# 断陷盆地油气二次运移与聚集

金 明 著

地质出版社

# 目　录


**序**

**前　言**

**第一章　绪论** …… 1

第一节　油气二次运移、聚集的基本理论 …… 1

一、油气二次运移的机理 …… 1

二、油气二次运移的机理模式 …… 6

三、油气聚集的机理模式 …… 7

第二节　油气二次运移和聚集的研究方法 …… 9

一、油气运聚模拟实验 …… 9

二、水动力学与流体势分析 …… 12

三、有机地球化学方法（地质色层效应） …… 15

四、计算机数值模拟 …… 15

第三节　研究内容与技术方法 …… 17

一、研究区选择 …… 17

二、主要研究内容 …… 17

三、技术思路与方法 …… 17

**第二章　区域地质概况** …… 19

第一节　区域构造背景 …… 19

第二节　区域地层概述 …… 20

第三节　沉积相分布特征 …… 22

第四节　石油地质条件 …… 25

一、生油条件 …… 25

二、成油期 …… 25

三、生、储、盖层的配置关系 …… 25

四、油气藏类型与分布规律 …… 26

**第三章　盆地流体动力学特征** …… 27

第一节　水文地质条件 …… 27

一、水文地质旋回 …… 27

二、地层水的化学性质 …… 28

三、水化学性质的演变 …… 32

四、水文地质条件与油气分布 …… 35

第二节　流体性质 …… 36

一、相对密度 …… 36

二、动力学粘度 …… 38

第三节　区域压力分布 …… 38

一、压力的纵向分布 …… 38
二、压力的平面分布 …… 41
第四节 区域流体势分析 …… 42
一、基本理论与方法 …… 42
二、东营凹陷流体势分布特征 …… 45
**第四章 石油运移地球化学** …… 48
第一节 油源对比 …… 48
一、对比指标 …… 48
二、对比结果 …… 49
第二节 地质色层效应与油气运移 …… 60
一、基本原理 …… 60
二、典型指标的分布与变化特征 …… 63
第三节 石油运移规律及意义 …… 69
**第五章 盆地构造背景与油气运移方式** …… 70
第一节 盆地类型与运移方式的典型模式 …… 70
一、运移方式（侧向流动和垂向流动） …… 70
二、A. Perrodon 运移模式 …… 71
三、陈发景运移模式 …… 72
第二节 东营凹陷的典型特征 …… 74
第三节 断层和构造活动与运移方式 …… 74
一、断层在油气运移中的作用问题 …… 75
二、断层的活动时期 …… 75
第四节 水动力环境与运移方式 …… 78
一、水动力演化阶段 …… 78
二、水动力环境与运移模式 …… 78
**第六章 石油运移动力学模型** …… 80
第一节 概述 …… 80
一、概念模型的含义及作用 …… 80
二、运载层特征 …… 80
第二节 概念模型 …… 84
一、运载层概念模型 …… 84
二、古水动力学概念模型 …… 85
第三节 数学模型 …… 85
一、基本方程 …… 86
二、水动力学方程 …… 87
三、运移速度方程 …… 88
四、水动力学方程的定解条件 …… 88
第四节 数值方法 …… 89
一、网格系统 …… 89
二、有限差分方程 …… 89
三、解古水动力方程的过程 …… 92



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

**第七章　石油二次运移数值模拟** …… 93
第一节　模拟参数分析与确定 …… 93
一、基本地质参数 …… 93
二、运载层参数 …… 94
三、流体参数 …… 101
四、系统参数 …… 103
第二节　模拟结果分析 …… 104
一、古水动力场的分布与演化 …… 104
二、影响古水动力场的主要因素 …… 106
三、油势的分布与演化 …… 108
四、运移速度分析 …… 111
五、运移动力学条件 …… 116
第三节　模拟结果的实际意义 …… 116
**结语** …… 117
**参考文献** …… 119
**英文摘要** …… 124

# CONTENTS

**Preface**

**Foreword**

**Chapter 1 Introduction** ····· 1

1.1 Theories of Secondary Hydrocarbon Migration and Accumulation ····· 1

1.1.1 Mechanisms of secondary hydrocarbon migration ····· 1

1.1.2 Mechanism models of secondary hydrocarbon migration ····· 6

1.1.3 Mechanism models of hydrocarbon accumulation ····· 7

1.2 Studying Methods of Secondary Hydrocarbon Migration and Accumulation ····· 9

1.2.1 Modelling experiments of migration and accumulation ····· 9

1.2.2 Hydrodynamic and fluid potential analysis ····· 12

1.2.3 Organic geochemistry (geochromatography) ····· 15

1.2.4 Computer numerical simulation ····· 15

1.3 Contents and Methods ····· 17

1.3.1 Target area ····· 17

1.3.2 Studied contents ····· 17

1.3.3 Techniques and methods ····· 17

**Chapter 2 Summary Of Regional Geology** ····· 19

2.1 Tectonic Settings ····· 19

2.2 Summary of Strata ····· 20

2.3 Distribution of Sedimentary Facies ····· 22

2.4 Conditions of Petroleum Geology ····· 25

2.4.1 Hydrocarbons generation ····· 25

2.4.2 Generating-petroleum periods ····· 25

2.4.3 Allocations of source, reservoir and seal rocks ····· 25

2.4.4 Types and distributions of oil & gas pools ····· 26

**Chapter 3 Characteristics Of Hydrodynamics In Dongying Depression** ····· 27

3.1 Hydrological Condition ····· 27

3.1.1 Hydrological cycles ····· 27

3.1.2 Chemical properties of formation water ····· 28

3.1.3 Evolution of water chemical properties ····· 32

3.1.4 Relation between hydrological condition and hydrocarbon distribution ····· 35

3.2 Fluid Properties ····· 36

3.2.1 Relative density ····· 36

3.2.2 Dynamic viscosity ····· 38

3.3 Regional Pressure Distribution ····· 38



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

3.3.1 Vertical pressure distribution ····· 38
3.3.2 Lateral pressure distribution ····· 41
3.4 Fluid Potential Analysis ····· 42
3.4.1 Theory and methods ····· 42
3.4.2 Distribution of fluid potential of Dongying Depression ····· 45
**Chapter 4 Geochemistry Of Petroleum Migration** ····· 48
4.1 Oil Source Correction ····· 48
4.1.1 Correction indicators ····· 48
4.1.2 Correction results ····· 49
4.2 Geochromatography and Migration ····· 60
4.2.1 Principle ····· 60
4.2.2 Change and distribution of typical indicators ····· 63
4.3 Regularity and Significance of Petroleum Migration ····· 69
**Chapter 5 Basin Tectonic Setting And Migration Styles** ····· 70
5.1 Typical Models of Basin Type and Migration Style ····· 70
5.1.1 Migration styles (lateral and vertical flows) ····· 70
5.1.2 A. Perrodon's model ····· 71
5.1.3 F. J. Chen's model ····· 72
5.2 Typical Geological Characteristics of Dongying Depression ····· 74
5.3 Faults, Tectonic Activity and Petroleum Migration ····· 74
5.3.1 Fault roles in petroleum migration ····· 75
5.3.2 Activity periods of faults ····· 75
5.4 Hydrodynamic Environment and Migration Patterns ····· 78
5.4.1 Evolutional stages of hydrodynamics ····· 78
5.4.2 Hydrodynamic environment and migration models ····· 78
**Chapter 6 Dynamic Models Of Petroleum Migration** ····· 80
6.1 Introduction ····· 80
6.1.1 Meanings and functions of conceptual model ····· 80
6.1.2 Characteristics of carrier beds ····· 80
6.2 Conceptual Models ····· 84
6.2.1 Conceptual model of carrier beds ····· 84
6.2.2 Conceptual model of paleohydrodynamics ····· 85
6.3 Mathematical Models ····· 85
6.3.1 Basic equations ····· 86
6.3.2 Hydrodynamic equations ····· 87
6.3.3 Migration velocity equations ····· 88
6.3.4 Solving conditions of hydrodynamic equations ····· 88
6.4 Numerical Methods ····· 89
6.4.1 Net divisions for simulation ····· 89
6.4.2 Limited differential equations ····· 89
6.4.3 Process for solving hydrodynamic equations ····· 92

**Chapter 7 Numerical Simulation Of Secondary Hydrocarbon Migration** ····· 93
7.1 Analysis and Determination of Simulating Parameters ····· 93
7.1.1 Basic geological parameters ····· 93
7.1.2 Carrier bed parameters ····· 94
7.1.3 Fluid parameters ····· 101
7.1.4 Constants in simulation ····· 103
7.2 Analysis of Simulating Results ····· 104
7.2.1 Distribution and evolution of paleohydrodynamic field ····· 104
7.2.2 Main factors of effect paleohydrodynamic field ····· 106
7.2.3 Distribution and evolution of petroleum potential ····· 108
7.2.4 Analysis of Migration velocity ····· 111
7.2.5 Dynamic conditions of migration ····· 116
7.3 Practical Significance of Simulating Results ····· 116
**Conclusions** ····· 117
**References** ····· 119
**Abstract** ····· 124



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 第一章 绪 论

沉积盆地中油气的分布是油气生成、排驱、运移、聚集和保存的最终结果。长期以来，人们对烃类的生成、排驱的机理和条件已取得了较为系统的认识和卓有成效的成果，并不同程度地指导着油气勘探。尤其是80年代以来，对烃类生成、运移和资源量评价也从定性描述和推断逐步发展到定量分析和数值模拟。这标志着油气勘探的理论和方法已进人新的发展阶段。

尽管早期的一些研究已能定量地分析盆地演化、生烃及部分排烃问题，然而仍未能有效地解决油气勘探中的核心问题，即油气是如何运移并聚集到现今的圈闭中的？油气在盆地中的分布受哪些因素控制？因此，油气二次运移和聚集过程的研究不仅对石油地质学的发展有重要的理论意义，而且对油气勘探有积极的指导作用。

## 第一节 油气二次运移、聚集的基本理论

油气二次运移是指油气自生油、气层排出，并进人运载层之后发生的一切运移。它既包括油气在储层（运载层）内的运移，也包括沿断层、微裂缝、不整合面等通道的运移（图1-1）。

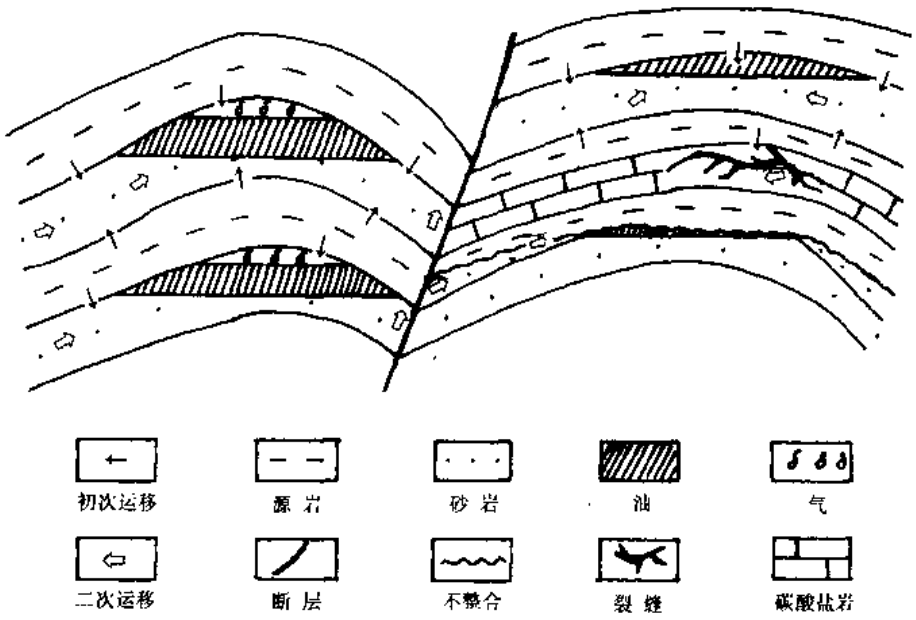



图1-1 油气二次运移、聚集示意图

### 一、油气二次运移的机理

运移机理是油气二次运移、聚集研究中的核心问题之一，涉及到油和气的运移相态，临

界条件，动力学特征，储集空间的微观性质和油、气、水间的相互驱替机制等。

### （一）油气运移相态

与初次运移相似，运移相态也是二次运移研究中的难题之一。从石油地质作用的机理来看，初次运移与二次运移是难以完全分开的两个阶段，它们既有区别又有联系。一方面，二次运移是初次运移的继续，二次运移开始阶段的相态势必然受到初次运移相态的影响；另一方面，二次运移所发生的环境与生油、气层环境有较大的不同，故油气在运载层等介质中运移时所呈现的相态又与初次运移有明显的区别。因此，对初次运移相态研究所取得的认识是进行二次运移相态研究的基础。

根据目前的研究，认为油和气初次运移的相态主要有水相和烃相。但因油和气的性质不同，它们所表现的相态也有差别。目前对初次运移相态的认识主要有：

①烃溶于水（G. I. Admas，1903；M. J. Munn，1909；A. W. Mccoy，1918；L. C. Price，1976等）；

②烃呈胶束状（E. G. Baker，1959，1967；R. J. Cordell，1973等）；

③烃呈游离相（P. A. Dickey，1975；K. Magara，1978；D. H. Welte等，1981）；

④扩散相（Sokolov，1956；Hinch，1978；D. Leythaeuser，1980，1982；B. Krooss等，1987，1988，1992；郝石生等，1991；李明诚，1994等）；

⑤干酪根三维网络运移（C. D. McAuliffe，1978，1979）；

⑥油溶相或气溶相（郝石生，1993；Sokolov，1963；Tissot，1987）；

⑦高温、高压环境下油气呈混溶相（张义纲，1994），等等。

然而，影响油气运移相态的因素是复杂的，在不同的地史阶段也可能呈现出不同的相态，尤其是天然气初次运移相态的多样化；但在某一特定条件下可能以某一种相态为主。油和天然气，由于它们溶解性的差异，可导致运移相态的很大不同。石油在不同的温度和压力下，其溶于水的能力有所不同，但与天然气相比，油在水中的溶解度要比气小得多（J. M. Hunt，1986），即随温度升高而增大，并随水的盐度增大而减小。压力的升高对液态烃在水中的溶解度的减小也有一定影响。在生油窗范围内（如60～110℃），石油的溶解度不超过$100\times10^{-6}$。如果以水溶相运移，石油的溶解度至少也要达到$8000\times10^{-6}$，实际上这在200℃以上也是难以达到的。因此，对于液态烃来说，在油气的主要生成深度范围内（1500～4500m），以独立烃相运移可能是主要的方式；在此范围以上，液态烃（油）可能有水溶液相运移，部分也可能以胶束溶液方式运移（李明诚，1987）；在深度较大、压力较高时（如异常高压带），则可能以混合相运移方式为主。

常压下，天然气在水中的溶解度要比石油大100倍，在地下温压条件下则更大。这说明水溶相是天然气运移的一种重要方式，而且水溶相运移还可避免亲水介质中的毛细管阻力，是最方便的运移方式。据Sokolov（1956）研究，常温、常压下，甲烷在油中的溶解度比在水中大9倍，乙烷则比在水中大25～45倍，丙烷比在水中大近1000倍，并随压力增加而增大。可见，当源岩中有油存在时，气将优先于溶于其中，并以油为载体运移（李明诚，1994）。

由于天然气的特性，在初次运移中可表现出比油更丰富的运移方式，因而在各演化阶段，也有以一种相态为主的运移特征。李明诚（1992）认为，油型气和煤型气在不同的成熟阶段，可呈现不同的运移相态（图1-2）。郝石生等（1993）研究了天然气在水中的溶解度及天然气的运移相态，表明天然气在初次运移过程中，以水溶气、油溶气、游离气运移的比例



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

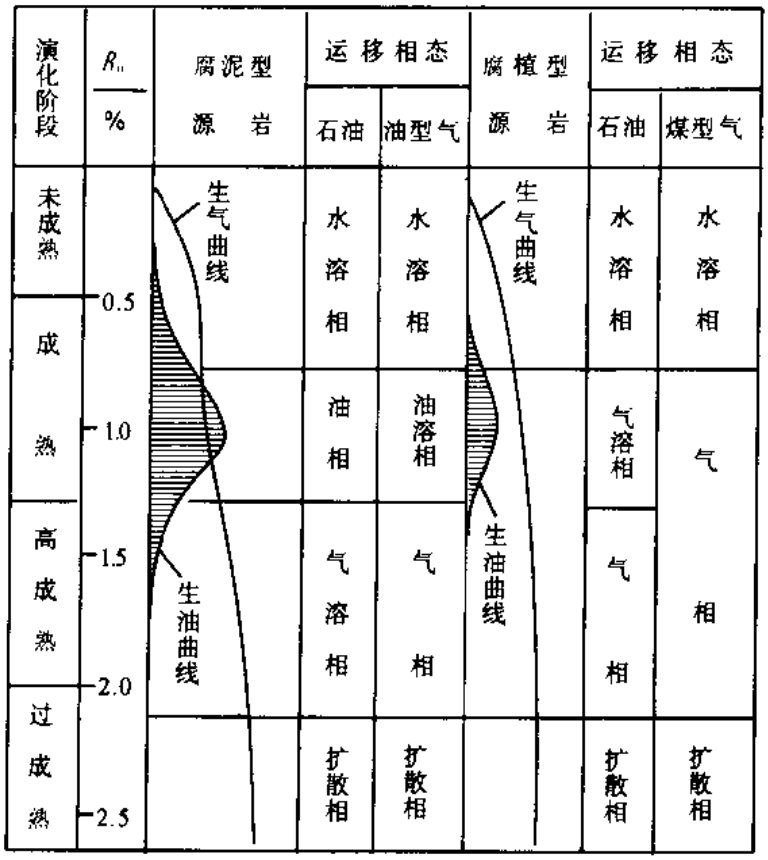



图 1-2　石油与天然气运移相态纵向演变示意图

（据李明诚，1992，略改）

为 1:0.40:0.91；在未成熟阶段，水溶气与游离气的比例为 1:0.19；在成熟阶段，水溶气、游离气、油溶气的比例为 1:2.42:1.23（图 1-3）。

很多研究都表明，油以独立相态发生初次运移时，必须达到10% ~ 30%的饱和度才能

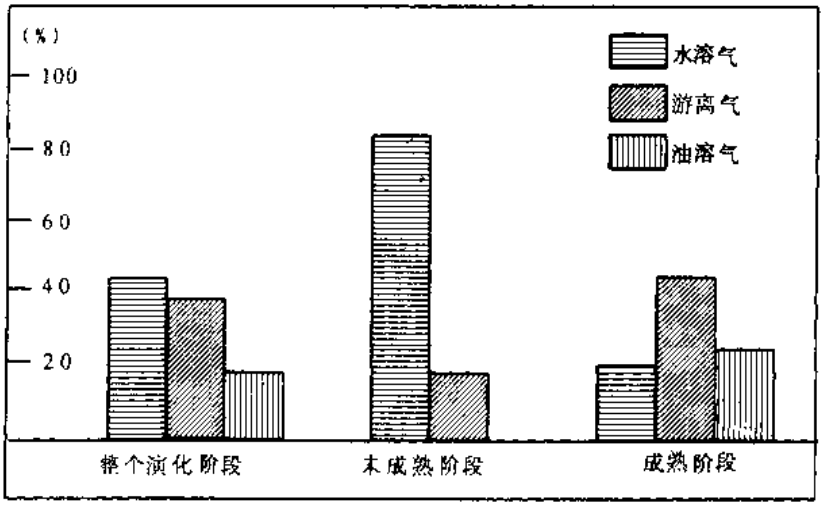



图 1-3　廊固凹陷下第三系天然气初次运移相态分布图

（据郝石生等，1993，略改）

发生流动，而天然气的临界运移饱和度要达到5%～10%左右。尽管气-水界面张力比油-水大，毛细管阻力也大，但游离气无需进行相态转化就能直接运移、成藏。因此，天然气以游离气体方式进行运移仍是最重要的方式之一。

总之，从现有的证据来看，液态烃呈独立相态运移的可能性更大，而气态烃以水溶相和游离气相运移的可能是主要的，扩散相则是天然气独有的运移相态；在高温、高压条件下（如“封存箱”环境），油和气还可呈混溶相运移。目前，大多数人的认识，在原则上基本是一致的。

油气二次运移的最终结果是油气的聚集，这意味着油气在二次运移的主要阶段上是以独立相态运移为主。目前的一些研究结果也表明，天然气在二次运移过程中仍以游离相为主，如郝石生等（1993）研究冀中地区坝县凹陷下第三系天然气二次运移相态时发现，沙三段天然气以水溶相、游离相、油溶气相二次运移的比例为1:7.02:2.17，沙四段为1:12.05:1.49。这些数值比成熟阶段初次运移时游离气的比例还要高2.9～5倍。这清楚地表明，水溶性比油高得多的天然气在二次运移中以游离气相占绝对优势，由此不难解释油在二次运移中以独立油相运移的特性。

### （二）油气二次运移的临界条件

初次进入运载层的烃并非能立刻呈连续相，也并非有足够的浮力即刻向上运移，而是在聚集到一定浓度和烃柱高度或长度时，才能在浮力或水动力作用下逐渐上升，并向运载层的顶部集中；随后在运移动力作用下沿运载层继续作侧向或垂向流动。因此，要使油气继续运移，必须具备一定的初始烃饱和度和烃柱高度。

1. 临界油气饱和度

烃类以连续相发生二次运移时，要求有一定的烃饱和度。C. D. McAuliffe（1979）认为，如果从运载层到圈闭的通道上油气残余饱和度低于20%～30%，独立油相二次运移就会受到限制，甚至不可能发生。当沿着运载层的上部或下界面含油饱和度达到20%～30%时，独立相态的烃才能在浮力作用下发生二次运移。T. T. Schowalter（1979），L. Catalan等（1992），Selle等（1993），M. M. Thomas和J. A. Clouse（1994）通过模拟实验证实，油相二次运移需要的最低饱和度分别为10%、10%～30%、10.4%～10.6%和5%～15%；而P. Ungerer等（1990）等则认为，油饱和度在0.5%～4%就可发生二次运移；W. A. England（1987）等也提出运载层中至少要达到20%～30%的含油饱和度才能形成连通的运移通道。这部分油饱和度主要是以残余油的形式沿运移通道损失了。根据在运移路径上的钻井资料，有时可以发现储层中都有残余油。总的看来，油相发生二次运移的临界饱和度为10%～30%，这对大多数运载层是合适的。

对天然气二次运移也有相似的认识，因气与油物理性质的差异，其运移临界饱和度也不同。Hevorson（1967）用双相渗滤实验证实，非润湿相的气饱和度要达到5%～10%时才能产生气相运移；T. T. Schowalter（1979）也认为，5%～10%的气饱和度足以产生“亮点”异常，说明这些气还没有形成连通的气焰，故气临界饱和度应达到10%以上；郝石生（1994）认为，以10%作为气开始运移的饱和度适用于大多数储集岩

2. 临界油柱高度和长度

（1）静水条件

在静水条件下，油气一旦进入运载层，浮力便成为主要驱动力。油体受到的净浮力 $F_n$



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

与油、水的密度差有关：

$$F_w = zg(\rho_w - \rho_o) \tag{1-1}$$

在油刚进入储层时，岩石孔隙是被水润湿的，油所受到的毛细管力为：

$$P_C = 2\sigma(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}) \tag{1-2}$$

因此，油必须克服运载层孔隙的毛细管力才能向上浮动，即油体本身与毛细管力要达到一定的压差，即：

$$zg(\rho_w - \rho_o) \rangle 2\sigma(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}) \tag{1-3}$$

式中：$z$——油体的高度（cm 或 m）；

$\rho_w$——水密度（$g/cm^3$）；

$\rho_o$——石油密度（$g/cm^3$）；

$\sigma$——油-水界面张力（$10^{-5}N/cm$）；

$r_t$——孔隙半径（cm）；

$r_p$——油体半径（cm）；

$g$——重力加速度（$980cm/s^2$）。

当浮力和毛细管力达到平衡时，此时油体的高度称为二次运移的临界油柱高度 $z_c$：

$$z_c = \frac{2\sigma(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_o})}{g(\rho_w - \rho_o)} \tag{1-4}$$

若 $\sigma = 35 \times 10^{-5}N/cm$，油水密度差为 $0.1g/cm^3$，油在细砂岩（颗粒直径约为 0.2mm）中运移时，则油串向上运移所需要的最小高度约为 3m，而在中—粗粒砂岩中运移需要的油串高度仅为 0.35cm。对于气体，当气、水密度差为 $1.0g/cm^3$（地下条件）时，需要的气柱高度约为 0.3m。可以看出，在相同的条件下气体的运移比油要容易；相反，气体在储层中的保存要比油要难。

在静水条件下，当连续的烃相达到上浮的临界高度时便开始向运载层顶部运移，并在盖层的封闭下，油体沿顶界面分散，当聚集到相当于油体的临界高度时才继续沿运载层的上倾方向运移。此时，运移的临界值实际上是油体沿运载层顶界运移的临界长度 $L_c$：

$$L_c = \frac{P_c}{(\rho_w - \rho_o)g\sin\alpha} \tag{1-5}$$

式中，$P_c$ 为运移前缘的毛细管压力，$\alpha$ 为运载层的倾角。$\alpha$ 越大，运移所需要的长度越小，也即，在相同条件下倾角大的部位石油易于运移，这一结论已被 L. Catalan 等人的模拟实验所证实。

（2）动水条件

实际上，油气二次运移是在水动力、浮力和毛细管力同时作用下进行的，运移的方向和聚集的部位将取决于这 3 种力的大小和方向。在动水条件下，由于存在测势面梯度，故要使连续的油体运移或聚集，还要附加一个临界油柱高度（R. R. Berg, 1975）：

$$z' = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o}\frac{dh}{dx}x_o \tag{1-6}$$

式中：$\frac{dh}{dx}$——测势面梯度；

$x_o$——油体的水平宽度。

因此，在水动力、浮力和毛细管力作用下油体发生二次运移时的临界高度为：

$$z_C' = z_C + z' \tag{1-7}$$

即：

$$z_C' = \frac{2\sigma(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_o})}{g(\rho_w - \rho_o)} \pm \frac{\rho_w}{(\rho_w - \rho_o)} \frac{dh}{dx} x_o \tag{1-8}$$

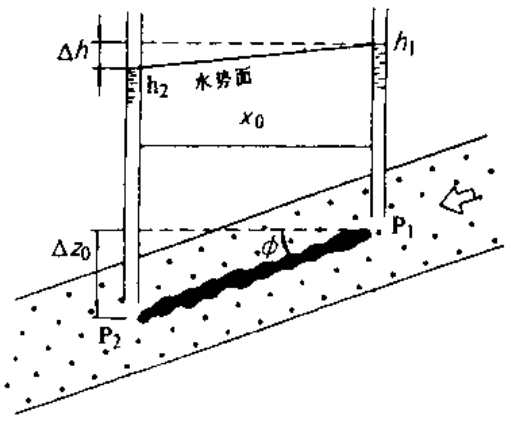



图 1-4　下倾水流含水层中油串平衡示意图
（据 K. Berg, 1975）

式中，“±”号代表水流方向，当水动力方向与浮力一致时（上倾水流）取“-”，即水动力增加了浮力作用；当水动力方向与浮力相反时（下倾水流）取“+”，即水动力减小了浮力作用（图 1-4）。不难看出，水动力作用在特定条件下也会起不同的影响，当下倾水流大到一定程度时会完全抵消浮力驱动，致使油体沿上倾方向的运移遭到破坏；当上倾水流足够大时，则要求有较高排替压力的封闭层；否则，油将通过封闭层面逸散。

当水流平行于油体和运载层流动时，油相发生运移时所需要的水力梯度为：

$$\frac{dh}{dL} = \frac{P_c}{L} \pm g(\rho_w - \rho_o)\sin\alpha \tag{1-9}$$

式中：$\alpha$——油体的倾角；

$L$——连续油相的长度。

从上式可知，$L$ 愈大，所需要的水力梯度就愈小，因而在相同条件下，长油串可能运移，而短油串却不能。

## 二、油气二次运移的机理模式

图 1-5 为一横向上连续分布的均质储层，其上为盖层封闭，之下为一生油层。从生油层排出的油气将在生-储层的边界处开始聚集。随着油量的增加，直到连续油相或气相的浮力大到足以克服储层的毛细管压力时，烃相将穿过储层向上作垂向运移，至储层的顶部被盖层遮挡。向上运移所需要的烃柱高度取决于烃相和水相的密度、储层最大连通孔隙喉道半径、烃-水-岩石系统的润湿性、界面张力及构造倾角，并由式（1-4）计算开始上浮运移的临界值。

当油上升到储-盖层的边界时，油将沿着该界面散开。此时，若有连续油量聚集，则油可沿着上界面（一般油厚几厘米）向上倾方向作侧向运移。根据模拟实验结果，当烃通过储层向上倾方向发生侧向运移时，含油饱和度可能低于 10%，这是通过 2.5cm 长度所需要的最小饱和度。此时，油串只能通过运载层上部数十厘米，储层的其余部分仍然没有烃。在运



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

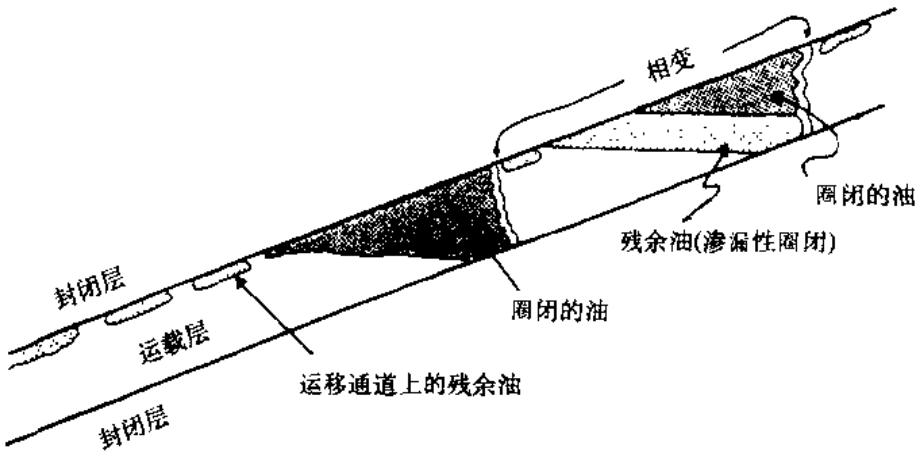



图 1-5　运移通道剖面示意图

（据 T. T. Schowalter，1979）

移的油串底部，孤立的小油滴将以残余油的形式保留下来，这部分油“显示”可称之为“运移通道显示”。残余的油量取决于储层的原始油饱和度，原始饱和度愈大，残余油的饱和度愈高。在运移过程中，运移通道上的油饱和度可达 10% ~ 30%。这些残油滴总是被毛细管力所圈住，其中的可动部分溶解于周围的水相并扩散出来。如果运移通道上残余油饱和度较大，那么在样品或岩心中就有显示。在均匀的储层中，残余油位于盖层之下，并仅在储层上部。因此，在钻井中很难检测到油的运移通道。对于游离相的气来说，由于其溶解度较大，在运移中可能少或没有留下残余气饱和度，因而被毛细管力圈闭的气可以溶解并扩散出来。

油串沿着曲折的通道向上作侧向运移，并寻求最大的连通孔隙或最小的排替压力的路径作有效运移。这种曲折的运动方式将在岩石中残留部分油饱和度。这样随着运移的进行，油串的长度减小，浮力降低。最后，当浮力降至储层的毛细管压力以下时，运移过程就停止，直到下一个油串上升，运移才再进行。只要储层底部的油不断得到补给，这一过程就连续地、脉动式地进行；只要浮力大于运移前缘的阻力，向上倾方向的运移就不断发生。因此，在一定条件下，油气横向或垂向上运移的距离没有物理上的限制。

然而，当运载层横向上发生相变时（渗透性变差），运移的油气将在岩性封闭下聚集起来，在其上倾方向还可以同样的方式发生运移和聚集，这一作用可以反复发生。当较轻的气通过聚集带下部发生渗漏时，也可以形成一系列的地层差异油气聚集（图 1-6）。

若从盆地规模上看，可以认为油气生成之后，沿运载层垂直于地层走向朝上倾方向运移，油气则集中在有限的运移通道上（图 1-7）。

## 三、油气聚集的机理模式

油气的聚集机理也是目前困扰石油地质学家的难题之一。聚集过程受到各种因素和条件的制约，不同的圈闭类型，其聚集机理也不相同。对油气在流体势的作用下于适当的圈闭内聚集的过程，M. K. Hubbert（1940；1953）和 E. C. Dahlberg（1982）等已作过详细的描述；然而，从微观的角度来看，油气开始是如何进入并充满圈闭的？进入圈闭后又发生了哪些变化？对于这一问题，W.A.England 等（1987）根据实验室和野外研究结果，从机理上进行了较为详细的探讨，并提出了油气在背斜圈闭中进入、充满以及随后发生变化过程的模式。

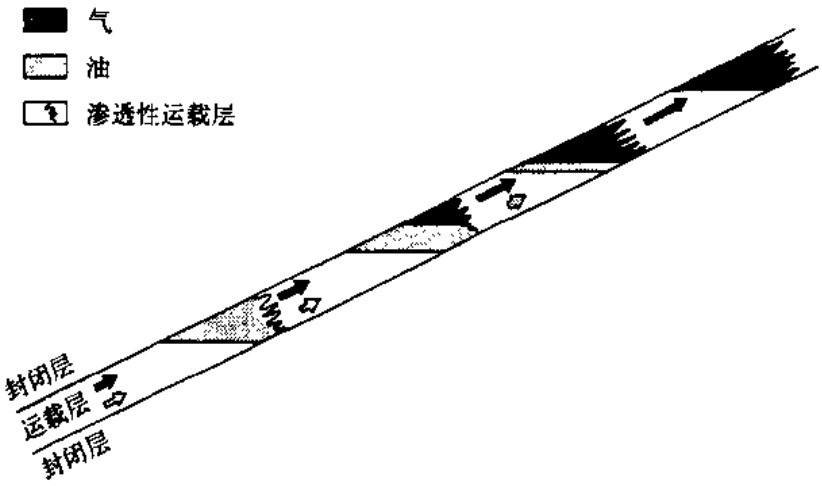



图 1-6　渗漏性地层差异聚集图

（据 Schowalter，1979）

根据渗透理论，油通过岩石流动之前，岩石孔隙的 20%～30%应已被油充填（即残余油至少在 20%～30%），开始时因毛细管压力作用，油保存在最大孔隙里，故临界饱和度应超过 20%～30%。一旦聚集通道连通，则储层结构网络内的饱和度将保持不变，实验也证实运移通道上的油饱和度总是大于 20%，平均为 50%。

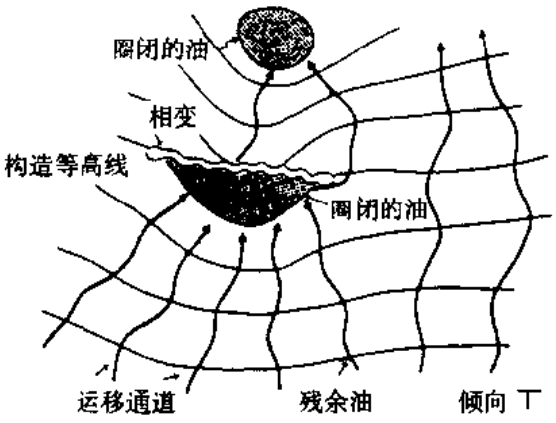



图 1-7　运移通道平面示意图

（据 T. T. Schowalter，1979）

假定油在水动力和浮力作用下沿着运移通道从背斜的一侧开始向上倾方向在构造顶部聚集（图 1-8a）。一开始，油并非一定是呈油块的形式直接到达构造顶部的。根据实验室测得的证据，油呈连续油串的形式沿着树枝状的网络运移到储层的最大孔隙中，运移通道的三维结构取决于储层的沉积条件及孔渗性的空间分布。当油第一次进入圈闭时，在树枝状网络中残留了部分油饱和度（如 20%～50%）。在圈闭内部，一开始，油并不是连续的流体，可以认为油首先以“前缘”推进的方式充填圈闭的顶部，这种推进“前缘”与沿着色层柱进行层析推进“前缘”的过程很相似（图 1-8b）。

由于储层内的各部分（细层）孔隙大小是不均一的，运移的油将首先进入孔隙最大的部分。虽然在一个油层内含油饱和度较高（20%～50%），但从储层整体上看，其饱和度都较低（如 2%）。由于上覆盖层的封闭，后续进入的油将不断地被挤到越来越小的孔隙中，因而储层的其它部分也将被油充填（图 1-8c）。随着愈来愈多的油充满圈闭，互相连接的油串的高度也愈来愈大，因而浮力增加；当超过毛细管力的作用时，油就将水从孔隙中挤出。这一过程可不断地进行，直到连续油体的高度对圈闭顶部施加足够的浮力。如果聚集的油还未溢出，当浮力超过盖层的排替压力时，油就有可能从圈闭顶部散失。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

图 1-8d 表示在聚集的石油底部有压力过渡带，这是由于底部毛细管压力较大而浮力较小的缘故。当油继续运移进入储层时，含油饱和度大到一定程度，油才会呈现流体状形式。当油柱的浮力足以克服最小孔隙的毛细管压力时，整个储层中的饱和度都达到临界值。这时，储层中的油才呈现游离的块状流，即相对来说是可以流动的。在很多情况下，密度最大的油是首先生成，也是首先聚集的。因假定油从构造的一侧充满圈闭，因此可以预测，沿着储层油的成熟度将有一个变化梯度；如果混合不完全，侧翼的油成熟度梯度仍可保留。但实际上流体通过多孔介质的流动在运移方向上必然有混合作用，这是因为运移通道有随机性。

当储层内烃柱高度较大时，重力的影响将改变各种烃组分的平衡浓度。因此，这些烃要随深度发生有规律的变化。浓度梯度导致了密度较大的组分往往聚集在烃柱的底部。油在圈闭中聚集后，只是暂时达到了平衡，实际上还要发生变化，例如，扩散和对流等。

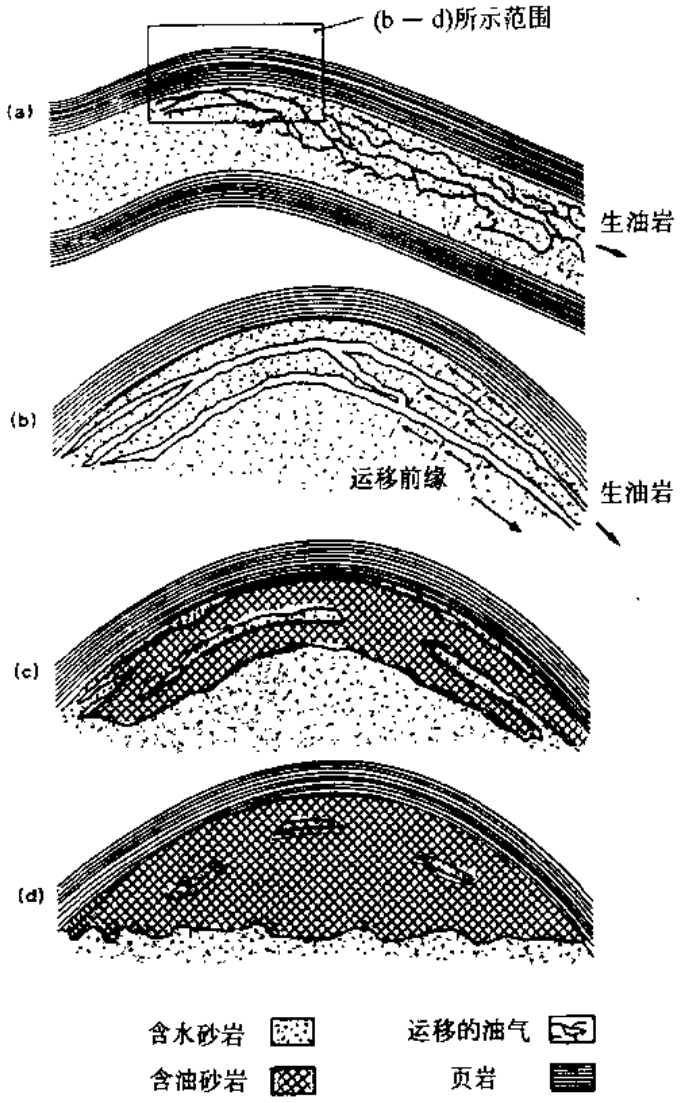



图 1-8　背斜圈闭中石油聚集机理模式图
（据 W. A. England 等，1987）

## 第二节　油气二次运移和聚集的研究方法

研究油气二次运移、聚集的主要内容涉及到运移相态、机理、动力、通道、方向、距离以及各种控制条件，围绕这些方面采用各种方法和手段进行定性和定量研究是必要的。

### 一、油气运聚模拟实验

由于油气运移发生在复杂的地质环境和过程当中，对运移机理的认识多局限于理论分析和推测。通过假定某些条件和参数，可在实验室内进行二次运移和聚集过程的物理模拟。其目的，一方面是试图证实对已有运移、聚集机理认识的正确性；另一方面则是从实验结果中得出新的概念或提出新的认识。尽管模拟条件与实际地质环境有较大差异，但仍能从中得出

对二次运聚机理和条件的若干结论。

自从 A. I. Levorsen（1941）介绍 A·希尔的油在浮力作用下运移的实验以后，模拟实验并未得到应有的重视和发展。1953 年，M. K. Hubbert 做了具有重要理论和实际意义的模拟实验，他的实验结果均为后来油、气勘探所证实，并为石油地质学的发展做出了卓越贡献。最近几年，随着实验方法与设备的改进和计算机技术的普及，运移模拟实验又取得了一些重要进展。这些实验主要是以静水条件为前提，主要得到运移饱和度、临界运移烃柱高度、运移速率和运移效率等实验结果（H. Dembicki，1989；L. Catalan 等，1992；Selle 等，1993；M. M. Thomas 和 Clouse，1995）。实验所采用的方法也日益精确和先进，如 γ 射线光谱吸收技术（Selle 等，1993）、可视监测和超声波饱和度显示技术等（M. M. Thomas 和 Clouse，1995）。

H. Jr. Dembicki 等（1989）所做的圆形玻璃管中石油的浮力实验表明，当油呈连续的丝状细流通过储层作垂向运移时，已形成的运移通道可使后续的油呈连续性流动或周期性地流动；油在管中的运移和在顶部的聚集反映了浮力与毛细管力之间的作用关系；在二次运移开始时刻，应考虑沿运移路径上烃的损失量，而当运移通道一旦形成，其后的运移速率就会迅速增大。因此，只要有连续上倾的渗透性运载层存在，石油便可沿运移路径发生较大距离的运移，且运移通道上的残余饱和度不会再增加。H. Jr. Dembicki 的实验结果主要得到了运移通道的形成与后续运移饱和度之间的内在关系，并证实了 T. T. Schowalter（1979）对二次运移机理的描述。

L. Catalan 等（1992）用不同大小的玻璃珠和石英砂颗粒在玻璃管中做了 12 次浮力运移实验。结果表明，运移发生时可同时有多个运移通道，而当某个通道占主导地位时，其余的通道就会合并或停止增长；当注入的油量不足以产生连续的运移通道时，油就残留在管子的底部和运移通道上，故二次运移是沿着受限的通道进行的。尽管在实验中只观察到了一个主要通道，但在油进入储层（运载层）运移时，由于生油层与运载层之间的接触面积较大，故形成多个运移通道是很有可能的。实验中还发现，运移时开始在原始油带内和底部为水驱油，在运移前缘为油驱水；当管子垂直时，残余油饱和度为 11.6%，而在倾斜时为 7.4%。前者的运移效率为 47.3% ~ 48.5%，后者达 62.4%，这是由于垂向运移时有相当部分的油以残余油的形式损失在运移通道上，而倾斜时在运移通道上的损失相对较小之故（图 1-9）。

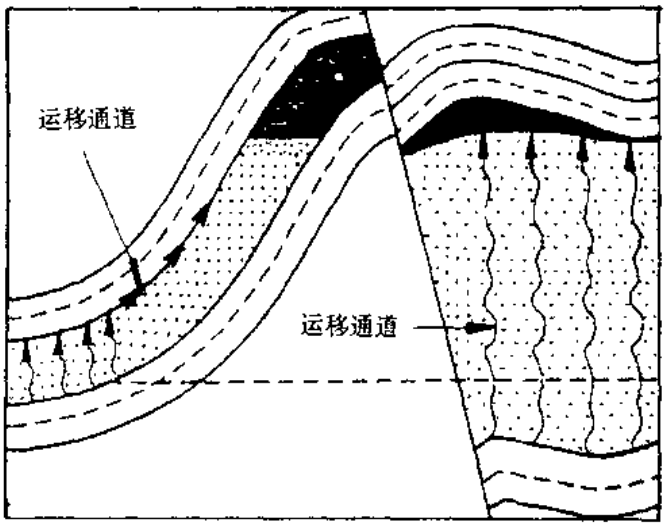



图 1-9　运移倾角对运移效率的影响示意图
（据 L. Catalan 等，1992）

从 L. Catlan 的模拟实验中得出的主要结论是：①在水湿、静水条件下，仅当储层中连续油相的垂直高度超过运移前缘的临界值时才能发生二次运移，且毛细管压力在确定运移所需要的最小高度是很重要的；但在该临界高度以上运移的速



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

度与毛细管压力无关；②当浮力驱动油流动时，油将沿着限定的通道运移，这些通道具有一定的方向，且具有高含油饱和度和低（油）密度的特点，因而在油运移通道上的大部分油都参与了流动；③运移前缘的推进速度基本上是恒定的，它主要受流体的性质、原始油带高度和孔隙结构的控制；④在倾斜的地层中运移效率比垂直时要高，而运移速度却相反。

O. M. Selle 等（1993）针对北海油田低倾角储层的特点，用 γ 射线吸收法实验验证了低倾角（7.5°）、慢速二相二次运移过程。实验分别采用高渗透砂岩（孔隙度为 22.6%，渗透率为 $2260\times10^{-3}\mu m^2$）和低渗透砂岩（孔隙度为 18.4%，渗透率为 $66\times10^{-3}\mu m^2$），岩样长 60cm，宽、高为 5.0cm。用密度为 $0.74g/cm^3$、粘度为 1.47mPa·s、界面张力为 $33.7\times10^{-8}N/m$（均在 20℃下）的 $C_{12}$烷代替石油，以 0.1ml/h 的速度从岩芯下倾端用泵注入 $C_{12}$烷烃，观察其运移过程，并记录了运移速度，用 γ 射线吸人技术显示了含油饱和度的发展和分布情况。结果表明，在静水条件下运移过程是十分缓慢的，在高渗砂岩中，运移速度受浮力和垂向渗透率控制，在实验 340h 时出现“突破”，运移的最小烃柱长度为 1.6cm，运移的临界饱和度为 10.4%。在低渗砂岩中，运移速度主要受毛细管压力控制，运移时最小烃柱长度为 7.6cm，临界饱和度为 10.6%。两种砂岩的临界烃饱和度相近，但饱和度的分布却大不相同（图1-10）。可以看出，高渗砂岩（A和C）运移现象明显，在岩芯的中、上部饱和度较高，

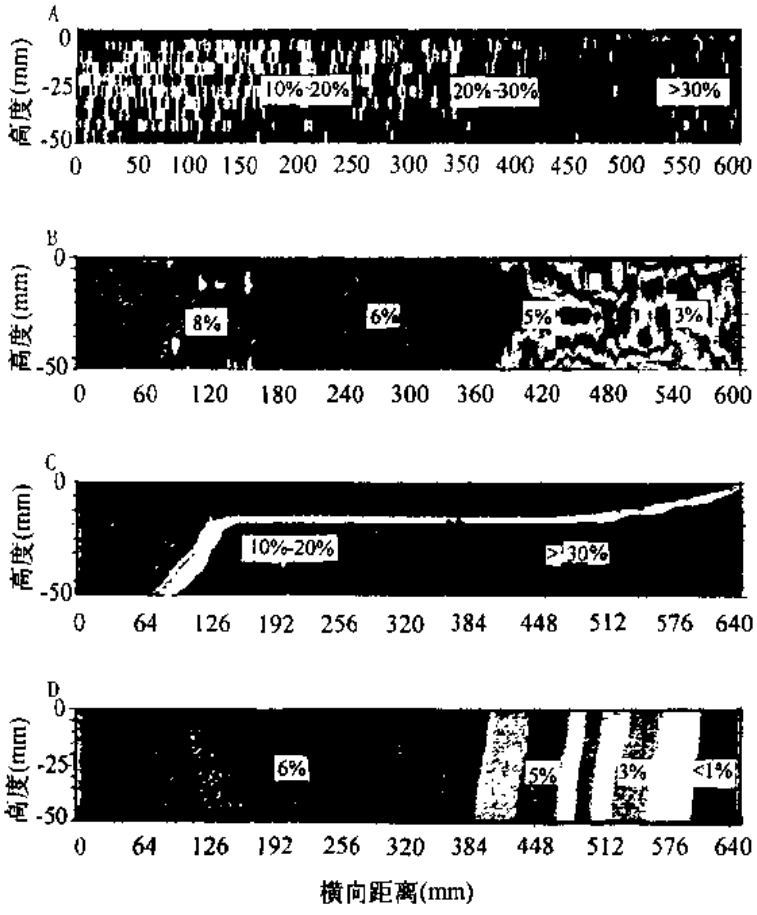



图 1-10　不同砂岩中 $C_{12}$烷烃饱和度分布情况

（据 O. M Selle 等，1993）

A—高渗砂岩，实验 330 小时实测；B—低渗砂岩，实验 335 小时实测；C—高渗砂岩，330 小时模拟；D—低渗砂岩，335 小时模拟

图内数字为油饱和度

而低渗砂岩（B和D）烃饱和度低。模拟结果（C、D）与实验测量结果（A、B）一致。

Thomas 和 Clouse（1995）通过运移机理模拟实验，得出的主要认识有：①在连续油运移通道形成之前，运移速度受控于含油饱和度（亦即烃源岩排烃速率），石油前缘以间歇方式向前推进，这是因为油相压力克服运移前缘毛细管压力的过程也是间歇性的；②在连续运移通道形成后，当含油饱和度基本稳定时，该通道具有使油以更大的速率运移的能力；③油从下伏的源岩层排出后首先作垂向运移至运载层顶部，然后再作侧向运移并聚集在顶部约 1m 范围内；④在垂向运移带油的平均饱和度达 5% ~ 10%，在侧向运移通道可达 12% ~ 15%；⑤因为油流动时的含油饱和度等于或稍大于临界饱和度，故残余油饱和度基本上与流动饱和度相等。

从上述介绍的模拟实验结果可知，虽然模拟实验的方法不同，实验条件也较为简单，但仍得出了一些重要结论，这对二次运移机理的认识具有重要的理论和实际参考价值。模拟实验的结果至少有几点与实际是一致的，即油发生运移时饱和度为 10% ~ 30%，而气饱和度至少为 10%；侧向运移效率比垂向运移要高，等等。

目前模拟实验存在的主要问题是：①概念模型的构思与设计仍是技术关键和难点；②实验条件下的温度、压力、时间和动力学条件与实际运载层有较大差别；③ 控制运移、聚集的因素考虑得较少；④ 实验测试水平也需提高。

## 二、水动力学与流体势分析

### （一）盆地的水动力条件与演化

沉积盆地的地下水动力条件对油气二次运移不仅起着宏观控制作用，而且还对油气的聚集和成藏起着微观控制作用。水动力学环境受盆地演化过程中的构造活动、构造应力状态、温度和压力条件等多种因素的制约，在不同的演化阶段具有不同的区域水动力特征。Coustua 等（1977）从水动力学角度出发，将盆地的演化分为压实流（compaction flow）、重力流（gravity flow）和滞流（no flow）3 个发展阶段，分别对应于年轻（juvenile）、成熟（mature）和老年（senile）盆地（图 1-11）。因每一个演化阶段具有不同的地下水流向，从而导致不同的油气运移方向和聚集。

在盆地的“年轻”阶段，地下水流主要表现为沉积层的主体仍处于压实和欠压实状态，压实排出的流体由盆地中心向四周呈“离心状”流动，地下水测势面在盆地中心和深部最高，向边缘和浅部逐渐降低，故形成由凹（洼）陷区指向其边缘的区域地下水动力场，正是这种“离心状”水流导致了油气在盆地中呈“环带状”分布（图 2-1）。具有这种水动力场性质的盆地称为“压实流盆地”，我国东部有一些中、新生代断陷盆地即属于此类盆地，如济阳坳陷（东营凹陷）、东濮凹陷、松辽、四川盆地等，其中东营凹陷下第三系尤为典型（查明等，1996）。国外的南里海、墨西哥湾、尼日利亚、北海等盆地也属此类（杨绪充，1993）。在盆地的成熟阶段，大气淡水在重力作用下由盆地边缘的露头处渗入运载层，形成重力水流，并在盆地中心穿层排泄，区域地下水流向表现为“向心流”的特征，故称为“重力流盆地”。油气在“向心”水流的作用下由盆地边缘向中心部位运移和聚集（J. Tóth，1980；1988），我国的渤海湾盆地古潜山、法国的巴黎盆地和中东的波斯湾盆地中的一些油气田都主要分布在盆地的边缘区，即区域泄水区。由于渗入的大气降水会破坏盆地幼年期形成的油气藏，故只有位于盆地中心部位的油气藏才能得以保存。第三个演化阶段是盆地的老



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

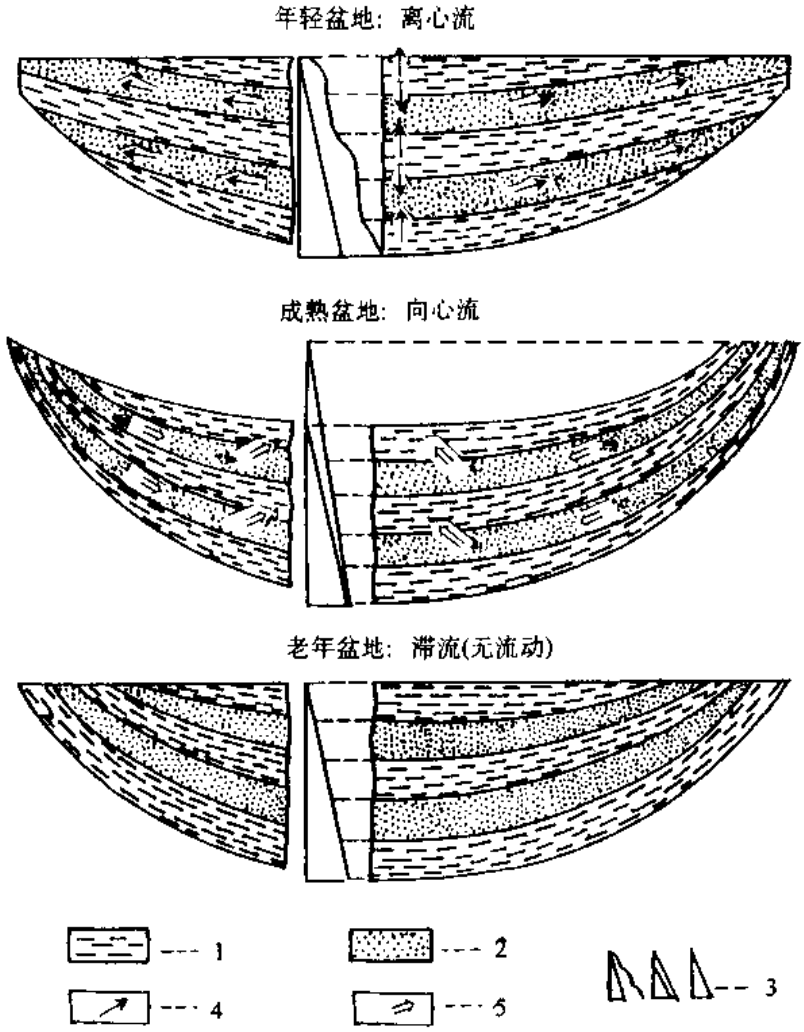



图 1-11　沉积盆地水动力演化阶段

（据 Coustau，1977）

1—粘土；2—砂岩；3—垂直孔隙压力剖面；4—压实水流；5—重力水流

年阶段，此时为静水条件，基本上无流体能量的交换，故称“滞流盆地”，含油气性差或不含油。实际上，除上述三种类型外，还有许多复合类型的盆地，如压实流—重力流复合盆地和重力流—滞流盆地，也即在盆地发展、演化过程中，水动力系统也随之发生转化，并导致油气运移方向、聚集部位的改变，从而使油气藏的分布复杂化。

**（二）水动力学机制与油气运聚**

沉积盆地水动力学主要分为两大类：压实驱动（compaction drive）和重力驱动（gravity drive），即顺层流动和穿层流动。压实驱动的水动力主要来自于盆地内沉积物的压实排水，而种种原因形成的超压则是地下水流动较为稳定的动力。从压实和压力发育历史分析，盆地内部快速的、厚的细粒沉积比盆地边缘较薄的粗粒沉积更易形成异常压力，故盆地内部过剩压力的幅度往往大于盆地边缘。因此，压实水流动的方向由盆地中心向边缘呈“离心流”形式流动。基于压实驱动的水动力模式主要有：①压实驱动（Jacquin 和 Poulet，1970，1973；L．C．Bonham，1980）；②压实—热驱动（D．H．Welte 和 M．A．Yükler，1980，K．Magara，

1978)；③压实—重力驱动（Coustau 等，1975，1977；Kartsev 和 Vagin，1964），这三种模式均可描述地下流体的顺层流动，也是目前描述运载层中油气二次运移和聚集的基本思路。

重力驱动下的穿层流动（cross-formational flow）（图 1—12）的积极倡导者是 J. Tóth（1963，1978，1980，1983，1984，1986，1988，1990），他认为在成熟盆地内，地下水流构成了统一的水动力系统，且具有区域上的水力连续性。地形起伏引起的水头梯度（测势面起伏）变化是地下水流穿过地层流动的主要动力来源。在重力作用下，水流从盆地边缘（供水区）流向盆地中心（泄水区），或流向地势较低的盆地另一侧边缘（穿越流），因而水动力表现为明显的“向心流”。从供水区到泄水区，地下水的化学成分也发生系统变化，水矿化度也逐渐升高，油气有向泄水区集中分布的趋势。当在运移路径上有流速减慢、压力降低、流动方向明显变化或流体化学环境的改变等因素时，都可在合适的构造、岩性或断层圈闭中形成油气聚集。J. Tóth（1980）强调，重力穿层流动模式用于油气的运移、聚集，正是卡尔采夫和瓦金（Kartsev 和 Vagin，1964）及 Coustau 等人（1970）模式中大陆演化阶段的定量化描述，因此能较好地解释许多盆地中的油气运移和聚集过程（J. Tóth，1988）。J. Tóth 理论在说明烃由源岩层向储层的流动以及成熟、开放体系盆地中的油气聚集问题方面具有重要的指导作用，而对于“年轻”、有明显异常高压和运载层被厚层泥岩分隔的封闭体系盆地中油气运移和聚集问题仍难以解释（刘方槐，1991；杨绪充，1993），因此，目前 J. Tóth 的重力穿层流动的观点以及在油气运聚中的作用仍未得到普遍接受。

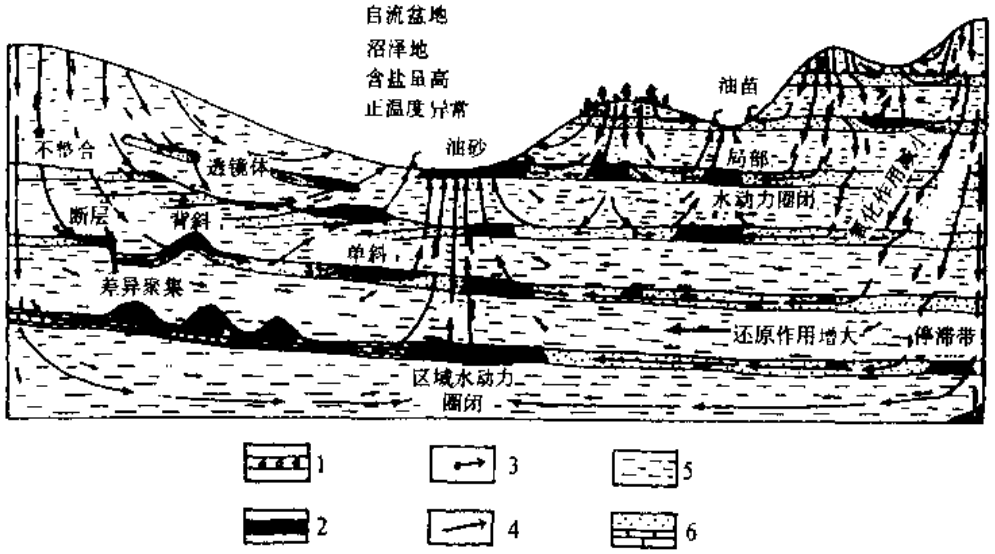



图 1-12　重力流作用下的油气运移聚集原理

（据 J. Tóth，1980）

1—天然气聚集；2—石油聚集；3—处于运移状态下的烃；4—地下水流线；5—生油层和弱含水层；6—储集层、输导层和含水层

### （三）流体势分析

40 年代初，M. K. Hubbert（1940）就用流体势的概念、理论和方法对地下流体的运动状态进行了比较全面的描述，1953 年又做了补充和完善。然而，这些概念并未很好地应用于石油勘探，直到 80 年代，F. C. Dahlberg（1982）关于流体势方法的专著《石油勘探中的水动力学》问世，这一理论才开始受到重视。特别是定量研究方法的发展，使得流体势用于



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

油气运移、聚集的计算机模拟才成为可能（W. A. England, 1987; R. W. Davis, 1987; 等等）。

流体势反映了水动力、浮力和毛细管力对地下流体运动状态的共同作用，故它在油气运移、聚集中的作用愈来愈受到重视，现已成为普遍接受的定量描述方法之一。然而，流体势场，尤其是古流体势场的分布和演化受区域构造背景、古水动力学条件和流体性质等多种因素所控制，具体到一个盆地，就是受坳（凹）陷区与隆起（凸起）区的相对位置及其古构造发育史控制。因此，研究油气运移和聚集过程，除了盆地古地形、古构造发展史研究外，还要结合计算机对压实史、生排烃史等建立地质概念模型，选择合适的各种参数进行古水动力学、流体势、运移速度、运移与聚集量等数值模拟（P. Ungerer, 1990; 1987; M. Person 等, 1993; J. D. Bredenhoeft, 1988; K. Belitz 和 J. D. Bredenhoeft, 1988, C. Braester 等, 1991; 陈荷立等, 1988; C. Jacquin 和 Poulet, 1973; J. Burrus 等, 1991; R. W. Davis, 1991; 杨家琦, 1989; 查明, 1995）。这方面的理论和方法将在第三章详细介绍。

## 三、有机地球化学方法（地质色层效应）

随着干酪根高级生油理论和分析手段的快速发展，许多地球化学指标都可用于分析油气运移过程中烃类成分的变化规律，并追踪运移的方向、通道和距离等。现已证实，在自然界中油气运移所引起的烃成分变化与实验室的色层效应极为相似，因此根据系统取样分析，可以了解油气运移的总趋向。

自从 D. T. Day（1897）提出地质色层效应的原始设想以来，这一原理逐步得到了应用。我国石油工作者根据源岩和原油中生物标志化合物、碳同位素 $\delta^{13}C/\delta^{12}C$、色谱、红外光谱、卟啉含量以及原油物性等指标的变化规律，研究了大庆（杨万里, 1982）、酒泉盆地（中国科学院兰州所, 1977）、大港（北京石勘院, 1977）等油田的二次运移问题；B. M. Krooss（1991）对地质色层分析的发展历史、定义、本质、处理技术分类等进行了详细的述评，对其机理进行了重点阐述，并进行了定量模拟；C. M. Bethke 等（1991）对伊利诺斯盆地石油的长距离运移进行了研究，等等。对于天然气的运移，则主要利用甲烷碳同位素（$\delta^{13}C_1$）、氢同位素（$\delta D$）、氩同位素（$^{40}Ar/^{36}Ar$）值等进行气源分析。例如，用 $\delta^{13}C_1$ 可区分煤成气和油成气（陈文义等, 1987）；用 $\delta^{13}C_1$ 与 $R_o$ 的关系追踪气源及运移路线（Stahl, 1980; 廖永胜, 1984; 王秉海等, 1992）。总之，尽管地质色层效应的机理比较复杂，在具体分析地质条件的前提下，仍可用来判断油气运移的方向。

另外，随着测试工艺技术的发展，目前已应用高压物性取芯获得地层状态下的原油物性（密度、粘度、油气比、饱和压力等）研究油气运移的方向和距离。如地层原油物性菱形图（刘孝汉, 1987）、运移系数（P. C. 卡西莫夫, 1978）等都是指示油气运移的良好方法。目前，荧光显微分析技术、原油孢粉分析等也为研究油气的运移提供了直接的时空证据（曹志雄等, 1988; 江德昕, 1977; 1990; Chepikov 等, 1971; 范太雍, 1978）。尽管地球化学方法是定性为主的，然而却是重要和必要的，是建立理论模型和模拟的基础。

## 四、计算机数值模拟

盆地数值模拟方法用于盆地的定量分析已有十几年的历史（M. A. Yükler、Cornford 和 D. H. Welte, 1978; D. H. Welte 和 M. A. Yükler, 1981），而对油气运移和聚集过程的数

值模拟只有几年的时间（W. A. England 等，1987；P. Ungerer 等，1990；B. Durand 和 P. Ungerer，1984；K. Nakayama 和 I. Lerche，1988）。计算机模拟是理论、方法和技术高度综合的、动态的定量分析，在研究油气运、聚方面比其它方法更能体现解决复杂地质问题的优势。

W. A. England 等（1987）提出的油气运移、聚集模型是独立二相（石油液和石油气）、二维（侧向运移和垂向运移）、基于流体势和达西定律的渗流运移模型；运移驱动力是压实提供的水动力，而盆地深部主要是浮力；运移中油的损失与运移通道的孔隙体积有关；对油气在背斜圈闭中的聚集、成藏机理进行了理论上的描述，等等。

P. Ungerer 等（1987，1990）的“综合热传递、流体流动、烃类生成和运移的二维模型”也是以油气独立相态运移为前提，用两相流体流动的达西定律和势结合，模拟二次运移的动力及方向（剖面二维）；与 W. A. England 模型不同的就是在模拟热和超压发育史的基础上还模拟了油气的聚集历史（印尼马哈坎三角洲和挪威近海 Haltbenanken Bethken 区）、水力压裂和断层对运移、聚集的控制作用。

G. M. Bethke 等（1986，1991）则以盆地古水文模型与盆地演化史相结合，模拟地下古水流的流量，然后根据计算的水势变化计算地下水排出速率和方向；采用两相流的达西定律，分别以压实流驱动流和重力流驱动模式建立模型，模拟伊利诺斯盆地剖面二维油气运移及聚集过程，特别强调了研究水动力在克拉通盆地内驱动油气作长距离（达 100km）侧向运移的重要性。

M. Person 等（1993）采用“准三维有限元模型”首先模拟巴黎盆地主要含水层——中侏罗统道格层（Dogger）碳酸盐岩的古水动力条件（古水头），然后根据流体势方程计算烃头以及油气的实际渗流速度，并以数学质点代表油运移的方向和聚集的浓度。该模型描述了盆地古水动力条件和运载层非均质性（渗透率的空间变化）对石油运移路径、速度和距离的影响；水动力主要来源于储层上、下泥岩层压实的渗流量。然而，M. Person 数学模型是平面二维稳定流方程，不能准确反映流体流动随时间的变化，且假定油水完全分离。

Z. Yu 和 I. Lerche（1995）运用二维三相可溶性流体运移模型模拟了白令海 Hammerfest 盆地油气在剖面上的运移和聚集过程，模型采用超压、浮力和毛细管力作为运移的动力学机制；用单相流体流动方程（达西定律）和相对渗透率应用于多相流；考虑了油和气的可溶性。模拟结果显示烃的溶解度和相渗透率对烃的聚集，尤其是对运移有重要影响，油气运移、聚集的时-空分布形式不仅受毛细管压力、混合相的浮力的影响，而且还受特定的地质、地热和地球化学条件的制约。

国内二次运移和聚集的数值模拟起步较晚，但发展较快。杨家琦（1989）建立的平面二维三相模型用里兹有限元法计算古水头，用流体势方程导出油、气水的运动速度和油气的饱和度分布；郝石生等（1991）建立的剖面二维三相组分模型模拟了陕甘宁盆地中、东部古生界油气的运移问题；石广仁（1994）也提出用剖面二维三相模型模拟油气的运移过程，并引入油藏数值模拟的技术思路模拟流体饱和度的分布等。

本书则是以盆地水动力场分析、运移地球化学分析和区域构造活动规律分析为出发点，以地史、生—排烃史模拟为基础，建立地质概念模型和数学模型，采用“准三维非稳定流”古水动力学模型和石油运移模型，运用有限差分方法进行平面二维流体势、运移动力学条件和运移速度等内容的数值模拟。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

从上述模拟方法或系统可以看出，目前的二次运移、聚集模拟的主要特点是：①多数以油气呈独立相态运移为前提；②以流体势方程和达西定律为核心；③古水动力学研究受到重视并作为运移动力学的重要机制；④绝大多数为平面或剖面二维模拟，混相运移模拟尚处于试验阶段。

## 第三节　研究内容与技术方法

### 一、研究区选择

尽管油气二次运移、聚集的理论与方法发展较快，然而实现运聚过程定量描述和计算机模拟的目前并不多见，特别是针对我国东部中、新生代断陷含油气盆地进行二次运移（聚集）的模拟研究的更少，而这些盆地目前在我国油气工业中占有重要地位。因此，加强对中、新生代断陷盆地油气运聚的定量化研究不仅具有理论意义，而且对实际勘探有积极的指导作用，这是本书的出发点之一。其次，东营凹陷是济阳坳陷的主要含油气区，也是东部陆相断陷含油气盆地的典型代表，目前勘探程度已达到 50% ~ 60%（杨申镳，韩玉芨等，1994），研究程度也较高。虽然已进行了两轮油气资源定量模拟和评价（王捷，韩玉芨等，1985；1994），然而目前对凹陷内油气二次运移的系统性研究，尤其是运移动力学条件及其定量模拟研究尚未见文献或资料报道。因此，选择东营凹陷作为研究目标具有代表性和实际意义。

本书的主要目的是，通过东营凹陷下第三系油气分布规律的剖析，探讨断陷盆地中油气二次运移的动力学条件、运移规律及主要控制因素；探索切实可行的研究思路和方法；建立石油运移的理论模型和模拟方法；预测油气的分布等。通过研究，试图为成藏动力学研究奠定技术思路，为盆地模拟方法的发展和广泛应用创造条件。

### 二、主要研究内容

根据东营凹陷的地质条件和油气分布状况，以沙三段为主要研究对象，重点进行了以下内容的研究和探讨：

①区域今流体动力学特征及流体势场分析；

②油气运移地球化学特征研究；

③盆地构造模式与运移方式探讨；

④运移动力学概念模型和数学模型的建立；

⑤古水动力学条件及古流体势场模拟；

⑥油气运移历史模拟；

⑦模拟方法和软件系统的建立等。

### 三、技术思路与方法

油气二次运移是油气藏形成历史中的一个重要环节，要动态地反映运移的动力学条件及控制因素，应该采用动态和定量模拟，即在地史、热史、生烃和排烃史模拟的基础上进行运移动力学的历史分析，既要使得生、排、运过程模拟的连续，又要保持模拟方法的系统性。

因此，本书以石油地质学和有机地球化学为核心，以构造地质学、水文地质学、流体势和水动力学等理论为指导，以数学方法和计算机技术为手段，采用定性分析为基础、定量研究为目的、二者有机结合的方法，以利津和牛庄两个主要生油洼陷为重点，进行石油二次运移特征、动力学模型研究和石油二次运移数值模拟。

为了实现上述目标，主要应用了下列方法：

①用水文地质方法分析了盆地的地下水环境及封闭条件；

②用流体势方法分析了沙三、沙四段异常压力分布规律、油和气势的分布及与油气区的关系；

③根据地质色层原理，用烷烃色谱、碳同位素、油气物性等地球化学指标，描述了石油二次运移特征及控制因素；

④运用水动力学理论，建立了压实流盆地“准三维非稳定流动”古水动力学模型，在地史和排烃模拟基础上用有限差分法和水均衡原理模拟了古水动力学条件；

⑤用流体势方法和古水动力学相结合，模拟了区域油势分布、运移方向和速度；

⑥综合分析了油气运移动力学条件及主要控制因素。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 第二章　区域地质概况

## 第一节　区域构造背景

东营凹陷位于济阳坳陷的东南部，其四周分别与垦东青坨子凸起、陈家庄凸起、滨县凸起、青城凸起、鲁西隆起和广饶凸起相邻。凹陷呈北东向展布，由利津、牛庄—六户、博兴和民丰四个洼陷以及中央隆起带组成，面积 5700km$^2$（图 2-1）。

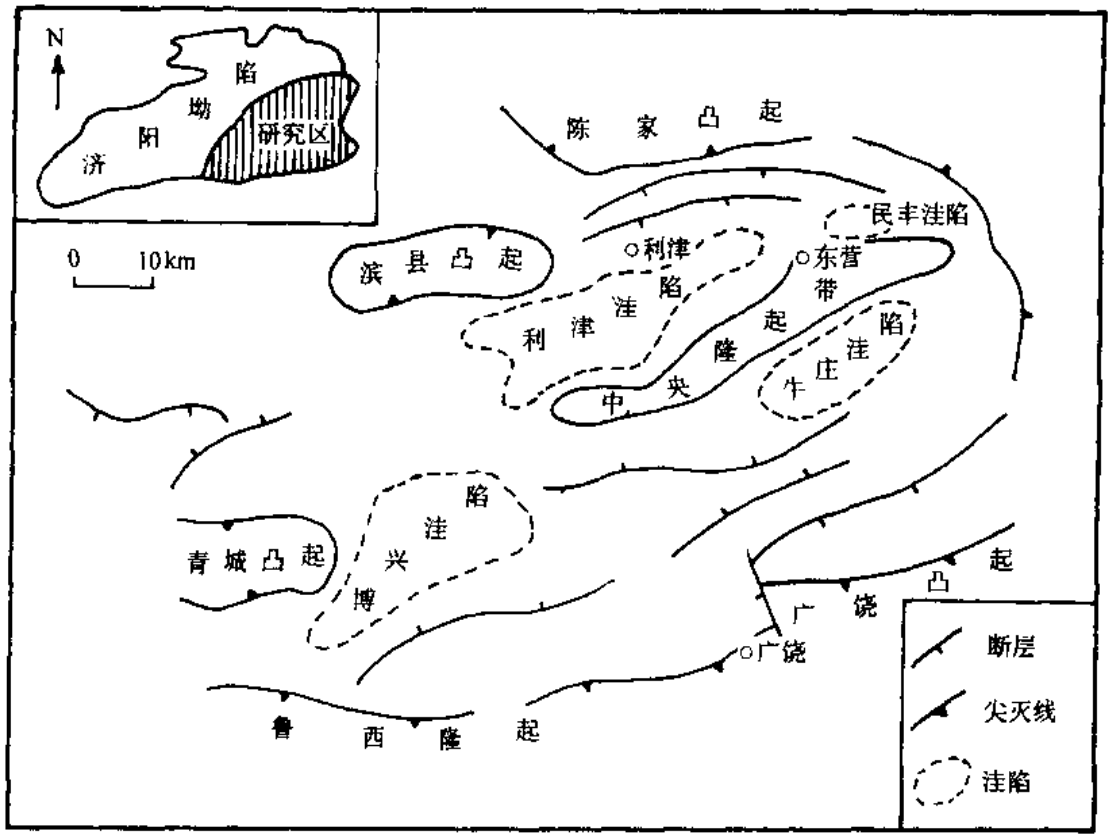



图 2-1　东营凹陷构造位置图

东营凹陷为一北断南超、西陡东缓的中、新生代断陷盆地（图 2-2），在大地构造区划上属于渤海湾盆地中的一个次级构造单元，其基底为古生界地台沉积。凹陷在新生代经历了两大演化阶段：①早第三纪以强烈的块断为特征，使盆地加速陷落、扩大，发生大量盆倾断层及同生构造，为盆地的断-坳发展阶段；②晚第三纪断裂活动减弱，盆地进入坳陷发展阶段。东营凹陷第三系以断层多、构造背景复杂和同生构造体系丰富而著称，目前已发现近 10 种类型的聚油构造（王捷等，1985；1993），并具有良好的复式油气聚集区（带）形成条件。

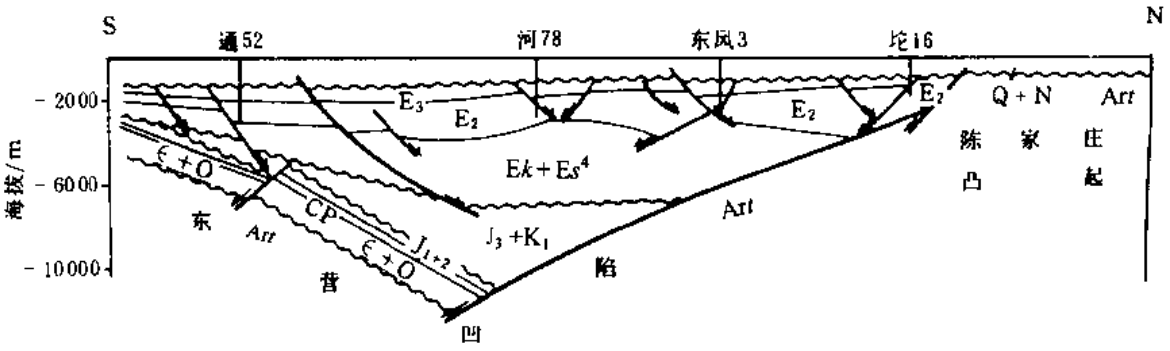



图 2-2　东营凹陷南北向构造剖面图

（据胜利油田，1993，略改）

## 第二节　区域地层概述

据钻井资料显示，本区发育太古宇、古生界、中生界和新生界，缺失元古宇、上奥陶统、志留系、泥盆系、下石炭统、上二叠统、三叠系和古新统，区域地层发育特征见表 2-1。

由于箕状断陷的差异沉降，导致了本区下第三系沙三段沉积厚度的较大差异。沙三下亚段现今地层厚度在利津洼陷、坨庄（断裂下降盘）可达 400m，在牛庄和博兴洼陷也可达 200～250m，而其它地区一般为 50～100m（图 2-3）。沙三中各洼陷区的沉积厚度更大：在利津洼陷和胜北断裂附近的深洼区可达600m，牛庄和博兴洼陷分别达到550m和450m，其它地区

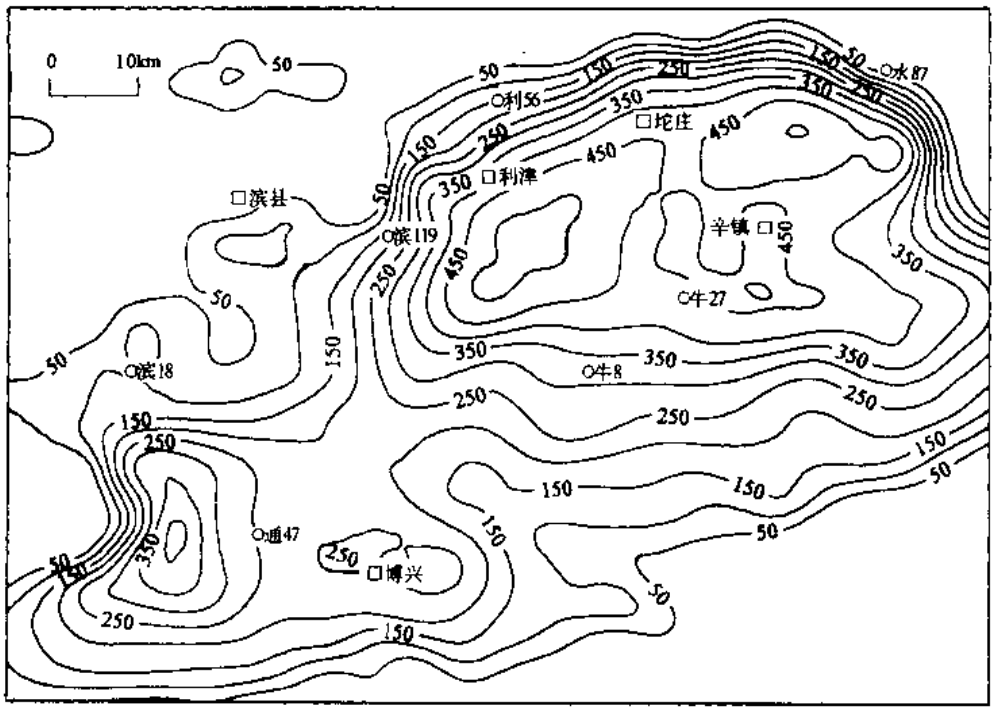



图 2-3　东营凹陷沙三上亚段地层等厚图



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

一般为 100～200m（图 2-4）。沙三上亚段继承了沙三中亚段的特点，在主要洼陷区内厚度可达 350m。区域上地层分布特征反映了边界断裂构造对沉积的控制作用，从而也导致了本区石油地质条件的差异和对油气运移、聚集及分布规律的影响（图 2-5）。

**表 2-1　东营凹陷地层层序简表**

| 界 | 系 | 统 | 组 | 段 | 代号 | 构造运动 | 厚度/m | 岩　性 | 沉积环境 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 第四系 | 全新统 | 平原组 | | $Qh$ | 新构造运动 | 250～300 | 黄色、灰色粘土夹粉砂 | 泛滥平原 |
| | 上第三系 | 上新统 | 明化镇组 | | $N_2m$ | | 100～1200 | 棕黄、棕红色泥岩夹浅灰色粉砂岩 | 泛滥平原 |
| | | 中新统 | 馆陶组 | | $N_1g$ | | 300～400 | 下段厚层灰白色砾岩、含砾砂岩，上段紫红色灰绿色泥岩与粉细砂岩互层 | 河流相 |
| | | | | | | 东营运动 | | | |
| 新生界 | 下第三系 | 渐新统 | 东营组 | | $E_3d$ | | 100～300 | 灰绿色、灰色泥岩与砂岩含砾砂岩不等厚互层 | 河流三角洲 |
| | | | 沙河街组 | 沙一段 | $E_3s^1$ | | 0～450 | 灰、深灰色、灰绿色泥岩夹砂岩、生物灰岩、白云岩 | 湖泊 |
| | | | | 沙二段 | $E_3s^2$ | | 0～350 | 红色、灰绿色泥岩、灰色泥岩与砂岩含砾砂岩互层夹炭质页岩 | 河流－三角洲 |
| | | | | 沙三段 | $E_3s^3$ | | 700～1200 | 下部深灰色泥岩，褐色油页岩夹少量薄砂岩、砂岩、白云岩，中部厚层深灰色泥岩夹薄砂层，上部灰色泥岩与厚砂岩互层夹炭质页岩，含砾砂岩 | 深湖－半深湖水下扇 |
| | | | | | | 济阳运动 | | | |
| | | 始新统 | | 沙四段 | $E_2s^4$ | | 1500 | 下部紫红色、灰绿色泥岩夹砂岩、薄层灰岩中部蓝灰色泥岩、灰白色石膏夹泥质白云岩、杂色泥岩，上部灰色泥岩夹灰岩、砂岩、油页岩 | 半封闭盐湖 |
| | | | 孔店组 | 孔一段 | $E_2k^1$ | | 200～1000 | 棕红色砂岩与紫红色泥岩互层 | 冲积平原，浅湖 |
| | | | | 孔二段 | $E_2k^2$ | | 100～700 | 灰色、深灰色泥岩夹砂岩 | 湖泊 |
| | | | | | | 燕山运动 | | | |
| 中生界 | 上侏罗—上白垩统 | | | | $J_3$—$K_2$ | | 200～500 | 杂色泥岩、砂砾岩夹中基性火山岩 | 火山喷发，河流冲积 |
| | 中、下侏罗统 | | | | $J_{1+2}$ | | 100～600 | 灰绿色、紫红色泥岩与砾岩、砂岩互层 | 河流－湖泊 |
| | | | | | | 海西运动 | | | |
| | 中、下二叠统 | | | | $P_{1+2}$ | | 100～200 | 底部黑色泥岩、砂岩夹煤层，中部灰色泥岩，砂岩夹煤层，上部红色泥岩夹砂岩 | 陆海交互 |
| 古生界 | 上石炭统 | | | | $C_2$ | | 200～250 | 深灰色泥岩、砂岩夹煤层 | 海陆交互 |
| | 中、下奥陶统 | | | | $O_{1+2}$ | | 400～600 | 白云岩、角砾状灰岩、深灰色块状灰岩，豹皮灰岩 | 浅海相 |
| | 寒武系 | | | | $\epsilon$ | | 600～800 | 底部紫红色页岩夹白云岩，中部细粒灰岩、疙瘩状灰岩、竹叶状灰岩，顶部白云岩 | 海相台地 |
| | | | | | | 泰山运动 | | | |
| | 太古界泰山群 | | | | $Ar\ell$ | | | 花岗片麻岩 | |

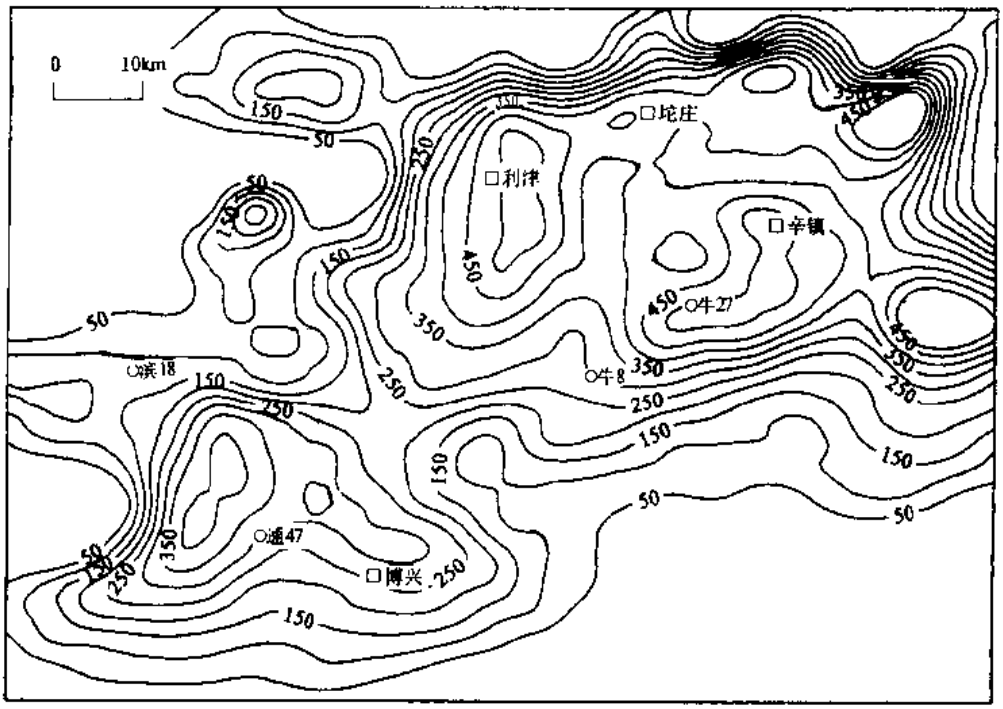



图 2-4　东营凹陷沙三中亚段地层等厚图

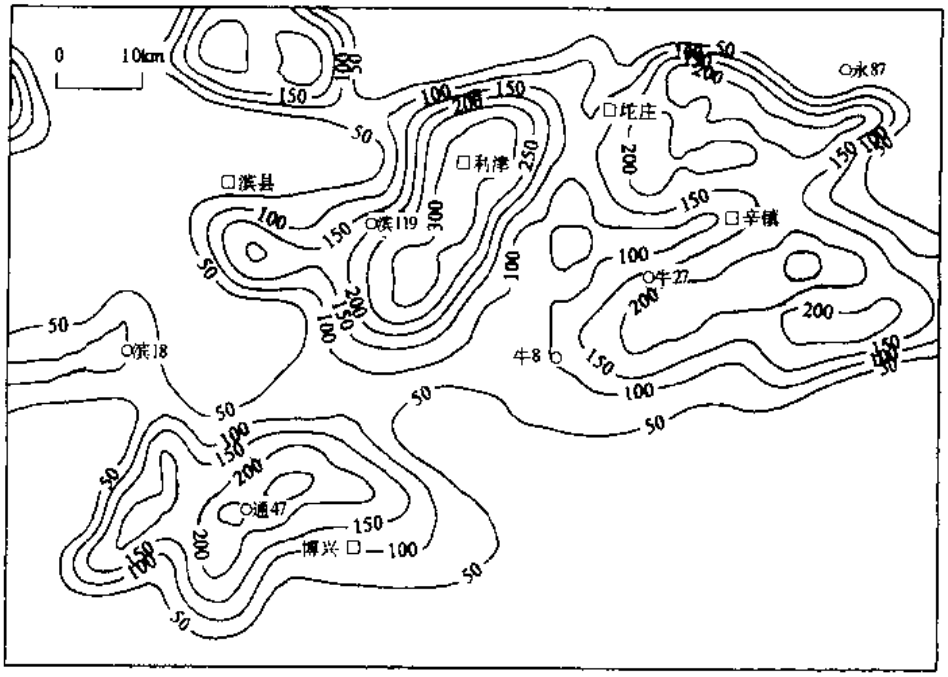



图 2-5　东营凹陷沙三下亚段地层等厚图

## 第三节　沉积相分布特征

东营凹陷下第三系沉积相类型多样、储集岩体丰富，现以沙三段为例简要说明其沉积相分布的主要特征。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

渐新统沙三段下、中部沉积时期是湖盆发育最兴盛期，湖相区范围可占盆地面积的90%。沙三下亚段在凹陷内广泛发育了深湖相，凹陷周缘为浅湖和滨湖相，滨县、青城、陈家庄和青坨子等凸起边缘的陡岸则为水下冲积扇和近岸浊积扇相分布较集中的区域。在凹陷西部的博兴洼陷、南斜坡金家和东部的羊角沟、广利为三角洲相沉积发育区（图2-6）。沙三下亚段巨厚的湖相泥质岩沉积为本区提供了丰富的油气来源。

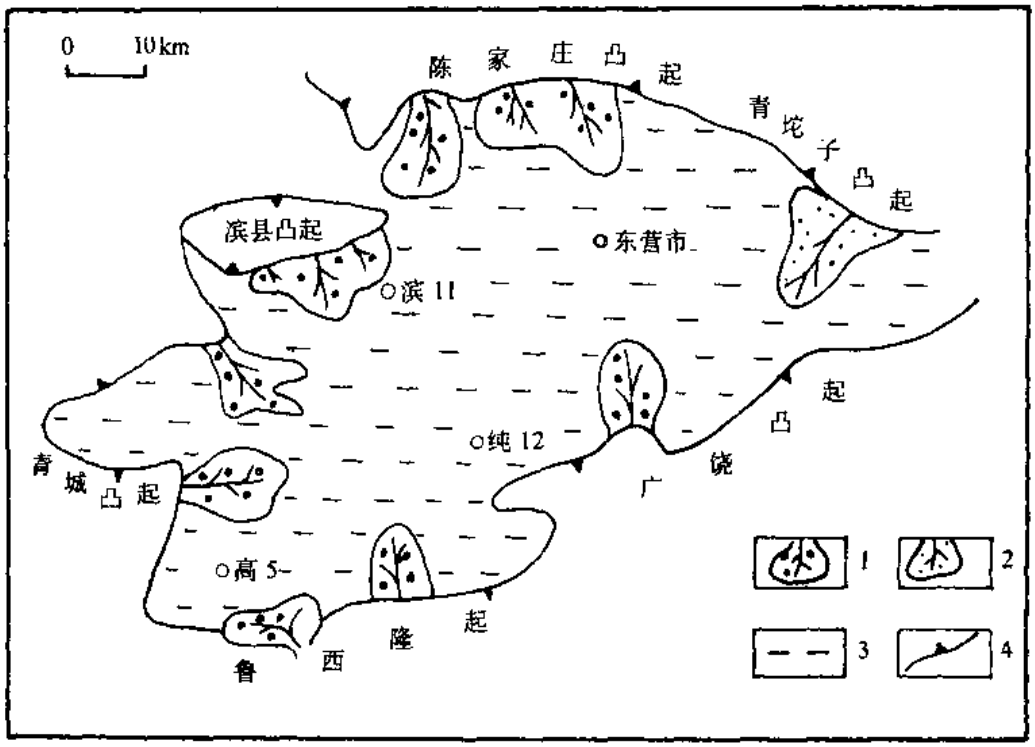



图2-6 东营凹陷沙三下亚段沉积相平面图

（据胜利油田，1993，修改）

1—浊积扇相；2—三角洲相；3—湖相；4—尖灭线

与沙三下亚段相比，沙三中亚段沉积相类型和分布特点发生了较大变化，在凹陷的中部、西部和北部主要为湖相，牛庄、永安镇、新立村及南斜坡分布有较大面积的三角洲相沉积，东部边缘还发育河流相。在几个主要凸起的陡坡带，近岸水下扇、滑塌浊积扇等扇体仍较发育（图2-7）。沙三中亚段各种砂砾岩体厚度在凹陷中部可达130m以上，博兴洼陷最厚达200m以上，北部边缘地区为50～100m（见图7-2），砂岩百分比在上述地区可高达40%～70%（见图7-4）。

沙三上亚段沉积时湖盆范围继续减小，除利津洼陷仍为深湖区，西、北部边缘为滨浅湖相外，凹陷大部分被三角洲相所覆盖；东部河流相分布范围较沙三中亚段期更广，凸起边缘仍见少量近岸浊积扇体，广泛发育的三角洲相是沙三上亚段沉积相分布的重要特征（图2-8）。

沙三上亚段三角洲相前缘砂等各种砂砾岩体十分发育，中、东部为100～200m，博兴洼陷可达380m以上（见图7-1），砂岩百分含量可达60%以上（见图7-3）。沙三中亚段、沙三上亚段厚度较大、分布广泛的储集岩体为油气的区域二次运移提供了良好的运载层和运移通道。

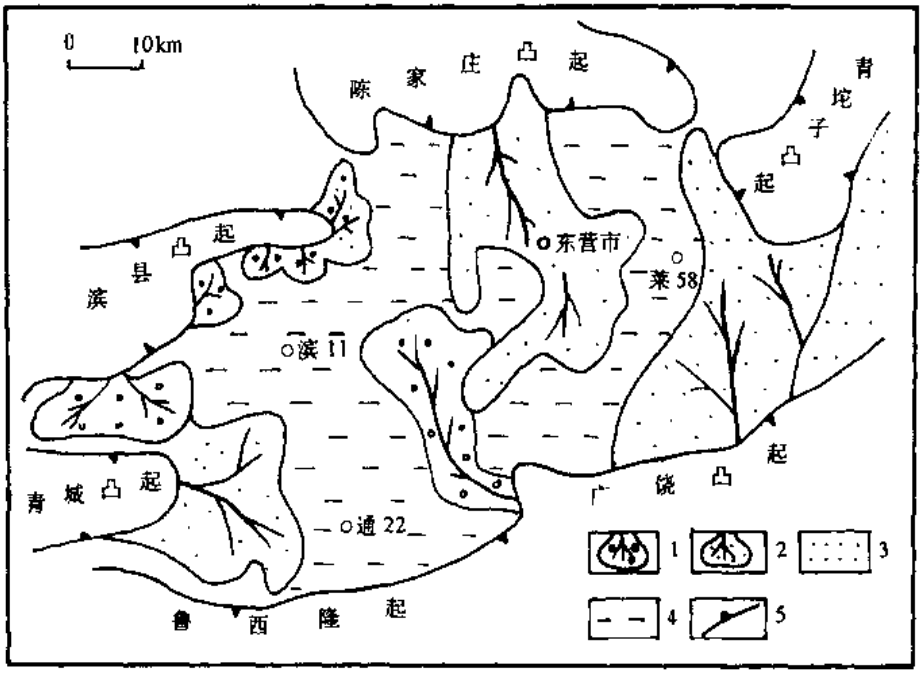



图 2-7 东营凹陷沙三中亚段沉积相平面图

（据胜利油田，1993，修改）

1—浊积扇相；2—三角洲相；3—河流相；4—湖相；5—尖灭线

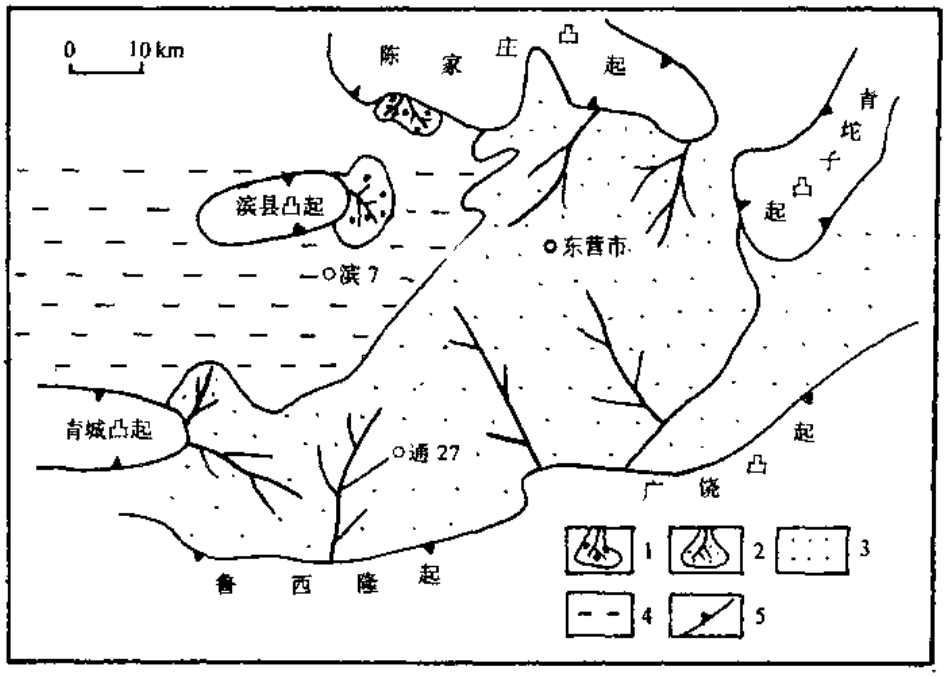



图 2-8 东营凹陷沙三上亚段沉积相平面图

（据胜利油田，1993，修改）

1—浊积扇相；2—三角洲相；3—河流相；4—湖相；5—尖灭线



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

## 第四节　石油地质条件

东营凹陷是济阳坳陷主要的含油气区之一，目前探明石油地质储量约占济阳坳陷的45%以上。

### 一、生油条件

东营凹陷共发育有6套生油岩系，即石炭-二叠系、中生界、下第三系沙孔店组—沙四下亚段、沙四段上亚段、沙三段和沙一段，其中沙四上亚段和沙三段是主要的生油层系。

沙四上亚段生油岩系以暗色泥页岩为主，有机碳含量一般>1.1%，高者可达4.16%～4.83%。母质类型以Ⅰ型和Ⅱ型干酪根为主，具有明显的植烷优势和高γ-蜡烷含量。在南斜坡生油岩成熟度低，且具有生成低熟原油的能力（洪志华，1991）。在平面上沙四上亚段生油岩分布有三个厚度中心：利津—垦利洼陷，厚度200～300m；博兴洼陷，厚100～230m；牛庄—广利洼陷，厚250～300m；其它地带仅150m。生油岩系形成于半咸水沉积环境，古盐度为15‰～30‰。

沙三段生油岩系又分为上、中、下亚段。沙三下亚段主要为深灰色泥岩，厚度达200～300m，主要分布于4个洼陷中心；有机碳含量一般均大于1.50%，高者可达11.3%（牛38井），氯仿沥青"A"为0.968%，岩石总烃含量6003mg/kg，被称为"富集生油层"（杨申镳等，1994）；干酪根主要为Ⅰ型，成熟度高。沙三中亚段生油岩为深灰色泥岩，在利津、牛庄洼陷厚可达500m，其它洼陷250～400m；有机碳含量一般为1.5%以上，主要为Ⅱ型干酪根。沙三上亚段为灰色泥岩生油，主要分布于利津洼陷，厚200～300m；有机碳含量0.8%～1.3%，母质类型以Ⅲ型为主，成熟生油岩仅局限于利津和牛庄洼陷。

盆地数值模拟计算的东营凹陷沙四上亚段和沙三段生烃量分别占本区总生烃量的41.3%和53.1%，排烃量分别占总排烃量的37.88%和54.2%，说明沙三段是本区最主要的油气来源层系，其中沙三下亚段又占主导地位（韩玉芨等，1994）。

### 二、成　油　期

东营凹陷自始新世至渐新世末基本处于持续断陷、断—拗状态，但东营运动幕造成的东营组和馆陶组之间的区域不整合和较长时间的沉积间断，严重地影响了沙四段和沙三段生油岩的演化，把其成油过程明显地分为两个阶段：即渐新世末的东营期和中新世晚期的馆陶期—第四纪。东营期沙四上亚段和沙三下亚段部分生油层在利津、牛庄等主要生油洼陷已进入生油门限并开始生烃，而东营运动造成本区抬升、剥蚀，严重地抑制了生烃过程的继续。据盆地数值模及综合研究（王捷等，1985；查明，1988；韩玉芨等，1994），该期生烃量约占总生烃量的9.2%～19.2%。晚第三纪开始盆地进入全面的拗陷期，使沙四上亚段和沙三段再次进入成油阶段，此时期沙四段和沙三段生烃量占盆地生烃量的60%～80%，可见本区具有两期成油、晚期为主的特点，这对于油气的大量保存具有重要的意义。

### 三、生、储、盖层的配置关系

了解生、储、盖的配置是建立二次运移概念模型的基础。王捷等（1985）将东营凹陷的

生储配置关系分为内生式（如自生、自储、自盖式，上生下储式和下生上储式）和外生式（如新生古储、披盖等）两类，其中自生、自储式是最主要的配置方式之一，且以包裹型（洼陷区）和交互型（边缘区）为主要组合特征。通过区内840多口探井岩性资料的统计，也表明自生自储的配置关系代表了本区的主流。据统计，在自生自储配置体系中已探明和控制的石油地质储量占总储量的56.8%（帅德福等，1993）。

## 四、油气藏类型与分布规律

东营凹陷具有丰富的油气藏类型和独特的油气分布规律，油气的平面分布呈复合环状和带状：沙四段油藏主要分布于滨南、青城、纯化—草桥、八面河—羊角沟、王家岗及永安镇等盆地边缘区，以构造和地层油藏为主；沙三段油藏则主要分布在凹陷内部生油洼陷附近，如牛庄、利津、博兴洼陷以及胜坨等，以岩性油藏为主；沙二段油藏则主要分布于北东向构造带上，如辛镇—现河、利津—坨庄—永安镇等。天然气藏则主要分布于盆地边缘，如平方王、八面河、高青、草桥、滨县及陈家庄凸起附近，且均为油型气（李春光，1992），说明主要来自盆地内部。各层段不同类型油气藏的叠加在平面上呈复合的环带状分布特征（图2-9）。目前发现的油气藏类型有15种之多。

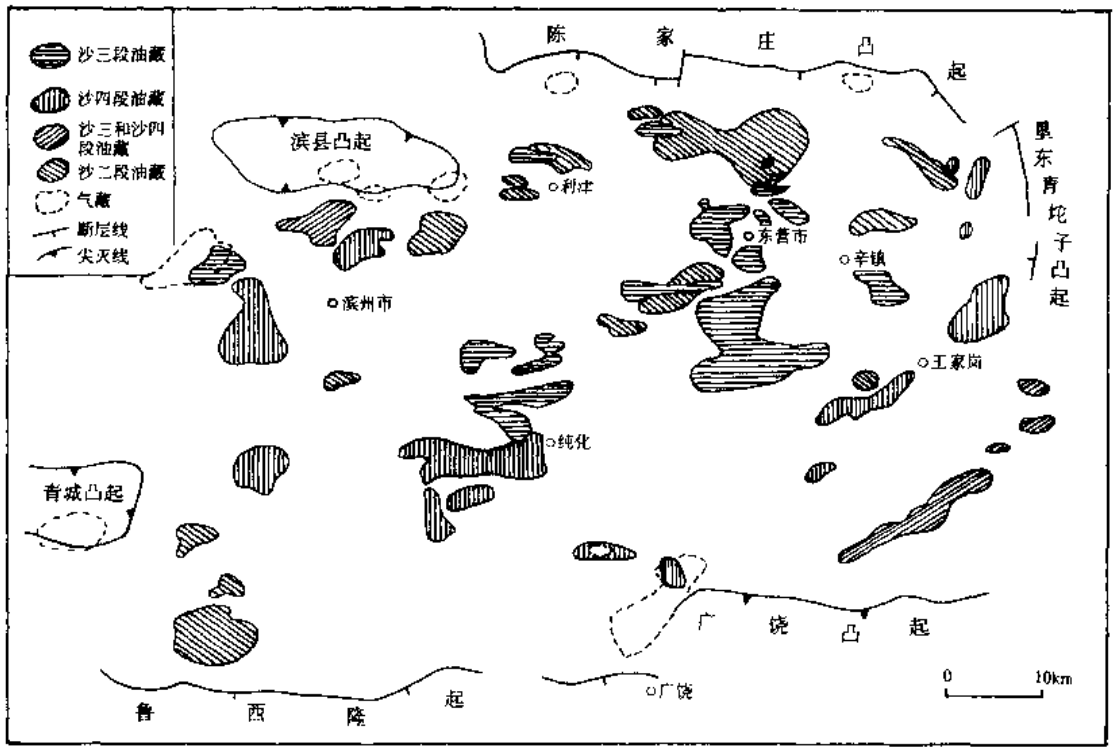



图2-9 沙三和沙四段油气分布平面图



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 第三章　盆地流体动力学特征

油气的运移、聚集与地下水的活动和性质有密切的关系，水既是油气运移的载体，又是驱使油气流动的营力，其本身化学性质也随之发生有规律的变化。研究水文地质条件旨在了解地下水活动的特点、盆地封闭性、边界条件以及它们与油气运移之间的内在联系；研究水动力学环境是为了分析压力场、流体势场与油气运移、聚集和分布的因果关系，从而为古水动力场和运移概念模型的建立及模拟奠定可靠的地质基础。

## 第一节　水文地质条件

### 一、水文地质旋回

区域构造和沉积建造的周期性决定了区域水文地质作用的旋回性（A. A. 卡尔采夫等，1969；杨绪充，1985；刘方槐，1991）。根据东营凹陷构造运动和沉积建造的特点，可将其新生代水文地质作用分为3个水文地质旋回，每个旋回都包含了沉积水和渗入水阶段（图3-1）。

始新世为第一水文地质旋回，孔店组和沙四段是在块断运动背景上形成的断陷式湖相沉积，具有沉积速度高、厚度大、沉积范围局限等特点。本旋回沉积了大量有机质，且蒸发岩与泥质生油岩伴生，为油气的形成奠定了物质基础。沙四段期末的济阳运动使本旋回由沉积水文地质阶段转为渗入水文地质阶段。因生油层埋藏较浅，有机质未成熟，故对油气尚无影响。

渐新世沙三段—东营组沉积期是第二水文地质旋回，也是凹陷发育的全盛时期。此时块断活动加强，断陷范围扩大，箕状洼陷所具有的差异沉降、生油岩发育、沉积厚度大、分布范围广等特点明显地表现出来，沙三段为良好的生油岩系。东营期末在深洼陷区（利津等洼陷）沙四上亚段和沙三段生油层均进入本区第一个成油期。东营期末则标志着本旋回渗入水文地质阶段的来临，由于主要生油层系（沙三段和沙四段）已被广泛覆盖，故此时渗入水对油气的影响仍很微弱，各凸起周缘及边界断裂带附近则受到了大气淡水渗入的影响。

晚第三纪—第四纪水文地质旋回对本区油气运、聚有较大的影响，此期以区域性拗陷式沉积为特征，使沙三、沙四段生油层热演化程度加深、成油速度加快，是沙河街组各生油层的生油高峰期，即第二成油期，也是油气大量运聚形成油气藏的主要阶段。由于馆陶组和明化镇组的广泛覆盖，下伏沙河街各含油层系很少出露地表，故地表水和第四系潜水对其渗入困难，对油气的保存十分有利。

根据A. 卡尔采夫（1969）提出的延续时间系数 $K_t$，可以评价本区沉积水文阶段和渗入水文阶段对油气影响的相对强度，即：

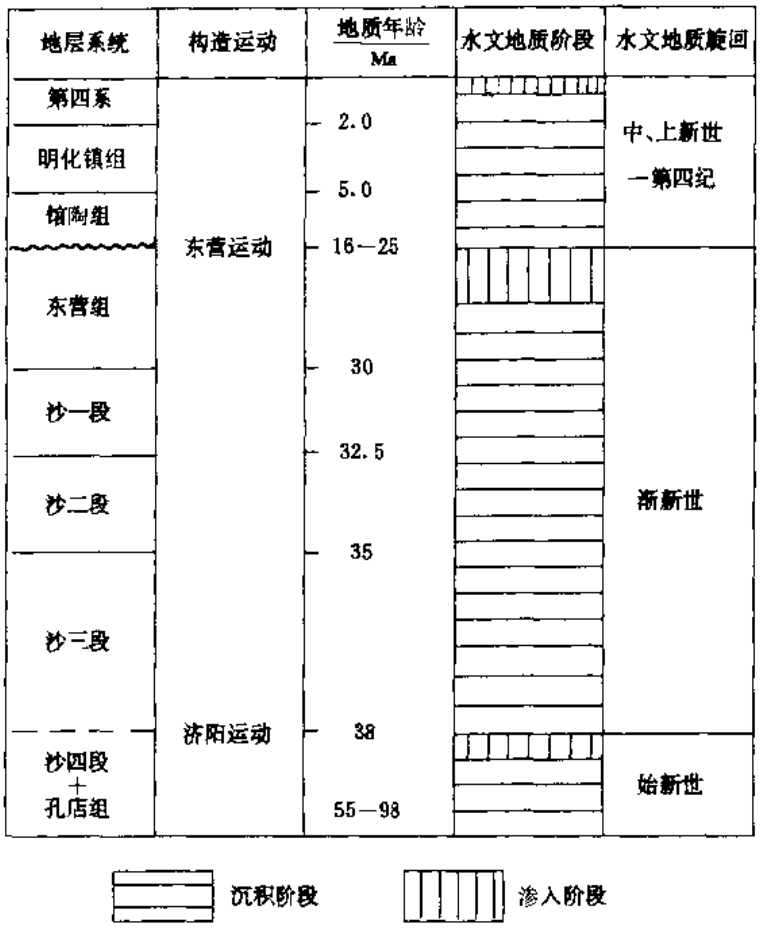



图 3-1　东营凹陷新生代水文地质旋回划分

$$K_t = \frac{t_d}{t_f} \tag{3-1}$$

式中 $t_d$ 和 $t_f$ 分别为各沉积阶段和各渗入阶段延续的地质时间总和。在相同条件下，$K_t$ 越大，形成和保存油气的条件越有利。据此计算本区的 $K_t$ 为 4～7，说明渗入水的影响是很微弱的，油气藏保存条件好。

## 二、地层水的化学性质

### (一) 总矿化度及其分布

对东营凹陷 1423 个地层水矿化度数据的统计表明，沙河街组各段矿化度分布差异较大，具有以下主要特点：

①全凹陷矿化度主体分布区间为 1～100g/L，占 89.74%，其中沙四段占 24.53%，沙三段占 33.94%，沙二段为 21.22%，沙一段为 10.05%。矿化度 > 100g/L 的样品占 10.26%，其中沙三、沙四段分别占 7.03%和 3.02%，说明沙三、沙四段矿化度分布区间较宽、值较高。

②在各层段中，沙四段矿化度主要分布区间为 1～100g/L，沙三段为 1～80g/L，沙二段为 1～60g/L，沙一段主要为 1～40g/L（图 3-2）。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

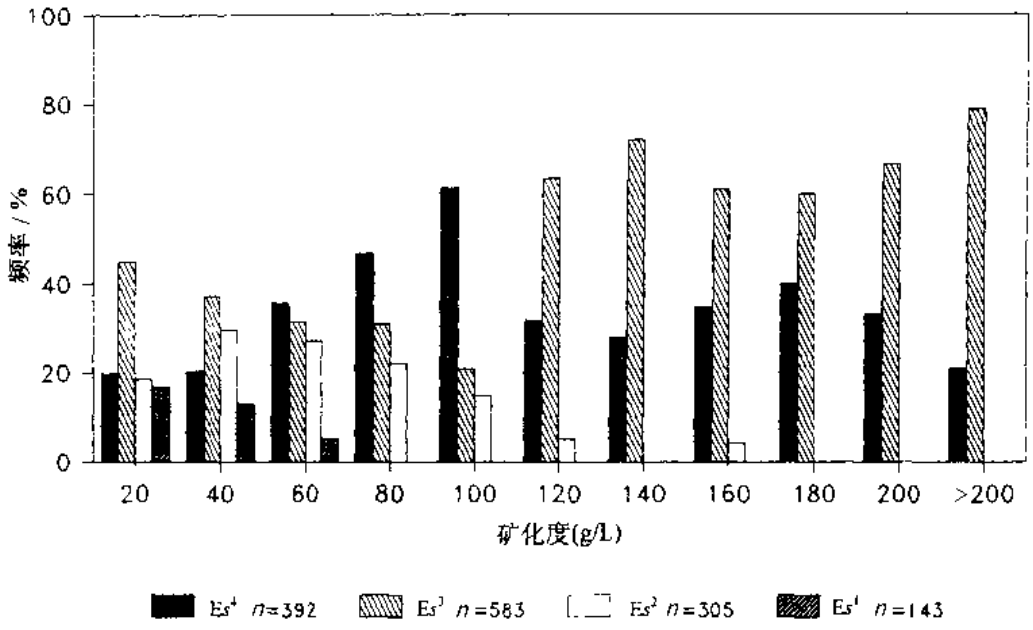



图 3-2 矿化度频率分布图

③在不同构造部位矿化度变化较大，即在构造高部位和凹陷边缘矿化度一般较低，洼陷区内附近矿化度较高。如高青、郑家、八面河等地区一般低于 100g/L，大多数为 1～60g/L，而在滨南、广利、牛庄、王家岗、东辛等地区矿化度可达 100～200g/L 或更高（图 3-3、3-4），且凹陷东部比西部和北部高得多。

**（二）水型分布特征**

根据东营凹陷 1390 个水型数据统计结果显示，$CaCl_2$ 型水占绝对优势，沙河街组各段 $CaCl_2$ 型水都占 70%以上，$NaHCO_3$ 型水占 15.79%～26.92%，而 $MgCl_2$ 和 $Na_2SO_4$ 型水分别低于 5%和 2%，反映了东营凹陷水文地质条件具有良好的封闭性（图 3-5）。

在区域上，各洼陷区主要是 $CaCl_2$ 型水；在凹陷的周缘及部分构造高点上，有少量 $NaHCO_3$ 和 $MgCl_2$ 型水分布，如平方王（$Es^4$）、郑家—利津（$Es^3$、$Es^2$）、高青（$Es^3$）等 $NaHCO_3$ 型水的比例超过了 $CaCl_2$ 型水；纯化镇—博兴（$Es^3$）、坨庄（$Es^3$、$Es^2$）、金家（$Es^1$～$Es^4$）$NaHCO_3$ 型水的比例也较高。$Na_2SO_4$ 型水主要分布于金家（$Es^1$、$Es^4$）、单家寺（$Es^3$）、滨南（$Es^3$、$Es^4$）、博兴（$Es^4$）等地，但比例很小，一般都不超过所在层段水型的 3.0%，只有金家 $Es^4$ 达到 10%（图 3-6、3-7）。

本区 $NaHCO_3$ 水型分布与淋滤作用有关，主要是因大气降水沿沉积间断面、不整合面和断层等通道渗入所致，故在 $NaHCO_3$ 型水分布的地区其矿化度也相应较低，只有平方王、滨南（$Es^4$）仍具有较高的矿化度（100～200g/L 以上）。

$Na_2SO_4$ 型水的出现表明封闭条件差，主要是边界大断层或不整合面附近地下水受到淋滤、氧化所致，对油气的保存不利，这已被原油地球化学分析所证实（见第四章）。因其分布局限，故对东营凹陷油气藏的影响较小。

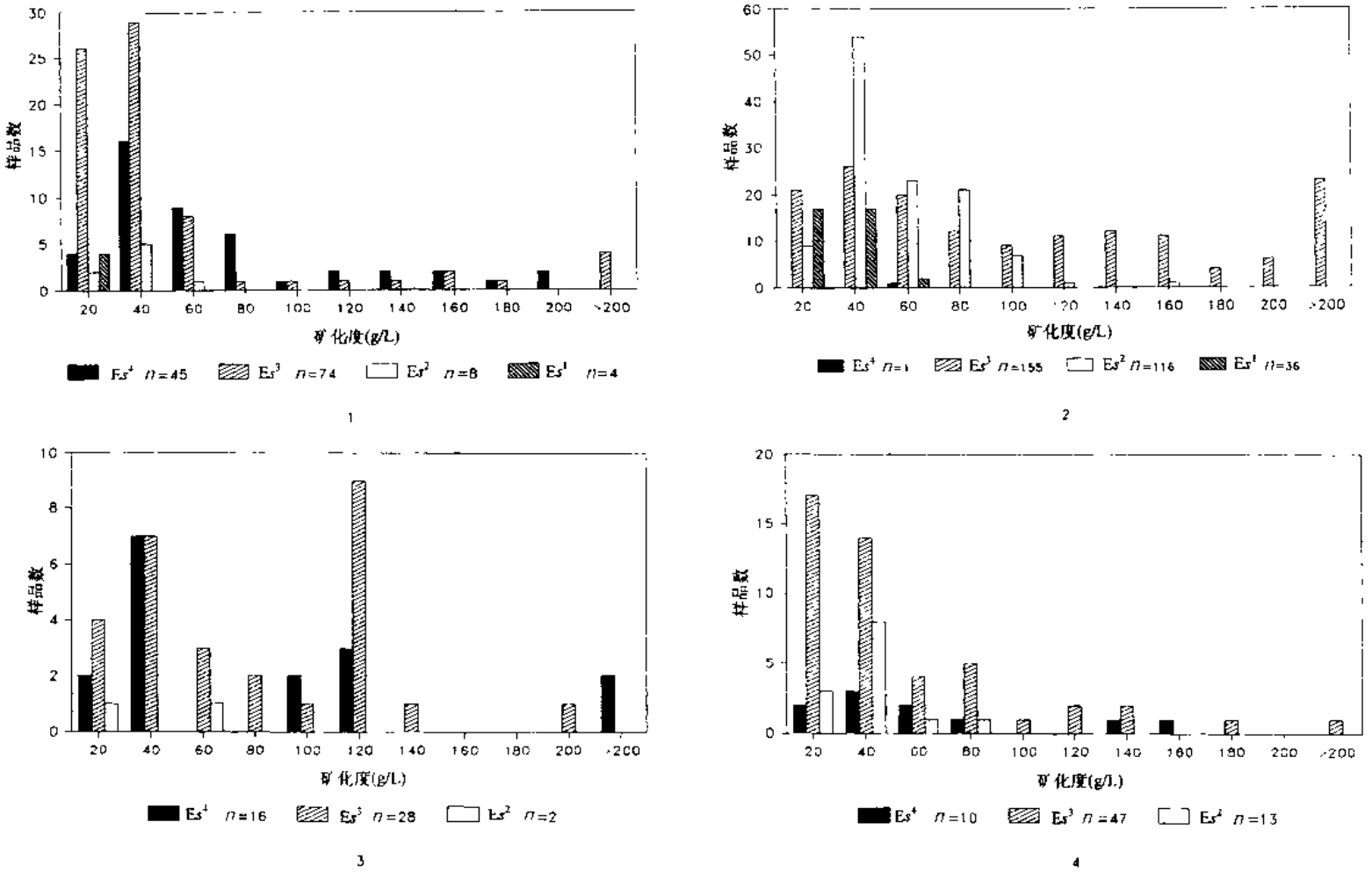
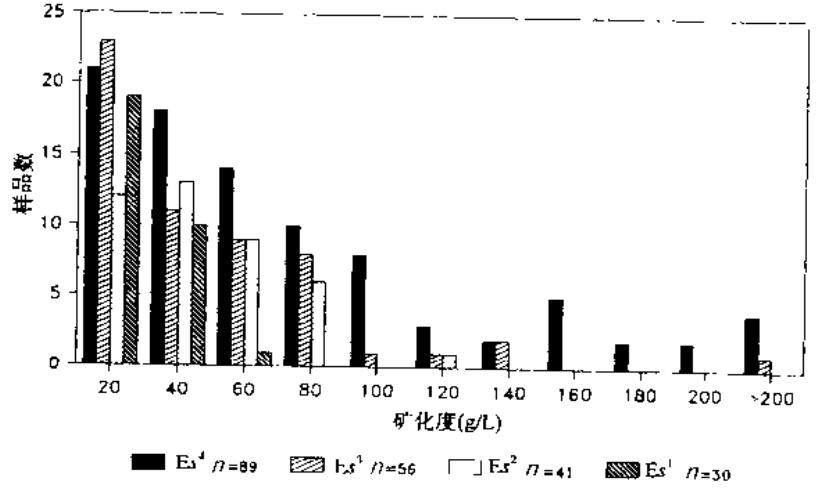


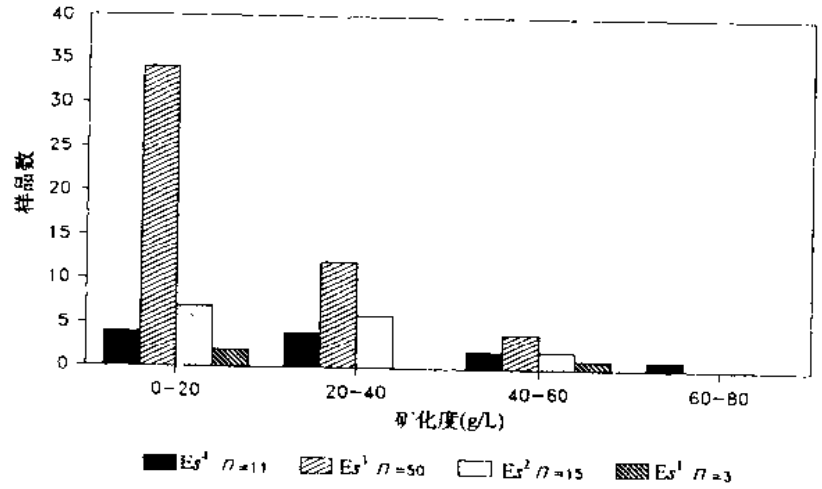

图 3-3 东营凹陷东部主要油区矿化度分布

1 —牛庄、王家岗；2 —东辛；3 —广利；4 —永安镇

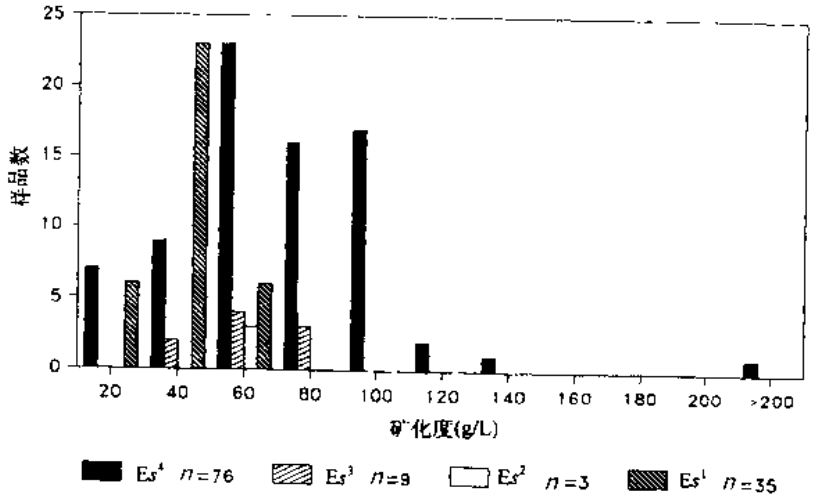
标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载



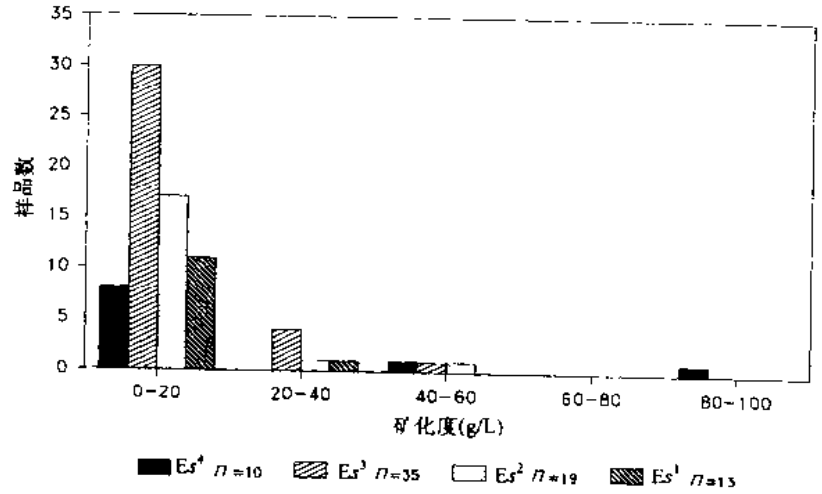

1




2




3




4

图 3-4　东营凹陷西部主要油区矿化度分布

1—滨南；2—樊家、高青；3—平方王；4—利津、郑家

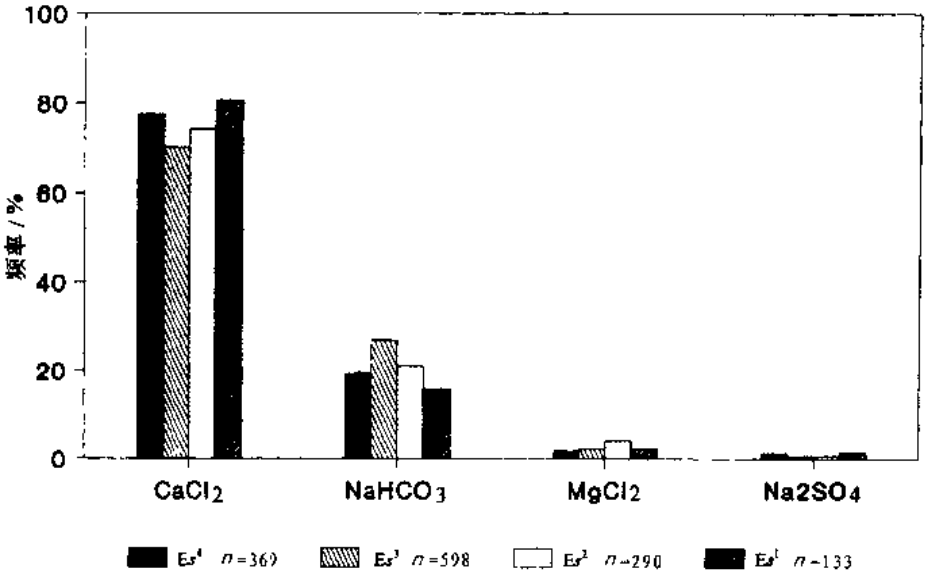



图 3-5　东营凹陷水型分布

## 三、水化学性质的演变

上述水化学性质的变化一方面与古湖泊沉积水体咸化程度有关，另一方面与后期的成岩、构造活动等作用有关。

据本区硼（B）、锶（Sr）、钡（Ba）等微量元素分析，表明沙四段早期湖水古盐度在40‰以上，晚期古盐度为 28‰～32‰（李成风等，1985）。如沙四段上部 Sr/Ba 值平均达 1.95，当量硼含量为（360～400）$\times 10^{-6}$（平均 $390\times 10^{-6}$），说明沙四段为咸水环境。沙三段 Sr/Ba 值均低于 1，沙三下亚段和沙一段相近，分别为 0.8 和 0.59，当量硼含量分别为（300～350）$\times 10^{-6}$和（120～250）$\times 10^{-6}$，古盐度分别为 20‰～26‰和 10‰～15‰，为微咸—半咸水沉积。沙三中、上亚段与沙二段相近，Sr/Ba 值平均为 0.34～0.38，当量硼含量为（100～150）$\times 10^{-6}$，古盐度为 6‰～10‰，均为淡水环境。

总体上看，沙四段矿化度分布与古盐度有较好的一致性。但是统计结果还显示，沙三段总体上矿化度比沙四段要高，如在矿化度低于 100g/L 的区间内，沙三段占 37.85%，沙四段占 27.33%；在矿化度大于 100g/L 的区间上，沙三段样品占 68.49%，沙四段为 29.45%，沙二、沙一段所占比例更低。其主要原因是：①随着沉积、埋藏，沉积水浓缩，使沙三段的地层水咸化；②东营期形成的大量陷落性拉张断裂，使下伏高压的沙四段及其以下的高盐卤水通过断层通道向上覆压力较低的沙三段渗移，导致沙三段地层水变咸，如受断裂影响较大的典型的例子是东辛和永安镇构造，沙三段矿化度可达到 100～200g/L 以上（图 3-3）。相反，在受张性断裂影响较小的地区，如梁家楼、滨南、利津等，仍以淡水为主，矿化度一般在 80g/L 以下。

由此可见，本区水化学性质的演变主要受水文地质旋回控制。在各沉积水文地质阶段是沉积水形成与浓缩的时期，故各旋回的下部地层水矿化度较高，向上逐渐降低；在各渗入水文地质阶段则是沉积水被置换和淡化的时期，而在两个旋回之间（有构造活动）往往发生突变。以上演化过程导致了本区沙三、沙四段水矿化度及其性质的复杂变化。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

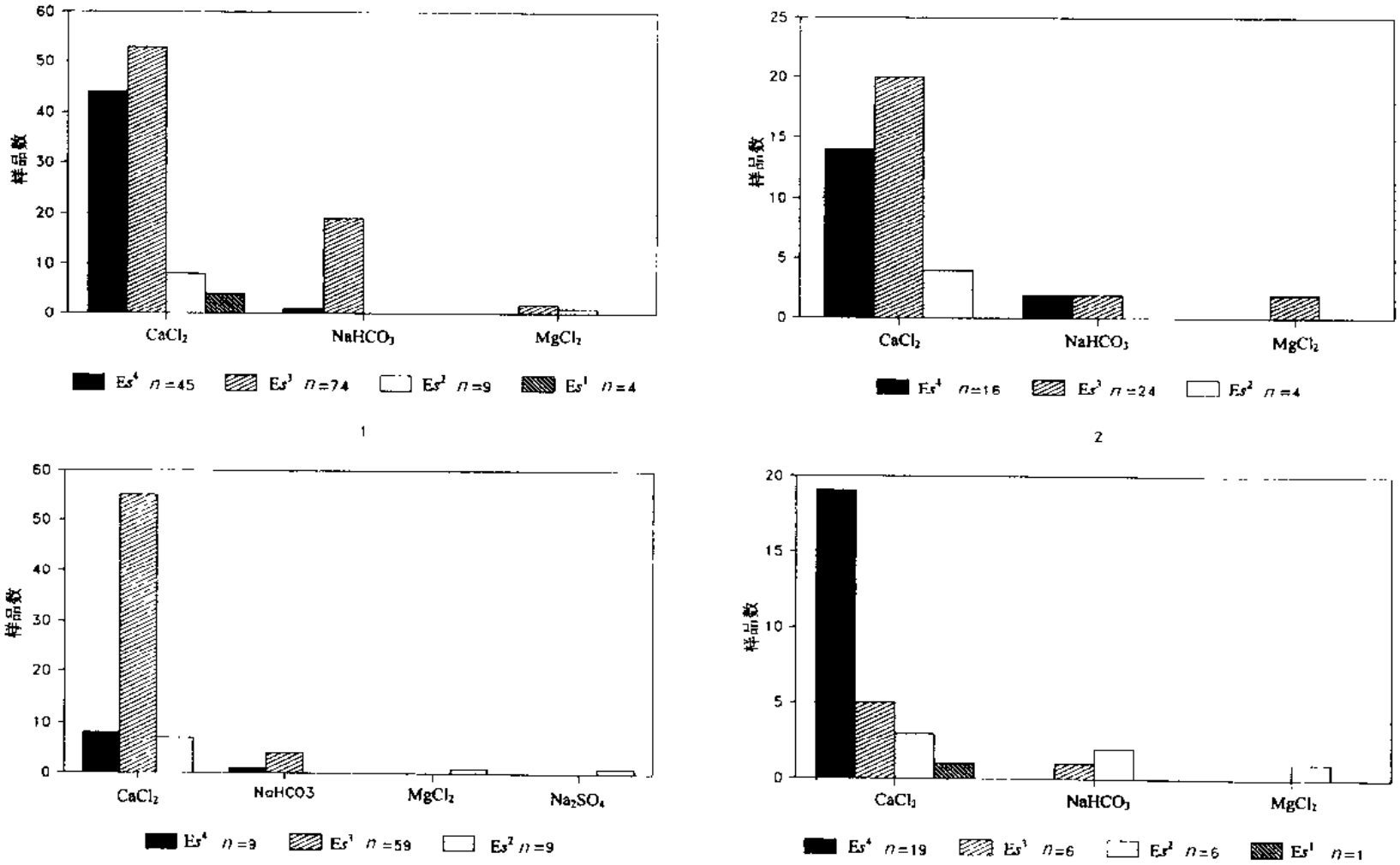



图 3-6　东营凹陷东部主要油区水型分布图

1—牛庄、王家岗；2—广利；3—永安镇；4—八面河

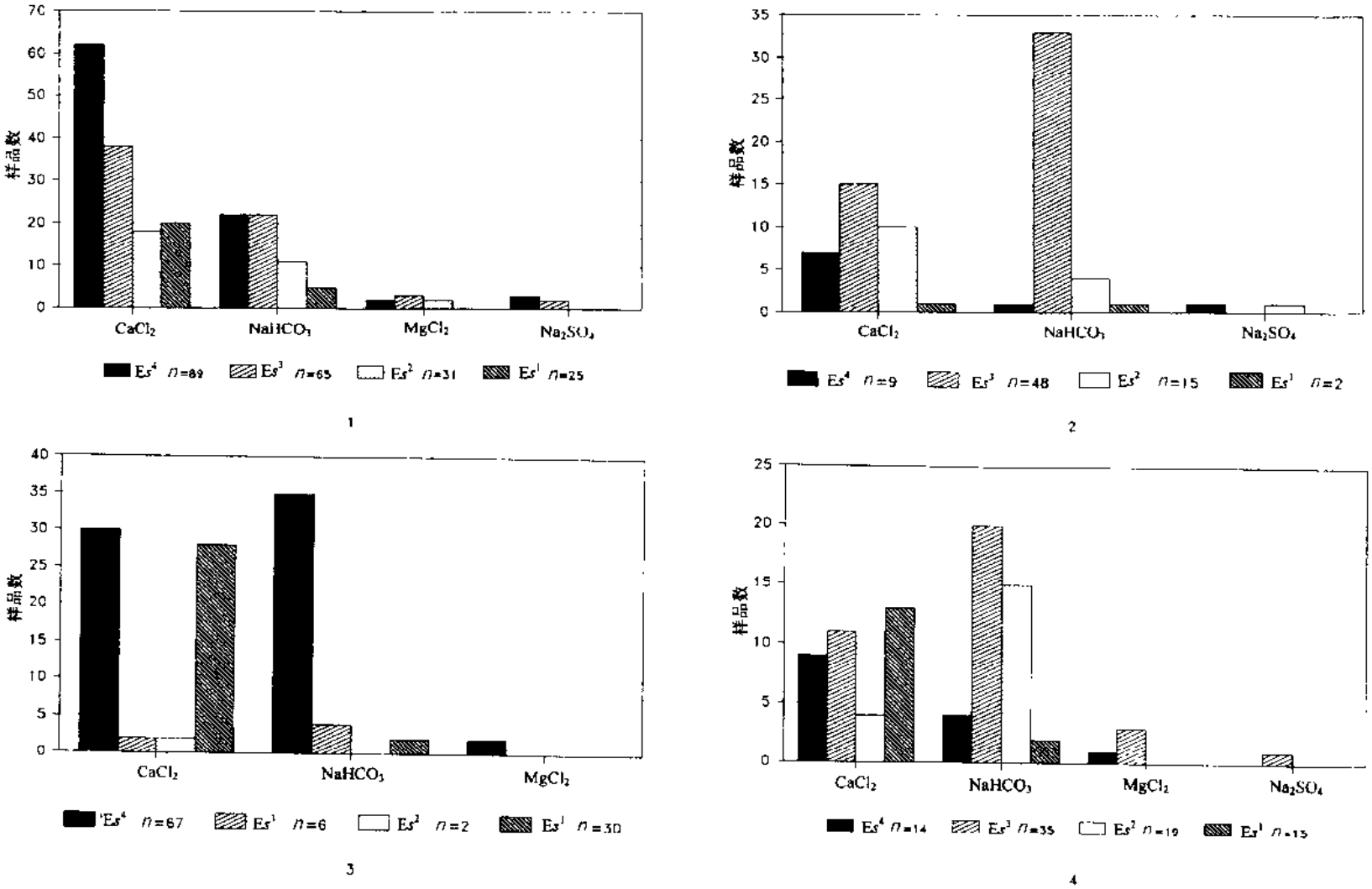



图 3·7　东营凹陷西部主要油区水型分布图

1—滨南；2—樊家、高青；3—平方王；4—利津、郑家

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

## 四、水文地质条件与油气分布

水文地质条件的变化与油、气的分布有一定的内在关系，本区主要表现在以下 3 个方面。

### （一）矿化度与油气分布

沙四段和沙三段水矿化度的平面分布表明，高矿化度区与相应的油藏分布有较好的一致性。例如，沙四段矿化度高值区主要在滨南—单家寺、纯化镇—博兴和王家岗—广利油田，与沙四段油藏的分布基本相符；沙三段高矿化度区主要分布于郝家、坨庄、辛镇、牛庄、乔庄等，与沙三段油藏分布基本一致（图 3-8）。从地下水的迁移规律来看，高矿化度分布区一般为地下水的滞流区；从流体势的角度分析，高矿化度区也是低势区。因此，本区矿化度的平面分布在一定程度上指示了石油运移的方向和聚集部位。

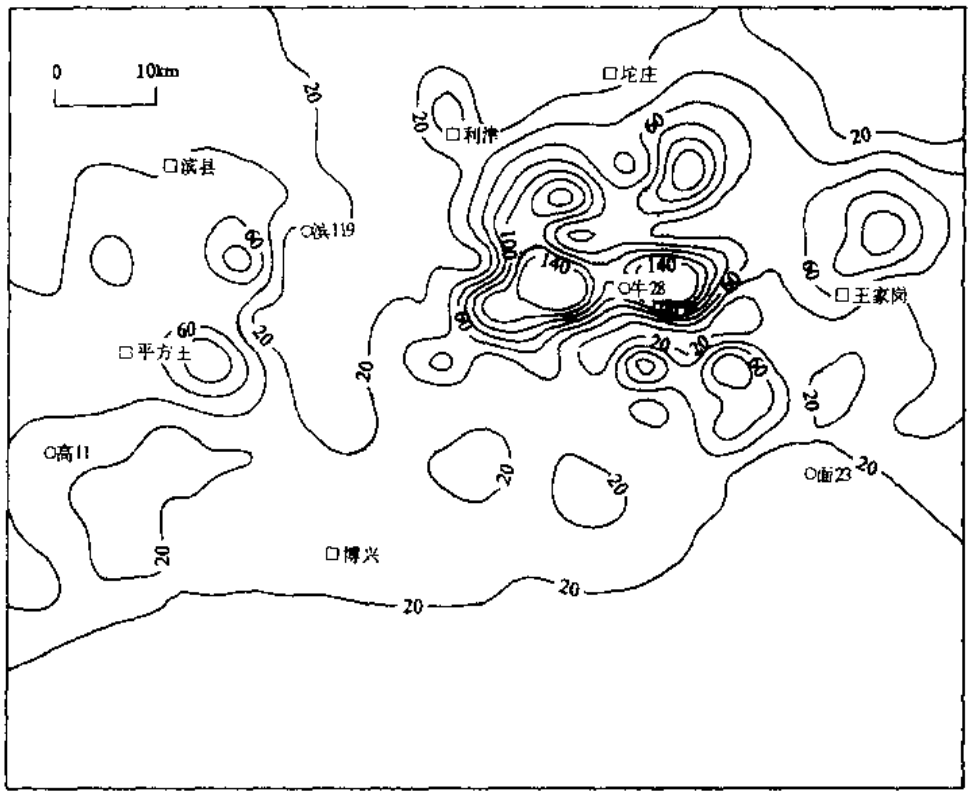



图 3-8　沙三段水矿化度等值线图

### （二）$HCO_3^-$ 的富集是石油聚集的间接指标

统计结果显示，本区$NaHCO_3$水型与油藏分布有较好的一致性。例如，按各层段 $NaHCO_3$ 型水占该段总样品的比例统计，比例高于 30%的有滨南（$Es^3$）、平方王（$Es^4$）、郑家（$Es^3$、$Es^4$）、高青（$Es^3$）、纯化—博兴（$Es^3$）、坨庄（$Es^3$、$Es^4$）和金家（$Es^1$—$Es^3$）油田，其中平方王、郑家（$Es^3$、$Es^2$）、高青和金家（$Es^3$、$Es^2$）$NaHCO_3$ 水型占 50%以上。这意味着油最终聚集的部位既不在生油洼陷中心（少数岩性油藏除外），也不在凸起上或凹陷的边缘上，而是在压实水流与部分渗入（或重力）水流相平衡的部位。

### （三）水化学特征与水动力学性质

从水文地质条件分析得知，东营凹陷总体上沉积水占绝对优势，渗入水量微弱，故地层水主要来源于压实作用，由此而产生从各洼陷中心向四周流动的“离心流”，这种流动形式导致了油气围绕生油洼陷中心呈环状或带状分布的特点。这一认识在流体势分析和地球化学分析中均得到了证实。

## 第二节　流体性质

分析油、气性质的变化规律及其控制因素是重要的，它是确定流体势场和石油运移模拟流体参数的主要依据。通过东营凹陷1700多口探井油、气、水测试资料的分析，得出了沙河街组各段油，气相对密度，水矿化度，油，气动力学粘度等参数。现以沙三段为例，分析油气性质的变化规律。

### 一、相对密度

沙三段原油相对密度总的变化规律是各洼陷区（中心）密度低，向洼陷边缘及构造高部位密度增大。如利津、牛庄、博兴和胜坨等洼陷区，原油相对密度为0.86～0.88，而滨县、郑家、南斜坡等边缘地区一般为0.92～0.98，最高者可达1.02（与淡水渗入有关）。在主要构造上相对密度也较洼陷区大，一般为0.92～0.94（图3-9）。

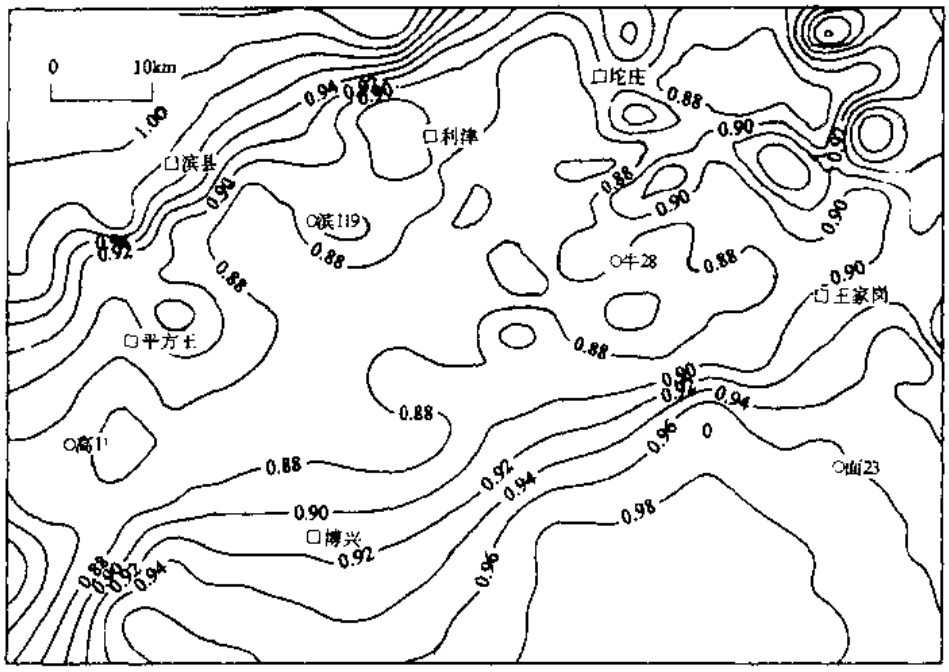



图3-9　沙三段原油相对密度等值线图

原油相对密度在纵向上的变化规律也较明显，即随深度增大密度减小（图3-10）。原油密度与深度之间有如下定量关系：

$$\rho_0 = 0.8306e^{163H^{-1}} \qquad (3\text{-}2)$$



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

天然气的相对密度一般由洼陷中心向边缘逐渐减小，在利津和牛庄洼陷中心，沙三段气的相对密度为 0.85～0.90，最小仅 0.5585，到边缘地区变为 0.60～0.70，但在单家寺和平方王地区，气密度较大，最高可达 1.356（图 3-11）。其原因一是与地表淡水渗入、氧化有关；二是其来源与湿度较大的浅层气有关。

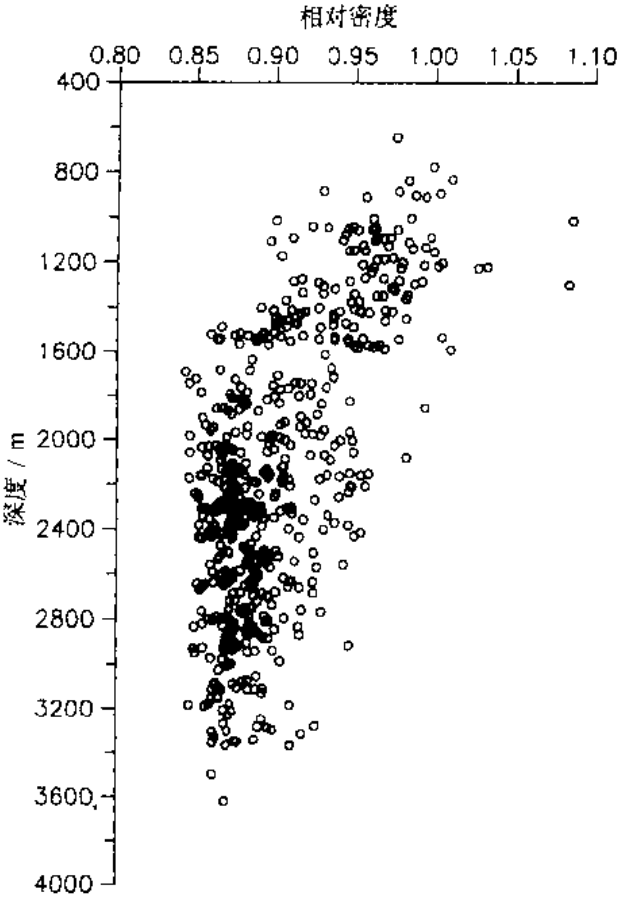



图 3-10　原油相对密度与深度的关系

油、气相对密度的变化表明了温度、压力条件对它们的不同影响，其变化规律分别遵守状态方程（6-2）。从该式已知，油的密度随压力增加而增大，随温度升高而减小，因油的压缩系数一般较小，为 $10^{-9}$～$10^{-8}Pa^{-1}$数量级，而油的体积膨胀系数一般为 $10^{-5}$～$10^{-4}K^{-1}$数量级，温度对石油的影响要比压力大得多，故通常将油视为微可压缩流体。因此，本区石油密度的变化一方面主要受温度控制，即从洼陷中心到边缘，埋深变浅、地温降低、密度增大；另一方面，从盆地中心到边缘因压力降低使溶于原油中的气游离出来，导致原油密度增大。

天然气密度变化规律则不同于石油，已知气体密度随其成分（分子量）、温度、压力和

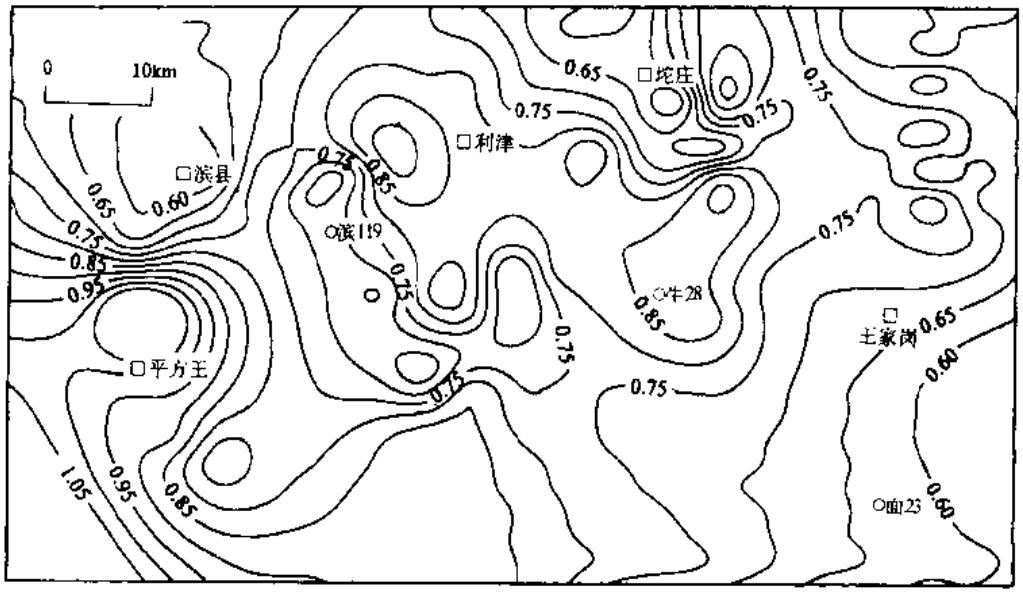



图 3-11　沙三段天然气相对密度等值线图

压缩因子而变化，且气体的压缩性比石油和水都要大得多，如地层中天然气的压缩系数约为 $2\times10^{-3}\sim2\times10^{-7}Pa^{-1}$。若按理想气体计算，天然气的热膨胀系数约为 $4\times10^{-3}K^{-1}$，比油大两个数量级以上。由此说明本区气密度主要受压力影响，即由盆地中心向边缘气密度逐渐减小。

地层水的密度与水的溶质成分、温度和压力都有密切的关系。在一定温压条件下，矿化度或 $Cl^-$ 含量越高，其密度越大。根据科林斯（Collins，1984）方法，本区用地层水矿化度转换为相应的密度值：

$$\rho_w = 0.9966e^{0.7985\times10^{-6}D} \tag{3-3}$$

式中：$D$ ——地层水矿化度（g/L）；

$\rho_w$——地层水密度（$g/cm^3$）。

## 二、动力学粘度

沙三段原油粘度变化范围大，一般为 10～40mPa·s。粘度受油层温度影响较大，在洼陷中心附近，粘度一般低于 40mPa·s，到边缘则急剧增大。本区沙三、沙四段原油粘度主要分布区间为 10～40MPa·s（图 3-12）。

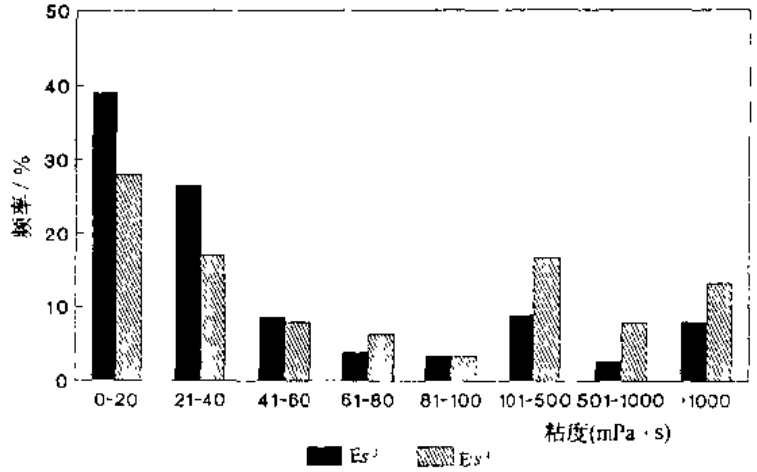



图 3-12　原油粘度频率分布图

# 第三节　区域压力分布

压力是油气运移的一种重要驱动力，也是分析和模拟盆地古水动力场和流体势场的前提。本文均采用探井原始地层压力（初试压力）资料研究压力的纵、横向分布特征。

## 一、压力的纵向分布

根据本区沙河街组油、气层 1400 多个原始地层压力资料的分析，表明沙三段和沙四段具有明显的异常高压。从图 3-13 可以看出，在不同的深度，压力梯度变化较大，沙三段在 2000m 以上基本为正常压力；2000～3300m 为正常压力与异常压力共存带（过渡带），即超压



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

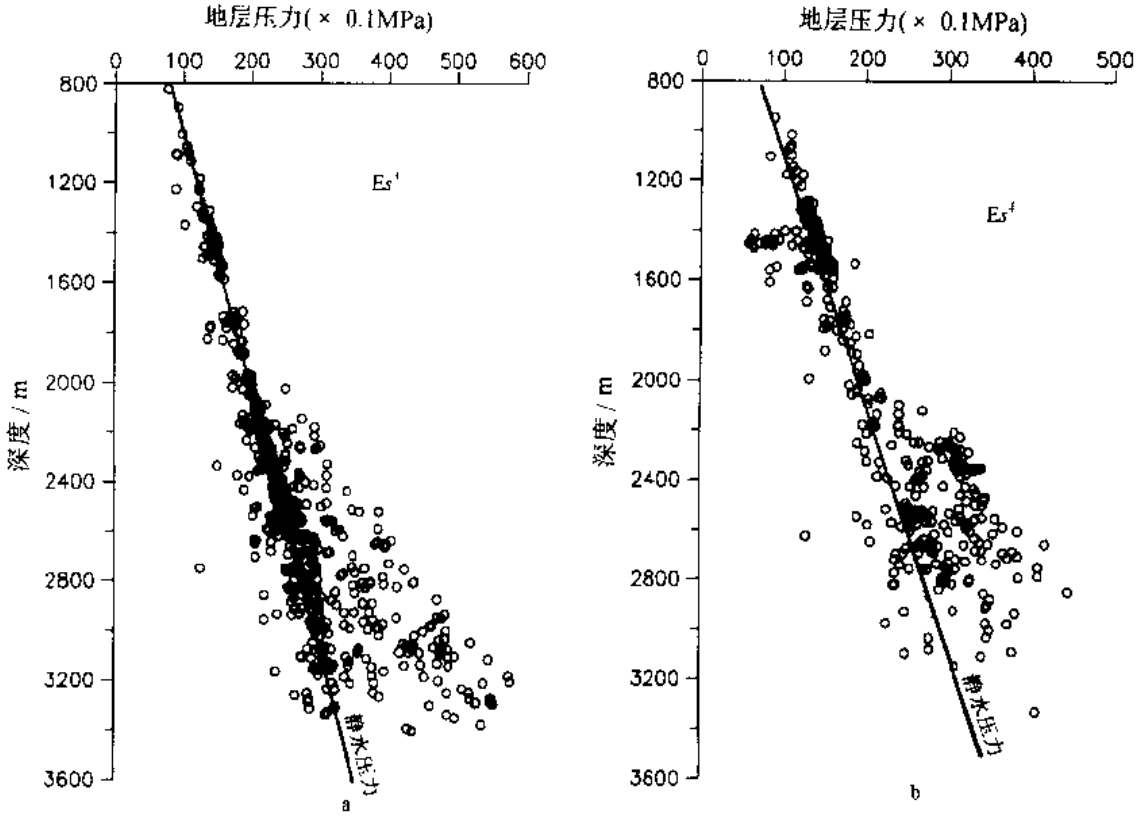



图 3-13　原始地层压力-深度关系图

a—沙三段；b—沙四段

增多；在 3300m 以下则主要是超压分布段。沙四段压力分布特征与沙三段相似，只是深度有差异，超压的程度不同。

因砂泥岩压实率和压力传导能力的差异，与砂岩相邻的泥岩层具有更高的压力异常。对 20 余口探井声波时差资料分析的结果均证实了泥岩层中异常高压带的分布。图 3-14 表明，泥岩层的声波时差曲线比砂岩变化更为复杂，在超压带之上（半对数坐标）基本为直线关系，在超压带中声波时差明显增大，曲线呈现典型的“凸”形，而砂岩层声波时差基本上与深度保持直线关系。

实际上，泥岩的异常高压在剖面上有时是多次出现的，本区主要有两个超压段：① 沙四段—孔店组，以沙四上亚段为超压的“顶”；② 沙三段，有的延伸到沙二甚至沙一段，以沙三中亚段或沙三上亚段为超压“顶”。超压顶的位置视地质条件而不同，如滨 411、王 53、牛 37、永 62、通 52 等井，但其基本规律是，第一个超压“顶”的深度为 2000～2300m，第二个超压“顶”的深度为 2500～2800m，这两个深度分别对应于本区主要生油门限深度和主要生烃深度范围。

区域性高压异常的砂岩多位于欠压实泥岩和压力异常层段中，说明砂岩中的异常高压主要由相邻泥岩的高压所引起，即泥岩本身的过剩压力通过各种方式向相邻的砂岩传递。从这个意义上讲，砂岩的异常高压力与泥岩具有同步的增长趋势，然而由于砂岩和泥岩压力均衡、调整的能力不同，在相同条件下砂岩可能出现较弱的高压异常，或者为正常压力，而泥岩仍具较明显的压力异常。虽然砂岩中异常压力的形成和保持条件远不如泥岩，以致目前可

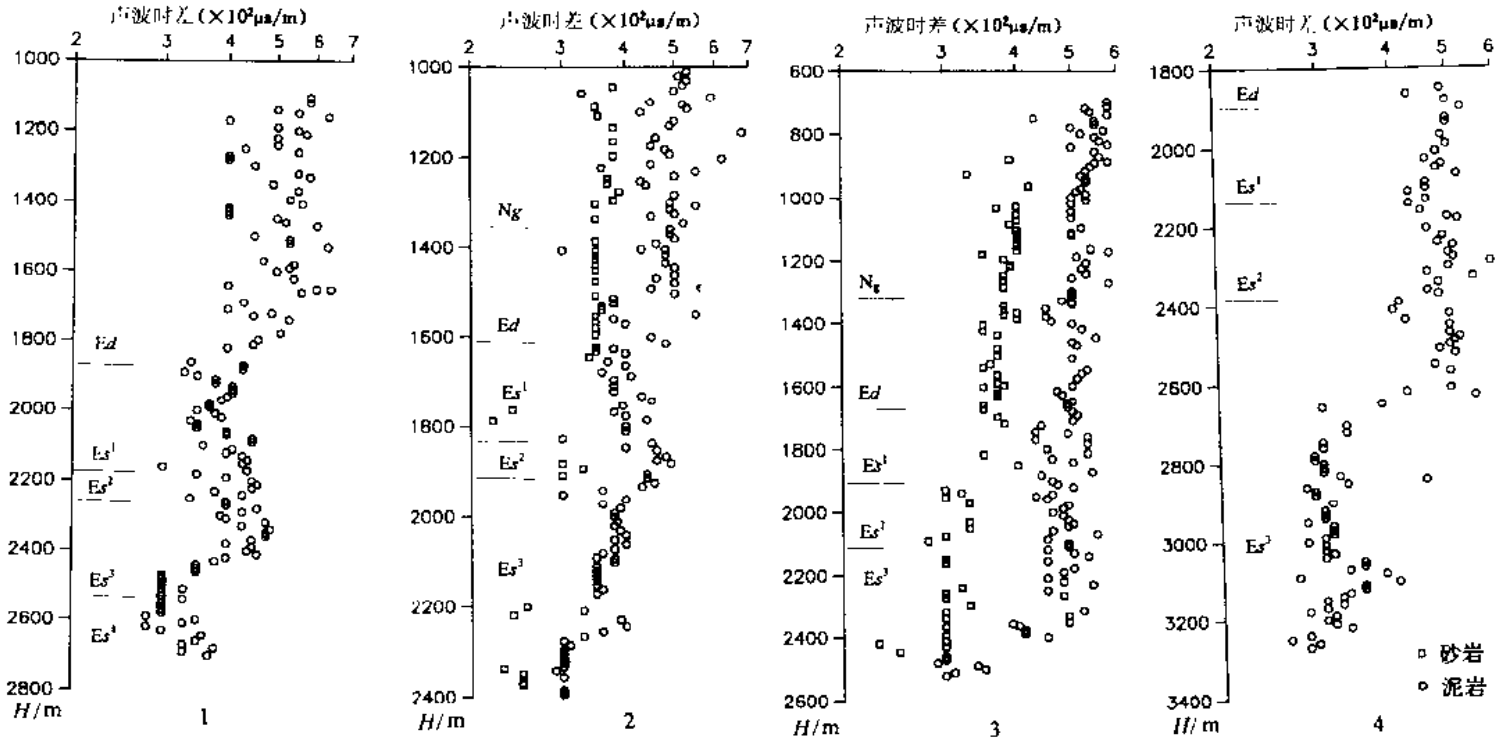



图 3-13　声波时差与深度关系图

1—滨 411井；2—利 56井；3—河 67井；4—王 53井

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

能不存在异常压力，但并不能说明其在地史上没有发育过异常压力，因为构造活动、断裂形成等都可能是砂岩中压力迅速调整的原因。这一点在分析和模拟油、气沿储层的横向运移也是重要的。

## 二、压力的平面分布

原始地层压力在平面上的变化可用压力系数来反映。本区沙三段压力系数较大的区域是利津、牛庄、博兴洼陷和滨南、东辛、纯化镇等构造部位（图 3-15），压力系数为 1.3～1.5，最大可达 1.7～1.81。在盆地边缘地区，砂岩中的压力基本上为正常压力。

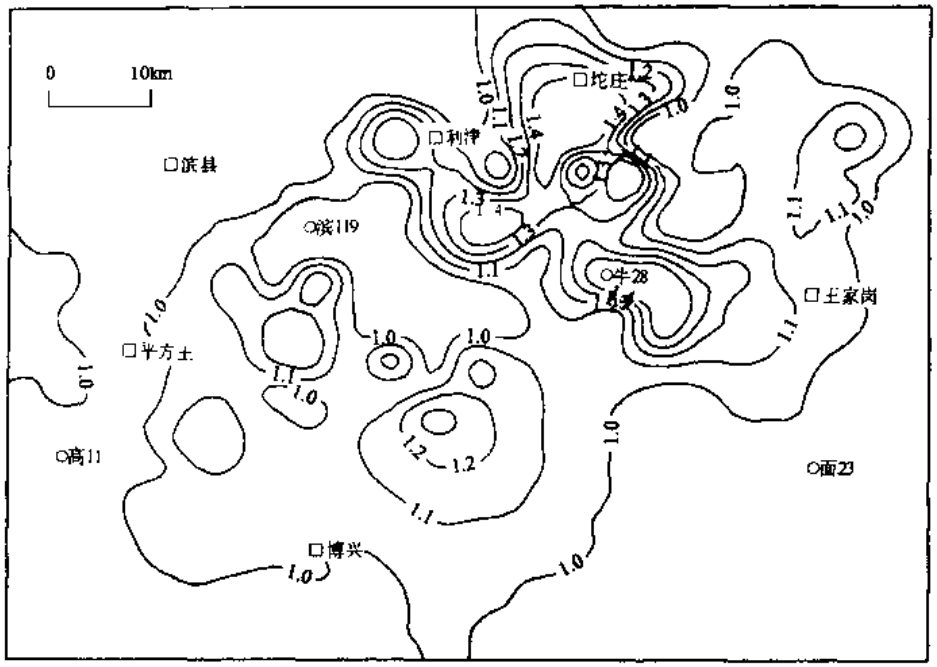



图 3-15　沙三段压力系数等值线图

压力系数反映了目前砂岩层中压力过剩的程度，这种过剩压力场往往是地下流体作侧向流动的动力来源，在本区也基本上反映了地下流体的流向，即流体由高过剩压力区（压力系数大）向低过剩压力区（压力系数小）运移。

发育异常高压力是压实流盆地的典型特征之一（Coustau，1975），而导致异常压力的因素又是复杂的。本区超压的主导因素是快速沉积引起的压实不平衡，膏盐层或钙质层的相对封闭环境则加剧了超压的发育（胡济世，1989），在此前提下，促进了水热增压和烃类生成等作用的进行。地史模拟显示，沙河街组沉积速率为 0.1～0.4mm/a；孔店组—沙四下亚段、沙四上亚段和沙三段分别在沙二期、馆陶期和明化镇期开始发育超压。另外沙四段和孔店组发育的膏盐层，也是解释异常高压成因的有力证据。

必须指出，油气层中高压异常与油、气、水的密度也有关，但由于超压往往是多种因素引起的，仅消除油、气、水密度差引起的压力异常并不能反映产生异常压力的主导因素，故图 3-13 未做密度校正。

总之，本区沙三、沙四段砂、泥岩层广泛发育了较高的异常压力，砂、泥岩压力差是泥质岩（源岩）向砂岩排水、排烃的主要动力，排液量则是判断储层内水动力条件的依据，这

种水动力条件既说明现状，也在一定程度上反映了历史。因此，在年轻的压实流盆地有压实水流的深度范围内，各地史阶段泥质岩层的排水量是计算相邻储层（运载层）在相应时期内垂向渗入量（源）的主要依据。

## 第四节　区域流体势分析

在本区流体性质和压力分析的基础上，对沙三段进行了流体势分析，主要目的是研究现今地下水动力学条件与油气分布的关系，不但从理论上阐明东营凹陷油气的环带状分布特征，而且为建立运移概念模型和实现模拟提供理论依据。

### 一、基本理论与方法

#### （一）流体势的概念

地下流体的渗流过程是一个机械运动过程，流体总是自发的由高能区向低能区运动。M. K. Hubbert（1940，1953）将地下单位质量流体相对于基准面所具有的总机械能定义为流体的势（$\varphi$）：

$$\Phi = gz + \int_0^P \frac{dP}{\rho(P)} + \frac{q^2}{2} \tag{3-4}$$

式中：$z$——测点高程（m）；

$g$——重力加速度（9.81m/s$^2$）；

$P$——测点压力（Pa）；

$\rho$——流体密度（g/cm$^3$）；

$q$——流体的流动速度（m/s）。

可以看出流体势是单位质量流体的位能、压能和动能的总和。在静水环境或流速很慢时，流体的动能可忽略不计；由于油和水的压缩性很小，在某一特定深度（温度、压力）时其密度 $\rho$ 可视为常量，则在地层条件下流体势可表示为：

$$\Phi = gz + \frac{P}{\rho} \tag{3-5}$$

当油在地层中呈游离状态时，考虑到毛管压力的影响，M. K. Hubbert（1953）又将油势表示为：

$$\Phi_o = gz + \frac{P}{\rho_o} + \frac{P_c}{\rho_o} \tag{3-6}$$

式中 $P_c$ 为毛细管压力。

与油、水不同，气的可压缩性较大，其密度 $\rho_g$ 为压力的函数，在此条件下，气势为：

$$\Phi_g = gz + \int_0^P \frac{dP}{\rho_g(P)} + \int_0^{P+P_c} \frac{dP}{\rho_g(P)} \tag{3-7}$$

从上可以看出，流体的势是对地下流体运动时所受到作用力的综合反映，且可以定量描述，故在研究油气二次运移和聚集时有着重要的实用价值。M. K. Hubbert 是第一个详细论述流体势与油气运聚关系的学者，故流体势又称为 Hubbert 势。

在实际工作中，用单位重量的水势即水头（与测点压力相当的静水面标高）表示：



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

$$h_w = z + \frac{P}{g\rho_w} \tag{3-8}$$

式中：$z$ ——含水层的高程（m）；

$\frac{P}{g\rho_w}$ ——测点上水柱的高度（m）。

流体势与水头有如下关系：

$$\Phi_f = gz + \frac{P}{\rho_f} \tag{3-9}$$

式中下标 $f$ 表示油、气或水，即 $\Phi_f$ 与水头相差 g 常数倍。

当流体性质一定时，势与基准面高程 $z$ 和压力 $P$ 有关，但势与压力的意义并不相同。在静水条件下，不同测点高程 $z_1$ 和 $z_2(z_1 > z_2)$ 之间的压力差为：

$$P_2 = P_1 + g\rho(z_1 - z_2) \tag{3-10}$$

根据式(3-5)不难得出 $\Phi_1 = \Phi_2$，即静水条件下各点的流体势是相等的。

**（二）地下流体的力场及力场强度**

根据势的概念，在充满流体的地层空间，流体总是由高势区向低势区流动，必然存在一个处处与等势面垂直指向的势梯度负方向的力，并形成一个由力线系组成的力场。M. K. Hubbert 将单位质量的流体在力场中受到的力（即负势梯度）定义为力场强度：

$$\vec{E} = -\ grad\Phi \tag{3-11}$$

在静水条件下，水的浮力与重力相等，则力场强度（即水的净浮力）为：

$$\vec{E}_w = g - \frac{gradP}{\rho_w} = 0 \tag{3-12}$$

由于烃的密度较水小，故烃的力场强度（即单位质量烃的净浮力）为：

$$\vec{E}_h = g - \frac{gradP}{\rho_h} \tag{3-13}$$

由式（3-12）和（3-13）可得：

$$\vec{E}_h = -\frac{\rho_w - \rho_h}{\rho_h} g \tag{3-14}$$

式中 $\rho_h$ 表示烃（油、气）的密度。可见在静水条件下力场强度是由流体的密度引起的。

在动水条件下，若不考虑毛细管力，则单位质量油、气、水所受到的力为浮力和重力的合力，故此时油、气的力强度为：

$$\vec{E}_h = g + \frac{\rho_w}{\rho_h}(\vec{E}_w - g) \tag{3-15}$$

式中 $\vec{E}_w$ 为水的力场强度。显然，当 $\vec{E}_w = 0$（即静水环境）时，上式即为（3-14）式。

上式表明，在动水条件下，由于流体的密度不同，导致流体的力场强度大小和方向的差异，此时在地下三维空间内，这三种流体将按各自的大小和方向运动，尤其是在倾斜的运载层中油气的运移路线将有明显的差别（图 3-16）。

**（三）UVZ 法则**

解方程（3-8）得到 $P$，将 $P$ 代入下式

$$h_o = z + \frac{P}{g\rho_o} \tag{3-16}$$

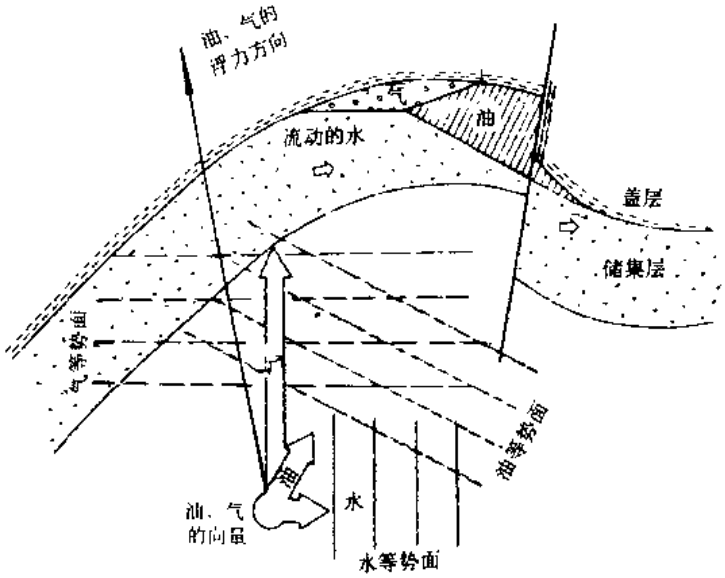



图 3-16　动水条件下油气的运聚与等势面的分布

（据 E. C. Dahlberg，1982）

得到某点的油头 $h_o$。

$$h_o = \frac{\rho_w}{\rho_o} h_w - \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o} z \tag{3-17}$$

上式经数学变换可得

$$\frac{\rho_o}{\rho_w - \rho_o} h_o = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} h_w - z \tag{3-18}$$

令

$$U_o = \frac{\rho_o}{\rho_w - \rho_o} h_o \tag{3-19}$$

和

$$V_o = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} h_w \tag{3-20}$$

则（3-18）式成为

$$U_o = V_o - z \tag{3-21}$$

同理，对气有

$$U_g = \frac{\rho_g}{\rho_w - \rho_g} h_g \tag{3-22}$$

和

$$V_g = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_g} h_w \tag{3-23}$$

故

$$U_g = V_g - z \tag{3-24}$$

式中：$U_o$——相对于水的油势；



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

$U_g$——相对于水的气势；

$V_o$——相对于油的水势；

$V_g$——相对于气的水势。

合并式（3-21）和式（3-24）则有

$$U = V - z \tag{3-25}$$

上式即为对烃的 UVZ 法则。

可以看出，用 $U$（或烃头）和 $V$（或水头）来描述烃和水势的分布。在实际中，通过做等 $U$ 值图（等烃势图）、等 $V$ 值图（等水势图）和等 $z$ 值图（构造等高线图），可以分析地下流体势的分布、油气运移方向及聚集部位。垂直于烃等势图的方向就是油气运移的方向，等势图封闭的低值区就是油气可能聚集的部位。

显然，通过流体势的研究确定油气的运移方向和路线以及预测圈闭位置，在勘探中有很大的意义。但是，要特别注意的是，油气生成后区域水动力条件的重大变化、构造起伏的明显变动都会影响流体势场的改变。因此，在用流体势分析油气运、聚过程时，盆地古构造、古地形、古水动力条件的分析就显得特别重要。

## 二、东营凹陷流体势分布特征

为了验证压实流盆地水动力场的性质及其对油气运移方向和聚集的影响，利用本区大量试油、气资料进行了流体势分析。以沙三段为例，首先根据油、气层测点压力对应的深度绘制了沙三段油层顶面构造图（图 3-17），可以看出在利津洼陷沙三段主要储层最大埋深达 -3400m，牛庄洼陷达 -3200m，博兴洼陷为 -3000m，其它地区较浅。然后，取基准面标高为 -3700m，按（3-8）式计算了本区今水头的分布（图3-18）。该图表明，在利津、牛庄、坨

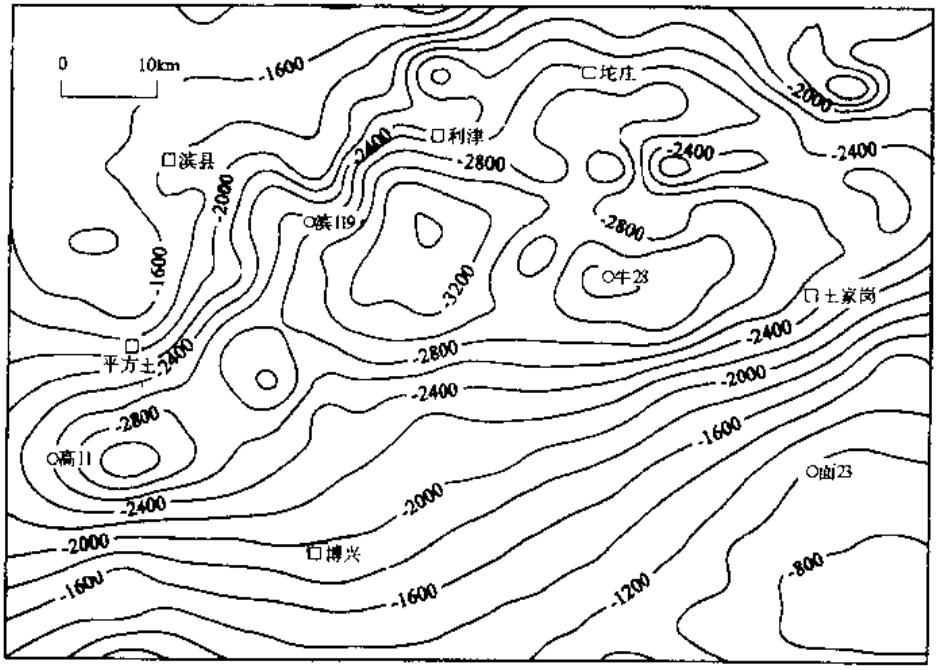



图 3-17　沙三段油层顶面埋深等值线图

（单位：m）

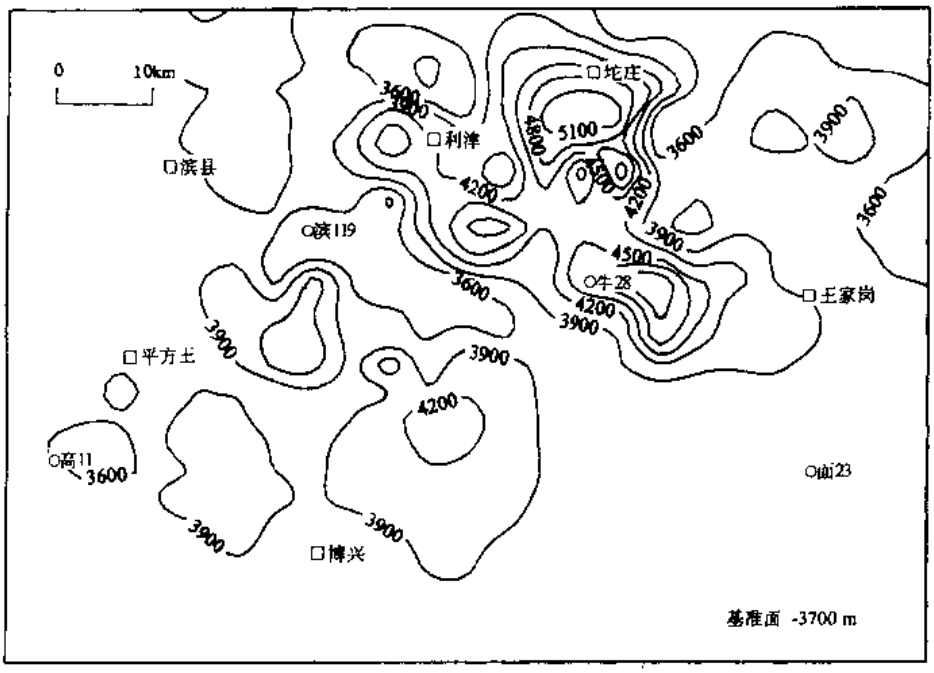



图 3-18 沙三段现今折算水头等值线图

（单位：m）

庄、滨南等地总水头（或称折算水头）均在 4600～5000m，最大可达 5600m；平方王、高青、博兴、八面河、草桥、王家岗、广利、永安和郑家等边缘地区以及洼陷内部构造高点为相对低水头区，一般 3600～3800m。同时还计算了油势（$\Phi_o$）和气势（$\Phi_g$），它们的分布规律与水势（$\Phi_w$）或水头相似，但大小和方向稍有不同，负势梯度方向均清楚地指示了流体呈“离心流”的典型特征。

根据 UVZ 法则计算并绘制了沙三段 $U_o$ 等值图（图 3-19），其特点是：①生油洼陷附近或其周围的构造带和岩相带为低值区，$U_o$ 一般为 20000～25000m；② 凹陷边缘及凸起附近有少量大气淡水渗入的地区，如滨县、金家、草桥—八面河、宁海等（$NaHCO_3$ 和 $Na_2SO_4$ 水型）为高值区，$U_o$ 一般达 40000m 以上；③ $U_o$ 低值及闭合区不仅盆地边缘有（如高青、滨南等），在盆地内部也有（如郝家、牛庄、王家岗、辛镇等），且它们都分布在合适的构造部位（砂岩分布区），这说明石油聚集（$U_o$ 的低值且闭合区）不仅与水动力场有关，而且与具体的圈闭条件（合适的 $z$ 值区）有关，这一结论与前面的水文地质条件分析是一致的。将图 3-19 与图 2-9 进行对比，不难发现，低的 $U_o$ 闭合区与沙三段大部分油藏的分布相一致。

另外，等 $U_g$ 图低值区的分布特点与等 $U_o$ 图不同，在 $U_g$ 图上低值区及闭合区分布范围较小，主要在离凹陷中心较远的边缘地区，如滨县凸起、单家寺、宁海、八面河、草桥等，反映气运移的距离比油远，在这些低值区目前均获得了工业气流。

以上结果说明，用流体势理论和方法解释本区油气运移方向、预测有利聚集区是可行的，且结果有较可靠的对比性。因下第三系封闭条件良好，盆地现今构造形态和古构造形态基本一致，两次构造运动对其改造差别不大，故现今流体势场的分布基本上反映了地史上最后一期油气运移时区域占水动力场的特征，这一初步认识为油气运移动力学模型的建立提供了理论依据。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

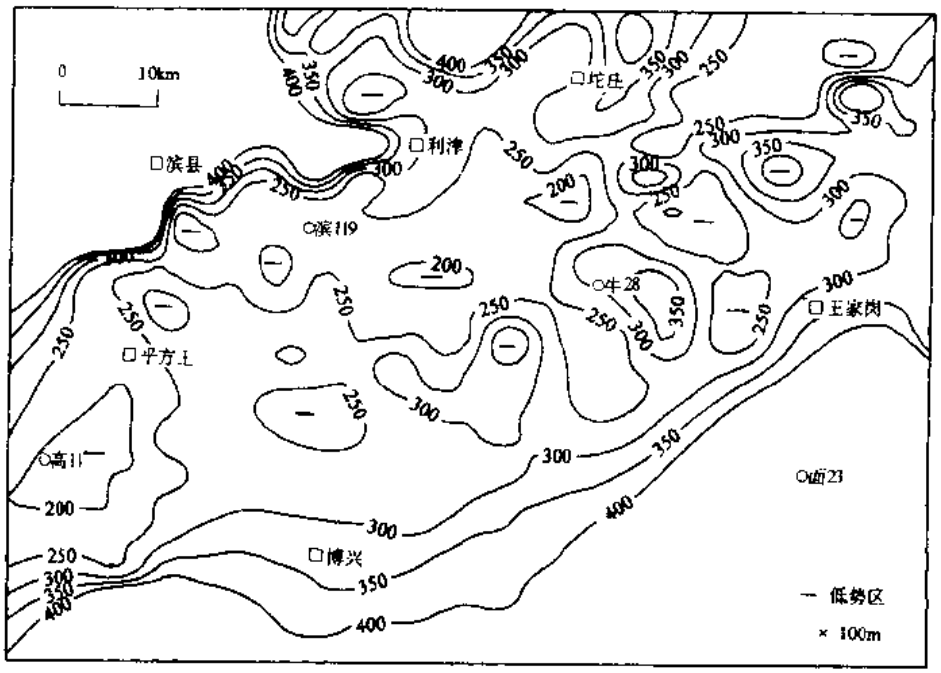



图 3-19 沙三段油势（$U_o$）等值线图

（单位：m）

# 第四章　石油运移地球化学

油气在运移、聚集过程中，因受各种因素影响，其化学成分、物理性质等都要发生一系列变化。第一，随着有机地球化学分析方法和手段的发展，存在于源岩层和运载层中的某些稳定的地球化学成分仍可以被检测出来，这些稳定组分是指示烃类运移和有关地球化学过程的重要线索。第二，通过烃源岩与运载层（油、气）中典型地球化学指标的相似性对比，可以建立源岩—油（气）之间的亲缘关系，并根据这些典型指标的分布与变化特征，分析油气的区域运移规律。

东营凹陷沙三段压力和流体势分析已表明其现今是一个典型的压实“离心流”盆地，但在地质时期是否具有压实流盆地的流体势场性质，却需要有地质和地球化学方面的证据。虽然前人曾做过大量的地球化学研究工作（王秉海等，1992；胜利油田，1993），但主要是针对生烃和排烃问题，而通过地球化学指标的研究来追踪区域油气二次运移路径和方向，分析油气运聚的规律，目前尚未见到文献报道。本章通过 $C_{15}^{+}$ 正构烷烃、原油碳同位素（$\delta^{13}C$）、生物标志化合物（$C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$）和原油物性等地球化学指标的分析对比，不仅揭示了利津和牛庄洼陷的石油具有典型的“离心”式运移规律，同时也证实在地史时期“离心”式流体势场对油气运移的控制作用，从而为油气运移理论模型的建立提供了地质依据。

## 第一节　油 源 对 比

### 一、对 比 指 标

利用地球化学方法研究油气运移的一个前提条件是：油气具有相同的来源。在本区油源的对比中，主要采用了以下对比指标。

1. 生物标志化合物

生物标志化合物是在地质演化过程中性质相对稳定且地质体中又常见的稳定有机化合物，故又称“生物指纹化合物”。本区油源对比所用的生物标志化合物指标有类异戊二烯烷烃的姥鲛烷/植烷（Pr/Ph）值、甾烷（$\frac{C_{27}}{C_{29}}\alpha\alpha\alpha$-20R、$\alpha\alpha\alpha C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$）、萜烷（$C_{30}\frac{\beta\alpha}{\alpha\beta}$、$C_{31}\alpha\beta\frac{22S}{22S+22R}$）、三降藿烷 17$\alpha$（H）/18$\alpha$（H）值（Ts/Tm）和 $\gamma$-蜡烷/$C_{30}\alpha\beta$ 藿烷等，其中 $\gamma$-蜡烷/$C_{30}$藿烷是本区富有特色的有效对比指标之一。

2. 碳同位素分布

原油、沥青和干酪根的碳同位素组成之间的关系是一种性质特殊的对比指标，当原始有机质性质和热演化程度相近时，它们之间的 $\delta^{13}C$ 值是可以对比的。一般来说，$\delta^{13}C_{干酪根} \geqslant \delta^{13}C_{沥青} \geqslant \delta^{13}C_{原油}$（Stahl，1978）。本文则主要用源岩和原油中烷烃和芳烃的 $\delta^{13}C$ 值进行对比。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

3.$C_{15}^{+}$正构烷烃

正构烷烃的碳数分布范围、分布型式和主峰碳数是有效的对比指标。一般地说，具有亲缘关系的石油其碳数分布曲线和主峰碳数分布相似。但是，正构烷烃的碳数分布不仅受原始有机质性质的控制，而且受成熟度的影响较大，对细菌降解作用敏感，在一定程度上还受运移作用的影响。因此，$C_{15}^{+}$正构烷烃作为对比指标一般只对低—中等成熟、生物降解不明显的原油才有较好的效果。

## 二、对比结果

通过利津洼陷、牛庄洼陷与其周缘地区原油和生油岩烷烃色-质谱峰图、萜烷、甾烷和Pr/Ph等指标的对比，可以看出有如下主要特征。

①利津洼陷的原油与滨南、平方王的原油有亲缘关系，如利7、滨119、滨639、滨411和滨24等井原油的总离子流色谱（RIC）、甾烷m/e 217和萜烷m/e 191均有良好的一致性，且表现为成熟特征（图4-1）；草桥和八面河原油与牛庄洼陷沙四段生油岩有相同的烷烃色谱分布特征（图4-2）。

②郑606、郑601和郑402等井的总离子流色谱表明其原油遭受了明显的降解，因而其m/e217和m/e191图谱已无法与利津原油相对比。这与其构造位置较高，受大气水渗入、氧化有关（图4-3）。

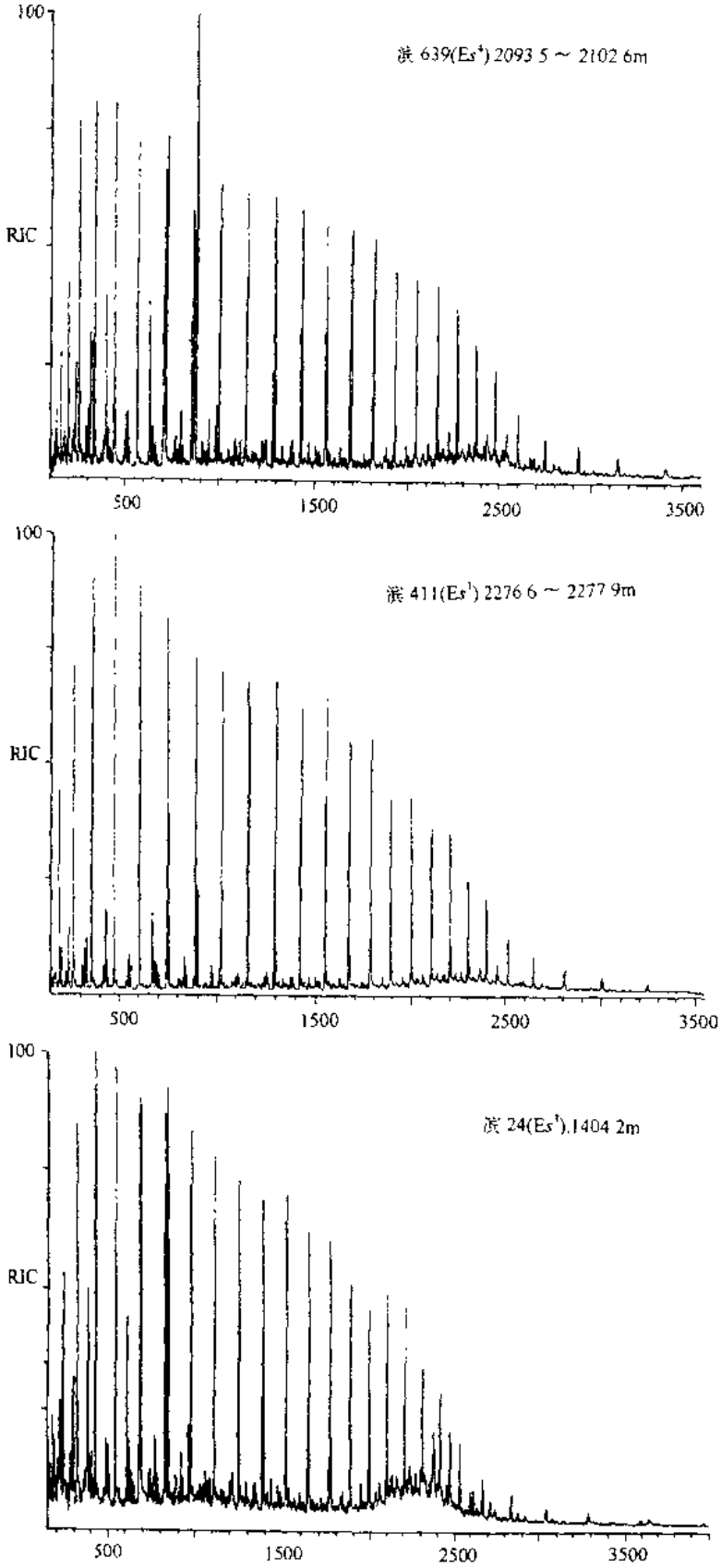
③利津洼陷原油和其沙三段（$Es^3$）、沙四段（$Es^4$）生油岩均有明显的姥鲛烷优势和微弱的γ-蜡烷含量，如沙三段原油的Pr/Ph值一般均大于0.4，最大可达1.486（滨119井）；沙三段生油岩Pr/Ph值一般为0.6～0.9，最大为1.21（利21井）；原油和生油岩的γ-蜡烷含量很低，且γ-蜡烷/$C_{30}\alpha\beta$藿烷值一般低于0.4（图4-4），显示与牛庄洼陷的原油明显不同。另外，从Ts/Tm值也反映其成熟度较高（表4-1、表4-2）。

④牛庄、王家岗和八面河的原油与利津洼陷有明显区别，表现为低成熟和γ-蜡烷含量较高的特征，如牛庄和八面河原油Ph/Pr值大多在0.4以下，而γ-蜡烷/$C_{30}\alpha\beta$藿烷值大部分为0.6～1.1，最高可达1.31；牛庄洼陷$Es^3$生油岩也具有较高的Pr/Ph值和低γ-蜡烷含量，如牛20井（3007m）最大达2.747（表4-2），γ-蜡烷/$C_{30}$藿烷值均低于0.1，但$Es^4$生油岩具有植烷优势并富含γ-蜡烷，如Pr/Ph一般均低于0.6，而γ-蜡烷/$C_{30}$藿烷值均大于0.2，最大达2.28（牛11井）。

⑤甾烷$C_{27}/C_{29}$与Pr/Ph关系对比也表明，利津、滨南、平方王的原油与利津洼陷沙三段生油岩以及牛庄、王家岗、八面河沙三、沙四段的原油与牛庄沙三、沙四段生油岩分别有良好的对应关系（图4-5）。虽然两个洼陷生油岩样品在图的下端部分混合，但仍表现出其原油来自不同的油源。

⑥甾烷$\alpha\alpha\alpha$20R-$C_{27}$，$C_{28}$和$C_{29}$的相对百分含量和$\alpha\alpha\alpha$20R$C_{27}/C_{29}$甾烷值也是区别原油有机质类型和直接进行油源对比的良好指标。图4-6和表4-1显示，利津洼陷的原油和牛庄洼陷沙三段部分原油具有较高的$C_{27}$含量，仅3、7和8号样品$C_{27}$值偏低。

⑦原油、沥青和岩石中干酪根的碳同位素组成、烷烃和芳烃$\delta^{13}C$之间的关系对比表明，利津洼陷沙三段生油岩与利津、滨南和郑家原油有良好的相似性；牛庄洼陷牛20、王78等井生油岩及草桥生油岩$\delta^{13}C$分布则与利津洼陷生油岩不同，说明两洼陷油源性质有差异（图4-7）。



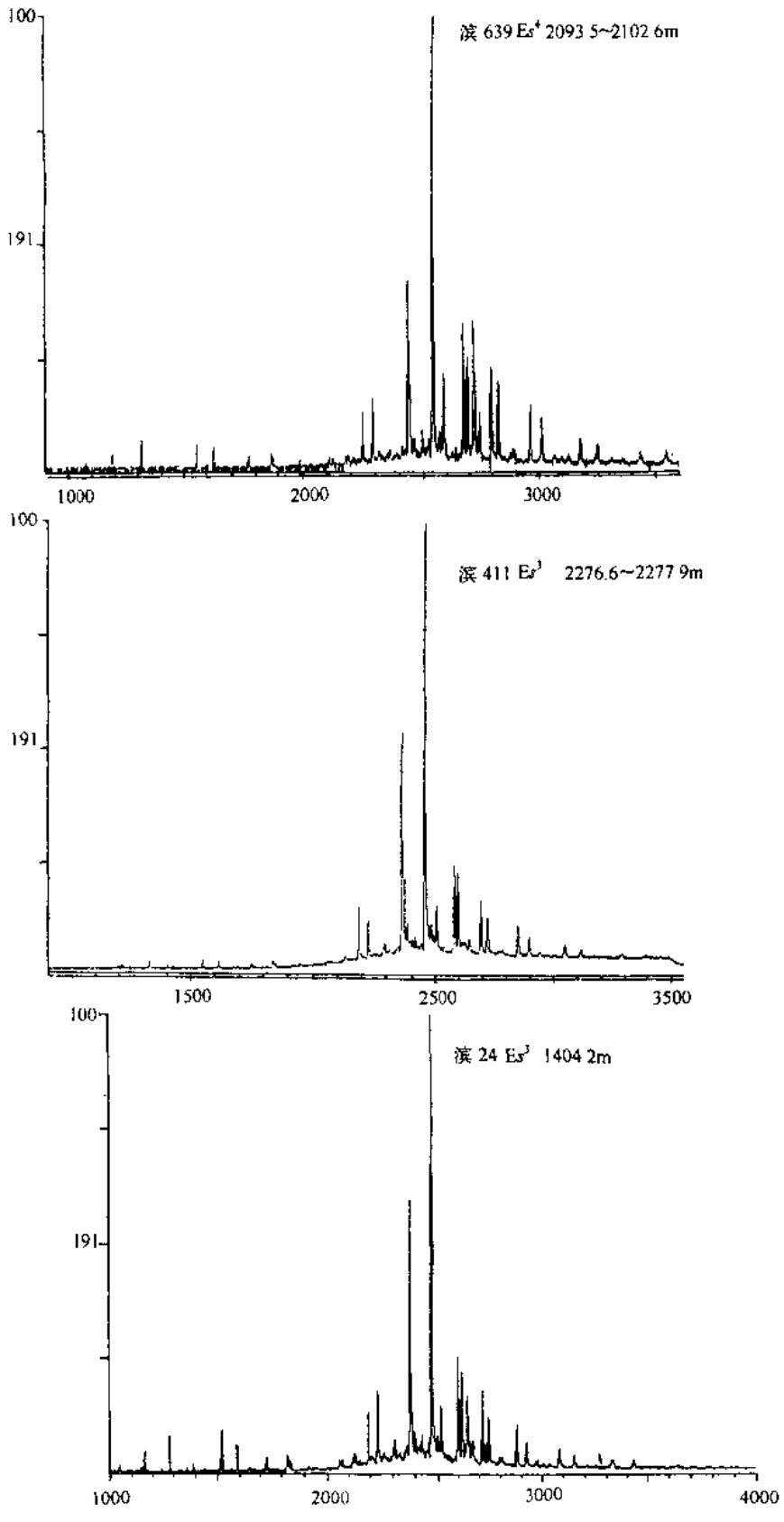

a

图 4-1 利津洼陷原

a—RIC;



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载




油烷烃色谱对比图

b—m/e191

b

表 4-1 东营凹陷原油甾烷、萜烷分子参数表

| 序号 | 井名 | 层位 | 深度/m | 甾烷 | | | 萜烷 | | | | Pr/Ph |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $\frac{\alpha\alpha\alpha 20R}{C_{21}/C_{29}}$ | $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ | $C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$ | $C_{30}\frac{\beta\alpha}{\alpha\beta}$ | $C_{31}\alpha\beta\frac{22S}{22(S+R)}$ | Ts/Tm | $\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{30}\alpha\beta}$ | |
| 1 | 滨 276 | $Es^4$ | 1484.6 ~ 1507.8 | 0.787 | 0.371 | 0.366 | 0.134 | 0.557 | 0.518 | — | 0.467 |
| 2 | 滨 133 | $Es^3$ | 2963 ~ 2974 | 1.189 | 0.377 | 0.376 | 0.224 | 0.508 | 1.030 | 0.135 | 1.099 |
| 3 | 滨 556 | $Ed$ | 1281.6 ~ 1285.6 | 0.542 | 0.295 | 0.304 | 0.102 | 0.572 | 0.501 | — | 0.590 |
| 4 | 滨 307 | $Ng$ | 1084.4 ~ 1143.4 | 0.718 | 0.419 | 0.412 | 0.131 | 0.742 | 0.670 | — | 0.604 |
| 5 | 滨 553 | $Ng$ | 1026.2 ~ 1038.9 | 0.972 | 0.509 | 0.506 | 0.091 | 0.566 | 0.508 | — | 0.632 |
| 6 | 滨 405 | $Es^4$ | 2756.4 ~ 2762.0 | 1.071 | 0.651 | 0.523 | 0.147 | 0.570 | 1.784 | 0.169 | 0.862 |
| 7 | 郑 4-6 | $Es^3$ | 1296 ~ 1322 | 0.401 | 0.400 | 0.376 | 0.198 | 0.514 | 0.500 | 0.351 | 0.410 |
| 8 | 郑 4-15 | $Es^3$ | 1324 ~ 1340 | 0.515 | 0.401 | 0.392 | 0.177 | 0.540 | 0.506 | 0.302 | 0.316 |
| 9 | 滨 119 | $Es^3$ | 2698 ~ 2702 | 1.114 | 0.369 | 0.347 | 0.134 | 0.561 | 0.883 | 0.070 | 1.486 |
| 10 | 滨 639 | $Es^4$ | 2093.5 ~ 2102.6 | 0.899 | 0.255 | 0.297 | 0.210 | 0.548 | 0.749 | 0.447 | 0.450 |
| 11 | 官 401 | $Es^3$ | 1330 ~ 1350 | 0.841 | 0.477 | 0.458 | 0.189 | 0.561 | 0.658 | 0.311 | — |
| 12 | 郑 402 | $Es^3$ | 1310.8 ~ 1328.0 | 0.894 | 0.348 | 0.381 | 0.191 | 0.543 | 0.596 | 0.311 | 0.387 |
| 13 | 滨 411 | $Es^3$ | 2276.6 ~ 2277.9 | 1.648 | 0.636 | 0.411 | 0.136 | 0.553 | 1.504 | 0.100 | 1.469 |
| 14 | 利 7 | $Es^2$ | 2164 ~ 2167 | 1.082 | 0.448 | 0.477 | 0.141 | 0.534 | 0.960 | — | 1.209 |
| 15 | 滨 24 | $Es^{3-4}$ | 1404.2 | 0.892 | 0.410 | 0.431 | 0.127 | 0.559 | 0.736 | — | 0.751 |
| 16 | 郑 402 | O | 1299.5 ~ 1328.8 | 0.777 | 0.330 | 0.402 | 0.168 | 0.516 | 0.566 | 0.319 | 0.418 |
| 17 | 郑 601 | O | 1143.1 ~ 1216.9 | 0.874 | 0.467 | 0.524 | — | — | — | — | 0.653 |
| 18 | 郑 603 | O | 1170 ~ 1180 | 1.847 | 0.536 | 0.541 | 0.137 | 0.546 | 0.481 | 0.312 | 0.619 |
| 19 | 利 54 | $Es^4$ | 2813 ~ 2895.5 | 0.811 | 0.546 | 0.527 | 0.129 | 0.593 | 0.397 | — | 0.524 |
| 20 | 利 48—1 | $Es^2$ | 2136.9 ~ 2140.3 | 0.929 | 0.380 | 0.371 | 0.160 | 0.540 | 0.663 | — | 1.241 |
| 21 | 利 48—1 | $Es^2$ | 2143.5 ~ 2167 | 1.330 | 0.501 | 0.487 | 0.113 | 0.559 | 0.775 | — | 1.107 |
| 22 | 利 56 | $Es^3$ | 1638 ~ 1665.5 | 0.858 | 0.313 | 0.314 | 0.117 | 0.540 | 0.400 | — | 0.516 |

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 23 | 坨 105 | AnZ | 2426.8 ~ 2529.6 | 0.882 | 0.425 | 0.524 | 0.104 | 0.548 | 0.098 | — | — |
| 24 | 坨 109 | $Es^3$ | 2436.2 ~ 2438.2 | 1.002 | 0.543 | 0.531 | 0.105 | 0.563 | 1.148 | — | 0.928 |
| 25 | 坨 110 | $Es^3$ | 255.8 ~ 2559.5 | 0.985 | 0.499 | 0.410 | 0.125 | 0.564 | 0.848 | — | 0.767 |
| 26 | 坨 103—1 | $Es^2$ | 2399.1 ~ 2429.0 | 0.923 | 0.380 | 0.378 | 0.143 | 0.519 | 0.556 | 0.115 | 0.701 |
| 27 | 坨 103—9 | $Es^2$ | 2377.8 ~ 2405.6 | 0.885 | 0.395 | 0.344 | 0.152 | 0.534 | 0.585 | 0.119 | 0.735 |
| 28 | 王 57 | $Es^3$ | 3212.8 ~ 3262.6 | 1.040 | 0.554 | 0.527 | 0.127 | 0.533 | 0.772 | — | 0.580 |
| 29 | 王 57 | $Es^3$ | 3495.8 ~ 3497.5 | 1.518 | 0.699 | 0 624 | 0.115 | 0.571 | 0.905 | — | 0.588 |
| 30 | 王 57 | $Es^3$ | 3414.1 ~ 3415.0 | 1.116 | 0.640 | 0.524 | 0.118 | 0.572 | 0.885 | — | 0.653 |
| 31 | 王 57 | $Es^3$ | 3280 ~ 3283 | 1.199 | 0.576 | 0.528 | 0.109 | 0.578 | 0.720 | — | 0.584 |
| 32 | 十 91 | $Es^4$ | 1396.6 ~ 1513.2 | 0.876 | 0.236 | 0.203 | 0.202 | 0.545 | 0.432 | 0.992 | 0.268 |
| 33 | 王 68 | $Es^3$ | 3124 ~ 3133.1 | 0.696 | 0.476 | 0.401 | 0.133 | 0.575 | 0.680 | 0.262 | 0.432 |
| 34 | 王 53 | $Es^3$ | 3388.6 | 0.828 | 0.578 | 0.539 | 0.122 | 0.548 | 1.540 | 0.168 | 0.704 |
| 35 | 通 31 | $Es^4$ | 2633.2 ~ 2749.8 | 1.016 | 0.333 | 0.414 | 0.185 | 0.601 | 0.696 | 0.867 | 0.345 |
| 36 | 通 55 | $Es^4$ | 2365 ~ 2388 | 0.924 | 0 232 | 0.258 | 0.160 | 0.555 | 0.649 | 0.977 | 0.291 |
| 37 | 通 32 | $Es^4$ | 1833.1 ~ 1846.56 | 1.011 | 0.242 | 0.213 | 0.178 | 0.889 | 0.582 | 1.305 | 0.242 |
| 38 | 王 24—10 | $Es^1$ | 1703 4 ~ 1704.9 | 0.789 | 0.484 | 0.490 | 0.133 | 0.560 | 0.601 | 0.389 | 0.478 |
| 39 | 面 7 | $Es^4$ | 1484 ~ 1485.9 | 0.999 | 0.267 | 0.289 | 0.195 | 0.534 | 0.484 | 1.05 | 0.409 |
| 40 | 面 7 | $Es^2$ | 1441 ~ 1459 | 1.166 | 0.265 | 0.295 | 0.131 | 0.522 | 0.632 | — | 0.375 |
| 41 | 面 4 | $Es^4$ | 1366 ~ 1368 | 1.01 | 0.32 | 0.26 | 0.20 | 0.51 | 0.33 | 1.09 | 0.26 |
| 42 | 草 23 | $Es^3$ | 1341 ~ 1343 | 1.20 | 0.31 | 0.31 | 0.12 | 0.55 | 0.53 | 0.96 | 0.38 |
| 43 | 面 11 | $Es^3$ | 998 ~ 1014 | 1.00 | 0.32 | 0.32 | 0 13 | 0.54 | 0.68 | 0.69 | 0.29 |
| 44 | 面古 1 | $Es^3$ | 1101 ~ 1102 | 1.02 | 0.33 | 0.33 | 0.10 | 0.56 | 0.52 | 0.84 | 0.24 |
| 45 | 面 2 | $Es^4$ | 1451 ~ 1463 | 1.06 | 0.31 | 0.30 | 0.13 | 0.54 | 0.47 | 0.94 | 0.37 |
| 46 | 面 10 | $Es^4$ | 1748 ~ 1757 | 1.08 | 0.33 | 0.31 | 0.17 | 0.53 | 0.46 | 0.98 | 0.37 |
| 47 | 通 13 | $Es^4$ | 2644 ~ 2646 | 1.06 | 0.32 | 0.31 | 0.14 | 0.55 | 0.47 | 0.94 | 0.32 |
| 48 | 通 32 | $Es^4$ | 1833 ~ 1865 | 1.03 | 0.28 | 0.24 | 0 16 | 0 53 | 0.56 | 1.31 | 0.43 |
| 49 | 坨 62 | $Es^3$ | 2112.2 ~ 2142.4 | — | — | 0.46 | -- | — | 1.25 | — | 1.04 |
| 50 | 营 11 | $Es^3$ | 3097.2 ~ 3110.8 | — | — | 0.48 | — | — | 1.35 | — | 1.12 |

表 4-2　东营凹陷生油岩甾烷、萜烷分子参数表

| 序号 | 井　名 | 层　位 | 深　度/m | 甾　烷 | | | 萜　烷 | | | | Pr/Ph |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $\frac{\alpha\alpha\alpha 20R}{C_{27}/C_{29}}$ | $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ | $C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$ | $C_{30}\frac{\beta\alpha}{\alpha\beta}$ | $C_{31}\alpha\beta\frac{22S}{22(S+R)}$ | Ts/Tm | $\frac{\gamma\text{-蜡烷}}{C_{30}\alpha\beta}$ | |
| 1 | 利 2 | $Es^4$ | 2890 | 1.296 | 0.291 | 0.242 | 0.169 | 0.537 | 0.447 | — | 0.571 |
| 2 | 河 80 | $Es^3$ | 3190 ~ 2279 | 0.900 | 0.263 | 0.351 | 0.127 | 0.551 | 0.707 | — | 0.818 |
| 3 | 利 1 | $Es^3$ | 2860 ~ 2900 | 0.924 | 0.057 | 0.164 | 0.153 | 0.523 | 0.505 | — | 0.359 |
| 4 | 利 2 | $Es^3$ | 2500 | 1.202 | — | 0.101 | 0.163 | 0.456 | 0.421 | — | 0.884 |
| 5 | 利 21 | $Es^3$ | 2330 | 1.110 | — | 0.109 | 0.377 | 0.338 | 0.264 | — | 0.608 |
| 6 | 利 14 | $Es^3$ | 2329.07 ~ 2337.75 | 1.056 | 0.256 | 0.082 | 0.528 | 0.319 | 0.063 | — | 1.208 |
| 7 | 利 2 | $Es^2$ | 2220 | 0.952 | — | 0.040 | 0.144 | 0.327 | 0.346 | — | 0.845 |
| 8 | 利 21—1 | $Es^2$ | 2075 | 0.406 | 0.231 | 0.062 | 0.304 | 0.372 | 0.279 | — | 0.899 |
| 9 | 利 34 | $Es^2$ | 1788 ~ 1810 | 1.333 | — | 0.069 | 0.388 | 0.676 | 0.167 | — | 0.387 |
| 10 | 利 14 | $Es^1$ | 2148 ~ 2157 | 1.561 | 0.115 | 0.095 | 0.147 | 0.496 | 0.191 | — | — |
| 11 | 利 21 | $Es^1$ | 1965 ~ 1976 | 1.894 | — | 0.055 | 0.179 | 0.573 | 0.475 | — | 0.423 |
| 12 | 利 2 | $Es^1$ | 1860 | 1.064 | — | 0.034 | 0.194 | 0.440 | 0.327 | — | 0.421 |
| 13 | 利 2 | $Ed$ | 1780 | 0.707 | — | — | 0.680 | 0.349 | 0.287 | — | 1.059 |
| 14 | 坨 91 | $Es^3$ | 2530 | 1.688 | — | 0.066 | 0.184 | 0.397 | 0.313 | — | 0.523 |
| 15 | 坨 91 | $Es^2$ | 2180 | 1.425 | — | 0.062 | 0.182 | 0.524 | 0.220 | — | 0.355 |
| 16 | 纯 11 | $Es^4$ | 2292 ~ 2302 | 1.646 | 0.369 | 0.265 | 0.105 | 0.534 | 0.340 | 0.441 | — |
| 17 | 纯 11 | $Es^2$ | 2148 ~ 2152 | 2.730 | 0.197 | 0.072 | 0.255 | 0.353 | 0.435 | 0.048 | 2.872 |
| 18 | 牛 11 | $Es^4$ | 3603 | 0.954 | 0.627 | 0.455 | 0.079 | 0.565 | 1.208 | 2.28 | 0.455 |
| 19 | 牛 11 | $Es^4$ | 3607 | 1.076 | 0.679 | 0.477 | 0.165 | 0.553 | 2.279 | | 0.468 |
| 20 | 牛 5 | $Es^4$ | 2603 ~ 2650 | 1.017 | 0.297 | 0.251 | 0.148 | 0.522 | 0.509 | 1.32 | 0.520 |
| 21 | 王 18 | $Es^4$ | 1649 ~ 1655 | 0.507 | — | 0.070 | 0.228 | 0.300 | 0.307 | 0.22 | 0.329 |
| 22 | 通 41 | $Es^4$ | 1265 ~ 1296 | 0.742 | 0.421 | 0.388 | 0.201 | 0.517 | 0.837 | 0.254 | 0.762 |

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 23 | 王 78 | $Es^3$ | 3737 | 0.783 | 0.457 | 0.477 | 0.150 | 0.571 | 1.077 | 0.05 | 2.412 |
| 24 | 牛 11 | $Es^3$ | 4290 | 0.536 | 0.404 | 0.455 | 0.204 | 0.572 | 0.351 | — | 2.250 |
| 25 | 牛 24 | $Es^3$ | 3241.90 | 1.054 | 0.500 | 0.428 | 0.138 | 0.563 | 0.856 | — | 0.674 |
| 26 | 王 59 | $Es^3$ | 3116.99 | 1.184 | 0.414 | 0.391 | 0.199 | 0.571 | 0.820 | — | 1.657 |
| 27 | 王 50 | $Es^3$ | 2932 | 0.744 | 0.305 | 0.317 | 0.330 | 0.571 | 0.123 | — | 1.391 |
| 28 | 王 63 | $Es^3$ | 2854.5 | 1.245 | 0.285 | 0.230 | 0.160 | 0.552 | 0.422 | 0.06 | 2.177 |
| 29 | 通 27 | $Es^3$ | 2200 ~ 2280 | 1.174 | — | 0.071 | 0.184 | 0.397 | 0.493 | — | 0.493 |
| 30 | 牛 23 | $Es^3$ | 3374 | 0.692 | 0.339 | 0.483 | 0.202 | 0.568 | 0.555 | — | 1.843 |
| 31 | 牛 20 | $Es^3$ | 3007 | 1.286 | 0.288 | 0.303 | 0.243 | 0.565 | 0.465 | — | 2.747 |
| 32 | 牛 20 | $Es^3$ | 3014.5 | 1.444 | 0.278 | 0.276 | 0.189 | 0.561 | 0.679 | — | 2.293 |
| 33 | 通 39 | $Es^3$ | 2450 ~ 2564 | 1.265 | — | 0.109 | 0.177 | 0.460 | 0.373 | — | 0.707 |
| 34 | 王 33 | $Es^3$ | 1815 ~ 1841 | 1.389 | 0.278 | 0.084 | 0.125 | 0.364 | 0.436 | — | 0.402 |
| 35 | 牛 4 | $Es^2$ | 3051 ~ 3060 | 1.054 | 0.160 | 0.142 | 0.239 | 0.519 | 0.314 | — | 1.384 |
| 36 | 牛 4 | $Es^1$ | 2435 ~ 2449 | 1.128 | 0.180 | 0.091 | 0.274 | 0.426 | 0.401 | — | 0.656 |
| 37 | 王 7 | $Es^4$ | 2676.50 | 1.57 | 0.22 | 0.22 | 0.15 | 0.51 | 0.56 | 0.91 | 0.19 |
| 38 | 牛 24 | $Es^3$ | 3241 | 1.05 | 0.37 | 0.46 | 0.14 | 0.56 | 0.86 | 0.08 | 0.67 |
| 39 | 面 2-1 | $Es^4$ | 1366 | 1.174 | 0.203 | 0.064 | 0.227 | 0.415 | 0.625 | 1.560 | 0.419 |
| 40 | 面 2-1 | $Es^3$ | 1256 | 0.656 | 0.356 | 0.297 | 0.366 | 0.495 | 0.921 | — | 0.699 |
| 41 | 牛 24 | $Es^1$ | 3242.29 | — | — | 0.446 | — | — | 0.752 | 0.07 | 0.72 |
| 42 | 牛 28 | $Es^3$ | 3279.28 | — | — | 0.434 | — | — | 1.176 | 0.04 | 1.00 |
| 43 | 牛 18 | $Es^4$ | 1716.5 | — | — | 0.01 | — | — | 0.328 | 0.81 | 0.11 |
| 44 | 王 35 | $Es^4$ | 2155.5 | — | — | 0.125 | — | — | 0.532 | 0.80 | 0.09 |
| 45 | 王 31 | $Es^4$ | 2497 | — | — | 0.159 | — | — | 0.37 | 0.97 | 0.37 |
| 46 | 王 7 | $Es^4$ | 2637 | — | — | 0.203 | — | — | 0.446 | 1.05 | 0.21 |
| 47 | 角 13 | $Es^4$ | 2933 ~ 3065 | — | — | 0.261 | — | — | 0.60 | 0.50 | 0.37 |

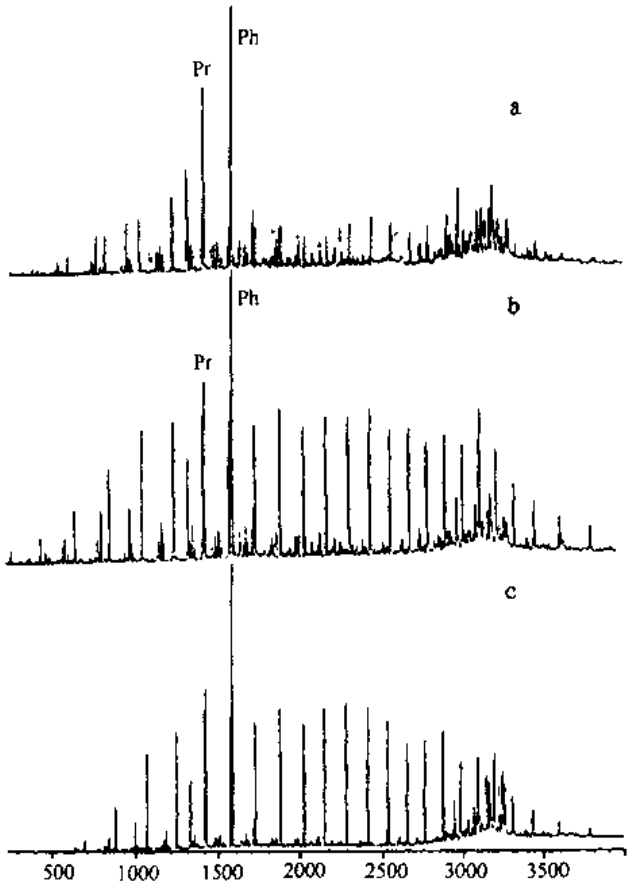



图 4-2　生油岩和原油烷烃色谱对比图

a—草 23 井原油（$Es^3$）；b—面 7 井原油（$Es^4$）；c—牛 5 井生油岩（$Es^4$）

⑧利津和牛庄洼陷的原油在正构烷烃碳数分布图上也表现了较明显的区别：滨 639、利 14、利 54、郑 10 和郑 11 等井的正构烷烃碳数分布呈对称或以低碳数主峰分布为主，且距洼陷中心愈远，低主峰碳分布特征愈明显（图 4-8a）；牛 27、牛 28、牛 38 和面 7 等井的正构烷烃碳数分布则是以较高碳数分布为主，其峰态外形与利 14、利 54 和郑 10 等井正好相反（图 4-8b），这也表明了利津和牛庄两洼陷的原油具有不同的成熟度和运移效应。

应该提及的是，在各项对比中发现，王 57、王 78、王 20 等井沙三段原油与东营凹陷北部的沙三段原油有一定的相关性，揭示牛庄洼陷沙三段原油可能向北、向西方向有一定距离的运移，这在其它运移地化指标上也有较明显的显示。总之，油源对比结果表明，滨南、平方王、利津等油田的原油主要来自利津洼陷沙三段生油岩，而八面河的原油主要来自牛庄洼陷的沙四段生油岩，部分来自广利洼陷。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

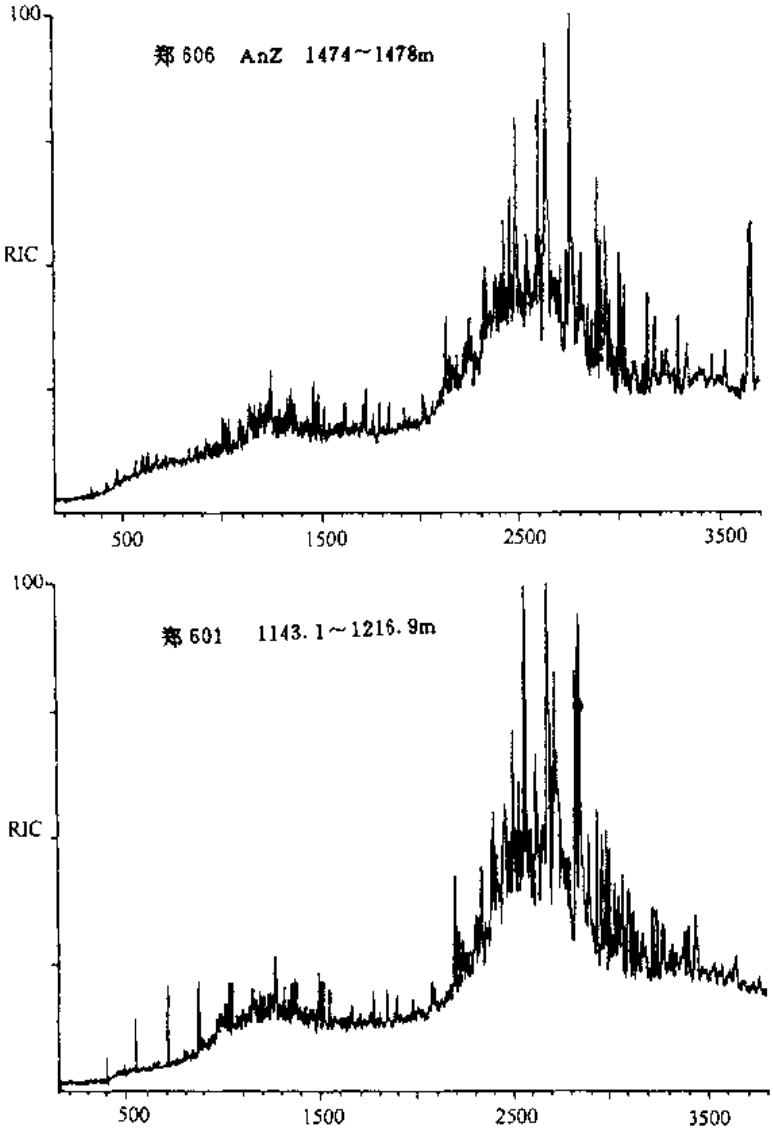



图 4-3 郑 606 和郑 601 原油烷烃色谱图（RIC）

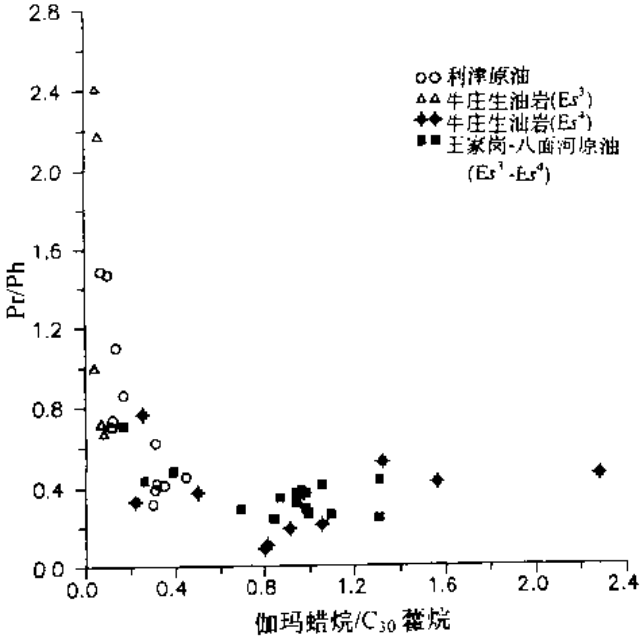



图 4-4　γ-蜡烷/$C_{30}$藿烷与 Pr/Ph 关系图

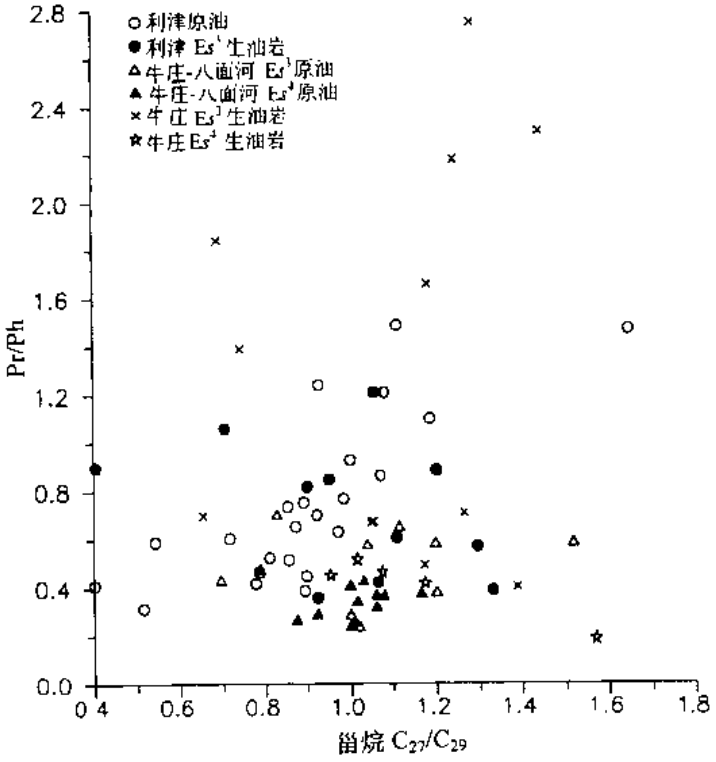
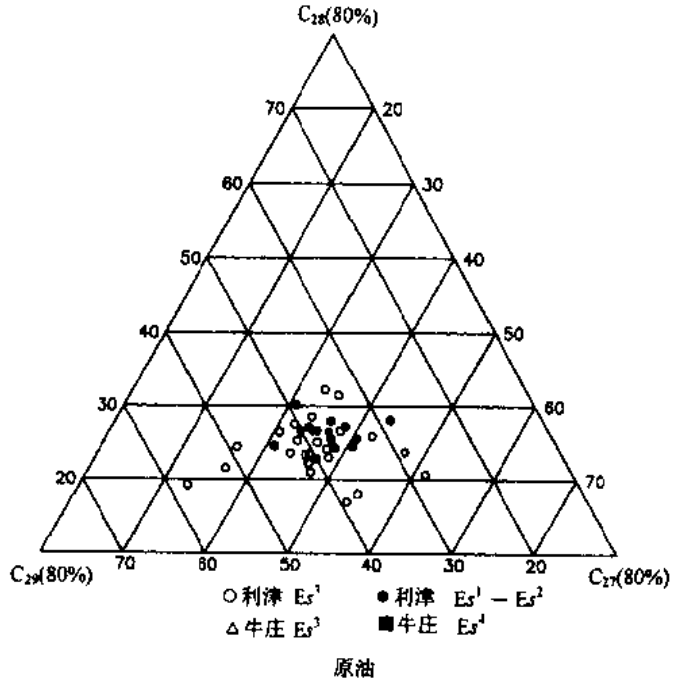



图 4-5　甾烷 $C_{27}/C_{29}$与 Pr/Ph 关系图



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载



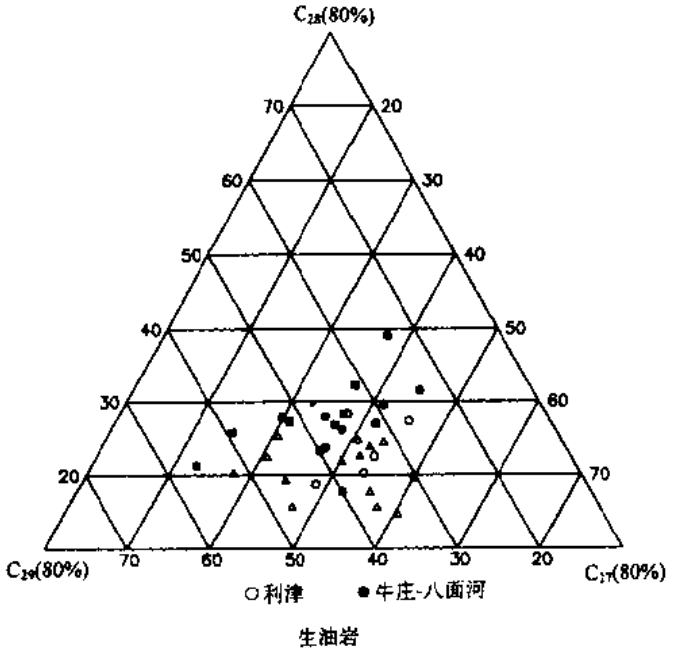




图 4-6 原油和生油岩 $C_{27}$、$C_{28}$、$C_{29}$含量三角图

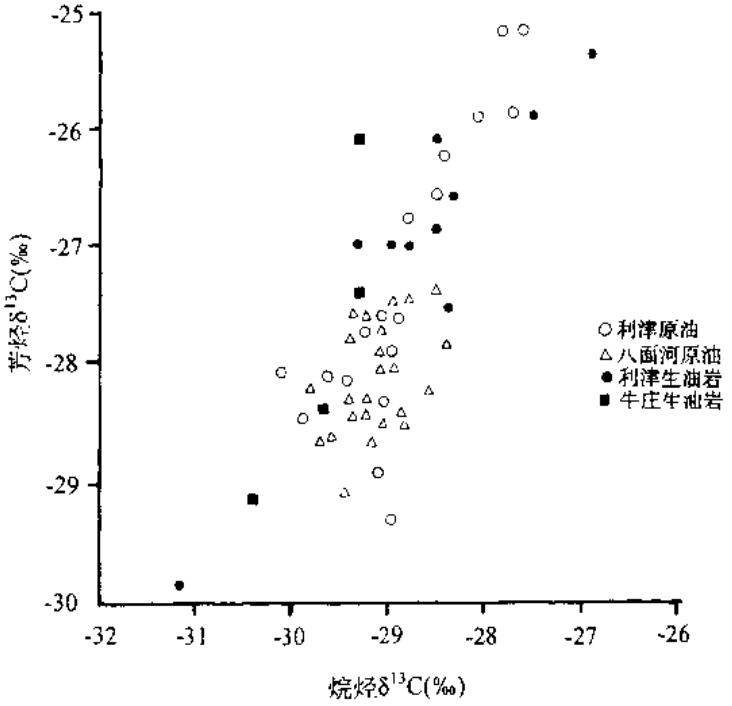



图 4-7　原油和生油岩 $\delta^{13}C$ 关系图

## 第二节　地质色层效应与油气运移

### 一、基本原理

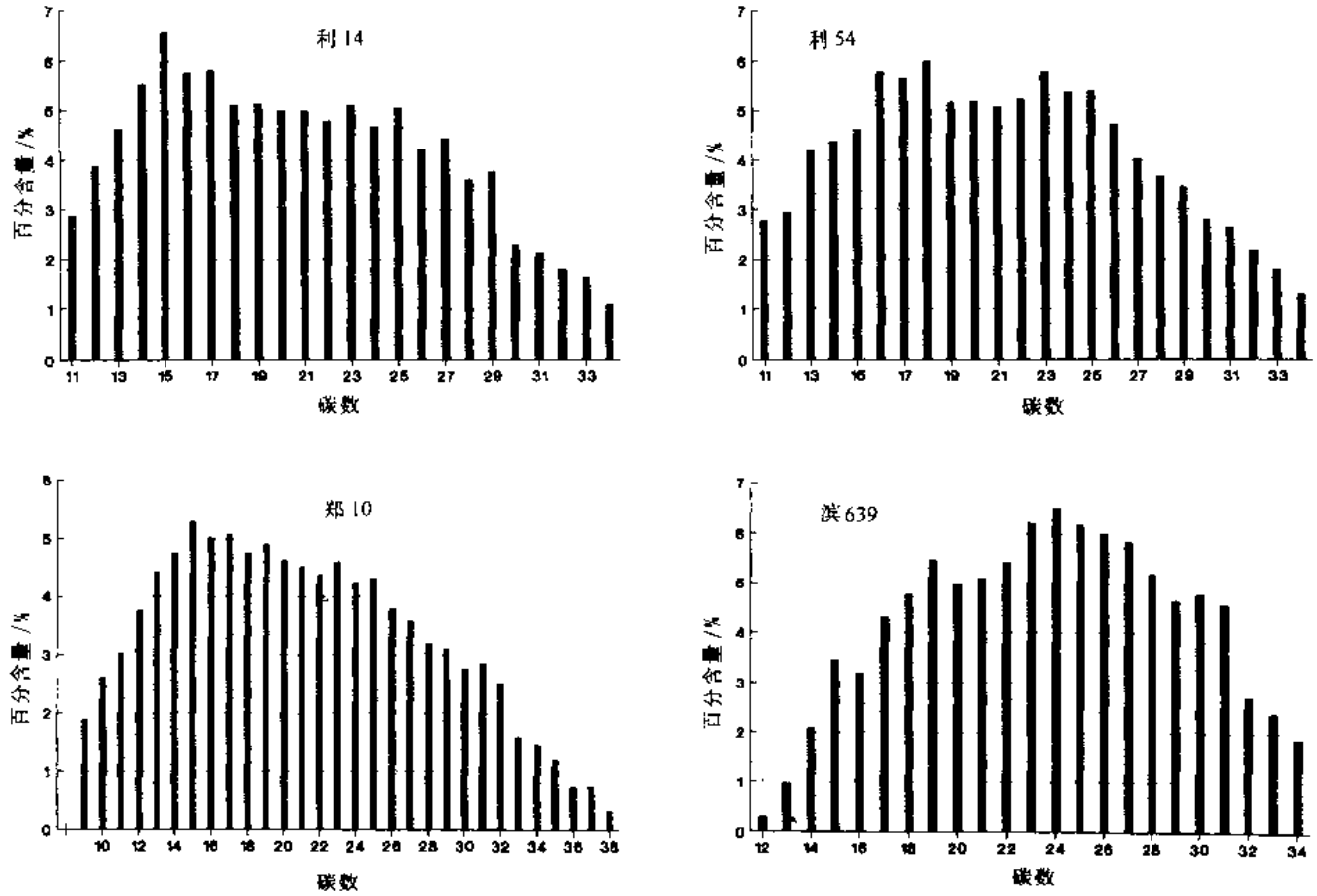
现已证实，当盆地的地质环境比较稳定时，油气在运移过程中所发生的变化与实验室的“色层”分析极为相似，根据某些典型地化指标的变化规律，可以追踪油气的主要运移方向和距离，这即是“地质色层效应”的基本思路。

从物理化学的角度来看，色层效应是由各化合物固定相（stationary phase）和可动相（mobile phase）分配系数不同而引起的分离过程，一个地质色层系统由两个或两个以上的固定相组成，且至少有一个是可动相（B. M. Krooss，1991）。因此，在油气运移过程中，可以是液—固（如油-岩石）、液—液（如油和孔隙水）、气—固（如甲烷、$CO_2$ 与矿物、干酪根）和气—液（如气与孔隙水吸附膜）之间的分馏过程，可以用定量方法描述其相对程度和绝对含量的变化。

显然，在运移通道上石油的损失量与其总吸附能力有关，而烃类分子的极性又是决定吸附能力的主要因素，即极性较大的烃分子易被固定相吸附，而极性小的不易被吸附，这就造成了烃分子（可动相）与岩石颗粒、束缚水等（固定相）之间的分馏效应。其结果是，沿着运移路径上，烷烃含量、$nC_{21}^-/nC_{22}^+$ 值和甾烷 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 增大；主峰碳数、烷烃碳同位素 $\delta^{13}C$ 值降低；差热曲线的高/低温峰值、红外光谱 $740cm^{-1}/720cm^{-1}$、$1740cm^{-1}/1460cm^{-1}$ 和 $1380cm^{-1}/720cm^{-1}$ 值逐渐减小，卟啉化合物发生有规律的变化以及原油比重、粘度减小等。利用上述某些典型指标或它们的组合，可分析油气运移的主要方向及运移效应。

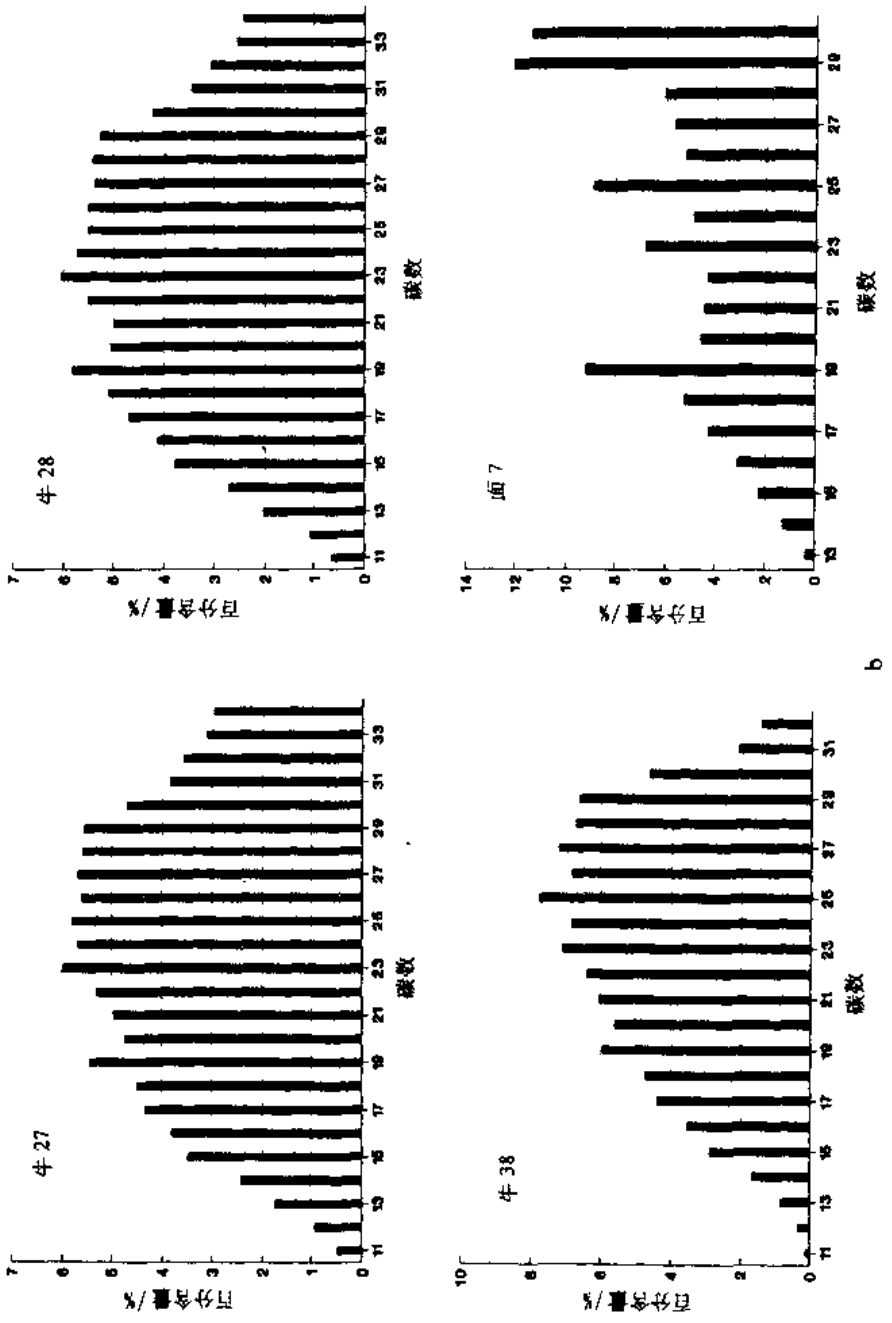


标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载




a

图 4 - 8a　利津洼陷正构烷烃碳数分布图




b

图 4 - 8b　牛庄洼陷正构烷烃碳数分布图



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

在油源对比的基础上，根据“地质色层”原理，对反映原油运移的地球化学指标及其变化规律进行了分析，表明 $C_{15}^{+}$ 正构烷烃、原油碳同位素、生物标志化合物（$C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$）和原油物性等是判断本区石油运移方向的有效指标。

## 二、典型指标的分布与变化特征

### （一）$C_{15}^{+}$ 正构烷烃

当油气运移过程中以层析作用为主时，随着运移距离的增加，烷烃含量和 $nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 值也随之增大，主峰碳数和烷烃碳同位素 $\delta^{13}C$ 值则减小；当以氧化作用为主时，上述指标则发生相反的变化。通过分析发现利津洼陷以层析作用为主，牛庄洼陷则二者兼而有之。从图 4-9—图 4-12 可以看出，利津洼陷以滨 119 井、利 54 或利 56 井为中心（位于生油中心附近），向其四周的梁 66、梁 64、滨 639、利 14、郝 2 和史 8 等井，烷烃含量和 $nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 增大，主峰碳和 $\delta^{13}C$ 值减小，其渐变趋势非常明显（各项数据见表 4-3），反映了原油由生油洼陷中心向周缘呈“离心状”运移的典型特征。

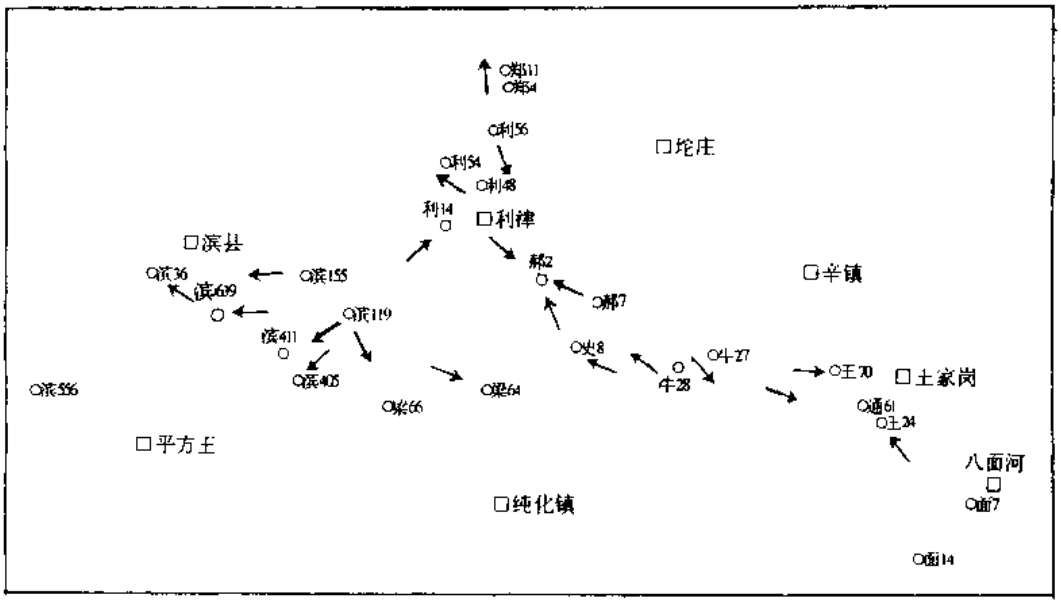



图 4-9　烷烃含量变化趋势图

（箭头指示含量增加）

牛庄洼陷上述 4 项指标的变化略要复杂，从牛 28 或牛 38 井向王 70、通 61 和王 24 井方向，烷烃含量增加，$nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 值增大（到王 70 井止），主峰碳数降低；从王 24 井向面 7 井方向，则发生相反的变化；从牛 38 和牛 28 井向西方向，烷烃含量和 $nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 值呈增加趋势，主峰碳数和 $\delta^{13}C$ 值则相应降低。牛 38、牛 28 井向南、向北方向因缺少资料，各项指标的变化规律不明。

以上指标变化显示，牛庄洼陷石油向西及向东至王 24、通 61 井附近的运移以层析作用为主，但自王 24 井向东南方向变化较为复杂，呈现相反的变化趋势。其原因有两个，一是东南方向渗入水流作用导致油气遭受氧化（如官401井），这已被水文地质分析和流体势分

**表 4-3　利津、牛庄洼陷石油运移地球化学参数表**

| 井　号 | 烷烃色谱特征 | | | | 原油物性 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 烷烃含量/% | $nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ | 主峰碳 | 烷烃 $\delta^{13}C$/‰ | 相对密度 | 粘度/mPa·s | 凝固点/℃ | 含硫量/% |
| 滨 119 | 49.27 | 0.53 | $C_{25}$ | -28.1 | 0.8971 | 72.9 | 36 | 0.18 |
| 滨 411 | 61.64 | 0.82 | $C_{25}$ | -27.8 | 0.8846 | 27.5 | 32 | 0.08 |
| 滨 405 | 69.23 | 0.85 | $C_{25}$ | 28.4 | 0.8738 | 7.2 | — | |
| 滨 639 | 49.65 | 0.56 | $C_{24}$ | -28.9 | 0.8723 | 18.3 | 34 | 0.25 |
| 滨 155 | 45.70 | 0.77 | $C_{23}$ | -29.1 | 0.8901 ~ 0.9054 | 62.8 ~ 117 | 27 ~ 32 | 0.91 ~ 1.06 |
| 滨 556 | 37.01 | 0.47 | $C_{23}$ | -30.0 | 0.9655 ~ 0.9765 | 1364 ~ 4450 | -4 ~ -9 | 0.46 ~ 0.68 |
| 滨 36 | 58.59 | 0.75 | $C_{25}$ | -29.2 | — | — | — | — |
| 梁 66 | 54.0 | 1.39 | $C_{15}$ | -27.6 | 0.8667 | 9.2 | 27 | 0.16 |
| 梁 64 | 60.0 | 0.98 | $C_{15}$ | -28.8 | 0.8644 | 13.5 | 33 | 0.07 ~ 0.12 |
| 史 8 | 48.8 | 0.93 | $C_{15}$ | -29.2 | 0.8740 ~ 0.8878 | 17.6 ~ 48.6 | 32 ~ 40 | 0.23 ~ 0.35 |
| 郝 2 | 65.2 | 1.21 | $C_{15}$ | -28.6 | 0.8383 ~ 0.8563 | 5.2 ~ 8.8 | 28 ~ 29 | 0.15 ~ 0.17 |
| 郝 7 | 46.97 | 1.18 | $C_{19}$ | -29.0 | 0.8540 ~ 0.8854 | 11.2 ~ 37.7 | 27 ~ 31 | 0.21 ~ 0.56 |
| 利 14 | — | 1.24 | $C_{25}$ | — | 0.8727 ~ 0.8751 | 17.8 ~ 21.7 | 26 ~ 36 | 0.31 |
| 利 54 | 58.50 | 1.07 | $C_{18}$ | -29.8 | 0.8562 | 7.01 | 26 | 0.29 |
| 利 56 | 51.49 | 0.82 | $C_{23}$ | -29.1 | 0.8840 ~ 0.9099 | 43 ~ 59.4 | 36 ~ 37 | 0.37 ~ 0.39 |
| 利 48 | 54 ~ 58 | 0.98 ~ 1.21 | $C_{15}$ | -27.7 ~ -29.3 | 0.8739 ~ 0.9008 | 29 ~ 126 | 28 ~ 33 | 0.30 |
| 郑 4 | 69.11 | 1.1 | $C_{16}$ | -28.9 | 0.8334 | 4.59 | 29 | - |
| 郑 11 | 71.25 | 1.04 | $C_{17}$ | -29.2 | 0.8478 | 6.67 | 29 | 0.11 |
| 郑 14 | 69.11 | 1.03 | $C_{23}$ | -30.1 | 0.8366 | 5.22 | 28 | 0.08 |
| 利 7 | 63.07 | 0.93 | $C_{25}$ | - | 0.8786 ~ 0.8948 | 26 ~ 52 | 29 ~ 38 | 0.19 ~ 0.44 |
| 牛 33 | 47.26 | 0.99 | $C_{15}$ | -29.5 | 0.9095 | 87.4 | 33 | 0.41 ~ 0.55 |
| 牛 28 | 42.81 | 0.67 | $C_{23}$ | -29.2 | 0.8802 | 25.2 | 32 | 0.32 |
| 牛 27 | 51.0 | 0.85 | $C_{23}$ | -28.9 | 0.8874 ~ 0.8992 | 17.9 ~ 89.1 | 35 ~ 45 | 0.25 ~ 0.38 |
| 牛 38 | 54.9 | 0.71 | $C_{25}$ | -29.01 | 0.8836 ~ 0.8908 | 28.2 ~ 67.5 | 38 ~ 40 | 0.11 ~ 0.21 |
| 王 70 | 64.07 | 0.97 | $C_{23}$ | -28.5 | 0.8588 ~ 0.8630 | 11.7 ~ 13.3 | 33 ~ 34 | 0.12 ~ 0.25 |
| 通 61-33 | 58.59 | 0.67 ~ 0.93 | $C_{23}$ | -28.8 ~ -29.3 | 0.8660 | 14.9 | 33 | 0.2 |
| 王 24 | 58.64 | 0.74 | $C_{23}$ | -29.2 | 0.8656 ~ 0.8904 | 13.4 ~ 33.6 | 26 ~ 33 | — |
| 面 7 | 29.12 | 0.53 | $C_{29}$ | -28.4 | 0.9070 ~ 0.9563 | 74.7 ~ 1843 | -6 ~ 25 | 0.96 ~ 1.99 |
| 面 14 | — | 1.08 | $C_{23}$ | — | 0.9354 | 447 | I | 1.41 |
| 营 91 | — | 0.63 | $C_{23}$ | — | 0.8834 ~ 0.9098 | 20.1 ~ 28.3 | 21 ~ 36 | 0.44 ~ 1.27 |

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

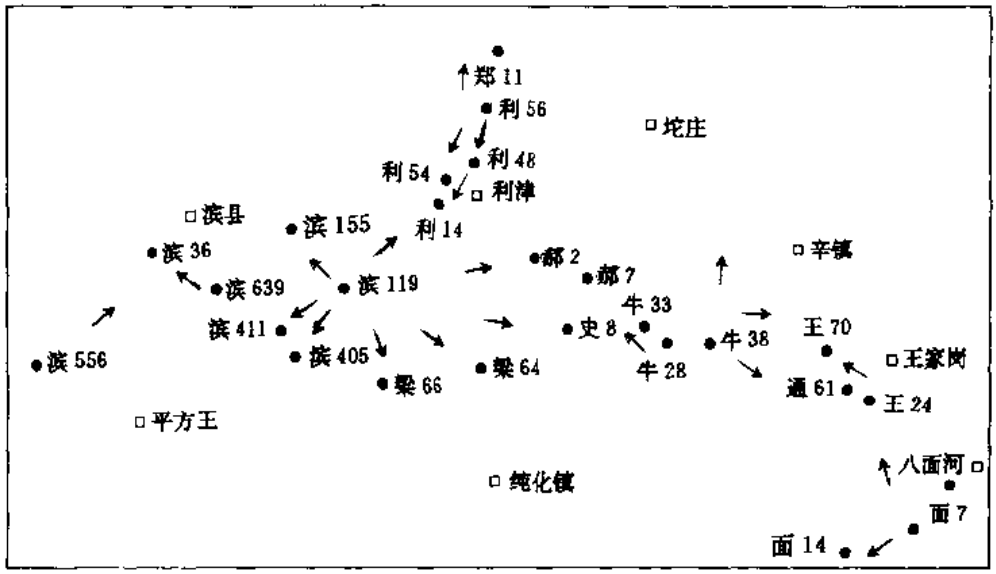



图 4-10　烷烃 $nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 值变化趋势图

（箭头指示比值增大）

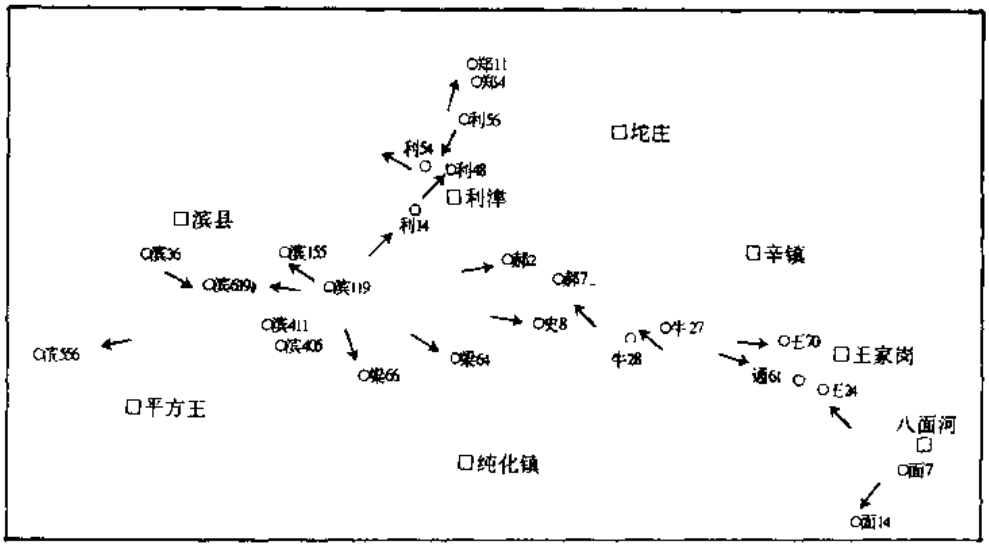



图 4-11　主峰碳数变化趋势图

（箭头指示主峰数降低）

析所证实；二是八面河原油并非全部来自牛庄洼陷沙四段，部分还可能来自广利洼陷。

### （二）甾烷分子参数

生物标志化合物由于性质稳定，不仅是油源对比的良好指标，有些也是判断油气运移的重要参数。例如甾烷 $C_{29}\alpha\alpha\alpha\ \frac{20S}{20S+20R}$ 和 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$，前者是成熟度参数，后者是良好的运移参数，二者结合可用于分析油气的运移效应和方向，因为随着运移距离的增加，$C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 的相对比值增大（Seifert 和 Moldowan，1981；陈发景等，1989）。

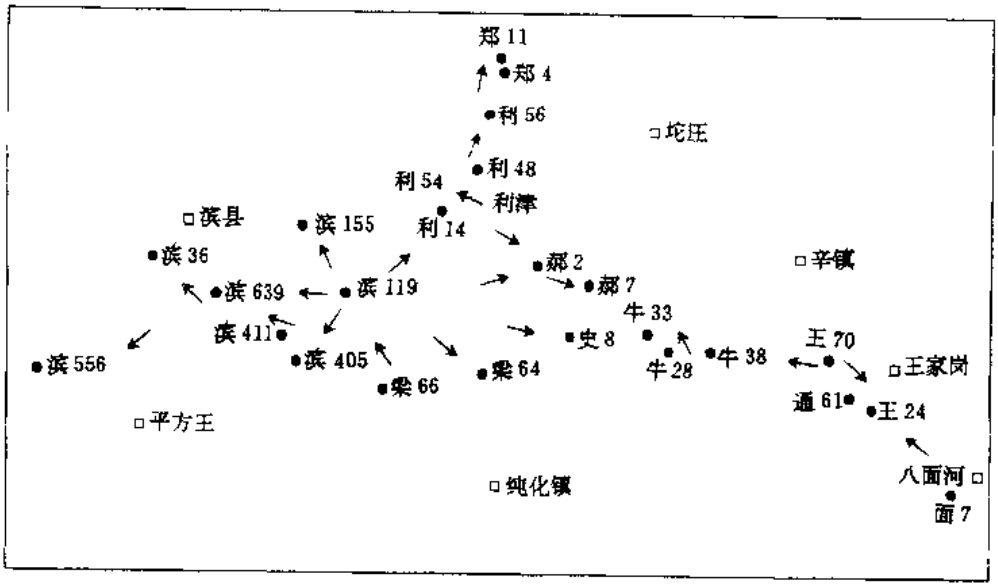



图 4-12　烷烃 $\delta^{13}C$ 变化趋势图

（箭头指示数值减小）

利津洼陷生油岩和原油的 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 与 $C_{29}\alpha\alpha\alpha\ \frac{20S}{20S+20R}$ 关系图（样品数据见表 4-1 和表 4-2），表明二者呈良好的线性关系（图 4-13）。原油样品 $C_{29}\alpha\alpha\alpha\ \frac{20S}{20S+20R}$ 值呈线性增加的速度较快，且随成熟度增大，偏离生油岩愈远，也即运移的效应愈明显、距离愈远。从表 4-1 中可以看出，偏离程度较大的原油样品是滨 411、滨 405、利 54、郑 4-6 等井，它们距离利津洼陷中心较远。这一特征也是对烷烃色谱指标所指示的石油运移方向和距离的印证。

牛庄洼陷原油和生油岩样品的 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 与 $C_{29}\alpha\alpha\alpha\ \frac{20S}{20S+20R}$ 的关系则与利津洼陷不同，源岩和原油样品基本上都集中分布，仅王 53、王 57 井 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 值较大，总体上反映石油运移效应不如利津洼陷明显，且运移距离较近，这一结果与牛庄洼陷油气分布现状和流体势分析的结果是一致的。

**（三）原油物性**

原油物性（相对密度、粘度、凝固点等）由于受温度、压力和油气比等因素的影响，在区域上变化较大，不象生物标志化合物和碳同位素等指标稳定、可靠，因此在判断油气运移方向时要根据具体的地质、构造条件来分析。

前已述及，石油密度的区域变化遵从其状态方程，对油来说，由于其可压缩性小，热膨胀性较大，故温度对密度和粘度的影响较大。从生成机理来看，温度较高时原油裂解产生的轻质组分增多，故密度也降低。因此，在宏观上，洼陷内油的密度要比洼陷附近和其周围的密度要小，这一点已从图 3-9 直观表现出来。然而，原油在运移过程中其重质组分要受到岩石的吸附，轻质组分相对增多，故其密度由大变小，这常常是在洼陷中心及附近封闭条件好、以层析作用占主导因素时的情况。如果封闭条件变差，随着运移距离的增加，其密度则由小变大，这常常是在构造带，尤其是断裂发育的构造部位出现的情况。通过分析发现，从利津洼陷中心向其周缘不远的地区，原油密度由大变小，而运移一定距离之后由于断层带影



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

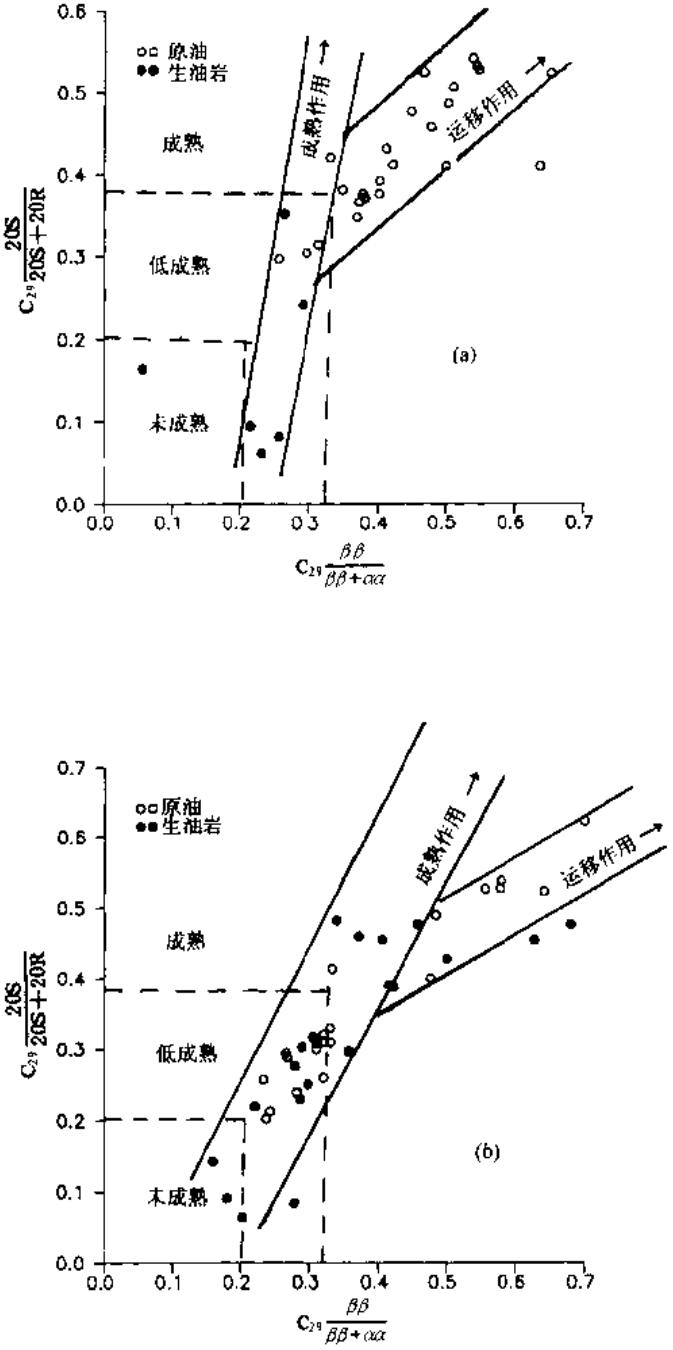



图 4-13 $C_{29}\frac{\beta\beta}{\beta\beta+\alpha\alpha}$ 与 $C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$ 关系图

a—利津、滨南；b—牛庄、八面河

响，油的密度则由小变大，粘度和凝固点的变化也是如此。

从利津洼陷中心（滨 119 井）向其四周原油密度发生有规律地递减，即沙三段原油相对密度由 0.8971 向滨 405 井变为 0.8738，向梁 66 井变为 0.8667，向史 8 井变为 0.8740，等等（图 4-14）；原油粘度也相应地由 72.9mPa·s 分别变为 7.2、9.2、17.6mPa·s（图 4-15）；原油

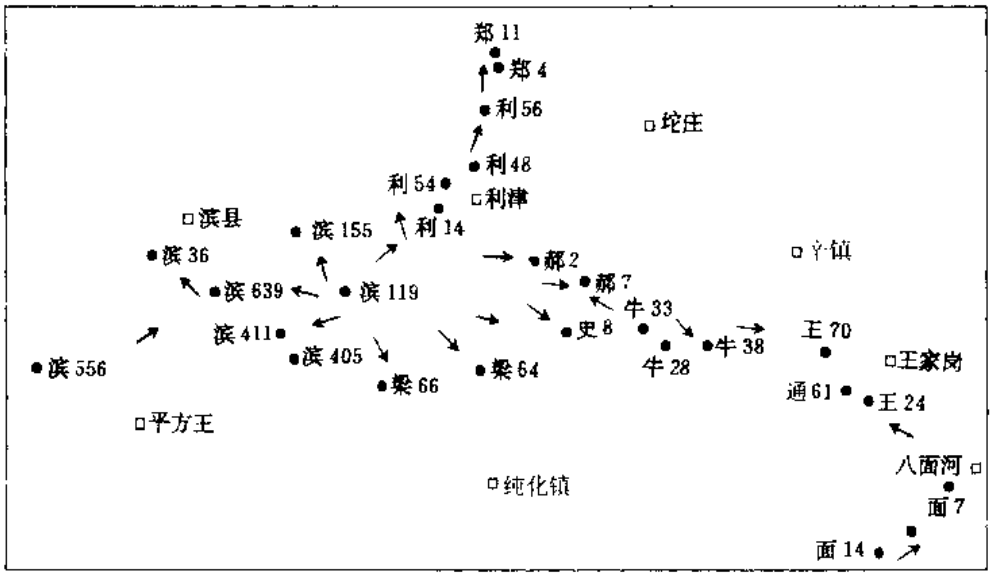



图 4-14　原油相对密度变化趋势图

（箭头指示密度减小）

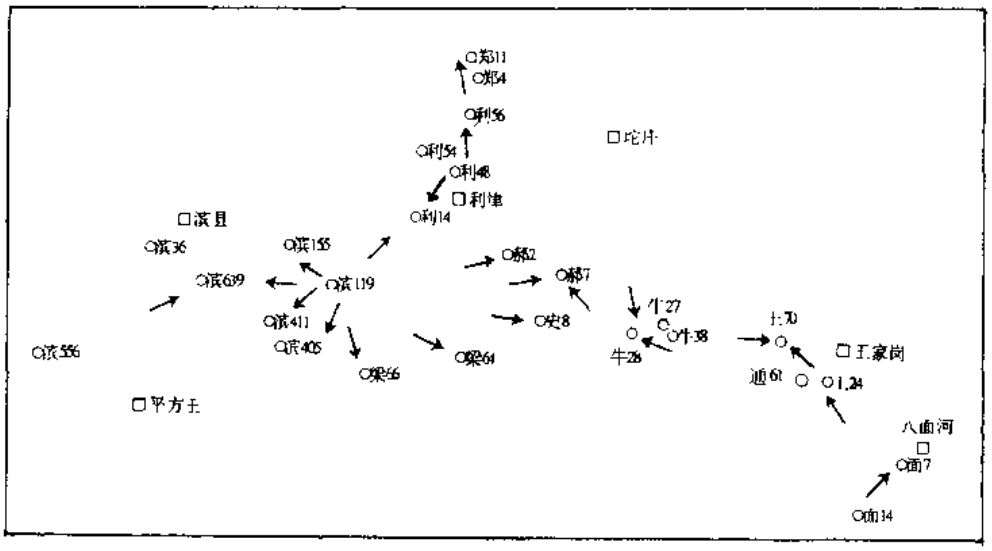



图 4-15　原油粘度变化趋势图

（箭头指示粘度减小）

凝固点的变化也有由洼陷中心向四周降低的渐变规律（图 4-16）。可见，利津洼陷油气呈“离心状”运移的特征比较明显。

牛庄洼陷原油相对密度变化规律与利津洼陷不同，仅在洼陷中心很短距离内相对密度由大变小，如从牛 27、28 和牛 38 井的 0.88 到王 70 井变为 0.8609，到通 61 井为 0.8660。粘度也相应地由牛 38 井的 67.1mPa·s 分别变为 12.5、14.9 和 13.4mPa·s。从通 61 井向东南方向到八面河，原油相对密度和粘度则由小变大，这一变化规律与烷烃含量，$nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+}$ 及 $\delta^{13}C$ 值的变化是一致的。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

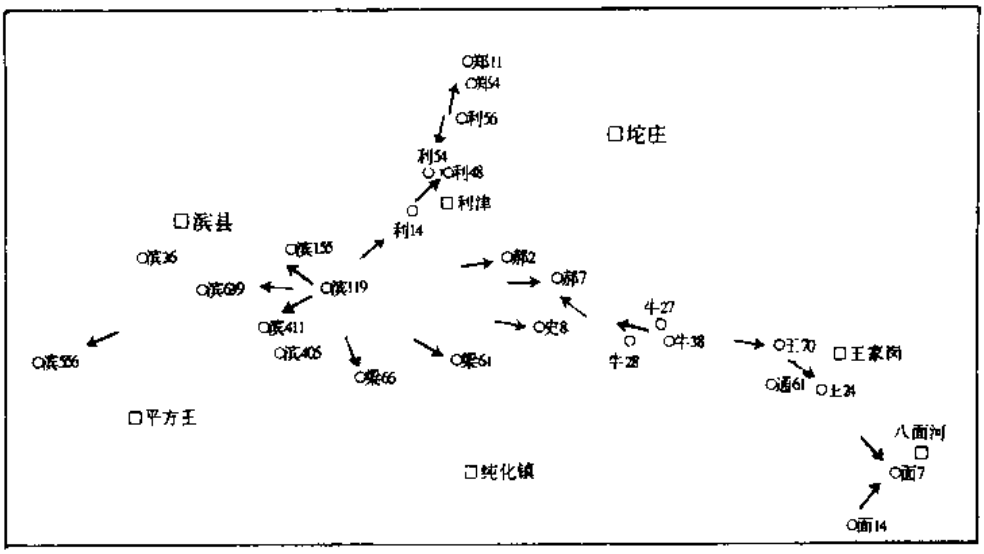



图 4-16　原油凝固点变化趋势图

（箭头指示凝固点降低）

## 第三节　石油运移规律及意义

上述分析表明，$C_{15}^{+}$正构烷烃、原油碳同位素、生物标志化合物和原油物性等指标的变化特征，不仅反映了利津和牛庄（部分）洼陷原油具有“离心”式运移的区域性规律，更重要的是证实了地质时期东营凹陷区域流体势场的性质——以压实“离心流”为主要特征，这正是控制区域运移方式的动力学机制。在区域“离心”流体势场作用下，利津洼陷生成的油气分别向滨南、平方王、胜坨、梁家楼等方向运移；牛庄洼陷生成的油气则向东辛、永安镇、王家岗和八面河等方向运移，从而形成目前凹陷内油气藏围绕生油中心呈环、带状分布的基本格局。对比结果不仅揭示了东营凹陷沙三和沙四段石油运移的基本规律，其方法和思路也可供我国东部中、新生代相似性质的含油气盆地中油气运移、聚集规律研究时借鉴和应用。因此，石油运移地球化学指标所证实的压实流盆地具有“离心”式流场和在该流场作用下油气的运移、聚集特征是建立油气运聚概念模型、数学模型和模拟方法的基础，因而对油气运、聚和成藏动力学的研究具有重要的地质意义。

然而，压实流盆地油气所具有的“离心”式运移规律，有时因地质条件复杂而导致在地球化学指标上反映并不明显，如断层开启和盆地边缘大气淡水注入引起的氧化等因素，都可能导致上述地球化学指标呈无规律或相反的变化，这是要特别注意的。在东营凹陷的滨县凸起、青城凸起和广饶凸起附近，有些运移地球化学指标就显示了较为复杂的变化；但在利津洼陷和牛庄洼陷内大部分地区地球化学指标所指示的油气呈“离心”式运移规律仍是明显和富有特色的。

# 第五章　盆地构造背景与油气运移方式

盆地的构造背景和演化历史对油气运移和聚集起着重要的控制作用。不同类型的盆地，具有不同的构造环境和水动力学特征，因而其油气运聚的特点、方式以及油气分布规律都有很大差异。从盆地背景上认识油气运聚的规律及影响运聚的主要控制因素，对油气勘探具有重要的指导意义。

## 第一节　盆地类型与运移方式的典型模式

虽然油气二次运移的方向可用流体势来描述，但是油气在特定地质环境里运移还受运移通道性质的制约，不同的运移通道及其渗透性的变化将会导致流体有不同的流向。常见的运移通道除渗透性较好的运载层外，还有断层、微裂缝、不整合面等，这些通道渗透性的变化又导致流体的侧向流动和垂向流动。

### 一、运移方式（侧向流动和垂向流动）

在沉积盆地中，油气既可作侧向运移，也可作垂向运移，油气的最终聚集是侧向和垂向运移综合的结果。从理论上讲，油气总是沿着流体势降低、阻力最小的通道运移，而实际上控制油气运移的方向和通道的因素是非常复杂的。大多数情况下，运移过程的物理状态和过程本身所需的能量是未知的。由于影响因素的复杂性，在一个盆地内不可能只存在单一的运移方向和通道，即不同盆地类型、不同构造、不同深度和不同时期，运移方式都可能发生变化。二次运移的方向平行于压力梯度或流体势减小的方向，一般运移距离较大，在实际中可用同一运载层的流体势来描述。垂向运移主要靠断层、微裂缝及垂向上其它渗透性变化带。断层一般可从地震剖面上识别，而裂缝却不能。然而，有断层或裂缝未必都能成为运移的通道，还要看它们是否开启及何时开启。由于垂向运移通道本身的复杂性，因此在勘探初期因缺乏必要的资料通常难以证明垂向运移是否存在。尽管如此，油气经垂向二次运移而聚集形成油气田的例子在世界上是非常普遍的。

微裂缝在开启的情况下也可以成为油气运移的重要通道，尤其是在致密的砂岩和碳酸盐岩中，主要靠裂缝或裂隙沟通孔隙、孔洞进行运移。但裂缝的储集空间是非常有限的，一般孔隙度都小于1%，大的也不过6%，因而油气通过微裂缝的运移主要取决于裂缝的渗透率（J.H.Howard，1990；Y.Gueguen，1987）。

构造裂缝对油气运移的意义最大，它是在构造应力和超压流体作用下产生的，并与断层发育有密切的关系，但裂缝的发育与分布又比断层复杂得多。油气通过裂缝运移时，裂缝必须是开启的，要使油气在开启裂缝中保存下来并继续沿裂缝运移，其压力必须大于最小主应力（J.du.Rouchet，1981）。

油气运移方向除受区域构造应力场和流体势场影响外，还受运载层本身非均质性的影响，即取决于其渗透性的空间变化。M.Person等（1993）通过对巴黎盆地运移模拟研究表



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

明，运载层的渗透性和水动力条件决定了二次运移的方向和距离（侧向运移距离超过50km)。因此，油气运移的通道 、方向、距离和速度是由运载层的渗透率非均质性（空间变化）和盆地水动力条件控制的。

总之，油气沿储层、断层和裂缝等通道进行二次运移具有以下基本规律：

①既可作侧向运移，也可作垂向运移；

②侧向运移的距离一般小于 100km，垂向运移的距离一般达 2km，它取决于烃源岩的位置和运移通道的有效性；

③侧向运移的通道靠地层的孔渗性，而垂向运移则主要靠断层、裂缝空间和垂向上孔渗性增强带。

## 二、A.Perrodon 运移模式

A.Perrodon（1992）在其论文“含油气系统：模式及应用”中阐述了盆地类型与油气运移的关系，即：大陆裂谷盆地中高沉积速率、网状正断裂系统的存在和频繁的构造活动，促进了油气的垂向运移，如北海、松辽等盆地；地台型盆地因构造活动相对较弱、沉积速率低、岩性、岩相分布稳定等，具备长距离侧向二次运移的条件，如阿尔伯达、巴黎等盆地；造山带型盆地由于构造挤压作用强烈、沉积不均匀，一般不利于油气的生成、运移，也不利于油气的聚集和保存。然而在前陆盆地中，综合了前两类盆地的特点，既可有较大规模的侧向运移，又有垂向运移，因而可形成更为丰富的油气区，如波斯湾盆地等（图 5-1)。

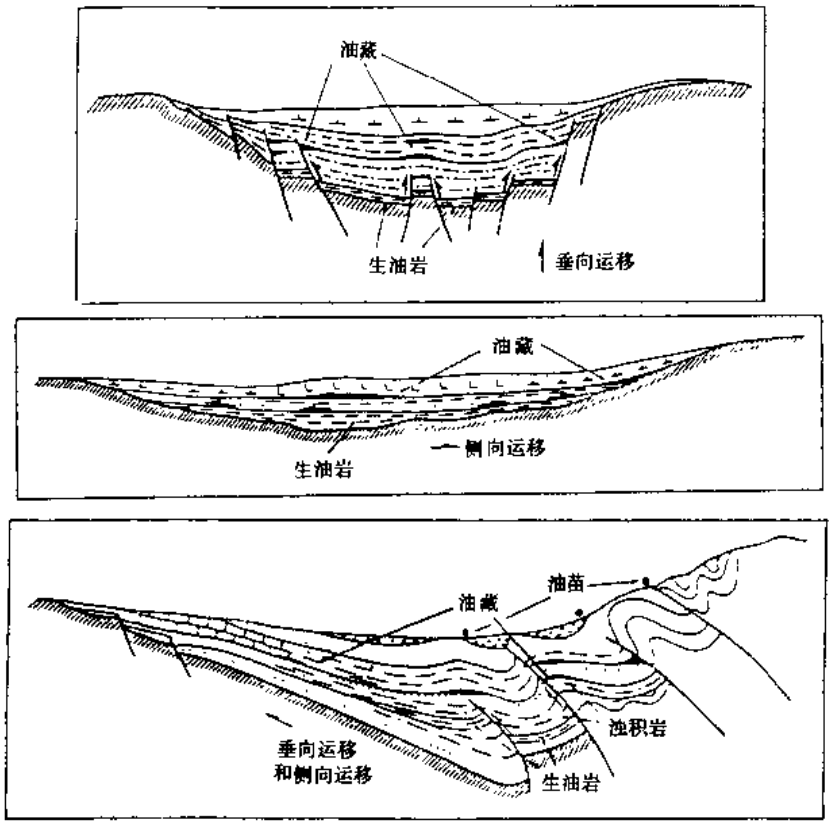



图 5-1　含油气系统与盆地模式

（据 Perrodon，1992）

a—裂谷盆地含油气系统；b—坳陷型盆地含油气系统；c—前陆盆地含油气系统

## 三、陈发景运移模式

陈发景等（1989）指出，裂谷（裂陷）盆地以高热流、高沉积速率、断裂长期发育和间歇性活动等为其主要特征。断层的发育和分布使盆地构造面貌极为复杂，从而导致油气运聚方式的变化。在以压实水流为主的断陷盆地中，油气沿着储层和断裂系统向上运移，并由盆地生油中心（常常是沉降中心）向断陷中的低凸起带、斜坡带、翘倾断块和盆地边缘的地层、岩性储集体中运移。因此，裂陷盆地中的隆起带，尤其是长期发育的古隆起、古凸起等构造是油气运移的主要指向。在不同的断裂组合中，主要运移指向也有差异，如双断式翘倾断块，油气从断陷中心分别向中央凸起带运聚（图 5-2a）；同断式翘倾断块中由于中央凸起较低，除接受 A 和 B 凹陷大部分油气外，凹陷 B 的油气有相当一部分向缓坡运移并形成聚集（图 5-2b）；地堑—地垒式断块中油气往往是从主地堑凹陷中心向两侧及中间低凸起方向运移，次地堑也有相似的运移规律，因而主地堑中央构造带及其两侧缓坡带是油气富集的主要场所（图 5-2c）。

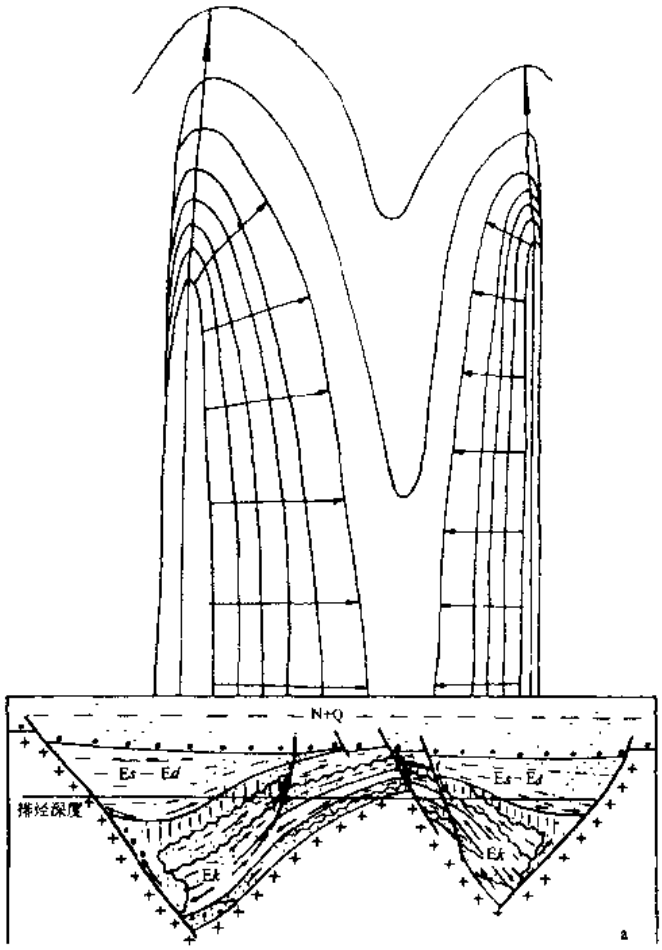



图 5-2　断陷盆地运移模式

（据陈发景等，1989）

a—双断式



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

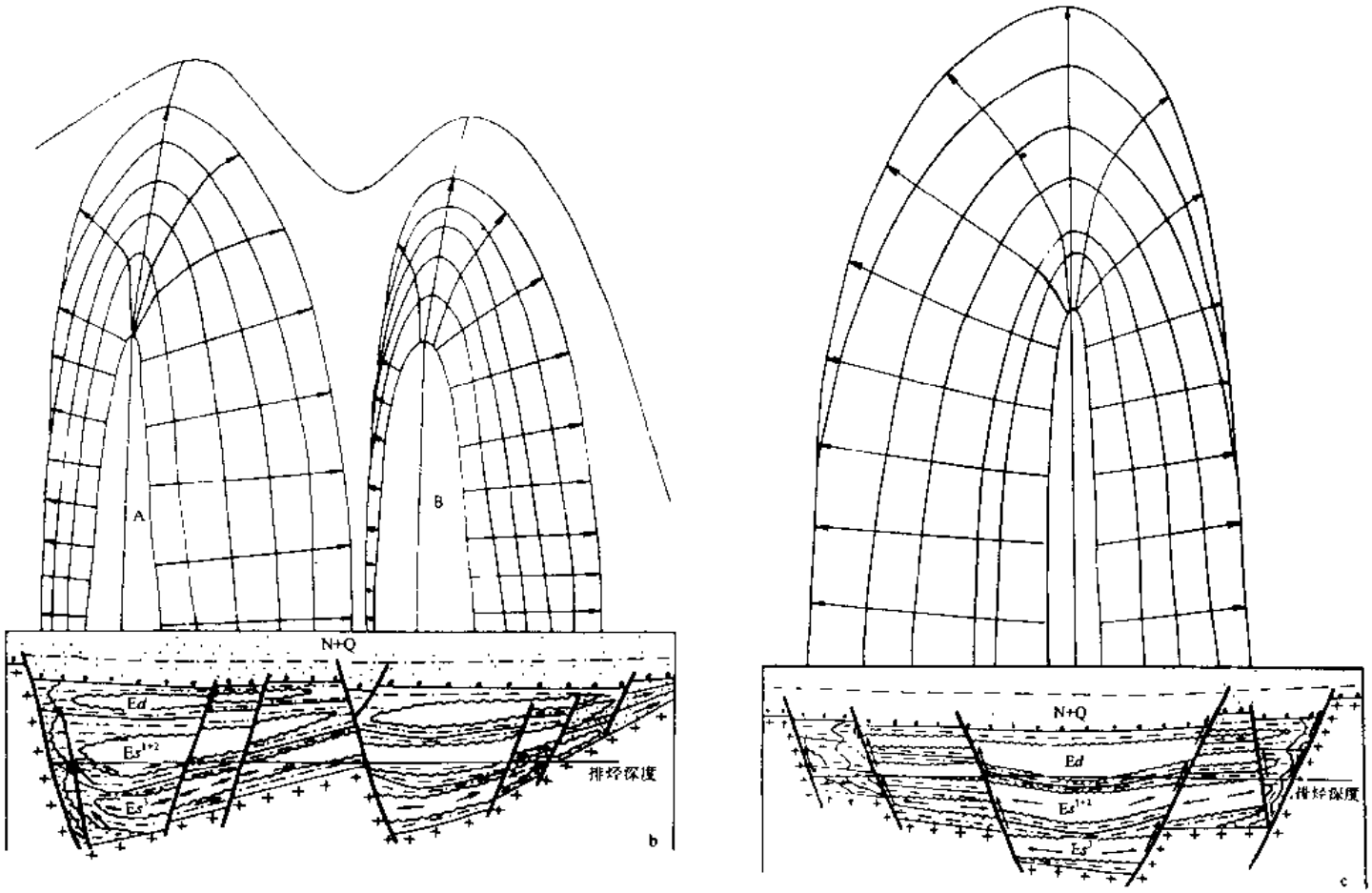



图 5·2　断陷盆地运移模式

（据陈发景等，1989）

b—同断式；c—地堑-地垒式

总之，在以压实流为主的裂陷盆地中，生油深凹陷控制了油气的生成、运移和聚集，位于生油凹陷附近的同生构造带和各种岩相带是油气运移和聚集的主要指向，我国东部大部分油气田的分布充分证明了这一规律。

## 第二节　东营凹陷的典型特征

上述观点均从宏观上对裂陷（裂谷）盆地中油气的运移方式作了高度归纳，具有重要的理论意义。东营凹陷不仅具有与上述裂陷盆地相同或相似的性质，而且有其典型的特色。

1. 典型的大陆裂陷盆地

本区经历了在燕山运动中期形成雏形，晚侏罗世—早白垩世晚期拉张断陷、早第三纪断坳主要发育和晚第三纪坳陷、定型等主要演化阶段，凹陷的地质结构呈不对称的箕形，具多旋回沉积。下第三系以地温梯度高（40.5～57.3℃/km）、沉积速率高（平均0.1～0.3mm/a）、正断层继承性发育、周期性活动和构造样式丰富而复杂等为其典型特征，是一含油气丰富的中、新生代裂陷盆地。

2. 良好的封闭环境

从第二章分析得知，本区沙河街组地层水矿化度在洼陷中心及附近高达140～200g/L；$CaCl_2$水型沙三、沙四段平均占80%，在盆地边缘或大断层附近有少量$NaHCO_3$和$MgCl_2$型水；$Na_2SO_4$型水在整个凹陷内仅占1.5%以下，反映了以压实流为主导、封闭性良好的水文地质环境。在这种封闭环境下，不仅油气未遭重大破坏和逸失，而且盆地内的沉积、构造及油气形成和分布规律自成体系。

3. 压实和欠压实作用显著

定性和定量研究均证实，本区不仅压实作用显著，而且欠压实引起的异常高压现象也普遍而有特色。第三章分析已表明各洼陷中心及其附近沙三、沙四段是异常高压的主要发育层段，压力系数1.3～1.8。超压也是地下水能量的重要来源之一。

4. 典型的“离心”式流体场

从流体势和运移地球化学分析可知，本区沙三、沙四段具有明显的“离心”式压实水流，地下流体测势面在盆地中心和深部最高，向边缘和浅部逐渐降低，故形成由凹（洼）陷区指向其边缘的区域流体势场。

5. 油气呈环状分布

从压实流盆地的沉降中心到边缘，地下水势（水头）梯度减小，其负梯度方向即为流体的区域性流向。在“离心流”水动力场作用下，油气向边缘地区运移，并于适当的圈闭中形成聚集，故在平面上呈典型的“环（带）状”分布（图2-1）。在封闭性较好、无明显重力水流作用的断陷盆地中，油气分布均有此规律性。

## 第三节　断层和构造活动与运移方式

本区断层多、活动时间长，对油气运移的影响十分复杂。断层在运移中的作用，既要从理论上探讨，又要从实际出发，具体情况具体分析。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

## 一、断层在油气运移中的作用问题

断层能否起运移的通道作用虽仍有不同的认识（R.W.Jones 和 Wallace，1974；Weber 和 Dakoru，1975；L.Price，1980；Perkins，1961；D.A.Smith，1966；1980），但目前许多人认为同生断层既能起通道作用，又能起遮挡体作用（Chapman，1981；Seeburger，1981；E.C.D.Hooper，1991）。无论如何，当断层是输导体时能增强流体的排泄并提供运移通道；当断层为阻挡体时则限制流体的垂向和侧向流动并形成聚集，还能引起异常高压。因此，断层与油气聚集的关系毋容置疑，特别是同生正断层与油气的联系更为密切：它长期发育、距油源区近、地温高，最适合于油气的聚集。然而，断层是否成为运移通道则因时、因地而不同。

根据本区资料分析，认为断层起运移通道的主要依据有：

①沿断层带附近地温梯度明显增高，如沿胜北大断裂附近、广饶断裂及凹陷边缘与凸起的交界处等（多以深大断裂为界），地温梯度达 40～45°C/km，而凹陷内部一般为 30～35°C/km。在受断裂控制的构造高点或潜山带上，地温梯度可高达 50°C/km 以上，如滨 258 井和滨试 6 井的东营组—沙三段，实测地温梯度分别高达 50.2°C/km 和 57.3°C/km（杨绪充，1985）。据 G.M.Bethke（1985）估计，如果在断层带附近出现热异常，说明流体沿断层向上流动可能是重要的，且断层带内流体流动能力至少比围岩大四倍。

②在断裂发育的部位地层水矿化度和水型均发生明显变化。如第三章所述，东辛、永安镇等构造带沙三段地层水矿化度明显增大，而沙三段古盐度仅为 7‰～24.3‰，平均为 16‰，属于淡水或微咸水。这表明，沙三段高矿化度的地层水可能来自沙四段或深部的高盐卤水，其主要通道是较大的断层。另外，在断裂带附近，水型也发生变化，$MgCl_2$ 和 $Na_2SO_4$ 型水增多，与断层封闭性差有关。

③本区古潜山和断块油气藏的存在本身就说明断层起过运移的通道作用。

然而，断层起遮挡体作用的事实也是很清楚的：

①油气与同生断层的伴生关系表明断层本身起了封闭作用。

②在有的断裂带附近明显存在流体势梯度差异，如果流体能通过断层流动，流体势应该是相近或缓慢变化的。

③在构造带上具有异常高的地层压力，也可证明断层是相对封闭的。

总之，就本区而言，断层明显地起着双重作用，一方面具有开启性，使油气在剖面（纵向）上多层次分布；另一方面具封闭性，导致了与断层有关的油气的最终聚集。

## 二、断层的活动时期

### （一）理论认识

力学研究显示，断层带内的孔隙渗透性比围岩低得多（Luea 和 Moore 等，1986），在断层停止活动后，因压力释放断层带内张开的裂隙也会重新闭合，Gallway 等（1982）研究同生断层带时，测量得到在断层非活动期其渗透性要比围岩低 3～4 倍。这种力学特征不但在沉积物压实的初、中期阶段是如此，甚至在成岩后仍然如此，也就是说，流体通过断层带（面）的流动是瞬时的。

石油通过断层带的运移比水更为困难，因为要使石油进入较低的孔隙，必须克服排替压

力。在很多情况下，断层带本身的排替压力比储层的排替压力大得多，石油可能难以通过断面运移。因此，油气是否能通过断层运移的能力取决于流体的性质和断层与储层之间的排替压力差（D.A.Smith，1966），这一机制控制了油气沿断层呈曲折路径运移和聚集的特性（陈发景等，1989）。

限制石油沿断层向上运动的另一个因素是互层剖面中流体势梯度的方向，在砂-泥互层剖面中，流体势阻止垂向流动是常见的，因而只有沿渗透性砂岩的侧向流动才是可能的（K.Magara，1987）。然而，从理论上讲，油气沿着断面向上运移还是可能的，这取决于断层垂向上的流体势梯度。当断层较大、切割较深（如切穿主要生油层）时，油气可能沿断层运移或进入附近的储层，因而大断层比小断层对运移的重要性要大。

Secor（1965）和J.du.Rouchet（1981）认为，只有当流体压力高于最小水平主应力（有效应力）、且有效应力为负值时，沿断层的运移才是可能的。然而，在非活动期有效应力并不是负值。由此可见，油气沿断层运移是可能的，但取决于两个条件：只有在断裂的活动期且断层较大时才能起运移的通道作用，因为随着断层的活动，有3种作用可能导致断面传导能力的增强（Sibson，1975）：①“膨胀或坍塌（dilation）；②断面矿化带重新裂开；③地震泵吸作用（seismic pumping）。在构造活动停止以后，油气沿断层的垂向运移将是困难的。

膨胀能增加断层的传导性，因为当达到岩石破裂的应力时，形成平行或亚平行于断面的微裂缝，如果流体势梯度也平行于断面，这将导致流体沿各向异性的渗透带优先流动。膨胀的影响在断层处最大，据报道膨胀带宽度可达100m，如果在较宽的膨胀带（>200m）渗透率有微小的增加，那么可导致断层传导性的重大增强。

矿化带的重新裂开也能增加断层的传导能力，如果裂缝原被胶结物堵塞，也能使其再次连通。断层的重新活动可形成连通的渗透性通道，为使这一过程有效，岩石必须是中—好固结的，因为岩石强度太弱裂缝就不能保持开启，渗透率也不能增加。

地震泵吸或膨胀坍塌使断层带的流体势梯度增加，因而也增加了断层的传导能力。Scholz（1974）首先注意到，在地震之后断层带附近的地面发生沉降，他将这种沉降归因于断层的重新活动，使断层带流体流动能力增强。

有很多例子都表明：① 在挤压断层带周围，可发现张裂隙平行于最大主应力，这些裂隙可解释为与挤压裂缝同时形成的；② 张裂缝的密度远离断面减小，这说明在断面上应力分量最大，张裂缝受主应力控制；③ 断面附近的张裂缝证明是多次开启和关闭的。Ramsay指出，一条宽7.5mm的矿化裂隙曾受到500次增长，每一次增长都是由断层活动引起流体脉动造成的。

E.C.D.Hooper（1991）所提出的“流体沿断层周期性流动”的观点认为，当断层活动时，断层带的渗透率和流体势梯度增大，流体沿断层的流动是可能的，但当断层停止活动时，渗透性降低、流动速度减小，这样在不同时期断层既可以是传导的，也可以是封闭的。随着断层活动和流体运动加强，在断面和围岩之间形成流体势差，如果流动强度较大，流体流动可导致温度异常、盐度异常和油气运移。在低渗透期，只有穿过断层的侧向流动是主要的，且取决于断层两侧砂岩的分布方式；而在活动时期，流体可以穿过或沿着断面作侧向和垂向流动。构造活动的周期性控制着油气沿断层作垂向周期性的运移和聚集。

**（二）东营凹陷断层活动的基本特点**

为了分析本区重要断层活动的特点，统计了胜北-永北和南斜坡边界大断层（一、二级）



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

和梁家楼-现河-辛镇断层带（三级）的生长指数，发现胜北-永北断裂在总体上于东营期活动最强烈，平均生长指数一般1.3～2.2，高者达2.6，且由东向西增大（图5-3）；梁家楼-现河-辛镇断层在沙一和沙二时期活动最强烈，平均为1.3～1.5，高者达2.0；南部边界断层则在沙四—沙三时期活跃，平均生长指数为1.2～1.5，高者达2.06。该图说明各断层活动高峰期并不一致，且具有周期性。

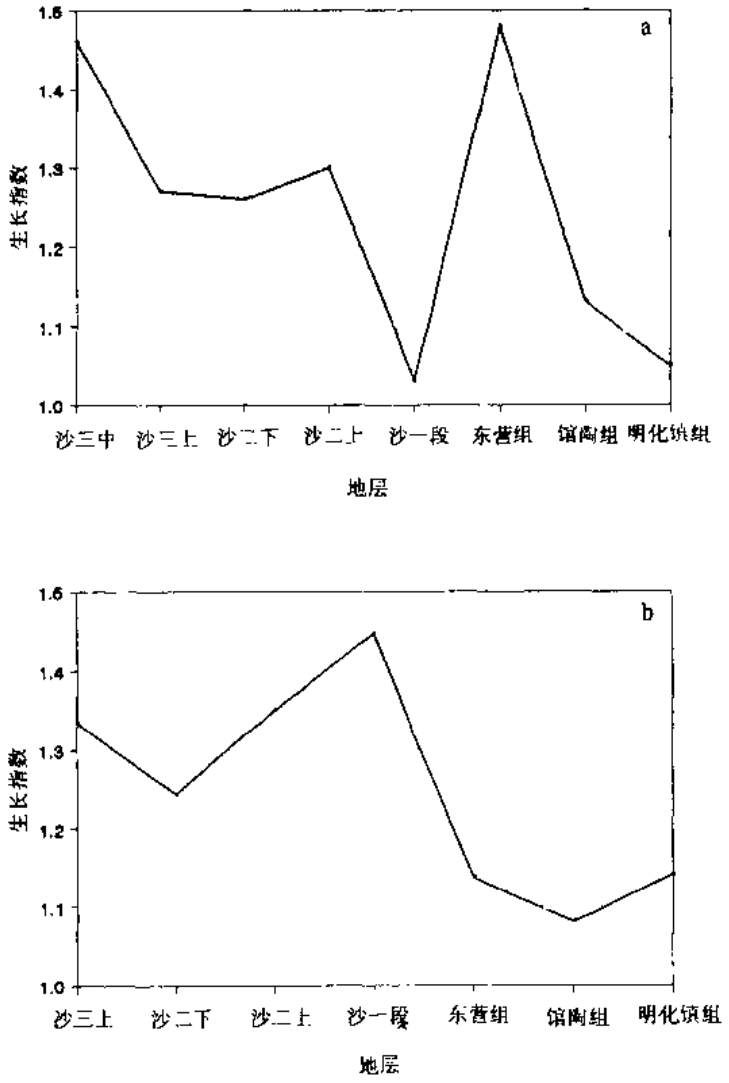



图5-3 断层生长指数曲线

a—胜北；b—现河—辛镇

根据济阳坳陷断层资料的统计，也表明断层发育、活动的周期性明显。图5-4显示，在东营期末断层活动的数量占整个济阳坳陷形成以来断层活动总数的31.82%，为主要活动期；其次是沙二期和沙三期，分别占16.04%和14.97%。这一结果反映了东营凹陷断裂活动的基本特点。

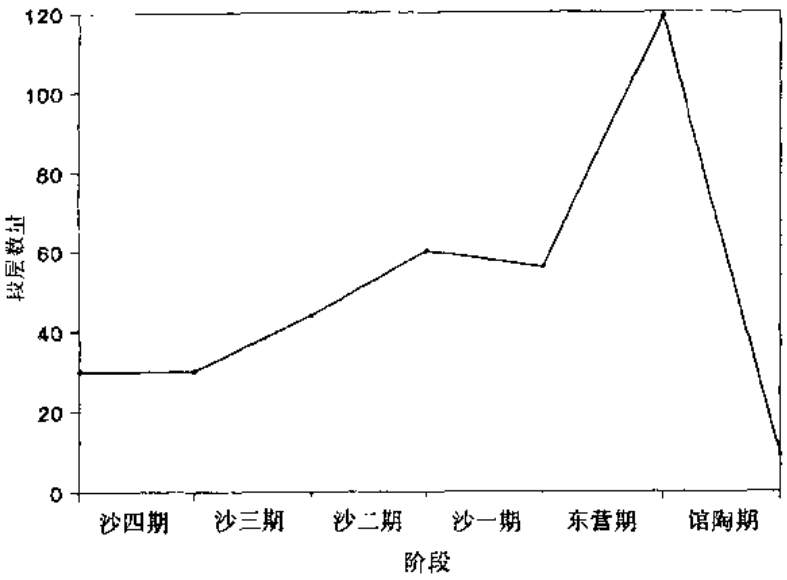



图 5-4　济阳坳陷断层活动数量

## 第四节　水动力环境与运移方式

从本区的水动力环境特征也可以分析油气运移的主要方式。

### 一、水动力演化阶段

在盆地形成早期，压实是促使地下水运动的主导因素，此时盆地浅部具正常压实和正常压力特征，中—深部普遍发育着欠压实和沉积型超压系统。到盆地演化的中、后期（不一定是老年期），在压实流盆地的较深部分因可压实程度减弱，压实挤出的水量减少，而在盆地的中、浅部分因可压实程度较高，故仍有水体排出。因此，在压实流盆地中，高能量的水动力也是因时因地变化的，水动力和浮力对油气的驱动作用的相对贡献也是不同的。

### 二、水动力环境与运移模式

从本区实际条件出发，结合水文地质和水动力条件研究，表明东营凹陷（沙三段）为一典型的、“年轻”的压实流盆地。压实流驱动的离心流是决定油气侧向运移的主要因素，在离心流作用下，油气主要向生油洼陷的周缘地区、尤其是缓坡运移，最后形成环（带）状油气聚集。

本区压实流驱动油气侧向运移不仅在第一成油期是重要的，在第二成油期也是重要的。在早第三纪晚期，即大量断层形成之前，压实流处于最活跃的时期，运载层孔隙空间较大、渗透性能好，是油气侧向运移的主要时期。到第二成油期，即晚第三纪—第四纪，盆地模拟表明本区各洼陷深部压实水流能量减弱，但沙四上和沙三段正是在此时期广泛发育超压，补充了运移的动力来源。在第二成油期，压实流水动力和沿运载层上倾方向的浮力是运移的双重驱动力。

总之，本区压实流水动力对油气的运移作用不仅在断层非活动期（间歇期）是重要的，



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

在断层的活动期也是重要的。受压实水流控制的侧向运移是持久的和区域性的，受控于运载层的横向分布、渗透性以及水动力条件；受断层和构造活动控制的垂向运移是瞬时的和局部的，即油气沿断层的运移是间歇性（幕式）的，且受控于大断层，这两种作用方式因时因地所占的主导地位而不同，且具有互补性。正是由于水动力活动和断层活动的双重作用，导致了本区油气在剖面上呈多层系、在平面上呈环（带）状分布的基本格局。根据这一认识，可将区域运移模式归纳如图 5-5 表示。

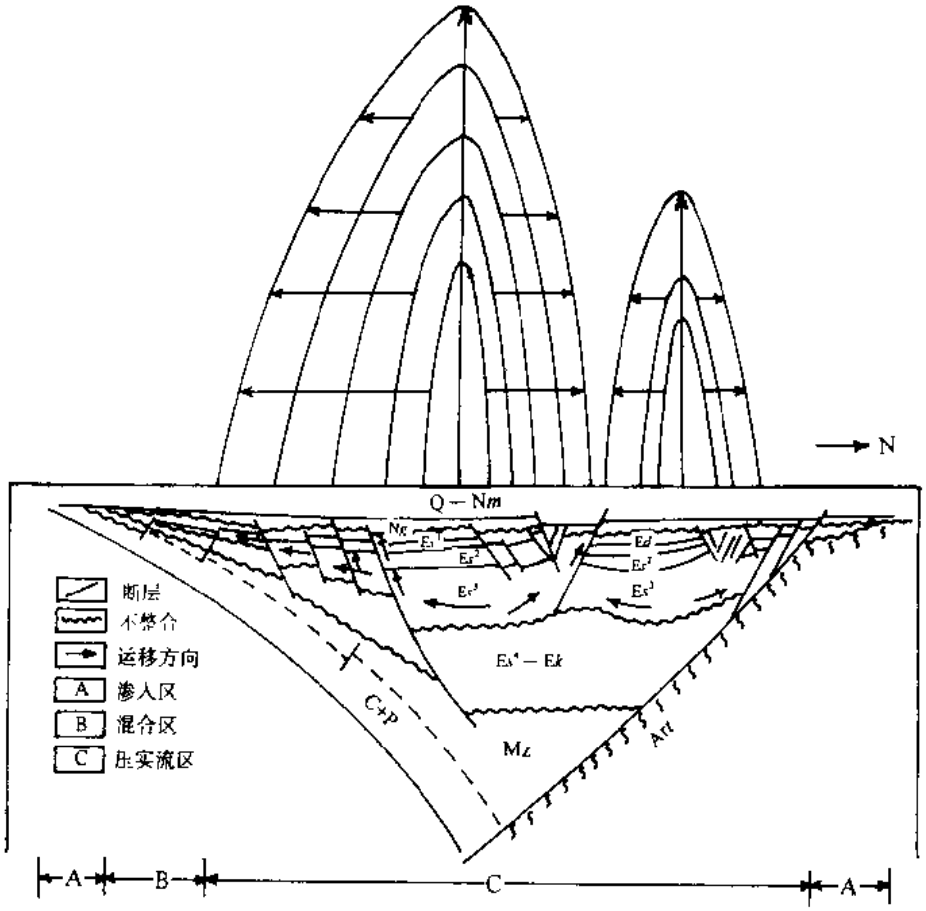



图 5-5　东营凹陷运移模式图

# 第六章　石油运移动力学模型

## 第一节　概　　述

### 一、概念模型的含义及作用

任何一种石油地质过程的定量化分析或数值模拟都离不开3个基本环节，即：

①对盆地基本地质特征或规律的认识与归纳，形成对所研究问题的思路或概念——建立概念模型或地质模型；

②针对概念模型采用的恰当表达式——建立数学模型；

③将各相关的数学模型的数值解法或计算方法编制成计算机程序——形成计算机模型（软件）。

在这3个环节中，概念模型是基础、是关键，许多石油地质事件未能定量地描述和模拟，主要因素之一就是难以形成合乎地质规律而恰当的概念模型。

概念模型（comceptual model）最早由 Yükler 等（1978；1981）提出，王捷等（1985）对其含义又作了发展，认为是对沉积盆地有机质堆积埋藏、生烃、运移、聚集并保存等过程中可能的成因机理、影响因素、表现结果所作出的科学归纳、推断和估计，并形成一套系统的思路或概念。因这些思路或认识不一定都是确定的地质实体，在许多情况下只是地质家头脑中的概念或认识，故称之为概念模型。

本章运移概念模型的含义是对影响二次运移的各主要因素和过程（“实际系统”）所做的分析、推断和归纳，并形成系统的认识，最终将所概括和归纳的认识再用地质的语言表达出来（“概念模型”）。因此，这里的概念模型包括：①盆地模型——对盆地性质与运移方式的认识；②运载层模型——对储层的纵、横向分布规律的概化；③古水动力学模型——对运载层内运移动力（流体来源）特征的归纳等。由于盆地构造模式与运移方式（即①）在第五章中已做了详细的分析和讨论，故这里重点介绍运载层概念模型和古水动力学概念模型。

为建立概念模型所做的大量基础分析和归纳工作是十分必要的，这些归纳是建立概念模型的前提，而概念模型又是运移模拟的“基石”，第三、四、五章所涉及的大部分内容正是为建立概念模型做准备的。对于许多石油地质理论问题（尤其是运移和聚集的动力学理论）目前仍不清楚或有争议，因而对概念模型的描述需要一定的前提（即假设条件）。本章对运移概念模型的归纳具有一定的探索性，但其地质依据是可靠的。

### 二、运载层特征

在第五章关于盆地构造模式分析的基础上，再对本区主要运载层的分布模式加以描述。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

### （一）主要模拟运载层

根据本区的实际条件，选择沙三段作为运移动力学模拟的目标，并以沙三中亚段和沙三上亚段为主。运载层的基本特征和选择的主要依据是：

①沙三段是本区主要的生烃层系之一，生、排烃数值模拟表明，沙三段生烃量占沙河街组总生烃量的53.1%，排烃量占54.2%，其中沙三下亚段和沙三中亚段为主要的生、排烃层段，即能提供充足的油源。

②沙三中亚段、上亚段砂岩体发育，如三角洲、浊积扇等多种类型的砂体广泛分布于凹陷的边缘和生油洼陷内部，且厚度较大、砂岩含量高，有利于油气的横向运移。

③本区主要为自生、自储式组合方式，即砂岩与泥岩互层和砂岩被厚层泥岩包裹的方式，源岩生成的大量烃类直接向砂岩作垂向初次运移。

④沙三段与沙四段，沙三段和沙二段为假整合或整合接触，沙三段时期，也没有明显的构造活动（与东营期和沙二期相比），故有利于古水动力条件的模拟，石油运移的通道主要与运载层的性质有关。

⑤沙三段自馆陶期以来就孕育超压，可为第二次大规模运移提供重要的水动力能量来源，而第一次成油阶段内的运移动力主要靠压实水流。

由于断层及其活动的复杂性，目前尚难以建立合适的定量模型，故未考虑断层对垂向运移的影响。

### （二）运载层在剖面上的分布特征

为了归纳沙三段砂、泥岩组合规律，分别以利津和牛庄洼陷为中心向其周缘建立了若干条岩性剖面。如临近利津生油洼陷的滨119井，沙三上亚段以砂、泥岩互层为主，沙三中亚段则以大套泥岩夹薄层砂岩为特征，砂岩单层厚度5～7.5m。洼陷北侧的利53井也有类似的特征，沙三上亚段砂岩单层厚度达20m，沙三中亚段单层砂岩厚度为5～10m。再向洼陷北侧砂岩夹层增多、单层厚度也较大，如利32井沙三上亚段单层砂厚18m，且为油层。沙三下亚段油页岩和泥岩较厚，砂岩层较少、单层厚度小。

牛庄洼陷砂、泥岩组合形式与利津有洼陷较大不同，沙三段中亚段、上亚段主要以砂、泥岩频繁互层为特征，如王79井、王53井、王63井、王70等井，且砂岩总厚度和单层厚度都较大。王70井沙三上亚段砂岩总厚95m以上，单层厚度大于22m，沙三中亚段砂厚58.5m，单层厚度达9.5m；王63井沙三上亚段砂岩厚度91.50m以上，最大单层厚度15m以上，沙三中亚段砂岩总厚和最大单层厚分别为88m和13m。

总之，本区沙三段中、上部在主要生油洼陷中心及其附近，砂岩和泥岩以互层为主要组合特征，而沙三下段则是厚层泥岩和油页岩夹砂岩为其主要组合规律。典型的岩性组合如图6-1所示。

### （三）有效排烃（液）模式

实践证明，生油层向其上、下邻近的储层（运载层）排烃的数量取决于生油岩的“有效”排烃厚度，这一有效厚度与运载层-生油岩的组合方式有关，一般为10～30m（B.P.Tissot，1978；K.Magara，1978；王捷等，1985）。分析本区沙三段生油层的有效排烃问题不仅对运移概念模型的建立有重要意义，而且对聚集和远景的评价有实际价值。

根据王捷等（1985）对本区利14、梁28和宁17等7口井沙三段生油岩单层厚度（7.5～42.5m）的研究，表明进入成熟门限的生油岩向其上、下的储层排烃的有效厚度分别为

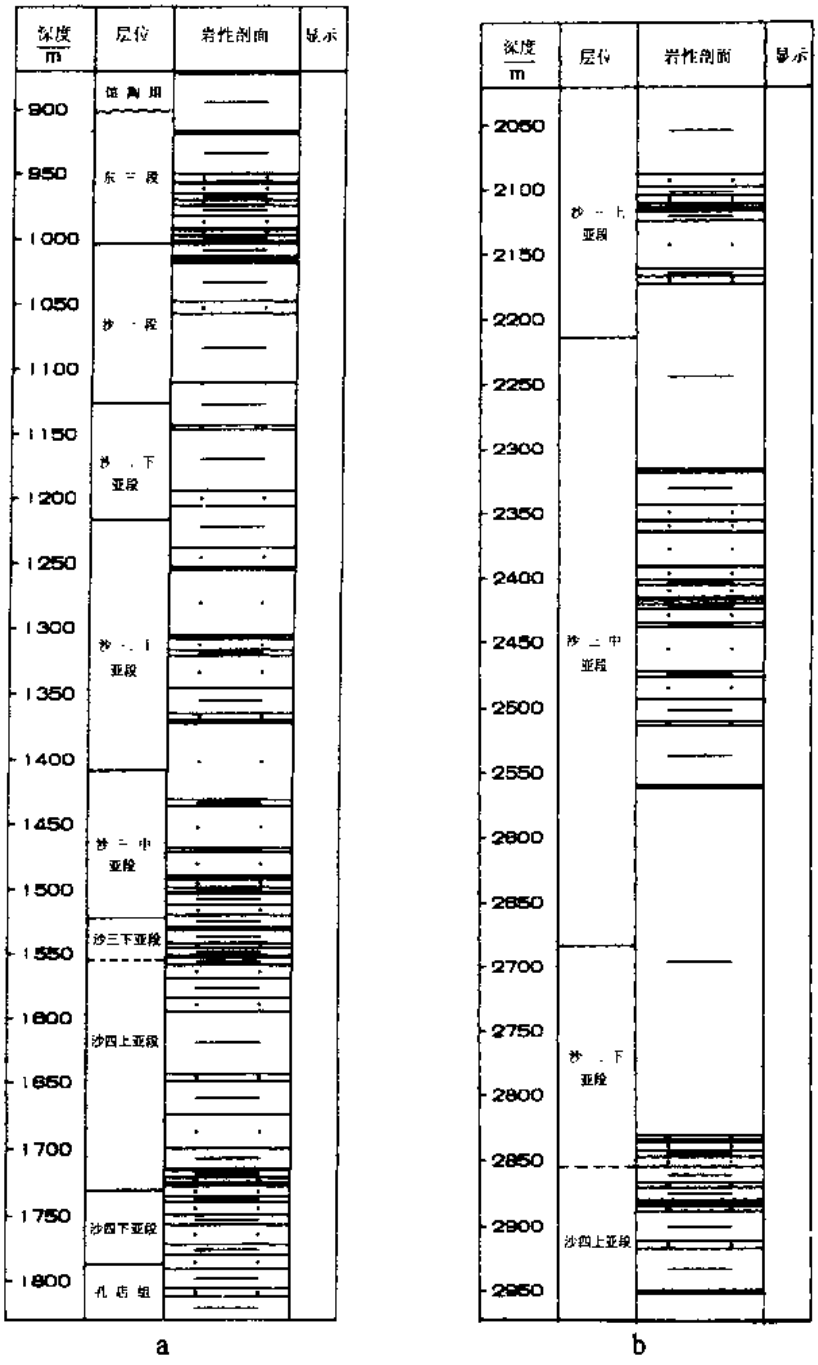
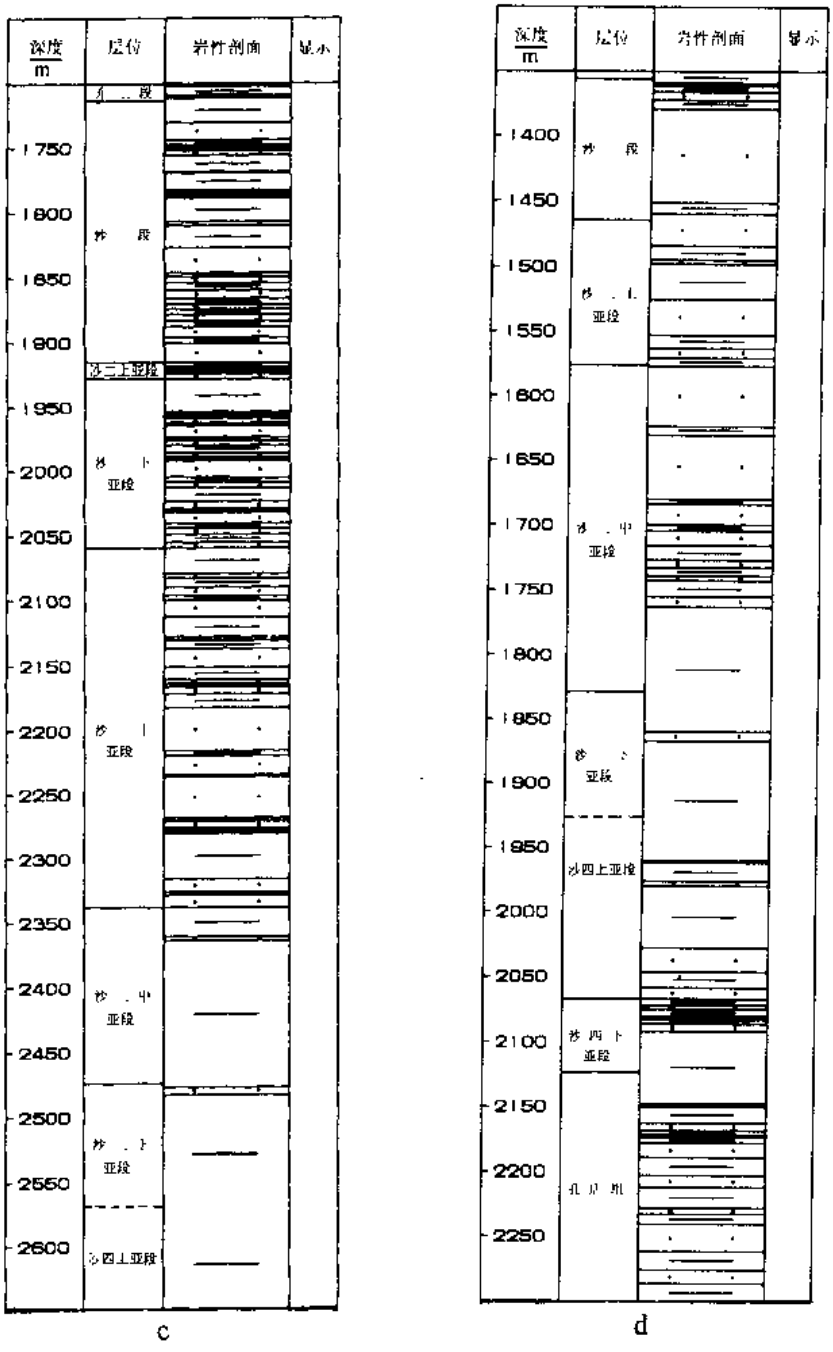



图 6-1 沙三段典型

a—通 33；b—梁 31



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载




c　　d

岩性组合剖面图

c—牛 5；d—利 38

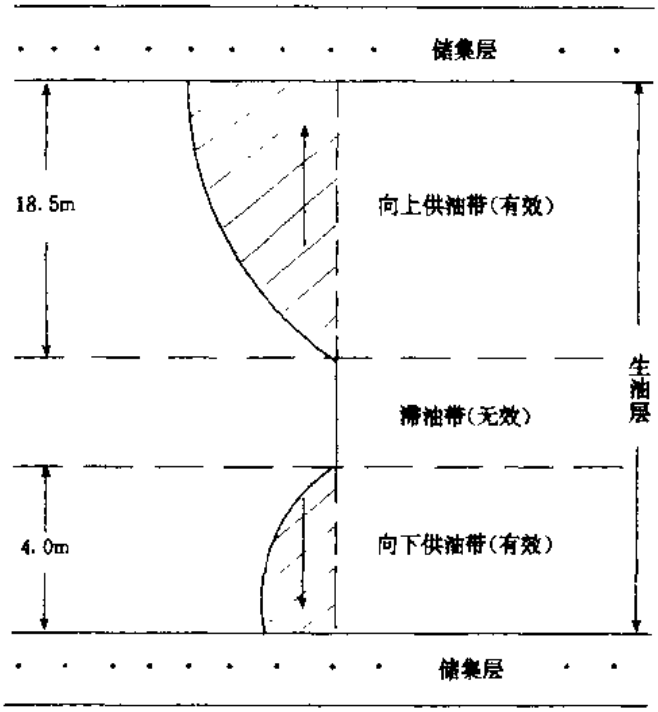



图 6-2 沙三段有效排烃模式图
(据王捷等，1985)

18.5m 和 4m，排油效率分别为 54.6%和 24.1%，即向上排烃为主(图 6-2)。这一研究是以本区利津和牛庄两个主要生油洼陷为前提的，故其结果具有典型的代表性。这意味着，本区由于沙三段泥岩欠压实现象较为普遍，从泥岩排出的液体(油和水）有约 82%流向上部运载层，18%流向下部运载层。Jacquin 和 Poulet（1973）研究也指出，在锥形盆地（相当于箕状洼陷的陡侧）中，泥质岩层存在着压实流向分界面（Σ面），Σ面的位置随储层顶面的埋深呈线性变化，其深度与储层顶面埋深的比例为 4:5，即泥岩层厚度的 1/5（20%）向其下部的储层提供压实水流，这一数值与本区沙三段泥岩的压实排液规律一致。

## 第二节 概念模型

### 一、运载层概念模型

根据第一节的分析得知，沙三段砂-泥岩组合的方式虽然以互层式和包裹式为主要特征，然而要描述和模拟每个砂层（储层）中水动力演化特征是很困难的，故必须对砂-泥岩的组合规律加以归纳，得出较理想的、有代表性的分布模式。图 6-3a 为砂-泥岩的实际组合，即“实际系统”，图 6-3b 为归纳的理想模式，即“概念模型”。该模型的特征和意义是：

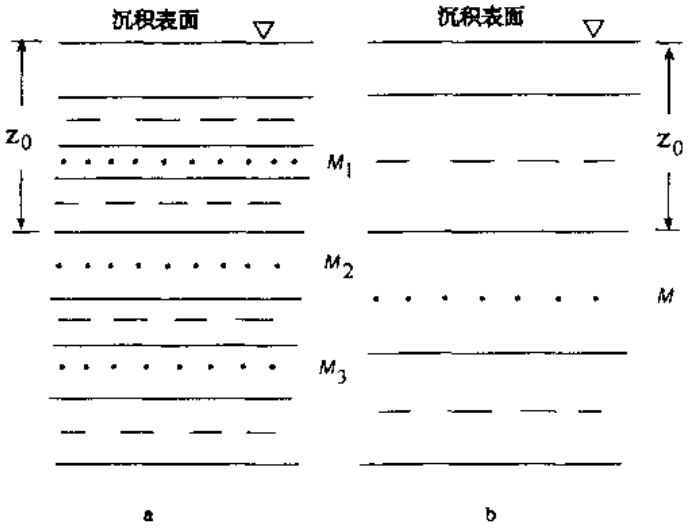



图 6-3 运载层概念模型
a—实际分布；b—概念模型

①实际的岩性组合由厚度为 $M_1$、$M_2$ 和 $M_3$ 三层储层及其相邻的泥岩层组成，从各泥岩层压实进入 $M_1$、$M_2$ 和 $M_3$ 的流量分别为 $Q_1$、$Q_2$ 和 $Q_3$，且 $M = M_1 + M_2 + M_3$，$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3$。

②以图 6-3a 中最大单层厚度的储层 $M_2$ 作为“核心”储层（主砂岩），其顶面埋深 $Z_0$ 即为该层段理想储层 $M$ 的顶面埋深，本区沙三上、中、下亚段



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

砂岩层现今顶面埋深图即由此绘出。

③在地史模拟和生、排烃史模拟中，各泥岩层（生油层）的排水量（排烃量）均进入“核心”储层，随后发生侧向运移，这样处理的依据是认为所排出液体的总体积效应不变，且都集中于“核心”储层。

④如果有砂泥岩的频繁互层，则有 $M=\sum_{i=1}^{N}M_i$，$Q=\sum_{i=1}^{N}Q_i$，其中 $N$ 为储层的层数。

## 二、古水动力学概念模型

在运载层模型和有效排烃（液）模式的基础上，可建立沙三段古水动力学概念模型（图 6-4）。

该模型的特征和意义是：

① $P$ 为运载层中任意一个单元控制体，其水动力来源由三部分组成：a. 由运载层之上的泥质层压实进入储层的排水量 $Q_u$；b. 运载层之下的泥质层压实进入储层的排水量 $Q_d$；c. 运载层本身受压实产生的释水量，这三部分流量均由盆地模拟过程中沉积压实史描述。

②上、下泥岩层的滞流带相当于泥质岩的无效排流带或欠压实带，其分布深度和厚度取决于构造位置，判定依据是压实史和超压方程。

③运载层上、下的泥岩层具有双重作用：除向运载层提供水动力来源外，本身又是运载层的渗流边界，即垂向流动是单向的、不可逆的。

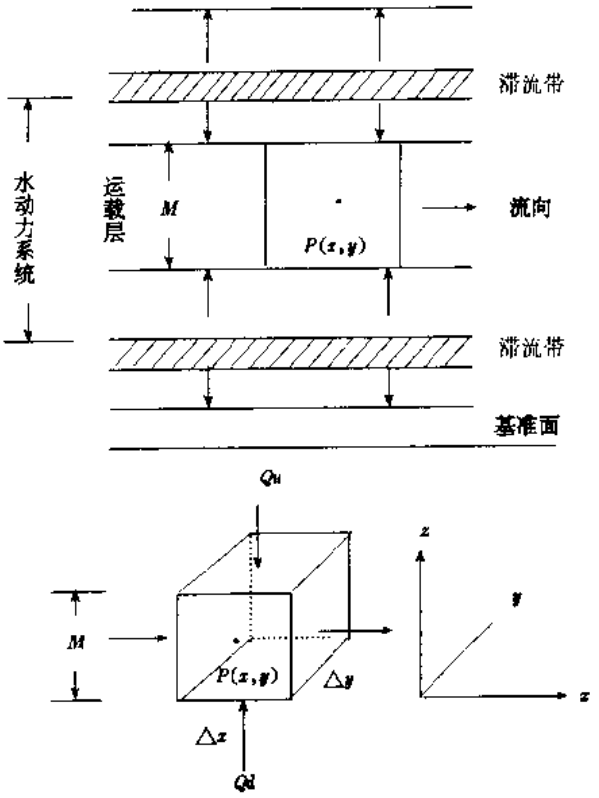



图 6-4 古水动力学概念模型

## 第三节 数学模型

在压实流盆地中由于水动力条件比较活跃，自源岩（泥岩）层排出的流体进入运载层后，当烃类达到临界运移条件时，一方面在浮力作用下作垂向运移，另一方面在水动力作用下作平面二维（$X$，$Y$）方向的侧向运移，且水动力条件对烃类的驱动、流向乃至聚集是重要的和持久的。根据古水动力学概念模型和盆地模式，可建立压实流盆地的古水动力学数学模型。在描述运移模型之前，有必要引入几个孔隙介质流体流动的基本方程。

## 一、基本方程

### （一）状态方程

在流体为均质或单成分情况下，以流体密度 $\rho$ 表示的流体状态随压力 $P$ 和温度 $T$ 而变化，即

$$\rho = \rho(P, T) \tag{6-1}$$

根据等温或等压条件，可导出

$$\rho = \rho_s[1 + \beta(P - P_0) - \varepsilon(T - T_0)] \tag{6-2}$$

式中：$\beta$——流体等温压缩系数（$Pa^{-1}$）；

$\varepsilon$——等压热膨胀系数（$℃^{-1}$）；

$T_0$——初始温度（℃）；

$P_0$——初始压力（Pa）；

$\rho_s$——在 $T_0$ 和 $P_0$ 条件下的流体密度（$g/cm^3$）。

### （二）运动方程（达西定律）

达西定律是描述单相流的基本方程：

$$q = -\frac{[k]}{\mu}(\nabla P + \rho g) \tag{6-3}$$

式中：$q$——流体的流量（m/s）；

$\mu$——流体的动力学粘度（Pa·s）；

$[k]$——有效渗透率张量（$m^2$）；

$P$——流体压力（Pa）；

$g$——重力加速度（$9.81m/s^2$）；

$\nabla$——微分算子（$\nabla = \frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z}$）。

方程（6-3）也可用流体势 $\Phi$ 表示：

$$q = -\frac{[k]}{\mu}\rho \nabla \Phi \tag{6-4}$$

### （三）连续性方程（质量守恒定律）

当流体通过孔隙介质的某控制体（单元体）时，在任一时刻内从该单元流出的质量等于流入的质量，即质量守恒：

$$\nabla \cdot (\rho \cdot q) \pm Q = -\frac{\partial}{\partial t}(\varphi \cdot \rho) \tag{6-5}$$

式中：$Q$——源汇项，源（流入）为正，汇（流出）为负；

$\varphi$——介质的孔隙度，小数。

### （四）流体势方程

第三章已有描述，即方程（3-4）、（3-5）和（3-8）。

上述四组方程是描述运载层内流体（油、水、气）运动规律的基本方程。

### （五）超压方程

主要描述泥岩（源岩）孔隙度与流体压力的关系（韩玉芝等，1988），即：



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = -\alpha(1-\varphi)\left[\frac{\partial \sigma}{\partial t} - \left(\frac{\partial P_e}{\partial t} + \frac{\partial P_n}{\partial t}\right)\right] \tag{6-6}$$

式中：$\alpha$——岩石的压缩系数（$Pa^{-1}$）；

$\sigma$——上覆地层施加的垂向总应力（Pa）；

$P_e$——流体的静压（Pa）；

$P_n$——地层超压（Pa）。

**（六）热流方程**

主要描述地层古地温的变化：

$$\nabla K_s \nabla T_m - C_w \rho \nabla(\vec{V}) T_m + Q = C_s \rho_r \frac{\partial T_m}{\partial t} \tag{6-7}$$

式中：$T_m$——地层温度（°K）；

$K_s$——沉积物的热导率，W/（m·°K）；

$\vec{V}$——流体流动速度，m/s，由方程（6-3）描述；

$C_w$——流体的比热，J/（kg·°K）；

$C_s$——沉积物的比热，J/（kg·°K）；

$\rho_r$——沉积物的密度，$kg \cdot m^3$；

$Q$——热源或热汇。

超压方程和热流方程主要为二次运移模拟提供不同时期的古参数。

## 二、水动力学方程

**（一）假设条件**

①储层中的水是微可压缩的；

②储层中流体的流动符合达西定律；

③不考虑重力影响（运载层的厚度比其分布面积小得多）；

④储层是各向同性、非均质的；

⑤仅考虑储层的垂向压缩。

**（二）方程形式**

根据概念模型（图 6-4）、上述四组基本方程和假设条件，可导出压实流盆地运载层“准三维非稳定流”古水动力学方程（推导过程从略）：

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(T\frac{\partial h}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(T\frac{\partial h}{\partial y}\right) + Q = \mu_d \frac{\partial h}{\partial t} - \alpha_v \frac{\partial \sigma}{\partial t} \tag{6-8}$$

其中

$$\begin{cases} T = K \cdot M \\ K = \dfrac{\rho \cdot g \cdot k}{\mu} \\ \mu_d = \rho \cdot g(\alpha + \beta\varphi) \cdot M \\ Q = Q_u + Q_d \end{cases} \tag{6-9}$$

式中：$h$——古水头（总水头）（m）；

$T$——储层的导水系数（$m^2/s$）；

$M$——储层厚度（m）；

$k$——储层固有渗透率（$m^2$）；

$K$——渗透系数或水力传导系数（m/s）；

$\rho$——水的密度（$kg/m^3$）；

$\mu$——水的动力学粘度（Pa·s）；

$g$——重力加速度（$9.81m/s^2$）；

$\alpha$——储层骨架压缩系数（$Pa^{-1}$）；

$\beta$——水的压缩系数（$Pa^{-1}$）；

$\varphi$——运载层孔隙度，小数；

$Q$——从上、下源岩（泥岩）压实进入储层中的流体（水、油）流量，$m^3/(m^2 \cdot s)$；

$\mu_d$——储层的贮水系数（释水系数），无量纲；

$\sigma$——储层上覆地层施加的垂向总应力（Pa）；

$\alpha_v$——地层垂向压缩系数（$Pa^{-1}$）。

## 三、运移速度方程

当忽略毛管力的影响（运移通道形成之后），并设油呈独立相运移时，油沿运载层的 $x$ 和 $y$ 方向上运移的实际速度可由流体势方程和达西定律导出：

$$\begin{cases} V_x = -\dfrac{k_x}{\mu_o \varphi} \cdot \rho_o \cdot g \dfrac{\partial h_o}{\partial x} \\ V_y = -\dfrac{k_y}{\mu_o \varphi} \cdot \rho_o \cdot g \dfrac{\partial h_o}{\partial y} \end{cases} \tag{6-10}$$

油的合成速度 $V_o$ 为：

$$V_o = \sqrt{V_x^2 + V_y^2} \tag{6-11}$$

式中 $k_x$ 和 $k_y$ 分别为 $x$ 和 $y$ 方向上的渗透率。

## 四、水动力学方程的定解条件

根据盆地模型、运载层和水动力模型，可给出方程（6-8）的定解条件。

### （一）初始条件

定水头初值 $h_0$，即沙三段沉积后运载层的古水头值：

$$h(x,y)|_{t=0} = h_0 \quad \begin{cases} 0 \leqslant x \leqslant L_x \\ 0 \leqslant y \leqslant L_y \end{cases} \tag{6-12}$$

其中 $L_x$ 和 $L_y$ 分别为模拟（渗流）区的网格边界（见图 6-6）。

### （二）边界条件

根据第三—第五章的分析可知，压实流盆地的地下水流主要为离心流，封闭性好，故可忽略盆地边缘（如凸起）渗入水的补给，其边界为隔水边界。当 $t > 0$ 时

$$\begin{cases} T\dfrac{\partial h}{\partial n}\Big|_{x=0} = 0 \quad T\dfrac{\partial h}{\partial n}\Big|_{x=0} = 0 \\ T\dfrac{\partial h}{\partial n}\Big|_{x=L_x} = 0 \quad T\dfrac{\partial h}{\partial n}\Big|_{y=L_y} = 0 \end{cases} \tag{6-13}$$



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

其中 $n$ 为边界的外法线方向。

各参数的来源及确定方法和原则详见第七章。

## 第四节　数值方法

### 一、网格系统

求解方程（6-8）可用有限差分法或有限元方法（J.Bear，1972；孙讷正，1981；薛禹群，1986；陈崇希等，1990），由于本区地史模拟和生、排烃史模拟已采用矩形网格有限差分法（韩玉芨等，1994），考虑到模拟古参数的来源（如排烃量、排液量、古地温、古埋深和古孔隙度等）及模拟系统的连续性，此处也采用等格矩有限差分法求解古水头。与以往任何模拟方法不同的是，本文采用压实—排流参数场结点网格系统与古水动力场均衡网格系统的叠加，即古水动场网格格点的中心恰好是压实—排流参数场网格系统的结（节）点，这样古水动力场均衡网格的许多古参数值都是已知且是随时间变化的。

考虑到本区沙三段储层的非均质和不等厚的特征，对渗流区进行了均衡网格划分（图6-5），此时格点坐标为

$$\begin{cases} x_i = \dfrac{1}{2}\left(x_{i-\frac{1}{2}} + x_{i+\frac{1}{2}}\right) & i = 1,2,\cdots,NI) \\ y_j = \dfrac{1}{2}\left(y_{j-\frac{1}{2}} + y_{j+\frac{1}{2}}\right) & J = 1,2,\cdots,NJ) \end{cases} \tag{6-14}$$

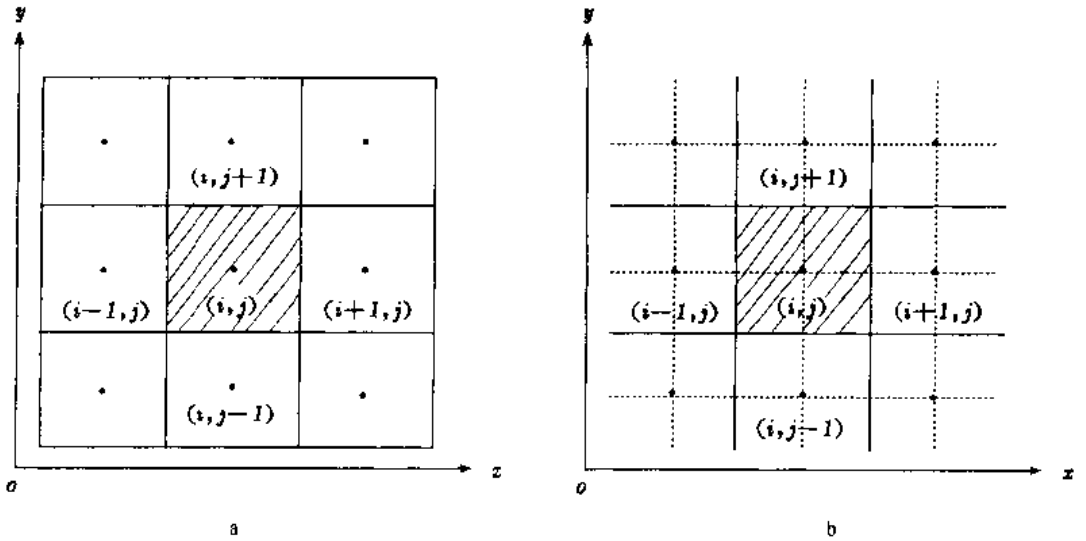



图 6-5　网格剖分示意图

a—均衡网格；b—结点网格

式中：$NI$——模拟渗流区沿 $x$ 方向的剖分数；

$NJ$——模拟渗流区沿 $y$ 方向的剖分数。

模拟渗流区的网格与边界划分见图 6-6。

### 二、有限差分方程

本文直接根据达西定律和水均衡原理对网格建立差分形式的水均衡方程，从而得到相应

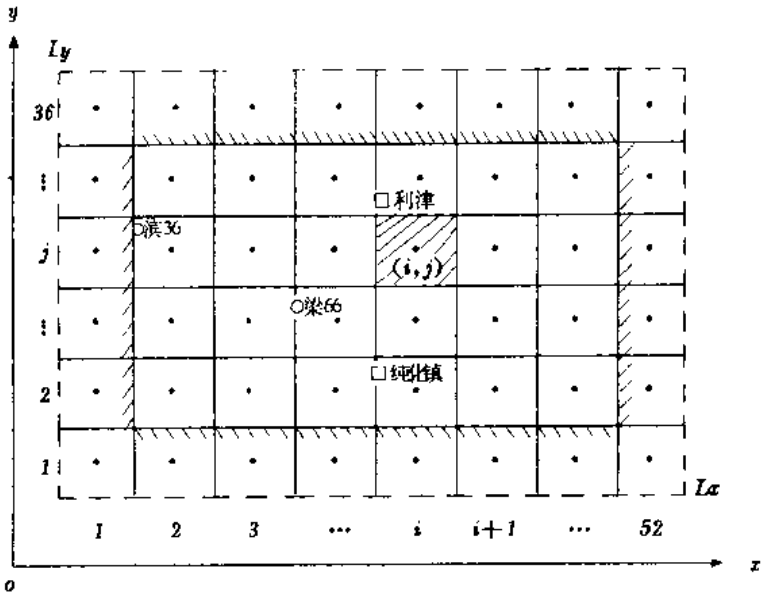



图 6-6 模拟区的网格及边界划分图

的差分方程。如图 6-5，对于格点（$i$，$j$）代表的均衡区（图中阴影部分），其边长分别为 $\Delta x_i$ 和 $\Delta y_i$。其中

$$\begin{cases} \Delta x_i = x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}} & (i = 1,2,\cdots,NI) \\ \Delta y_j = y_{j+\frac{1}{2}} - y_{j-\frac{1}{2}} & (j = 1,2,\cdots,NJ) \end{cases} \tag{6-15}$$

由达西定律和水均衡原理可得到水均衡方程

$$T_{i-\frac{1}{2},j}\frac{h_{i-1,j}^{n+1} - h_{i,j}^{n+1}}{x_i - x_{i-1}}\Delta y_j + T_{i-\frac{1}{2},j}\frac{h_{i+1,j}^{n+1} - h_{i,j}^{n+1}}{x_{i+1} - x_i}\Delta y_j + T_{i,j-\frac{1}{2}}\frac{h_{i,j-1}^{n+1} - h_{i,j}^{n+1}}{y_j - y_{j-1}}\Delta x_i$$
$$+ T_{i,j+1}\frac{h_{i,j+1}^{n+1} - h_{i,j}^{n+1}}{y_{j+1} - y_j}\Delta x_i + Q_{i,j} = \mu_{i,j} = \frac{h_{i,j}^{n+1} - h_{i,j}^{n}}{\Delta t}\Delta x_i \Delta y_j - R_{i,j} \tag{6-16}$$

其中 $T_{i-\frac{1}{2},j}$、$T_{i+\frac{1}{2},j}$、$T_{i,j-\frac{1}{2}}$和 $T_{i,j+\frac{1}{2}}$分别表示均衡区四边的导水系数，用格点（$i$，$j$）处的导水系数与其相邻格点的导水系数值的调和平均值表示，即

$$\begin{cases} T_{i-\frac{1}{2},j} = \dfrac{2T_{i-1,j}T_{i,j}}{T_{i-1,j} + T_{i,j}}; & T_{i+\frac{1}{2},j} = \dfrac{2T_{i+1,j}T_{i,j}}{T_{i+1,j} + T_{i,j}} \\ T_{i,j-\frac{1}{2}} = \dfrac{2T_{i,j-1}T_{i,j}}{T_{i,j-1} + T_{i,j}}; & T_{i,j+\frac{1}{2}} = \dfrac{2T_{i,j+1}T_{i,j}}{T_{i,j+1} + T_{i,j}} \end{cases} \tag{6-17}$$

式中：$Q_{i,j}$——网格（$i$，$j$）内垂向排液量，由上、下泥岩供给；

$R_{i,j}$——网格（$i$，$j$）内储层本身受压实的释水量，由压实史提供；

$\Delta x_i$——$x$ 方向的网格步长；

$\Delta y_j$——$y$ 方向的网格步长；

$\mu_{i,j}$——网格（$i$，$j$）的储水系数；

$h^n$——$n$ 时刻储层的水头值（下标略）；

$h^{n+1}$——$n+1$ 时刻储层的水头值。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

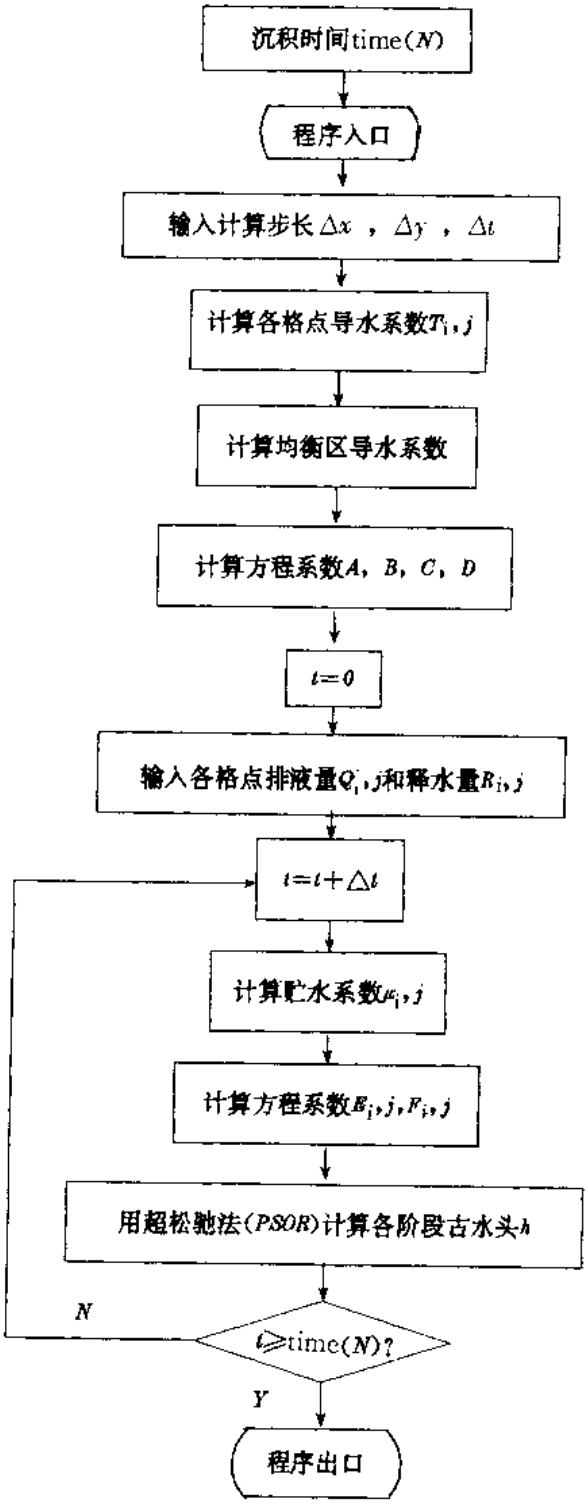



图 6-7　求解古水头程序流程图

以各格点的水头为基础，整理（6-16）式，得：

$$A_{i,j}h_{i-1,j}^{n+1} + B_{i,j}h_{i+1,j}^{n+1} + C_{i,j}h_{i,j-1}^{n+1} + D_{i,j}h_{i,j+1}^{n+1} + E_{i,j}h_{i,j}^{n+1} = F_{i,j} \tag{6-18}$$

式中

$$\begin{cases} A_{i,j} = T_{i-\frac{1}{2},j}\dfrac{\Delta y_j}{x_i - x_{i-1}} \\ B_{i,j} = T_{i+\frac{1}{2},j}\dfrac{\Delta y_j}{x_{i+1} - x_i} \\ C_{i,j} = T_{i,j-\frac{1}{2}}\dfrac{\Delta x_i}{y_j - y_{j-1}} \\ D_{i,j} = T_{i,j+\frac{1}{2}}\dfrac{\Delta x_i}{y_{j+1} - y_j} \\ E_{i,j} = -\left(A_{i,j} + B_{i,j} + C_{i,j} + D_{i,j} + \dfrac{\mu_{i,j}\Delta x_i\Delta y_j}{\Delta t}\right) \\ F_{i,j} = -\left(\dfrac{\mu_{i,j}\Delta x_i\Delta y_j}{\Delta t}h_{i,j}^{n} + Q_{i,j} + R_{i,j}\right) \end{cases} \tag{6-19}$$

上式为全隐式差分方程，具有稳定性和绝对收敛性，易知只要将 $E_{i,j}$ 置于系数矩阵的对角线上，其方程组的系数矩阵是对角占优的，故存在唯一解。

## 三、解古水动力方程的过程

方程组（6-15）～（6-19）用 FORTRAN-77 程序求解，方程（6-18）可用点超松弛法（PSOR）求解不同时期的古水头值，计算过程见图 6-7。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 第七章　石油二次运移数值模拟

## 第一节　模拟参数分析与确定

模拟参数的选择、分析和确定是盆地数值模拟工作的重要环节之一，如果说概念模型是模拟的基础，数学模型和数值方法是模拟的手段，那么参数的可靠性就是衡量模拟结果可信度的主要指标。参数的确定是基于对概念模型的深化和对研究目标的综合分析、概括后进行的，参数选择的基本原则应以实测资料为依据，经过筛选、处理得出有代表意义的、合理的数值或关系表达式。

本章将运移数值模拟的参数分为四类：①基本地质参数；②运载层（储层）参数；③流体参数；④系统参数。其中运载层参数和流体参数是本节重点讨论的内容。

### 一、基本地质参数

为了更准确、动态地反映二次运移的过程，采用了地史-热史-生、排烃和运移史一体化模拟，其中地史至排烃模拟的基本参数和模拟结果又是二次运移模拟的基本前提，该部分主要为运移模拟提供了以下古参数或条件：

①下第三系孔店组至第四系共 11 个层位、12 个地史演化阶段的地层厚度、地层孔隙度、古地温、压力及超压史；

②沙河街组主要生烃层的烃饱和度史、生烃量史、排烃量史、泥岩层的排流量史；

③各模拟阶段的绝对地质年龄、古地表温度、古水深等（表 7-1）。

**表 7-1　运移模拟基本参数表**

| 模拟阶段 | 地层及时代 | 绝对年龄/Ma | 古地表温度/℃ | 沉积古水深/m |
|---|---|---|---|---|
| 12 | 第四系（纪） | 2.0 | 12 | 5 |
| 11 | 明化镇组（期） | 3.0 | 12 | 10～15 |
| 10 | 馆陶组（期） | 11.0 | 12 | 15～20 |
| 9 | 东营运动期 | 9.0 | 12 | 0 |
| 8 | 东营组（期） | 5.0 | 14 | 15～30 |
| 7 | 沙一段（期） | 2.5 | 15 | 15～50 |
| 6 | 沙二段（期） | 2.5 | 15 | 5～20 |
| 5 | 沙三上亚段（晚期） | 1.0 | 15 | 30～40 |
| 4 | 沙三中亚段（中期） | 1.0 | 16 | 30～60 |
| 3 | 沙三下亚段（早期） | 1.0 | 16 | 30～50 |
| 2 | 沙四上亚段（晚期） | 4.0 | 16 | 20～80 |
| 1 | 沙四下亚段＋孔店组（早期） | 13.0 | 16 | 10～40 |

## 二、运载层参数

### (一) 运载层厚度及分布

对本区 847 口探井岩性统计绘制了沙三上、中亚段砂岩等厚图和砂岩百分比图（图 7-1—图 7-4）。在砂岩孔隙度分析的基础上，用下述方法首先恢复各砂岩层的原始厚度：

$$H_0 = \frac{1-\varphi}{1-\varphi_0} \cdot H \tag{7-1}$$

式中：$H_0$ ——砂岩的原始厚度（m）；

$H$ ——砂岩的现今厚度（m）；

$\varphi_0$ ——砂岩的原始孔隙度；

$\varphi$ ——砂岩的现今孔隙度。

然后根据压实原理和超压方程计算沙三下亚段沉积以来各运载层的古厚度 $H_t$：

$$\frac{\partial H_t}{\partial t} = -\alpha_s \frac{1-\varphi_0}{1-\varphi_t} \cdot H_0 \frac{\partial \sigma}{\partial t} \tag{7-2}$$

式中：$H_t$——砂岩在某时期 t 的厚度（m）；

$\varphi_t$——砂岩在某时期 t 的孔隙度；

$\alpha_s$——砂岩的压缩系数（$Pa^{-1}$）；

$\sigma$——砂岩层承受的有效应力（Pa）。

上式表明，储层厚度随时间的变化取决于上覆岩层对其施加的有效应力和其本身可压实的程度。

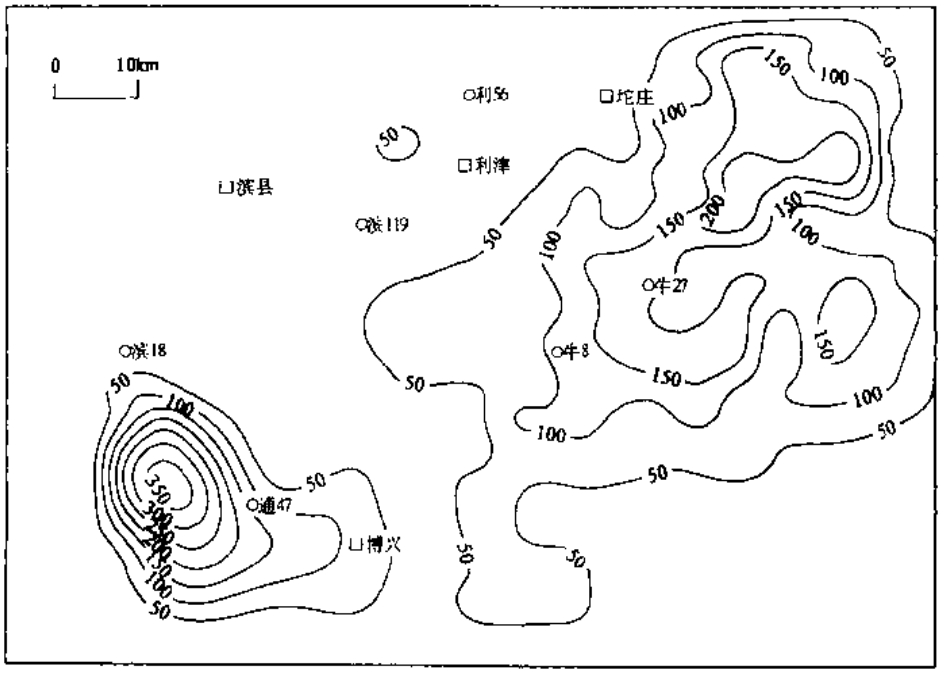



图 7-1 沙三上亚段砂岩现今厚度等值线图

（单位：m）



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

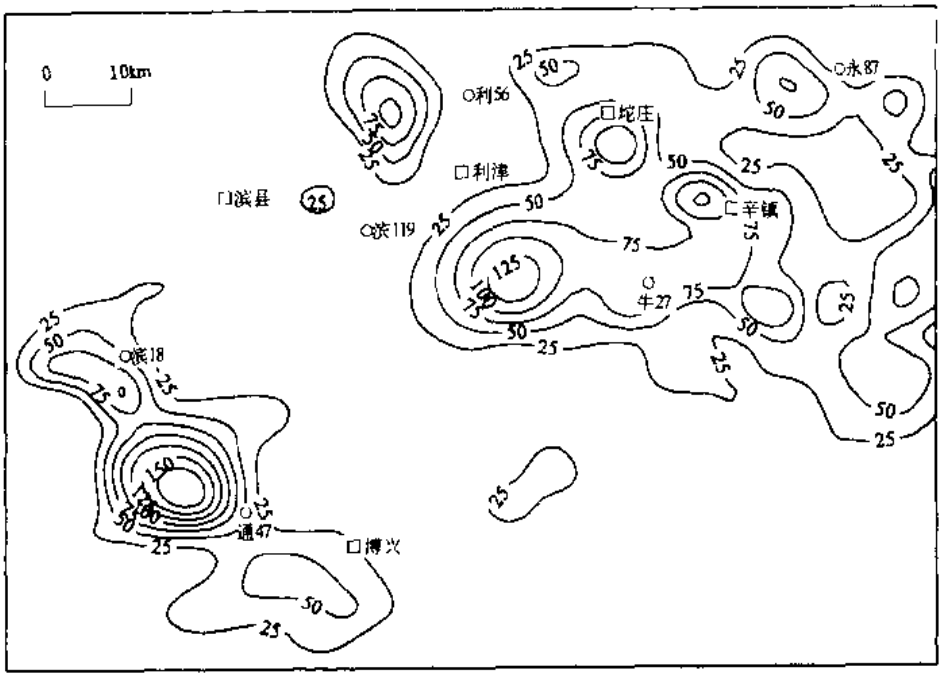



图 7-2 沙三中业段砂岩今厚度等值线图

（单位：m）

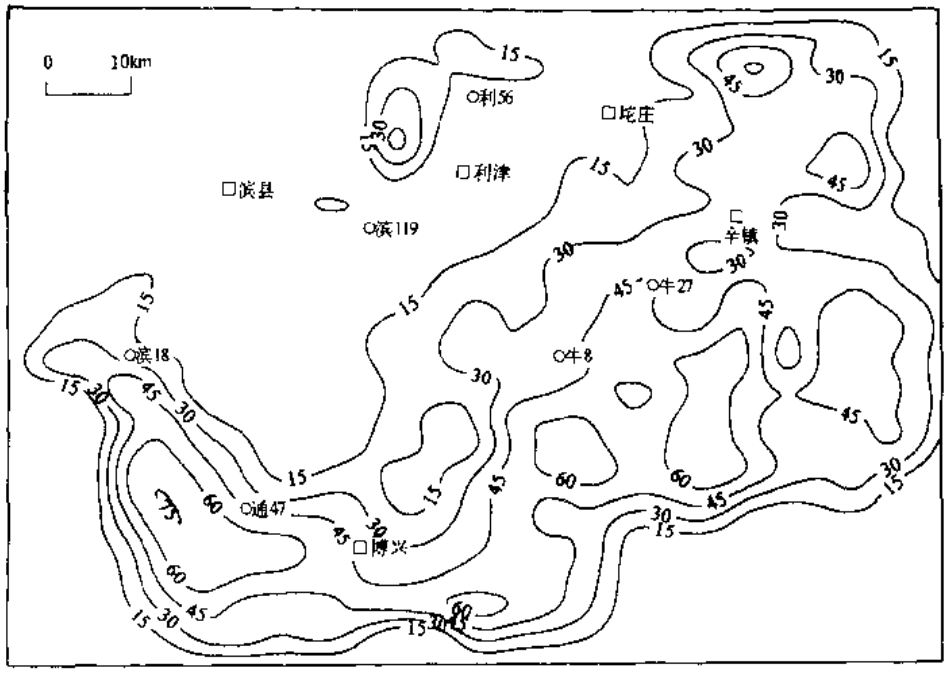



图 7-3 沙三上亚段砂岩百分比等值线图

### （二）运载层的顶面埋深

运载层顶面埋深是恢复古流体势的重要参数，本文采用主要砂岩体的顶面埋深作为该段砂岩的埋深（见第六章）。沙三上亚段和沙三中亚段砂岩现今埋深见图 7-5，图 7-6。古埋深则是根据地史模拟中各沉积层的古深度确定的。

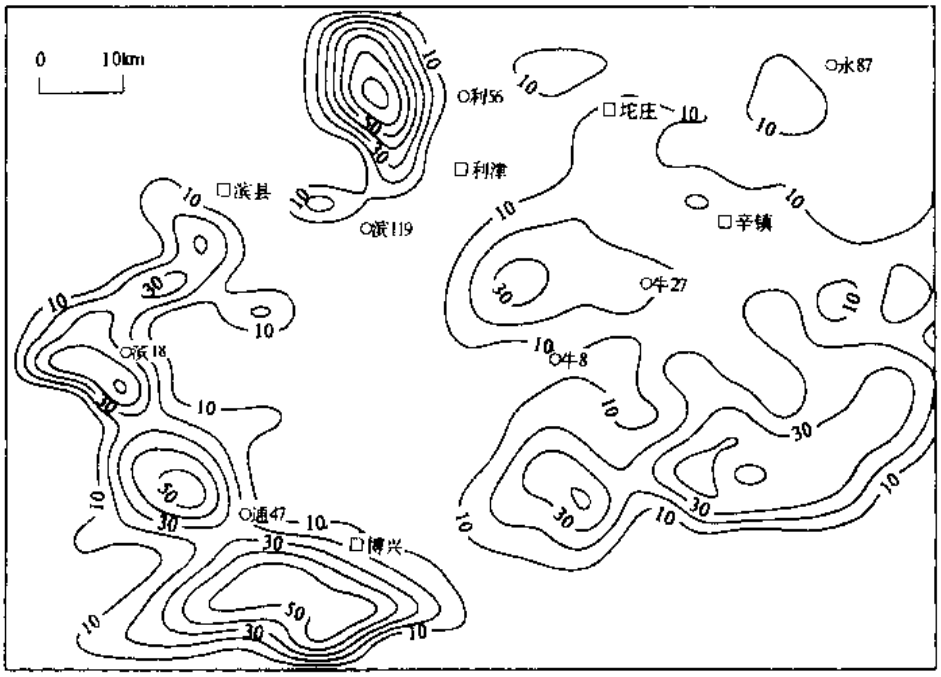



图 7-4 沙三中亚段砂岩百分比等值线图

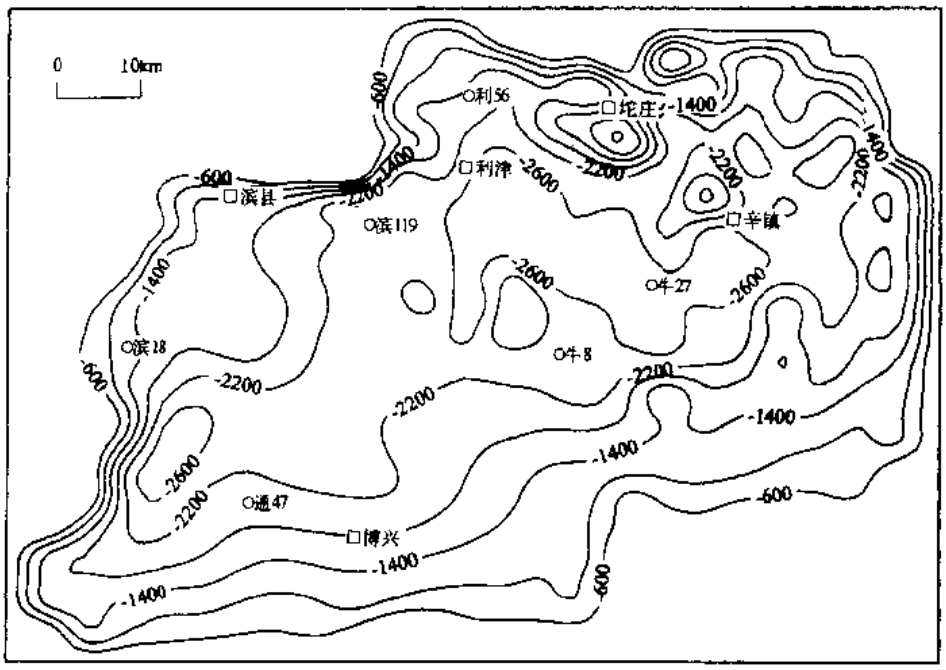



图 7-5 沙三上亚段主砂岩顶面埋深图

（单位：m）

### （三）孔隙度

砂岩孔隙度是运移模拟的关键参数，本文根据 20 余口井声波时差资料的分析，建立了砂岩孔隙度与深度的关系。计算孔隙度的公式如下：

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t - \Delta t_f} - \frac{1}{C_p} \tag{7-3}$$



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

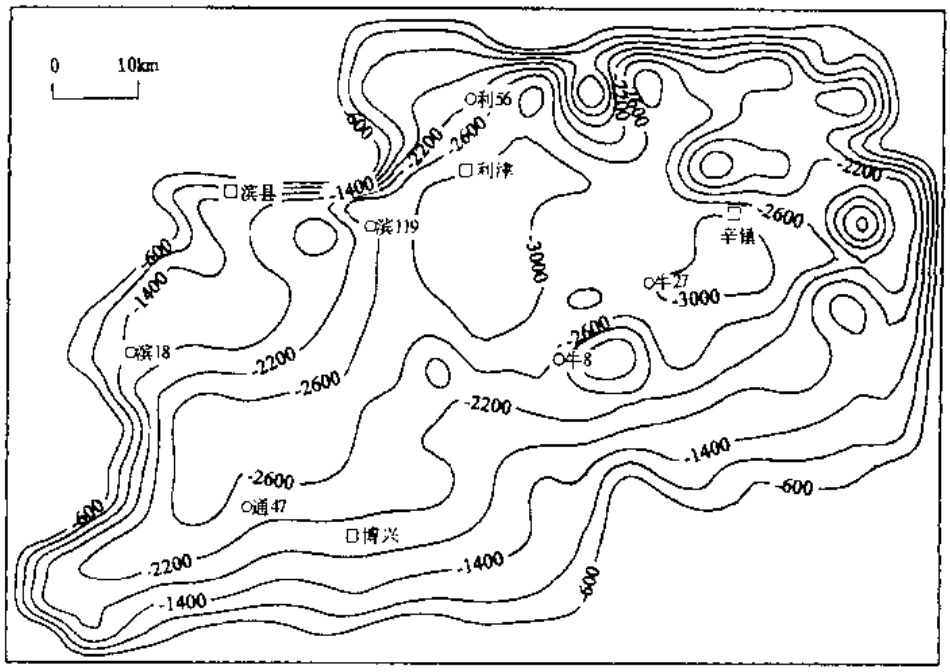



图 7-6 沙三中亚段主砂岩顶面埋深图

（单位：m）

式中：$\Delta t$——测井曲线上声波时差读值（μs/m）；

$\Delta t_m$——砂岩骨架的声波时差值（μs/m）；

$\Delta t_f$——水（泥浆）的声波时差值（μs/m）；

$C_p$——压实校正系数。

本区 $C_p$ 与深度的关系为：

$$C_p = 1.68 - 0.0002H \tag{7-4}$$

式中 $H$ 为深度（m）。

声波时差统计已考虑了构造部位，这些井砂岩孔隙度的估值具有代表性，其中规律性较好的井计算结果见表 7-2 和图 7-7、图 7-8。滨 411 井、牛 25 井、利 56 井、利 51 井和永 62 井等 18 口井孔隙度与深度的综合方程为：

$$\varphi = 0.456 - 0.9156 \times 10^{-4} \cdot H \tag{7-5}$$

**表 7-2 砂岩孔隙度-深度关系表**

| 井 号 | 深度范围/m | 样 品 数 | 回 归 关 系 式 |
|---|---|---|---|
| 河 67 井 | 700～2450 | 70 | $\varphi = 0.44 - 0.819 \times 10^{-4}H$ |
| 博 9 井① | 1265～2690 | 44 | $\varphi = 0.30 - 0.31 \times 10^{-4}H$ |
| 高 2 井 | 1450～3200 | 72 | $\varphi = 1.42 - 0.359\lg H$ |
| 王 53 井① | 1850～3300 | 56 | $\varphi = 2.22 - 0.588\lg H$ |
| 牛 37 井 | 1800～3150 | 69 | $\varphi = 2.52 - 0.676\lg H$ |
| 通 50 井 | 1550～3000 | 42 | $\varphi = 3.44 - 0.956\lg H$ |
| 王 68 井 | 2050～3100 | 31 | $\varphi = 0.387 - 0.485 \times 10^{-4}H$ |
| 东风 1 井 | 1000～2700 | 62 | $\varphi = 0.51 - 0.118 \times 10^{-3}H$ |
| 牛 18 井 | 1800～3300 | 56 | $\varphi = 0.509 - 0.1 \times 10^{-3}H$ |
| 利 81 井 | 1200～2000 | 43 | $\varphi = 1.44 - 0.369\lg H$ |
| 综合 | 700～3300 | 445 | $\varphi = 0.47 - 0.996 \times 10^{-4}H$ |

①砂岩综合关系式不包括博 9 井和王 53 井。

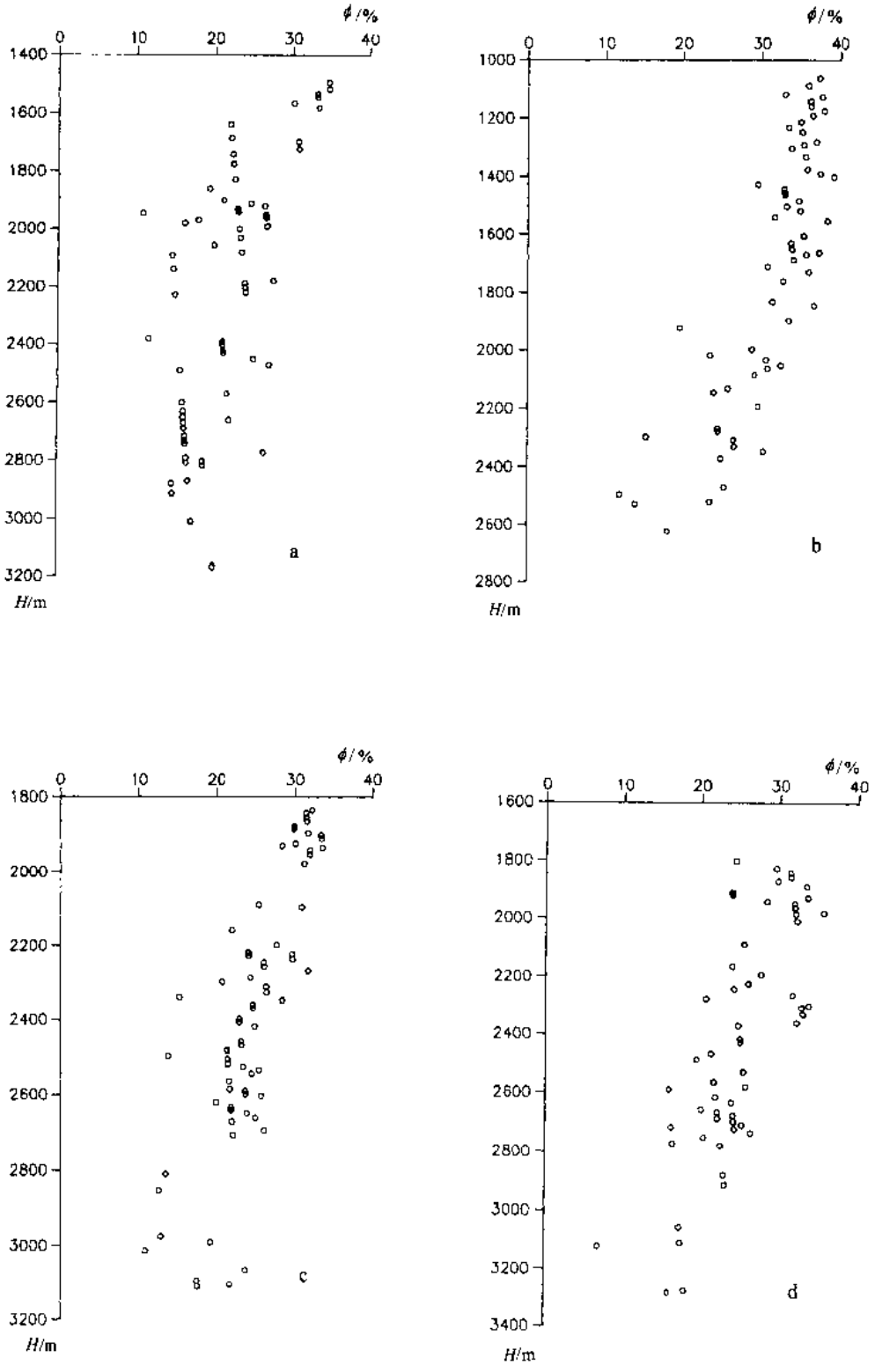



图 7-7　砂岩孔隙度与深度关系图

a—高 2 井；b—东风 1 井；c—牛 37 井；d—牛 18 井



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

上式适用于5000m深度以内的砂岩。

砂岩的古孔隙度由其古埋深和（7-5）式确定。

**（四）渗透率**

渗透率也是影响流体运动的重要参数，对沙三段导水系数和油、水运移速度有明显影响。渗透率的确定方法是，首先根据本区砂岩渗透率实测值建立与孔隙度的对应关系（图7-9），然后由古埋深和(7-5)、（7-6）式确定运载层的古渗透率值。通过对本区沙二、沙三段实测渗透率和孔隙度值的回归计算，得出如下关系式

$$k = 1.27 \times 10^{-4} e^{56.35\varphi} \qquad (7\text{-}6)$$

式中：$\varphi$——砂岩孔隙度，小数；

$k$——砂岩渗透率，$10^{-3}\mu m^2$。

**（五）水力传导系数（渗透系数）**

当渗透率、流体（水）密度和粘度确定之后，水力传导系数由下式计算

$$K = \frac{k \cdot \rho \cdot g}{\mu} \qquad (7\text{-}7)$$

式中：$K$——水力传导系数（m/s）；

$k$——渗透率（$m^2$）；

$\rho$——水的密度（$kg/m^3$）；

$\mu$——水的粘度（Pa·s）。

它们分别由式（7-6）、(7-8）和（7-10）确定。

水力传导系数是衡量水流渗透能力的重要参数，故它与渗透速度有相同的单位。

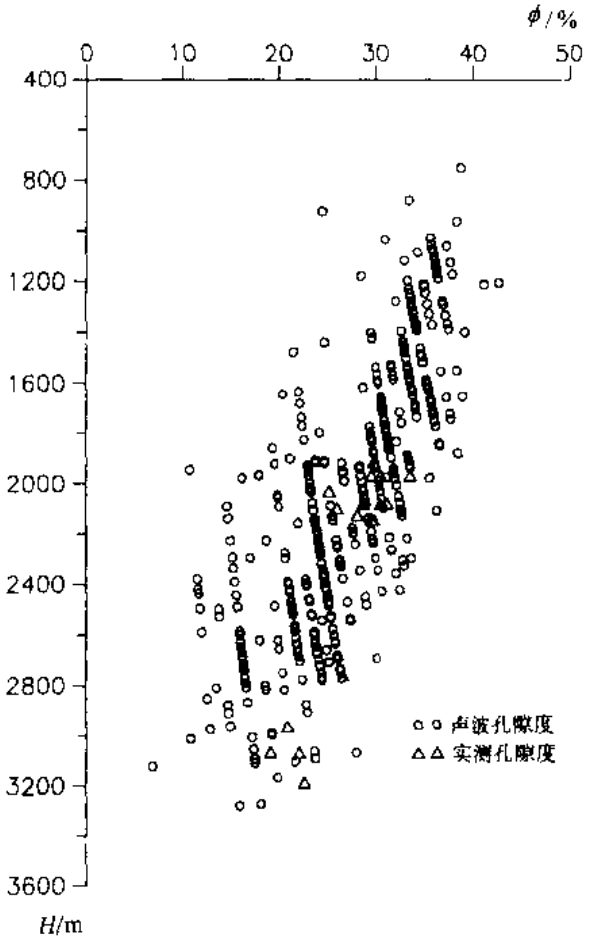



图7-8 砂岩孔隙度与深度综合关系图

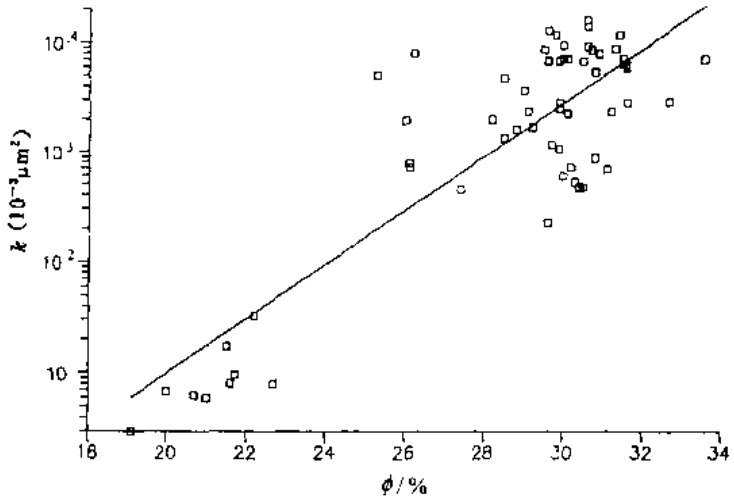



图7-9 砂岩渗透率与孔隙度关系图

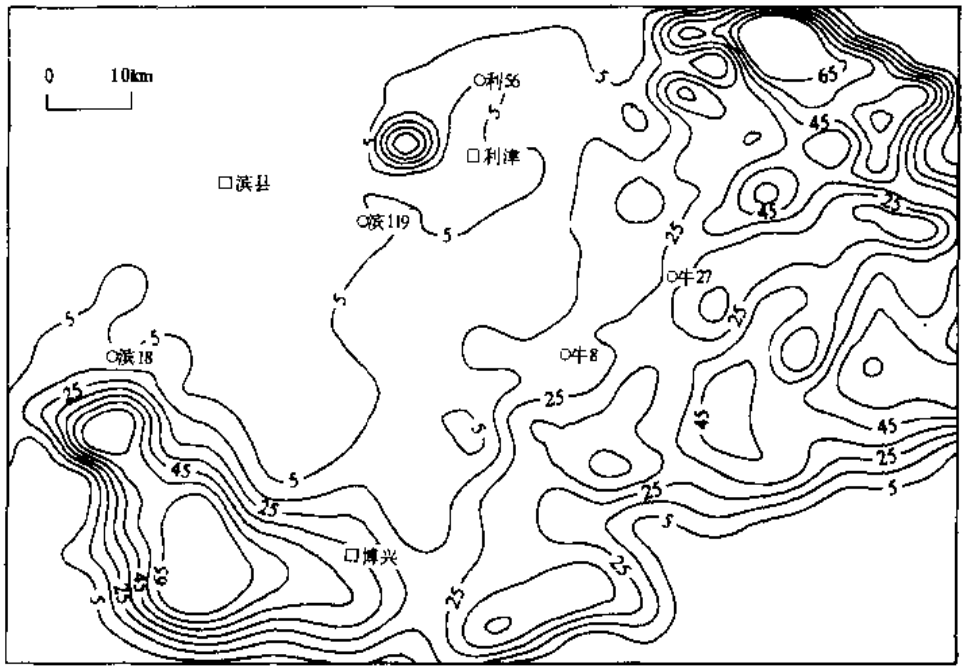



图 7-10 沙三上亚段今导水系数等值线图

($10^8m^2/Ma$)

## (六) 导水系数

导水系数是评价储层导水和释水能力的参数，直接参与古水流方程的求解。易知当水力传导系数 $K$ 和储层厚度 $M$ 确定后，导水系数 $T$ 也随之确定($T = K \cdot M$)。由方程 (6-16) 可知，导水系数对古水动力条件的模拟和计算具有重要的影响。图 7-10 和图 7-11 为沙三上亚段和沙三中亚段砂岩现今导水系数的分布概况。

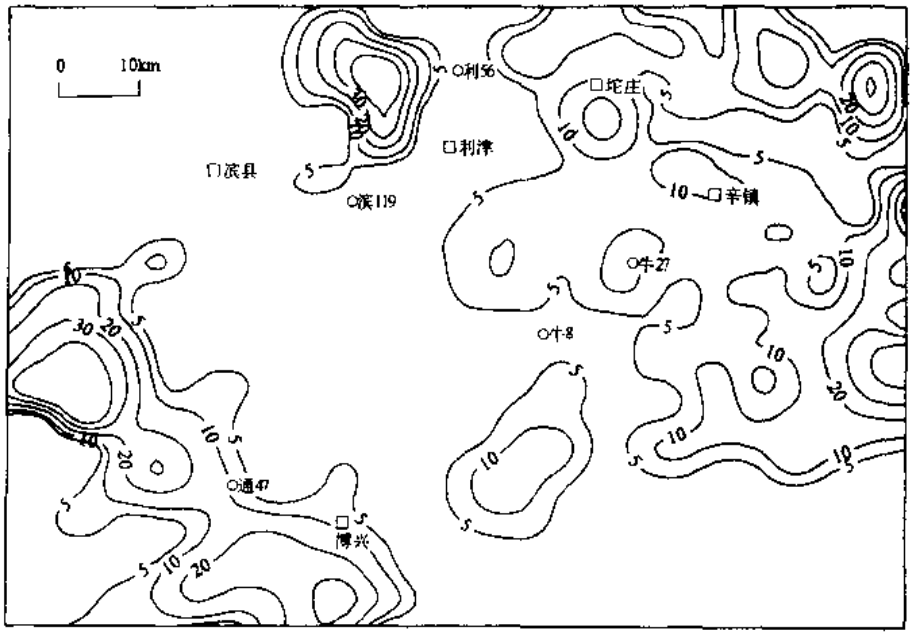



图 7-11 沙三中亚段现今导水系数等值线图

($10^8m^2/Ma$)



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

从上面各储层参数来源可以看出，最终影响古水动力模拟（求古水头和古流体势）的重要参数除流体性质外，主要有孔隙度、渗透率和储层的厚度，而它们又由盆地的埋藏史（地史）和温度史决定。因此，地史和热史模拟是进行水动力模拟和石油运移模拟的重要基础工作。

## 三、流体参数

流体参数包括流体性质参数和进入运载层的排液（油、水）量等。

### （一）流体密度

水和油的密度可由状态方程（6-2）计算，也可由研究区的经验关系式计算，本文采用二者结合、对比的方法确定不同地史阶段、不同埋深条件下运载层中水和油的密度值。

1. 水密度

由本区大量资料统计、折算得到水的密度 $\rho_w$ 与深度 $H$ 的关系为：

$$\begin{cases}\rho_w = 0.9432 + 0.473 \times 10^{-4} \cdot H & H > 1200\text{m} \\ \rho_w = 1.006 & H \leqslant 1200\text{m}\end{cases} \tag{7-8}$$

2. 石油密度

对本区沙三、沙四段统计得到石油密度与温度的关系为

$$\rho_o = 0.8177e^{7.155/T} \tag{7-9}$$

式中 $T$ 为地层温度（适用于地温 > 40°C）。

石油密度随深度的变化如图 3-10 所示。

### （二）流体粘度

1. 水粘度

水的粘度主要与温度有关（Mercer 等，1975），可用下式表示：

$$\begin{cases}\dfrac{1}{\mu_w} = (5.38 + 3.8A - 0.26A^3) \times 10^3 \\ A = (T - 150)/100\end{cases} \tag{7-10}$$

式中：$\mu_w$ ——水的动力学粘度（Pa·s）；

$T$ ——地层温度（°C）。

2. 石油粘度

影响地下原油粘度的因素较多，如溶解油气比、地层温度、地面脱气原油粘度等。本区原油粘度与深度的关系较为复杂，难以用理想的公式表达，采用下式计算地层温度下的原油粘度（陈月明，1989）：

$$\lg\mu_0 = \frac{\lg c + \lg\mu_o^s}{1 + a(T - T_s)(\lg c + \lg\mu_o^s)} - \lg c \tag{7-11}$$

式中：$\mu_o^s$ —— 在地表温度为 $T_s$ 时原油的粘度（mPa·s）；

a、c 为常数，其值取决于脱气原油粘度。

当 $\mu_o^s \geqslant 10^3$mPa·s 时

$$\begin{cases}c = 10 \\ a = 2.52 \times 10^{-3}\end{cases} \tag{7-12}$$

当 $10 \leqslant \mu_o^s \leqslant 10^3$mPa·s 时

$$\begin{cases} c = 100 \\ a = 1.44 \times 10^{-3} \end{cases} \tag{7-13}$$

当 $\mu_o^s \leqslant 10\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时

$$\begin{cases} c = 10^3 \\ a = 0.76 \times 10^{-3} \end{cases} \tag{7-14}$$

其中 c 的单位为 mPa·s，a 的单位为 $^{\circ}C^{-1}$。

对沙三、沙四段原油地面粘度统计表明，粘度值主要分布区间是 10mPa·s ~ 40mPa·s 以内（图 3-12），故用（7-11）和（7-13）式计算地层条件下的原油粘度。

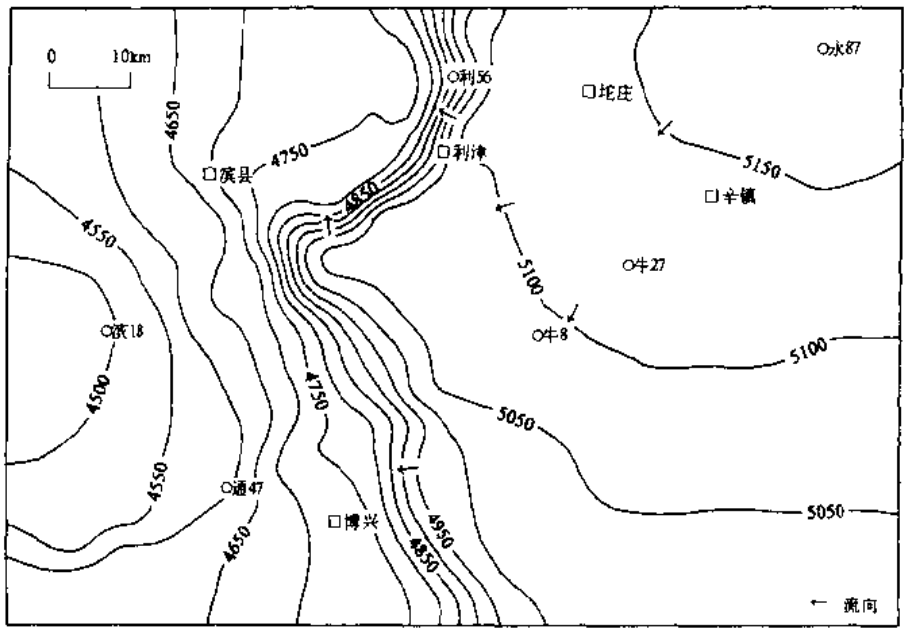



图 7-12 沙二期末的沙三中亚段古水头等值线图

（单位：m）

**（三）排液量（垂向流量）**

压实流盆地水动力主要来源有两个：进入运载层的压实排液量和超压，其中排液量计算是求解水动力方程（6-8）中古水头的关键步骤之一。根据第六章的介绍，沙三段泥岩向其相邻的上、下储层排烃厚度分别占总有效排烃厚度的 82% 和 18%，考虑到水比油容易排出，即排水厚度要比排烃厚度大，但向上排水和向下排水的比例关系应该是一致的（Jacquin 等，1973）。然而，随着沉积、压实作用的进行，泥岩层的流向分界面将逐渐向其中部移动，因此在地史过程中，泥岩向其上部和下部排水厚度的比例应在 0.8 ~ 0.5 之间变化（刘方槐，1991）。根据这一原则，可计算各地史阶段进入运载层的排液量：

$$\begin{cases} Q_d(t) = Q_f(t) \cdot R(t) \\ Q_u(t) = Q_f(t) \cdot (1 - R(t)) \end{cases} \tag{7-15}$$

式中：$Q_d(t)$——$t$ 阶段从下伏泥质层压实进入运载层的排液量；

$Q_u(t)$——$t$ 阶段从上覆泥质层压实进入运载层的排液量；

$Q_f(t)$——$t$ 阶段泥岩层的总压实排液量；



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

$R(t)$——$t$ 阶段泥岩层向上排液量的比例系数，随时间而不同，在 0.8～0.5 之间变化。

**（四）运载层的释水量**

除了上、下泥质层的排液量外，运载层本身受压实所释放的水量也是水动力能量的主要来源。释水量由下式计算

$$Q_R(t) = \alpha_v(t) \cdot S_v(t) \cdot M(t) \tag{7-16}$$

式中：$Q_R(t)$——$t$ 阶段运载层单位时间、单位面积释出液体的体积；

$M(t)$——$t$ 阶段运载层的厚度；

$\alpha_v(t)$——$t$ 阶段运载层的压实系数；

$S_v(t)$——$t$ 阶段运载层上伏地层的垂向总应力。

上述参数均由压实史提供。模拟中岩石骨架密度、压实系数等数值见表 7-3。

**表 7-3 主要岩性参数表**

| 岩　性 | 骨架密度/$g/cm^3$ | 压缩系数/$Pa^{-1}$ | 原始孔隙度 |
|---|---|---|---|
| 泥岩类 | 2.66～2.68 | $3.0\times10^{-5}$～$7.5\times10^{-5}$ | 0.5～0.62 |
| 砂岩类 | 2.69～2.70 | $8.5\times10^{-7}$～$3.0\times10^{-6}$ | 0.26～0.45 |
| 灰岩类 | 2.71 | $9.5\times10^{-7}$ | 0.1 |

说明：①泥岩类包括纯泥岩、砂质泥岩和含砂泥岩；砂岩类包括纯砂岩、泥质砂岩和含泥砂岩；灰岩类包括灰岩、白云岩。

②表中参数值为典型值，各构造部位略有不同。

## 四、系统参数

此类参数主要指与运移模拟有关的常数、或数值变化不大，且可从文献中查阅、参考使用的数值。另外，将模拟时所用的时间和空间步长、网格步长等也归入系统参数（表 7-4）。

**表 7-4 主要系统参数表**

| 参　数 | 数　值 | 单　位 | 符　号 |
|---|---|---|---|
| 水压缩系数 | $4.3\times10^{-10}$ | $Pa^{-1}$ | $\beta_w$ |
| 油压缩系数 | $7\times10^{-8}$ | $Pa^{-1}$ | $\beta_o$ |
| 水热膨胀系数 | $7\times10^{-5}$ | $°C^{-1}$ | $\varepsilon_w$ |
| 油热膨胀系数 | $1.2\times10^{-6}$ | $°C^{-1}$ | $\varepsilon_o$ |
| 重力加速度 | 9.81 | $m\cdot s^{-2}$ | $g$ |
| 网格步长 | 2000 | m | $\Delta x$，$\Delta y$ |
| 空间计算步长 | 25 | m | $\Delta dm$ |
| 时间步长 | 50 | $\times10^4$ 年 | $\Delta t$ |
| X 方向网格数 | 52 | | $L_x$ |
| Y 方向网格数 | 36 | | $L_y$ |
| 沙三上亚段基准面标高 | －3200 | m | $Z_0$ |
| 沙三中亚段基准面标高 | －3400 | m | $Z_0$ |

## 第二节　模拟结果分析

### 一、古水动力场的分布与演化

#### （一）古水头

模拟结果显示，沙三中亚段古水头（总水头）具有以下明显分布特征：

①在沙三上亚段沉积末期（距今35Ma），沙三中亚段古水头的最大值主要位于利津洼陷（6800m）、牛庄洼陷（5100m）和胜北大断裂之南缘箕状凹陷的陡侧（5200m以上），且呈现较明显的“离心流”；到沙二段沉积末期（32.5Ma），古水头的分布有较大变化，最大水头分别位于箕状凹陷陡侧和利津洼陷（图7-12）。根据水头与水动力流场的关系，明显地反映水流主要是由盆地东北部分别向西北、西南和西部流动，且这一特征一直持续到东营期末（25Ma）和现今（图7-13）。

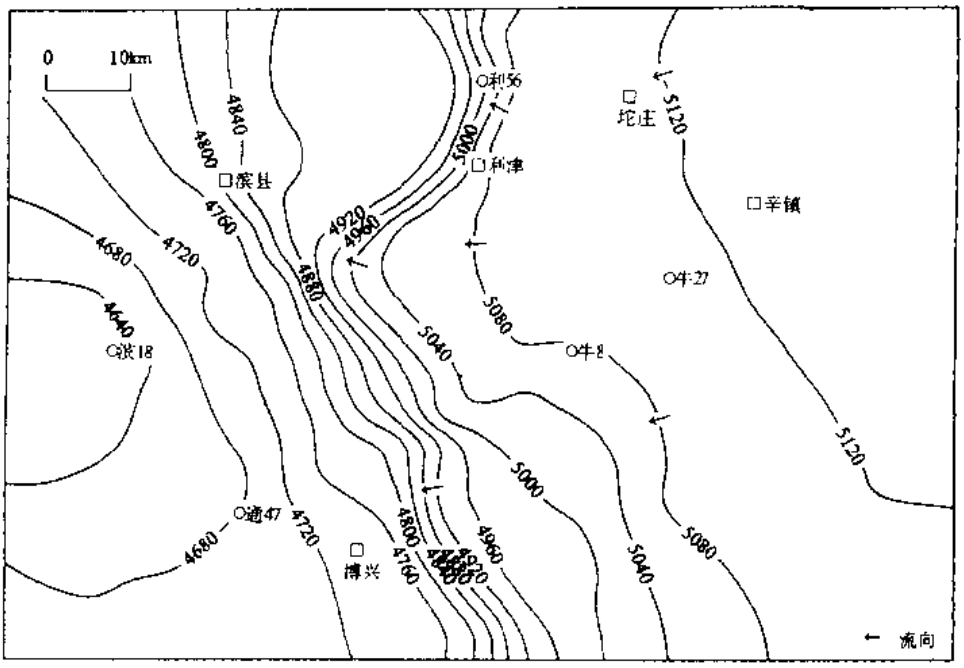



图7-13　目前沙三中亚段古水头等值线图

（单位：m）

②古水头的演化规律是，早期水头增加较快，晚期增加缓慢，且在构造运动期（距今25～16Ma）古水头明显下降。其主要原因是早期压实作用显著，提供的压实水量较大，晚期压实作用减弱，压实水量较小；在构造运动期间（沉积间断期）一方面无明显的压实水量供给，另一方面储层中的水仍在流动、能量消耗，导致水头显著下降。这一规律在沙三上亚段储层内水动力的演化上也有明显反映，且导致油势（$\Phi_o$）发生相应变化。

③模拟计算的沙三中亚段现今总水头在数值上与用实测资料计算的水头值基本一致，如实测资料计算的水头在洼陷中心为4500～5600m（基准面－3700m），模拟的水头值为4900～5150m（基准面－3400m），二者相差约50m。在平面上，二者最大水头分布区域总体上也相近，但模拟结果所表现的变化不如实测结果细致。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

### （二）压实水头

压实水头是指由压实排液作用导致的绝对水头，也即由流体压力增加引起的水头上升。压实水头完全反映了压实作用对水动力能量的贡献，它与运载层的基准面无关。压实水头的分布规律表明，在利津、牛庄洼陷和胜北断裂下降盘为高值区，尤其是利津洼陷，压实水头明显高于其它地区，如在沙二期末（32.5Ma）最大可达 3025m（图 7-14），在东营期末（25Ma）达3740m（图7-15），到目前达4970m（图7-16），且由早期的多高值区演化为目前

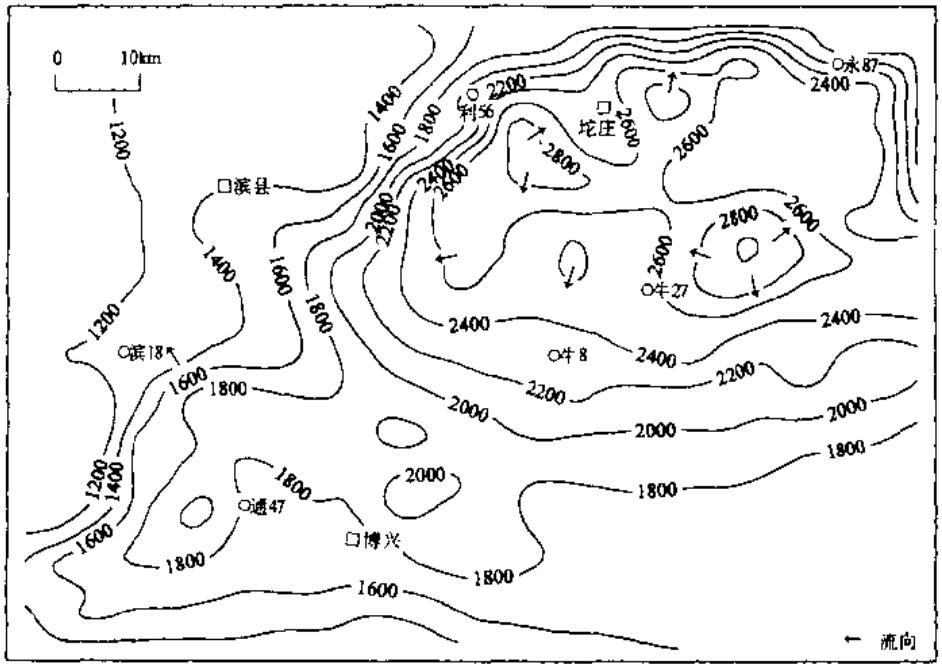



图 7-14　沙二期末的沙三中亚段压实水头等值线图

（单位：m）

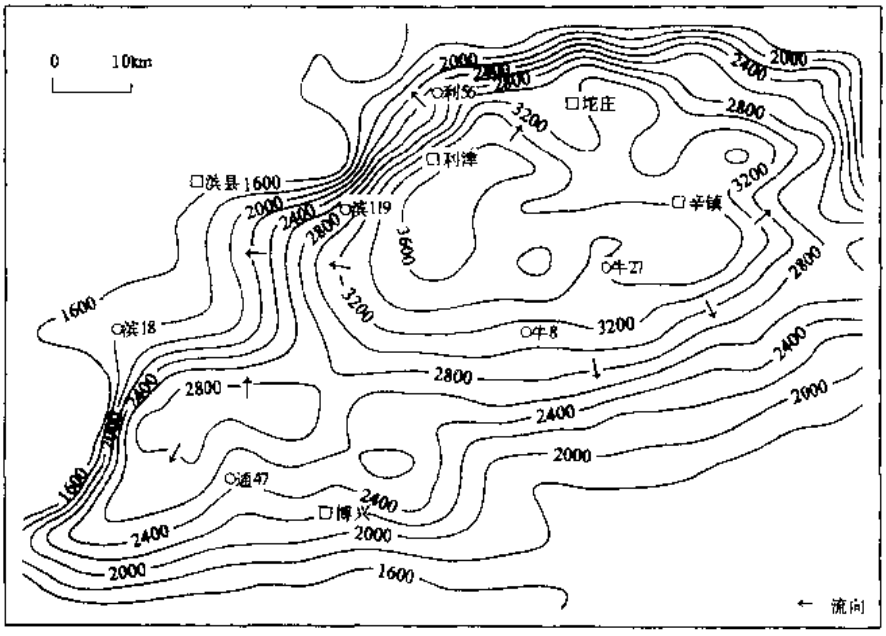



图 7-15　东营期末的沙三中亚段压实水头等值线图

（单位：m）

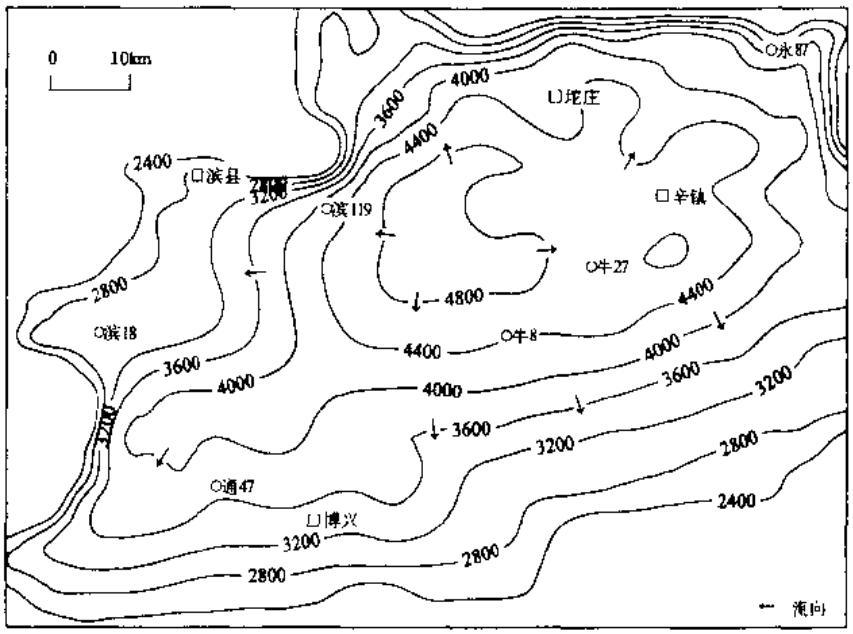



图 7-16 目前沙三中亚段压实水头等值线图

（单位：m）

的 1～2 个高值区。在牛庄和利津洼陷中心，模拟的压实水头值与实测压力水头值基本一致，前者为 4400～4970m，后者为 4500～4900m，而在凹陷的边缘地带，模拟的水头值比实测值大，其主要原因是有限差分方法对复杂的边界条件简化处理造成的。

压力水头虽然不能准确地判断水流的具体流向，但却能细致地刻划压实流盆地水动力的能量来源，在构造条件不太复杂时仍可用作判断水动力流向的主要依据。

另外，沙三上亚段总水头的分布与沙三中亚段有明显区别，主要表现为在利津洼陷附近为高值区；压实水头则从早期的多个高值区，如利津、牛庄、胜北、博兴等（图 7-17）演化为利津-牛庄和博兴两个主要高值区（图 7-18）。

## 二、影响古水动力场的主要因素

### （一）运载层的厚度分布和非均质性

运载层的性质和分布是决定区域压实水流动能力的主要因素。运载层的厚度和渗透性决定了导水导数，即渗流能力，而渗透性又取决于储层的孔隙度分布，因此在储层发育的部位导水系数较大，水头较低，其他地区导水系数相对较低，水头较高，从而导致沙三中亚段和沙三上亚段区域上古水动力的差异（图 7-19、7-20）。

### （二）运载层顶面构造形态

决定古水头分布的另一个重要因素是主运载层（主砂岩）顶面的构造形态。以沙三中亚段为例，主砂岩在利津、牛庄和博兴洼陷埋深较大，目前顶面埋深分别达 3200m、3000m 和 2800m（图 7-6），它们相对于基准面的高程相对较小，分别为 200m、400m 和 600m。根据式（3-8）得知，尽管在各洼陷中心压实水头较大，但总水头相对较低，故导致了在压实水头较大和相对于基准面较高的地区出现明显的高总水头，从而形成了由东北方向指向西北和西部方向的区域水动力场。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

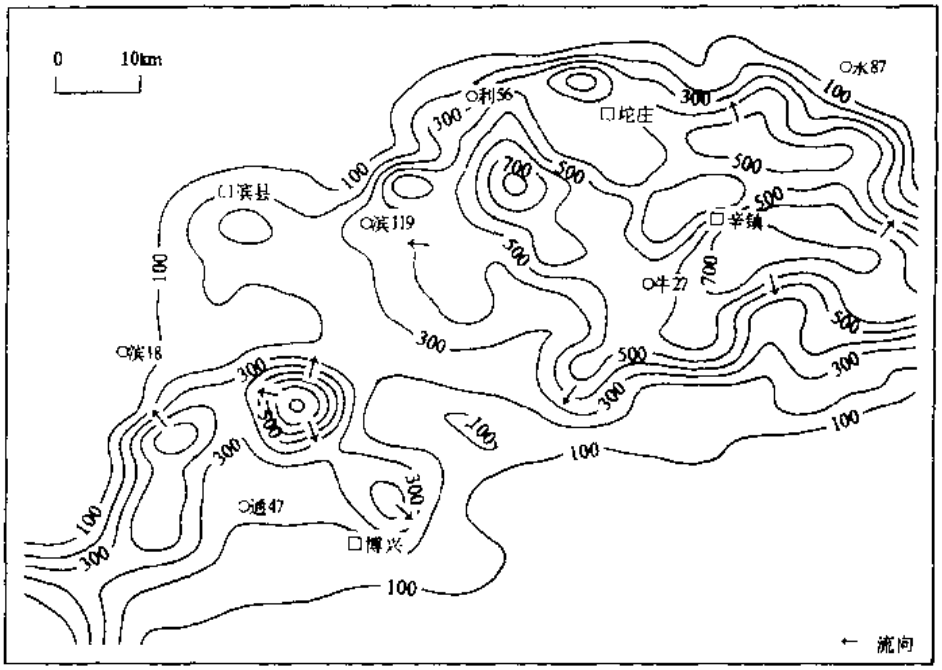



图 7-17 沙二期末的沙三上亚段压实水头等值线图

（单位：m）

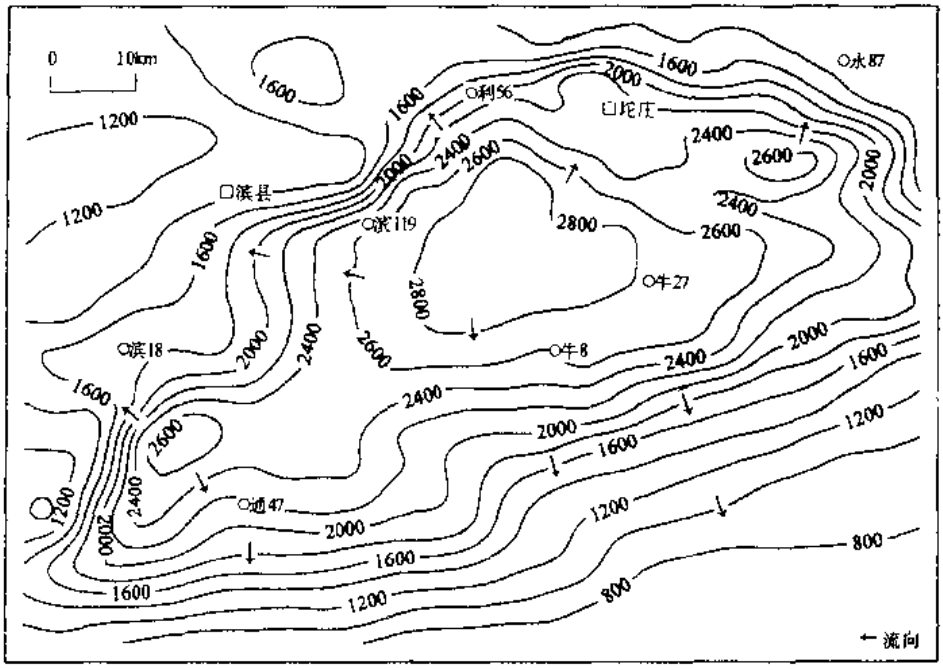



图 7-18 目前沙三上亚段压实水头等值线图

（单位：m）

### （三）箕状凹陷的构造格局决定了水动力条件

箕状凹陷不对称的构造格局是影响水动力场区域分布的重要条件。在本区，凹陷北缘的胜北大断裂控制着断陷盆地陡侧的沉积，从而也决定着高压实水头的区域分布，由此看来，压实水头对区域水动力场的分布也是重要的控制条件。

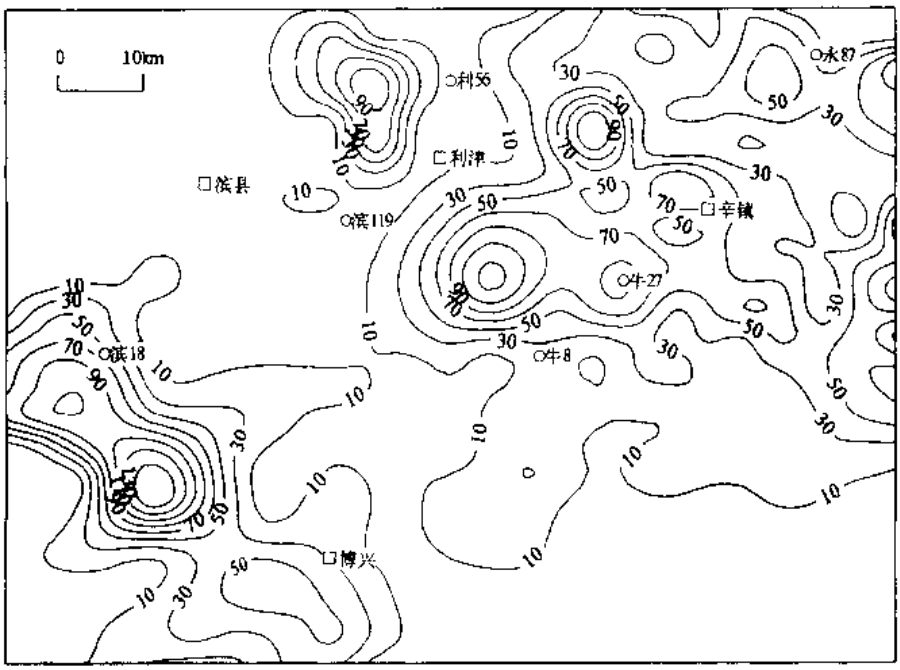



图 7-19　沙三段晚期末的沙三中亚段古导水系数等值线图

（单位：$10^8 m^2/Ma$）

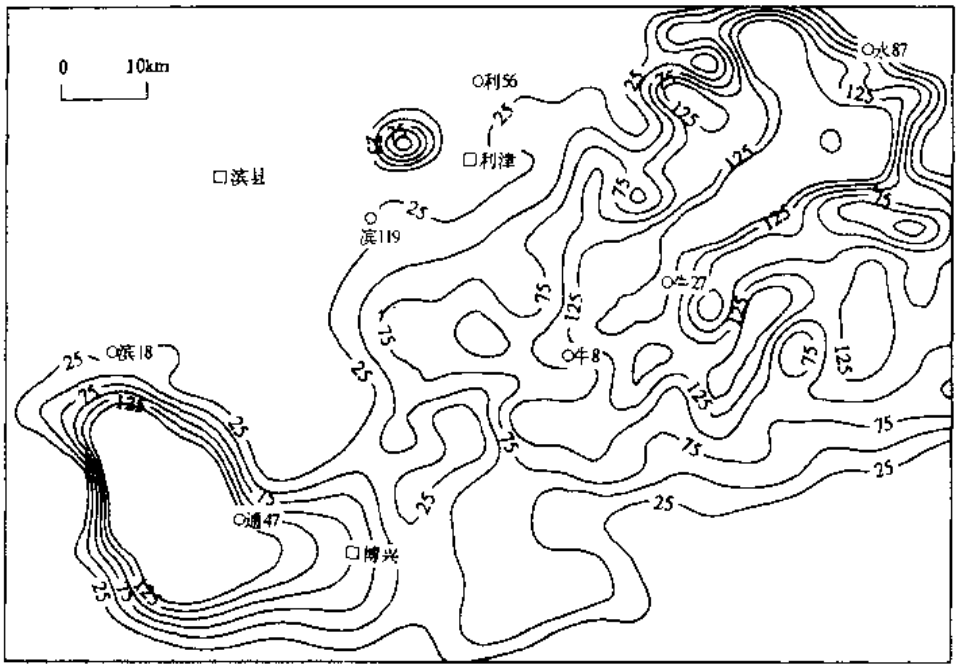



图 7-20　沙二期末沙三上亚段导水系数等值线图

（单位：$10^8 m^2/Ma$）

## 三、油势的分布与演化

在水动力场模拟的基础上，根据流体势方法恢复了区域古油势（$\Phi_o$）的分布。油势不仅与油水密度和构造条件有关，还受水动力条件的制约，因而其势场的分布与水动力场不同。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

### （一）油势（$\Phi_o$）场特征

因本区第一成油期为东营期末，故自距今 25Ma 开始模拟了油势的演化与分布。模拟结果表明，沙三中亚段自东营期末以来，利津和牛庄洼陷为统一的高势区，最大油势值从 59000$m^2/s^2$ 增加到 62000$m^2/s^2$（图 7-21、7-22）。根据力场强度与势负梯度的关系，表明油具有从高势区向低势区呈“离心”运移的典型特征。

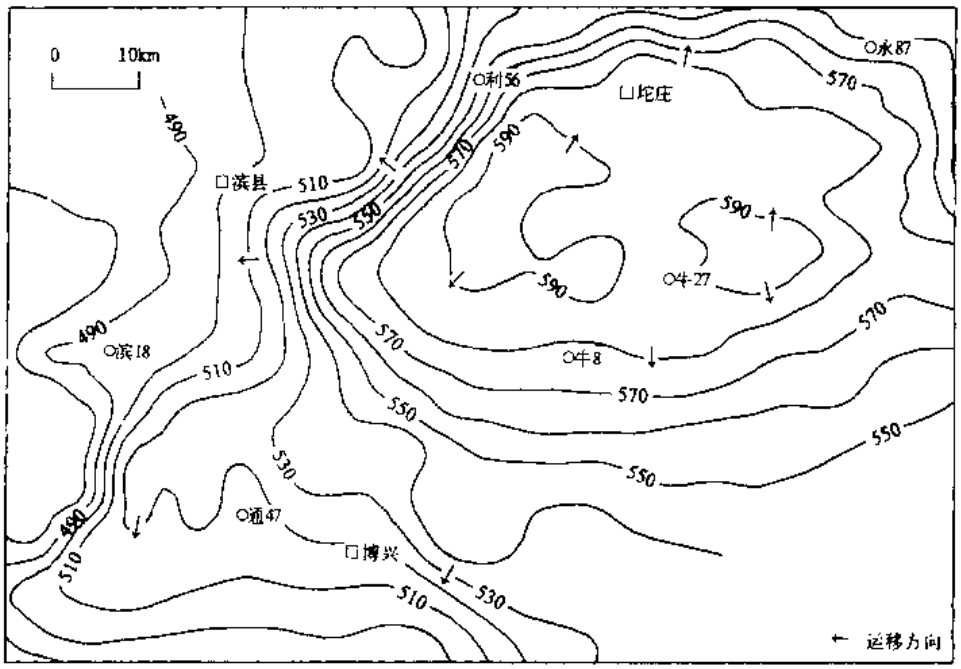



图 7-21 东营期末的沙三中亚段油势（$\Phi_o$）等值线图

（单位：100$m^2/s^2$）

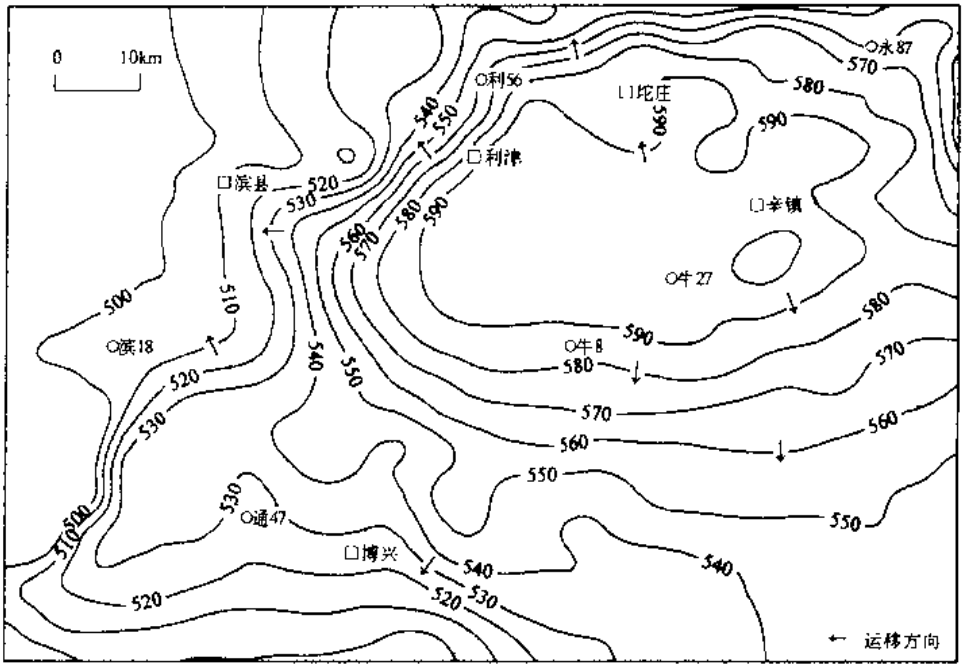



图 7-22 馆陶期末的沙三中亚段油势（$\Phi_o$）等值线图

（单位：100$m^2/s^2$）

沙三上亚段古油势场的分布与沙三中亚段略有不同，主要表现为：①利津洼陷为独立的高势区，自东营期末以来，油势在 36800～40000$m^2/s^2$ 之间变化，而牛庄洼陷相对较低，为 35000～39000$m^2/s^2$；②除利津、牛庄洼陷为高势区外，博兴洼陷和胜北—永北裂断的下降盘也呈现明显的高势区，其数值与牛庄洼陷相当（图 7-23、7-24），表明多个高势区控制着石油的运移。

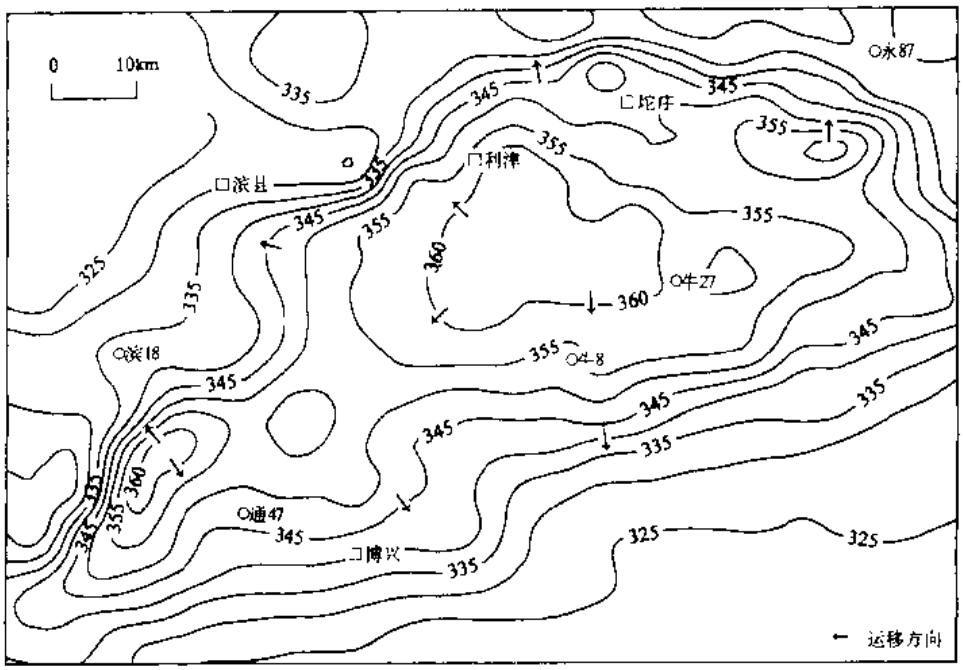



图 7-23 馆陶期末的沙三上亚段油势（$\Phi_o$）等值线图

（单位：100$m^2/s^2$）

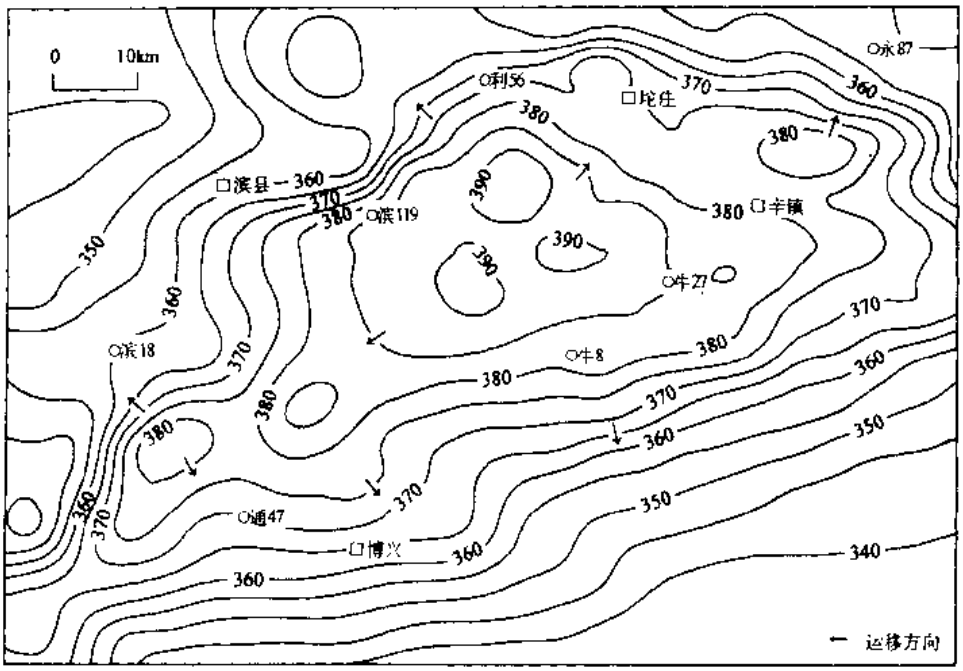



图 7-24 目前沙三上段油势（$\Phi_o$）等值线图

（单位：100$m^2/s^2$）



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

从沙三中亚段和沙三上亚段油势的演化规律上说明本区石油不仅具有“离心”状运移的特征，而且具有长期性和继承性。因本区的构造活动主要以断裂、拉张为主，对区域流体场没有根本性的改变，这不仅对石油的垂向运移是重要的，而且对区域性侧向运移也具有积极的影响。

### （二）势梯度变化与石油的运移

尽管沙三中亚段、上亚段石油的运移呈现“离心”流特征，但在不同的构造部位运移（聚集）的效果可能并不相同。在油势等值线密集带，势梯度较大，作用于油的合力（浮力和水动力）亦较等值线稀疏处要大，但同时又说明流体能量在此方向的交替较为困难（陈荷立等，1988），也即对油运移的阻力可能更大。相反，等势线稀疏处则标志着流体能量交替较为容易，其能量的均衡作用必然较强，在此方向的低势区则是石油运移的主要指向。势梯度不同所导致的流体能量交替程度的差异也必然导致石油运移效应的变化，其结果是在继承性的、势梯度变化较小的低势区形成聚集。作者认为这一认识对解释本区石油的分布规律具有实际意义。目前的勘探结果表明，正是在具有上述特征的低势区，发现了大量的石油聚集，如南斜坡、中央构造带和滨南等。相反，在势梯度变化较大的低势区，如高青凸起、滨县凸起和胜北—永北断裂带以北（上升盘），只有少量石油聚集，而天然气由于其密度小、浮力大、运移能力较强，可在这些部位形成气藏。

从上分析得出认识：①长期的、势梯度变化较小的低势区是石油运移的主要指向，并易形成有利的石油聚集；②水动力驱动是重要的，尤其在第一次成油期，水动力是主要的运移动力；③天然气因浮力比油大得多，可沿势梯度较大的低势区作较长距离的运移并形成聚集。

### （三）相对油势（$U_o$）

根据相对油势等值线图可定性地判断油气聚集的有利部位（M.K.Hubbert，1953；E.C.Dahlberg，1982），模拟结果显示，本区沙三中亚段、上亚段相对油势（$U_o$值）的分布格局和演化特征与绝对油势 $\Phi_o$ 基本相似，如从东营期末以来，在利津和牛庄洼陷中心沙三中亚段 $U_o$ 值为 $235\sim247\times10^2$m，沙三上亚段为 $158\sim146\times10^2$m（图 7-25、图 7-26），低 $U_o$ 区位于凹陷的周缘。

图 7-25 与图 3-19 对比表明，模拟的低 $U_o$ 区总体分布与实测资料计算的结果有一定差异，主要表现在凹陷内部的低值区不够明显，且凹陷边缘地区主要为低势区。主要原因是：①模拟的储层顶面古埋深的详细变化不如实际钻井资料准确，即存在一定的误差；②现今盆边缘有少量重力水流作用，这在模拟时未予考虑；③油的聚集受构造（断层）、沉积相分布等复杂条件制约，模拟没有考虑这些复杂因素的影响。这说明研究石油的聚集不能仅依赖于流体势的分析，而要在运移动力学研究的基础上结合具体的地质、构造条件研究聚集条件和控制因素。然而，古势场的模拟对于分析区域油气运移的条件和方向仍有重要的实际意义。

## 四、运移速度分析

### （一）运移速度

石油运移的速度既取决于运移动力作用的强度，还依赖于运载层的孔隙度、渗透率、流体的性质（粘度和密度）和石油的相对渗透率，另外毛细管阻力的影响也是重要的。本文模拟计算的是油体通过孔隙空间的实际流动速度，因认为石油主要是在砂岩较大的孔隙中运移

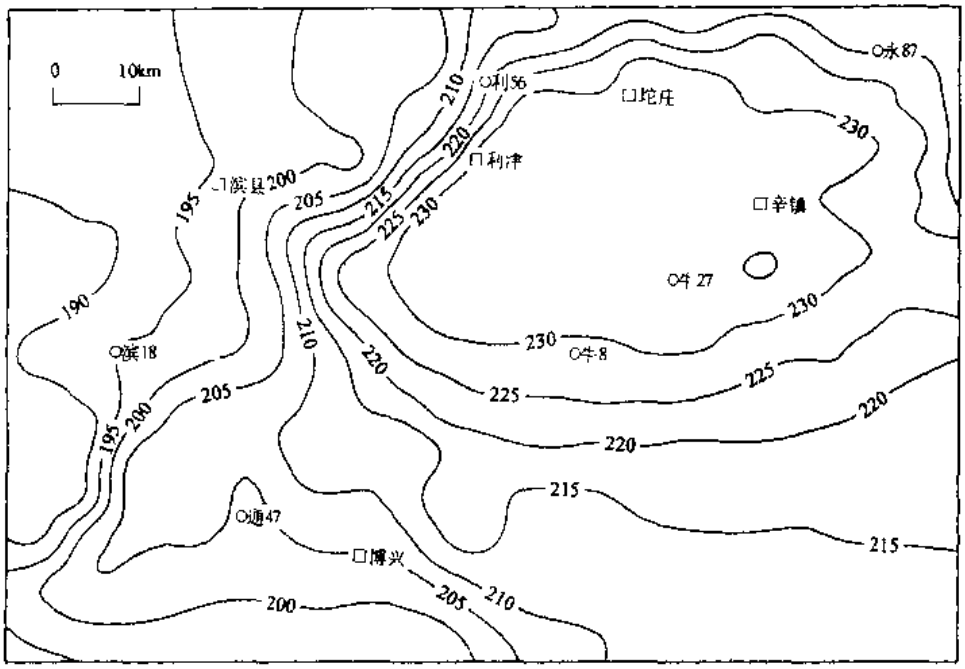



图 7-25 东营组末的沙三中亚段 $U_0$ 等值线图

（单位：100m）

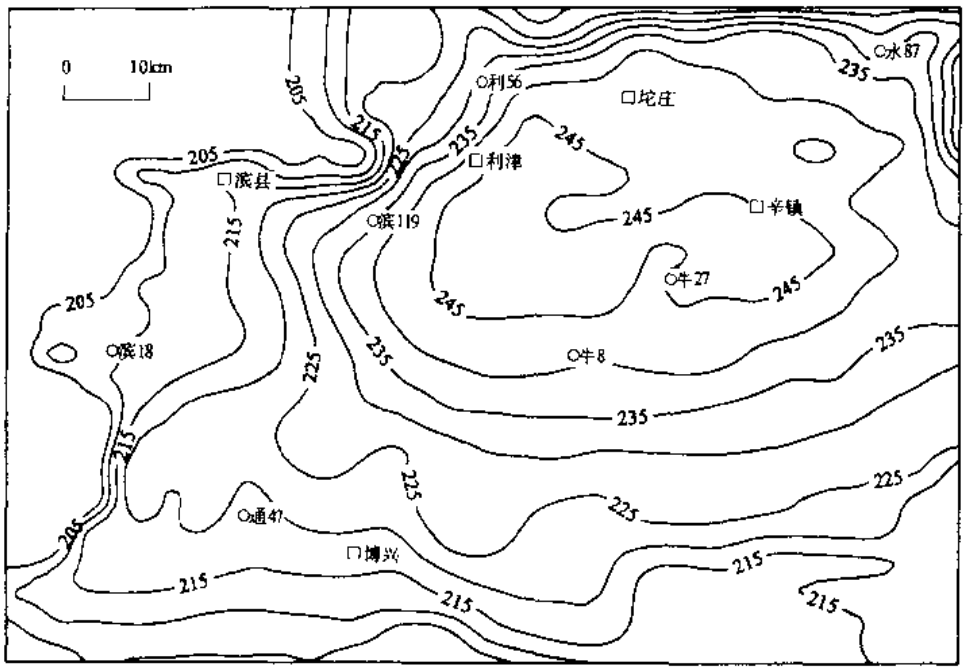



图 7-26 目前沙三中亚段 $U_0$ 等值线图

（单位：100m）

的，故未考虑毛细管阻力的影响；又认为二次运移的主要相态是独立相，故也未考虑油相渗透率的影响，这与实际运移机理有一定的差别。尽管如此，模拟计算的石油运移速度仍能给出一个定量的概念。

沙三中亚段、上亚段储层中石油运移速度的基本特征是：



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

①自东营期末—明化镇期末，生油洼陷中心的运移速度均高于其它地区，如沙三中亚段于东营期末在利津洼陷和博兴洼陷运移速度最大为35km/Ma，牛庄洼陷和胜北深洼为15km/Ma（图7-27）；在明化镇末期上述地区运移速度可达30～40km/Ma（图7-28），沙三上亚段也具有类似的规律，但速度比沙三中亚段高，且利津洼陷高于牛庄洼陷（图7-29）。

②到第四纪末（现今），运移速度发生相反的变化，即利津、牛庄等主要洼陷区内运移速度明显低于其周围地区，如沙三中亚段在利津和牛庄洼陷的运移速度最大为10km/Ma，

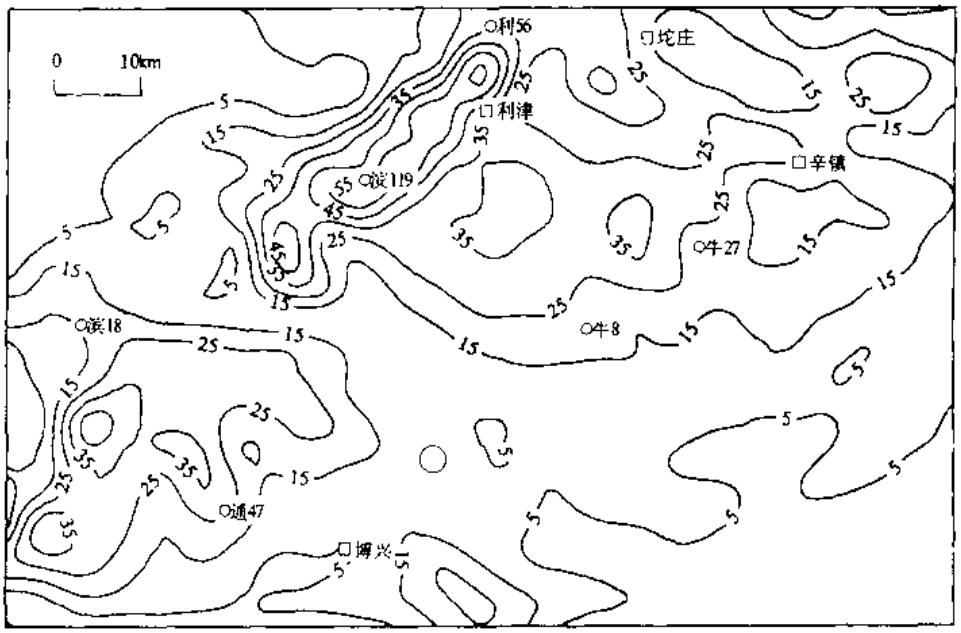



图7-27 东营期末的沙三中亚段运移速度等值线图

（单位：km/Ma）

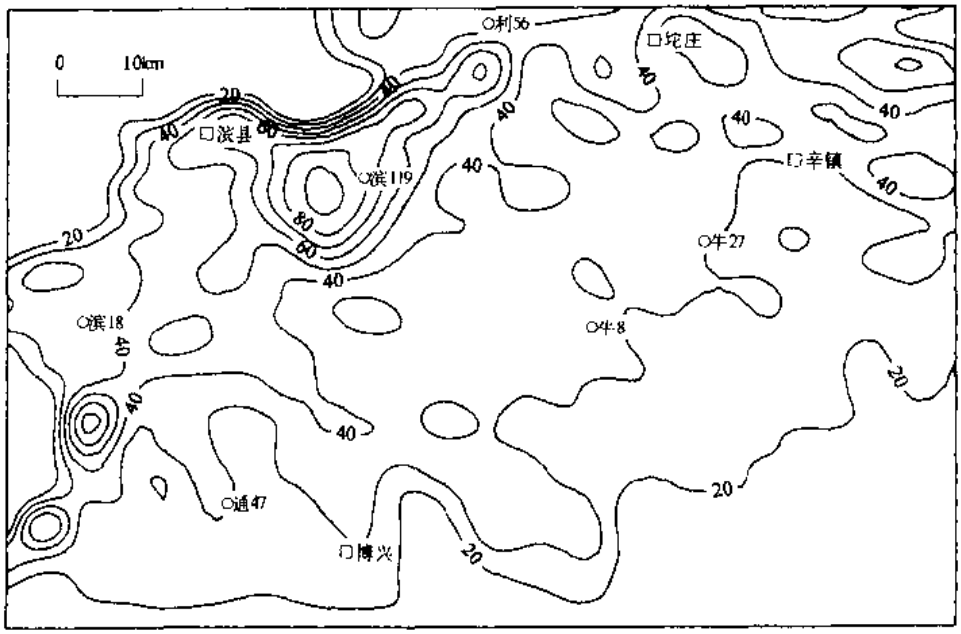



图7-28 明化镇期末的沙三中亚段运移速度等值线图

（单位：km/Ma）

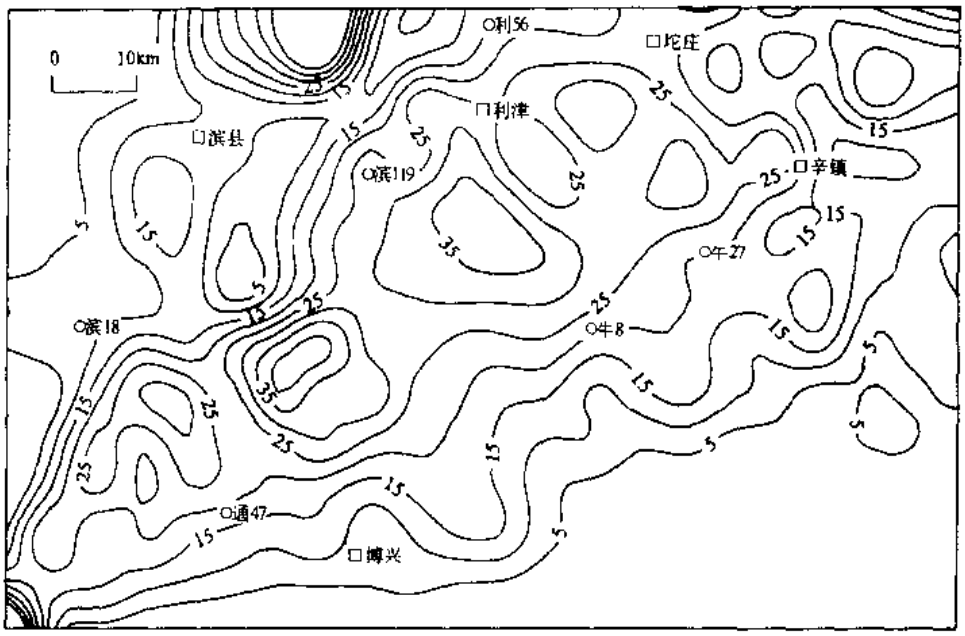



图 7-29　东营期末的沙三上亚段运移速度等值线图

（单位：km/Ma）

而滨南、利津之西北速度达到 60km/Ma（图 7-30）；沙三上亚段于该时期在利津和牛庄洼陷为 5～10km/Ma，其他地区可达 30～35km/Ma。

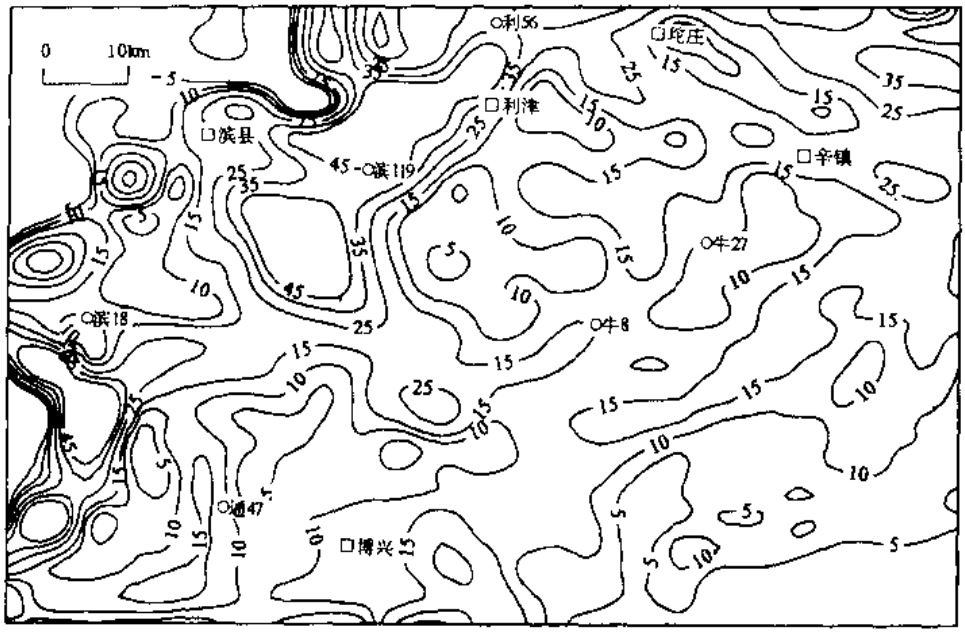



图 7-30　目前沙三中亚段运移速度等值线图

（单位：km/Ma）

③在各地史阶段，明化镇期总体运移速度较高，一般为 30～40km/Ma，其次为东营期和馆陶期，一般为 5～25km/Ma，而现今的运移速度最低，一般为 5～10km/Ma。

**（二）影响运移速度的因素**

影响不同阶段运移速度差异的主要因素有以下几个方面：



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

1. 水动力条件

模拟结果表明，东营期—明化镇期在利津和牛庄洼陷水动力仍比较活跃，较强的水动力条件对运移起积极作用，较大的油势差也必然导致石油的快速运移。在第四纪，由于压实流能量的减弱，水动力能量的递增幅度大大降低，流体势差异减小，结果导致运移速度变得缓慢。

2. 运载层的孔隙度、渗透率

虽然石油实际运移速度与孔隙度成反比关系（6-10 式），但孔隙度的微小减少将导致渗透率的大大降低，从而严重地影响了实际运移速度。在东营期—明化镇期，由于地层仍具有一定的可压缩性，储层也具有一定的孔隙空间（相对于现今而言）；到了第四纪，运载层孔隙度比以前要小，导致了其渗透率的显著下降，结果也必然引起运移速度的下降。由此分析，渗透率与孔隙度相比，前者是影响运移速度的主导因素，而后者则是决定石油运移通道的重要条件。

3. 压实程度的差异

这既是决定压实水流能量的条件，又是影响储层孔、渗性的主导因素。在东营—明化镇期，利津、牛庄等洼陷中心仍具有可压实性；到了第四纪，洼陷中心压实作用显著减弱，而盆地边缘压实作用较洼陷中心明显增强，其结果就导致了边缘地区比洼陷中心具有较强的水动力能量和较高的孔渗性，从而表现为较高的运移速度。这一认识与 Вулштар 等（1970）的观点是基本一致的（图 7-31、32）。

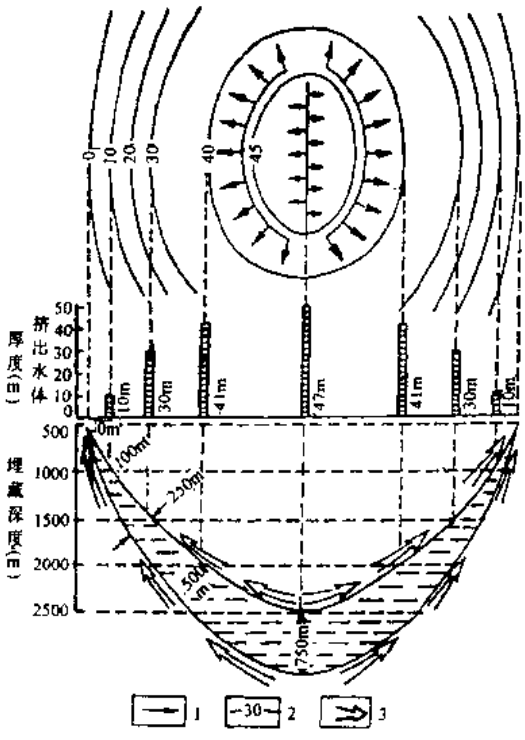



图 7-31 假想凹陷中心压实未达极限时的挤出水动力状况

（据 Вулштар，1970）

1、3—平面和剖面上挤出水在储层中的运动方向；2—挤出水体厚度等值线（m）

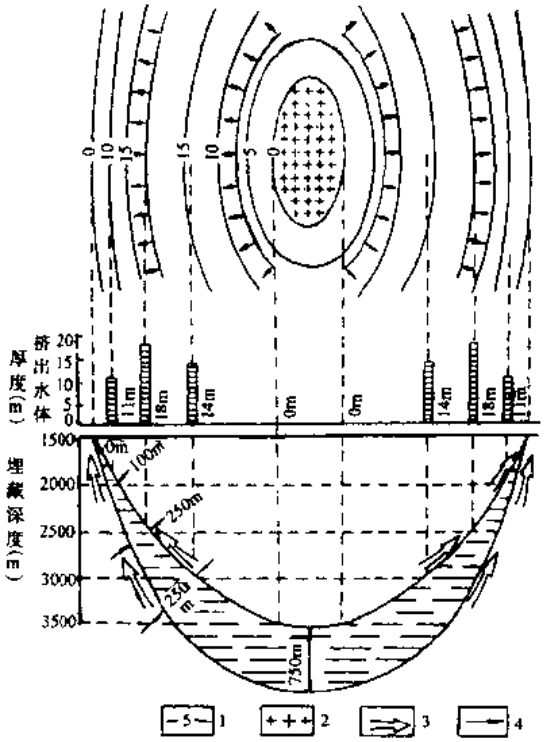



图 7-32 假想凹陷中心压实达到极限时的挤出水动力状况

（据 Вулштар，1970）

1—挤出水体厚度等值线（m）；2—地层的压实极限带；3、4—剖面和平面上挤出水在储层中的运动方向

## 五、运移动力学条件

从水动力的运移速度模拟、分析表明，本区运移的主要动力条件是水动力和浮力，然而在不同的演化阶段，在凹陷内不同的地区运移的主导动力是不同的：①在早第三纪，水动力是石油运移的主要驱动力，尤其在生油洼陷内及其临近地区，相对而言浮力是次要的；②在晚第三纪，水动力和浮力可能都是重要的，它们相对的强度取决于具体的地质条件（如构造位置）；③到第四纪，凹陷中心附近石油运移的主要动力则是浮力作用，此时在凹陷的边缘地区水动力作用仍可占重要的地位。

# 第三节　模拟结果的实际意义

模拟研究的目的在于对本区石油运移的动力学条件、影响运移的主要因素、运移的主要指向和可能的有利聚集区进行定量化描述，不仅解释石油的运移规律，更重要的是从理论和方法上预测运移和石油分布问题。作者认为研究结果对该区油气地质理论研究和实际的油气勘探具有参考价值。

①水动力学和古流体势场的模拟为认识本区油气运移特征和石油的环（带）状分布提供了理论依据，在继承性的低势区将是本区油气运移的主要指向，结合具体的地质条件可以圈定有利的勘探领域，如凹陷内的构造（隆起）带、砂岩体分布区以及凹陷缓坡的构造带等，这些地区仍然是今后勘探的有利靶区。

②生、排、运模拟结合构造活动分析，为认识本区油气成藏的主要阶段提供了定量依据。运移速度模拟不仅支持了本区“两次成油、晚期为主”的基本认识，而且与本区石油运移的距离基本吻合。例如，从目前油田分布的现状分析，利津洼陷石油运移的距离一般为23～30km，最近的也有14km；牛庄洼陷运移距离一般为12～24km，最近的仅5km。模拟的平均运移速度在利津洼陷一般为15～25km/Ma，在牛庄洼陷为10～20km/Ma，如果考虑到毛细管阻力、相对渗透率和断层的影响，估计运移速度要下降到8～12km/Ma以下，照此计算运移距离则可达到25～36km左右。

③必须强调，本区石油运移的早期以水动力作用为主，中期为水动力和浮力，晚期洼陷中心则以浮力为主，这意味着运移作用具有持久性；加上主要构造活动期多方式的（侧向和垂向）运移，为本区油气的环（带）状和多层系分布创造了良好条件。因此，在继承性发育的张性构造带（如中央构造带）仍是发现构造油藏的主要目标，而在南斜坡的地层、岩性变化带、深洼陷附近的断裂带则是复式油气聚集的有利地区。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 结　　语

油气二次运移、聚集研究是石油地质领域中重要的研究内容，其理论意义和在油气勘探中的指导作用已愈来愈受到重视。本书主要是以国内外理论、方法研究的新成果为基础，结合中国石油天然气总公司“八五”攻关子课题的研究，分析了东营凹陷的油气运移（聚集）和分布规律；提出了研究思路和方法；建立了油气运移的地质概念模型和数学模型；对二次运移过程和历史进行了定量分析与模拟。主要结论和认识归纳如下。

①在油气二次运移的主要阶段，以独立相态运移已基本成为共识，由于天然气与石油性质上的差别，天然气可呈现较丰富的二次运移相态；油和气发生二次运移的基本条件是要达到一定的烃饱和度和达到一定的烃柱高度或长度；当石油的临界饱和度达到20%～30%、气的饱和度达到10%以上时，发生二次运移才是可能的；运移的临界烃柱取决于地下流体的性质、运载层的孔隙结构和地下水动力学特征。

②控制二次运移、聚集的动力学条件是水动力、浮力以及运载层的毛细管阻力之间的动态平衡；流体势的理论和方法是定量描述上述动力学特征和预测油气运聚方向和部位的有效手段，但必须与古构造和古水流分析结合；油气二次运聚的模式在一定程度上反映了油气分布的一般规律，可以对油气勘探起到指导作用。

③通过水文地质、水动力与流体势场分析和运移地球化学综合分析，均得出东营凹陷沉积水占绝对优势、是一个封闭性良好的压实“离心流”盆地的基本认识，从而为建立运移动力学模型和实现数值模拟研究奠定了基础。

④油气既可侧向运移，也可作垂向运移，主要取决于运移通道上的渗透性相对变化及流体势梯度；断层的周期性活动是导致油气周期性运聚和分布方式复杂的重要原因；根据盆地类型和构造条件分析，认为本区断裂的周期性活动控制油气垂向运移具有脉动性（幕式），水动力条件控制的侧向运移具有继承性。

⑤根据盆地性质、运载层的分布规律和源岩排烃模式，建立了“准三维非稳定流”古水动力学模型和运移模型；在地史、热史、生烃和排烃史数值模拟的基础上，进行了石油运移动力学及运移史的数值模拟。

⑥古水动力场的模拟结果表明，古水头的演化受压实水流量、运载层的构造形态、非均质性（导水能力）、边界条件（盆地性质）等因素控制，箕状凹陷不对称的构造格局造成了沙三段古水头向凹陷的西北、西和西南方向降低；压实水头（压力水头）主要受深洼陷控制，并呈明显的“离心流”特征。

⑦古流体势场（油势场）的模拟揭示了利津、牛庄和博兴等生油洼陷为明显的高势区，油的力场强度反映沙三段石油由生油中心向其周缘地区呈“离心状”运移的基本规律，且具有继承性、区域流场无根本性改变的特点；石油势梯度的大小决定了运移的主要指向，即在势梯度变化较小处易于油的运移，相反在势梯度变化较大处因流体能量交替较弱，运移阻力增大，因而并不利于石油的运移；在继承性的、势梯度变化较小的低势区才是石油运移的主

要指向和有利的聚集部位，用这一认识可以解释本区石油的分布规律。

⑧运移速度的模拟表明，东营期和明化镇期是本区沙三段石油运移的活跃期，凹陷的边缘比各洼陷中心的运移速度低；第四纪则是运移作用减弱的阶段，凹陷的边缘地带比各洼陷中心的运移速度要高，这一结果与本区“两期成油、晚期为主”的认识相一致，因此结合主要构造活动周期的分析，可为本区油气的主要成藏期提供定量依据。

⑨影响运移速度和能力的主要因素是水动力条件、运载层的孔隙度、渗透率（非均质性）和压实程度，且渗透率对运移速度的影响要比孔隙度的变化重要得多；压实水流对运移的影响不但导致平面上运移速度的差异，而且引起各演化阶段运移能力的不同。

⑩在不同时期和构造部位，运移动力学条件也相异：在早第三纪末期，水动力是运移的主要动力，尤其在生油洼陷内及其附近地区，相对而言浮力是次要的；在晚第三纪末，水动力和浮力是重要的运移动力；第四纪末凹陷中心附近石油运移的主要动力则是浮力作用，而洼陷附近地区水动力作用仍占重要地位。

⑪油气二次运聚是一个复杂的过程，涉及到多学科的理论、概念和方法，本书仅从几个方面进行了初步研究和认识。要从根本上解决油气运聚的一系列问题，仍需要进行深入的研究和探索，必须发挥多学科的理论和方法，使之渗透和综合，尤其是从定性研究完全上升到定量分析和模拟。

然而，因种种原因还有一些问题值得注意和今后进一步深入研究：① 运移模拟未考虑毛细管力和油相渗透率的影响，运移速度模拟结果可能与实际情况有一定差异（但仍能给出一个基本的定量概念）；②因考虑运移模拟与生、排烃模拟结果的衔接，矩形网格系统对不规则边界的处理能力较差，致使凹陷边缘模拟误差较大；③ 因构造条件的复杂性，仅讨论了断裂活动的周期性对运移的宏观控制作用，运移模拟没有考虑具体断层的影响，等等。



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

# 参 考 文 献


王福明，贺正辉，索瑾．应用数值计算方法．北京：科学出版社．1992.

王秉海，钱凯主编．胜利油区地质研究与勘探实践．东营：石油大学出版社．1992.

石广仁．油气盆地数值模拟方法．北京：石油工业出版社．1994.

帅德福，王秉海主编．中国石油地质志（卷六）一胜利油田．北京：石油工业出版社．1993.

孙讷正．地下水流的数学模型和数值方法．北京：地质出版社．1981.

李明诚．石油与天然气运移．北京：石油工业出版社．1987.

李明诚．碎屑岩中天然气运移特征及其定量研究．石油勘探与开发，1992，19（4）：1—11.

李明诚．石油与天然气运移．北京：石油工业出版社．1994.

李成凤，肖继凤．微量元素在东营盆地沙河街组古盐度及沉积环境研究中的应用．1985. 胜利油田勘探开发研究报告集（20），胜利油田地质科学研究院．

李俊亭主编．地下水流数值模拟．北京：地质出版社．1989.

李竟生，陈崇希译（Bear，J. 著）．多孔介质流体动力学．北京：中国建筑工业出版社．1989.

刘方槐，颜婉荪．油气田水文地质学原理．北京：石油工业出版社．1991.

刘孝汉．利用地层原油物性和油层压裂梯度研究陕甘宁盆地侏罗系油气运移．石油实验地质，1991，13（4）．

许涓铭等译（Bear J. 著），地下水水力学．北京：地质出版社．1987.

张方选等译（Durand B.、Ungerer P. 著）第11届世界石油会议报告文集（第一分册）．北京：石油工业出版社，85—97页．1984.

张宏仁等编译．地下水水力学的发展．北京：地质出版社．1992.

张厚福、张方选主编．石油地质学．北京：石油工业出版社．1989.

张蔚榛．地下水非稳定流计算和地下水资源评价．北京：科学出版社．1983.

杨绪充．含油气区地下温压环境．东营：石油大学出版社．1993.

杨绪充．东营凹陷古水文地质条件探讨．华东石油学院学报，1985，第二期，1—8.

杨绪充．济阳坳陷古水文地质条件与油气移聚．石油实验地质，1986，8（3）：205—214.

杨绪充．试论济阳坳陷的地温场．华东石油学院学报，1989，第一期，1—12.

杨绪充．济阳坳陷中新生代古地温分析．石油大学学报，1988，12（3）：1—11.

陈月明主编．油藏数值模拟基础．东营：石油大学出版社．1989.

陈文义等．东濮凹陷不同成因类型的天然气、凝析油地球化学特征及鉴别标志．煤成气地质研究．北京：石油工业出版社．1987.

陈发景，田世澄主编．压实与油气运移．武汉：中国地质大学出版社．1989.

陈荷立，罗晓容．砂泥岩中异常高流体压力的定量计算及其地质应用．地质论评，1988，34（1）：54—62.

陈崇希，唐仲华．地下水流动问题数值方法．武汉：中国地质大学出版社．1990.

陈荣书，袁炳存．天然气地质学．武汉：武汉地质学院出版社．1986.

陈荷立等编译．油气运移（2）．北京：石油工业出版社．1987.

宋秀珍译（瓦尔特 H. 费特尔著），异常地层压力．北京：石油工业出版社．1985.

胡伯良译（J. M. Hunt 著）．石油地球化学和地质学．北京：石油工业出版社．1986.

胡济世．异常高压、流体压裂与油气运移．石油勘探与开发，1989.16（2）：16—23；16（3）：16—22.

胡济世译（Jacquin C，Poulet M. J. 著），恢复沉积盆地发育时期的古水动力条件的数学模型研究．国外石油地质，1979. 第二期，1—25.

查明，张一伟．盆地数值模拟方法研究与发展．石油大学学报（自然科学版），1992.16（2）：106—113.

查明等．压实流盆地流体势场与油气运聚——以东营凹陷为例．现代地质，1996.10（1）：103—110.

查明等．扩散排烃模拟研究及其应用．石油大学学报（自然科学版），1994，No.5：14—19.

查明．东营凹陷下第三系沙三、沙四段石油运移地球化学特征及意义．地球化学．1997.

查明等译（Nakayama.K. 和 Lerche，I. 著），二维盆地分析．国外油气勘探，1991，第3期．

查明译（Person 著）．石油二次运移本来就是三维的吗？——来自法国巴黎盆地的实例．国外油气勘探，1993，第 4 期．

查良琦等．实用微计算机图形学．北京：电子工业出版社 1990.

郝石生、张振英 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义．石油学报，1993.14（2）：12—21.

郝石生等．轻烃扩散系数的研究及天然气聚动平衡原理．石油学报，1991，12（3）：17—23.

郝石生等．天然气运聚动平衡及其应用．北京：石油工业出版社．1994.

徐永元等译（B. P. Tissot，D. H. Welte 著）．石油形成与分布（第二版）．北京：石油工业出版社．1990.

徐伟民．石油地球化学在油气勘探中的应用．东营：石油大学出版社．1993.

陶一川．石油地质流体力学分析基础．武汉：中国地质大学出版社．1993.

陶一川等．异常地层压力数学模型分析与应用．地球科学，1992，17（5）．

洪志华等．八面河油田低熟原油特征及其成因探讨．石油技术（汇编）．1989.

黄第藩等译．油气运移（1）．北京：石油工业出版社．1988.

韩玉芙、王捷等．盆地模拟方法及其应用．油气资源评价方法研究与应用．北京：石油工业出版社，58—75.1988.

葛家理主编．油气层渗流力学．北京：石油工业出版社．1982.

潘钟祥主编．石油地质学．北京：地质出版社．1986.

薛禹群主编．地下水动力学原理．北京：地质出版社．1986.

戴金星等译（H. B. 维索茨基著）．天然气地质学．北京：石油工业出版社．1986.

Barker, C.. Primary Migration—the Importance of Water—Organic—Mineral Matter Interactions in the Source Rock. *AAPG Studies in geology*, 1980, No.10.

Barker, C.. Generation of Anomalouse Internal Pressure in Source Rocks.2nd IFP Exploration Research Conferance.1987.

Belitz, K. and Bredehoeft, J.D.. Hydrodynamics of Denver Basin: Explanati on of Subnormal Fluid Pressures. *AAPG Bull.*, 1988, V.72, No.11, p.1334—1359.

Berg, R.R..Capillary Pressures in Stratigraphic Traps. *AAPG Bull.*, 1975, V.59, No.6, p.939—956.

Bethke, C.M. et al . Long—Range Petroleum Migration in the Illinois Basin . *AAPG Bull.*, 1991, V.75, p.925—945.

Bethke, C. M..A Numerical Model of Compaction—Driven Groundwater Flowand Heat Transfer, and Its Application to the Paleohydrology of Intracratonic Sedimentary Basins. *Jour. of Geophysical Research* , 1985, V.90 (B8), p.6817—6828.

Braester, C. et al..Hydrocarbon Accumulaions of the Dead Sea Craben: A Simulaiton Approach. *Jour. of Petrol .Geo.*, 1991, V.14, No.2, p.181—196.

Bredehoeft, J. D. et al..The Hydrodynamics of the Big Horn Basin: A Study of the Role of Faults. *AAPG Bull.*, 1992, V.76, No.4, p.530—546.

Bredenhoeft, J.D..Lateral Fluid Flow in a Compacting Sand—Shale Sequence: South Caspian Basin. *AAPG Bull.*, 1988, V.72, No.4, p.416—424.

Bonham, L.C.. Migration of Hydrocarbons in Compacting Basins. In Ruberts, W.H. and Cordell, R.J. (eds) . *Problems of Petroleum Migration. AAPG Studies in Geology*,1980, *No*.10, *Tulsa*, *Oklahoma*, p.69—89.

Bowering, J.W . Hydrodynamics and Hydrocarbon Migration—A Model for the Eromaga Basin. *APEA* , 1982, V.22, part 1.

Burrus, J. et al..Are Numerical Models Useful in Reconstructing the Migration of Hydrocarbons? A Discussion Based on the Northern Viking Graben.In: *Petroleum Migration Geological Society* , England, W.A. & Fleet, A.J. (eds) . Special Publication, 1991, No.59, 89—109.

Catalan, L. et al..An Experimental Study of Secondary Oil Migration . *AAPG Bull.*, 1992, V.76, No.5, p.638—650.

Cloetingh, S. A. P. L. and Van Balen, R.T.. Tectonic Control of the Sedimentary Record and Stress—Induced Fluid Flow: Constraints from Basin Modelling. In: *Contributions to an International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Rocks* , Parnell, J., Ruffell, H.H. & Moles, N.R. (eds) . British Gas Exploration and Production, 1993, p. 268—271.

Dahlberg, E.C.. *Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration* .Springer, New York, N.Y.1982.

Davis, R.W.. Integration of Geological Data into Hydrodynamic Analysis of Hydrocarbon Movement. In: *Petroleum Migration*, England, W.A. & Fleet, A.J. (eds) . Geological Society. Special Publication, 1991, No.59, p.127—135.

Davis, R. W..Analysis of Hydrodynamic Factors in Petroleum Migration and Entrapment. *AAPG Bull.*, 1987, V.11, No.6,



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

p.643—649.

Dembicki, H.Jr. et al.. Secondary Migration of Oil Experiments Supporting Efficent Movement of Seperate, Buoyant Oil Phase Along Limited Conduits. *AAPG Bull.*, 1989, V.73, No.8, p.1018—1021.

Dickey, P.A.. Possible Primary Migration of Oil from Source Rock in Oil Phase. *AAPG Bull.*, 1975, V.59, p.337—345.

Durand, B.. Understanding of Hydrocarbon Migration in Sedimentary Basins (Present State of Knowledge). *Org. Geochem.*, 1988, V.13, p.445—459.

England, W. A. et al.. The Movement and Entrapment of Petroleum Fluids in the Subsurface. *Jour. of the Geol. Soci.*, London, 1987, V.144, p.327—347.

England, W.A., Petroleum Migration. In: *Contributions to an International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Rocks*. Parnell, J., Ruffell, H.H. & Moles, N.R. eds.. British Gas Exploration and Production, 1993, p.54—55.

Forbes, P.L. et al.. A Two—dimensional Model of Overpressure Development and Gas Accumulation in Venture Field, Eastern Canada. *AAPG Bull.*, 1992, V.76, No.3.

Grauls, D J. and Baleix, J.M.. Role of Overpressures and in Situ Stresses in Fault—Controlled Hydrocarbon Migration: A Case Study. *Marine and Petrolum Geology*, 1994, V.11, No.6, p.734—742.

Hanebeck, D., Krooss, B.M., and Leythaeuser, D.. Experimental Investigation of Petroleum Generation and Migration under Elevated Pressure and Temperature Conditions. In: *Contributions to an International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Rocks*. Parnell, J., Ruffell, H.H. & Moles, N.R. (eds). British Gas Exploration and Production, 1993, p.50—53.

He, Z. and Lerche, I.. The Hydrodynamic Shape of Oil Stringers. *Journal of Petrol Sci. and Engin.*. 1991, No.5. p.127—135.

Hedberg, H D.. Methane Generation and Petroleum Migration. Ruberts, W.H. and Cordell, R.J. eds. *Problems of Petroleum Migration*. *AAPG studies in Geology*, 1980, No.10, Tulsa, Oklahoma, p.179—206.

Hooper, E. C.D.. Fluid Migration along Growth Faults in Compacting Sediments. *Jour. of Petrol. Geol.*. 1991, V.14, No.2, p.161—180.

Hubbert, M. K.. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. *AAPG Bull.*, 1953, V.37, No.8, p.1954—2026.

Hunt, J.M.. Generation and Migraiton of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compactments. *AAPG Bull.*, 1990, V.74, No.1, p.1—12.

Jones, R.W.. Some Mass Balance and Geological Constrains on Migration Mechanisms. Roberts, W.H. and Cordell, R.J. (eds). *Problems of Petoleum Migration*. *AAPG Studies in Geology*, 1980, No.10, p.47—68.

Krooss, B. M., Schaefer, R. G.. Experiments Measuremeents of the Diffusion Parameters of Light Hydrocarbons in Water—Saturated Sedimentary Rocks—I, A New Experimental Procedure. *Org. Geochem.*, 1987, V.11, No.3, p.193—199.

Krooss B. M., Leythaeaser, D.. Experiments Measurements of the Diffusion Parameters of Light Hydrocarbons in Water—Saturated Sedimentary Rocks—Ⅱ, Results and Geochemical Significance, *Org. Geochem.*, 1988, V.12, No.2, p.91—108.

Krooss, B. M., Leythaeuser, D.. The Quantification of Diffusion Hydrocarbon Losses Through Cap Rocks of Natural Gas Reservoirs—A Revaluation. *AAPG Bull.*, 1992, V.6, No.3, p.403—406.

Krooss, B. M. et al.. Geochromatography in Petroleum Migration: A review. In: *Petroleum Migraiton*. England, W.A. and Fleet, A.J. (eds). Geological Society. Special Publication, 1991, No.59, p.149—163.

Larter, S. and Mills, N.. Phase—Controlled Molecular Fractionations in Migrating Petroleum Charges. In: *Petroleum Migration*. England, W.A. & Fleet, A.J. (eds). Geological Society. Special Publication, 1991, No.59, p.137—147.

Lerche, I.. *Basin Analysis: Quantitative Methods* (V.1). Academic Press, London, 559p., 1990.

Leythaeuser, D. et al.. Role of Diffusion in Primary Migraion of Hydrocarbons. *AAPG Bull.*, 1982, V.66, No.4, p.408—429.

Leythaeuser, D. et al.. A Novel Approach for Recognition and Quantification of Hydrocarbon Migration Effects in Shale—Sandstone Sequences. *AAPG Bull.*, 1984, V.68, No.2.

Magara, K.. Pressure Sealing: An Important Agent for Hydrocarbon Entrapment. *Journ. of Petrol. Sci. and Engine.*, 1993, No.9, p.67—80.

Magara, K.. Efficiency of Petroleum Concentration in Major Petroliferous Basins. *Jour. of Petrol. Geol.*, 1991, V.51, No.1.

Magara, K.. *Geological Models of Petroleum Entrapment*. London, 1986.

Magara, K.. *Compaction and Fluid Migration*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam—Oxford, New York, 1987.

Maubeuge, F. and Lerche, I.. Representation of Grawth Fault in a Two—Dimensional Quantitative Model. *Marine and Petroleum Geology*, 1993. V.10, OCT., p.467—477.

McAuliffe, C. D.. Oil and Gas Migration - Chemical and Physical Constraints. *AAPG Bull.*, 1979, V.63, No.5, p.767—781.

Nakayama, K..Hydrocarbon—Expulsion Model and Its Application to Niigata Aera, Japan. *AAPG Bull.*, 1987, p. 810—821.

Nakayama, K.and Van Siclin, D. C..Simulation Model for Petroleum Exploration. *AAPG Bull.*, 1981, V.65, p.1230—1255.

Neglia, S..Migration of Fluids in Sedimentary Basins. *AAPG Bull.*, 1979, V.63, p.573—597.

Ozkaya, I..Computer Simulation of Primary Oil Migration in Kuwt. *Joural of Petroleum Geology*, 1991, V.14, No.1, p.37—48.

Perrodon, A..Oil System: Model and Application. *Jour. of Petrol. Geol.*, 1992, V.15, No.3

Person, M. & Garven, G.. Hydrologic Constraints on Petroleum Generation within Continental Rift Basins: Theory and Application to the Rhine Graben. *AAPG Bull.*, 1992, V.76, No.4.

Pratsch, J.C..Vertical Hydrocarbon Migration: A Major Exploration Prameter. *Jour. of Petro. Geol.*, 1991, V.14, No.14, p.429—444.

Price, L..Aquence Solubility of Petroleum as Applied to Its Origin and Primary Migration. *AAPG Bull.*, 1976, V.60, p.213—244.

Price, L.C. et al..Solubility of Crude Oil in Methane as a Function of Pressure and Tempreature. *Organic Geochemistry*, 1983, No.4, p. 201—221.

Rogers, A. L.and Yassir, N. A..Hydrodynamics and Overpressuring in the Jeanned Arc Basin, Offshore Newfoundland, Canada: Possible Implicatons for Hydrocarbon Exploration. *Bull. of Cana. Petro. Geol.*, 1993, V.41, No.3, p.275—289.

Rouchet, J. du..Stress Fields, A Key to Oil Migration. *AAPG Bull.*, 1981, V.65, No.1, p.74—85.

Schowalter, T. T..Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment. *AAPG Bull.*, 1979, V.63, p.723—760.

Selle, O.M.et al..Experimental Verification of Low—Dip, Low—Rate Two—Phase (Secondary) Migration by Means of γ—ray Absorbtion.In: *Contributions to an International Conference on Fluad Evolution, Migration and Interaction in Rocks*. Parnel, J.et al (eds). British Gas Exploration and Production, 1993, p.72—75.

Silverman, S.R..Migration and Segregation of Oil and Gas.In: Fluids in Subsurface Environments. *AAPG Mem.*, 1965, No.4, p.53—65.

Smith, D. A..Theoretical Considerations of Sealing and Non—sealing Faults. *AAPG Bull.*, 1966, V.50, No.2, p.363—374.

Sylta, φyvind.Modelling of Secondary Migration and Entrapment of a Multicomponent Hydrocarbon Mixture Using Equation of State and Ray—Tracing Modelling Techinques.In: *Petroleum Migration*. England, W.A.and Fleet, A.J. (eds) .Geological Society.Special Publication, 1991, No.599, p.111—122.

Thomas, M. M..Comments Calculation of Diffusion Coefficients From Hydrocarbon Concentration Profiles in Rocks. *AAPG Bull.*, 1989, V.73, No.6, p.787—791.

Thomas, M.M. and Clouse, J.A.. Scaled Physical Model of Secondary Oil Migration. *AAPG Bull.*, 1995, V.79, No.1, p.19—29.

Tissot, B.P. and Welte, D.H.. *Petroleum Formation and Occurrence*. New York, Springer—Verlag, 1978, 538p.

Tóth, J. and Corbert, T..Post—Paleaocene Evolution of Regional Grounwater Flow—Systems and Their Relation to Petroleum Accumulations, Taber area, Southern Alberta, *Canada*. *Bull. of Cana*. Petrol. Geol., 1986, V.34, No.3, p.339—363.

Tóth, J.. Cross—Formational Gravity—Flow of Groundwater: A Mechanism of the Transport and Accumulation of Petroleum (the Generalized Hydrolic Theory of Petroleum Migration). *AAPG Bull.*, 1980, *Studies in Geology* 10: *Problems of Petroleum Migration*, p. 121—167.

Tóth, J..Hydrolic Continuity in Large Sedimentary Basins. In: *International Conference on Groundwater in Large Sedimentary Basins*, 1990, p.1—13.

Tóth, J..Ground Water and Hydrocarbon Migration In Back, W., Rosenshein, J.S. and Seaber, P.R. (eds), *the Geology of North America*, 1988, *V. O—2, Hydrogeology*, Chapter 48, p.485—502.

Ungerer, P..Basin Evalution by Integrated 2—Dimensional Modeling of Heat Transfer, Fluid Flow, Hydrocarbon Generation, and Migration. *AAPG Bull.*, 1990, V.74, No.3, p.309—335.

Ungerer, P.et al..A 2—D Model of Basin Scale Petroleum Migration by Two—Phase Fluid Flow: Applicaiton to Some Case Studies.In: *Migration of Hydrocarbon in Sedimentary Basins*. Doligez, B. (eds), Editions Technip, Paris, 1987, p.415—455.



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

Vasseur, G. and Demongodin, L.. Convective and Conductive Heat Transfer in Sedimentary Basins. In : *Contributions to an International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Rocks*. Parnel, J. et al (eds), British Gas Exploration and Production, 1993, p.84—87.

Vugrinovich, R.. Relationships Between Regional Hydrogeology and Hydrocarbon Occurrences in Michigan, USA. *Jour. of Petrol. Geol.*, 1988, V.11, No.4.

Welte, D.H.. Migration of Hydrocarbons Facts and Theory. *2nd IFP Exploration Research Conference*, Paris, 1987.

Welte, D. H, Yükler. Petroleum Origin and Accumulation in Basin Evolution — —A Quantitative Model. *AAPG Bull.*, 1981, V.65, p.1387—1396.

Xiao, H.B. and Suppe, J.. Role of Compaction in Listric Shape of Growth Normal Faults *AAPG Bull.*, 1989, V.73, No.6, p.777—786.

Yu, Z. and Lerche, I.. Three—Phase Fluid Migration with Solubilities in a Two—Dimensional Basin Simulation Model. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, V.12, No 1, p. 3—16.

Yükler, M.A.. Cornford, A. C., Welte, D. H.. One—Dimension Model to Simulate Geologic. Hydrodynamic and Thermodynamic Development of a Sedimentary Basin. *Geol. Rundschau*, 1978, V.67, p. 960—979.

Zhu Ming et al. A Study on hydrocarbon Potential and kinetics of source rocks pyrolysis. *Chinese Journal of Geochemistry*, 1995, V.14, No.3, p.256—263.

Zieglar, D L.. Hydrocarbon Columns, Buoyancy, Pressures, and Seal Efficency Comparision of Oil and Gas Accumulations in California and Rocky Mountain Aera. *AAPG Bull.*, 1992, V.76, No.4.

# SECONDARY HYDROCARBON MIGRATION AND ACCUMULATION IN THE FAULTED BASIN

Zha Ming

## Abstract

Secondary hydrocarbon migration and accumulation are not only critical processes in the formation history of oil and gas pools, but also important aspects in development of petroleum geology theory. Comparing with hydrocarbon generation and primary migration (expulsion), secondary migration and accumulation dealt with the wider time-space scopes and more complicated controlling conditions, which increases difficulties in theoretical cognition and research methods. However, secondary migration and accumulation are unavoidable practical problems in petroleum resources evaluating and exploration targets choosing for a basin, so it is significant to analyze mechanisms and investigate history of migration and accumulation both in theory and in practice.

A greater progress has been made on the theories and methods of secondary hydrocarbon migration. The developing tendency of this subject is the combination and synthesis of multi-subject theories and methods, and from qualitative description into quantitative simulation gradually. In the light of the characteristics of Dongying Depression, the typical Meso-Cenozoic faulted petroliferous basin in the eastern part of China, this book deals with the theories, methods and applications of secondary migration and accumulation, and provides a studying thought which is qualitative research combining with quantitative simulation.

Chapter 1. It systematically introduces the theories, models and study methods of secondary migration and accumulation, emphasizes the important role of migration mechanism research in secondary migration and accumulation, and describes the phase states, critical conditions and kinetic characteristics of secondary migration. The mechanism models of secondary migration and accumulation are the comprehensive cognition in terms of abundant theories and experimental research results, which are instructive to the comprehension of migration process and the resolution of practical exploration problems. The research methods of secondary migration include modelling experiments, analysis of fluid potential, migration geochemistry (geochromatography) and computer simulation, among which modelling experiments are the essential for understanding migration mechanism and the prerequisite for realizing numerical simulation. This part is an indispensable theory base to form the thought of this book.

Chapter 2. It mainly introduces structural and geological backgrounds, types and distribution features of sedimentary facies in the depression. Emphasis is the petroleum geological condition, such as main hydrocarbon-generating beds, oil-generating periods, allocation relationship among source, reservoir and seal beds, as well as types and distribution of oil and gas pools. From this part, readers can un-



标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

derstand the basic geological configuration and main characteristics of Dongying Depression.

Chapter 3. It expounds the kinetic features of underground fluids in order to build the basic models of secondary migration——basin model. According to abundant surveying data, it analyzes types of formation water and salinity distribution of Shahejie Formation ($Es^3$) of Dongying Depression. The relationship between salinity and hydrocarbon distributions, the changes and influence factors of hydrocarbon properties are investigated. The focuses are pressure distribution of $Es^3$ and $Es^4$ members, characteristics and role of abnormal pressure in hydrocarbon migration. In terms of fluid potential theory, the features of regional fluid potential field of $Es^3$ member is analyzed, which indicates that the depression is of typical centrifugal fluid potential field and shows the relationship between the potential field and hydrocarbons distribution. This part lays a foundation for establishing migration conceptual models and realizing numerical simulation.

Chapter 4. It analyzes the directions, distance and regularity of hydrocarbon migration during geological historical periods by using organic geochemistry (geochromatography) for elucidating nature of centrifugal flow field in compaction flow basins. The changes of indicators including biological markers, carbon isotopes, $C_{15}$ normal paraffin and physical properties of petroleum also are investigated according to the principles of geochromatography. All of these evidences indicate that there is a basic pattern of centrifugal migration in the area. At last, it discusses the function and significance of organic geochemistry analysis in determining relationship between historical track of secondary migration and hydrocarbon distributions.

Chapter 5. It describes some factors controlling hydrocarbon migration and accumulation which are basin types, structural activities, faults and hydrodynamic environments. Firstly, in terms of basin types and models of hydrocarbon expulsion, the author thinks that Dongying Depression is a typical continental rifting basin which has the typical characteristics of compaction flow. Secondly, with the helps of analysis of fault activity periods and hydrocarbon migration, it discusses the roles of faults in hydrocarbon migration and main features of faults activities in Dongying Depression as well as their controlling on the vertical migration and accumulation of hydrocarbon. Lastly, it points out that regional hydrodynamic field has a long-term and important effect on lateral migration of hydrocarbon and puts forward a hydrocarbon migration model for Dongying Depression.

Chapter 6. It mainly introduces theoretical models of petroleum migration and emphasizes the significance and function of geological conceptual models in the study. The geological conceptual models and mathematical models which are pseudo-3D non-stationary flow hydrodynamics for compaction flow basin are built in the light of hydrodynamic theories and fluid potential methods, and numerical solutions of paleohydrodynamics equations are gotten.

Chapter 7. With geological conditions of Dongying Depression, this chapter determines geological carriers and fluids parameters in simulation. Simulations of paleohydrodynamic field, petroleum potential, migration rate, kinetic conditions of migration and their historical evolution, distributional law and major controlling factors are discussed in detail. The results have an important role in explaining migration directions, potential petroleum regions, major pool-formation periods and distributions of hydrocarbons in Dongying Depression.