

国外含油气盆地勘探开发丛书

非洲苏尔特盆地和  
尼日尔三角洲盆地

国外含油气盆地勘探开发丛书编委会 编

应维华 潘校华 编译

石油工业出版社

## 内 容 提 要

苏尔特盆地和尼日尔三角洲盆地是非洲的两个最重要的产油气盆地，苏尔特属克拉通内的衰亡裂谷盆地，尼日尔三角洲则是典型的被动大陆边缘的进积三角洲盆地。本书以上、下篇分别介绍了这两个盆地的石油地质特征、勘探历史、盆地演化和成因机制、油气田分布以及典型油田等。

本书可供广大油气勘探人员和地质工作者类比研究的参考，并可作为高等石油、地质院校有关专业学生的参考读物。

### 图书在版编目 (CIP) 数据

非洲苏尔特盆地和尼日尔三角洲盆地/ 应维华，  
潘校华编译. - 北京：石油工业出版社，1998. 6  
(国外含油气盆地勘探开发丛书)  
ISBN 7 - 5021 - 2267 - 2

. 非...  
. 应... 潘...  
. 油气勘探 - 含油气盆地 - 非洲  
. P618. 130. 208

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (98) 第 08693 号

\*

石油工业出版社出版  
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)  
石油工业出版社印刷厂排版印刷  
新华书店北京发行所发行

\*

850 × 1168 毫米 32 开本  $7\frac{3}{4}$  印张 200 千字 印 1 - 1000

1998 年 6 月北京第 1 版 1998 年 6 月北京第 1 次印刷

ISBN 7 - 5021 - 2267 - 2 T E · 1889

定价：20. 00 元

# 国外含油气盆地勘探开发丛书编委会

顾 问：朱夏 李德生

主 编：甘克文

副主编：安作相

委 员：(按姓氏笔画为序)

龙祥符、史训知、李昭仁、李国玉、张万选、  
张亮成、陈发景、林天琪、易大同、胡文海、  
赵重远、徐 旺、黄希陶、韩跃文

# 前 言

石油地质学是地球科学中的一个分支。就地球科学来说，其特点是具有全球性，即对于任何地区地质学的研究和了解，都有全球意义。石油地质学同样如此。不了解世界，特别是与本地区相类似的油气盆地，就不可能更经济、迅速、有效地开展该地区的油气勘探开发工作。追溯百余年来的油气勘探开发史，每当有一个新地区、新层带或新远景圈闭的发现，无不给其它类似地区、类似层带和类似远景圈闭的勘探带来活力，从而导致一系列新的发现。

原石油工业部从成立以来，始终重视了解世界，借鉴国外的勘探开发经验，并于 1963 年组织专门的研究小组，从事收集、整理、研究和编写《世界含油气盆地资料》。这项工作虽然后来因历史原因没有能够坚持下去，但还是完成了波斯湾、墨西哥湾、墨西哥东部沿岸、原西德北部、马拉开波等 8 个专集。这套资料对于石油地质勘探人员了解世界和增长知识起了积极的作用，至今还具有一定的参考价值。

到了 70 年代晚期，我们希望恢复这项工作，但由于工作量太大，任务艰巨，人力不足而无法开展。在征求各单位有关石油地质勘探开发方面的专家和学者的意见时，都认为搞这样一套丛书，有利于开阔眼界，提高水平，不但对当代甚至对今后的勘探开发工作，都有参考意义。特别是国家实行改革开放政策以来，与外国各类石油公司的交往多了，国外的地质开发专家在讨论中，往往能够提出世界各地的多种油气地质模式，而国内专家比较局限于自己工作地区的特点。相比之下，显得更需要给广大石油地质勘探开发人员提供系统而较详细的世界性资料。

从 1981 年起，由原中国石油天然气总公司科学技术情报研究所领导下的石油地质勘探情报协作组组成编委会，致力于动员社会力量，着手编写《国外含油气盆地勘探开发丛书》。这项工

作虽然困难重重，但在中国石油天然气总公司勘探开发科学研究院、地质矿产部、石油地质研究所和各有关单位，特别是情报信息工作人员的共同支持下，终于与广大读者见面了。考虑到我国油气勘探开发的发展前景，我们首先组织了有关古生界含油气盆地，中、新生界的克拉通内裂谷型含油气盆地，块断的弧后盆地和某些被动大陆边缘盆地的丛书。如果条件允许，希望最后能把世界上的各个重要产油气盆地的全套资料提供给广大油气勘探开发工作者。

本书的编译工作上篇由潘校华编译，下篇由应维华编译。王雪吾和谭柳芳分别在编审过程中做了有关业务工作和图幅清绘工作。

# 目 录

上篇 利比亚的苏尔特盆地.....	(1)
第一章 绪论.....	(1)
第一节 苏尔盆地的概况.....	(1)
第二节 盆地的勘探历程.....	(2)
第二章 油气地质背景.....	(9)
第一节 区域大地构造.....	(9)
第二节 地层 .....	(11)
第三节 构造单元划分和局部构造特征及其组合 .....	(16)
第三章 盆地的演化史及其阶段划分 .....	(23)
第一节 区域地质史 .....	(23)
第二节 盆地发育历史 .....	(24)
第三节 演化阶段的划分及其特征 .....	(26)
第四章 油气的形成和分布规律 .....	(45)
第一节 储油气层的分布和性质 .....	(45)
第二节 储集层系的储量对比 .....	(48)
第三节 生油层系 .....	(50)
第四节 油气盖层 .....	(54)
第五节 圈闭条件 .....	(54)
第六节 生储盖的组合关系和油气运移 .....	(69)
第七节 油气聚集带的划分及分布规律 .....	(69)
第五章 苏尔特盆地成因机制探讨 .....	(76)
第一节 盆地的成因机制 .....	(76)
第二节 盆地形成的演化 .....	(77)
第六章 主要油气田 .....	(83)
第一节 萨里尔油田 .....	(83)
第二节 梅斯拉油田 .....	(84)
第三节 纳赛尔 (泽勒坦) 油田 .....	(85)

第四节	阿马勒油田 .....	(86)
第五节	奥季拉—纳富拉油田 .....	(87)
第六节	因蒂萨尔油田群 .....	(89)
第七节	哈特巴气田 .....	(91)
第八节	苏尔特盆地大油田 .....	(92)
第七章	总结 .....	(94)
下篇	尼日尔三角洲盆地 .....	(97)
第一章	概况 .....	(97)
第二章	勘探史及经验教训 .....	(99)
第一节	勘探史 .....	(99)
第二节	经验教训.....	(108)
第三章	地层及沉积史.....	(109)
第一节	地层.....	(109)
第二节	沉积史.....	(125)
第四章	构造.....	(132)
第一节	区域构造.....	(132)
第二节	构造单元划分及分区.....	(136)
第三节	局部构造特征.....	(136)
第五章	尼日尔三角洲演化史.....	(140)
第一节	早期（白垩纪）的构造演化阶段.....	(141)
第二节	晚期（晚白垩纪—新生代）的构造演化阶段 .....	(143)
第六章	油气藏的形成和油气富集的主要控制因素.....	(148)
第一节	油气层及其分布.....	(148)
第二节	生油层及热成熟史.....	(148)
第三节	油气运移和聚集条件.....	(174)
第四节	油、水性质.....	(176)
第五节	油气富集的主要控制因素.....	(179)
第七章	同生构造（包括泥脊和盐构造等）的成因 探讨及其意义.....	(181)

第一节	滚动背斜的成因机制.....	(181)
第二节	生长断层的形成机制.....	(186)
第八章	油气田各论.....	(189)
第一节	构造圈闭及典型油气藏.....	(189)
第二节	地层、岩性圈闭及其油气藏.....	(196)
第九章	尼日利亚油气勘探、开发中的几个特点.....	(200)
第一节	重视地震工作，不断提高勘探精度.....	(200)
第二节	多打井，多钻构造.....	(201)
第三节	地层松软，尽快完钻.....	(202)
第四节	开展多种项目测井.....	(202)
第五节	稀井高产开发油田.....	(202)
第十章	喀麦隆的杜阿拉盆地简介.....	(204)
附录 1	尼日尔三角洲盆地油气田基本数据表 .....	(229)
附录 2	尼日尔三角洲盆地油田基本数据表 .....	(231)
附录 3	喀麦隆杜阿拉盆地油田基本数据表 .....	(232)
附录 4	单位换算表 .....	(234)
参考文献	.....	(235)



# 上篇 利比亚的苏尔特盆地

## 第一章 绪 论

利比亚是北非主要的石油生产国之一，位于北非地中海沿岸（图 1），东邻埃及，西邻阿尔及利亚和突尼斯，南为尼日尔、乍得和苏丹，北为地中海，面积约 178 万  $\text{km}^2$ ，范围在北纬  $20^{\circ}$  到  $32^{\circ}50'$ ，东经  $9^{\circ}45'$  到  $25^{\circ}00'$  之间，沉积区（实际上为油气前景区）为 104 万  $\text{km}^2$ ，占整个国土面积的 58 %。境内除北部沿海地区属亚热带地中海气候以外，90 % 以上为撒哈拉沙漠和半沙漠区，大部分属于热带沙漠气候。

利比亚共有六个较大型的沉积盆地（图 2）。包括西部的佩拉杰、（吉夫腊）盆地，伊利济、哈姆拉盆地，迈尔祖格盆地；东南部的库弗腊盆地；中部的苏尔特盆地和东北部的昔兰尼加盆地。其中三个盆地发现了油气，但只有苏尔特盆地具有重要的意义。

本篇着重介绍苏尔特盆地的石油地质，并分析其油气聚集带的分布。

### 第一节 苏尔特盆地的概况

苏尔特盆地位于利比亚的北中部，面积约 40 万  $\text{km}^2$ 。

盆地北接地中海，东面与昔兰尼加盆地和埃及的西部沙漠盆地相邻，南部为库弗拉盆地和提贝斯提隆起，西部为迈尔祖格盆

图 1 利比亚的地理位置

地、伊利济盆地和佩拉杰盆地。盆地内主要为晚中生界和新生界的沉积物所充填，表面为第四系的沙漠所覆盖。

自本世纪 50 年代末以来，苏尔特盆地已发现了大量的油气。到 80 年代大约有二百多个油田和气田。其中有 17 个属巨型油气田（图 3）。

据 1980 年的估计，整个盆地的石油最终可采储量大约为  $3.8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ，天然气约  $640 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。几乎利比亚所有的工业性油气田都集中在该盆地。

## 第二节 盆地的勘探历程

利比亚在 1951 年独立之前，对本国的地质情况只进行过一些小规模的调查。最早的是在 19 世纪末期。当时主要是对国内部分地区的沉积岩进行了简单的描述。在本世纪初，人们在的黎

图 2 利比亚沉积盆地分布图

波里市附近的水井中首次发现了天然气显示，后来，又在该区发现了更多的油气苗。从本世纪 20 年代到 30 年代，Turin 大学的 Ardito Desio 教授等人开展了对该国油气前景的评价工作，并进行了较全面的地面地质调查。1937 年，意大利国家石油公司派出了一支调查队，在 Desio 教授的带领下，完成了全国地质图的编制工作，并把全国分成 12 个区带，其中，苏尔特盆地被认为是油气前景最有利的地区。到本世纪 40 年代，由于二次世界大战的干扰，几乎没有进行更多的地质调查。故对该国的地质情况的了解程度也没有多大进展。

到 50 年代，利比亚独立之后，由于新政府颁布了一系列新的石油法令，允许国外有关的石油公司利用租借地进行油气勘探

图 3 苏尔特盆地构造分区及油气田分布图

和开发。自此以后才真正开始了大规模的油气勘探工作。

第一批租借地是在 1955 年批准的。这批租地主要分布于利比亚北部的大部分地区以及西部的部分地区，总共 47 个租区。几十个国内外石油公司，如利比亚埃索美孚石油公司，尼尔逊、邦克、亨特石油公司，美国海外石油公司，加拿大莫尔比石油公司，绿洲石油公司等，纷纷涌入各租区，开始了大规模的勘探工作。在这一年中，仅对苏尔特盆地就进行了详细的地面普查和航空物探工作，发现并证明了盆地中存在巨厚的海相沉积，并大大增强了对该盆地进一步勘探的信心。

在 1956 年到 1957 年期间，几乎所有租区的勘探工作都得到了加强，苏尔特盆地除了靠沿海一带集中进行了大量的地球物理工作之外，还在盆地内打了十几口探井，取得了较多的资料。另外，还在利比亚西部靠近阿尔及利亚埃杰莱油田的第一号租区打出了第一口油井，但由于距离沿海港口太远，油井的产量又低，故没有多大的工业价值。

到 1958 年，利比亚油气勘探的重点开始集中于苏尔特盆地。这主要是由于绿洲石油公司在苏尔特盆地发现了两口产量较大的油井，巴希 (Bahi)  $A_1 - 3.2$  和达哈拉 (Dahra)  $B_1 - 32$ ，这两口井都自白垩系产油，日产量 500bbl ( $79.5\text{ m}^3$ ) 以上，原油相对密度为  $0.8299 \sim 0.8448\text{ g cm}^{-3}$ 。另外莫尔比石油公司和埃索石油公司通过测井曲线发现该盆地第三系地层中也有较好的油气显示。1959 年初，苏尔特盆地的各石油公司在上一年所取得的成果的激励下，加紧了盆地的钻探工作，并在一些地区进行了仔细的地震勘探。到年底，共发现日产量 500bbl ( $79.5\text{ m}^3$ ) 以上的油田 14 个，气田 3 个（其中最小的气田产量为每天  $25202\text{ m}^3$ ，最大为  $283168\text{ m}^3$ ），钻井成功率高达 41.4%。在这些新发现的油气田中，埃索公司发现的泽勒坦（后改名为纳赛尔）油田显示出了巨大的潜力。其产油层为古新统礁灰岩，发现井日产量最大为 17,500bbl ( $2782.3\text{ m}^3$ )，原油相对密度为 0.8398。美国海外石油公司 (Amoseas) 所发现的贝达 (Beda) 油田也是一个产量较大的第三系油田，发现井日产量为 3650bbl ( $580\text{ m}^3$ )，原油相对密度为 0.8423。另外，莫尔比公司发现的阿马勒油田  $B_1 - 12$  井，产油层为古生界石英砂岩。到 1959 年底，苏尔特盆地共有 15 台钻机进行了钻探，同时还加强了地面地质、地震及重力等工作。

1960 年，各石油公司仍在继续增加钻探和地震调查工作，并在上一年所发现的泽勒坦和达哈拉等油田上打了一些开发井。到 1961 年苏尔特盆地又发现了五个新油田，它们都具有较大的潜力，其中最大的是英国的邦克·亨特石油公司在盆地东南部边

缘的卡兰舒沙漠中发现的萨里尔“C”油田，从而将盆地油气的勘探重点区从盆地中部和北部扩展到了盆地南部的沙漠区。该油田的油层为下白垩统砂岩，产能起初每天 100000bbl 以上，后来又很快增加至日产 300000bbl。其次为埃索公司发现的拉古拜 (Raguba) 油田，位于泽勒坦油田以西大约 64km 处，发现井日产量为 3000bbl，深度约 1620m。再次是绿洲石油公司发现的贾洛油田，发现井日产量为 1188bbl，深度约 1890m。到这一年底，人们已充分认识到，苏尔特盆地无论砂岩还是碳酸盐岩都具有很大的油气潜力，其中，白垩系和第三系可能是该国最大的油气产层。

1962 年，利比亚的探井成功率仍保持在较高的水平，大约为 32%。全年共打探井 173 口，其中有油井 56 口，包括 25 口新发现井，这些探井主要集中在苏尔特盆地，并在该盆地中又发现了 19 个新油田，其中较大的油田有第六号租区的 R<sub>1</sub>-6 井，绿洲石油公司发现的赛马赫 (Samah) 油田以及莫尔比公司的奥拉 (Ora) 油田。到 1962 年底，仅在绿洲石油公司所属的第五十九号租区内就一共发现了八个油田，使该租区成为当时苏尔特盆地油田数量最多的租区。

1963 年和 1964 年，苏尔特盆地中继续进行大规模的钻探工作，但地震调查有所减少。两年中，仅发现了几个小型油田。另外，这两年还在一些已发现的油田区进一步钻探，如萨里尔“C”油田，赛马赫油田，瓦哈油田 (Waha)，霍夫拉 (Hofra) 油田等，探明了这些油田的油气储量，使该盆地已知的油气储量有了大幅度的提高，其累积最终可采储量的增加曲线出现猛增的趋势，如图 4 所示。

1965 年，苏尔特盆地的钻探和地震工作都有所减少。但尽管如此，盆地中仍有较大的发现，如美国海外石油公司发现的纳富拉 (Nafoora) 油田，该油田为第三系产油。

1966 年，发现量又有所增加。全年共发现七个油田，最大的为利比亚西方石油公司在盆地东部发现的奥季拉油田，其产油

图 4 利比亚油气的最终可采储量增长曲线

层主要为白垩系，发现井日产量为 9691bbl ( $1541\text{ m}^3$ )。其次是邦克·亨特公司的萨里尔“L”油田，其产油层为下白垩统砂岩，发现井 L<sub>2</sub> - 65 日产量为 800bbl ( $127\text{ m}^3$ )，另外还有埃索美孚石油公司的阿尔沙德 (Arshad) 油田，产油层为白垩系和寒武—奥陶系，产油量为 3200bbl (约  $510\text{ m}^3/\text{d}$ ) 等。

1967 年，苏尔特盆地的最大发现为英蒂萨尔三个古新统生物礁油田这三个生物礁油田。位于第 103 号租区，是由西方石油公司通过三口探井直接发现的，其深度都在 3000 m (10000ft) 以上，油柱高约 270 m，发现井日产量在 17600 ~ 74867bbl (2798

~ 11900 m<sup>3</sup>) 之间。

1967 年以后，苏尔特盆地的勘探工作大大减少，特别是 1968 年以后，勘探工作几乎出现停滞。以后，除 1971 年在贾洛油田以南的卡兰舒地区发现了较大的梅斯拉下白垩统砂岩油田之外，几乎没有更多的新发现，其累积最终可采储量的增长曲线趋于平缓，如图 4 所示。

综合苏尔特盆地的勘探历程，可以发现，盆地自 1958 年开始大规模油气勘探以来，其勘探历程中大致有三个具有较大发现的阶段，如图 4 所示，第一阶段为勘探开始发现的高峰期从 1958 年到 1961 年，这一阶段主要发现了泽勒坦油田、阿马勒油田、瓦哈油田、德法油田、霍夫拉油田、贾洛油田、萨里尔油田等，盆地的累计最终可采储量具有最大的增长幅度。第二阶段为 1965 年到 1967 年，这一阶段主要发现了奥季拉油田和因蒂萨尔三个生物礁油田。最后一个阶段为 1971 年前后，该阶段主要发现了梅斯拉等油田。三个阶段之间均没有较大的发现，最后发现量趋近于零，可采储量趋于稳定。



## 第二章 油气地质背景

### 第一节 区域大地构造

从大地构造上看，苏尔特盆地所处的位置属非洲大陆板内，北非克拉通临地中海的北缘，界于撒哈拉地盾和地中海大陆架之间。

图 5 苏尔特盆地垒堦结构分布图

盆地是中生代晚期至新生代时克拉通上的张性断陷盆地。区域构造主要为北西—南东向，由互相平行的张性断裂把盆地切割成大小不同的基本构造单元，形成地垒和地堑相间排列的垒堑结构（图 5）。

盆地北部垒堑结构较为活跃，构造走向完全平行于区域构造方向。盆地南部垒堑结构不太明显，其构造主要是早期断裂作用所影响的较为稳定的基底隆起和凹陷。构造线走向从北向南逐渐由北西向转为近南北向。盆地东部的构造线逐渐转为近东西向。

从整体上看，整个盆地具有一致向东倾斜的趋势。这就导致了盆地沉积盖层东厚西薄的格局（图 6）。

图 6 苏尔特盆地横剖面图

除平行于构造走向的主要断裂以外，还有较多的次级断裂。它们在性质上几乎与主要断裂完全相同，但其延伸方向和断距的大小却存在较大的差异。盆地的断裂系统有四组：第一组为北西

—南东向断裂系，平行于区域构造走向，为盆地发育时期形成的主要断裂，广泛分布于盆地中部和北部；第二组为北东—南西向断裂系，形成于海西期，多分布于盆地南部及盆地以南的基底隆起上；第三组为东西向断裂系，形成于早白垩世，多分布于盆地东部及北部的地中海沿岸；第四组为南北向，主要分布于盆地的南部，形成于早白垩世。四组不同方向的断裂系在盆地内相互交错。组成了盆地复杂的断裂系统。

## 第二节 地 层

苏尔特地区的地层主要由晚中生界和新生界组成。较老的古生界在盆地内大量缺失，仅局部地区残留寒武—奥陶系的石英砂岩。基底为前武或早寒武的结晶基岩，盆地内未见出露（图 7，8）。

### 一、基 底

苏尔特盆地的基底由一套变质的花岗岩组成。其形成时代为前寒武或寒武纪早期；也有人根据 K - Ar 法年代测定，认为盆地的基底为早古生代广泛发育的泛非运动的结果。其露头分布于盆地的周缘，如盆地西缘的加尔加夫隆起和盆地南面的提贝斯提隆起。盆地内虽未出露，但大多数深钻井已打到该层。

### 二、寒武—奥陶系砂岩

寒武—奥陶系包括加尔加夫组砂岩和阿马勒砂岩，为一套陆相碎屑岩。底部具有粗砾石，其余大部分为粗细粒交互的石英砂岩，直接覆盖在基底之上，厚度一般在 600 ~ 1000 m 之间，局部地区厚度较大。主要分布于盆地的东北部和西北部，其露头仅见于盆地周围的隆起区，盆地内未见出露。

从志留纪开始，苏尔特地区发生隆起，整体高出水面，并经历了一个长期的剥蚀阶段，一直持续到白垩纪。在此期间，除局

部地区有一些钙碱性火山作用和深成岩浆作用之外。几乎没有沉积发生，故缺失了从志留系到侏罗系。

### 三、下白垩统努比亚砂岩（或萨里尔砂岩）

努比亚砂岩是广泛分布于地利比亚南部的一套厚层陆相层系，也见于广阔的东北非洲和阿拉伯半岛。苏尔特盆地仅在东南部和西南部有所分布。在有些地区，努比亚砂岩的概念可以指寒武系到白垩系的所有陆相砂岩，而利比亚则仅仅代表石炭系到白垩系之间的陆相砂岩。苏尔特盆地所见到的努比亚砂岩（盆地东南部的萨里尔地区称之为萨里尔砂岩）主要为下白垩统沉积，底部也可能有上侏罗统。岩性主要为纯净的河流相砂岩，中间夹有薄层的湖相页岩，厚度可达900 m 以上。在剖面上，该砂岩一般可以分成五段，由老到新依次为：

图 7 苏尔特盆地地层综合柱状图

图 8 苏尔特盆地各区地层对比图

第 1 段为该砂岩组的底部，由交互的砂岩、粘土质砂岩、泥岩和粉砂岩组成，其中所含的粘土质比上覆各段都多。厚度在 15 ~ 300 m 之间。

第 2 段为一套完全均匀的纯净砂岩组成，厚度在 30 ~ 81 m 之间。

第 3 段由互层的孔隙砂岩和致密砂岩组成，含少量页岩，厚度 69 ~ 246 m。

第 4 段为最纯净的河流砂岩，渗透率最高，厚 30 ~ 60 m。

第 5 段由白色到红棕色的细粒到粗粒砂岩和粘土质砂岩组成，夹红色和绿色页岩和砂质泥岩，厚 0 ~ 136 m，许多地区缺失该段。

#### 四、上白垩统

从晚白垩世初开始，盆地大规模的断块沉降，沉积了一套巨厚的、岩相、岩性和厚度变化都极为复杂的海相页岩和碳酸盐岩（图 8）。

晚白垩世最初的沉积为一套浅海相砂岩，如巴希组和玛柱格组（Maragh）砂岩，代表海浸过程刚开始时的滨海沉积，主要由粗碎屑砂岩组成，不整合地超覆于基底和寒武—奥陶系石英砂岩之上。向上的沉积物逐渐变为以浅海碳酸盐岩和深水页岩为主，中间夹有少量砂岩和蒸发盐岩。在这套层系中，深水页岩主要分布于地堑区，向两侧地垒方向厚度逐渐减薄。如拉赫马特（Rachmat）页岩，拉克卜（Rakb）页岩（又叫苏尔特页岩）等。浅水碳酸盐岩主要分布于地垒顶部，如拉克卜碳酸盐岩，向两侧逐渐过渡为深水页岩，并且互相呈指状交错。在这套厚层的海相沉积中含有丰富的化石，其中页岩的有机质含量平均为 1.91 %。在上白垩统顶部，其沉积物变为岩性相对均匀，厚度变化不大的卡拉什（Kalash）组灰岩，主要由富含浮游生物的微晶泥质灰岩和碎屑灰岩组成，沉积时代相当于晚白垩世的马斯特里契特期。

## 五、古 新 统

古新世初期，水体深度有所加大，盆地的垒堑结构继续发育。其沉积物主要为厚层的页岩、泥灰岩和碳酸盐岩。在一些较深的地堑槽地区，沉积物为厚达 1000 m 以上的黑色页岩，如萨泰勒（Satal）组的哈格法（Hagfa）页岩，哈里法（Khalifa）组页岩和贝达组顶部的拉比亚（Rabia）页岩。在盆地的地垒隆起区则以浅海碳酸盐岩为主，如萨比尔（Sabil）碳酸盐岩和泽勒坦组碳酸盐岩。另外，盆地的古新统还发育有许多生物礁沉积，这些生物礁后来成了盆地古新统油气的有利储层之一。如因蒂萨尔油田、德法油田，泽勒坦油田以及巴希油田等都以这些生物礁为主要储层。

## 六、始 新 统

始新统主要为厚层的碳酸盐岩和蒸发岩。其中，下始新统基尔（Gir）组厚度可达 610 m，主要为白云岩和硬石膏，其次为石灰岩、页岩和盐岩。石灰岩中含有大量的生物化石。中始新统包括贾洛（Gialo）组和盖达里（Gadari）组，贾洛组由灰色或黄褐色厚层的浅海灰岩组成，含有丰富的货币虫化石，如 *N. gizehensis*、*N. curispira*、*N. discorbina* 和 *N. bullatas*。在贾洛油田区，贾洛组为主要的油气储层，厚度可达 480 m 以上。盖达里组为封闭环境下的沉积物，主要为浅水页岩、灰岩、白云岩、泥质灰岩和石膏等相互交错组成，厚度可达 790 m 以上。盆地的上始新统主要由奥季拉组组成，为始新世结束前区域海水变浅时的沉积，由交互出现的海绿石砂岩、灰岩和灰色到绿色的页岩组成，厚度约 80 m 左右。该组的上界与渐新统呈不整合接触。

## 七、渐 新 统

该统在盆地内分布较广，岩性、岩相和厚度在横向上的变化不太复杂。其典型剖面一般由两套层系组成。下部主要为细粒的

海绿石砂岩和钙质砂岩，中间夹有中等厚度的粘土和钙质粘土；上部主要为中到粗粒的砂岩和含薄层粘土的砂岩，不含海绿石，为典型的陆相沉积。

## 八、下一中中新统

该统厚度可达 360 ~ 900 m。其典型剖面为迈拉达 (Marada) 组，岩性主要为细到粗粒的砂岩。在盆地的中部和南部，该统主要由各种砂体组成，并与页岩、蒸发岩、砂质页岩和砂质碳酸盐岩呈指状交错；在盆地的北部和北东部，主要为互层的粘土和碳酸盐岩。

## 九、上中新统一上新统

主要为卡兰舒 (Calanscio) 组与下状的玛拉达组呈角度不整合接触，厚度超过 210 m，含化石极少，岩性主要为细到粗粒的砂岩，部分地区含砾石，并夹有不连续的薄层粘土，属河流相沉积。

## 十、第 四 系

包括卡兰舒沙漠的风和沙，薄层砾石，表面钙质层，残余土壤以及部分湖相沉积。其中，大部分为全新世沉积。

# 第三节 构造单元划分和 局部构造特征及其组合

如图 5 所示，盆地的基本构造单元是一系列北西向大致平行，且相间排列的地垒隆起和地堑槽地，自西向东依次为：霍恩 (Hon) 地堑、优阿丹—杰贝勒地垒，济莱地堑、达哈拉—霍夫拉和拉古巴—赛马赫地垒、迈拉达 (塔莱) 地堑、泽勒坦地垒，奥季拉地堑，阿马勒—贾洛台地和贾洛地堑槽地。

盆地的局部构造类型均受基底的控制，因而盆地属于受基底



控制的板内裂谷盆地。在这类盆地中，切割到基底的张性断裂为最基本的构造类型，它们的走向除以平行于区域构造线为主以外，还有呈多种走向的斜向断层。如图 9 所示。泽勒坦地垒及附近的大多数断层为平行于区域走向的纵向断层，其次为斜向断层，再次为横向断层。盆地的其它构造类型几乎都受张性断裂的控制。

## 一、张性断块构造

张性断块是盆地内多条不同方向的张性断层相互交切，把盆地切割成大小不同的块体。其边缘为断层所限，边缘的轮廓可以是平直的，也可以是斜交的锯齿状边缘。它们每一个都是相对独立的构造单元，其形状、规模以及断块的抬升和沉降等均由边缘正断层所控制。

从整体上看，苏尔特盆地实际上就是由这种大小不一的张性断块互相镶嵌而成（见图 5 和图 6）。如果按盆地张性断块的规模大小进行划分，苏尔特盆地大致有两种级别的断块，一种为北西—南东向区域正断层所切割的大型地垒和地堑，如泽勒坦台地、迈拉达地堑槽地、济莱地堑、达哈拉—霍夫拉地垒以及霍恩地堑等；另一种为大型地垒和地堑中所发育的次级断块，如奥季拉地堑槽地中所发育的阿马勒断块、贾洛断块以及萨里尔断块等。

通常，断块边缘的张性正断层在切割到基底以下一定深度的时候都会发生一定程度的犁式弯曲，断块在沿着这种呈犁式弯曲的边缘断层发生下滑的过程中，必然会产生一定程度的旋转分量，因而使断块挠倾或发生转动。如图 6 所示。苏尔特盆地的大多数断块几乎都在一定程度上向东北方向倾斜，这说明盆地内大多数断块都发生了垂向上为顺时针方向的旋转作用。但图中所示的断块的倾斜程度与上覆地层的倾角相差不是太大。这说明断块的旋转角度较小，进而还可说明盆地的张性正断层在深部的弯曲曲率不大。

另外，在每一个独立的张性断块内部还发育有复杂的次级断层。如图 9 所示，它们可以与区域走向平行，也可以不连续地横切区域断层走向，但它们通常都在断块的边界上终止。

## 二、断块边缘弯曲

断块的边缘弯曲是指断块边缘的正断层在其活动过程中使邻近沉积层系发生褶曲构造。其中包括断层上覆沉积披盖层系的披覆褶皱和断层两侧的牵引和逆牵引褶皱。

断层上覆层系的披覆褶皱实际上是由于断层在后期的再次活动过程中使上覆未断地层发生挠曲。当断层停止活动之后，新的沉积层系将其完全覆盖。若断层再次发生活动，上覆的沉积层系将首先发生挠曲，形成披覆褶皱，然后发生脆性破裂，并使下伏断层得以延伸。断层上覆层系由挠曲向破裂转化的速度快慢完全决定于岩层的塑性或脆性程度。一般情况下，塑性的页岩层系所维持的挠曲时间相对较长，而脆性的砂岩和碳酸盐岩则很快发生脆性破裂。因此，盆地的断层披覆褶皱大多由页岩、泥质灰岩和蒸发盐岩等塑性层系组成，其下为被断层切割的脆性砂岩和碳酸盐岩。这一点对油气圈闭的形成极为有利。

图 9 泽勒坦台地地震剖面图

图 10 泽勒坦油藏顶部的等高线图 (等高线距: 50ft)

苏尔特盆地中部和西部的地垒台地边缘具有极为发育的断层披露褶皱, 如泽勒坦台地、达哈拉—霍夫拉台地等。图 9 所示, 泽勒坦台地上几乎每一条断块边缘断层的上覆层系中都具有多层披露褶皱。在泽勒坦油田区 (图 10), 其油藏顶部的上古新统泥质灰岩和下始新统页岩中发育有三个较大型的断层披露褶皱。它们的分布完全平行于下伏断层的走向, 呈北西—南东向延伸。它们在剖面上的形态具有明显的不对称性, 靠断层下降盘一翼较陡, 靠断层上升盘一翼较缓 (图 11)。

断层的牵引褶皱是由于断层面上的摩擦力在断层的活动过程

图 11 泽勒坦油田剖面示意图

图 12 达哈拉油田剖面示意图

中使两侧的地层发生的挠曲。如图 11 所示，泽勒坦台地上的大多数断层两侧都有不同程度的弯曲，表明该台地上广泛发育这种牵引褶皱。另外，在盆地西部的达哈拉台地上也发育断层牵引褶皱（图 12）。

图 13 杰贝勒油田剖面示意图

断层的逆牵引指断层下降盘在下滑过程中由于重力的作用而形成的滚动背斜，如盆地中部的

杰贝勒油田就具有典型的逆牵引背斜构造（图 13）。

通常，断层上覆层系的披覆褶皱和牵引或逆牵引褶皱，往往相继发生或在同一处共生。一般地讲，沉积层系先发生披覆褶皱，然后，随着断层的向上延伸，先前的披覆褶皱又遭牵引或逆

牵引作用进一步加强，形成披覆褶皱和牵引褶皱或逆牵引褶皱的复合褶皱。这种褶皱在同沉积断层两侧极易发生，而苏尔特盆地的大多数断块边缘断层在盆地的快速沉积过程中都发生过多次的间隙性活动，故极易产生这种复合褶皱。可以推测，盆地的大多数牵引或逆牵引褶皱在其早期可能都是披覆褶皱，它们现在的形态是两种作用复合的结果。

### 三、张性正断层在平面上的分布及其组合

多种走向的张性正断层在平面上的组合特征也是张性断陷盆地的基本构造风格之一。一般地讲，张性正断层在平面上的分布都是极不规则的。它们往往呈不规则的曲折状沿伸，在总的走向一致的情况下，还会出现局部的转折，使呈区域走向的正断层局部被斜向断层所切割，因而使大多数区域的正断层出现局部的狗腿状弯曲。所以，有人将这种连接区域正断层，并使之转折弯曲的斜向断层系称为“狗腿状”断层。如图 5 所示，苏尔特盆地几乎每一条断块边缘正断层都呈曲折状沿伸，形成了大量的狗腿状斜向转折断层。在有些狭长的地堑断块的两侧，互相平行的边缘正断层发生同步的斜向转折，形成了狗腿状的斜向地堑。

对于每一个张性断块来说，它们的边界都是由几条不同走向的断层在不同方向上相互交切而形成的。因此，每一个张性断块在平面上都呈不规则的多棱角状，而其中每一个棱角都是两条或多条不同方向断层的交切处，而且，在棱角的每一侧都存在着较大的闭合空间。因此，有人将过种由多条断层相互交切而构成的断块棱角称为活门构造。如图 14 所示。位于盆地东南部的萨里尔油田，具有三个大致平行的活门构造，每个活门构造都是由两条断层（北东向断层和北西向断层）相交而形成的，它使得该区的萨里尔砂岩层不仅在倾向上具有一定的闭合度（如图 14 中南北向剖面），而且在走向上也有一定的闭合度（如图 14 中东西向剖面）。

图 14 萨里尔油田东西向剖面

## 第三章 盆地的演化史及其阶段划分

### 第一节 区域地质史

苏尔特地区在盆地形成之前为一个基底和古生界的古隆起，盆地的形成是古隆起上发生地壳拉张的结果。因此，我们可以把该区的地质历史分成两个历史时期，即早期古苏尔特隆起发育史和后来的盆地发育史。

古苏尔特地区的基底主要由前寒武纪或早寒武纪的花岗变质岩组成，其形成主要是由于早寒武纪泛非运动广泛发育的结果。在寒武—奥陶纪期间，本区同整个北非克拉通准平原化的变质岩基底一起发生整体沉降，沉积了一套石英质碎屑砂岩。到志留纪初，由于加里东运动的影响，北非克拉通开始形成构造上的明显差异。此时，苏尔特周围的许多地区仍继续沉降，并接受志留系的海相沉积，如位于苏尔特东西两侧的昔兰尼加盆地和哈姆拉盆地。而苏尔特地区本身却发生明显的构造抬升，整体露出水面，形成了一个呈北西—南东向的隆起地形。到古生代末期，由于海西运动的作用，苏尔特隆起上形成了大量的北东向构造，并与南部的提贝斯提隆起相连，形成了一个总体上呈北东向的“提贝斯提—苏尔特”古隆起，该隆起一直持续到早白垩世初期。在此期间，隆起上发生了大规模的剥蚀作用，使寒武—奥陶系减薄，并缺失志留系到侏罗系的沉积。早白垩世初期，随着古地中海的张开，在古隆起的北端发育了一系列与古地中海海岸呈斜角相交的北西向张性断裂。同时产生了南部为南北向，东部为东西向，北部和中部为北西向的三组断裂。与此同时，由于北非克拉通的整体抬升或当时的古地海海面的整体下沉，整个北非克拉通发生大

规模海退。在这次海退中，苏尔特隆起的东南部和西南部边缘处沉积了一套纯净的河流相砂岩—努比亚（Nubian）砂岩。到晚白垩世初期，当北非克拉通整体再次沉降，古地中海再次海浸时，苏尔特地区则沿着隆起上形成的张性断裂系发生大规模沉降活动，从而产生了后来对盆地的发育起决定作用的垒堑结构。这种垒堑结构的形成标志着苏尔特古隆起发育历史的结束以及盆地发育史的开始。

## 第二节 盆地发育历史

从晚白垩世的赛诺曼期（相当于拉勒米运动期）开始，苏尔特盆地开始发生大规模的块断沉降，其主要的构造形态开始发育。与此同时，北非克拉通整体上发生区域沉降，古地中海很快侵入苏尔特盆地并蔓延至大部分北非克拉通区。到土伦期，古地中海的海侵范围进一步扩大，一直延伸到苏尔特南部的提贝斯提地区。另外，有人认为，此次海侵一直往南延伸，并通过阿哈加尔隆起和提贝斯提隆起之间的通道，伸入乍得盆地和贝努埃槽地，与南大西洋相连，构成了古特提斯与几内亚湾之间的第一次连通（如图 15 所示）。

在这次大规模的海浸过程中，苏尔特盆地沉积了一整套厚层的海相沉积，其底部为滨海相的海相砂岩，其上为一套岩相厚度变化极为复杂的碳酸盐岩和页岩组合。从科尼斯期到坎佩期，苏尔特盆地仍持续沉降，继续接受海相沉积。但在科尼亚克期末，位于撒哈拉以南的贝努埃槽地褶皱，使当时的古特提斯与几内亚湾之间的通道一度中断。随后，乍得盆地开始抬升，使横穿撒哈拉的海水往西移动，海侵范围相对稳定。

到白垩纪末的马斯特里契特期或早古新世初的达宁期，地中海再次海侵，重新沟通了古特提斯与几内亚湾之间的通道，如图 16 所示。

该通道经阿尔及利亚、马里、尼日尔的优利曼丹盆地以及尼



图 15 晚赛诺曼—土伦期横穿撒哈拉海侵

日尔河谷与大西洋连通。这次海侵一直持续到古新世末或始新世初，并在始新世时达到最大海侵范围。自此以后，海侵范围开始缩小。在这次更大范围的海侵过程中，苏尔特盆地再次沉积了巨厚的海相沉积，其厚度在盆地的地堑部位最大可达 10000ft (3000 m) 以上。这些沉积连同下伏的上白垩统海相沉积，为盆地油气的产生提供了基本的而且是极其有利的物质基础。

当盆地发展到始新世末期，盆地的历史发生了一次较大的转折。此时，盆地的断裂活动由于区域应力场的改变而停止（详见后文），盆地由垒堑结构的差异沉降转变成整体下沉的洼陷。同时，海水开始大规模退出，故盆地的渐新统形成了一套早期为海相沉积，中晚期为陆相砂岩的沉积组合。其中，海相沉积由南向北逐渐退缩，陆相沉积逐渐扩展，说明海退的方向由南向北。

到渐新世末期，苏尔特盆地继续洼陷，盆地再次发生小规模海侵。这次海侵向南发展，覆盖了盆地内大部分洼陷区，沉积了下中新统到中中新统总厚在 150 ~ 870 m 之间的海相沉积，不整

图 16 非洲西北部古新世海侵范围

合地覆盖在渐新统的陆相沉积之上。

中中新世末期，盆地完全海退，并且全部露出水面。自此以后，整个地区结束了盆地的演化历史。以后的沉积仅为一些松散的上中新统至第四系沉积。另外，有人认为，盆地中中新世末期所发生的海退，其范围超出了现在的海岸线，使现在的苏尔特湾也曾露出水面，直到更新世初，当海水进一步淹没了苏尔特湾之后，才形成了现在的海岸线轮廓。

### 第三节 演化阶段的划分及其特征

张性断陷盆地的演化历史，大多可以分成三个不同的演化阶段，即，1) 前地堑阶段；2) 地堑充填阶段；3) 内部洼陷阶段。其中，前地堑阶段为盆地地堑发育以前的地质时期，地堑充填阶段为盆地地堑沉积开始到结束的时期，内部洼陷阶段为盆地地堑

结束以后的整体弯曲下陷时期。

在盆地各个不同的演化阶段中，形成了各自不同的沉积体系。各沉积体系之间以区域性的不整面相隔，并且相互叠加，构成了张性断陷盆地的沉积体系。

苏尔特盆地的三个演化阶段都很发育，各演化阶段所形成的沉积体系各有特色。但各阶段的具体划分目前却存在着较大的差异，特别是盆地前地堑阶段和地堑充填阶段的界限还比较模糊。但尽管如此，目前仍有一个较为一致的意见，即盆地的前地堑期为晚白垩世之前，地堑充填期为晚白垩世初到始新世末，内部注陷期为渐新世到中新世。

有些作者认为，盆地在早白垩世时就已经开始了大规模的断裂作用，盆地的垒堑结构可能已初步形成，当时所沉积的努比亚砂岩即为地堑沉积，因此，早白垩世是乎也应归入盆地的地堑充填阶段。

通过对努比亚砂岩的分析，认为虽然早白垩世时，盆地已开始了大规模的断裂作用，但大规模的垒堑结构还没有形成，由断裂控制的沉积作用还没有发生，当时所沉积的努比亚砂岩只是古苏尔特隆起边缘沉积的河流相砂岩，其分布范围完全不受盆地垒堑结构的控制，因而也并不是地堑沉积。

努比亚砂岩仅分布于盆地东南部和西南部，这些地区为古苏尔特隆起的边缘凹陷区或陷起之间的凹陷区。其分布范围及其厚度只受当时的地形控制，如图 17 所示。盆地的其它地区在当时仍保持原有的隆起地形（图 17 中带点部分），而且隆起的边缘在晚侏罗世末期仍在继续抬升。

努比亚砂岩不仅分布于苏尔特盆地，而且在整个北非克拉通上都有广泛分布。

根据钻井资料，证明努比亚砂岩在苏尔特盆地的分布，不仅限于地堑深部。而且也存在于地堑的顶部，只是后者由于削蚀作用，厚度有所减薄而已。这说明该砂岩的沉积时期早于垒堑结构的形成时期，其分布不受盆地垒堑结构的控制。

图 17 利比亚下白垩统努比亚砂岩等厚图

努比亚砂岩属河流冲积平原相沉积，岩性比较均匀，物源区为盆地南部的基岩和古生界隆起。其顶部与上白垩统和第三系的海相沉积呈明显的不整合接触。

在萨里尔油田，可以发现，努比亚砂岩的大部分沉积时期未受断裂作用的影响（如图 18 中所示的 1、2、3、4 段）只是到后期（第 5 段沉积时）才受断裂切割，并使断块隆起上的砂岩沉积遭到剥蚀，剥蚀产物被带到隆起的翼部，形成退覆式沉积。

因此，本文采用前面所述的划分法，将努比亚砂岩的沉积时期归入前地堑期。

### 一、前地堑阶段

如前所述，苏尔特地区在晚白垩世盆地形成之前一直保持为稳定的隆起地形。该隆起形成于早古生代的加里东运动期，经历了从志留纪到早白垩世漫长的地质时期，使隆起上除了大规模的

图 18 萨里尔砂岩地层层序

风化剥蚀和局部的火山作用之外，几乎没有发生任何沉积作用。因此，盆地前地堑阶段的沉积层系仅仅包括隆起形成之前所沉积的寒武—奥陶系石英砂岩和隆起即将断陷之前在其边缘凹陷区形成的下白垩统努比亚砂岩。

在苏尔特盆地前地堑阶段长期的风化剥蚀过程中，原始的下古生界沉积大多被剥蚀，使隆起上的大部分地区直接出露基底岩石。到前地堑期末，除盆地东北部和西北部残存较厚的下古生界石英砂岩之外，其余地区只有很薄的下古生界石英砂岩或直接出露基岩。而盆地东南部和西南部则为努比亚砂岩所覆盖。

## 二、地堑充填阶段

盆地的地堑充填阶段为盆地发育的主要时期。其特点主要为广泛发育的块断作用和块断作用控制下形成的垒堑结构，以及伴随的大规模差异沉降的沉积作用。

### 1. 块断作用

苏尔特地区在早白垩世时就已经在古隆起的背景上形成了大量的张性破裂（如图 19 中早白垩世末的构造剖面图所示）。但当时，这些张性破裂还没有形成大规模的断错位移。它们相对密集地分布于隆起的顶部，使古隆起发生大规模的破碎（当时的张性破裂主要有三种走向，即北西向、东西向和南北向）。到晚白垩世初，这些张性破裂开始发育大规模的块断位移（其中以北西向断裂为主），并沿着少数几条较大规模的断裂发育盆地的垒堑结构（如图 19 中晚白垩世到始新世的构造剖面图所示）。

在盆地的垒堑结构形成之后，其边缘断裂并没有停止活动，它们往往在盆地沉降和沉积的同时发生间歇性的活动，并控制盆地沉降的差异性和沉积物岩相、厚度的变化，因而表现出了明显的同沉积性。

### 2 沉降作用

盆地的沉降作用是与垒堑结构同时发生的，当盆地的垒堑结构一旦形成，其沉降作用便会随之发生，并随着垒堑结构的继续活动而不断发展。

根据 Y. D. Gumati 等人（1985）所做的苏尔特盆地中部晚白垩世到渐新世沉降曲线和沉降速率曲线（图 20、图 21、图 22、图 23）可以看到，盆地各区的沉降历史具有大体相似的特点，这说明盆地具有较为统一的沉降作用。从图中可见，盆地地堑充填阶段的最大沉降速率发生于古新世到始新世。在盆地开始沉降的最初期（赛诺曼期到桑托期），一直保持较慢的沉降速率。到坎佩期，沉降速率开始提高。然而，到晚白垩世末的马斯特里契特期，大部分地区的沉降速率又有所下降，甚至有的地区几乎停

图 19 苏尔特盆地构造发育史

图 20 苏尔特盆地的沉降曲线（AA 剖面，剖面线见图 33）



图 21 苏尔特盆地的沉降曲线（BB 剖面，剖面线见图 33）

图 22 苏尔特盆地的沉降曲线（CC 剖面，剖面线见图 33）

图 23 苏尔特盆地沉降速率曲线（井位见图 33）

止沉降。古新世初期，盆地的沉降速率开始大幅度提高，紧接着便开始了盆地沉降作用的高峰期，同时伴随着快速的沉积作用，充填了巨厚的沉积层系。这一过程一直持续到始新世末地堑充填阶段结束为止。随后，盆地的沉降速率再度减小。

虽然盆地在整体上具有统一的区域沉降。但各区的沉降幅度和沉降速率却存在着很大的差异。这种差异不仅表现在地垒和地

堑之间 (在图 21 中, 位于地垒内的  $G_1 - 20$ 、 $N_1 - 20$ 、 $BBB_1 - 11$  和  $K_1 - 92$  等井的沉降幅度显然比地堑区的  $001 - 11$ 、 $Y_1 - 13$  等井的沉降幅度小), 而且在同一地垒和地堑之上也存在着较大的南北差异, 如位于盆地北部的 CC 剖面 (见图 22), 在白垩纪末的马斯特里契特期之前几乎没有沉降, 而到马斯特里契特期时, 当盆地中部和南部的大部分地区沉降减小或停止沉降时, 该区却具有较高的沉降速率。这说明本区在白垩纪末期可能比南部和中部更加活跃。

### 3 沉积作用

苏尔特盆地自晚白垩世大规模形成以后, 便开始了快速的沉积作用, 并形成了巨厚的上白垩统和第三系。这套沉积层系主要由碳酸盐岩和页岩组成, 具有复杂的岩相和厚度变化, 最大厚度约 3000 ~ 4000 m。

该时期的沉积作用主要受控于盆地复杂的垒堑结构。其沉积环境、沉积相的分布以及沉积厚度的变化都明显的反映出这一控制因素的复杂作用。

### 4 沉积环境的分布

盆地的沉积环境主要决定于水体的深度和水体的动力条件。苏尔特盆地由于受大型垒堑结构分割, 其水体深度及水动力条件表现出了极大的差异性。一般来说, 从盆地的地垒顶部到邻近的地堑深部, 水体通常由浅水环境很快变成深水环境, 而在地垒和地堑之间的枢纽带上, 这种变化显得尤为突出。同时, 水体还由于受地垒脊部组成的障壁的阻隔, 其水动力条件也表现出较大的差异。

如图 24 所示, 奥季拉油田在上白垩统的拉克卜碳酸盐岩沉积时就具有典型的环境分带。该油田位于奥季拉—阿马勒断块隆起的顶部, 油田及其邻区的沉积环境完全受该隆起及隆起脊部的障壁岛控制。隆起顶部的大部分地区水体较浅, 并与地堑区的开阔海相连, 为开阔的浅海陆棚环境, 水体的动力条件为中等能量带。隆起脊部的东侧由于受脊部障壁的隔挡, 属封闭或半封闭的

图 24 奥季拉油田立体图

浅海环境，水动力属中到低能带，而在远离隆起的地区，由于越来越靠近地堑槽地区，水体很快由浅海陆棚变成开阔的深水环境，水动力变为低能带。

图 25 表示泽勒坦油田及邻区上古新世沉积时的沉积环境分带。图中靠断层一侧的泽勒坦隆起脊部附近为封闭或半封闭的泻湖环境，远离脊部的广阔台地区为浅海陆架环境，台地以外的地堑区为开阔的深水环境。

除上述两个地区以外，其它地区也具有类似的环境分带。因此，我们可以把盆地各区的沉积环境归结为：1) 盆地地垒隆起顶部的大部分地区为浅海陆架环境；2) 隆起脊部附近由于受障壁岛的隔阻，为封闭和半封闭环境；3) 远离地垒隆起的两侧地堑区为较深水的低能环境。

## 5 岩相分布

由于盆地存在着上述的沉积环境分带，故其岩相的分布也存在着类似的分带。一般地讲，盆地地垒顶部的浅海陆架区大多沉积浅海碳酸盐岩，并发育大量的生物礁滩沉积（如图 25 所示），在地垒隆起脊部附近的封闭或半封闭环境，多发育与泻湖有关的

图 25 泽勒坦油田古新统沉积环境分布图

沉积，包括蒸发盐岩、盐岩等。在远离隆起的地堑深水区，大多

发育深水环境的页岩、泥岩以及深部碳酸盐岩等。

## 6 厚度的变化

盆地地堑充填阶段沉积厚度的变化主要决定于地垒和地堑之间的差异沉降以及它们之间的边界正断层在盆地沉积过程中的同沉积活动。

图 26 表示盆地上白垩统沉积厚度的分布规律。地堑内上白垩统厚度可达 1830 m 以上，而地垒顶部的厚度却小于 610 m。盆地内的沉积物厚薄交替变化完全与盆地的地垒地堑结构相对应，其沉积等厚线的长轴方向平行于地垒地堑结构的走向。

图 26 苏尔特盆地上白垩统沉积等厚图

在地垒和地堑之间的枢纽带上，特别是同沉积正断层的两侧，沉积厚度的变化表现得尤为明显。如图 27 所示，呈北西向沿伸的两条高重力梯度带表示迈拉达地堑（塔来槽地）边缘同沉积正断层所处的位置。断层之间为迈拉达地堑区，两侧为地垒

区。每条断层的两侧都存在着较大的重力值差（如西侧断层两边的重力值从地垒区的 + 10 mgal 很快变成地堑区的 - 5 mgal），说明断层两侧存在较大的沉积物厚度差，而且这种厚度差异引起的重力变化梯度也是相当大的，如图 28 所示。

图 27 苏尔特盆地北部迈拉达地堑（塔莱槽地）及邻区布格重力异常图（黑虚心表示用重力梯度带预测的断层线）



图 28 迈拉达地堑重力剖面图 (剖面线见图 27)

通常，随着同沉积正断层断距的增加，断层两侧沉积厚度的差异还会相应地增大。苏尔特盆地几乎所有的地垒和地堑的边界断层在盆地的沉积过程中都发生过多活动，其断距为多次活动所形成的断距的叠加，所以，断层两侧沉积厚度的差异也是多次断层活动造成的厚度差异之和。

### 三、内部洼陷阶段

苏尔特盆地自渐新世初以后，便停止了大规模的断裂活动。盆地的地垒地堑结构不再继续发育。同时，盆地发生整体下陷，开始了盆地最后的内部洼陷阶段（图 29）。

在盆地整体下陷的初期，盆地表面仍保留着地堑阶段遗留下来的地形特征，即原地垒发育区仍为隆起区，原地堑发育区仍为低凹区（图 30）。此时，盆地的断裂活动虽已停止，但原构造分区之间的差异沉降仍很明显，其沉积厚度也存在着较大的差异（图 31）。因此，盆地内部洼陷阶段的早期具有从地堑充填阶段到内部洼陷阶段的过渡性特点，其沉积作用既受盆地整体洼陷的控制，又受地堑充填阶段所遗留的地形特征和原构造分区之间的

差异沉降的影响。

随着盆地内部洼陷的进一步发展，原地堑充填阶段对沉积作

图 29 苏尔特东部渐新统及其上覆层系横剖面图  
(剖面线见图 30)

用的影响因素逐渐消失。最后，盆地完全由整体的洼陷作用所控制，其沉积层系变为横向上较为均匀，中间厚、两边薄的半透镜体，不整合地覆盖在下伏沉积之上（图 29）。

图 30 利比亚东部地质图（表示图 29 中的剖面线）

图 31 盆地东部渐新统沉积等厚图

## 第四章 油气的形成和分布规律

### 第一节 储油气层的分布和性质

苏尔特盆地的储集层系从前寒武系到第三系既有广泛分布的碳酸盐岩，又有极其发育的碎屑砂岩，具有类型多样，时代分布较广的特点。

#### 一、基岩储集层

盆地的基底由于在志留纪以后普遍隆起，并在后来的加里东运动和海西运动中遭到强烈破坏，形成了大量的裂隙。故具有一定的孔隙度和渗透率，成为盆地内个别油田的重要储层，如盆地东部的奥季拉油田就有较为重要的基岩储集层。

#### 二、寒武—奥陶系石英砂岩储集层

寒武—奥陶系石英砂岩为一套极为致密的砂岩层系，其孔隙度和渗透率均较低，但在盆地的基底隆起并遭到强烈的破坏和风化剥蚀的过程中，该砂岩随之发生脆性破裂，形成大量的裂隙，故其孔隙类型多以裂隙为主，再加上该砂岩层系在有些地区具有较大的厚度（最大可达 1350 m 以上），成为某些油田的主要储层，如盆地东北部的阿马勒油田，就以此砂岩为主要储层。

#### 三、努比亚砂岩储集层

这套纯净的河流相砂岩具有厚度大，孔隙度高，渗透率好的特点，为盆地极为有利的储集层系之一，其中又以第二、三、四段最为有利。平均厚度在 900 m 左右，最厚达 1800 m，平均孔隙度 7 % ~ 20 %，最大可达 25 %，渗透率为 800 m D。由于该砂岩

层的分布仅限于盆地东南部和西南部的边缘（见图 17），主要为盆地边缘油田的储层。盆地东南部的大多数油田都以该砂岩储层为主（该区称之为萨里尔砂岩），如萨里尔、梅斯拉等。

四、上白垩统底部砂岩储集层

这套砂岩位于上白垩统页岩和碳酸盐岩复杂层系的底部，属滨岸带或浅海砂岩，其平均孔隙度为 11 %，渗透率约 50 mD，最大厚度约 500ft (150 m)，储层物性良好，同时砂岩分布邻近槽地区的生油页岩，故为盆地内很好的储集层。

五、上白垩统碳酸盐岩储集层

上白垩统厚层的碳酸盐岩孔隙度最高可达 25 %，渗透率在 500 mD 左右。孔隙类型视其沉积环境而异；一般在封闭的低能环境下形成的碳酸盐岩，以重结晶作用、溶蚀作用以及较为疏松的固结程度而产生的次生孔隙为主；在半封闭的中、低能量环境下形成的碳酸盐岩，以原生的粒间孔隙和后期遭溶蚀加大的粒间孔隙为主；在浅海陆架区的中、低能环境下的碳酸盐岩以筛选作用产生的次生孔隙为主；在低能量的开阔海环境下形成的碳酸盐岩孔隙度较小，只有少量重结晶作用和溶蚀作用形成的次生孔隙。

表 1 盆地的主要储集层系

年 代	地层组名	岩 性	孔隙度和渗透率	最大厚度（m）
前寒武	基底	花岗岩	裂隙	—
寒武—奥陶	加尔力味 (阿马勒)	石英砂岩	裂隙	1350
早白垩世	努比亚组	萨里尔砂岩	17 % ~ 20 % , 几百 mD	1800
晚白垩世	巴希组	碎屑砂岩	11 % 50 mD	150

续表

年 代	地层组名	岩 性	孔隙度和渗透率	最大厚度（m）
晚白垩世	塔格里法特组	拉卜克龙岩	晶孔	180
	赛马赫组	白云岩	晶孔和裂隙	90
	瓦哈组	灰岩	晶孔	90
晚白垩世 到早古新世	萨泰组	灰质泥岩	晶孔	—
早古新世	德法组	灰岩	晶孔	120
早古新世	贝达组	灰岩	27 %	240
晚古新世	泽勒坦组	萨比尔碳酸盐 岩和 Ruaga 灰岩	21 % ~ 40 % 87 ~ 50 m D	105
晚古新世	达哈拉组	白垩质钙屑灰岩	—	90
早始新世	基尔组	霍思蒸发 盐岩和法恰 ( Facha) 白云岩	18 % ~ 20 %	1050 90
晚始新世	奥季拉组	碳酸盐岩		50
渐新世	阿里达组	砂岩	脆性层	45

六、古新统碳酸盐岩储集层

古新统碳酸盐岩具有多套储集层系，如德法组、贝达组、泽勒坦组和达哈拉组，发育有大量的生物礁和生物碎屑灰岩，孔隙度和渗透率均较高。如：泽勒坦组碳酸盐岩的孔隙度高达 21 % ~ 40 %，渗透率 50 ~ 87 m D；贝达组碳酸盐岩的孔隙度为 27 %。孔隙类型和下伏的上白垩统碳酸盐岩相似，也具有多类型的特点，主要包括：原生的粒内孔隙和粒间孔隙，次生的淋滤生物骨架孔隙，淋滤微晶孔隙以及白云岩晶洞等。

七、始新统碳酸盐岩储集层

该层主要包括基尔组的白云岩，贾洛组的浅海灰岩和奥季拉

组的海绿石砂岩及石灰岩。孔隙度平均为 18 % ~ 20 %。厚度最大达 1000 多米。

## 第二节 储集层系的储量对比

通过对苏尔特盆地二十三个主要油气田（除图 3 所示的前 21 个油气田之外，还有因蒂萨尔“C”和艾斯沃德（Aswad）油田）的储集层系及其可采储量的统计对比，得出了盆地内各主要储集层系所含油气储量的相对大小，并可评价其在油气勘探中的意义（表 2）。

表 2 主要储层的储量对比

	油田数	可采储量（10 亿 bbl）	百分含量
砂岩	7	10.46	52 %
碳酸盐岩	15	9.74	48 %
总数	23	20.20	—
努力比亚砂岩	3	8.20	40 %
上白垩底部砂岩	4	2.23	11 %

### 一、碎屑砂岩储集层与碳酸盐岩储集层之间的对比

综合盆地主要储集层系的岩性类型，共有两大类，即碎屑砂岩储集层和碳酸盐岩储集层。在所统计的 23 个油气田中，总可采储量为 20、200 百万 bbl（3210 百万 m<sup>3</sup>），以碎屑砂岩为主要储集层的油田共有 7 个，其原油可采储量总共为 10460 百万 bbl（1663 百万 m<sup>3</sup>），占有所有油气田总可采储量的 52 %，以碳酸盐岩为主要储集层的油气田共有 15 个，其原油总可采储量为 9074 百万 bbl（1442 百万 m<sup>3</sup>），占有所有油田总可采储量的 48 %。另外，



盆地的天然气仅分布于碳酸盐岩储集层中，总可采储量大约为油当量 28 亿 bbl (4.45 亿  $\text{m}^3$ )。

Parsons 等 1980 年曾做过类似的统计，他们统计了盆地内二十一个主要油气田，其结论为：碳酸盐岩储集层所含油气的可采储量占总可采储量的 42.3%，砂岩储集层占 57.5%。与本文所做的统计结论大体相似（由于基岩储层所含油气相对较少，故以上统计没把基岩中的油气单独列出）。

因此，可以认为，苏尔特盆地的砂岩储集层系和碳酸盐岩储层系都含有大量的油气，它们的可采储量大致相同（其中砂岩的可采储量略大于碳酸盐岩），但它们各自所组成的油田数目却相差较大。其中砂岩储集层所组成的油田数较少，但每个油田的储量却很大。如盆地东南部的萨里尔油田，下白垩统努比亚砂岩总可采储量达 55 亿 bbl (8.74 亿  $\text{m}^3$ ) 以上，属世界十几个超巨型油田之一。另外，梅斯拉和阿马勒等砂岩油田的可采储量也在 10 亿 bbl (1.6 亿  $\text{m}^3$ ) 以上。碳酸盐岩储层所组成的油田数较多，但每个油田的储量却较小，其中，除泽勒坦，因蒂萨尔“D”和瓦哈等少数油田的可采储量在十几亿到二十几亿桶之间以外，其余大多数油田的可采储量仅在几千万桶到几亿桶之间。因此，苏尔特盆地的油气在砂岩储集层中较为集中，主要分布于少数几个大型油田中，而在碳酸盐岩储集层中则较为分散。这种现象可以说明，苏尔特盆地以砂岩为储层的油田往往具有较大的油藏面积和油柱高度。其油田规模相对较大。

## 二、碎屑砂岩储集层系之间的对比

苏尔特盆地的碎屑砂岩储集层系包括下白垩统努比亚砂岩，上白垩统底部砂岩和寒武—奥陶系石英砂岩，其中又以前两者为主。在上面所统计的 7 个砂岩油田中，下白垩统努比亚砂岩最为有利，由它组成的油田共有三个，其可采储量为 82 亿 bbl (13 亿  $\text{m}^3$ )，占总可采储量的 40%。由上白垩统底部砂岩组成的油田共有 4 个（其中包括少量寒武—奥陶系石英砂岩储层，如阿马

勒油田的部分储层为寒武—奥陶系的阿马勒组砂岩，其余大部分为上白垩统底砂岩)，可采储量为 22 3 亿 bbl (3 54 亿  $\text{m}^3$ )，占总可采储量的 11 %。

### 三、碳酸盐岩储集层系之间的对比

苏尔特盆地的碳酸盐岩储层分布于上白垩统、古新统、始新统。在所统计的油气田中，上白垩统储集层的油气田有 9 个，古新统储集层的油气田有 10 个，始新统储集层的油气田有 6 个。其中大多数油气田都具有多套储层，故无法分别统计各层系的可采储量。

据 Parsons 等人 1980 年的统计，盆地古新统碳酸盐岩储集层所含油气的可采储量占总可采储量的 33.8 %，始新统碳酸盐岩储集层所含的油气可采储量（其中包括少数渐新统储集层的油气）占总可采储量的 8.4 %，上白垩统碳酸盐岩储层含油较少，可采储量仅占总可采储量的 0.1 %。由此可见，苏尔特盆地的碳酸盐岩储集层中以古新统最为有利。

## 第三节 生油层系

在苏尔特盆地晚白垩世之后所形成的碳酸盐岩和页岩的复杂层系中，广泛发育的暗色页岩具有极为丰富的有机质。它们主要分布于地垒隆起两侧的地堑深部槽地区，并在此具有最大的厚度，向两侧地垒区，厚度很快减小。如图 32 所示，分布于迈达拉槽地区的古新统页岩最厚可达 4000ft (1200m) 以上，而分布于两侧地垒区的同层页岩厚度仅在 500 ~ 1000ft (150 ~ 300m) 之间。当它们随着盆地的快速沉降而被后期的沉积物迅速覆盖之后，其中的有机物质便在深部热力作用的控制下开始向成熟状态转化。一旦它们的成熟程度达到生成油气所需的成熟门限值后，便可生成大量的油气，成为邻近储集空间的油气源岩。

图 32 苏尔特盆地中部古新统页岩等厚图 (ft)

总起来看，苏尔特盆地能做为这种油气源岩的暗色页岩大致有以下 4 个主要层系（图 7），即上白垩统页岩，古新统页岩，下始新统页岩和渐新统页岩。其中，上白垩统页岩主要包括拉克卜组的拉赫马（Rachmat）页岩、苏尔特页岩、拉克卜页岩、卡拉什页岩；古新统页岩主要包括海拉页岩、哈格法（Hagfa）页岩；下始新统主要为海尔（Kheir）页岩。

Parsons 等人 1980 年曾对上述四套生油岩进行过有机质含量的样品分析（图 33），得出的结论为：

图 33 苏尔特盆地生油岩分析

1) 渐新统页岩，取样品 11 个，有机质含量 0.5 % ~ 1.0 %，平均含量为 0.99 %；

2) 下始新统页岩，取样品 47 个，有机质含量为 0.5 % ~ 1.0 %，平均含量为 0.87 %；

3) 古新统页岩，取样品 214 个，有机质含量为 0.5 % ~

1. 0 % , 平均含量为 0. 95 % ;

4) 上白垩统页岩, 取样品 129 个, 有机质含量为 0. 5 % ~ 3. 5 % , 平均为 1. 91 % 。

Parsons 等人认为, 有机质含量在 0. 5 % 以上的页岩都可做为生油岩。可见, 苏尔特盆地的 4 套主要页岩都是较好的生油岩。其中, 上白垩统页岩的有机质含量最高, 为最有利的生油岩。

从我们所统计过的 23 个油气田的原油物性中可以发现这样一个事实, 即时代越老的储集层内所含的原油具有越高的凝固点, 例如, 寒武—奥陶系和白垩系储层内的原油凝固点为 16 ~ 40 , 古新统原油的凝固点为 - 3 ~ 13 , 始新统和渐新统原油的凝固点一般小于 9 。另外, 各油田原油的蜡含量也有类似的变化规律, 上白垩统及其以下层系的原油都具有较高的蜡含量, 如萨里尔油田努比亚砂岩中的油气蜡含量高达 15 % ~ 25 % , 梅斯拉油田的努比亚砂岩和阿马勒油田的寒武—奥陶系石英砂岩中的原油均为石蜡基原油。往上的储集层系中的原油蜡含量逐渐降低。根据这些事实推测白垩系及其下伏层系中的高凝固点, 高蜡原油可能来自陆源有机质含量较高的源岩, 而这些源岩大多为上白垩统暗色页岩。因此, 可以认为上白垩统页岩中所含的有机质具有较多的陆源成分, 可能以 I 型有机质为主。从上白垩统顶部的卡拉什页岩开始, 有机质可能转化为以 II 型为主 (这可以由卡拉什页岩中含有大量的浮游生物为证, 见区域地层一节)。古新统及其以后的页岩, 由于沉积为比较稳定的深水环境, 含有大量的浮游生物和藻类, 故其有机质可能以 III 型或 IV 型为主。

从各生油层的埋藏历史和埋藏深度来看, 上白垩统页岩为最早沉积的生油岩, 最早被埋藏, 并占据盆地地堑槽地区的最深部位。因此, 较之其它生油层系来说, 它的埋藏时间最长, 埋藏深度最大, 具有最好的成熟度。再加上它具有最大的有机质丰度, 尽管它所含有机质的类型较其它生油层系差, 仍可认为是盆地中最有利的生油源岩。仅次于上白垩页岩的生油层系为古新统页岩。

## 第四节 油 气 盖 层

苏尔特盆地的油气盖层主要由上面所提到的各厚层页岩组成，其次还包括一些泥质碳酸盐岩、蒸发盐岩的硬石膏和盐岩等。根据其沉积时代，大致可将其分成：上白垩统页岩、下古新统页岩、上古新统页岩及泥质灰岩，上始新统一渐新统页岩及蒸发盐岩。

根据 Parsons 等 (1980) 的统计，以上各盖层所封闭的油气的相对含量大致为：上白垩统页岩所封闭的油气可采储量占盆地总可采储量的 43.8%，下古新统页岩所封闭的油气可采储量占 27.1%，上古新统页岩及泥质灰岩占 20.7%，上始新统一渐新统页岩及蒸发盐岩占 8.36%。可见，上白垩统的页岩盖层在盆地油气的保存过程中起着最为重要的作用。

## 第五节 圈 闭 条 件

苏尔特盆地油气的富集与其具有大量的油气圈闭是分不开的，其中不仅包括众多的构造圈闭，而且还发育有良好的地层圈闭和古地貌圈闭。它们大多分布于一定的构造部位，并在空间上构成一定的组合方式，因而，能够更有效地聚集油气。

### 一、构造圈闭

盆地的构造圈闭是一种完全由构造控制的油气圈闭，它的形成取决于盆地的构造风格。可以发现，这类圈闭与盆地的基本构造风格是完全对应的。

首先，盆地的构造圈闭是以盆地的张性断块为基本立足点，它的类型和规模都直接决定于张性断块的性质以及在断块上所处的位置。

### 1. 与断块边缘弯曲有关的背斜圈闭

这类圈闭受断块边缘的弯曲直接控制，多分布于断块边缘断层两侧和断层的上覆层系中，包括断层上覆层系的披覆背斜圈闭和断层的牵引和逆牵引背斜圈闭或它们的复合背斜圈闭。

这类圈闭的最好例子如上节所提到的泽勒坦油田、达哈拉油田和杰贝勒油田。其中，泽勒坦油田由三个披覆背斜圈闭所组成（见图 10），主要储集层系为上古新统泽勒坦组碳酸盐岩，主要盖层为上覆的梅格希尔（Meghil）泥质灰岩和下始新统页岩和蒸发盐岩。达哈拉油田由断层上升盘的牵引背斜圈闭所组成（如图 12 所示），其储集层系为上古新统达哈拉组的钙屑碳酸盐岩和白云岩。杰贝勒油田由断层下降盘的逆牵引背斜圈闭所组成（见图 13）。其储集层系为上白垩统底部砂岩和寒武—奥陶系石英砂岩，盖层为上白垩统页岩。

此外，盆地中部和西部的泽勒坦台地、达哈拉—霍夫拉台地上广泛分布的油田大多数由这类圈闭构成。

### 2 断块边缘断层遮挡的圈闭

当油气进入倾斜断块顶部呈单斜状的储集层后，往往沿着岩层的上倾方向往上运移，当运移至断块高部位的边缘断层一侧时，受断层的遮挡作用而发生聚集，形成油气藏，构成断层遮挡圈闭。

这类圈闭中最有利的为两条或多条不同走向的正断层在断块高部位边缘一侧相互交叉而形成的活门构造圈闭。因为这种圈闭的相交断层往往具有与岩层倾向斜交的走向，它不仅在岩层倾向上具有遮挡作用，而且在岩层走向上也具有一定的遮挡作用，使该圈闭的闭合度大大提高。如萨里尔油田的油气圈闭（图 14）。

## 二、古地貌圈闭

盆地在长期的断块活动中造成了大量的断块隆起，它们常常由于大规模的沉积间断而遭到剥蚀，并沿着平行的断裂带构成波状起伏的侵蚀不整合面，后来又被弱渗透性岩层不整合覆盖，形

成良好的古地貌圈闭。由于这类圈闭常发生在上升的断块上，其顶部遭到削蚀，故又叫它截顶的断块圈闭。

可见，地层侵蚀以及地层不整合面的存在是古地貌圈闭形成的必要条件，在苏尔特盆地中，上白垩统和第三系的地堑充填沉积与下伏的花岗岩基底、寒武—奥陶石英砂岩以及下白垩统努比亚砂岩之间呈角度不整合接触。在该不整合面之下存在着大量的基底和古生界的高断块隆起，隆起的顶部由于遭受过长期的风化剥蚀和构造破坏，具有良好的裂隙和孔隙，在盆地东南部的断块隆起上为具有极好的储层物性的努比亚砂岩。在不整合面之上又覆盖了上白垩统封隔性的页岩盖层沉积。因此，该不整合面的存在对苏尔特盆地古地貌圈闭的形成具有极为重要的意义。

位于盆地东部的奥季拉油田为一个典型的古地貌圈闭油田。该油田的储集层包括前寒武系结晶基底、上白垩统底部砂岩和拉克卜组碳酸盐岩。油田区位于基底断块隆起顶部的较高部位（图 34、图 35、图 36）。

图 34 奥季拉油田东西向区域横剖面示意图（剖面位置见图 36）



图 35 奥季拉油田地层横剖面表示沉积岩储层与基底关系  
(剖面位置见图 36)

图 36 奥季拉油田横剖面示意图

盆地东北部的阿马勒油田也是一个典型的古地貌圈闭油田 (图 37、图 38)。该油田的储集层系为寒武—奥陶系阿马勒组裂

图 37 苏尔特盆地北部东西向横剖面图

隙性石英砂岩和上白垩统的底部砂岩。油田区位于阿马勒基底隆起的顶部及其两翼 (图 38)。顶部的储层主要为阿马勒组石英砂岩，翼部的储层主要为上白垩统底部砂岩，并向顶部超覆尖灭。油田的盖层为上白垩统的拉克卜页岩，直接覆盖在阿马勒组石英砂岩和上白垩统底部砂岩之上，顶部为不整合面所隔。

另外，萨里尔油田虽然主要为两条相交断层构成的活门构造圈闭，但油层的顶部却以不整合面被上白垩统的页岩封隔。因此，从其顶部的遮挡条件来看，萨里尔油田似乎又可以看成古地貌圈闭 (见图 14)。所以，萨里尔油田为断层圈闭和古地貌圈闭共同组成的复合圈闭。

### 三、地 层 圈 闭

苏尔特盆地的地层圈闭主要包括地层尖灭圈闭，生物礁圈闭和各种类型的岩性圈闭。

图 38 阿马勒油田测井剖面图

盆地东南部的梅斯拉油田是盆地地层尖灭圈闭油田的典型例子之一。该油田位于萨里尔油田以北，主要储集层为下白垩统的努比亚砂岩（该区称萨里尔砂岩）。油田位于一个东北倾的宽阔断块斜坡之上，大部分地层均呈单斜状，走向北 40° 西，如图 39 所示。储集层系整体上向西尖灭，其上覆盖上白垩统的拉卜页岩（图 40、图 41），构成一个向西尖灭的地层圈闭。油田的西界为储

图 39 梅斯拉油田萨里尔层内部构造图

图 40 梅斯拉油田萨里尔砂岩纯油层等厚图

图 41 梅斯拉油田的横剖面（表示萨里尔砂岩尖灭，削顶和断开）

集层系的尖灭线，东界油水界面为海平面以下 8680ft ( - 2600 m)。整个砂体的外形为一个厚度向西减薄的楔形体 (图 41)。

位于盆地北东部的因蒂萨尔油田群具有盆地内最典型的生礁圈闭。该油田群共有六个相互独立的大型宝塔礁分布于厚层的古新统泥质岩沉积之中，即因蒂萨尔“ A ”、“ B ”、“ C ”、“ D ”、“ E ”、“ L ” (图 42)。其中有三个发现具有很大的油气聚集，包括因蒂萨尔“ A ”、“ C ”和“ D ”。

图 42 苏尔特盆地北东部上古新统岩相图  
(图中黑框表示 103 号租区，圆圈表示宝塔礁)

因蒂萨尔“ A ”油田是盆地内最早发现的生物礁油田，其平面形状为圆环状（图 43）。最大直径为 4 ~ 4.8 km。生物礁的厚度最大约 1200 ft（360 m）。直接上覆于古新统泽勒坦碳酸盐岩、

图 43 因蒂萨尔“ A ”生物礁厚度图

海拉（Heira）页岩和海拉碳酸盐岩之上，如图 45 所示。宝塔礁的周围为广泛发育的上古新统至下始新统的海尔泥岩，而宝塔礁本身则由孔隙度极为发育的藻类有孔虫灰岩和珊瑚礁灰岩组成，岩详细划分，可分成三个不同的层次，底层为藻类和有孔虫生物亮晶灰岩和微晶灰岩组成，直接覆盖在泽勒坦泥质灰岩、海拉页岩和海拉碳酸盐岩之上，构成了从孔隙度极小的泥质灰岩、页岩

图 44 因蒂萨尔 “ A ” 油田横剖面图 (剖面 AA 见图 31)



到孔隙度极其发育的生物礁灰岩的过渡带（如图 44 中所示的孔隙度转换带）；中层完全由藻类和有孔虫灰岩组成，大约有 4 ~ 4.8 km 宽，102 ~ 201 m 厚，其孔隙度和渗透率都相当发育；最上层由珊瑚礁灰岩组成，厚度大约在 90 ~ 105 m 之间，孔隙度和渗透率也极为发育，其顶部直接与高密度、低孔隙的生物微晶灰岩相接触，再往上则变为广泛发育的海尔泥灰岩和含浮游生物的微晶灰岩，钙质灰岩。从因蒂萨尔“ A ”礁及其周围的岩性环境来看，高孔隙度的礁体完全被低孔隙度的岩层所包围，并在其邻近的低孔隙层系中发育有极其丰富的生油页岩（海拉页岩），因而使该宝塔礁成为极为有利的生物礁油田。

因蒂萨尔“ D ”油田位于因蒂萨尔“ A ”油田的东南方向，其形状为圆丘状（图 45），最大直径达 5 km，最大厚度 379 m。其主礁体主要为珊瑚礁和藻类，并含有颗粒和泥质支撑的生物微晶灰岩。孔隙度平均为 22 %，主要为溶蚀孔隙和粒间孔隙，渗透率高达 500 mD，平均为 87 mD。与因蒂萨尔“ A ”礁不同的是，该礁体比较均匀，没有明显的分层现象，而且周围的岩性环境则与因蒂萨尔“ A ”礁大致相同（图 46）。

因蒂萨尔“ C ”油田与上述两者大体相似，没有什么独特之处，故不再赘述。

其它几个生物礁至今仍未发现有油气存在。这可能与其所处的位置缺乏油气源岩有关。如图 47 所示，因蒂萨尔“ E ”礁周围的岩性多为碳酸盐岩，其下伏的海拉页岩刚好在此尖灭消失，其它两个不产油礁体可能也有类似的情况。

除此之外，盆地内还有一些小型的岩性圈闭，如砂岩和碳酸盐岩透镜体、岩性尖灭等，多分布于盆地的浅部，如渐新统地层中的一些小型油藏。

必须指出，将古地貌圈闭和地层圈闭分成完全不同的两大类，是由于前者显然具有立体的形态，它是由侵蚀面表面形态上的差异而形成的圈闭（戚声范，1984），这一点与地层圈闭截然不同，故不能将它们相提并论。

图 45 因蒂萨尔 “ D ” 油田构造等厚图

图 46 因蒂萨尔 “ D ” 油田横剖面图 (剖面线见图 48)

图 47 因蒂萨尔生物礁的演化和相关系示意图

分析上述各类圈闭的分布特点，可以发现它们在盆地中所处的位置完全决定于盆地的构造风格。其中，最主要的是受张性断块的控制。

一般地讲，大多数构造圈闭分布于张性上升断块的高边缘，如断层的披覆背斜圈闭分布于高断块边缘的上覆层系中，断层的牵引和逆牵引背斜圈闭以及断层遮挡圈闭则分布于断块边缘断层的两侧。盆地的古地貌圈闭大多分布于断块隆起顶部的不整面以下的较高部位。地层圈闭大多分布于张性断块倾斜表面的斜坡带上，生物礁圈闭多分布于下降断块边缘的斜坡带上。因此，可以认为，盆地的主要油气圈闭都受张性断块的控制，并且多分布于断块的特定部位。

四、各类圈闭所含油气的储量对比

各类圈闭所含油气的储量对比见表 3。

表 3 各类圈闭油气储量的对比

圈闭类型	构造圈闭	古地貌圈闭	地层圈闭	总量
最终可采储量 (10 <sup>9</sup> bbl)	10.2	2.3	5.6	18.1
百分含量	56.4 %	12.7 %	30.9 %	—

根据 Harding (1984) 和 Parsons (1980) 等人的统计，盆地内构造圈闭的油气最终可采储量为 102 亿 bbl (16.2 亿 m<sup>3</sup>，所统计油田的总可采储量为 181 亿 bbl，即 28.8 亿 m<sup>3</sup>)，占总量的 56.4 %；地层圈闭的油气最终可采储量为 56 亿 bbl (8.9 亿 m<sup>3</sup>)，占总量的 30.9 %；古地貌圈闭的油气最终可采储量为 23 亿 bbl (3.70 亿 m<sup>3</sup>)，占总数的 12.7 %。可见，在各圈闭类型中，构造圈闭所含的油气在盆地中占有绝对的优势，其油气储量占盆地总储量的一半以上。

## 第六节 生储盖的组合关系和油气运移

从生储盖层系在沉积时代上的分布情况来看，前地堑阶段只发育储集层系，包括下白垩统努比亚砂岩、寒武—奥陶系石英质裂隙性砂岩，部分地区还有盆地的基岩。地堑充填阶段不仅发育良好的储集层系。如上白垩统到始新统广泛发育的深水页岩和蒸发盐岩，从它们的组合关系来看，前地堑阶段的储集层系往往被地堑充填阶段的深水页岩所覆盖（图 14、图 18），因而既具有邻近的生油层系，又具有良好的封闭盖层。地堑充填阶段的储集层系与生油层系、油气盖层在纵向上多呈互层状（图 11、图 12），横向上多呈指状交错过渡。作为储层的浅水碳酸盐岩多分布于地堑顶部的浅水部位，作为生油层系的深水页岩多分布地堑两侧的地堑深部（图 11）。这种生储盖组合方式对油气的运移和聚集都极其有利。盆地内部洼陷阶段的生储盖层系及其组合方式也较有利，但由于埋藏不深，对盆地油气聚集的意义不大。

由于前地堑阶段与地堑充填阶段之间存在着一个区域性的不整合面，因而，前地堑储层中的油气可以通过区域不整合面进行较长距离的运移。而地堑充填阶段，由于储集层系与生油层系呈指状交错或互层状接触，同时，还由于地堑充填阶段受大量的张性断裂切割，因而，油气适合于短距离的运移，运移通道为张性断裂。

## 第七节 油气储集带的划分及分布规律

苏尔特盆地油气聚集带在剖面上可以划分出两个主要的区带，即前地堑阶段和地堑充填阶段（表 4）。在本文所统计的 23 个油气田中，以前地堑储层为主的油田共 4 个，可采储量约 98.8 亿 bbl（15.7 亿  $\text{m}^3$ ），占总可采储量的 48.9%，其中，绝大部分集中于努比亚砂岩中。以地堑期储层为主的油田共 19 个，可采储量 103.2 亿 bbl（16.4 亿  $\text{m}^3$ ），占总可采储量的 51%。





前地堑阶段只发育良好的储层，油气来自于后期沉积的地堑期深水页岩，前地堑阶段的圈闭类型主要为古地貌圈闭，其顶部的不整合面为地堑沉积和前地堑沉积之间的区域不整合面，油气盖层为上覆地堑沉积中的封闭性页岩。圈闭的形成主要与基底断裂所控制的断块隆起有关。

地堑充填阶段不仅发育有广泛的碳酸盐岩储层，而且，其生油层系还决定着整个盆地最主要的生油条件。其圈闭类型具多样化的特点，除古地貌圈闭之外，其余的类型几乎都有所发育，而且多分布于断块隆起的较高部位。

苏尔特盆地的油气聚集带在平面上可划分出三个不同的区带，对应于三个大致平行的地垒隆起，并与地垒隆起的构造延伸方向相一致（见图 5 和图 3）。位于盆地最西部的油气聚集带对应于达哈拉—霍夫拉地垒，地垒隆起的西侧靠近济莱槽地的最深部位。因盆地的断块均向东倾斜，地垒隆起一般在西侧最高，地堑槽地一般在东侧最深。包括达哈拉—霍夫拉、巴希、赛马赫贝达等油田，沿伸方向为北西—南东向。盆地中部的油气聚集带位于泽勒坦地垒的西侧，靠近塔莱（迈拉达）槽地最深部位，包括泽勒坦、瓦哈、德法、哈特巴等油气田。东部的油气聚集带从萨里尔延伸到阿马勒，南部为地堑槽地中发育的小型断块隆起，如萨里尔断块，北部为阿马勒—奥季拉地垒，从南到北依次有萨里尔、梅斯拉、贾洛、布提夫勒、英蒂萨尔 A、C 和 D，奥季拉—纳富拉和阿马勒等大型油田。

### 一、西部油气聚集带

西部油气聚集带上的油气储层大多为古新统碳酸盐岩，包括碎屑碳酸盐岩，白云岩和灰岩等。如达哈拉油田西部以下古新统为主，达哈拉油田东部和霍夫拉油田以上古新统为主。其次为上白垩统和下始新统碳酸盐岩，如达哈拉油田西部的部分油藏和艾斯沃德油田。

西部油气聚集带的油气圈闭主要为构造圈闭，包括断块边缘



断层两侧的牵引和逆牵引背斜圈闭（见图 12），断层圈闭等。如达哈拉油田、霍夫拉油田、奥季拉油田等都为牵引背斜圈闭。

## 二、中部油气聚集带

中部油气聚集带的储层主要为古新统碳酸盐岩、上白垩统碳酸盐岩和底部砂岩，如泽勒坦油田以古新统碳酸盐岩为主，德法油田以上白垩统灰岩为主，杰贝勒油田以上白垩统底部砂岩为主。另外，还有少量的寒武—奥陶系石英砂岩油藏，如杰贝勒油田。

中部油气聚集带的油气圈闭仍以构造圈闭为主，其中最主要的为断层披覆褶皱圈闭，如泽勒坦油田，其次为断层牵引和逆牵引背斜圈闭，如德法油田和杰贝勒油田。

另外，中部油气聚集带还具有一个纯气田——哈德巴气田，位于泽勒坦台地最北端，储集层系为上白垩统碳酸盐岩。

## 三、东部油气聚集带

东部油气聚集带包括盆地最大的油田——萨里尔超巨型油田，以及阿马勒、奥季拉和梅斯拉等大型油田。东部油气聚集带的油气储层分布较广，从盆地的基底到渐新统均有所发育。在该油气聚集带的南半部贾洛隆起以南，油田的储层以下白垩统努比亚砂岩为主，如萨里尔、梅斯拉等。该油气聚集带的北半部，其储集层系则变化较大，如：阿马勒油田为上白垩统底部砂岩和寒武—奥陶系阿马勒组砂岩，贾洛油田有渐新统砂岩、始新统灰岩、古新统灰岩和白云岩，奥季拉油田有渐新统砂岩、上白垩统灰岩和基底花岗岩，因蒂萨尔油田为古新统生物礁灰岩。

东部油气聚集带的圈闭类型甚为复杂，几乎包括了盆地内所有的圈闭类型。最主要的为古地貌圈闭，如萨里尔、阿马勒、奥季拉等大油田，其次为构造圈闭和地层圈闭，前者如贾洛油田，后者如梅斯拉油田，因蒂萨尔油田等。



从上面的分析可以看出，苏尔特盆地三个油气聚集带在油气的储层和圈闭类型上从西向东有一总的变化趋势，即：西部油气聚集带的储层系为盆地地堑充填阶段的碳酸盐岩，油气的圈闭类型比较单一，只存在构造圈闭；中部油气聚集带的储集层系仍以地堑充填阶段的碳酸盐岩为主，但有些油田可以见到盆地底部砂岩的储集层，油气的圈闭类型仍是构造圈闭占主导地位；东部油气聚集带无论是储集层系还是圈闭类型都具有多样化的特点，其储集层系的时代范围从前地堑阶段到内部洼陷阶段都有所发育，其圈闭类型包括古地貌圈闭，构造圈闭和地层圈闭（见表 5）。

根据 1977 年以来非官方所公布的储量数据的统计，苏尔特盆地西部油气聚集带的最终可采储量大约在 30 亿 bbl (4.77 亿  $\text{m}^3$ ) 以上，中部油气聚集带的最终可采储量在 80 亿 bbl (12.72 亿  $\text{m}^3$ ) 以上，东部油气聚集带的最终可采储量接近 170 亿 bbl (27.03 亿  $\text{m}^3$ )。

可见，盆地的东部油气聚集带为最有利的油气聚集带。它与其它两个油气聚集带相比较，具有储层最发育，圈闭类型最多的特点。

## 第五章 苏尔特盆地成因机制探讨

### 第一节 盆地的成因机制

苏尔特盆地的成因问题，目前还没有一个较为完善的结论，各个作者所提出的成因机制还存在着较大的差异，甚至截然不同，因而一直争论不休。总结现有的资料，大致可以归纳出以下几种不同的说法：第一种认为苏尔特盆地是早侏罗世时，由于地中海的拉开，在北非板块上形成的拗拉谷。该拗拉谷为欧亚板块，古特提斯板块和非洲板块相交汇的三联点的一支（图 48），后来，另外两支裂谷拉开，发育成地中海，剩下的一支发育成拗拉谷，插入非洲板块内部，形成苏尔特盆地。第二种认为非洲板块在中生代的漂移过程中，将利比亚北中部的苏尔特地区推移到一个固定的地幔热点（喀麦隆热点）之上，同时，非洲板块又在此改变其漂移的方向（从 SW 向改变为向北漂移），使利比亚北中部在喀麦隆热点之上有一段较长的停留时间，从而使该区产生隆升的地幔垫，使原有的古苏尔特隆起继续隆升，并使其顶部岩石圈减薄，产生拉长破裂，形成大规模的垒堑结构。第三种认为非洲板块在白垩纪时是由两个次级板（NW 板块和 SE 板块）组成的，而苏尔特盆地正好处于两个次板块之间的边界上。在整个非洲板块向北漂移的过程中，由于 NW 次板块东北缘的亚德里亚海岬首先与欧洲板块相碰撞，使 NW 次板块的漂移速度骤然减小，因而与 SE 次板块产生分离的趋势，故在两板块之间的苏尔特地区产生 NE 向的拉张应力，形成苏尔特盆地。仔细分析以上三种不同的成因机制，可以发现，它们都不能完整地解释苏尔特盆地的成因问题。首先，第一种成因机制，虽然从盆地所处

的板块部位上看似乎较为合理，但苏尔特盆地的形成时代与古地中海的拉开时代却相差甚远。盆地在早侏罗世古地中海拉开的时候仍处于较强的隆升阶段。当地中海拉开之后，在隆起上可能只发育了一系列北西向的张性破裂，并没有形成大规模的沉降。因此，因古地中海拉开形成的坳拉谷不可能是苏尔特盆地形成的主导因素。它只在古苏尔特古隆起上形成了一系列北西向的张性破裂，使该区的岩石圈成为薄弱带，为后期盆地的形成打下了一定的基础。第二种机制在时代上与盆地的形成时代较为吻合。据 Van Houten (1983) 的考证，在非洲板块的漂移过程中，苏尔特地区在早白垩世初（125 百万年前）就开始进入喀麦隆热点的作用范围。在整个早白垩世期间，该区一直处于热点之上，到早白垩世末（100 百万年前），当非洲板块向北漂移后，喀麦隆热点才往南离开苏尔特地区。从盆地的沉积历史上看，盆地大规模的垒堑结构及大规模的沉积作用开始于晚白垩世的赛诺曼期，紧接着地幔热点的作用之后。所以，盆地发生大规模沉降的原因有可能是地幔热点的作用。但一般来说，热点作用导致的裂谷多为三支裂谷，而苏尔特盆地仅其北西向裂谷相当发育，其它两支相比之下极为窄小。因此，可能还会有第三种机制的作用，这种作用加强北西向裂谷的发育，使它与其它两支形成明显的差异（见图 5）。因此，第三种机制有可能在盆地的大规模沉降过程中，与第二种机制同时起着控制作用。

## 第二节 盆地形成的演化

苏尔特盆地的形成大致经历了以下几个不同的阶段。其中，主要的控制因素是地幔热点和板块运动的联合作用。

(1) 早侏罗世时，苏尔特地区位于欧亚板块，古特提斯板块和非洲板块相交汇的三联点以南（见图 49）。当欧亚板块和非洲板块之间以及古特提斯板块与非洲板块之间裂开的时候，三联点的第三支经马耳他伸入非洲板块内部，进入苏尔特地区，呈现出

图 48 北非、欧亚和古特提斯板块在早侏罗世的关系图  
(图中黑点处表示侏罗—白垩纪期间喀麦隆热点的轨迹)

与之平行 (N W 向) 的一系列张性破裂, 而没有发育成具有较大沉降幅度的裂谷。

(2) 距今 2 亿年到 4 千万年前, 北非板块之下很可能存在着一个固定的地幔热点 (喀麦隆热点)。该热点虽然不具有象大西洋洋底的沃尔维斯海岭的火山活动那样直接的证据, 但仍有一些线索可以说明它的存在。这些线索主要为一系列时代由老变新的连续分布的隆起和沉积中心, 图 49 中以点表示的部分, 表示了所推测的热点活动轨迹。据 Van Houten (1983) 的意见, 大致有: 所推测的喀麦隆热点活动轨迹的最西端包括加尔加夫隆起为早中生代 (约 2 亿年前) 的宽阔隆起——阿哈加尔隆起。侏罗纪时, 热点位置向东漂移, 特提斯海不断向南海侵, 进入热点冷却

图 49 北非克拉通的应力场特征

后所留下的拗陷之中，形成一些沉积中心，如迈尔祖格盆地、哈姆拉伊利济盆地内的一些沉积中心。早白垩世初（约 125 百万年前），热点进入苏尔特地区，直到早白垩世末（约 100 百万年前），当北非板块转为向北漂移以后，热点往南离开苏尔特地区。在此期间，该区在地幔热点的作用下，在底壳底部形成了一个隆升的地幔垫，使本区保持原有的隆起地形，并在隆起的顶部形成了三个方向的张性破裂，如盆地南部的南北向断裂系，东部的东西向断裂系，而北中部继承了早侏罗世北西向断裂系，并使之继续活动。晚白垩世的赛诺曼期到土伦期之间，提贝斯提隆起西部的一条横穿撒哈拉的海水通道淹没了乍得盆地（见图 15）。到晚白垩世末期或新生代初期（70 ~ 60 百万年前），当地幔热点往南接近乍得盆地的时候，横穿撒哈拉的海水通道往西移动到阿哈加尔隆起的西侧（图 16），并超出了热点隆起的翼部。同时，下陷的乍得盆地拗陷区保持为一个向东的海湾。早到中新代，当热点轨迹进入乍得盆地以后，该区发生整体抬升，然后覆盖了晚新生代的陆相沉积。到晚新生代以后，地幔热点达到贝努埃拗拉谷，至使该区自新生代中期以来以陆相沉积为主，后来普遍抬升，并伴随有火山喷发。

因此，可以认为，苏尔特地区早侏罗世到早白垩世期间所发生的张性破裂作用为两种机制先后作用的结果。早期为拗拉谷向南延伸而形成的 NW 向破裂作用，后期为地幔热点作用下形成的三个方向的破裂。

(3) 晚白垩世初，地幔热点虽已离开苏尔特区，但该区仍受到强烈的拉张作用，北东方向为强烈的拉张应力（图 49）。此时，北非其它地区的主要应力场则由普遍的拉张转为大多数地区的压性为主，如苏尔特盆地东侧昔兰尼卡地区和西侧的里波黎地区以及整个西地中海和邻近的非洲台地区，都受北东向的挤压应力的影响。如图 49 左图所示。

在这一时期，非洲板块的运动情况已从晚白垩世前的向 SW 方向漂移转为向 NE 方向漂移。随着非洲板块和欧洲板块在 NE



方向上的逐渐靠近，Schafer (1978) 认为，晚白垩世非洲板块在向 NE 方向漂移的过程中，其北西部的延伸部分首先与欧洲板块发生陆陆碰撞，在碰撞作用的影响下，非洲陆壳表现出了明显的差异。最北端的亚得里亚海岬在碰撞之后，使非洲北西部的北缘形成了一系列的褶皱和逆冲带（阿特拉斯造山带），并使该区受到 NE—SW 向的水平挤压应力。该挤压应力向南延伸，导致南部的贝努埃槽地关闭，并且褶皱逆转。

位于亚得里亚海岬以东的非洲东南部，在北西非洲与欧洲板块碰撞的同时，仍以原来的速度向北东方向漂移。此时，北西非洲的漂移速度却由于因碰撞而骤然减小，甚至完全停止，这就使得两个部分之间产生了分离的趋势，成为两个分离的次板块，即北西次板块和东南次板块。两个板块之间的分界线从北到南依次为：苏尔特盆地、乍得盆地和贝努埃槽地。很显然，北部的分界线延袭了早侏罗世到早白垩世期间在苏尔特古隆起上形成的北西向破裂带，并在该破裂带上发生强烈的拉张作用，产生了苏尔特地区 NE 向的拉张应力。

与此同时，苏尔特地区在早白垩期间形成的地幔垫由于地幔热点的往南迁移而不再继续隆升或者开始收缩，与地幔点相伴生的隆起上的张性破裂带则随之发生断块沉降。同时，苏尔特地区又受到板块运动造成的 NE 向水平拉张应力的作用，致使 NW 向断裂带进一步拉张，形成了以 NW 向裂谷占绝对优势，而东西向和南北向裂谷较不发育的复杂垒堑结构。

(4) 始新世末或渐新世初，苏尔特地区的应力状态随着非洲板块漂移方向的改变而发生相应的转化。Schafer 等 (1978) 认为，非洲板块自始新世末或渐新世初开始，其漂移方向转变为 NW 向。苏尔特盆地东西两侧的昔兰尼加地区和的黎波里地区的应力状态，自此以后转变为以 NW 向挤压为主（图 49 右侧），这一变化可能是由于北非板块北部两侧向北的凸出区在向北西方向漂移的过程中，漂移方向和速度的细微差别，产生了向中间靠近的趋势，使中间的苏尔特地区受到来自北东向的“剪状”挤

压。盆地在这一“剪状”挤压的作用下，停止了断块沉降的继续发育。各断块之间的张性断裂不再继续活动，断块之间的差异沉降逐渐消失。同时，盆地整体随下伏地幔垫的继续冷缩而发生全面洼陷，构成了盆地的最后发育阶段。必须指出，苏尔特盆地虽然自始新世末或渐新世初之后，受到了北东向的挤压应力，但盆地内却未见有张性构造向挤压构造转换的逆转现象。这一事实可以说明，盆地在此期间所受的 NE 向挤压应力的大小不足以产生构造的逆转，它只能阻止断块在张性应力消失后受重力作用而发生的继续下沉，使各断块挤在一起，成为一个统一的整体，并随地幔垫的冷却下沉而发生整体洼陷。

到中中新世末期，地幔垫恢复到正常地幔的位置。根据区域重力值测量，苏尔特盆地现在的地壳底部已成为北非缓倾斜的地壳底部的一部分，苏尔特盆地停止洼陷，从而结束了盆地的发育历史。

## 第六章 主要油气田

### 第一节 萨里尔油田

萨里尔油田是世界少数超巨型油气田之一，位于苏尔特盆地的东南缘（图 3），原始地质储量在 110 ~ 130 亿 bbl（17.5 ~ 20.7 亿  $\text{m}^3$ ）之间，最终可采储量为 50 ~ 60 亿 bbl（8 ~ 9.5 亿  $\text{m}^3$ ）。该油田为水驱油田，最大油柱高度为 300ft（91m），表面闭合面积为  $155 \text{ mile}^2$ （401.5  $\text{km}^2$ ）。

该油田发现于 1961 年 11 月。1957 年 12 月，Nelson Bunker Hunt 石油公司获得苏尔特盆地第 65 号租区的开采权，1960 年 9 月，Hunt 公司又将该租区一半的开采权转让给英国石油公司（BP）。随后，在该租区进行航空磁测和重力调查，并采用了折射和反射地震勘探等多种地球物理方法，由此发现了萨里尔 A 和 B 构造。1961 年上半年，又发现了萨里尔 C 构造，该构造为一个基底隆起，在该构造上打探井，便发现了萨里尔油田主体。

萨里尔油田是由基底隆起和相交断层构成的构造和地层复合圈闭油田（图 14），油田的产层为下白垩统的萨里尔砂岩。萨里尔油田除以萨里尔“C”为主以外，还有萨里尔北和萨里尔“L”油田，其圈闭类型和储层与萨里尔“C”完全相同。油田的源岩为东南部次级凹陷内，上覆于砂岩之上几百英尺厚的白垩系海相页岩。

油气储层具有极好的运移通道，储层平均孔隙度值在 18 ~ 19 % 之间，平均渗透率为几百个毫达西，个别达 2 ~ 3D（ $\mu\text{m}^2$ ），所有生产井均不含水。原油含蜡，但含硫低或不含硫。

该油田开始生产的第 1 年，储层压力就有所下降。每口井的

单井产能从每天几千桶到最大估计为敞喷 28000 ~ 30000bbℓ/d (4450 ~ 4770 m<sup>3</sup>/d) 油田开始几年的产能保持在 100000bbℓ/d (15900 m<sup>3</sup>/d) 上, 后来增加到 300000bbℓ/d (47700 m<sup>3</sup>/d)。再后由于新增了一些油田设施, 产能又有所增加。

## 第二节 梅斯拉油田

梅斯拉油田属于世界上单个油田最终可采储量超过 5 亿 bbl (近 8000 万 m<sup>3</sup>) 的大油田之一, 位于苏尔特盆地东南部 (图 3), 在班加西东南约 500km, 贾洛大油田东南约 15km, 萨里尔特大油田以北约 40km 处。

该油田发现于 1971 年。在油田发现之前, 英国石油公司与纳尔逊邦克 - 亨特公司合乎在 1961 年发现了有数十亿桶储量的萨里尔 “C” 主油田。1963 年发现的北萨里尔 “C” 油田和 1964 年发现的萨里尔 “L” 油田都比较小, 但意义重大, 它们使生产区向北扩大。HHI - 65 是 1971 年在第 65 号租区 8200km<sup>2</sup> 范围内打的第 38 口预探井, 位于一个向东南倾没的地震鼻状构造上。当时认为 “L” 油田的生产层——下白垩统萨里尔砂岩向西及西北方向尖灭, 在这个方向上, 早期的预探井证明在那里找到了一个明显的萨里尔砂岩秃顶的基底隆起, 并在 8768 ~ 8896ft (2630.4 ~ 2668.8m) 间钻遇 110ft (33 米) 厚的萨里尔砂岩纯油层, 测试日产油 10900bbl (1733m<sup>3</sup>), 原油 API 重度 38 (0.8348)。经过进一步打探边井, 证实这是一个由于萨里尔砂岩顶部的区域性不整合, 使该砂岩受到侵蚀, 并向西在基底上兴灭, 从而形成的地层圈闭油田。

梅斯拉油田内的地层在白垩系内有一个明显的不整合 (见图 42), 将梅斯拉油田的地层划分为两个主要沉积期。不整合以下的下白垩统以非海相为主, 平均厚 500ft (150m); 不整合以上的上白垩统及第三系是一套深海到近海的连续沉积, 平均厚度为 8800ft (2640m)。

油田的圈闭（见图 40、41、42）与苏尔特盆地其它大油田都不同，它既不是闭合构造，也不是碳酸盐岩“隆起”，而是碎屑岩的地层尖灭。油田在构造上位于一个东北倾的宽阔挠曲上，南端为一东倾的背斜鼻。油田的大部地区为均斜层，构造走向稳定为北 40°西，并以  $1/2 \sim 1^\circ$  向东倾斜。这一缓斜的均斜层在梅斯拉东北 15km 处与区域向斜相接。

梅斯拉油田内没有发现断层，这是比较奇怪的，因为靠近它的萨里尔油田断层很多。仅在油田南部边界有一组东西向的横向断层，这些南侧下掉的断层切断了鼻状构造的南翼，并平行于浅埋的向斜。该向斜将梅斯拉油田与由地貌隆起和断层控制的萨里尔“L”油田分开。

梅斯拉油田的生油层可能为盆地东南部次级凹陷内的上白垩统及下白垩统页岩。最可能的生油地区是在梅斯拉以北和西北至少 80km 处。白垩系页岩有机碳含量高达 4%，成熟深度约在 11000ft (3300m) 以下。

梅斯拉油田的“主产层”在整个  $200\text{km}^2$  的圈闭范围内都有分布，油田南部边缘“主产层”厚度最大，纯油层厚度超过 250ft (76m)。原生水饱和度 35%，油藏容积约为 500 万 acre·ft (61.7 万 ha·m)，估计地质储量为 30 亿 bbl (4.77 亿  $\text{m}^3$ )。原油为石蜡基，API 重度 39 (0.83)，低含硫，油气比为 380ft<sup>3</sup>/bbl (67.7)。在活跃水驱的条件下，采收率可达 50%，估计最终可采储量为 15 亿 bbl (2.38 亿  $\text{m}^3$ )。

### 第三节 纳赛尔（泽勒坦）油田

纳赛尔油田位于苏尔特盆地的中南部（图 3），离地中海南部海岸约 182km，离的黎波里约 790km，班加西 410km。

该油田发现于 1959 年 6 月，发现井 C<sub>1</sub>-6 初期日产量为 17500bbl/d (2782  $\text{m}^3/\text{d}$ )，深度为 5665ft (1699.5m)。原油 API 重度为 37 (0.84)。

纳赛尔油田的地层由上白垩统和第三系组成，其成分主要为广泛分布的碳酸盐岩和页岩。油田最老的岩层为寒武—奥陶系的石英质砂岩，其上以不整合面与上覆岩层相接触。不整合面上为上白垩统的底部砂岩，再往上则为碳酸盐岩和页岩层系所覆盖。在碳酸盐岩和页岩层系中可以分出三个单元。下层为微晶灰岩和泥质灰岩，孔隙度较差，局部碳酸岩厚度较大的地区孔隙度较好。向上逐渐变为均质致密的灰岩，该油田的主要产层位于均质致密灰岩之上。中层为碎屑灰岩、微晶灰岩及生物碎屑灰岩，其中分布有较多的生物礁灰岩，在整个油田的孔隙度除南部较差之外，其余地区均为好到极好。产层的平均厚度为 350ft (105m)。产层之上覆盖有一层致密的微晶灰岩。上层则为一层厚约 250ft (75m) 的灰绿色页岩。这下层中的致密微晶灰岩和上层页岩对纳赛尔油田储层中油的保存起着重要的作用。

纳赛尔油田的构造为断层上覆层系的披覆褶皱（见图 11）。断层切割盆地基底、寒武—奥陶系石英砂岩及上白垩统底部。在平面上油田可分成三个区域，区域之间由构造鞍部分开（见图 10）。

纳赛尔油田的原油含硫 0.23%（重量），气油比为 514ft<sup>3</sup>/bbl (91.5m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)，API 原油重度为 370 (0.84)，产层孔隙度为 2% ~ 40%，渗透率可达 100mD。

## 第四节 阿马勒油田

阿马勒油田位于苏尔特盆地的东部（图 3）。油田分布的面积大于 10 万 acre (25km<sup>2</sup>)，南北延伸 30mile (48km)，东西延伸近 10mile (16km)。

油田发现于 1959 年 11 月，1955 年 12 月，利比亚 Mobil 石油公司获得该盆地第 12 租区的石油开采权，然后对该租区进行地面地质调查。因该区地面露头极其稀少，全区为现代砾石和小规模中新统灰岩露头所覆盖，改用地球物理方法寻找地下构造，

进行了大量的重力和磁力勘探，后来又进行了地震反射勘探，并在该租区的东部发现了几个浅层的异常带。在这些异常带上定 A<sub>1</sub> 和 B<sub>1</sub> - 12 井。A<sub>1</sub> - 12 位于租区的南部，在基底岩石中见油气显示，为干井放弃。B<sub>1</sub> - 12 位于油田南部，起初钻穿第三系和白垩系，未发现油气聚集，后钻穿 600ft (180 m) 厚的石英砂岩，发现油气显示，测试初产量为 990bbV d (157 m<sup>3</sup>/d)，油嘴为 1<sup>1</sup>/<sub>8</sub> in (28.6 mm)，产层为阿马勒组。

图 50 表示阿马勒油田所在的主要构造单元，其中，由阿马勒和拉克卜鼻状构造组成的拉克卜隆起是该区主要的构造特征，南部为贾洛隆起。它们对该区沉积和整个剖面的沉积环境有着极为重要的影响。拉克卜隆起至少在中生代至古新世期间已成为重要的区域特征。贾洛隆起与拉克卜隆起之间为法里格 (Farigh) 槽地，拉克卜隆起以北为马拉格 (Maragh) 洼地。

油田的产层为古生界的阿马勒组和白垩统的马拉格组。前者岩性主要为致密，坚硬的裂缝性石英砂岩，同位素年龄测定其时代大致为二叠纪至寒武—奥陶纪。后者岩性为进积的海相碎屑砂岩，顶部为具孔隙的结晶砂质白云岩，向下变为白云质砂岩和海绿石砂岩，并具有一定数量的泥质胶结物。油田的圈闭为典型的右地貌圈闭 (见图 38)。

阿马勒油田的油层为欠饱和，含石蜡基原油，API 比重为 35° (0.85)，顶点近 65°。在两个含油层中，马拉格组比阿马勒组有更大的渗透率和孔隙度，因而为最主要的生产层。

## 第五节 奥季拉—纳富拉油田

奥季拉—纳富拉油田位于苏尔特盆地东部的第 102 租区，与阿马勒油田同处于拉克卜古隆起上 (图 50)，该隆起从早古生代到晚白垩世一直是区域性花岗岩高地，面积有 2590 km<sup>2</sup>。

起初，北部的纳富拉油田和南部的奥季拉油田分别由两个石油公司经营。两油田连片后，产油面积为 405 km<sup>2</sup>，原始地质储

图 50 阿马勒油田主要构造单元

量（1973 年）奥季拉为 2.3 亿 t，纳富拉为 9.7 亿 t，原始可采储量分别为 0.3 亿 t 和 1.3 亿 t，1980 年两油田一起的核实可采储量为 2.47 亿 t。

该油田是世界上少数从花岗岩基岩中产油的一个重要的复合



型古地貌油田。储油层有上白垩统拉克卜灰岩、前寒武纪基底花岗岩和底部砂岩、砂岩透镜体三套。生油层是上白垩统页岩，盖层是上白垩统碳酸盐岩。奥季拉原油是低硫、含蜡原油，密度  $0.8498 \text{ g/cm}^3$ 。

该含油构造是由地震勘探发现的。在打了两口干井后，仍继续钻探，于 1966 年 11 月发现了奥季拉油田，1968 年 12 月投产；而纳富拉油田是 1966 年 6 月投产的。两油田投产三年后分别达到高峰产量 452 万 t 和 1659 万 t，以后逐年下降，到 1980 年产油量降到 421 万 t/a，累计采油量 1.4 亿 t。

奥季拉油田的基底是前寒武系花岗岩。由于该油田在拉克卜隆起顶部（见图 50），只存在于斜坡上的阿马勒组此处缺失，紧接基岩之上的是晚白垩世底部碎屑岩，往上渐变为拉克卜碳酸盐岩，在低洼处变为里奇默特页岩（见图 36）。拉克卜碳酸盐岩又分为上、下两部分，下拉克卜灰岩是主力储油层。花岗岩储油层主要分布于花岗岩古隆起顶部的裂缝带（见图 37）。在张力和剪切应力的作用下，致密的花岗岩发生破坏，形成几组不同性质的裂缝系统，该带厚度由几十米到数百米，甚至可达  $1 \sim 2 \text{ km}$ ，其中裂缝发育不均匀，间互分布，一般是上部比下部发育。花岗岩古地貌油藏产能较高，单井日产量高达一、二千吨，有两口井只从基岩中产油；D<sub>2</sub> 井试产时达 1045 t/d，D<sub>9</sub> 井初产量 206 t/d。

## 第六节 因蒂萨尔油田群

因蒂萨尔“ A ”、“ C ”及“ D ”油田位于苏尔特盆地东北部（图 3），其中“ A ”和“ D ”两个大油田的面积均为  $15 \text{ km}^2$ ，原始地质储量分别为 2.5 亿 t 和 3 亿 t，“ C ”油田面积很小。

因蒂萨尔地区于 1967 年初开始地震勘探。根据地震资料，于同年 4 月钻第 1 口井（A<sub>1</sub>-103），在井深 2872 m 处的古新世碳酸盐岩中发现“ A ”油田，9 月又在 103 租区发现了“ C ”油田，10 月发现了“ D ”油田。

“ A ” 和 “ D ” 两个油田分布于生物礁灰岩层系中，储层属上古新统，生物礁体呈卵形（见图 43 ~ 48），最大直径约 4.8km。礁块中的含油高度“ A ”油田为 305m，“ D ”油田为 299 米。

“ A ”油田的发现井打在构造的顶部，在 2870m 钻到生物礁顶，下 177.8mm 套管，裸眼钻穿整个油层，含油厚度为 297m，测试时，日产原油 5721t，生产压差约 0.8MPa。“ D ”油田发现井也打在构造顶部，在 2726m 钻到礁顶，下 244.5mm 套管，裸眼钻穿整个油层，油水界面以上含油厚度 270m，敞喷试油，日产油近万吨，测试时，日产油 7382t，生产压差约为 0.9MPa。这两个油田的储层岩性比较均匀，从油水界面到礁顶均含油，束缚水饱和度由油水界面到礁顶是逐渐降低的，在油水界面附近，含水饱和度约为 50%，而顶部低于 10%。

“ A ” 和 “ D ” 油田的圈闭特征以及生物礁的结构特征在前面已有详述。

“ D ”油田的储层与“ A ”油田十分相似，但是具有更高的孔隙度和渗透率，这是因为岩石具有更丰富的溶解孔隙度。虽然这两个礁块在时代上是相同的，但在“ D ”油田的礁块上划分不出像“ A ”油田那样的 3 个主要层带。“ D ”油田的空气渗透率由  $0.004\mu\text{m}^2$ （4mD）到  $0.5\mu\text{m}^2$ （500mD），算术平均值为  $0.087\mu\text{m}^2$  要与水平渗透率比为 1。

“ A ” 和 “ D ” 两油田在开发初期，产量上得很快，采油速度高达 5 ~ 7%，表现出强采的特点。后两年和高产年份的产量差别很大，“ A ”油田后几年采油速度稳定在 1.3% 以上。“ D ”油田后几年稳定在 2% 以上。

“ A ”油田前 12 年时间累积生产原油 8319 万 t，已采出地质储量的 32.4%，平均每年生产原油 693.3 万 t，平均年采油速度为 2.7%。

“ D ”油田前 11 年时间累积生产原油 11317 万 t，已采出地质储量的 37.7%，平均每年生产原油 1028.8 万 t，平均年采油速度为 3.42%。

“ A ” 和 “ D ” 两个礁灰岩油田产能高的原因，主要有以下几条：

(1) 生物礁在其生长期间就露出地面，长期遭受剥蚀，具有很高的溶解孔隙。“ A ” 油田平均孔隙度大约为 20 % ；“ D ” 油田约为 22 % 。

(2) 含油厚度大，产量集中。“ A ” 油田最大含油厚度为 305 m ，平均每平方公里的地质储量为 1600 万 t ，“ D ” 油田最大含油厚度为 299 m ，平均每平方公里的地质储量为 1700 万 t 。

(3) 溶解油气比高，井筒回压小。“ A ” 油田溶解气比为  $277 \text{ m}^3 / \text{m}^3$  ，“ D ” 油田为  $90 \text{ m}^3 / \text{m}^3$  。

(4) 油层温度高，原油地下粘度小。“ A ” 油田油层温度为 113 °C ，地下原油粘度仅为  $0.15 \text{ mPa} \cdot \text{s}$  。“ D ” 油田油层温度 107 °C ，地下原油粘度  $0.45 \text{ mPa} \cdot \text{s}$  。其井口温度高达 90 °C 以上。

(5) 早期合理补充油层能量，使油田保持了旺盛的生产能力。

(6) 为适应油田高产，每套油气分离装置一般接两口井，有的只接一口高产井，以免集油管汇出问题而影响其它生产井。

## 第七节 哈特巴气田

哈特巴 (Hateiba) 气田是在地震勘探查明背斜后，于 1963 年由 6 号井于井深 2550 m 的上白垩统碳酸盐岩中首获工业性气流，尔后钻了 18 口井，探明原始可采天然气储量为  $336 \times 10^9 \text{ m}^3$  ，1977 年投入开发。

气田位于利比亚北部卡雷加市以南 80 km ，邻近地中海尔特湾；区域构造位置在苏尔特盆地北部，处于沉降中心。

气田的构造是基底断层上升盘伴生的南北向穹隆，长 15 km ，宽 10 km 。圈闭面积约  $150 \text{ km}^2$  。

气田上有两个气藏，一个是奥陶系砂岩气藏，该砂岩是由前寒武系基底花岗岩风化后的冲生物构成，直接覆盖在基岩隆起上

形成气藏。另一个是白垩系的碳酸盐岩气藏，也是气田的主要气藏，它是地堑充填沉积期的产物。在凹陷内有海相页岩做气源岩，在隆起上有高能环境沉积的碳酸盐岩作储集层，形成生油层与储集层侧向组合。天然气组分中： $\text{CH}_4$  占 82.0%， $\text{C}_2\text{H}_6$  占 4.41%，丙烷及其以上的重烃组分占 1.95%， $\text{CO}_2$  占 10.92%， $\text{N}_2$  占 0.72%。

该气田地处苏尔特盆地的沉降中心，具有沉积速度大，沉降期长的特点，故白垩系的油源岩埋深大（5000m 以上），其有机质成熟度高，所生成的气在沿断层的运移中，被邻近生油凹陷高断块上的穹隆优先捕集，形成大气田。在沉降中心外侧，特别是南侧（北纬 26° 南），白垩系埋深较浅（3000m 左右），有机质处于成熟期，类似的构造圈闭捕集的都是油。

## 第八节 苏尔特盆地大油气田

苏尔特盆地大油气田概况见表 6。

表 6 苏尔特盆地大油气田一鉴表

油气田名	可采储量		产层深度 (m)	圈闭类型	产层时代	产层岩性	发现年代 (年)
	油 (MMt)	气 (100MMm <sup>3</sup> )					
萨里尔 C Sarir C	910.0	/	2600	断背斜 FA	K	砂岩 Ss	1961
阿马勒 Amal	595.0	/	3000	背斜 A	K	砂岩 Ss	1959
贾洛 Gialo	490.0	/	600	背斜 A	E	碳酸盐岩 C	1961
纳赛尔(泽勒坦) Nasser	308.0	380	1800	断背斜 FA	K	碳酸盐岩 C	1959
德法 Defa	252.0	/	1600	背斜—礁 A—R	E	碳酸盐岩 C	1960

续表

油气田名	可采储量		产层深度 (m)	圈闭类型	产层时代	产层岩性	发现年代 (年)
	油 (MMt)	气 (100MMm <sup>3</sup> )					
奥季拉 Augila	252.0	2400	地层 St	K	砂岩 Ss	1966	
因蒂萨尔 D Intisar D	210.0	/	2800	礁 R	E	碳酸盐岩 C	1967
梅斯拉 Messla	210.0	/	2600	地层 St	K	砂岩 Ss	1971
瓦哈 Waha	196.0	/	2000	背斜 A	E	碳酸盐岩 C	1960
萨里尔 L Sarir L	160.0	/	2700	背斜 A	K	砂岩 Ss	1966
因蒂萨尔 A Intisar A	168.0	/	2800	礁 R	E	碳酸盐岩 C	1967
布提夫勒 Bu Attifel	168.0	/	4300	背斜 A	K	砂岩 Ss	1968
拉古拜 Raguba	140.0	/	1600	断背斜 FA	K	碳酸盐岩 C	1961
巴希 Bahi	84.0	/	1800	背斜 A	E	碳酸盐岩 C	1958
达哈拉霍夫拉 Dahra Hofra	70.0	/	1000	礁 R	E	碳酸盐岩 C	1959
迈卜鲁克 Mabruk	70.0	/	1200	背斜 A	E	砂岩 Ss	1959
赛马赫 Samah	70.0	/	2700	背斜 A	K	碳酸盐岩 C	1962
哈特巴 Hateiba	/	2800	2600	背斜 A	K	砂岩 Ss	1963

## 第七章 总 结

总结苏尔特盆地的石油地质特征，可得到下列认识。

(1) 苏尔特盆地也是北非克拉通内一个独特的张性断陷盆地，以其典型的北西向垒堑结构为主要特征，并与邻近的古生代盆地相区别。盆地开始发育的时代为晚白垩世，经历了古新世、始新世、渐新世，直到中新世末期，并在这个漫长的地质历史时期中充填了厚层的盆地沉积，为盆地的油气产生提供了最基本的物质条件。

(2) 在盆地内广泛分布的厚层沉积层序中，发育有丰富的油气生储盖层。其中，最主要的储集层系有：盆地形成之前沉积的河流相努比亚砂岩，盆地沉积的底部砂岩以及盆地从晚白垩世到始新世广泛发育的浅水碳酸盐岩。这些储集层系所含的油气几乎占盆地所有油气的 90 % 以上。盆地的生油层大致有四个主要层系，即上白垩统页岩、古新统页岩、下始新统页岩以及渐新统页岩，其中，上白垩统海侵页岩由于具有最大的有机质含量、最大的埋深、最好的成熟度以及较大的厚度而成为最有利的生油源岩。盆地内的油气盖层为各层系中，尤其是上白垩统和下始新统普遍发育的页岩、泥灰岩和蒸发岩。

(3) 盆地内普遍发育典型的张性构造。除由张性断裂组成的大规模断块以外，还发育有与张性断裂和张性断块相伴生的构造组合。如：断块的边缘弯曲（牵引背斜和断层披覆背斜），张性断裂沿走向的曲折而形成的“狗腿状”弯曲和两条或多条断裂相交而形成的活门构造等。盆地的油气圈闭多为直接受盆地构造风格控制的构造圈闭。如与断块边缘弯曲有关的背斜圈闭和活门构造圈闭等。另外，盆地内还发育有大量的古地貌圈闭和地层圈闭。其中，古地貌圈闭主要分布于盆地沉积与前盆地沉积之间的区域不整合面之下，古地貌隆起为张性断裂控制的断块隆起，圈

闭顶部的封闭盖层为盆地沉积中的低渗透性层。因此，盆地的古地貌圈闭是一种既受断块隆起的控制，又受顶部的地层不整合面控制的复杂圈闭，它是构造和地层联合作用所形成的复合圈闭。盆地纯粹的地层圈闭主要包括地层尖灭圈闭和生物礁圈闭。

(4) 苏尔特盆地的演化历史可以分成三个不同的演化阶段，即前地堑阶段、地堑充填阶段和内部洼陷阶段。盆地的前地堑阶段为晚白垩世盆地发育之前，地堑充填阶段为晚白垩世初到始新世末，内部洼陷阶段为渐新世初到中新世末。由于盆地各演化阶段的沉积作用和沉降作用以及控制这些作用的各个因素具有各不相同的特点，它们的沉积层系对盆地油气的产生也具有各不相同的意义。一般地讲，前地堑阶段的沉积层系主要提供油气的储集空间，几乎不发育生油层系和封闭盖层，其圈闭空间大多形成于盆地发育的初期。当大规模断块活动开始以及地堑阶段低渗透性岩层沉积之后，主要包括古地貌圈闭、活门断层圈闭和岩性尖灭圈闭。其中所含油气的可采储量，占盆地总可采储量的 40 % 以上。地堑充填阶段为盆地油气生储盖层系发育的主要阶段，其生油层系主要分布于地堑深部槽地区的深水页岩，所产生的油气占盆地油气的绝大多数，它不仅是本阶段储集层系的油气源岩，而且也是前地堑储集层系的油气源岩。地堑阶段的储集层系主要为分布于地堑隆起区的各种浅水碳酸盐岩，它们的分布位置及其与邻近地堑深部槽地中的生油页岩之间的接触关系，都有利于油气在断裂分割的情况下进行短距离的运移，使油气能够充分地聚集于储集空间内。地堑阶段油气的圈闭形成于沉积作用发生的同时，大多与同沉积正断层的活动有关，它们所含的油气占盆地油气的一半以上（高于 50 %），为盆地油气的最主要层系。盆地内部洼陷阶段对盆地油气的意义相对较小，这可能是由于其沉积层系埋藏不深，生油岩的成熟度不高造成的。但它对下伏层系的油气保存仍起着一定的作用，一方面，由于它的迅速覆盖，可以对下伏层系起保护作用，另一方面，它还可以加大下伏层系的埋藏深度，使其中的生油岩成熟度提高。

因此，对于类似苏尔特盆地的克拉通断陷盆地来说，油气勘探的最有利层位该是地堑充填期和前地堑期。

(5) 苏尔特盆地的油气聚集带在平面上的分布决定于储集层系。圈闭空间以及生油层系在平面上的展布。它们直接受控于盆地的垒堑结构。一般地讲，地垒隆起带的脊部（即断块的高部位）往往是储集层系和圈闭空间极为发育的地区，而且紧靠地堑槽地的最深部即生油凹陷的最深部位。这些部位也是盆地油气聚集带分布的地区。苏尔特盆地的三个主要油气聚集带对应于三个大致平行的地垒隆起脊部，包括西部的达哈拉—霍夫拉地垒，中部的泽勒坦地垒，东部的阿马勒—贾洛隆起和奥季拉、萨里尔等地堑中发育的小断块隆起等。由于三个油气聚集带处于盆地的不同部位，其油气的各个方面都存在着较大的差别。西部聚集带的储层主要为地堑期沉积，圈闭类型以断层的牵引和逆牵引背斜为主。中部聚集带的储层也以地堑期沉积为主，圈闭类型以断层披覆背斜、牵引、逆牵引背斜为主。东部聚集带的储层既有地堑充填沉积，又有大量的前地堑和内部洼陷沉积，圈闭类型也较为复杂，几乎包括盆地内的所有类型，具有多样化的特点。所以，盆地的三个油气聚集带中，东部最有利，中部次之，西部较差，三个油气聚集带所含的油气储量证明了这一点。

(6) 对于盆地的成因，由于缺乏深部地壳的地球物理资料，只能根据综合资料，推测一个较为合理的见解，认为苏尔特盆地的形成是受早期破裂作用的影响，后又因地幔热点形成的地幔垫和板块运动应力作用的双重机制的结果。

(7) 通过对苏尔特盆地的分析，可以看到，我国东部的许多板块内的张性断陷盆地虽然在成因机制上较苏尔特盆地复杂得多，在沉积作用方面也存在着较大的差别，但它们在许多方面却存在着相似之处。因此，利用苏尔特盆地的构造风格、圈闭类型、油气聚集带的分布规律以及盆地各演化阶段对油气产出的意义等方面的分析，并借鉴它的勘探经验，也许会有助于我国东部许多盆地的认识和油气勘探的深化。



# 下篇 尼日尔三角洲盆地

## 第一章 概 况

尼日尔三角洲盆地又称尼日利亚海岸盆地，面积 7.5 万  $\text{km}^2$ ，是目前尼日利亚主要的油气勘探、开发区，东端延伸入喀麦隆，称杜阿拉或喀麦隆盆地；西边以奥基蒂帕隆起与克塔（加纳）盆地分开；北缘称阿南布拉盆地，伸向贝努埃槽地相接，立体为向南伸入几内亚湾的尼日尔河三角洲。

尼日利亚的油气完全出于这个盆地，石油产量约占全非洲的  $1/4$ ，为世界产油国的第十二位。目前勘探工作仍继续进行，主要勘探目的层为第三系阿格巴达组，油气藏类型以滚动背斜为主，近年来也开始发现了少量的地层、岩性油气藏。勘探地区主要集中在三角洲北侧，油气层较浅的部位。

油田开发情况据 1983 年 5 月统计：尼日利亚发现的 150 多个油气田中，已开发 128 个，共有生产井 1272 口，日产油 22.2 万 t，单井平均日产油 175t。至 1987 年底累积产量达 15.7 亿 t，剩余可采储量 21.9 亿 t，储采比 30/1。推测储量 4.3 亿 t，未发现资源量 9.5 亿 t，总石油量为 51.4 亿 t，尚有剩余可采储量的 35.7 亿 t。目前实际生产能力 34.2 万 t/d。1990 年实际平均日产油 248070t，累积产油 18.78 亿 t，剩余可采储量 24.5 亿 t。预测 2001 ~ 2005 年年产量将开始下降。油田主要靠十分活跃的边、底水和气顶自然能量采油，很少使用人工补充能量，现只有 4 个油田注气，1 个油田注水。对天然气利用极差，气田气和气顶气均未开采，全年约生产 160.6 亿  $\text{m}^3$  伴生气，但仅向油田内回注

410 万  $\text{m}^3$ ，另用于燃料发电 4.6 亿  $\text{m}^3$ ，其余 96.8% 约为 155 亿  $\text{m}^3$  的天然气全部放空烧掉。

今后主要勘探区是尼日尔三角洲南缘的深部和海域，勘探对象仍以滚动背斜油气藏为主，对非背斜油气藏的勘探，也已引起了注意。

此外，比特门公司已开始研究和试验开发西部拉戈斯附近的重油（相对密度 0.9659 ~ 0.9861）。

尼日尔三角洲盆地为典型的三角洲含油气盆地。它具有广泛的油源。第三系地层中生储盖组合发育齐全、配套好，尤其有利于油气聚集的大量滚动背斜和纵横交错，广泛分布的地层、岩性圈闭，使油气聚集十分丰富。因此，勘探前景是乐观的。

## 第二章 勘探史及经验教训

### 第一节 勘探史

尼日利亚的石油勘探工作至今已有七十多年的历史，其主要历程大致可划分为四个阶段：

#### 一、第一阶段

1908 ~ 1955 年，处于漫长的断断续续的调查勘测阶段。

1908 ~ 1914 年，德国人在盆地北缘白垩系砂岩露头区产生油苗的地方钻了 14 口浅井，井深约 300 m，但只发现了一些沥青和重油，未获得工业油流，后因第一次世界大战而停止。

1937 ~ 1941 年，英荷壳牌石油公司在盆地东部边缘从事构造地质制图，重力、地震勘测配合区域普查，钻了 6 口取芯井，未见油气显示。

第二次世界大战后于 1946 年恢复勘探，开初在第三系始新统和白垩系露头区进行构造地质制图，同时开展了南部三角洲区内的重力勘探和航空磁测。

1952 年钻第一口深探井，由于仍以白垩系为勘探目的层，无油气显示。

1953 年在第三系三角洲区内钻的阿卡塔 - 1 号井，于井深 3424 m 处见含油显示，引起了人们的注意，但由于这些地区森林密布，交通困难，施工费用极高，加之三角洲分布范围为沉降区，钻井深度大，成本高，因此，大多数井仍以北部的浅层白垩系为勘探目的层。

1952 ~ 1955 年共钻了 15 口深探井及取心井，进尺约 6 万

m，仍未获得工业性油流。但由于英荷壳牌石油公司进行了一些区域地质和地球物理勘探工作，对盆地内的区域地层、构造和岩相古地理有所研究，同时对三角洲的发生、发展和断层成因及与油气关系有了一些认识，为后期勘探工作奠定了一定的基础。

## 二、第 二 阶 段

1956 ~ 1961 年，对三角洲富集油气规律有了突破性认识，勘探工作有了重要进展。

1956 年在沼泽森林地区三角洲中部发现了第一个工业性油田——奥洛伊比里（Oloibiri）油田，同年底又在三角洲东侧发现了阿法姆（Afam）油田。之后才把全部勘探力量转向第三系，相应地震工作量增加了约 4 倍。

通过大量的物探和钻井工作后，逐渐认识到油气富集与同生正断层伴生的滚动背斜有密切关系，以后油气田得到不断发现。

1958 年正式生产原油，同年 2 月，第一轮原油出口，当年产油量 23.5 万 t。

## 三、第 三 阶 段

1962 ~ 1972 年，尼日利亚开始和外国石油公司合营，石油工业迅速发展。

1962 年起有十多个外国石油公司相继在尼日利亚进行勘探。1963 年开始在海上钻井，1964 年 1 月发现了第一个海上油田——奥坎（Okon）油田。

1967 年在阿那姆布拉河 - 1 号井中第一次在上白垩统中见到工业性油气流。

1967 ~ 1968 年间由于尼日利亚发生内战，尼日尔三角洲东部地区石油勘探和开发受到了直接影响，产油量曾一度下降。

1963 ~ 1972 年十年间，在陆地和海上共进行地震工作量约 2000 队月，钻探井 481 口，总进尺 145 万 m，获得石油可采储量约 20 亿 t，天然气储量 11610 亿 m<sup>3</sup>。其中 1967 ~ 1969 年三年

表 9 尼日利亚钻井数据表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油井 (口)	气井 (口)	干井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻机 (台)	成功率 (%)	自喷井 (口)	抽油井 (口)	平均单井日产量 (t)
1958	11	1	20	32	9.79		37.0	16	/	42.6
1959	25	3	25	53	16.40	8	52.8	26	/	82.4
1960	17	1	15	33	10.84		54.4	40	/	58.5
1961	17	3	7	27	8.45	1	74.0	33	/	189.4
1962	28	1	7	36	11.67	2	60.0	42	/	218.1
1963	35	3	12	50	16.64	6	76.0	53	/	196.0
1964	79	4	20	103	32.74	13	80.6	75	/	217.7
1965	123	1	36	160	49.61	15	77.5	136	/	271.8
1966	150	2	63	215	67.84	21	70.7	210	/	268.5
1967	92	3	71	166	51.62	10	57.0	27	/	1613.9

续表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油 井 (口)	气井 (口)	干井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻 机 (台)	成功率 (%)	自喷井 (口)	抽油井 (口)	平均单井日产量 (t)
1968	93	0	32	125	31.78	13	74.0	100	/	161.6
1969	110	1	44	155	43.96	7	71.6	298	/	246.8
1970	128	1	39	168	46.94	15	76.8	408	/	361.0
1971	156	1	70	227	66.01	24	69.2	500	/	413.8
1972	194	2	62	258	76.23	24	75.0	610	/	404.7
1973	184	4	51	239	73.59	28	79.0	968	20	281.6
1974	167	30	52	249	76.50	28	79.0	1101	16	271.7
1975	131	17	44	192	60.27	21	77.0	1167	10	205.9
1976	116	6	21	143	47.53	13	85.0	1352	39	202.1
1977	90	9	19	118	24.93	20	84.0	1268	131	206.2

续表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油 井 (口)	气 井 (口)	干 井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻 机 (台)	成功率 (%)	自 喷 井 (口)	抽 油 井 (口)	平均单井日产量 (t)
1978	81	6	17	104	32 57	15	84 0			186. 5
1979	81	5	19	105	40 51	20	82 0	1423	152	200. 1
1980	101	18	25	144	41. 91	22	83 0	1414	148	181. 6
1981	139	3	27	169	48 20	24	84 0			
1982	117	2	25	144	40 78	19	83 0			
1983	61	3	12	76	32 19					
1984	74	3	12	89	28 70					
1985	45	6	7	58						

间，虽只钻探井 144 口，却发现了 54 个油气田，平均约三个星期找到一个油气田。至 1970 年年产油量 5421. 0 万 t。居非洲第二位。世界主要产油国第十位。

四、第 四 阶 段

1973 年至今，石油工业处于停滞阶段。

1973 年年产油量在 1 亿 t 以上，平均日产油量 28 万多吨。

1974 年年产油量上升到 11275. 4 万 t，跃居非洲首位，世界主要产油国第七位。

1979 年年产量达到尼日利亚年产油量最高值为 11385 万 t，成为当时世界上第六位产油国。

1981 年以后因石油价格下跌，尼日利亚政府下令控制生产，年产油量大幅度递减（表 7）在 6200 ~ 7320 万吨间，1987 年仅产油 6193 万吨，但勘探工作仍继续进行，地震工作量略有增加，在 3674 ~ 7440km 间（表 8），探井数及总进尺减少较多（表 9）。

表 8 尼日利亚历年地震工作量

年份	工作量 (km)	队数
1976	1300	2
1977	1900	3
1978	2700	3
1979	2490	3
1980	4300	4
1981	3674	4
1982	4600	4
1983	5300	4
1984	7440	4
1985	5663	4



续表

年份	日平均产油量 (万 t)	年产油量 (万 t)	累积产油量 (万 t)	预测储量 (百万 t)	最终开发量 (百万 t)	储采比	探明剩余可采储量 (亿 t)	天然气产量 (亿 m <sup>3</sup> )	天然气储量 (亿 m <sup>3</sup> )
1980	27.918	10189.00	109551.90				15.47	52.50	14113
1981	19.479	7112.00	116663.90				15.00	26.00	11340
1982	17.411	6355.00	123019.00				22.95		9072
1983	17.808	6500.00	129519.00						
1984	16.712	6200.00	135719.00						
1985	20.000	7300.00	143019.00						
1986	20.055	7320.00	150339.00					20.40	
1987	16.967	6193.00	156532.00						

表 9 尼日利亚钻井数据表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油 井 (口)	气井 (口)	干井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻 机 (台)	成功率 (%)	自喷井 (口)	抽油井 (口)	平均单井日产量 (t)
1958	11	1	20	32	9.79		37.0	16	/	42.6
1959	25	3	25	53	16.40	8	52.8	26	/	82.4
1960	17	1	15	33	10.84		54.4	40	/	58.5
1961	17	3	7	27	8.45	1	74.0	33	/	189.4
1962	28	1	7	36	11.67	2	60.0	42	/	218.1
1963	35	3	12	50	16.64	6	76.0	53	/	196.0
1964	79	4	20	103	32.74	13	80.6	75	/	217.7
1965	123	1	36	160	49.61	15	77.5	136	/	271.8
1966	150	2	63	215	67.84	21	70.7	210	/	268.5
1967	92	3	71	166	51.62	10	57.0	27	/	1613.9

续表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油 井 (口)	气井 (口)	干井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻 机 (台)	成功率 (%)	自喷井 (口)	抽油井 (口)	平均单井日产量 (t)
1968	93	0	32	125	31.78	13	74.0	100	/	161.6
1969	110	1	44	155	43.96	7	71.6	298	/	246.8
1970	128	1	39	168	46.94	15	76.8	408	/	361.0
1971	156	1	70	227	66.01	24	69.2	500	/	413.8
1972	194	2	62	258	76.23	24	75.0	610	/	404.7
1973	184	4	51	239	73.59	28	79.0	968	20	281.6
1974	167	30	52	249	76.50	28	79.0	1101	16	271.7
1975	131	17	44	192	60.27	21	77.0	1167	10	205.9
1976	116	6	21	143	47.53	13	85.0	1352	39	202.1
1977	90	9	19	118	24.93	20	84.0	1268	131	206.2

续表

钻 井 情 况								生 产 井 情 况		
年份	油 井 (口)	气 井 (口)	干 井 (口)	总计 (口)	总进尺 (万 m)	钻 机 (台)	成功率 (%)	自 喷 井 (口)	抽 油 井 (口)	平均单井日产量 (t)
1978	81	6	17	104	32 57	15	84 0			186. 5
1979	81	5	19	105	40 51	20	82 0	1423	152	200. 1
1980	101	18	25	144	41. 91	22	83 0	1414	148	181. 6
1981	139	3	27	169	48 20	24	84 0			
1982	117	2	25	144	40 78	19	83 0			
1983	61	3	12	76	32 19					
1984	74	3	12	89	28 70					
1985	45	6	7	58						







## 第二节 经验教训

(1) 50 年代后期，尼日利亚石油公司加强了地质、物探、钻井等多工种的综合研究，逐渐认识到三角洲富集油气的规律，勘探工作有了突破性的进展。

(2) 尼日利亚石油公司在资金不足，技术水平低的情况下，60 年代积极引进外国石油公司投资，利用先进设备进行勘探、开发、使石油工业有了飞跃的发展。

(3) 对石油中的伴生气未进行综合利用，绝大部分放空烧掉，是一种极大的浪费。



# 第三章 地层及沉积史

## 第一节 地 层

尼日利亚南部白垩纪以前的地层已全部变质,并成为尼日尔三角洲盆地的基底。从早白垩世至现代盆地内的沉积物由三个主要沉积旋回组成。

第一个沉积旋回,开始于早白垩世晚期(阿尔布阶),整个盆地均为海相沉积,至晚白垩世桑托期以短暂的褶皱结束;

第二个沉积旋回从晚白垩世晚期(坎佩尼期)海侵开始,经历了盆地北部的原始尼日尔三角洲的形成阶段,直至早第三纪古新世又一次大规模海侵的发生。

第三个沉积旋回是从早第三纪始新世尼日尔三角洲向南发展开始,直到现今仍在沉积。以下将地面露头 and 井下剖面分别叙述(表 10)。

表 10 尼日尔三角洲复合体地表与地下地层对比表

井 下 剖 面			地 面 出 露		
已知最年青时代	地层名称	已知最老时代	已知最年青时代	地层名称	已知最老时代
现代	贝宁组 阿法姆粘土段	渐新世	更新世—上新世	贝宁组	中新世(?)
现代	阿格巴达组	始新世	中新世 始新世	奥格瓦夏—阿萨巴组 阿梅基组	渐新世  始新世

续表

井 下 剖 面			地 面 出 露		
现代	阿 卡 塔 组	始新世	晚始新世	伊莫页岩组	古新世
			古新世	恩苏卡组	马斯特里希特期 坎佩尼期 桑托期
			马斯特里希特期	阿贾利组	
			坎佩尼期	马穆组	
			坎佩尼期或 马斯特里希特期	恩克波罗页岩	
			科尼亚克期	阿乌古页岩	土仑期
			桑托期	埃泽—阿库页岩	土仑期
			土仑期	阿苏河组	阿尔布期

## 一、地面露头

### 1. 前白垩纪基岩

前白垩纪基岩不整合伏于认为属白垩系的无化石、分选差的交错层砂岩和石英砂岩之下,公认的有五个岩组:

(1)混合岩——片麻岩复合体。这个复合体由黑云母、角闪石片麻岩、石英岩、石英片岩和钙硅酸岩透镜体组成。

(2)轻微混合岩化——未混合岩化副片岩和变质岩。由泥质片岩、石英岩和角闪岩、滑石化岩、变质砾岩、大理岩以及钙硅酸盐岩组成。

(3)紫苏花岗岩。

(4)较老的花岗岩。由各种成分的花岗岩类组成,为花岗闪长岩——纯花岗岩和钾正长岩。

(5)最年青未变质的粗玄岩脉。

### 2 早白垩世至晚白垩世的第一沉积旋回

早白垩世晚期(阿尔布阶)的沉积物,出露在尼日利亚东部和北部(图 51)。由下至上包括有阿苏河组、阿巴卡利基页岩、阿鲁富灰岩、博科灰岩、马姆费组和乌姆贝组。

(1)阿苏河组:由大量的黄褐棕色砂质页岩,含云母的细粒砂岩和含云母的泥质砂岩组成,时夹红棕色页岩,含菊石类化石。厚

图 51 尼日尔三角洲复合体、达荷美台地斜和卡拉巴尔翼地质示意图

度在 3000 m 以上。局部见有基性和中性侵入岩。

(2)阿巴卡利基页岩:由暗色页岩夹透镜状砂岩及灰岩组成。含 *Mortoniceras* 和 *Elobiceras* 菊石类化石,局部还富集放射虫和海胆类化石。由于露头不连续,厚度不详。这组地层中有时还伴生有铅锌矿。

(3)阿鲁富灰岩:由灰岩组成,含 *Elobiceras* 菊石及海胆类和斧足类化石,有时伴生有铅锌矿。常与阿巴卡利基页岩发生相变,厚度亦不详。

(4)博科灰岩:由灰岩组成,含斧足类和腹足类化石,厚 10 ~ 15 m。它在博科与埃盖德山脉之间的区域直接与前寒武纪地层呈不整合接触。

(5)马姆费组:由长石砂岩、粗砂岩与泥灰岩、砂质灰岩互层夹页岩,局部含碳质和薄层褐煤。长石砂岩中常见盐泉和间歇性非可燃气溢出。粗砂岩中常见波状层理,并含砾石及植物碎屑。此组内还产出 *Proportheus Kameruni Jaekel* 化石和矽化木。厚 834 m。局部有大山岩侵入。

(6)乌姆贝组:由砂岩与页岩互层夹砂质页岩组成,含 *Oxytropidoceratids* 和 *Diploceratid* 菊石化石。厚度不详。

晚白垩世赛诺曼期沉积物仅分布在尼日利亚东部,为砂岩、砂质页岩与灰岩互层沉积,灰岩中含菊石类化石。这时有一重要的沉积物,为土仑阶的海相埃泽——阿库(*EzeAku*)页岩,岩性为黑灰色坚硬的薄层钙质页岩与粉砂岩互层夹透镜状灰岩。页岩内见含有纤陶贝化石印痕。横向相变为砂质页岩和钙质砂岩。厚度变化由 434 ~ 3334 m。

这个沉积旋回以桑托早期发生的褶皱、断裂和上升活动而结束,结果致使阿巴卡利基复背斜上的欠佩尼阶、土仑阶甚至阿尔布阶沉积物的被剥蚀。

### 3 晚白垩世晚期至古新世的第二沉积旋回

在桑托期之后,坎佩尼期新的海侵开始,沉积了恩克波罗页岩和马穆组等砂岩与页岩。

图 52 尼日尔三角洲复合体沉积物  
A—地质背景; B—河流和大洋分流系统;

特征和主要沉积环境示意图

C—主要沉积环境; D—总的岩性

从第三纪开始,海水淹没了整个尼日利亚南部,结束了上白垩统的沉积。

古新世的主要沉积物是海相的伊莫页岩,标准地点是伊莫河的露头区,靠近乌穆阿希亚—奥基怀公路。岩性为黑灰色、兰灰色页岩,含大量有孔虫等化石,顶部偶夹铁质粘土岩和薄层砂质条带。横向变化大,在尼日利亚东部地区砂质增多,变为粉砂质页岩或页状砂岩;西部地区时而变为厚层状介壳灰岩。厚度变化由 320 ~ 1070 m。地质时代可从古新世延续至早始新世。

#### 4 始新世至现代的第三个沉积旋回

早始新世时开始海退,沉积了以海湾相为主的阿梅基组砂岩。在尼日尔河西部相变后以页岩为主体,至拉各斯北部变为砂岩(伊拉罗砂岩)和泻湖相粘土(奥绍逊组),厚约 100 m;至东部变为砂岩与页岩互层夹泥灰岩及含化石的页岩和灰岩,厚度增大至 1600 m。

中、晚始新世时期,普遍发生海退,沉积物中砂岩增多。

渐新世至中新世时期的沉积物,主要是陆相的奥格瓦夏—阿萨巴组,由褐煤和粘土组成互层,主要分布在奥尼查和奥韦里地区。其中煤层有的厚度大于 6.5 m,已探明煤的储量超过  $62 \times 10^6$  t。

中新世至现代的年青沉积物是贝宁组,分布广泛,横跨整个尼日尔三角洲地区,主要岩性为黄色或白色具交错层砂层夹砾石层及粘土,厚约 3000 m。

覆盖在奥格瓦夏—阿萨巴组或贝宁组之上的为一套最新的现代三角洲沉积物。根据 Allen 的资料将其划分为六个大相及若干个相及亚相(表 11),大相包括陆上三角洲、湖—障壁岛边缘、边缘海湾、受三角洲影响的大陆架、大陆斜坡和非沉积区(详见表 12 及图 52)。

(1)上部泛滥(洪积)平原:沉积物主要为细—粗粒砂,以及粉砂、粘土和沼泽的混杂沉积,厚度在 50 m 以上。分布在奥尼查峡谷至努恩和福卡多斯支流一带。

(2)下部泛滥平原:沉积物包括河道砂、点砂坝、天然堤、沼泽(为粘土或富含植物碎屑的粉砂)等,分布在福卡多斯—努恩支流至红树林边缘地带。

表 11 现代尼日尔三角洲复合体沉积相分类

大 相	相	亚 相
. 陆上三角洲	1. 上部泛滥平原	
	2、下部泛滥平原	a、河道 b 点砂坝 c 天然堤 d 漫滩木本沼泽 e 断流河道
	3. 红树林沼泽	a 主要河道 b 冲沟 c 中间河滩 d 点砂坝 e 内部沼泽三角洲
	4. 海 滩	a 活动的滩 b 滩脊 c 横向河道
. 泻湖—障壁岛边缘	1. 海 滩 2. 河道和溪 3. 泻 湖 4. 泻湖三角洲 5. 边缘沼泽	水下环境不易划分
. 边缘海湾	1. 边缘沼泽 2. 开阔水系	
. 受三角洲影响的大陆架	1. 河口砂坝 2. 三角洲前缘台地 3. 前三角洲斜坡 4. 开阔大陆架	
. 大陆斜坡	相不易划分	
. 非沉积区		



表 12 现代尼日尔三角洲复合体岩性和沉积环境特征总结

相		相 特 征	岩 相
贝 宁 相	下部洪积平原	主流河道位于下游,河曲摆动横切沉积物。天然堤顶面的洪水区 and 漫滩木本沼泽具有垂向韵律特征。植物生长茂盛	河道和点砂坝: 在砂滩和点砂坝顶部,由薄层粉砂和泥质砂组成。交错层发育。 天然堤: 由薄层状砂,粉砂至斑纹状粘土质粉砂和粉砂质粘土组成。 漫滩木本沼泽: 主要由粉砂质粘土,粉砂和少量薄层砂组成。含植物碎屑和砂砾,具斑点构造。 断流河道: 与漫滩木本沼泽沉积相类似。
	红树林沼泽	反向的强潮汐流,大多发生在下游,河曲摆动横切沉积物。中间河滩的日夜泛滥,具有垂向韵律特征。	河道和点砂坝: 由交错层发育的泥质砂和富含有机质粘土组成,并含丰富的砂砾和植物碎屑。中间河滩和内部沼泽三角洲: 主要由富含有机质粘土质粉砂和粉砂质粘土组成,并含植物碎屑及具斑点构造。
阿 格 巴 达 相	滩	强波浪可冲击海滩,回流冲洗作用能抵达上游。三角洲末端有沿岸流,致使粘土和植物在滩脊沉积和生长。	三角洲末端: 主要由显层理的细—中粒砂组成。少见小波浪,贝壳和植物碎屑,无斑点构造。 三角洲翼部: 主要由细砂组成。 滩脊: 由粘土组成。层理被破坏,植物生长在高部位。
	河口砂坝	有强烈的波浪活动和反向潮汐以及沿岸流。能量从砂坝顶向海和岛屿方向减少,而向深部增加。	脊: 主要由纯净细—中粒砂组成。有时显层理及具交错层,含少量贝壳和植物碎屑。 砂坝翼部: 由显层理的细砂,泥质粉砂和粉砂,粘土质粉砂组成。在厚层中有时含植物碎屑,少见斑点构造。

相		相 特 征	岩 相
阿 格 巴	三 角 洲 前 缘 台 地	有强—中等波浪和潮汐流以及沿岸流、几内亚洋流、离岸流活动,其能量从滨前向海外边缘减小。	三角洲末端: 在台地内由均一的粗粉砂、泥质粉砂和具纹层的粉砂组成,无或少见斑点构造。 在台地外由显层理的细砂、泥质砂、粉砂、粘土质粉砂和含植物碎屑的粉砂质粘土组成。 三角洲翼部: 在台地内由均一的粗粉砂、泥质砂和粉砂组成。 在台地外由显层理的泥质砂、粉砂、粘土质粉砂和含植物碎屑的粉砂质粘土组成。
	达 前 三 洲 斜 坡	有中—小型波浪和潮汐流活动。从浅水至深水,几内亚洋流强度减小。	三角洲末端: 由显层理的细砂、泥质砂、粉砂、粘土质粉砂和粉砂质粘土组成。有时夹具交错层和纹层的粗砂,并含云母片和植物碎屑,常见斑点构造。 三角洲翼部: 在浅水区由显层理的泥质砂、粉砂、粘土质粉砂和粉砂质粘土组成。 在深水区由均一的粘土质粉砂和粉砂质粘土组成,常见斑点构造。
阿 卡 塔 组	开 阔 大 陆 架	有小型波浪和潮汐流活动,未知深水洋流向北流动超过大陆架边缘。	三角洲末端: 主要由均一的粘土质粉砂和粉砂质粘土组成,常见斑点构造和深海有孔虫。 三角洲翼部: 主要由均一的粉砂质粘土组成,常见斑点构造和深海有孔虫。
	非 沉 积 区	在较深水区有小型波浪和潮汐流。在近岸有强—中等波浪活动,悬浮的细粒沉积物沉积缓慢或无。但富含底栖生物和有机质碎屑。	主要由具斑点构造的细砂至泥质砂组成。伴随洋流有大量的石英砂出现,含有贝壳碎屑,海绿石和有孔虫。从浅水向深水区粘土—粉砂质增加。其中一部分为晚更新世的沉积物,为滨海平原沉积。

(3)红树林沼泽:沉积物包括主河道、冲沟、中间河滩、点砂坝和三角洲内部沼泽等。

在中间河滩和三角洲内部沼泽的沉积物主要由均匀的细砂、富含有机质的粘土质粉砂和粉砂质粘土组成,并含有植物根和斑点状植物碎屑。这里的沉积物系由搬运作用、潮汐作用和侵蚀作用等多种因素汇聚而成。在整个现代尼日尔三角洲中都有分布。

(4)海滩:沉积物主要由分选好的石英细砂层组成,含有丰富的不透明重矿物及少量贝壳和植物碎片。分布在现代尼日尔三角洲滨外地区。

(5)河口砂坝:沉积物发育在水道向海入口处,为分选好的细—中粒砂层组成。在砂坝顶部由于水的能量稍大,砂粒略粗;翼部能量较小,出现粉砂。从河流入口处到砂坝前端,长约 3.2 ~ 176km,宽约 4.8 ~ 256km。一些有代表性的河口砂坝,分布形态几乎成一直线,在小河口至狭窄的 U 形带有微弱的潮汐流,在大河口至 U 形带由于浪击而有较高的能量。

(6)三角洲前缘台地:沉积物主要由粗粉砂层组成。

(7)前三角洲斜坡:沉积物由细—粉砂层与粉砂质粘土组成。斜坡带的坡度为 1/1500,宽度约 14.4 ~ 40km。几内亚流对沉积物有明显的波击作用。

(8)开阔大陆架:沉积物主要由粉砂质粘土组成。分布范围从几内亚流斜温层(平均深度 44m)延伸至大陆架破折处约 200m。

(9)非沉积区:沉积物主要为含浅海底栖有孔虫的粗砂层(即老砂岩),为开阔大陆架向外海延伸的席状砂。

另外,根据 Burke(1972 年)及 Emery(1975 年)等资料认为在几内亚湾海域内尚有海扇、峡谷和泥刺穿构造带(图 53)。

## 二、井下剖面

自上而下分为贝宁组、阿格巴达组及阿卡特组。

### 1. 贝宁组(Benin)

典型剖面是位于哈尔科特港北北西 38.6km 的埃利利 - 1

图 53 现代尼日尔三角洲复合体地貌图

图 54 埃利利 - 1 井典型剖面图

图 55 阿法姆 - 1 井典型剖面图

井(图 54)(北纬:  $5^{\circ}12'$ , 东经:  $6^{\circ}50'4''$ ), 相当井段 0 ~ 1402 m, 主要岩性为砂层夹粘土(或页岩), 至下部粘土层增多。砂层占 90 % 以上, 从粗砂至细粒, 含砾石, 颗粒呈棱角状至滚圆, 分选差, 颜色为白色或被褐铁矿浸染而呈黄褐色, 含赤铁矿及长石; 粘土为灰褐色, 含砂质, 时显薄层, 含植物碎屑及零星褐煤。自然电位曲线从上向下变小, 电阻率曲线显示有 6 小段似锯齿状变化特征。

本组中下部夹有较厚的阿法姆粘土段(或称阿姆页岩段), 典型剖面是位于哈尔科特港以东 35.4 km 的阿法姆 - 1 井(图 55), 该段顶以粘土岩分界, 底部有一沉积间断。岩性为褐黄色、深灰色含粉砂及细砂的粘土, 显层状, 并含黄铁矿粒和植物碎屑。下部砂质含量少, 见有少量有孔虫、介性虫、珊瑚、鱼类及软体动物等化石碎片。局部夹有分选好的透镜状细砂岩。自然电位曲线显示微有弯曲; 电阻率曲线中上段显示锯齿状, 下段平直。该粘土段分布广, 横向稳定, 厚度 566.9 ~ 834 m, 为区域盖层。

贝宁组在尼日尔三角洲全区均有分布, 厚度从北向南减薄, 由 2000 ~ 3048 m(图 56), 地质时代从老变新, 由渐新世至现代。埋葬深度以中部深度大在 3000 m 以上, 向南北两侧埋深变浅, 约 300 m。

从成分、结构等说明本组主要为陆相沉积, 主体是三角洲平原相沉积物, 其中砂层可能有砂坝、河道及天然堤等沉积; 页岩可能有沼泽和牛轭湖等沉积。

本组中的砂层通常含水, 只局部见含油。

## 2 阿格巴达组 (Agbada)

典型剖面是位于哈尔科特港北北西 11.3 km 的阿格巴达 - 2 井, (北纬:  $4^{\circ}55'39.94''$ ; 东经:  $7^{\circ}1'50.92''$ )。相当井段 1756 ~ 2895 m(图 57), 岩性为砂岩与页岩互层。上部页岩为夹层, 下部则以页岩为主。自然电位曲线及电阻率曲线均显示锯齿状特征, 底与阿卡塔组呈渐变接触。砂层从粗至细粒, 分选差, 多数无胶结物, 只有少数为微量钙质胶结, 常含褐煤屑及褐铁矿粒以及少量介壳碎屑和海绿石。页岩呈灰色, 底部含砂质少, 性致密, 富含微体动物化石, 由下至上含细—粉砂质增多, 动物化石减少。

图 56 贝宁组等厚图

图 57 阿格巴达 - 2 井典型剖面图

图 58 阿卡塔 - 1 井典型剖面图



本组为海、陆交互相沉积,并组成退覆式韵律,每个韵律为 17~200 m,分布在整个尼日尔三角洲地区。已知该组最大厚度为 4000 m 左右,地质时代从北向南逐渐变新,北部为始新世,南部滨海区可能有上第三系中新世至第四系全新世的沉积物。

本组是尼日尔三角洲盆地的主要勘探目的层,其中下部页岩段具有较好的生油条件,为本区的主要生油层之一。

### 3 阿卡塔组 (Akata)

典型的剖面是位于哈尔科特港以东 80.5 km 的阿卡塔 - 1 井 (北纬 4°41'50.5", 东经 7°46'58.6"), 相当井段 2393.4 m 以下,未见底 (图 58)。岩性为黑灰色页岩,上部时夹透镜状砂层。页岩含云母片及植物碎片,富集微体动物化石,其中浮游有孔虫约占 50 % 以上。自然电位及电阻率曲线均显示为平滑的曲线。

本组为前三角洲相沉积物,其中夹的砂层可能为浊流或大陆斜坡深谷沉积。已知该组最大厚度在 6000 m 以上。地质时代从下第三系始新世至现代。

该组为尼日尔三角洲盆地的主要生油层。

## 第二节 沉 积 史

早白垩世时期当西非亚板块和中非亚板块产生分离活动时,导致海水流入贝宁—卡拉巴尔相纽线所辖置的近海区,在阿尔布期形成了一套海相沉积物,大致分布在几内亚海湾台地斜深部和阿巴卡利基槽地以及贝努埃槽地内。

晚白垩世赛诺曼期表现为海退发育阶段,形成了三角洲及部分单独的深水扇。

晚白垩世—古新世时,坎佩尼期的海侵开始,沉积了少量的页岩与砂岩。此后,随着马斯特里希特期的大规模海侵,在广大范围内沉积了伊莫页岩,从而使原始尼日尔—贝努埃三角洲停止了发展。

早第三纪始新世时,尼日尔三角洲开始有了新的沉积,分布范

围超过了 18 万 km<sup>2</sup>, 沉积物来自东北部, 主要由尼日尔河—贝努埃水系和次要的克鲁斯河携带碎屑入海。

中始新世时, 尼日尔三角洲沿阿南布拉大陆架迅速向南推进, 跨越了贝宁—奥尼查地区, 至晚始新世时抵达阿菲波(图 59), 相继在大陆架前缘沉积了阿卡塔组粘土岩及浊流和大陆波深谷砂层, 相应伴生了大规模的刺穿构造带。

由于风浪的波击, 沿岸流作用使阿格巴达组的沉积物邻近海岸, 沉积条件较为复杂, 目前已知有五种不同环境的沉积物(图 60、表 13)。

表 13 阿格巴达组的近岸沉积特征

环 境	沉积物或岩相
5. 下部三角洲泛滥平原	河流沉积物、点砂坝及沼泽沉积物
4. 潮汐海岸平原	潮汐水道沉积物
3. 障壁砂坝	障壁砂坝砂
2. 障壁砂坝底部	河流—海相障壁砂和障壁底部砂
1. 海相沉积物	(3)退覆海相粘土 (2)海侵砂 (1)超覆砂

(1)超覆砂: 这类砂中普遍含有海绿石, 常见虫孔, 并向下延伸至原退覆层序之中, 这种沉积物来源是经过长距离搬运, 而且沉积作用也是在缓慢条件下进行的。水深在 30 m 以上。

(2)海侵砂: 它主要是侵蚀作用或是受到下伏层中簸选作用所形成。因此, 砂粒中常含有页岩碎屑及微体动物化石——有孔虫、苔藓虫和鱼类等碎片。水深在 30 m 以上。

(3)海相粘土岩: 这类粘土岩中富含植物碎片及少量微体动物化石碎屑, 常见虫孔。主要的粘土矿物是蒙脱石, 当其随埋葬深度加深脱水变成伊利石阶段, 有效孔隙随着减小。有时粘土岩中夹透镜状砂岩, 它的沉积速度比超覆砂快一些。

(4)河流—海相障壁砂和障壁底部砂: 这类沉积物位于海岸障壁前缘部分, 近似海相沉积物。

### 图 59 第三纪三角洲发育的大地构造格局

下第三纪早期的 4 个主要沉积中心;(1)—阿南布拉;

(2)—奥尼查;(3)—阿菲波;(4)—伊康

图 60 一种发育在同生断层区内环境的韵律单元  
(海侵和退覆层序) 分布立体图

砂岩中偶夹褐煤,常见含植物碎片,有虫孔,但不明显。水深在 10 ~ 30 m。

(5)障壁砂坝砂:砂粒为中粒,水平层理发育,偶见交错层,局部见虫孔。颗粒由下向上变粗,渗透性随着变好。底部为砂岩与泥岩互层。横向呈断续状分布,间夹粉砂质粘土及褐煤。砂体向岸一边有时受到潮汐流作用的影响被侵蚀;向海一边砂体变薄,但常沿生长断层方向砂体增厚。

障壁砂坝砂的产生,主要是在风浪作用下,由沿岸流携带的砂堆积而成,水深约 12 m。

(6)潮汐道砂:这类砂体,交错层发育,显薄层理。底部夹含砾或泥块的粘土层。颗粒由下向上变细。在潮汐道砂体的前缘常形成河口砂坝砂。

(7)河流沉积物:洪水季节水涨时常发育河漫滩相粉砂质粘土夹薄层砂和决口扇、天然堤等。在河床主体部位有点砂坝及分支河道砂等沉积物。

晚始新世—早渐新世时期,由于克鲁斯河携带的物质充分,在尼日利亚南部东侧奥鲁姆 - 1 井地区被伊莫浅海湾分隔,形成了独立的三角洲环境,与尼日尔三角洲分开。

渐新世中期三角洲前缘抵达尼日尔东部瓦里地区,并向西延伸到瓦拉(Warra)地区。

晚渐新世—早中新世时三角洲推进到尼日利亚南部东侧的依列列 - 1 井和哈尔科特港一带,这时克鲁斯河携带的砂、泥又与尼日尔河—贝努埃水系携带的砂、泥合为一体,在尼日尔三角洲广大地区沉积了主要为三角洲平原相的贝宁组。

晚中新世时,陆上的尼日尔三角洲抵达到现代海岸线以外的海域。

上新世—更新世时期,三角洲继续向海外推进,很可能达到了现代大陆架的边缘(见图 59),形成了现代尼日尔三角洲复合体,沉积了由陆上三角洲—非沉积区大相的沉积物(图 61)。

图 61 现代尼日尔三角洲复合体、克鲁斯河港湾复合体和邻区沉积环境示意图

第四纪冰川期海侵又一次来临,海水淹没了远离现代海岸线的新世—更新世三角洲地区,老的水系全被覆盖了。这些地区还由于遭受到强烈的海流冲刷,进而形成了今日所见的港湾系统。

## 第四章 构造

### 第一节 区域构造

尼日利亚陆区的基底是由晚前寒武纪变质岩组成的古老地块,属西非地盾的一部分。几内亚湾海域系由中—新生代以前的洋壳组成(图 62)。

图 62 尼日尔三角洲复合体地壳横剖面示意图

尼日尔地区于早白垩世时,在北东—南西向和北西—南东向两组断裂控制下形成了坳陷。总的面貌从重、磁图(图 63)中可看出为北高南低,中间凹下。

第三纪时,由尼日尔河—贝努埃水系和克鲁斯河携带的大量砂、泥向南汇流注入大西洋,在尼日利亚南部海岸形成了一个巨大的海退型前积式的建设性的三角洲。在原始基底斜坡上,由于基



图 63 尼日尔三角洲复合体重(A)、磁(B)力图

底断裂的不断活动,加之沉积速度快,三角洲推进速度慢,在重力作用下,产生了一系列、走向大致平行海岸线的同生断裂带(图 64)。

图 64 尼日尔三角洲复合体区域横剖面图

同生断层平面形态一般呈弧性,凹面朝向海洋,断层面上陡( $50^{\circ}\sim 60^{\circ}$ )、下缓( $10^{\circ}$ ),断距上大下小,向深部消失。随着同生断层的形成,在其下降盘伴生了滚动背斜。

几内亚海湾域由于当时水介质深,沉积物厚度大,中部厚度在 5000 ~ 7000 m 左右。根据地震资料解释:除粘土岩发育外,深部还可能有盐岩类沉积。这些岩类在地下深处由于温度、压力增大,变为可塑性物质时,当受到重力或差异压实作用后,可形成泥脊或盐构造(图 65)。

图 65 尼日尔三角洲复合体横剖面示意图

## 第二节 构造单元划分和分区

根据基底结构及区域构造特征和新生代的岩性、岩相等条件,将尼日尔三角洲盆地进一步划分为三个构造带(图 66)。

### 一、比较规则的滚动背斜带

该带生长断层发育,向海呈阶梯状分布,在其下降盘伴生有滚动背斜,主要位于现今三角洲陆地部分。

### 二、“背对背”断层和顶部塌陷构造带

该带由背对背的同向生长断层及反生长向断层组成。当反向断层产生在构造顶部,岩层下陷时可形成顶部塌陷构造带,主要分布在滨岸区。

### 三、粘土刺穿构造带

该带位于外大陆架和大陆坡上的深水区,由于粘土类发育,在地下深处受到高温、高压的影响,在重力作用下,可塑性泥岩上拱,可形成各种刺穿构造。

## 第三节 局部构造特征

尼日尔三角洲内发育有一系列略互相平行的北西西—南东东向的同生正生长断层,一般延伸长  $10 \sim 20\text{km}$ ,呈弧形展布。每条大型同生断裂制约着每个滚动背斜带的发生和发展。粗略统计主要有 12 个构造带(图 67)这些发育的滚动背斜归纳起来有以下特征:

(1)多为小型(一般小于  $10\text{km}^2$ ),宽缓不对称的短轴背斜,靠近断层一翼陡,远离断层一翼缓,背斜轴线多平行于生长断层。

(2)滚动背斜高点距断层较近,一般为  $0.5 \sim 1.5\text{km}$ ,高点随埋

图 66 尼日尔三角洲横剖面图

图 67 尼日尔三角洲复合体的构造和油气分布图

葬深度的加深向远离断层面的方向偏移。

(3)滚动背斜的构造形态与主断层的形状密切相关,弧形断层的曲率及交叉断层的交角大小,直接控制着滚动背斜的构造形态,即弧性主断层的曲率越大,滚动背斜的构造形态越接近于穹隆状背斜。

(4)滚动背斜呈串珠状分布在主断层的南侧,靠近主断层形成的背斜圈闭面积较大,砂层增厚,含油气丰富;受次级分支断层控制形成的背斜圈闭面积小。

## 第五章 尼日尔三角洲演化史

尼日尔三角洲的发生、发展是与几内亚湾的形成密切相关的。几内亚海湾的出现又是在白垩纪早期受到非洲板块与南美洲板块分离的产物（图 68）。随着几内亚海湾的形成，尼日尔三角洲在北东向与北西向两组断裂制约下，于晚白垩世开始出现，但三角洲的主要发育时期是在第三纪，现代仍继续在向海外发展。其演化史总的可划分为两个阶段。

图 68 南大西洋在白垩纪塞诺曼—中土仑期古地理示意图



## 第一节 早期（白垩纪）的构造演化阶段

早白垩世时，在西非地区主要是生成了三联点（图 69），初期（距今 145 ~ 125 百万年）呈 rrr 型（与 21°N、14°W 的旋转极有关的三断裂汇合点），而后迅速演变为标准的 PFr 型（围绕 67°N、40°W 的旋转极发展的三断裂汇合点）。至白垩纪欧特里

图 69 非洲三联点图

图 70 几内亚湾早白垩世扩张示意图

沃期（距今 120 百万年），大陆地壳分离，最后扩张产生了转换断裂，在断裂的作用下进而演化为盆地，包括有两种盆地类型（图 70）。

一种是盆地边界线与几内亚海湾早期扩张方向接近垂直的裂谷盆地；另一种是盆地边界线与几内亚海湾早期扩张方向近于平行的转换盆地。

尼日尔地区在原始倾斜的基底上，于晚白垩世时期开始形成三角洲。

## 第二节 晚期（晚白垩世—新生代）的构造演化阶段

束时，于第三纪古新世早期发生了一次大规模海侵，在广大范围内沉积了伊莫页岩，掩盖了原始的尼日尔三角洲。并在阿南布拉、奥尼查、阿菲波、伊康四个地区形成了沉积中心。

(2) 古新世至始新世时，尼日尔三角洲略具雏型（图 71a），此时阿菲克波沉积中心与伊康沉积中心合并，只保留了三个沉积中心，在大部分地区沉积了海相页岩。物源来自奥尼查隆起和阿巴卡利基隆起。

(3) 始新世时，由于三角洲西北部的贝宁翼部和卡拉巴尔翼部受到造陆运动的影响而抬升，沉积范围有所扩大，沉积物主要从阿南布拉盆地入口。物源除奥尼查、阿巴卡利基隆起供给外，贝努埃褶皱带、阿菲波向斜及卡拉巴尔翼部等地也可能提供了大量来源，但主要供给的地区是尼日尔三角洲东部。同时，开始有生长断层出现。

(4) 渐新世至中新世初，由于物源供应充分，沉降幅度又增大，从而堆积了一套巨厚的沉积物，使三角洲广泛发育（图 71b）。

(5) 中新世时是三角洲发展的一个转折时期，也是大量滚动

图 71 第三纪尼日尔三角洲复合体演化图

背斜、泥脊构造形成的阶段（图 71c）。当时，由于三角洲东、西部合并，成为一个统一的、高能建设型朵状的三角洲体系，加之推进速度缓慢，供给物特多，在重力作用下，同生断层异常发育，于下降盘相应伴生了大量的滚动背斜。

在喀麦隆地区由于“玄武岩”风化，形成的蒙脱石粘土和以酸性为主的基底杂岩风化后形成的大量高岭土，被淹埋在快速推进的三角洲复合体之下，发育了大量的泥底辟构造带，已知延伸到了三角洲前缘的深水区。

(6) 晚中新世至上新世时，三角洲复合体继续向前推进，在东部海上形成了一个大的沉积中心（图 71d）。

(7) 上新世至更新世时，三角洲复合体的推进速度减慢，在三角洲前缘区出现了短暂的平衡，泥脊构造停止了发育。

(8) 更新世晚期，由于冰期之后，冰块被融化，大洋中的海水上溢而导致了海侵，从此淹没了上新世至更新世的整个三角洲平原。

(9) 全新世时，主要沉积了一套新的海退超覆式粗碎屑物。但在大陆斜坡由于粘土岩发育有大量的泥脊构造形成。

尼日尔三角洲的沉积作用可以简单地表示为沉积速度（ $R_d$ ）与沉降速度（ $R_s$ ）的函数。当  $R_d > R_s$  时，三角洲复合体向海推进；当  $R_d = R_s$  时，三角洲复合体保持稳定和增长状态；当  $R_d < R_s$  时，三角洲复合体后退（图 72）。

根据 Short 和 Stauble (1967)、Weber 和 Daukorn (1975) 提供的陆上三角洲海岸线在地表推进的数据，推算出在原始条件下，新生代海岸线推进的速度每年约为 0.5cm，其中推进速度最快的中新世（10 ~ 20 百万年）及上新世，每年约为 1.0cm（图 73），这可能与当时的喀麦隆—阿达马瓦高地大面积隆起有关。

图 72 第三纪尼日尔三角洲复合体同沉积构造发育图

Rd—沉积速度；Rs—下降速度；a—高能体系三种相简化的三角洲复合体发育剖面；b— $R_d > R_s$ ，三角洲向前推进单一生长断层和滚动背斜发育；c— $R_d \leq R_s$ ，生长断层发育，沉积中心持续活动直到  $R_d > R_s$ ，新的大型单元开始

图 73 尼日尔三角洲复合体海岸线推进的速度图

## 第六章 油气藏的形成和油气富集的主要控制因素

### 第一节 油气层及其分布

尼日尔三角洲盆地的主要油气层为第三纪始新世—上新世时期沉积的阿格巴达组，其中夹的石英细—粉砂岩，分选好，质疏松，无胶结物或极少钙质胶结，储油物性良好，有效孔隙度 25 % ~ 35 %。渗透率  $0.5 \sim 5 \mu\text{m}^2$ ，一般厚度为 6 ~ 10 m。砂体横向较稳定，常向生长断裂带方向增厚。

该组在尼日尔三角洲陆上及几内亚湾海域均有分布，其展布方向与现代海岸线推进方向一致。

### 第二节 生油层及热成熟史

#### 一、生油层

尼日尔三角洲有两套生油层：一是前三三角洲沉积的阿卡特组粘土岩，生油层厚度在 2500 m 以上，另一为海、陆交互相的阿格巴达组下部暗色页岩，生油岩厚度在 1000 m 以上。

通过三角洲各地理区钻至阿格巴达组和阿卡特组顶部（第三纪始新世—上新世）的 63 口井，约 3300 个样品（主要是井壁取芯及岩屑，以及很少量的常规岩芯）的分析数据，综合地球化学、岩石学和生物地层学等方面的资料，简述三角洲环境沉积作用的各种因素控制生油岩的分布。

#### 1. 有机质的一般特征

各种不同岩样的总有机碳（TOC）含量从大于 50 %（煤）至 0.1 %，平均值为 1.68 %。在这类岩类（页岩、粉砂岩和砂



岩) 中 TOC 的最高值出现于粉砂岩中 ( $1.53 \pm 0.85$ ), 其次为页岩 ( $1.51\% \pm 0.85$ ) 和砂岩 ( $1.36 \pm 2.0$ )。其中砂岩 TOC 含量较高, 反映的是少量高的 TOC 值 ( $> 10\%$ ) 的样品, 代表性差, 仅供参考。

图 74 中用热解法测定的氧指数 (OI) 和氢指数 (HI), 将代表性样品标绘在 Van Krevelen 图上。几乎所有样品的值都落在介于 I 型与 II 型干酪根之间的 HV OI 图的小区内。从生油岩的标准看; 所有样品的 HI 值都很低。而煤样的 HI 值在  $150 \sim 200 \text{ mg H/C/g TOC}$  间, 比其它岩类高得多。这是由于所研究的层序中有机质成熟作用的变化极小, 而且熟化参数与 HI 或 OI 值间不存在相关性, 故在图 74 上样品所在位置反映出的值, 并不是成熟度, 而是干酪根的类型。

此外, 通过研究, 无论是考察整个数据组, 还是分别考察各种主要岩性, TOC 与 EOC (可抽提的有机碳) 或 HI 值间均无明显的相关性。

各种岩样的姥鲛烷—植烷比值在  $0.5 \sim 8.9$  之间, 平均值为  $2.8$  (样品数  $n = 140$ )。从各类样品的姥鲛烷/  $n_{17}$  与植烷/  $n_{18}$  比值的统计中, 几乎全部样品的比值都大于  $1$ , 并落在 Sianmagan (1985) 制定的 Orr 指数的氧化混合有机生油物质的范围以内。

生物地层学研究确定的孢粉相主要为结构木质物质, 其次为不透明的有机质、角质层、孢子和花粉, 还有少量无定形有机质。镜下 (包括普遍显微镜和荧光显微镜) 鉴定的煤素质成分主要为镜质体 ( $85 \sim 98\%$ ) 及伴生的少量壳质组成分 (荧光性体、萜烯体、角质体、树脂体和藻类体)。藻类体包括有少量的葡萄藻、塔斯曼煤型藻和罕见的无形态藻, 除菌核体外缺失惰性组的煤素质。大多数粉砂岩及页岩样品明显具有微弱荧光, 表明含有富氧有机质。同时, 大部分样品的镜质体具有大孔隙和裂隙式的粒状外表, 这代表氧化后的典型特征。

## 2 有机质丰度和类型的变化

尼日尔三角洲中有机质的丰度和类型随着不同的地质时代、

图 74 氢指数/ 氧指数比值图

A—页岩（包括全部粘土岩类）； B—粉砂岩； C—砂岩； D—有机相

沉积环境和水深带而发生变化，其最大变化带在不同地质时代的地层之间，较年青地层中 TOC 的平均含量明显降低，在晚始新世地层中为 2.2%，到上新世地层降为 0.90%（图 75a）。这种降低值大于在不同沉积环境或不同水深带的地层之间所见到的变化。热解法确定的 HI 值（图 75b）和姥鲛烷/植烷比（图 75c），在年青地层中总体上也呈降低趋势，但不如 TOC 降低那么明显。

除无定形有机质丰度有微弱降低外，煤素质丰度并不随地质时代或孢粉相而发生明显的变化（图 75d）。TOC 和 HI 随地质时代的变化，出现在所有沉积环境和所有水深带的地层中。因此，所观察到的 TOC 和 HI 的变化，不能归因于特殊相的出现率较高，而是反映年青地层中有机质供给和保存的全面减少。为了阐述和解释有机质的变化，将第三系划分为上始新—渐新统、下—中中新统和上中新—上新统三个时代组合，叙述有机质的丰度和类型随沉积环境和水深带而变化。

(1) 沉积环境：尼日尔三角洲的第三系以一套整体向上变粗的海退层序为特征。这套海退层序从阿卡特组的开阔海和前三角洲页岩，经阿格巴达组的三角洲前缘和下部三角洲平原沉积，直到贝宁组的上部三角洲平原沉积。层序内由一些厚 17~200 m 的向上变粗的海退式韵律组成，每个完整韵律均由底部的开阔海或前三角洲页岩和粉砂岩、至上覆的三角洲前缘和三角洲平原沉积物组成。Weber (1971) 认为第三纪三角洲层序类似于现代尼日尔三角洲，是一个受波浪和潮汐控制的以障壁岛、潮汐和潮汐三角洲为特征的类型。

为解释有机质的分布，利用测井资料解释了所有分析样的沉积环境，解释结果用一条人工合成综合伽马测井曲线表示在图 76。但所解释的沉积环境并不完全合乎实际，如滨外砂岩中可能包含有浊流沉积。风暴和潮汐堆积砂坝和障壁岛/海滩层序中可能局部包含有潮汐三角洲和罕见的潮沟沉积物。

从图 76 中可看出：几乎在所有层段的不同沉积环境中，以晚始新—渐新世地层中的 TOC 含量和 HI 值为最高，其次是早

图 75 a— $\text{TOC} < 10\%$  ( $n = 1221$ ) 地层中的  $\text{TOC}$ ; b— $\text{TOC} < 10\%$   
( $n = 616$ ) 地层中的  $\text{HI}$ ; c—姥鲛烷/植烷的比 ( $n = 140$ );  
d—孢粉相随地层年代的变化

图 76 上新世—晚中新世、早—中中新世、渐新世—晚始新世时沉积物中孢粉相、氢指数和有机碳随沉积环境（据测井资料）的变化

一中中新世和晚中新—上新世地层。在样品中代表性较差的例外的为河道砂及漫滩相沉积。这种不同地质时代之间 TOC 和 HI 随沉积环境变化的一致性，表明沉积环境对于有机质的分布有一定的控制作用。TOC 含量以非海相煤、天然堤及漫滩沉积最高，依次为泻湖、滨面及前三三角洲沉积障壁岛/ 海滩层序，滨外砂中的含量最低。障壁岛/ 海滩层序的最上部及砂岩中的泥质粉砂岩，TOC 含量相对又较高。HI 值在煤和富滩漫滩沉积中最高，其次为滨外砂及泻湖、滨面和前三三角洲沉积，最低值出现在障壁岛/ 海滩砂中。HI 值除煤高达  $150 \sim 200 \text{ mgHC/gTOC}$  外，其余各种沉积物均低，小于  $100 \text{ mgHC/gTOC}$ ，而且各种沉积环境间绝对值和相对值变化都很小。

孢粉相的丰度在不同的沉积环境之间，以及沉积环境相同，但地质时代不同的地层间都有明显的变化（图 75）。在晚始新世—渐新世地层中，无定形有机质通常较丰富，结构木质体不如年青地层中常见。在第三系各地质时代的地层中（图 76），结构木质体均以前三角洲沉积和上部三角洲平原河道砂中最丰富；角质体、孢子和花粉，以滨面及漫滩沉积中最常见；不透明无结构有机质则以障壁岛/ 海滩砂及滨外砂中最为丰富。不同沉积环境地层间的煤素质丰度未见明显变化。

(2) 水深带：根据微古生物研究确立的水深度，可代替测井资料解释沉积环境。其优点在于可对所获得大部分资料的页岩和粉砂岩层序进行细分和解释，而测井资料则只能将页岩和粉砂岩分为前三三角洲沉积或开阔海沉积。

图 77a 从大陆到半深海共划分了六个水深带，表示出上始新统一渐新统、早—中中新统和上中新统一上新统三个时代地层不同水深带的 TOC 和 HI 的变化。与所观察到的随岩相的变化相似，不同地质时代地层中的 TOC 和 HI 的变化大于在不同水深带间见到的变化。在所划分的三个地质时代组合中，TOC 值以陆相最高，其余各相之间变化很小；HI 值随水深而有规律增高。上始新统一渐新统从过渡相—半深水相，由 60 增至  $100 \text{ mgHC/}$

gT0C；上中新统一上新统从中部浅海相—半深海相，由 20 增至 70mgHC/gT0C；下一中中新统虽只得到内部浅海与中部浅海的 HI 值，但也有 HI 值随水深增高的类似变化趋势。此外，HI 值以上始新统和渐新统的陆相煤最高，平均为 180mgHC/gT0C（晚于渐新统的煤未经分析）。

图 77b 表示上述三组不同地质时代的地层穿越不同水深带样品的姥鲛烷/植烷比（现有的分析样品数据太少，不能分别表示出各不同地质时代的地层，而且有 90 个数据取自内部浅海、中部浅海和半深海相，其它各相带的数据仅 11 个）。各水深带的平均姥鲛烷/植烷比从过渡相到外部浅海相，一般由 3.8 降至 1.5，从外部浅海相到半深海相又略有增高（2.0）。

图 78 表示三组不同地质时代地层的孢粉相随地质时代的不同而发生变化，在上始新统一渐新统中，无定形有机质从陆相至半深海相逐渐增多，角质、孢子和花粉则相应减少。结构木质有机质从陆相向内部浅海相增多，从浅海向半深海相又急剧减少。下一中中新统的孢粉相呈无规律地分布，并以结构木质有机质在过渡相与中部浅海相中明显少于其它各相为特征。上中新统一上新统中孢粉相最明显的变化是中部浅海相的结构木质有机质丰度低于其它各种相，而无定形有机质在陆相中相对富集达 38%。

有机质的煤素质组成，除过渡相至半深海相中氧化镜质体和荧光性基质所占比例大于陆相外，其余各相带间未出现明显的变化。

(3) 有机质的成因：尼日尔三角洲沉积物中分散有机质主要为陆源碎屑成因。这可从地球化学、岩石学和有机质分布的状况得到证明。从分析样品的姥鲛烷/植烷比大于 1，姥鲛烷/ $n_{17}$ 与植烷/ $n_{18}$ 比值也比较高，提供了有机质属大陆起源的依据。再从相对较低的 HI 值和 EOC/TOC 比以及较高的 OI 值表明，有机质是来自高等植物的 I 型和 II 型干酪根混合组成。有机质的煤素质组成亦与高等植物母源一致，全部样品均以普遍呈粒状“氧化结构的镜质体为主，壳质体煤素质（包括藻类体）全与镜质体

图 77 大陆至半深海相沉积物中 T0C 姥鲛烷/植烷比及  
氢指数随水深带而变化

伴生，或为淡水起源（葡萄型藻），进一步说明分散有机质为陆源碎屑成因。



图 78 大陆至半深海相沉积物中孢粉相随水深带而变化

根据岩石学观点，仅有可能的原地有机质可能是属于海洋起源的塔斯曼煤型藻，以及在荧光激发下发出荧光的岩石基质。岩石的荧光通常是富氢（壳质体）有机质，在部分样品中，荧光性基质明显来源于粪球粒，但在无球粒的样品中，荧光可能表明存在有胶体有机质和极细小的微生物与藻类。

有机质最罕见的岩石学特性，除属真菌起源的菌核体外，几乎完全缺失惰性体煤素质。惰性体煤素质通常起源于微生物的生化作用或燃烧引起的氧化作用，在生油岩中时而可见。在尼日尔三角洲沉积物中缺少惰性体，可能是沉积物广泛再造，以及比其它煤素质母体脆得多的惰性体遭受到较为严重的粉碎和氧化所致；另一种可能解释是密度较大的惰性体的沉积物仅局限于陆相，但在样品中陆相沉积物并未得到很好的反映。

总的来说，孢粉相也支持有机质属陆相碎屑成因。结构木质体、角质体及花粉组成的主要孢粉相，均起源于高等植物，属陆相成因。不透明有机质通常也被认为属陆源碎屑成因。但无定形有机质则可能来源于高等植物的异地有机质或来源来浮游植物、其它藻类或细菌的原地有机质。

有机质随环境及水深带所发生的一切变化，均证明有机质系以陆源碎屑为主，但也提供了间接证据，说明有一小部分系原地生长。

(4) 有机质变化的原因：分散有机质的丰度和特征随水深带的变化，主要反映的是陆源有机碎屑的沉积，其次是原地有机质随水深的加大而逐渐增多。水深带间有机质的最重要变化发生在陆相与过渡相之间（图 79）。陆相的特征是 TOC 含量高，HI 最高值出现在大陆煤中。TOC 自陆相向过渡相急剧降低，反映了在大陆环境中堆积的有机质的侵蚀，以及被伴随搬运和沉积的矿物质的稀释。然而，HI 值从煤（约  $180 \text{ mgHC/gTOC}$ ）向过渡相中分散有机质（ $< 60 \text{ mgHC/gTOC}$ ）的急剧降低，却很难加以解释。Thompson 等（1985）认为印尼泥炭的侵蚀可使壳质体富集，从而导致了有机质 HI 值的全面增高。但在尼日尔三角洲，侵蚀和搬运却显然导致了 TOC 和 HI 值的下降。HI 值的降低可能有两种解释：一种是有机质的氧化；另一种是有机质的选择性搬运。

有机质的氧化（包括微生物降解）可使氢和碳的含量剧减，氧的含量相对增高。为了评估氧化对于 HI 和 OI 值的影响。曾

图 79 上始新统外来的有机炭和原地有机炭的分布

将尼日尔三角洲的五个原始 HI 值较高 ( $200\text{mgHC/gTOC}$ ) 的样品放在实验室  $150^\circ\text{C}$  的温度下作了长达 8 天的氧化试验。实验结果表明: HI 值自  $200\text{mgHC/gTOC}$  逐渐降至  $52\text{mgHC/gTOC}$ , OI 值则从  $20\text{mgCO}_2/\text{gTOC}$ , 增至  $62\text{mgCO}_2/\text{gTOC}$ 。总的来看, 热解测定的有机质成分, 随着氧化而有规律地从成熟的 I 型干酪根变为中等成熟的 II 型干酪根。需要注意的是实验室升温下的氧化条件与天然氧化条件并不完全相同, 而且, 尼日尔三角洲的有机质在沉积前、沉积中或沉积后可能已遭受氧化, 也可能尚未氧化。鉴于尼日尔三角洲确实存在着有机质氧化的岩石学证据 (图 74), 有些样品出现低 HI 值和高 OI 值, 说明可能是由于氧化的结果。

除氧化之外, 富氢壳质体母质的选择性搬运也可能导致 HI 值的下降。由于壳质体的密度较低, 沉积速率较小, 故水的侵蚀和挟带可使它比其它煤素质分散得更广。相对于其它煤素质而言, 近滨沉积物会缺少壳质体, 而且具低的 HI 值。例如, 壳质体从占总有机质的 20% 降至 5%, 可使上始新统一渐新统的陆相煤至过渡相分散有机质的实测 HI 值发生下降。虽然无法作精确的计算, 将氧化与选择性搬运结合起来, 显然可解释陆相至过渡相实测 HI 值的下降。

尽管所研究的三个不同地质时代组合层段的 TOC 含量从陆相至过渡相大大降低, 但从过渡相至半深海相却没有明显的变化。TOC 随水深 (即离陆源距离) 加大而无明显的下降, 可能反映了碎屑有机质为大面积均匀散布的沉积, 或反映了原地有机质在滨外区增多, 从而, 补偿了陆源有机质的减少。经大量研究工作已证实, 陆源有机质随离岸距离增大而明显减少, 原地有机质则相对增多, 这是滨外有机质的正常变化。在尼日尔三角洲所有三个地质时代中的深水带有机质的 HI 值均有离岸逐渐增高的现象 (图 77c)。这种现象可能反映了前述的选择性搬运导致了壳质体煤素质的相对增多。更有可能的是如 Dow 和 Peasson (1975) 在墨西哥湾海岸所证实的那样, 是富氢原地有机质的 HI

值作出假定，当 TOC 含量已知，即可算出这两类有机质所起的相对作用。图 79 中，假设原地有机质的 HI 值为  $500 \text{ mgHC/gTOC}$ ，陆源有机质的 HI 值为 20 和  $60 \text{ mgHC/gTOC}$ （这些假定值为可能的区间值），并以此计算出上始新统一渐新统陆源碎屑有机质和原地有机质的绝对丰度和相对丰度。根据这个假设，原地有机质可构成过渡相成分的 10%，半深海相成分的 20%。对 HI 值较低的下一中中新统和上中新统一上新统也作了类似的计算，所得到的原地有机质百分含量甚至更低。这些计算及其特性假定虽是近似的，却无疑地表明，原地有机质肯定是 TOC 中较为次要的成分。还要注意的是所计算的上始新统一渐新统中原地有机质的绝对增量，与 Dow 和 Peasson (1975) 是墨西哥湾海岸测得的浅海相至半深海相的增量 (0.40% TOC) 很接近。计算所得的滨外陆源碎屑有机质的降低量，亦与近代沉积研究的结果大体相当。

此外，实测姥鲛烷/植烷比随水深带加深而降低，也证实了陆源有机质相对丰度离岸逐渐降低。

TOC 和 HI 值随沉积环境的变化（图 76）大于在水深带之间所见到的变化。对姥鲛烷/植烷比随沉积环境的变化尚无足够的资料进行评估。在大相范围内，TOC 的含量可准确地反映与物源区的接近程度和沉积条件。河道、天然堤和漫滩沉积物的 TOC 含量高，表明邻近树沼或草沼有机体，即距有机质物源区很近。TOC 含量的最低值出现在海滩/障壁岛砂中，反映出这种环境的高能特征和有机质的筛选作用以及以悬浮方式向更深处环境的搬运作用。部分障壁岛/海滩层序的顶部 TOC 的含量很高，可能反映了海滩低地中或滩脊间有机碎屑的堆积，正如目前在尼日尔现代三角洲中发生的情况一样，包括潮汐沉积、风暴沉积和浊流沉积的滨外砂岩，其 TOC 含量在各种相中最低。这可能反映了浊积沉积物中有机质的快速沉积和稀释，以及潮汐和风暴沉积物中有机质的再造和筛选。

HI 值的变化与 TOC 值的变化基本一致，最高值出现在树

沼、天然堤及漫滩沉积物中，最低值出现在障壁岛/ 海滩砂及滨外砂中。HI 值随离原地堆积场所距离的加大而降低，这可能反映了壳质体煤素质的选择性迁移以及伴随侵蚀和搬运而发生的氧化。障壁岛砂和海滩砂的 HI 值特别低，可能是低密度富氢壳质体煤素质的选择性筛选，以及由于砂岩的高渗透率，有机质继沉积之后所发生的可能更强的氧化作用所致。

孢粉相和煤素质的组成随环境和水深带的变化，很难加以解释。壳质煤素质的选择性搬运及氧化，可能是使非海滩相的 HI 值高于其它相的原因（图 76）。但就大部分沉积环境及水深带来说，不同地质时代的地层间，孢粉相或煤素质的丰度并未出现有明显的变化。这种结果表明，沉积条件在决定孢粉相和煤素质的分布上或者是并不重要，或者是它的影响已被其它因素（如成岩作用、可获有机质随地质时代的变化、或样品的保存）所掩盖。尼日尔三角洲有机质类型和丰度变化的总范围很有限，而现有的所有明显的丰度变化可能都已超出了用常规方法测定孢粉相或煤素质丰度的精度。因此，各相之间孢粉相和煤素质组成的任何实际差异，可能都低于分析的精度。

(5) 有机质变化与地质时代的关系：尼日尔三角洲沉积物中分散有机质的丰度和类型的变化，与地层的地质时代密切相关。年青地层的 TOC 含量较低，HI 值和姥鲛烷/ 植烷比通常亦低于平均值。这是由于不同地质时代的地层有着不同的有机质背景含量，它们随地质时代的变化大于同时异相地层范围内的变化。

地质时代与 TOC 含量及其它参数之间的相关性，必定是控制有机质的相对可获性或有机质保存性的各种因素的体现。研究中忽略不计有机质熟化的影响，因为所研究地层中的成熟度几乎没有任何变化，等成熟面强烈时，成熟度参数与有机质的丰度或类型之间无明显的相关性。对地层年代与有机质之间实测关系可解释为：沉积速率的变化，三角洲形态的变化，有机质产率的变化。

沉积速率用 Legoux (1978) 的生物地层分带法进行计算，

对未压实及压实沉积物的厚度都作了估算。据发现，现时沉积厚度（即压实厚度）与 TOC 含量及其它实测参数相关性较好（可能是层序中的欠压实部分所致），因而，被用在沉积速率的计算上。尼日尔三角洲在距今约 25 百万年时，记录到的沉积速率和进积速率明显增高（图 80a、b），同当时的火山活动高潮及伴生的非洲陆块的抬升有关。平均沉积速度与平均 TOC 含量之间普遍呈反比关系。重大矛盾尤其出现在最年青的地层中，沉积速率和进积速率也明显下降。但在 TOC 含量几乎无变化的最老地层中，沉积速率与样品实测的 TOC 含量间呈很弱的负相关，相关系数  $r$  为  $-0.34$ （图 80d）。年青地层的沉积速率和进积速率均升高，表明沉积量有明显增大，使有效三角洲前缘的面积扩大，总的进积速率仍能加大。这时沉积速率和进积速率与 HI 值和姥鲛烷/植烷比呈负相关的关系。

在原地有机质产生为主的地区（如滨外区），发现抑制氧化的快速埋葬会使有机质含量随沉积的加速而增高。Ibach (1982) 根据深海钻探计划的岩芯研究证实了这一点，并指出埋藏愈快则有机质就会保存得愈多。在临界沉积速率以上，矿物质的稀释作用可使 TOC 含量随沉积的加速而减少。异地有机质与沉积速率间这种关系迄今尚未具体证实，但可根据河流中有机碳量的搬运情况来推断。在河流中，随着河流流量的增大，尽管粒状有机碳的总含量增高，但悬浮物质的总浓度都增长得更快，这就会使 TOC 的绝对含量增高而相对含量减少。

尼日尔三角洲计算的全部沉积速率均大大高于临界沉积速率，其有机质又主要来自大陆，这表明年青地层 TOC 含量较低，反映了伴随快速沉积的矿物质的稀释作用增强。衡量有机碳为变量矿物质的稀释程度，乃是实测 TOC 含量变化难以估算的原因。平均沉积速率和进积速率与有机质参数间的相关性所作的统计意义很难评估，原因在于样品太少（7 个），而且参数又是平均值和部分近似数据。据不连续的生物地层带算得的速率是一种不连续的变量。一种假定 TOC 与沉积速率间为线性关系的简单稀释

图 80 沉积速率、进积速率与有机炭、氢指数和与地层时代的关系

a—不同地层中的有机炭平均值和沉积速率平均值；b—不同地层  
中有机炭平均值和进积速率；c—不同地层中有机炭平均值和氢  
指平均值的变化；d—沉积速率和有机炭含量离散图

模式（图 81），可解释 50 % 的 TOC 随地层年代而变化。如将此模式与三角洲的进积速率相结合，则可证明 TOC 含量变化为 68 %。更复杂并切合实际的稀释模式，需要比现在有更好的数据，而且，必须研究细粒有机碳的浓度随沉积物变化的浓度和异地溶解有机质与原地有机质含量的非线性变化。根据简单的线性稀释模式，在缺乏其它解释时，稀释模式在决定地层的 TOC 含量方面将起着主要的作用。

对可能影响有机质的供给和保存的三角洲沉积作用的其它方



图 81 计算的有机碳量与实测的有机碳平均值对比

面，很难作定量的研究。一方面由于三角洲从晚始新世时存在若干个不连续的舌形体，到中新世时变为单一的广阔前缘三角洲。第三纪时的潮汐、波浪和河流的相互作用，可能影响到三角洲平原的规模和形态，洪水泛滥的频度和有关的有机质侵蚀，以及沉积物的重新分布和搬运，进而影响到有机质的可获性。

年青地层中 HI 值的普遍下降，与 TOC 含量的降低相似，可能反映了沉积速率的全面增长和原地有机质的相应减少。增高的沉积速率（> 临界速率）会以稀释的方式使原地有机质减少，还由于颗粒有机碳的绝对丰度随沉积量而递增，异地有机质减少的程度会低一些。

年青地层中姥鲛烷/植烷比的降低很难解释。姥鲛烷/植烷比越低说明沉积环境的氧化作用越弱，在陆源有机质丰度与氧化条件之间存在着正相关的关系。年青地层中的姥鲛烷/植烷的比值低，说明沉积在氧化环境中的有机质相对减少，故陆源有机质较少，而这与由 HI 值变化引导出的结论是相反的。

综上所述，尼日尔三角洲中的生油层为阿格巴达组下部暗色页岩和阿卡塔组粘土岩。主要由低—中等生油能力的陆源有机质

组成，分散有机质大部分为 、 型混合干酪根，并以镜质体为主，含少量的壳质体、罕见惰性体煤素质为特征。孢粉相以结构木质体为主，含少量不透明有机质、角质体、孢子、花粉和无定形有机质。

与类似盆地生油层相比，尼日尔三角洲生油层中有机质的丰度和特性变化是较小的。但在不同的地层年代之间、沉积环境之间以及水深带之间仍有明显的变化。其中最重要的是 TOC 含量随地层年代变新而降低，反映了年青地层中近于恒量的陆源有机质的补给受到不断增多的矿物质的稀释。可能影响有机质补给量的其它因素还包括有三角洲形态的变化以及气候的变化。但这些因素对于 TOC 含量的影响目前还不清楚。至于年青地层 HI 值普遍的下降，可能反映了沉积速率加大时，原地有机质的稀释程度大于异地的有机质。而年青地层中姥鲛烷/植烷比值减小，这可能反映了与较快埋藏有关的氧化作用的减弱。

从测井资料和岩芯解释的沉积环境以及微古生物研究解释的水深带来看，沉积物对有机质分布的影响十分明显，TOC 和 HI 的最高值出现在非海相树沼、漫滩和天然堤沉积物中，这表明距有机质母源很近。障壁岛/海滩相和滨外砂坝相，因有机质向具扰动程度较轻的环境筛选和搬运，故 TOC 含量较低。这些相的低 HI 值可能同时反映了低密度富氢壳质体煤素质的选择性筛选和砂岩较高的渗透率引起的较强的氧化作用。从陆相至过渡相，TOC 和 HI 值有明显下降，这是侵蚀和沉积期间有机质的稀释、选择性搬运和氧化的结果。从过渡相至半深海相，TOC 含量只有很小的变化，HI 值则逐渐增高。

这表明陆源有机质在向滨外方向减少的同时，或多或少地得到了富氢原地有机质向滨外方向增加的补偿。原地有机质在 TOC 含量中从未超过 20 %，可能还要少得多。

孢粉相或煤素质的组成随不同地质时代、沉积环境和水深带的变化，不但无规律，而且很难解释，这可能是由于其它因素（如成岩作用、或显微镜方法不足以检测有机质组成的变化）掩

盖了煤素质和孢粉相丰度的真相所致。

据热解法测定，尼日尔三角洲的生油岩生油潜力差，所有地层的平均生烃潜力为每吨岩石的 1.28kg，而 95 % 分析样的生烃能力每吨都低于 3.0kg，因此，几乎所有样品的生烃能力均低于公认的形成工业性油藏所必需的值，但仍被认为是该区的主力生油岩。尽管，生油岩的生油潜力低，然而由于生油岩有巨大的体积，又夹在高渗透砂层之间，具有优良的运移条件和排烃条件，以及高沉积速率所造成烃类的快速生成，从而得到了补偿。而且，其中最富生油层（晚始新—渐新世）的分布控制了油气富集带。

## 二、生油层的热成熟史

J. E. Jedawe 等人利用时间—温度指数 TTI 法，将尼日尔三角洲盆地地温梯度图和阿卡塔组顶面区域构造等值线图叠加交会，取得了约 230 个资料点，并对 2.2、2.5、2.9、3.2、3.6、4.0、4.4、4.7、5.1 $\times$ 100 m（即 1.2°F、1.4°F、1.6°F、1.8°F、2.0°F、2.2°F、2.4°F、2.6°F、2.8°F/100ft）地温梯度值绘制出 9 种图解模式（图 82）。假定今天的地表温度是 27（80.6°F），埋藏速度为 500 m/ Ma。

图 83 是石油生成图解的基本要素。在下沉阶段，生油窗生成石油的起始位置是下沉速度曲线和 TTI 曲线 AA 的交点，这些点在水平时间轴上的垂直投影产生生成石油起始和终了的相应时间位置（ $t_0$  和  $t_e$ ），在不同的时间位置可得出在生油窗中生油岩的滞留时间。

只要下沉速度保持为常数，初期生油窗的温度和深度间隔则会不变。若下沉速度缓慢或是处于停止状态，生油窗会逐渐垂直上移包围较浅层位和较低温度的生油物质。盆地中生成烃的顺序由底部至顶部，开始是较轻的烃（或热成气），生成于开始时间较热的生油窗位置，随着生油窗垂直上移到较冷的位置，逐渐变为较重的烃。

图 82 尼日尔三角洲盆地的石油形成图解

图 83 石油生成基本要素图解

$t_0$ —沉降阶段石油生成的开始时间； $t_e$ —沉降阶段生油岩生油的结束时间； $t_s$ —沉降结束时间； $t_p$ —现在时间； $t_e - t_0 = t_p$ —沉降阶段 O G W 的生油岩滞留时间； $t_s$ —沉降后阶段 O G W 在 D 深度生油岩滞留时间； $t_p - t_s = t_y$ —O G W 垂直运动总的时间（O G W 深度、温度间隔值读竖轴）

在石油生成初期，尼日尔三角洲北部深度约为 3000 m (9850ft)，中部深度增加至约 5200 m (17050ft)。在近岸海域三角洲西部深度不到 3000 m (9850ft)，东部深度约 5000 m (16400ft) (图 84)。

三角洲中部古地温梯度低 (0.2 °F/ 100ft)，(图 84)，初期生油窗顶部的深度则深。

晚始新世（距今 40 百万年），三角洲限于现今的北部边缘，生油窗顶部深度 2400 ~ 3600 m (7875 ~ 11800ft)，平均温度约 117 °F (243 °F) (图 85A)。与初期生油窗的位置比较 (图 86) 从开始深度 (3000 ~ 4600 m 或是 9840 ~ 15100ft) 垂直上升了 1000 m (3300ft)，相应温度下降了 28 °F (50 °F)。

渐新世（距今 30 百万年），尼日尔三角洲继续向南推进，生油窗顶部深度超过 4000 m (13100ft)，温度达到 130 °F ~ 133 °F (图 85B)。同时，三角洲北端生油窗顶部明显地垂直上抬，深度

图 84 开始阶段 (生油窗) 顶部深度、温度、开始的时间  
(尼日尔三角洲盆地)

为 2200 ~ 3000 m (7220 ~ 9850ft), 相应温度为 106 °C (223 °F)。

中中新世 (距今 15 百万年), 尼日尔三角洲进一步向南推进, 生油窗顶部深度超过 4000 m (13100ft), 温度在 100 °C ~ 130 °C (212 °F ~ 266 °F) (图 85C)。

现今 (图 85D) 生油窗顶部温度, 在三角洲北端不到 95 °C (203 °F), 深度约 1800 ~ 2800 m (5900 ~ 9200ft)。在三角洲中部逐渐增至 100 °C ~ 115 °C (212 °F ~ 239 °F), 深度为 3600 m (11800ft)。在几内亚湾海域温度达 120 °C (248 °F), 西部沿海深度约 1800 ~ 2600 m (5900 ~ 8500ft), 到中部及东部沿海深度超过 3000 m (9800ft)。

通过尼日尔三角洲盆地十口钻井资料, 即西部沿海奥罗比里 (Orobiri) - 1 井、比拉布里 (Bilabri) - 1 井、阿盖 (Agge) - 1 井、西部沿岸科科里 (Kokori) 拉佩莱 (Rapel), 东部沿岸科洛溪 (Kolocreek)、考索尼 (Cawthorne)、奇内尔 (Channel) - 2 9 井、埃贝马 (Egbema) 等井, 进一步对镜质体反射率 ( $R_o$  %)、碳优势指数 (CPI)、可溶性有机质与总的有机质浓度

图 85 尼日尔三角洲盆地生油窗顶部温度、深度图

A—晚始新世 (40 百万年); B—渐新世 (30 百万年);

C—中中新世 (15 百万年); D—现代

图 86 尼日尔三角洲复合体地温梯度分布图



比测定的研究，确定的生油窗顶面的特性与 TTI 法预测的生油窗顶部的温度和深度基本吻合（表 13）。

在初始时期生油窗位于顶部之下，潜在生油岩被埋藏期间生成的烃受到 140 ~ 180 （284 ~ 356 °F）温度的影响（图 82），在高温下石油开始转化成为湿气，甚至干气。随着沉积物的不断下沉，新生成的石油和湿气，经热解后可产生干气。因此，深处的阿卡特组生油岩可优先形成天然气，预测这些天然气可能主要分布在尼日尔三角洲北缘。

表 13 用 TTI 方法和地球化学方法，生油窗顶部深度和温度对照表

井	现在生油窗顶部	
	TTI 方法	地球化学方法
奥罗比里 - 1	2910 (120 )	2900 (124 ) <sup>5</sup>
比拉布里 - 1	2910 (120 )	2900 (124 ) <sup>5</sup>
阿 盖 - 1	2910 (120 )	2820 (117 ) <sup>6</sup>
科 洛 溪	3800 (110 )	3866 (83 ) <sup>7</sup>
埃 贝 马	2500 (93 )	2678 (85 ) <sup>7</sup>
考 索 尼		
奇内尔 - 2. 9	3800 (110 )	3375 (100 ) <sup>5</sup>
科 科 里	2800 (95 )	3805 (84 ) <sup>7</sup>
拉 佩 莱	2600 (98 )	3824 (77 ) <sup>7</sup>

下沉停止后，由于生油窗的垂直向上运动，温度变低，这时阿卡特组和阿格巴达组下部的生油岩主要生成了石油，分布在尼日尔三角洲的广大地区。

当生油窗向上运动至 800 ~ 1600 m (2625 ~ 5250ft)，相应温度降低至 23 ~ 54 （41 ~ 97 °F）时，导致生油岩在深度逐渐变浅和较低的温度条件下形成较重的石油。

### 第三节 油气运移和聚集条件

当盆地内生油层（阿格巴达组下部暗色页岩及阿卡塔组粘土岩）的埋藏深度位于 2000 m 左右时，即开始进入生油的门限深度。这时生成的油气就可从生油层运移至阿格巴达组储层之中，随后再沿砂岩层或生长断层断面运移，最后聚集在伴生的滚动背斜内，形成油气藏。

至于次一级断层是起通道或封闭作用，则视具体条件而定，主要取决于断距大小及断层两侧泥、页岩的封闭性。

据统计，当断距小于 150 m 时，油气一般会被上升盘泥、页岩所隔，起到封闭作用。如断距较大时，其封闭能力则取决于断层带与泥、页岩相遇的数量，当一层段内泥、页岩占有 25 % 以上时，与下盘砂岩相遇，断层可起封闭作用。若泥、页岩所占比例更大，则其封闭性就越好。当泥、页岩量小于 25 % 时，上、下盘砂岩会直接相遇连通，断层将起到通道作用（图 87）。

另外，据报导尼日尔三角洲盆地中大多数油藏都未充满到达构造圈闭溢出点。在水驱条件下，断层下降盘油藏的溢出点多位于与断层上升盘相交处，这样上升盘断层面可封闭并具有较大的油气藏高度。

1977 年底，据英荷壳牌石油公司统计资料，在 1400 个油藏中，油藏高度有 71 % 为 15 m 或小于 15 m，只有 5 % 的油藏高度大于 45 m（图 88），但其中油藏高度超过 100 m 的几个油藏却占据了尼日尔三角洲盆地可采储量的大部分。

图 87 尼日尔三角洲复合体的油田中油气运移聚集示意图

图 88 尼日尔三角洲复合体聚集层中的油气藏高度

## 第四节 油、水性质

### 一、原油

尼日尔三角洲盆地产出的原油有两种不同的类型。一种是轻质原油，其特点是含蜡，一般含 5 % ~ 6 %，有的高达 20 %，溶点约在 - 7 ~ 32 。另一种是相对密度大于 0.9 的重质原油，不含蜡，主要成分为环烷烃，溶点一般低于 - 25 。

根据 41 个样品的分析结果，前一种轻质原油系由于陆源有机质提供的母质，沉积在陆相和近海相的交互环境中；后一种重质原油母质全为海相生物，在广海中形成。

也有人认为这两种原油的来源可能是由于热降解作用的不同

所引起的，并提出三角洲西部古地温梯度高，经热解成为轻质原油，而三角洲东部古地温梯度低，成油期晚，成为重质原油。

此外，Dickey (1980) 从伊莫河、阿格巴达、巴坦、阿菲塞雷、奥罗尼、奥迪迪等六个油田，共十口井中取了原油样，除一口井以外，其余九口井内均产出有重质沥青油和轻质石蜡烃油，重质油通过套管柱或浅部油管柱产出，轻质油则通过细长的油管柱从地层深部产出，而且大部分井内在产出原油的同时还产水。

表 14 取样井中油水成分

油田	井号	饱和烃 芳香烃	降解程度	水的总 矿化度	氯化物 碳酸盐	水 型
伊莫河	5C	1.54	中等降解	—	—	
	5T	2.14	轻微降解	1,343	0.03	大气水
	6S	1.45	中等降解	3,684	0.10	大气水
	6L	2.14	轻微降解	3,554	0.18	大气水
	12C	2.14	中等降解	—	—	—
	12T	1.97	轻微降解	2,078	0.14	大气水
阿格巴达	18S	1.01	高度降解	13,970	3.82	原生水
	18L	1.18	高度降解	—	—	—
	14S	0.96	高度降解	14,053	3.5	原生水
	14L	1.15	高度降解	13,041	2.19	原生水
巴坦	6S	1.67	中等降解	18,811	23.4	原生水
	6L	2.21	未降解	18,975	25.5	原生水
阿菲塞雷	2S	0.96	高度降解	3,003	0.13	大气水
	2L	2.10	轻微降解	3,846	0.15	大气水
	14S	1.15	中等降解	6,713	0.61	混合水 (?)
	14L	1.12	高度降解	6,789	0.31	混合水 (?)
奥罗尼	2S	1.18	高度降解	7,340	0.46	混合水 (?)
	2L	1.67	轻微降解	8,447	1.66	混合水 (?)
奥迪迪	17T	1.41	中等降解	21,556	43.9	原生水

0—通过套管取样；T—通过油管取样（深于C）；S—通过短油管取样；L—通过长油管取样

从表 14 可看出，降解油并不都是与大气水有关。如伊莫河油田伴随原油产出的水都是大气水，但在浅层产出的原油是降解

油，在深层产出的则是未降解油。阿格巴达油田，伴随降解油产出的水是原生水。巴坦油田伴随降解油与未降解油产出的都是原生水。

图 89 表示二次运移的原油如何在高渗透层系中  
通过地层水渗滤并被降解

(当原油聚集在 B 处，在油水界面处进一步被降解。当圈闭超出溢出  
点 C，底部的降解油则大部分向上倾方向移到下一个构造中去)

上述六个油田中，同一油田内同源的油，在浅层为含沥青质重油，至深层变为轻质石蜡烃油。因此认为重质油是轻质油经水洗作用和细菌作用降解而成的。当原油通过充满水的良好渗透层向上运移时，便可能发生石油的降解作用。在某种特定条件下(图 89)发生了降解的油通常可优先向上倾方向运移到未降解的油中去。原油沿砂岩 A 通过水层向上倾方向移动过程中被降解，随后原油聚集在 B 处。这时流动的水对油水界面处的原油继续产生降解作用，最后当构造充满到溢出点，而更多的原油继续向这里运移，则由溢出点 C 处溢出。这样，更多的降解油则会渗透到另一个上倾方向的圈闭中去。一旦大气水停止流动或原生水得到补充，那么一个复杂的石油聚集模式便会形成，甚至可导致

油气藏重新发生分异。

## 二、水

尼日利亚壳牌石油开发公司分析了尼日尔三角洲盆地东部五个油田的水样，按深度可划分为四种基本化学类型。

型水：深度  $< 2134\text{ m}$ ，总矿化度  $< 4000\text{ ppm}$ ，氯化物与重碳酸盐比值小于  $0.2$ ，属重碳酸钠型水。

型水：深度  $2134 \sim 3048\text{ m}$ ，总矿化度  $6000 \sim 14000\text{ ppm}$ ，氯化物与重碳酸盐比值在  $0.2 \sim 5$  之间，属氯化镁型水，并以氯化物含量高，重碳酸盐含量低为特征。

型水：深度  $2438 \sim 3048\text{ m}$ ，总矿化度  $15000 \sim 30000\text{ ppm}$ ，而且随深度逐渐增高，氯化物与重碳酸盐比值大于  $5$ ，属氯化钙型水。

型水：深度  $2743 \sim 3658\text{ m}$ ，反常的是总矿化度明显降低，在  $6000 \sim 12000\text{ ppm}$ ，氯化物与重碳酸盐比值在  $0.2 \sim 5$  之间，属氯化镁型水，并以重碳酸盐含量高为特征。

## 第五节 油气富集的主要控制因素

(1) 三角洲持续发展，沉积物厚度大，为油气富集奠定了雄厚的物质基础。

尼日尔原始三角洲开始形成于晚白垩世，延续至第三纪古新世早期，因发生大规模海侵而沉积了伊莫页岩之后，三角洲停止活动。始新世晚期重新开始了第三纪海退式进积型的三角洲沉积，由北而南向大西洋的几内亚湾方向推进，至今仍在发展。在整个三角洲不断发育过程中，沉积了一套由贝宁组、阿格巴达组和阿卡塔组所组成的岩性组合，据地震资料推测，最大沉积厚度在  $12000\text{ m}$  以上。

(2) 生储盖组合发育全，配套好。

生油层为前三三角洲相沉积的阿卡塔组粘土岩及阿格巴达组下

部的暗色页岩，生油层总厚度在 3500 m 以上。

储油层为三角洲前缘相沉积的阿格巴达组中的石英细—粉砂岩，物性良好，横向分布较稳定，也是尼日尔三角洲盆地中的主要勘探目的层。

盖层为三角洲平原相沉积的贝宁组下部夹的阿法姆粘土段，横向分布稳定，一般厚度在 600 m 左右，为区域性盖层。

上述三个组向上组成生储盖组合，分布在整个三角洲区域；横向上互为一体，从而构成良好的成油组合。

(3) 生长断层的下降盘伴生的滚动背斜，呈群呈带分布，有利于油气聚集，加之主要生长断层面作为油气运移通道，对油气富集具有十分优越的条件。

(4) 由于海岸线从北向南持续推进，各类三角洲相的沉积物继承性发育，尤其是三角洲前缘亚相及三角洲平原亚相中的河口砂坝砂、簕状砂及点砂坝砂等砂体交织重叠分布，为该区地层、岩性油气藏的形成提供了广阔的领域。

总之，该区油源十分丰富，储层性能好，滚动背斜众多，有利于油气聚集，加之油气藏常有气顶存在，原油性质好，相对密度在 0.8 ~ 0.85 之间，地下原油粘度在 0.3cP 左右，易流动，边、底水十分活跃，因此，各油田的天然能量充足，给高产稳产创造了有利条件。



## 第七章 同生构造（包括泥脊和盐构造等）的成因探讨及其意义

### 第一节 滚动背斜的成因机制

区域性生长正断层的存在是形成滚动背斜（或逆牵引构造）的必要条件。生长断层又叫同生断层，它是和沉积作用同期发育的断层，是在沉积过程中长期发育、逐渐“生长”起来的断层。它的特点是下降盘地层厚度大于上升盘，为1~10倍；生长指数一般1~2，最大可达5~10；断层落差随深度增大而加大。滚动背斜是在重力或差异压实等作用下，因生长断层下降盘岩层发生弯曲所形成的逆牵引构造。其成因机制主要有三种。

#### 一、重力滑动

当盆地边缘位于基底斜坡的区域构造背景上时，沉积物随着埋藏深度的增大，上覆地层不断加厚，在重力作用下产生自然下滑，下滑过程中岩层被拉伸发生破裂，导致上、下盘分离，从而在沉积物不断堆积过程中形成了生长正断层。由于同生正断层断层面弯曲，上陡下缓，当断层下降盘岩层沿弯曲断面下滑，由陡处进入缓处时，断块所承受的断层水平分力逐渐加大，上、下盘水平拉开的距离亦相应增大，从而在断面附近形成一个拉张的“遐想裂缝。”实际上这个裂缝在断裂发育过程中并不存在，它总是被通过靠近断层面的岩层不断因重力下落而弥合，致使地层下垂，与区域倾斜反方向弯曲（即背倾），从而形成逆牵引构造（或称滚动背斜）。如果在地层背倾过程中，超过了它的弹性限度，则会发生破裂，形成反向断层（图90）。

图 90 由重力滑动作用产生的逆牵引构造

## 二、差异压实

当某一组地层，由于岩性或厚度在横向上发生变化，即这些沉积物可压实的体积和不可压实的体积比发生变化时，则会出现总压实量的差异。由于受岩相、厚度变化的差异作用的影响，可产生生长断层（图 91a）。

假定在某一条件下，砂的最大百分比为 50 %，当压实期间

图 91 由差异压实作用产生生长断层

砂的孔隙度从 40 % 降至 20 % 时，厚度可减少到原来的  $1/2$ ，而泥岩的孔隙度从 80 % 减至 20 % 时，则厚度减少到原来的  $1/4$ 。这种由于压实而出现的总压异，就会在岩相和厚度变化最大的上倾方向那一边产生区域性生长断层，其走向与岩相和厚度变化的方向垂直，而且这种断裂是沿着岩相和厚度都有变化的枢纽挠褶带环绕最大沉积中心的弧形带发生的。当一个新的沉积轴或沉积中心形成后，就会开始发育另一条断层，并逐渐达到最大的生长速度。而后，当沉积中心迅速沉积和压实终止时，断层也就随即停止活动。这时，随着新的较高层位的沉积中心向海湾方向相继形成，在倾斜方向那一边会形成新的断裂带。因此，在生长正断层的不断发育过程中，下降盘沉积物堆积越来越厚，在重力作用下岩层背倾，从而形成了滚动背斜。

为了进一步说明差异压实能够产生断裂，卡弗设计了一个模拟实验（图 92）。该装置的水槽具假底，由渗透性的和非渗透性的物质组成，使埋在渗透层中的漏斗造成真空，从而使沉积物承受压力。沉积物顶部和底部的压差通过插在渗透层中的玻璃管来测量。管子和漏斗包上布，以防砂子流入。

图 92 差异压实模型结构

沉积物放入槽中，静止几小时后，在停滞时间内就可见一些压实现象，沉积物表面有“泥火山状的构造”出现。由于渗透的底部层上压实较强，沉积表面造成缓坡，在缓坡上则可见明显的流动构造出现。

当槽底渗透层抽成真空时，其上的沉积层承受 0.9 大气压。这时沉积表面出现一条断层带，表现为一高达 2 mm 的陡坎，与底部渗透层和非渗透层的分界面平行，位于非渗透层之上。

模型中由差异压实造成的断裂带是剪切断裂带，由复式正断层组成，压实较强的一边下降，并出现反向断层，从而在断裂带内形成小地堑。这个实验结果与尼日尔三角洲沿岸区在三角洲前缘和下部三角洲平原相发育的阿格巴达组砂岩夹页岩与前三三角洲相发育的阿卡特组页岩接触带，由于两组沉积物岩性和厚度的差异，在差异压实作用下形成的区域性生长断层很相似。

同时，还发现差异压实形成的断裂，不是发生在压实最强的地区或差异压实最大的地区，而是离开差异压实最强的地区有一段距离。如果把沉积物看成是一个简单支撑的杠杆，那么断裂带离开最大应力区的道理就清楚了。

图 93 所示，上、中、小三个剖面分别表示遐想负荷、剪切图解和模型上出现的剪切带的位置。通过该图对剪切应力进行分析，把沉积物看作是一个简单支撑在  $R_1$  和  $R_2$  两点的杠杆，渗透块上面的差异压力假定为一均一负荷。由于这个杠杆相对它的长度有一定的厚度，所以总负荷的一部分因受剪切阻力（这种情况下就是颗粒之间的结合力）而传递到不受应力的那一边。这样，本来不承受应力的部分必然要受到一定的负荷，而且这一负荷是不均一的。剪切图解上的最大剪切值是在负荷部分的两端，所以剪切破裂发生在剪切应力高的地带，即离开均一负荷部分有一段距离。在承受负荷部分的端点以外，剪切力没有增大，而在自然界中，反作用力  $R_1$ 、 $R_2$  可以看作是在离开负荷部分的无限远处。所以，区域性生长断层可能出现在离开差异压实最大地区有一段距离的内陆地区。

图 93 差异压实模型的负荷和剪切图解

### 三、塑性流动

前三角洲相沉积的阿卡特组，主要由粘土岩组成，据地震资料解释，可能还有盐岩类沉积物。当沉积物不断堆积，在上覆地层的压力作用下，这些富含水的软泥、粘土等，大约在温度 100 和压力 600 大气压下，在地下深处将变为塑性岩石，由于较上覆层相对密度小，而产生密度差，使下伏塑性岩石发生侧向流动，形成泥脊或盐流上拱。在同生正断层发育过程中，于下降盘伴生了滚动背斜（图 94）。

图 94 由塑性岩层流动、上拱产生的生长断层与滚动

## 第二节 生长断层的形成机制

Merki (1970) 对尼日尔三角洲沉积物中的生长断层形成机制提出了与泥岩刺穿有关的解释, 其演化发育过程如图 95。

(1) 前积退复层序。盆地翼部沉积的薄粘土层没有发生形变, 在进展的斜坡前端趾部开始出现泥脊。

(2) 由于泥脊继续生长, 生长断层开始形成。在由退复层序的压实作用和粘土流动形成的洼陷中沉积陆原砂。

(3) 随着三角洲沉积向盆地中心推进, 形成新的泥脊。而且在三角洲的下倾部位形成了粘土上隆构造。

(4) 三角洲后期下沉, 造成掀斜并沉积了厚的陆原砂。由于页岩上隆构造的继续生长, 形成了扩张断裂型式, 并在三角洲的下倾部位形成了“背对背”断裂。

当三角洲沉积向海洋方向推进时, 在沉积负荷作用下, 流动很强的塑性粘土在陡坡处上拱。这种形成的波浪状泥脊, 其轴线可长达 100km, 走向与陆波平行。如继续沉积, 泥脊埋藏更深, 由于密度倒流而使构造继续生长。泥脊朝向海的一翼是早期生长断层产生的地方。当泥脊长期继续不断地生长时, 在泥脊朝向陆地的一翼上, 形成和区域倾斜反向的同生断层。这些次一级的张性断裂带和“反向”式断裂的存在, 也反过来说明泥脊在生长。

图 95 简单和复杂的生长刺穿生长断层发育图

沉积速度减低时，粘土甚至可能形成一些刺穿构造。

地质时代愈来愈新的泥脊和断裂向前叠加，造成三角洲向前推进。因此，区域性生长断层带的形成，就是三角洲随时间的推移而前积生长的直接记录。

从三角洲的上倾部位到下倾部位，构造形变的强度逐渐增大，从一个具有简单地滚动背斜的断裂带，发展成为泥脊上拱的断裂带，并依次出现了三种构造类型：

(1) 简单的滚动背斜构造，没有泥脊上拱的构造作用。

(2) 泥脊构造。分布在海上，构造曲率随深度增大，主要同生断层面的变形控制着次一级张性断裂的变化（图 96）。

(3) “背对背”式构造（图 97）。在泥刺穿构造的两侧，分布有两条方向相反的生长断层。

滚动背斜是一种同生构造，它是在沉积同期发生的构造变形，有优先捕获油气的条件，因此，常形成“小而肥”的油田。

图 96 泥刺穿或泥上隆构造地震横剖面图

图 97 “背对背”式断层形成的泥刺穿构造地震横剖面图



## 第八章 油气田各论

### 第一节 构造圈闭及典型油气藏

滚动背斜是尼日尔三角洲盆地内的一种主要构造圈闭类型，其轴向一般平行主断层，背斜的形成受主断层控制，有的发育不全，成为半背斜、构造幅度一般不大，成丘状，圈闭面积小，多在  $10\text{km}^2$  以下，分布在同生断层的南侧，常见有以下几种构造类型（图 98）：

（1）基本上没有错断的单纯滚动背斜，这类构造在尼日尔三角洲盆地中约发现了 25 个油田。

（2）由 1 条或多条断层与主要同生断层作用下形成的滚动背斜。这类构造在尼日尔三角洲盆地中分布较为普遍，约有 70 个油田。其中以陆上的博穆油田和海上的梅伦油田为典型。

#### 一、博穆油田

该油田位于哈尔科特港的东南，1957 年经地震勘测确定为一穹隆状背斜构造，长约  $6\text{km}$ ，宽约  $4\text{km}$ 。由两个高点组成，主体部分在东部，西端仅有一个小高点。轴向由北北西向渐次转为东西向，向北突出，呈一弯弓形。轴部有一条北西—南东向南倾正断层，将构造主体部分分割为南、北两大块，鞍部有一条北西—南东向东倾正断层又将东、西两个高点分开，西南翼另有一条南西倾正断层与鞍部断层相截（图 99）。该构造是在南、北两侧主要生长断层作用下伴生的滚动背斜。

通过在构造南部钻探博穆 - 22 井和 23 井之后，进一步证实了背斜顶部构造随着深度的加深向南产生偏移（图 100），这也是尼日尔三角洲盆地内滚动背斜油气藏的共同特征。

图 98 尼日尔三角洲油田构造的主要类型

博穆油田面积约  $20\text{km}^2$ ，可采储量  $6.1 \times 10^7\text{t}$ 。油气产自第三系阿格巴达组，包含有五个含油砂层和四个含气砂层，油层顶部埋藏深度为  $2178\text{m}$ 。主要储油气层为石英粉——细砂岩、分选好，无胶结物或少胶结物，物性良好，有效孔隙度  $25\% \sim 35\%$ ，渗透率  $300 \sim 1200\text{mD}$  ( $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ )。

该油田的原油为石蜡烃族，含蜡量高，含硫量低。原油性质(平均值)具体量为：

相对密度	0.8524
粘度	4cP (38℃)
含硫量	0.17%
含蜡量	5.1%
凝固点	17.78

天然气的相对密度及成分为：

重量

图 99 博穆油田 F<sub>2</sub> 砂层顶部构造图

图 100 博穆油田地质横剖面图

相对密度	0.65
甲烷	89.8 %
乙烷	3.4 %
丙烷	0.6 %
丁烷	0.2 %
戊烷以上	1.9 %
二氧化碳	3.4 %

该油田于 1959 年正式投产，为层状油藏，常见气顶，底水十分活跃。一次采油是在强烈的水驱作用下进行生产，因此油井都是自喷开采。至 1990 年已早产油  $4.924 \times 10^7$  t，当年有油井 49 口，日产油已降为 842t。

二、梅 伦 油 田

该油田位于尼日利亚陆棚区的尼日尔三角洲西侧，即尼日利亚首都拉戈斯西南 176.0km，滨外约 12.8km。

经地震勘测发现为背斜构造（图 101）。1965 年 3 月 18 日梅

图 101 梅伦油田  $G_1$  砂岩构造图

伦 - 1 井获得工业油流，1968 年 9 月该油田正式投入生产。该构造为两条（ - 北东倾， - 南西倾）主要生长正断层组成的滚动背斜。轴部被 2 条分支断层分割为“ A ”、“ B ”两个断块，为主要的产油区。“ F ”断块为主要的产气区。“ C ”、“ D ”、“ E ”三个断块较小，为主要同生断层在相反方向上，因应力局部释放而形成的次要断块产油区。

已探明油田面积约  $20\text{km}^2$ ，据预测含油面积将超过两条主要同生断层所控制的范围。地质储量 17810 万 t，可采储量 8219.2 万 t，为尼日利亚主要油田之一。油气产自第三系阿格巴达组的 E、G、H、J 和 K 砂岩，其中 G 层为主要产层。从 1968 年 10 月至 1981 年 1 月生产出的 4958 万 t 石油和 68 亿  $\text{m}^3$  天然气，大约有一半产自 G 砂岩。1990 年的产量为 292 万 t，至该年底的累积

产油量为 7343 万 t。

“ A ”断块的 E<sub>1</sub>、G<sub>1</sub>—G<sub>2</sub>、H<sub>4</sub> 油层和“ B ”断块的 E<sub>1</sub>、E<sub>3</sub>、G<sub>1</sub>、G<sub>2</sub>、H<sub>1</sub> 油层大多位于井深 1615 ~ 2072.6 m 之间，最浅油层顶部深度仅 1524 m。油层总厚度 762 m，有效厚度 502.9 m，共见油层 69 层，单层厚度在 4 ~ 44 m。“ A ”、“ B ”断块内的八个主要油层性能和产量见表 15。

表 15 “ A ”、“ B ”断块八个主要油层性能和产量表

油层	油层性质				油层体积		累积产量 (1980)		
	孔隙度 (%)	含水饱 和度 (%)	渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	残余饱和 度 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	石油储量 (万 t)	气顶 系数	石油 (万 t)	天然气 (百万 $\text{m}^3$ )	水 (万 t)
E <sub>1</sub> /B	28	18	0.987	59.31	558.9	0	111.0	6.44	19.2
E <sub>3</sub> /A	26 - 31	15 - 24	0.987 - 1.481	77.30	2356.2	0.1	627.4	79.52	8.2
E <sub>3</sub> /B	27 - 30	15 - 22	0.296 - 0.987	85.78	2987.7	0.1	605.5	67.76	24.6
G <sub>1</sub> /B	25	21	0.197 - 0.395	92.90	898.6	0.2	263.0	37.80	1.4
G <sub>2</sub> /B	32	14	1.777	101.80	3791.8	0	805.5	89.88	0
G <sub>1</sub> - G <sub>2</sub> /B	27	24	1.184	108.22	3856.2	0.2	1148.0	155.68	16.4
H <sub>1</sub> /B	27	20	0.296 - 0.493	101.80	891.8	0	283.6	39.48	12.3
H <sub>4</sub> /A	23 - 28	25 - 30	0.099 - 0.493	143.66	690.4	0.5	190.4	50.40	1.4
合计					16031.6		4034.4	526.96	83.5

主要产油层 G 砂岩为一个分布在较低处的滨外砂坝，由含长石石英细—粉砂岩夹页岩组成。生产层厚度一般在 30 ~ 50 m。砂岩的分选性好，无胶结物或极少胶结物，呈接触式类型，储油物性良好，平均孔隙度为 27 % ~ 32 %，渗透率为 1.135 ~ 1.75  $\mu\text{m}^2$  (即 1150 ~ 1775 mD)，平均原生水饱和度为 14 % ~ 24 % (表 16)。

砂岩体横向分布稳定，沿生长断层发育，呈长条状分布。总的厚度由西南向东北方向增厚，而且孔隙度及渗透率也随着增大。

表 16 G 油层数据表

<div>油 层</div> <div>项 目</div>	“ A ”、“ C ” 断块	“ B ” 断块
	G - 1/ G - 2	G - 2/ G - 3
海底面 以下 深度 ( m )	- 1859. 3	- 1828. 8
岩石类型	砂岩	砂岩
平均厚度 ( m )	42. 1	38. 4
平均孔隙度 ( % )	27	32
平均渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	1. 14	1. 75
平均原生水饱和度 ( % )	24	14
原始油层压力 (基准面) ( MPa)	18. 4	17. 7
平均泡点压力 ( MPa)	18. 1	17. 3
原始石油体积系数	1. 327	1. 312
原始溶解油气比 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	100. 8	104. 7
原始石油粘度 ( mPa·s)	0. 57	0. 46
原油相对密度	0. 8550	0. 8602
原始油水界面 (海底面以下深度) ( m )	- 1882. 1	- 1888. 8
原始气水界面 (海底面以下深度) ( m )	- 1828. 8	- 1769. 1
原始石油地质储量 (万 t)	3840	3780
原生气 (亿 $\text{m}^3$ )	58	50

通过 X 射线衍射和扫描电子显微镜分析进一步证实砂岩中的自生高岭土矿物含量对渗透率的变化起着控制作用。当粘土矿物含量大约在 10 % ~ 15 % 时，砂岩的储集性能就会变差。这是由于这些粘土微粒常呈薄膜状，分布在孔隙与孔隙喉道之间，其孔径大小在 2 ~ 43 $\mu\text{m}$  之间，且多沿水平方向分布。因此，在水

平方向孔隙度和渗透率减少尤为明显。

另外，还进行了水敏感性试验，当高龄土微粒与弱电离水接触时会发生水解，被分解的微粒也会影响到渗透率的变化，其结果有两种不同的情况。

若粘土微粒小于孔隙喉道，它可能经主要通道而进入次要（或更小）的孔隙喉道，使渗透率增加。

当粘土微粒较大（或近于孔隙喉道）时，这些细分散微粒在主要通道内呈块状，会阻塞孔隙间的连通，而使渗透率减小。

该油田的原油为石蜡烃族，含蜡量高、含硫量低，原油性质具体量为：

相对密度	0.8927 ~ 0.8373
粘 度	0.47 ~ 0.56 mPa·s
含硫量	0.13 %（重量）
凝固点	- 29

该油田为层状油藏类型，常见气顶。“A”、“B”、“C”断块三个生产区的油藏高度一般在45m以下，其中“B”断块油藏高度变化大，为26~138m，容积法估算石油占据了86%的含烃孔隙空间，其余14%的孔隙空间为天然气所占据。

一次采油利用气顶、溶解气和水驱，采收率为37.4%；二次采油进行注水可获得10.5%的采收率。整个油田通过物质平衡法、横剖面法和油层模拟研究制定的综合开发方案，预计主要油层同期在各油藏开发生产到1990年。

另外，由一条或多条反向断层组成的简单式的滚动背斜，这类油田大约有10个。

由于反向断层引起构造顶部下陷或由于页岩向上隆起，而形成的构造顶部塌陷的滚动背斜，这类油田大约有20个。

## 第二节 地层、岩性圈闭及其油气藏

尼日尔三角洲盆地在由北向南不断向几内亚湾推进的发展过



程中，主要油气层——阿格巴达组形成了一个复杂的海陆交互环境的沉积物。值得注意的是其中发育的沿岸砂坝、河口砂坝、分支河道、点砂坝、天然堤等各种砂体，当直接与阿格巴达组下部生油层或是阿卡特组生油层接触，或是通过生长断层面作为运移通道，油气进入各种砂体后，在条件适宜下，即可形成不同类型的地层，岩性油气藏。经过近年来的勘探，已发现有三种类型的油气藏。

### 一、侵蚀面遮挡地层油气藏

主要分布在尼日尔三角洲盆地东南部的海上。如埃南 (Enang) 油气田 (图 102)，它是一个气顶油藏，长 9km，宽 5km。为第三系阿格巴达组中一个层的大侵蚀面遮挡油气藏，侵蚀面上部水平层的夸伊布 (Quaiboe) 页岩作为盖层，遮挡了侵蚀面之下倾斜的鲁博 (Rubble) 和比亚福拉 (Biafre) 储油层而形成。

该油气田的气藏高度为 133m，油藏高度为 30m。原油可采储量为 1781 万 t，天然气储量为 56 64 亿  $m^3$ 。

图 102 埃南油田地震剖面图

## 二、河道砂油田

在尼日尔三角洲盆地南部海上和陆上西侧发现有此种油田。如陆上西侧的奥普马（Opuma）河道砂油田，为第三系阿格巴达组中的一个河道砂沉积，含油面积约  $100\text{km}^2$ 。区内有两个日产原油约 3240.0t 的油田。

奥普马河道走向北东、倾向南西，河道充填物厚 457 ~ 1372 m。岩性变化大，西部为粘土，东部和北部为砂层。油气主要聚集在河道充填物的中部和下部，油气层一般为薄层粉砂层，电测曲线上显示为低电阻，油水界面明显，地层水矿化度极低，只 2000ppm。

图 103 奥比亚福—奥比里科姆油田剖面图

### 三、岩性油气田

主要分布在尼日尔三角洲盆地的中部。如奥比亚福—奥比里科姆 (Obiafu—Obrikom) 油气田, 含油面积约  $150\text{km}^2$ , 是一个在滚动背斜构造背景上发育起来的岩性油气藏 (图 103)。地层平缓, 倾角一般为  $3^\circ \sim 7^\circ$ , 最大倾角  $20^\circ$ 。含油层系为第三系阿格巴达组, 主要为沿岸砂坝砂积体, 厚度较大, 向东尖灭。

整个油气田有七个油气层, 其中有五个为气顶油层。油气层的埋葬深度为  $3712 \sim 4100\text{m}$ , 孔隙度随深度的加深变小, 从  $28\%$  减小至  $15\%$ 。油气层的横向变化受南北两侧的断层控制。靠近断层砂层增厚。

该油气田日产油约  $3840.0\text{t}$ , 气油比  $30\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

## 第九章 尼日利亚油气勘探、 开发中的几个特点

尼日利亚的石油工作者们，根据尼日尔三角洲盆地内油气田的地质条件，采取了一系列行之有效的勘探、开发方法，其有独特性。

### 第一节 重视地震工作， 不断提高勘探精度

该区油气藏的主要构造类型是滚动背斜，由于构造平缓、闭合度较小、断层多，当地震资料质量不高时很容易遗漏构造。因此，尼日利亚的石油工作者们很重视地震工作的质量。

#### 一、重视野外第一性地震原始资料的取得

测线网的布置目的性明确，方法也比较灵活。

普查阶段一般布置正规矩形网，主测线距 3km 左右，主要进行区域性调查，目的在于发现同生断层及滚动背斜。

详查阶段，测线布置分两种情况：一种是在发现有滚动背斜的地区加密测线；一种是垂直或平行同生断层加密测线，一般测线距为 1~2km，个别地区为 0.5km。此外，也有针对特殊的地质问题而布置测线的。对提高原始资料的质量采取了一些具体措施：

(1) 采用多次覆盖，陆上普遍采用 6 次覆盖，海上普遍采用 24 次覆盖。陆上及海上复杂地段分别采用 12~24 及 48~96 次覆盖。

(2) 大排列、大偏移距、中等道间距的观测系统。陆上普遍

采用 600 ~ 900 m 道间距，海上采用 50 m 道间距。

(3) 长井深、多井组合爆炸。在地质条件复杂、激发能量不足的地区，一般采用梅花形五井组合爆炸，井深 9 ~ 18 m，单井炸药量 2 ~ 3 kg，海上采用非炸药震源。

(4) 多检波器，中小组内距的面积组合。一般采用 12 ~ 20 个检波器面积组合，组内距 5 ~ 10 m。

(5) 普遍使用高精度的数字地震仪。

## 二、多种方法处理地震资料提高精度

地震资料首先用计算机进行动、静校正，速度分析，之后再作数字带过滤波、反褶积、水平叠加、二维偏移校正等方法的处理，以求达到最后获得数字化的剖面。

## 三、加强地震、地质、测井三位一体的综合研究

普查及详查阶段在于搞清生长断层的具体位置和局部构造形态，以供择优选取探井井位。

细测阶段结合估价井、地层倾角测井、速度测井资料，搞清局部构造内的次一级断层和其它构造现象，并划分油、气、水界面。

总的在于加强区域地质构造规律性的研究，搞清三角洲的发育特点及生长断层的分布规律以及与滚动背斜之间的关系。因此，对地震资料必须进行反复处理和解释，有时由于采用了新的处理方法和程序，在已勘探过的地区往往又可发现新的圈闭类型。

## 第二节 多打井、多钻构造

尼日利亚每年只拥有 20 多台钻机工作，在钻机少的情况下，每个新构造钻 1 ~ 4 口探井，待确定油田范围之后，即将钻机搬迁到新构造上钻井，有的井等钻完和下套管之后，大型钻机就搬

走，而只用一台修井机进行测试和下油管等完井工作。如遇有的油田面积较大，产量较高，输油方便，则立即钻一批生产井采油，探边井的钻探放在油田开发过程中进行。

### 第三节 地层松软，尽快完钻

尼日尔三角洲盆地的地层松软，平均井深在 2600 ~ 3100 m，一般除新构造上钻第一口井钻速较慢，约需 1 ~ 2 月外，一般 1 口井在七天内可完钻。如海上奥坎油田 1 号井井深 3658 m，一个半月完钻，而第 2 口井井深 2000 多米，只用了一个星期就完钻。

### 第四节 开展多种项目测井

测井方法包括有伽马侧井、岩石密度测井、井眼补偿声波测井、补偿中子测井、地层倾角测井等，其中以地层倾角测井使用更多，它是研究构造和沉积环境的一种重要手段，特别是对研究生长断层及其半生的幅度较小的平缓滚动背斜是行之有效的一种测井方法。一般是在每 30 m 井段测量 5 ~ 15 个数据，2°以下的倾角均可测出。

### 第五节 稀井高产开发油田

尼日利亚石油公司在勘探和开发方面结合得好，所钻的探井、评价井大多是平行断层、钻探不同含油层系高点的定向斜井，井斜一般小于 20°，这种斜井钻过的油层层数多、厚度大，许多断块油田上只有一口生产井。

陆上和海上油田，大多采用三角形井网，分层系开采。为了实现稀井高产，保持长期稳产，规定生产井井距不能小于 700 m。一般一个层系两个油层合采，最多不超过三个油层，即使一口井油层很多，也不能多射孔，而是自下而上逐层开采。

油田开发过程中，由于油层疏松，往常造成油井出砂严重，很快使井下设备和地面设备磨损，油田产油量不稳定。英荷壳牌石油公司自从采用合成树脂胶结砂层取得明显效果后，使油井产量提高一倍，从而减少了修井，达到了稀井高产的目的。

# 第十章 喀麦隆的杜阿拉盆地简介

该盆地位于喀麦隆西侧（图 104），在中新生代的大部分时期属于尼日利亚海岸盆地的一部分，至第三纪晚期由于喀麦隆火

图 104 喀麦隆几内亚盆地构造图



山活动隆起成山（图 105），才与尼日尔三角洲的沉积分离。笼统讲，杜阿拉盆地和尼日尔三角洲盆地都属于尼日利亚海岸盆地。

图 105 喀麦隆带南部横剖面图

盆地面积约 1 万  $\text{km}^2$ ，已知最老地层为下白垩统，岩性为含砾石的长石粗砂岩夹含炭质及沥青质页岩和杂色泥岩，属陆相及海湾相沉积，厚约 800 m，与晚前寒武纪的结晶岩和变质岩呈不整合接触。

上白垩统为海相沉积，岩性为页岩夹负岩及砂岩，厚约 800 m。

第三系古新统底部为陆相沉积，层位未定，其上为海相的古新统一渐新统沉积，岩性主要为灰质泥岩，厚约 1000 m。

属尼日尔三角洲盆地部分的第三系始新统一现代沉积物有海相阿卡特组页岩、近海三角洲相的阿格巴达组砂岩与页岩互层和三角洲平原相的贝宁组砂层夹粘土沉积物，厚约 4000 m。

盆地的构造资料未见报导，推测具断块性质。

50 年代后期，西非的安哥拉、加蓬和尼日利亚几乎同时发现了油田，引起了喀麦隆政府的注意，1955 年和 1957 年间在该盆地洛格巴巴附近钻了 4 口井（井距仅几百米），钻遇层位为上白垩统洛格巴巴岩系，岩性主要为含白云母粉砂质泥岩（粘土矿物占 70 %）夹透镜状砂岩，含海相动物化石，有油气显示，无工业价值，但为生油层的研究提供了重要资料。

取样井深在 775 ~ 4020 m 之间，氯仿抽提了 38 块岩芯样品，分离了其中的 34 块，利用气相色谱法分析了总烷烃量，用质谱法对 12 种饱和烃馏分和 5 种芳香烃馏分进行了分析。

#### 1. 氯仿抽提物

从图 106 和表 17 可以看出，氯仿抽提物和总烃量（饱和烃

图 106 洛格巴巴岩系中氯仿抽提物 ( ) 和烃类  
[饱和 + 芳香族 (o)] 因埋藏引起的演变





+ 芳香烃) 随深度的变化情况, 可划分出三个不同生成物的带:

(1) 在不到 1500 m 的浅层, 岩芯中的可抽提物量较高 (约 50 mg/g 有机炭), 到 1500 m 附近含量略有减少。

(2) 在 1500 ~ 2200 m 之间, 氯仿抽提物量猛增, 主要是饱和烃有显著的增加。这个阶段相当于“石油的主要生成带”。

(3) 超过 2200 m 时, 氯仿抽提物骤减, 到 3000 m 以下, 含量更小。这个阶段相当于热裂化阶段, 生成物为凝析油及湿气。

## 2 饱和烃

从图 56 与表 18 所示, 可以看出有关烷烃随深度所引起的变化情况, 同样可划分三个不同生成物的带:

图 107 洛格巴巴岩系饱和烃 ( ) 和芳香族烃 ( ) 随埋藏深度的演变  
(图中所绘的为氯仿抽提和苯—甲醇抽提的饱和烃量)

(1) 在小于 1200 m 的浅层, 烷烃含量很小 (1 ~ 3 mg/g 有机炭), 与近代或未成熟的古代沉积物含量近似, 其中只有少量 n



-  $C_{15}$  到  $n - C_{20}$  之间的正构烷烃，并分布有原地生长的藻类。另外，还有较多的异戊间二烯烃 ( $C_{15} \sim C_{21}$ )。

(2) 在 1200 ~ 2200m 之间，烷烃突然增加到最高值 (500mg/g 有机碳)，其含量与图 106 所示烷烃分布的演变趋势相似。其中链较长的正构烷烃及异构烷烃逐渐从可溶性抽提物和不溶性干酪根中生成。另外，也有异戊间二烯烃，但程度要差一些 (表 18)。这种现象还经过 103 - 2 号岩样进行热成熟试验加以证实。

(3) 超过 2200m 深度时，烷烃量骤减，在 3000m 以下含量极低，其中碳—碳键因热催化裂解，使饱和烃中的长链正构烷烃及支链烷烃逐渐减少，而生成凝析油和湿气 (表 18)。在钻井过程中，这个深度范围内有气显示，经热成熟试验，也证明了这一点。

另外，从表 17 可看出，在浅层及中等深度层中带奇数碳的长链正构烷烃占主要部分，但它们随埋藏深度的增加而逐渐消失。

当超过 1200m 深度时，由于选择性生成了正构烷烃，支链烷烃和环烷烃/正构烷烃的比值急剧下降，在较深处由于异构烷烃伴生，情况趋于稳定。在 2700m 深度以下，上述比例略有增加，可能是由于催化及裂化作用形成了支链烷烃的结果。

在不到 2000m 的深度，曾见过较高浓度的三环烷烃，从而说明有机质来源于陆源成分。在 2000m 以下深度，单环和双环烷烃的浓度有所增加。

### 3 芳香烃

从图 107 中可看到芳香烃随埋葬深度的变化情况。虽含量较少，但其浓度在超过 2200m 深度时减少得很慢。

图 108 所示，为 910 ~ 2650m 之间芳香烃馏分气相色谱分析。以低分子量化合物为主，纯芳香烃结构占大部分，因此，在图中可见到成群的特征峰。在第 5 峰群附近不见有与甾族化合物有关的少数环烷芳香烃分子，在第 1 峰附近出现有轻双芳香烃分子，这是馏分随深度演变的特征。

同时还用火焰光度探测法分析了这些芳香烃馏分中的含硫分

图 108 洛格巴巴岩芳香族分子气相色谱研究：分布随深度的变化

子、主要由硫茆组成，带一些低分子量的硫茆，没有发现过萘—苯并噻吩。芳香烃馏分质谱分析证明了它们在整个岩系中有均匀分布。

据 1788 m 深度 103 - 107D 号岩样分析的结果。总芳香烃分子按碳原子数分布（图 109a），其中以低分子量分子为主，最大值在  $C_{16}$  附近。按质量百分数的分布（图 109b），显示出芳香烃中 6、12 和 18 的各族峰占主要地位，大致相应于图 109c、d 中的纯芳香烃结构。

在  $C_n H_{2n-12}$  族中的主要结构型如图 109c，由甾族化合物母体衍生的  $C_{26}$  和  $C_{29}$  之间的单芳香烃萘，浓度极小。



图 109 洛格巴巴岩系中芳香族分子分布的

详细分析 (103 - 17D 号岩样, 深度 1788m)

a—按碳原子数的分布; b—按质量百分数的分布; c—按  $C_n H_{2n-12}$

族中碳原子数的分布; d—按  $C_n H_{2n-18}$  族中碳原子数的分布

在  $C_n H_{2n-18}$  中的碳数分布 (图 109d) 以带短侧链的菲为主, 这种三环芳香烃分子的浓度同饱和烃分子中三环结构的浓度有相互的联系, 因为可用歧化反应从带三树脂的双萜中取得这两种类

型。

#### 4 人工热演变试验

为了验证从岩芯分析提出的某些假设，还用了两种岩芯样品作了热成熟试验。

(1) 一块从 1200 m 深度（烃生成带前）取得的不成熟沉积岩样，编号 103 - 2 号，重 10g 在真空条件下，加热至 245℃，历时 10 天，比较加热前后得到的总烷烃量。从图 110 可看出有  $C_{14} \sim C_{35}$  之间的正构烷烃生成，新生成的烷烃分布与 102 - 7 号岩样（1500 m 深度）的烷烃分布非常相似，说明这套岩系在超过 1200 m 深度所看到的烷烃成分的变化，主要是热成熟作用造成的，而不是由于原始有机质的差别。正构烷烃加热后，显示出奇数碳微占优势，如使岩样可溶抽提物中占大部分（10 mg/g 有机碳）的偶数碳占优势的脂肪酸脱去羧基，也会出现奇数碳微占优势。

(2) 一块从 2170 m 深度（相当于石油生成带结束，热裂化带开始）取得的成熟沉积岩样，编号 103 - 31 号，重 10g，在真空条件下，加热至 340℃，历时 40 小时，在这段时间内产生了大量气体，岩样加热后只剩下痕量的液态烃。从图 111 可看出加热后发现大部分链烃化合物（正构烷烃及异构烷烃）都已裂化为低分子量化合物，在异构烷烃和环烷烃色谱上出现了一个突出的峰，可能是异构化产物被粘土矿物催化作用的结果。

这些试验所得到的烷烃分布情况与图 111c 超过 3000 m 深度（104 - 8 号岩样，深度 3450 m）获得的结果极为相似，进一步说明液态烃（ $C_{15}$  以上）在超过 2200 m 深度之后就逐渐消失，而以气态为主。

#### 5 干酪根的演化

以下从光学特性、元素分析、热解重量分析、红外光谱等方面对干酪根的演化进行了研究。

(1) 光学特性：从光学角度研究后认为，所有干酪根主要为非晶质的有机“胶泥”组成，其光学特性近似镜煤质。就浅层样

图 110 1200m 深度 103 - 2 号岩样 (加热 245 , 12 天)

总烷烃气相色谱

a—未加热岩样; b—加热岩样; c—102 - 7 号岩样, 1500m 深度

品来看, 它呈黑色—淡红色, 质疏松, 较深层样品变得光亮而致密。这种非晶质的“胶泥”包括一些优镜煤质(非晶质的镜煤质)颗粒, 极少量的半丝煤片(隋性煤)以及少许孢子碎屑和黄铁矿。其中可识别的生物碎屑占极少的比例。尽管如此, 有机质的总面貌显示属陆源碎屑成因。

所有样品的煤素质的成分几乎是一样的(表 19)。反射率的测定结果(表 20)与埋藏深度呈函数关系。根据对富氢煤素质、

图 111 2170m 深度 103 - 31 号岩样  
(加热 340 °C, 40 小时) 总烷烃气相色谱  
a—未加热岩样; b—加热岩样; c—104 - 8 号岩样, 3450m 深度

镜煤质和非晶质胶泥的测量可以看到有明显的规律和广泛的演化作用。干酪根中和浓缩物中的镜煤质的测量结果相当吻合。隋性煤的数值有些分散, 也有随埋藏深度增高的趋势。但是, 一般认为这种煤素质对于地层中的演化作用并不十分重要, 因为它在自然物理—化学作用下难以变化。富氢煤素质的荧光很快就消失了, 大约在 200 m 以下就再也观察不到。这一现象, 尤其是在深处遇到的镜煤反射率的高值 (在 4010 m 为 3.57, 似乎表明有机

质可能由于高地温梯度的缘故，而经历了广泛的演化。在 3000 m 以下，非晶质胶泥的反射率似乎保持不变。然而，最后两个样品测得的值是有问题的，因为非晶质胶泥颗粒很细，加之细分散黄铁矿的存在，似乎妨碍了高反射率值的测定。大约在 3000 m 以下观察到了镜煤质的各向异性，但唯有最深的一个样品表现强烈。

表 19 干酪根的煤素质成分（体积 %，如光学研究所见）

样品 深度（m）	富氢煤素质	镜煤质	非晶质胶泥	隋性煤
102 - 1（775）	2.7	7.6	78.5	2.9
102 - 2（910）	2.3	微量	97.7	微量
103 - 11（1564）	1.2	5.5	88.1	1.7
103 - 14（1668）	1.5	11.7	82.5	1.0
103 - 17（1788）	0.3	11.0	83.2	1.2
103 - 23（1945）	1.3	7.0	85.3	2.0
103 - 29（2041）	1.9	5.3	89.9	0.6
103 - 32（2280）	0.4	6.5	91.0	0.6
103 - 36（2488）	—			
103 - 38（2746） <sup>+</sup>		5.5	93.0	0.4
104 - 10（3585） <sup>+</sup> <sup>*</sup>	—	6.5	91.7	—
104 - 14（4018） <sup>+</sup> <sup>*</sup>		17.7	76.4	—

+：富氢煤素质与镜煤质不能区别；

\*：隋性煤与镜煤质不能区别。

(2) 元素分析：从表 21 中可看出，C 的含量随深度而有规律地增加，H、O、N 的含量随深度而有规律地减少，其中 O 的含量要比 H 的含量先减少，C 含量的最高值达 91.59%，接近无烟煤的碳含量。这相当于煤的高级演化阶段，也是研究该盆地内所见干酪根中的最高值。这个观察证明了光学研究的结果，指出本统中产生了高度的热效应。

表 20 干酪根 (K) 和浓缩物 (C) 的  
主要煤质素的反射率 (在油中测量的, %)

样品 深度 ( m )	富氢煤素质	镜煤质	非晶体胶泥	隋性煤质
102 - 1K (775)	0. 11	0. 47	0. 53	1. 59
102 - 2K (910)	0. 15	0. 51	0. 48	1. 75
103 - 11 K (1564)	0. 26	0. 73	0. 59	1. 59
103 - 14 K (1688)	0. 29	0. 79	0. 71	1. 54
C		0. 71		
103 - 17 K (1788)	0. 29	0. 82	0. 79	1. 55
103 - 23 K (1945)	0. 29	0. 72	0. 73	2. 40
C		0. 59		
103 - 29 K (2041)	0. 42	0. 85	0. 91	2. 05
103 - 32 K (2280)	0. 48	1. 05	0. 94	2. 11
C		1. 01		
103 - 35 C (2377)		1. 29		
103 - 36 K (2488) <sup>+</sup>		1. 53	1. 30	2. 22
104 - 2C (2740)		1. 80		
103 - 38 K (2746) <sup>+</sup>		1. 87	1. 61	2. 65
C		1. 84		
104 - 3C (2855)		1. 90		
104 - 7C (3290)		2. 37		
104 - 10 K (3585) <sup>+</sup> *		2. 81	1. 88 ?	
104 - 11 C (3700)		3. 00		
104 - 13 C (3955)		3. 26		
104 - 14 K (4018) <sup>+</sup> *		3. 57	1. 73 ?	

+ : 富氢煤素质与镜煤质不能区别;

\* : 隋性煤质和镜煤质不能区别。

硫的含量由于各个样品分析的数值波动甚大, 因此, 它与深度的变化关系不清, 也无法说明这种现象究竟是由于干酪根的性质所致, 还是由于测定该值过程中不够精确的原因。

(3) 热解重量分析: 所有样品的温度曲线, 作了对湿度和矿



图 112 在氮气中程序升温热解期间记录的洛格巴巴干酪根的热曲线

物游离基的校正 (图 112)。在第一条曲线中, 重量的损失均开始于 200 °C 以下, 从浅层的样品至深层的样品曲线有连续的变形。例如, 重量损失的最大值 (在 500 °C 时) 几乎随深度而规律地减小, 大约从 35 % 下降至 5 % (加热前有湿度矿物游离基的重量 % )。然而, 对这些曲线应当加以区别, 具体地说, 如样品 103 - 23、103 - 29, 也许还有 104 - 14, 似乎不属于同一族, 因为不能将它们按深度进行适当的划分。

(4) 红外光谱: 所有样品的  $700 \sim 1800\text{cm}^{-1}$  和  $2600 \sim 3000\text{cm}^{-1}$  区间的光谱表示在图 113。就整个系统来说, 光谱曲线的主要特征有些相似。例如,  $1600\text{cm}^{-1}$  带都强, 饱和的 C—H 值都弱。然而, 光谱随深度而变化, 最明显的变化是随着深度的增加, C = O 官能团和饱和的 C—H 族消逝, 而出现芳香 C—H 键的吸收。这最后一个特性对浅层的样品可能意味着, 芳香环几乎全部被取代了, 而在深部取代基则被蛋白质所代替。试片中, 干酪根



表 22 红外光谱测定：2900cm<sup>-1</sup> 处饱和 C—H (S<sub>1</sub>) 的强度，  
1700cm<sup>-1</sup> 处 C = O (S<sub>2</sub>) 的强度、以及 1600cm<sup>-1</sup> 吸收带 (S<sub>3</sub>) 的强度，  
用面积法测定（任选单位，每个干酪根样以四个试片的平均值计算）

样品 深度 ( m )	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>1</sub> / S <sub>3</sub>	S <sub>2</sub> / S <sub>3</sub>
102 - 1 (775)	9. 4 12. 7	25. 2 33. 8	36. 7 49. 0	0. 26	0. 69
102 - 2 (910)	8. 4 11. 5	19. 6 26. 9	41. 3 56. 5	0. 20	0. 48
102 - 3 (1250)	4. 6 6. 9	4. 8 7. 2	20. 5 31. 0	0. 22	0. 23
103 - 11 (1564)	10. 1 12. 8	11. 1 14. 1	41. 7 53. 2	0. 24	0. 27
103 - 14 (1668)	9. 8 12. 3	8. 9 11. 2	39. 4 49. 3	0. 25	0. 23
103 - 17 (1788)	13. 7 16. 9	9. 4 11. 7	44. 9 55. 6	0. 30	0. 21
103 - 23 (1945)	13. 4 16. 1	3. 2 3. 9	18. 5 22. 1	0. 73	0. 18
103 - 29 (2041)	11. 4 13. 8	6. 1 7. 4	23. 4 28. 6	0. 49	0. 26
103 - 32 (2280)	10. 7 13. 50	9. 9 12. 5	49. 8 62. 8	0. 22	0. 20
103 - 36 (2488)	4. 7 5. 4	6. 1 7. 1	32. 6 37. 8	0. 14	0. 19
103 - 38 (2746)	3. 6 4. 3	5. 8 6. 8	25 29. 5	0. 14	0. 24
104 - 6 (3160)	1. 7 2. 1	3. 7 4. 70	38. 4 48. 8	0. 04	0. 10
104 - 10 (3585)	2. 8 3. 3	3. 8 4. 4	29. 8 34. 9	0. 09	0. 13
104 - 14 (4018)	2. 6 2. 9	1. 3 1. 4	26. 7 30	0. 10	0. 05

每单位重量的干酪根（有湿度和矿物游离基的）；  
每单位重量的有机碳（S<sub>1</sub>/ C、S<sub>2</sub>/ C、S<sub>3</sub>/ C）。

的浓度和酪根的矿物含量，各个样品是不同的。因此，光谱曲线的直接对比就不精确。故将用面积法测得的最大吸收带的强度与

图 113 洛格巴巴干酪根的红外光谱按埋藏深度分类  
(最浅的样品位于图的顶部)

有机质的单位重量（有湿度和矿物游离基的）联系起来，或者除以该试片的碳含量。这些测量结果见表 22（每个干酪根以四个试片的平均值计算）。

从与有机碳含量有关的几个数值（ $S_1/C$ 、 $S_2/C$ 、 $S_3/C$ ）来看，应当看到  $C=O$ （ $S_2$ ）和  $2900\text{cm}^{-1}$  处的饱和  $C-H$ （ $S_1$ ）随深度而有规律地变化。 $C=O$  降低得早，而且非常迅速。饱和  $C-H$  先是保持稳定或略微增高，直到 2000 m 深度，然后急速消失。 $1600\text{cm}^{-1}$  带（ $S_3$ ）未显示任何有规律的变化，而出现强烈的波动。也许，此区间的吸收作用可能是由三种类型的官能团产生的。

#### 6 干酪根大部分来自同一陆源植物母源

(1) 所有样品的煤素质分析几乎是相同的，主要成分是类镜煤质的“胶泥”。

(2) 所有样品的红外光谱一般都有类似的特性，而且与煤的曲线相似，它揭示了所存在的化学官能团的演化轮廓。

(3) 如像煤岩学家那样将  $C$ 、 $O$  和  $H$  的含量记录成  $H/C$ 、 $O/C$ （原子比）曲线时，则洛格巴巴岩系（上白垩统）的代表点都或多或少的位于镜煤质所在范围的一条曲线上。

这些事实证实了根据有机质可溶部分数据所作的假定，即本统的有机质主要属于陆地的植物起源。的确，岩相学家认为镜煤质是从沼泽和泻湖中分解的陆生植物形成的。然而，根据沉积学的观点，洛格巴巴岩系为海相沉积物，推测这些有机质系从陆地搬运带来，而且，可识别的生物碎屑在干酪根中比例也很小。因此，可以认为，陆生植物在陆地上的分解产物（如土壤中的腐植酸）实际上比沉积物本身提供的有机质更多。

由于该区地温梯度高，热裂解作用强烈，因此，在相对浅的深度测到了高的镜煤反射率和高干酪根的碳含量，而且，在 2200 m 以下，丰富的轻烃已占了优势。干酪根在深处的这种变化，与可溶有机质研究所获得的结论是一致的。

洛格巴巴岩系（上白垩统）有机质的演化途径非常接近于镜

煤质（即煤）的演化途径。但是煤在深成作用期间主要是产出天然气，而洛格巴巴岩系产出的是大量石油。这是由于当深成作用继续进行，即埋藏深度加深时，随着 C 的富集，沿着图 114 的粗黑线发生位移，由 H/ C 和 O/ C 比值高的方向移向比值低的方向。首先，O/ C 比值比 H/ C 比值降低得快，这一现象伴有 C = O 官能团的迅速减少和富氢煤素质荧光的减弱。同时，在岩石的 CHCl<sub>3</sub> 抽提物中发现有大量的如树脂和沥青烯之类的含氧产物。随后，H/ C 比值比 O/ C 比值降低得更快。这时可观察到主要是烃类的形成期，继而才是较轻的烃类和气体的形成（气体的形成可能是由于干酪根中和已形成的烃类中的 C—C 键广泛破裂所致）。而且，烃类的形成过程首先伴有荧光的消失，最后主要是煤素质反射率的迅速增高和红外光谱中饱和 C—H 键的消失。

图 114 洛格巴巴干酪根的演化途径（表示此演化途径的位置接近于镜煤质，并表示随着埋藏加深干酪根中所发生的变化之顺序）

—S<sub>2</sub>/ C 减少一半； —富氢煤素质的荧光消失； —S<sub>1</sub>/ C 出现最大值； —C<sub>15</sub> ~ C<sub>35</sub> 烃类形成最丰； —镜煤反射率 = 1 %；  
—S<sub>4</sub>/ C 减少一半； —镜煤反射率 = 2 %

这一阶段也相当于 500 时重量损失的主要减少时期。而煤在深成作用时期 O/C 比值总比 H/C 比值降低得快，因此，主要是天然气的产出阶段。

综上所述，杜阿拉盆地中洛巴巴岩系（上白垩统）沉积物的干酪根和抽提物以及烃类馏分主要因温度随埋藏深度的增加而变化。在 1200 ~ 2000 m 之间主要生成饱和烃，为石油的生成带；超过 2200 m 之后，热裂化开始，大量气态烃生成，而液态烃急剧减少，为凝析油及湿气生成带；3000 m 以下气态烃也减少。

60 年代末开展西部区的海上勘探，开初的近 10 口探井，主要因为有高压层未处理好，没有获得成功。1972 年解决了，发现第一个贝蒂卡油田，于中新统的阿格巴达组中见到了工业性油流。

之后以东部的上第三系三角洲分布区为主要对象，大力进行勘探，每年钻探井 5 ~ 7 口，不断有新发现（图 115、116）。1977 年 10 月科尔油田首先投产，开始日产油量为 520t，1978 年埃康多及贝蒂卡油田相继投产，日产油量为 1680t，至 1979 年日产油量达到 4173t。

70 年代末重新对杜阿拉盆地作了评价，于 1978 年在陆上见到了油流。1979 年在近海发现萨纳加凝析油田，在井深 1359 m 以下，白垩系中有 4 个产油气层，总厚 900 m，经测试日产天然气 15 ~ 102 万  $\text{m}^3$  和凝析油 4.5 ~ 30 万 t。该构造面积约 14.5  $\text{km}^2$ ，估计可采储量天然气为 280 ~ 560 亿  $\text{m}^3$ ，凝析油为 90 ~ 178 万 t。

（据报导 1987 年喀麦隆年产油量为 850 万 t（表 23）。

图 115 喀麦隆里奥德尔雷伊盆地泥地辟示意图

图 116 喀麦隆东区里奥德尔盆地东—西向横剖面示意图

表 23 喀麦隆产油量统计

年份	年 产 油 量 (t)	累 积 产 油 量 (万 t)
1977	38169. 9	
1978	618942. 5	65. 71
1979	1709802. 7	236. 69
1980	2855893. 4	522. 28
1981	4413438. 1	963. 62
1982	5396415. 8	1503. 26
1983	5964767. 1	2099. 74
1984	6813915. 5	2781. 13
1985	6838929. 6	3465. 02
1986	9000000. 0	4365. 02
1987	8500000. 0	5215. 02
1990	8200000. 0	7674. 93



附录 1 尼日尔三角洲盆地油气田基本数据表

油田名称	发现年代	原始可采储量		时代	产层特性			盖层	圈闭类型
		石油 (10 <sup>4</sup> t)	天然气 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )		岩性	油气层数	油层顶部埋深 (m)		
奥博多—亚塔迈 (obodo Jatumi)	1966. 5.	1068. 4		N	砂岩	8	2021. 0	泥岩	滚动背斜
琼斯克里克 (Jones Creek)	1967. 5.	4985. 8		E - N	砂岩	64	1830 0	泥岩	滚动背斜
埃格瓦 (Egwa)	1967. 5.	2706. 6		N	砂岩	60		泥岩	滚动背斜
奥比亚福—奥布里考姆 (Obiafu - Obrikom)	1967. 2.	7500. 0		N	砂岩	10		泥岩	滚动背斜
奥图马拉 (otumara)	1969. 5	2991. 5		N	砂岩	39		泥岩	滚动背斜
奥迪迪 (odidi)	1967. 3.	4273. 5		N	砂岩	71	1460 0	泥岩	滚动背斜
阿菲塞雷 (Afiesere)	1966. 2.	2421. 7		N	砂岩	20	20000 0	泥岩	滚动背斜
奥洛莫罗 (olomoro)	1963. 1.	4985. 8		N	砂岩	63	2040 0	泥岩	滚动背斜
埃格贝马 (Egbema)	1965. 1.	2849. 0		N	砂岩	22		泥岩	滚动背斜
奥古塔 (oguta)	1965. 5.	2706. 6		N	砂岩	63		泥岩	滚动背斜
姆贝得 (Mbede)	1966. 5.	2849. 0		E	砂岩	20	2130 0	泥岩	滚动背斜
奥巴吉 (obaji)	1964. 1.	6410. 3	1380 64	N	砂岩	24	1980 0	泥岩	滚动背斜
埃雷马 (Erema)	1972. 1.	227. 9		N	砂岩	6	2962 0	泥岩	滚动背斜
迪布克里克 (Diebu Creek)	1966. 10.	2849. 0		N	砂岩	44		泥岩	滚动背斜

续表

油田名称	发现年代	原始可采储量		时代	产层特性			盖层	圈闭类型
		石油 (10 <sup>4</sup> t)	天然气 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )		岩性	油气层数	油层顶部埋深 (m)		
埃特莱布 (E telebou)	1971. 5.	2421. 7		N	砂岩	28		泥岩	滚动背斜
科洛克里克 (Kolocreek)	1971. 5.	2421. 7		N	砂岩	63		泥岩	滚动背斜
奥普库什 (Opukushi)	1962. 9.	3133. 9		N	砂岩			泥岩	滚动背斜
特维达巴 (Tebidaba)	1972. 9.	2564. 1		N	砂岩	6	2563 0	泥岩	滚动背斜
伊佐姆贝 (Izombe)	1974. 2.	641. 0		E	砂岩	15	1713 0	泥岩	滚动背斜
索库 (Soku)	1958. 2.	2421. 7		N	砂岩	6	3230 0	泥岩	滚动背斜
埃库拉马 (Ekulama)	1958. 12.	4273. 5		N	砂岩	27	1855 0	泥岩	滚动背斜
嫩贝克里克溪 (Nembe Creek)	1973. 9.	9259. 3		N	砂岩	19	2134 0	泥岩	滚动背斜
阿格巴达 (Aabada)	1960. 9.	3133. 9		N	砂岩	44	1755 0	泥岩	滚动背斜
奥比格博 (Obigbo)	1963. 11.	2849. 0		N	砂岩	57	1980 0	泥岩	滚动背斜
乌穆埃切姆 (U muechem)	1959. 11.	2706. 6		N	砂岩	34	1770 0	泥岩	滚动背斜
科科里 (Kokoli)	1961. 1.	4985. 8		N	砂岩	51	1980 0	泥岩	滚动背斜
伊莫河 (Imo River)	1959. 4.	7834. 8		N	砂岩	34	1770 0	泥岩	滚动背斜
博穆 (Bomu)	1958. 8.	6410. 3		N	砂岩	54	2177. 8	泥岩	滚动背斜
考索恩水道 (Cawthorne Channel)	1963. 5.	4273. 5		N	砂岩	52	2590 0	泥岩	滚动背斜
乌塔帕特南 (Utapate South)	1974. 11.	2849. 0		N	砂岩		2033 0	泥岩	滚动背斜

附录2 尼日尔三角洲盆地油田基本数据表

油田名称	水深 (m)	发现 年代	原始可采储量		时代	产层特性			盖层	圈闭类型
			石油 (10 <sup>4</sup> t)	天然气 (10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )		岩性	油层数	油层顶部 埋深 (m)		
梅伦 (Meren)	15	1965. 3.	8547. 0	2120 59	N	砂岩	69	1524 0	泥岩	滚动背斜
奥坎 (Okana)	9	1964. 1.	6800. 0	826	N	砂岩	16	1676 4	泥岩	滚动背斜
三角洲 (Delta)	6	1965. 3.	3418. 8		N	砂岩	23	1700 0	泥岩	滚动背斜
三角洲南 (Delta South)	3 ~ 5	1965. 1.	5128. 2	174	N	砂岩	33	2438 0	泥岩	滚动背斜
梅法 (Mefa)	11	1965. 12.	284. 9		N	砂岩		1830 0	泥岩	滚动背斜
梅希 (Meji)	9	1965. 1.	2849. 0		N	砂岩	18	1585 0	泥岩	滚动背斜
福卡多斯约克里 (Forcados Yokri)	6	1968. 9.	9971. 5		N	砂岩	68	2130 0	泥岩	滚动背斜
埃佩 (Ekpe)	48	1969. 11.	4273. 5		N	砂岩		2290 0	泥岩	滚动背斜
阿萨博 (Asabo)	50	1966. 11.	2421. 7		N	砂岩		1649 0	泥岩	滚动背斜
埃南 (Enang)	25	1970. 12.	2849. 0	127	N	砂岩		1600 0	泥岩	滚动背斜
伊尼姆 (Inim)	35	1966. 2.	2279. 2		N	砂岩		1800 0	泥岩	滚动背斜

附录3 喀麦隆杜阿拉盆地油田基本数据表

油田名称	水深 ( m )	发现 年代	原始可采储量		时 代	产层特性			圈闭类型
			石油 ( 10 <sup>4</sup> t )	天然气 ( 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )		岩性	油层数	油层顶部 埋深 ( m )	
埃昆多南 (Ekoundou Sud)		1975. 8.	854. 7		N	砂岩		1205. 0	滚动背斜
科尔 (Kole)	17 ~ 22	1974. 7.	854. 7		N	砂岩		1400. 0	滚动背斜 岩性尖灭

#### 附录 4 单位换算表

$$1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m};$$

$$1 \text{ ha} = 10^4 \text{ m}^2;$$

$$1 \text{ acre} = 4.046873 \times 10^3 \text{ m}^2;$$

$$1 \text{ mile} = 1.609344 \text{ km};$$

$$1 \text{ m D} = 10^{-3} \mu\text{m}^2;$$

$$1 \text{ bbl} = 0.1589873 \text{ m}^3;$$

$$1 \text{ psi} = 6.894757 \times 10^{-3} \text{ MPa};$$

$$1 \text{ psi}^{-1} = 145.0377 \text{ MPa}^{-1};$$

$$1 \text{ cP} = 1 \text{ mPa} \cdot \text{s}.$$

## 参 考 文 献

- [1] 甘克文等. 世界含油气盆地图集. 北京: 石油工业出版社, 1982
- [2] 张连举. 利比亚因蒂萨尔油田. 世界油气田 (油田部分). 北京: 石油工业部科学技术情报研究所, 1987
- [3] 牟而中. 利比亚奥季拉—纳富拉油田. 世界油气田 (油田部分). 北京: 石油工业部科学技术情报研究所, 1987
- [4] 李德生. 倾斜断块—潜山油气藏—拉张型断陷盆地内新的油气圈闭类型. 石油天然气地质, 第 6 卷, 第 4 期, 1985 586 ~ 401
- [5] 甘克文等编. 世界含油气盆地图集. 北京: 石油工业出版社, 1982 年
- [6] Bally, A. W., D. Bernoulli, G. A. Davis, K. Montadert. Listric normal faults: Oceanologica Acta. Proceedings of the 26th international Geological Congress. Geology of continental Margins Symposium, 1980 87 ~ 101
- [7] Barr, F. T., and A. A. Weeger. Stratigraphic nomenclature of the Sirte Basin. Libya: Petrol. Expl. Soc. Libya, 1972 179
- [8] Bebout, D. C., and C. Pendexter. Secondary carbonate porosity as related to early Tertiary depositional facies. Zelten field, Libya: AAPG Bulletin, V. 59, 1975 665 ~ 693
- [9] Benfield, A. C., and E. P. Wright. Post - eocene sedimentation in the Eastern Sirte basin. Libya: in The Geology of Libya, Academic Press Inc. London, v. 2, 1978 463 ~ 500
- [10] Bhattacharyya, D. P., and J. C. Lorenz. Different depositional settings of the Nubian Lithofacies in Libya and Southern Egypt. Modern and ancient fluvial systems. Blackwell Scientific Publications, Boston, 1983 435 ~ 448

[11] Brady, T. J., N. D. J. Campbell, and C. E. Maher. Intisar " D " oil field. Libya: in Giant oil and gas fields of the decade: 1968 - 1978; AAPG Mem. 30, p. 543 - 564.

[12] Burke K., and J. F. dewey. Two plates in Africa during the Cretaceous. Nature, v. 249, 1974

[13] Clifford H. J., R. Grund, and H. Musruti. Geology of Stratigraphic Giant. Messla oil field, Libya: in Giant oil and gas fields of the decade. AAPG MEm. 30, 507 ~ 524, 1968 ~ 1978

[14] Conant, L. C., and G. H. Goudarzi. Stratigraphic and tectonic framework of Libya. AAPG Bullutin v. 51, 719 ~ 730, 1967

[15] El - Hawat, Ahmed S., Carbonate - Terrigenous Cyclic sedimentation and Palaeogeography of the Marada formation ( Middle Miocene). Sirte basin: in The Geology of Libya. Academic Press Inc. London, v. 2, 427 ~ 448, 1978

[16] El - Batroukh, S. I. and Ahmed S. Zentani. The Geological Interpretation of a Gravity Map of the Northern Part of Marada Graben. Sirte basin, Libya: in The Geology of Libya. Academic Press Inc. London, v. 3, 965 ~ 978, 1978

[17] Gillespie, I., and R. M. Sanford. The Geology of the Sarir oil field. Sirte Basin, Libya; Elsevier Pub. Co., 7th World Petroleum Cong. Proc., Mexico, v. 2, 181 ~ 193, 1967

[18] Goudarzi, G. H. Geology and Mineral resources of Libya——areconnaissance. U. S. Geological Survey Professional, 660, 1970

[19] Gumati, Y. D., and W. H. Kanes. Early Tertiary Subsidence and Sedimentary facies——Northern Sirte Basin. Libya, AAPG Bull., v. 69, No. 1, 39 ~ 52, 1985

[20] Harding, T. P., Graben hydrocarbon plays and structural style. Geologie en Minjnbouw, v. 62, 3 ~ 23, 1983

[21] Harding, T. P., Graben hydrocarbon Occurrences and structure style. AAPG BULL. v. 68, No. 3, 333 ~ 362, 1984

[22] J. D. Lowell. Structural styles, their plate - tect - onic habitats and hydrocarbon traps in petroleum provinces. AAPG Bulletin, v. 63, 1016 ~ 1058, 1979

[23] Houten, F. B. V. Latest Jurassic - Early Cretaceous regressive facies. Northeast Africa craton. AAPG Bull., v. 64, No. 6, 857 ~ 867, 1980

[24] Kogbe, A. C., The trans - Saharan Seaway during the Cretaceous: in The Geology of Libya. Academic Press Inc. London, v. 1, 91 ~ 96, 1978

[25] Massa, D., and T. Delort. Evolution of Sirte Basin from Cambrian to Lower Cretaceous. Bull. Soc. Geol. France, v. 26, No. 6, 1087 ~ 1093

[26] Parsons, M. G., A. M. Zagaar, and J. J. Curry. Hydrocarbon Occurrences in the Sirte Basin. Libya, CAN. SOC. PETROL. MEM. No. 6, 723 ~ 732. Jan. 1980

[27] Pomeyrol, R. Nubian Sandstone. AAPG Bull. v. 52, No. 4, 589 ~ 600, 1968

[28] Roberts, J. M.. Amal field, Libya; AAPG Bulletin, Mem. 14 438 ~ 448, 1970

[29] Sanford, R. M. Sarir oil field, Libya - Desert surprise. AAPG Mem. 14, 449 ~ 476, 1970

[30] Schafer, K., K. H. Kraft, H. Hausler and J. Erdmann. In situ stresses and Palaeostresses in Libya. The Geology of Libya, Academic Press Inc. London, v. 3, 907 ~ 922, 1978

[31] Terry, C. E., and J. J. Williams. The Idris " A " bioherm and oil field, sirte Basin, Libya - its commercial development, regional Paleocene setting and stratigraphy: in The exploration for petroleum in Europe and North Africa. Institute of petroleum, Lon-



don, 31 ~ 48, 1969

[32] Williams, J. J. Augila Field, Libya: Depositional environment and diagenesis of sedimentary reservoir and description of igneous reservoir. AAPG., Mem 16/ Soc. Econ. Geophys. Spec. Pub., 623 ~ 632, 1972

[33] Whiteman, A., Nigeria: It's Petroleum Geology Resources and Potential. Vol. 1, 2, 1 ~ 375, 1982

[34] Crans, W. G. Mandl and J. Haremboure. On Theory of Growth Faulting: a Geomechanical Delta Model Based on Gravity Sliding. Petroleum Geology, Vol. 2, 265 ~ 307, 1980

[35] Frankl, E. J. and E. A. Cordry. The Niger Delta oil Province: Recent Developments Onshore and offshore. Seventh World Petroleum congress, Vol. 2, 203 ~ 209, 1967

[36] Berry. P., and F. W. Molokwu. The geology of Meren field: Lagos. 16th Annual Conference of the Nigerian Mining and Geoscience Society. 1980

[37] Weber, K. J. and E. M. Daukoru. Petroleum Geology Congress 2. 209 ~ 221, 1975

[38] Ejedawe, J. E. Patterns of Incidence of oil Reserves in Niger Delta Basin. AAPG Bulletin, Vol. 65, 1574 ~ 1585, 1981

[39] Ekweozor, C. M. and N. V. Okoye Petroleum source—bed evaluation of Tertiary Niger delte. AAPG Bulletin, Vol. 64, 1251 ~ 1259, 1980

[40] E. M. Daukoru Petroleum Sourcebed evaluation of Tertiary Niger delta. AAPG Bulletin, Vol. 68, 390 ~ 394, 1984

[41] Nwachukwu, J. I. and P. I. Chukwura. Organic Matter of Agbada Formation, Niger Delta, Nigeria. AAPG Bulletin, Vol. 70, 48 ~ 54, 1986

[42] Busin. R. M. Sedimentology and Characteristics of Dispersed Organic Matter in Tertiary Niger Delta: Origin of Source

Rocks in a Deltaic Environment. AAPG Bulletin, Vol 72, 277 ~ 298, 1988

[43] Ejedawe. J. E, S. J. L. Coker, D. O. Lambert—  
Aikhionbare, K. B. Alofe, and F. O. Adoh. Evolution of Oil -  
Generative Window and Oil and Gas Occurrence in Tertiary Niger  
Delta Basin. AAPG Bulletin, Vol. 68, 1744 ~ 1751, 1984