

渤海湾盆地南堡凹陷异常压力系统及其形成机理

张磊^{1,2,3}, 向才富^{1,2}, 董月霞⁴, 张梦媛^{1,2,5}, 吕玥^{1,2,6}, 赵忠新⁴, 龙华山⁴, 陈爽^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国地质大学(北京)海相储层演化与油气富集机理教育部重点实验室, 北京 100083; 4. 中国石油冀东油田分公司, 河北唐山 063000; 5. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007; 6. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

摘要:渤海湾盆地南堡凹陷异常压力现象普遍发育,但对于凹陷中不同构造带异常压力的刻画与成因机制的探讨却较为薄弱。利用357口井1354个钻杆测试数据(DST)和重复地层压力测试数据(RFT),测井曲线资料等,详细刻画了不同构造带的压力结构特征。研究表明:南堡凹陷地层压力系统纵向上可划分为3个带,浅部常压带(<1800 m)、中部过渡带(1800~2400 m)和深部异常高压带(>2400 m)。沙三段发育大规模异常高压,压力系数最高达1.9,超压带顶界面深度约为2400 m;老爷庙构造带中、浅层发育低幅度超压带,压力系数约为1.2;滩海地区东一段和东二段局部发育异常低压。利用数值模拟技术和垂直有效应力—声波时差判别图版等方法,并结合烃源岩生排烃过程综合分析等,深入探讨了南堡凹陷不同异常压力系统的形成机理,研究认为:①深部沙三段的大规模超压主要来源于东营时期的泥岩不均压压实作用,生烃作用也有一定贡献,但相对前者贡献较小;②明化镇时期,生烃作用是最主要的增压机制,而欠压实作用贡献则相对有限;③中浅层低幅超压带来源于深部超压的“传导”,开启的断裂带为其传递通道;④东营末期的区域抬升剥蚀作用引起岩石骨架孔隙回弹和流体收缩,是形成本区异常低压的主要原因。

关键词:不均压压实;生烃作用;超压传导;水热作用;异常高压;南堡凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Abnormal pressure system and its origin in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

Zhang Lei^{1,2,3}, Xiang Caifu^{1,2}, Dong Yuexia⁴, Zhang Mengyuan^{1,2,5}, Lyu Yue^{1,2,6},
Zhao Zhongxin⁴, Long Huashan⁴, Chen Shuang^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 3. Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China; 4. Jidong Oilfield Company Ltd., Tangshan, Hebei 063000, China; 5. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang, Hebei 065007, China; 6. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: Abnormal pressure in the Nanpu Sag is prevalent, but its distribution in varying tectonic zones and its genetic mechanisms are rarely studied. So we depicted the architectural features of the pressure for varying tectonic zones in detail based on the data from 1354 drill stem tests(DST), repeated formation pressure tests(RFT), and the well logging curves of 357 wells. The results show that vertically, the formation pressure system can be classified into three zones in the Nanpu sag, namely, the upper normal pressure zone(with burial depth less than 1800 m), the middle transitional zone(with burial depth ranging from 1800m to 2400 m), and the lower abnormal high pressure zone(with burial depth more than 2400 m). Large part of the Shahejie Member 3 is controlled by significant abnormal overpressure with pressure coefficient up to 1.9, and the depth from ground to the top of the overpressure zone is about 2400 m. The middle and upper layers of the Laoyemiao Formation overpressure is less intense with pressure coefficient about 1.2. However, the Dongying Member 1 and 2 offshore, develops abnormal low pressure in some area. In order to further discuss the abnormal pressure mechanisms in the Nanpu Sag, we resorted to methods such as numerical simulation, vertical effective stress-acoustic time

收稿日期:2017-03-14; 修订日期:2018-04-02。

第一作者简介:张磊(1988—),男,博士研究生,石油与天然气地质。E-mail:gezhanglei@163.com。

通讯作者简介:向才富(1975—),男,博士、副教授,石油与天然气地质。E-mail:xcf@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41572115,41272161);国家科技重大专项(2011ZX05006-005,2011ZX05006-006)。

cross-plot, and comprehensive analysis of hydrocarbon generation and expulsion for source rocks. Consequently, we propose four conclusions: (1) the large-scale overpressure in Es^3 mainly originates from the sandstone disequilibrium compaction during the Dongying period, and contribution from hydrocarbon generation is relatively minor; (2) in Minghuazhen period, hydrocarbon generation becomes the main mechanism for generating pressure, while the influence from disequilibrium compaction is rather limited; (3) the lower-degree overpressure of the middle and upper layers is thought to be induced by the vertical fluid migration from the deep overpressured formations through active fault zone; (4) the regional uplifting and denudation during the late Dongying period result in pore rebound of rock matrix and fluid shrinkage, which are considered to be the main cause of the abnormal low pressure in the Nanpu sag.

Key words: disequilibrium compaction, hydrocarbon generation, overpressure transfer, hydrothermal effect, abnormal high pressure, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

流体活动控制着盆地中物质的迁移和能量的再分配,它与油气的生成、运移和成藏过程密切相关^[1-2],也是地质领域的研究热点和难点。全世界已发现超压盆地有180多个,其中160多个均为富含油气盆地^[3]。异常压力指某一深度的地层压力高于或低于静水压力,可分为异常高压和异常低压。异常高压的形成机理有多种,对于非挤压型盆地而言,可主要划分为两大类:不均衡压实作用和流体膨胀作用^[4]。不均衡压实作用(又称欠压实作用)是大多数超压盆地最主要形成机制,地层在埋藏过程中若孔隙流体不能及时排除,上覆地层的一部分载荷便由孔隙流体承担,从而形成异常高压^[4-7]。流体膨胀作用是指在孔隙容积不变时,流体增加而引起的异常高压,这类机理中对超压贡献显著的主要为烃类生成作用^[4,8-10]和超压传导^[11];水热效应对超压的贡献相对较小,且需要较封闭的地质环境,一般只在特殊的地质条件下才有较为明显的作用^[12-13];成岩作用对异常高压的贡献也相对有限,主要起辅助作用^[4,14]。异常低压的形成机理也存在多种,其中最主要的机制为构造隆升和地层剥蚀^[15-16],并在地层抬升剥蚀过程中引起的地层水降温收缩作用^[16]。

前人对南堡凹陷地层压力结构和成因机制开展了一系列的研究,孙明亮等^[17-18]研究认为超压顶界面大致位于2.8~3 km处;曲志浩等人^[19-21]认为不均衡压实作用和烃类生成作用是本区超压形成的主要原因。研究区压力系统复杂,异常高压和异常低压均有发育,且在不同构造带上差异显著。然而目前对于研究区不同构造带的压力特征刻画还不够深入,对不同地区超压来源和成因机理还缺乏深入探讨,特别是中浅层的异常高压和异常低压缺少深入分析。针对这些问题,本文利用测井曲线、地层测试等资料刻画南堡凹陷不同构造带的压力结构特征,利用数值模拟技术、垂直有效应力-声波时差图版等方法,深入探讨不同异常压力系统的形成机理。

1 地质概况

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷北部(图1a),其西北界为西南庄断层,与西南庄凸起、老王庄凸起相隔;东北界为柏各庄断层,与柏各庄凸起、马头营凸起相邻,南部与沙垒田凸起呈断超关系^[22-24]。凹陷自北向南可划分为8个构造单元,分别是高尚堡构造带、柳赞构造带、老爷庙构造带、北堡-5号构造带、1号构造带、2号构造带、3号构造带和4号构造带,及三个次级洼陷,分别是拾场次洼、林雀次洼和曹妃甸次洼。凹陷总面积约为1 932 km²,其中滩海面积1 362 km²,陆地面积570 km²^[25](图1b)。

受柏各庄和西南庄边界断层的控制,凹陷在剖面上整体呈现为北断南超的复式半地堑结构,构造样式以复式“Y”型为主^[26](图1c)。本区断层经历了4幕主要的构造活动,对本区构造格局影响最大的是裂陷Ⅱ幕和明华镇期之后的构造活化。前者导致边界断层强烈活动,使南堡凹陷由分割的小断陷形成统一的北断南超的地质结构。后者导致前期断层形成特征的复式花状构造,控制了本区油气的垂向运移和输导。

南堡凹陷纵向上发育了多套含油气组合,其中最重要的是东营组一段之上的中浅层含油气组合。南堡凹陷主要发育3套烃源岩,分别是古近系沙河街组三段(Es^3),沙一段(Es^1)和东营组三段(Ed^3)。其中沙三段为主力烃源岩,厚度可达数百米,平均TOC含量为1.87%,有机质类型以偏腐泥混合型为主,镜质体反射率(R_o)介于0.54%~1.82%,属于成熟-高成熟阶段^[27]。储层在各个层位均有发育,其中最主要的储层段从浅至深分别为:明化镇组(Nm)、馆陶组(Ng)、东营组(Ed)和沙河街组三段(Es^3)。区域性盖层主要为沙河街组二段(Es^2)、东营组二段(Ed^2)的厚层泥岩、馆陶组火山岩及明化镇组下段的泥岩(图2)。

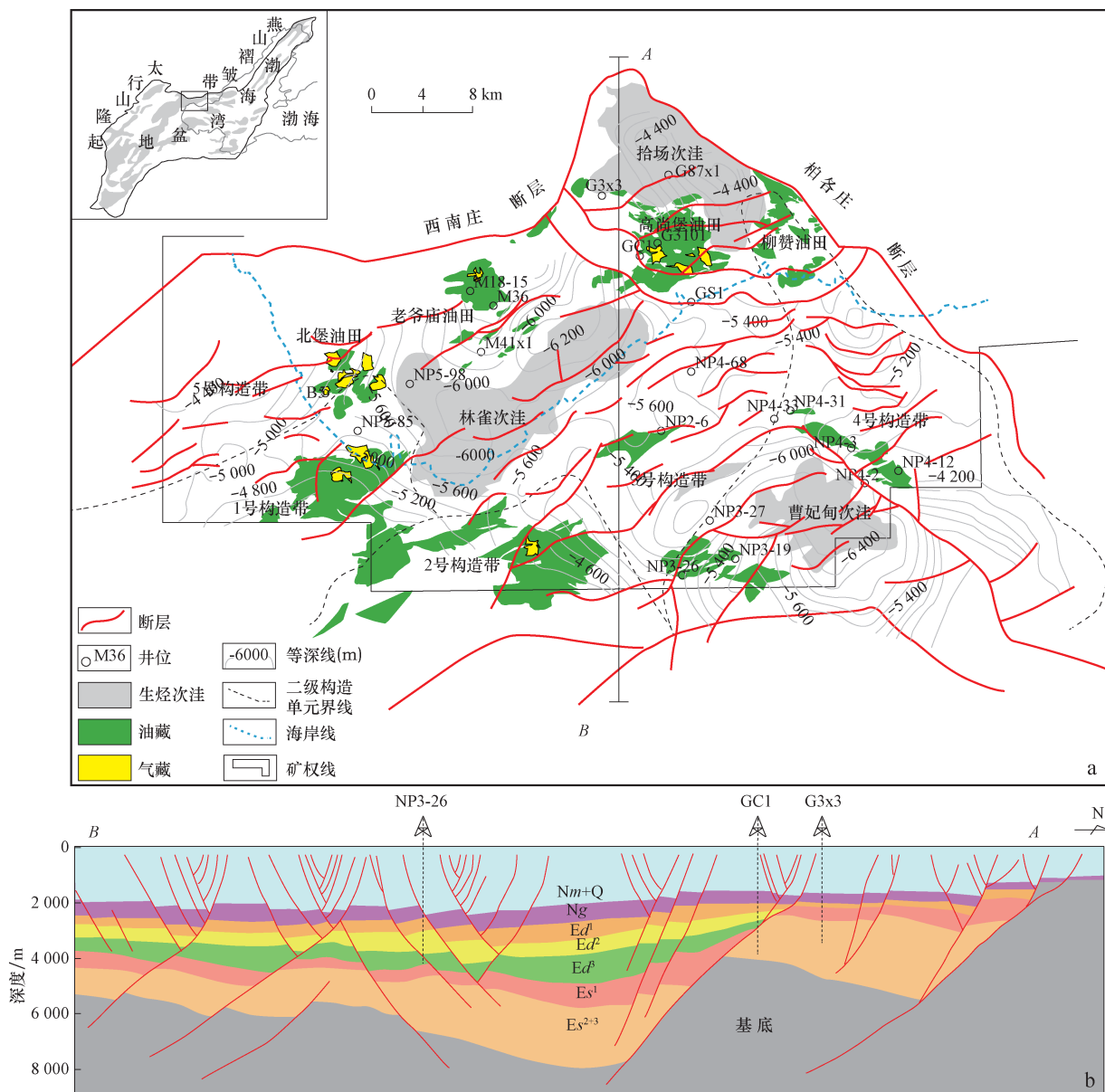


图1 南堡凹陷构造单元、断裂体系和油气田分布关系(a)及剖面结构特征(b)

Fig. 1 Relationship of tectonic units, fault system and distribution of oil and gas fields in the Nanpu Sag (a), and the structural features of cross-section AB (b)

2 南堡凹陷压力系统与异常压力特征

2.1 泥岩欠压实特征

泥岩声波时差曲线是研究地层异常压力的常用方法^[28-29]。笔者选取南堡凹陷不同次注典型井进行了分析,如北5井,南堡5-85井,南堡5-98井,高87X1井和南堡3-27井。单井压实曲线显示,2 000 m之上为正常压实,之下逐渐出现明显偏离正常趋势线的现象。欠压实顶界面大致位于1 700 m左右,对应层位在不同的次注稍有差异,拾场次注和林雀次注为馆陶组,在曹妃甸次注则为明化镇组。从声波时差剖

面上可识别出3套主要欠压实泥岩段,从下至上分别为沙河街组三段、沙河街组一段和东营组三段,这与前人的研究也相符^[18-19,21],馆陶组下段也出现低幅度欠压实现象(图3)。

2.2 储层压力特征

2.2.1 不同构造带压力特征

本次研究共收集凹陷内357口井1 354个钻杆测试数据(DST)和重复地层压力测试数据(RFT),排除了由生产等因素造成的异常点,详细刻画了不同构造带的压力结构特征。关于异常压力的划分,前人提出了不同的划分标准^[30],本文采用国内外统一标准:异

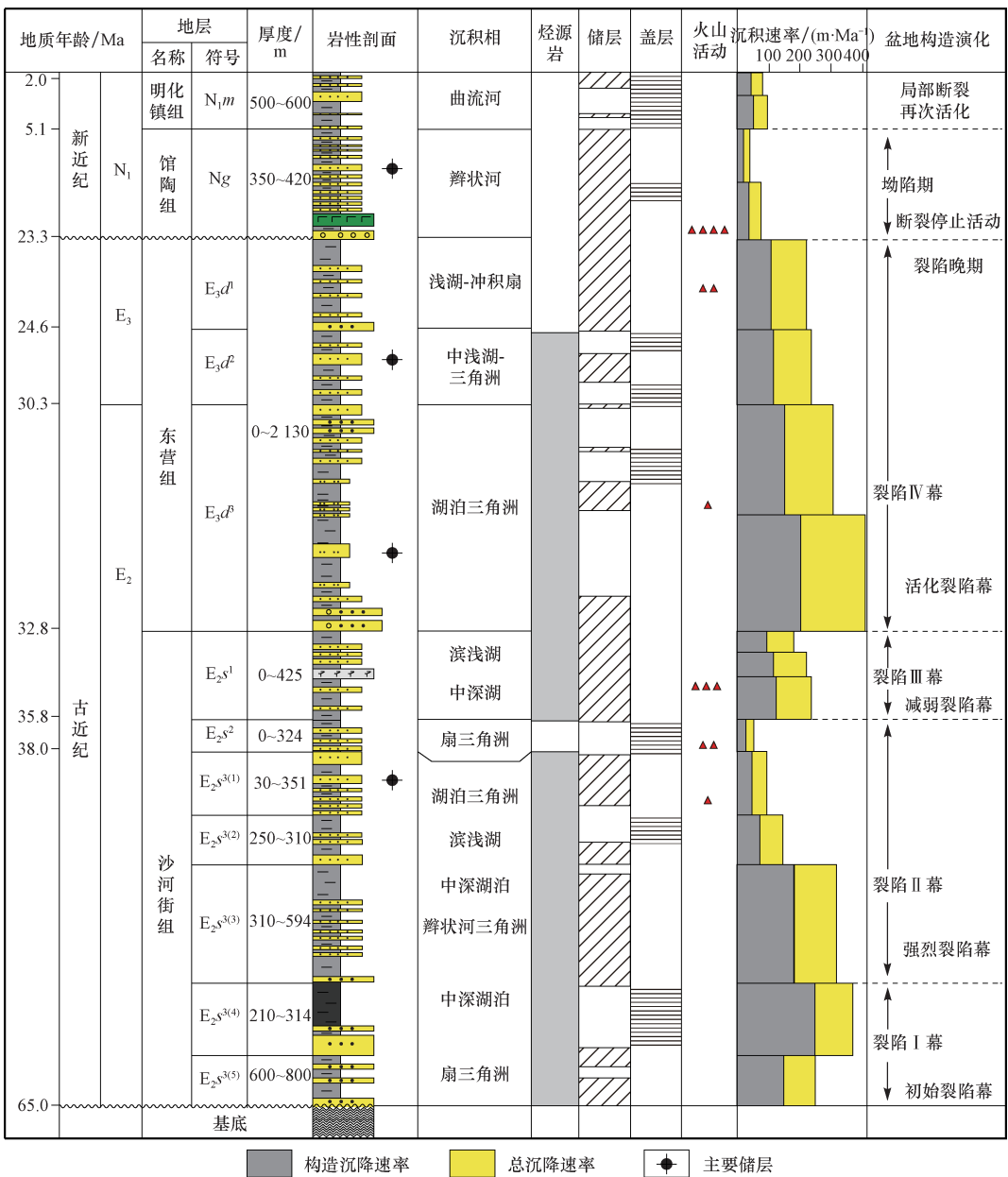


图 2 南堡凹陷新生代地层特征和构造演化(据冀东油田修改)

Fig. 2 Characteristics of Cenozoic strata and their tectonic evolution, Nanpu Sag (modified from the diagram of Jidong oilfield)

常低压压力系数(p_c)小于 0.80, 低压压力系数为 0.80 ~ 0.96, 常压压力系数为 0.96 ~ 1.02, 高压压力系数为 1.02 ~ 1.20, 异常高压压力系数大于 1.20。

研究表明南堡凹陷地层压力特征多样, 异常低压与异常高压并存, 不同构造带的压力特征存在明显差异, 异常高压主要发育在凹陷北部的构造带上。压力结构纵向上可划分为 3 个带, 深部超压带 ($\geq 2\ 400\text{ m}$), 中部过渡带 ($1\ 800 \sim 2\ 400\text{ m}$) 和上部正常压力带 ($\leq 1\ 800\text{ m}$)。超压顶界面约为 $2\ 400\text{ m}$, 超压发育层位主要为沙三段, 压力系数高, 大部分在 $1.2 \sim 1.6$, 最高可达 1.9, 如 G3102-6 井。压力过渡带主要发育在馆陶组中下部, 也有个别点发育低幅度超压, 如 M28X1 井,

之上为常压带(图 4)。

滩海地区压力系数普遍较低, 除北堡构造的 B5 井发育低幅度超压外, 其余基本为常压、低压甚至异常低压。南堡 4 号构造带的压力系数最低, 东二段压力系数明显要低于其他构造带, 为异常低压(图 4)。南堡凹陷不同构造带压力结构迥异, 表明其异常压力的形成机理也可能存在差异。

2.2.2 储层压力平面特征

为研究压力平面分布特征, 将 DST 与 RFT 测试数据换算为压力系数(地层水密度取 1.02 g/cm^3), 分不同层位投影在平面上, 并结合泥岩厚度分布图、沉

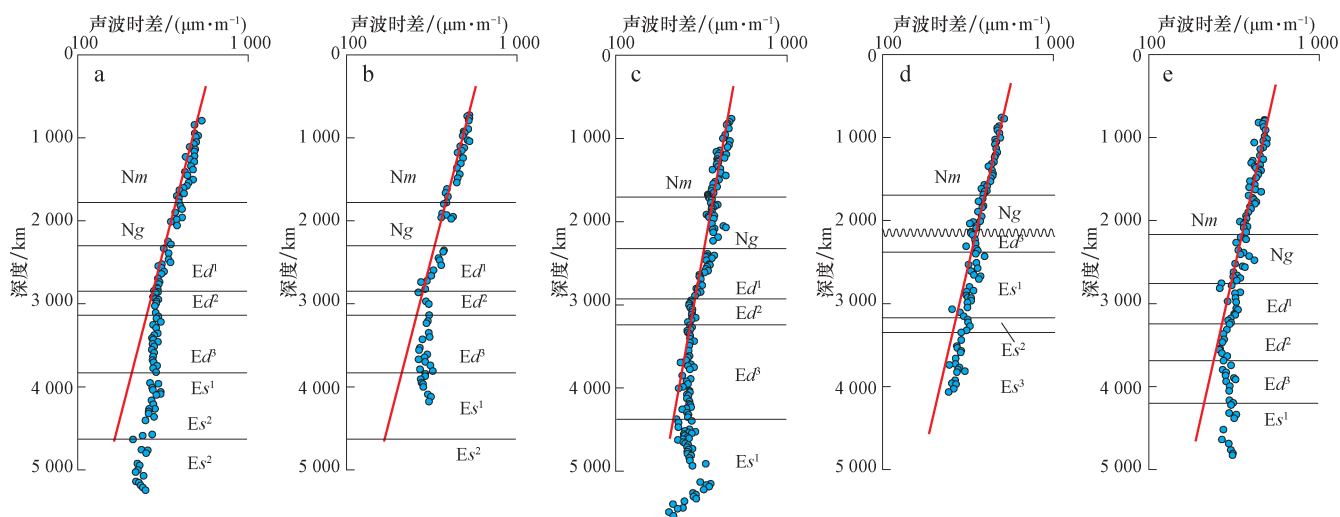


图3 南堡凹陷泥岩横、纵剖面声波时差特征

Fig. 3 Acoustic time of the mudstone cross sections and profiles in the Nanpu Sag

a. B5 井; b. NP5-85 井; c. NP5-98 井; d. G87X1 井; e. NP3-27 井

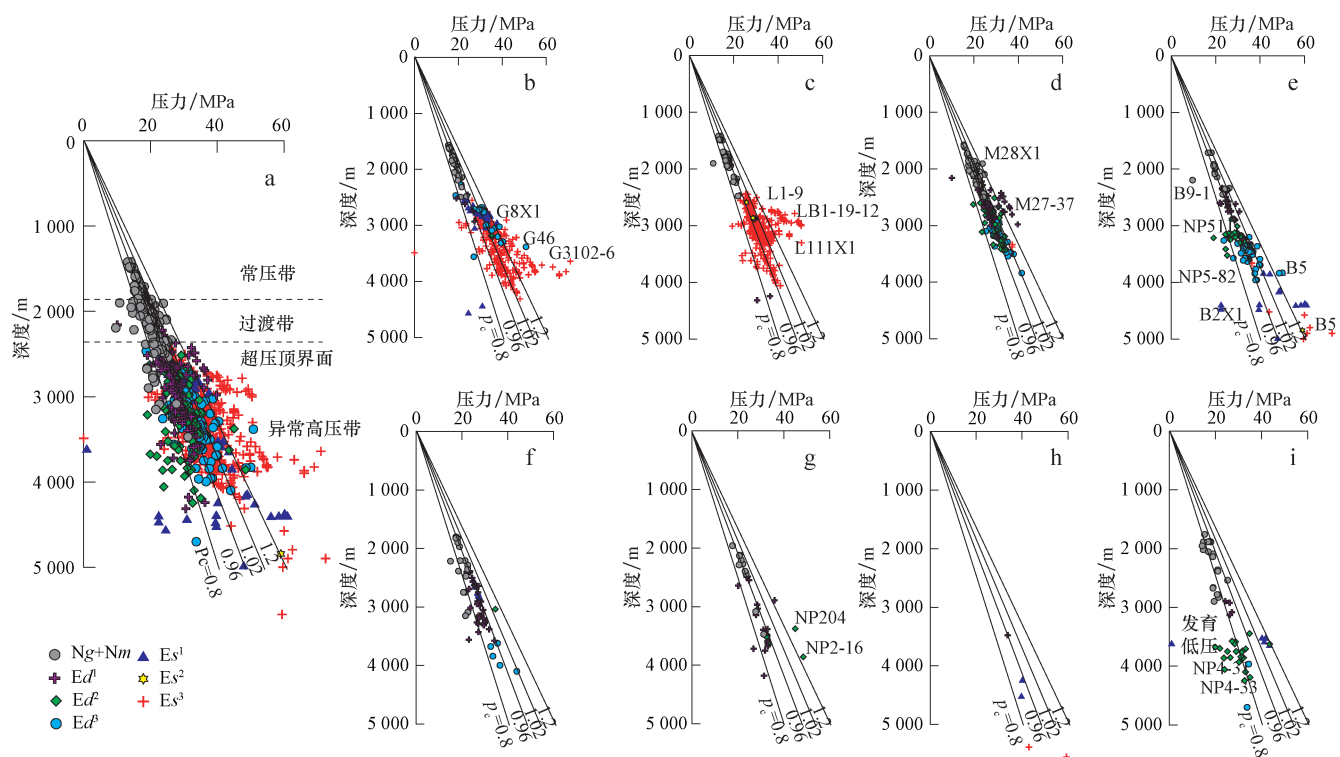


图4 南堡凹陷不同构造带储层流体压力特征

Fig. 4 Characteristics of reservoir fluid pressure in the tectonic zones, Nanpu Sag

a. 南堡凹陷压力结构; b. 高尚堡构造带; c. 柳赞构造带; d. 老爷庙构造带; e. 北堡+5号构造带; f. 1号构造带; g. 2号构造带; h. 3号构造带; i. 4号构造带

积相图和断裂带分布图等资料,综合勾勒出不同层位压力系数平面分布图。沙河街组三段是南堡凹陷超压主要发育层位,其压力系数平面分布图显示,环生烃洼陷异常高压带最为发育,超压中心有两个,分别位于林雀次洼和曹妃甸次洼,压力系数高于1.5。压力系数等值线环生烃次洼向四周逐渐降低,在2号构造带南

部和4号构造带南部形成常压-低压带(图5)。上覆东营组一段和二段的超压井多位于沙三段的超压区域之内或附近,且主要在靠近切穿沙三段烃源岩的断层附近。沙河街组和东营组三段的低压井,或是位于持续活动的大型断裂活动带上,如G310井和NP4-33井等,或是远离生烃洼陷,如NP3-80井等(图5)。

2.2.3 储层压力剖面特征

将各层位压力系数平面分布图投影到切过的剖面上,并结合钻井、沉积相、泥岩分布特征等,综合制作出地层压力在剖面上的分布特征图。从过凹陷近南北向的压力剖面上可以看出(图6),压力系统在剖面上呈带状分布,由浅至深逐渐增加。超压带主要发育在高柳断层下降盘的沙三段,压力系数高达1.5,而该区域也为南堡凹陷主要烃源灶之一,预示着生烃作用可能对本区的异常高压有重要贡献。凹陷北部的拾场次注沙三段也发育局部超压体,压力系数约为1.4。而在4号构造带蛤坨断裂带附近,现今压力系数则普遍呈现为常压至低压的趋势。

3 异常压力数值模拟与成因机制

3.1 异常压力数值模拟

3.1.1 数值模拟方法与参数选取

本文利用斯伦贝谢公司的 Petromod12 盆地模拟软件,对不同构造带上3口典型井, G3101井, M36井和 B5井进行埋藏史、热史和沉积沉降速率模拟。

埋藏史根据现今地层厚度利用回剥法进行模拟,去压实校正模型选取的是 Athy's Law^[31]。纯岩性的

岩石物性参数选取软件默认值(如初始孔隙度、渗透率与热导率等),实际岩性则依据各单井的岩性统计,按各成分含量的百分比创建混合岩性,生成混合岩性的岩石物理参数。东营期剥蚀量参考彭清华等的研究成果^[32-33]。边界条件参考前人在该地区的研究成果,古水深一般为0~30 m,古地表温度采用软件内嵌东亚N39°古地表温度演化趋势,古热流值参考前人计算的南堡凹陷新生代地层底面热流^[21]。由于资料有限,只收集到了B5井的镜质体反射率数据, G3101井的镜质体反射率数据由相邻 G3104井和 G3105井的代替。由图7可见,模拟镜质体反射率曲线和温度曲线与实测数据的吻合度非常高, B5井的模拟压力曲线与实测地层压力也基本一致,表明本文采用的热史模型是可靠的。

3.1.2 埋藏史、热史及沉积-沉降速率特征

如图8所示, Es^2-Es^3 的沉积速率呈不断降低的趋势, G3101井从 $Es^{3(3)}$ 的400 m/Ma降低到 $Es^{3(1)}$ 的10 m/Ma, Es^2 时期则普遍降低至10 m/Ma左右。 Es^1 到 Ed^3 沉积速率迅速增大, Ed^3 时期 G3101, M36 和 B5 井的沉积速率分别达到550, 800 和 700 m/Ma。沙河街组沉积末期, G3101井和 B5井 $Es^{3(3)}$ 底界埋深分别为1 800 和 2 100 m, 地层温度均低于100℃。 Ed_2 时期全凹陷沉积速率迅速降低至250~100 m/Ma, 并在

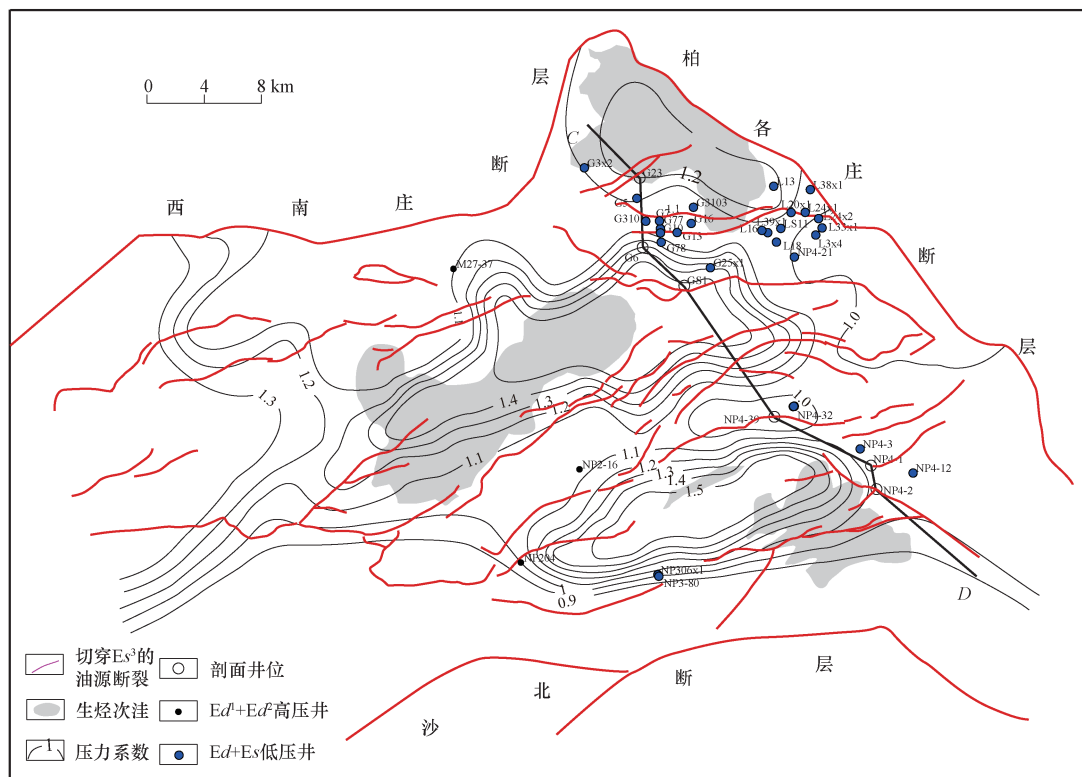


图5 南堡凹陷 Es^3 储层压力系数平面分布

Fig. 5 Plan view distribution of the pressure coefficients of Es^3 reservoir, Nanpu Sag

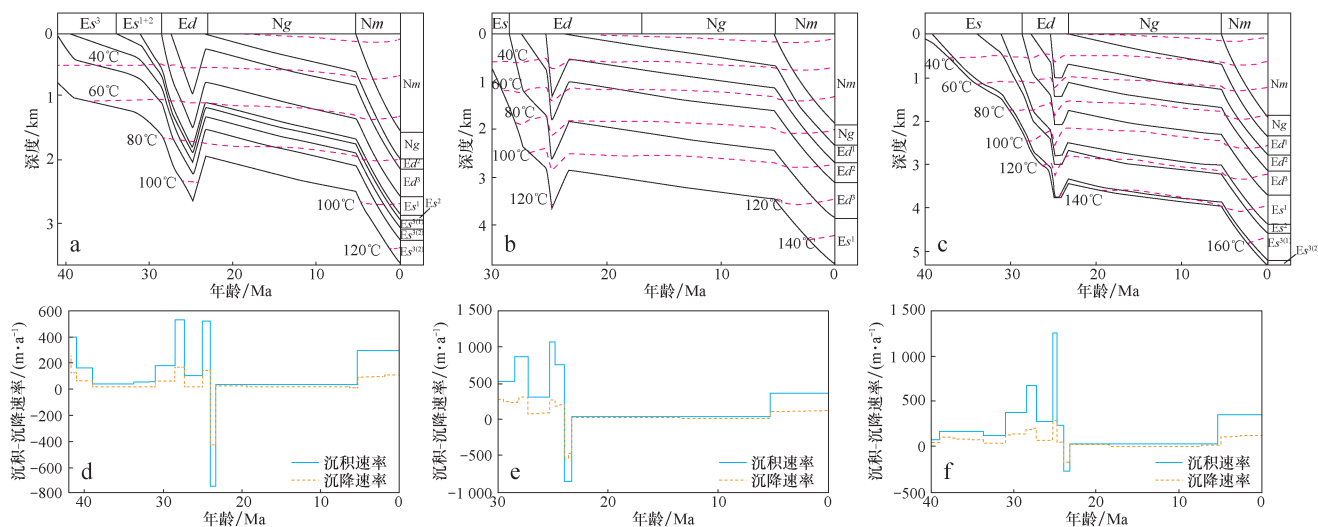


图8 南堡凹陷 G3101 井、M36 井和 B5 井的埋藏史、热史和沉积-沉降速率模拟结果

Fig. 8 Simulation results of the burial history, thermal history and sedimentation-subsidence rate for Well G3101, M36 and B5 in the Nanpu Sag

a. G3101 井埋藏史、热史模拟结果; b. M36 井埋藏史、热史模拟结果; c. B5 井埋藏史、热史模拟结果; d. G3101 井沉积-沉降速率模拟结果; e. M36 井沉积-沉降速率模拟结果; f. B5 井沉积-沉降速率模拟结果

出, Ed^3 时期和 Ed^1 时期, 沉降速率巨大, 分别高达 800 m/Ma 和 1300 m/Ma , 远远超过了物理模拟中形成超压所需的最小沉降速率 150 m/Ma ^[39]。结合泥岩声波时差曲线特征(图3), 可以确定 Ed^2 以下地层在快速的沉降过程中发育了显著的欠压实作用。

南堡凹陷超压顶界面与储层孔隙度由快速压实段进入稳定压实段的深度吻合, 压力过渡带与整个稳定压实带也基本一致, 反映出不均衡压实对异常压力形成过程的影响。异常高压带内, 次生孔隙异常高值与超压峰也基本匹配(图9), 这可能是由于超压对晚期成岩过程起到抑制作用, 使储层初始较高的孔隙度得以保存的结果^[40]。

3.2.2 生烃作用

干酪根在向液态、气态烃转化的过程中, 伴随有机质总体积的膨胀可达 25% ^[9], 生烃作用特别是液态烃裂解生气是形成大规模超压的重要机理之一^[41-42]。

南堡凹陷东营末期的大规模抬升剥蚀, 使前期生成的超压部分遭受破坏, 超压程度减弱。随后馆陶时期的沉积速率迅速降低, 远低于 150 m/Ma , 因此在这一阶段不可能再发育欠压实作用。明化镇时期, 虽然沉积速率增加至 300 m/Ma , 但地层埋深已在 4000 m 以上, 储层基本已处于压实状态, 欠压实作用也将十分有限。超压是个动态平衡过程, 若没有超压源补充, 其将逐渐耗散。前人通过流体包裹体 PVT 分析, 计算出馆陶和明化镇时期的古压力实际上是处于稳定、或十

分缓慢的累积阶段^[21], 因此推测应该还存在其他超压来源的补充。

由热史模拟可知, 北堡和老爷庙构造带 Es^3 烃源岩在东营末期便进入了生油高峰阶段(图8), 由于剥蚀量相对较小, 馆陶期仍处在生油窗内, 烃类生成对超压起到一定的补充作用。高柳地区经历抬升剥蚀后, Es^3 烃源岩停止生烃, 直到明化镇时期才重新进入生油阶段, 因此生烃作用在馆陶组沉积阶段基本无贡献。明化镇时期, 老爷庙和北堡构造带 Es^3 烃源岩均进入生气高峰阶段, 地层温度高达 160°C , 而且 Es^1 和 Ed^3 两套烃源岩也进入生油阶段。因此, 生烃作用应该为本阶段超压的主要来源。

从图9中可以看出, 超压顶界面(2400 m)与排烃门限深度^[43]基本一致。大规模超压段的 R_o 超过了 1.2% , 进入裂解生气阶段, 而 $S_1 + S_2$ 大幅降低, 表明已有烃类大量排出, 并伴随液态烃裂解成气, 体积急剧增加。综上分析认为, 生烃作用在晚期对北堡和老爷庙超压的贡献最大。

3.2.3 水热作用

前人通过模拟计算发现, 与不均衡压实相比, 水热增压的贡献非常小^[12], 只有在岩浆活动等地温梯度异常高的条件下才有较高的贡献, 因此在研究盆地的超压时, 一般无需重点考虑水热增压^[16]。构造抬升是导致异常低压形成的重要机制, 具体表现为上覆负荷减少引起的孔隙回弹和温度降低引起的流体收缩^[15,44]。

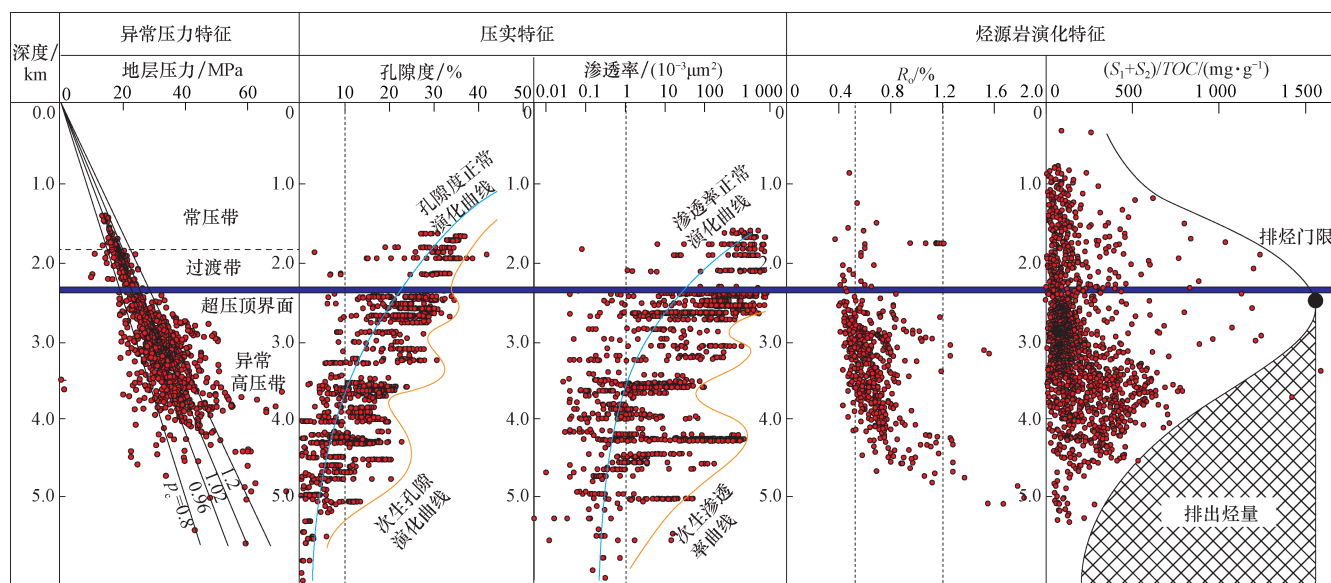


图9 南堡凹陷储层压实特征与烃源岩生烃潜能变化特征

Fig. 9 Characteristics of reservoir compaction and variation of hydrocarbon generation potential in the Nanpu Sag

夏新宇^[16]通过理论计算发现,地层孔隙的反弹对异常低压的贡献有可能超过地层水收缩的贡献。南堡凹陷东营末期发生了大幅度抬升剥蚀作用,岩石骨架孔隙回弹并伴随有流体收缩,可能导致下伏地层形成异常低压。从图4可以看出,异常低压也主要发育在不整合面之下的东一段和东二段,这与本区异常低压发育机制相匹配。渤海湾盆地古地温梯度在东营末期后呈逐渐下降趋势^[45-46],因此在地质历史时期上流体收缩对形成异常低压的影响更加显著。

4 讨论

4.1 超压传递作用

超压体系处于一种非稳态,当开启性断层或渗透性砂体连通超压体时,超压会沿断裂进行垂向传导和沿砂体进行侧向运移^[11]。前人研究表明,在国内外多个盆地中,超压传导常为中浅层超压的形成机制,如文莱盆地Baram地区^[47]、塔里木盆地^[48]、莺歌海盆地^[49]和渤海湾盆地^[50-51]等。对于南堡凹陷,前人也曾提出深大断层再活化促使深部超压流体向上运移^[17],但还缺乏具体证据支持。为进一步鉴别中浅层超压来源,本文利用声波时差-垂直有效应力图版,来区分不均衡压实成因超压和流体膨胀型超压(或传导型超压)。

声波时差-垂直有效应力图版中,垂直应力由密度测井曲线计算,地层压力为地层测试数据,声波时差读取方法为每一个地层测试数据点对应深度上下5 m的平均值。埋藏过程中孔隙度随深度呈指数式减少,正常压实情况下的声波时差和垂直有效应力构成正常

压实曲线(Loading Curve),欠压实成因的超压落在其上,而由超压传导作用或流体膨胀作用形成的超压将偏离正常趋势线,形成欠压实曲线(Unloading Curve)(图10c),原理见文献[47]。需要说明的是,此图版无法区分流体膨胀型(本区主要为烃类生成)超压和传导型超压,因为它们均落在欠压实曲线上,只能结合地质条件来综合分析。

本次研究由36口井,231个常压数据得到正常压实趋势线,分析了不同层位54个超压点的成因类型。由图11可以看出,深部沙三段超压绝大多数均在正常压实曲线上,表明其主要为欠压实成因,如G3101井和G22-10井等。沙一段的超压分布在正常压实带边缘,表明其既有来源于欠压实作用,也有来自生烃作用的贡献。东一段超压大部分在正常压实带之外,如M27-37井,压力系数高达1.3,而东一段自身并非烃源岩,因此超压传导可能为其主要成因机制。浅层馆陶组超压也落在正常压实曲线上,表明其来源自身泥岩的欠压实作用,如M28X1井(图11)。

4.2 断层与超压的关系

断层对超压体系的影响主要体现在破坏、转移和保存3个方面。由于断裂带往往具有良好的水动力连通性,当大型活动断层切穿超压体时,特别是“Y”型通天断裂,超压就会沿断裂带严重散失。如4号构造带的蛤坨断层,在Ed³期间强烈活动,晚期在Nm期间再次剧烈活动^[26],形成了一系列“Y”型通天断层。剧烈的断层活动导致了4号构造带的压力系统遭到严重破坏,使得现今压力系数普遍呈现常压至低压(图5,图6);

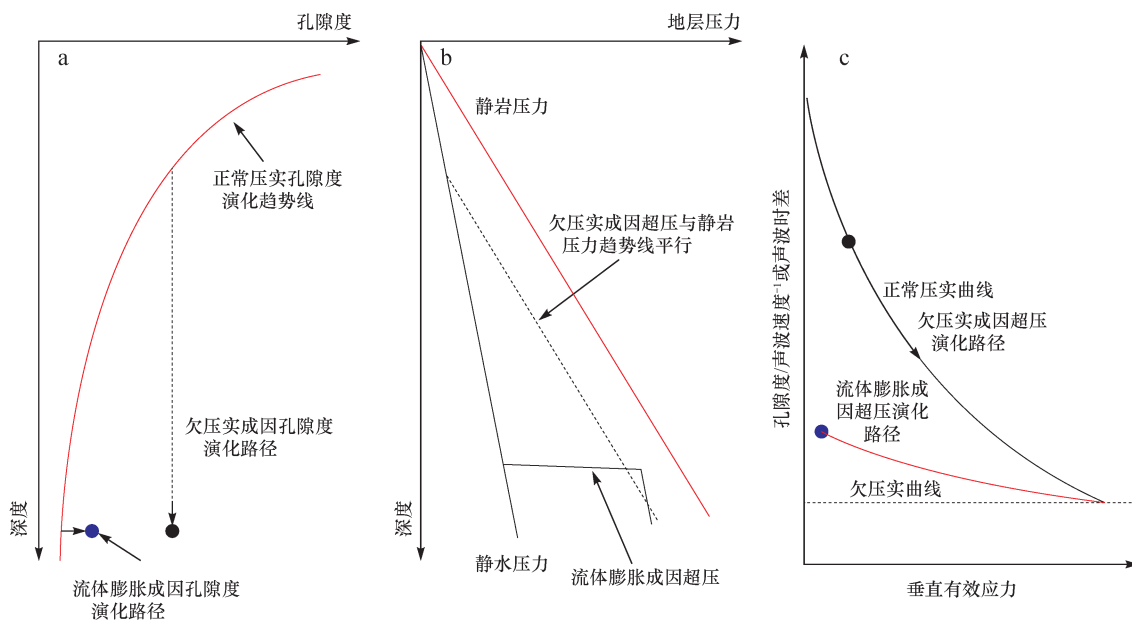
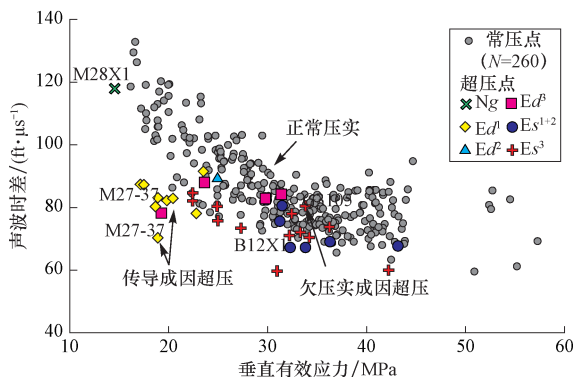
图10 两种主要超压机制识别原理图^[47] (修改)Fig. 10 Principle for differentiating two major mechanisms for overpressure^[47] (modified)

图11 南堡凹陷声波时差与有效应力关系

Fig. 11 Relationship between acoustic time and effective stress in the Nanpu Sag

若断层断开的是两个或多个剩余压力不等的体系时,深部超压流体会沿断裂通道向上快速调整,发生超压传导,在上覆渗透性地层内形成泄压带。断层停止活动时,其可作为超压体系良好的侧向分隔体,切断与外界物质、能量的交换,形成流体封存箱。高柳断层分段性活动明显,其西段在明化镇时期活动性弱,因此中、深层的超压保存较好,而东段在晚期活动性较强,保存条件相对较差,因此在沙河街和东营组出现较多的低压井(图5)。

5 结论

1) 南堡凹陷超压主要发育在北部构造带上,纵向上可划分为深部超压带、中部过渡带和浅部常压带。超压带主要发育在沙三段(压力系数最高达1.9),超

压顶界面约为2 400 m,平面上主要绕生烃次洼呈环带分布,纵向上呈带状分布。滩海地区超压基本不发育,普遍为常压甚至是异常低压。

2) 深部超压形成的主要机制为不平衡压实作用和生烃作用,但二者在不同阶段的贡献比例不同。东营时期不平衡压实为主要形成机制,生烃作用的贡献相对比较小;馆陶时期欠压实作用基本无贡献,生烃作用对北堡和老爷庙超压起到一定补充作用,对高尚堡贡献非常有限;明化镇时期生烃作用成为超压的主要来源,不平衡压实作用贡献相对有限。东一段的超压主要来源于超压传导,开启的断裂带为其运移通道。馆陶组低幅超压则为自身泥岩欠压实。

3) 构造抬升造成上覆地层负荷减少,从而引起孔隙回弹,同时温度降低引起流体收缩,是形成本区异常低压的主要原因。

致谢:本文测试数据和基础资料均由冀东油田勘探分公司提供,本文在研究过程中得到南京大学江凯禧博士等给与的无私帮助与支持,在此一并表示感谢!

参考文献

- [1] 郝芳,邹华耀,姜建群.油气成藏动力学及其研究进展[J].地学前缘,2000,7(3):11-21.
Hao Fang, Zou Huayao, Jiang Jianqun. New advancement in research of hydrocarbon accumulation kinetics [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(3): 11-21.
- [2] 解习农,刘晓峰,赵士宝,等.异常压力环境下流体活动及其油气运移主通道分析[J].地球科学,2004,29(5):589-595.
Xie Xinong, Liu Xiaofeng, Zhao Shibao, et al. Fluid flow and hydrocarbon migration pathways in abnormally pressured environment [J].

- Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2004, 29(5): 1–12.
- [3] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1–12.
- [4] Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A Reevaluation [J]. AAPG Bulletin, 1997, 1(81): 1023–1041.
- [5] Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(2): 410–432.
- [6] Luo M, Baker M R, Lemone D V. Distribution and generation of the overpressure system, eastern Delaware Basin, western Texas and southern New Mexico [J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(9): 1386–1405.
- [7] Neuzil C E. Abnormal pressures as hydrodynamic phenomena[J]. American Journal of Science, 1995, 295(6): 742–786.
- [8] Meissner F F. Petroleum geology of the Bakken Formation Williston Basin, North Dakota and Montana[C]//Montana Geological Society, 1978, 207–227.
- [9] Spencer C W. Hydrocarbon Generation as a Mechanism for Overpressuring in Rocky Mountain Region[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(4): 368–388.
- [10] Hunt J M, Whelan J K, Eglinton L B, et al. Gas generation—A major cause of deep Gulf Coast overpressures [J]. Oil and Gas Journal (US), 1994, 92(29): 59–63.
- [11] Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, et al. ‘Vertically transferred’ overpressures in Brunei: Evidence for a new mechanism for the formation of high-magnitude overpressure [J]. Geology, 2007, 35(11): 1023–1026.
- [12] Barker C. Aquathermal pressuring—role of temperature in development of abnormal pressure zones [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(10): 181–184.
- [13] 付广, 薛永超, 杨勉. 异常孔隙流体压力的成因及其贡献探讨[J]. 海相油气地质, 1999(4): 46–50.
Fu Guang, Xue Yongchao, Yang Mian. Origin of abnormal pore pressure and its contribution [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 1999(4): 46–50.
- [14] Bruce C H. Smectite dehydration—its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico basin [J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(6): 673–683.
- [15] Swarbrick R E, Osborne M J, Osborne M J. Mechanisms that generate abnormal pressures: An overview[J]. AAPG Memoir, 1998, 70: 13–43.
- [16] 夏新宇, 宋岩. 沉降及抬升过程中温度对流体压力的影响[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 8–11.
Xia Xinyu, Songyan. Effect of temperature on fluid pressure during settlement and uplift [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 8–11.
- [17] 孙明亮, 柳广弟, 董月霞. 南堡凹陷异常压力分布与油气聚集[J]. 现代地质, 2010, 24(6): 1126–1131.
Sun Mingliang, Liu Guangdi, Dong Yuexia. Characteristics of abnormal pressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Geoscience, 2010, 24(6): 1126–1131.
- [18] 赵军, 曹强, 叶加仁, 等. 基于地震速度预测南堡凹陷中深层地层压力[J]. 油气地质与采收率. 2016, 23(4): 1–7.
Zhao Jun, Cao Qiang, Ye Jiaren, et al. Prediction of overpressure distribution in mid-deep strata of Nanpu sag based on seismic velocity [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 1–7.
- [19] 曲志浩, 孙卫, 胡敬月, 等. 南堡凹陷高柳地区高压异常的成因[J]. 西北大学学报(自然科学版), 1991, 21(1): 87–94.
Qu Zhihao, Sun Wei, Hu Jingyue, et al. The origin of abnormal high pressure in the Gaoliu structural belt of Nanpu Sag [J]. Journal of Northwest University, 1991, 21(1): 87–94.
- [20] 肖军, 王华, 郭齐军, 等. 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 [J]. 地质科技情报, 2003, 22(1): 67–74.
Xiao Jun, Wang Hua, Guo Qijun, et al. The simulation of temperature field, pressure field and fluid potential of Nanpu Sag—based on Basin2 software [J]. Geological Science and Technology Information, 2003, 22(1): 67–74.
- [21] 汤建荣, 王华, 孟令箭, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷地层压力演化及其成藏意义[J]. 地球科学, 2016, 41(5): 809–820.
Tang Jianrong, Wang Hua, Meng Lingjian, et al. Pressure evolution and its effect on petroleum accumulation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Earth Science, 2016, 41(5): 809–820.
- [22] 朱光有, 张水昌, 王拥军, 等. 渤海湾盆地南堡大油田的形成条件与富集机制[J]. 地质学报, 2011, 85(1): 97–113.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Wang Yongjun, et al. Formation conditions and enrichment mechanism of Nanpu oil field in Bohai Bay Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(1): 97–113.
- [23] 王华, 姜华, 林正良, 等. 南堡凹陷东营组同沉积构造活动性与沉积格局的配置关系研究[J]. 地球科学与环境学报, 2011, 33(1): 70–77.
Wang Hua, Jiang Hua, Lin Zhengliang, et al. Relations between synsedimentary tectonic activity and sedimentary framework of Dongying formation in Nanpu sag [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2011, 33(1): 70–77.
- [24] 徐安娜, 郑红菊, 董月霞, 等. 南堡凹陷东营组层序地层格架及沉积相预测[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 437–443.
Xu An'na, Zheng Hongju, Dong Yuexia, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary facies prediction in Dongying formation of Nanpu sag [J]. Petroleum exploration and development, 2006, 33(4): 437–443.
- [25] 吕延防, 许辰璐, 付广, 等. 南堡凹陷中浅层盖—断组合控油模式及有利含油层位预测[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 86–97.
Lv Yanfang, Xu Chenlu, Fu Guang, et al. Oil-controlling models of caprock-fault combination and prediction of favorable horizons for hydrocarbon accumulation in middle-shallow sequences of Nanpu sag [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 86–97.
- [26] 童亨茂, 赵宝银, 曹哲, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷断裂系统成因的构造解析[J]. 地质学报, 2013, 87(11): 1647–1661.
Tong Hengmao, Zhao Baoyin, Caozhe, et al. Structural analysis of faults in Nanpu Sag, Bohai bay basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(11): 1647–1661.
- [27] 庞雄奇, 霍志鹏, 范泊江, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷源控油气作用及成藏体系评价[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 28–36.
Pang Xiongqi, Huo Zhipeng, Fan Bojiang, et al. Control of source

- rocks on hydrocarbon accumulation and assessment of gas pools in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1):28-36.
- [28] 李明诚. 利用压实曲线研究初次运移的新方法[J]. *石油学报*, 1985, 6(4):33-40.
- Li Mingcheng, A new method for studying primary migration by using compaction curve[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1985, 6(4):33-40.
- [29] 赵焕欣,高祝军. 用声波时差预测地层压力的方法[J]. *石油勘探与开发*, 1995, 22(2):80-85.
- Zhao Huanxin, Gao Zhujun. Method for predicting formation pressure by sonic[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1995, 22(2):80-85.
- [30] 刘文龙,李思田,孙德君,等. 松辽盆地深层孔隙流体压力预测[J]. *地球科学*, 2000, 25(2):137-142.
- Liu Wenlong, Li sitian, Sun Dejun, et al. Prediction of pore pressure in deep strata of Songliao Basin[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2000, 25(2):137-142.
- [31] Athy L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 1930, 14(1):1-24.
- [32] 彭清华,周江羽,揭昇新. 声波时差法对南堡凹陷东营组剥蚀量的恢复[J]. *断块油气田*, 2009, 16(6):50-53.
- Peng Qinghua, Zhou Jiangyu, Jie Yixin. Erosion thickness restoration of Dongying formation reservoir in Nanpu Depression by sonic[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2009, 16(6):50-53.
- [33] 彭清华,周江羽,蒋少斌,等. 南堡凹陷不整合类型及剥蚀量恢复[J]. *新疆石油地质*, 2013, 34(6):657-660.
- Peng Qinghua, Zhou Jiangyu, Jiang Shaobin, et al. Unconformity type and denudation recovery in Nanpu Sag[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2013, 34(6):657-660.
- [34] Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressure in Gulf Coast Louisiana[J]. *AAPG Bulletin*, 1953, 37(2):410-432.
- [35] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京:科学出版社, 2004. 406-407.
- Hao Fang. Hydrocarbon generation kinetics and mechanism of hydrocarbon accumulation in overpressure Basin [M]. Beijing: Science Press, 2004. 406-407.
- [36] 褚庆忠,李耀华. 异常压力形成机制研究综述[J]. *天然气勘探与开发*, 2001, 24(4):38-46.
- Chu Qingzhong, Li Yaohua. Review on the mechanism of abnormal pressure formation [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2001, 24(4):38-46.
- [37] 管红,朱筱敏. 南堡凹陷东营组层序地层格架与沉积体系[J]. *沉积学报*, 2008, 26(5):730-736.
- Guan Hong, Zhu Xiaomin. Sequence stratigraphic framework and sedimentary system of Dongying formation in Nanpu Sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(5):730-736.
- [38] 徐安娜,郑红菊,董月霞,等. 南堡凹陷东营组层序地层格架及沉积相预测[J]. *石油勘探与开发*, 2006(04):437-443.
- Xu An'na, Zheng Hongju, Dong Yuexia, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary facies prediction in Dongying formation of Nanpu sag [J]. *Petroleum exploration and development*, 2006, 33(4):437-443.
- [39] 解习农. 异常压力盆地流体动力学[M]. 武汉:中国地质大学出版社, 2006.
- Xie Xinong. Basin Fluid Dynamics in Abnormally Pressured Environments[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006.
- [40] Sborne M J, Swarbrick R E. Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs-consequences for porosity and overpressure prediction[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 1999, 16(4):337-353.
- [41] Hunt J M, Whelan J K, Eglinton B. Gas generation-a major cause of deep Gulf Coast overpressures and hydrocarbon expulsion[J]. *AAPG Bulletin*, 1995, 79(8):1222-1223.
- [42] Law B E, Dickinson WW. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 1985, 69(8):1295-1304.
- [43] 庞雄奇. 排烃门限控油气理论与应用[M]. 北京:石油工业出版社, 1995.
- Pang Xiongqi. Theory and application of hydrocarbon expulsion threshold [M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 1995.
- [44] Corbet T F, Bethke C M. Disequilibrium Fluid Pressures and Groundwater Flow in the Western Canada Sedimentary Basin [J]. *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, 1992, 97(B5):7203-7217.
- [45] 邱楠生,李善鹏,曾溅辉. 渤海湾盆地济阳拗陷热历史及构造-热演化特征[J]. *地质学报*, 2004, 78(2):263-269.
- Qiu Nansheng, Li Shanpeng, Zeng Jianhui. Thermal history and tectonic-thermal evolution of Jiyang depression in Bohai Bay Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2004, 78(2):263-269.
- [46] 赵明,陈小明,季峻峰,等. 济阳拗陷古近系原型盆地中绿泥石的成分演化特征及其盆地古地温梯度[J]. *中国科学(D辑:地球科学)*, 2007, 37(9):1141-1149.
- Zhao Ming, Chen Xiaoming, Ji Junfeng, et al. The characteristics of chlorite evolution in paleogene of Jiyang depression and its paleo geotemperature gradient[J]. *Science in China(Series D)*, 2007, 37(9):1141-1149.
- [47] Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, et al. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(1):51-74.
- [48] 张凤奇,王震亮,赵雪娇,等. 库车拗陷迪那2气田异常高压成因机制及其与油气成藏的关系[J]. *石油学报*, 2012, 33(5):739-747.
- Zhang Fengqi, Wang Zhenliang, Zhao Xuejiao, et al. Genetic mechanism of overpressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in Dina-2 gasfield, Kuqa depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(5):739-747.
- [49] 郝芳,董伟良,邹华耀,等. 莺歌海盆地汇聚型超压流体流动及天然气晚期快速成藏[J]. *石油学报*, 2003, 24(6):7-12.
- Hao Fang, Dong Liangwei, Zou Huayao, et al. Overpressure fluid flow and rapid accumulation of natural gas in Yinggehai Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 24(6):7-12.
- [50] Hao Fang, Zhou Xinhui, Zou Huayao, et al. Petroleum charging and leakage in the BZ25-1 field, Bohai Bay basin [J]. *Journal of Earth Science*, 2012, 23(3):253-267.
- [51] 彭波,郝芳,邹华耀. 辽东湾地区辽中北洼超压的发育演化及油气幕式成藏[J]. *地质论评*, 2013, 59(6):1257-1267.
- Peng bo, Hao Fang, Zou Huayao. The development and evolution of overpressure in the Liaozhong sag, Liaodong bay sub-basin, and the episodic hydrocarbon accumulation [J]. *Geological Review*, 2013, 59(6):1257-1267.