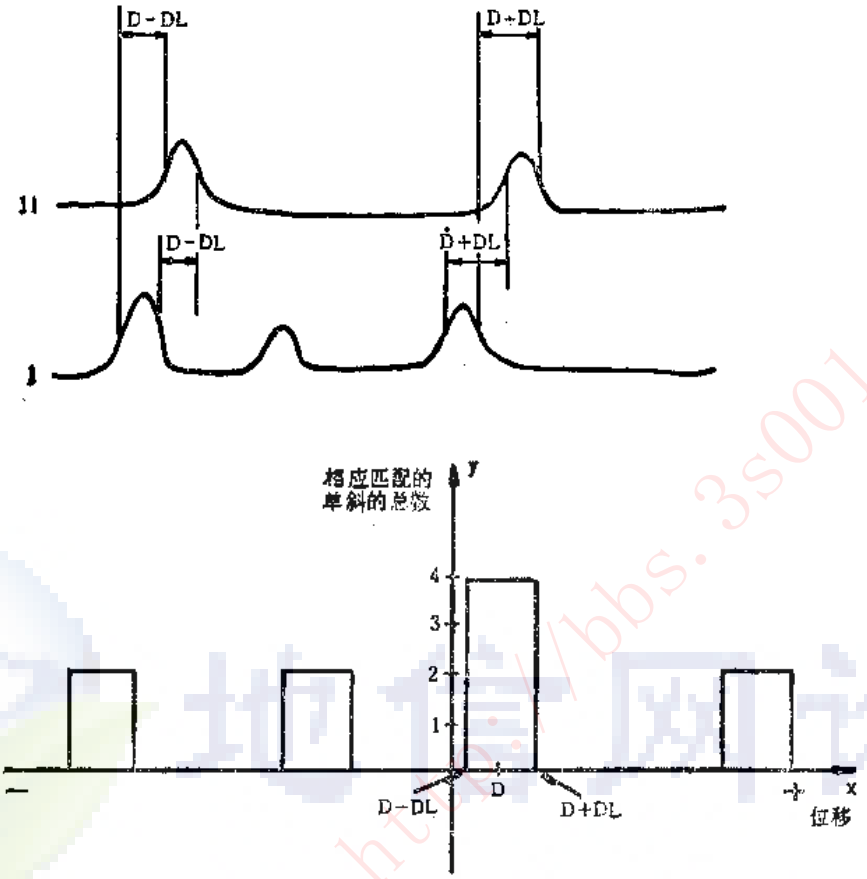


图 9-37 确定一个层段的总位移D

3.计算极板位移

STRATADIP程序同样面临着选择极板的问题，因现采用的是“点一点”相关对比，而不是层段对比，因此，可以提出下述想法：在一条极板曲线上取一点，可在另一条极板曲线上找到与其对应的一个点，根据这第二个点又可在第三条、第四条曲线上找到与上点对应的点，如果在这种环形对比流程图中，最后一条极板曲线正巧与第一条极板曲线相同的话，即与开始第一条极板曲线上那个点相同。图9-38顶部第一行显示了四种可能的闭合流程图，如果最后极板得出的结果与开始极板不同，则有三个位移，而且可以检查平面性；如果存在上面四种闭合关系，则可通过最后一个极板与第一个极板的关系检查闭合性。

图9-38中最下面三行显示出了12种组合类型。当把一个极板作为基准时，则有四种计算位移的方法流程，正如前面的算法所做的那样（图9-38中的第二行）。总共，有20种对比流程可用于STRATADIP程序中寻求一组位移值。为什么要涉及这么多复杂的算法呢？目的是要尽一切力量从现有的测井曲线中获得所有可能得到的信息。如果极板1与极板2相关对比，只有微小的差异；而极板2与极板3相关对比，也只有微小的差异；那么极板1与极板3就很难相关对比，这是因为在寻求一组确定位移的相关对比值时，不能使用极

板1—3的连结关系。利用所有极板的全部组合，可以保证任何相关对比的组合都能经过图9-38中任一流程图的检测和挑选，以获得有效的位移。

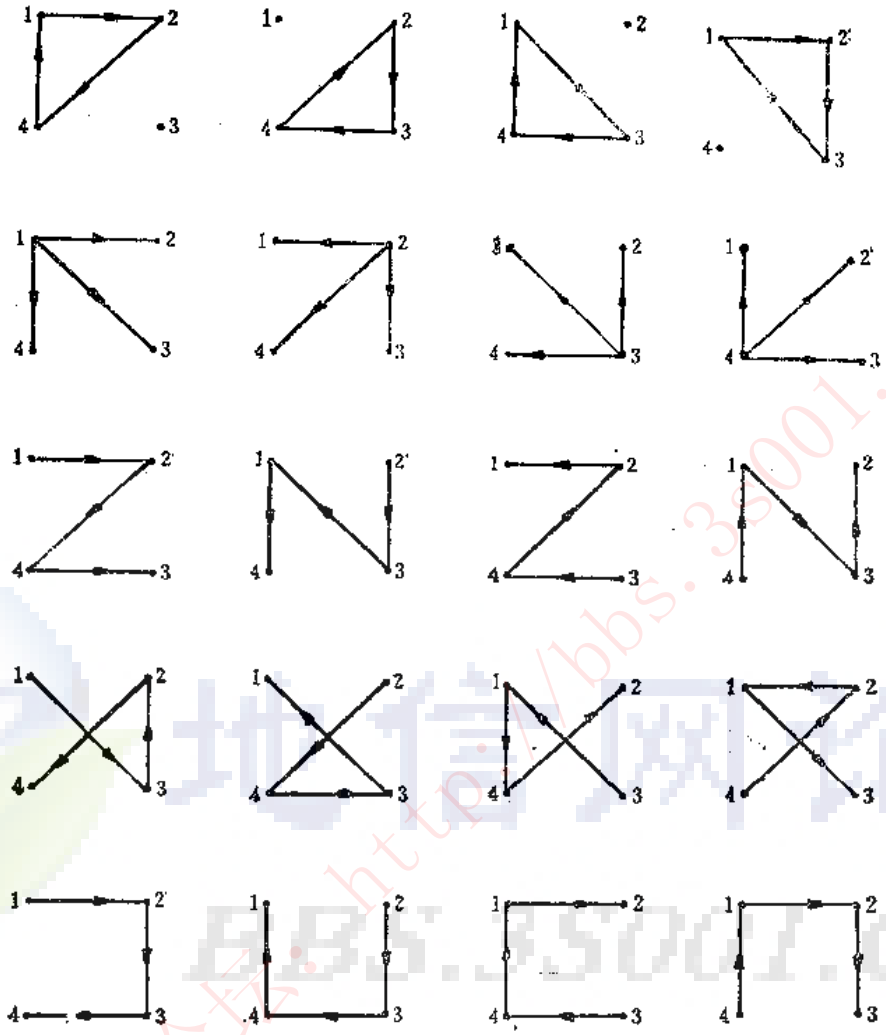


图 9-38 所有可能用于计算位移的极板进行相关对比的流程图形

如果倾角测井的质量很好，用图9-38中的多数或全部对比流程图都可得到正确的解答，这为计算地层倾角的正确性提供了标准。对比组合流程图可产生给定计算的地层倾角，该流程图的数量可用于衡量相关对比精度（级别）的尺度。在以往的程序中，相关对比级别的确定总带有主观性，相关对比级别的刻度系数必须作为参数输入。上面讨论的相关对比组合流程图的数量给出了一个很自然的度量尺度，它的范围为0～20，而要用百分数刻度时，则要将相应的数量乘以5。

4.程序特点和实例

该程序输入和输出数据与常规相关对比程序相同，它读入倾角测井记录数据输出位移，然后把位移值转换成地层倾角，该程序有两个主要优点：

1）只有一个输入参数，即预测的最大地层倾角。

2）即使在处理大量数据时，用STRATADIP程序速度比较快，因为它可以省去耗费在统计相关对比上所占用的大量时间。

从解释的观点看，该程序提供了一个很详细的地层倾角成果图，常用的深度比例为1：40。该程序为检查相关性提供了方便，它显示出四条电导率曲线并标有相关对比线。对其成果图进行分析解释，有利于揭示较小的沉积构造（断层、砂坝、河流等）。图9-39是应用STRATADIP程序处理的实例成果显示图，在图中很容易确定所有的快速变化的倾角。对应于图右边的相关对比是正确的，可以通过右图检查位移的正确性来核对倾角的快速变化。可以确信，所有那些快速变化的地层倾角对解释是十分重要而又有价值的。

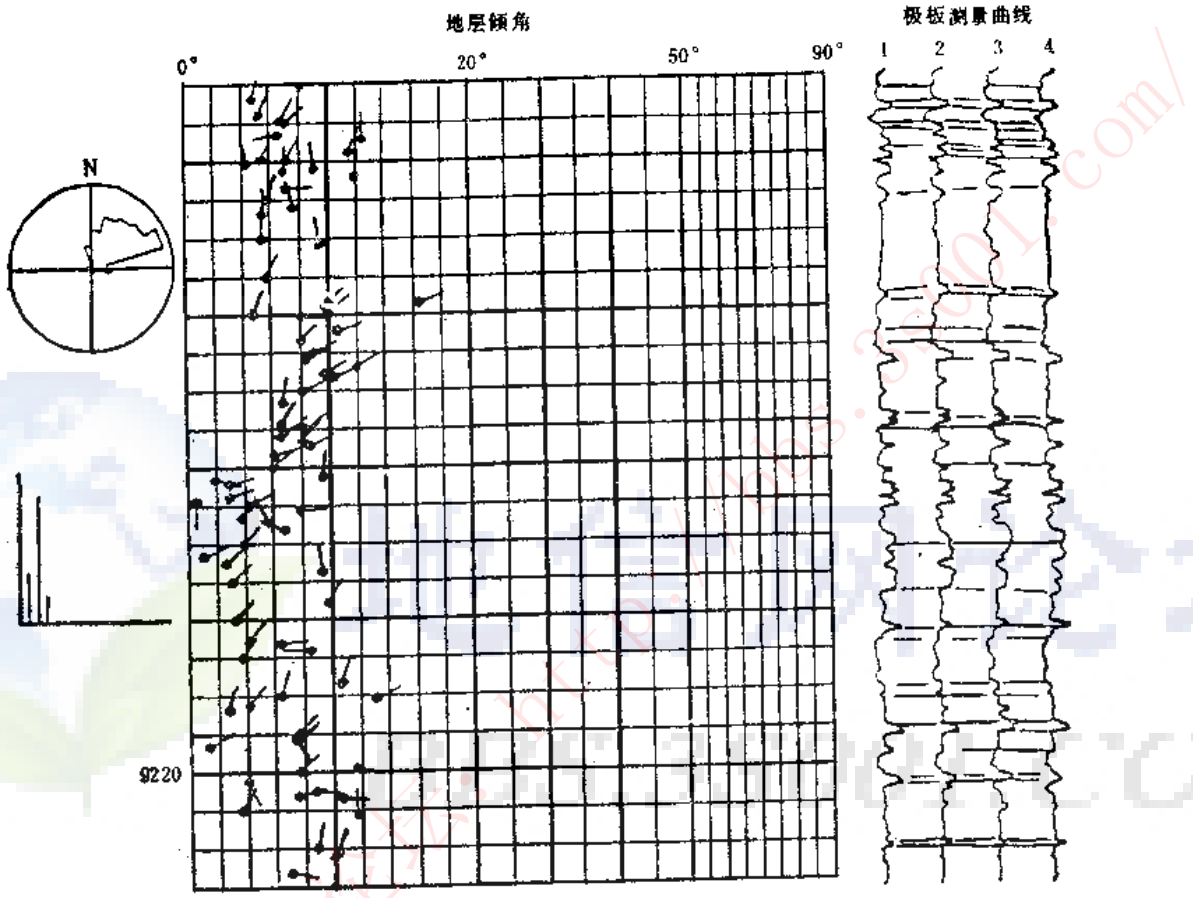


图 9-39　STRATADIP程序的最终成果显示图
（该实例计算正确，与实际非常一致）

5.分析函数E的不同形式

用公式（9-15）表示的函数E，它可用于识别地层界面和压制干扰。我们的目的是要把它和测井曲线的方差联系在一起，并要获得该函数的标准形式。

$$E(d)=\sum_{i=d-n}^{i=d+n}[f(i)-\overline{f}(d)]^2 \qquad (9\text{-}15)$$

要达到此目的，需要求出图9-40中直线的E值。当从图9-40（例如n＝2时）中可以看到下面关系时，

$$\sum_{i=d-n}^{i=d+n}[f(i)-\overline{f}(d)]^2=(-nk)^2+[-(n-1)k]^2$$

$$+\cdots\cdots+0+\cdots\cdots+(nk)^2=k^2\times 2\times\sum_{i=0}^{n}i^2 \qquad (9\text{-}16)$$

这样很容易证明下式：

$$\sum_{i=0}^{n} i^2 = \frac{n(n+1)(2n+1)}{6} \tag{9-17}$$

因此，对下面直线方程式（9-18）而言：

$$E(d) = k^2 \frac{n(n+1)(2n+1)}{3} \tag{9-18}$$

只要用k的正值便可以写出下式（9-19）：

$$k = \mathrm{abs}[f'(d)] \tag{9-19}$$

将（9-19）式代入（A-4）式，则得式(9-20)：

$$E(d) = \{\mathrm{abs}[f'(d)]\}^2 \frac{n(n+1)(2n+1)}{3} \tag{9-20}$$

或

$$\frac{3E(d)}{n(n+1)(2n+1)} = \{\mathrm{abs}[f'(d)]\}^2 \tag{9-21}$$

从式（9-21）可以看出，E_n值〔式(9-22)〕不取决于直线方程式（9-18）中的n。

$$E_n = \frac{E(d)}{n(n+1)(2n+1)} \tag{9-22}$$

因为改变滤波器的窗长只影响E_n的平均值，而不会明显改变E_n值，所以把E_n值当作衡量曲线的活动能级的尺度更合适。

因为有下面（9-23）式：

$$\mathrm{abs}[f'(d)] = \tan\alpha \tag{9-23}$$

故E同样地对所有角度α都不敏感，要制作一个线性度量尺度，则需要取反正切函数。因此，第一步必须将这个值相对于某些刻度尺和绘图参数进行标准化，最后采用下述表达式：

$$A = \arctan\left(\frac{E}{\frac{n(n+1)(2n+1)}{3}} \cdot \frac{TRACK}{(XMAX - XMIN)(RLEV/100 \times SCALE)}\right) \tag{9-24}$$

式中：TRACK——测量道宽度，英寸；

XMIN和XMAX——曲线的最小和最大工程刻度；

RLEV——测井采样点距离，英尺；

SCALE——绘图比例尺，英寸/100英尺；

考虑了全部参数之后，函数A为衡量活动能级提供了一个线性尺度，其角度范围为0°～90°，它与绘图比例尺和曲线的工程刻度以及采样密度无关。

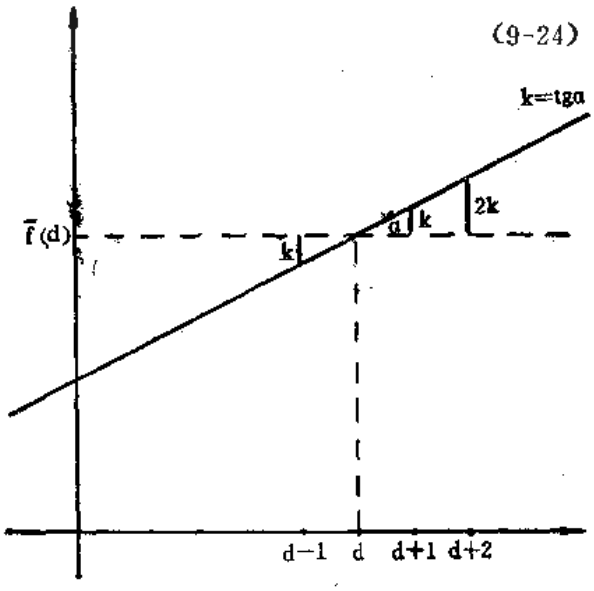


图 9-40 把公式(A—1)用于图中的直线

四、SHDT资料处理方法

地层高分辨率倾角测井仪SHDT，采用了短距离并列电极结构，同时记录八条微电阻率曲线。并列电极曲线之间的相关性比板与板的要好，因而通过相关对比可以得到大量可靠的高程差，而且还能适用更短窗长的相关对比。并列电极曲线之间好的相似性，在高倾角情况下也是很有用处的，因为在这种条件下，要在极板之间找出明显的曲线匹配变得比较困难，然而，使用并列排列电极结构，仍能测量出同一极板上两条曲线之间可靠的位移。

设计的处理SHDT资料的方法，能够从原始曲线中提取较多的倾角信息。目前已形成三种不同类型的处理方法，一种是MSD处理，一种是地层界面倾角计算，第三种是CSB处理。处理成果图可以分开显示，也可以一并显示在DUAL-DIP（双倾角）成果图上。

1.MSD处理方法

它使用长窗长相关对比法，将八条微电阻率曲线两两组合对比，共可以计算出28个高程差。由于确定一个平面只需要两个高程差，所以在一个对比深度点处能够计算出若干地层面。但是MSD处理没有采用CLUSTER程序中群分析方法，而是应用最小二乘法，通过电子计算机试图发现一个能满足大部分高程差的最合适的平面。我们知道，求出28个高程差相当于在空间确定了28个点，设在大地坐标系中，每个点的坐标为 (x_i,y_i,z_i)，所求地层平面方程为

$$z = Ax + By + C$$

令

$$\sigma = \sum_{i=1}^{N} (Ax_i + By_i + C - z_i)^2 \qquad (N \leqslant 28)$$

求σ的极小值便可计算出A、B、C来。实际上，由于要除去那些相关对比质量太差的及太分散的点，所以n的数值一般小于28。如果组合平面用了所有的高程差，那么它将具有高的可信度，用一个黑蝌蚪表示。一般采用处理参数为窗长4英尺、步长1英尺，在大多数井眼条件下，均可得出令人满意的结果，对于构造解释和大范围地层特征认识是比较合适的。计算结果被显示在1:200深度比例图上，或被作为DUAL-DIP成果图的一部分，表示在1:40比例图上，用三角形蝌蚪表示，见图9-41中右图。

2.地层界面倾角计算

它类似于GEODIP处理方法，将八条微电阻率曲线进行特征对比。根据曲线发生变化的主要点确定地层界面，符合主要地层界面的倾角结果，在DUAL-DIP图上用方头蝌蚪表示，并把对比线与实际的微电阻率曲线绘在一起。图9-41中，第一条被作为第九条重复在这张图上，从7～8条曲线上识别出的特征用实线联接，由它们产生的地层界面倾角用实方蝌蚪表示，在2～6条曲线上能识别出的特征用短虚线联接，由3～6条曲线上识别出的特征所产生的地层界面倾角用空方蝌蚪表示。

3.CSB处理方法

在确定出地层界面的倾角以后，采用短窗长相关对比法计算地层内部的层理面倾角。采用参数为窗长8英寸、步长4英寸，每英尺可计算出三个蝌蚪，在DUAL-DIP图上用圆蝌蚪表示（见图9-41）。另外，在DUAL-DIP图上还可显示出井径、电阻率曲线，如果为了附加岩性，也可显示出自然伽马或自然电位曲线。

该处理方法是，在每对并列电极曲线之间进行相关对比，设极板1上并列电极号为

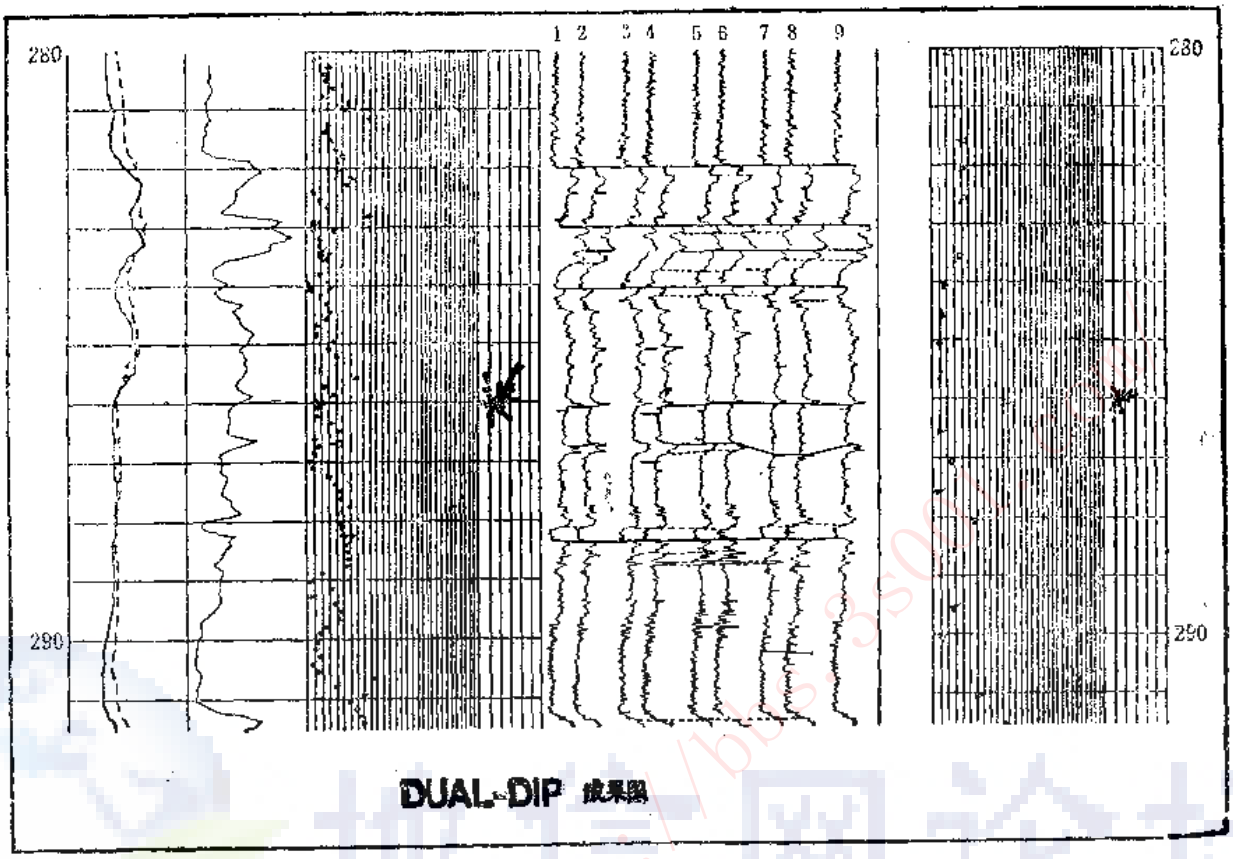


图 9-41 DUAL-DIP成果图

1、2，极板 2 上并列电极号为3、4，极板 3 上并列电极号为5、6，极板 4 上并列电极号为7、8，求出四个高程差h_{12}、h_{34}、h_{56}、h_{78}。这四个高程差代表了横切井眼的一组层理面的视倾角，当这些层理面本质上相互之间平行时，从这四个视倾角中计算出它们的倾角。实际上，计算一个平面只需要两个视倾角（或高程差），因而需要做出各种各样的一致性检查，以便给出更可靠的和更健全的结果。由于在一个极板上两个并列电极之间的距离为 3 厘米，所以曲线能够保持灵敏的和明显的相关性，比板与板曲线之间的相关性好的多，见图9-42。板与板之间的对比精度为1英尺一个蝌蚪，应用并列曲线相关对比技术，可把计算精度提高到 4 英寸一个蝌蚪，因此可以提供较详细的层理倾角。

第四节 地层倾角测井在研究地质构造中的应用

各种地质构造，是由原始沉积地层经过地壳构造运动引起地层变形和变位以后形成的，例如背斜、向斜、断层、……等。石油经常是储集在某些构造圈闭之中的，所以正确地判断地下各种地质构造的位置和形态，对寻找油气藏有着重大现实意义。地层倾角在研究地质构造方面是一种有利的工具，有时仅仅根据一口井的倾角资料，也能为我们提供一些可信的看法。

一、地层倾角矢量图象的分类

在用地层倾角研究地质构造时，为了分析上方便，通常将长对比矢量图上的矢量大体

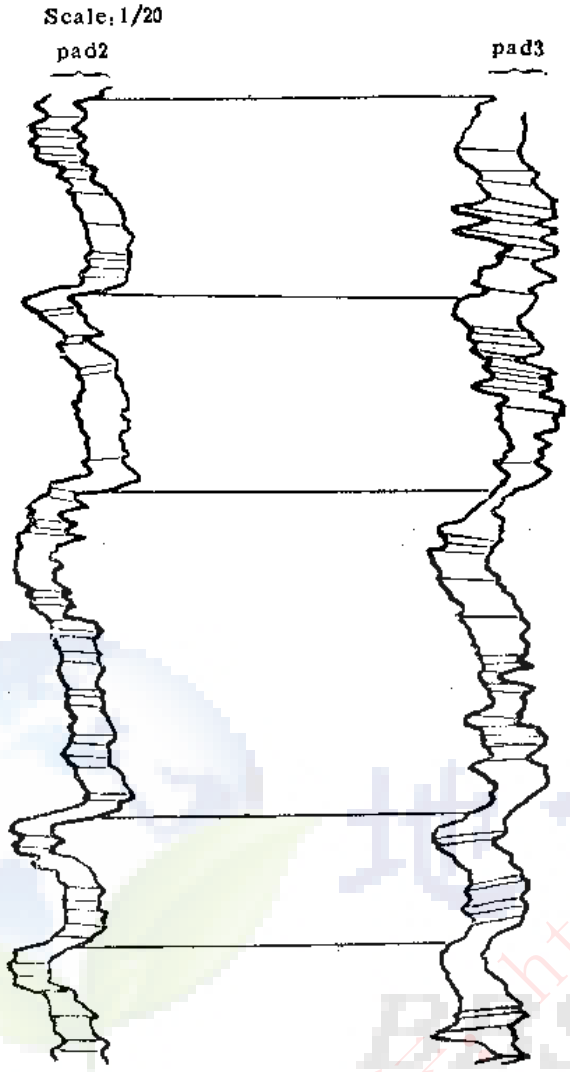


图 9-42 并列电极曲线和板与板曲线相关性对比实例图
（并列电极曲线相关性更好）

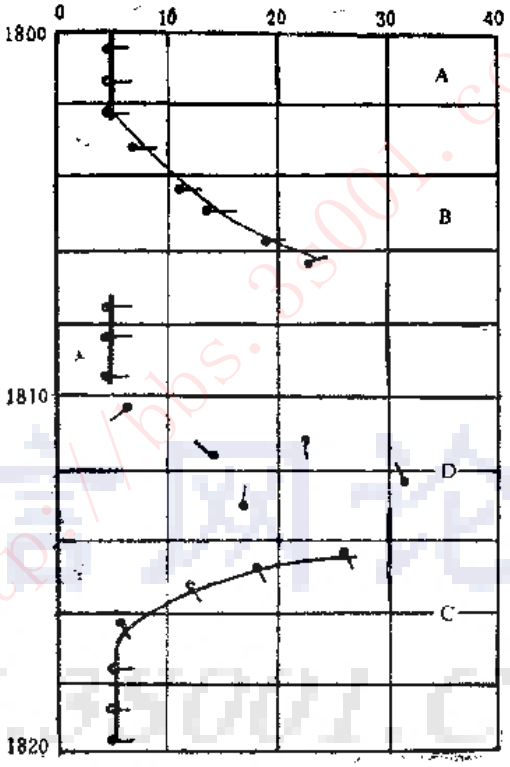


图 9-43 常见的四类地层倾角矢量图象模式
A—绿模式，B—红模式，C—蓝模式，D—杂乱倾角

分成四类。在矢量图上把倾向大体一致，倾角随深度增加而不变的一组矢量，用绿色彩笔加以联结称为绿色模式，如图9-43中的A组，它们一般反映了构造倾斜。在矢量图上把倾向大体一致，倾角随深度增加而逐渐增大的一组矢量，用红色彩笔加以联结称为红色模式，如图9-43中的B组矢量。红色模式可以指示断层、褶皱、沙坝的存在，以及河床沉积和岩礁的存在。在矢量图上把倾向大体一致，倾角随深度增加而逐渐减小的一组矢量，用蓝色彩笔加下联结称为蓝色模式，如图9-43中的C组矢量。蓝色模式可以指示不整合面下的滑动沉积、断层的存在、或大型水流交错层理的存在。在倾角矢量图上还有一类矢量，其倾向和倾角变化很大，称为杂乱倾角，如图9-43中的D组矢量。杂乱倾角可以指示断层的存在、不整合面处风化壳的存在，有时与岩性粗（例如地层中含有砾石）有关，在灰岩等硬地层中与岩石裂缝发育有关。另外，在倾角矢量图上有些层段点子空缺或稀少，这主要是因为地层成层性太差如岩石破碎、块状层理等，在计算结果中许多点子被切除的缘故。

二、地层倾角确定构造倾斜

地层产状是指原始沉积地层，经过构造运动以后的真倾角和真倾向，或叫构造倾斜。正确的确定地层产状是弄清地下各种构造，以便绘制出正确的地下构造图的基础。由于构造运动非常复杂，地层产状变化也十分复杂。在强烈的褶皱和断层的地方地层倾角会很大，图3-44(彩色附图，在本书末)表示的是一个高倾角的实例图，实际为一个大背斜的一翼。

应用地层倾角确定地层产状，主要使用长对比矢量图和方位频率图。从原始沉积上分析，粘土岩是在沉积环境稳定、沉积能量很小的条件下沉积的，如泻湖相沉积、深水的海相和湖相沉积。这里水盆底部没有水流动，沉积物从悬浮液或真溶液中沉淀出来，所以粘土岩原始沉积地层倾角一般是水平的。如果粘土岩的地层倾角变大的话，都是由于构造运动引起的。从层理发育上分析，粘土岩又分为页岩和泥岩，页岩层由于水平层理发育，因而矢量一致性很好呈绿模式，反映地层产状很可靠。泥岩层由于层理呈块状，因而矢量一般较乱，当泥岩中有方解石脉状充填，或者泥岩中有滑动沉陷等，往往矢量会更乱。在砂岩层，砂岩越纯其中反映构造产状的点子越少，而砂泥岩薄互层或层理发育的砂质泥岩，

地信网论坛 BBS.3501.COM 顶级地质论坛 http://bbs.3501.com/

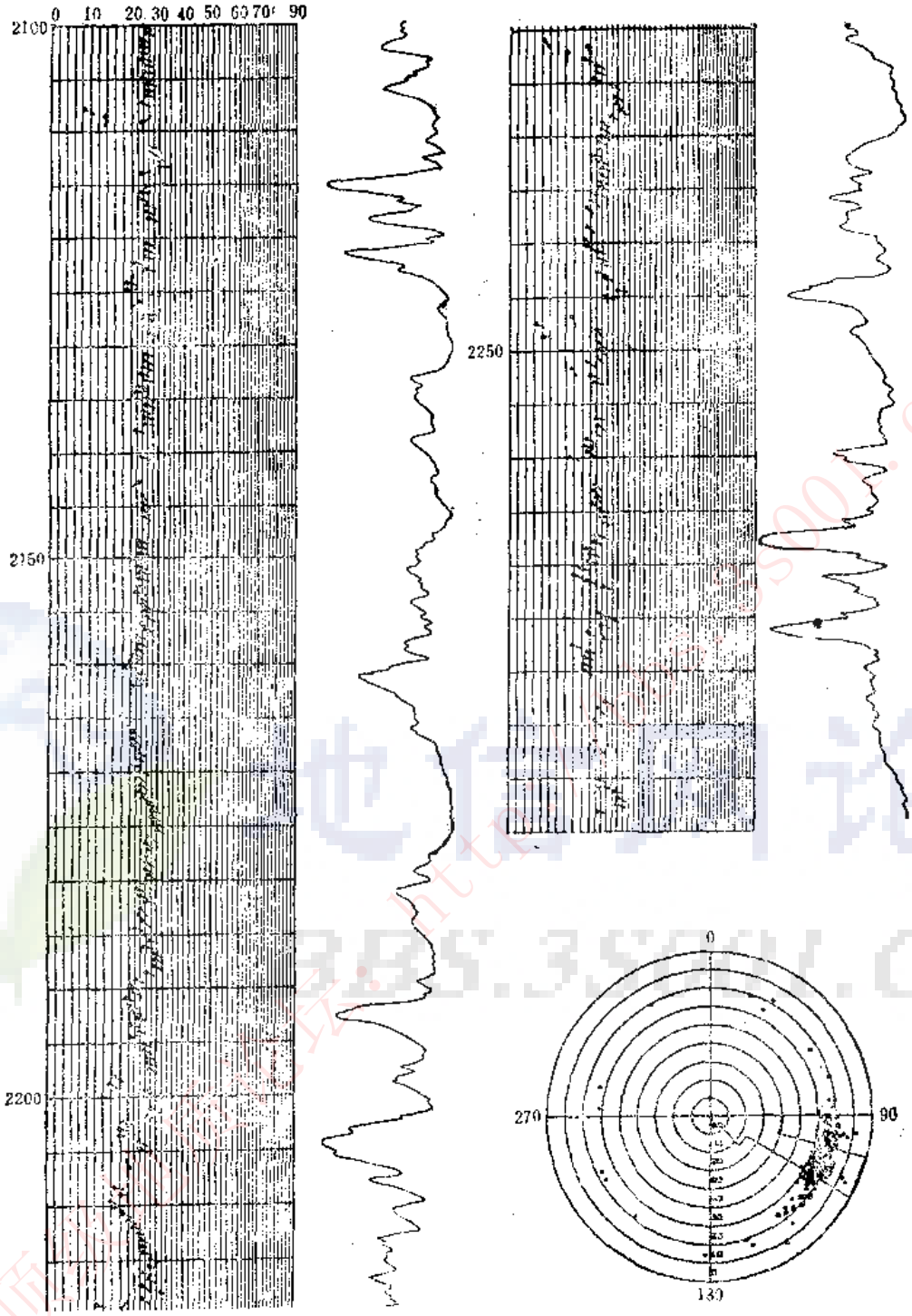


图 9-45 文15-6-1井一段矢量图及方位频率图

62-41 五口井后，做出的地质构造图，反映地层为一个单斜构造，倾向为北东方向，倾角2°。在坨62-31井进行了地层倾角测井，根据倾角测井资料解释，该断块沙二段和沙三段上砂层组倾向为北西，倾角为6°，因此初步推断该断块为鼻状构造。接着在坨62-31井的北西方向钻探了坨62-29井，根据这两口井的地层对比，证实坨62-31井的倾角解释结果是十分正确的。后来按坨62-31井倾角指示的构造高点钻探了坨62-47井，并且进行了地

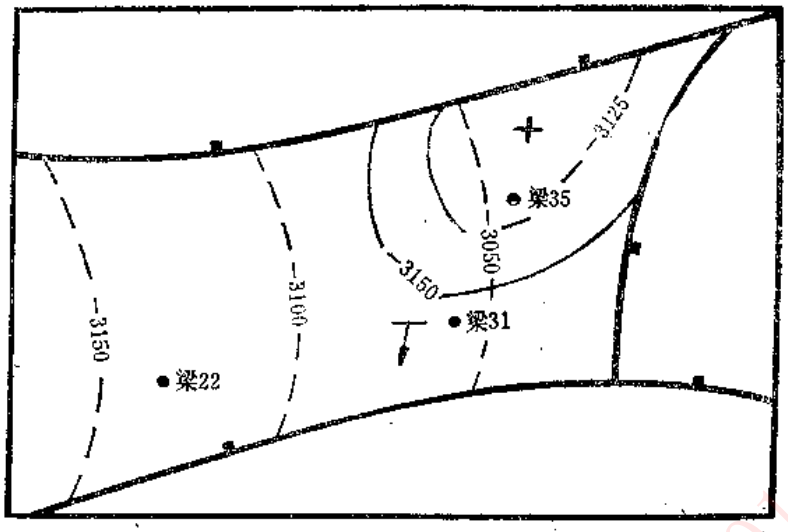


图 9-46　梁31断块沙三中油层顶界构造图

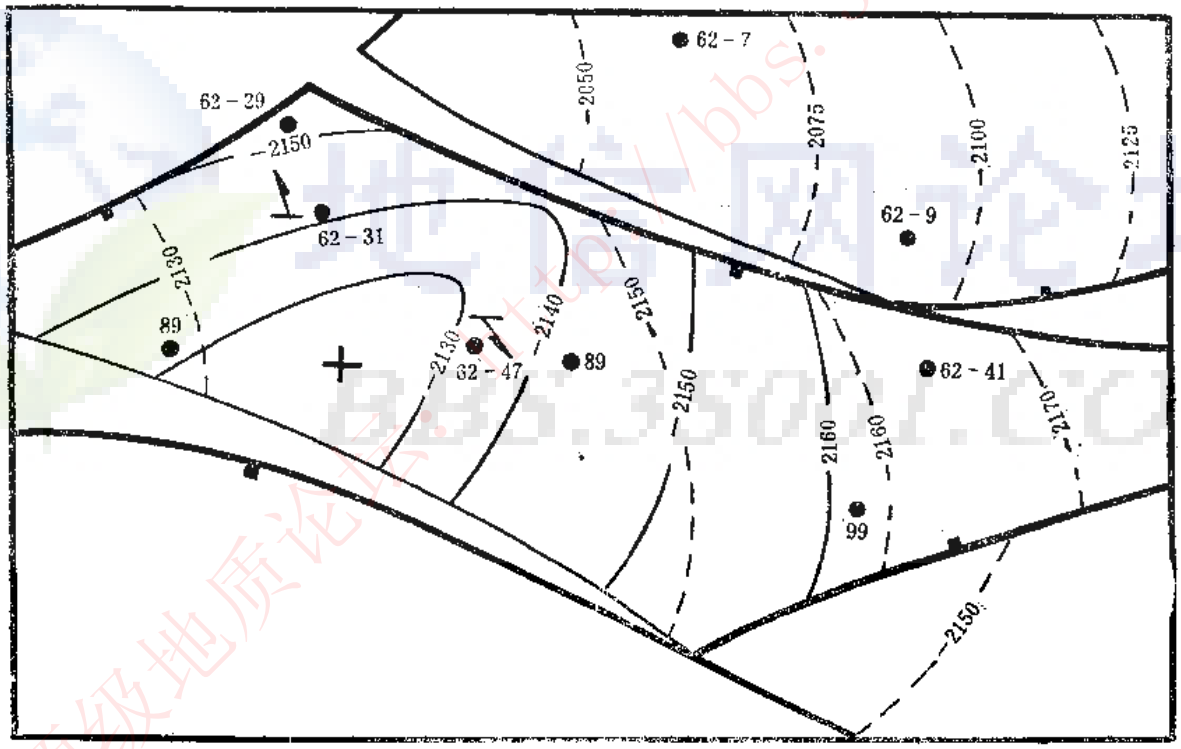


图 9-47　垮89断块沙二段顶部构造图
（实线是根据倾角资料做出的正确的构造图）

层倾角测井。根据该井倾角解释：沙二段和沙三段上地层倾向为南20°东，倾角为3°，进一步证实该断块为鼻状构造。图9-47中实线是根据倾角资料修改后做出的构造等高线图。该断块投入开发后，在鼻状构造的高部位区打出了六口百吨级的高产井。

利用地层倾角测井资料，可以用最少量的控制井来绘制地下构造图。尤其是在海上进行勘探和开发，在人为钻了许多斜井之后，通过计算机处理，就可以自动对所测的曲线进行井斜校正，并重新绘制出铅直井的曲线来，为绘制高精度的地下构造图提供资料。在

尼日利亚一个地区钻了五口探井，“Z”层的深度基本相同，因而无法绘制构造图，由于在这些井内都进行了地层倾角测井，就使绘图工作得以顺利进行。从图9-48可以看出，在北部的两口井“Z”层走向不同，表示存在两个断层，或者是一个断层改变了方向。从每口井到“Z”层和断层面的相交线的水平距离，可以从倾角畸变的度数以及区域性特征粗略地估计出来。根据地层倾角测量所求得的构造倾斜，确定了每口井等高线的线距和方向，作出了如图9-48所示的构造图。而图9-49是经过加密钻井后的最后的构造图，可以看出其基本形态与原先五口探井绘制的构造图十分相似。

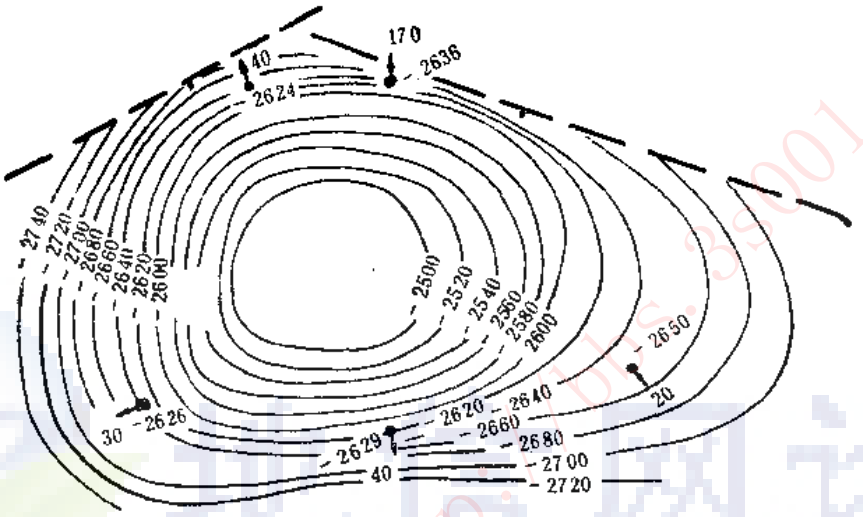


图 9-48　尼日利亚某区五口探井利用地层倾角测井绘制的Z层构造图

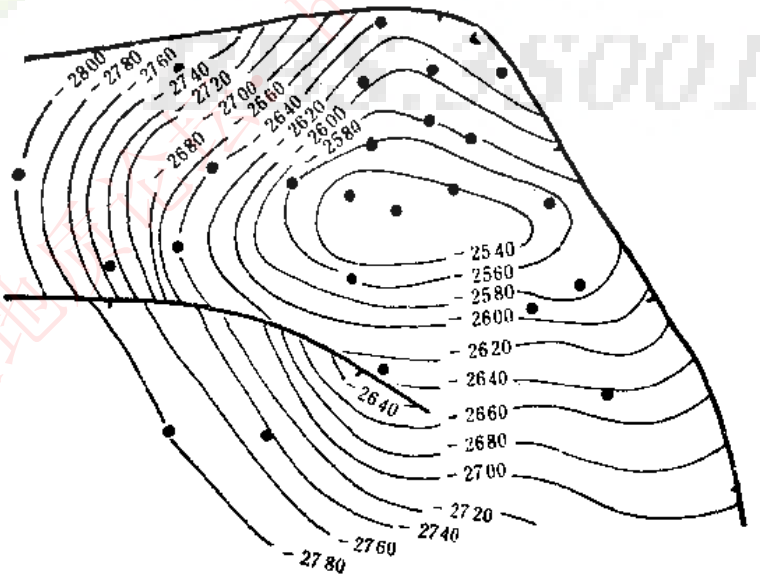


图 9-49　经过加密19口井后绘制的Z层构造图同原来基本相似

三、地层倾角确定断层

断层是岩层或岩体顺破裂面发生明显位移的构造。断层在地壳中广泛发育，是地壳中最重要的构造之一。一些区域性巨型断层，不仅控制和影响区域地质构造的结构和发展，

而且常常控制和影响区域成矿作用，以其为背景形成区域成矿带。一些中小型断层常常直接决定了某些矿体的形态和产状，对石油、天然气、地下水等矿藏的分布、储集和运移也有重要影响。

断层要素主要有断层面和断盘。断层面是一个将岩块或岩层断开成两部分，断开岩块或岩层顺着它滑动的破裂面。断层面的空间位置由其走向、倾向和倾角确定之，断层面往往不是一个简单的平直的面，而可能是走向和倾向都会发生变化的曲面，或者是一系列断裂面和次级破裂面组成的带，在断裂带内还夹杂或伴生有搓碎的岩块、岩屑、岩片。断盘是断层面两侧沿断层面发生位移的岩块。如果断层面是倾斜的，位于断层面上侧的一盘为上盘，位于断层面下侧的一盘为下盘。

按照断层上、下盘的相对位置可将断层分为三类：正断层、逆断层、冲断层（或逆掩断层）。如果断层上盘相对下盘向下滑动，这样的断层称为正断层。如果上盘相对于下盘向上滑动，并且断层面倾角大于45°，这样的断层称为冲断层。如果上盘相对于下盘向上滑动，并且断层面倾角小于45°，这样的断层称为逆断层。

大多数断层，上、下盘地层产状都有明显的改变。同时在断层面附近，地层往往有较明显的弯曲变形现象，即牵引现象。牵引范围的大小取决于上下盘相对位移、岩石机械强度和上覆地层压力等因素。图9-50是一个实际断层照片图（彩色附图，在本书末）。

地层倾角是确定断层的有效方法，尤其对牵引断层效果更好。因为牵引断层在上下盘地层牵引范围内，倾角矢量会有一个畸变带，根据畸变带容易确定断点和断层的走向。在解释中通常总是把断层的走向，看成与被牵引的地层部分的倾向相垂直。用倾角资料解释断层的基本方法是，根据断层的成因和类型设计出许多断层倾角模式，根据倾角模式再去解释倾角矢量图。为了使解释结果唯一性，要尽量结合其他地质资料，例如正断层地层有缺失现象，逆断层地层有重复现象，…等。下面列举各种类型断层中的部分典型模式和实例以供参考。

1.正断层

（1）平行断层

图9-51是一个平行断层，上下盘地层产状一样，在断层面附近地层无牵引。在倾角矢量图上表现为上下一致的倾向和倾角，即绿模式。如果区域内只钻一口井，这种断层通常不好发现，必需用其他方法进行定位。在井眼中“E”层已缺失，如果这是有意义的层段，必须侧钻或重新布井以求钻遇该目的层。

（2）逆牵引断层

逆牵引断层一般出现在生长断层当中。沿海海岸一带形成了许多断层，伴随断层的活动同时也有沉积，这些断层称为生长断层。断层走向与现在的海岸线平行，并且上盘向海岸陷落，断层面一般上陡下缓。上盘接近断层面处一般呈现“滚动”，在滚动部分形成良好的油气圈闭。生长断层在地质上的特点是，上盘比下盘厚，这种地层厚度的差别，是由于断层活动期间地层的连续沉积所引起的。

图9-52为尼日利亚一口井的现场实例，是一个比较典型的生长断层图象。断点在6495英尺处，上盘倾角逐渐增大，形成逆牵引带（或滚动带），其矢量方向为北东东，牵引范围有300英尺。下盘方向与上盘相反。断层走向为北北西，与牵引带矢量方向垂直。断面向西西南下掉，断面倾向与牵引带矢量方向相反。

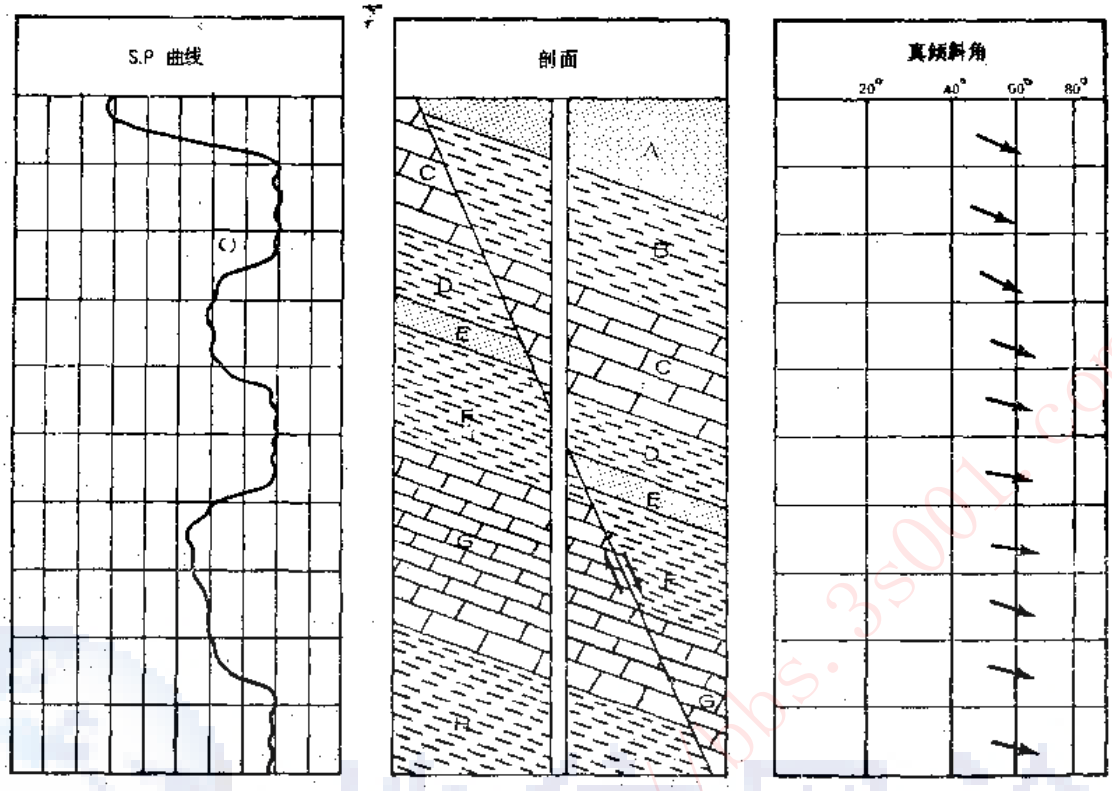


图 9-51 平行断层标准图例

（3）正牵引断层

正牵引断层是在地层沉积以后形成的，一般出现在同生断层当中，在非坚硬的砂和泥岩层序中比较普遍，牵引常可以在相当厚的一段岩石中出现。图 9-53 是文 15-1 井正牵引断层实例，断点在1925米。上盘牵引带矢量方向为北西，呈明显的红模式，断层走向为南西—北东方向。断层面倾向和牵引带矢量方向相同，为北西方向。

（4）张扭性断层

图9-54是东风10井中的张扭性断层实例。断点深度为2640米，上盘倾角矢量a为北东方向。在断点附近，上盘地层沿断层走向向北西方向扭动，扭动带范围为 2633～2640米。断层走向与b矢量方向相同，为北西—南东方向。断面倾向与a矢量方向相反，为南西方向。

（5）能反映出断面倾向的断层

图9-55是利25井中的一个这类断层的实例，断点深度为2532米。在断点处有一组倾角矢量呈绿模式，反映了一组断层面，其倾向指示出断层面向北东方向倾。断层走向则为北西—南东方向。另一方面，上盘倾角矢量a方向为南西，在断点附近地层发生扭动，靠近断点处倾角矢量b指向南东，因此它又是张扭性断层。根据张扭性断层的判定方法，断层走向和b方向相同为南东向，断面倾向和a方向相反为北东方向。二者的解释结论是一致的。

（6）上下盘产状改变但无牵引断层

图9-56是文25-21井一个断层实例。断点深度为2245米，上下盘地层产状明显改变。

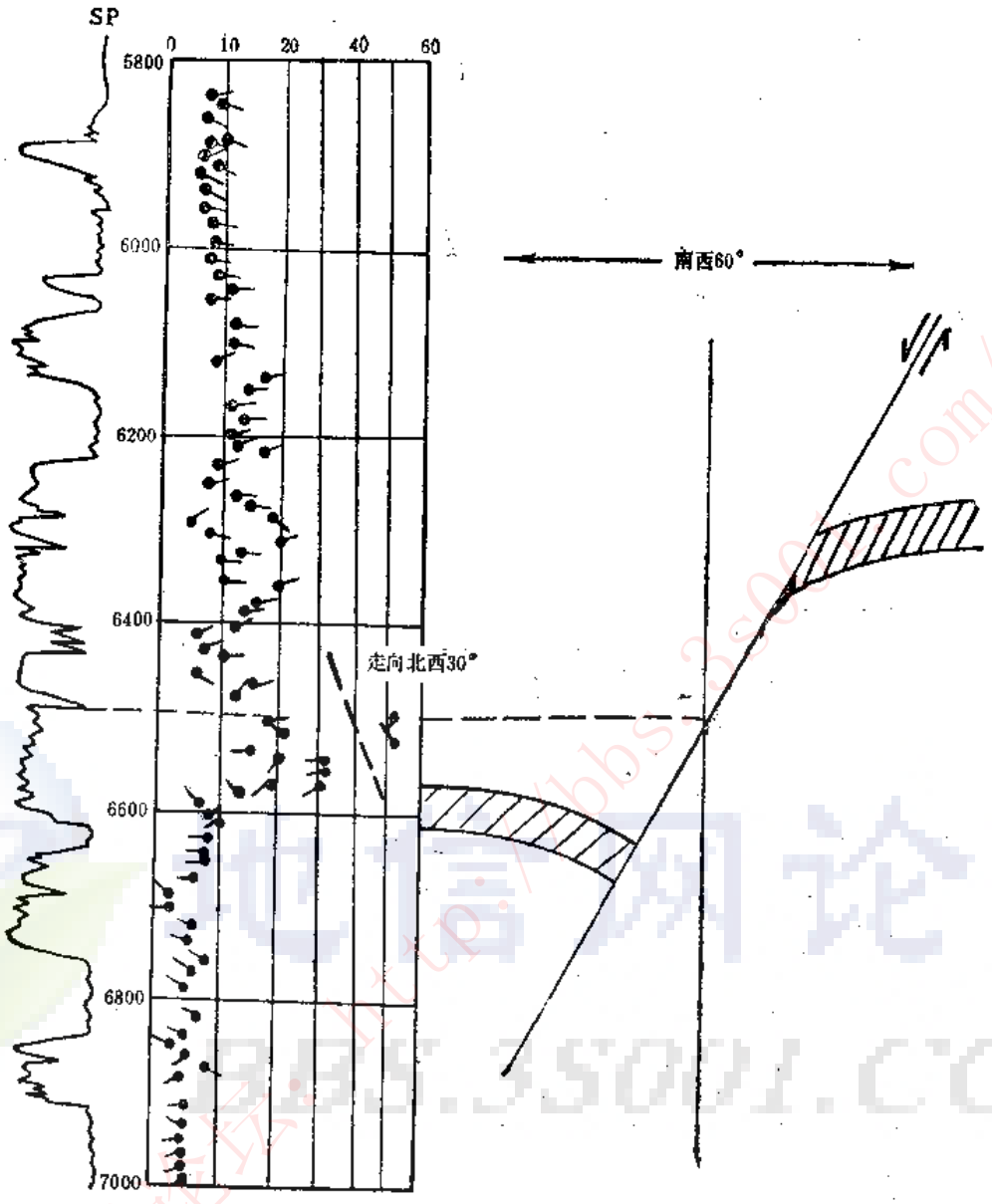


图 9-52 尼日利亚某井生长断层矢量图显示特征

上盘往北东方向倾，倾角20°；下盘往南东方向倾，倾角25°。断层无明显的牵引现象，因而断层的走向和倾向难以确定。根据地层对比结果，断层走向为北东东，断面倾向为北北西。这类断层一般是在一个鼻状构造上形成的，断层走向基本上在上下两盘地层倾向之间。

（7）断层面为破碎带的断层

断层面周围的地层受到巨大的地应力的制约，有时被破成碎块（角砾岩）或被磨成非常小的颗粒（断层泥），形成一个破碎带。在破碎带，倾角矢量一般很乱或又乱又稀少。图9-57是坨62-31井中一个断层实例，在断点处（2270～2320米），地层倾角矢量很乱，为一个较破碎的断裂带。上盘北西方向倾，倾角10°；下盘南东方向倾，倾角10°。断层的走向和倾向都难以确定，根据地层对比结果，断层走向为北西西，断面倾向为南南西。

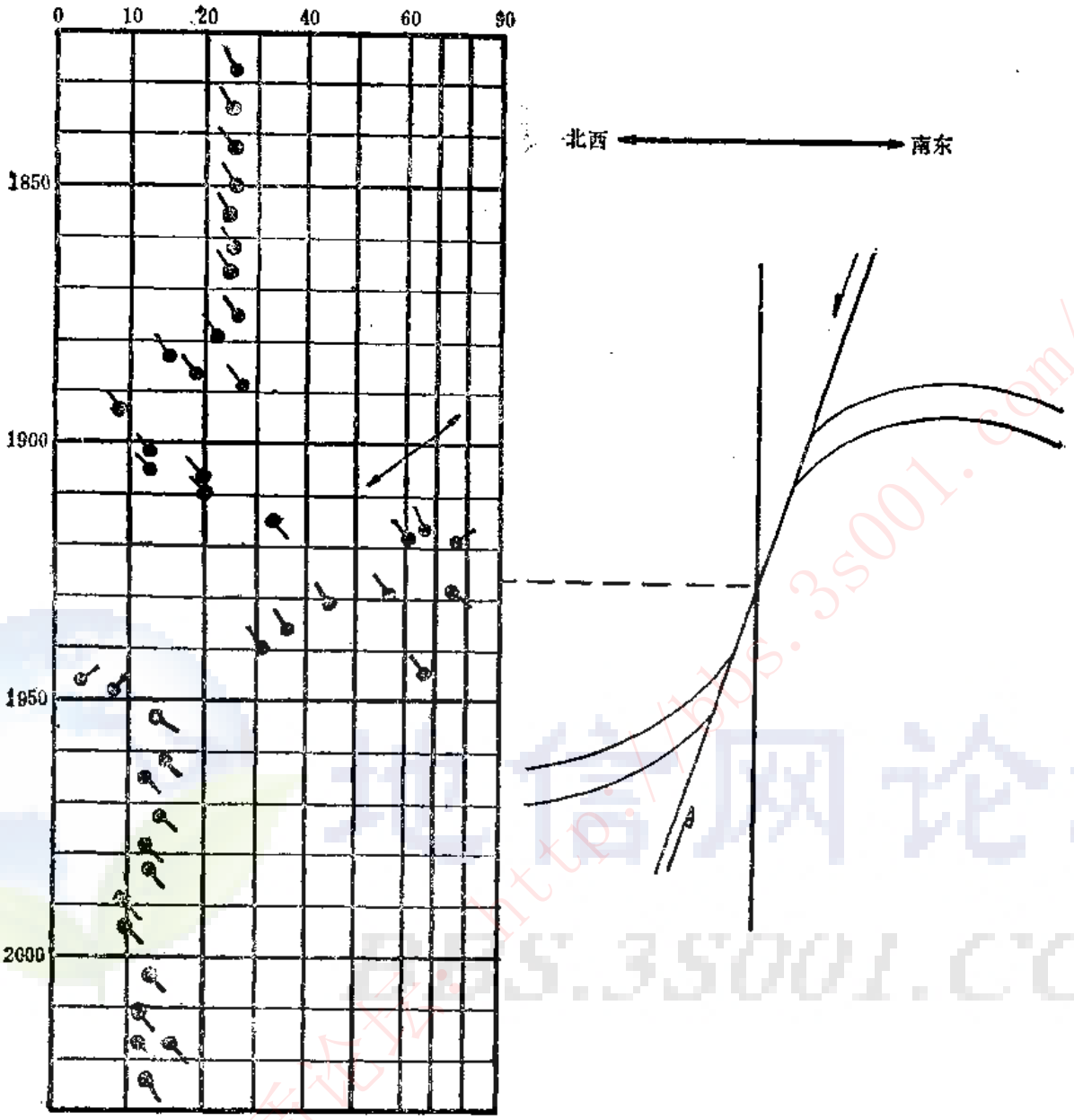


图 9-53　文15-1井正牵引断层实例

（8）阶梯状断层

一系列的平行断层非常接近且相互联系，但在个别情况下，这些断层被一系列没有被破碎的地层所分离较远，这种断层叫阶梯状断层。阶梯状断层可能表现出牵引现象，图9-58为一个图例。图中A段为最上盘较高的倾角，C段为最下盘较低的倾角，中间B段为交错系列。其中1为简单的倾角矢量组，倾角可能随深度增加而增大；2为个别高倾角或点子稀少，或为断层面。

2．逆断层

（1）平行逆断层

地层重复是逆断层的良好证明，图9-59为一个平行逆断层。D、E层和部分C、F层重复，但是断层上下盘产状没有变，倾角矢量呈绿模式，因而用地层倾角难以判断。

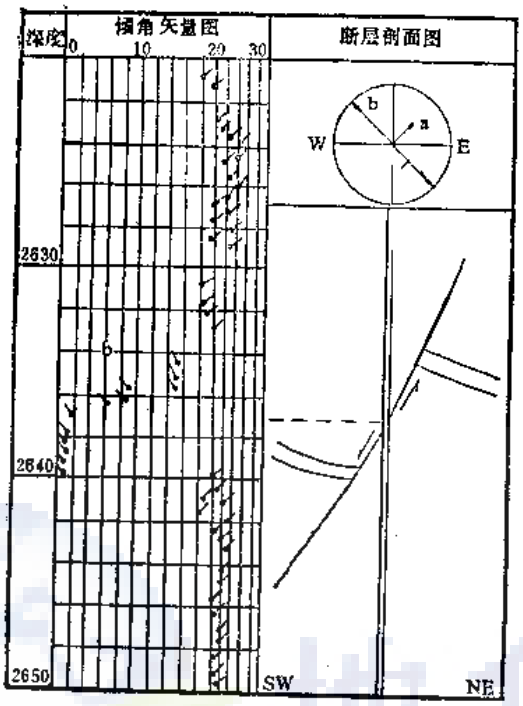


图 9-54　东风10井张扭性断层实例

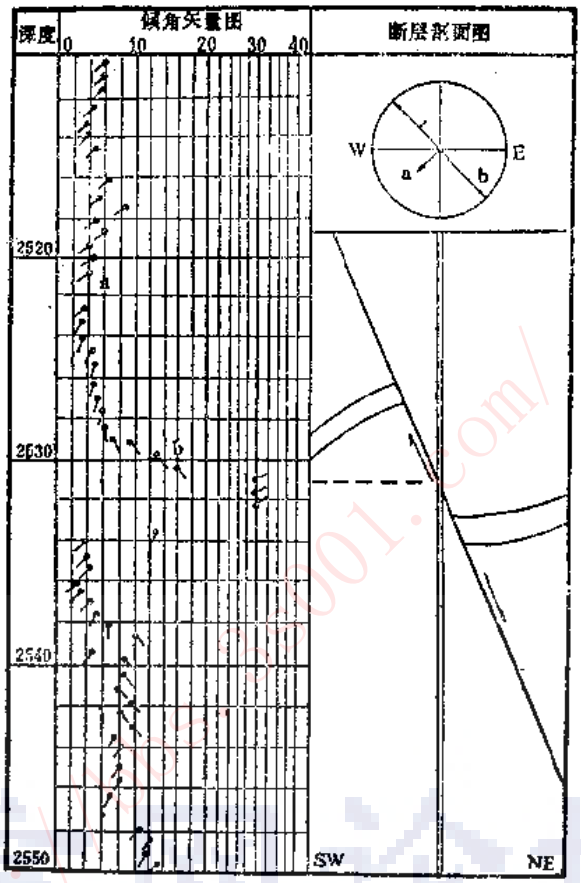


图 9-55　利25井断层实例（能直接反映出断面倾向）

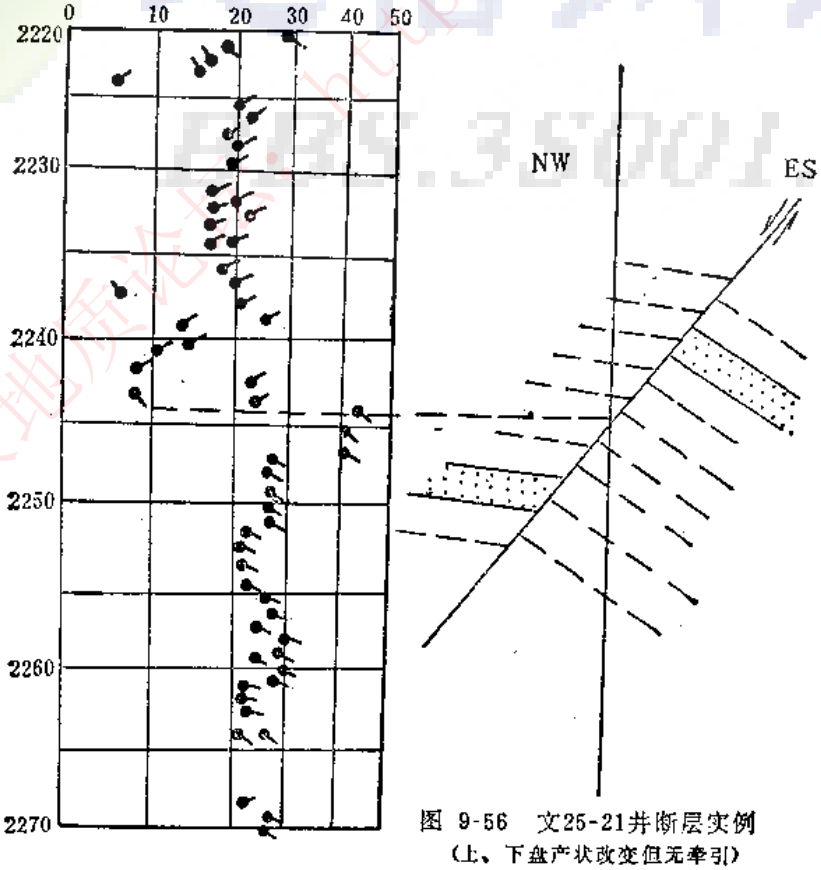


图 9-56　文25-21井断层实例
（上、下盘产状改变但无牵引）

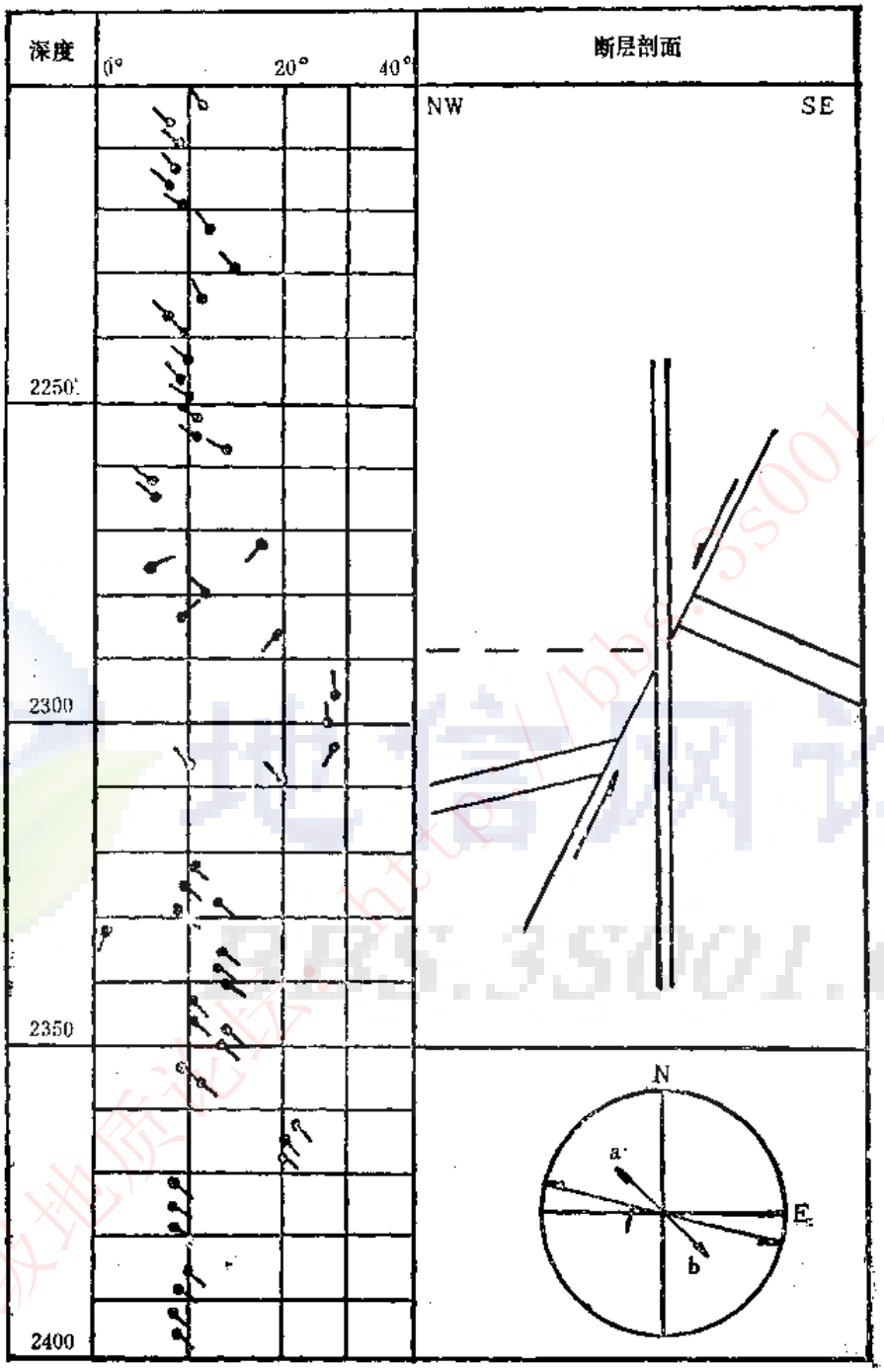


图 9-57 坨62-31井断层实例（断层面为破碎带）

（2）牵引逆断层

同正断层一样，地层倾角确定有牵引的逆断层效果好。图9-60为一个牵引逆断层，上盘倾向为南东方向，上盘牵引带倾角矢量呈红模式，其矢量方向也为南东。可在红模式的底部确定断点，断层走向与牵引带矢量方向垂直，为南西—北东向。断面倾向和牵引带矢量方向相反，为北西方向。

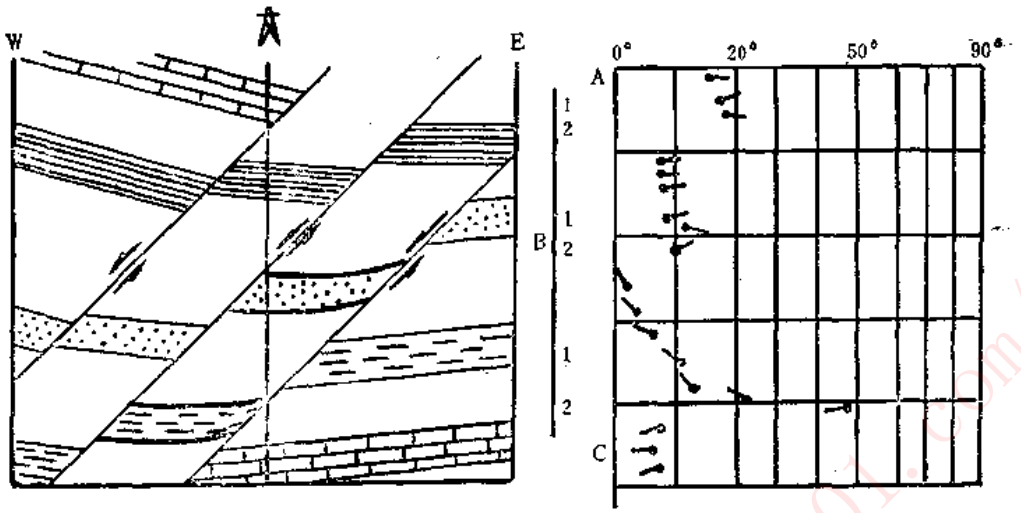


图 9-58 阶梯状断层图例

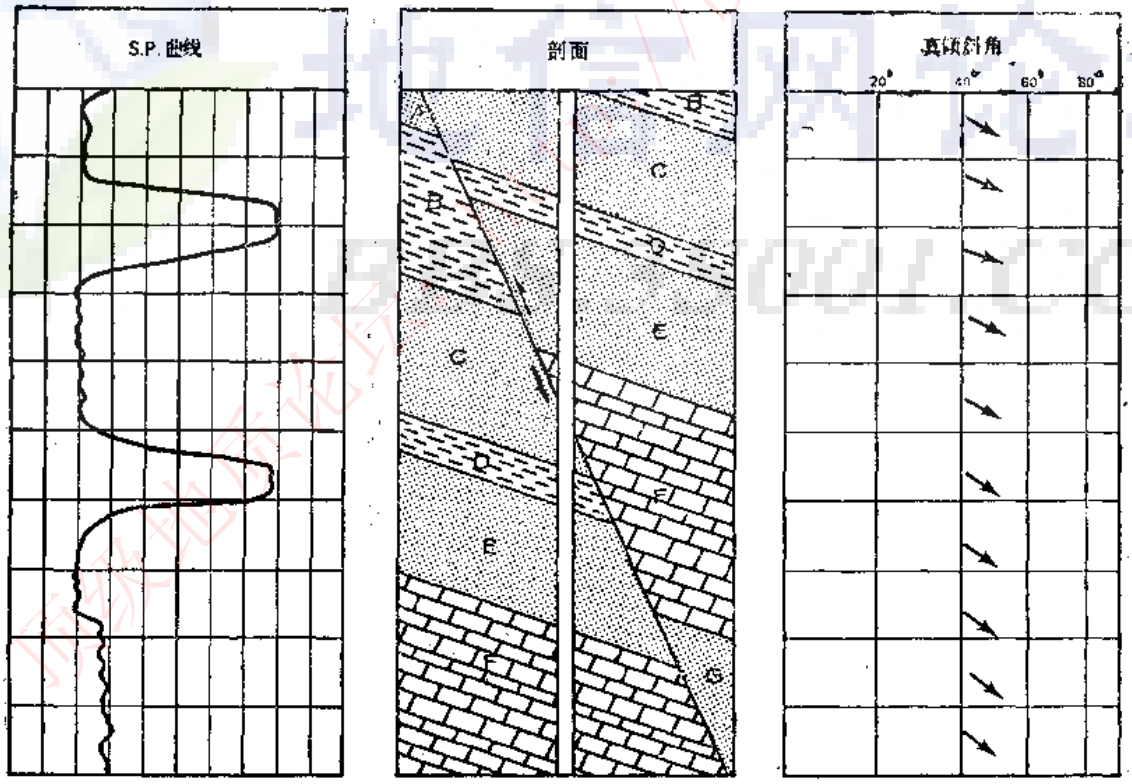


图 9-59 平行逆断层倾角矢量特征

3.逆掩断层

图9-61为逆掩断层。上盘牵引带较明显，倾角矢量呈红模式，其矢量方向和地层倾向一致为南东向。断层走向为南西—北东方向，断面倾向为北西方向。

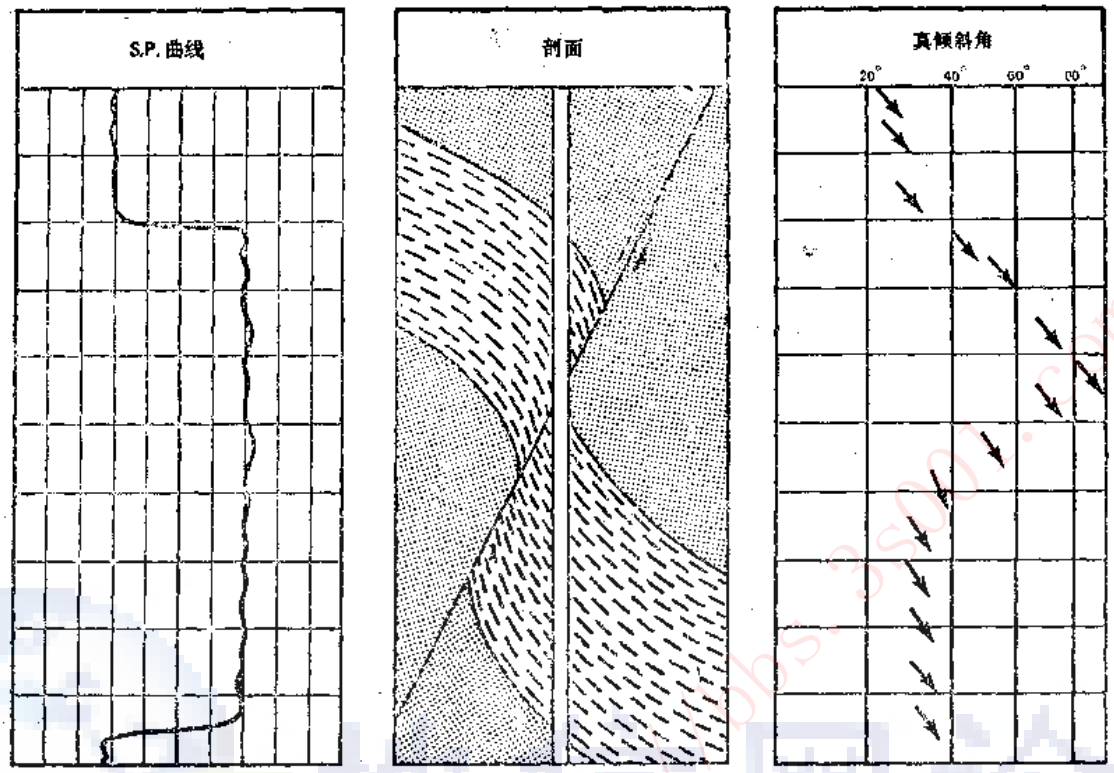


图 9-60　牵引逆断层倾角矢量特征

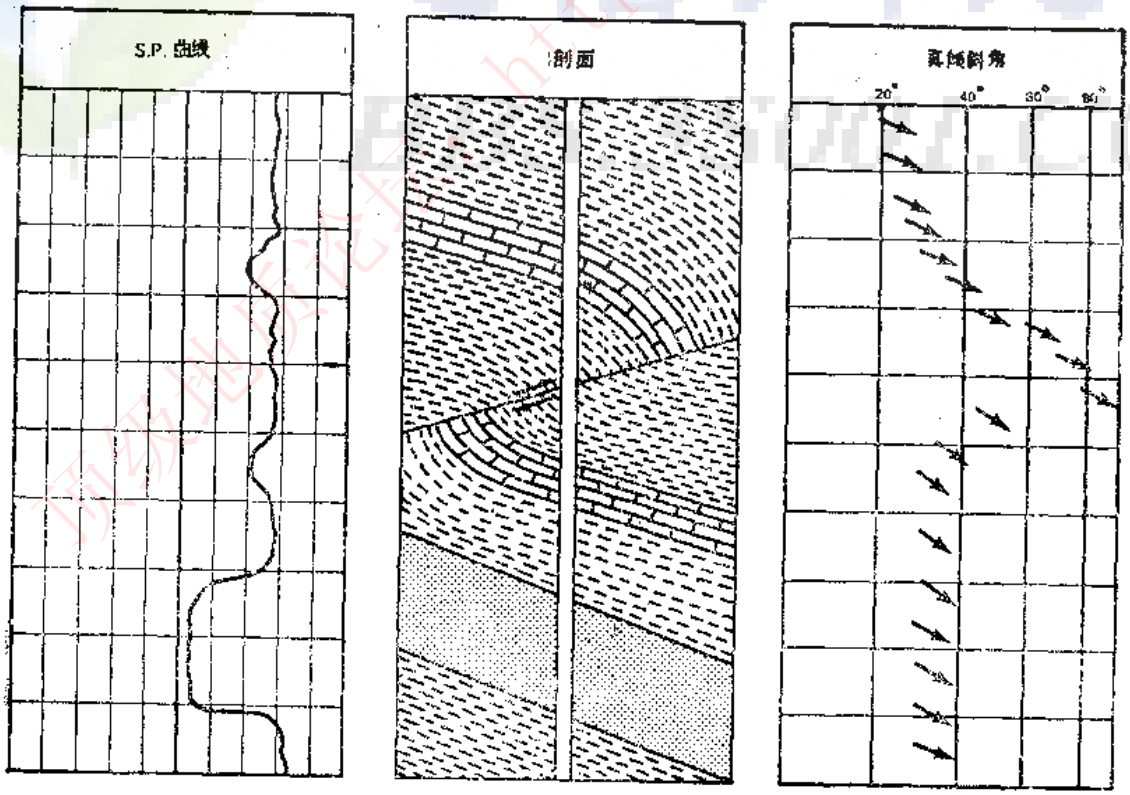


图 9-61　逆掩断层倾角矢量特征

四、在两口井之间确定断层

用一口井的倾角测井资料和附近一口井的其他测井曲线，可以推算两口井之间是否有断层存在，假如有断层存在，还可估计出断层的落差。

图9-62是梁家楼地区沙三中段油层顶部构造图。图中梁28井与纯60井之间的井距d为1250米，在梁28井中沙三中段油层顶界深度为2804米。根据梁28井的倾角测井资料解释，沙三中段地层的构造倾角θ为2°，倾向φ为北30°西。梁28井相对于纯60井的井位方位角μ为10°。根据视倾角公式$tg\beta = tg\theta\cos(\mu - \varphi)$，可以计算出梁28井沙三中段地层相对纯60井沙三中段地层的视倾角β：

$$\beta = \text{arctg}(tg2° \cdot \cos40°) = 1.53°\ (\text{度})$$

然后根据β值计算出两井之间的地层高程差h为

$$h = d \cdot tg\beta = 33.4\ (\text{米})$$

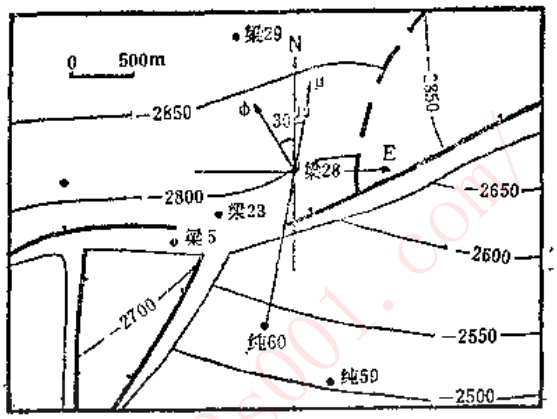


图 9-62 梁家楼地区沙三中油层顶部构造图

这就是说，纯60井的沙三中段油层顶界，应当比梁28井的沙三中段油层顶界高33.4米。但实际上，纯60井比梁28井高出257米，从而判断出在两井之间有断层存在。梁28井位于断层的下降盘，而纯60井位于断层的上升盘，断面向梁28井方向倾斜。断层落差估计为257－33.4＝223.6米。

图9-63是梁32-梁48井区沙三中段油层顶界构造图，根据地震和地层对比，在梁33和梁48之间没有发现断层。根据地层倾角测井资料解释，梁33井沙三中段地层倾向北10°西，倾角4°，沙三中段油层顶界为2760米；而梁48井沙三中段地层倾向南10°东，倾角5°，沙三中段油层顶界为2824米；二者倾向完全相反。由梁33井向梁48井进行沙三中段地层高程差推算，梁48井沙三中段顶界应比梁33井低30.4米，而实际上低了64米。另一方面，梁48井含油饱和度比梁33井还高，说明砂层不连通，不是挠曲构造。所以可以确定，在这两口井之间有一条断层，断层走向大致为北东东-南西西方向，断面北北西倾，断层落差大致为34米。后来经过梁33、48、6、49、50井的地层对比，完全证实该断层的存在。

五、地层倾角确定角度不整合

岩层之间的相互接触关系，主要是受地壳运动所控制。当沉积地区较长时期地处在相对稳定的沉积环境下，沉积物连续不断地堆积，这样连续堆积的一套地层，成岩后反映出上下岩层的接触亲密无间，上下地层产状一致，时代连续，岩性递变，这样的一套岩层的接触关系叫做整合接触。

由于地壳运动，使沉积地区上升到较高的位置，沉积作用中断了一个时期，然后沉积地区再次下降接受沉积。这样沉积的一套地层，在地层剖面中就缺失了某一时期的部分地层，时代上不连续，上下地层产状有时会有明显的不同，这样的一套岩层的接触关系叫做不整合接触。发现和研究沉积地层中的不整合和沉积间断，不但具有理论意义而且还有重要的实际意义。因为不整合和沉积间断往往与油气运移、聚集和油气藏的形成有紧密的联

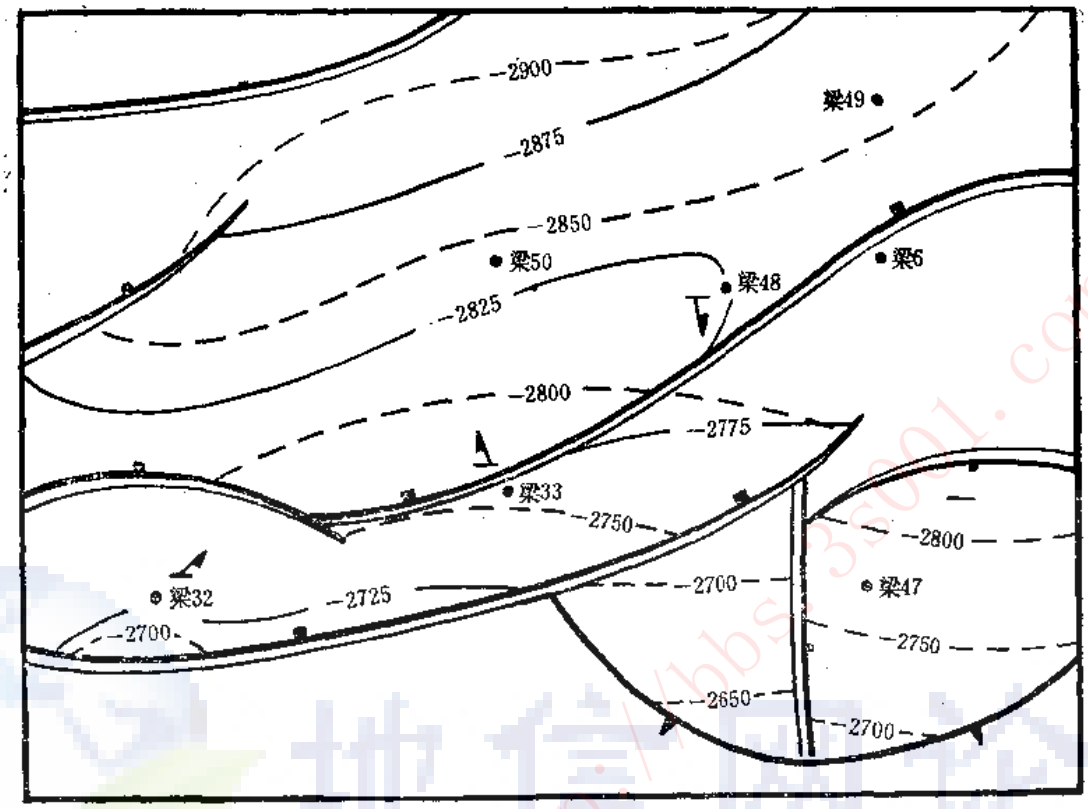


图 9-63　梁32-梁48井区沙三中段油层顶界构造图

系，即可形成不整合遮挡油气藏，不整合面还可做为油气运移的通道。根据不整合接触面上下两套地层的产状及其反映的构造运动过程，不整合基本上可分成平行不整合和角度不整合两大类。

1.平行不整合

平行不整合也叫假整合，其形成过程可简单地表示为：下降沉积→上升遭受剥蚀→再次下降接受沉积。不整合面上下两套岩层的产状基本相同，上下两套岩层的界线在广大区域内彼此平行，但其间缺失部分地层或化石带，见图9-64。

2.角度不整合

角度不整合的形成过程可简单地表示为：下降沉积→上升、褶皱、断裂并遭受剥蚀→再次下降接受新的沉积。角度不整合明显地表现在不整合面上下两套岩层产状不同，并有地层缺失，在不整合面上具有明显的剥蚀痕迹。图9-65是实际角度不整合照片图（彩色附图，在本书末）。图9-66表示的是在下伏沉积中有滑动沉陷的不整合。

图9-67是胶参2井角度不整合实例。角度不整合面在875米处，850～875米地层产状较乱为剥蚀风化带。不整合面以上地层往北倾，倾角3°左右。不整合面以下地层往南倾，倾角8°左右。在不整合面以上的地层属上白垩统王氏群，岩性以粉砂岩为主，并夹有泥岩和灰质泥岩。其中有些局部层段（例如780米处）倾角矢量较乱，主要是因为岩性为粗粒砂岩而且含有砾石所致。在不整合面以下地层属下白垩统青山群，岩性为一套火山碎屑岩。以上资料反映了胶莱坳陷上、下白垩统角度不整合接触关系。

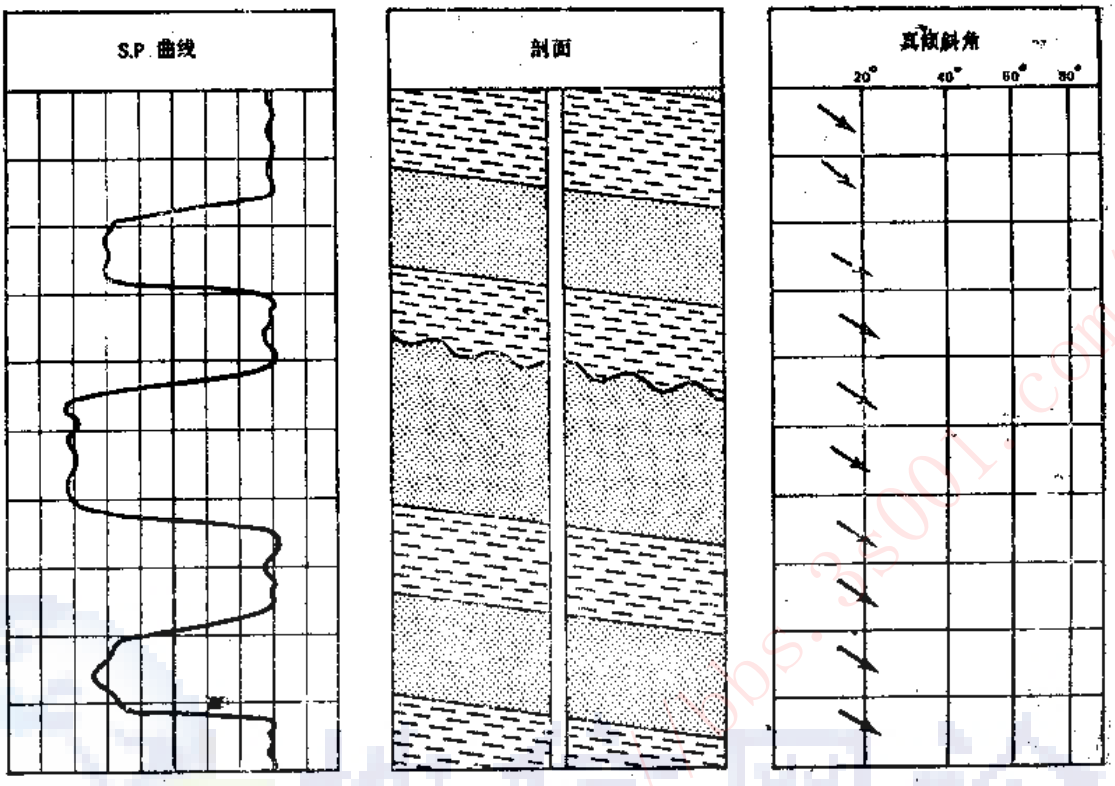


图 9-64　平行不整合倾角矢量特征

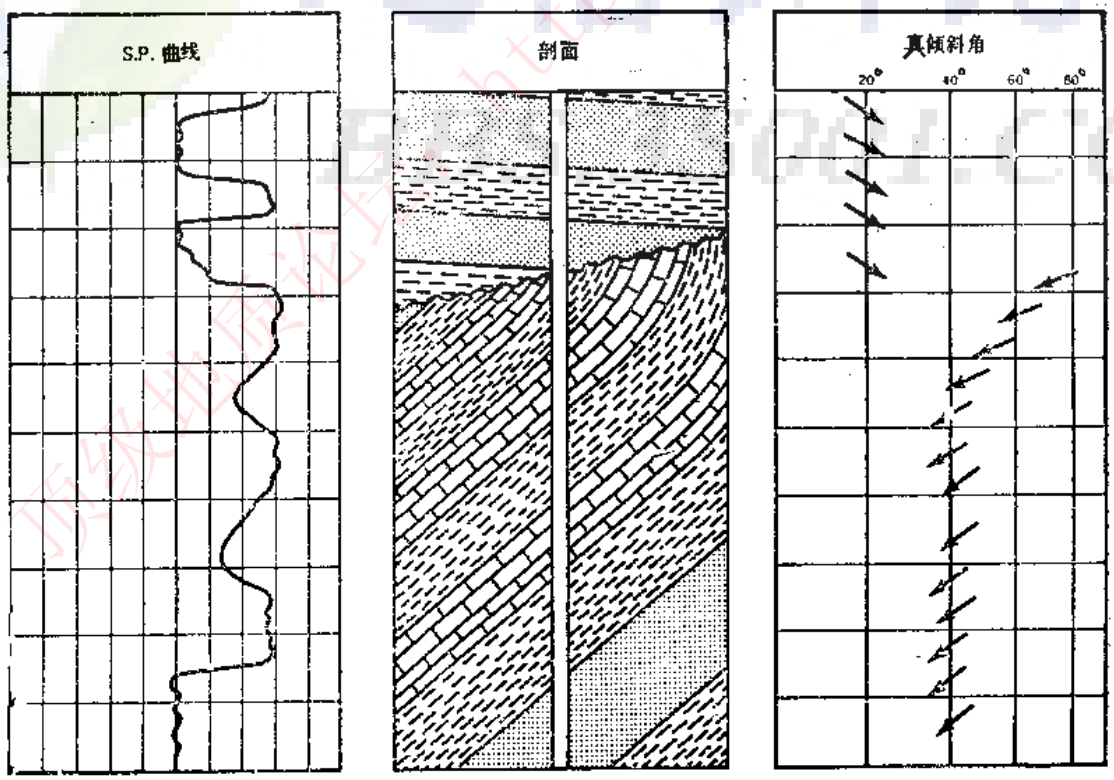


图 9-66　角度不整合倾角模式图
（下伏沉积中有滑动沉陷）

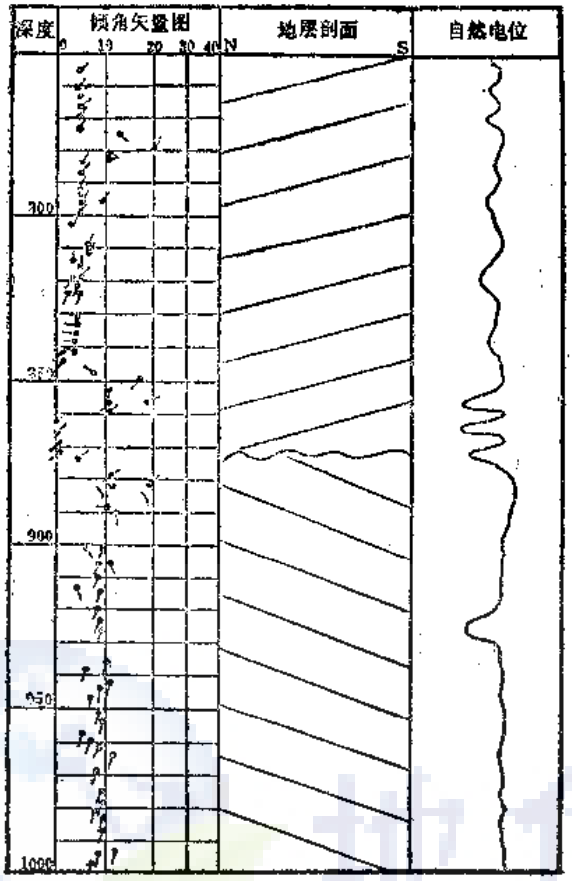


图 9-67　胶参2井角度不整合（有风化壳）

有时也可以根据地层倾角矢量图上，矢量特性的突变鉴别角度不整合。例如当地层从成层性很差进入清晰成层时，矢量从散漫状况变为很有规律的排列，中间可确定为不整合。图3-68表示在地质结构复杂的地区，通过A、B两口井的东西向剖面，油层圈闭是由角度不整合形成的。在矢量图上由于上部的分散倾角和下部相当有规律的倾角之间的特性变化，认出来了不整合。不整合面所呈现的倾角为3°，倾向为南南西，这个倾角是由对比估计出来的，因为上覆地层成层性非常差，不能根据地层倾角矢量图确定出可靠的地层倾角。地层倾角测井表示出下伏地层的倾角约为北15°西。在B井中，地层倾角测井显示出在主要不整合面以下约200英尺处，还存有第二个不整合面，这个间距为另一个南向的交错层所占有，该交错层大概构成一个渗透性阻挡层，并切断某些潜在的产油层。

六、地层倾角确定褶皱

褶皱（即褶曲）是指岩石受力发生的弯曲变形，它是由岩石中原来近乎平直的面变成了曲面而表现出来的，形成褶皱的变形面绝大多数是层理面，而变质岩的劈理、片理或片麻理以及岩浆岩的原生流面等也可成为褶皱面，即便是岩层和岩体中的节理面、断层面或不整合面，受力后也可能变形而形成褶皱。因此，褶皱是地壳上一种最普遍的地质构造，在层状岩石中它表现得最明显，形象地给予人们以岩石能发生塑性变形的概念。

褶皱的形态是多种多样的，而其基本形式有两种：一种是岩层向上弯曲，其核心部位的岩层时代较老，外侧岩层较新，称为背斜；另一种是岩层向下弯曲，核心部位的岩层较新，外侧岩层较老，称为向斜。背斜一般有一个向上凸起的面，其剖面形状象合起来的碗，是储集油气的良好构造。图9-69是一个小背斜实际照片图（彩色附图，在本书末）。向斜是岩石内的凹槽，一般不是重要的产油气地层，这是由于油气和水的比重不同的原因。世界上大多数油气田都有水，并且它的密度比油和气都大，它占据了构造的底部。如果没有次生背斜或局部圈闭，向斜内总不会储集有经济价值的油气。图9-70是一个小向斜实际照片图（彩色附图，在本书末）。

为了更好的用地层倾角测井资料研究褶曲及其特征，应对有关的褶皱各部分即褶皱要素有个了解，褶皱主要要素有（图9-71）：

顶部——指背斜褶皱隆起最高的部分。

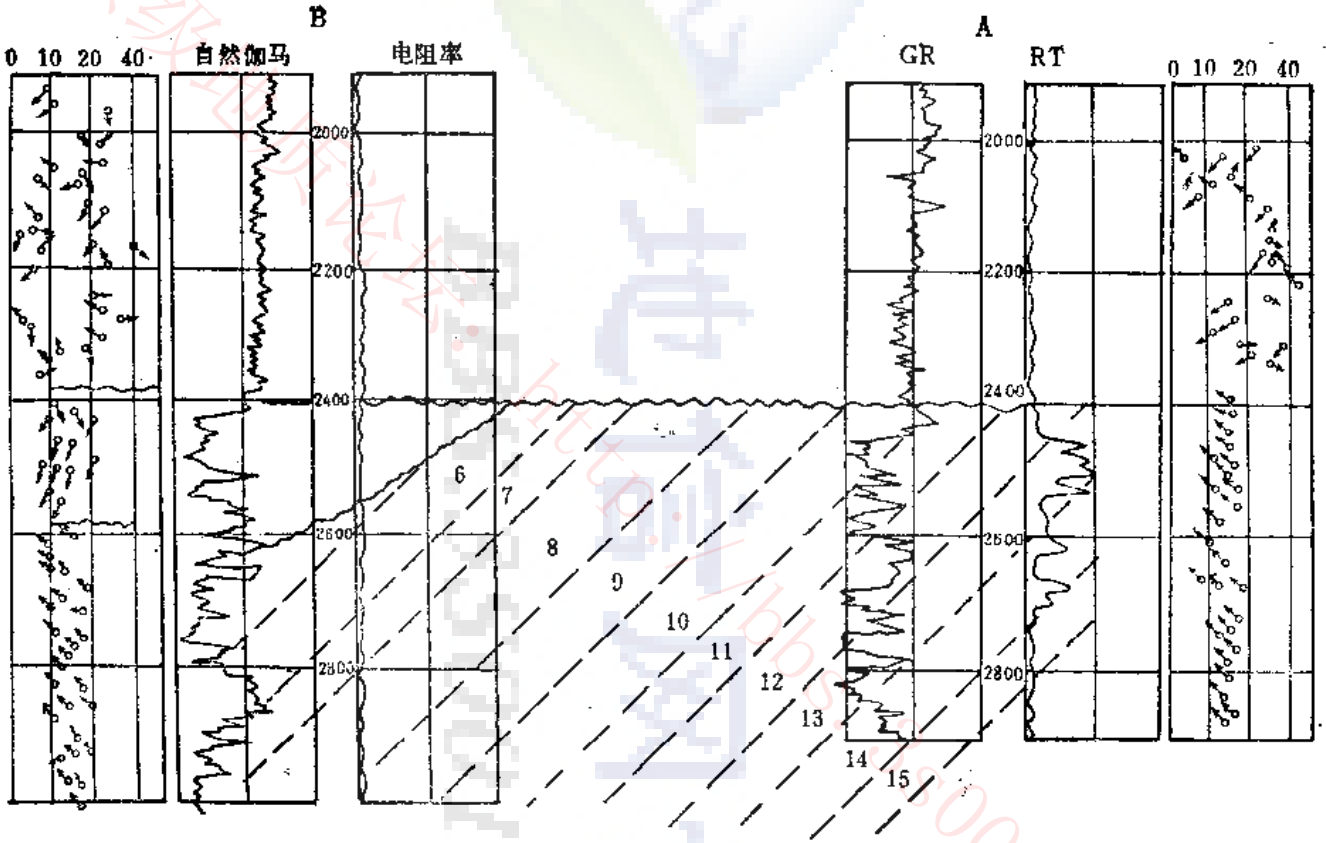


图 9-68　从分散倾角和有规律的倾角之间判断不整合
（国外两口井的对比实例）

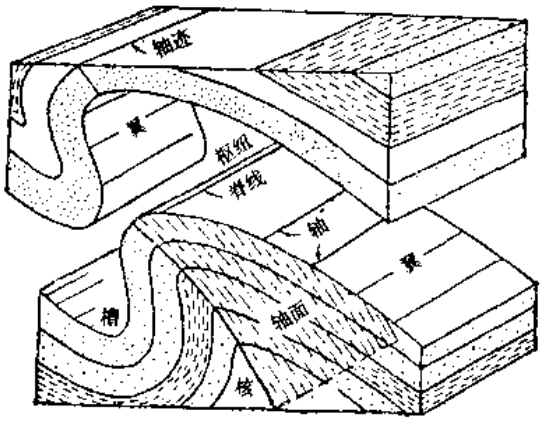


图 9-71 褶皱要素示意图

谷部 ——指向斜褶皱凹陷最低的部分，又称为槽。

核与翼——核指褶曲中心部分的岩层，翼指褶皱两侧部分的岩层。背斜在核部出露最老的地层，向斜在核部出露最新的地层。

顶角和翼角 ——顶角是指褶皱两翼的交角。而翼角是指褶曲两翼岩层与水平面的夹角。

脊点、脊线和脊面——岩层在背斜弯曲最高的一点叫做脊点，同一层面上脊点的连线叫做脊线，连接各脊线构成脊面。

轴面、枢纽——轴面是指从顶角把褶皱平分为两半的假设面。将褶皱的同一层面上最大弯曲点的联线叫枢纽，轴面又可看成由各层枢纽连接构成。

轴迹——轴面与地面或任一平面的交线。

1.对称背斜

对称背斜的特点是，轴面近于铅直，两翼倾角相等而倾向相反。如果井眼穿过背斜的顶部，测得的地层倾角就很小，倾斜方位角也就乱，如图9-72所示。当井眼钻遇背斜的翼，矢量图呈绿模式与单斜构造显示相同。但是在轴面两侧钻井，两口井的矢量图在同一岩层出现倾向相反的倾角。

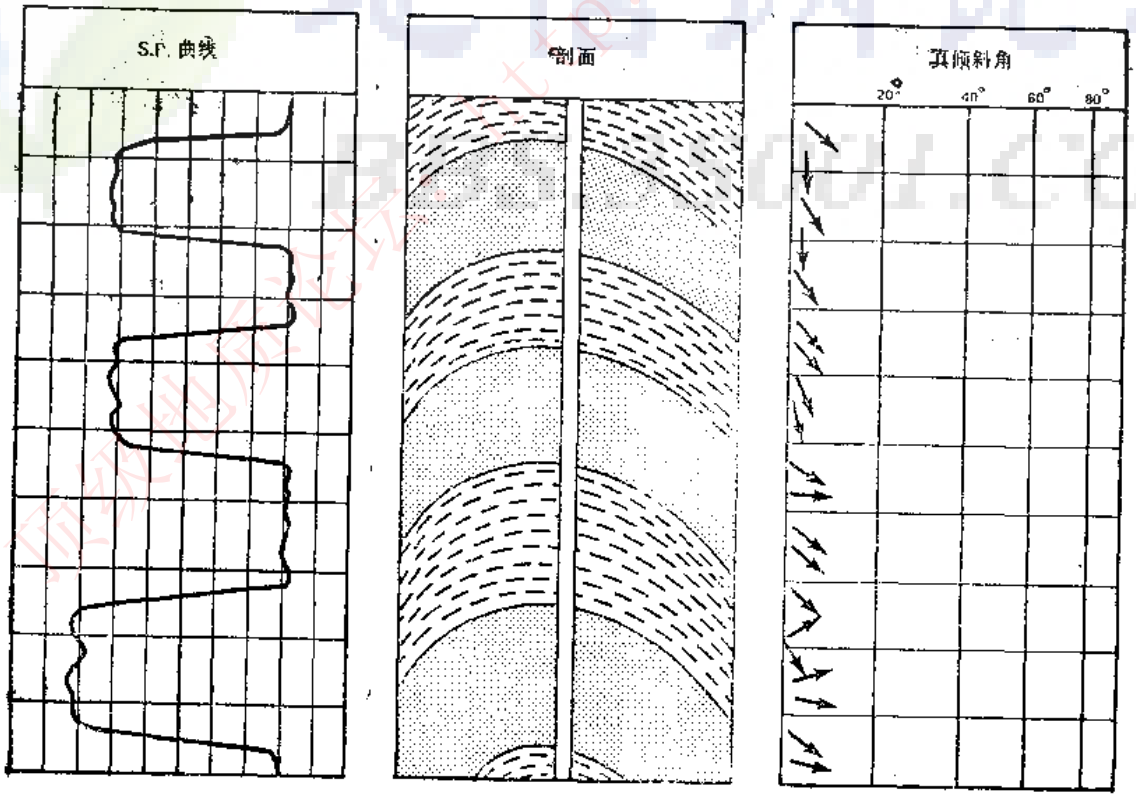


图 9-72 对称背斜倾角显示特征
（井眼穿过顶部）

2.非对称背斜

非对称背斜特点是，轴面倾斜，两翼倾角不等且倾向相反，图9-73所示。图中，井眼穿过轴面，在地层倾角矢量图上可以分成下列四段：

A：上部倾斜段，在这一段中地层的倾向和倾角基本上都大致相同。

B：在这一段中，井眼逐渐接近背斜的顶部，倾角随深度的增加而减小，倾向和A段相同。

C：在这一段中井眼穿过轴面进入另一翼，倾角随深度增加而增加，倾向与A相反。

D：下部倾斜段，在这一段中井眼离开轴面较远，进入另一翼倾角比较稳定的部分。倾向与上部倾斜段A的倾向相反，倾角也较陡。

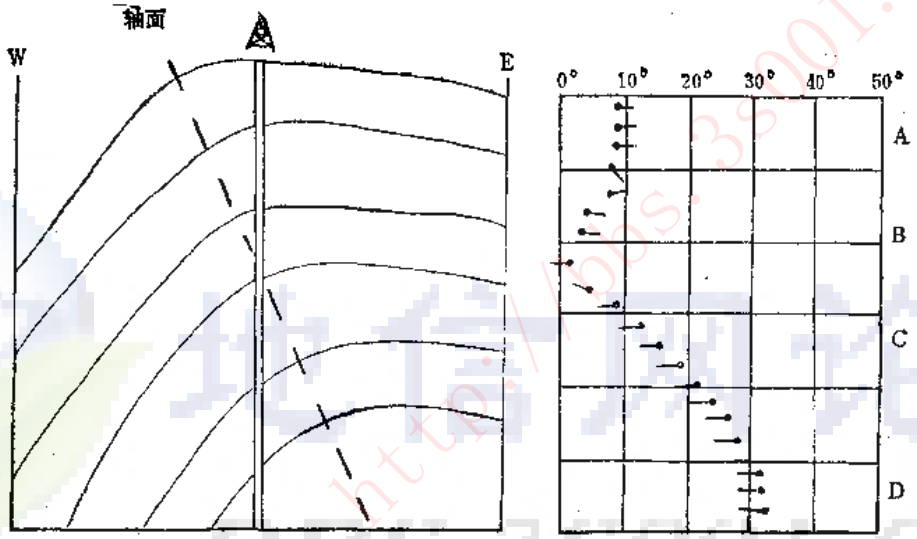


图 9-73 非对称背斜井眼穿过轴面的地层倾角矢量图特征

3.倒转背斜

倒转背斜的特点是，轴面倾斜很大，使一翼倒转过来，两翼倾向相同，但下翼倾角比上翼大。在井眼穿过轴面附近处，倾角矢量由蓝模式变到红模式，见图9-74。

4.平卧褶皱

图9-75为平卧褶皱，轴面接近水平，两翼都已经倒转，上下两翼倾向相反或接近相反，一般相差90～180°，倾角最大处的深度为轴面深度。如为平卧背斜，则A层是最老地层，B、C、D等层逐次较新；如为平卧向斜，则A层是最新地层，B、C、D等层逐次较老。地层对比特点是，以轴面为中心，测井曲线对比显示为地层的反序重复出现。

5.非对称向斜

同对称背斜一样，当井眼穿过对称向斜的一翼时，倾角矢量呈绿模式，与单斜构造显示相同。图9-76为井眼穿过非对称向斜轴面的示意图，在地层倾角矢量图上，自上向下倾角由大变小趋近于零，然后又增大（但比上部小），上下翼倾角方向相反。

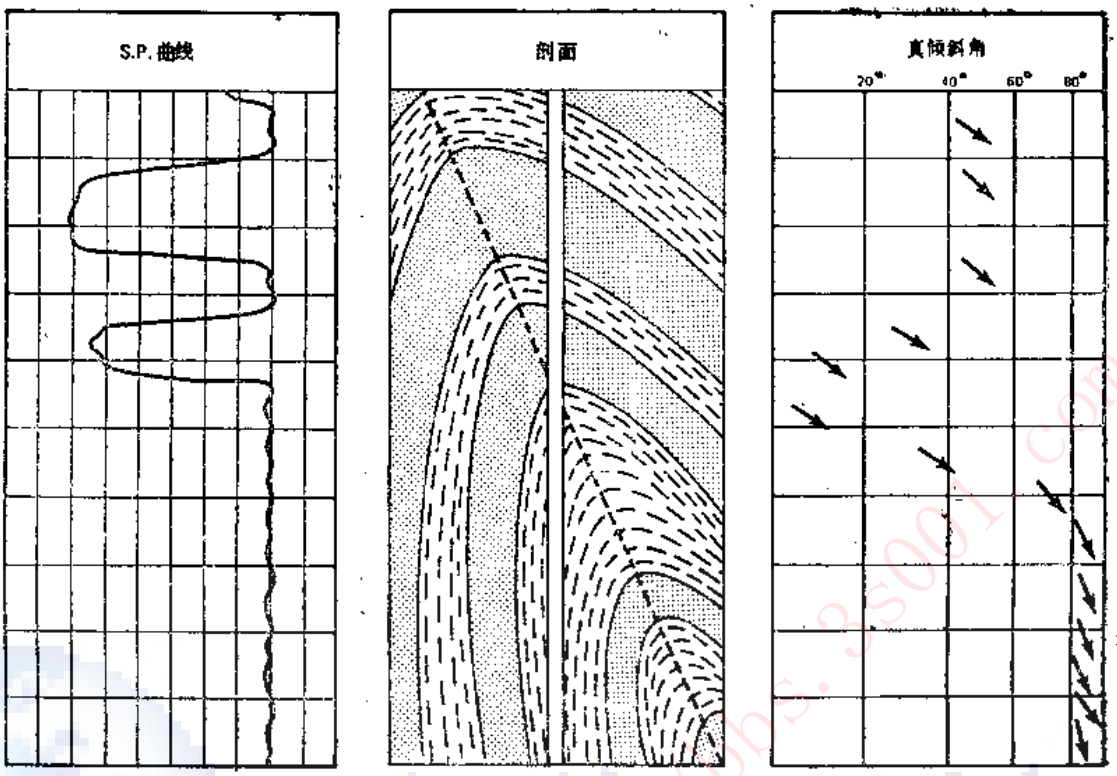


图 9-74　倒转背斜矢量图
（倾角上小下大，倾向相同）

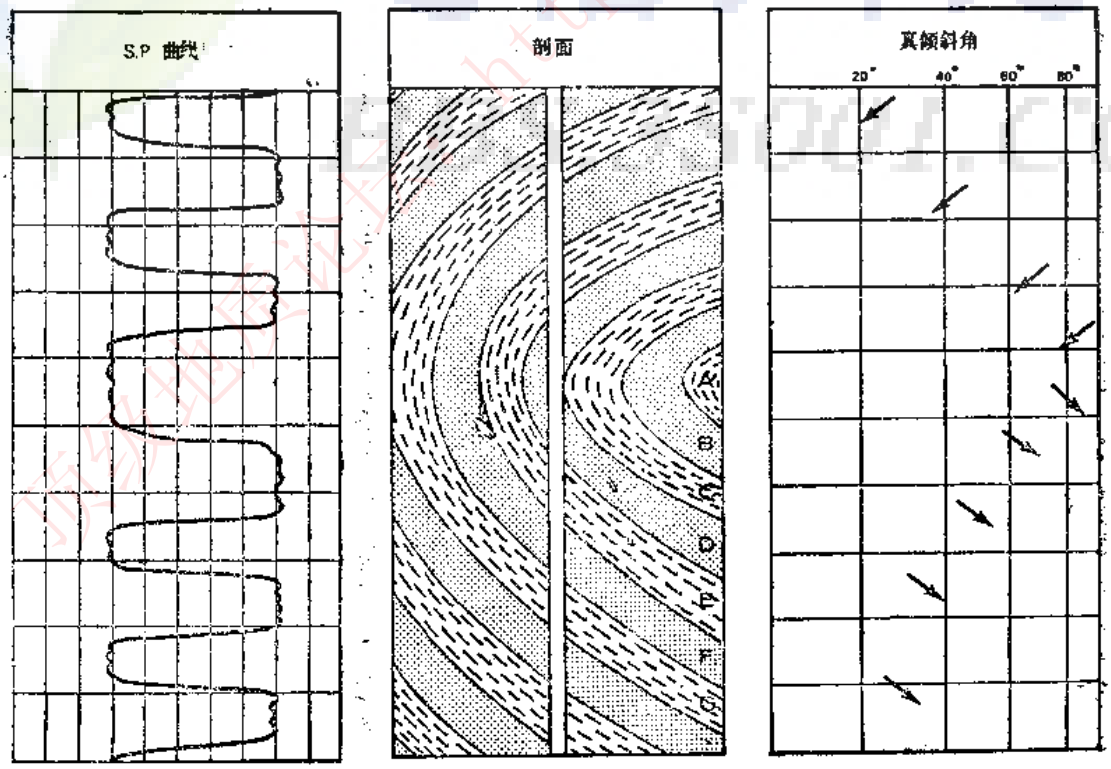


图 9-75　平卧褶皱倾角矢量特征

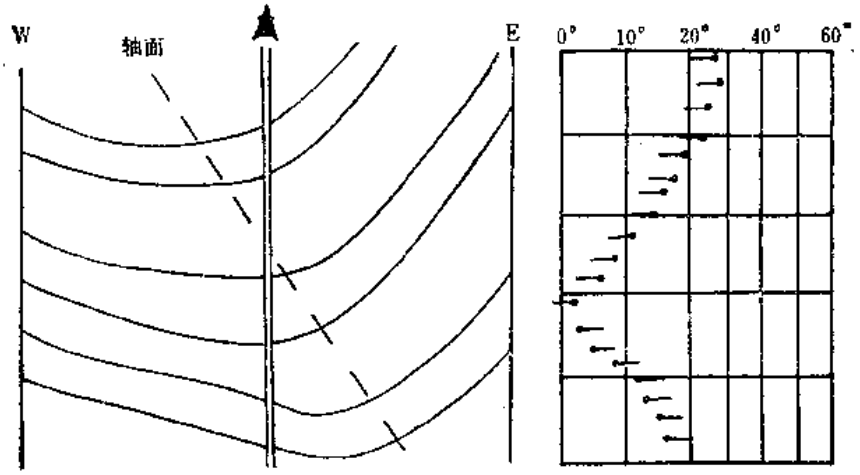


图 9-76 井眼穿过非对称向斜轴面的示意图

（倾角由大到小到趋近于零然后增大，上下地层倾向相反）

七、地层倾角确定盐丘、泥丘

盐丘能大量储集油气、硫和盐。它们是由于盐侵入上覆沉积岩中形成的，盐可能把上覆岩层上推而使地层不破裂，在许多情况下，盐实际上穿过上覆层。大多数盐丘有一个由石灰岩、石膏和硬石膏组成的冠岩，这些冠岩，是由于盐溶解，余下的那些相对不能溶解的方解石、硬石膏和石膏为冠岩材料所形成的。靠近盐丘是复杂的，有褶皱、断层和发生的塑性流，靠近盐丘的倾角可能由0°→90°，一般是比较陡的。离盐丘远的井，倾角一般减少，并接近这个地区的区域倾角。

图9-77表示的是在盐丘附近，钻遇一口井的倾角矢量图。如果我们在盐丘附近但并不

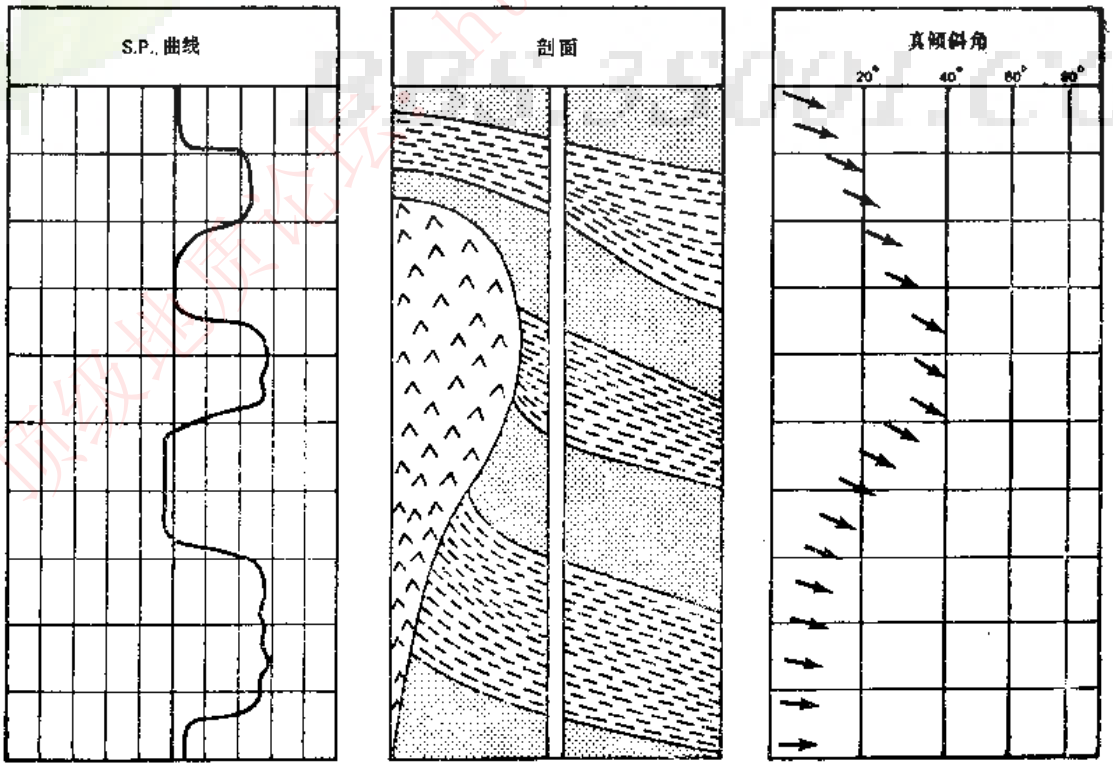


图 9-77 在盐丘附近钻遇一口井的地层倾角图象

穿过盐丘体，即在通常叫做盐檐突的部位钻一口井，当这口井钻至接近檐突时，倾角随深度增加而增大，当面对着它的时候倾角角度达到一个极大值。当井孔再往下钻时，倾角减小。

图9-78表示的是井眼穿过盐丘的倾角矢量图。在盐丘圆槽带以上，倾角随深度增加而增大，只要钻穿圆槽带，变化很大的杂乱倾角，就代替了一致的构造倾角，这反映出向上移动的盐丘对原始地层的全面畸变。

另外有一种不象盐丘那样，为人们所熟悉和理解的异常，就是刺穿泥岩丘。曾在美国路易斯安那州南部鉴定过一些这种泥岩丘。在鉴别和确定这些泥岩丘时，使用过地层倾角测井。图9-79就是井眼穿过泥岩丘侧翼的地层倾角矢量图。接近泥岩丘侧翼，象预期的那样，在泥岩丘的顶部以上倾角增加。然而一旦钻穿泥岩丘，直到井底所记录的都是倾角和方向一致的高倾角。图中所示的电阻率曲线也表明了这一特征，在泥岩丘内记录的是比一般数值低些的电阻率。

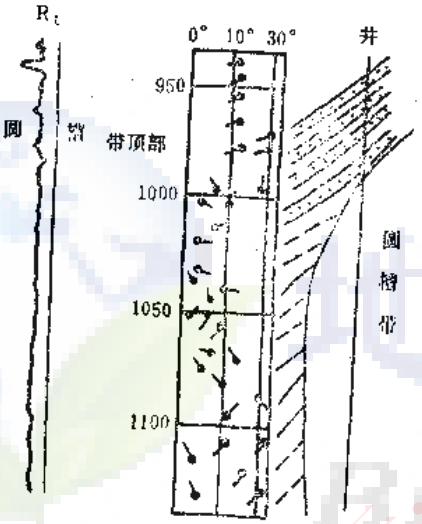


图 9-78　盐丘圆槽带以上为构造倾角，进入圆槽带即出现杂乱倾角

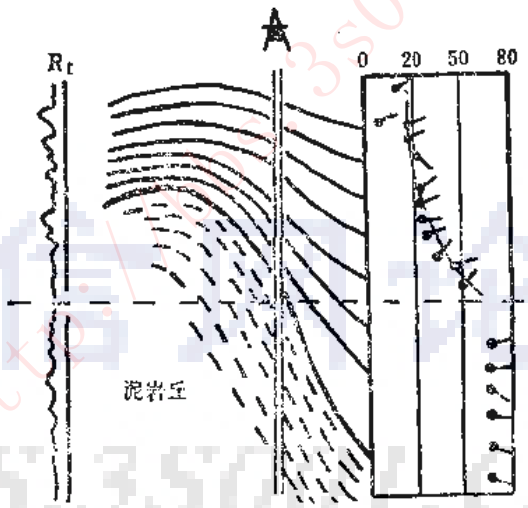


图 9-79　接近泥岩丘倾角增加，进入泥岩丘表现为倾角和倾向一致的高倾角

八、应用地层倾角进行地层对比

在地层层序和岩性、岩相横向变化不大的地区，利用自然电位和视电阻率组成的标准曲线(国外多使用自然电位和感应曲线)进行地层对比，效果一般说来是比较好的。但是，在地下岩性岩相横向变化大的地区，例如在三角洲沉积的地层中，特别是在井距较大的情况下，采用一般的标准测井曲线进行地层对比就非常困难，甚至往往导致错误的结论。自从有了地层倾角测井的矢量图，尤其是利用换算成地层剖面的杆状图(视倾角图)以后，就给地层对比带来了可靠和十分方便的资料。

图9-80是在尼日利亚三角洲层序中的相邻的两口井(A井和B井)，SP为自然电位，R_t为电阻率曲线，A和B井的剖面方向为南60°西。可以看出在这类堡岛砂坝沉积中，两口井之间的对比好像有多种选择的可能，例如A井中的H层，它究竟对应B井中的哪一层就不太好确定。可是一旦增添了地层倾角的矢量图以后情况就大不相同了。如图9-81所示，其中a、b分别为在A井和B井作出的沿AB方向的视倾角图。在A井中根据地层倾角图选出构

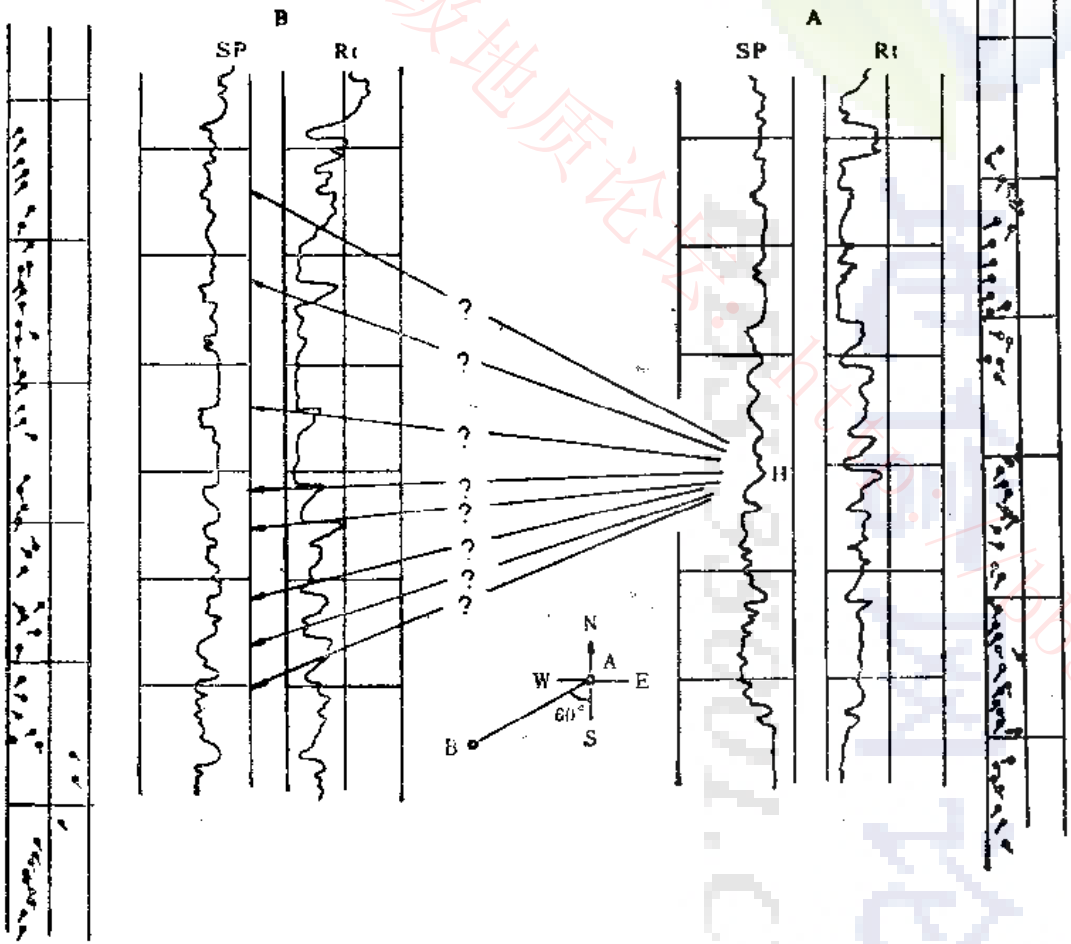


图 9-80　尼日利亚三角洲的两口井，单用SP和Rt对比较困难

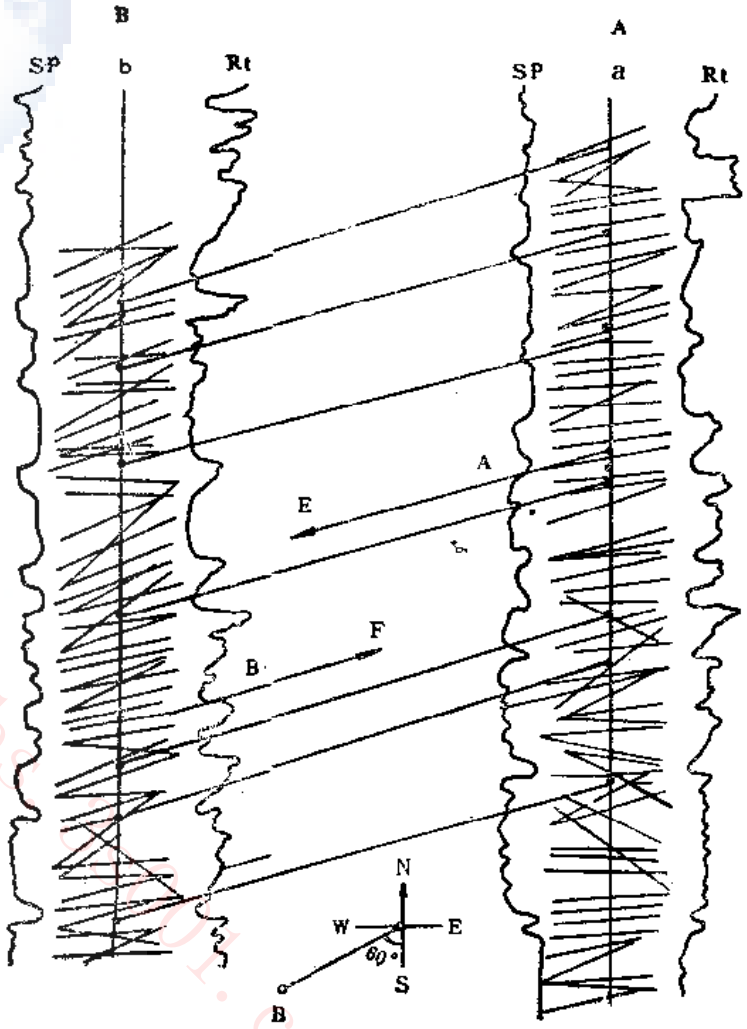


图 9-81　增添地层倾角矢量图后，A、B两井的地层对比就容易了

造角，并计算出构造角沿AB方向的视倾角，从而划出视倾角线AE，AE称为从A井沿剖面线AB的构造角的外推线，用同样的办法可作出BF线。在A井中的地层可沿AE线方向去寻找B井中的相应地层。在B井中的地层可沿方向BF去寻找A井中的相应层位。这样从A井推到B井，再反过来从B井推到A井，就可以清楚地得出正确的对比结果。还可以看出，通过两口井的对比线是接近平行的，故两者彼此可互相验证。

九、计算储集层真厚度

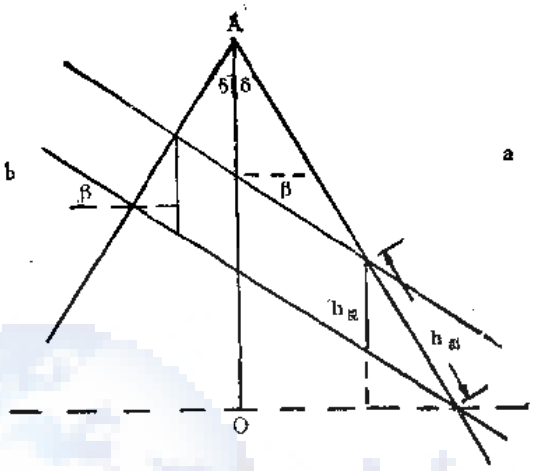


图 9-82 井斜面，由地层测量厚度计算视厚度图示

因为用地层倾角测井资料可以求出井中某一段地层的倾角和倾向，并且通过计算机的处理，又可以自动对曲线进行井斜校正，所以很容易把每个储集层的测量厚度，换算成地层真厚度，用电子计算机打印出储集层真厚度表。目前在储量计算中，一般都采用测量厚度，如果能够采用储集层真厚度，就能更准确地计算储量。由地层测量厚度计算地层真厚度的公式推导如下：

设φ、θ为地层倾向和倾角，首先根据视倾角公式，计算出地层在井眼方位Y上的视倾角β，

$$tg\beta = tg\theta \cos(Y-\varphi)$$

如果$-\frac{\pi}{2} \leqslant Y-\varphi \leqslant \frac{\pi}{2}$则$tg\beta \geqslant 0$，所以有$\beta \geqslant 0$。这说明在Y方向上地层是下倾的，即地层面在水平面以下，如图9-82中的a所示。设地层在铅垂方向上的厚度为$h_{视}$，则有

$$h_{视} = h_{测}\cos\delta - h_{测}\sin\delta \cdot tg\beta$$

如果$\frac{\pi}{2} < Y-\varphi < \frac{3}{2}\pi$则$tg\beta < 0$，所以有$\beta < 0$。这说明在Y方向上地层是高起来的，如图9-82中的b所示。则有

$$h_{视} = h_{测} \cdot \cos\delta + h_{测}\sin\delta \cdot tg|\beta|$$

故仍有 $$h_{视} = h_{测}\cos\delta - h_{测}\sin\delta \cdot tg\beta$$

地层真厚度和地层视厚度的关系为，

$$h_{真} = h_{视} \cdot \cos\theta$$

图9-83是单32井中1420～1440米的一段储集层，其测量厚度为20米。用地层倾角测井资料可确定，地层的倾角θ为22度，倾向φ为南60°东，井斜角δ为3度，井眼方位角Y为南30°西。由此计算出地层真厚度为：

$$h_{视} = 20 \cdot \cos 3^\circ - 20 \cdot \sin 3^\circ \cdot tg22^\circ \cdot \cos(210^\circ - 120^\circ)$$
$$= 19.97(米)$$
$$h_{真} = h_{视} \cdot \cos 22^\circ = 18.5(米)$$

图9-84展示苏联在喀尔巴阡山地区，利用倾角测井确定气顶的内、外油气边界的一个

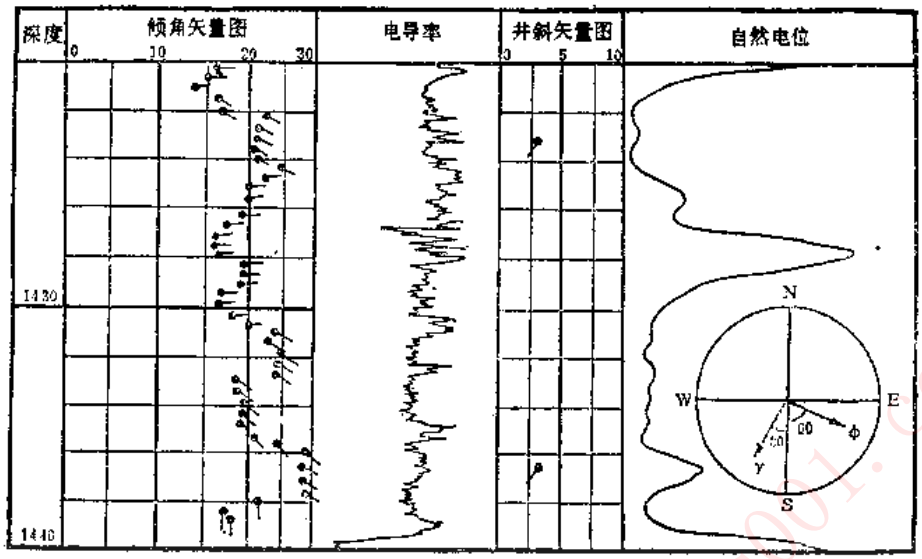


图 9-83　单32井储集层矢量图

实例。用其他资料了解到油气界面和油水界面深度，1号油井用倾角测井确定油层的倾角α、倾向φ、测量厚度等参数，从而利用倾角测井确定油田的含油部分x。

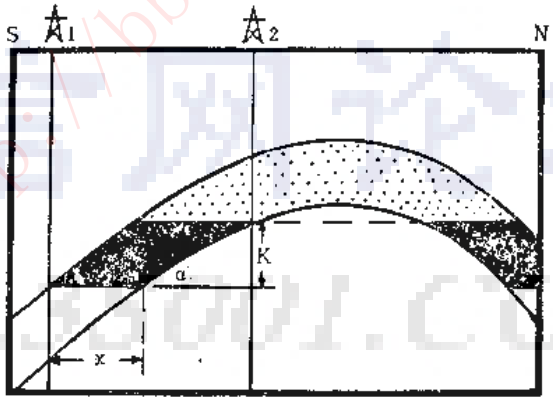


图 9-84　利用倾角测井确定气顶内外油气边界及含油带宽度

第五节　地层倾角测井在研究沉积相中的应用

沉积环境是指在一个地貌单元内，例如沙漠、河谷、三角洲、堡岛和边滩等，沉积物形成时的独特的物理、化学和生物条件等的综合环境。沉积相就是在一定沉积环境下形成的沉积岩体，它以独特的几何形状、岩性、沉积构造、古水流系统和古生物五个要素，而有别于其他岩体。

图9-85表示了陆地和邻近大陆架地区，各种沉积环境与它们所处的大致位置之间的相互关系。虽然这张图也许反映了像今天我们能看到的各种沉积环境，但是它不可能表示地下的各种沉积环的分布状况。这是因为沉积环境的保存机会，会随着远离海岸线的距离而减少。

研究沉积相的目的，是要提高预测储集层岩体的位置、几何形态和延伸方向的能力。如果能够确定储集层岩体的沉积环境，工作就简单多了。因为像砂岩体那样的储集层，当成因条件相同时，往往具有相同的特性，所以确定沉积环境是最为重要的。沉积环境的分类情况基本如下：

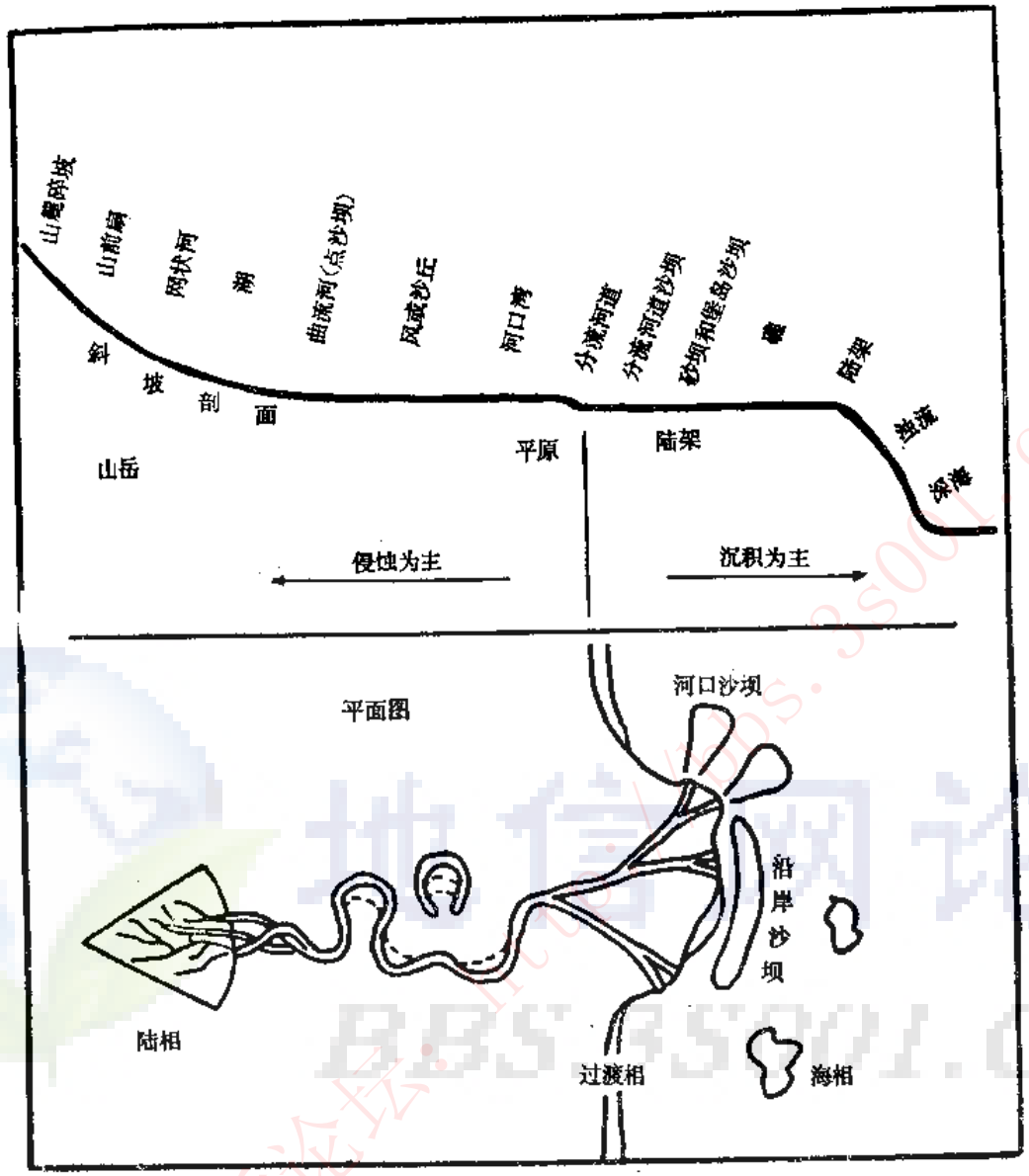


图 9-85　沉积环境与它们所处的大致位置之间的相互关系

- 陆相
  - 河流相
    - 网状河流
    - 曲流河
  - 湖泊相
  - 风成沙丘
- 海陆过渡相
  - 三角洲相
    - 分流河道
    - 沼泽
    - 港湾
    - 河口沙坝
  - 海岸沉积相
    - 海滩
    - 泻湖
    - 沙坝和堡岛

海相
- 礁
- 大陆架
- 浊流沉积
- 深海

图9-86指示了一种分析，即观察、解释、预报储集层几何形态所必需的综合方法。通过化石、岩性、结构层序等六个方面的综合研究，我们就可以解释沉积环境和古地理情况，然后确定储集层岩体的几何形态和走向。

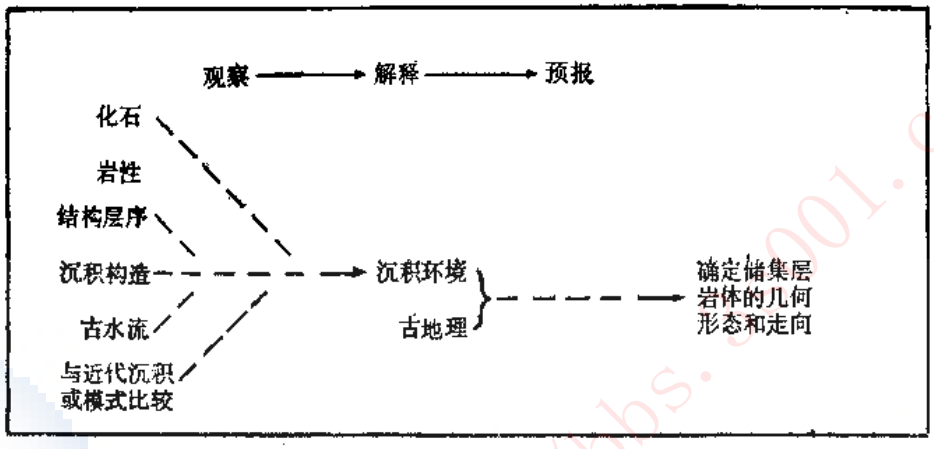


图 9-86　分析储集层几何形态的基本方法

观察化石是研究沉积环境最重要，也是最直观的一种方法。因为由这些化石（岩芯）上，可以找出沉积环境最确切的证据。它是基于这样的假设，则认为化石过去生活在它们所埋藏的环境之中。

电测曲线提供了一口井中所有地层的全部信息，是研究沉积环境的重要资料。用多种孔隙度测井方法，能够有效地确定岩性。地层结构层序也会影响大多数测井曲线的数值，因而通过分析曲线形状可以推算出来。应用高分辨率的地层倾角测井，可以确定以水流层理为主要类型的沉积构造，并能有效的确定古水流方向，所有这些应该与近代的沉积岩体，或一组模式相综合比较，以解释沉积环境。在确定了沉积环境之后，结合古水流方向，从而可以确定储集层岩体的几何形态和走向，有时还能判断岩体的加厚方向。

最后，使用重复地层测试器进行精确的压力复合测量，不但可以在一口单井中，而且还可以在油田范围内，证实各个储集层单元之间的水力连通或分隔的情况。

本节主要讨论地层倾角测井，在研究沉积环境和沉积相中的具体应用。在应用电子计算机处理倾角测井资料时，为了得到一张可靠的原始沉积倾角矢量图，要注意消去后期构造倾斜的影响。

一、用地层倾角划分层理构造

层理是沉积岩地层中最重要的沉积构造现象之一。是沉积岩地层由于成分、颜色、以及结构等因素的变化，在垂直方向上显示出的一种层状构造。地表上给出的大多数交错层是河成的（图 9 -87），或风成的（图 9 -88），在这种沉积中，交错层比在海洋内或海岸沉积中都要多。

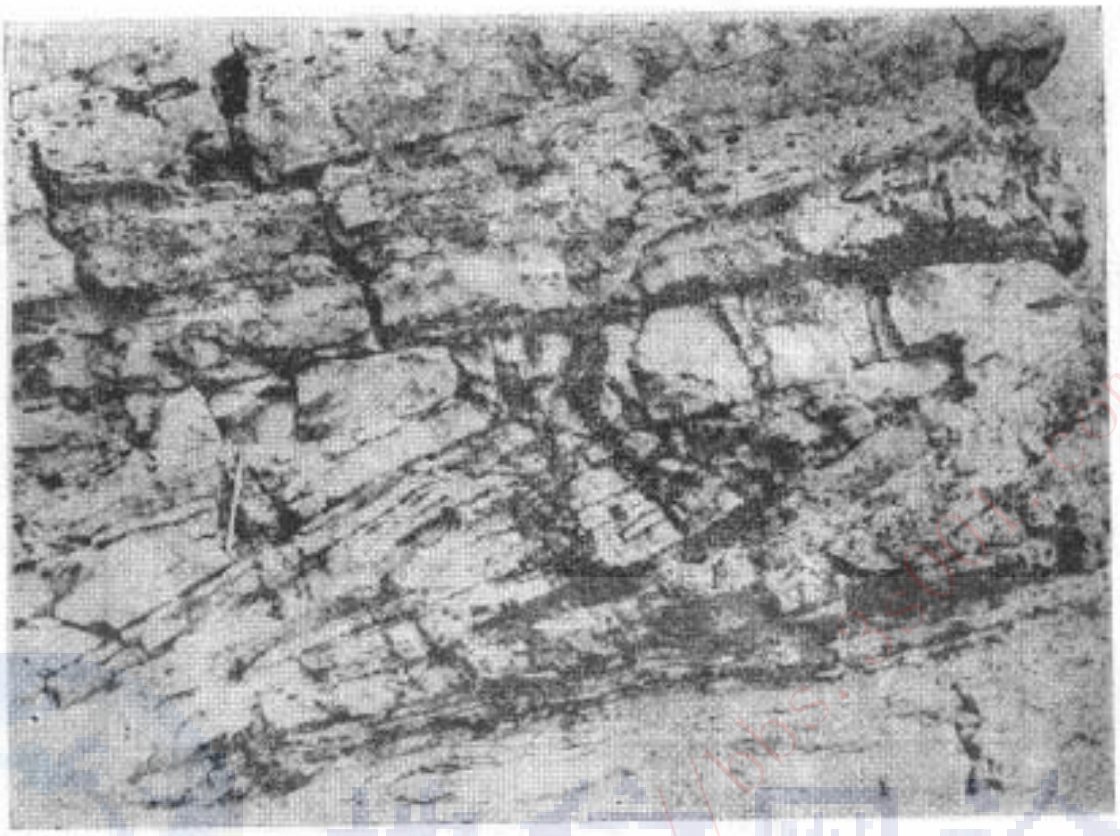


图 9-87　河成交错层

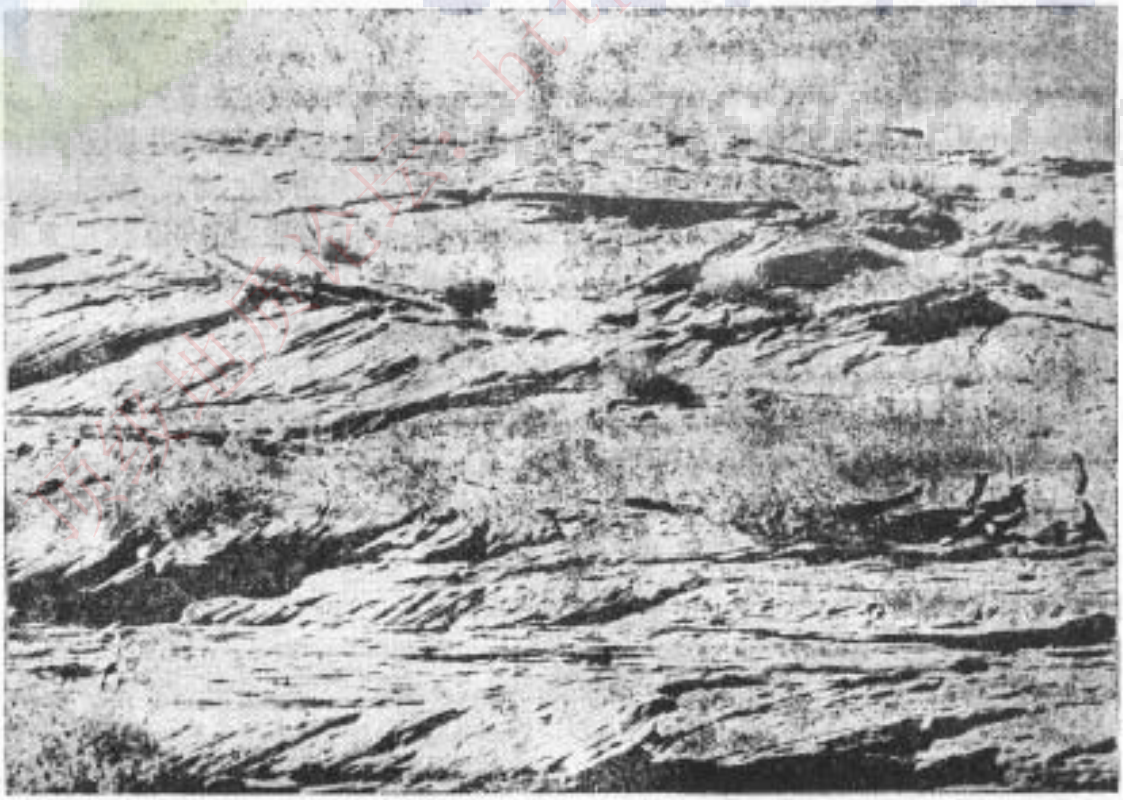


图 9-88　风成交错层

图9-89是几种主要的层理倾角模式，按照这几种模式，当砂层中层理发育而且测井质量又较好时，可将砂岩层中主要的层理划分出来。

图9-90是2-3检1502井直接从岩心观察到的层理，和用倾角矢量图划分的层理对照图。从图中可看出它们基本相同，由此说明倾角测井资料是可以用来划分层理构造的。

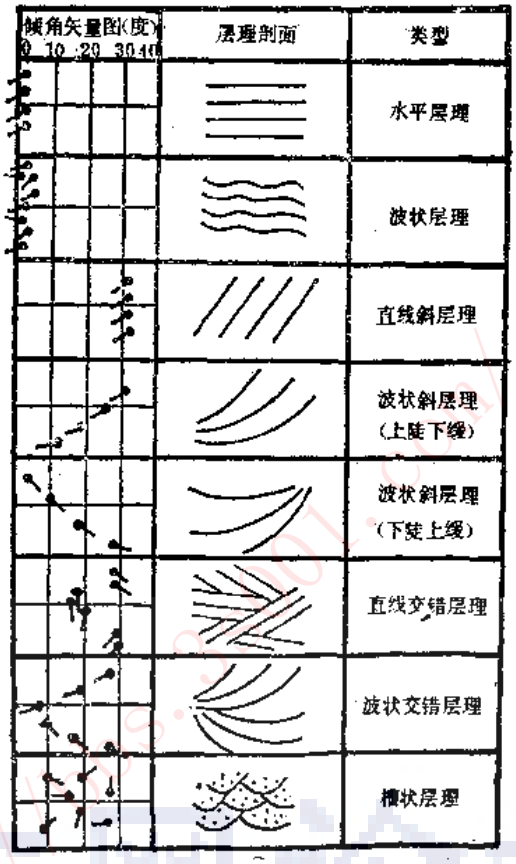


图 9-89 各种层理的倾角模式

二、确定古水流方向

研究沉积盆地的古水流方向，是研究沉积相和分析沉积环境的一个重要因素，在油田的勘探和开发中有着重要的实际意义。在勘探中，当判断出古水的方向以后，就可以预测砂体的延伸方向，从而沿着砂体的延伸方向寻找有利的含油带。在油田开发中，沿着地层古水流方向进行注水，是提高采收率的有效措施。应用地层倾角测井可以有效地确定古水流方向。

1.红蓝模式法

在短对比矢量图上，一段砂岩层的倾角矢量看起来很乱，但是为便于分析，可以把其中有规律的矢量划分出来：包括蓝模式、红模式、绿模式。如图9-91所示，划分时必须遵循下述划分原则：

1）把深度接近的箭头相连。

2）连接时不要通过一个有异义的倾角矢量。

3）将方位大致相同的箭头连上，倾角值越大时，方位角必须越相近似者才能相连。反之，当倾角很小时，方位角的变化可达90度。

4）蓝色图象的终端，可以是红色图象的始端，反过来也是一样。

蓝色模式主要反映了层理角度上陡下缓的波状斜层理，红色模式主要反映了层理角度下陡上缓的波状斜层理，高角度的绿模式反映了直线斜层理。它们的矢量方向都代表了古水流方向。

2.方位频率图法

将一段砂层中全部层理矢量，通过方位统计而做出方位频率图，一般图中哪个方向上点子最多，就表明那个方向是主要的古水流方向。图9-92是中26-34井泛滥平原河流相砂体倾角矢量图，砂层古水流方向总的趋势为向西或北西、南西方向。泥岩层多呈块状层理，所以矢量很乱。图9-93为3-4-52井河口砂坝砂岩体倾角矢量图，古水流方向为向西或北西西。泥岩层由于水平层理较发育，所以矢量一致性较好。

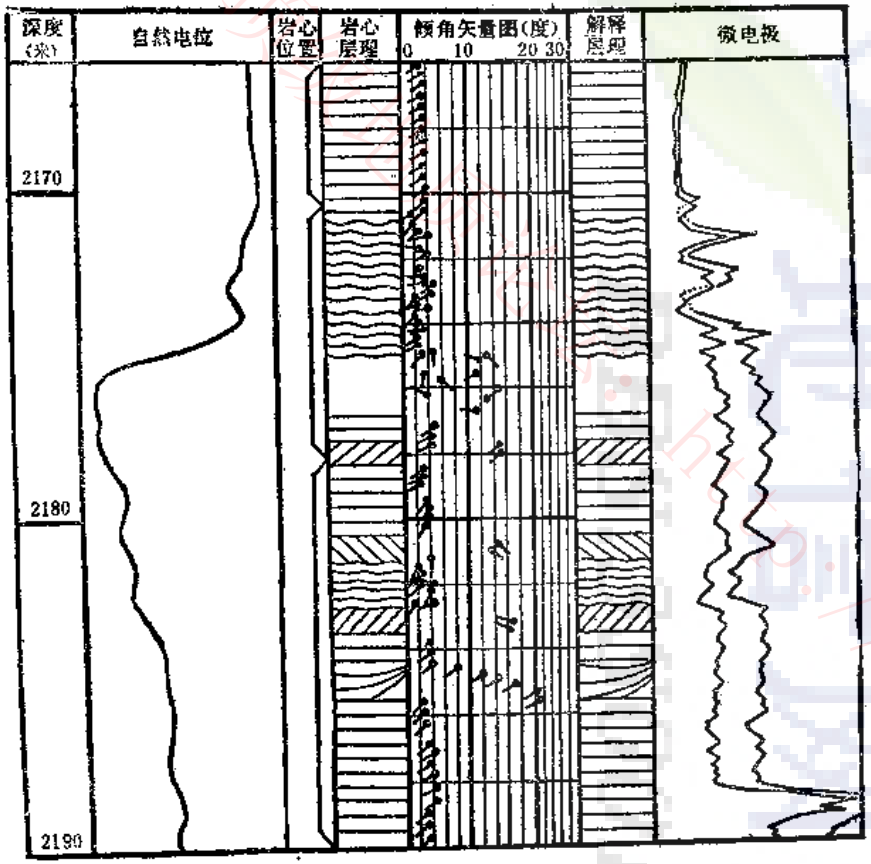


图 9-90　2-3检1502井岩心层理与解释层理对照图

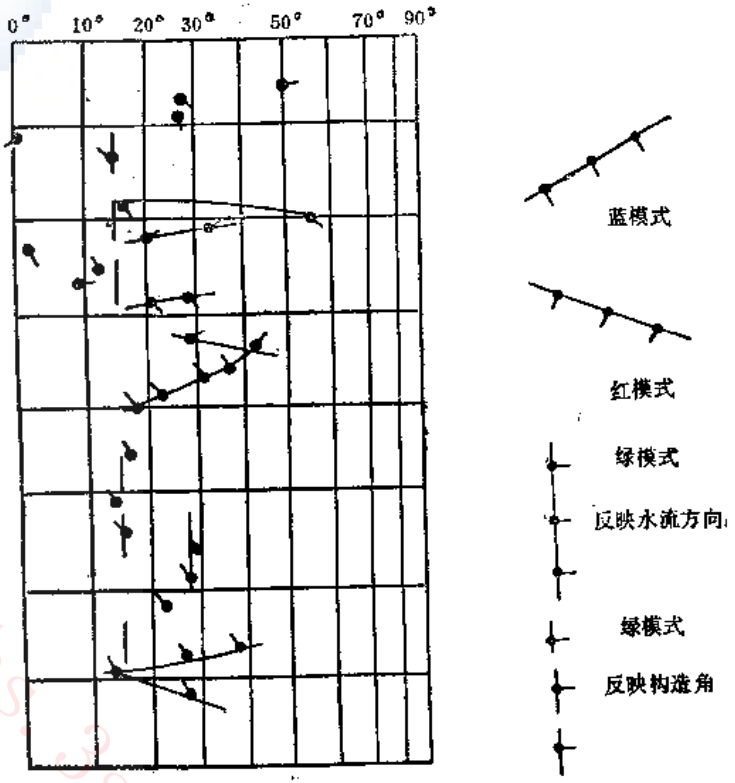


图 9-91　砂岩层短对比矢量模式



图 9-92 中26-34井泛滥平原河流相砂体地层倾角测井实例图

3.应用效果举例

胜坨油田，根据地质构造及结合本地区沉积相的研究，认为沉积物源是来自盆地东部的青坨子凸起，以及北部的陈家庄凸起。因此根据地区背景推断，古水流方向为自东向西及自北向南。根据3-4-52、3-2-48、2-3-266、宁2-51四口井的统计，共有砂层 49 层，用地层倾角确定古水流方向的结果是：符合地区背景的古水流向（包括向南、南东、南西、

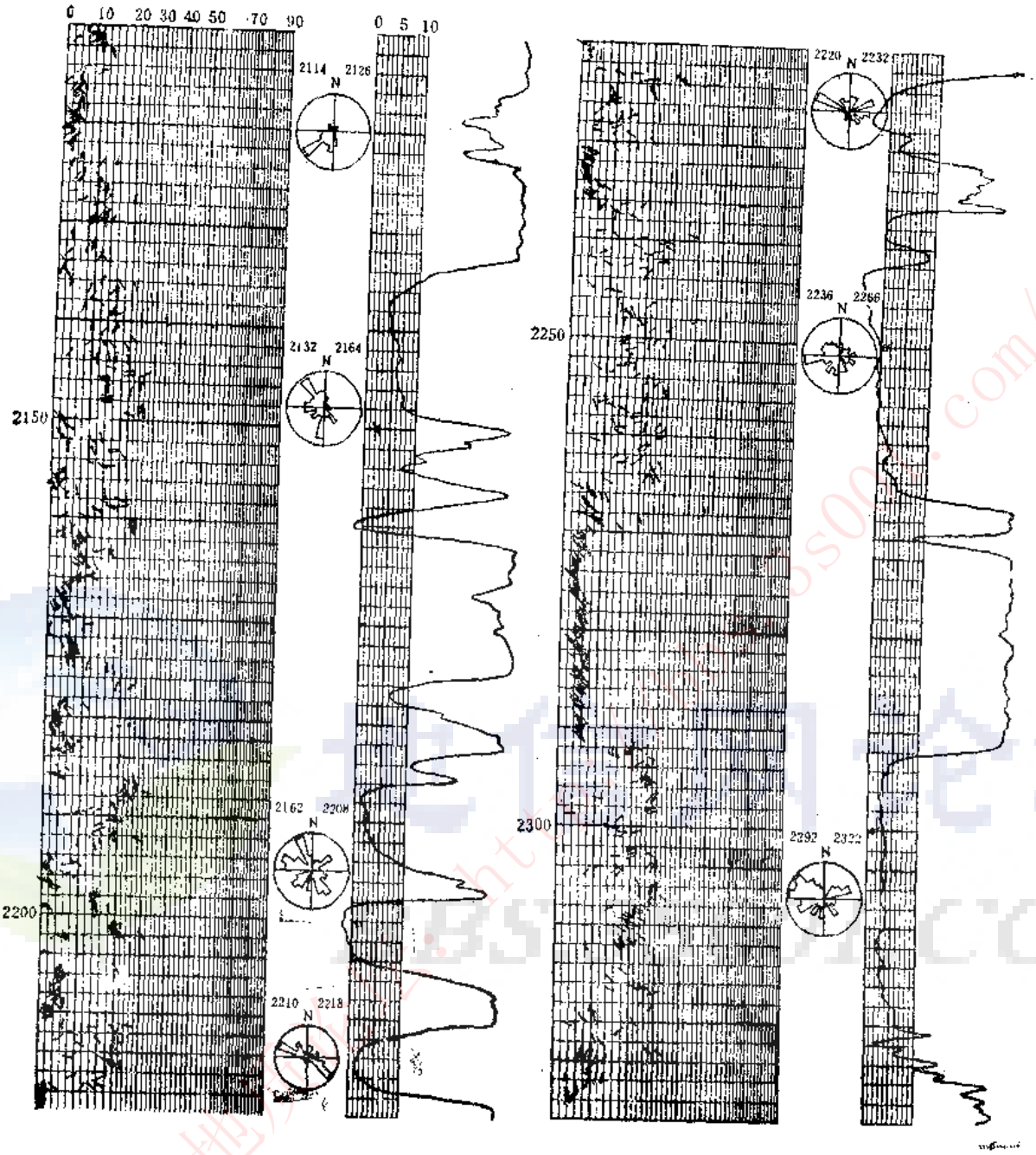


图 9-93　3-4-52井河口坝砂体地层倾角测井实例

西和北西方向）有42层，占86%。不符合地区背景的古流向（包括向北、北东、东三个方向）有7层，占14%。

孤岛油田上第三系的上馆陶组油层，过去地质人员根据几十口井的岩心资料，综合分析该段地层属河流相沉积，结合区域地质资料判断出古水流方向为东西方向。但河流究竟是由东向西流，还是由西向东流，这个问题一直难以确定。为此，先后在孤岛油田中二区的中26-34、中30-30、中20-28进行地层倾角测井。这三口井共有砂层28个，用地层倾角确定古水流方向的结果是：向西流的（包括北西和南西方向）有21层，占75%。向东流的（包括北东和南东方向）有7层，占总数的25%。因此，最终结论是古水流方向为自东向

西流。以这三口井均钻迁的一个砂层为例，倾角显示古流向为北西和南西方向，如图9-94所示。

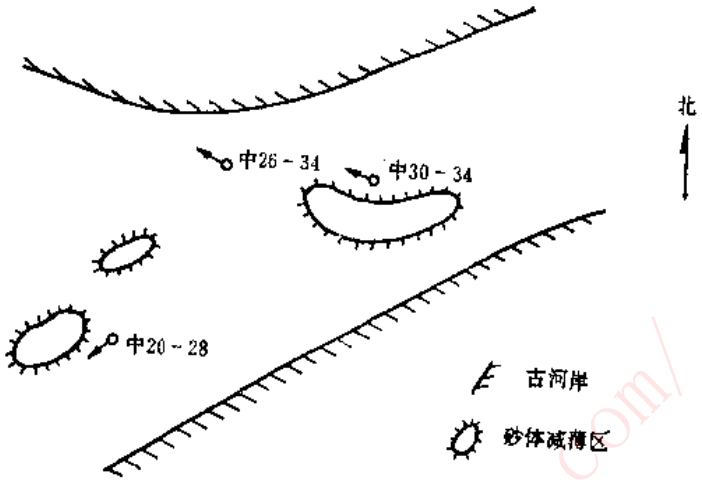


图 9-94　孤岛油田中二区某砂层古流向

三、识别各种沉积砂体

沉积学是一门非常非常复杂的科学，其复杂程度以致在努力研究它时就使人气馁。详细研究古代的沉积相，根据测井曲线和地层倾角矢量图特征，可以建立一些基本的沉积模式，这些模式的提出要反映沉积过程的复杂性是不可能的，但是，它是以油田实际例子为基础的。根据这些沉积模式，可以帮助我们识别各种类型的沉积砂体。

1.冲积扇

在干旱和半干旱气候地区出现季节性暴雨时，山地河流携带大量碎屑物质进入平原。在出口处，由于坡度突然变缓、流速骤减、水流分散，再加蒸发和向下渗透，搬运物质能力大为减弱，而使碎屑物质快速堆积下来，形成一个半圆锥形的沉积体，称为冲积堆。若是延伸较长、分布范围较广，近似扇形的叫冲积扇。

冲积扇岩性特征主要有砾石、砂和泥质组成，混杂堆积，粒级范围广、分选差。扇根部层理不明显，多呈块状或透镜状。扇中部瓣状河流发育处，河床砂砾岩沉积中可见大型单向斜层理，斜层较平直，层系倾角大。扇前缘或侧翼边缘，沉积物变细，可见水平层理或波状层理。在垂向层序上，冲积扇的每个单层的粒级变化大致同平面分布类似，由底部向顶部都有粒度变细的趋势，底部岩性最粗为粗砂和砾石。

图9-95是单2-15井一段冲积扇砂岩体实例图。根据取心资料，岩性主要为含砾砂岩。从图中看出，泥质含量对倾角矢量有明显的影响，1322～1334米岩性很纯，倾角矢量很少而且角度高，显示层理性很差。在有一定泥质含量的井段，倾角矢量就较多且方向性较好，反映出有一些高角度的水流斜层理。用小方位频率图统计，一般都可以把古水流方向确定出来，古水流方向一般与砂体的延伸方向一致。

2.河道沙坝

河道沙坝沉积一般发生在网状河中。这种河流常发生在坡度较大的地方，这里侵蚀非常快，剥蚀作用不时发生，而且水流速度很高。由于这些因素，水流中一般带有大量的沉积物质，一旦切割出河道，就立刻被自己的碎屑所堵塞，这样在河道中心形成沙坝（即心滩）。沙坝周围又分成两个新河道，又在新河道中形成了沙坝，这样重复进行，就会在整个沉积地区形成网状的河道沙坝沉积。

典型的河道沙坝是由中等分选的砂子和砾石沉积所组成，由于河道反复的变换，几乎很少有“向上变细”的河道层序。河道沙坝在垂直方向或水平方向上很少变化，孔隙度和渗透率都很高，形成很好的储集层。通常在被废弃的河道中沉积有大量的粉砂，这种结构层序形成有锯齿边的圆柱形曲线形状。

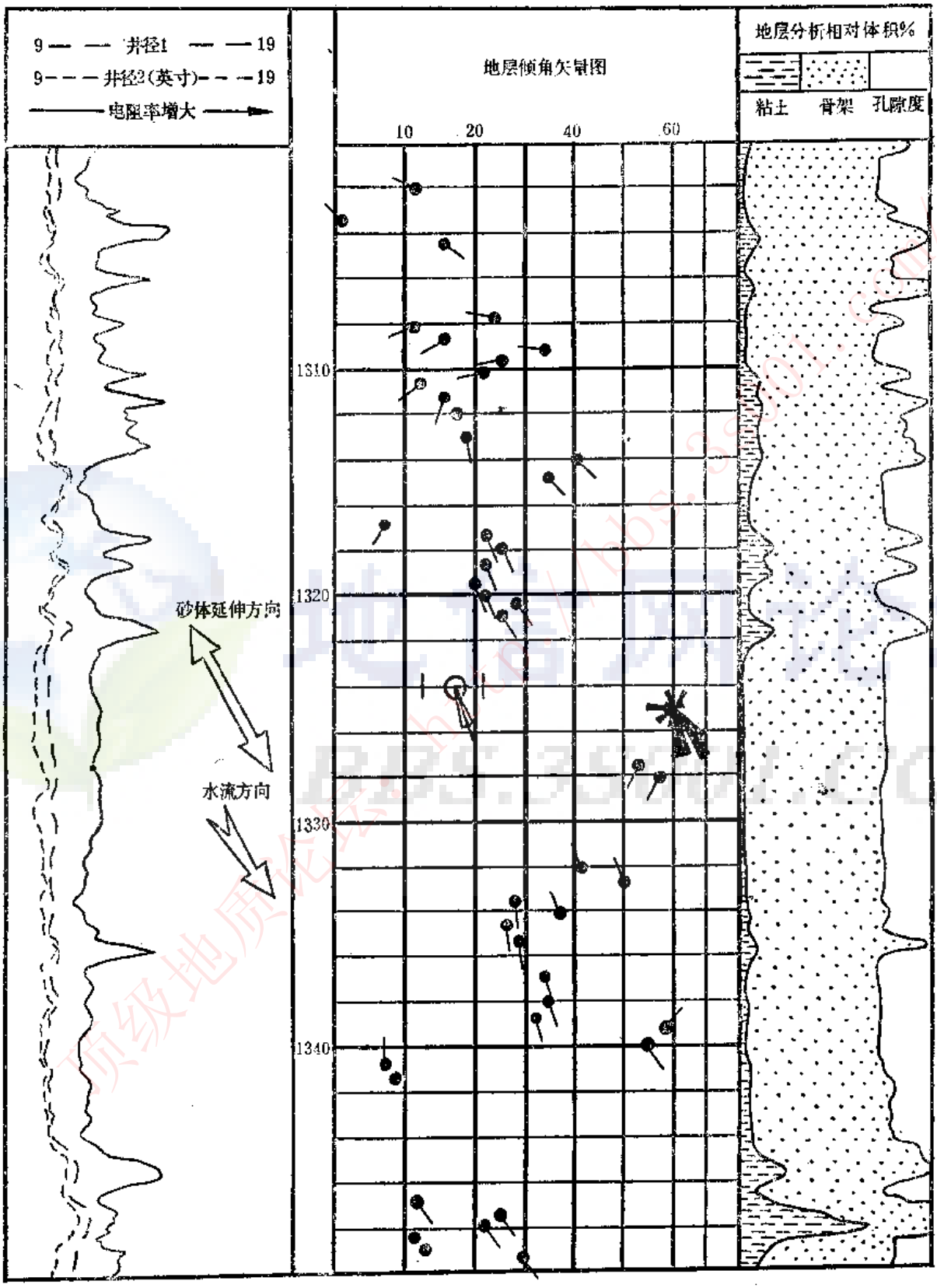


图 9-95 单2-15井冲积扇砂体倾角矢量特征

在沉积期间，水流是很急的湍流，从而形成槽状水流层理，其倾角大小和方向变化较大，层理倾角大小可能在0～35度之间急剧地变化，方向有可能变化到180度的弧形内，它将反映古水流方向和砂体延伸方向。图9-96表示一个网状河道沙坝沉积的典型曲线形状和地层倾角分析图。图中孔隙度和粘土含量曲线是呈圆柱-钟状的组合，它表示出砂体上部分选较差，颗粒较细，地层倾角的大小和分布是随粒度大小而变化。

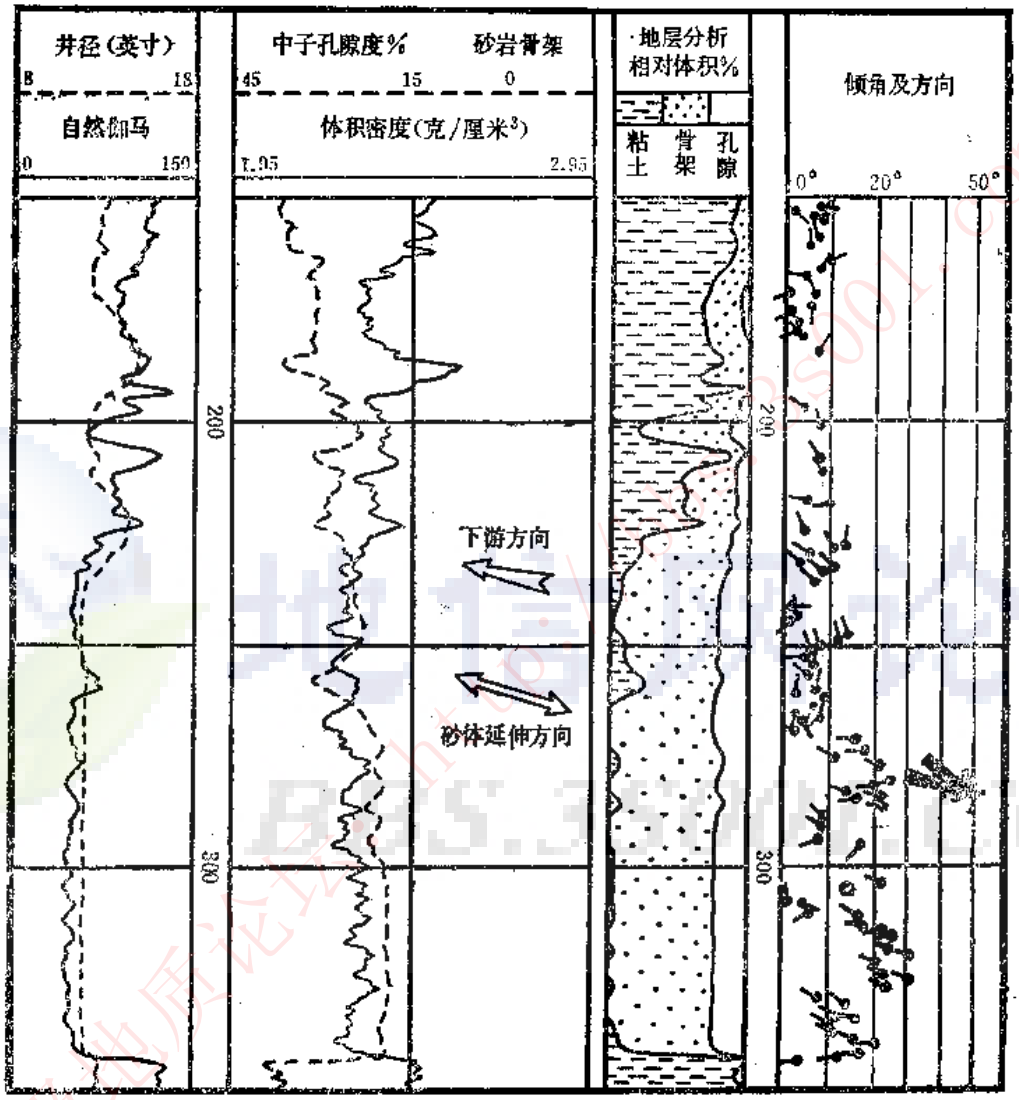


图 9-96　河道沙坝典型实例图

3.曲流河点沙坝

在曲流河中，河身比较稳定，河床坡度较小。在每一个弯曲处，河道中主流线偏向凹岸(即外岸)，致使这里水流速度最大，侵蚀最厉害，切割也最深，形成深槽。而在凸岸处(内岸)因水流速度相对较小，则砂粒沉积，于是造成了河道的侧向迁移，形成了曲流河中所特有的沉积砂体——点沙坝。

点沙坝的沉积层序呈正韵律，在底部深槽沉积地层中，沉积颗粒较粗，以砾石和粗砂为主，一般具有不太清晰的大型槽状交错层理。在下部，沉积颗粒为砂和粉砂，一般也具有大型槽状和大型板状交错层理。而上部，岩性明显比下边细，一般具有小型槽状和小型

板状交错层理。在点沙坝的顶部，还会有一些水平波状和水平层理出现。总的说来，沉积能量上弱下强，沉积颗粒上细下粗，层理倾角上小下大。在点沙坝的底部和下部，层理面角度最大，层理面的倾向变化较大，变化范围可达180度。往上层理倾角明显减小，倾向也较一致。由方位统计得到的平均倾向，则反映了古水流方向和砂体延伸方向。

图9-97表示的是曲流河中，点沙坝沉积的曲线形状和倾角模式。虽然在这里没有很纯的地层存在，但根据中子密度和自然伽马曲线，仍可确定其岩性为砂岩，孔隙度和粘土含量曲线的形状为有锯齿边的钟形-圆柱形组合。并且指出其底部分选较好，往上分选变差，颗粒减小。倾角的大小和分布情况也显示出，往上粒度减小，并指示出在下边的地层具有槽形水流层理。

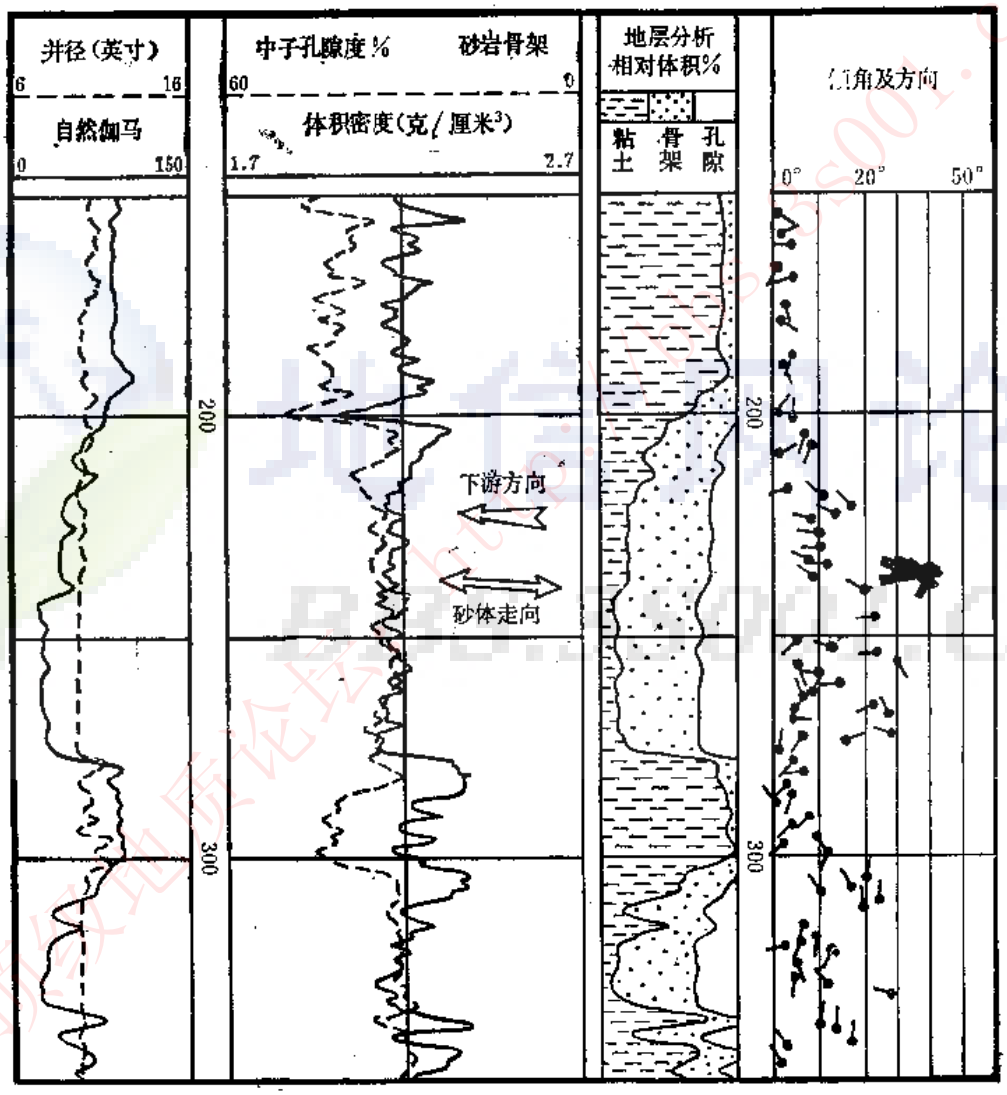


图 9-97　曲流河中点沙坝典型实例图

4.风成沙丘

风成沙丘沉积与水成沙丘沉积的差别是很难区分的，两个过程的机理十分相似。一般我们可以想到在沙漠环境中出现的沙丘，但是在海滩和堤坝上也可以形成沙丘。因此，一些沉积物在最后成为水相沉积之前，可能有一个风相沉积作用的过程。

一般来说，风成沙丘的分选比水成沙丘的分选要好，并导致均匀的高孔隙度和渗透率。如果它们和生油页岩接触的话，则可能成为很好的产油储集层。测井曲线形状一般呈圆柱状，只有底部可能出现漏斗形状。

当沙丘搬运时，沙粒被搬运到顺风的斜坡上，并在斜面上滚落下来，这样就形成了高倾角的板状交错层理。交错层理的平均方向就是风的方向，但是根据沙丘的类型可能会有90度的变化量。应当注意，不论沙丘是横向沙丘、新月型沙丘还是复合型沙丘，交错层理的平均方向与沙丘的延伸方向大致是垂直的。

图9-98说明一组沙丘沉积的测井曲线形状和倾角显示。由密度—中子曲线确定其岩性为砂岩，孔隙度和粘土含量曲线呈圆柱状，表明分选很好，整个层中粒度大小基本一致。颗粒大小的一致性，可由倾角大小所证实，而且这些倾角的变化也很一致。在每个呈交错层理模式的沙丘中，在其底部倾角矢量呈蓝模式，其倾角最小值接近构造倾角。倾角大小和方向在相当厚的地段上是一致的，这是风成沙丘的特点。

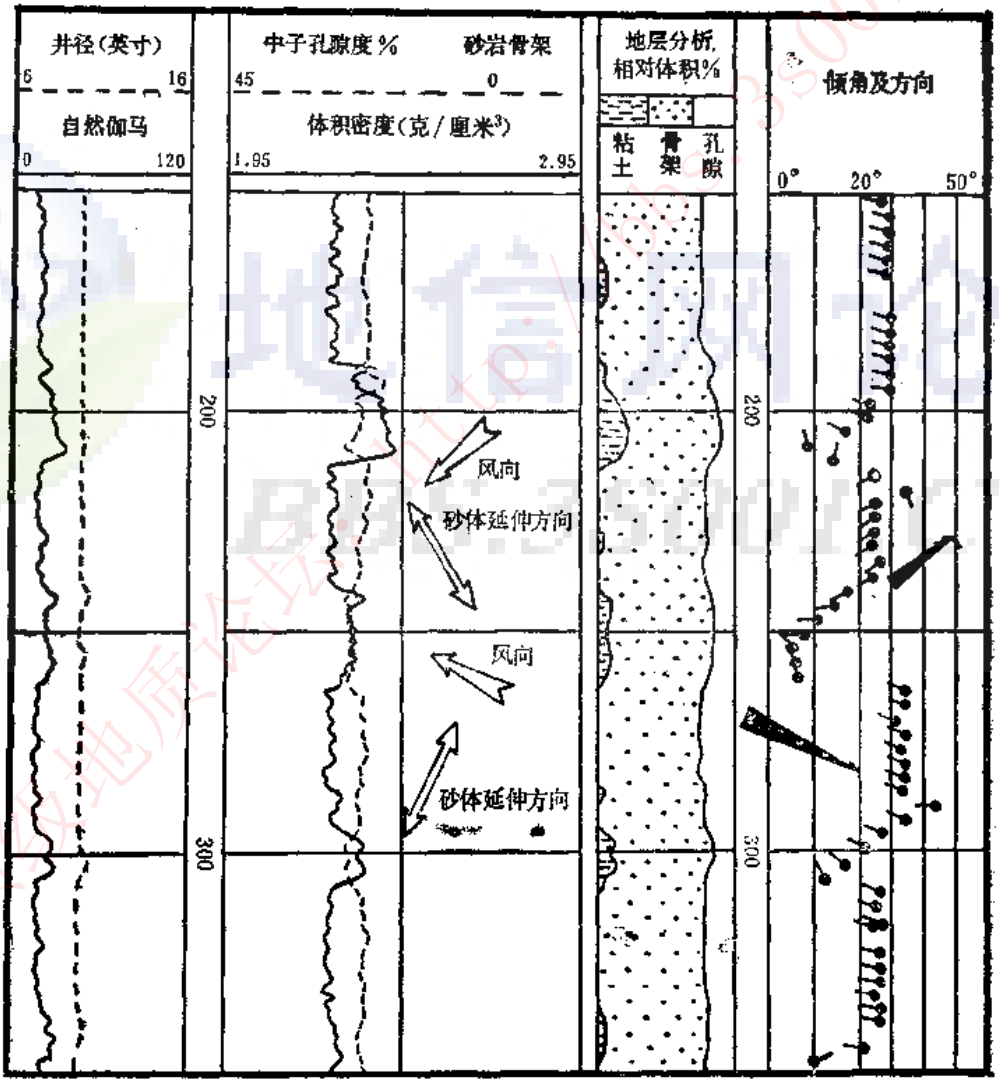


图 9-98　一组风成沙丘的曲线形状和倾角模式

5.三角洲分流河道充填

平原区域的曲流河进入三角洲后，逐渐变成三角洲陆地区域的分流河道，这些河道比

较直，并且切割到下边较新的软泥沉积之中。在这些河道中，其水位的变化受季节性因素的影响较小。由于各种不同的原因，例如河口或上游分支堵塞，水流速度下降，而开始沉积下来。沉积物质比较粗，呈中等分选，一般底部沉积较粗的物质，向上逐渐变细。但是在许多情况下，整个河道往往被十分均匀的砂子阻塞，这样就会造成在顶部测井曲线可能由圆柱状过渡到钟状的特征。

分流河道的充填，可能是一个很快的过程，并且不会发生进一步沉积物的重复改造作用和再充填。靠近基底的水流层理通常是槽状的，倾角矢量一致性差，有时向上接近顶部时，倾角会逐渐稳定一致，因此河道的方向和砂层延伸方向，可用平均水流层理的方向给出。

图9-99显示了一个三角洲分流河道充填的曲线形状和倾角模式。图中密度—中子曲线确定其岩性为砂岩，孔隙度和粘土含量曲线形状基本呈圆柱状。孔隙度的数值范围指示出砂子为中等分选，并由倾角大小和分布指出往上逐渐变细。

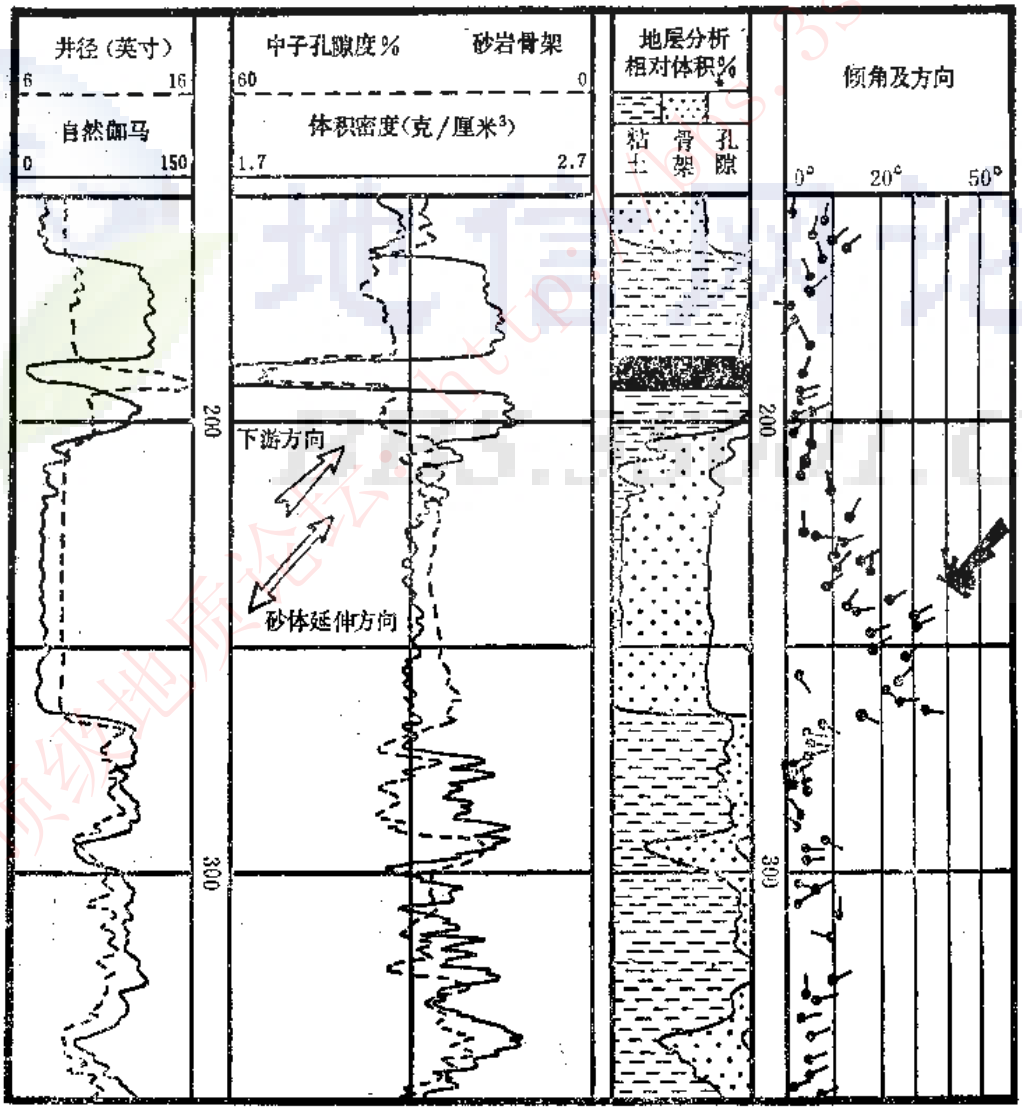


图 9-99　三角洲分流河道充填典型实例图

判断河道充填砂体加厚的方向，一般采用红蓝90度法，该方法也适用于点沙坝、网状河道沙坝等河流相砂体。如图9-100所示，假设古水流方向为正南，井眼位于河道的西侧，在砂体下部，一般会有一组呈红模式的倾角矢量，矢量方向和水流方向垂直，指向河床中心，反映了砂体加厚方向。它是当砂体沉积在松软的泥岩上时，由于上覆沉积物的重压，使砂体下沉产生差异压实和滑动沉陷，造成下部层理面（指泥质夹层）倾角明显增大而产生的。应当说明的是，有时在长对比矢量图上该红模式可能更明显。所以，应结合长对比矢量图进行分析。

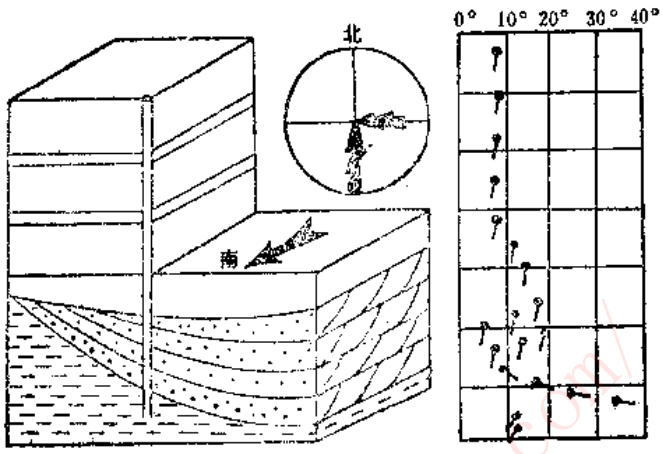


图 9-100　河道充填水流方向和砂体加厚方向成90度图示

图9-101是尼日利亚几口井的实例。图中B井的地层倾角测量，反映出砂层为向北西西

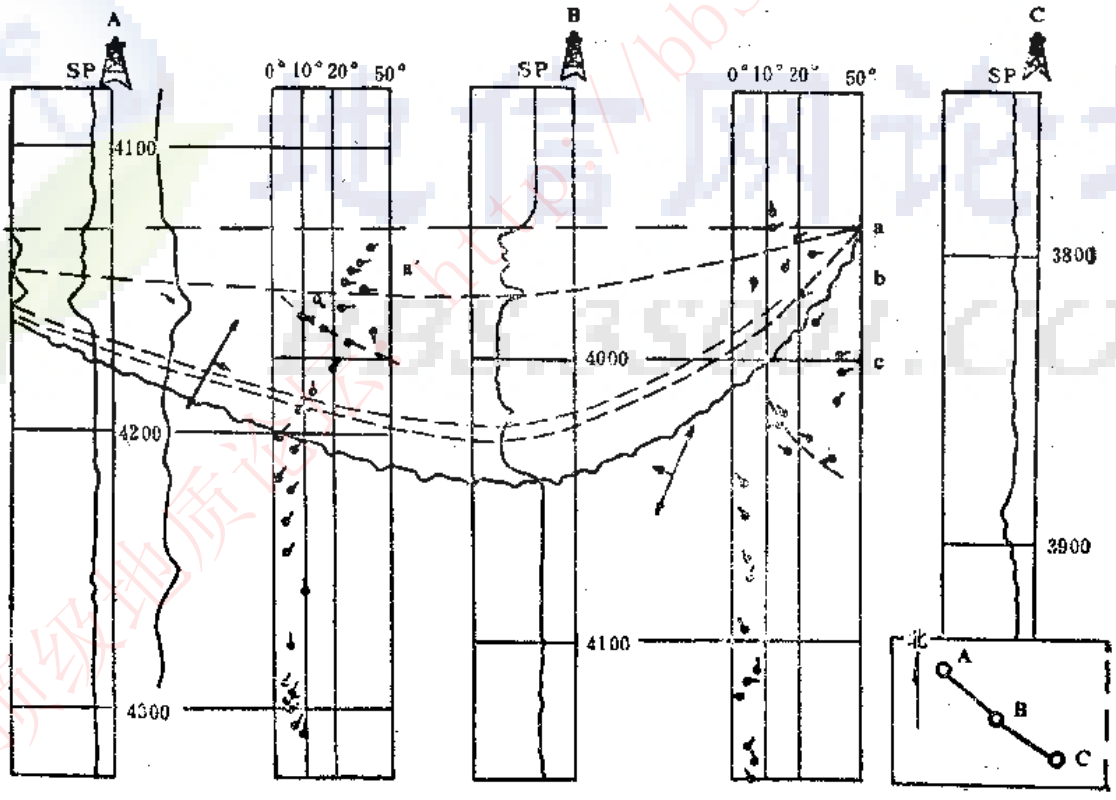


图 9-101　尼日利亚河道充填沉积地层倾角测井实例

加厚的河道充填，其走向为北北东—南南西。实际上，随深度而增大的倾角图形，仅在砂层底部清晰。因此在缺乏其他方向性证据的情况下，底部被看作是起控制性的特征。B井北面的A井，相应层位中含有薄泥质砂岩。A井的地层倾角矢量图，显示出这个砂层是向南东东加厚的河道充填，其走向为北北东—南南西。综合解释认为A井在河道的西侧，B

井在同一河道的东侧但靠近中心。这样解释似乎是合理的，因为在C井这个砂层完全缺失。如图中虚线所示，砂岩体的推想剖面或是一个潮成河道，或是一个分流河道。上部剖面中的明显古河流倾角，表明水流方向来自西南。

6.河口湾和潮汐河道沉积

某些三角洲地区被强烈的潮汐作用控制，在这种情况下，河流不是向外形成分流，而是在潮汐作用的影响下，每个分流河口的地方形成凹地。分流河道的外围河段就将会受到潮汐作用的影响，在这段地方河水和海水将会发生混合。由于密度差异，在涨潮期海水是单纯地向河道上游流动，这样就导致了河道沉积中形成双峰向的交错层理。

狭窄的河口湾可以发育形成细长砂体，这种砂岩体除了交错层理呈双峰向外，其他的都和分流河道充填沉积的特征相似。相反，宽阔的河口湾往往发展成潮汐平地。潮汐平地中含有一些砂子，但是常常还是以泥岩沉积为主。在宽阔的潮汐河口湾内形成的沉积，往往是以粉砂和泥质沉积为主，形成大致平行的细长砂体组。在其底部显示出粗砂岩，向上逐渐变成页岩。电测曲线往往呈锯齿形的钟状特征，水流层理可能是多峰向的或是双峰向的。

图9-102是河口湾和潮汐河道沉积的曲线形状及倾角模式。密度中子曲线显示的岩性

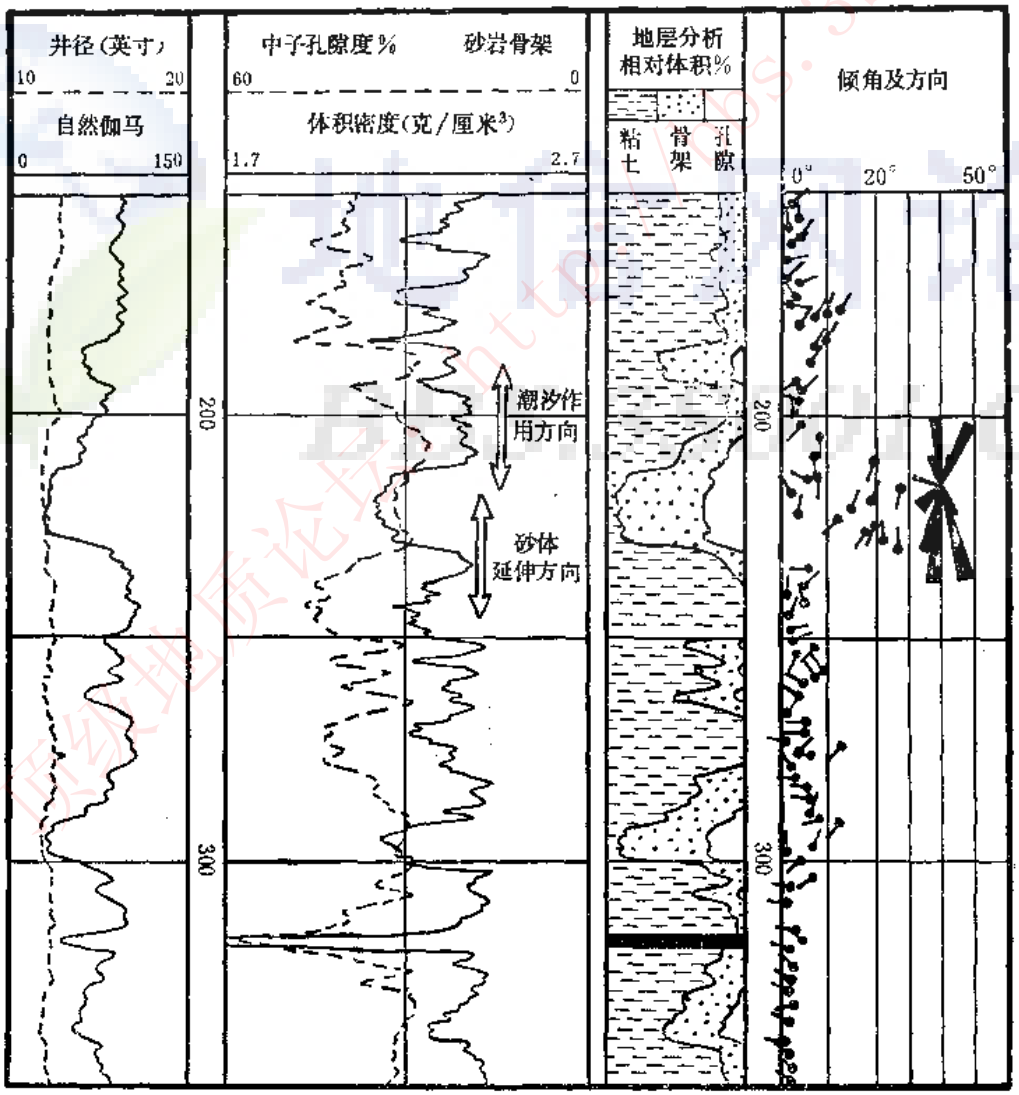


图 9-102 典型的河口湾和潮汐河道沉积曲线特征和倾角模式

为砂岩，孔隙度和粘土含量曲线主要呈钟形，粘土含量相对比较高，地层倾角的大小显示出粒度变化的情况，粒度向上是减小的，水流方向显示双峰向特征。

7.分流河口沙坝

图9-103说明了三种一般的三角洲形式。三角洲发育成的形状，取决于沉积物的运移量和河流运移与海洋作用的相对强度。在河流作用明显占优势的地方，将会形成一个高建设性的鸟足状三角洲。例如现在的密西西比河三角洲，它们是以由分流河道延伸组成的指状沙坝为特征。相反，在海洋作用(例如沿岸流)明显较强的地方，将会发育成尖头状三角洲型的地块，现在巴拿马的布鲁里夫-沙劳越三角洲就是一例。这种类型的三角洲很少有分流，而且是由均夷推进的波浪形成的海滩而生长的。在海洋与河流能量比较平衡的条件下，即河流堆积和波浪均夷推进平衡，形成了舌状三角洲，例如现代贝尔三角洲。

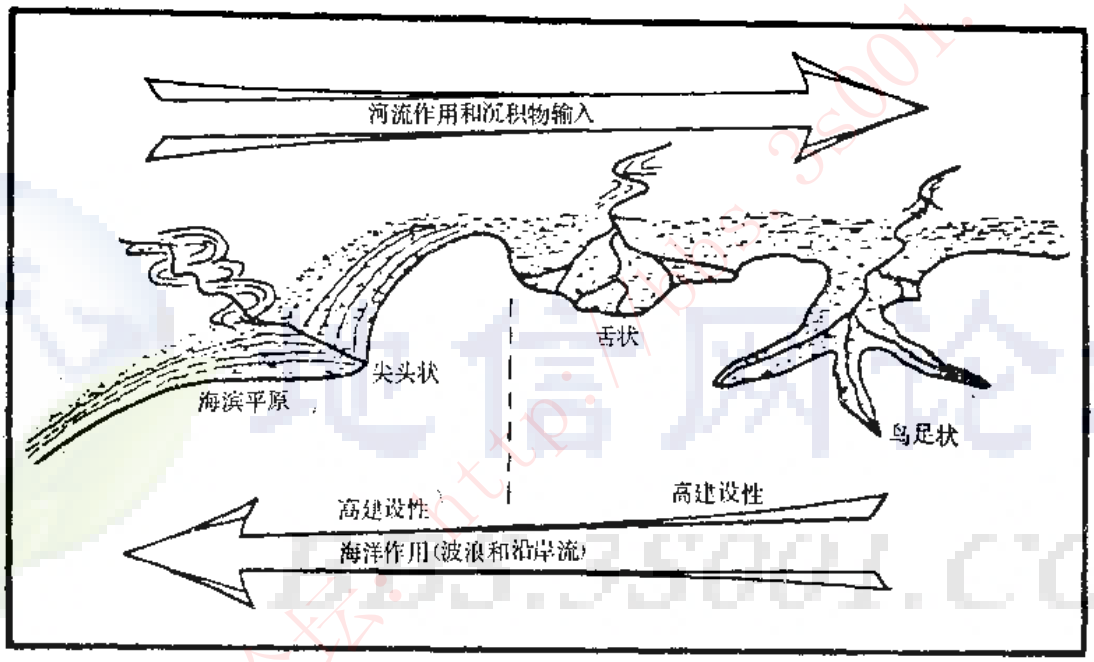


图 9-103 海洋作用的相对强度和河流冲积影响对三角洲发育形状的影响

高建设性三角洲最有利于形成分流河口沙坝或三角洲指状沙坝，它们是在很少遭受或根本不受波浪运动作用的情况下，在分流河道的河口前缘沉积下来的砂岩或者粉砂岩。砂岩体一般是以延伸状或舌状的形式，从河口向外伸展。

河口沙坝的沉积层序一般呈反韵律，在它的底部一般具有波状和水平层理。在下部具小型楔状和板状交错层理，沉积颗粒较细，主要以细砂和粉砂岩沉积为主。而在河口沙坝的上部，一般是以多向倾斜的楔状交错层理为主，有时也会有槽状交错层理出现，沉积颗粒比下边粗，以砂为主，分选很好。

图9-104是分流河口沙坝的曲线形状和倾角模式。虽然地层含泥质成分较多，但是指示岩性为砂岩的曲线，是呈有锯齿边的漏斗形形状，它指出了地层向上分选越来越好，倾角的角度增大也指出了其粒度向上变粗。

河口沙坝在纵向剖面上，一般呈近似对称的双凸透镜体状，中间最厚。判断加厚方向，可根据层理构造特征和岩性的粗细，沿着古水流方向向前或向后推测。如果井眼位于

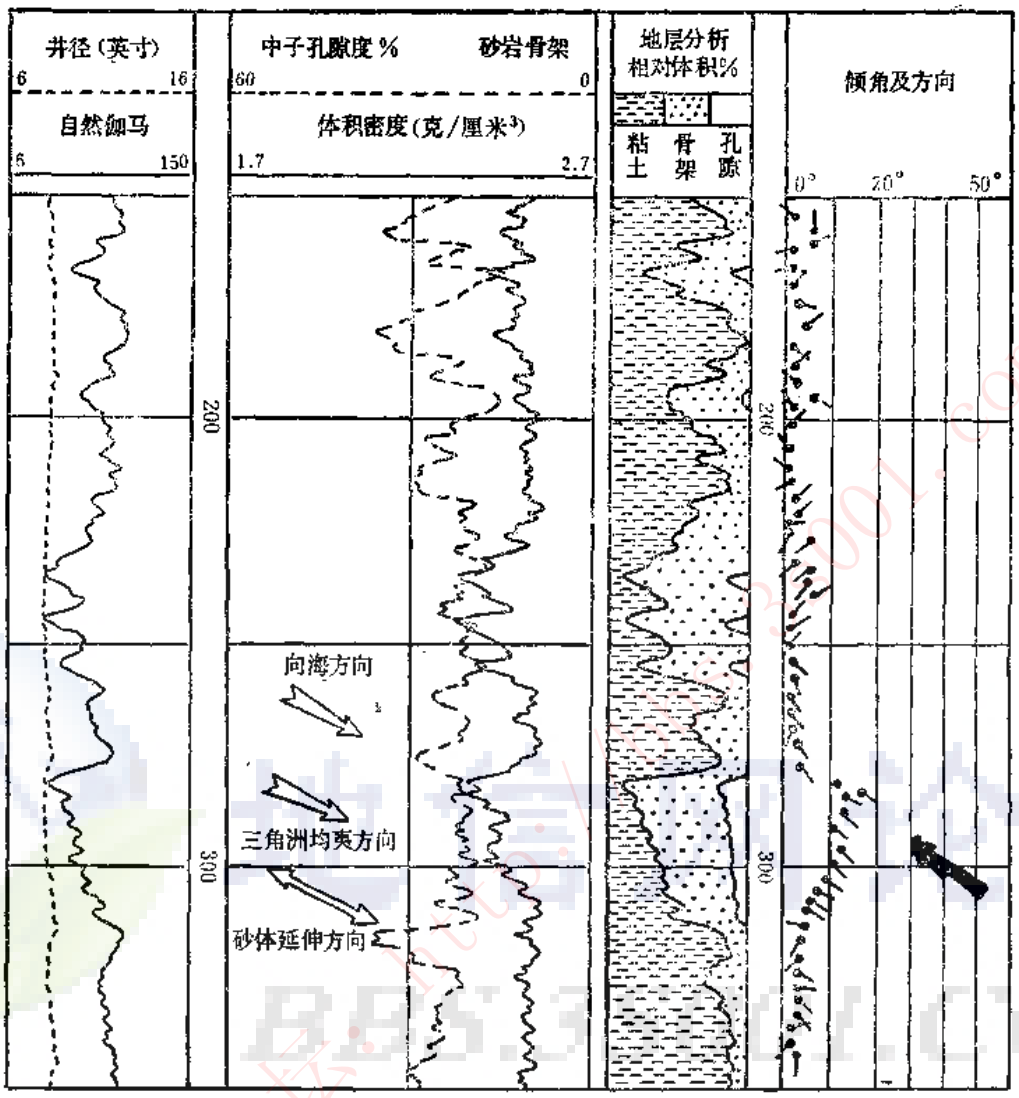


图 9-104　分流河口沙坝的曲线形状和倾角模式

河口沙坝向陆地的一侧，层理多呈块状和多向倾斜的楔状交错层理，岩性较粗，以砾石和粗砂沉积为主，层理倾角较大，岩性曲线往往为圆柱状，砂体加厚方向则和古水流方向一致。如果井眼位于砂体向海（或湖）的一侧，砂体厚度明显减薄，岩性变细，泥质成分增加，波状层理和水平层理非常发育，砂体加厚方向则和古水流方向相反。

图9-105是2-2检1402井中河口沙坝实例。从图中可看出，砂体岩性是以粉砂岩和细砂岩为主，地层主要为水平和波状层理，只是在顶部岩性较粗，为块状层理。古水流为南西方向，可以预测井是打在砂体向海（或湖）的一侧，则砂体向北东方向加厚。事实上，位于该井南西方向的2-3-164井，河口沙坝明显变薄，而位于该井北东方向的2-1-164井，河口沙坝明显加厚，见图9-106。

8.海滩和沙坝

在海浪很强，足以使由陆地搬运来的沉积物重新分布的地方，形成了线状海岸线和与海岸线平行移动的沙坝和海滩。在地层中，它们成为细而长的砂岩体被保存下来。典型的

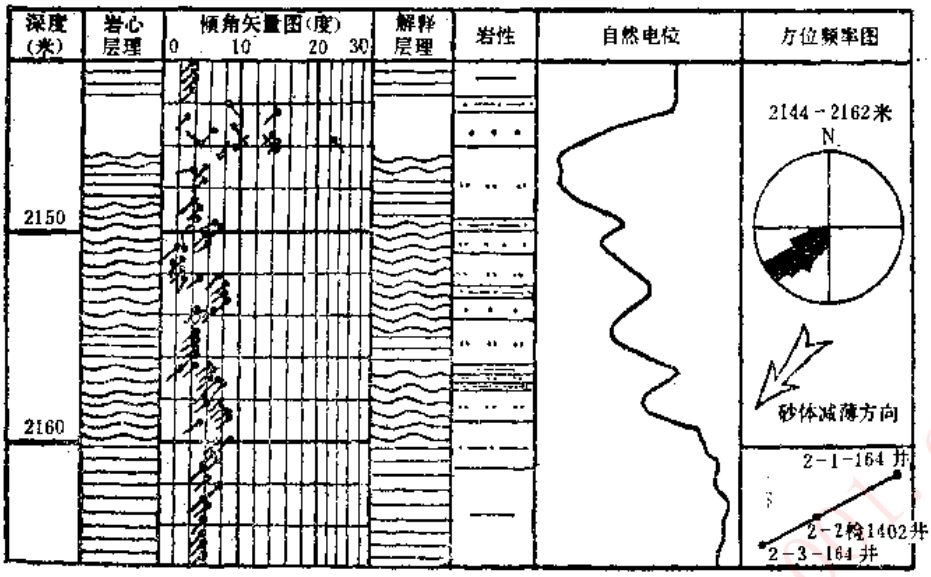


图 9-105　2-2检1402井河口沙坝实例

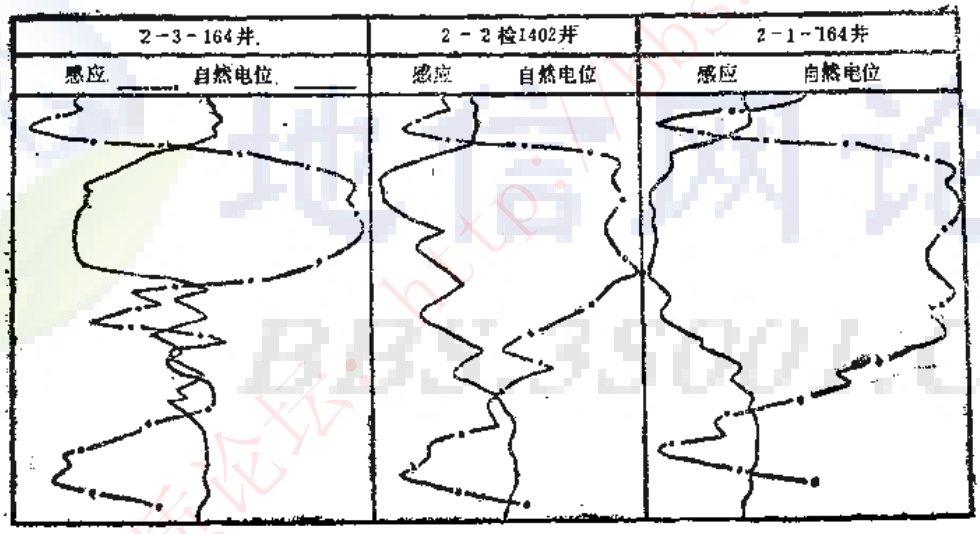


图 9-106　2-2检1402井，沿古水流向后追踪，沙坝加厚

海滩砂是呈向上粒度变粗的海退型地层层序，在测井曲线上往往呈平滑的漏斗型形状，在海滩砂的上段地层中一般分选非常好，水流层理反映波浪作用是平缓的，多呈单峰向交错层理，交错层理的方向是向海倾斜的，与砂体的延伸方向垂直。

如前所述，海滩通常形成细而长的砂体。相反，当三角洲被沿岸流控制时，海滩往往在两个分流河口之间和侧面形成。当三角洲均夷推进时，形成了具有海退特征的低角度的显板状交错层理的席状砂。有时把它们大致分类为三角洲前缘砂体。测井曲线形状和地层倾角资料，将能清楚地把这些席状砂与细而长的海滩砂区分开。另外通过两口井之间的相互关系，也能够达到区分它们的目的。

在波浪间断的地区，可能发育着滨外沙坝，流进来的水迅速地失去它的能量，从而使它把所携带的物质沉积下来。沙坝往往平行于海岸线生长，在向海方向的倾斜面上，沙坝

沉积特征类似于海滩沉积，呈平缓的板状交错层理，向上粒度变粗。交错层理的方向是和砂体的延伸方向垂直。只要沙坝仍然是在水下而且被逆冲刷，则在朝陆地方向或泻湖的这一面，地层的倾角可能很大，在纯砂岩层中可达25度。

当有充足的沉积物供给时，沙坝可以出露水面形成沙堤（堡坝）。在堤坝两侧的地层倾角往往比较平缓，而且可能与煤沼泽或蒸发的泻湖有联系。

图9-107表示了一个沙坝型砂体的测井曲线特征和倾角模式图。岩性为砂岩，孔隙度和粘土含量曲线呈平滑的漏斗形状，它指出了地层向上分选较好，岩性较粗。倾角数值向上逐渐增大，也指示了砂体顶部粒度较粗。显示出有低角度的水流层理，水流方向为向东，砂体延伸方向为南北方向。

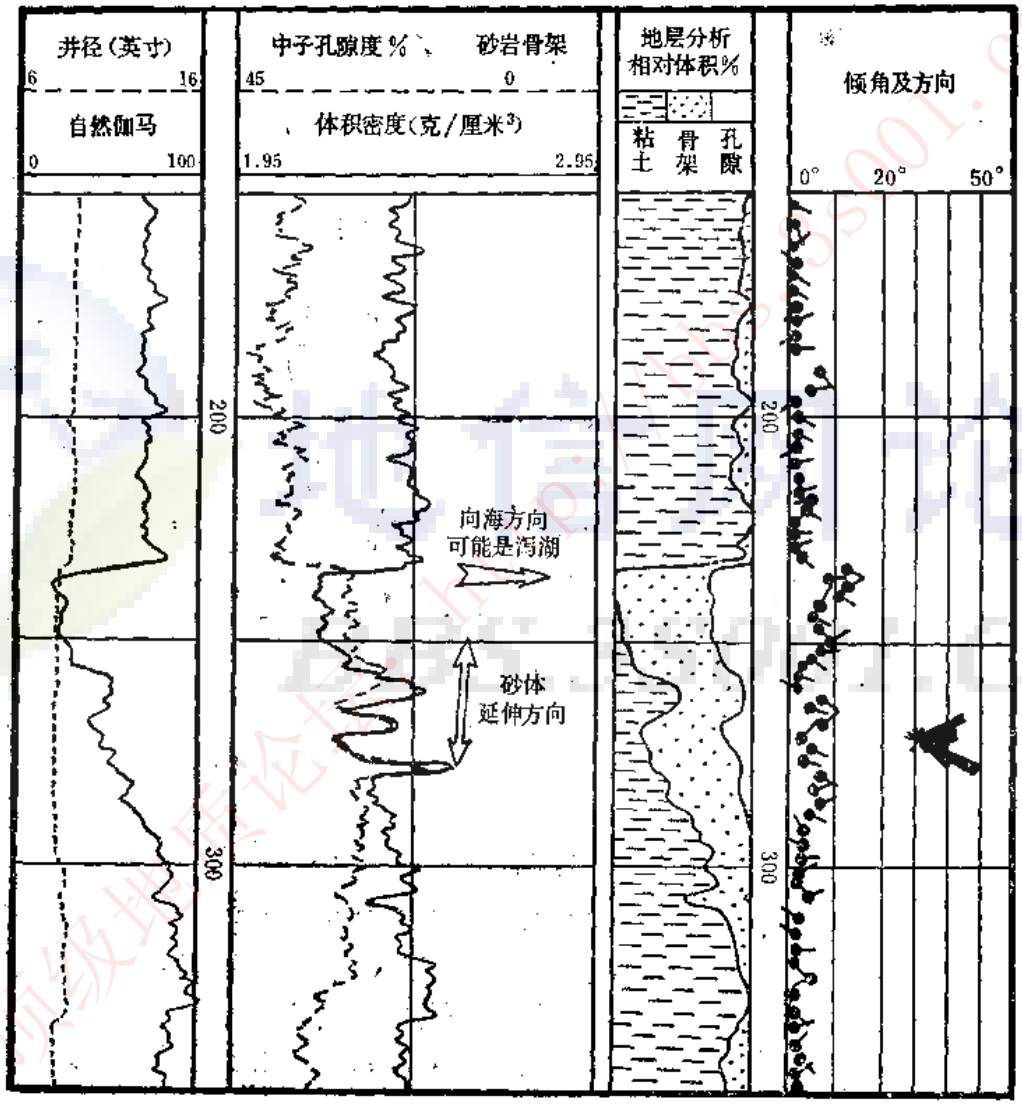


图 9-107　沙坝型砂体的曲线形状和倾角模式图

海滩沙坝沉积的详细类型是多种多样的，我们把它们通称为底面不整合砂体、走向谷砂体或者淹没地形砂体。有的沿岸沙坝水流层理呈双向水流特征，这主要是由沿岸流携带来的沉积物，在波浪的往返作用下沉积而成。图9-108是坨72井中沿岸沙坝的实例，古水流为南北方向，砂体向东一西方向延伸。

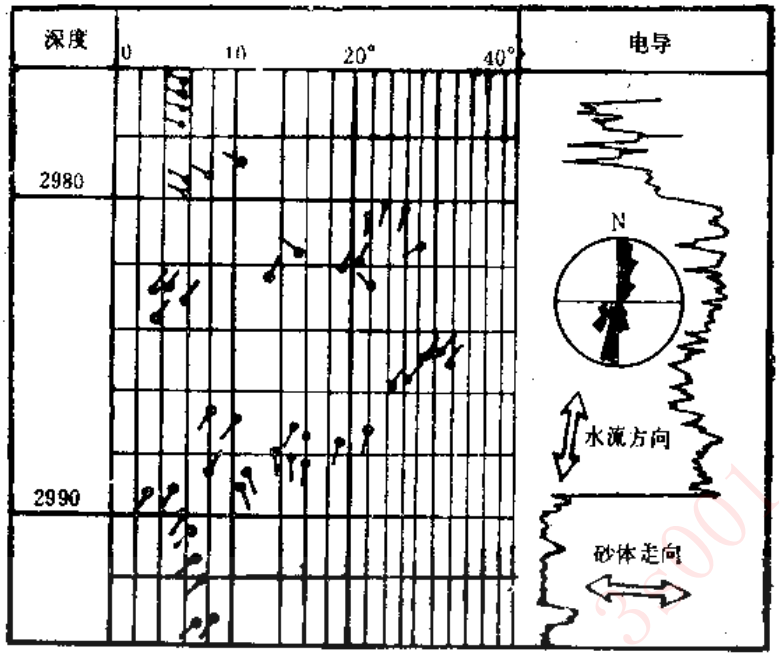


图 9-108 坨72井沿岸沙坝，呈双向水流特征

沙坝的加厚方向一般是根据上覆泥岩层的倾角矢量来确定。沙坝与海岸线平行，并经常在侵陆海内由泥岩覆盖。这种侵陆海经常上升，占据了土地并经常加深，当沙坝上的水变的足够深和把新的海岸线推的足够远时，沙坝上形成的沉积是泥岩和沙质泥岩，这些不渗透的材料帽形成了封闭的圈闭。沙坝的横剖面（垂直于海岸线的剖面）一般呈凸状，在沙坝的中部，砂层厚度较大，上覆泥岩沉积相对较薄。而在它的两侧，砂层变薄，上覆泥岩相对较厚，由于差异压实作用而使沙坝两侧泥岩下部的倾角增大，倾角矢量显示为红模式，其矢量指向了砂体尖灭方向，相反方向为砂体加厚方向，图9-109所示。

3.生物岩礁

碳酸盐岩体一般可解释成是碳酸盐岩的透镜体，它又能细分成礁和滩。礁，是一种由造礁生物体（骨骸）形成的碳酸盐岩体，它有坚硬的骨架并且在海底形成高地貌。滩，是一种由抗波浪冲刷的坚硬物质，同时沉积下来形成的高地所组成的碳酸盐岩体。例如鲕状灰岩浅滩、贝壳灰岩滩和海百合碎屑等等。现代的礁主要出现在热带海的浅水中，礁的生长需要阳光、氧、充足的食物以及适当的温度。裙礁在平面图上呈线状，其延伸方向平行于海岸线，没有泻湖的穿插。堤礁和它们很相似，但区别在于有泻湖把它们和陆地分开。环礁是围绕泻湖（常常成岩于下沉的火山周围）的亚圆环的礁体。

礁的横剖面（垂直于海岸线方向的剖面）呈凸状，朝海的一侧叫前礁，向陆地的一侧称为后礁。前礁一般是十分陡峭的，其上覆泥岩由于差异压缩导致倾角较大，可高达30多度。上覆泥岩的倾向指出了离开礁体的方向，即礁体减薄的方向。这同利用上覆泥岩倾角矢量，判断沿岸沙坝加厚方向的原理一样。目前已经建立了一个礁块的成岩速率的经验办法。

情况A：压实和沉积同时发生，其特征是上面覆盖层为低电阻率的页岩，其倾角随深度增加而增大，则礁前角等于最大覆盖倾角加10度。

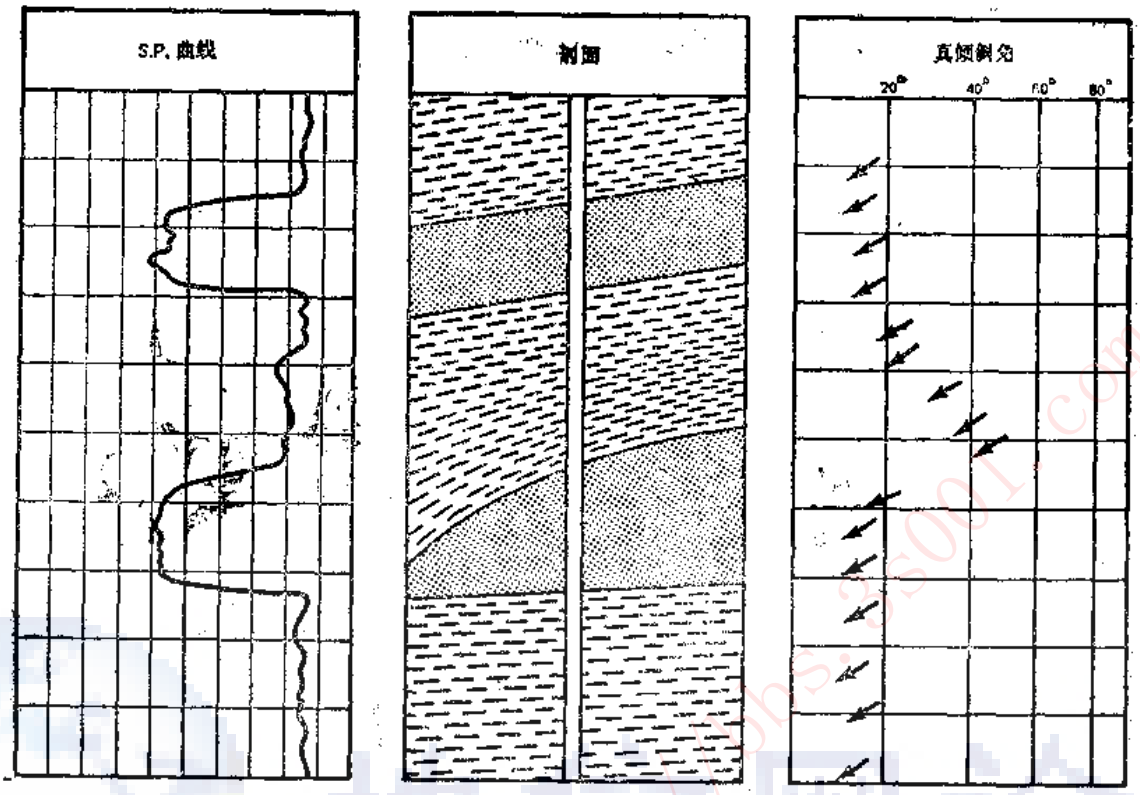


图 9-109　沿岸沙坝上覆泥岩倾向反映砂体尖灭方向，相反方向砂体加厚

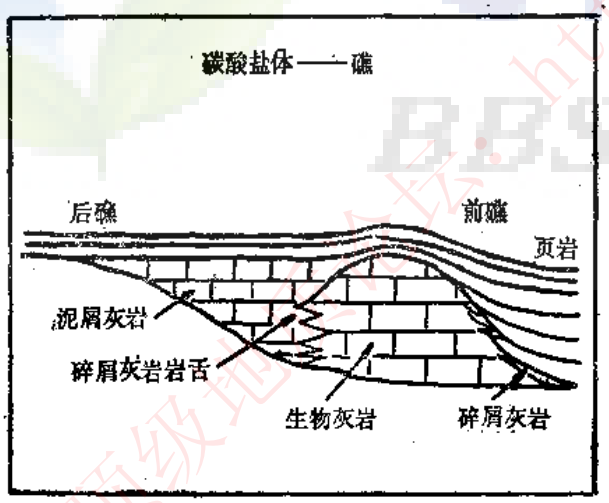


图 9-110　垂直于海岸线的一个堡坝型礁的横剖面图

情况B：压实主要发生在沉积之后，其特征是上覆层为以泥灰岩为主要成分的页岩，其倾角基本不变，则礁前角等于最大覆盖倾角的两倍。

后礁区通常被泥灰岩充填，这些泥灰岩没有清晰的层理面，也不受上面覆盖页岩层的影响。上覆页岩层差异压缩不明显，角度表现平缓。图9-110显示了一个典型的礁块轮廓。

图9-111显示的是在礁的前礁测到的曲线形状和倾角模式。粘土含量曲线主要呈圆柱状，孔隙度曲线没有显示出什么特征形状。上覆页岩显示出覆盖倾角，随着深度的增加角度变大，其倾向指出了礁块向东减薄。其中直接覆盖在礁块上面的一段地层（275～315英尺），主要是由礁的碎屑物质所组成，并且显示出由于交错层理所引起的倾角散乱。在生物岩层段中，通常有大量的孔隙、洞、裂缝，没有明显连续的倾角矢量。

10.浊积岩

浊流是一种沿水下斜坡或峡谷流动的含大量泥砂、砾石等碎屑物质的高密度底流，这些碎屑物质呈悬浮搬运，它在密度比它低的水体之下流动，且流速很快。由浊流形成的沉

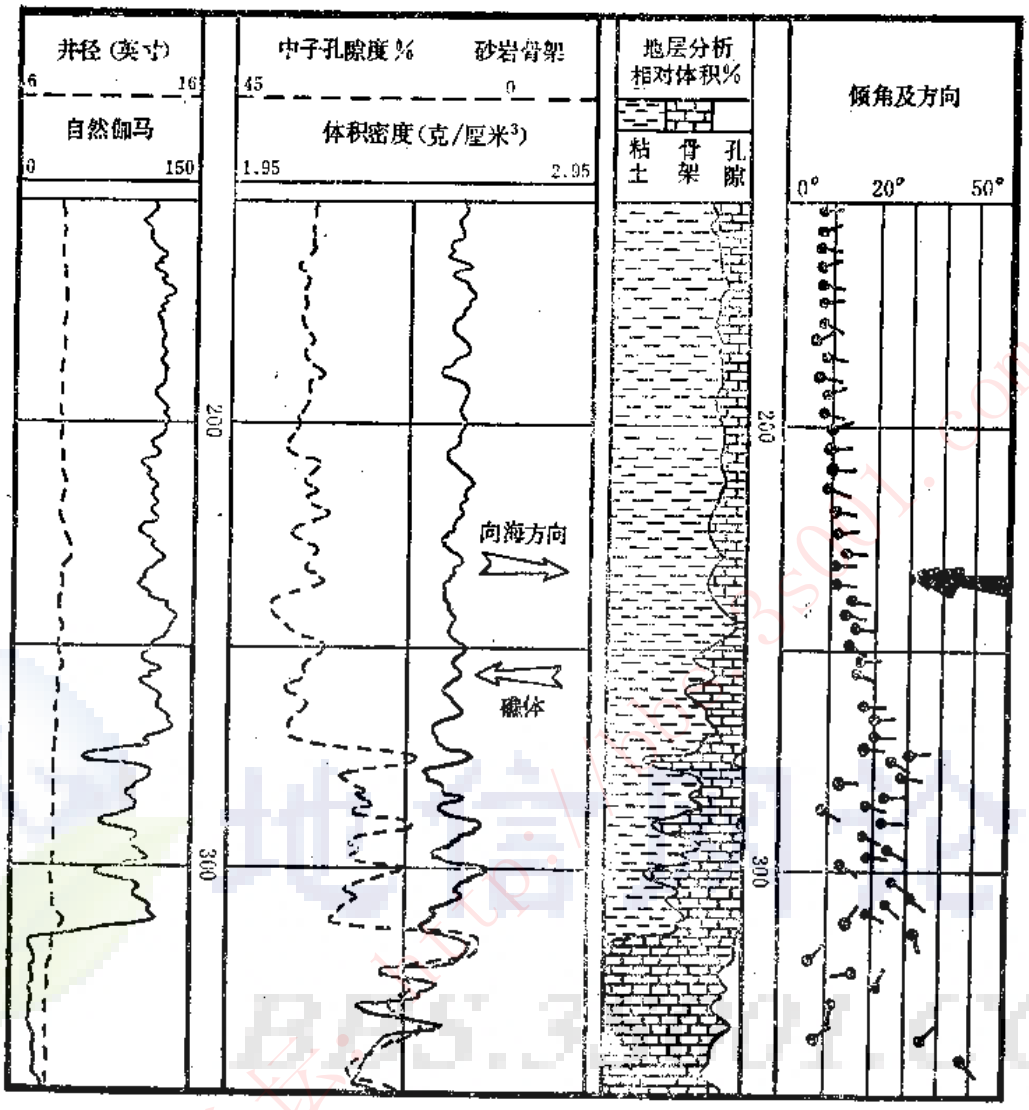


图 9-111　在礁的翼部上测到的曲线形状和倾角模式(前礁)

积叫做浊积岩。浊积岩在平面上分布一般呈扇状，扇根岩性最粗，主要以中砾石和粗砂沉积为主，向前至扇中和扇前缘，岩性依次变细。在垂向上岩性变化大致也是如此，浊积岩层多具粒级递变的韵律层，即鲍玛层序。一次浊流可以形成一个完整的浊积层，底部由砂组成并含砾石，粒度下粗上细递变清楚。下部多为细砂和粉砂含泥质，粒度递变现象不太明显。中部以粉砂为主，有细砂和泥质。上部为具有水平层理的粉砂级沉积。

尽管浊流沉积是高能量沉积，但它的特点是缺少明显的交错层理。在倾角矢量图上，浊积岩倾角矢量分布形式呈方块状模式，即角度大小上下一样。用方位频率图进行统计后会看出，浊积岩的古水流方向在向扇体撒开的180度范围内变化。

东营凹陷南部纯化镇—梁家楼地区沙三中段砂岩体，在平面上呈长条状，垂直于盆地岸线。它是由南部边缘纯化镇沿水下斜坡向梁家楼地区伸展，延伸距离长达40公里。在浊流流道（水下峡谷）部位，宽度仅 2 公里，纯化镇以北砂体呈扇形撒开，宽度约在15公里以上。经综合分析研究，确定该砂体为浊积岩。图9-112为梁家楼油田沙三中油层顶部构

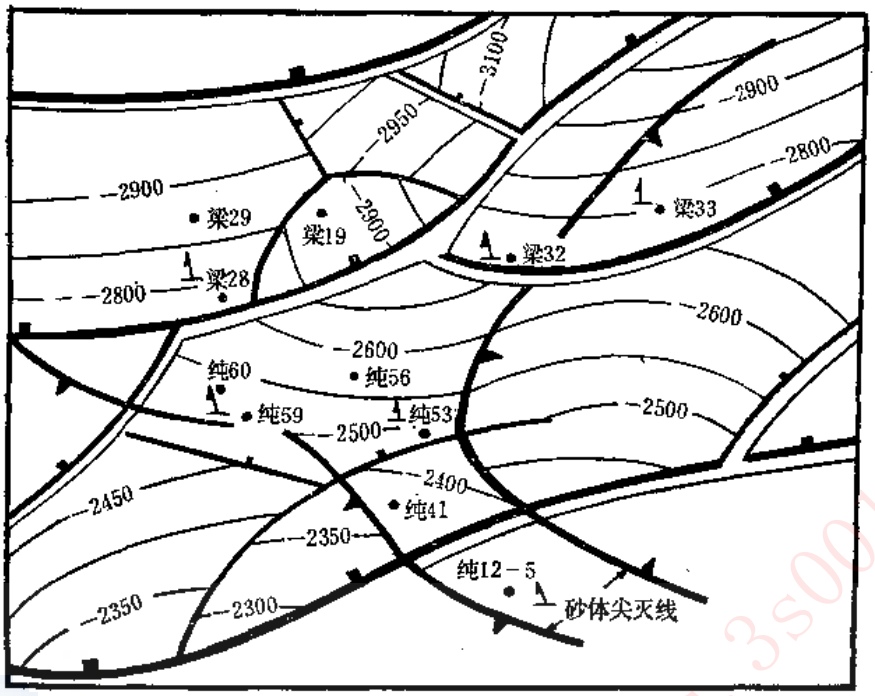


图 9-112　梁家楼油田沙三中段油层顶部构造图

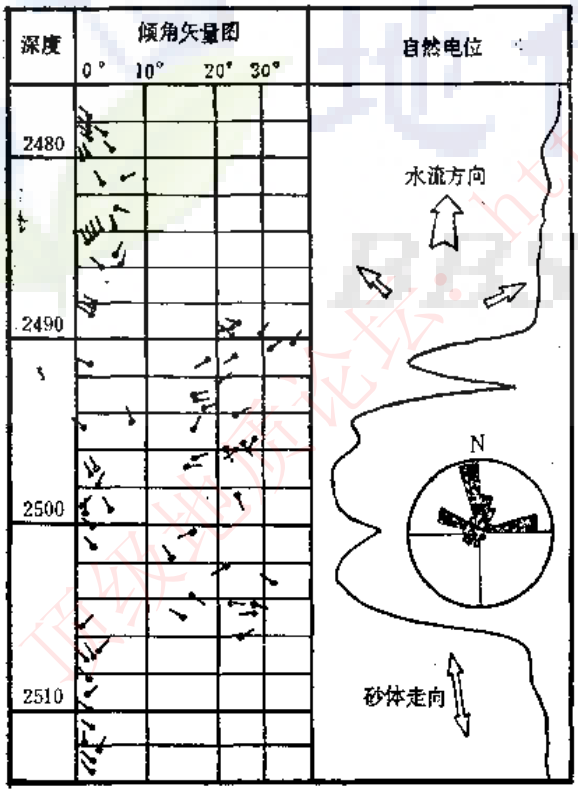


图 9-113　纯53井浊积岩倾角矢量图

造图，图中矢量方向为根据地层倾角确定的古水流方向，实际证明都是正确的。例如在勘探初期，当在纯59井沙三中砂层见到油气显示以后(该井砂层厚度仅0.8米)，为了搞清古水流方向，在纯59井进行了地层倾角测井，确定出古水流方向为北30°西，砂体走向与古水流方向一致。根据地震资料和地层倾角的解释结果，在纯59井北西方向布了纯60井。纯60井钻开后见到很好的效果，砂层增厚到4米，试油结果，4毫米油嘴每天自喷油26立方米。

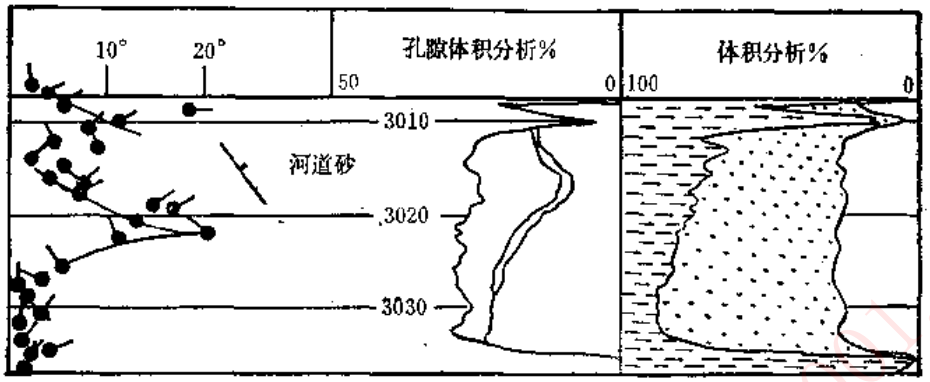
图9-113是纯53井沙三中段浊积岩的倾角矢量图，倾角模式为方块状，水流方向以向北为主，并有北东东和北西西两个次要方向。水流方向分布范围较大，这与该井处在浊积岩的扇根部位是有关系的。

四、判断岩性和泥质分布形式

地层倾角测井，提供了高分辨率的四条或八条微电阻率曲线。这些曲线形状本身，有

助于解释岩石颗粒粗细的变化。粘土层和纯砂岩层，电阻率的变化是很明显的，电阻率的增加表明颗粒尺寸有变粗的趋势。在压实地层，一般泥岩的电阻率将低于粗颗粒岩石地层。甚至在含油气层，电阻率曲线也是一种极好的粘土指示器。

图9-114为河道充填沉积，它指示出了如何应用原始微电阻率曲线，从纹泥中识别分



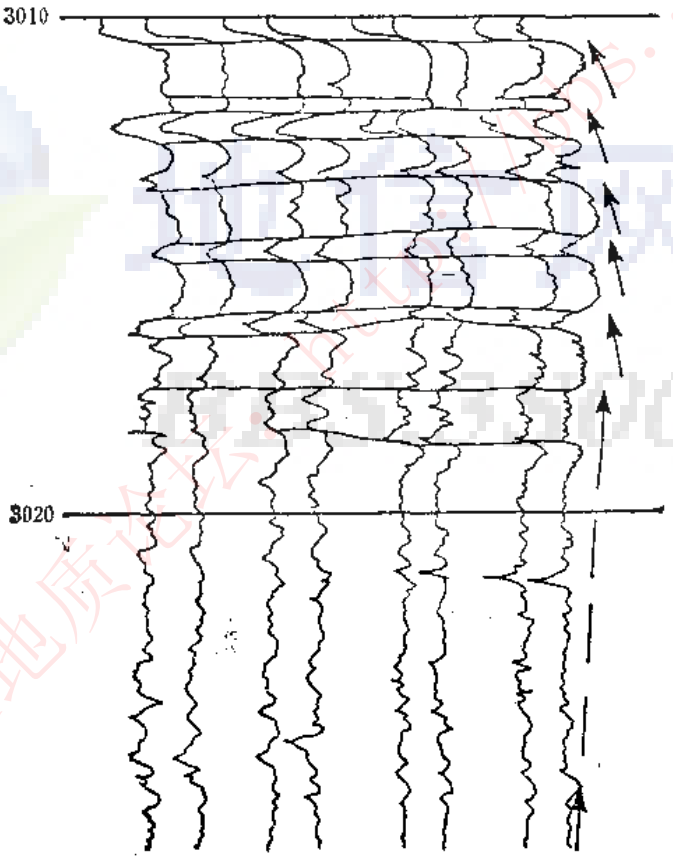


图 9-114　用倾角资料解释分散和层状泥质实例

散泥质。计算机处理的解释结果，显示出砂岩中的泥质含量朝顶部增加，储集层的性质因此明显的变差。底部砂层(3020英尺以下)，层理倾角往上增大，因此沉积颗粒越往上越粗。从微电导率曲线上看，电导率异常很少，表明为分散泥质。水流层理为北西方向，表明砂层向北西方向延伸。砂层顶部（3020英尺以上)，是纯净砂岩和泥岩。相关对比线显

示了泥质薄层的厚度变化，因此它们在一定范围内可向横向扩展延伸。尽管砂层组中的泥质成分较高，但它们是以层状形式而不是以分散形式出现。层理倾角中，有一部分指向北西，反映古水流方向；还有一部分指向北东，主要反映了泥质夹层的倾向，和古水流方向垂直，表明河道中心在北东方向，即砂层向北东加厚。

第六节　地层倾角测井在识别裂缝及孤北潜山中的应用

从世界已开发的油气田的统计数字看，裂缝型的储集层，在油气资源和生产能力方面，大约占世界总量的一半。在我国裂缝型储集层分布也很广，几年来在华北、辽河、胜利等油田，都在碳酸盐岩、花岗岩等裂缝型地层中，获得高产油气流。在裂缝型储集层中，油气主要储集在裂缝和溶洞之中。

裂缝是经地应力作用后，在岩块或地块中出现的没有显著错动和位移的破裂。这种破裂在地壳的一定范围、一定深度内有规律的分布，它把岩块或地块分隔成不同形状不同大小的块体，它们并与一定的褶皱构造或断裂构造等有着密切的成生联系。即是说，裂缝的发育和分布规律总是受地应力的制约。在接近地表处，地下水常含有较为丰富的CO_2，溶蚀能力较强，溶洞乃是岩石经过地下水，长期溶蚀作用后形成的孔洞。图9-115为某井实际取心照片，其中a显示有溶洞，b显示有发育的裂缝。



图 9-115　某井裂缝和溶洞实际取心照片
a—溶洞；b—裂缝

实践表明，在裂缝型地层中勘探和开发布井，不能只依靠构造图，还必须搞清裂缝发育方向。因为沿着裂缝带的发育方向，向构造高部位布井，才有可能发现新的含油区块。

同时沿着裂缝发育方向，由构造低部位向构造高部位注水，是有效的开发方案。利用地层倾角测井原始资料，结合地区地质特点研制的裂缝识别程序LSC，能够确定裂缝发育层段和裂缝发育方向。通过在王庄油田花岗岩和孤北潜山碳酸盐岩地层中的应用，见到了比较好的地质效果。

一、裂缝识别基本原理

高分辨率地层倾角测井仪，是由彼此相差90度的四个极板所组成，可以同时测出四条微电导率曲线。在灰岩、花岗岩等硬地层中，当倾角仪器的一个极板碰到裂缝时，由于裂缝中充满泥浆的缘故，因此，所测电导率数值明显偏高。与此同时，没有碰到裂缝的极板，测到的电导率数值明显偏低，二者相对比较之下，就会有明显的差异。通过相邻极板曲线的互相比较，可以把裂缝信息确定出来。不难理解，当确定出某一个极板碰到裂缝面时，相应的裂缝面的延伸方向，就是该极板的方位。1号极板方位曲线是测井时直接记录的，其他极板方位可根据计算公式推算出来。把裂缝信息分别显示在四条极板方位曲线上，叫做裂缝识别图。根据裂缝识别图，可以确定裂缝发育层段，有时还能识别出溶洞、高角度裂缝和网状裂缝。而且裂缝识别程序能够按照给定的井段，把所有裂缝信息的方位进行统计，做成裂缝发育方位频率图，显示出裂缝带的发育方向。

1.裂缝和溶洞信息特征

每条极板上的裂缝信息必须是：电导率数值比较高，有一定的厚度，而且与相邻极板电导率数值比较，差异足够明显。四条极板曲线比较次序是：1—2、2—3、3—4、4—1。溶洞信息有独特的特征，四条电导率数值都很高，达到曲线饱和数值，有一定的厚度，两条井径数值都很高而且相等。

2.计算极板方位角的方法

通过下面公式计算井眼方位角γ，

$$\begin{cases} \operatorname{tg}\alpha = \operatorname{tg}\beta/\cos\delta \\ \mu_1 = \gamma + \alpha \end{cases}$$

式中：μ_1——1号极板方位角；

β——相对方位角；

δ——井斜角；

α——β角在水平面上的投影角。

再通过下面公式计算出2、3、4号极板方位角

$$\begin{cases} \operatorname{tg}\alpha_i = \operatorname{tg}[\beta + (i-1)\frac{\pi}{2}]/\cos\delta \\ \mu_i = \gamma + \alpha_i \end{cases} \qquad (i = 2、3、4)$$

3.裂缝识别图

图9-116是孤北10井一段裂缝识别图，图上左边一栏里显示两条井径，右边一栏里分别显示四条极板方位曲线，相应的裂缝信息用黑色表示在极板方位曲线上。图中3593～3601米，四条极板方位曲线上裂缝信息都显示很多，根据取心该段为风化壳，网状裂缝十分发育。3616～3624米，裂缝信息只在2、4极板方位曲线上显示，方位曲线平直，表明该段为垂直裂缝。3624～3630米是一个大溶洞。3630～3634米，各极板方位曲线上裂缝信息

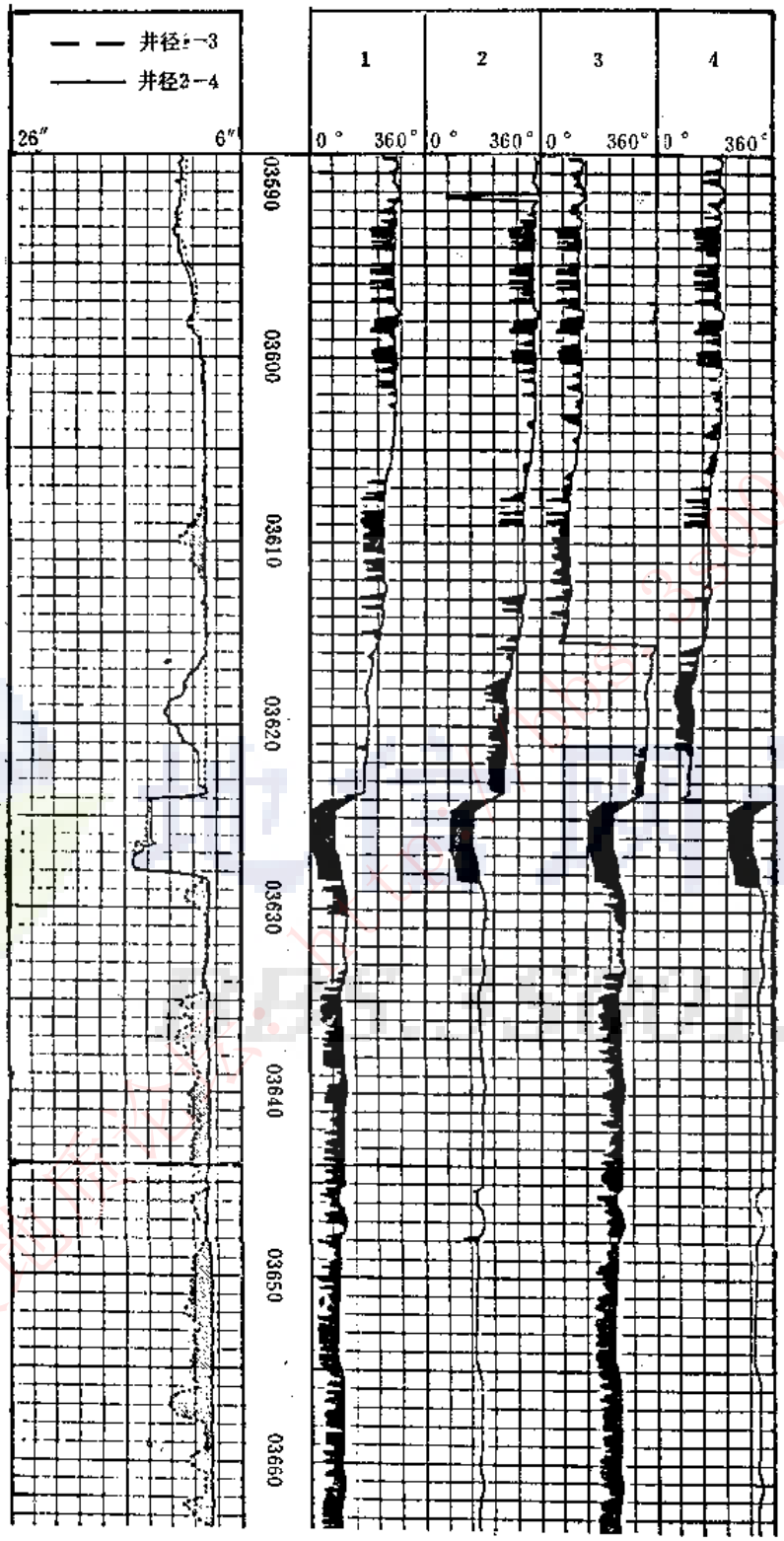


图 9-116　孤北10井一段典型裂缝识别图

都很少，表明该段地层岩性致密。3634米以下，裂缝信息主要显示在1、3极板方位曲线上，而且方位曲线平直，表明该段又是垂直裂缝。

4.裂缝发育方位频率图

将一个园每10度做为一个间隔，从0～360度共分成36个扇形区，在给定的井段内，把所有裂缝信息方位进行统计，落在哪个扇形区内裂缝信息个数最多，那个扇形区的长度画的最长，用来显示裂缝的主要发育方向。图9-117为孤北10井裂缝发育方位频率图，图上清楚的表明，裂缝发育方向为北东方向。

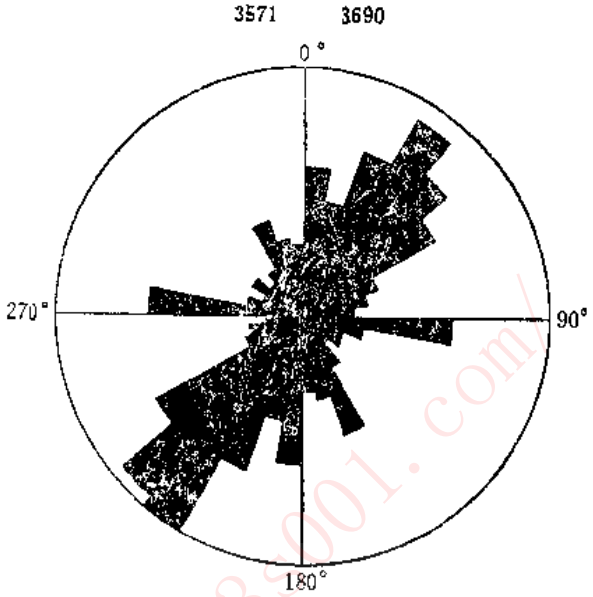


图 9-117　孤北10井裂缝发育方位频率图

二、裂缝识别在王庄油田的应用

图9-118是王庄油田构造井位图，图上标有几口主要井的裂缝发育方向。起初根据王庄油田郑14、17等六口井的裂缝处理成果图，分析出王庄油田的裂缝有以下几个特点：

1)裂缝发育程度与风化壳和断层构造密切相关，风化壳位置相对较高或附近有断层存在，则裂缝比较发育。

2)该地区一般为高角度裂缝，但在风化壳中网状裂缝比较发育。在垂向剖面上，裂缝发育程度有较明显的层位性，即是说裂缝发育段和致密段区分比较清楚。

3)王庄油田太古界花岗岩，裂缝发育方向有两大组，主要一组为北东方向，次要一组为北西方向。所以，在北东方向上井与井之间的连通性要好，而在北西方向上连通性较差。

根据以上分析，推知王庄油田的油气，主要来自西南方向的利津生油凹陷。同时根据油气沿裂缝带发育方向，向构造高部位运移的规律，预测出王庄油田的北东方向，即陈家庄凸起的西南端是继续钻探的有利部位。后来钻探了郑29井，该井在1167米钻入花岗岩后发生井喷，见到很好的油气显示，中途测试日产气5.5万方。从而表明在郑29井附近，存在一块含油气面积。郑29井区裂缝发育方向为近南北向，根据地球有机化学分析，证明郑29井区和王庄油田的油气，都是来自西南方向的利津生油凹陷。

实践表明，沿着裂缝发育方向由构造低部位，向构造高部位注水是有效的。例如在郑17井注水，位于北东方向上的郑4井明显见效，原已下降的油压和产量恢复并稳定，注水后和注水前比较，日增原油68吨。王庄油田的其它生产井，从郑17、32、13井注水后（皆往北东方向注），原油日产量也都明显的回升和稳定。而从其他方向，例如由郑4-12和郑4-1注水（由北西往南东方向注），基本上就注不进。

三、地层倾角和裂缝识别在孤北潜山中的应用

从裂缝的成因可以知道，裂缝的发育程度、发育方向与地质构造密切相关。例如在一个背斜构造顶部，张性裂缝就比较发育，而在背斜构造的中部和下部，由于地层承受挤压力，地层就比较致密。所以，要搞清裂缝带分布规律必须同时搞清地质构造，而且只有把

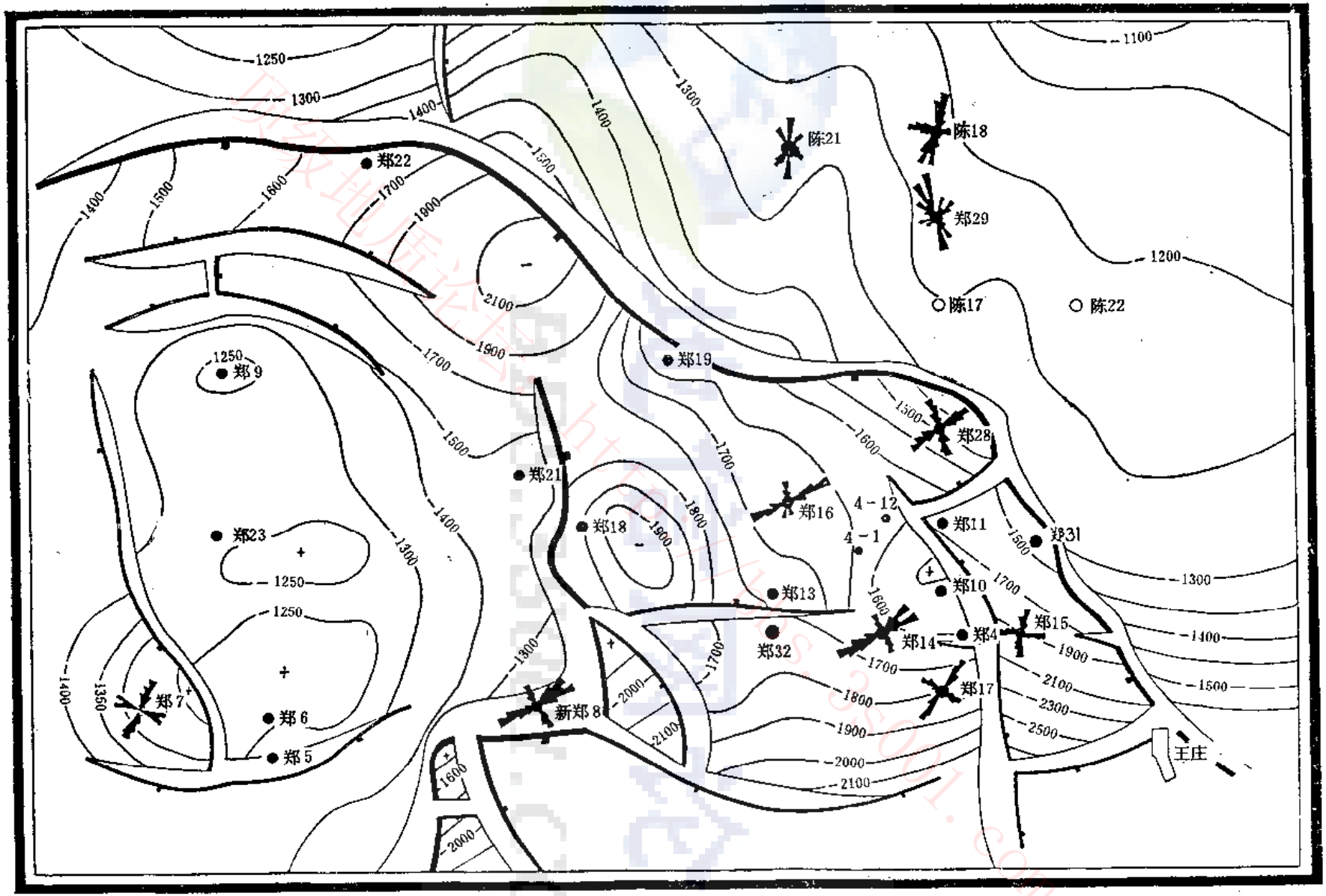


图 9-118 王庄油田构造井位图

研究裂缝和研究构造结合起来，才能更好地指导勘探和开发布井。

孤北古潜山以往都被认为是北东倾的古生界单面山，其中被若干正断层切割。古生界海相地层厚度是稳定不变的，这些已被地面露头观察及邻近地区钻井资料所证实。可是，在孤北3、11、6等井中都发现某些层组，地层厚度大大超过了正常厚度，有的标准层测井曲线形状都发生了很大变化，无法对比。这就是说，孤北潜山内部构造还是十分复杂。为了搞清潜山内部构造，在孤北13、24、26、18等10口井中进行了地层倾角测井，对确定潜山内部构造及裂缝发育方向等发挥了重要的作用。

1.孤北13井

孤北13井测井后，地质人员根据自然伽马曲线对比，发现地层有两段重复，地层重复645米，推断有逆断层存在，断点在3900米。根据孤北13井地层倾角矢量图显示，地层产状明显的分为三大段。3580～3900米，地层北东倾，倾角15度。3900～4300米，地层南西倾，倾角50度，在3900米附近，地层倾角高达80度左右。4300～4510米，地层北东倾，倾角12度。根据这一特征，发现孤北13井穿过一个大的逆掩断层-平卧褶曲构造。断点在3900米，断点以上为逆掩断层的一盘，断点以下为一个平卧褶曲。4300米处是平卧褶曲的转折点，其轴向为北西方向，断层走向为北西-南东方向，断面往南西倾。形态如图9-119所示。

按照这一构造模式，地层必须有三段重复。后来根据岩性密度解释和重新复查该井岩屑并进行薄片鉴定，发现冶里-亮甲山组的白云岩确实重复了三次，地质人员对该井地层重新分层，特别是，3900～4367米一段原分为一组（风山组），经重新对比分层后，分成了四个标准层组。自然伽马曲线对比特点是，同一地层上下两段重复的形状一样，为正序重复。而中间的一段，和上下两段呈反序重复，即曲线形状倒置。由于3900～4300米地层呈高倾角，所以在中间的一段重复地层的测量厚度，比上下大的多，曲线形状明显的被拉长了。

孤北潜山逆掩断层-平卧褶曲构造的发现，对搞清潜山内部构造，研究裂缝带及油气聚集规律等有着重要的意义。孤北13井裂缝识别图显示出裂缝发育方向为东西向，但全井段裂缝不够发育，所以虽然它位于比较高的一个山头，但产能比较低。为什么孤北13井裂缝不够发育呢？这与构造形态是分不开的。该井有三段地层重复，主要承受挤压力而且挤压井段很长，而钻遇的上盘脊背部地层被严重剥蚀，所以全井段岩性比较致密。图9-120为孤北18—14井潜山构造横剖面图。

2.孤北10断块

图9-121是孤北10断块构造井位图，根据孤北10井倾角矢量图解释，该井区潜山内部地层倾向为北40°西，倾角3°。结合孤北2井的潜山顶面深度（和孤北10井几乎一样），推断孤北10井区是一个平缓的长轴背斜构造，构造高点在孤北10井的南东方向，图中实线所示。而原地质构造图，图中虚线所示，反映地层南东倾，构造高点在孤北10井的北西方向。

孤北10井的裂缝和溶洞都十分发育，为特大高产井。由此可以预测，整个长轴背斜的顶部和缓翼围斜处，裂缝和溶洞都十分发育，是一个高产含油区块。根据这一解释观点，钻探了孤北15井。孤北15井进入潜山界面深度比孤北10井高了35.5米，比原构造图显示的深度抬高了315米。试油结果为，日产原油2022吨、天然气33.8万方。从而在孤北10井的南东方向，发现了一块高产含油气面积。

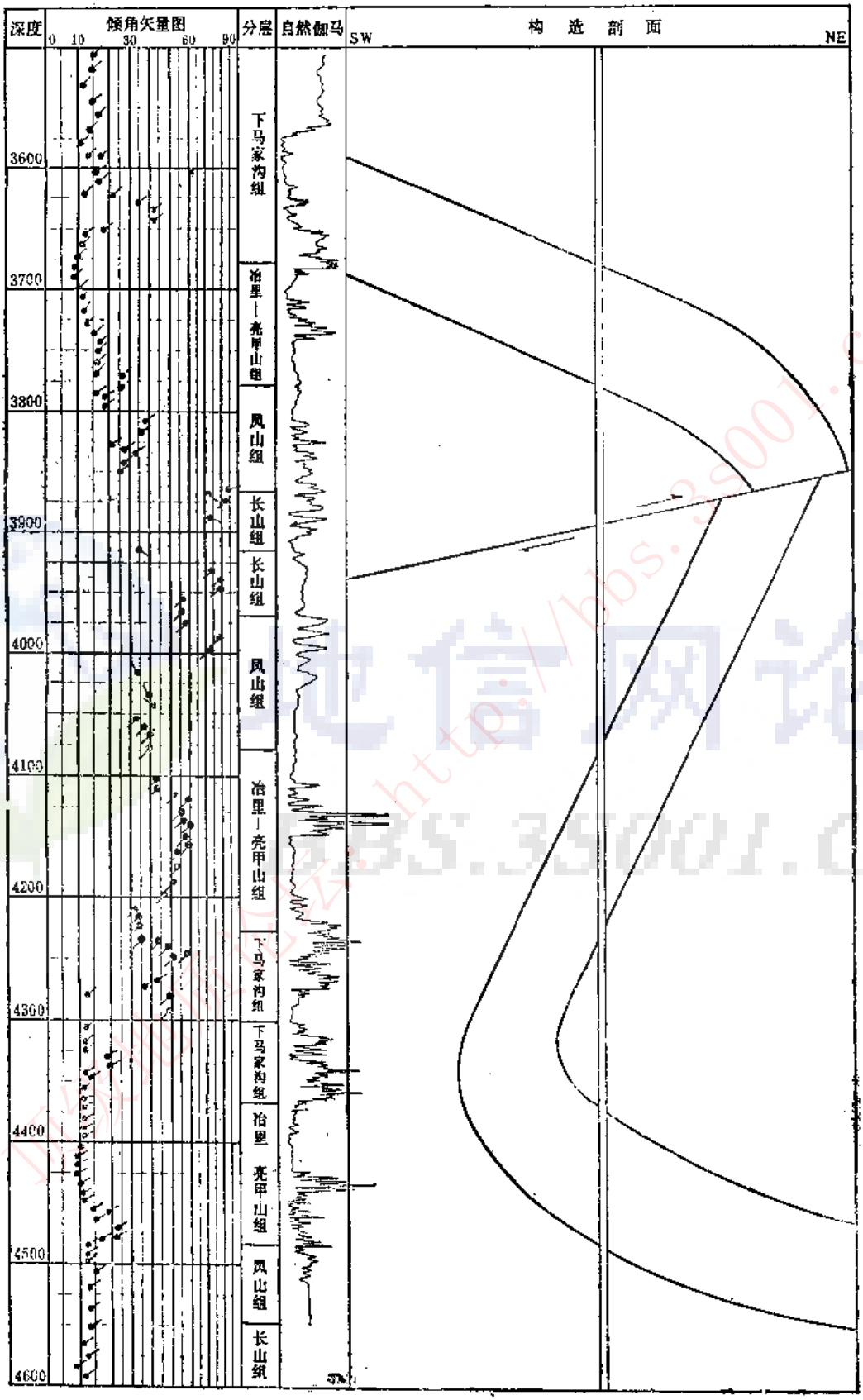


图 9-119 孤北13逆掩断层—平卧褶曲构造图

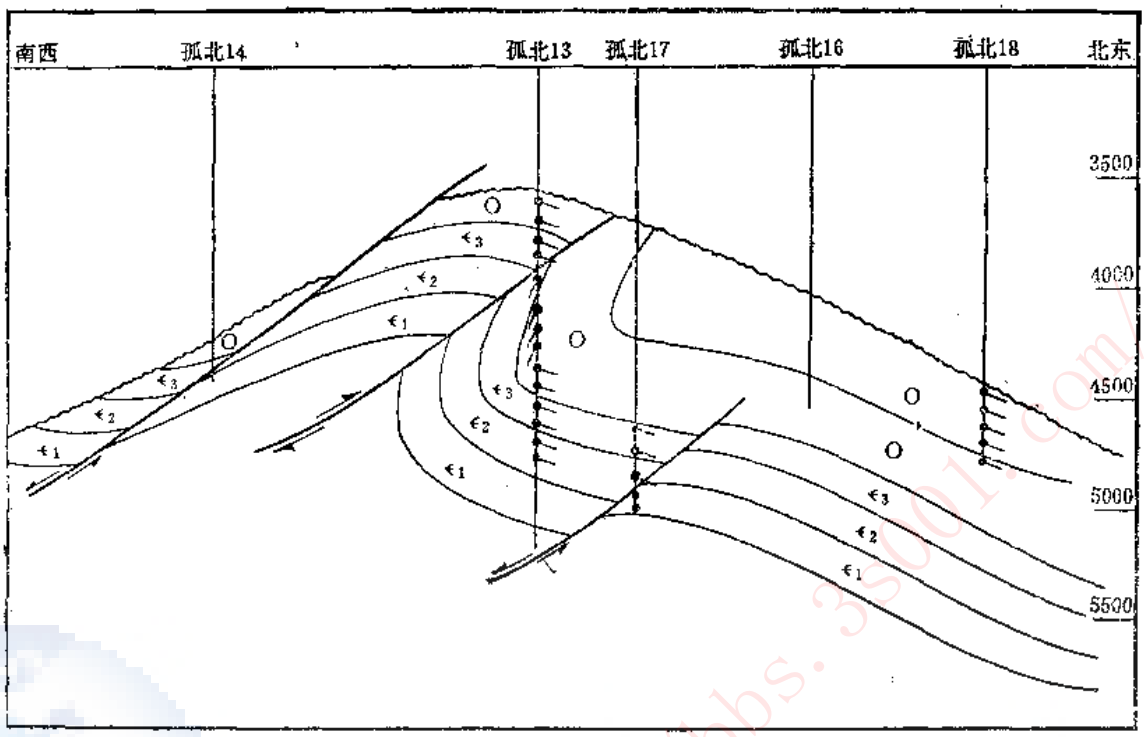


图 9-120　孤北18—14井潜山构造横剖面图

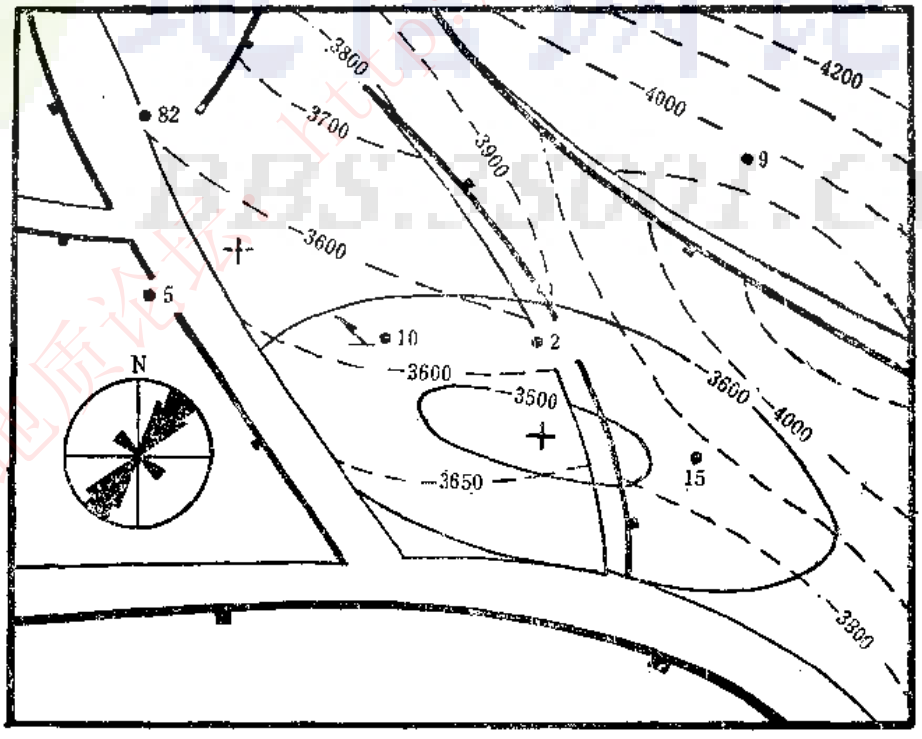


图 9-121　孤北10断块构造井位图

第十章　地层测试器及其应用

应用地层测试器评价储集层的生产能力已成为测井进行地层分析与油气评价的重要工具。它具有测量地层压力、采集地层中流体（油、气、水）、估算有效渗透率、预计产能以及预测气、油、水界面等多方面功能，它为建立最佳的完井和开发方案提供必要的依据。

和一般钻杆测试相比，电缆式地层测试器有许多优点：在裸眼井中测试，对地层破坏性最小；在套管井中测试，通过一个挤水泥装置，能及时封堵射孔孔眼；油井处在完全控制之下，排除测试中发生井喷的可能性；测试效率高，一次测试可在1.5～3小时内完成；在套管井中进行多次测试能及时发现高产层位。

地层测试能提供多种资料，诸如测试深度、一定数量的流体样品(包括油、气、水)、原油比重、粘度、天然气体积、油气比，以及各种压力数据（包括泥浆柱静水压力，最初关闭压力、流动压力、地层压力等）。

主要用途包括：

1)了解地层内流体的性质，油、气、水（指地层水）的含量，油气比、原油的比重与粘度等。

2)计算地层的有效渗透率。

3)预计地层生产油、气的能力，以及产水地层的产水率。

4)建立单井压力剖面，确定气、油、水界面和评价储集层的纵向连通性。各井地层压力资料的对比，还可研究油田范围内储集层的延伸性和连通性等。

第一节　地层测试器工作原理

1977年我国从德莱赛-阿特拉斯（Dresser-Atlas）公司引进4套地层测试器。主要有两种类型：1908裸眼井地层测试器和1915套管井地层测试器。仪器长度9.4米，直径为4英寸和$5^1/_2$英寸。耐温：177°C、耐压：845公斤/平方厘米，取样筒尺寸有$2^1/_2$加仑和3加仑两种（1加仑=4.546公升）。地面与井下仪器示意图，见图10-1。

目前已发展了一种功能比较强的重复式地层测试器（RFT），一次下井可以进行多次高精度压力测量，并可取两个流体样品。压力测量的精度取决于压力计的类型与精度，测压时，可以使地层中流体流入预测室（容积很小的容器），从而可以估算地层渗透率，测一次压力后，又可通过平衡阀把预测室中的流体排出去，然后再用于第二次测压。由于预测室容积很小，因此，用它来估算的渗透率主要反映了被泥浆污染了的侵入带部分，而不能完全反映地层真实的渗透性。

斯伦贝谢公司RFT的取样筒有三种：1、2.75、6加仑（美制），常用的为2.75加仑（美制）。其预测室为两个，容积为10毫升。

德莱赛公司的地层测试器包括：

1)由地面控制的仪器推靠机械系统。

2)液压系统：地层密封板和支撑板及吸管（图10-2）。

图10-3为地层测试器与地面设备示意图。

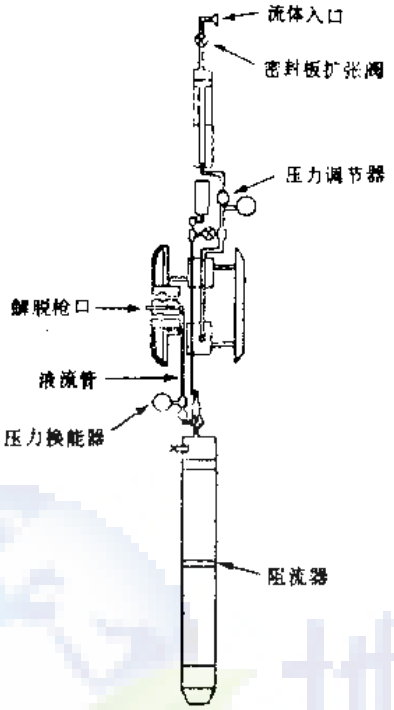


图 10-1　地层测试器井下仪示意图

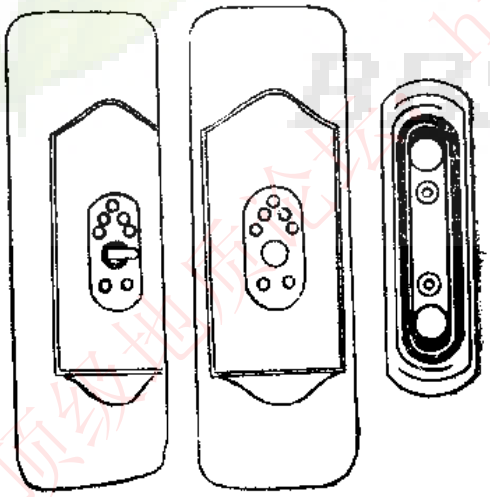


图 10-2　地层密封板

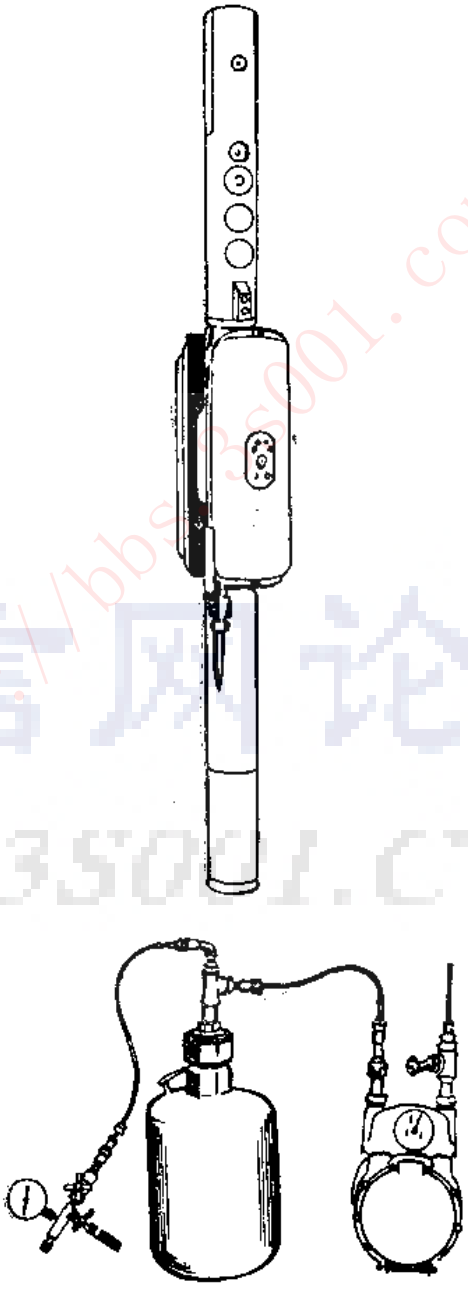


图 10-3　地层测试器与地面设备

3)取样罐：可配制不同容量的取样罐，3或6加仑取样罐，$2^1/_2$或$5^1/_2$加仑取样罐。

井下仪器的操作由测井车控制，下井仪器操作的全过程，都记录在胶卷上。地层测试器的基本工作原理（见图10-4）是：

1)仪器下到目的层后，打开泥浆阀门，使井内流体进入仪器；在泥浆柱的静水压力作用下液压推靠系统开始工作，使地层密封板和支撑板与井壁接触。

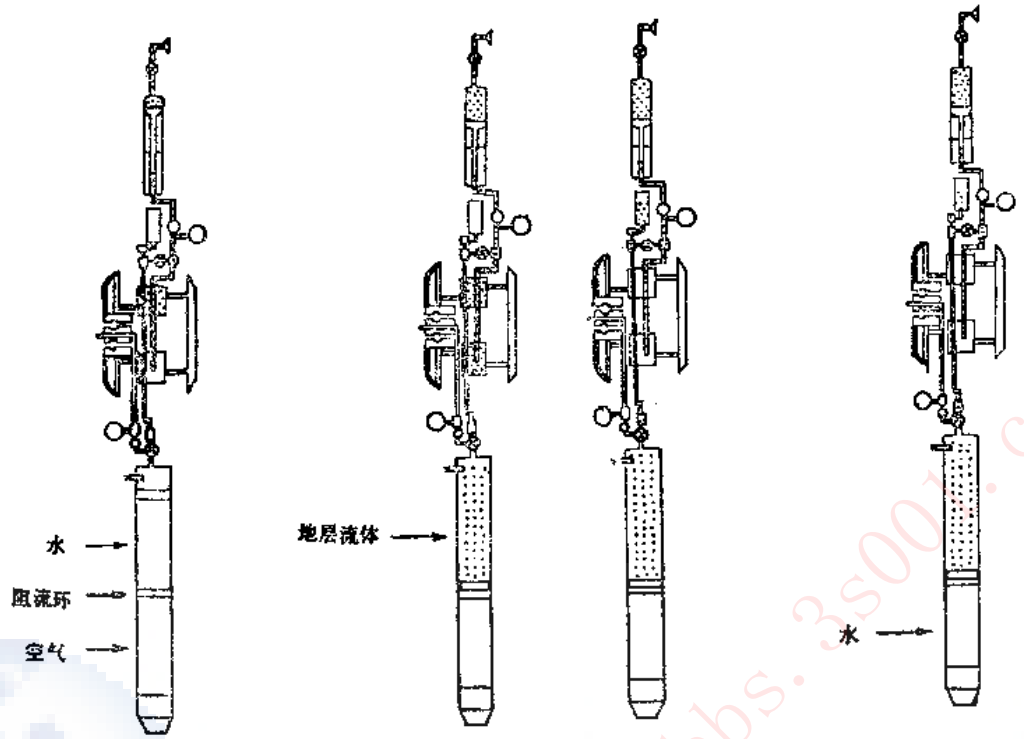


图 10-4　地层测试器工作原理图

2)吸管和筛孔吸管（可在硬地层或很疏松的砂岩地层中使用，以防泥饼或砂子堵塞吸管）压入地层，或使用装配了双枪体的密封板与地层或套管紧密接触后，使聚能弹射入地层中，这时地层中的流体（气体或液体）便可进入仪器，并经管线流入取样罐。由管线中的压力换能器测量初始压力与流动压力。

取样罐上部装水，下半部装一个大气压的空气，中间由一块隔板隔开，隔板有一个或几个阻流环。阻流器的尺寸，可根据预测的地层压力事先选定。阻流器尺寸有0.03、0.02、0.015英寸，可用 1个或 2 个以上串连使用。阻流器是限制原存在上半罐中的水 流 入下半罐的流量，从而减慢地层流体的流入，并保持与地层有低压差。

3)取样以后，液压系统使取样罐阀门关闭，由于阀门的柄上装有锁环，使阀门保持关闭状态，以便把取样罐中的流体密闭在地层压力之下。由换能器测量最后关闭压力，即地层压力。

4)液压系统压力释放后，解脱弹点火，密封板脱离地层或套管表面。静水压力作用在密封板的活塞上，使密封板和支撑板收拢；地层测试器带着密封好的地层流体返回地面。

在地面用调压器、分离器和气表等相应的设备，从取样罐中把天然气取出，然后再取出油、水、凝析油进行计量。取样时间记录在胶卷上，由时钟马达控制，每分钟在胶卷上打一个点子。

第二节　地层测试器解释基础

一、原　　理

地层测试器记录的地层压力为确定地层的产液特性提供了必要的数据。然而，在高流

量时流体流入取样罐的流量是受取样罐中阻流器的尺寸控制的。在一定的压力下，流量取决于上半罐中原来装的水流过取样罐阻流器所需的时间。

对于高渗透率的地层，若流量过大，会使地层塌陷，从而破坏密封板与地层之间的密封性，因此应用阻流器达到降低高渗透率层流量的目的。

对于低渗透率地层，从地层中流出的流体流量低，取样罐中阻流器两端的压降小，因此流体流速接近敞流条件下的流速。图10-5表示了流动压力与灌满取样罐所需时间之间的关系曲线，显然，其变化规律受取样罐中串联起来的阻流器的影响。

在压力曲线上可以看出流体粘度的影响。低粘度的流体，例如0.025厘泊的天然气，它的显示是在地层流动压力和关闭压力之间仅有很小的差别。若测试取到中等粘度的液体（0.5～1.0厘泊的水，1.0～4.0厘泊的轻油），当取样罐灌满，可看到压力曲线数值增大。重油或沥青一类高粘度的流体，其流动压力低。

地层的产液特性与从地层中流出来的流体有关。当上半罐的水通过取样罐中阻流器的流量和地层流体的粘度已知时，根据压力曲线可以反映地层渗透率的变化。为此，下面讨论地层渗透率对压力曲线的影响。

1)在非渗透性的地层中，如图10-6所示。压力曲线显示有爆炸气体造成的尖峰，然后回到接近零线的地方。下井仪关闭时，没有压力恢复曲线段。下井仪脱离地层时，记录到静水压力，取不到流体。

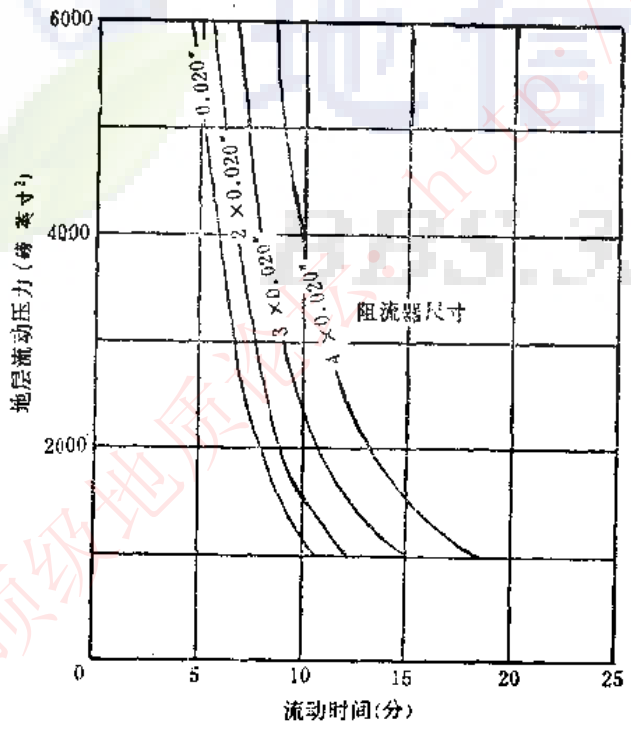


图 10-5 流动压力与灌满取样罐时间关系



图 10-6 非渗透层测试器记录曲线

2)渗透率极低的地层中，如图10-7所示。可以看到爆炸气体造成的尖峰，然后压力曲线逐渐恢复到初始关闭压力。当下井仪打开时，压力曲线下降到接近零线，并记录低取样压力。当下井仪器关闭时，将看到缓慢的压力恢复，若有足够长的时间留在关闭状态，将记录下最后关闭压力。回收的流体一般是50～200毫升。

3)在渗透率较低的地层中，如图10-8所示，可以看到爆炸气体造成的尖峰，然后压力曲线逐渐恢复到初始关闭压力。记录到低取样压力。观察到压力恢复，可以记录到地层最后关闭压力。液体回收量取决于测试时间的长短。

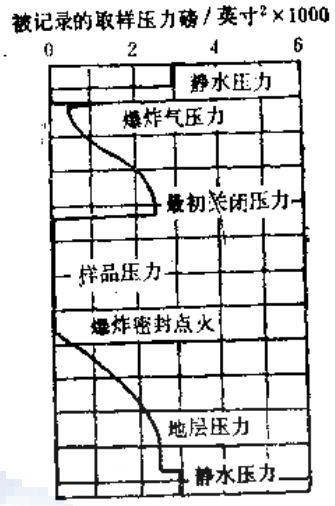


图 10-7 极低渗透率地层（1～4毫达西）的测试器记录曲线



图 10-8 较低渗透率地层（4～20毫达西）的测试器记录曲线

4)在中等渗透率的地层中，如图10-9所示。可记录到初始关闭压力及中等到高的流动压力。压力恢复非常快，并记录到地层最后关闭压力。能采收到满罐或接近满罐的流体。

5)在高渗透率地层中，如图10-10所示，在初始关闭压力、地层取样压力和最后关闭压力之间仅观察到很小的差别。取样罐很快就充满。

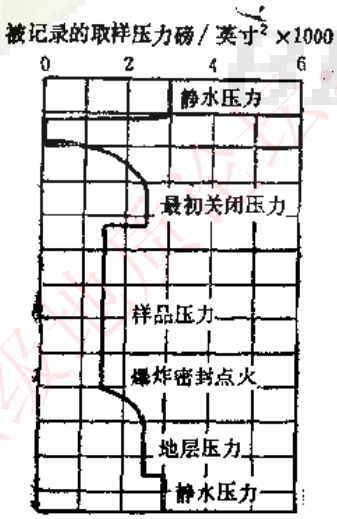


图 10-9 中等渗透率地层（20～500毫达西）的测试器记录曲线

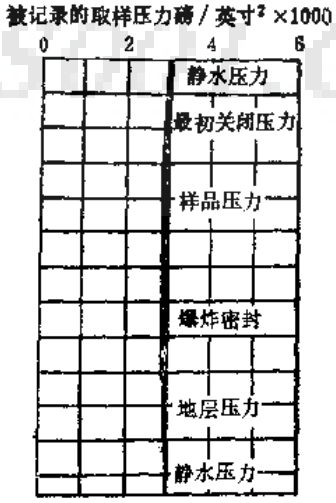


图 10-10 高渗透性地层（大于500毫达西）压力曲线

采收流体的数量和成分是电缆式地层测试器取得最重要的资料之一。地层测试器取到地面以后，对采收的气体或液体进行测量。气体通过气液分离器后进行计量，在气表上读数（立方英尺）。液体从分离器出来，用量筒（单位：毫升）计量。

地层测试器采收的地层流体可指示地层的产液特性。考虑到地层的非均质性，地层测

试器实际上是进行点测，而采收物的体积与储集层的实际产能相比是很小的。因此，其所得结果只能是一种近似的结果。取得的流体数量，主要取决于被测试地层的渗透率和孔隙度，以及该层所含流体的粘度。解释技术已发展到分析采收流体和记录的压力，从而确定被测试地层是否能得到工业性产量。

总之，在高渗透率地层中，流体采收率高，记录的压力变化小或没有变化；而中等到低渗透率的地层，则给出少量的流体，但地层流动和关闭压力有明显的变化；在低渗透率地层中，当地层测试时间加长，在很多情况下可以获得几乎满罐的流体。

二、估算渗透率的原理

根据球状流动理论或压力恢复理论能够估算地层的有效渗透率，从而为预计储集层的生产能力提供了可能。

1.球状流动理论

M.Muskat提出了一种根据地层测试器测量的压力估算地层有效渗透率的方法。

当地层测试器从地层中抽取流体并造成压力下降时，由于测试器吸管直径相当小（5毫米左右），而所采集的流体量又很少，它们大多来自取样器周围小范围内。因此，可把地层看作无限均匀的介质，把测试器吸管口看作点源，压力降从点源出发，以球形向外传播。等压面是以点源为中心的球面，流体则以垂直等压面的方向形成径向流，流入地层测试器。

达西定理可表达为下述形式：

$$Q=\frac{S\times k}{\mu}\frac{dP}{dr} \qquad (10\text{-}1)$$

式中：S——球面积，即为径向流通过的面积，$S=4\pi r^2$；

r——等压面的半径；

μ——流体的粘度；

P——压力；

k——地层有效渗透率。

将S代入上式，则有

$$dP=\frac{\mu Q}{4\pi K}\frac{dr}{r^2}$$

等式两端积分

$$\int_{P_f}^{P_s}dP=\frac{Q\mu}{4\pi k}\int_{r_w}^{r_b}\frac{dr}{r^2}$$

求积分

$$P_s-P_f=\frac{Q\mu}{4\pi k}\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_b}\right)$$

得：

$$Q=\frac{4\pi k(P_s-P_f)}{\mu\left(\frac{1}{r_w}-\frac{1}{r_b}\right)} \qquad (10\text{-}2)$$

式中：k——有效渗透率，毫达西；

P_s——地层压力，磅/平方英寸；

P_f——流动压力，磅/平方英寸；

Q——取样罐回收流体的流量，毫升/秒；

r_w——点源半径，即地层测试器的等效半径；

r_b——外排液半径，即半径为r_b的等压面的压力为地层压力，它与r_w相比较，可视为无穷大，故$\frac{1}{r_b}\to 0$，得到的计算渗透率的公式：

$$k=\frac{Q\mu}{4\pi r_w(P_s-P_f)} \tag{10-3}$$

代入点源半径r_w，按厘米·克·秒制单位换算为仪器使用单位，其换算系数为8.551×10^4。得到实际使用的计算公式。

双枪体测试器的渗透率计算公式为：

$$k=\frac{1470Q\mu}{P_s-P_f} \tag{10-4}$$

吸管或筛孔吸管测试器的公式为：

$$k=\frac{2940Q\mu}{P_s-P_f} \tag{10-5}$$

上述推导是基于在无限均匀介质中，压力降以点源为中心按球形向外传播的假设。事实上地层测试器是贴在井壁上，如果假设一极端情况，即设井壁为平面，仪器面临的为1/2空间，则式（10-1）应改为半球面方式传播的方程，即$S=2\pi r^2$。考虑到地层有限厚与井径的影响，可以认为压力降以点源为中心按椭球面形状向外传播。因此，可以把式(10-3)改写为下式：

$$k=C\frac{Q\mu}{4\pi r_w(P_s-P_f)} \tag{10-6}$$

式中C为流型因素。

显然，压力降按球面传播C=1，压力降在半空间按半球面传播C=2、压力降按椭球面传播，正好处于球形与半球形传播之间。一般取C=1.5，斯伦贝谢公司常取C=1.29。因此，如果应用式（10-4）、（10-5）进行计算并考虑井与层厚的影响，可以乘以系数C。

斯伦贝谢公司的计算渗透率公式与式（10-5）形式相似为：

标准吸管

$$k=\frac{5660Q\mu}{P_s-P_f}$$

大直径，快速流动的吸管

$$k=\frac{2395Q\mu}{P_s-P_f}$$

球状流动理论比较适用，但是它有以下限制条件：

1）高渗透率地层（1达西左右），压力下降很小，记录的精度不够，影响计算结果。需要提高压力计的精度。

2）低渗透率地层，流量计量不准，妨碍了定量计算，最好采用压力恢复方法。

3）几乎大部分压降都发生在取样器附近，大约50%的压力降发生在0.5厘米范围内，因此，地层测试器的探测半径有限。可能不完全反映地层真实的渗流特性。

2.压力恢复理论

D.R.Horner与G.B.Thomas等人提出了分析井内压力恢复曲线的理论与方法。

假设一口井钻穿的储集层无限大，井可看成为点源，即井半径$r_w \to 0$，外边界有稳定的压力，地层是均质、等厚的，并且不考虑油、水性质差别的影响。这时，流体流入井内完全是平面径向流，压力下降以井为点源按圆柱面形状向外传播。

弹性液体不稳定渗流的基本微分方程用极坐标表示为：

$$\frac{\partial P}{\partial t} = k\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right) \tag{10-7}$$

$$k = \frac{k}{\mu\beta^*}$$

边界条件与初始条件为：

$t = 0$时，$P = P_0$ $(0 \leqslant r < \infty)$

$r = r_w$处，$Q =$ 常数

或$\left(\frac{dP}{dr}\right)_{r=r_w} =$ 常数 $\quad (t > 0)$

式中：P_0——地层原始压力；

r_w—— 井眼半径；

Q——流体流入井内的产量；

k——渗透率；

μ——流体粘度；

β^*—— 综合压缩系数。

应用边界条件与初始条件可解出微分方程式（10-7），即得到$t = 0$瞬间，井的瞬间产量为$Q(t)$，在距井r处，某一时间t产生的压力降为：

$$P_0 - P(r\ t) = \frac{\mu Q(\tau)}{4\pi kh}\frac{1}{t} e^{-\frac{r^2}{4kt}} \tag{10-8}$$

式中：$P\ (r,t)$——t时距井r处的压力；

$Q\ (\tau)$——随时间而变的瞬时流量；

τ——时间变量；

t——某一时间；

h——地层厚度。

由上式可进一步求出井以$Q(\tau)$产量连续生产时，距井r处，在某一时间t产生的压力降，根据迭加法可得：

$$P_0 - P(r,t) = \frac{\mu}{4\pi kh}\int_0^t \frac{Q(\tau)}{t-\tau} e^{-\frac{r^2}{4k(t-\tau)}} d\tau \tag{10-9}$$

如果在$t - \tau$时间内产量稳定，即$Q(t) = Q$等于常数，则上式可化简为：

$$P_0 - P(r,t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh}\int_0^t \frac{1}{t-\tau} e^{-\frac{r^2}{4k(t-\tau)}} d\tau \tag{10-10}$$

代入变量$u = \frac{r^2}{4k(t-\tau)}$

则得：

$$P_0 - P(r,t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh}\int_u^{\infty} \frac{e^{-u}}{u}du$$

式中$\int_u^{\infty} \frac{e^{-u}}{u}du = -Ei\left(-\frac{r^2}{4kt}\right)$，称为幂积分函数。

从而，得到在井以Q产量稳定生产时，距井r处的压力降随时间t的变化规律为：

$$P_0 - P(r,t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh}\left[-Ei\left(-\frac{r^2}{4kt}\right)\right] \tag{10-11}$$

由于$Ei\left(-\frac{r^2}{4kt}\right)$为负值，故公式右项加一负号。在研究井底压力时，$r = r_w$。由于$r_w$很小，一般$u \leqslant 0.01$。幂积分函数可以简化为：

$$-Ei\left(-\frac{r^2}{4kt}\right) \doteq \ln\frac{4kt}{r_w^2} - 0.5772$$

$$= \ln\frac{2.25kt}{r_w^2} \tag{10-12}$$

式（10-12）在$u \leqslant 0.01$时，计算误差小于0.25%。根据换底公式，$\ln x = 2.3\lg x$。

由式（10-11）可得到井底压力降变化规律：

$$P_0 - P_w = \frac{2.3Q\mu}{4\pi kh}\lg\left(\frac{2.25kt}{r_w^2}\right)$$

式中，P_w为时间t的井底压力。

考虑到Q为地层条件下的流量，而测试器的流体产量q是在较低的流动压力条件下计量的，因此二者有如下的关系：

$$Q = \beta q$$

式中，β为压缩系数。

代入上式得：

$$P_0 - P_w = \frac{2.3\beta q\mu}{4\pi kh}\lg\left(\frac{2.25kt}{r_w^2}\right) \tag{10-13}$$

当地层测试器以稳定流量q取样，经过T时间之后，取样罐装满并关闭，压力开始恢复。经过Δt之后，压力恢复到接近地层压力。从地下水动力学角度出发，可以认为在整个T + Δt时间内，井仍以q流量生产，而在T时间之后仪器关闭，实际上井在Δt时间内产量为零。因此，需要加上以（-q）流量生产的一项。压降为二者迭加之和。

$$P_0 - P_w = \frac{2.3\beta q\mu}{4\pi kh}\lg\left[\frac{2.25k(T+\Delta t)}{r_w^2}\right] + \frac{2.3\beta(-q)\mu}{4\pi kh} \times \lg\left[\frac{2.25k\Delta t}{r_w^2}\right]$$

$$P_w = P_0 + \left(\frac{2.3\beta q\mu}{4\pi kh}\right)\left(\lg\frac{2.25k\Delta t}{r_w^2} - \lg\frac{2.25k(T+\Delta t)}{r_w^2}\right)$$

$$= P_0 + \frac{2.3\beta q\mu}{4\pi kh}\lg\frac{\Delta t}{T+\Delta t} \tag{10-14}$$

式中，P_w为关井以后井底压力，它是$\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$的函数。当$\Delta t \to \infty$时，$\frac{\Delta t}{T+\Delta t} \to 1$。则$P_w \to$

P_0，即井底压力为地层压力。在半对数座标上，若$\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$以对数刻度，井底压力$P_w$以常数刻度，两者呈线性关系。按直线外推至$\frac{\Delta t}{T+\Delta t}=1$处，则可得到地层静止压力（图10-11）。

若将式（10-14）按厘米·克·秒制单位换算为使用的英制单位则可写为如下形式

$$P_w = P_0 + \frac{118\beta q\mu}{kh}\lg\frac{\Delta t}{T+\Delta t} \qquad (10-15)$$

得出计算渗透率公式

$$k = \frac{118\beta q\mu}{Z} \qquad (10-16)$$

式中，$Z = \dfrac{P_w - P_0}{\lg\dfrac{\Delta t}{T+\Delta t}}$

从图（10-11）中可见，Z为压力与$\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$之间线性关系的斜率，即为一个记录周期的压差。若$\frac{\Delta t}{T+\Delta t}$从0.1～1，压差为2300－2100＝200磅/英寸^2。

用公式（10-16）制作的计算渗透率诺模图，见图10-12。

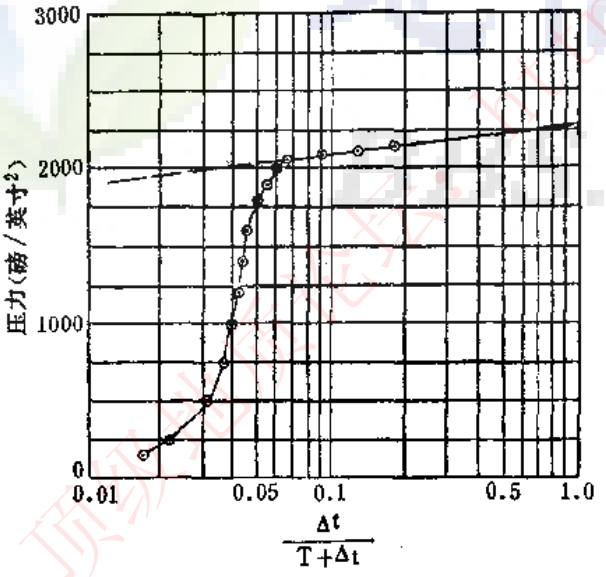


图 10-11　某井压力恢复曲线

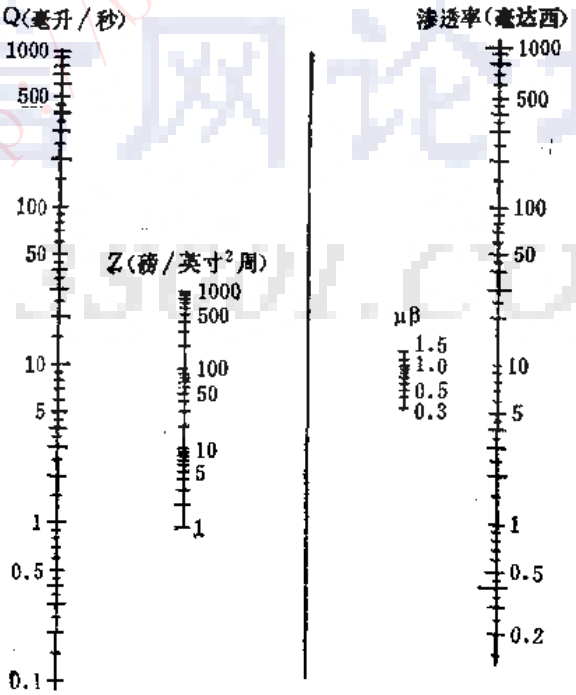


图 10-12　压力恢复理论计算渗透率诺模图

式（10-16）中的参数：

P_w　关井后的井内压力，磅/英寸^2

P_0　地层静止压力，磅/英寸^2

q　流体的产量，毫升/秒

μ　地层条件下流体的粘度，厘泊

β　地层压缩系数

h　地层厚度，英尺

T　地层测试器取样的敞流时间

Δt　关闭测试器后压力恢复时间

k　有效渗透率，毫达西

中、低渗透性地层中，压力恢复理论从本质上比球状流动理论（压力下降法）要好，可是它有如下的限制条件：

1）在中等到高渗透率的地层中，压力恢复得太快，以致无法进行准确测量。

2）由于存在球状和圆柱状传播的可能性，上述公式的推导皆基于压力降按圆柱状方式传播，而对于球状传播的情况，则使解释复杂化。

第三节　地层测试器的应用

一、分析回收的流体

高渗透率和中等到低渗透率两种地层流体回收的解释将在一起讨论，因为解释方法的基础是回收流体的数量。若回收流体的数量超过1000毫升，就有足够的资料来确定下列参数：

1.油气比

根据取样罐中回收的天然气和原油的数量可用下式计算油气比（立方英尺/桶）。

$$GOR = \frac{\text{气体的立方英尺数} \times 158980}{\text{油的毫升数}} \qquad (10\text{-}17)$$

每桶原油等于158980毫升原油。

若使用双枪体密封板的地层测试器，由于射孔弹的爆炸气体进入取样罐，故解释时这一部分应予以扣除。一般可以根据经验分析确定其数量，例如为0.25立方英尺。

2.预计地层生产流体的性质——油、气、水？

地层产油、气的能力取决于地层压力和测试时流进取样罐的油、气和水的数量。测试时如果只回收到油和气，显然属于油气产层。若回收到油、气和水，则必须考虑水的数量以及泥浆滤液和地层水各自的数量，还应考虑天然气在水中的溶解度。当取样罐取出地面，由于温度和压力降低，流体通过气液分离器脱气，如果脱出的天然气数量大于在地层的温度和压力条件下溶解在水中的气体数量，则该测试层可能产油气。

根据天然气在水中的溶解度，可以制作预计产油气或水的图版（诺模图），如图10-13。

应用这类图版，可根据回收的天然气、原油的体积计算油气比。同时根据地层压力和单位体积（1000毫升）样品中回收气体的数量，预计地层产油气或水的可能性。

3.估算地层水回收量与产水量

地层测试器回收的水一般是泥浆滤液和地层水的混合物。如果水的数量很小，则多半是泥浆滤液。如果回收水的数量较大，可以通过分析确定总矿化度，并查出其电阻率R_z，或直接测量R_z。然后，根据测井资料或邻井的测试资料确定地层水电阻率R_w，以及泥浆

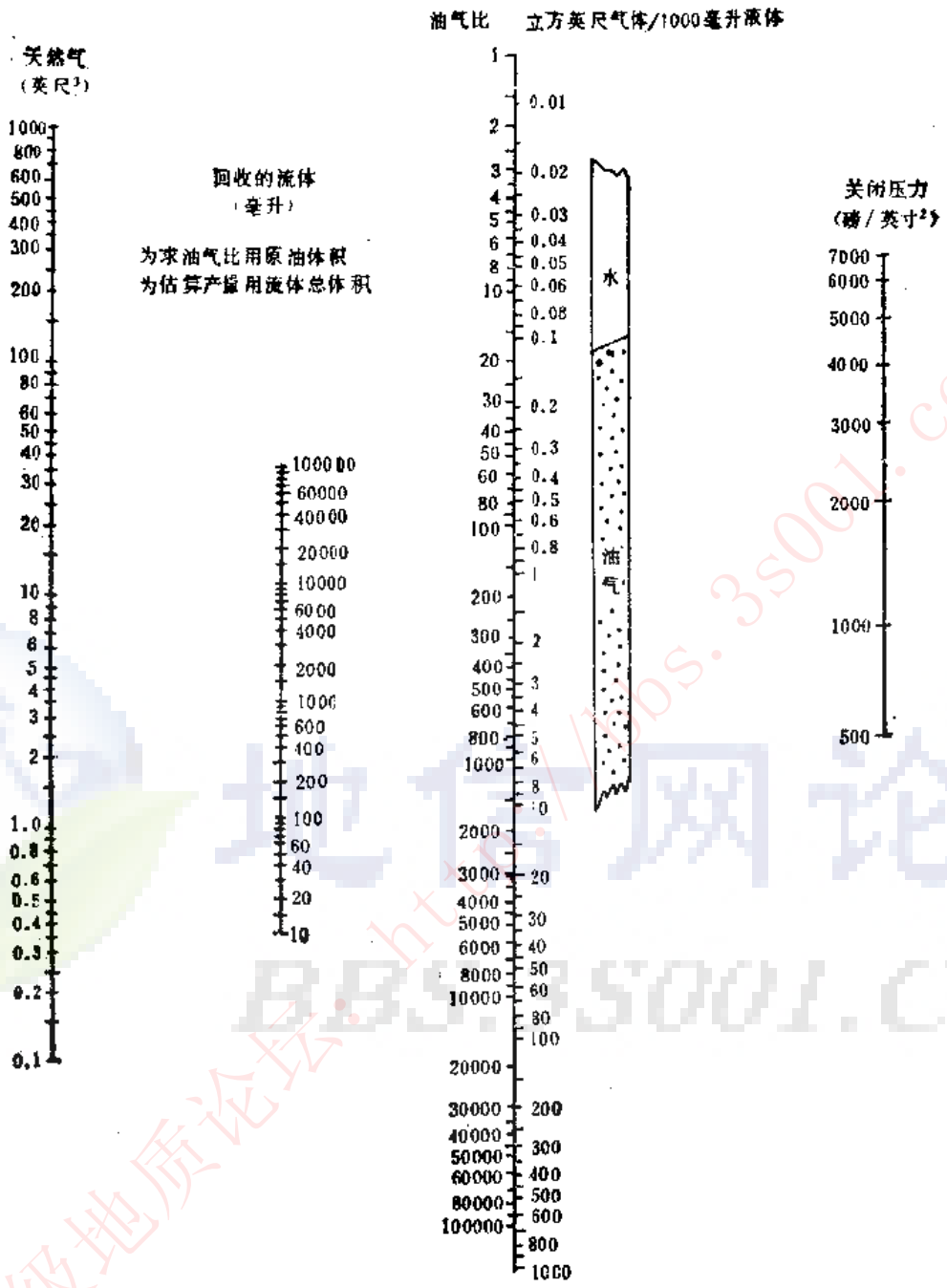


图 10-13　预计产液性质诺模图

滤液电阻率R_{mf}。这样，便可算出地层水相对体积W。它是地层水体积V_w和回收的水总体积V的比值 $W=\frac{V_w}{V}$。若把总的混合水的电阻看成由地层水与泥浆滤液两部分电阻并联之和，则

$$\frac{1}{R_z}=\frac{W}{R_w}+\frac{1-W}{R_{mf}}$$

而解得地层水相对体积W的计算公式为：

$$W = \frac{\left(\frac{K_{mf}}{R_z} - 1\right)}{\left(\frac{R_{mf}}{R_w} - 1\right)} \qquad (10\text{-}18)$$

这样，就可算出回收的地层水体积$V_w = W \cdot V_0$以及产水率F_w。

$$F_w = \frac{V_w}{V_w + V_0} \times 100 \qquad (10\text{-}19)$$

式中V_0为回收的原油体积。按式(10-18)编制的，用于求解回收的地层水相对含量W的诺模图示于图10-14。显然，如果地层中有自由水，只有当泥浆滤液侵入不很深时，才可能使足够数量的地层水流入测试器。否则，将无法求准地层产水率。

4.原油性质

可用分析仪器测出回收原油的比重和粘度。

5.实例

图10-15为某井高渗透性层段地层测试器记录。

取样罐中的回收物：

天然气	25英尺^3
原油	3500毫升
水	4500毫升

$R_{mf} = 1.4$欧姆米(70°F)

$R_z = 0.875$欧姆米(70°F)

邻井$R_w = 0.105$欧姆米(150°F)

流动压力	3000磅/英寸^2
关闭压力	3025磅/英寸^2
原油比重	40°API

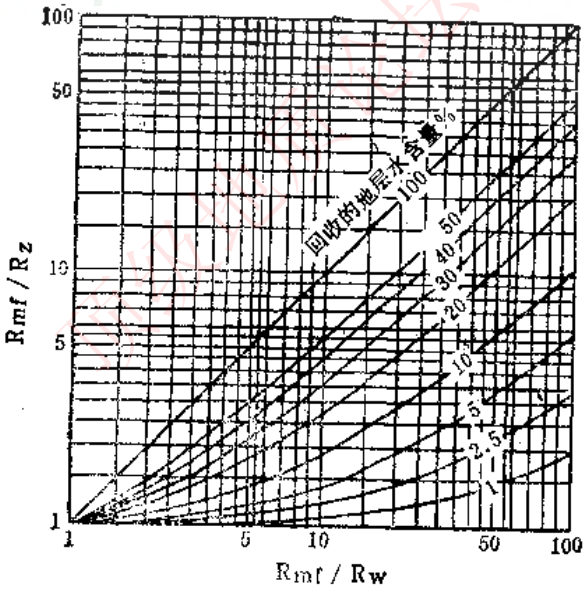


图 10-14 估计被回收的地层水

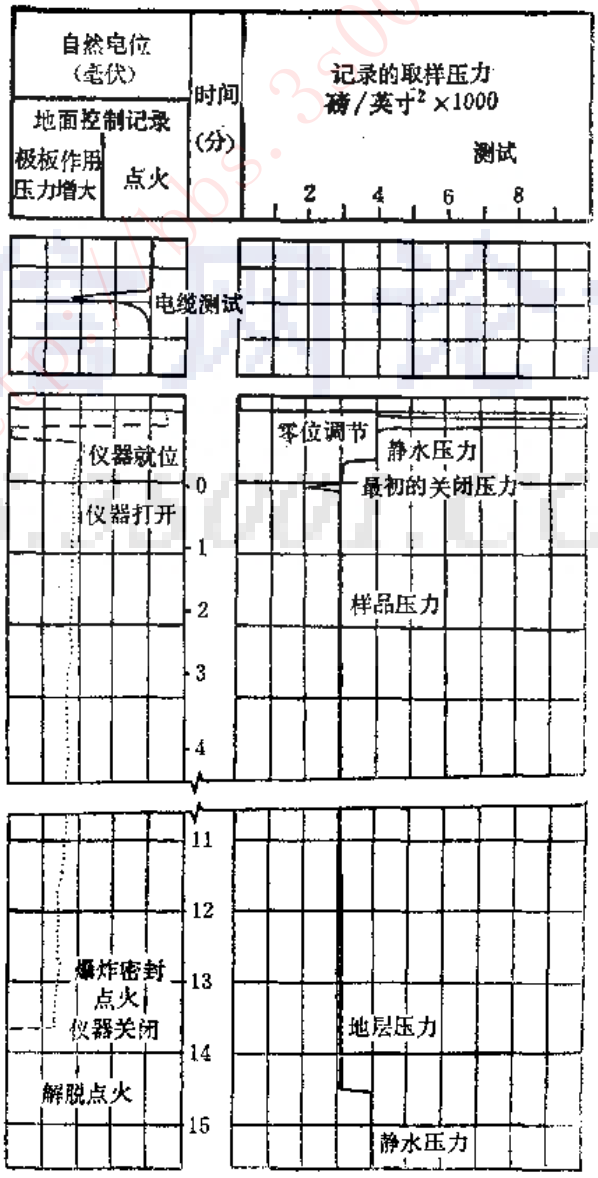


图 10-15 高渗透性层段地层测试器记录

应用图(10-13)的图版进行解释，在相应的尺子上定出天然气25英尺³和原油3500毫升的点子，读出油气比为1135英尺³/桶；在相应的尺子上再定出天然气25英尺³和液体8000毫升(3500毫升原油＋4500毫升水)的点子，在第三尺的右边柱子读出每1000毫升流体含气480英尺³从该点到地层关闭压力3025磅/英寸²画一直线，恰好落到图版的产油气部分，表明该层生产油气。

然后根据回收到的4500毫升水，进一步确定产层的含水量。用R_w、R_{mf}按图10-14的图版查出地层水相对含量W为5％，标出含水体积$V_w = W \cdot V = 0.05 \times 4500 = 225$毫升。再用式(10-19)算出地层产水率$F_w$。

$$F_w = \frac{225}{3500 + 225} = 6\ \%$$

最后，从采收的流体可得出如下结论：

油气比　　1135英尺³/桶

产层性质　　油层

含水量　　6％

原油比重　　40API

二、估算地层渗透率

估算地层渗透率需要下列参数：

1)记录的压力。地层的初始关闭压力Ps(磅/英寸²)、地层的流动压力P_f(磅/英寸²)、和最后关闭压力。

2)流量。单位时间流入仪器内的流体数量，即回收的流体体积(毫升)除以流入的时间(秒)。高渗透性地层，由于其流量大，地层流动压力与关闭压力之间差值很小，不易确定灌满取样罐的时间。当回收物是气体时更是如此。

取样罐中阻流器控制着流量，可以由流动压力与阻流器尺寸确定流量大小。可作出流动压力P_f在不同尺寸的阻流器条件下和流量Q的关系。见图10-16。阻流器尺寸为：0.015、0.02、0.03、0.04、0.08英寸等。

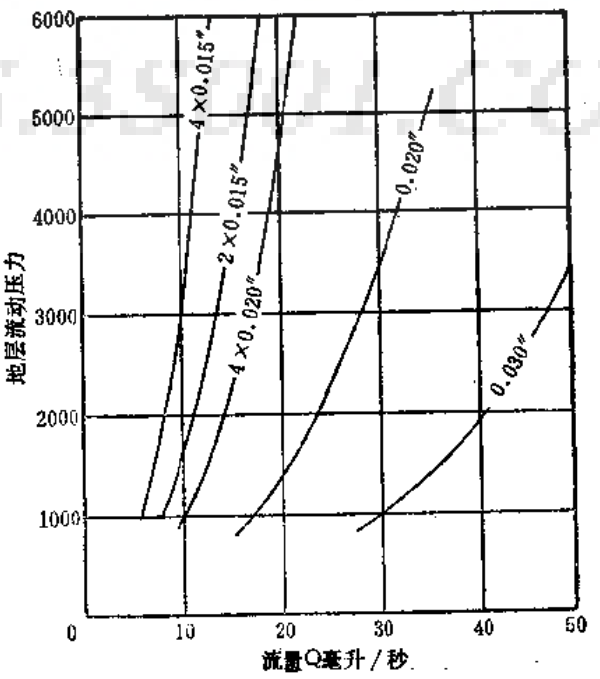


图 10-16　不同阻流器尺寸的流动压力与流量之关系

当取样罐回收一定数量的天然气时，这部分天然气体积必须校正到地层条件下，并加到回收流体的体积上。用下述公式可以把地面测出的天然气体积换算为测试条件下取样罐中天然气的体积：

$$V_2 = \frac{801 V_1 ZT}{P_2}$$

式中：V_2——流动压力条件下取样罐中气体体积(毫升)；

V_1——地面测出的气体体积，英尺^3；

T——地层绝对温度(460°F以上)；

P_2——流动压力，磅/英寸^2；

Z——压缩系数；

801——单位换算系数。

表10-1为压缩系数Z值表。

表 10-1 压缩系数Z值表

温度	流动压力					
°F	50	100	200	300	400	500
100	0.99	0.98	0.96	0.94	0.93	0.90
200	0.99	0.98	0.97	0.97	0.96	0.95
300	1.0	0.99	0.98	0.98	0.97	0.97
400	1.0	1.0	0.99	0.99	0.98	0.98

3)粘度。流体通过储集层能力的量度。在储集层中流动的液体粘度与它在地面测出的粘度有极大差别。渗透率是地层流体在井内流入地层测试器条件下计算的，所以粘度也应校正到地层条件下的数值。

当测试器所取的流体完全是气体时，可以用经验平均值，例如0.025厘泊。凝析油也可视为气体，取气体的平均值。

水的粘度主要受温度影响，压力的影响不大。图10-17表示水的粘度与温度的关系，因此可用地层温度求出水的粘度。

估算原油粘度必须了解原油中溶解天然气的数量。因为天然气溶解于原油中，将使原

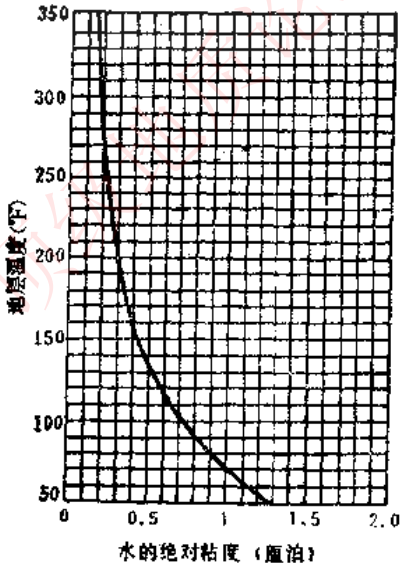


图 10-17 水的粘度与温度关系

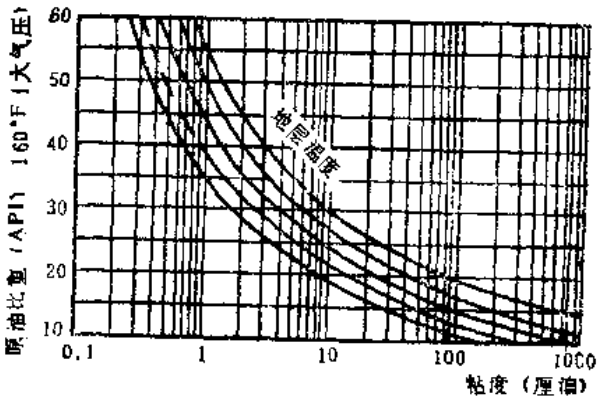


图 10-18 无气原油粘度与温度关系

油粘度降低，在地面上分析的原油是完全脱气状态下的原油。无气原油粘度、比重与温度的关系见图10-18。因此，估计原油粘度必须区分无气原油和饱和气的原油。可以作出饱和天然气的原油粘度在不同温度下和所溶解气体数量的关系图版。见图10-19。显然，溶解的天然气愈多，原油粘度愈小。通过地面无气原油的粘度与分析天然气体积可以从图（10-19）所示图版中查出地层条件下的饱和天然气原油的粘度。

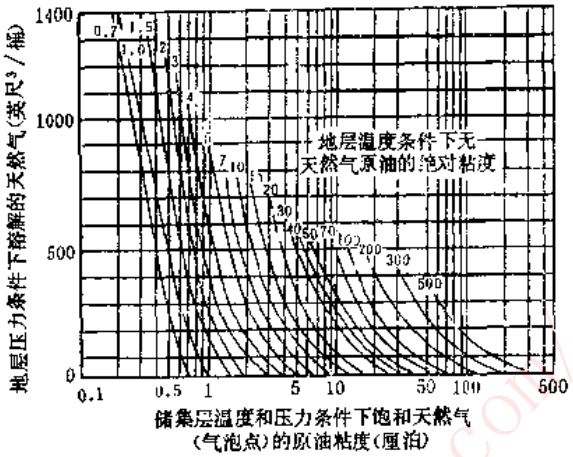


图 10-19 求饱和天然气原油粘度的图版

通常，地层测试器在油层中取得的流体是油、气、水的混合物。必须考虑每种流体的粘度及其对整个混合流体的影响。混合流体的粘度可以估计为各种流体在地层条件下相对体积与粘度乘积之和。

油、气、水混合流体可视为油、水混合流体。气体可看成为原油的溶解气。其混合流体的粘度μ为

$$\mu = \frac{V_o}{V}\mu_o + \frac{V_w}{V}\mu_w \qquad (10\text{-}20)$$

气、水混合流体的粘度μ为

$$\mu = \frac{V_g}{V}\mu_g + \frac{V_w}{V}\mu_w \qquad (10\text{-}21)$$

式中：V——回收流体总体积；

V_g、V_o、V_w——分别为回收的气、油、水的体积。

μ_g、μ_o、μ_w——分别为地层条件下气、油、水的粘度。

有了上述的数据之后，则可估算渗透率。

用第二节中球状流动理论导出的公式计算。

双枪体密封板的地层测试器计算公式为式(10-4)。

用吸管式筛孔吸管的地层测试器计算公式为式(10-5)。

例1：某井高渗透层，采用吸管式筛孔吸管地层测试器测试。地层测试记录示于图10-15。

测井图上的数据已在前面实例中叙述，此外，还有：

阻流器尺寸　4×0.020英寸；

T_f　150°F，取样罐满；

计算流量Q

根据流动压力3000磅/英寸²用图10-16所示图版，作一水平线与阻流器数量和尺寸4×0.02英寸（4个0.02英寸的阻流器串连）线相交，由交点向下读出流量Q＝17毫升/秒。

计算地层条件下的油、水粘度

若假设所有回收气体都是溶解气，回收物与前节实例相同。

水的体积＝4500毫升

原油体积＝3500毫升

用地层温度150°F查图10-17所示的图版，读出水的粘度为0.44厘泊。

用回收原油比重40°API查图10-18所示的图版，由该点画一水平线，与地层温度150°F线相交，由交点向下读出无气原油粘度1.55厘泊。

用油气比1135查图10-19所示的图版，由该点画一水平线与数值1.55厘泊线相交，由交点向下读出饱和天然气的原油粘度为0.41厘泊。

用式(10-20)计算混合流体的粘度：

$$\mu = \frac{V_o}{V}\mu_o + \frac{V_w}{V}\mu_w$$

$$= \frac{3500}{8000}0.41 + \frac{4500}{8000}0.44 = 0.43\text{厘泊}$$

渗透率公式(10-4)和(10-5)的图解示于图10-20，把Q＝17毫升/秒和粘度0.43厘泊标在诺模图相应的尺子上，通过这两点画一直线交于中线，再由交点作一直线通过数值$P_s - P_f$(3025－3000)＝25磅/英寸^2，与渗透率尺子相交。从标明吸管的一侧读出渗透率860毫达西。用式(10-5)直接计算的渗透率为859.7毫达西。

例2：胜利油田利21井在套管井内采用双枪体密封板地层测试器测试，测试深度2208.6

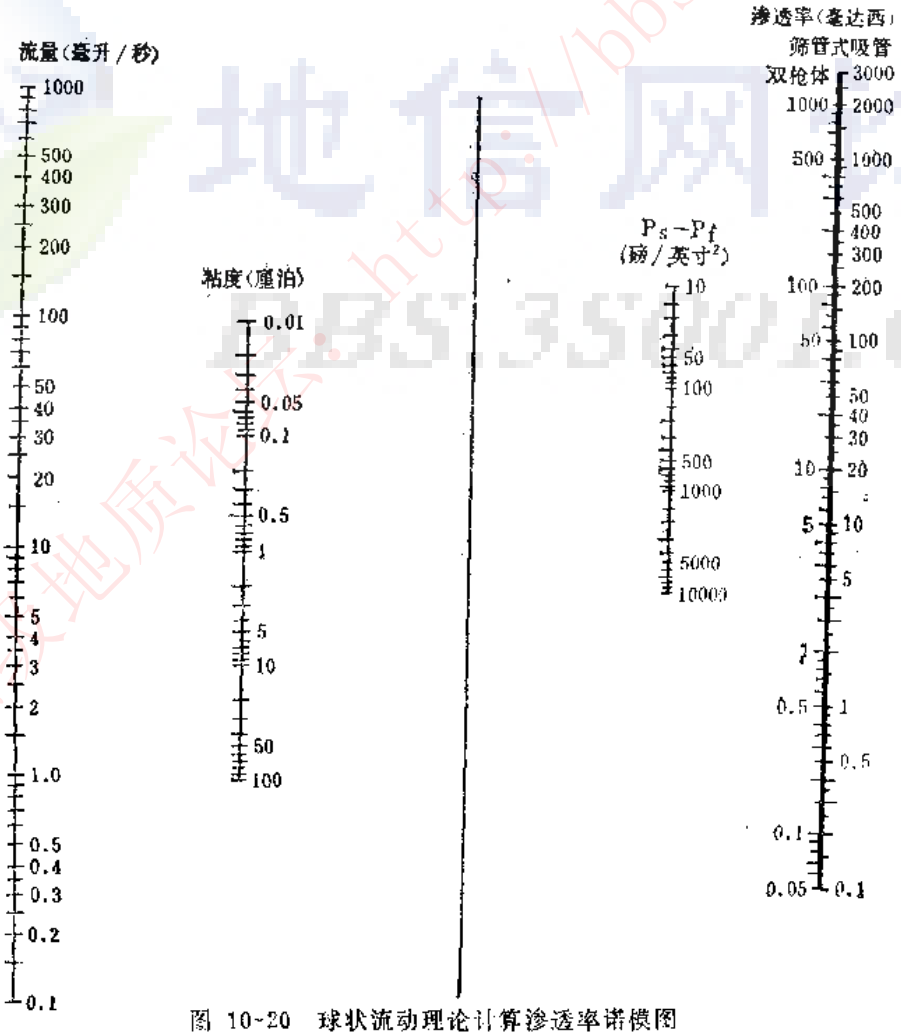


图 10-20 球状流动理论计算渗透率诺模图

米。回收流体皆为水，体积为7700毫升。

地层温度：183°F

R_z = 1.83欧姆米/18℃

R_{mf} = 4.9欧姆米/18℃

流动压力：3200磅/英寸^2

关闭压力：3400磅/英寸^2

阻流器尺寸：0.02英寸

由试水资料知道R_w = 0.4欧姆米/18℃

可由R_{mf}/Rz = 2.68、R_{mf}/Rw = 12.25以及由式(10-18)或图10-14求得回收的地层水相对体积W = 15%。可算出地层水体积V_w = 0.15×7700毫升 = 1155毫升，由式(10-19)计算产水率为100%，表明为水层。后来经过射孔，进行套管测试后，证实为水层。

用图10-16由阻流器尺寸0.02英寸与流动压力3200磅/英寸^{2}查出流量Q = 29毫升/秒。根据地层温度T = 183°F用图10-17查出水的粘度μ = 0.35厘米，压力差$P_s - P_f$ = 3400 - 3200 = 200磅/英寸^2。用式(10-4)计算或用图10-20的诺模图求得地层的渗透率为74.5毫达西。

例3：低渗透层双枪体密封板地层测试器测试。

根据图(10-21)所示记录得到的数据为：

天然气	1.0英尺^3
水	5000毫升
T_f	145°F
测试时间	30分
流动压力	100磅/英寸^2
关闭压力	2200磅/英寸^2

计算回收流体的体积

回收气体积-爆炸气体积 = 地层天然气体积，将实际值代入，得

1.0英尺^3 - 0.25英尺^3 = 0.75英尺^3。

地层流动压力下回收气体的体积为：

$$Vz = \frac{801 V_1 ZT}{Pz}$$

$$= \frac{(801) \times (0.75) \times (0.98) \times (605)}{100} = 3561\text{毫升气}$$

Z = 0.98(由表10-1查出)

T = 460° + 145°F = 605

回收流体的总体积为：

$V = V_g + V_w$ = 3561毫升 + 5000毫升 = 8561毫升

$$Q = \frac{\text{总体积(毫升)}}{\text{时间(秒)}} = \frac{8561\text{(毫升)}}{1800\text{(秒)}} = 4.76\text{毫升/秒}$$

计算地层条件下流体的粘度

回收天然气的体积必须校正到储集层的温度和压力下。为估算粘度，这部分天然气可以忽略不计(2000磅/英寸^{2}地层压力下约为130毫升)。从地层中取得的流体主要是泥浆滤

液。用图(10-17)可求出150°F时水的粘度为0.44厘泊。

估算渗透率

用式(10-4)或用图10-20的诺模图计算，在相应尺子上找出Q = 4.76毫升/秒和粘度0.44厘泊的点子。通过这两点画一直线与中间算尺相交，从交点画一直线通过数值为$P_s - P_f$ = 2100磅/英寸²(即2200 - 100)的点与渗透率算尺相交，根据标明双枪体的一侧读出渗透率为1.5毫达西。

例4：采用例3的数据，对(图10-21)所示的记录，用压力恢复方法计算渗透率。

确定粘度和地层体积系数

当β未知，回收的主要是泥浆滤液时，对回收的天然气和水可以采用μβ平均值为0.5厘泊。

画压力恢复曲线

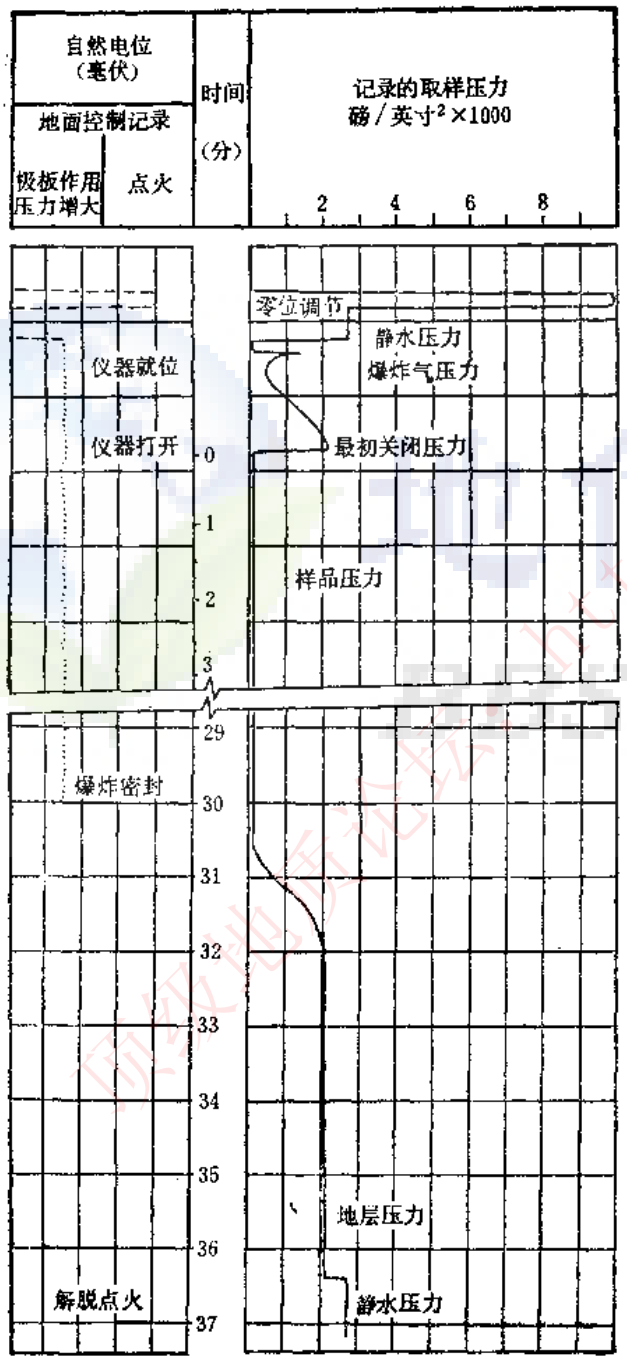


图 10-21 某井低渗透性地层测试器记录

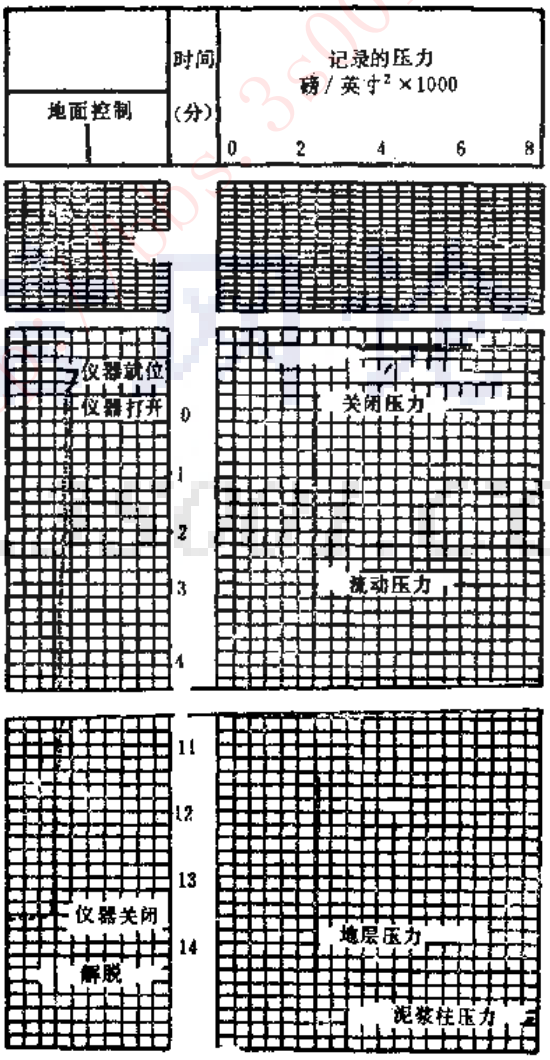


图 10-22 1-1-91井地层测试器记录

读出压力曲线上关闭Δt时压力的增量，并将P、Δt，T + Δt，Δt/(T + Δt) 数据列成表。图10-11画出了压力随Δt/(T + Δt)增大的曲线。延长直线段到Δt/(T + Δt) = 1，得到最后关闭压力2300磅/英寸²。一个记录周期的压差Z的数值为200磅/英寸²。

计算渗透率

图(10-12)是公式(10-16)的图解。在诺模图相应的算尺上找出Q = 4.76毫升/秒和Z = 200磅/英寸²/周的点，通过这两点作一直线与中间的尺子相交，再由该点通过μβ = 0.5的点作一直线，与渗透率尺寸相交，读出渗透率为1.4毫达西。

例5：胜利油田1-1-检91井(图10-22)。

测试深度1944.5米，为沙二段上油组粗砂岩高渗透层

取样罐中的回收物：

天然气	19英尺³
原油	2000毫升
无气原油粘度	127厘泊/64°F
水	5500毫升
流动压力	2400磅/英寸²
关闭压力	2480磅/英寸²
地层温度	179°F
阻流器尺寸	3×0.02英寸

在套管井内用双枪体密封板地层测试器测试。

根据阻流器尺寸与流动压力用图10-16求出流量Q = 17毫升/秒，由温度查图10-17的图版得出水的粘度为0.35厘泊，按高压物性分析，换算到地层温度下含气原油粘度为16.5厘泊。

混合流体的粘度用式(10-20)计算：

$$\mu = \frac{5500}{7500} \times 0.35 + \frac{2000}{7500} \times 16.5 = 4.65\text{厘泊}$$

压差$P_s - P_f$ = 80磅/英寸²，用式(10-4)或图(10-20)的诺模图求出地层渗透率为1446.3毫达西。

用图(10-13)预测地层是否产油气：根据式(10-17)计算油气比1510英尺³/桶，在油气比尺上读出1510，在关闭压力尺上读出2480，用这两点连一直线通过预测流体性质的尺子，表明该层(1944～1949米)可产油气。经试油证实，日产油36吨。

三、预计油气日产量

根据地区测试的资料，可以作出估算油气产量的有关诺模图，即经验计算关系。

气层：根据测试的深度、地层关井压力、油气比、渗透率、产层厚度和油嘴尺寸，可估算出天然气、凝析油的产量。

油层：根据测试器提供的数据，估计油层敞喷的能力B：

$$B = \frac{0.543Q}{P_s - P_f}(1 - W_c)(P_s - P_c)h$$

式中：B——敞喷能力，桶数/日；

Q——测试器回收流量，毫升/秒；

0.543——毫升/秒转换为桶/日的系数；

W_c——产液的含水量；

P_s——地层关井压力，磅/英寸^2；

P_f——地层流动压力，磅/英寸^2；

P_c——油柱的静水压力，磅/英寸^2；

h——生产层的厚度。

显然，渗透率、油气产量估算的可靠性与地层流入地层测试器中的流体数量有关；当流体回收量高时，产层的评价就较可靠；在低渗透层中，为了得到较多的流体，必须延长测试时间。

例：地层测试器所得的数据：

深度	4200英尺
P_s	2200磅/英寸^2
P_f	1600磅/英寸^2
测试器阻流尺寸	0.030英寸
气	10英尺^3
油	6000毫升
水	4500毫升
原油比重	40°API
油气比	265
Q	41毫升/秒
产液含水量	5 %
生产井段	5 英尺

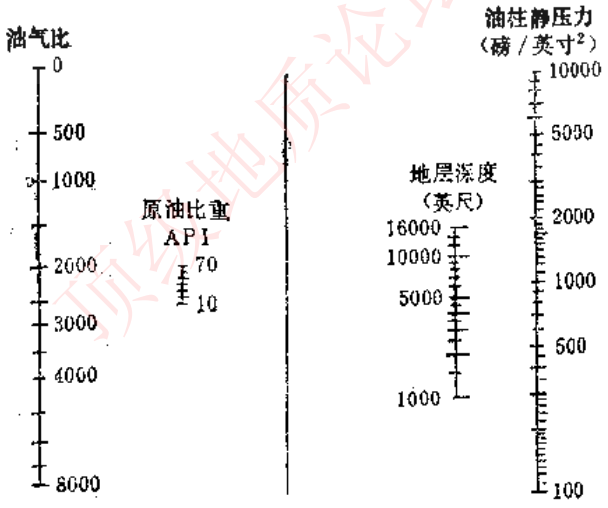


图 10-23 油柱压力图版

用油气比265，原油比重40°API查对图(10-23)所示的图版。通过这两点作一直线，与转折线相交。从交点通过地层深度4200英尺作一直线，在油柱静压力轴上读出P_c = 1300磅/英寸^2。

根据流量Q = 41毫升/秒和$P_c - P_f$ = 60磅/英寸^{2}进行查对图10-24所示的图版。通过这两点作一直线与转折线相交，再由交点通过含水量5%的点作一直线，读出产油指数0.034日产油桶数/磅/英寸^2。然后通过压降$P_s - P_c$ = 900磅/英寸^{2}作一直线，读出原油生产率为30桶/日/英寸^2。最后通过生产层厚度5英尺作一直线，读出该井原油生产能力为150桶/日。

石油地质论坛 http://bbs.3s001.com/

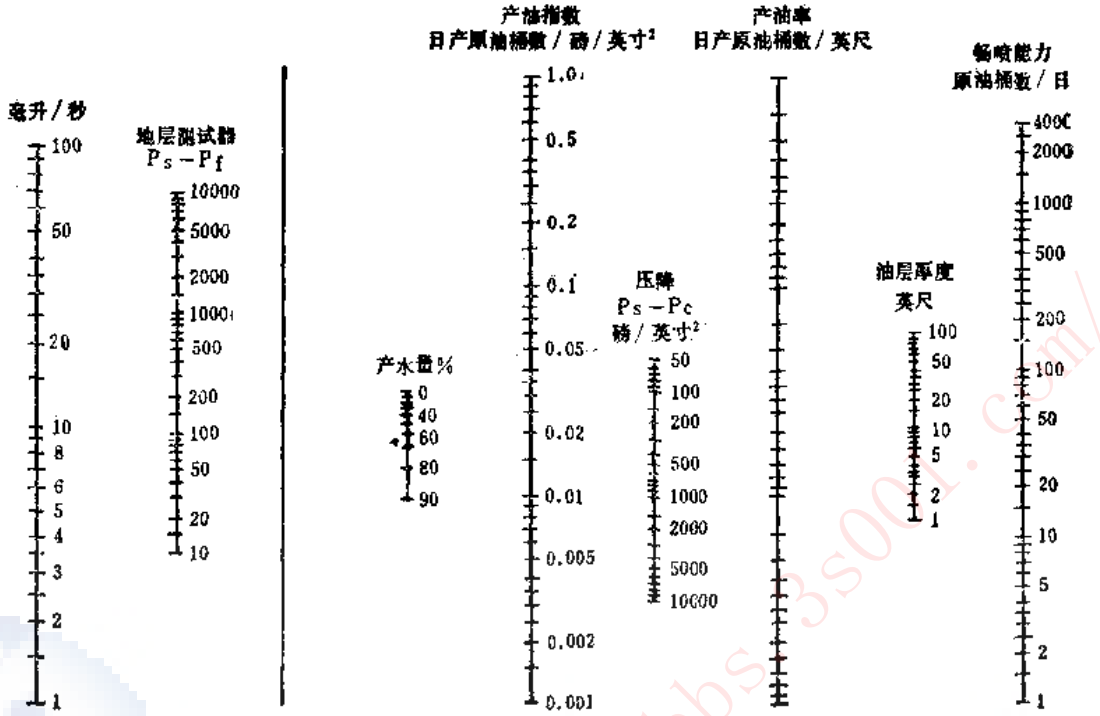


图 10-24 估算原油产量图版

四、探测气、油、水界面

在应用地层压力数据(高渗透层直接由地层测试器记录读出，低渗透层则通过压力恢复曲线求得）与深度（用垂直深度而不用测井的深度）的关系建立的压力剖面上，根据其压力梯度变化情况，可以用来探测气、油、水界面。

把压力梯度(每米的压力降)转换为流体密度，可应用下述公式：

$$\text{流体密度}=\frac{\text{压力梯度}}{A} \tag{10-22}$$

式中 A为由压力梯度与流体密度采用的单位所决定的转换系数，一般取A = 1.422。

可以把压力梯度随深度的关系转换为地层内流体的密度随深度的关系来探测气，油、水界面。地层测试器在井内不同深度进行了多次测试，在压力梯度交点位置，即地层的流体密度明显改变的位置就是界面。例如图 10-25，表示了油与水相应的压力梯度的交点位置即为自由水面。由于毛细管力效应，压力曲线所显示的位置可能略低于实际的纯含水面。应当指出，上述规律只是在地层尚未生产流体的原始状态下才是正确的。

对于已生产油、气的地层进行地层测试，

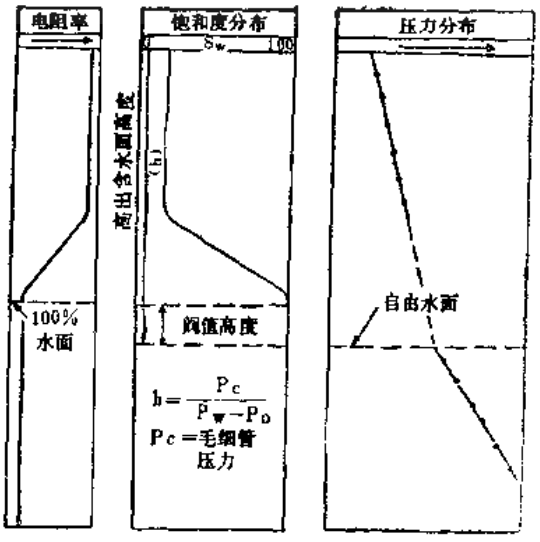


图 10-25 压力剖面上油、气、水层分布图

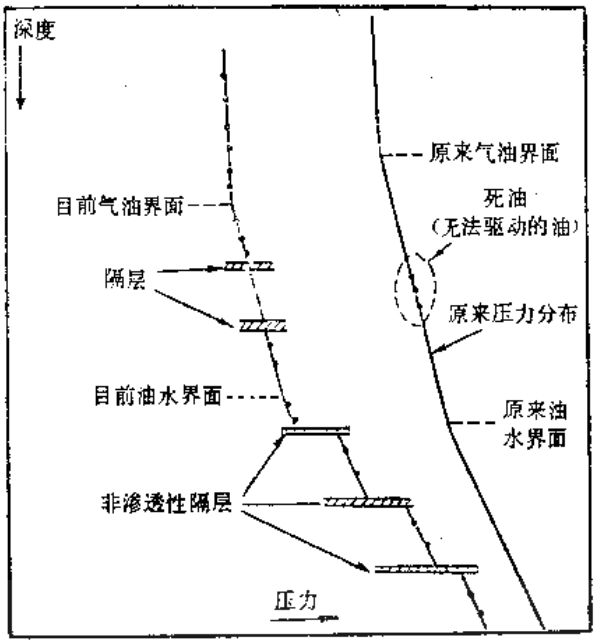


图 10-26 在油藏压力剖面上枯竭层的影响图

如果压力梯度仍然平行于原状地层条件下的压力梯度曲线，则可认为该地层油、气开采程度是均匀的，而且层内的纵向连通性也是较好的。如果地层内的油、气采出程度不均匀，则压力梯度不再是单一的了。图10-26表示了各种情况。在水层段中的非渗透性层的遮挡可能限制边水驱动效率。

实例1：阿尔及利亚一口井的压力分析，见图10-27。

该井于1979年初完钻并系统地进行地层测试，该段地层于1966年以来一直生产油气。

图10-27示出该井的泥浆静水压力与地层压力图，图左为数字处理的成果图。

泥浆静水压力曲线分析

地层测试器在安置前与收拢后，其压力读数是相等的，表明仪器的测量系统是稳定的。2700米以上压力梯度为2.11psi/米（1psi相当50厘米高的泥浆柱压力），转换成泥浆密度为1.48克/厘米^3，2700米处压力为5780psi，其压力梯度为2.14psi/米，相当于泥浆密度1.5克/厘米^3。2700米以下压力梯度渐增，井底的泥浆密度为2.79克/厘米^3。

地层压力曲线分析

2717米处压力梯度有明显变化，其上部地层流体密度计算为0.17克/厘米^3，与天然气密度相近。2717米以下的压力梯度计算的地层流体密度为0.63克/厘米^3，与原油密度相近。说明2717米为气-油界面，并与裸眼井测井分析一致。图左的数字处理图表明，地层流体相对重量$\phi \cdot S_o \cdot \rho_b$在2717米以上明显减小，显示为气层。2717～2740米为油层显示。2740～2750米压力梯度相当流体密度0.82克/厘米^3，4个测量点在一直线上。2750米以下压力梯度相当于流体密度为1.12克/厘米^3。可见2750米为油-水界面。也与数字处理成果图显示一致，从图上可以看出，2744～2750米含水饱和度为0.4，2750～2754米含水饱和度为0.6。2754米以下含水饱和度降为0.7～0.8，表明为纯水层。

层段C，压力梯度值均匀变化，说明产层油气采出程度均匀，垂直连通性较好。

层段D，渗透性好，由于采出程度最高，地层压力趋于枯竭压力。它与水层E的连通性不好。如果为了保持压力需要注水的话，最好不要在层段E进行。

层段A和B显示的较高压力清楚地表明它们彼此之间以及和层段C都是不连通的。

实例2：某一气井地层压力的分析，见图10-28。

图10-28所示的地层压力曲线图表明，在2223米附近（层段C）压力梯度有一个较大的变化，下面的流体密度相当于饱和盐水的密度（1.17克/厘米^3）。上面的流体密度为0.25克/厘米^3，与天然气密度相近。层段B与C为均匀的采出，连通性较好。层段A的压力稍高，说明它与层段B、C连通不好。

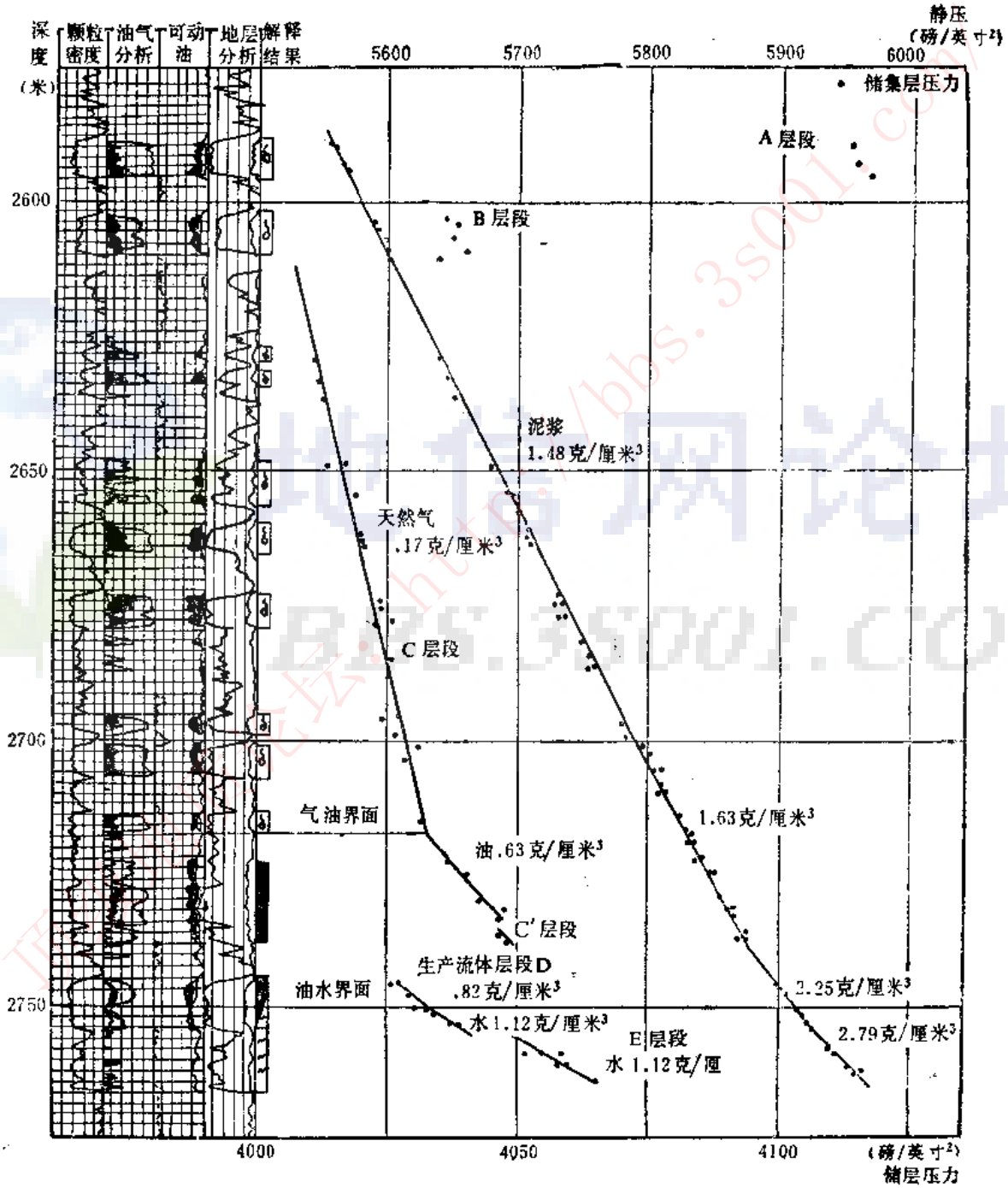


图 10-27　阿尔及利亚一口井系统进行地层测试结果图

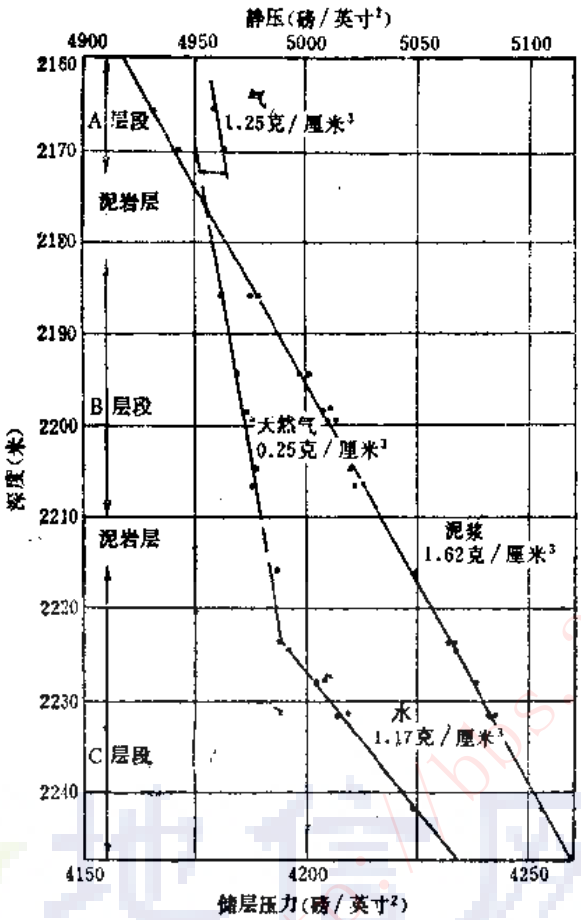


图 10-28 某气井系统进行地层测试压力成果图

地质网论坛 http://bbs.3s001.com/
BBS.3S001.COM
顶级地质论坛

第十一章　测井在油田勘探过程中的地质应用

目前，测井的地质应用十分普遍，几乎遍及油田勘探到三次采油的每一个环节，解决一系列地质和工程技术问题。

随着能源需求的日益增长，寻找复杂地质条件和深层的油气藏是油田勘探必然的发展趋势。测井的地质应用有可能帮助地质家更好地重建沉积时期的古地理，研究沉积相，确定地质构造、断层和裂缝带，评价各种类型的油气层以及建立逼近实际情况的地区性地质-地球物理模型。在油田开发阶段，测井能为编制最优的开发方案提供直接的依据，观测油田动态和解决许多有关的工程技术问题。总之，测井的应用已经渗入到油田勘探与开发全过程的各个领域。本章拟从这方面入手，主要阐述测井在油田勘探中的地质应用。

第一节　两种新测井方法的应用

一、岩性-密度测井(LDT)的解释与应用

传统的密度-中子测井分析虽然为岩性和孔隙度的解释提供了基础，但是只有当岩性比较单一时，才能获得良好的结果。实际上，即使是最理想的条件，密度-中子交会图也只能解决双矿物问题。如果存在轻质油气，解析岩性的能力进一步降低，只能解决单矿物或提供一种混合物的概念。岩性-密度测井的应用是对复杂岩性解释的改善。它是在原来中子-密度测井的基础上，又增加一种被称为光电吸收截面指数的P_e曲线。P_e曲线对于岩性有比较强的分辨力，因此能够简化复杂岩性条件下的解释，并且能获得更加精确的结果。

岩性-密度测井一般与补偿中子和自然伽马仪器组合，主要测量GR，CAL，Φ_N，ρ_b，P_e曲线，如图11-1所示。由于P_e曲线与岩石骨架有密切关系，因此，结合其他曲线，对岩性、孔隙度和判断油气

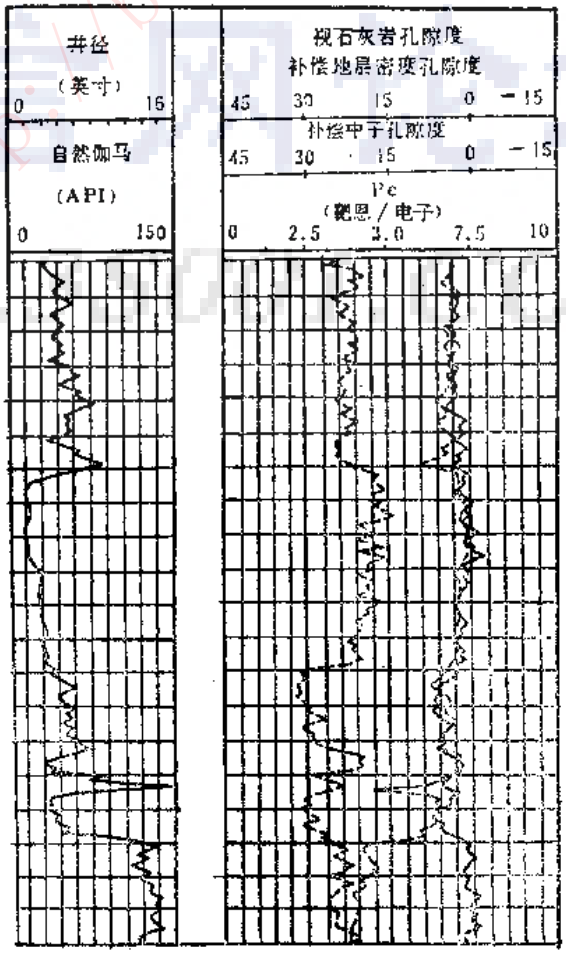


图 11-1　岩性-密度测井曲线

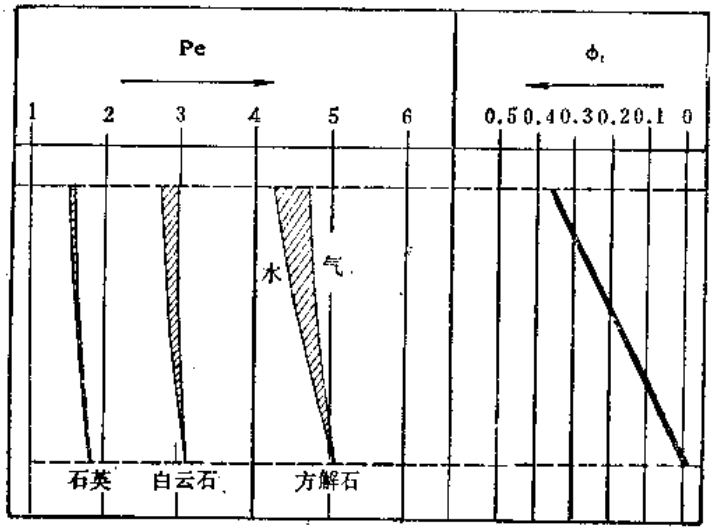


图 11-2 P_e 与岩性、孔隙度的关系

类型，能作出比较精确的解释。

1.P_e分析

P_e曲线本身就是一种良好的骨架指示器，第一章第七节列出了常见矿物及流体的P_e、U的数值。同时，由图11-2可以看出，P_e受地层孔隙度影响不大，受孔隙中的流体性质影响也很小。因此，在岩性单一的情况下，P_e曲线能直观指示骨架的岩石成分。

三种最常见的储集层岩性有关孔隙度对P_e的影响可见表11-1。

表 11-1 孔隙度对Pe的影响

骨架	ϕ_t	100% H_2O	100% CH_4
石英	0.00	1.81	1.81
	0.35	1.54	1.76
方解石	0.00	5.08	5.08
	0.35	4.23	4.90
白云石	0.00	3.14	3.14
	0.35	2.66	3.07
	比重	1.00	0.10

2.双矿物分析

如果地层骨架存在两种矿物时，用这组测井系列有两种解双矿物方程的方法：ρ_b-ϕ_N或ρ_b-P_e。如果两种方法同时使用，不仅能够精确地求解岩性和孔隙度，而且有利于判断油气类型。

图11-3是两种形式交会图的组合，左半部是P_e-ϕ_N交会图，右半部是ρ_b-P_e交会图，它们是假设在淡水条件下作出的。

ρ_b-P_e交会分析双矿物的解释方程为：

$$\begin{cases} \rho_b = \phi_{ta}\rho_f + V_1\rho_1 + V_2\rho_2 \\ P_e\rho_e = \phi_{ta}U_f + V_1U_1 + V_2U_2 \\ 1 = \phi_{ta} + V_1 + V_2 \end{cases} \qquad (11\text{-}1)$$

式中：ρ_1、ρ_2——矿物1、2的密度；

U_1、U_2——矿物1、2的体积截面；

V_1、V_2——矿物1、2的体积；

ϕ_{ta}——地层视总孔隙度。

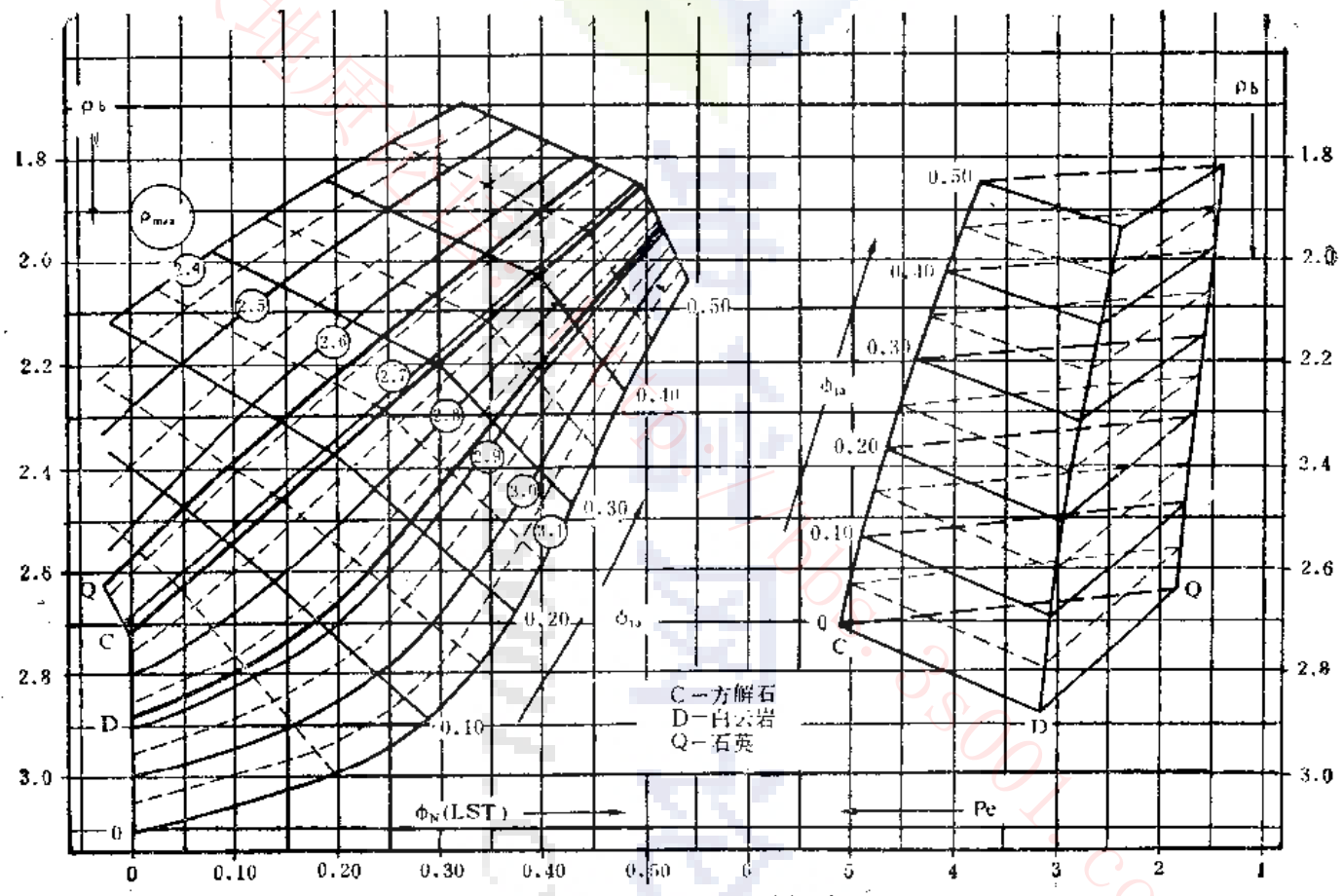

ρb
1.8
2.0
2.2
2.4
2.6
2.8
3.0
ρmax
2.4
2.5
2.6
2.7
2.8
2.9
3.0
3.1
0.50
0.40
0.30
0.20
0.10
0
Φta
Q
C
D
C—方解石
D—白云岩
Q—石英
ΦN(LST)
0
0.10
0.20
0.30
0.40
0.50
Pe
5
4
3
2
1

图 11-3 双矿物分析图

图版的使用方法是：首先由图11-3左半部的ρ_b-ϕ_N交会图上，根据测井读数得出的交会点，读出ϕ_{ta}和ρ_{maa}的值。然后由图11-3右半部的ρ_b-P_e交会图上，根据所选定的矿物对与交会点位置，用内插法读出ϕ_{ta}值和确定岩石骨架矿物的相对含量。如果从ρ_b-ϕ_N和ρ_b-P_e得到的两个ϕ_{ta}值是相等的，则表明矿物对的选定是正确的，而且地层不含气。反之，若得到的两个Φ_{ta}数值不相等，无非有两种可能性。一是选择矿物对不正确，需要选择另一矿物对重新进行解释；如果根据其他资料确认矿物对的选择是正确的，而且已知P_b-ϕ_N得到的ϕ_{ta}小于由ρ_b-P_e得到ϕ_{ta}值，则可能有天然气存在，为了证实这一问题，可根据P_b-P_e交会图快速计算出交会点的ρ_{maa}。如果所得的ρ_{maa}大于由ρ_b-ϕ_N得到的ρ_{maa}值，就可肯定地层确实含气。

3.三矿物分析

采用P_e、ρ_b、ϕ_N三种测井参数，能比较简便地确定岩石骨架中三种矿物的相对含量。为此，首先必须确定岩石骨架的视体积截面U_{maa}，其解释方程为：

$$U_{maa}=\frac{P_e\rho_e-\phi_{ta}U_f}{1-\phi_{ta}} \tag{11-2}$$

式中ρ_e可据ρ_b由（1-7）式导出，并采用ρ_b—ϕ_N交会法求出ϕ_{ta}。图11-4提供了一种简便计算U_{maa}的图解。

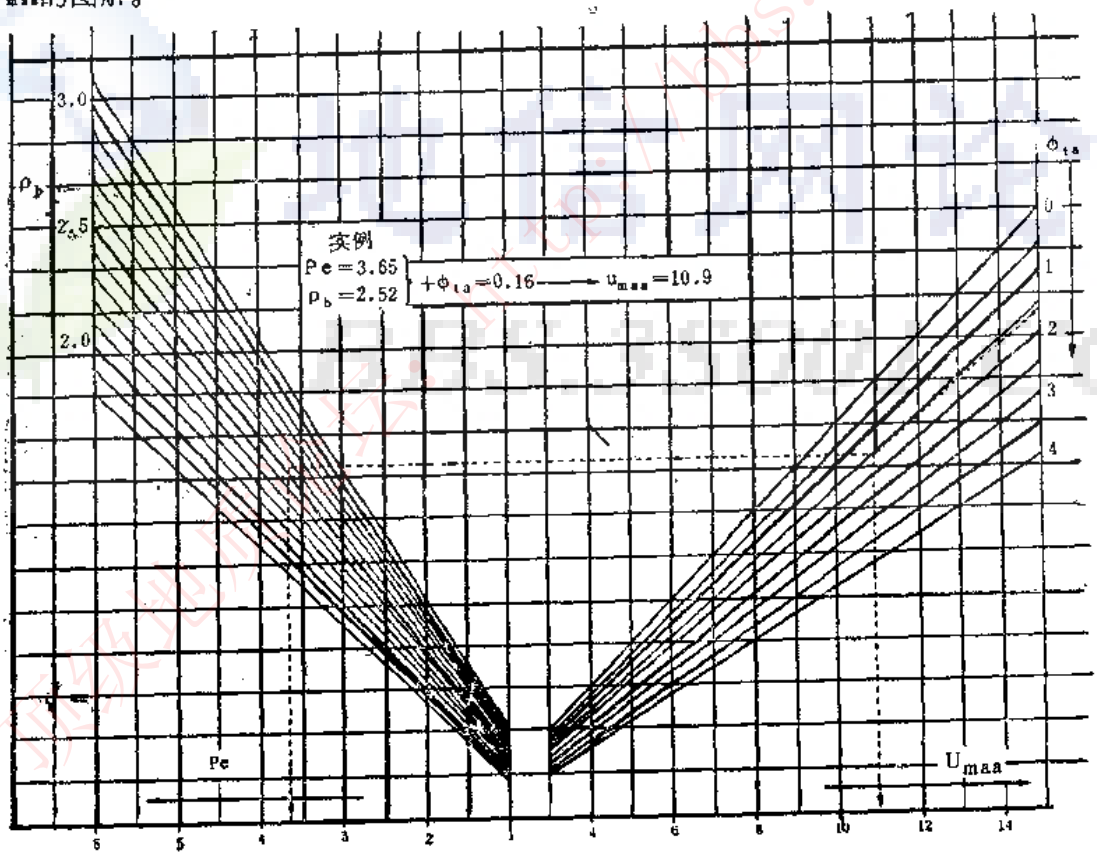


图 11-4 计算U_{maa}诺模图

然后，可用下列方程求解岩石骨架中任意三种矿物的相对含量。

$$\begin{cases}\rho_{maa}=P_1\rho_1+P_2\rho_2+P_3\rho_3\\ U_{maa}=P_1U_1+P_2U_2+P_3U_3\\ 1=P_1+P_2+P_3\end{cases} \tag{11-3}$$

式中：　P_1、P_2、P_3——矿物1、2、3在地层骨架中的相对含量；

ρ_1、ρ_2、ρ_3——它们各自的密度数值；

U_1、U_2、U_3——矿物1、2、3的体积截面。

图11-5是识别岩石骨架相对含量的图版，能比较精确和简便地用于三矿物分析。

根据岩性-密度测井的解释原理还可推演出其他一些适用于现场快速直观的解释技术，譬如三种视骨架密度值ρ_{maa}重迭等，以利于对岩性作进一步的分析。

经验表明，采用岩性一密度测井之后，在分析岩性方面，往往能够提供比其他孔隙度测井方法更可靠的解释结果。我们已经在第八章里以图8-18至图8-20为实例，阐明了P_e曲线在这一方面的实用价值。

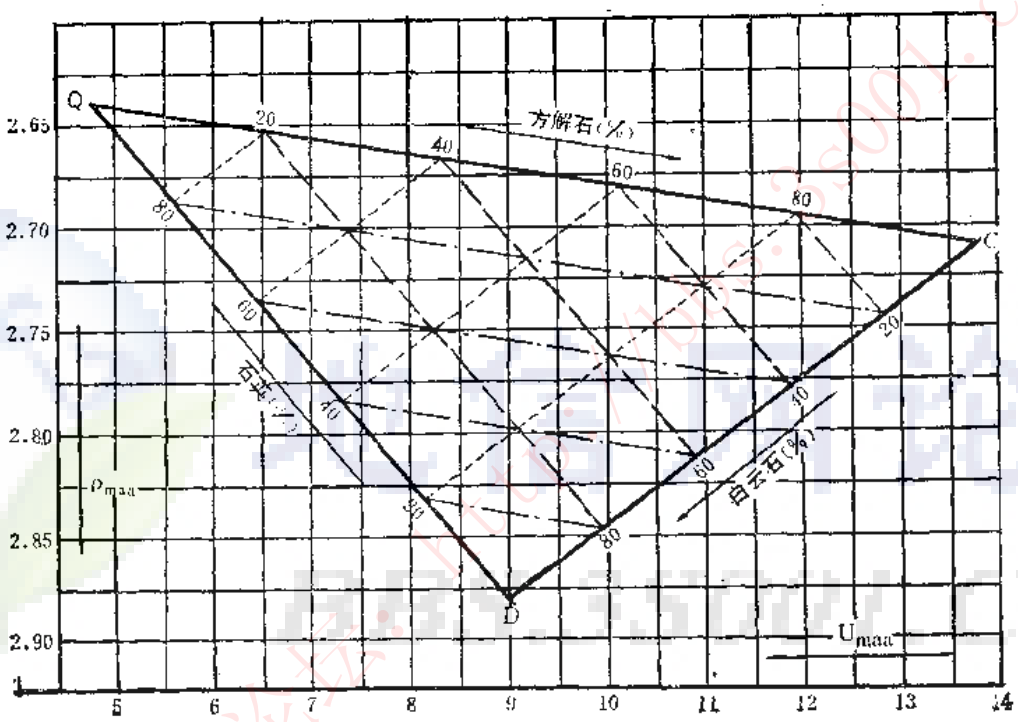


图 11-5　三矿物分析图

二、自然伽马能谱测井(NGS)的解释与应用

自然伽马能谱测井于1976年首先用于北海地区，主要是为了确定云母和计算粘土含量，从那时起，NGS作为一种比较有效的测井方法，已广泛用于碳酸盐岩和砂泥岩地层。它不仅是一种很好的泥质指示器，而且可用于探测放射性矿物，进行地层对比，研究沉积环境，以及确定渗透率和生产能力，同时，还有可能做为研究生油层的重要资料。下面对其解释原理及有关地质应用进行简要的评述。

1.钍、铀、钾元素的地球化学性质

钾有三种自然同位素：K^{39}、K^{40}和K^{41}，它们在地球上的相对比例为93.10%、0.0199%和6.88%，唯独K^{40}是放射性同位素。钾在地壳(10哩厚)的平均浓度为2.59%，其来源于硅酸火成岩，主要为钾长石和云母。长石和云母风化时，析出伊利石、蒙脱土、高岭土等粘土矿物。钾少部分进入粘土矿物，大部分溶于水。在沉积过程中，由于被粘土

矿物所吸附而局部富集。

自然界只有一种稳定（长半衰期）的钍同位素Th^{232}，其他都是作为铀系的一部分，很不稳定，如Th^{234}和Th^{230}。Th在地壳的平均浓度为12PPm。钍来源于硅酸火成岩，以+4价形式存在，形成化合物$Th(OH)_4$，在风化过程中，容易水解，故具有一定限度的流动性。由于Th^{++}有较大的离子半径，易被粘土矿物所吸附。因此，除有些蒙脱土钍含量较低外，绝大部份粘土矿物都有比较恒定的钍含量，泥岩通常变化在8～20PPm之间。这一特点，决定了Th曲线成为指示粘土含量最好的工具。

铀有三种同位素（U^{234}、U^{235}、U^{238}），都具有放射性，它们在地球上的相对比例为0.0057%、0.72%和99.27%。铀在地壳的浓度大约为3PPm，也是来源于硅酸火成岩，而且是放射性矿物的主要成份，自然界铀以+4和+6两种离子价的状态而存在。四价铀盐通常不溶解，但容易变成六价铀。六价铀盐不仅存在于溶液中，而且易氧化，形成铀的氧化物UO_2^{+2}，极易溶解，因此铀具有很大的流动性。同时铀经常以各种复合形式与碳酸盐岩和有机物结合。

2.确定泥质含量V_{sh}

如上所述，地层中铀与粘土含量之间没有规律性的连系，铀不但容易被粘土所吸附，也经常与有机物和碳酸盐岩相结合，同时还是其他放射性矿场的主要成分。因此，铀的存在是对求解地层泥质含量的干扰。然而，钍和钾的含量则与地层中的粘土含量有很好的相关性。所以，自然伽马能谱测井的Th和K曲线以及无铀GRS曲线，能够比较精确地计算地层泥质含量。基本公式如下所示：

$$(V_{sh})_{Th}=\frac{Th-Th_{min}}{Th_{sh}-Th_{min}} \qquad \text{(Th曲线)} \qquad (11\text{-}4)$$

$$(V_{sh})_{K}=\frac{K-K_{min}}{K_{sh}-K_{min}} \qquad \text{(K曲线)} \qquad (11\text{-}5)$$

$$(V_{sh})_{GRS}=\frac{GRS-GRS_{min}}{GRS_{sh}-GRS_{min}} \qquad \text{(GRS曲线)} \qquad (11\text{-}6)$$

用这三种方法确定的V_{sh}，往往有较好的一致性。

3.分析粘土类型，研究沉积物

根据钾、钍含量与地层中的粘土类型和数量之间的规律性连系，K、Th曲线经常被用于确定地层的粘土类型。

地层中的粘土类型是指示沉积环境的直接依据，例如以含蒙脱土和伊利石粘土矿物为主的地层，往往是还原环境沉积的反映，以含高岭土粘土矿物为主的地层，则表明是氧化

表 11-2 粘土矿物与K、Th/K之间的关系

粘土矿物	K%平均含量	Th/K
蒙脱土	0.22	3.7～8.7
伊利石	5.2	1.7～3.5
高岭土	0.63	11～30
绿泥石	0.2±	11～30
海绿石	4.5	0.66～1.3

环境。

图11-6是采用钍(Th)钾(K)含量曲线交会，分析粘土类型和指示矿物成分变化趋势的一种方法。图中的数据表示Th/K比值。

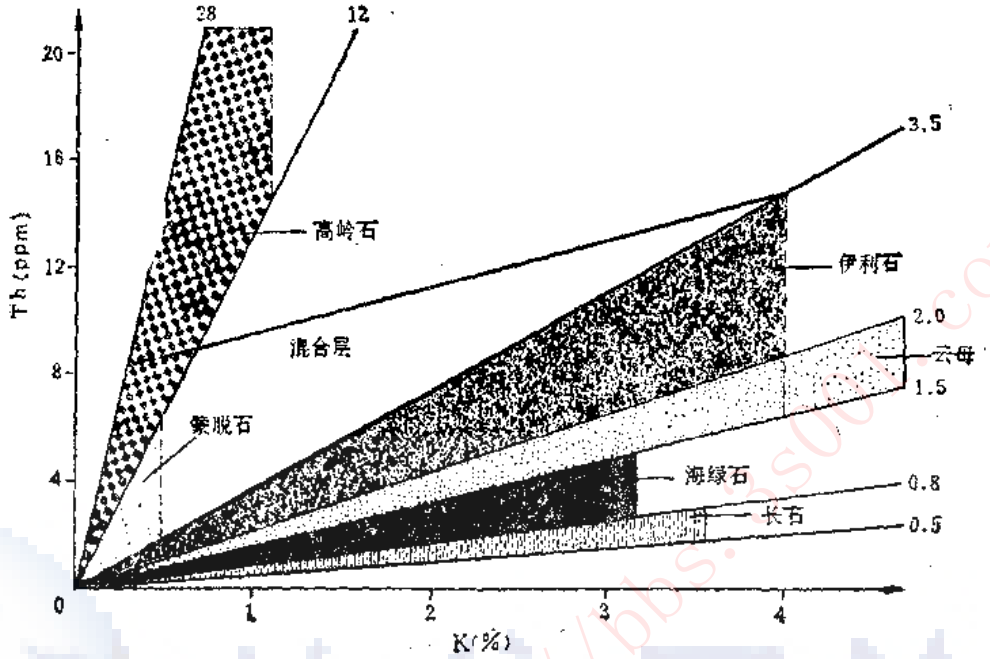


图 11-6 矿物分析图

4.评价火成岩冲积层的油气藏

以火成岩冲积层为储层的油气藏，经常有高铀的显示，采用常规的GR曲线很难区别产层与泥质层。随着NGS测井的投产，火成岩冲积层的测井评价，有了很大的改善。因为根据U、Th、K曲线的对应关系，能比较明确的指示泥质层与产层之间的区别。如果三者都呈高值显示，应属于泥质层。若Th、K曲线数值不高，唯有U曲线出现高值显示，则应为产层。近年来，国外采用NGS测井已经在几个地区重新找到了火成岩冲积层形成的油气藏。有些油层经过测试，获得高产。

5."流体运动"指示器

地层水经常含有六价铀盐，当流体在地层孔隙或裂缝运移时，这些铀盐有时会被离析，并沉淀在岩石骨架上。因此，在开发区新打的调整井或检查井内，产层所出现的高铀显示，常常是指示流体运动的标志。根据这一标志，能够指示水淹油层、高渗透段或裂缝发育带。

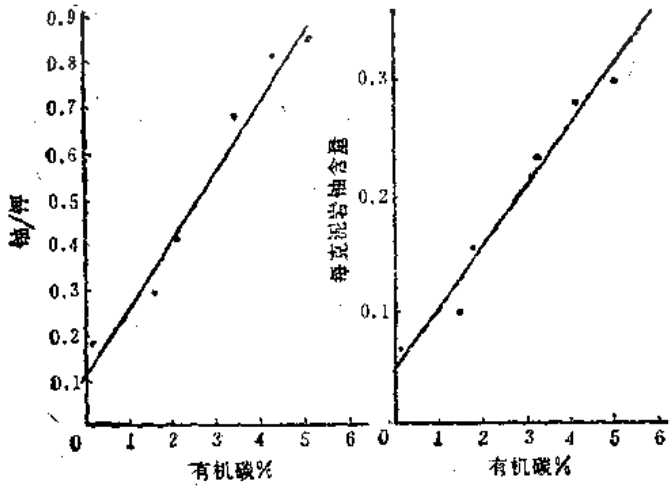


图 11-7 根据铀含量指示生油指标

6.研究生油层

六价铀盐易与有机物结合，因此富含有机物的泥岩地层往往有明显的高铀显示。这一

特点，可做为确定生油层，研究生油层指标的重要标志。

图11-7分别表示U/K比值、U含量与有机碳的统计关系。

7.地层对比

K、Th曲线出现的异常，是地层对比的重要标志，因为它们往往带有大面积分布的特点。例如早期火山活动形成的膨润土，在K、Th曲线上都有明显的特征，有利于进行区域性的对比。

此外，分析地层特性，评价产层的渗透率和生产能力，以及探测放射性矿物，自然伽马能谱测井都有其重要的应用价值。

第二节　研究构造地质方面的应用

测井用于认识地质构造的基本工具是地层倾角测井。由于它对所测量的结果能够作出比较精细的分析，因此对确定局部乃至大范围的构造现象往往能够提供良好的解释。主要用于解决以下的地质问题：

1）确定构造倾角；

2）探测断层；

3）确定不整合；

4）确定地下构造，寻找有利油气聚集的构造圈闭。

有关这方面的应用及其解释方法，已经在第九章进行了讨论。应该指出，地层倾角测井与地震勘探的结合，必然会使整个油田勘探工作出现一个新面貌。

第三节　研究沉积相

正如第九章所指出，地层倾角测井也是研究沉积地质学，识别有利于油气聚集的地层圈闭、诸如砂坝、河道充填砂、岩礁的重要工具。同样，在研究沉积相方面，测井资料也有其特别重要的意义。

分析沉积相的目的在于获得储集层沉积环境的确切概念，并揭示其宏观的分布规律，从而确定最佳的勘探部署和开发方案。定义沉积环境的特征量来自五个方面

1）沉积体的岩石成分。包括岩石骨架的矿物成分及孔隙空间所含的流体性质。

2）沉积体内的结构。指岩石的一般物理特性，如颗粒和晶体的物理排列（包括尺寸、形状、排列和分选性），储集性能及胶结情况等。

3）沉积体的几何形态。指沉积体的形态特点及其三维分布，包括厚度、成层性质、形态等。

4）沉积时的水流方向和水流强度。

5）沉积时的生物条件。

通过上述各章的分析，表明测井资料能够比较全面和可靠地解决前面四个方面的问题，至于生物条件的分析，只有通过化石的研究才有可能获得。由于前面许多章节已对上述的问题进行了系统讨论，这里只准备进一步分析其中的有关内容。

一、分析沉积旋回

地质倾角测井（Geodip）与自然电位、自然伽马、电阻率曲线的综合应用，是分析沉积旋回，识别沉积环境的最有效途径。在综合曲线上，能显示地层粒度的变小趋势，地层的均质性和成层性质以及旋回的周期性。从而指示沉积时的能量和环境。

1.海退层序

特点是沉积能量由下往上逐渐增大，粒度也由细变粗。其底部的泥岩单元为低能量深海还原环境的沉积，逐步向上沉积相非常明显地变成浅海弱还原环境，粒度也逐渐变粗。到了中部由于水深逐步变浅，通常处于一种震荡旋回状态，形成了粉砂岩和泥岩呈平行沉积的互层。而其顶部最纯的砂层单元是属于高能量趋于氧化环境的沉积，颗粒粗。这些特点反映在自然电位(SP)和自然伽马(GR)曲线上，呈一种漏斗形或带有锯齿状漏斗形的曲线形态，如图11-8所示。在微电阻率曲线上，由下往上，其电阻率逐步变大。

出现这种类型的沉积环境一般有：岸外砂坝，河道充填砂坝，三角洲海相堆积及海退砂等。

2.海进层序

与上述类型相反，底部是分选良好的粗粒沉积，向上逐步变成分选较差的细粒沉积，反映沉积能量逐渐变小和由近于氧化环境逐步趋于还原环境，SP或GR曲线的典型特征为钟形或锯齿状钟形（图11-8），微电阻率曲线也由下往上变小，属于这类层序的有浊流沉积、支流河道充填砂及海进砂。

3.浅水滨海相

在海洋沉积水深为0～20米的范围内，属于高能量的沉积环境，由于波浪和岸流不停的运动，以及潮汐的作用，因此在沿海岸线0～50英尺的范围内，具有一般沉积环境中最稳定的高能量源，并沉积纯的粗粒砂。反映在SP或GR曲线上，数值比较稳定，呈圆柱形或锯齿状圆柱形曲线形态（图11-8），电阻率曲线也与SP曲线相对应。河道分支砂层，三角洲前缘砂层及浊流层都属于这种类型的沉积。

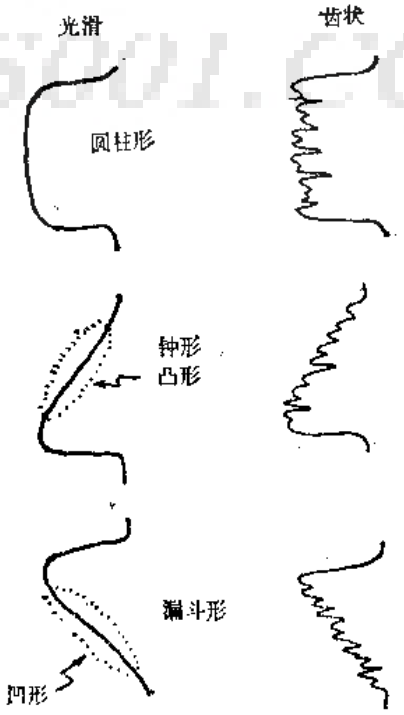


图 11-8　自然电位与自然伽马曲线形态

分析地层倾角测井资料能提供有关沉积环境更完整的概念，某一井段内倾角大小的分布又可能指示沉积能量的近似值。譬如，在海洋沉积中，若地层倾角≤3°时，表示沉积能量小，为深海沉积，水深在100米以下，沉积物一般为泥岩。若地层倾角为3°～20°，表示具有中等能量的沉积环境，相应水深为20～100米，沉积物为泥岩到中粒度的砂岩，若倾角为20°～40°，则为高能量沉积，水深约0～20米，沉积物为粗粒砂岩。

由此可见，粒度及其变化是研究沉积相的重要参数，利用测井资料，定量估算粒度中值方法的初步

解决（见第八章的“可动水分析法”）将促使研究沉积相的工作取得新的进展。

图11-9是一口井的地质倾角测井实例，在这一类型的曲线图上，能比较精细地分析岩性的变化趋势，粒度的变化和周期性旋回。有时在图上还能显示砾石，矿物及结核。

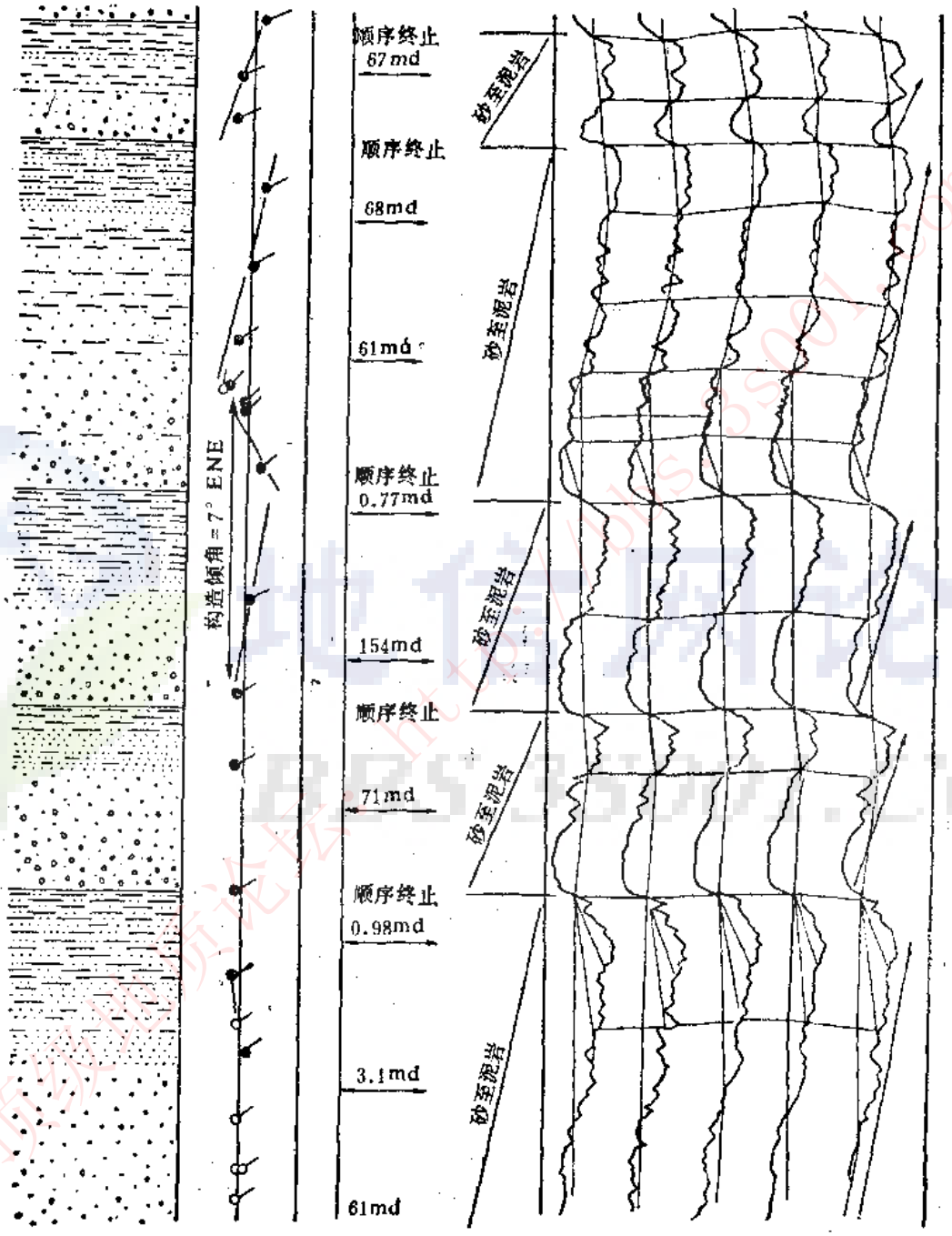


图 11-9 地层倾角测井反映沉积旋回实例

二、确定粘土成分

地层粘土的性质是沉积环境的直接指示，确定粘土的成份对于研究沉积相，具有重要

的意义。过去只有依赖于扫描电子显微镜的分析，才有可能对粘土成份作出比较确切的解释。显然，为此需要付出相当大的工作量。随着岩性—密度、自然伽马能谱等测井方法的发展，在确定粘土成分方面，已经建立了一套定性的评价方法。

利用测井资料解释地层的粘土成分，是立足于各种粘土矿物测井特征的基础之上的，采用交会图的形式进行求解。

表 11-3 粘土矿物的测井特征

粘 土 矿 物	ρ_b	P_e	U	ϕ_N
蒙脱土	2.12	2.04	4.32	0.44
伊利石	2.52	3.48	8.69	0.30
高岭土	2.42	1.83	4.41	0.37
绿泥石	2.76	6.3	17.4	0.52
蒙脱土—伊利石过渡态	2.37～2.62	2.33～3.96	5.28～18.5	0.19～0.44

主要有三种交会图：

1． P_e-K交会图，如图11-10所示。

2． P_e-Th/K交会图，如图11-11所示。

3． ρ_b-Φ_N交会图，如图11-12所示。

分析以上三种形式的交会图，表明对于主要的粘土矿物都有比较高的分辨率，如果综合应用，有可能提供比较确切的答案。

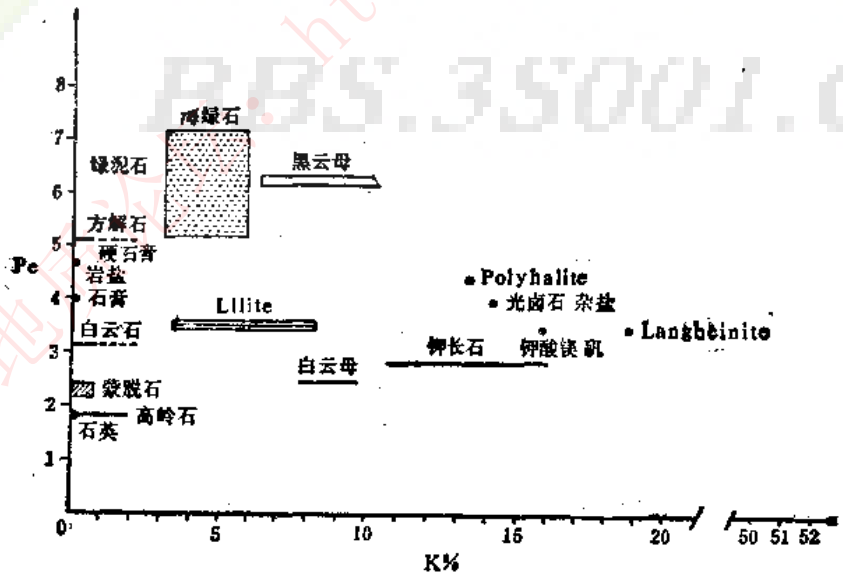


图 11-10 P_e-K交会图

三、岩相的研究

岩相是组成沉积地层的单元，其定义是：

“作为区别于其他岩石的、岩石本身固有的外表和面貌，包括它所显示的性质和特

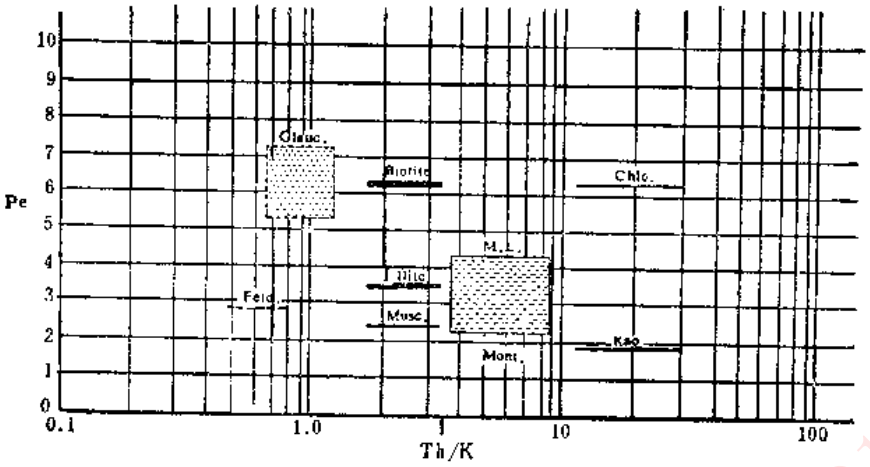


图 11-11 P_e-Th/K交会图

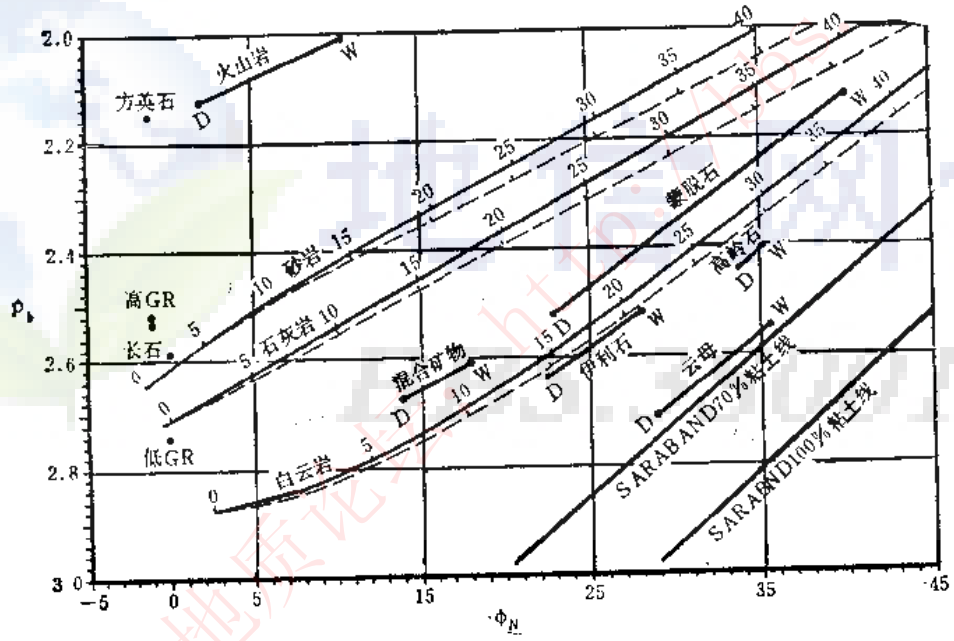


图 11-12 中子-密度交会图

图例：D—干粘土；W—湿粘土

征”。这些性质和特征主要产生自岩石形成过程中的自然地理、水动力、气候、物质来源与环境的物理、化学和生物的条件，以及岩石成岩后所经历的变化。

为了应用测井资料划分和研究岩相，引入了电相的概念，并定义为：“电相代表某一个岩层的特性，是区别于其他岩层的一组测井显示（包括电的、核的、声的等等）”。这就是说，电相是由一组测井显示所反映的岩相。

电相可根据测井的原始数据建立，实际过程是：首先由计算机自动进行分层，即根据测井曲线特征把解释井段细分为许多近似的均匀层，并分别读出每个层的所有测井数值（原始数据或经过环境校正的读数）。然后采用“星形图”（图11-13）。直方图或“线

性图”（图11-14）的形式，按测井读数的大小标在各自的坐标上，则得到每一个层的电相直观显示图。最后，把具有相同显示的电相进行分类。这样，对整个解释井段的岩性及其分类就有了比较明确的认识。例如图11-15上部是表示两口井的电相对比，其相似性很好，为泥岩层，下部是代表另两口井的对比，也表明有很好的相似性，为砂岩水层。

更有意义的是，以一口井的电相分析为基础，引入合适的程序，就可以由计算机自动识别同一油田其他各井的电相。通过对比，从而获得整个地区岩性特点和岩相变化的概念。

如果结合倾角测井资料，特别是应用Geodip所提供的解释成果，就能更完善地识别岩相。例如反映地层的均质程度，各种岩性的纵向分布，并根据层理指示沉积物的搬运方向以及划分地层界面等等。

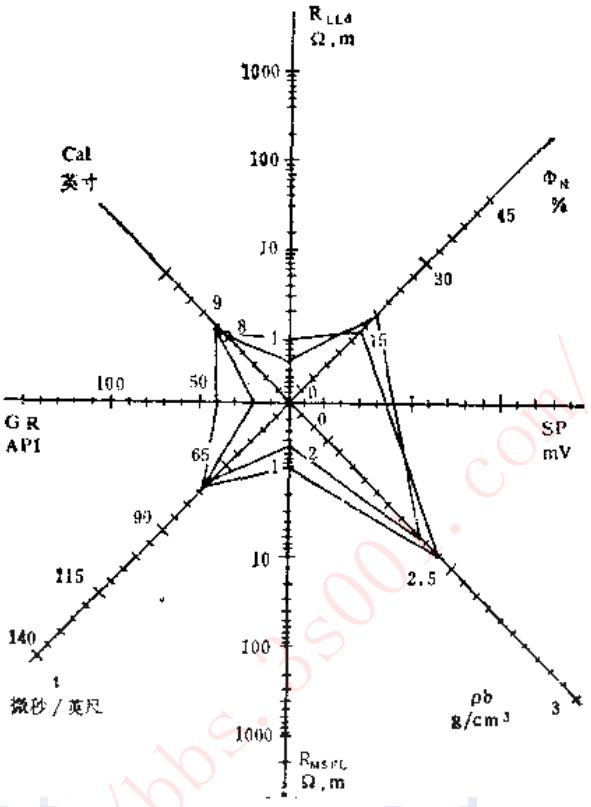


图 11-13 电相实例（星形图）

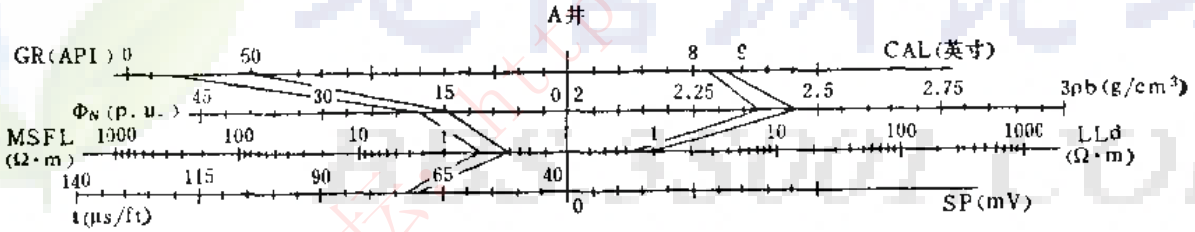


图 11-14 电相实例（线性图）

第四节 探测裂缝及裂缝带

裂缝对于硬地层的重要意义是人所共知的，因为它不仅是决定油气储集层产能的关键因素，而且也直接控制着裂缝性油气藏的形成与分布，因此，在碳酸盐岩地层和深部地层的油气勘探过程中，识别和探测裂缝进而分析地区性裂缝分布格局已成为地质家和测井分析家普遍关注的问题。事实上，地震波的紊乱、特别是速度谱出现的低速异常钻井过程的泥浆漏失，钻具放空、跳钻或扭钻、出现井涌、岩屑有充填于裂缝中的方解石晶体、以及测试结果渗透率出现过高的异常等等，都可能是存在裂缝的指示。然而，随着现代测井技术的发展，已经能够由测井资料提供大量反映裂缝的有用信息。

一、裂缝的定义及其特点

从测井解释角度来看，裂缝是岩石结构失去连续性的一个平面，是在低渗透率岩石中

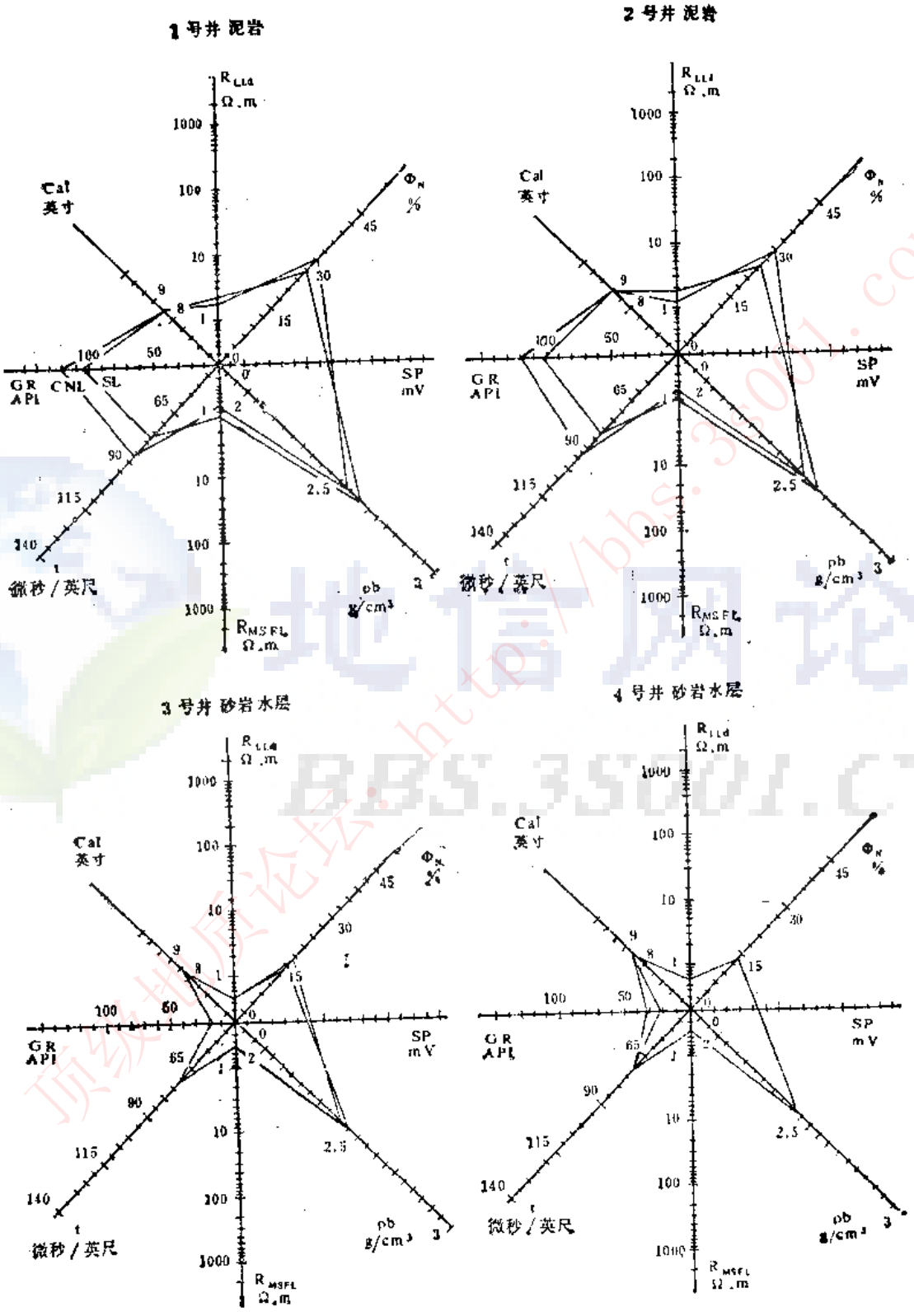


图 11-15　不同井的电相识别

具有高渗透性的通道。因而，除裂缝外，这个定义还包括断层、节理和溶洞等。

如果从生产的观点出发，只有连通或至少是部分连通的裂缝，对地层的渗透率才会有贡献。因此，人们首先关心的是那些能够形成渗透性通道，并足以延伸到地层内部的自然裂缝。对于能够和远离井壁的大裂缝相连、可能由于钻井等原因造成的次生小裂隙也应给予注意。次生裂缝往往垂直于自然裂缝，如图11-16所示。

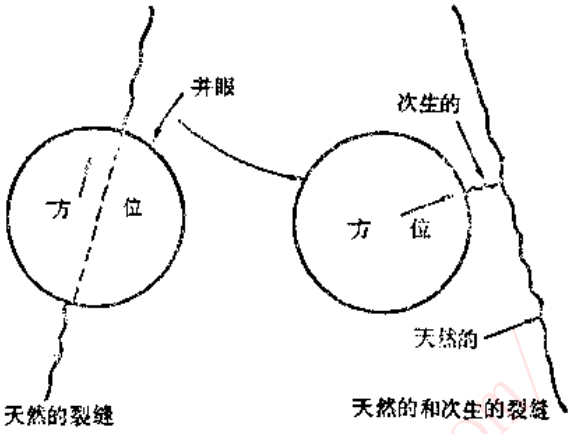


图 11-16 与井眼相交的天然次生裂缝平面投影示意图

自然裂缝的形成是由于构造应力作用的结果。区域的构造应力方向控制着裂缝的主要发育方向。大量观测和研究成果表明，在同一地区内，裂缝的主要走向与区域性断裂方向大体一致。

自然裂缝往往近于垂直，这是因为上覆地层的压实作用最终将使水平裂缝闭合。但这并不排除水平裂缝存在的可能性。少数水平裂缝可能在垂直裂缝之间“搭桥”，并为整个裂缝大网络系统提供渗透性通道。同时，裂缝的空间分布和纵向延伸长度往往受薄层塑性物质（例如泥页岩和石膏、岩盐等）所控制。

二、裂缝性地层的勘探特点

裂缝的重要意义，一方面在于能够提供有效的渗滤通道、储集空间，并大大增加油井的泄油面积，从而极大的改善储集层的渗滤特性；另一方面还在于它往往直接控制着裂缝性油气藏的形成与分布。因此裂缝性储集层的勘探前景虽然是极其富有吸引力的。因此人们普遍认为搞清裂缝的分布规律，是使油气勘探成功的一把钥匙。

在尚未搞清裂缝分布规律之前，在硬地层的勘探过程中打出一些低产井或干井，是不足为奇的。这是因为当埋藏深度超过2500英尺（约762米），地下主要是以垂直裂缝为主，其走向往往呈相互平行。这时，如果按常规在构造顶部布署垂直井的方式，那末井眼与垂直裂缝相交的机率甚小如图11-17所示。图上表明，若采用打垂直井的方式，一般不易与垂直裂缝相交，（如图中的（2），或者最多只能钻遇一组裂缝，如图中的（1）。虽然这是在搞清裂缝分布格局之前一种难于避免的现象。对于不是沿着裂缝带走向分布的相邻井之间，出现连通性不好的现象，同样也是裂缝储集层的一种正常规律。

为了迅速打开裂缝性地层的勘探局面，下述的布井方式是值得吸取的。

第一，努力搞清地区性的裂缝分布规律，在这一基础上，沿着垂直裂缝带的走向打定向井，如图11-17所示，目的在于提高钻遇裂缝的几率。

第二，加强斜坡的勘探，寻找发育的裂缝带，国外不少著名的裂缝性油田，例如伊朗的Kirkut油田，委内瑞拉的La pay油田，土耳其的Raman油田，它们高产井都主要分布在平缓的翼部。这是因为经过褶皱和地壳隆起所形成裂缝，在以后的构造变动中，翼部受重力和张力的进一步作用，形成更为集中的裂缝发育带。图11-18以古潜山为例，说明这一道理。

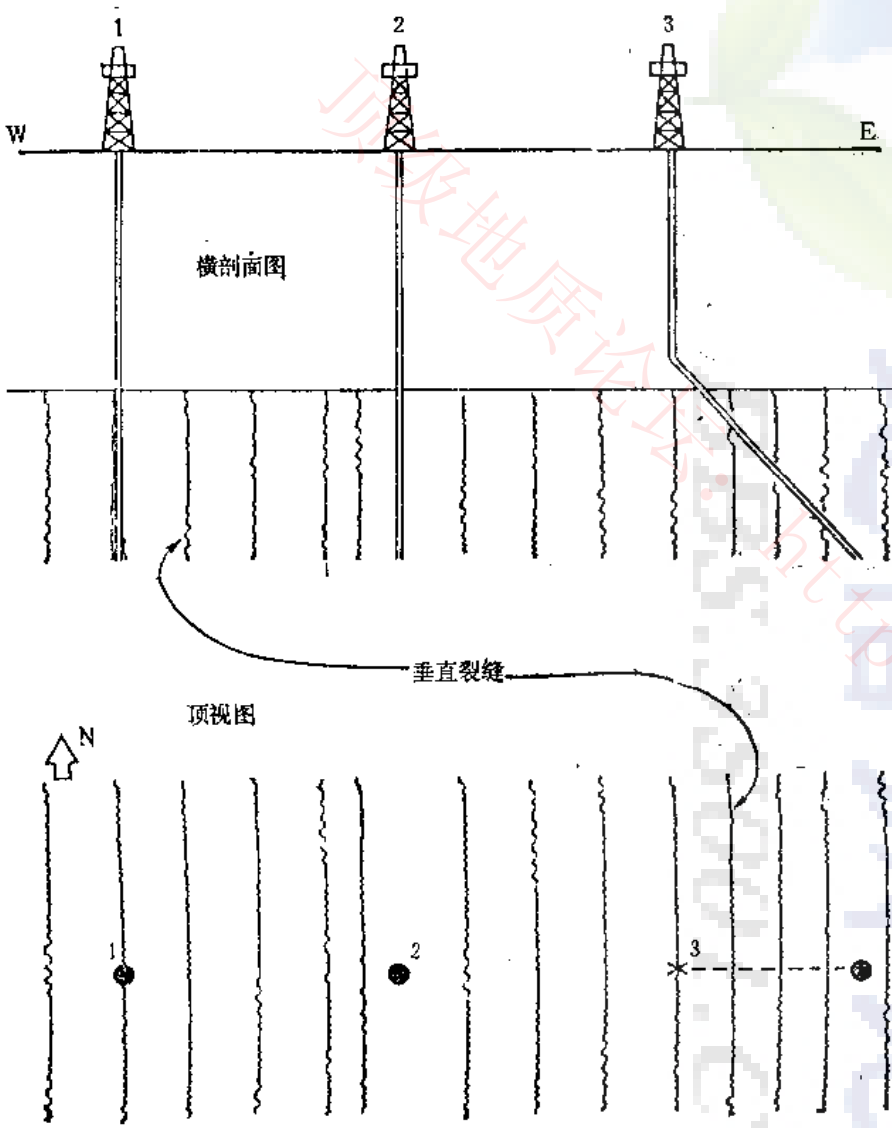


图 11-17　裂缝性地层的布井方式

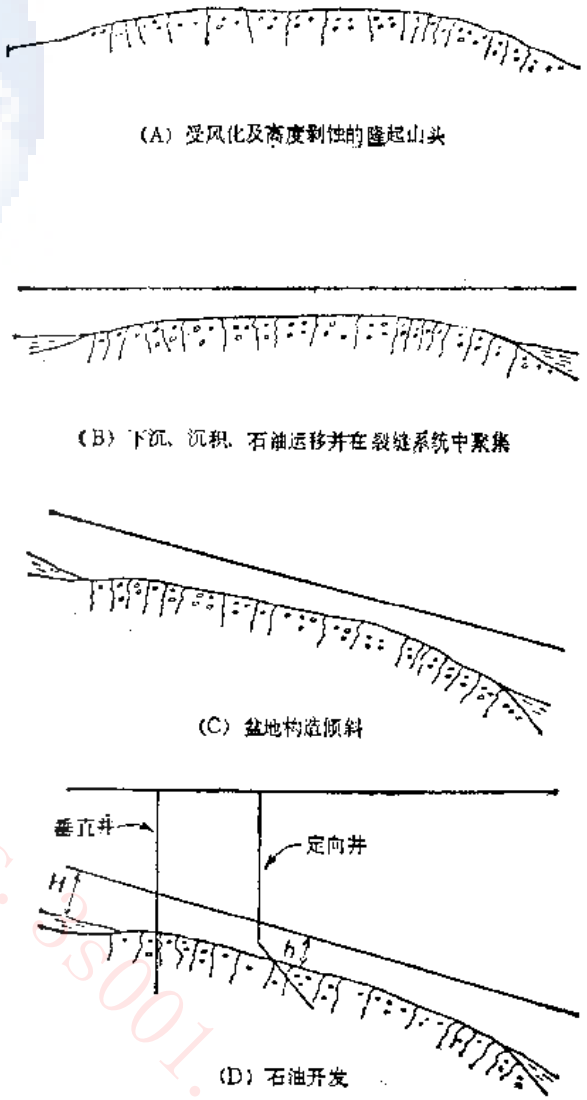


图 11-18　裂缝性非背斜油藏油气聚集的一般过程

A—受风化及高度剥蚀的隆起山头；B—下沉，沉积，石油运移并在裂缝系统中储集；C—盆地构造倾斜；D—石油开发

第三，沿着裂缝走向，采用矩形井网方式布井即沿着裂缝走向采用大井距布井，垂直于裂缝的走向则采用小井距。采用这种布井方式，将会在很大程度上提高探井的成功率。

应该指出，分析裂缝的分布固然是硬地层勘探工作中十分重要的一环，但是为了取得实质性的突破，还需要从地区应力场分布、构造特征以及油水关系入手，组成地震—地质—测井的系统工程，以钻探中已经出现的高产井为“窗口”，达到综合分析地区性裂缝分布格局、高产规律以及油藏分布的目的。

三、探测裂缝的测井技术

如上所述，测井信息是研究裂缝的一种十分有效的手段。尽管目前处在定性阶段，而且尚未成熟，然而就其近期的发展速度以及逐步形成独立的分析系统，足以说明它的应用价值。这不仅在于测井资料能够提供种类繁多，综合性强、精度较高又具有连续性的反映地下裂缝特性的物理信息，而且随着计算机科学的应用与发展，利用数字处理技术排除某种程度的多解性，从而获取更直接指示裂缝特性的演绎信息。因此裂缝识别测井技术具有成本低、探测能力强，效益高的特点。

然而，如同其他测井技术都有其局限性，裂缝识别测井也不例外。特别是裂缝性地层本身所表现出来的复杂性，诸如典型的各向异性特点，控制裂缝发育的随机特点，以及由于层理、岩性等多因素的影响，都导致明显的多解性，并在一定程度上限制探测裂缝的成功率，所以，测井解释的任务在于，如何从已采集的多种测井信息中，采用经过改进的分析方法及相应的解释软件，剔除各种与裂缝无关的信息，排除多解性，进一步提高解释的成功率。

利用测井资料识别地层的裂缝及其分布规律，主要是基于裂缝的地质及地球物理特性，尤其是它所表现出来的异常。例如电阻率，声波特性（能量的衰减，声阻抗的反差，波形），以及井眼的定向扩径，井温及铀含量异常等等。比较有效的测井方法包括：双侧向-R_{xo}测井，声波特征（速度、幅度、波列）测井，地层倾角及其演绎信息，双井径测井，井温、岩性密度与补偿中子测井，自然伽马能谱测井，以及地层测试器等技术。

直观指示裂缝的主要特征为：

1）井温出现局部的低温异常；

2）出现局部的低密度数值，$\Delta\rho$增大；

3）平均孔隙度稍有增大的趋势；

4）渗透率突增；

5）电阻率局部异常变化；

6）电阻率呈现各向异性；

7）侵入深度增大；

8）井径出现定向性扩径现象或不规则变化；

9）贴井壁类型的仪器出现泥浆读数（环形微声波测井仪除外）；

10）仪器在井内的转动特性发生变化（变缓、不动或反向转动）；

11）裂缝识别测井出现低电阻率异常，产生差异；

12）变密度测井图上有“V”、“W”型（Chevron Patterns）（Chevron Batterns）干涉图形。

若裂缝为口开的，上述各项特征都有比较清楚的显示；若为充填缝，所出现的异常则相当不明显。

除上述直观显示技术外，还有比较完整的交会图技术，次生孔隙度法，以及应用经典阿尔奇公式的裂缝解释程序（FCL）。近期发展的一些裂缝识别技术，在现场应用已见到较好的效果，地层倾角测井演绎法是其中最重要的技术。它包括裂缝识别测井(FIL)，双井径的定向扩径分析，电导率异常检测(DCA)，以及定向电阻率测井(OMRL)。此外还有一些探测裂缝的特殊技术，例如主要用于探测水平裂缝的电磁波传播测井(EPT)，重覆式地层测试器(RFT)及其分析技术，声波变密度波形识别(VDL)等等。下面将系统介绍几种主要的方法。

四、确定裂缝的主要方法

在这一节里，主要介绍多种用于综合识别裂缝的分析方法，其中包括直观分析法，交会图分析技术以及地层倾角演绎法。至于次生孔隙度法，已在第五章作了阐述，这里不再重覆。

1.双侧向-R_{xo}测井

在识别和评价裂缝性地层，双侧向-R_{xo}测井是一种有效的方法，分析它们的直观显示及其组合关系，有利于宏观指示裂缝发育段。

一般说来，侧向测井的裂缝响应受到两种相反因素的影响；一是充满泥浆水的连通裂缝实质上是电流的有效通道，由于它所起的短路电流的作用，而使电阻率数值降低；另一是，对于基块孔隙度很小的裂缝性地层来说，裂缝的定向发育，往往导致由裂缝本身构成的导电网络呈单向导电的特点，并引起侧向测井电阻率的增大（与相同孔隙度条件下的各向同性地层相比），这就是说，在分析裂缝性地层的电阻率变化时，必须注意由于各向异性引起的单向导电响应规律造成电阻率数值的增大。例如，对于垂直裂缝发育的地层，所表现出来的单向导电性为径向各向异性特点，引起深浅侧向电阻率增大尤为明显。根据比较理想的条件分析，径向各向异性的单向导电响应特点，大致将引起深侧向电阻率增大6倍左右，引起浅侧向电阻率增大3～4倍，因此，在垂直裂缝带，深浅侧向电阻率的比值，大致保持在1.5～2倍左右（当$R_{mf}\approx R_w$时）。

双侧向测井在裂缝性地层的实际显示，是上述两种因素的综合。这就是说，裂缝性地层电阻率的实际显示，在很大程度上取决于基块孔隙与裂缝之间的匹配程度，以分布比例描述之。这是因为，当基块孔隙度很小时，裂缝所表现出来的各向异向显得十分突出，由于单向导电响应规律引起侧向电阻率增大。而当基块孔隙度增大到一定程度后，地层由各向异性逐步趋于各向同性，裂缝所表现出来的单向导电响应规律则基本被“淹没”，这时裂缝发育带的电阻率出现明显的低值，如图11-19所示。图中的3471～3493米为主要油层段，根据裂缝识别测井，表现有两组发育的高角度裂缝网络，基块孔隙度也比较大，约为15%左右。属于B-I类裂缝储集层。因此裂缝的单向导电响应规律已基本被“淹没”，双侧向电阻率明显变低，约为50欧姆·米，而且具有明显的正差异，即深侧向电阻率大于浅侧向($R_{LLD}>R_{LLS}$)

至于冲洗带（电阻率(R_{xo})测井，其曲线显示当然也要受上述两种因素的影响。但是，微球型聚焦、微侧向、邻近侧向测井都是贴井壁式的测井方法，由于受到裂缝井段定

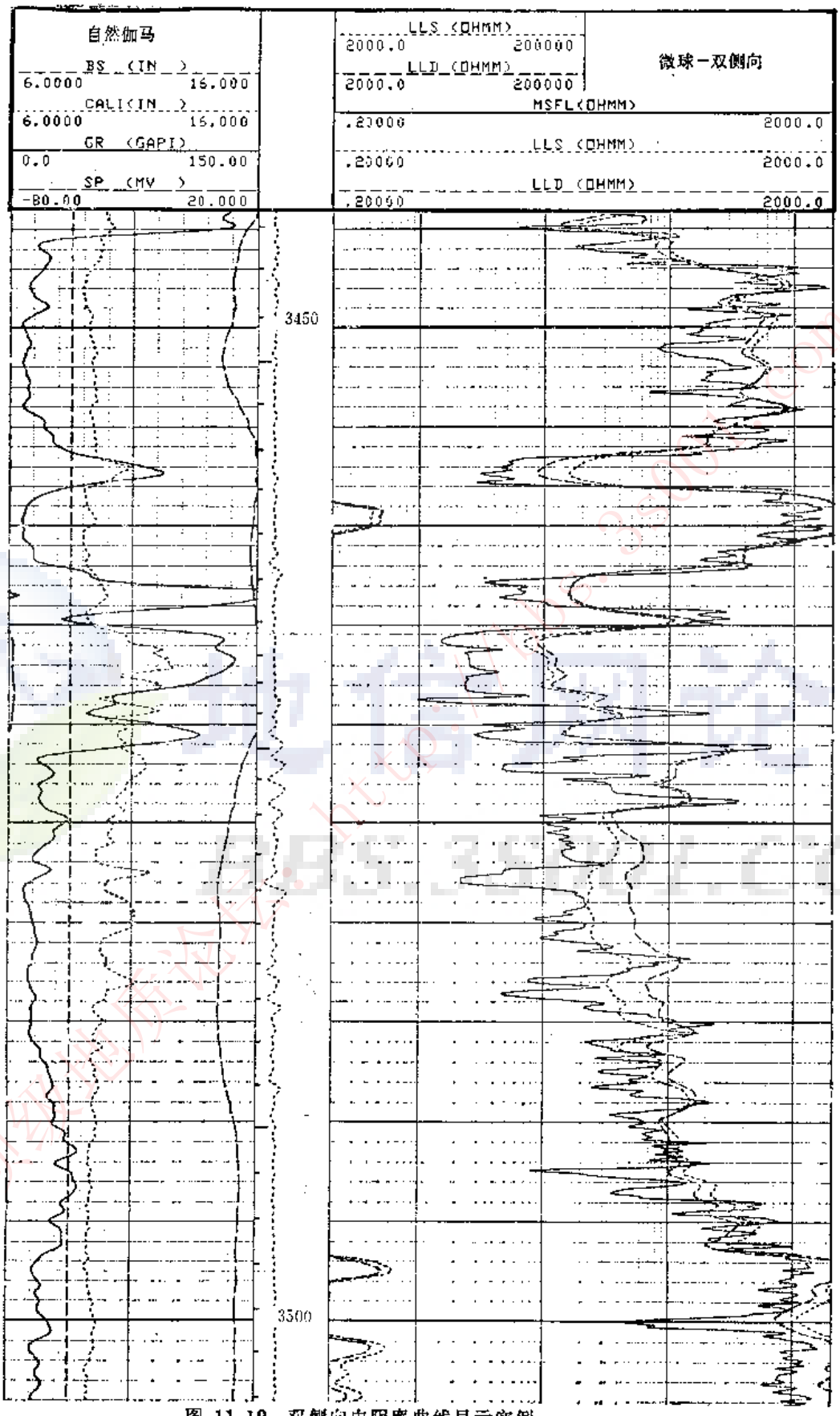


图 11-19 双侧向电阻率曲线显示实例
(B-I型裂缝储集层)

向扩径的“键槽”效应的控制，测量过程中电极极板都能与裂缝破碎带接触，而使电阻率表现为非常低的数值(图11-20)。其原因在于R_{xo}测井的探测范围内，裂缝导致平均孔隙度局部增大，而且这部分孔隙实际上是完全饱和水的（泥浆滤液）。

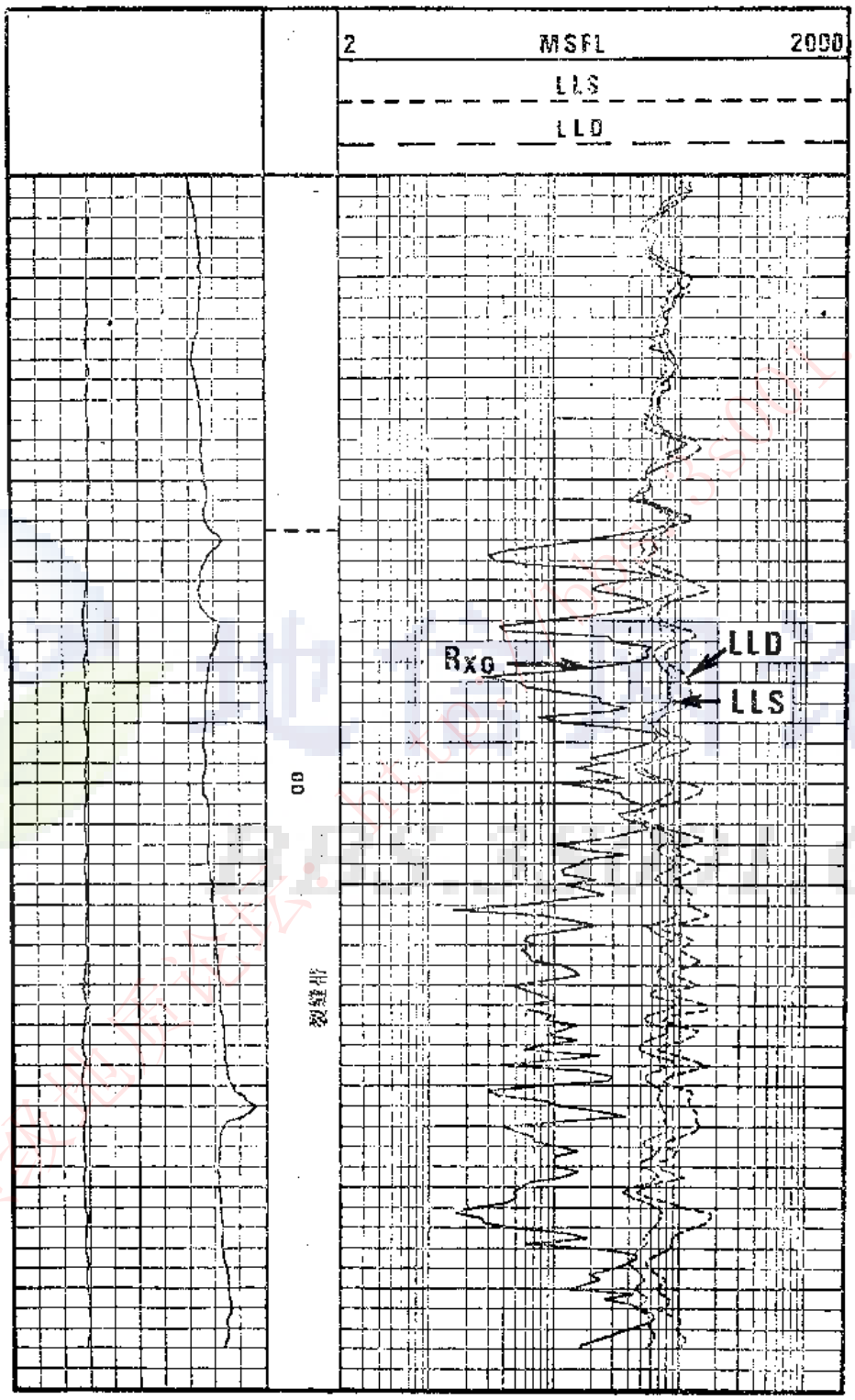


图 11-20　裂缝性地层双侧向-R_{xo}测井显示实例

除了分析双侧向-R_{xo}测井的读数外，它们数值之间的组合关系也往往是裂缝特征的显示。对于基块孔隙度较小的裂缝性地层，大于60°～70°的高角度裂缝，双侧向曲线是正差异（$R_{LLs}>R_{LLd}$），即深侧向大于浅侧向的电阻率，其比值基本保持在1.5～2倍左右。反之，小于60°的低角度裂缝，特别是水平裂缝，则是负差异，即$R_{LLs}<R_{LLd}$。然而在分析时，必须注意泥浆的侵入特点。在淡水泥浆条件下，高角度裂缝也可能出现明显的负差异，这是由于基块淡化的结果（见本书末图11-52）。所谓基块淡化系指当使用淡水泥浆钻开裂缝层段时，由于裂缝系统和基块孔隙系统的毛细管压力不同，泥浆滤液以较高的速度沿裂缝突进，驱替地层的原生流体，并逐步把基块孔隙封闭起来，泥浆滤液从四周向基块中心扩散和挤压，泥浆滤液的离子与基块孔隙水的离子产生扩散作用，导致岩石基块孔隙原生水的淡化。因此，泥浆的侵入特性往往会改变双测向的组合关系及其显示特点。

当基块孔隙度较大时，双侧向曲线出现则不仅与高角度裂缝有关，而且可能指示地层的含油性如(图11-19)。

2.井径测井

井径测井是研究裂缝一种十分重要的方法，尤其是呈相互正交的双井径曲线，具有更重要的实用价值。通过大量的研究工作证实，在裂缝性地层中出现井径的定向扩径现象，往往与不均匀的水平应力有关，井眼的定向扩径（坍塌）方向一般都与形成地区性裂缝的最小主应力方向(相当于裂缝的走向)平行。这就意味着，井眼的定向扩径现象不仅是裂缝的指示，而且根据扩径方向可以获得地区性裂缝方位分布（走向）的概念。

图11-21是美国大陆用多种方法确定的最小主应力方位（用细黑线表示）分布图，图中的粗黑线表示井眼坍塌的方位，二者具有良好的一致性，特别是1区及2区。表明井眼定向坍塌的方位一般是地区性裂缝方位（走向）的指示。其中1区的数据是用31口大直径实验井的照相资料获取的，3区的数据取自水力压裂资料。

图11-22标出澳大利亚至北海地区井眼坍塌的方位资料(单井)。除欧洲外，其他大陆的资料还不够充分。在澳大利亚，实测最小主应力方向为南—北向，与数量不多的井眼坍塌方位一致。在印度半岛主要是南北走向的地应力，与井眼坍塌方位不完全一致，有待于进一步工作。欧洲及非洲大陆的结果令人鼓舞，从加纳到北海的14口井，统计得到的井眼坍塌方位为北东—南西向，而在西欧，特别是法国的巴黎盆地等地区的最小主应力方向，则平均为北59°东，显然一致性较好。

总之，硬地层的井眼扩径现象，特别是定向扩径往往是裂缝发育的反映，其方位可作为区域性裂缝走向的指示。当然，在分析过程中应该排除某些工程及可能的地层因素的影响。

采用四臂地层倾角测井仪，能够获得关于井眼形状及其扩径方向比较完整的概念。由它提供的两条互成90°的井径曲线，根据它们彼此间的变化与组合，以及仪器的转动特性，可获得不少关于裂缝的地质信息。

(1)定向坍塌 (Breakout) 与垮塌 (Washout)

图11-23及11-24分别表示井眼的定向坍塌与垮塌的实例。定向坍塌与局部的地应力有关，往往是高角度裂缝的反映。井眼扩径是一种应力释放式的破裂，即当钻头钻遇裂缝时，裂缝网络发育方向的岩石比其他方向的更为脆弱，在钻井液及钻具的冲力作用下，形成按一定方向的坍塌现象。显然，高角度裂缝是引起的定向坍塌的主要原因。图11-25是

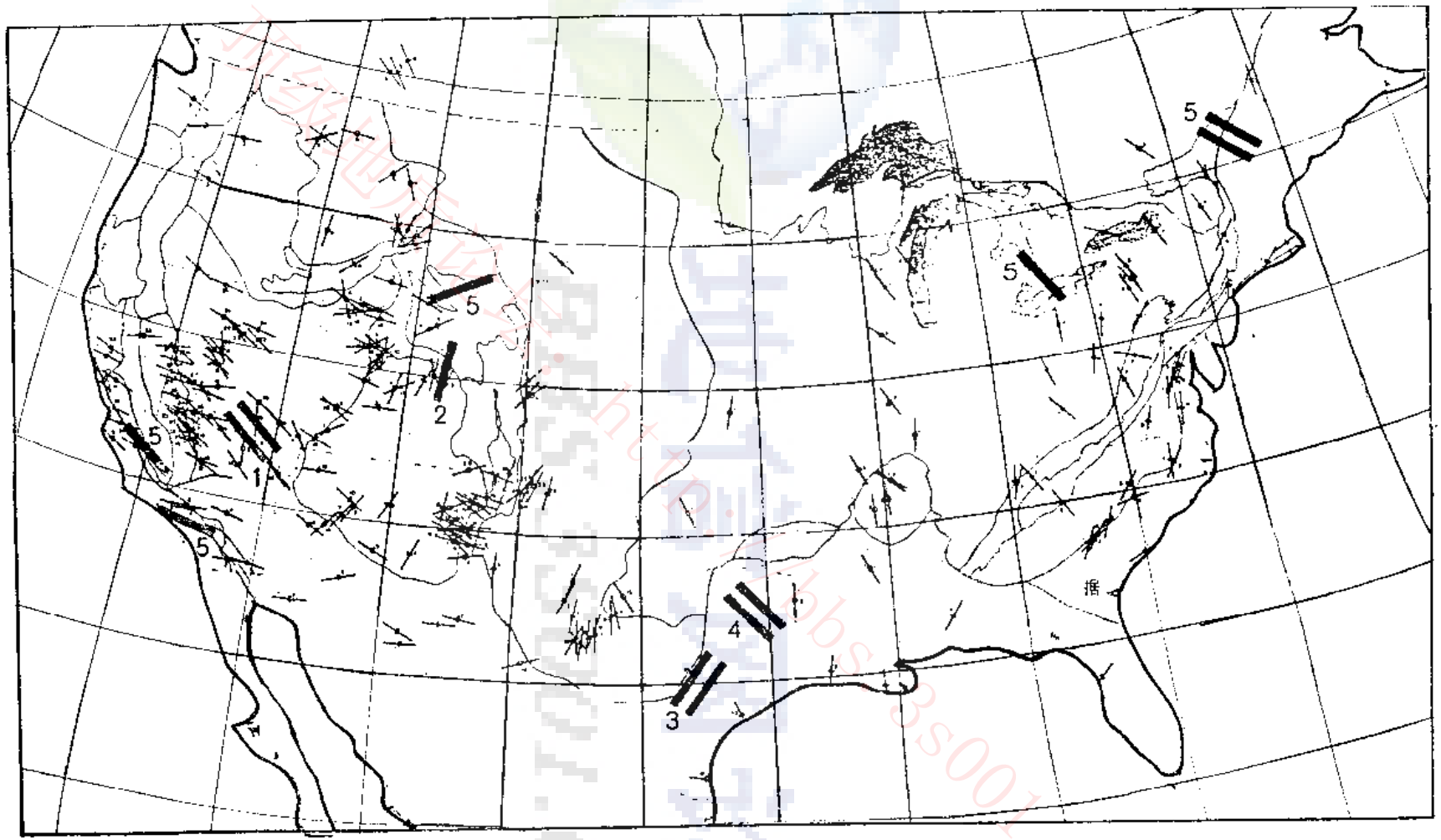


图 11-21　地区性最小主应力方位与井眼定向扩径方向的关系

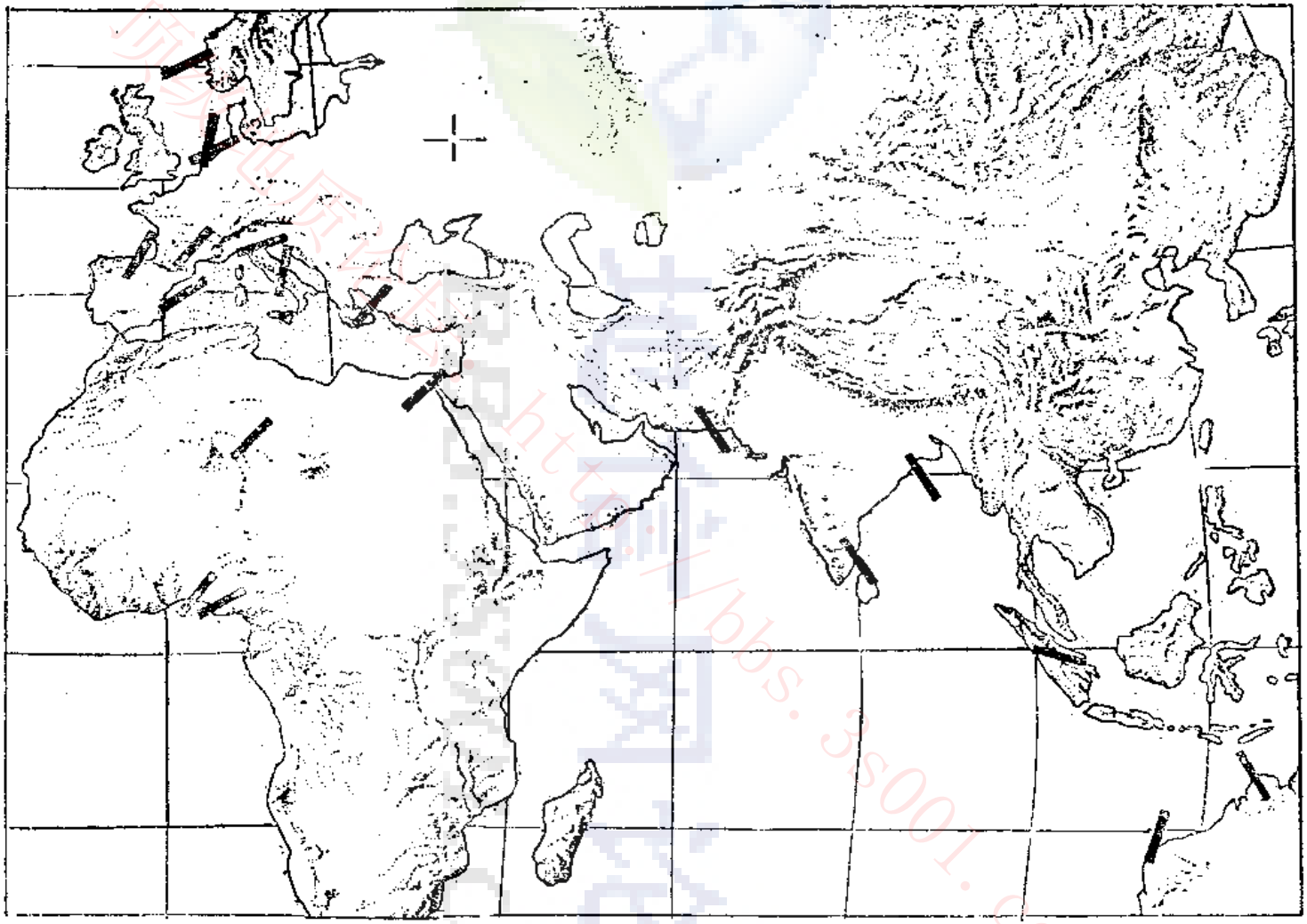


图 11-22　井眼定向扩径方位分布图

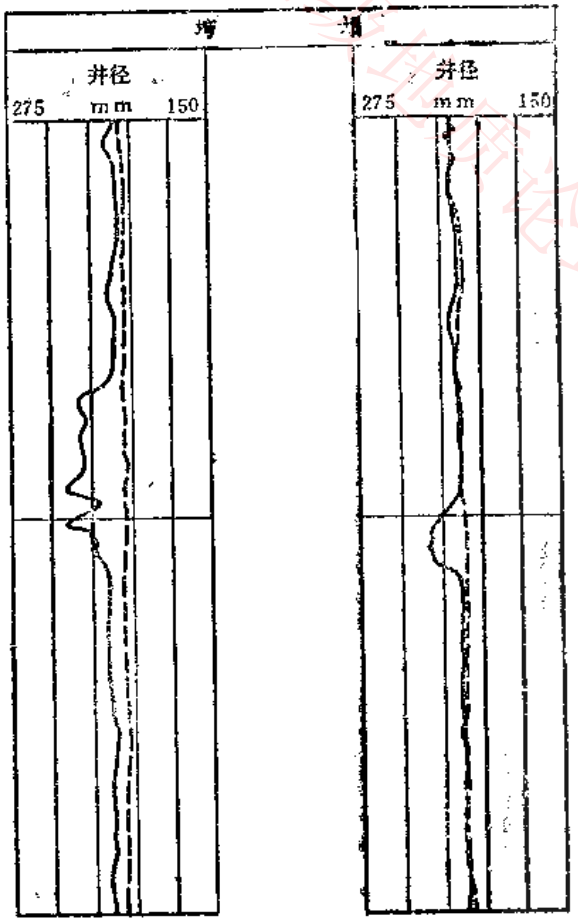


图 11-23 井眼坍塌（Breakout）实例

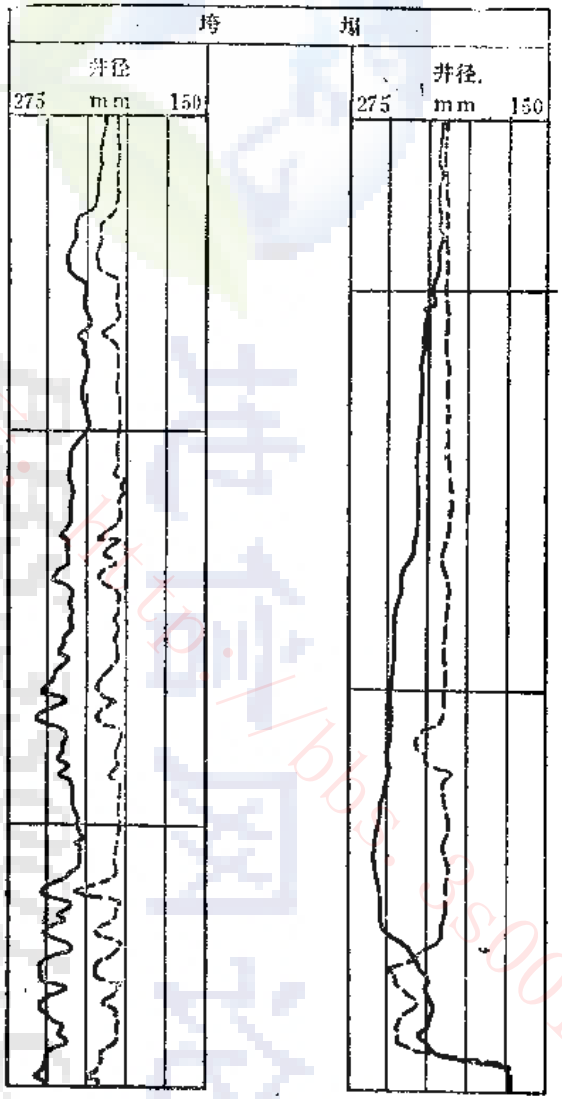


图 11-24 井眼垮塌（Washout）实例



图 11-25 实验井定向坍塌照片

2-4米大井眼硬地层试验井的井下照片，在315°方位处可以见到由垂直裂缝引起的井眼的定向坍塌。井眼垮塌（Washout）则与岩石应力无关，但在硬地层中，它经常也是裂缝的反映，如以水平裂缝网络为主的破碎带。不过也有可能与裂缝无关，如工程或其他地质原因形成井眼的垮塌。

(2)“键槽”效应

双井径曲线之所以能反映井眼横截面的“拉长”特性，是因为井径仪的贴井壁机构受到“键槽”效应的控制。由地层的垂直裂缝引起井径的定向扩径现象，可能是单向也可能为双向，其结果如同在井壁开了“键槽”。在测井过程中，随着电缆的提升，在定向绕制的铠装电缆的作用下，仪器常常发生沿逆时针方向的旋转。井眼规则的井段，旋转速度变化不大，大致每上提23米至60米旋转一周，即360°。这种转动特性可由地层倾角测井1号极板的方位曲线，如实的记录。当仪器进入定向扩径部位，在“键槽”效应的作用下，仪器的转动特性立即发生变化，转动速度变缓，或停止转动，甚至出现反向转动的现象，这些都是垂直或高角度裂缝的显示，可见图11-26及图11-30。

(3)井眼椭圆率

裂缝产生的定向扩径现象，使两个正交方向的井径数值不一致，井眼截面呈现出准椭圆形，其长、短井径可分别用d_L、d_s表示之。

为了研究井眼定向扩径的程度，进而揭示及描述地下裂缝的发育程度，引入井眼椭圆率(E)的概念，定义为短井径与长井径的比值。

$$E=\frac{d_s}{d_L} \tag{11-7}$$

显然，$E\leqslant 1$，它与裂缝的宽度与密度有关。E的大小主要取决于裂缝的发育程度，裂缝越发育E越小，因此硬地层的单井产能(P)与井眼椭圆率(E)成反比

$$P\propto\frac{1}{E} \tag{11-8}$$

图11-26是反映井眼截面变化的典型图例。图的左部为双井径曲线，表示井径与钻头直径的差值(英寸)；中间表示井眼定向扩径的方位角，右部表示井眼的准椭圆率。从图上可以看出，在高角度裂缝带，井眼截面呈明显的准椭圆形，仪器转动变缓或停止转动，甚至出现相反方向的旋转趋势。

(4)平均井径曲线与单臂推靠式井径曲线的对比

如果没有录取双井径曲线，则可采用平均井径曲线与单臂推靠式井径曲线对比的方法，分析与识别裂缝。所谓平均井径曲线系指用常规方法测量的井径曲线，它测量的是四个或二个方向井径的平均值。单臂推靠式井径，例如微测向，补偿地层密度，井臂中子等测井方法测量的井径，由于受到“键槽”效应的控制，一般是反映井眼的长井径数值。显然其值要大于或等于平均井径曲线的读数。在裂缝发育的扩径带，它们之间的数值可相差在15%以上，因此，这两种井径曲线如果出现大段幅度差，二者比值大于1.25，则往往是由于地层裂缝发育造成的准椭圆井眼。不过，这种方法一般不能获得有关扩径方位的概念。

3.裂缝识别测井（FIL）

在地层倾角测井基础上演绎而成的裂缝识别测井，是研究地层裂缝的有效手段。

这是因为地层倾角测井仪在同一平面上设置了四个互相垂直而能紧贴井壁的极板，每

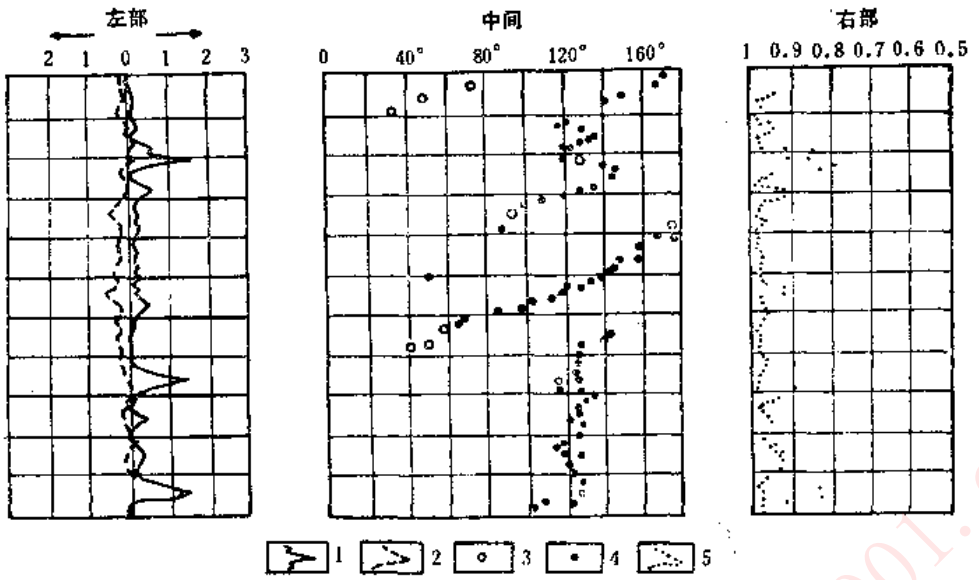


图 11-26 井眼截面形态图

1—井眼截面向拉伸方向增大；2—井眼向垂直方向增大；3—井眼扩大方向的方位角；4—圆形井眼截面方位角；5—井眼截面的椭圆度

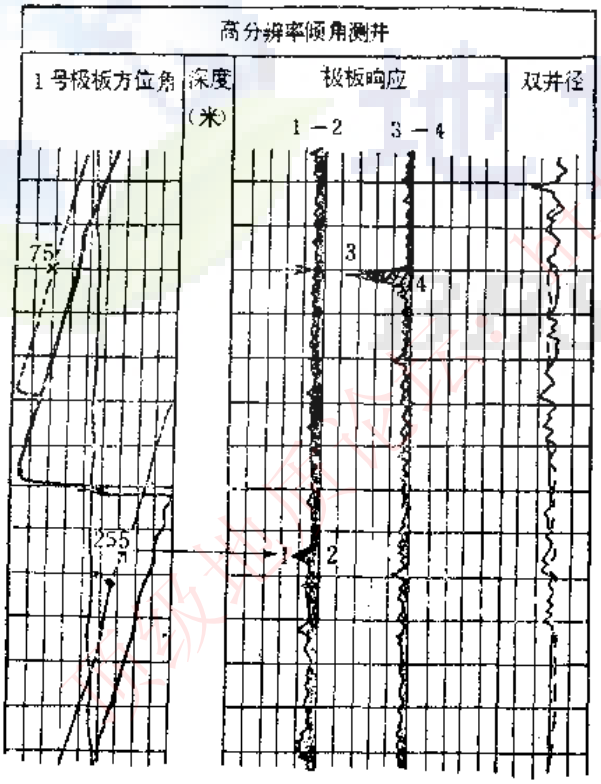


图 11-27 垂直裂缝在倾角测井曲线上的显示实例

一个极板都分别记录一条高分辨率的微电阻率曲线。因此，不仅增加了发现裂缝的机遇率，而且也能十分灵敏地反映裂缝的存在，其特点是，由于裂缝充满了泥浆或泥浆滤液，因而接触裂缝的极板将出现明显的低电阻率异常。为此，需要重新调节倾角测井的横向比例，把非裂缝井段的电阻率调到极大电阻率的固定位置上，从而突出了裂缝段的低电阻率显示。这样，我们可以从倾角测井曲线上快速直观获得裂缝的定性信息。水平裂缝在四条曲线上都显示为短的异常。垂直裂缝正常情况下，在一条或可能在二条曲线上显示为较长的异常，但由于裂缝的方向变化或是倾角仪在测井过程中旋转，而使异常消失或从一条曲线跳跃到另一条曲线上。

图11-27为垂直裂缝在倾角测井曲线上的显示实例。裂缝引起的低电阻率异常首先显示在1号极板上，然后由于测井仪在井内旋转了180°，在向上13米处，异常转到3号板上。裂缝的视方位角可据极板的位置确定之。

另外，根据地层倾角测井的双井径曲线还可指示井内的高角度裂缝带及其延伸方向。

图11-28为某一口井的地层倾角测井曲线。图上表明，6361—6396英尺为该井的裂缝

发育带。其特征是，井眼变得十分不规则，井眼截面呈现明显的椭圆形。与2—4号极板井径扩大相对应，曲线2与4出现低电阻率异常；同样，若与1—3号极板井径扩大相对应，则在曲线1与3出现低电阻率异常。此外，倾角仪在这一井段停止旋转，以及钻井过程中出现跳钻、井涌等现象，都表明了裂缝的存在。

图11-29表示地层倾角测井曲线几种不同类型的响应实例及其解释。图中的A属于正常情况，井径接近于钻头直径。B表示有高角度裂缝带，井壁呈粗糙的锯齿状，裂缝带延伸方向为北东48°，井眼沿1—3号极板方向扩径。C也表明钻遇了裂缝带，其延伸方向为北东36°，井眼沿2—4号极板方向扩径。D表明有较小裂隙，因为井眼规则而只有一个极板遇裂隙导致电阻率降低。E为泥岩层，井眼垮塌。

为了增强地层倾角测井仪探测裂缝的功能，采用了一种被称为裂缝识别测井的专门显示技术。这种技术是将两条地层倾角测井曲线反向叠合。因而在裂缝处，曲线出现明显的差异，达到直观指示裂缝的目的。通常采用两种显示方法——两对和四对曲线显示法。两对曲线显示法是指曲线1和曲线2重叠曲线3和曲线4重叠，分别显示在两个道上。一般在井场即可进行处理和显示。四对曲线显示法系指按曲线1—2、3—4、2—3和1—4的顺序进行重叠，分别显示在四个道上。这种显示法目前还必须在计算中心进行处理和显示，它能够提供更多的探测裂缝的信息。

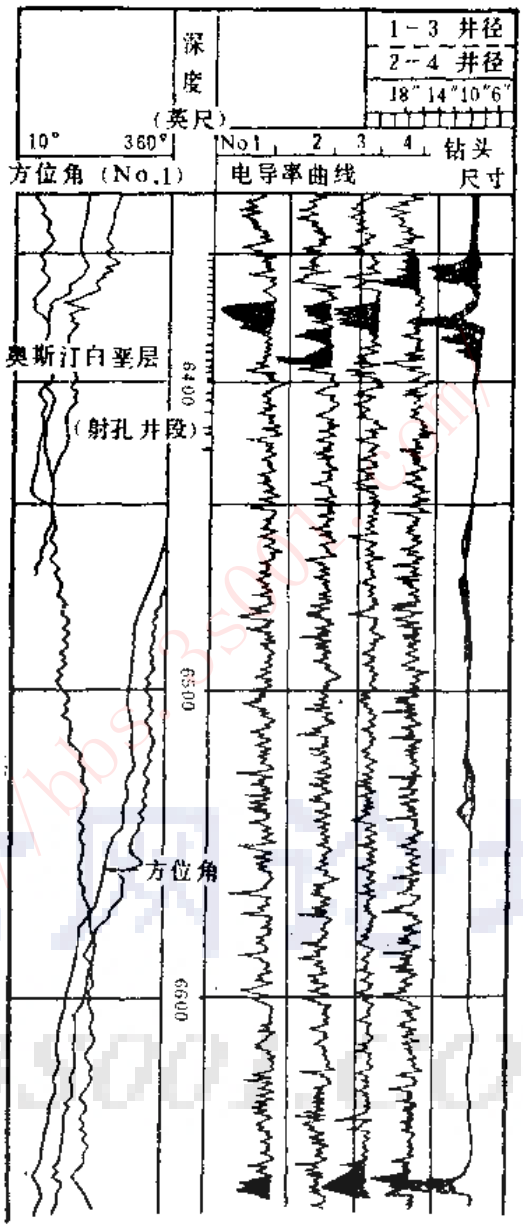


图 11-28 某井地层倾角测井曲线
在井段6361～6369英尺解释为裂缝，射孔后日产油539桶。

在多数情况下，垂直裂缝在一条或两条曲线显示为一个相当长的异常段，其方位角可根据极板位置确定之。图11-30是裂缝识别测井的一个实例，重叠曲线之间的阴影部分表示有裂缝存在。裂缝主要方位角大约是180°，几乎是正南。虽然有向北的裂缝，但为数很少，而其他方向作为统计干扰出现。但是应该指出，这种解释仍然带有相当大的推测性。

图11-31是任丘油田中上元古界碳酸盐岩地层裂缝识别测井的实际曲线。图上指示了裂缝发育井段及其延伸方向。

由于裂缝识别测井能够精确确定井内裂缝位置，因此可做为确定射孔井段的依据，例如图11-28所示的井段，根据地层倾角测井曲线确定的射孔位置为6360～6420英尺。射开后，未经酸化和压裂，日产原油539桶。

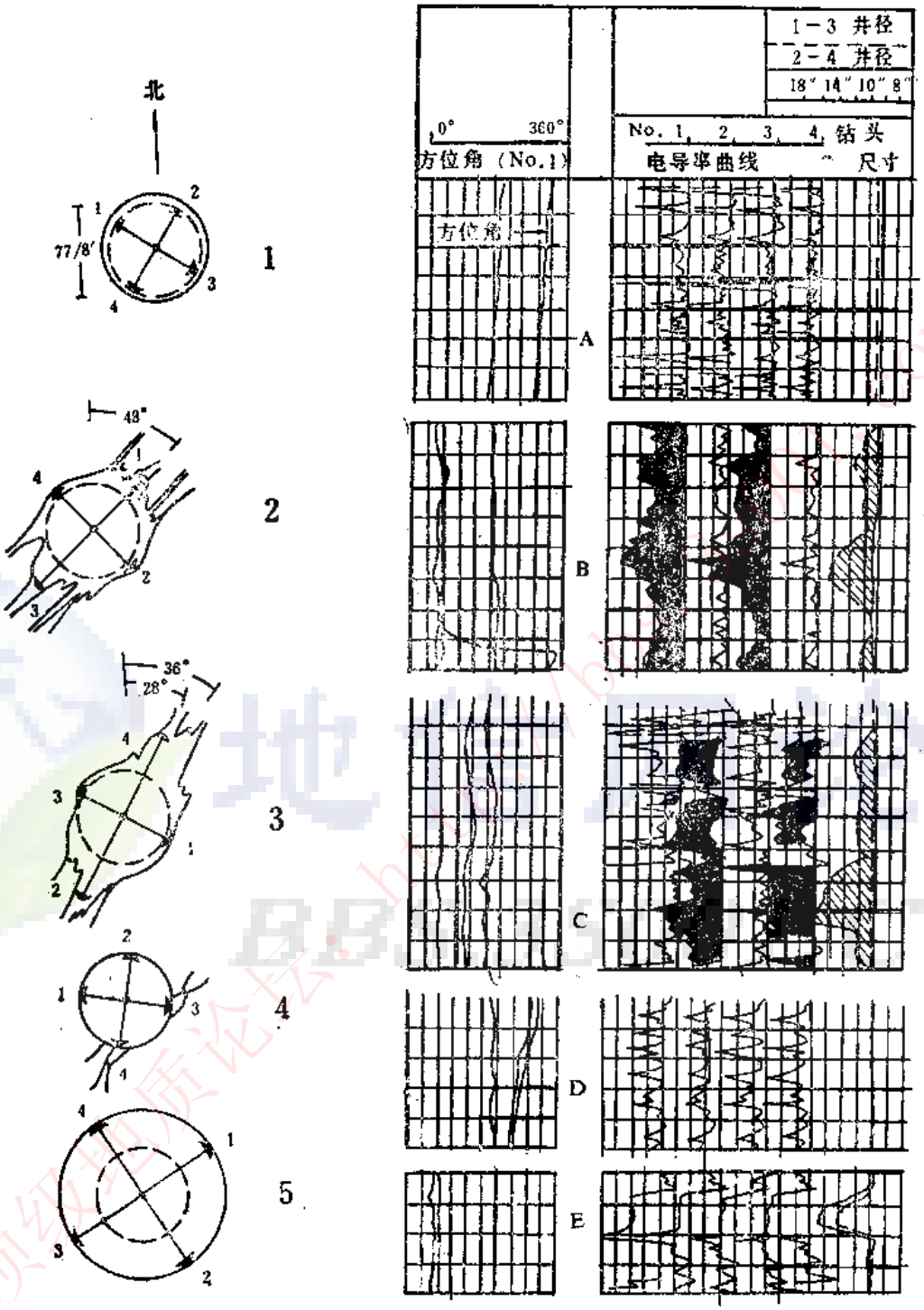


图 11-29 地层倾角测井曲线解释，几种类型的测井图

1号极板测定方位角，左图为对应标有字母深度的横截面。虚线圆为井眼名义直径。图上标出1—4号极板的顺序和方位

虽然地层倾角测井是探测裂缝的有效手段，但是它毕竟只能探测井壁周围的小范围内岩石的体积。因此，漏掉裂缝经常是不可避免的。同时由于岩性、层理及其他因素的影响，又可能出现一些假象。因此只有综合更多的有用信息，才能排除解释过程中的多解性，提供有关裂缝分布的更确切答案。

4.电导率异常检测（DCA）

电导率异常检测是利用地层倾角测井所采取的原始信息，经过特殊的处理程序，回放出直接显示裂缝及其方位的直观曲线，因此它是裂缝识别测井的改善与发展。其原理是在Geodip处理的基础上，排除层理面、导电薄层等非裂缝因素产生的假异常，提取有关反映裂缝的信息，直接突出与裂缝相关的电导率异常。为此处理过程中，要在一定垂向距离内，每个极板的电导率曲线逐一的与相邻的极板进行对比，若满足以下条件，则确认为电阻率异常。

1）电导率必须超过某一门槛值；

2）电导率的差异必须足够大；

3）异常要有一定的垂向厚度；

然后，把每个极板所确认的异常重迭在同一极板的方位曲线上，由此确定裂缝的走向。此外，还给出井的定向扩径方位及其数值（与钻头直径比较）。方法是把两条正交的井径曲线，在0°～180°范围内，与各自相对应的任一极板的方位曲线重迭。图11-32是一个实例，图上显示的高角度裂缝带在2068～2108米处，为4号极板所探测，裂缝带走向是230°～270°；同时还在2072～2088米处被2号极板触及，裂缝带走向为90°～120°。除此之外，还有另一种显示形式，即将相对的两个极板（如极板1与3）的异常，重迭在两个方位（1与3）上，并用不同的符号表示到底是那一个极板触及到裂缝异常。这种显示方法，有利于表示与井眼相交的裂缝垂向的连续性。

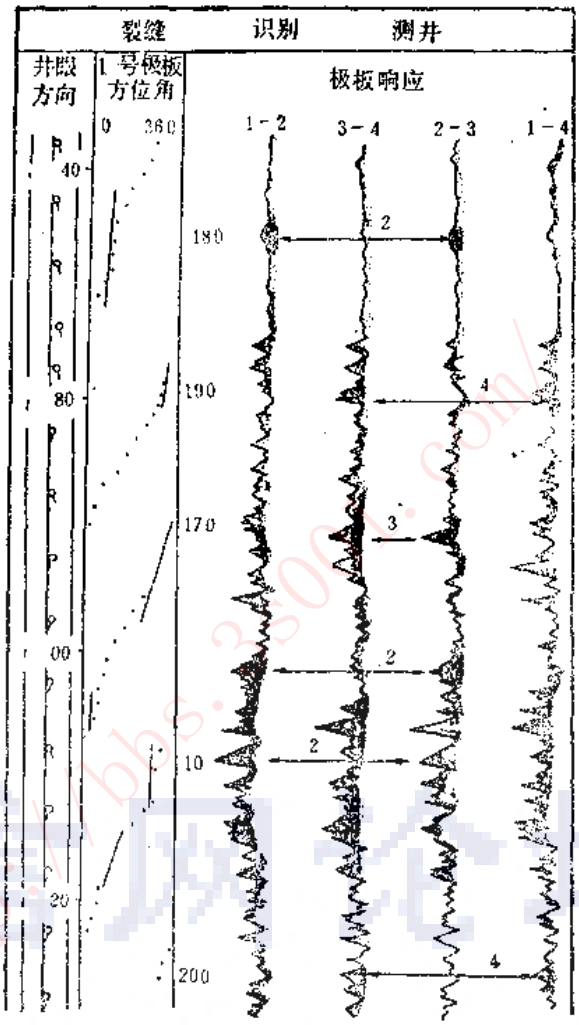


图 11-30 裂缝识别测井的实例，近于垂直的裂缝的主要方向为正南

DCA的结果可综合成极坐标频率图，包括电导率异常，仪器方位及被仪器方位加权的电导率异常的频率方位图，达到消除仪器方位的影响，最终指示裂缝的走向。图11-33是一个示意图，表明石炭系的裂缝走向为东北—西南，二叠系为西北—东南向，图11-34是实际做出的频率方位图，说明裂缝的走向为北西（335°）—南东（155°），显示结果十分清楚，与地区的观测结果吻合。

5.定向微电阻率（OMRL）

也属于地层倾角测井的演绎法，主要是依据地层倾角测量记录的微电阻率曲线，按特定的程序，进行直接重叠和组合。当出现低阻与高阻曲线明显分离，并有一定垂向延续厚度的异常时，即可作为裂缝的标志，如图11-35的2385.5～2388米井段。裂缝的方位则可由出现低电阻率异常的相应极板的方位曲线读出。

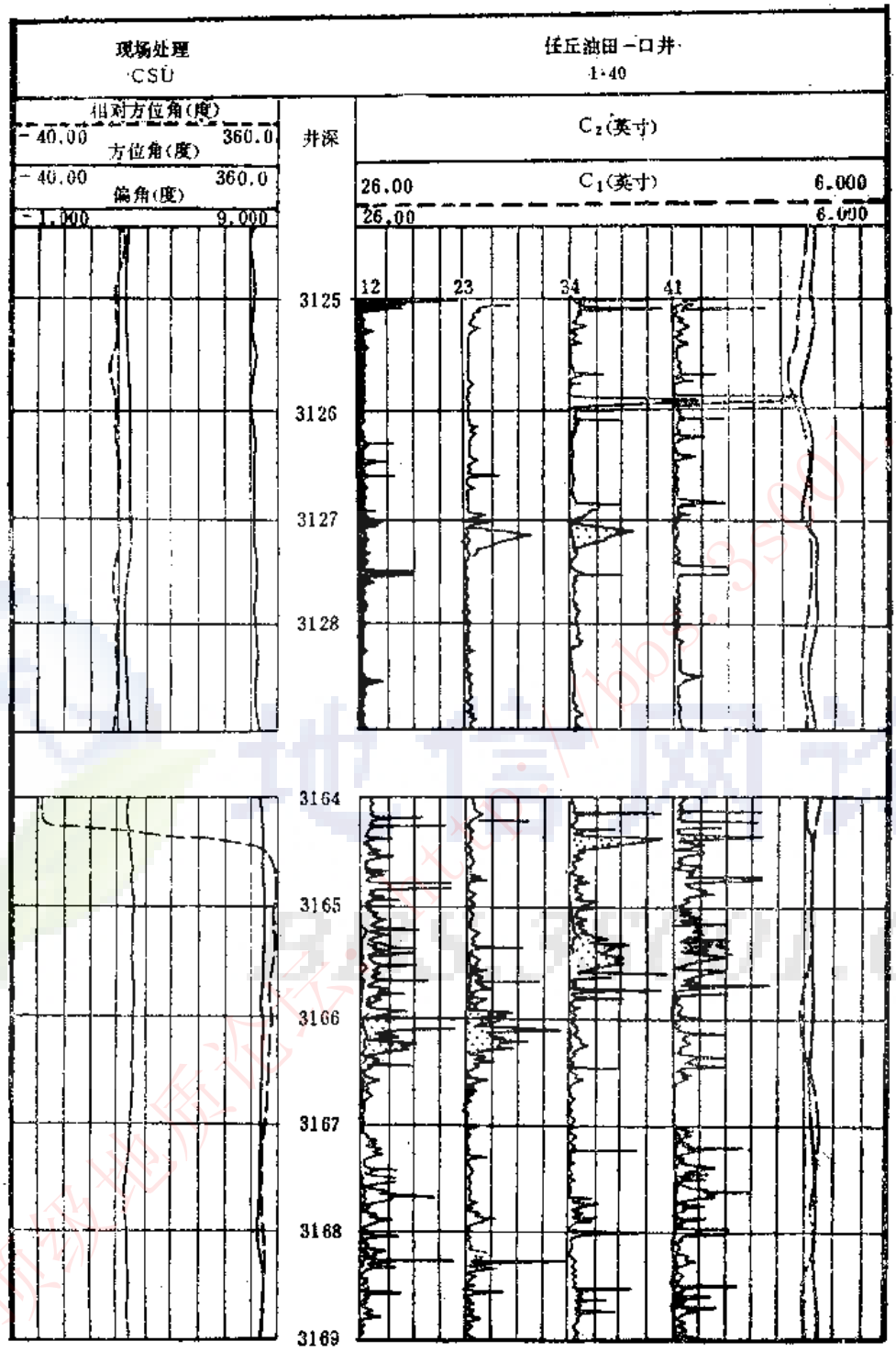


图 11-31 任丘油田中上元古界碳酸盐岩地层裂缝识别测井实际曲线

在井深3127米3号极板遇裂缝，其延伸方向为260°(320+120)-360+180=260°

在井深3160米2号极板遇裂缝，其延伸方向为310°(330+340)-360+90=40°

6.声波测井

这里所指的声波测井是个广义的概念，包括全波列的速度及幅度信息。目前普遍认为声波测井是一种识别和评价裂缝的有效方法，但必须充分利用声波的全波列信息，进一步

改善探测性能，同时通过波列的数字分析改进记录特性。

声波测井用于探测裂缝主要是利用速度(时差)、幅度及波形所出现的特殊显示及异常现象。

(1)时差

水平裂缝往往导致声波能量的衰减，因而在声波曲线上出现时差增大或产生周波跳跃。显示裂缝的明显程度主要取决于：裂缝的开口度，充填程度与充填物声阻抗的大小，以及流体性质（如含气）等。声波时差一般不能反映垂直裂缝，这是因为滑行波沿骨架直接传播的结果。至于发育的垂直裂缝网络，可能会引起次生孔隙的增大，并成为识别裂缝的标志。

(2)全波波形及声幅

经验表明，声幅的衰减是识别裂缝的重要标志。实验室及理论研究已经肯定了这项技术，但由于实际测量中多种因素的影响，而使幅度分析趋于复杂化。

长源距声波测井的全波列，最先到达的纵波幅度较小，延续范围取决于仪器的源距及地层的特性。斯伦贝谢长源距声波测井仪(源距10英尺)，最先到达的纵波变化范围约6—7个周期，随后到达的横波，幅度大于纵波，泥浆波的速度趋于常数（时差约为189微秒/英尺），斯通利波（Stoneley）速度最低，振幅及频率也低于泥浆波。

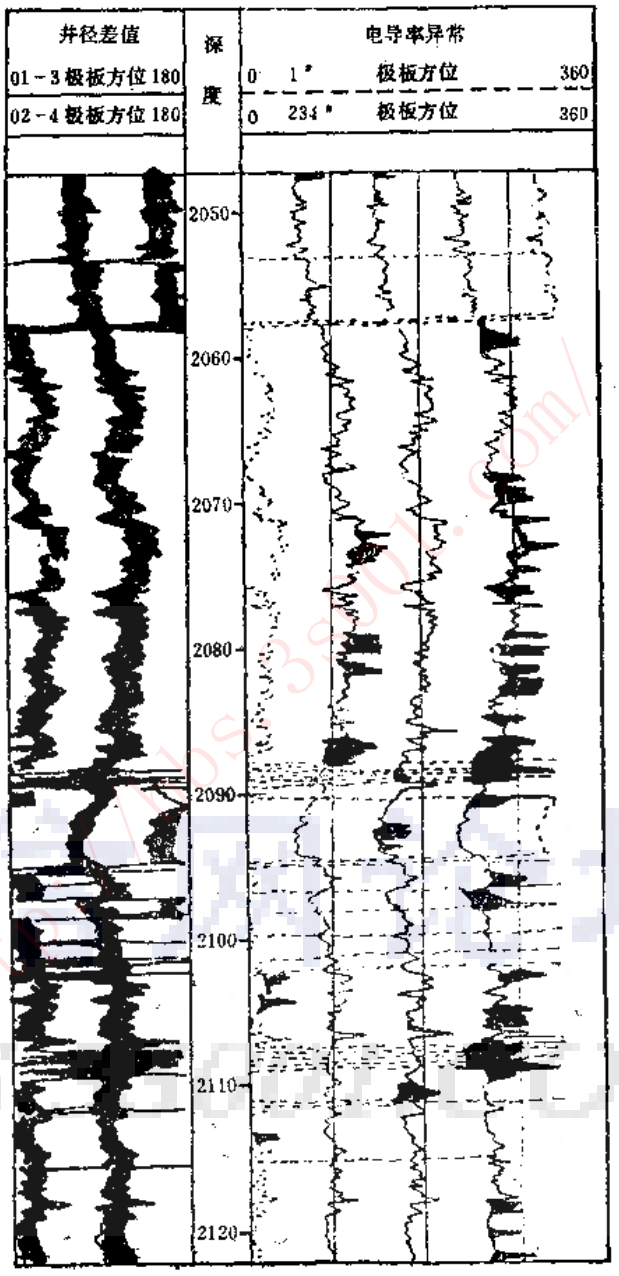


图 11-32 电导率异常检测显示实例
（引用新疆克拉玛依油田资料）

不同类型的裂缝对纵波及横波的幅度衰减具有不同的影响。根据实验室测定，当裂缝的倾角在0°～33°与78°～98°之间时，对横波幅度的衰减大于纵波。反之，若裂缝的倾角为33°～78°时，对纵波幅度的衰减大于横波，如图11-36所示。这意味着，根据横波幅度的衰减能够比较确切的指示水平及垂直裂缝，而根据纵波的衰减，则主要指示中等及高角度裂缝。然而由于影响因素较多，实际测量结果表明，水平裂缝对纵、横波都会造成幅度的衰减，只不过横波幅度的衰减更大些。同样，垂直裂缝对纵波幅度也有十分明显的衰减。

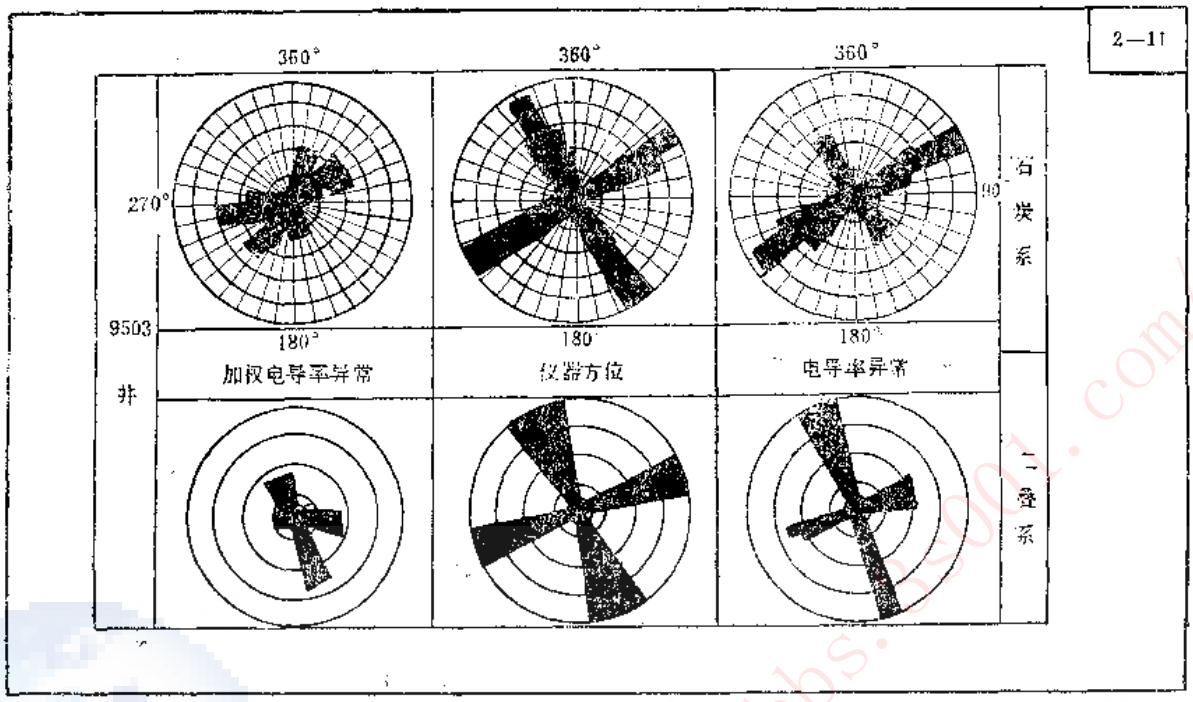


图 11-33 电导率异常频率方位图
(引用新疆克拉玛依油田资料)

(3)变密度测井（VDL）

声波全波测井除了采用全波列显示，即幅度—时间的记录形式外，还采用变密度测井的图形显示形式（强度—时间记录），目前斯伦贝谢公司在磁带记录的回放处理成果图过，将二者合而为一，并附上四条单发单收时差曲线。这样，在声波变密度全波列测井曲线图上，寻找裂缝带的一般方法是：

①在声速曲线上寻找周波跳跃井段；

②声幅曲线呈大段低值；

③在变密度曲线上寻找“V”“W”型图像异常。

虽然裂缝在变密度图上有十分明显的标志，但目前仍然处于定性分析阶段，而且在解释上程中，应注意剔除岩性及井眼几何形状的影响，例如泥页岩等。具体的分析原则如下：

1）小于35°的水平裂缝的特征（图11-37）

①纵波幅度较大，横波幅度减小；

②纵波区的“V”型图形异常不如横波区明显；

③声速曲线产生周波跳跃；

④声幅曲线无明显变化。

2）35°～80°的斜交裂缝

①纵波幅度衰减比横波大；

②声幅曲线呈低读数；

③纵、横波都有“V”型图形异常。

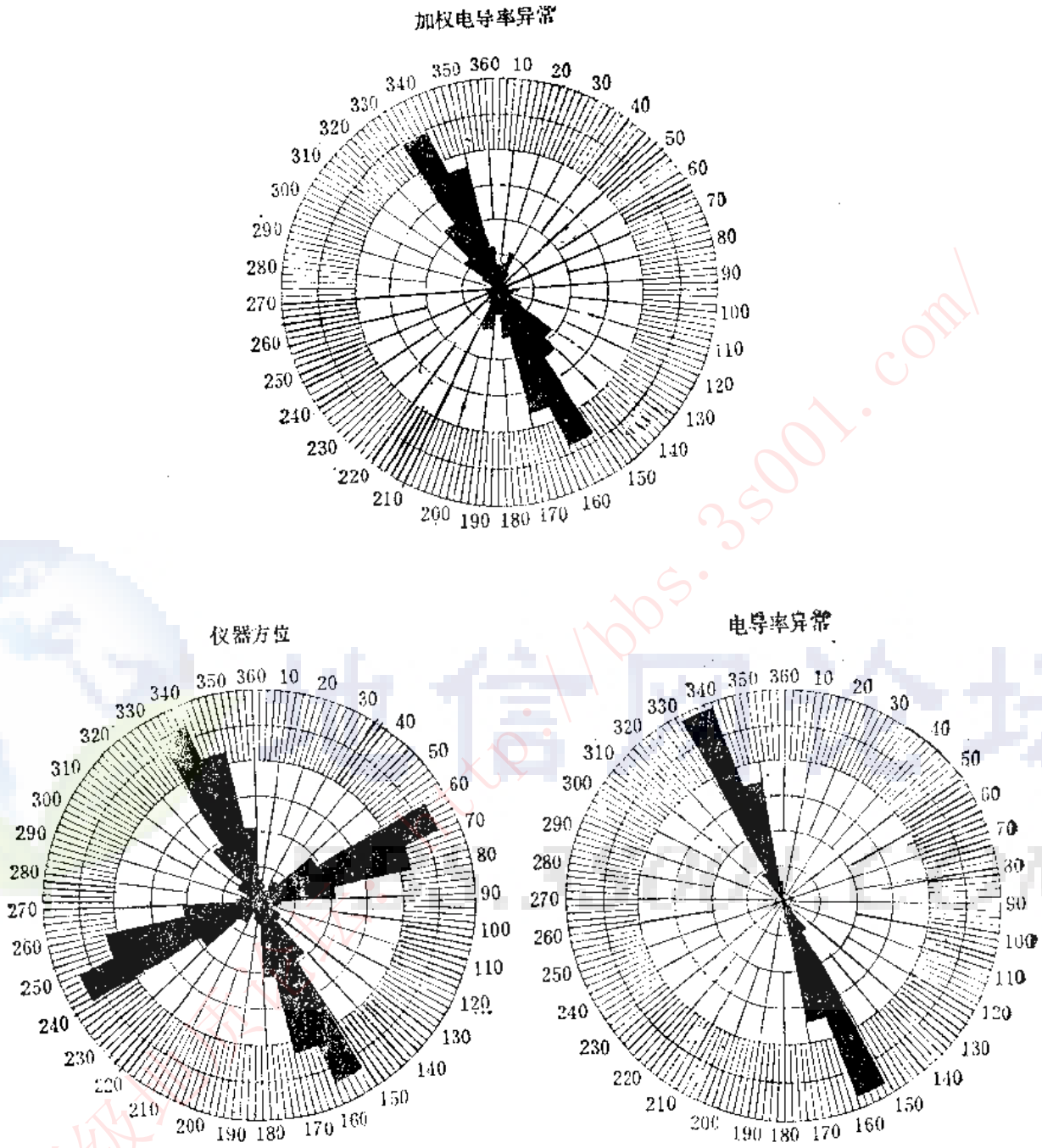


图 11-34　电导率异常的频率方位图

(引用四川地区资料)

3) 垂直裂缝 (图11-38)

①声波曲线呈低读数;

②纵横波波列都有强烈的"V" 型图像异常。

7.其他直观显示技术

(1)电磁波传播测井 (EPT)

EPT测定的主要参数TPL (电磁波在地层内的传播时间，单位为毫微秒/米)，是地

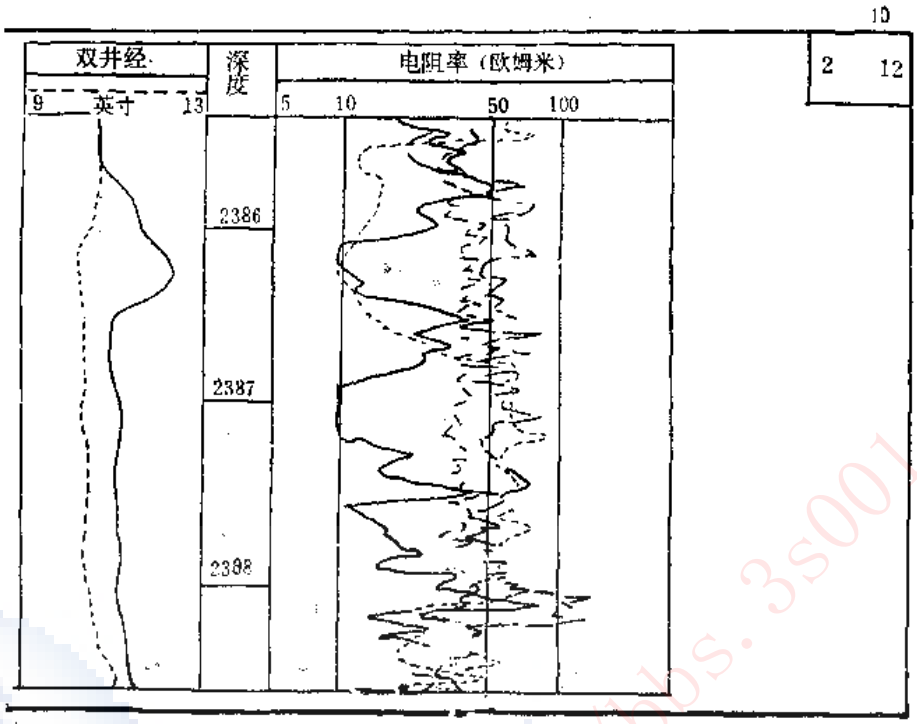


图 11-35 定向微电阻率的显示实例
（引用新疆克拉玛依油田的资料）

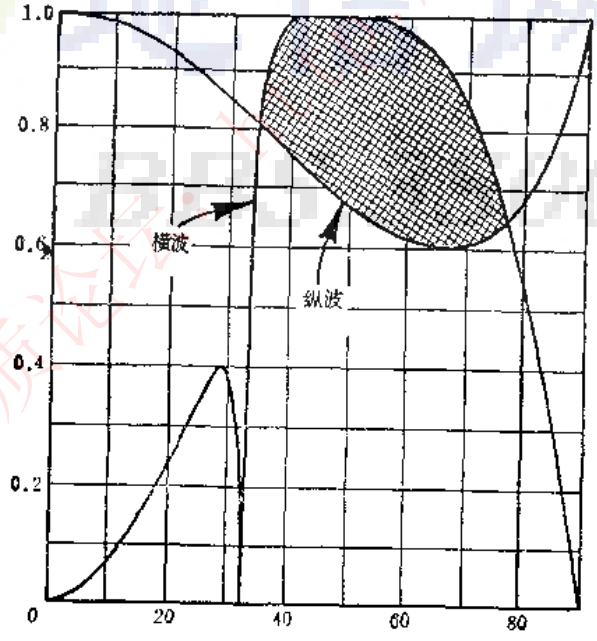


图 11-36 声波对裂缝不同角度的响应
裂缝倾角（度） 泊松比 = 0.30

层含水量的反映。由于目前采用的频率高，衰减大，探测范围极浅，实际上只能反映地层冲洗带的特征。因此，对于划分油水层的作用不大。

然而，这种仪器具有垂直分辨率高的特点，在识别硬地层的裂缝方面颇有作用，尤其是水平裂缝。TPL增大，呈现极为明显的薄而尖锐的异常，是EPT曲线水平裂缝的主要特

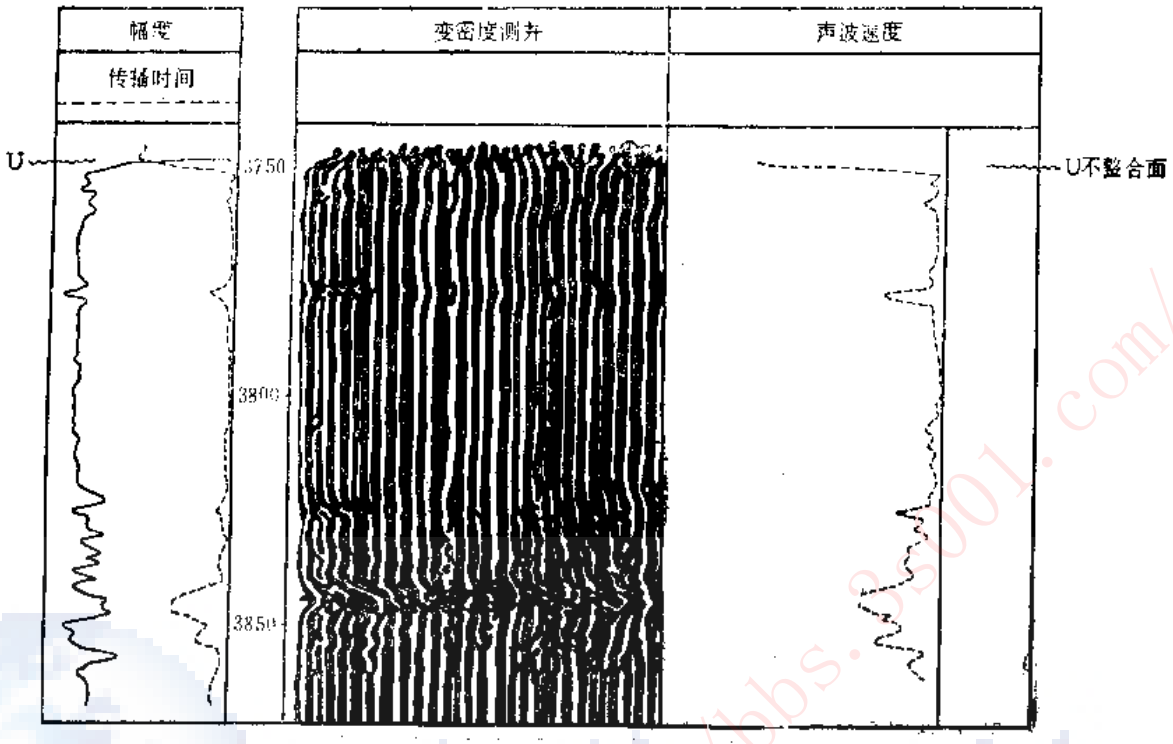


图 11-37 水平裂缝在变密度测井图上的显示
(在3775英尺及3824～3855英尺处为裂缝发育带)

征。垂直裂缝有两种可能，或者没有显示，或者出现在较长井段的TPL夸大异常值。这是由于仪器极板进入垂直裂缝定向扩径的部位，在"键槽"效应作用下，产生的异常现象。

图11-39为水平裂缝发育段的EPT曲线，在水平裂缝部位，TPL明显增大。

(2)密度-中子测井

裂缝充填泥浆的结果，经常使密度曲线出现一个高的$\Delta\rho$校正值和明显偏低的密度读数。这种异常显示可作为指示裂缝带的标志。而在补偿中子曲线上，中子孔隙度出现反常的增大也是指示裂缝的一种标志。图11-40就是这方面的一个实例，裂缝带在图上有十分清楚的显示。但由于受其探测范围所限，并不是所有的裂缝都能得到如实的反映。

(3)井温测井

钻井过程中，泥浆沿裂缝发育段漏失的结果，常常破坏了井内泥浆温度正常的梯度变化，而在漏失段处出现了低温异常。这种现象，可作为识别裂缝发育的标志，如图11-41所示。

(4)自然电位测井

泥浆漏失形成的过滤电位，也可能在裂缝发育层段，产生自然电位的异常。

(5)自然伽马测井

有些地区，由于裂缝层段的地下水活动十分活跃，地下水中溶解的铀元素（一般为六价铀U^{+6}）被离析，并沉淀在裂缝周围的孔壁上，造成铀元素的富集。因此，在自然伽马曲线上呈高放射性异常显示，并成为识别裂缝发育段的标志。特别是采用自然伽马能谱测井，根据"铀含量"曲线的显示，常常能作出比较正确的解释。

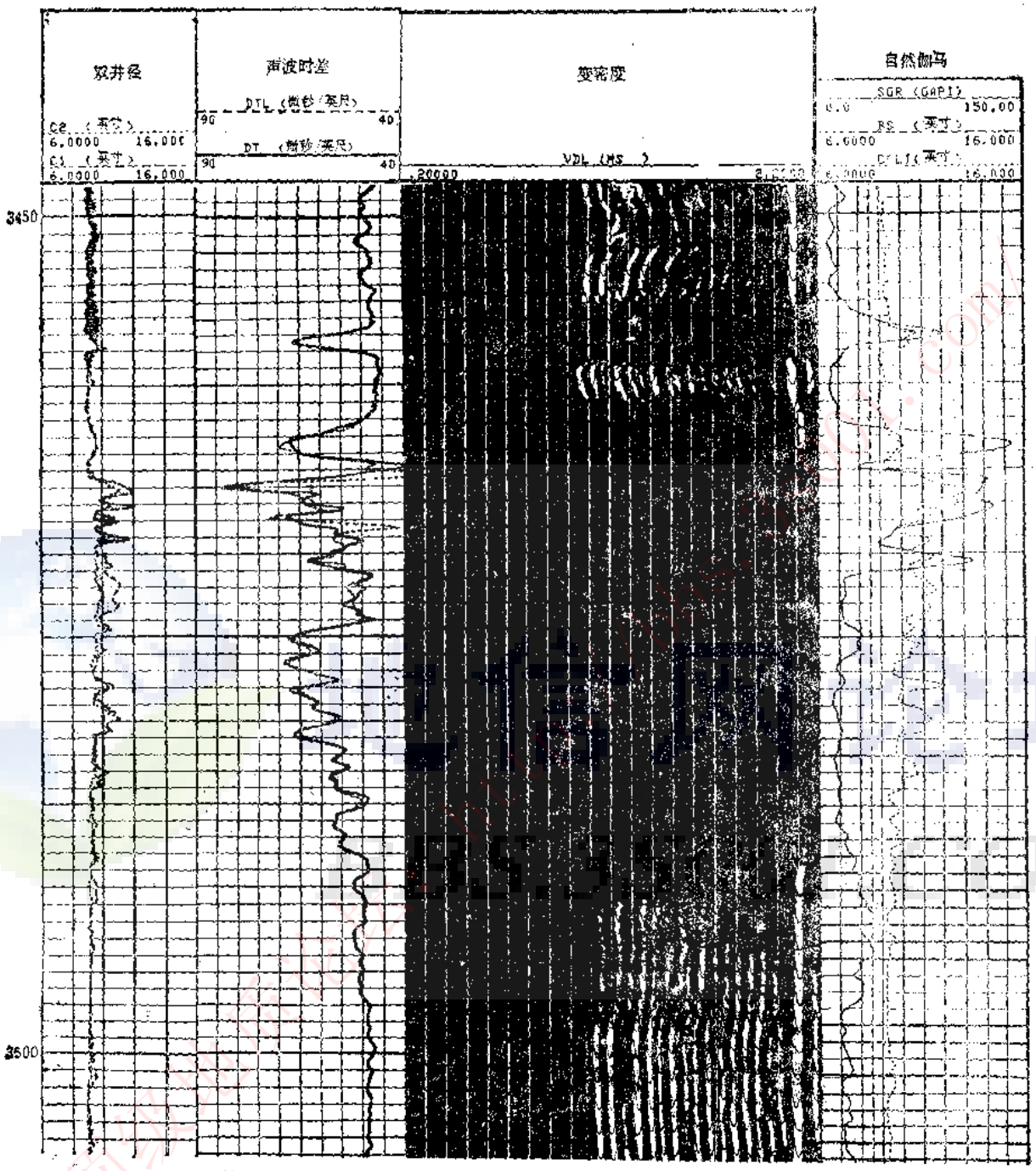


图 11-38　垂直裂缝发育带在变密测井图上的显示

(6)岩性-密度测井

岩性-密度测井是测量地层光电效应吸收截面指数P_e的测井方法。主要用于确定地层的岩石成分。地层中一般矿物的P_e值约由1.81～5.08，唯有重晶石P_e达到24.7。因此，如果含有重晶石的泥浆侵入裂缝带，P_e曲线就是一种很好的裂缝指示器。

此外，声波电视测井往往能对裂缝带作出直接的指示。在井眼垂直的条件下，利用这项资料还可计算裂缝的倾角。

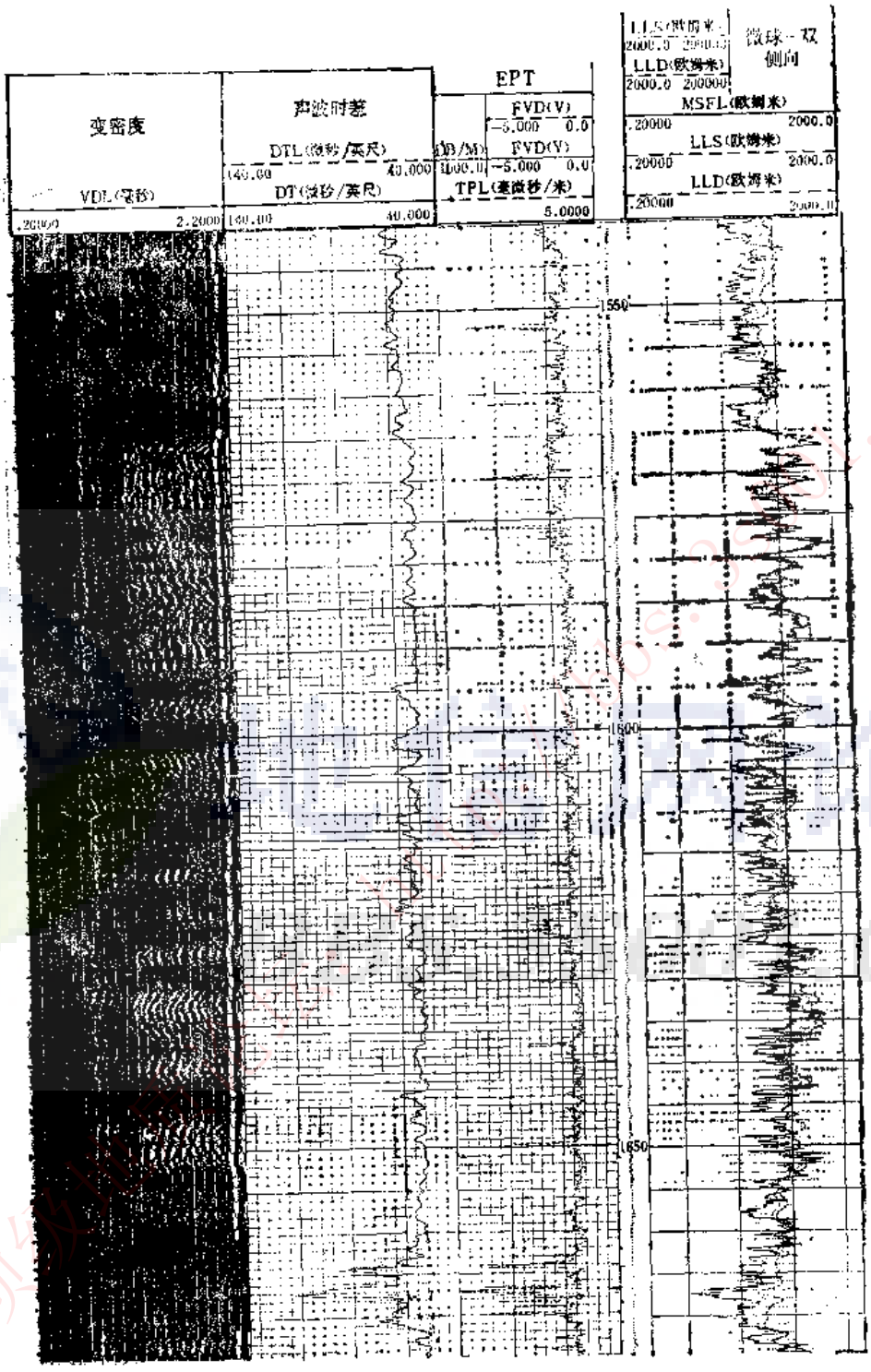
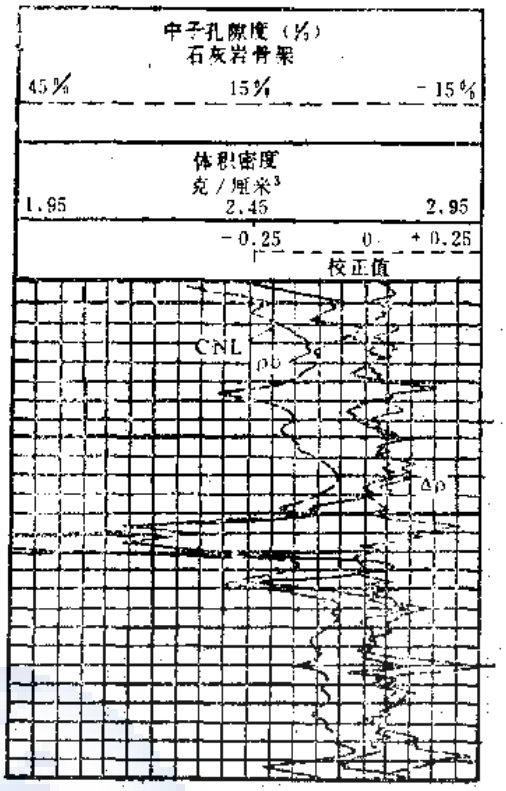


图 11-39 电磁波传播测井（EPT）对裂缝发育带的响应

8.识别裂缝的交会图技术

(1)孔隙度-电阻率交会图

根据人们熟知的阿尔奇公式中的m值的物理意义出发，就不难推出如下的结论：即裂缝性硬地层的m值，一般都小于2。这是因为裂缝所提供的是一种比较理想的孔隙结构，



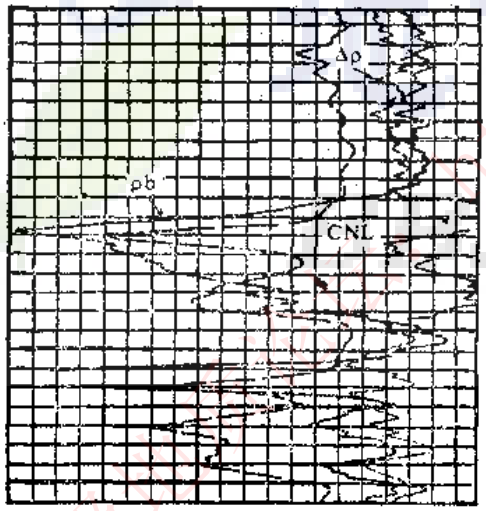


图 11-40　密度-中子曲线探测裂缝

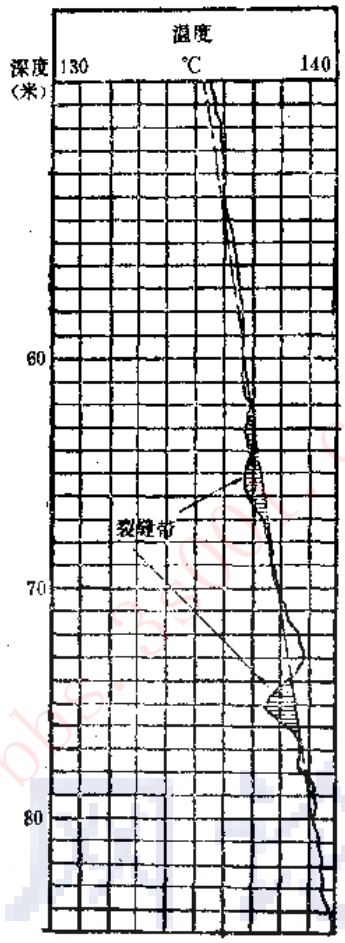


图 11-41　裂缝在井温曲线上的显示

孔径普遍较大，曲折度颇小。按照理想条件推算，裂缝发育的地层，m 超于 1.1～1.3，而实际的可能值则为 1.4 左右。因此，对于冲洗带测井，裂缝性地层显然应该基本满足下列的关系式

$$R_{xo}=\frac{R_{mf}}{\phi^{1.4}} \qquad (11\text{-}9)$$

非裂缝性地层，则为

$$R_{xo}=\frac{R_{mf}}{\phi^{m}} \qquad (11\text{-}10)$$

式中，m在2 附近。

这就意味着，应用对数刻度的冲洗带电阻率R_{xo}与孔隙度ϕ交会，是一种确定裂缝性地层实际可行的办法，如图11-42所示。图上R_{xo}与ϕ的关系为一直线，直线的斜率等于m，不同斜率（或m值）的直线一般都交汇于（$\phi=1, R_{xo}=R_{mf}$）的坐标点。对于裂缝性地层，大多数的点子将落在斜率$m=1.4$的直线附近，而非裂缝性地层的点子将落在斜率$m=2$的直线附近。依据这一特点，就可区分两种不同类型的地层，并识别裂缝带。

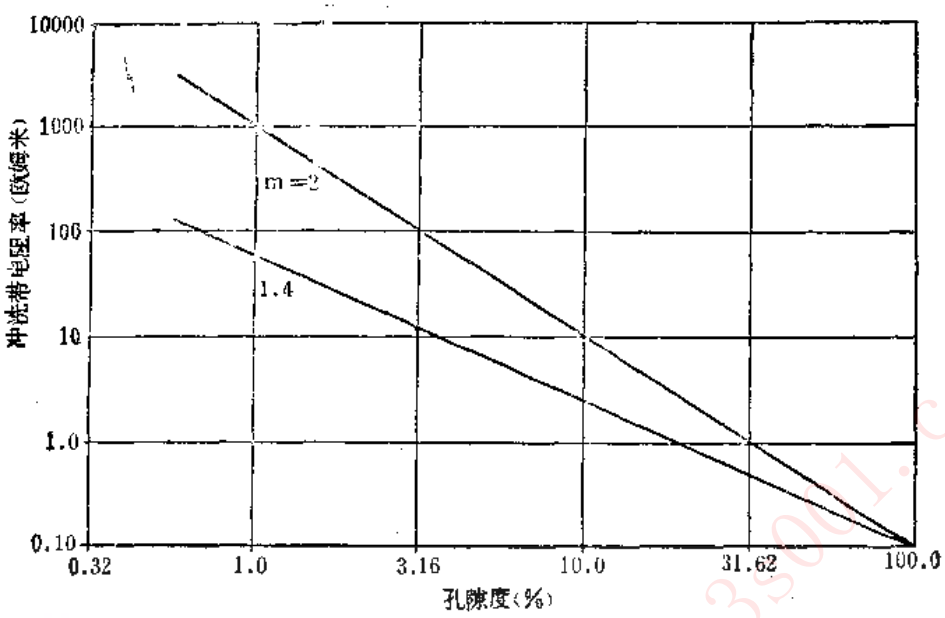


图 11-42 冲洗带电阻率Rxo与孔隙度φ交会图

当然，采用水层进行交会，其效果最佳。若为油气层，由于冲洗带内有残余油气的影响，将使视m值稍许偏高，点子落在m＝1.4的偏上方，但并不致于影响最终对裂缝带的识别。

(2)群式交会图

在一个地区，针对某一层系的测井读数，可分别作出六种标准的交会图，在这些交会图上，通过岩心观测及统计分析而分别得出每种交会图的“裂缝性”及“非裂缝性”的识别界限。凡落入裂缝区（又称特征区）的点子用“·”表示，落入非裂缝区的点子用圈表示（“○”）。由于受到测井显示多解性的影响，落入特征区的点子并不一定都是裂缝性地层，每种交会图都有它的统计概率。

组成群式交会图的六种标准交会图为：

①以对数刻度的电阻率（R_t）-声波时差（Δt）交会图；

②体积密度（ρ_b）-声波时差（Δt）交会图；

③体积密度（ρ_b）-中子孔隙度（ϕ_N）交会图；

④声波时差（Δt）-中子孔隙度（ϕ_N）交会图；

⑤M-N交会图；

⑥M-自然伽马交会图。

下面列举一个实例，以某一地区三口取心井的实际资料，说明测井资料所做出的群式交会图在识别裂缝方面的应用特点。

图11-43为R_t-Δt交会图，左上方圈出了相当于交会图的裂缝区（特征区），它是以低电阻率及高的声波时差为其特征。选择的骨架声波时差为48微秒/英尺。根据分析，所有裂缝性地层的特征数据点都落入特征区，而特征区中大约有28%的数据点子属于非裂缝性地层。

图11-44为ρ_b-Δt交会图，有97%裂缝性地层的数据点落入特征区，但是特征区内大约

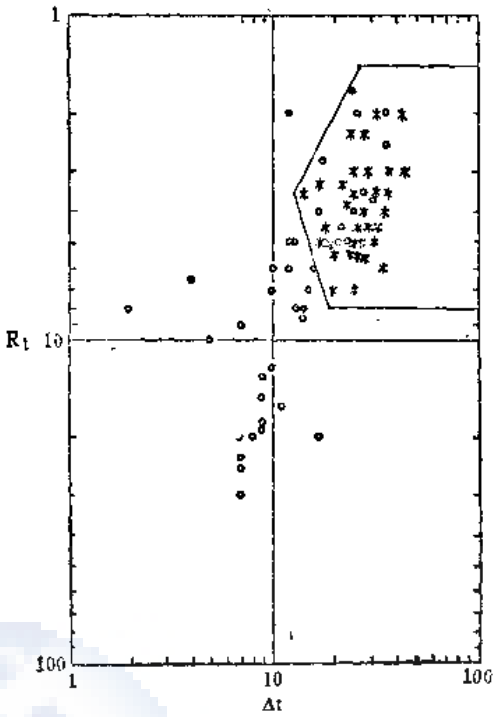


图 1_-43　电阻率R_t-声波时差（Δt）交会图

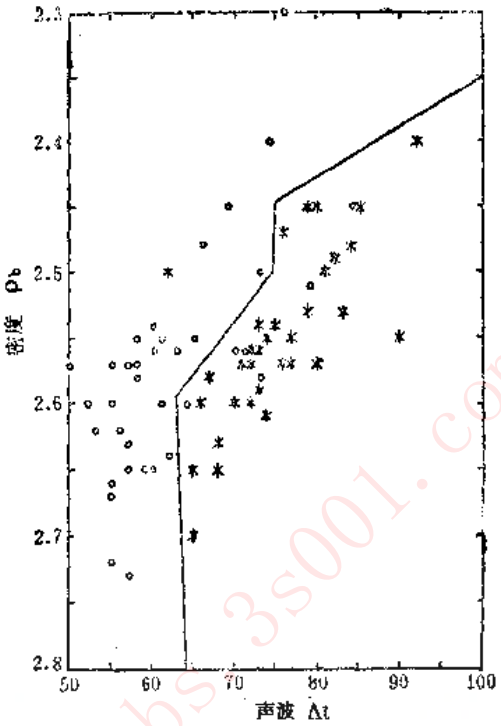


图 11-44　密度-声波测井交会图

有 8 %的数据点为非裂缝性地层。

图11-45为声波-中子测井交会图。

在图11-45Δt-ϕ_N 交会图上，所有裂缝性地层的数据点都落入特征区。然而该区的数据点还包括了28%的非裂缝性地层。

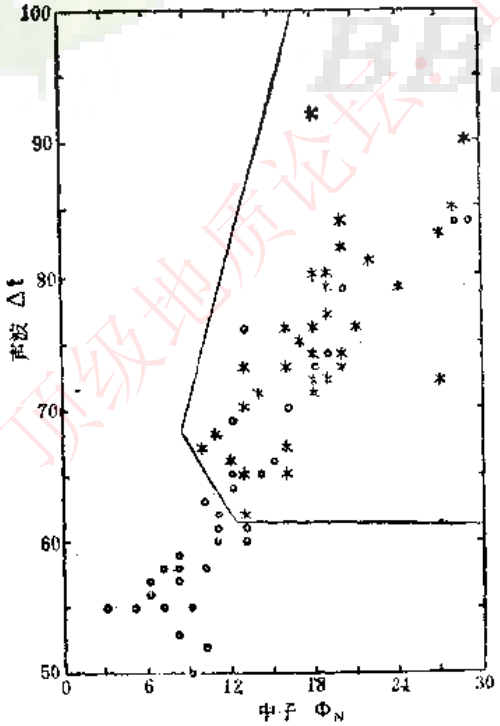


图 11-45　声波-中子测井交会图

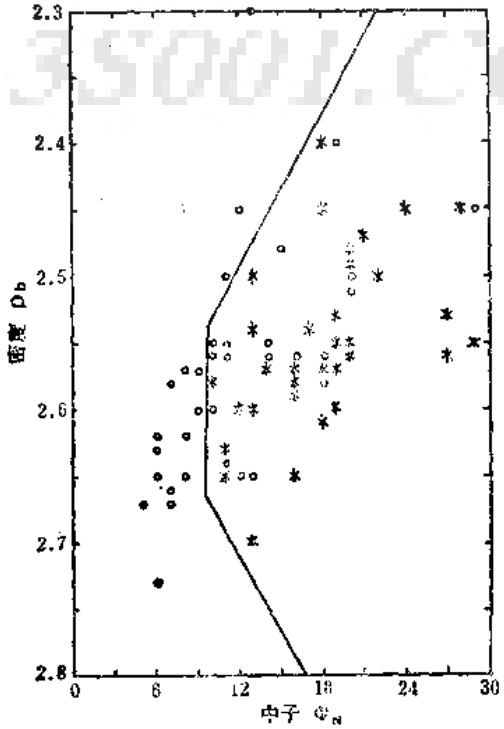


图 11-46　密度-中子交会图

顶级地质论坛 http://bbs.3s001.com/
BBS.3S001.COM

图11-46为ρ_s-ϕ_N交会图，所有裂缝性地层的数据点子都落入裂缝区，然而特征区内有37%的数据点属于非裂缝性地层。

图11-47为M-N交会图，有97%的裂缝性地层的数据点落入特征区，而该区有22%的数据点属于非裂缝性地层。

图11-48为M-GR交会图，所有裂缝性地层的数据点都落入裂缝区，但特征区内还有26%的数据点属于非裂缝性地层。

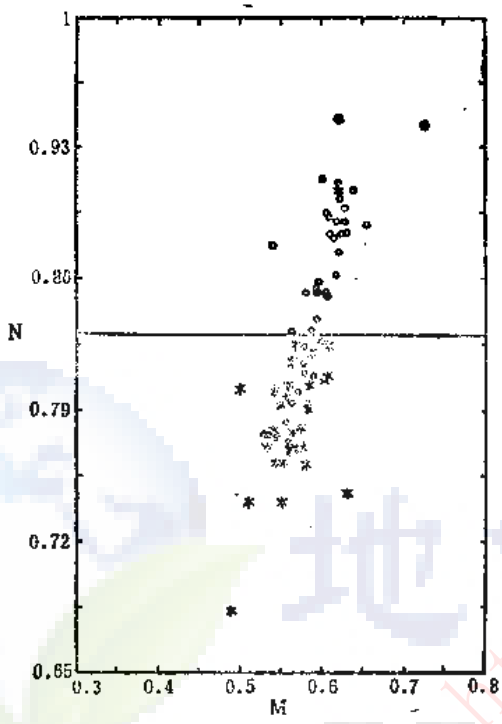


图 11-47 M-N交会图

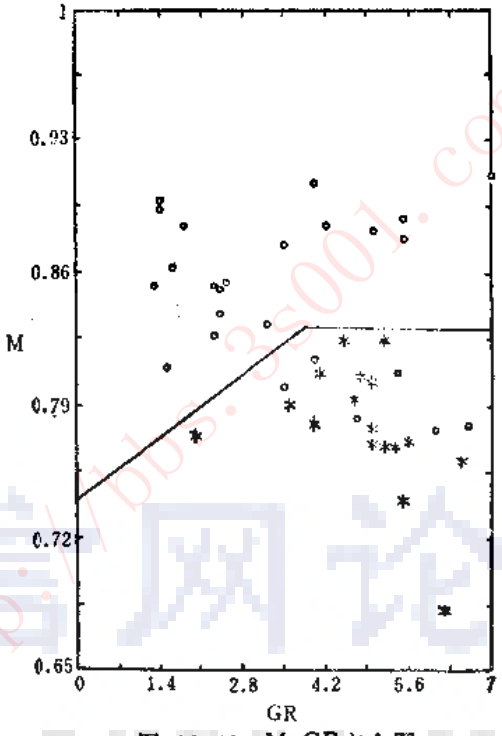


图 11-48 M-GR交会图

经验表明，群式交会图能够比较有效的识别毛发式裂缝性地层。它是脆性地层在成岩之后由于体积收缩形成的张性微裂缝。六种标准的交会图受岩性影响不大，上述三口井的岩性就包括了粉砂、石灰岩、白云岩、硬石膏等，并组成不均匀的薄互层。毛发式裂缝系用常规的方法，例如电阻率法，声波测量等，识别效果不好，然而采用群式交会图，在该地区经多口井试油验证，表明效果良好。

五、综合评价与实例

以上介绍的各种探测裂缝的测井分析方法，尽管它们的原理及显示方式各有自己的特点，效果也并不完全一致，但由此组成系统的裂缝识别测井技术，不仅已在硬地层的勘探过程中发挥重要的作用，而且引起地质家及测井分析家充分的重视。在这些方法中，双侧向测井、双井径，地层倾角测井及其演绎法，诸如裂缝识别测井（FIL）、电导率异常检测（DCA），定向微电阻率法（OMRL），以及声波全波列测井等，都是十分重要的。双侧向测井的曲线形态及其差异，在宏观指示裂缝带方面，往往能给人们一个比较完整的概念。双井径方法简单，效果明显，有利于排除识别裂缝过程中由于层理及其他高电导薄地层所引起的假象。地层倾角测井演绎法是近期发展的裂缝识别测井技术，它们的提出与应

用，大大增进人们识别裂缝的能力，是揭示地区性裂缝分布格局的有效手段。至于声波全波列测井，随着速度和幅度信息的有效提取及应用，预示将有更新的发展，尤其是探测距离井壁一定范围的裂缝发育带。

重要的问题在于排除多解性。实践证明，一方面，我们不可能把所有穿过井眼的裂缝全都探测出来，只希望不漏掉有意义的裂缝发育带；另一方面，测井曲线所反映的视裂缝信息多于实际的裂缝，这就要求在解释过程中注意剔除非裂缝因素的假象，并对每一种识别技术的可能概率作出比较确切的估计。

新疆地区在解剖检188断块的过程中，对每种方法在识别砾岩储集层裂缝方面的成功率作出估计。共选择三口收获率较高的系统取心井，分别统计出9种方法在识别裂缝方面的可能概率。

- 电导率异常检测（DCA）为73.5%；
- 裂缝识别测井（FIL）为68.8%；
- 定向微电阻率测井（OMRL）为65.5%；
- 其他六种方法——密度、密度补偿值$\Delta\rho$、双侧向、微球型聚焦、井径及M-N交会图，都低于50%。

应该指出，不同地区不同类型的储集层都有各自的特点，各种裂缝识别测井技术所表现出来的有效性，也不可能完全一致。因此，瞄准地区的地质特点，统计每种识别技术的可能概率，有针对性地选取其中有效的测井方法，组成裂缝识别测井系列，是打开裂缝性地层勘探局面的重要课题。

近年来，我国在硬地层的勘探工作中，包括古潜山的裂缝性碳酸盐岩地层，前震旦系花岗片麻岩以裂缝性砾岩储集层，由于开始采用比较完整的裂缝识别测井技术，因而在分析裂缝性地层的高产条件及其规律，以及从产层储集类型搞清裂缝的产状入手，分析地区性裂缝分布格局，指示布井方向都取得较大的进展，下面列举几例。

实例一：Ⅰ号井

这是我国东部的高产井，产层为下古生界裂缝性碳酸盐岩地层，主要高产层段为3925～3940米，岩性为白云岩。有以下两个特点：一是基块孔隙度较大，平均孔隙度约为12～15%，地层测试器取样结果，表明基块具有较好的储集能力和渗流条件，采用压降法及压力恢复法计算的基块渗透率为7.1毫达西左右。图11-49井是，Ⅰ号井生产层典型曲线图。

二是裂缝十分发育，根据裂缝识别测井分析（见图11-49、11-50），变密度测井出现明显的衰减，双侧向曲线数值低，出现明显的正差异（$R_{LL4}>R_{LLS}$），电导率异常检测表明有两组互相垂直的裂缝网络，走向分别为北25°西—南25°东及北65°东—南65°西，井径定向扩径方向也为北25°西—南25°西，主要为垂直裂缝。其他测井曲线的裂缝特征也十分明显，一致性好，说明裂缝有良好的开口度。正如第八章第三节所阐明的，这种类型的产层属于B-I型，即以良好的基块孔隙及发育的高角度裂缝网络组成极好的储、渗系统，因此，具有高产特点。

实例二：Ⅱ号井

也是我国东部古潜山高产井，地层为下古生代灰岩地层，主要的高产层段为3304～3376米，根据裂缝识别测井的分析表明（见图11-51）产层是以高角度裂缝为主的裂缝

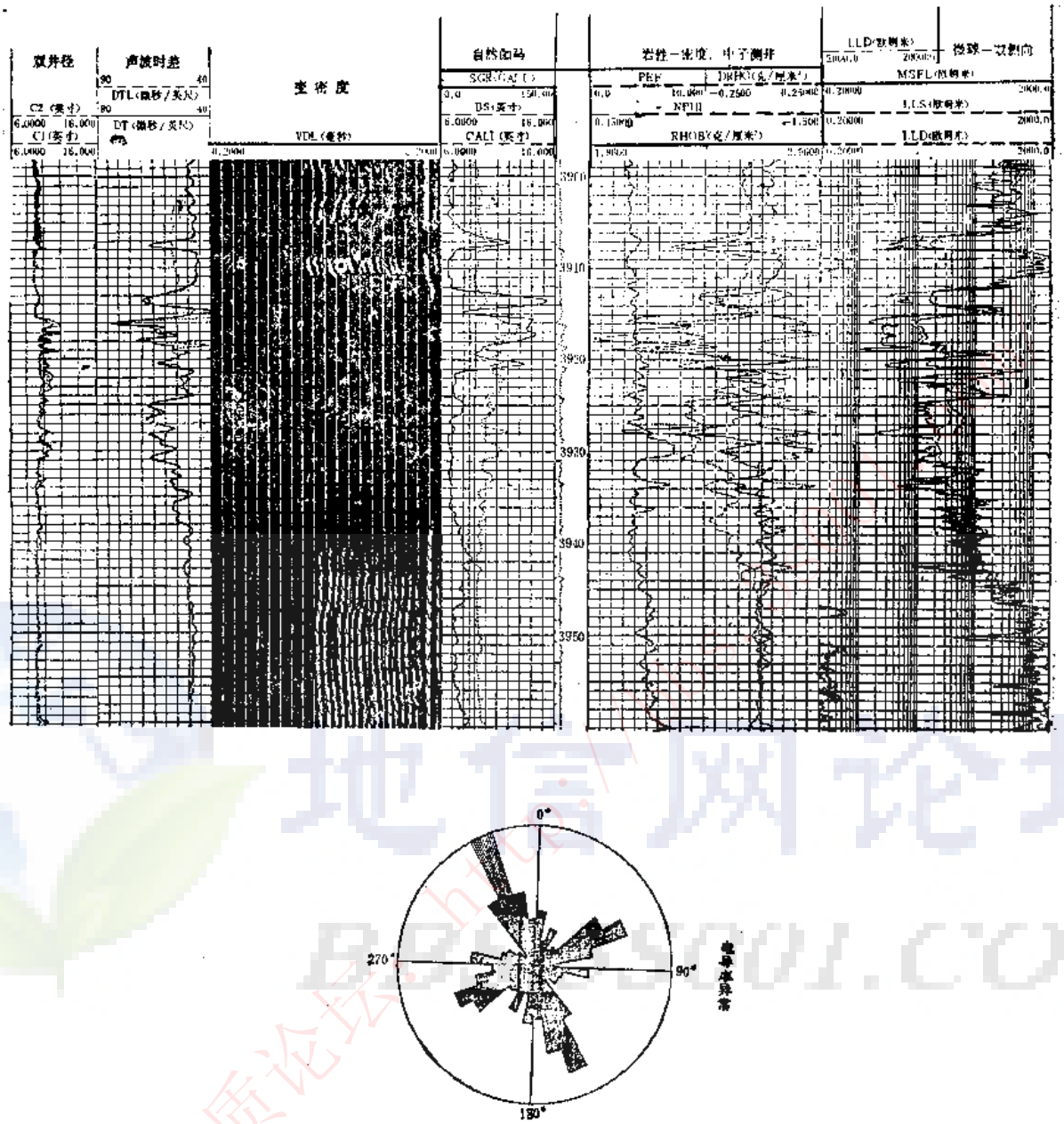


图 11-49　I号井产层典型曲线图

带，主要特点为井径定向扩径明显，变密度测井出现“V”型图像异常，电阻率异常检测出现明显的异常显示，基块孔隙度小，裂缝走向约为北40°东—南40°西，因此表现在双侧向曲线上，单向导电响应规律明显，电阻率数值高，可达1000欧姆米以上。钻井时采用的泥浆电阻率相当高（18℃时为3.45欧姆米），由于基块淡化的结果，双侧向呈现明显的负差异（$R_{LLS}>R_{LL4}$）。双侧向的差异可宏观指示纵向上裂缝带的发育情况，在这一井段内，若出现双侧向的重合，一般都是裂缝不发育的层段。这一特点，同样可以从其他曲线上得到印证，如3307～3309，3313～3316，3324～3330米等处。此外，在3321～3324米以及靠井底部位分别有一个约3米及1米厚的溶洞。由此可见，I号井的高产条件是以溶洞及与其连通的发育高角度裂缝构成的储渗系统。

实例三：搞清裂缝的分布（走向），指出布井方向

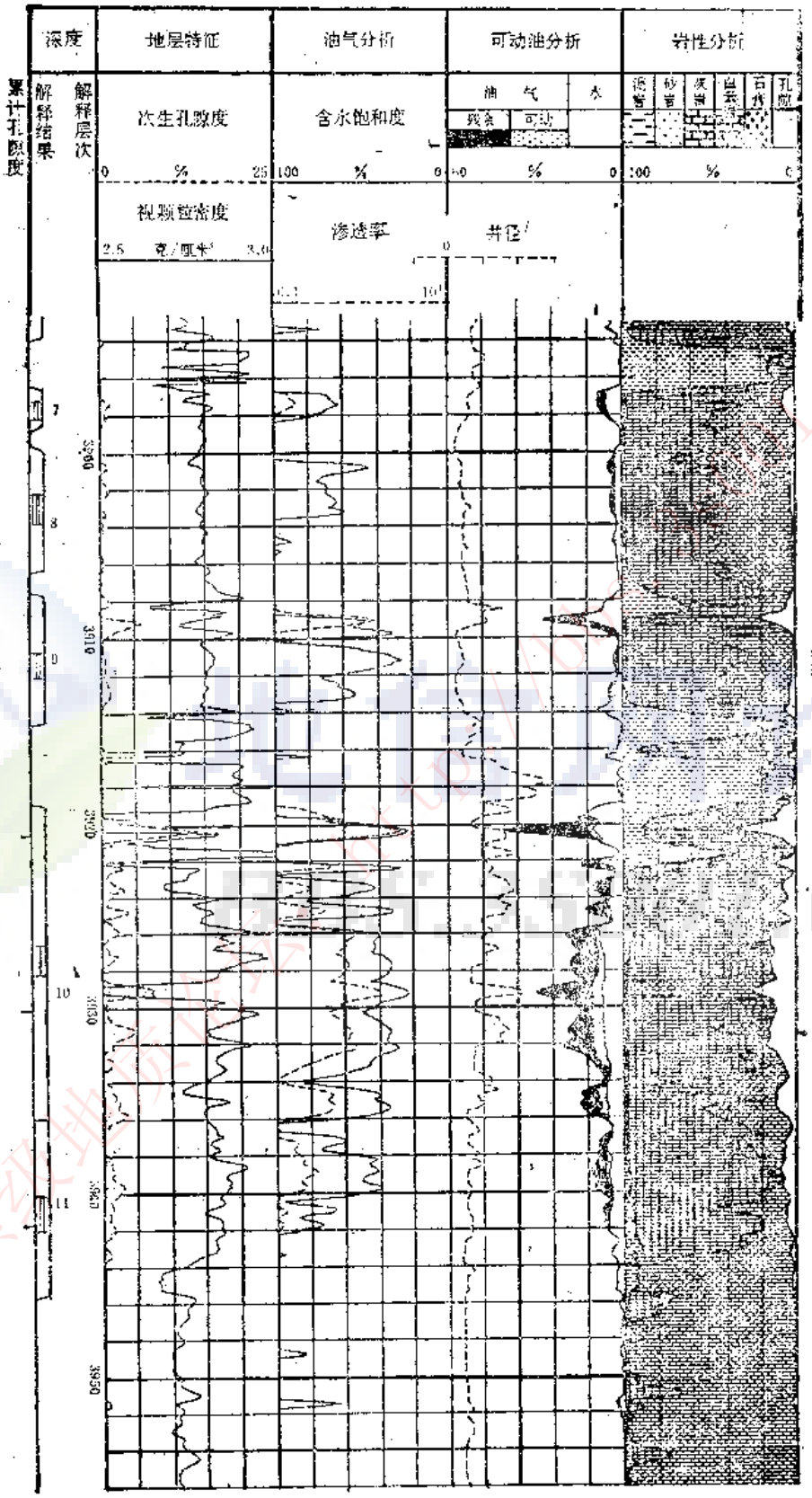


图 11-50　I 号井产层解释成果图

我国新疆克拉玛依油田，采用裂缝识别测井技术，解剖检188断块砾岩储集层裂缝的分布格局，取得良好的效果，并以此为突破口，指示布井方向，打开硬地层勘探的新局面。在整个工作过程中，采用九种识别裂缝的测井技术，发育的高产裂缝带--般呈带状分布，长6～7公里，宽0.4～0.9公里。在搞清裂缝带走向的基础上，提出沿裂缝带走向大井距布井，追踪裂缝带的延伸，然后再用小井距，垂直于裂缝带的走向，向两侧布井，探查带的宽度。其结果减少了硬地层勘探的盲目性，进一步提高探井的成功率，在新布的井中都获得高产。

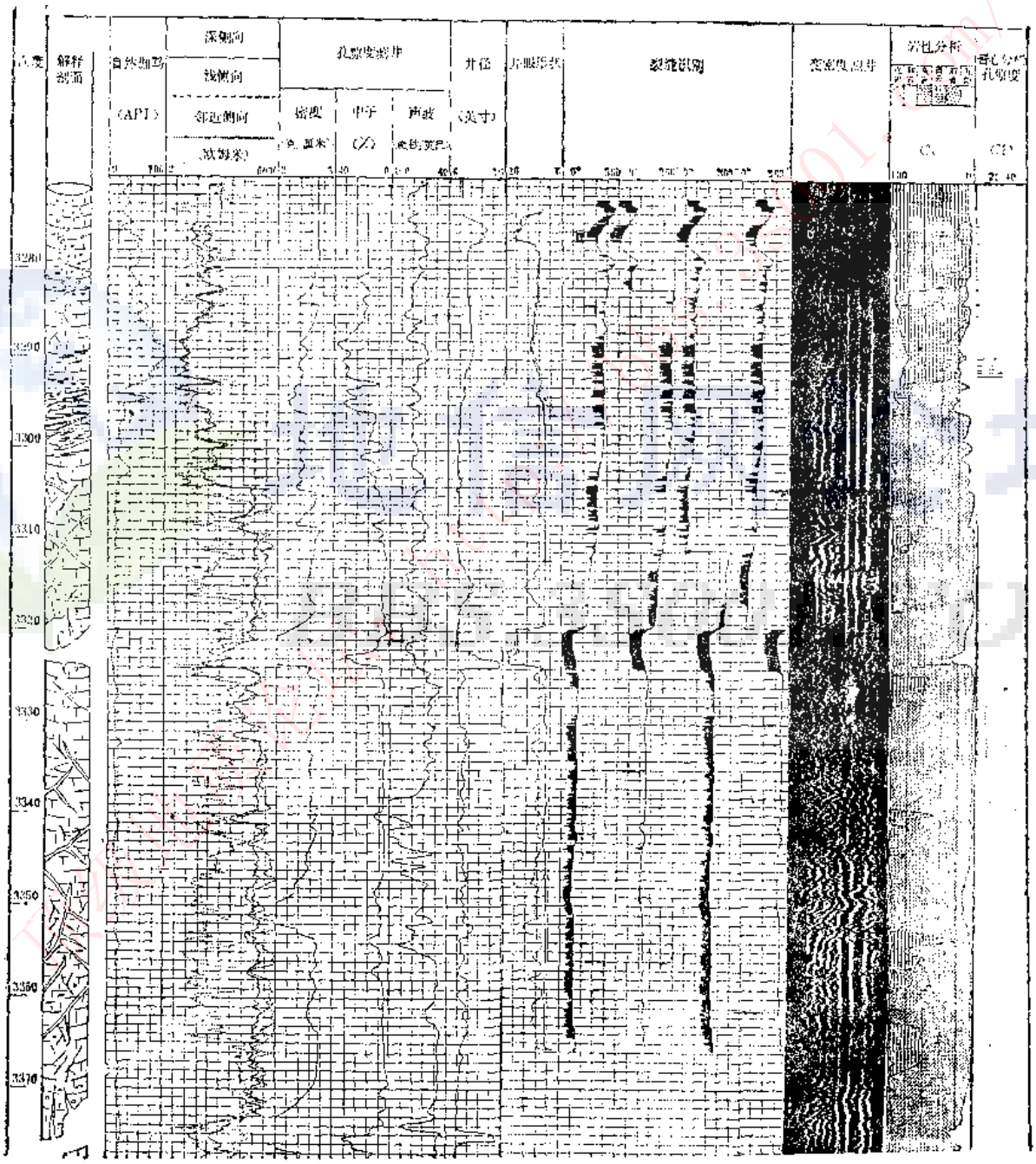


图 11-51a　Ⅱ号井测井曲线综合图

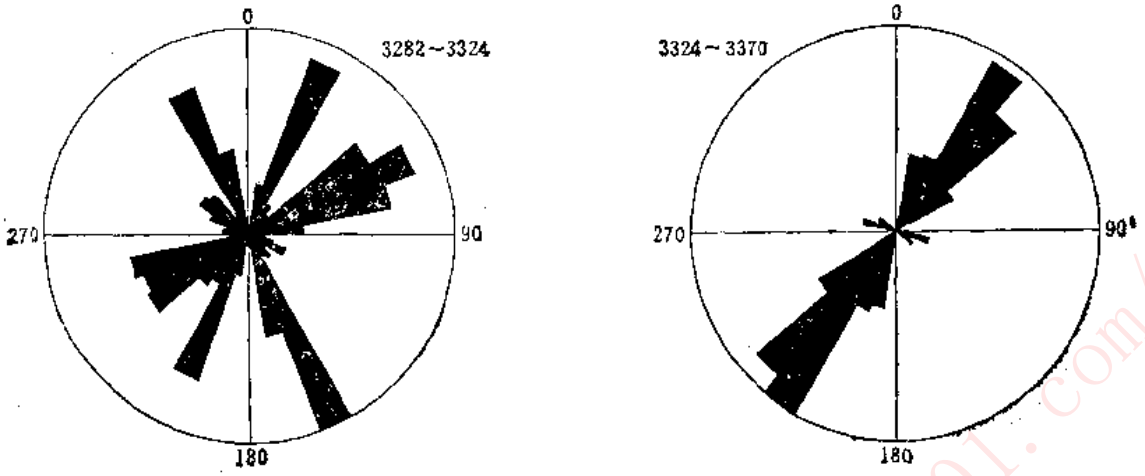


图 11-61b　Ⅱ号井电导率异常频率方位图

第五节　油田研究的应用

油田研究是为了对储集层及其所含流体的性质进行完整的定量描述，在综合评价油田的基础上，优化布井和开发方案，建立油田数据库，并为建立二次采油、三次采油的模拟提供直接的地质依据。为了达到这一目的，应对下列资料进行综合：

1）裸眼和套管井的测井资料；

2）岩心分析结果；

3）地区性地质学；

4）生产测试。

其中测井数据是最重要的资料来源。

利用测井资料进行油田研究，是近期发展起来并广泛应用的一门新技术，已经形成系统的解释程序。其要点有以下几个方面。

一、数据标准化

测井原始数据的误差主要来自两个方面：环境影响和刻度的不精确性。因此测井数据的标准化在于对两种系统影响进行必要的校正。

1.环境影响校正

任一解释的计算过程，在运用解释程序时，首先要对测井曲线进行井眼、流体性质和泥饼等环境因素影响的校正，从而把它们所引起的误差减至最小。这一过程，实际已编排在计算机解释程序之中。

2.油田数据标准化

对同一个油田而言，属于同一个砂岩体的地层都具有同样的沉积环境和近似的参数变化范围。这一特点决定了油田范围内，各井同一层系的测井资料都有相似的频率分布。并成为油田测井数据标准化，消除仪器刻度误差，以及保证数据的一致性提供了依据。

首先，在油田范围内，选择 4 ～ 5 口标准井。所谓标准井，是指有完整系列测井资

料，有足够的取心资料和测试数据，以及所录取资料的精度都达到质量要求。并在这一基础上，建立地区性的测井参数和地质参数的相关关系，做为油田数据标准化的参考规律。

然后，分别作出标准井每一种测井参数，诸如ρ_b、Δt、ϕ_N的频率分布图（直方图等）或三维交会图，以此作为油田的标准模式，逐一与其他井同一类型的频率分布图进行对比，如图11-44和图11-45所示。图11-52是对两口井的ρ_b、Δt、ϕ_N三维频率分布进行对比，图11-53为三口井密度频率分布的对比图。如果单井与标准井之间的频率分布有良好的对比性，则表明测井数据已满足标准化的要求。否则，就要对单井的测井数据进行校正。这一工作由计算机控制程序来完成，通过逐一计算每一口井各种测井参数的频率分布与标准井之间的相关系数，指示二者的一致程度，并确定进行校正所需要的一组转换值。

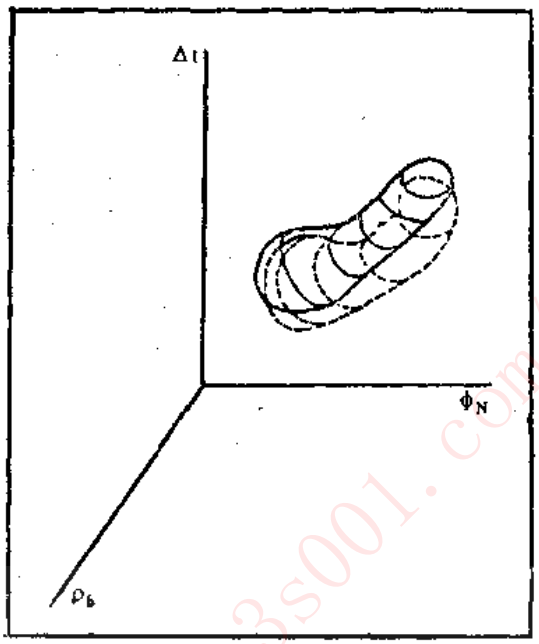


图 11-52　采用三维直方图进行数据标准化

经过标准化之后，在油田范围内减少了测井数据的不可靠部分和刻度误差，为综合评价油田建立比较可靠的资料基础。

3.选择解释模型

是指把油田当成一个整体，通过标准井的取心与测井数据的相关分析，选择地区性的解释模型，建立适用于油田范围的解释方程，尤其是反映地区规律的经验关系式。同时对所要选取的解释参数，例如粘土参数R_{sh}、ρ_b、指数m、n等进行考察，寻找其变化规律，力求取得最佳的解释效果。

显然，由于数据标准化和确定完整的解释程序，将进一步改善每一口单井的解释。

4.完善老井的测井曲线

油田中的一些老井，测井系列往往不够完整，缺少后期投入应用的一些新的测井资料。为此，需要采用有效的转换函数，重建测井曲线。这一工作同样是基于邻井之间具有相同沉积条件的这个事实，它意味着在油田范围内，测井数据与地质参数之间各井存在着统一的经验关系式。这些经验关系式是根据标准井的岩心数据与测井数据之间的统计分析而建立的。如果某一老井有声波和中子测井曲线，而没有密度测井曲线，显然可以根据地区性的经验公式，由声波和中子曲线逐一计算出全井的地层孔隙度，然后再把地层孔隙度转换为密度曲线。整个转换过程是由计算机的一种特殊解释程序来完成的。虽然，重建曲线蕴含着比较大的误差，但是却能最大限度有效地利用测井数据，而且使原来由于测井系列不全无法运用标准解释程序的老井，有可能用统一的程序进行解释。

二、确定综合数据和绘制等值图

1.单井解释

在上述基础上，以油田为单位，采用统一的解释程序，用确定好的选取参数原则，对每一口井的解释井段重新进行数字处理，求解出描述储集层特性的一组地质参数，诸如ϕ、S_w、S_{xo}，V_{sh}，……等。成果以数据表的形式进行显示。

但是，单井解释成果显示的采样率为每15厘米一个点，这样庞大的数据很难直观反映油田各种地质参数的平面变化规律。为了得到某一油层组或油砂体等具有代表性的特征值，要对这些参数进行归并，取其平均值。计算综合数据同样由计算机来完成，计算过程中应删除对生产能力几乎没有贡献的层段。为此，必须确定各种地质参数的截止值，譬如，砂岩储集层孔隙度的截止值若订为8%，则ϕ<8%的数据就不参加计算。

2.质量控制

可以采用上面有关章节所介绍的交会图或直方图的形式评价成果的合理性，譬如，应用S_w与S_{xo}的交会图评价R_{mf}及R_w选择的合理性；应用纯水层做出的S_w与V_{sh}交会图，评价S_w计算结果的合理性等等。

同时，用岩心的实测数据与测井的解释成果进行对比，也是校验和评价解释结果可靠性的重要方法。

3.绘制反映储集层特性的等值图

有了描述油田储集层的综合数据，并标注在座标网络上，就能着手勾绘反映储集层特性的各种等值图。实际上，目前西方也是采用计算机来完成这件工作，图11-54是其中一个油田绘制的油层等孔隙度图实例。

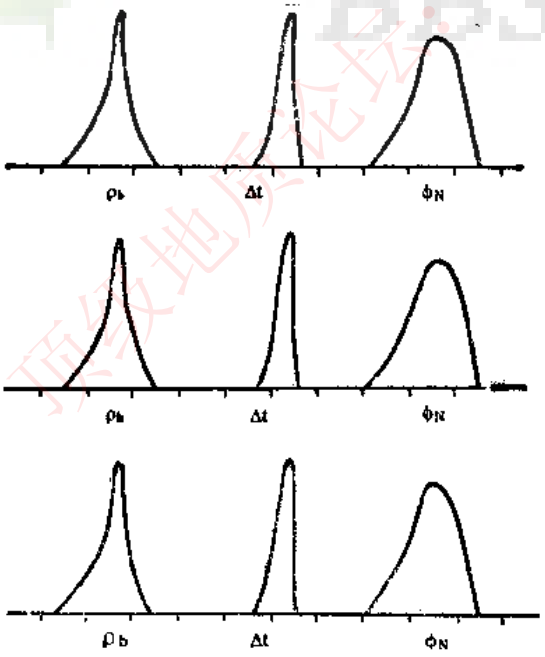


图 11-53 三口井密度频率分布对比图

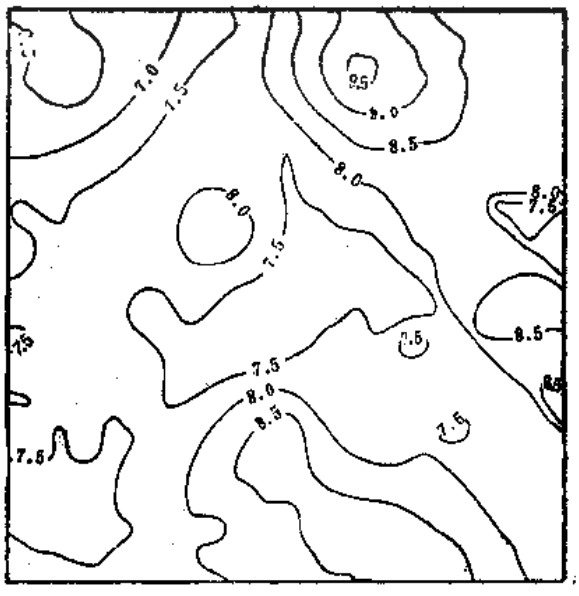


图 11-54 油层平均孔隙度等值图

第六节　确定异常高压带

运用测井资料研究异常高压带也是测井地质应用的重要内容之一。其意义在于，高压异常带的存在往往关系着钻井的成败。因此及时预告高压地层，则能合理、经济选用泥浆比重，防止井喷，保护油气层以及正确评价油（气）层的生产能力。

更重要的是，异常高压带与深部资源的形成有直接的关系。这是因为，异常高压带地质环境是封闭或准封闭的，相对呈高地温梯度的特点，而有利于油气的生成与转化。因此，在异常高压带的地层水中含有大量的溶解气，甚至达到饱和状态。例如，墨西哥湾盆地滨岸异常高压带砂岩地层水中所溶解的甲烷，总体积可达1388万亿立方米。表明异常高压带往往蕴藏着大量的天然气，正有待人们去认识、研究与开发利用。

一般认为，全球异常高压带主要存在于三种类型的地质环境：

①毗邻大陆边缘的中新生代快速细粒碎屑沉积的沉积盆地内。异常高压带的最小起始深度为3000米左右。

②在蒸发岩沉积系列的中、下方，地质年代可从早古生代至晚中生代。

一与地壳板块运动或造山运动相应的活动性构造带。

这就是说，原则上可以划分为由于快速沉积或排流作用缓慢的“沉积型”异常高压带与地壳运动的“构造性”异常高压带。下面着重讨论“沉积型”异常高压带的形成及特点。

一、产生异常地层压力的原因

地层流体压力明显大于地层静水压力，定义为异常地层压力。其形成往往不是单一因素的影响，而是多种因素叠加的结果，诸如沉积速度与沉积环境、热动力和生物化学因素等。下面分析三种成因。

1.沉积与压实过程的非均衡性

通常岩石的压实过程服从如下的关系式

$$P = P_f + \sigma \tag{11-11}$$

式中：P——上覆地层压力；

P_f——地层流体压力；

σ = 粘土颗粒之间的骨架垂直应力。

正常情况是，随着埋藏深度和上覆地层压力的增加，孔隙水逐步被挤出，骨架应力（σ）增大和粘土孔隙度减小。如果粘土中水的排驱率与上覆岩层压力的增大不一致，有过量的水不能逸出，这部分水有支撑上覆地层压力的作用，其结果，泥岩表现高孔隙度特点，而地层流体压力明显大于地层静水压力，甚至有时接近于上覆岩层的压力。这种情况或者出现在低渗透性地层的下部，譬如区域性的膏盐层下部；或者是高速沉积的地层。因此，异常压力井段的泥岩，一般表现为高孔隙度和低压实的特点。

2.水热作用

由于温度随着地层埋藏深度而增加，促使泥岩孔隙中水的体积也有相应增加的趋势。其结果，可能造成泥岩孔隙中流体有支撑一部分上覆岩层压力的作用，并引起地层流体压

力的增大。

3.蒙脱土脱水

当蒙脱土转化为伊利石时，粘土颗粒表面的吸附水能够变成自由水。这部分水由于不能逸出而增加地层的总水体积，并造成地层流体压力的增大。

二、根据测井资料确定异常压力井段

众所周知，泥岩的孔隙度反映地层的压实程度。正常情况下，泥岩孔隙度随地层深度增加呈指数函数的规律递减。其方程为：

$$\phi = \phi_0 e^{-cz} \tag{11-12}$$

式中：ϕ——在深度为Z的泥岩孔隙度；

ϕ_0——相当于地面($Z=0$)的泥岩孔隙度；

C——与沉积速度有关的常数。

因此，在以单对数为刻度的坐标图上，孔隙度与地层深度呈线性关系。就是说，在这种情况下，若以泥岩的声波时差数值Δt_{sh}为横轴(对数刻度)，以地层深度为纵轴(线性刻度)，则在两者构成的关系图上，也应为近似的线性关系。如果出现异常压力，那末该井段的Δt_{sh}偏离这一正常趋势线，表现为Δt_{sh}明显增大。

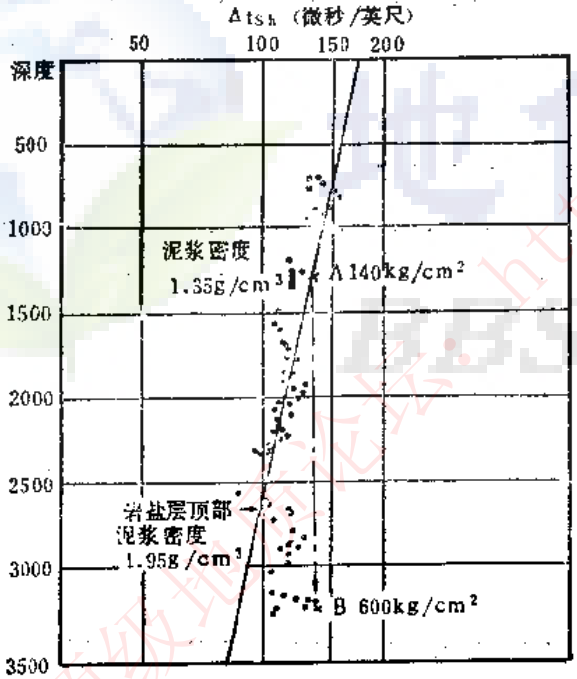


图 11-55 利用声波测井确定超压地层

图11-55是利用泥岩声波时差Δt_{sh}变化规律估算异常地层压力的实例。如图所示，从地面到2620米的岩盐层这一井段内，Δt_{sh}随深度增加呈近似的线性递减，由175～100微秒/英尺。表明地层压力变化正常。岩盐层以下，从2620米开始，Δt_{sh}出现明显的增大，至3250米达到顶点。表明为一异常压力井段。

综上所述，超压层段的泥岩含有过量的水而且压实较差，并具有高孔隙度特点，并在测井图上显示出高声波时差，低密度值和异常高的电导率。因此，高压砂岩未钻穿前，根据泥岩所作出的声波时差，体积密度或电导率与深度的关系曲线，可以预测异常压力层段，并估计流体压力。

三、估算地层流体压力

确定异常压力层段之后，可进一步估算地层流体压力。仍以图11-55为例，若要计算超压层段B点(深度为3250米)的流体压力，可在所确定的关系曲线上找到Δt_{sh}与其相等的A点(深度为1250米)，并认为B点的压实情况与A点相同，而由A点至B点(深度由1250～3250米)，则认为地层不再进一步压实。因此，我们可以这样假设，B点的流体压力相当于两部分压力的叠加，一是由地面到A平面，服从静水压力的规律；另一是A平面至B平

面，其压力相当于按照上覆岩层压力梯度增大。

一般静水压力梯度每米为0.11千克/厘米^2，上覆岩层压力梯度每米为0.23千克/厘米^2。若P_A和P_B分别为A、B点的地层流体压力，则

$P_A = 0.11 \times 1250 \approx 140$(千克/厘米^2)

$P_B = P_A + 0.23 \times (3250 - 1250) = 600$(千克/厘米^2)

而B点的静水柱压力约为360千克/厘米^2，表明B点有相当高的异常压力，即比静水柱压力约大240千克/厘米^2。

根据异常压力值，可以估算钻井时所需要最小的泥浆比重ρ_m：

$$\rho_m = P_B / Z_B \qquad (11\text{-}13)$$

Z_B为B点的深度。按照上面所给的数据，计算结果$\rho_m = 1.85$克/厘米^3。而这一口井井实际采用的泥浆比重为1.95克/厘米^3。

以上所提供的实际是一种估算地层流体压力的近似方法，如果结合密度测井和地层测试器，则能获得更精确的计算结果。因为密度测井有助于对上覆地层压力的评价，地层测试器能够提供更精确的静水压力梯度值。

应该指出，研究高压异常带的重要意义正逐步被人们所认识，它早已超出了单纯做为提高钻井成功率的一种措施。由于它与油气资源的形成与转化密切相关，并有助于发现新的岩性油气藏和水溶性气藏。因此，随着油气勘探的进展，研究高压异常带的形成机理及其所包含的全部地质意义，已成为普遍关注的课题。

测井资料地质应用的领域还十分广阔，譬如测井技术与地震勘探相结合，对于提高地震资料处理和解释水平有重要的意义。其中关于反射系数的计算，声阻抗曲线技术，人工合成地震剖面以及正在发展的地震地层学，都需要应用测井的成果。在解决油田开发时的地质和工程问题方面，测井也发展了完整系统的技术，可以用于油井和油田的动态分析，监测油水界面的变化，研究岩石的力学特征，验证注水及酸化压裂效果，以及在三次采油过程中提供残余油饱和度数据等等。限于篇幅，本章不可能对此一一进行讨论，事实上它们也是属于多种范畴的问题。总之，扩大测井的应用领域，是测井技术发展的必然趋势。

附　录

附录一　常用符号说明

符　号	意　义
a	F-φ关系式的系数
API	自然伽马测井单位
BHC	井眼补偿声波测井
BHT	井底温度
C	电导率
C_p	压实校正系数
CNL	补偿中子测井
D	侵入带直径
d	井径
ES	(普通)电测井
F	地层因素
Fz	与砂岩骨架孔隙度φz相对应的地层因素
FDC	补偿地层密度测井
GR	自然伽马读数
I-ES	感应-电测井
IL	感应测井
ILd	深感应
ILm	中感应
Isilt(SI)	粉砂指数
ISF	感应-球形聚焦测井
6FF40	六线圈系感应，主线圈距40英寸
k	有效渗透率
K	绝对渗透率
K_o	原油的有效渗透率
K_w	水的有效渗透率
K_{ro}	原油的相对渗透率
K_{rw}	水的相对渗透率
LL	侧向测井
LLd	深侧向
LLs	浅侧向
LL3	三侧向
LL7	七侧向
LL8	八侧向
ML	微电极测井
MLL	微侧向测井
MSFL	微球形聚焦测井
m(m1)	胶结系数（粒间孔隙度指数）
m2	裂缝孔隙度指数
n	饱和度指数
PL	邻近侧向测井

地信网论坛 http://bbs.3s001.com/ 顶级地质论坛 BBS.3S001.COM

psi	磅/英寸^2
R_a	视电阻率
R_{corr}	经校正后的电阻率
R_{IL}	感应测井电阻率
R_{ILd}	深感应电阻率
R_{ILm}	中感应电阻率
R_{LL}	侧向测井电阻率
R_m	泥浆电阻率
R_{mc}	泥饼电阻率
R_{mf}	泥浆滤液电阻率
R_{MLL}	微侧向测井电阻率
R_o	100%含水纯地层的电阻率
R_{RL}	邻近侧向测井电阻率
R_s	围岩电阻率
Rsd	纯砂岩(夹层)的电阻率
R_{sh}	泥质(泥岩)电阻率
R_t	地层(真)电阻率
R_w	地层水电阻率
R_{wa}	视地层水电阻率
R_{we}	地层水等效电阻率
R_{xo}	冲洗带电阻率
S_g	含气饱和度
S_h	含油气饱和度
S_{hr}	残余油饱和度
S_o	含油饱和度
S_{or}	残余油饱和度
S_w	含水饱和度
$S_{wi}(S_{wirr})$	束缚水饱和度
S_{xo}	冲洗带含水饱和度
SFL	球形聚焦测井
SNP	井壁中子孔隙度测井
SP	自然电位
SSP	静止自然电位
TDT	热中子衰减时间测井
V	(声波)速度，(中子)速度
V_f	流体的声波速度
V_{ma}	岩石骨架的声波速度
V_{sh}	泥岩的声波速度
V	总体积，岩石体积
V_{clay}	粘土的相对体积(粘土占岩石体积的百分数)
V_{dis}	分散泥质的相对体积
V_{lam}	层状泥质的相对体积
V_{sd}	纯砂岩的相对体积
V_{sh}	(总)泥质的相对体积
V_{silt}	粉砂的相对体积
VDL	变密度测井
WOR	油水比

Δt_f	孔隙流体的声波时差
Δt_{ma}	岩石骨架的声波时差
Δt_{sd}	纯砂岩的声波时差
Δt_{sh}	泥岩的声波时差
$\Delta\phi_o$,$\Delta\phi$,$\Delta\phi_{Noa}$	挖掘效应校正值
ρ_b	地层体积密度
ρ_{clay}	粘土的密度
ρ_f	流体密度
ρ_{mf}	泥浆滤液的密度
ρ_g	天然气的密度
ρ_h	烃类的密度(油气密度)
ρ_{ma}	岩石骨架密度
ρ_{mc}	泥饼密度
ρ_{sd}	纯砂岩的密度
ρ_{sh}	泥岩的密度
ϕ	孔隙度(有效孔隙度)
ϕ_D	按纯岩石公式计算的密度测井孔隙度
ϕ_N	中子测井孔隙度
ϕ_{Nclay}	粘土的中子孔隙度
ϕ_{Nf}	流体的中子孔隙度
ϕ_{Nh}	油气的中子测井值
ϕ_{Nma}	岩石骨架的中子孔隙度
ϕ_{Nmf}	泥浆滤液的中子孔隙度
ϕ_{Nsd}	纯砂岩的中子孔隙度
ϕ_{Nsh}	泥岩的中子孔隙度
ϕ_s	按纯岩石公式计算的声波测井孔隙度
ϕ_{sclay}	粘土的声波孔隙度
ϕ_{sd}	砂岩夹层孔隙度，纯砂岩孔隙度
ϕ_f	次生孔隙度(缝洞孔隙度)
ϕ_b	基质的粒间孔隙度
ϕ_w	地层含水孔隙度
ϕ_{xo}	冲洗带含水孔隙度
ϕ_t	砂岩骨架孔隙度(总孔隙度)
ϕ_{tu}	地层总孔隙度
P	压力

附录二　常用单位换算

长度

1英尺＝12英寸

1米＝3.2808英尺＝39.37英寸＝1.0936码

1英尺＝0.3048米＝30.48厘米

1厘米＝0.3937英寸

1英寸＝2.54厘米

面积

1米^2＝10.764英尺^2＝1550英寸^2

1英尺^2＝144英寸^2＝0.0929米^2

1公顷^2 = 1500亩 = 247.11英亩=0.3861英里^2

1英亩 = 43560英尺^2 = 4046.9米^2

体积

1米^3 = 1000升 = 35.315英尺^3 = 264.18美加仑 = 219.98英加仑 = 6.29桶

1桶 = 42美加仑 = 50.4378英加仑 = 5.6154英尺^3 = 0.15898米^3 = 158.98升

1升 = 1000毫升 = 0.035315英尺^3 = 0.264美加仑 = 0.220英加仑

1美加仑 = 3.7853升

1英加仑 = 4.546升 = 1.2009美加仑

1英亩·英尺 = 7757桶 = 43560英尺^3

1英尺^3 = 28.32升 = 7.481美加仑 = 6.229英加仑

重量

1公斤 = 1000克 = 2.2046磅

1吨 = 1000公斤 = 2204.6磅 = 1.1023美(短)吨 = 0.9842英(长)吨

1磅 = 0.4536公斤 = 453.6克

1克 = 0.0353盎司 = 0.0022磅

密度、比重

1克/厘米^3 = 62.43磅/英尺^3 = 8.345磅/美加仑 = 6.949磅/英加仑

1磅/美加仑 = 0.1198克/厘米^3、1磅/英加仑 = 0.1439克/厘米^3

1美加仑的液体重量 = 8.345×液体密度(克/毫升)

1英加仑水的重量(62°F) = 10磅

1美加仑水的重量(62°F) = 8.327磅

1桶原油重量(常衡) = 350×原油密度(克/毫升)

原油比重可用下式换算成API度

$$\text{API度} = \frac{141.5}{\text{比重}60/60\text{F}} - 131.5$$

式中比重60/60F指原油在60°F时的比重与60°F时水的比重的比值。

压力

1个大气压 = 1.0332公斤/厘米^2 = 14.7磅/英寸^2

1公斤/厘米^2 = 14.22磅/英寸^2

1磅/英寸^2 = 0.07031公斤/厘米^2 = 0.06805大气压

华氏(F)与摄氏(C)温度

$$F = 1.8°C + 32$$

$$C = \frac{5}{9}(°F - 32)$$

附录三　书中使用的许用单位与非许用单位

物理量名称	许用单位 (名称、符号及换算)	非许用单位 (名称、符号及换算)
长　　度	米(m)	英尺(ft) 〔=0.3048m〕 英寸(in) 〔=0.0254m〕
面　　积	平方米(m^2) 平方厘米(cm^2)	平方英尺(ft^2) 〔$=9.290304\times10^{-2}$m^2〕 平方英寸(in^2) 〔$=6.451600\times10^{-4}$m^2〕 英亩(acre) 〔$=4.046856\times10^{3}$m^2〕

续表

物理量名称	许用单位 (名称、符号及换算)	非许用单位 (名称，符号及换算)
体　　积	立方米(m^3) 升(l,L)〔$=10^{-3}m^3=1dm^3$〕	立方英尺(ft^3)〔$=2.831685\times10^{-2}m^3$〕 立方英寸($in^3$)〔$=1.63871\times10^{-5}m^3$〕 美加仑(USgal)〔=3.78543L〕 桶〔1桶原油=158.98公升〕
质　　量	千克(公斤)(kg) 吨(t)〔$=10^3$kg〕	磅(lb)〔=0.453592kg〕 美担(cwt)〔=50.802345kg〕
压　　力	帕〔斯卡〕(Pa)〔$=1N/m^2$〕 巴(bar)〔$=10^5$Pa〕 标准大气压(atm)〔$=1.01325\times10^5$Pa〕	磅每平方英尺(lb/ft^2)〔=47.8803Pa〕 磅每平方英寸(lb/in^2)
温　　度	开〔尔文〕(K) 摄氏度(℃)〔K=℃+273.15〕	华氏(°F)〔$K=\frac{5}{9}(°F+459.67)$〕
	秒(s) 分(min)〔=60s〕 〔小〕时(h)〔=3600s〕 天，(日)(d)〔=86400s〕 年(a)	
频　　率	赫〔兹〕(Hz)〔$=1s^{-1}$〕	
速　　度	米每秒(m/s)	英尺每秒(ft/s)〔=0.3048m/s〕 英尺每小时(ft/h)
旋转速度	转每分(r/min)〔$=(1/60)s^{-1}$〕	
密　　度	千克每立方米(kg/m^3) 克每立方厘米(g/cm^3)〔=8.3451b/USgal〕	磅每立方英尺(lb/ft^3)〔$=16.0185kg/m^3$〕 磅/加仑(lb/USgal)
〔动力〕粘度	帕〔斯卡〕秒(Pa·S)	泊(P)〔=0.1Pa·s〕 厘泊〔$=10^{-3}$Pa·s〕
声波时差	微秒每米(μs/m)〔=0.3048μs/ft〕	微秒每英尺(μs/ft)〔=3.281μS/m〕
电　　阻	欧〔姆〕(Ω)〔$=1V/A$〕	
电 阻 率	欧姆米(Ω·m)	
电　　导	西门子(S)〔$=1A/V$〕	姆欧(℧)〔=1S〕
电 导 率	西〔门子〕每米(S/m)	姆欧/米(℧/m)〔=1S/m〕
级　　差	分贝(dB)	
能　　量	电子伏(eV)〔$=1.602189\times10^{-19}$J〕	
截　　面	靶恩(b)	
渗 透 率	平方米(m^2)	达西(d)〔$=0.987\mu m^2$〕
浓　　度	1克/公升(g/l)〔=1000/密度(克/毫升)ppm〕 ppm	

参 考 文 献

（按章节顺序）

（七）

1. 南京大学数学系计算数学专业：《概率统计基础与概率统计方法》，科学出版社，1979。
2. 欧阳健、吕健儒："某油田低含油饱和度油层的数字解释"，《测井技术》，1979年第6期。
3. 〔美〕F.F.克雷格：《油田注水开发工程方法》，石油化学工业出版社，1977。
4. 巩光辉："高矿化度泥浆对油、水层判别分析的影响及校正，《测井技术》，1982年第2期。

（八）

1. C.Clavier, G.Coats & J.Dumanoir: The Theoretical and Experimental Bases for the "Dual Water" Model for the Interpretation of Shaly Sands, SPE 6859, Oct. 1977.
2. 许文冲："对低电阻率油气层的认识"，《石油学报》，1981年，第2期。
3. Aguilera: Exploring for Naturally Fractured Reservoirs, SPWLA 24th Annual Logging Symposium, June 1983.
4. 谭廷栋、杨应荣："盐水泥浆测井分析"，《测井技术》，1979年，第3期。

（九）

1. 王日才：《地层倾角测井》，华东石油学院讲义。
2. O.R.Holt.: Relating Diplogs to practical geology.
3. J.F.Goetz, W.J.Prins & J.F.Logar: Reservoir Delineation by Wireline Techniques.

（十）

1. 西安石油仪器厂、华东石油学院测井教研室译：《德莱赛公司测井原理》(1971年版)，国家地质总局石油局出版，1976。
2. Schlumberger: "Well Evaluation Conference Algerie" 1979.

（十一）

1. J.S.Gardner & J.L.Dumanoir: Litho-Density Log Interpretation SPWLA 21th Annual Logging Symposium, July. 1980.
2. O.Serra, J.Baldwin J.Quirein: Theory, Interpretation and Practical Application of Natural Gamma Ray Spectroscopy, SPWLA 21th Annual Logging Symposium, July. 1980.
3. Schlumberger LDT Interpretation.
4. Schlumberger: "Well Evaluation Conference Algerie" 1979.
5. Exploring for Naturally Fractured Reservoirs Roberto Aguilera, SWPLA 24th Annual Logging Symposium, June 1983
6. 杜寿屏等编译：《碳酸盐岩储集层测井解释译文集》，石油工业出版社，1983。

参 考 文 献

（按章节顺序）

（七）

1. 南京大学数学系计算数学专业：《概率统计基础与概率统计方法》，科学出版社，1979。
2. 欧阳健、吕健儒："某油田低含油饱和度油层的数字解释"，《测井技术》，1979年第6期。
3. 〔美〕F.F.克雷格：《油田注水开发工程方法》，石油化学工业出版社，1977。
4. 巩光辉："高矿化度泥浆对油、水层判别分析的影响及校正，《测井技术》，1982年第2期。

（八）

1. C.Clavier, G.Coats & J.Dumanoir: The Theoretical and Experimental Bases for the "Dual Water" Model for the Interpretation of Shaly Sands, SPE 6859, Oct. 1977.
2. 许文冲："对低电阻率油气层的认识"，《石油学报》，1981年，第2期。
3. Aguilera: Exploring for Naturally Fractured Reservoirs, SPWLA 24th Annual Logging Symposium, June 1983.
4. 谭廷栋、杨应荣："盐水泥浆测井分析"，《测井技术》，1979年，第3期。

（九）

1. 王日才：《地层倾角测井》，华东石油学院讲义。
2. O.R.Holt.: Relating Diplogs to practical geology.
3. J.F.Goetz, W.J.Prins & J.F.Logar: Reservoir Delineation by Wireline Techniques.

（十）

1. 西安石油仪器厂、华东石油学院测井教研室译：《德莱赛公司测井原理》(1971年版)，国家地质总局石油局出版，1976。
2. Schlumberger: "Well Evaluation Conference Algerie" 1979.

（十一）

1. J.S.Gardner & J.L.Dumanoir: Litho-Density Log Interpretation SPWLA 21th Annual Logging Symposium, July. 1980.
2. O.Serra, J.Baldwin J.Quirein: Theory, Interpretation and Practical Application of Natural Gamma Ray Spectroscopy, SPWLA 21th Annual Logging Symposium, July. 1980.
3. Schlumberger LDT Interpretation.
4. Schlumberger: "Well Evaluation Conference Algerie" 1979.
5. Exploring for Naturally Fractured Reservoirs Roberto Aguilera, SWPLA 24th Annual Logging Symposium, June 1983
6. 杜寿屏等编译：《碳酸盐岩储集层测井解释译文集》，石油工业出版社，1983。