

doi:10.3799/dqkx.2016.068

渤海湾盆地南堡凹陷地层压力演化及其成藏意义

汤建荣¹, 王 华^{1*}, 孟令箭², 刘君荣², 王 祥³, 刘琴琴⁴, 石英涛¹,
杜小梅¹, 严德天¹, 朱 波⁵

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074
2. 中国石油冀东油田公司勘探开发研究院, 河北唐山 063004
3. 广西壮族自治区地质勘察总队, 广西南宁 530023
4. 中国海洋石油总公司研究总院, 北京 100027
5. 武汉市国土资源和规划信息中心, 湖北武汉 430014

摘要:渤海湾盆地南堡凹陷 2 900 m 以下超压现象较普遍, 然而超压成因演化研究较为薄弱. 基于数值模拟技术对南堡凹陷古超压的形成与演化进行了恢复, 结合沉积速率演化、生烃演化及孔隙度演化研究了超压的成因演化特征, 并进一步探讨了地层压力演化的成藏意义. 研究表明, 南堡凹陷地层压力演化经历了原始积累(东营组剥蚀期以前)、超压释放(东营组抬升剥蚀期)及超压重新积累(东营组末期至今)3 个阶段; 东营组剥蚀期以前超压成因以欠压实为主, 超压幕式排放利于油气幕式排出, 东营组剥蚀期发生超压卸载, 超压卸载使得早期形成的油气藏进行一定程度的调整, 东营组末期至今以生烃增压为主, 生烃增压期与 2 次重要成藏期及油源断层活动增强期相耦合, 一方面大量油气沿断裂及岩性通道运移形成源内成藏组合, 另一方面在源储剩余压力差作用下, 油气沿活化的油源断层运移形成源上成藏组合; 油气有利聚集区与压力分布密切相关, 在相应层段油层压力系数分布区间内, 总体油层厚度与压力系数具有正相关关系, 因此建议将勘探重点放在相应层段压力系数分布区间内的压力系数高值区.

关键词:南堡凹陷; 超压; 压力演化; 成因机制; 成藏意义; 数值模拟; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2016)05-0809-12

收稿日期: 2016-01-16

Pressure Evolution and Its Effect on Petroleum Accumulation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

Tang Jianrong¹, Wang Hua^{1*}, Meng Lingjian², Liu Junrong², Wang Xiang³, Liu Qinqin⁴,
Shi Yingtao¹, Du Xiaomei¹, Yan Detian¹, Zhu Bo⁵

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China
2. Research Institute of Exploration and Development, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063004, China
3. General Academy of Geological Survey of Guangxi, Nanning 530023, China
4. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China
5. Wuhan Land Resource and Planning Information Center, Wuhan 430014, China

Abstract: This article aims to discuss the evolution of genetic mechanisms of overpressure, based on the numerical situation technique to recover the paleopressure formation and evolution, and combined with the evolution of sedimentation rate, hydrocarbon generation and porosity. And further study the accumulation significance of pressure evolution. The forward modeling indicates that the overpressure evolution in the sag is divided into three stages: original forming (before the erosion of Dongying Formation), release (during the erosion of Dongying Formation) and reform (since the end of Dongying Formation). Compac-

基金项目: 国家“十三五”油气重大专项基金项目(No.2016ZX05006006); 国家自然科学基金项目(No.41273001).

作者简介: 汤建荣(1989-), 硕士研究生, 主要从事石油地质方面研究. E-mail: tangjianrong27@163.com

*** 通讯作者:** 王华, E-mail: wanghua@cug.edu.cn

引用格式: 汤建荣, 王华, 孟令箭, 等, 2016. 渤海湾盆地南堡凹陷地层压力演化及其成藏意义. 地球科学, 41(5): 809-820.

tion disequilibrium is the main cause of overpressure before the erosion of Dongying Formation, which is beneficial to hydrocarbon emission. Overpressure release occurred during the erosion of Dongying Formation, which leads to the early reservoir adjustment to a certain extent. Hydrocarbon generation is the main cause of overpressure since the end of Dongying Formation, and coupling of the hydrocarbon generation, two hydrocarbon accumulation periods and fault activities played an active role in hydrocarbon accumulation. On one hand, a large quantity of hydrocarbon migrated along with fracture and sandstone to form inner-source plays. On the other hand, hydrocarbon migrated along with oil-source faults to form above-source plays under the high residual pressure difference between source rock and reservoir providing. The beneficial hydrocarbon accumulation regions are closely related to the stress distribution. Generally, the depth of oil reservoir and pressure coefficient is positive correlation under different plays of pressure coefficient distribution. The present study suggests that the future exploration would focus on higher value of pressure coefficient under different plays of pressure coefficient distribution.

Key words: Nanpu sag; overpressure; pressure evolution; genetic mechanism; accumulation significance; numerical simulation; petroleum geology.

0 引言

据 Hunt(1990)统计,全球沉积盆地中超压盆地占总数量的 2/3,其中 160 个盆地的超压体与油气分布具有成因联系,反映压力场对油气藏形成具有重要控制作用(Hao *et al.*, 2009; Akrouit *et al.*, 2011; Webster *et al.*, 2011). 20 世纪 90 年代以来,超压发育机制是石油地质学的重要前沿研究领域(郝芳等, 2002),不同的地质条件下,超压的形成机制具有差异性,某些生压机制在沉积盆地超压发育、演化过程中的实际贡献和意义尚不明确(郝芳等, 2005). 目前大家普遍接受的是,非挤压型盆地中欠压实和生烃作用是能独立形成大规模超压的原因(郝芳和董伟良, 2001; 郝芳等, 2005; Hao *et al.*, 2007; Guo *et al.*, 2010; 郭小文等, 2011; 何生等, 2012; 郭佳等, 2014). 而从历史演化角度分析超压成因机制的时空演化人们能更好地明确油气成藏机制(Xie *et al.*, 2003; Feng *et al.*, 2010; 谢玉洪等, 2012).

目前,对于南堡凹陷地层压力的研究所取得的主要成果和认识可归纳为以下几点:(1)超压主要分布在东营组下段及沙河街组(谭丽娟和田世澄, 2000; 王家豪等, 2001; 张文才等, 2008; 孙明亮等, 2010; 万中华等, 2015);(2)泥岩欠压实、生烃增压是南堡凹陷超压形成的主要原因(肖军等, 2003);(3)已发现油储量主要分布于超压带顶部(孙明亮等, 2010). 这些研究推动了研究者对南堡凹陷超压的认识,但其多集中于对现今压力分布特征的刻画,而对超压演化特征、成因演化及其对油气藏的研究很少涉及. 针对这一问题,本文从现今地层压力场分布特征入手,利用数值模拟技术对南堡凹陷古超压的形成与演化进行了恢复,对超压演化特征、成因机制和控制因素进行了系统研究,进而综合压力成因演化、

成烃演化史及控油断裂活动性演化分析了不同特征油气藏的形成过程,并通过统计现今不同层位压力系数与相应层位的油层厚度关系,探讨了油气有利聚集区与压力分布的关系.

1 南堡凹陷地质特征

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅拗陷东北部,为黄骅拗陷新生代裂谷盆地的二级负向构造单元,总体具有北断南超的箕状凹陷特点,面积约 1 932 km². 它是一个中新生代盆地,构造演化经历了断陷(中生代—古近纪)和坳陷(新近纪—第四纪) 2 个阶段. 研究区可划分为南堡 1 号、南堡 2 号、南堡 3 号、南堡 4 号、北堡—南堡 5 号、高尚堡、柳赞和老爷庙 8 个构造带,以及林雀、曹妃甸和拾场 3 个次凹,勘探层位主要集中在新生界,包括古近系沙河街组、东营组,新近系馆陶组及明化镇组,普遍缺失古近系底部的孔店组及沙河街组四段(图 1). 古近系沙河街组三段裂陷期,形成以深湖和半深湖泥岩沉积为主的拾场次凹生油中心,主力生油层为 Es₃⁴⁺⁵,古近系晚期高柳断层活动强烈,沉积中心南移至林雀、曹妃甸地区,主力生油层为 Es₃⁴⁺⁵、沙河街组一段和东营组三段(李素梅等, 2011). 南堡凹陷根据成藏特征和成藏主控要素可划分为源上成藏组合、源内成藏组合和源下成藏组合(汪泽成等, 2008). 源上成藏组合主要是指位于烃源岩层之上的东营组二段、东营组一段、馆陶组及明化镇组油气藏组合,其具有它源、开放性及常压特征;源内成藏组合主要包括东营组三段及沙河街组油气藏组合,其具有自生自储及超压特征;源下成藏组合包括古生界和中生界等含油气层,为上生下储潜山油气藏.

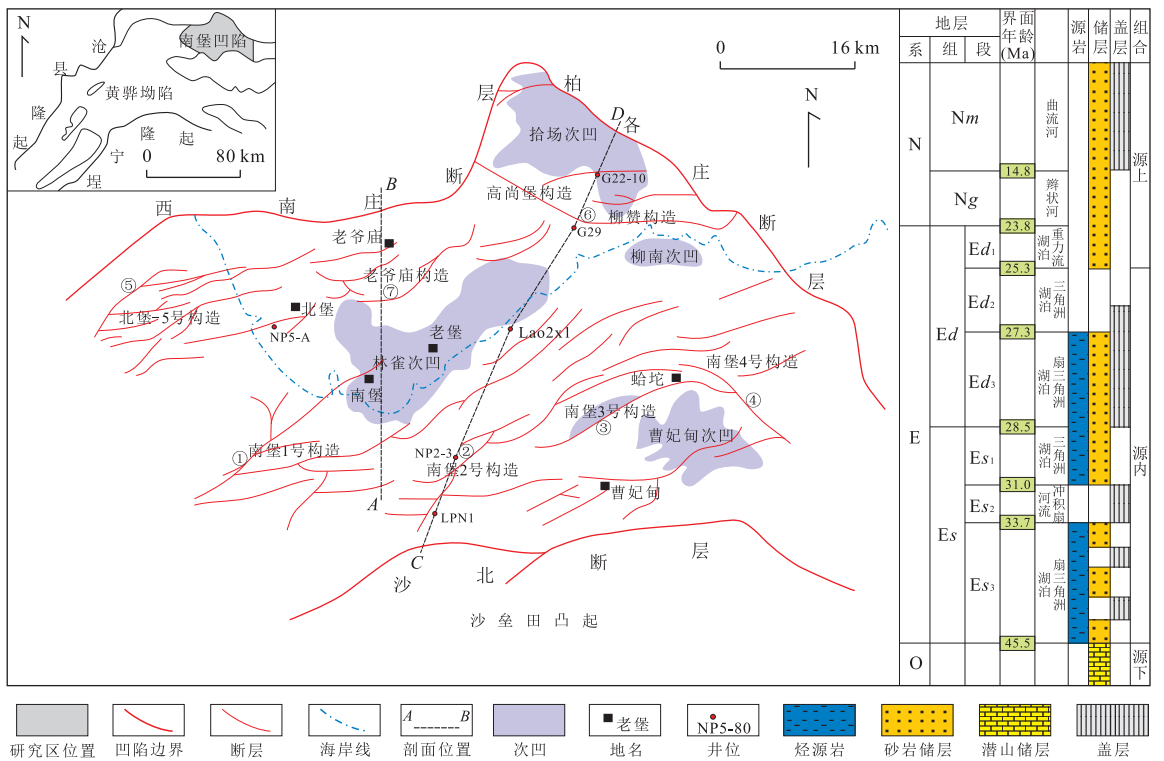


图 1 南堡凹陷构造单元划分及地层柱状图

Fig.1 Tectonic units and generalized column of stratigraphic in Nanpu sag

Nm.明化镇组; Ng.馆陶组; Ed.东营组; Es.沙河街组; Ed₁.东营组一段; Ed₂.东营组二段; Ed₃.东营组三段; Es₁.沙河街组一段; Es₂.沙河街组二段; Es₃.沙河街组三段; ①1号断层; ②2号断层; ③3号断层; ④4号断层; ⑤5号断层; ⑥高柳断层; ⑦7号断层

2 现今地层压力分布

根据 589 口单井的 1 093 个测试资料(DST)获得的压力数据可知,南堡凹陷 2 900 m 以下超压现象较为普遍,垂向压力分布存在明显的分带现象,Ed₁ 及以上地层普遍显示常压特征,超压主要分布于 Ed₂ 及以下地层,在深层存在超压减弱现象(图 2a);平面上,高尚堡—柳赞构造及北堡-5 号构造储层超压最为发育,南堡 2、3、4 号及老爷庙构造储层超压发育规模相对较小,南堡 1 号构造储层则普遍显示为常压特征(图 2b)。

3 地层压力演化及成因机制分析

3.1 古压力恢复与演化

目前古压力恢复的方法主要有流体包裹体法(米敬奎等,2003;李静和查明,2010)、盆地模拟法(曹强等,2009)、黏土矿物法(邹海峰,2000)、声波时差法(刘福宁,1994)等。本文选取覆盖全区的 20 条南北向测线,利用 Petromod 盆模软件对南堡凹陷

进行压力场动态正演模拟。

3.1.1 技术方法及参数选取 Petromod 盆模软件模拟涉及到沉积、孔隙压力计算、压实、热量分析、温度判定以及动力学参数,如镜质体反射率、生烃模型、吸附和排烃过程、流体分析和油气运移等复杂过程。模拟中选取的参数如下。

地质参数:(1)地层格架及年代。地层格架依据地震剖面的解释成果经时—深关系的转化而建立,本文采用的是南堡凹陷地层底界年龄,如图 1。(2)岩性及源岩百分比。依据单井岩性统计、地震相分布及相序规律来指定。(3)烃源岩属性。根据已有地化资料,笔者分不同单井相统计研究区 TOC、HI、有机质类型等参数,模拟中所选用的生烃动力学模型是 Burnham(1989)_T2 和 Burnham(1989)_T3(Burnham,1989),前者应用于始新统,后者应用于渐新统。(4)古热流、古地表温度和古水深。南堡凹陷新生代主要发育湖泊、三角洲、辫状河等多种环境,水深一般为 30 m 以内(李丕龙,2003),故模拟中古水深取值一般在 0~30 m,采用软件内嵌东亚 N39°古地表温度演化,古热流值采用丁增勇等(2008)瞬态热流模型计算南堡凹陷新生代地层底面热流(图 3)。

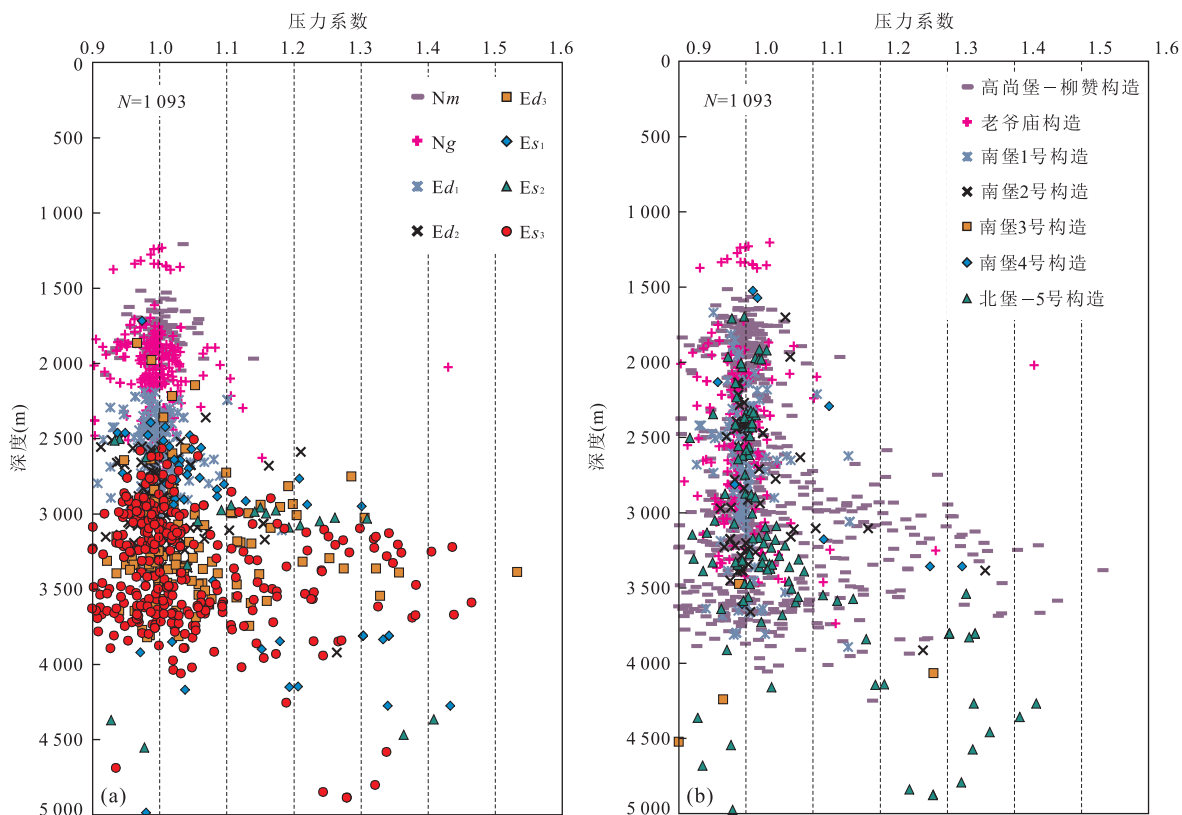


图 2 南堡凹陷实测地层压力系数分布特征

Fig.2 Distribution characteristic of measured reservoir pressure coefficient in Nanpu sag

a.不同层位压力系数分布特征;b.不同构造带压力系数分布特征

(5)地质事件.模拟中对喜山运动在研究区造成的地层剥蚀主要以厚度变化来体现,东营运动时期地层剥蚀量参考彭清华等(2013)的研究资料.

岩石热导率、渗透率和机械压实这3种岩石物理参数是分别选择于Sekiguchi Model (Sekiguchi, 1984)、Multipoint Model (Herron and Rd, 1987)及Athy's Law (Athy, 1930),并结合现有数据设定的.

3.1.2 地层压力演化 南堡凹陷剩余压力的演化整体受构造格局、断裂活动及岩性分布控制明显,超压演化经历了原始积累—超压释放—超压重新累积3个阶段(图4).(1)东营组剥蚀期以前,剩余压力表现为不断累积的过程.沙河街组底界面发育超压的时间为距今38.5~37.3 Ma,至31 Ma时超压发育较为明显,超压幅度为0~16 MPa;东营组底界面超压发育的时间为距今24.3 Ma,较沙河街组底界面晚,超压幅度可达到0~8 MPa.(2)东营组剥蚀期,剩余压力表现为释放的过程.沙河街组底界面及东营组底界面均有压力释放的过程,超压减小幅度为0~5 MPa.(3)东营组末期至今,剩余压力表现为重新累积的过程.沙河街组底界面现今剩余压力值可达

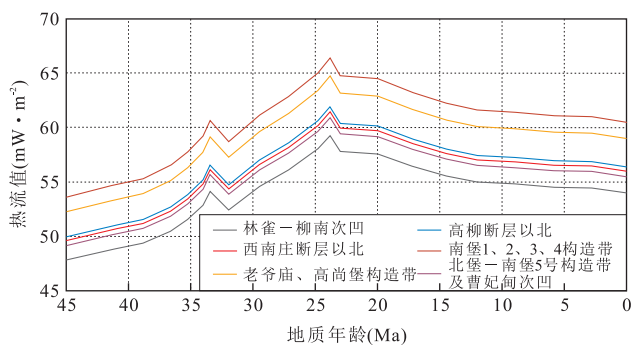


图 3 南堡凹陷不同构造带新生代热流参数值模拟结果

Fig.3 The numerical situation value of Cenozoic heat flow at different structure belts, in Nanpu sag

到50 MPa,而东营组底界面现今剩余压力值可达到25 MPa.

3.2 超压演化成因机制分析

非挤压型盆地超压广泛发育主要是由于欠压实和生烃作用所导致,但由于盆地演化的阶段性差异,不同时期可能存在着不同的增压机制.中生代以来,南堡凹陷主要为张性构造背景,超压的形成主要受欠压实和生烃作用控制.本研究利用孔隙度与时

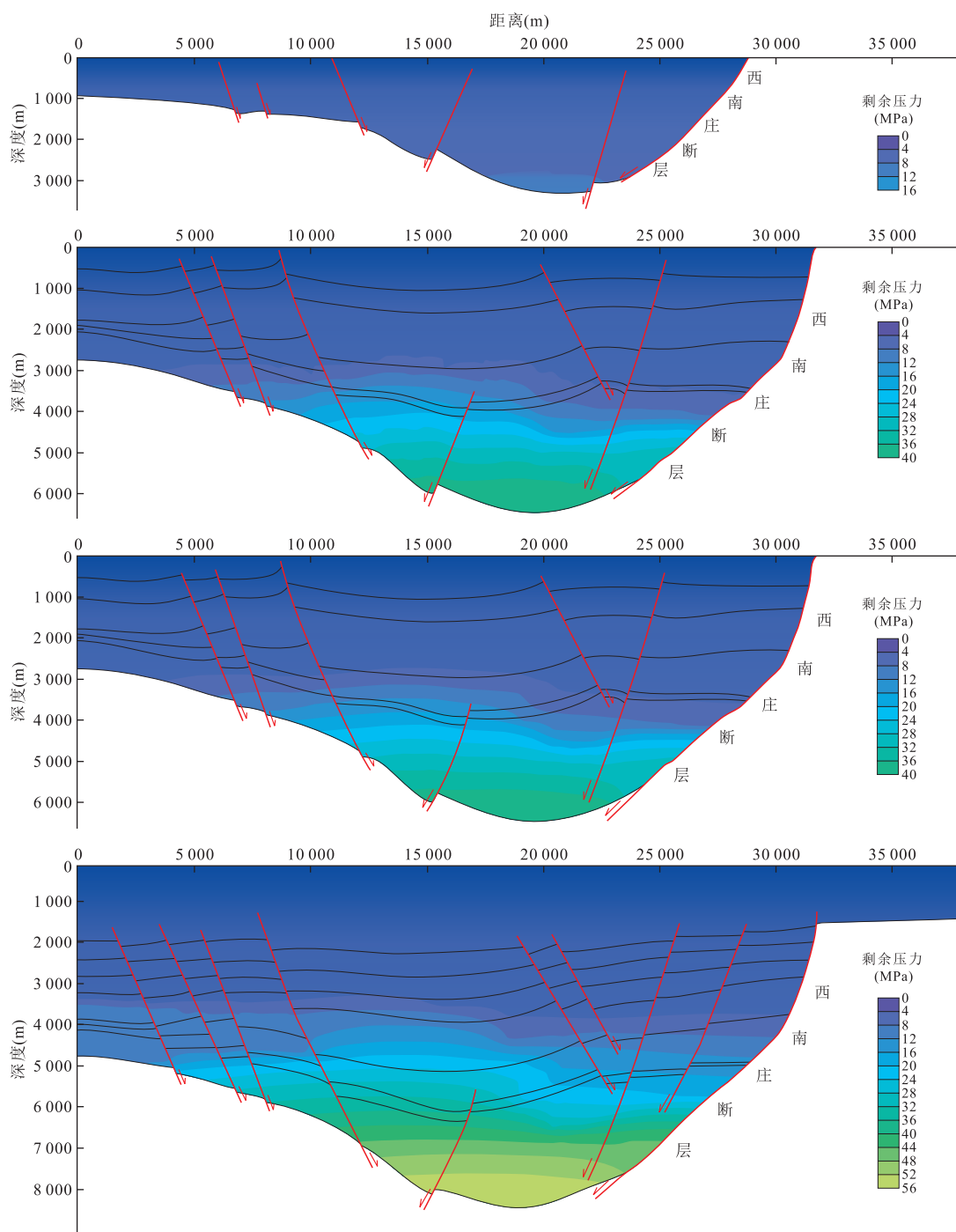


图 4 南堡凹陷典型剖面剩余压力演化特征

Fig.4 Typical evolution profile of residual pressure in Nanpu sag
平面位置见图 1

间和埋深的双元函数(公式(1);郭继纲等,2015)模拟孔隙度演化,并结合典型数值模拟剖面所读取固定点的不同时期剩余压力、生烃量及沉积速率,从历史演化角度分析超压成因机制的时空演化(图 5)。

$$\varphi = 47e^{(-0.0003998826z + 0.000073408t - 0.000000358z^2)}, \quad (1)$$

式中: φ 为地层孔隙度(%); z 为埋深(m); t 为距今

地质年代(Ma)。

(1)东营组剥蚀期以前(38.5~24.3 Ma),该期压力演化特征表现为超压发育至缓慢积累的过程,经历了常压期、超压缓慢积累期及超压快速积累期。常压期(38.5 Ma 以前)沉积物埋藏较浅,堆积松散,孔隙度较大,压实过程地层流体排出通畅,孔隙流体保

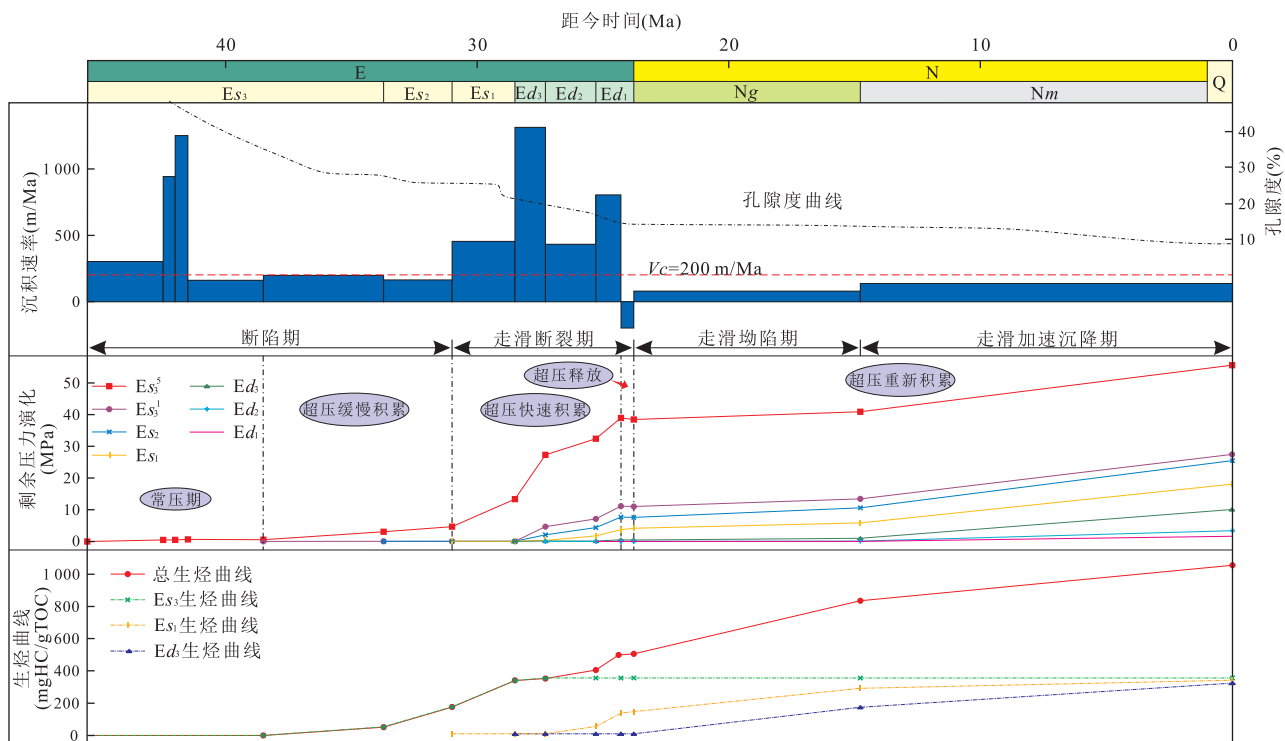


图 5 地层压力演化多因素综合分析

Fig.5 Multivariate analysis chart of stratigraphy pressure evolution

持静水压力;超压缓慢积累期(38.5~31 Ma),该时期发生较强烈的裂陷作用,洼陷内以深湖一半深湖的细粒沉积充填为主,沉积速率约为 200 m/Ma,松散细粒积物在浅层经历固结成岩,孔隙度下降到 25%左右,该背景下孔隙流体排出受到限制,剩余水滞留在细粒沉积物中,从而逐渐形成超压,而这一时期 Es_3^{4+5} 处于低熟生烃阶段,整体生烃量小,故不能作为此时期超压发育的主要成因机制.超压快速积累期(31~24.3 Ma),该期沉积速率均高于 400 m/Ma,压力增长趋势与沉积速率变化具有较好的耦合性,地层孔隙度快速降低至 15%左右,显然该沉积背景很容易造成垂向上排液不畅,使得上覆地层孔隙负荷应力增大引起的孔隙体积降低速率与孔隙流体的排出速率无法达到平衡,从而导致孔隙流体压力迅速增高.同时笔者在研究区发现多个构造带具有 NP5-A 压力结构特征的单井(图 6),该井欠压实特征以 3 800~4 800 m 井段最为突出;该段泥岩含量突增,泥岩密度测井值突然偏离正常趋势线并减小,而声波时差测井值突然偏离正常趋势线并增大,因此该沉积物层具有高孔隙度和低密度特征,笔者利用 Eaton 公式(Eaton, 1975)计算该井压力,可知该段表现为超压特征.但需要注意的是,利用声波时差计算得到的压力是地层埋深最大时的古压力(郭

迎春等,2012),因为有可能地史时期曾出现欠压实,后来欠压实逐渐消失,而孔隙异常则保留下来,造成欠压实超压的假象.笔者通过沉降史分析得知,埋深最大时期大致在东营组沉积末期,因而证实欠压实造成的超压持续至东营组末期.该时期 Es_3^{4+5} 烃源岩层进入生油高峰阶段, Es_1 烃源岩层则处于低熟生烃阶段,故与 Ng 末到 Nm 这一重要成藏时期相比,生烃量较小,故生烃增压在该时期有一定贡献,但难以作为这个时期超压发育的主要成因机制.

(2)东营组抬升剥蚀期(24.3~23.8 Ma),该期以超压释放为特征.由于东营运动导致地层抬升并遭受区域性的剥蚀,上覆地层负荷应力减小,岩石骨架产生回弹作用(夏新宇和宋岩,2001),它们共同造成超压部分释放,同时东营运动在渤海湾盆地各二级构造带上形成许多纵横交错的次级断层(史卜庆等,1999),这些次级断层可作为超压释放通道,利于超压卸载.该期生烃作用伴随着温度的降低表现出生烃停滞的特征.

(3)东营组末期至今(23.8~0 Ma),该期以超压释放后的重新积累为特征.该沉积期南堡凹陷由裂陷期过渡到拗陷期,各洼陷沉积速率小于 200 m/Ma,并且孔隙度稳定在 13%左右,故在该时期欠压实难以成为地层压力演化的主要因素.

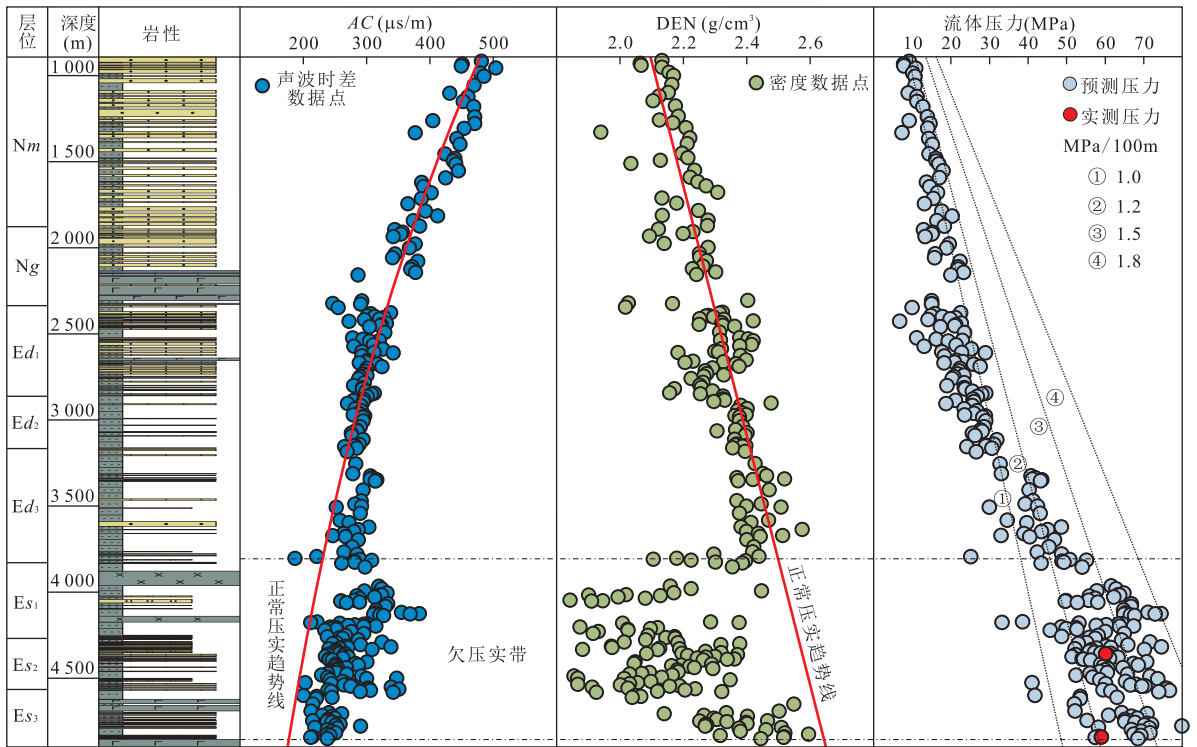


图 6 南堡 5-A 单井压力结构
Fig.6 Pressure structure of NP5-A
井位置见图 1

表 1 南堡凹陷主要烃源岩特征

Table 1 The characteristic of main source rock in the Nanpu sag

烃源岩	暗色泥岩厚度(m)	干酪根类型	有机碳含量(%)	生油高峰时间(Ma)	开始生气时间(Ma)
Es ₃ ⁴⁺⁵	150~300	I、II ₁	2.5~5.0	26.0~23.3	9.0~4.0
Es ₁	200~300	I、II ₂	1.2~2.3	16.0~8.0	10.0
Ed ₃	100~300	II ₁ 、II ₂	1.5~2.6	13.0~10.0	—

Es₃⁴⁺⁵ 烃源岩在 9~4 Ma 进入生气高峰阶段, 该烃源岩有机质丰度高, 有机碳含量多数在 2.5%~5.0%, 部分高达 8.0%, Es₁ 及 Ed₃ 烃源岩有机碳含量在 1.5%~2.6%, 有机质类型以 II₁-II₂ 型为主, Es₁ 烃源岩在馆陶末至明化镇初期进入生油高峰期, 现今仍大量生油, 而 Ed₃ 烃源岩则在 10 Ma 左右开始进入生烃阶段, 并一直处于生烃上升阶段, 现今是 Ed₃ 烃源岩生油高峰期(表 1), 三套优质烃源岩在该沉积期大量生烃, 为生烃增压提供了物质基础. 同时本区烃源岩门限深度约 2 700 m, 对比压力实测数据显示超压大规模出现于 2 900 m 以下, 因此超压发育层段多位于主力烃源岩生烃高峰深度内, 在空间分布上具有吻合性. 本文采用流体包裹体 PVT 模拟法估算包裹体捕获时的古压力, 将模拟获得的古压力除以其古埋深所对应的古静水压力, 获得古流体压力系数和捕获年龄(图 7). 反映了随着油

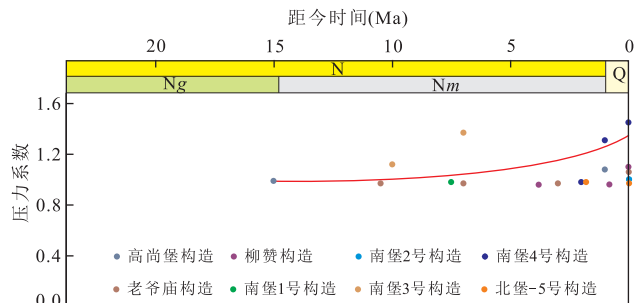


图 7 流体包裹体模拟古压力系数随时间演化
Fig.7 The evolution of paleopressure coefficient simulated by fluid inclusions

气不断充注, 压力不断增加的演化过程, 因而导致现今压力系统基本为超压系统, 反映该期生烃作用是超压发育的主要成因机制.

4 超压与成藏的关系

针对南堡凹陷纵向成藏组合差异,本研究统计了南堡凹陷主要油源断层在不同沉积期的断层活动速率(断距/断层活动时间)(图 8),并结合压力成因演化及成烃演化史,分析不同特征油气藏形成过程及空间组合,并通过统计现今不同层位压力系数与相应层位的累计油层厚度的关系,分析了油气有利聚集区与压力分布关系。

(1)压力历史演化与油气成藏关系.超压缓慢积累期,只有 E_{s_3} 烃源岩刚进入生烃门限,生烃总量较少,油气运移、成藏的源动力主要来自于欠压实增压,而烃源岩层剩余压力仅 5 MPa 左右,虽然该时期油源断层活动较强,但较小的源储剩余压力差难以使油气沿断层向上运移成藏,故仅在源岩附近形成以岩性油藏为主的小型油藏;超压快速积累期,欠压实为该期超压快速积累的主要成因,烃源岩层剩余压力可达到 20 MPa,达到岩石破裂强度,超压幕式排放利于油气幕式排出,该时期高柳断层以北东营组遭受剥蚀严重,故难以恢复东营组沉积期高柳断层活动速率.但沙河街组沉积期至东营组沉积期油源断层活动整体具有活动性增强的特征,故东营组沉积期高柳断层活动速率应高于 150 m/Ma,因此处于生烃高峰期的拾场次凹 E_{s_3} 烃源岩层与活动性较强的高柳断层耦合,利于生成的烃类沿油源断裂向上运移聚集成藏,而油源对比资料也证实高柳断层以北的油气主要来源于拾场次凹的 E_{s_3} 烃源岩层(梅玲等,2008;李素梅等,

2008);超压释放期,经历了区域性的抬升,不仅加剧了层间与层内的压力差(一般在 5 MPa 左右),还形成运移通道,使得早期形成的油气藏由于泄压、孔渗条件变好而进行一定程度的调整;超压重新积累期,该期 E_{s_3} 烃源岩进入生烃期, E_{s_1} 及 E_{d_3} 烃源岩则进入大量生烃期,超压在明化镇组沉积期由于生烃作用快速积累(烃源岩层剩余压力可达到 40 MPa)与南堡凹陷 2 次重要成藏期(N_m 初期和 N_m 末期)相耦合,为油气运移提供了重要的源动力.一方面大量油气沿断裂及岩性通道运移形成源内成藏组合,而另一方面油源断层经历了馆陶组期相对静止期(活动速率为 1~9 m/Ma),再到明化镇期油源断层活动明显增强(活动速率为 12~30 m/Ma),因此明化镇组沉积期在源储剩余压力差作用下,油气沿活化的油源断层向浅层快速大量运移,形成南堡凹陷大量源上成藏的油气分布特征(汪泽成等,2008)(图 9)。

(2)油气有利聚集区与压力分布关系.南堡凹陷纵向上成藏组合差异,决定了不同成藏组合具有不同的成藏能量,因此笔者按照浅层(N_m 、 N_g 、 E_{d_1})、中深层(E_{d_2} 、 E_{d_3} 、 E_{s_1})及深层(E_{s_2} 、 E_{s_3})对南堡凹陷 110 口单井的不同层位压力系数与相应层位测井综合解释所获得的累计油层厚度进行统计(图 10),统计表明浅层油层主要分布于压力系数为 0.9~1.1 的地层,中深层油层主要分布于压力系数为 0.9~1.3 的地层,而深层油层主要分布于压力系数为 1.0~1.4 的地层,由浅层至深层,油层压力系数整体呈递增趋势,表明成藏能量增强特征.同时在相应压

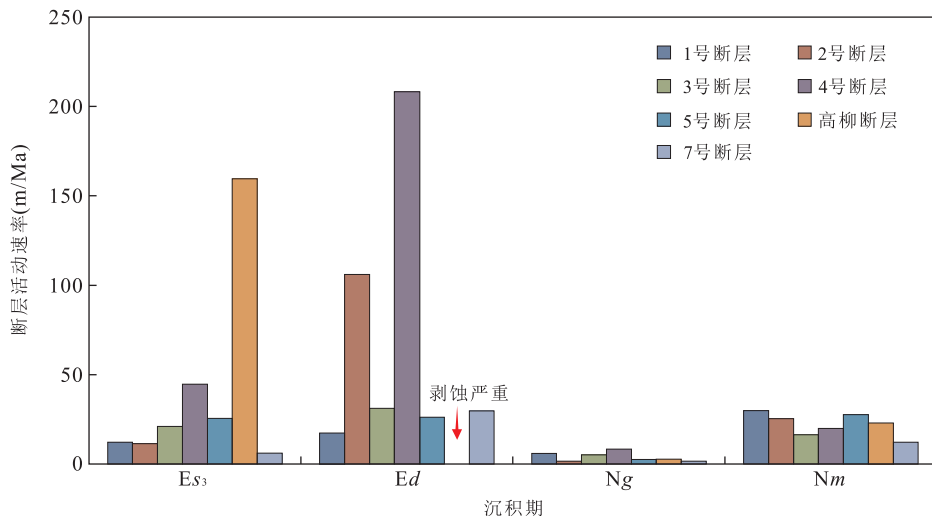


图 8 南堡凹陷主要油源断层不同时期断层活动速率

Fig.8 The activity rate of main oil-source fault at different periods, in Nanpu sag

断层平面位置见图 1

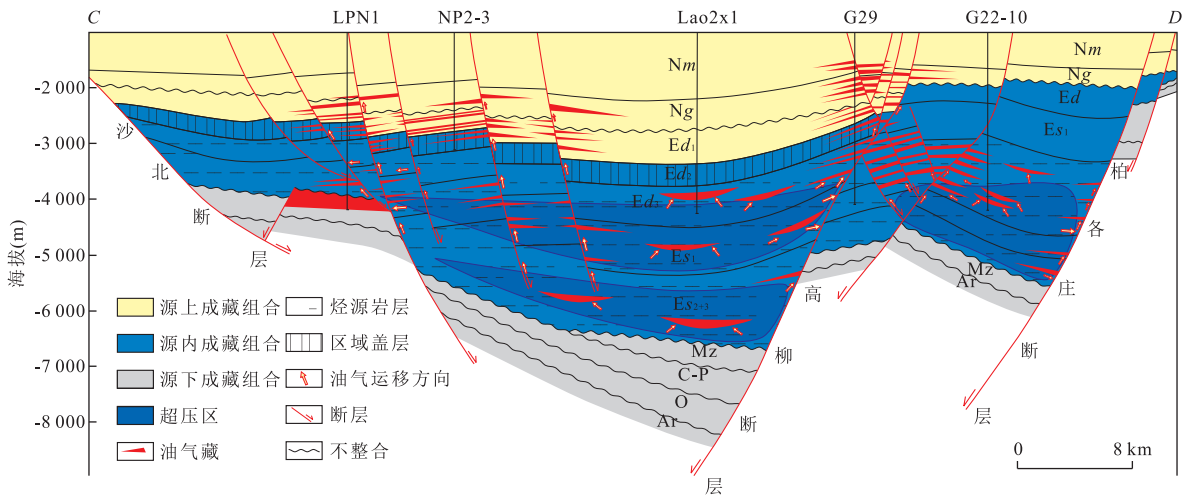


图 9 南堡凹陷油气成藏模式

Fig.9 The model of gas and oil reservoirs in Nanpu sag

剖面位置见图 1;修改自汪泽成等(2008)

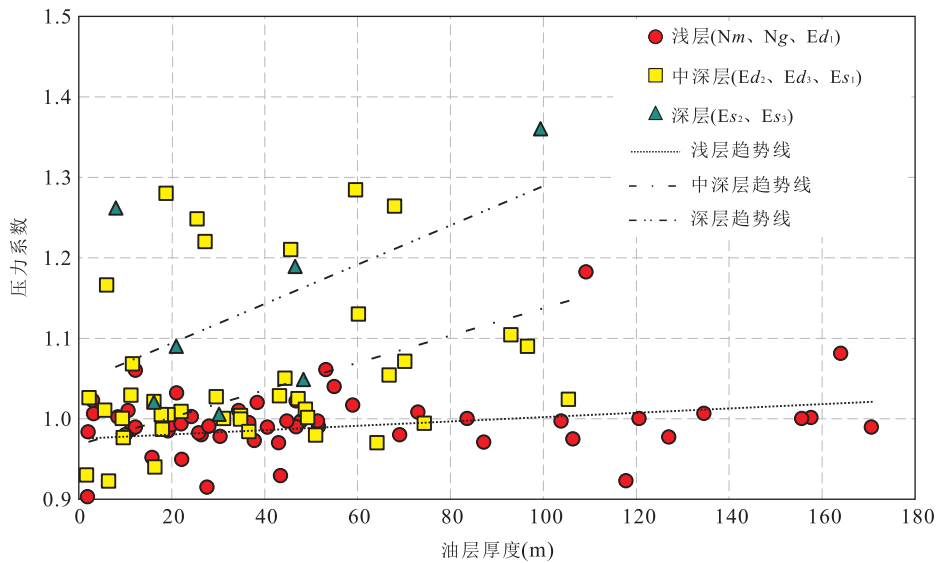


图 10 南堡凹陷压力系数与油层厚度关系

Fig.10 Pressure coefficient and oil reservoir depth in Nanpu sag

力系数分布区间内,油层厚度与压力系数具有正相关关系,并且浅层至深层两者趋势线的斜率增大,表明相对于浅层,中深层及深层油层厚度随压力系数增加变化更为明显,即具备较强成藏能量的中深层及深层,油气充注更为高效.因此,在不同油气层位勘探中,在相应的压力系数分布区间内,压力系数高值区是今后油气勘探的优选方向.

5 结论

(1)南堡凹陷超压主要分布于 Ed_2 及以下地层,

平面上高尚堡—柳赞构造以及北堡-5 号构造储层超压最为发育,超压演化总体经历了原始积累期(东营组剥蚀期以前)、超压释放期(东营组抬升剥蚀期)及超压重新积累期(东营组末期至今)3 个阶段.

(2)东营组剥蚀期以前异常压力的形成以欠压实为主,超压幕式排放利于油气幕式排出;东营组剥蚀期发生超压卸载,超压卸载使得早期形成的油气藏由于泄压、孔渗条件变好而进行一定程度的调整;东营组末期至今以生烃增压为主,而生烃增压期与 2 次重要成藏期及油源断层活动增强期相耦合,一方面大量油气沿断裂及岩性通道运移形成源内成藏

组合,另一方面油气沿活化的油源断层向浅层快速大量运移,形成南堡凹陷大量源上成藏的油气分布特征。

(3)南堡凹陷纵向上成藏组合差异,决定了不同成藏组合具有不同的成藏能量,因此浅层、中深层及深层油藏具有不同的压力系数分布区间,在相应区间内,油层厚度与压力系数整体具有正相关关系,同时深层油层厚度随压力系数增加,油层厚度增加更为明显。因此,在不同层位勘探中,在相应的压力系数分布区间内,压力系数高值区是今后油气勘探的优选方向。

References

- Akrouf, D., Ahmadi, R., Mercier, E., et al., 2011. Natural Hydrocarbon Accumulation Related to Formation Overpressured Interval; Study Case is the Saharan Platform (Southern Tunisia). *Arabian Journal of Geosciences*, 5 (4): 849–857. doi: 10.1007/s12517-011-0287-6
- Athy, L.F., 1930. Density, Porosity, and Compaction of Sedimentary Rocks. *AAPG Bulletin*, 14: 1–24. doi: 10.1306/3d93289e-16b1-11d7-8645000102c1865d
- Burnham, A.K., 1989. A Simple Kinetic Model of Petroleum Formation and Cracking (No. UCID-21665). Lawrence Livermore National Laboratory, California.
- Cao, Q., Ye, J.R., Guo, F.F., et al., 2009. Pressure Evolution in the Moliqing Fault-Depression, Yitong Basin. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 39(4): 642–649 (in Chinese with English abstract).
- Ding, Z.Y., Wang, L.S., Hu, W.X., et al., 2008. Reconstruction of Cenozoic Thermal History of Bohai Bay Basin with a Transient Heat Flow Model. *Acta Petrolei Sinica*, 29(5): 650–656 (in Chinese with English abstract).
- Eaton, B.A., 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Society of Petroleum Engineers, Houston.
- Feng, Y., Chen, H.H., He, S., et al., 2010. Fluid Inclusion Evidence for a Coupling Response between Hydrocarbon Charging and Structural Movements in Yitong Basin, Northeast China. *Journal of Geochemical Exploration*, 106(1–3): 84–89. doi: 10.1016/j.gexplo.2010.01.009
- Guo, J., Zeng, J.H., Song, G.Q., et al., 2014. Characteristics and Origin of Carbonate Cements of Shahejie Formation of Central Uplift Belt in Dongying Depression. *Earth Science*, 39(5): 565–576 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.W., He, S., Liu, K.Y., et al., 2010. Oil Generation as the Dominant Overpressure Mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. *AAPG Bulletin*, 94 (12): 1859–1881. doi: 10.1306/05191009179
- Guo, X.W., He, S., Song, G.Q., et al., 2011. Evidences of Overpressure Caused by Oil Generation in Dongying Depression. *Earth Science*, 36(6): 1085–1094 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y.C., Pang, X.Q., Chen, D.X., et al., 2012. Evolution of Continental Formation Pressure in the Middle Part of the Western Sichuan Depression and Its Significance for Hydrocarbon Accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 39(4): 426–433 (in Chinese with English abstract).
- Guo, J.G., Dong, Y.X., Pang, X.Q., et al., 2015. Accumulation Conditions of Tight Sand Gas in the 3rd Member of the Shahejie Formation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(1): 23–34 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Dong, W.L., 2001. Evolution of Fluid Flow and Petroleum Accumulation in Overpressured Systems in Sedimentary Basins. *Advance in Earth Sciences*, 16(1): 79–85 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Zhou, X.H., Zhu, Y.M., et al., 2009. Charging of the Neogene Penglai 19-3 Field, Bohai Bay Basin, China: Oil Accumulation in a Young Trap in an Active Fault Zone. *AAPG Bulletin*, 93(2): 155–179. doi: 10.1306/09080808092
- Hao, F., Zou, H.Y., Jin, Z.J., et al., 2005. Kinetics of Hydrocarbon Generation and Mechanisms of Petroleum Accumulation in Overpressured Basins. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Hao, F., Zou, H.Y., Gong, Z.S., et al., 2007. Hierarchies of Overpressure Retardation of Organic Matter Maturation; Case Studies from Petroleum Basins in China. *AAPG Bulletin*, 91(10): 1467–1498. doi: 10.1306/05210705161
- Hao, F., Zou, H.Y., Wang, M.F., et al., 2002. Research Advances and Frontier Areas of Mechanisms of Petroleum Accumulation. *Geological Science and Technology Information*, 21(4): 7–14 (in Chinese with English abstract).
- He, S., Song, G.Q., Wang, Y.S., et al., 2012. Distribution and Major Control Factors of the Present-Day Large-Scale Overpressured System in Dongying Depression. *Earth Science*, 37(5): 1029–1042 (in Chinese with English abstract).
- Herron, M.M., Rd, O.Q., 1987. Estimating the Intrinsic Per-

- meability of Clastic Sediments from Geochemical Data. SPWLA 28th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, Houston.
- Hunt, J. M., 1990. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments. *AAPG Bulletin*, 74(1): 1–12.
- Li, J., Zha, M., 2010. Determination of Oil Accumulation Period and Building up of Paleopressure of Wumishan Formation in Renqiu Oilfield by Using Fluid Inclusion. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 34(4): 38–43 (in Chinese with English abstract).
- Li, P. L., 2003. Petroleum Geology and Exploration of Continental Fault Basin (Vol. 3): Petroleum Generation and Resources Evaluation. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Li, S. M., Jiang, Z. X., Dong, Y. X., et al., 2008. Genetic Type and Distribution of the Oils in the Nanpu Depression, Bohai Bay Basin. *Geoscience*, 22(5): 817–823 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. M., Pang, X. Q., Wan, Z. H., 2011. Mixed Oil Distribution and Source Rock Discrimination of the Nanpu Depression, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 36(6): 1064–1072 (in Chinese with English abstract).
- Liu, F. N., 1994. An Approach to Reconstruction of Paleosedimentary Thickness and Paleo-Formation Pressure in Abnormal High Pressure Region. *Oil & Gas Geology*, 15(2): 180–185 (in Chinese with English abstract).
- Mei, L., Zhang, Z. H., Wang, X. D., et al., 2008. Geochemical Characteristics of Crude Oil and Oil-Source Correlation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 32(6): 40–46 (in Chinese with English abstract).
- Mi, J. K., Xiao, X. M., Liu, D. H., et al., 2003. Ancient Pressure of Gas Accumulation Simulated by the PVT Characteristics of Reservoir Fluid Inclusions: Taking Deep Basin Gas of the Upper Proterozoic in Ordos Basin for Example. *Science in China (Series D)*, 33(7): 679–685 (in Chinese).
- Peng, Q. H., Zhou, J. Y., Jie, Y. X., 2013. An Application of the Vitrinite Reflectance Trend Method to the Restoration of Erosional Thickness in the Dongying Formation, Nanpu Depression. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 33(2): 89–94 (in Chinese with English abstract).
- Sekiguchi, K., 1984. A Method for Determining Terrestrial Heat Flow in Oil Basinal Areas. *Tectonophysics*, 103(1–4): 67–79. doi:10.1016/0040–1951(84)90075–1
- Shi, B. Q., Wu, Z. P., Wang, J. X., et al., 1999. A Study on the Geological Characteristics and Geodynamic Origin of Dongying Movement, Bohai Bay Basin. *Experimental Petroleum Geology*, 21(3): 196–200 (in Chinese with English abstract).
- Sun, M. L., Liu, G. D., Dong, Y. X., 2010. Characteristics of Abnormal Pressure and Its Relationship with Hydrocarbon Accumulation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Geoscience*, 24(6): 1126–1131 (in Chinese with English abstract).
- Tan, L. J., Tian, S. C., 2000. Characteristics of Hydrocarbon Migration and Kinetic System Classification of Pool-Forming in Nanpu Sag. *Petroleum Exploration and Development*, 27(5): 16–18 (in Chinese with English abstract).
- Wan, Z. H., Li, S. M., Wang, Z. J., et al., 2015. Characterization of Crude Oils from Nanpu Depression by High Resolution Mass Spectrometry and Its Geochemical Significance. *Earth Science*, 40(11): 1834–1845 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J. H., Wang, H., Wang, G. F., 2001. Capping of Thick Mudstones and Its Relationship with Oil and Gas in the Nanpu Depression. *Petroleum Geology & Experiment*, 23(4): 418–423 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. C., Zheng, H. J., Xu, A. N., et al., 2008. Oil-Gas Exploration Potential for Above-Source Plays in Nanpu Sag. *Petroleum Exploration and Development*, 35(1): 11–16 (in Chinese with English abstract).
- Webster, M., O'Connor, S., Pindar, B., et al., 2011. Overpressures in the Taranaki Basin: Distribution, Causes, and Implications for Exploration. *AAPG Bulletin*, 95(3): 339–370. doi:10.1306/06301009149
- Xia, X. Y., Song, Y., 2001. Temperature Effects on Geopressure during Deposition and Erosion. *Petroleum Exploration and Development*, 28(3): 8–11 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, J., Wang, H., Guo, Q. J., et al., 2003. Application of Basin 2 to the Studies on Temperature Field, Pressure Field and Fluid Potential in Nanpu Depression. *Geological Science and Technology Information*, 22(1): 67–74 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. N., Jiao, J. J., Tang, Z. H., et al., 2003. Evolution of Abnormally Low Pressure and Its Implication for the Hydrocarbon System in the Southeast Uplift Zone of Songliao Basin, China. *AAPG Bulletin*, 87(1): 99–119.
- Xie, Y. H., Liu, P., Huang, Z. L., 2012. Geological Condition and Pooling Process of High-Temperature and Overpressure Natural Gas Reservoirs in the Yinggehai Basin.

Natural Gas Industry, 34(4):19–23 (in Chinese with English abstract).

- Zhang, W.C., Li, H., Li, H.J., et al., 2008. Genesis and Distribution of Secondary Porosity in the Deep Horizon of Gaoliu Area, Nanpu Sag. *Petroleum Exploration and Development*, 35(3):308–312 (in Chinese with English abstract).
- Zou, H.F., 2000. The Characteristics and Evolution of Paleofluid and Paleo-Temperature-Pressure of Pre-Tertiary in Dagang Exploration Area (Dissertation). Jilin University, Changchun (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 曹强, 叶加仁, 郭飞飞, 等, 2009. 伊通盆地莫里青断陷地层压力演化与油气运聚. 吉林大学学报: 地球科学版, 39(4): 642–649.
- 丁增勇, 王良书, 胡文焯, 等, 2008. 利用岩石圈瞬态热流模型重建渤海湾盆地新生代热历史. 石油学报, 29(5): 650–656.
- 郭继刚, 董月霞, 庞雄奇, 等, 2015. 南堡凹陷沙三段致密砂岩气成藏条件. 石油与天然气地质, 36(1): 23–34.
- 郭佳, 曾贇辉, 宋国奇, 等, 2014. 东营凹陷中央隆起带沙河街组碳酸盐胶结物发育特征及其形成机制. 地球科学, 39(5): 565–576.
- 郭小文, 何生, 宋国奇, 等, 2011. 东营凹陷生油增压成因证据. 地球科学, 36(6): 1085–1094.
- 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等, 2012. 川西坳陷中段陆相地层压力演化及其成藏意义. 石油勘探与开发, 39(4): 426–433.
- 郝芳, 董伟良, 2001. 沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理. 地球科学进展, 16(1): 79–85.
- 郝芳, 邹华耀, 金之钧, 等, 2005. 超压盆地生烃动力学与油气成藏机理. 北京: 科学出版社.
- 郝芳, 邹华耀, 王敏芳, 等, 2002. 油气成藏机理研究进展和前沿研究领域. 地质科技情报, 21(4): 7–14.
- 何生, 宋国奇, 王永诗, 等, 2012. 东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素. 地球科学, 37(5): 1029–1042.
- 李静, 查明, 2010. 基于流体包裹体的任丘油田雾迷山组成藏期次确定与古压力恢复. 中国石油大学学报: 自然科学版, 34(4): 38–43.
- 李丕龙, 2003. 陆相断陷盆地油气地质与勘探(卷三): 陆相断

- 陷盆地油气生成与资源评价. 北京: 石油工业出版社.
- 李素梅, 姜振学, 董月霞, 等, 2008. 渤海湾盆地南堡凹陷原油成因类型及其分布规律. 现代地质, 22(5): 817–823.
- 李素梅, 庞雄奇, 万中华, 2011. 南堡凹陷混源油分布与主力烃源岩识别. 地球科学, 36(6): 1064–1072.
- 刘福宁, 1994. 异常高压区的古沉积厚度和古地层压力恢复方法探讨. 石油与天然气地质, 15(2): 180–185.
- 梅玲, 张枝焕, 王旭东, 等, 2008. 渤海湾盆地南堡凹陷原油地球化学特征及油源对比. 中国石油大学学报(自然科学版), 32(6): 40–46.
- 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等, 2003. 利用储层流体包裹体的PVT特征模拟计算天然气藏形成的古压力: 以鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏为例. 中国科学(D辑), 33(7): 679–685.
- 彭清华, 周江羽, 揭异新, 2013. 镜质体反射率法在南堡凹陷东营组剥蚀厚度恢复中的应用. 沉积与特提斯地质, 33(2): 89–94.
- 史卜庆, 吴智平, 王纪祥, 等, 1999. 渤海湾盆地东营运动的特征及成因分析. 石油实验地质, 21(3): 196–200.
- 孙明亮, 柳广弟, 董月霞, 2010. 南堡凹陷异常压力分布与油气聚集. 现代地质, 24(6): 1126–1131.
- 谭丽娟, 田世澄, 2000. 南堡凹陷油气运移特征及成藏动力学系统划分. 石油勘探与开发, 27(5): 16–18.
- 万中华, 李素梅, 王政军, 等, 2015. 南堡凹陷原油高分辨质谱特征及其地球化学意义. 地球科学, 40(11): 1834–1845.
- 汪泽成, 郑红菊, 徐安娜, 等, 2008. 南堡凹陷源上成藏组合油气勘探潜力. 石油勘探与开发, 35(1): 11–16, 39.
- 王家豪, 王华, 王根发, 2001. 南堡凹陷厚层泥岩的封盖作用及期与油气的关系. 石油实验地质, 23(4): 418–423.
- 夏新宇, 宋岩, 2001. 沉降及抬升过程中温度对流体压力的影响. 石油勘探与开发, 28(3): 8–11.
- 肖军, 王华, 郭齐军, 等, 2003. 南堡凹陷温度场、压力场及流体势模拟研究——基于 Basin2 盆地模拟软件. 地质科技情报, 22(1): 67–74.
- 谢玉洪, 刘平, 黄志龙, 2012. 莺歌海盆地高温超压天然气成藏地质条件及成藏过程. 地质勘探, 34(4): 19–23.
- 张文才, 李贺, 李会军, 等, 2008. 南堡凹陷高柳地区深层次生孔隙成因及分布特征. 石油勘探与开发, 35(3): 308–312.
- 邹海峰, 2000. 大港探区前第三系古流体和古温压特征及演化(博士学位论文). 长春: 吉林大学.