

# 南堡凹陷成岩场及其对下第三系 储层成岩格架的控制<sup>①</sup>

李 忠<sup>1</sup> 周海民<sup>2</sup> 丛良滋<sup>2</sup>

1 (中国科学院地质研究所, 北京 100029) 2 (石油天然气总公司冀东勘探开发公司, 唐山 063004)

**提 要** 成岩场分析对区域储层预测和评价具有快速、有效的指南作用。南堡凹陷(陆上部分)下第三系由于高柳断裂而分割成两个二级断块。断裂上升盘(高柳地区)具有二次埋藏和相应的二次无机—有机成岩过程, 发育中深部(2700~3450m)异常高压, 同时局部存在大气水明显的淡化改造; 下降盘(北堡老爷庙)则以持续深埋藏为特征, 具有存在深部(>3400m)热流体活动和异常高压囊的条件。本文据此讨论了成岩场及沉积物分异对下第三系储层成岩格架及成岩序列的控制机理, 定量—半定量预测了断裂两盘成岩带埋藏深度的差异。

**关键词** 成岩场 成岩格架 储层 南堡凹陷

**分类号** P 512.2

**第一作者简介** 李忠 男 31岁 副研究员 沉积学与石油地质学

沉积物是成岩系统演变的内因; 而成岩场是成岩过程中温度场、压力场和孔隙水化学—动力学的总和<sup>[1,2]</sup>, 是成岩系统的外因。把成岩系统归结为沉积物(水—岩)和成岩场两部分, 这切合了不同成岩反应客观存在的时空分异内涵。

储层成岩格架包含成岩序列和成岩带展布两方面内容。储层尤其是深部储层(层内乃至盆地尺度)的成岩非均质性可以全面改造原始沉积组构<sup>[5,6]</sup>, 因此对区域储层成岩格架的剖析是油气勘探的必然要求。与小尺度成岩反应及序列研究不同, 成岩场分析旨在从盆地整体角度或区域方面阐明成岩作用的温度、压力和水化学—水动力条件, 强调储层成岩格架(正演)研究方法, 对区域储层分布规律提供有效的、大尺度的和可预测的背景信息, 提高新区钻前评价储层的速度和精度。利用成岩场首次研究南堡凹陷储层成岩格架, 不仅具有实际的预测效果, 而且探索了新的储层研究领域。

## 1 沉积背景和沉积特征

### 1.1 沉积背景

南堡凹陷位于近东西向的燕山褶皱带南缘, 是渤海湾裂谷内的一个二级构造单元。盆地北部以东北

向的西南庄断裂和北西向的柏各庄断裂为界(图 1), 南部边界至海中隆起(有待验证)。盆地剖面形态呈北断南超的箕状。

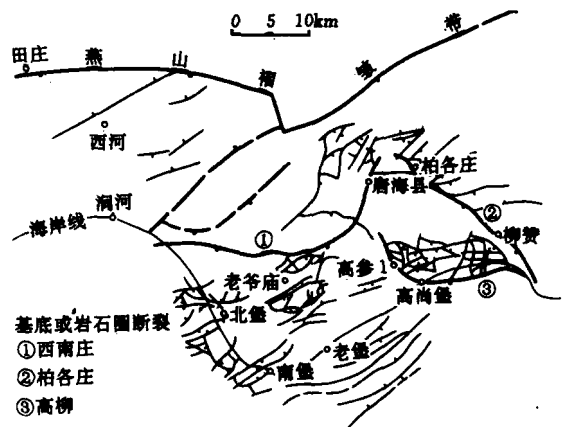


图 1 南堡凹陷(陆上部分)构造纲要图

Fig. The schematic graph showing structure framework in Nanpu depression (continental area)

值得注意的是, 在柏各庄断裂南侧发育一条与之大致平行的同沉积正断层, 称高柳断层。该断层长 17km, 倾向南西, 倾角 35°~50°, 其与柏各庄断裂共同制约着南堡凹陷的北部沉积地貌——断阶。断层主要活动时期为渐新世晚期, 对东营组沉积有极

① 收稿日期: 1996-10-08

大的控制作用。由于高柳断层的分割,南堡凹陷(陆上部分)被划分为两个二级断块,即上升盘高柳断块、下降盘北堡老爷庙断块。

### 1.2 沉积与岩矿特征

南堡凹陷充填演化具有明显的陆相裂陷沉积特征<sup>(4)</sup>。早第三纪裂陷活动较强,扇三角洲、近岸水下扇沉积发育。岩矿鉴定说明,下第三系砂岩类型以岩屑长石砂岩、混合砂岩及长石岩屑砂岩为主,分选度和磨圆度均较差;砂岩碎屑中石英含量基本不超过 40%,成分成熟度较差或极差。

综合分析表明,影响南堡凹陷东北部高柳地区的物源主要是灰岩、中基性火山岩及碎屑岩,砂岩岩屑(含量介于 20%~40%)中 50%以上为中基性火山岩;而凹陷西北部北堡、老爷庙地区除上述物源结构外,可能还有相当数量酸性喷出岩影响,东营组砂岩岩屑(含量介于 15%~30%)中 65%~85%为酸性火山岩。根据伊利石相当硼含量分析,南堡凹陷

沙三段沉积时期,水体盐度小于 4.19‰,所测样品中 48%属淡水(据威尼斯盐度分类),52%属少盐水。东营组沉积时,盐度略高,以少盐水为主。

## 2 成岩场分析

### 2.1 埋藏历史

埋藏历史分析是成岩场研究的基础。以 G82、Ls11、B5 和 M5 井为代表,分别作出了沙河街组 Es 底界(图 2a)和东营组 Ed 底界(图 2b)的埋藏曲线。总体上看,南堡凹陷经历了 Es-Ed(38.60~23.30Ma)和 Nm(5.20~1.64Ma)两次较快速的裂陷埋藏,东营组末期则存在一次明显的抬升剥蚀过程。东营组沉积期由于高柳断层的强烈活动,处于下降盘的北堡和老爷庙地区(以 B5、M5 井代表)充填厚度和充填速率较大,而东营组末期的抬升幅度较小或极小。这种埋藏差异在区域上直接制约着高柳断层上、下盘成岩类型和演化的分异。

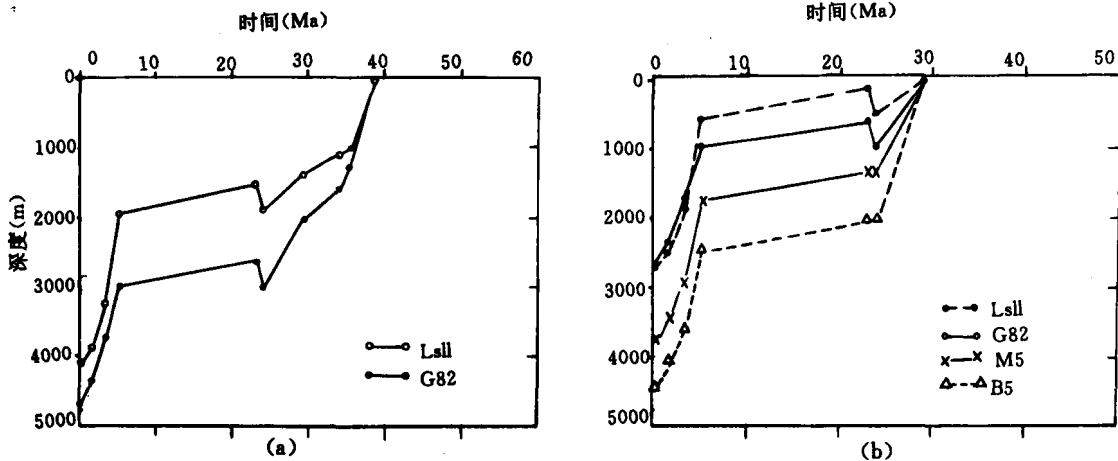


图 2 沙河街组底界(a)和东营组底界(b)埋藏曲线  
(高尚堡、柳赞、北堡和老爷庙分别以 G82、Ls11、B5、M5 井代表)

Fig. 2 Burial curve for the Shahejie Formation subface (a) and the Dongyun Formation subface (b)

高尚堡、柳赞地区下第三系经历了两次明显的深埋过程,即存在明显的二次成岩和(或)二次无机/有机成熟过程;北堡和老爷庙地区(尤其是北堡)下第三系则基本上是一次持续深埋藏成岩过程。

### 2.2 地温场

根据包裹体均一温度计算出南堡凹陷的平均古地温梯度为 2.8~3.0℃/100m。从图 3 可见,高尚堡地区古地温梯度较稳定且较低,4500m 深度样品

的镜质体反射率值多小于 0.8%;柳赞地区古地温略高,特别是靠近盆缘断裂的区块,镜质体反射率值出现高值异常,3100m 深度样品的镜质体反射率可达 1.5%,这种异常可能与断层活动和深部(基底)热流体活动有关。

北堡地区镜质体反射率—深度剖面反映古地温梯度与高尚堡地区相近或略低(图 3b),但 B5 井在 4200m 深度以下(沙一段)的高反射率值则可能说明

该区深部热流体活动显著,其与上部层段对比所表现出的较高地温梯度与欠压实带<sup>[8]</sup>有关。老爷庙地区镜质体反射率—深度关系较复杂,主要表现为中深部在低背景值上出现多个高值带。据钻井资料揭露,上述高值带与该区沙一段顶部、东营组顶部的两次基性火山岩喷溢和相关的次火山岩(辉绿岩)侵入密切相关,其中东营组顶部的火山活动较强,现已初步查明该期次火山岩已侵入到东一段和东二段地层中,导致了该区东营组的高成熟度。老爷庙地区与北堡地区类似,东营组和裂陷期后沉积(上第三系)连续且沉降厚度大,有发育深部热流体活动的条件,这一机理可能也促进了老爷庙地区深部热成熟度的提高。

因此,高尚堡地区可以2700m深度为界划分为上部的水静压力系统和下部的地静压力系统,而在下部地静压力系统中,2900~3450m深度段异常高压与粘土矿物第一次脱水作用关系密切。柳赞地区在约2900m深度开始出现异常高压,2900~3400m深度段压力系数可达1.19,其异常幅度较高尚堡小,这与该区欠压实作用不发育有关。上述异常高压带也是地层水矿化度和有机酸的高值带,这说明该带是水—岩作用强烈带,大量成岩反应尤其是溶蚀反应类型即发生在这一深度段。

北堡和老爷庙地区缺乏深部压力实测数据,但根据前述盆地动力学和埋藏历史的分析,我们认为这两个地区裂陷期和裂陷期后沉积连续,充填速率和厚度较大,有发育深部热流体活动的条件,在深部地温梯度陡增的同时异常高压带(囊)发育的可能性极大。从水化学剖面上看,北堡地区和老爷庙地区分别在3000~3600m、2800~3500m深度段发育高矿化度带,这虽然也说明是水—岩作用强烈带,但其

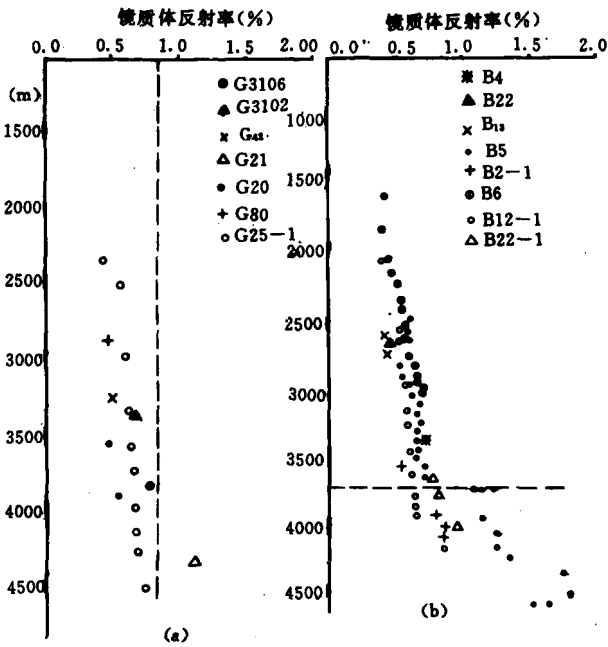


图3 高尚堡(a)和北堡(b)地区镜质体反射率—深度剖面

Fig.3 Vitrinite reflectance vs. burial depth sections in Gaoshanpu (a) and Beipu (b)

综上,在3500~4000m深度以上,区域古地温梯度由大至小的顺序为柳赞、高尚堡、老爷庙、北堡;而在该深度以下,柳赞和老爷庙较高,北堡居中,高尚堡较低。

2.3 压力场与水化学—动力学场

高尚堡地区2700m深度以下开始出现异常高压(图4),其中2900~3450m压力系数可达1.54,大于3450m则显示高压异常值相对稳定或缓慢变

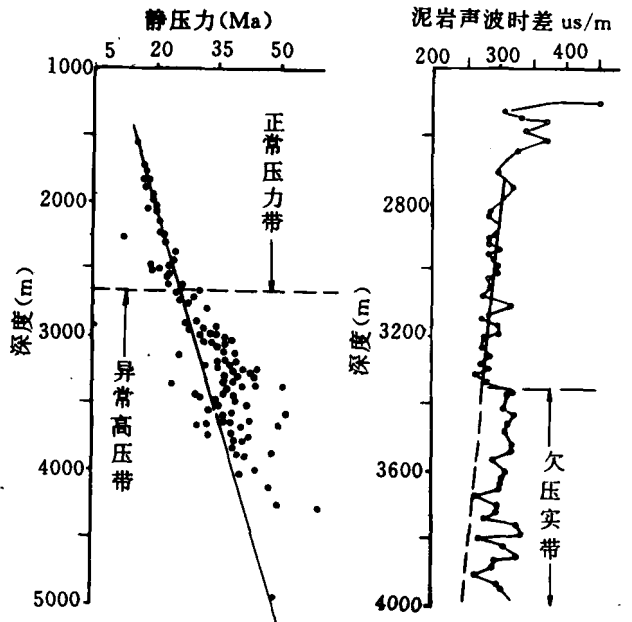


图4 高尚堡地层水静压力与深度关系

Fig.4 A scatter diagram showing formation water state pressure in relation to depth in Gaoshanpu

图5 北堡泥岩声波时差与深度关系

Fig.5 Mudstone sonic interval transit time in relation to depths in Beipu

对应的却是水静压力系统。另据泥岩声波时差推算地层压力(图 5),北堡 3400m 以下普遍存在异常高压,压力系数可达 1.23~1.25。由此推测北堡和老爷庙地区在 3400~4000m 深度以下即东三段和下部的沙河街组中应发育地静压力系统。这对该区深部储层分布是一个有利因素。

与渤海湾地区其它第三纪盆地比较,南堡凹陷

第三系地层水矿化度相对较低,高尚堡地区多小于 1.0%,柳赞地区多小于 0.6%;北堡和老爷庙地区略高,但大多也介于 0.5%~2.0%,据苏林油田水化学分类,本区地层水以碳酸氢钠型为主。另据油田水氢同位素研究<sup>①</sup>,高柳地区深部(可达 3800m 深度)与浅部(2200~2700m)地层水 δD 值相近,反映流体来源相近和(或)地下水对流循环较发育特征。

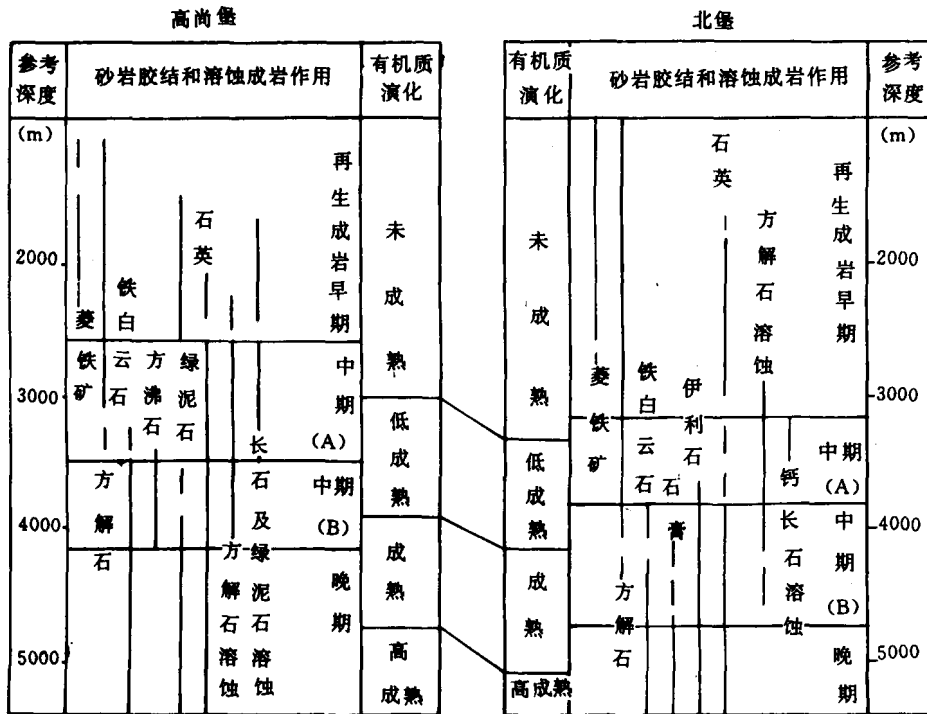


图 6 南堡凹陷无机—有机成岩带埋藏深度对比

Fig. 6 Burial depth correlation of inorganic-organic diagenetic belts in Nanpu depression

对中国东部第三纪断陷盆地的研究说明,地表水下渗作用的影响是普遍存在的,且主要发育近盆缘断裂区带和隆起—斜坡带上。南堡凹陷邻近燕山山脉,北部盆缘断裂和中部高柳断层持续活动,据流体势分析,断裂对流体活动的通道作用明显。总体上形成了北部接受补给,在重力水头作用下向南迳流至盆地区,而由于压力差(异常高压释放)和温度差效应,较深层流体又将沿断裂向上运移这样一个循环系统。应该说明的是,地表水对深部水—岩交换的影响是间接的和缓慢的。从地下水演化程度和“水洗油层”的分布看,地表水对柳赞地区下第三系影响较强,这与其邻近盆缘断裂构造和相对抬升

(上、下第三系之间的不整合面发育)有关。

### 3 下第三系成岩作用格架及成因

#### 3.1 储层成岩作用序列特征

高柳地区粒间压实速率快,埋深至 3100m 净砂岩碎屑颗粒填集密度达 83%~85%;再生成岩作用阶段以绿泥石—碳酸盐—方沸石胶结交代、中期碳酸盐—长石溶蚀作用发育为特征。北堡老爷庙地区以粒间压实速率慢,埋深至 3200m 净砂岩碎屑颗粒填集密度仅达 70%~75%;再生成岩作用阶段以碳酸盐—伊利石—石英胶结交代、中期方解石溶蚀为

① 冀东油田地质研究所、地矿部石油地质研究所,1994,南堡凹陷第三系水动力特征与油气聚积关系(科研报告)。

主要成岩特征。

成岩序列对沉积物(水—岩)类型反映尤其敏感<sup>[3,10]</sup>。总体上看,高柳地区下第三系基性火山岩岩屑含量较高、成分成熟度较低,因而早期孔隙水化学和自生矿物组合将以富阳离子类型<sup>[7]</sup>为特征,较低的碎屑成分和结构成熟度则为压实作用快速进程提供了便利条件;相比之下,北堡老爷庙地区沉积物成分成熟度较高,早期孔隙水化学和自生矿物组合以贫阳离子类型为主,压实作用也相对减缓。应该指出,具体胶结—溶蚀反应序列包含水—岩类型和成岩场相互作用的复杂过程,对此本文不再赘述。

### 3.2 储层成岩分带及成因

综合考察无机—有机成岩类型与成岩序列,注意无机与有机演变的同步性或不谐调性。这是解剖一个地区成岩分带和格架的关键。

镜下统计分析表明(图6),高柳地区再生成岩作用中期A和B(相当于V. Schmidt<sup>[9]</sup>的成熟阶段A和B)的深度分界大致在3400~3500m<sup>①</sup>。北堡老爷庙地区再生成岩中期A和B深度分界约为3600~4000m<sup>①</sup>。

有机地球化学研究表明<sup>②</sup>,高柳地区生烃门限为3100~3400m,成烃高峰段为3900~4300m,油窗下限可达4800m。与砂岩成岩阶段的对比研究发现,高柳地区再生成岩早期与有机质未成熟对应(图6),再生成岩中期与有机质低成熟和成熟的生烃高峰段大致对应,即本区再生成岩晚期仍有部分有机质处于成熟期或未进入高成熟期。

北堡和老爷庙地区的生烃门限、成烃高峰段和油窗下限平均较高柳地区深200~300m。有机—无机成岩阶段对比研究表明,再生成岩早期、中期和晚期与有机质的未成熟、成熟和高成熟段基本吻合,同步发展。

根据成岩场分析,高柳地区储层成岩序列相对浅埋藏和无机—有机演变不谐调的原因主要有:①地层埋藏时间长、岩矿成分成熟度低,沉积物机械稳定性较差,在深度剖面上导致了较为快速的压实速率,相应地促进了储层成岩演变;②经历了较为复杂的深埋和抬升历史,特别是早第三纪末期的抬升减缓了温压增长和成岩进程,尤其是有机质的演化;③上新世(相当于明化镇组Nm)约2000m的深埋藏,

导致下第三系负载压力迅速增大,二次压实作用显著;而由于热流的降低,对下第三系的温度补偿却相对较弱,因此高柳地区虽然叠加了二次无机—有机成岩作用,但有机质演变明显滞后于砂岩成岩进程。

与高柳地区相比,北堡和老爷庙地区(尤其前者)基本上是一个持续深埋过程,因此无机与有机成岩演变的同步性显著。此外,该区比较靠近盆地中央,下第三系重点层位东营组(现埋深多小于4000m)成岩系统相对封闭,区域古地温梯度较低,这也减缓了深度剖面上的成岩演变速率,即各成岩期的埋藏深度均较高柳地区大200~500m(图6)。另一方面,下降盘深部(大于3400~4000m)存在的高压囊和热流体活动可能降低砂岩孔隙的破坏速率,同时加快有机质的演化,即发育深部有效储层的可能性较大,这是该区潜在的油气储层勘探层位,也是有待深入研究的领域。

### 参 考 文 献

- [1] 孙永传,李忠,李惠生.中国东部含油气断陷盆地的成岩作用.科学出版社,1996,1~6.
- [2] 李忠.试论油气勘探中储层成岩作用的研究.地质探索,1990,(3):84~90.
- [3] 李忠,孙永传.油气盆地类型与成岩作用研究.中国博士后科学基金会编.中国博士后首届学术大会论文集,国防工业出版社,1993,1971~1976.
- [4] 武汉地质学院北京研究生院,大港油田石油勘探开发研究院.黄骅拗陷第三系沉积相及沉积环境.地质出版社,1987,1~141.
- [5] Chen, W., A. Ghaith, A. Park & P. Ortoleva, Diagenesis through coupled processes: modeling approach, self-organization, and implication for exploration. in I. D. Meshri & P. J. Ortoleva (eds.), Prediction of Reservoir Quality through Chemical Modeling, AAPG Mem, 1990, 49:103~130.
- [6] Dewar, T. & P. Ortoleva, The role of geochemical self-organization in the migration and trapping of hydrocarbons. Applied Geochemistry, 1988, 3:287~316.
- [7] Dutta, P. K., Climatic influence on diagenesis of fluvial sandstones. in K. H. Wolf & G. V. Chilingarian (eds.), Diagenesis, III. Developments in Sedimentology, 47. Elsevier, Amsterdam, 1992, 253~290.
- [8] Magara, K., Geological models of petroleum entrapment. Elsevier Applied Science Publishers Ltd., 1986, 98~107.
- [9] Schmidt, V. & D. A. McDonald, The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. in P. A. Scholle & P. R.

① 李忠等,1995,《冀东油区南堡凹陷下第三系层序地层、沉积体系分析与储层预测》(科研报告)第七章。

② 冀东石油勘探开发公司等,1994,冀东油区第二次油气资源评价(科研报告)。

Schluger (eds.), *Aspects of Diagenesis*, SEPM Spec. Pub., 1979, 26:175~207.  
[10] Stonecipher, S. A. & J. A. May, Facies controls on early diage-

nesis: Wilcox group, Texas Gulf Coast. in I. D. Meshri & P. J. Ortoleva (eds.), *Prediction of Reservoir Quality through Chemical Modeling*, AAPG Mem., 1990, 49:25~44.

## Diagenetic Fields and Their Controls on Reservoir Diagenesis Framework of Lower Tertiary, Nanpu Depression, North China

*Li Zhong*<sup>1</sup> *Zhou Haiming*<sup>2</sup> and *Cong Liangzi*<sup>2</sup>

1 (Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029)

2 (East Hebei Petroleum Company of Exploration and Development, China National Petroleum Corporation, Tangshan 063004)

### Abstract

Diagenetic field analysis have rapid and valid guide significance for regional reservoir prediction and evaluation. The Nanpu depression (continental area) is separated into two grade-2 fault blocks. The updip block (Gaoshanpu-Liuzhan) have undergone two times of inorganic-organic diagenesis processes, in relation to two times of evident subsidence burial, and is characterized by abnormal high pressure (compartment) in intermediated-deep burial (2700~3450m), as well as indirect freshening alteration in the shallow part resulted from meteoric infiltration. On the other hand, the downthrown block (Beipu-Laoyiemiao) is characterized by continual subsidence burial, which provided available conditions for thermo-fluid flow and related abnormal high pressure compartment development in deep burial part (>3400m).

The diagenetic field separation between the two fault blocks has important controls on reservoir diagenesis framework and sequences of the Lower Tertiary, in which some relations are discussed and applied to quantitative and semi-quantitative prediction of burial depths of reservoir diagenesis belts in the blocks. It was found that reservoir burial depth in the downthrown block is generally 200~500m larger than one in the updip block for the same diagenesis belt.

In addition, it is also discussed that diagenetic sequences, characterized by chlorite-carbonate-analcime authigenetic assemblage in the Gaoshanpu and carbonate illite-quartz authigenetic assemblage in the Beipu, were related to cation-rich and cation-poor types of primary sediment and pore water chemistry, respectively.

**Key Words** diagenetic field diagenesis framework reservoir Nanpu depression