

惠民凹陷临南洼陷古近系沙河街组超压成因机制及分布预测

王冰¹, 张立宽², 李超², 陈开远¹, 宋国奇³, 罗红梅³

[1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 中国科学院地质与地球物理研究所 油气资源研究重点实验室, 北京 100029; 3. 中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257000]

摘要:渤海湾盆地惠民凹陷临南洼陷古近系沙河街组油气勘探过程中钻遇不同规模的异常高压, 超压成因的不确定性限制了压力预测的可靠性。利用临南洼陷丰富的钻杆测试(DST)压力数据、泥浆密度和测井资料, 细致分析了渗透性砂岩流体压力发育特征和超压段泥岩测井响应, 依据常压和超压段声波速度、密度测井数据建立判别超压成因的有效应力-测井响应图版, 综合讨论了沙河街组超压的成因机制, 并预测了异常高压的空间分布。研究发现, 临南洼陷沙河街组砂岩储层超压主要发育在3 000 m以深的沙三段(E_s^3)和沙四段(E_s^4), 最高过剩压力分别为23.82 MPa和14.04 MPa; 超压段泥岩测井响应表现为偏离正常压实趋势的异常高声波时差、低密度和高中子孔隙度, 具有典型的欠压实特征。沙河街组储层超压最主要的成因是相邻泥岩机械压实不平衡作用形成超压的传递, 表现为大多数的超压数据均符合加载曲线趋势, 只有深洼陷区(埋深为4 000~4 300 m)的超压呈现出卸载特征, 可能存在由于富有机质泥岩深埋达到较高成熟度(R_o 为0.90%~1.05%)引起的生烃增压贡献。利用平衡深度法计算的流体压力与DST压力数据吻合度高, 印证了沙河街组超压主要来自泥岩不均压实作用的认识, 沙三段过剩压力呈现围绕着洼陷中心呈环状分布, 向周围的斜坡区和隆起带逐渐减小为常压。研究成果可以为临南洼陷钻前压力评估提供有价值的指导和借鉴。

关键词:异常高压; 测井响应; 成因判别; 压实不均; 储层; 沙河街组; 临南洼陷; 惠民凹陷

中图分类号: 122.2

文献标识码: A

Mechanism and distribution prediction of abnormal high pressure of the Paleocene Shahejie Formation in Linnan Sag, Huimin Depression

Wang Bing¹, Zhang Likuan², Li Chao², Chen Kaiyuan¹, Song Guoqi³, Luo Hongmei³

[1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Petroleum Resource Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China; 3. Shengli Oilfield Exploration and Development Research Institute, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China]

Abstract: In the process of oil and gas exploration, various abnormal high pressures were tested in the Paleogene Shahejie Formation in Linnan Sag, Huimin Depression. The uncertainty of overpressure origin would reduce the reliability of pressure prediction. This study elaborated both the characteristics of fluid pressure in porous sandstones and the well log responses of overpressured mudstones through such data as drill stem tests (DSTs), mud density and logging. Besides, based on acoustic and density logs in normal and abnormal high pressured intervals, we established an effective stress-log response plot to deduce the origin of overpressure in the Shahejie Formation, and predicted the distribution of abnormal pressures in the study area. The results show that overpressures in the sandstone reservoirs of the Shahejie Formation mainly occur in the 3rd (E_s^3) and 4th (E_s^4) members of the formation with a depth over 3 000 m, and their maximum excessive pressures are 23.82 MPa and 14.04 MPa, respectively. The logging responses of overpressured mudstones typify undercompaction, usually exhibiting abnormally high interval transit time, abnormally low density, and high neutron porosity. Overpressures in the formation mainly originate from overpressure transmission among neighboring mudstones in-

收稿日期: 2018-04-24; 修订日期: 2018-06-18。

第一作者简介: 王冰(1993—), 男, 硕士研究生, 异常流体压力与油气成藏机理。E-mail: 503041865@qq.com。

通讯作者简介: 张立宽(1979—), 男, 博士、副研究员, 油气成藏动力学。E-mail: zhanglikuan@iggcas.ac.cn。

基金项目: 中国科学院战略性先导科技专项(A类)(XDA14010202); 国家科技重大专项(2017ZX05008-004)。

duced by disequilibrium compaction. Most overpressure data points follow the trend of loading curves, and only the overpressure data points in local deep depression zones (with burial depth being more than 4 000 – 4 300 m) follow unloading curves, possibly due to the pressure increase with hydrocarbon generation resulting from a higher maturity (R_o is within 0.9% – 1.05%) of the deeply buried organic-rich mudstones. Besides, fluid pressures calculated with equilibrium depth method match well with the pressure data obtained from DSTs. This verifies the conclusion that the abnormal high pressures in the formation are fundamentally caused by disequilibrium compaction. The excessive pressures of the Es³ show a ring-like distribution surrounding the core of the sag and progressively lower towards and become normal in its neighboring slopes and uplifts. These research results will be of valuable guidance for pre-drilling pressure assessment in Linnan Sag.

Key words: abnormal high pressure, logging response, origin identification, disequilibrium compaction, reservoir, Shahejie Formation, Linnan Sag, Huimin Depression

异常高压是含油气盆地中广泛存在的地质现象, 不仅与油气生成、运移和聚集具有密切的关系, 而且影响钻井安全^[1-4]。因此, 异常高压成因和压力预测研究一直是石油地质家和油藏工程师关注的热点, 在油气钻探目标评价和预测中具有十分重要的意义^[5-7]。

最近 20 多年来, 超压成因机制和判识研究取得了重要进展, 尽管人们提出了多种超压的形成机制, 但是普遍认为泥岩不均衡压实作用和生烃作用 (尤其是生气作用) 是形成盆地尺度大规模超压最主要的成因^[8-10], 而水热作用、粘土矿物转化脱水等机制对超压形成的贡献不大^[11-12]。在实际地区的超压成因判识方法上, 除了常用的盆地数值模拟法之外^[1], 地球物理测井识别方法在近些年取得了长足进步和广泛应用, 该方法的依据是不同成因的超压引起岩石有效应力和相应岩石物理属性发生不同的变化, 从而可以利用超压段岩石物理属性的不同测井响应推断超压形成原因^[13]。由于这种方法使用的数据易于获取, 而且操作简便, 综合利用超压段有效应力与测井响应参数关系判识超压成因是目前非常流行的方法, 众多学者在国内外不同盆地进行了方法探索和应用研究, 取得了良好的效果^[14-16]。

临南洼陷是渤海湾盆地济阳坳陷惠民凹陷的次级洼陷, 古近系沙河街组是主要勘探层系之一, 已经发现了多个含油气构造, 但总体油气探明率较低, 具有较大的勘探潜力^[17]。临南洼陷沙河街组既是主要生油层系, 也是含油储集层, 油气勘探过程中发现的异常高压引起了一些研究人员的关注^[18-21], 目前研究主要集中在储层实测压力特征描述、包裹体捕获压力恢复以及异常压力与油气运聚关系等方面工作^[19-20], 然而目前超压的主要成因机制却一直不是十分明确, 在很大程度上限制了钻前压力预测的可靠性和超压分布的准确认识。

本文主要分析临南洼陷勘探过程中积累的大量钻

杆测试 (DST) 压力数据、泥浆密度和测井资料, 认识渗透性砂岩流体压力的发育特征及超压段泥岩测井响应, 通过构建判识研究区超压成因的测井解释图版, 结合沉积埋藏史和热演化史讨论沙河街组超压的主要形成机制, 并预测现今异常高压的分布, 期望为临南洼陷油气勘探和开发中的压力评估提供有意义的指导。

1 区域地质背景

临南洼陷位于惠民凹陷西南部, 夹持在惠民凹陷曲堤地垒至中央隆起带之间, 南部和北部分别以夏口断裂和临商断裂为界 (图 1)。研究区的断裂系统十分发育, 主要断裂一般为 NNE 或 NE 向, 受断裂系统的控制, 总体呈现为不对称的地堑式构造格局, 根据构造特征, 研究区又可进一步划分为中央隆起带、临南次洼和南部缓坡带^[18]。临南洼陷古近纪先后经历了断陷期和断拗期, 古近纪末期的东营运动使惠民凹陷整体抬升, 形成古近系与新近系之间的区域不整合, 新近纪时期的临南洼陷由小断陷盆地转化为坳陷盆地^[22]。

临南洼陷新生代地层保存完整, 自下而上依次发育古近系孔店组、沙河街组、东营组, 新近系馆陶组和明化镇组以及第四系平原组 (图 2)。沙河街组广泛发育、厚度大, 一般为 500 ~ 2 000 m, 主要为一套湖泊 – 三角洲相的碎屑岩沉积, 可以划分为沙四段、沙三段、沙二段和沙一段。沙四段分布局限, 厚度为 0 ~ 150 m 左右, 主要为紫红色泥岩夹棕色、棕褐色粉砂岩及砂质泥岩互层, 根据岩性的差异, 又分为沙四上、沙四下亚段。沙三段沉积时期深湖 – 半深湖相广布, 形成一套深灰色、灰色泥岩、油页岩夹砂岩或与砂岩不等厚互层沉积, 厚度一般为 300 ~ 1 200 m, 进一步可分为沙三下、沙三中、沙三上亚段。其中, 沙三下亚段在洼陷中

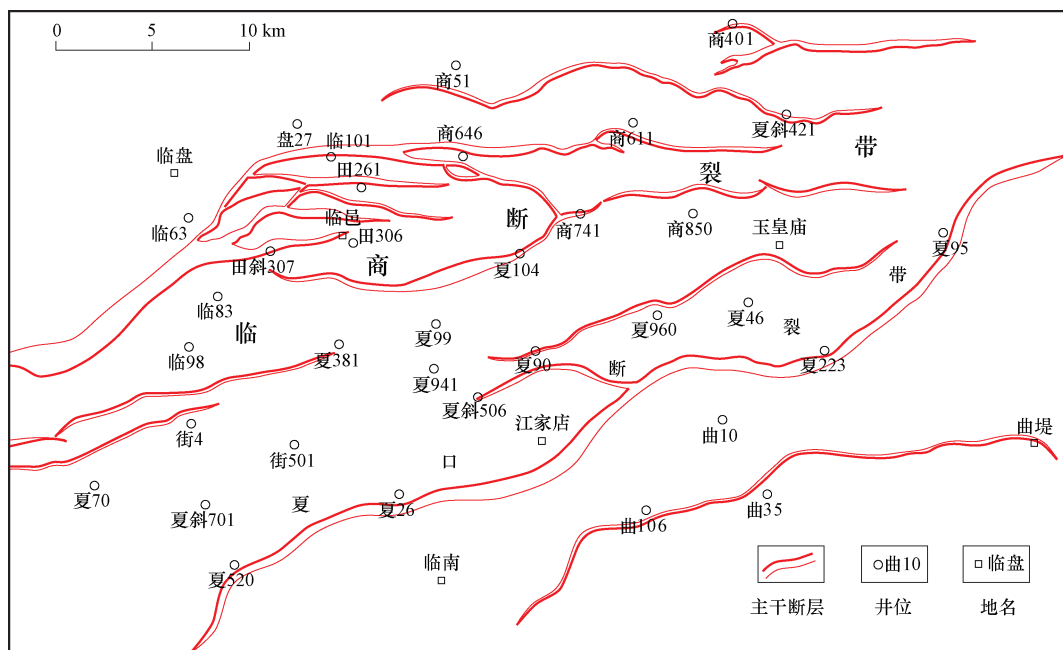


图1 惠民凹陷临南洼陷构造区划、主干断层及井位分布

Fig. 1 Tectonic division, major fault and well distribution in Linnan Sag, Huimin Depression

心为厚层油页岩、深灰色泥岩夹砂岩,洼陷边缘则为灰色泥岩与砂岩互层;沙三中亚段在洼陷中心以深灰色泥岩、油页岩为主,局部夹薄层砂岩、粉砂岩,中央隆起带为深灰色泥岩与粉、细砂岩不等厚互层沉积;沙三上亚段沉积时期不同方向的三角洲体系向湖盆的逐步推进,砂岩发育增多,厚度逐渐变大,泥岩颜色也逐渐变浅,开始出现灰绿色、红色^[23]。临南洼陷主要发育沙四上亚段和沙三下亚段两套暗色泥页岩生油层系,其中沙三下亚段烃源岩厚度最大、分布最广,有机质类型好、丰度高,处于低成熟-成熟阶段,是研究区的主力生油岩^[24]。沙河街组储集层主要为沙四上、沙三下、沙三中和沙三上亚段砾岩、砂砾岩、砂岩和粉砂岩,扇三角洲前缘相水下分流河道是最有利的储集相带^[17]。

2 渗透性砂岩储层压力特征

钻杆测试(DST)获得的压力数据是反映地下流体压力信息最准确和最可靠的资料。除了由于油藏开发引起的压力降低之外,钻杆测试关井压力还可能受地层渗透性较低、地层遭受污染以及关井恢复时间较短等因素影响,使得DST测试的压力数据不能代表原始地层压力,因此在使用这些压力数据之前,必需对DST压力数据进行甄别和筛选,剔除明显不可靠的压力资料^[25]。

目前,对临南洼陷钻遇沙河街组的217口井进行了DST测试,收集到353个压力测试数据点。通过对地层压力恢复曲线的细致甄别,共计剔除了18个开发

井数据,31个压力恢复明显不足的压力数据,最终保留了188口钻井的304个DST测试数据。

利用经过筛选的DST数据制作研究区沙河街组不同层段的压力-深度相关图(图3),可以发现如下特征:①沙河街组砂岩储层压力数据一般沿着静水压力梯度线分布或分散在静水压力梯度线右侧,反映研究区沙河街组以正常压力和异常高压为主,不存在明显的异常低压;②沙河街组中浅层沙一段和沙二段流体压力没有明显偏离静水压力线,压力梯度为9~11 MPa/km,一致表现为正常压力系统;③沙三段和沙四段流体压力大约以3 000 m埋深为界,上部和下部地层流体压力系统具有显著的差异性,上部明显为正常压力系统(压力梯度为9~11 MPa/km),而下部压力系统似乎更为复杂,在相同深度范围的压力数据既显示为显著偏离静水压力梯度线的异常高压(沙三和沙四段的最大压力梯度分别为16.2 MPa/km和14.0 MPa/km,最高过剩压力分别为23.82 MPa和14.04 MPa),也有保持静水平衡的正常压力。

为了解释沙河街组较深层(>3 000 m)的流体压力复杂的分布状态,细致对比了这些DST测试位置的砂体发育特征,发现超压测试数据全部来自于洼陷区厚层泥岩包围的透镜状砂体,具备较好的封闭条件;而常压数据来自侧向分布广且连通性较好的砂体,或断裂带附近砂体,显然缺少超压保存必需的封闭条件,由此推测地层封闭条件的差异可能是相似深度范围内超压与常压共存的主要原因。

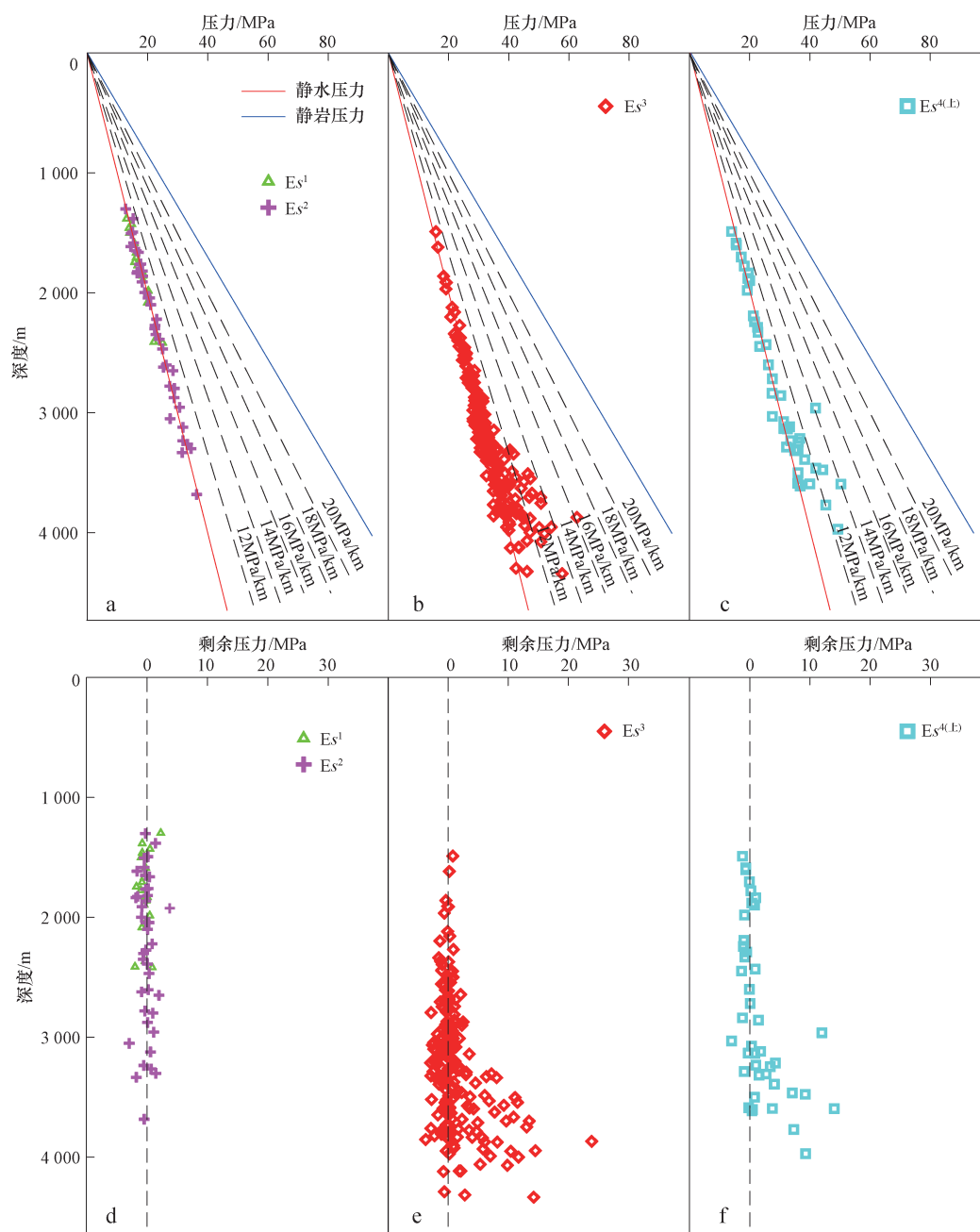


图3 惠民凹陷临南洼陷储层实测压力特征

Fig. 3 Characteristics of the measured reservoir pressure of Linnan Sag, Huimin Depression
a, d. 61 个 DST 数据的压力与剩余压力曲线特征; b, e. 201 个 DST 数据的压力与剩余压力曲线特征;
c, f. 42 个 DST 数据的压力与剩余压力曲线特征

取的测井数据编制单井综合压实曲线,能够反映出岩石有效应力和异常孔隙流体压力相关的信息。另外,使用钻井泥浆密度资料换算成压力数据^[28-29],制作了较为连续的压力剖面,虽然这种数据不一定准确代表流体压力的大小,但足以满足我们判断异常压力分布趋势的需要。下文以夏99井和田306井为代表井展示超压段泥岩的测井响应特征。

夏99井位于临南洼陷中心位置(图1),也是目前沙河街组钻遇层位最全、深度最大的井,完钻层位

是沙四上亚段,深度为4 690 m。处于沙三中亚段的DST(约3 755 m)测试压力为50.6 MPa,过剩压力为13.81 MPa。泥浆密度换算压力数据反映异常高压开始发育层位为沙三中亚段(约3 600 m处),主要集中在沙三下-沙四上亚段,总体上随深度的增大过剩压力不断增大,最高过剩压力可达24.8 MPa。

夏99井正常压力段和超压段在泥岩测井资料上具有明显不同的响应(图4),在大约3 600 m以浅的正常压力段,声波时差(AC)和中子孔隙度(CNL)数据总

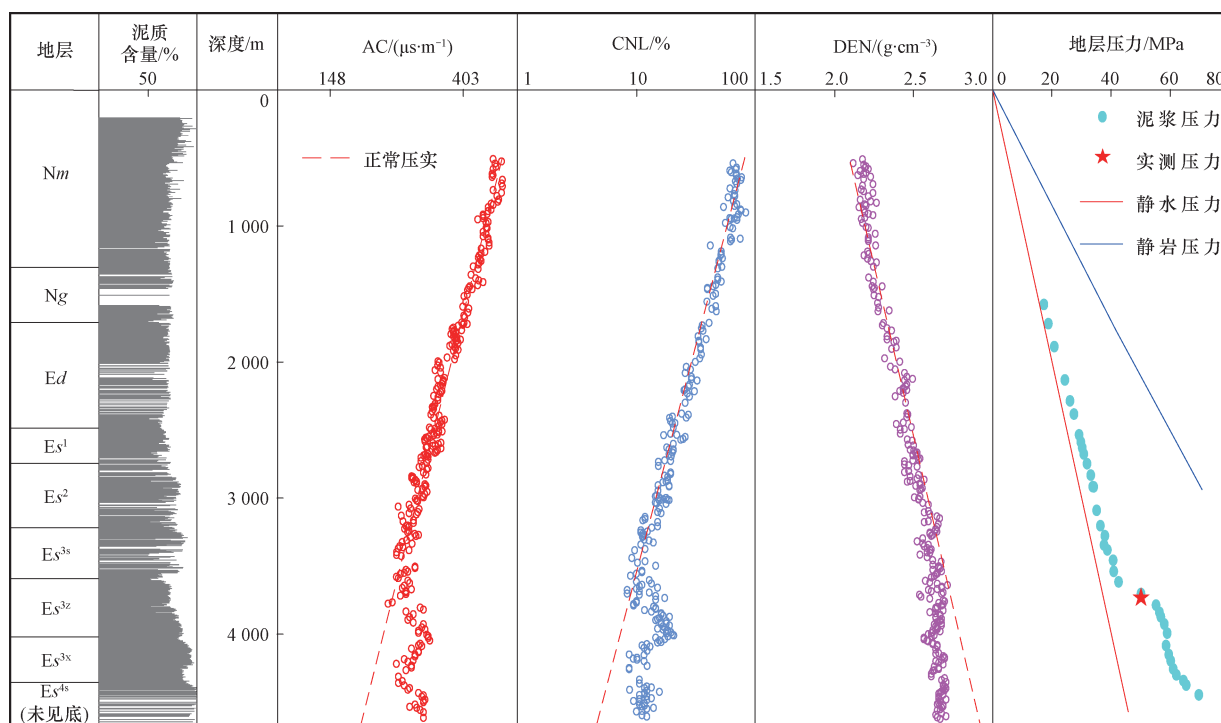


图4 惠民凹陷临南洼陷夏99井综合泥岩压实曲线及地层压力分布

Fig. 4 Composite mudstone compaction curve and distribution of measured reservoir pressure from Well X99 in Linnan Sag, Huimin Depression

体随深度或压实程度的增加稳定地减小,而密度(DEN)值不断增大,表现出正常压实趋势;在3 600 m以深的异常高压段,泥岩声波时差、密度、中子孔隙度均偏离正常压实趋势,表现为声波时差值、中子孔隙度值分布在正常压实趋势线的右侧,而密度值低于正常压实趋势线在相同深度的对应值,指示泥岩地层存在明显的欠压实特征(图4)。

田306井靠近临南洼陷北部隆起带位置(图1),完钻层位为沙四上亚段,井深4 332 m。其DST测试压力为41.69 MPa(3 491.82 m)和50.36 MPa(3 958.56 m),对应的过剩压力分别为7.18 MPa和11.23 MPa。泥浆密度计算压力数据显示该井超压顶界面深度约为3 500 m,超压幅度较夏99井明显变小。根据田306井泥岩综合压实曲线,在3 500 m以浅的正常压力段,声波时差(AC)、中子孔隙度(CNL)和密度(DEN)数据均表现为正常压实趋势;在3 500 m以深的超压段,上述三种测井数据全部偏离正常压实趋势线,表现为明显的欠压实特征,但与夏99井相比,田306井欠压实程度稍低(图5)。

临南洼陷其他发育超压的钻井都表现为类似特点,即超压段相比于常压地层段,测井响应表现为声波时差和中子孔隙度异常高,密度异常低的特征,这种测井响应在研究区超压地层中具有普遍性。

4 超压成因机制

4.1 超压成因相关的测井参数关系和解释

由于不同超压成因机制相关的有效应力具有不同的变化,进而引起超压地层岩石物理属性的显著差异,包括岩石体积属性(如孔隙度和密度)和传导属性(如声波速度和电阻率)^[3, 26]。因而,根据反映超压段不同岩石物理属性的测井参数及与有效应力之间的关系,能够推测不同成因的超压^[13]。本次研究主要使用了目前最有效的2类超压成因判识交会图,构建适合研究区的岩石加载-卸载曲线,并解释了超压可能的原因。

4.1.1 有效应力-测井响应参数交会图

声波速度-垂直有效应力形成的加载-卸载曲线被广泛用于区分超压的不同来源,其中欠压实成因的超压符合加载曲线,而卸载曲线一般反映流体膨胀增压或超压传递^[3, 14]。依据这种判识方法,我们选择研究区测井资料较为齐全的134口井,共216个DST实测孔隙压力数据,首先通过密度测井曲线积分计算静岩压力;然后根据有效应力原理,得到每个实测压力点对应的有效应力;最后,统计DST测试压力中深相对

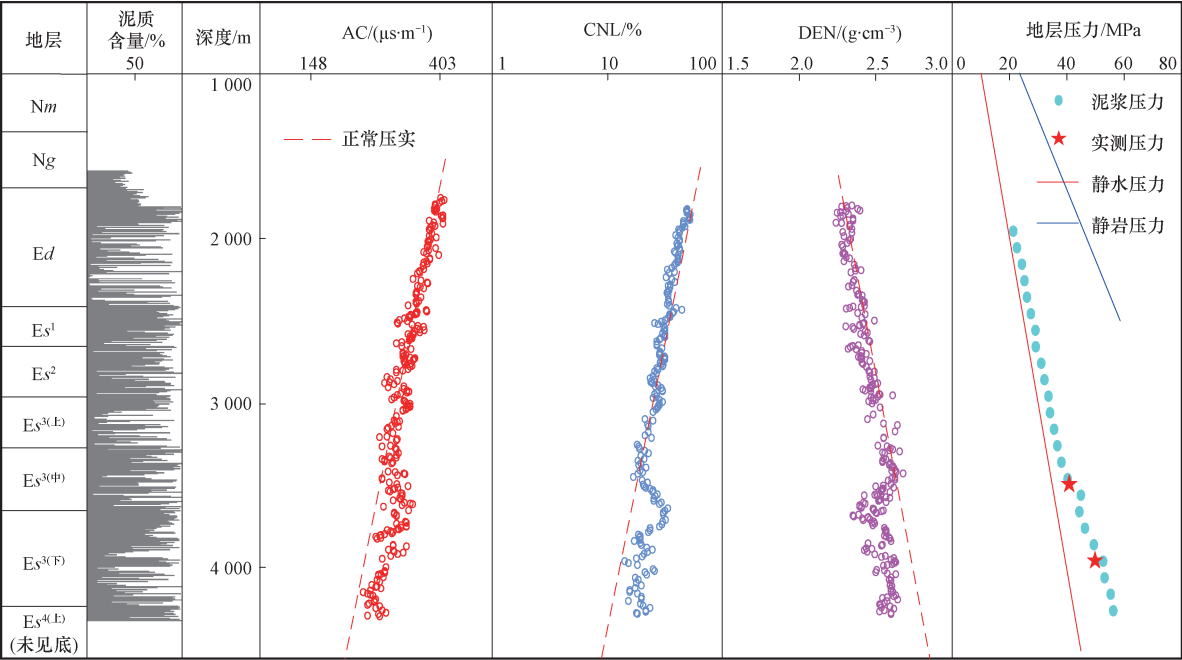


图 5 惠民凹陷临南洼陷田 306 井综合泥岩压实曲线及地层压力分布

Fig. 5 Composite mudstone compaction curve and distribution of measured reservoir pressure from Well T306 in Linnan Sag, Huimin Depression

应的声波时差、密度测井数据,制作研究区声波速度(由声波时差计算得出)–垂直有效应力、密度–垂直有效应力交会图(图 6)。

由图 6 可见,正常压力数据点的声波速度和密度随有效应力增大而增大,整体具有较好的规律性,落在加载曲线上;同时,反映出正常压力段的声波速度最大为 4.64 km/s,密度最大为 2.58 g/cm³。显而易见,大部分的超压数据点也符合加载趋势线,声波速度一般小于 4.50 km/s,密度小于 2.61 g/cm³,这说明研究区沙河街组超压成因可能主要是泥岩欠压实作用。但是,也发现少数压力梯度较高的超压点开始偏离了加载趋势线,符合卸载曲线。这些数据来自埋深大于 4 000 m 的深洼

区,与该深度正常压力相比,这些偏离加载曲线的实测压力代表的有效应力降低,声波速度表现出减小的特征,而密度变化并不显著。考虑到深洼区沙河街组超压层段缺少断层,而且地层渗透性差,不具备通过流体流动形成他源超压传递的地质条件,因此这种表现为卸载特征的超压可能解释为泥岩欠压实作用形成异常高压的基础上,存在有机质热成熟生烃引起流体体积膨胀的增压作用。

需要注意的是, Tingay (2013) 提出利用有效应力–声速交会图中卸载曲线上超压点沿水平轴(即有效应力轴)与加载曲线交点的应力差值,定量估计有机质生气增压的贡献^[3]。笔者认为这种方法是值得商榷

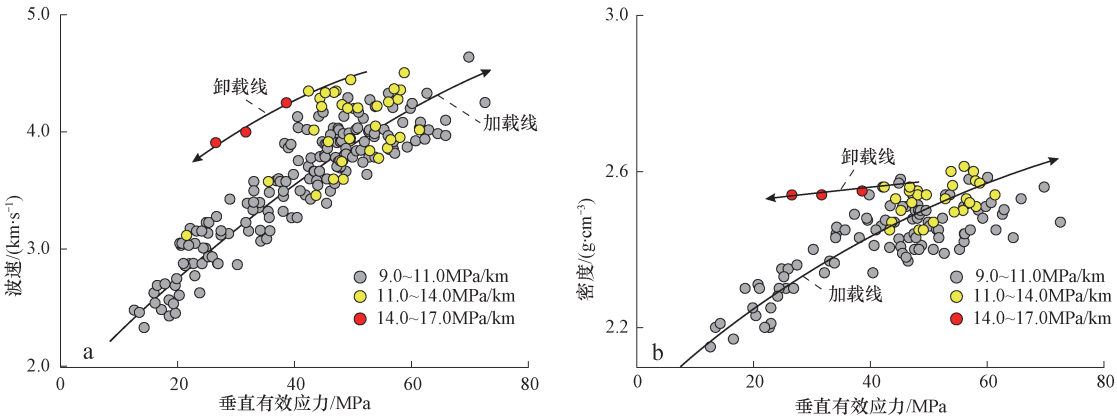


图 6 惠民凹陷临南凹陷储层垂直有效应力与声波速度(a)以及密度(b)交会图

Fig. 6 Vertical effective stress vs. sonic velocity(a) and density(b) of reservoirs in Linnan Sag, Huimin Depression

的,关键原因在于,在现今地层有效应力-测井参数交会图上,该交点对应的有效应力,可能远大于卸载曲线上的超压点在生烃增压发生之前的有效应力,实际卸载作用开始发生时的有效应力是难以确定的。因此,符合卸载曲线的超压点可以定性反映出生烃增压的存在,但偏离加载曲线的程度不一定能够代表生烃增压的贡献大小。

4.1.2 声波速度-密度交会图

超压泥岩的声波速度-密度测井交会图也是区分不同超压机制的有效方法,通常认为由不平衡压实作用形成的超压与正常压力段测井数据点均落在加载曲线上,而其他机制形成的超压则位于加载曲线之外^[3,15]。本次研究分别选择位于临南洼陷中心和斜坡带的2口典型井(夏99、夏960),应用声波速度-密度交会图对超压成因进行了识别(图7)。

如图7a所示,洼陷中心的夏99井3600 m以浅地层压力为常压,声波速度-密度数据表现为典型加载曲线特征;在3600~4300 m深度范围的超压点也符合加载曲线趋势,密度一般小于 2.69 g/cm^3 ,说明欠压实作用可能是这些超压形成的主要机制。然而,埋深超过4300 m的超压段明显表现为密度稳定在 $2.66 \sim 2.68 \text{ g/cm}^3$ 不变,声波速度明显降低的卸载趋势。由于这些偏离加载趋势线的数据点全部来自于洼陷中心的烃源岩地层,因此认为超压成因可能是在欠压实作用的基础上,叠加了生烃增压的作用。

夏960井位于构造斜坡带(图1),相对于夏99井,该井的泥岩声波速度-密度交会图表现出明显不同的样式(图7b),全部的超压段均位于加载趋势线上,超压成因可解释为欠压实作用(图7b)。

4.2 超压成因综合分析

根据前述分析表明,临南洼陷沙河街组超压的主要成因可能是泥岩机械压实不平衡作用,局部深洼区可能存在生烃作用的贡献,下文将结合研究区沉积埋藏史和热演化史,综合分析这两种超压成因的内在地质作用及影响因素。

4.2.1 泥岩欠压实作用

泥岩欠压实作用被认为是国内外很多沉积盆地异常高压的主要原因之一^[30-31],欠压实作用主要发育在沉积速率较高、岩性较细的新生代年轻盆地^[9,12],其典型的岩石物理特征是异常高孔隙度、异常低声波速度和低密度。

临南洼陷的构造演化背景和沉积充填特征决定了沙河街组三段、四段具备形成泥岩欠压实的条件及潜在的增压效应。在沙三中-下亚段和沙四段沉积期,临南洼陷发生强烈的裂陷作用,洼陷内以半深湖-深湖沉积充填为主,泥质含量高(泥岩百分比平均为80%),沉积速率快(平均沉积速率超过 200 m/Ma),发育厚层泥岩,洼陷中心钻遇泥岩累计厚度最大超过了1000 m,这种厚层细粒沉积物快速沉积埋藏,容易造成孔隙流体的排出不畅,使得上覆地层负荷应力增大引起的孔隙度降低速率与孔隙流体的排出速率无法达到平衡,致使泥岩孔隙流体承受了部分负载应力导致孔隙流体压力增高。

泥岩综合压实曲线表明(图4,图5),临南洼陷欠压实作用在纵向上开始于湖相沉积为主的沙三中亚段,并且欠压实段对应的深度与实测地层超压发育深度相吻合;在侧向上由洼陷中心向边缘,沙三段泥质岩

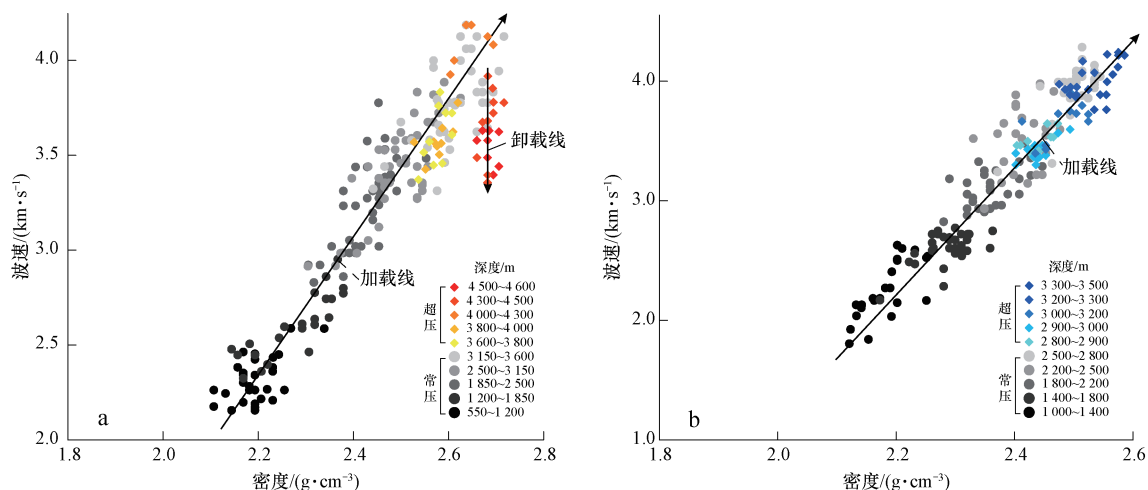


图7 临南洼陷夏99井(a)和夏960井(b)声波速度-密度交会图

Fig. 7 Sonic velocity vs. density from Well X99(a) and Well X960(b) in Linnan Sag, Huimin Depression

含量逐渐减少,地层厚度变小,地层欠压实程度逐渐减弱,相应地,地层超压幅度也随之减小。同时,在有效应力-测井响应交会图和声波速度-密度交会图上,绝大部分超压点符合加载趋势线特征,这充分表明欠压实是导致临南洼陷超压形成的最主要原因。泥岩欠压实作用形成的超压传递至相邻的渗透性砂岩储层,引起孤立于泥岩中的砂岩储层形成了超压并保持至今,而那些具有较好连通性的储层由于缺少良好的封闭性,超压难以得到保持。

4.2.2 烃源岩生烃作用

烃源岩生烃作用,特别是生气作用可能会形成明显的超压,一方面是由于固体干酪根转化为液态烃或气态烃,增加了孔隙流体体积;另一方面是因为烃类物质与孔隙水互不相溶,减小了地层渗透率。生烃增压强度取决于有机质类型、丰度和成熟度等^[8]。根据先前的测井交会图分析,烃源岩生烃作用在深洼区也可能存在一定增压贡献,这里将结合烃源岩发育特征和热演化史模拟结果,分析烃源岩生烃对于超压形成的潜在影响。

临南洼陷两套主力烃源岩是沙三下(平均厚约260 m)和沙四上(平均厚约130 m)亚段,其中沙三下亚段烃源岩有机碳含量(TOC)约为0.4%~7.1%,平均1.55%,总烃含量(HC)介于44.9~58.0 mg/g,平均为50.7 mg/g;沙四段烃源岩 TOC 平均为 TOC 1.15%, HC 平均为 30.7 mg/g;两套烃源岩的有机质类型以 II

型为主,具备了较好的生烃潜力^[32]。根据洼陷区代表井的烃源岩热演化模拟结果发现(图8):主力烃源岩在35 Ma开始进入生烃门限;在大约2 Ma,温度达到130℃, R_o 值为0.8%,达到大规模生油阶段;现今是烃源岩埋深最大、热演化程度最高的时期, R_o 普遍大于0.9%,最高1.2%,即将进入生气阶段。

研究区沙河街组超压发育在成熟烃源岩层内,反映出研究区具备了生烃增压的地质条件。依据声波速度-密度关系和声波速度-有效应力交会图分析,超压层段在大于4 000~4 300 m 地层中存在生烃增压的贡献。热演化模拟结果显示(图8),临南洼陷大于4 000~4 300 m 的地层温度大于145~155℃, R_o 值为0.9%~1.05%(进入生油高峰期),这表明该深度和温度可能是研究区沙河街生烃增压作用的临界条件,在该临界范围内的深洼区烃源岩生烃作用对超压有一定贡献,至于烃源岩生烃对超压贡献的大小仍不是十分清楚,尚需要开展深入的定量数值模拟研究工作。但是,考虑到研究区主力烃源岩有机质丰度(平均 $TOC < 1.55\%$)和热演化程度(R_o 主要为0.90%~1.05%,最高1.20%)较低、以生成液态烃为主等实际地质条件,依据Luo和Vasseur(1996)对有机质热解形成超压机制的定量模拟结果,当烃源岩有机质丰度小于5%时,生油增压作用不显著^[8]。由此,推测研究区洼陷区烃源岩生油与欠压实作用相比,其对现今超压的贡献应当不大,可能只在欠压实增压的基础上增大了超压的幅度。

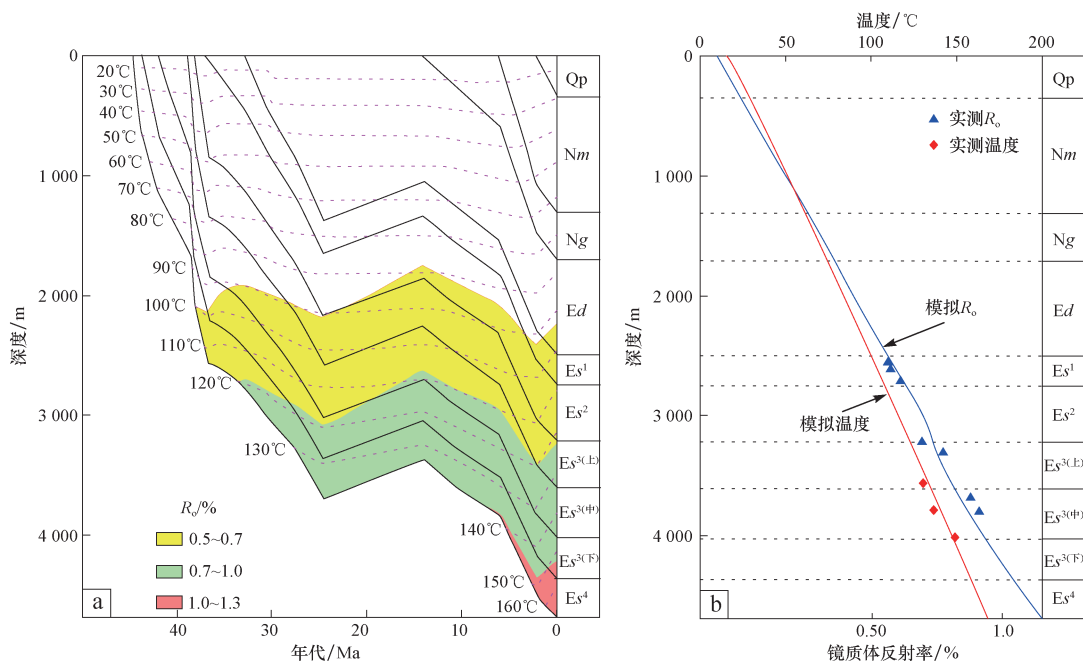


图8 惠民凹陷临南洼陷夏99井埋藏史-热史图(a)和成熟度热模拟结果(b)

Fig. 8 Burial and thermal history of Well X99(a) and maturity from thermal modeling(b) in Linnan Sag, Huimin Depression

5 超压分布预测

钻杆测试获得的压力数据十分有限,不能反映出垂向上连续的压力分布,也难以实现地层压力空间分布的认识。考虑到临南洼陷沙河街组异常高压的主要成因是泥岩欠压实作用,使用基于有效应力原理的平衡深度法进行流体压力估算应当是可行的^[2],我们尝试应用这种方法进行了沙河街组超压空间分布的定量预测。

5.1 代表井压力预测结果及检验

选择分布在临南洼陷不同次级构造单元的63口井,开展单井流体压力剖面的预测,利用DST测试压力与计算压力结果进行对比,验证了压力预测结果的可靠性。在此主要展示了2口代表井的压力预测结果,能够分别代表临南次洼和南部缓坡带内流体压力的纵向发育特点。

图9a显示的是临南次洼夏99井的压力预测结果,异常高压开始显著出现的深度大约为3600 m,对应地层是沙三中亚段,过剩压力一般为10~20 MPa,总体表现为随着深度增加逐渐增大的趋势,沙四上亚段过剩压力最高可达23.2 MPa。该井在3755 m进行的DST测试压力为50.60 MPa,预测压力为50.20 MPa,预测结果与实测压力结果吻合较好,证明压力预测结果可信(图9a)。

夏斜506井位于临南洼陷的南部缓坡(图1),完

钻于沙三下亚段,压力预测剖面显示(图9b),沙三段中下部发育明显的超压,但与洼陷中心的夏99井相比,该井异常高压开始出现的深度较浅,约为3250 m;同时,超压幅度明显较低,过剩压力为3~11 MPa,属于弱超压。3631 m处的DST实测压力(44.05 MPa)与预测压力(45.78 MPa)同样具有较好的吻合性。

前述分析和对比表明,压力预测结果与实测压力具有良好的一致性,充分证明应用考虑欠压实超压机制的平衡深度法可以较为准确地估算沙河街组的异常流体压力,这从另外的角度印证了研究区沙河街组超压主要来源于泥岩欠压实作用的认识,特别是在目前的油气钻探深度范围之内(4000~4300 m),生烃增压在超压中所占的比例几乎可以忽略不计。

5.2 超压平面分布预测

在单井压力预测的基础上,进一步制作了超压发育层段的过剩压力分布图,认识了研究区异常高压的平面展布特征。由于目前临南洼陷钻至沙四段的钻井数量有限,而且集中在斜坡带和隆起带,不足以准确地反映出超压的分布,因此这里只展示了压力数据多、可信度高的沙三中下亚段的过剩压力分布(图10)。

由图10可见,临南洼陷沙三中下亚段地层过剩压力平面上总体呈环状分布,自洼陷中心向周围地区减小,逐渐过渡为正常压力。超压环带的长轴方向与洼陷带走向基本一致,沿长轴方向可划分出两个次级超压中心,分别是东部的夏99-夏381超压带和

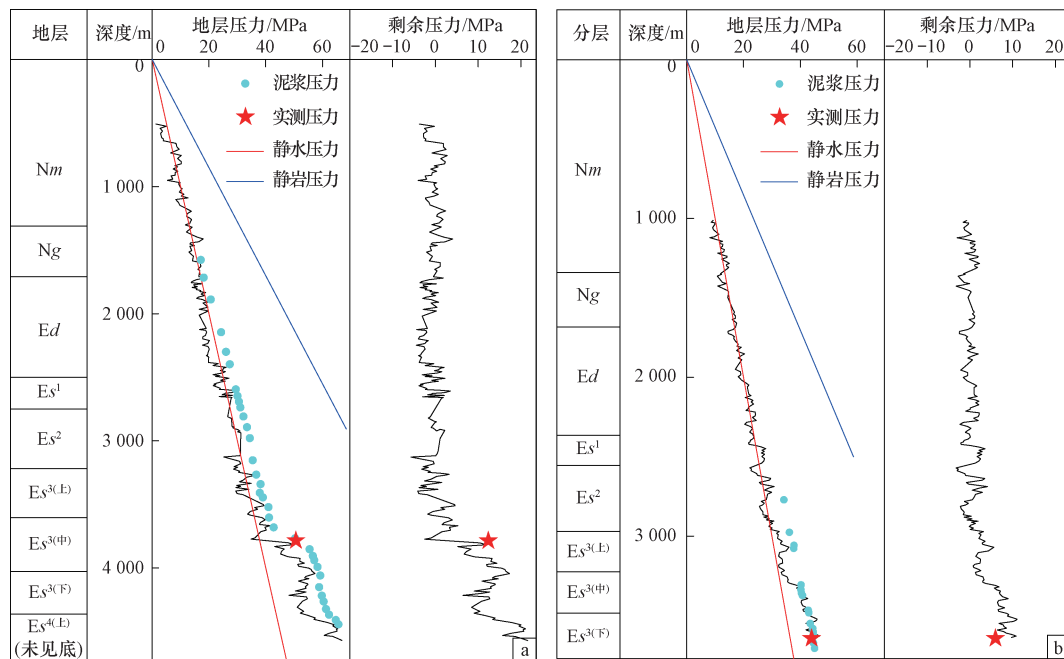


图9 惠民凹陷临南洼陷夏99井(a)和夏斜506井(b)地层压力预测结果

Fig. 9 Formation pressure prediction in Well X99(a) and Well XX506(b) in Linnan Sag, Huimin Depression

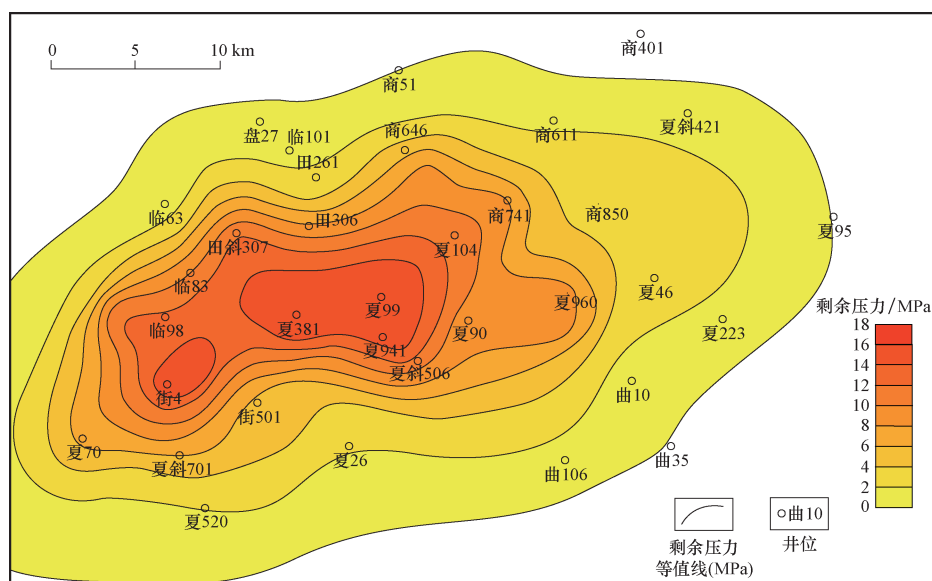


图10 惠民凹陷临南洼陷沙三段剩余压力平面分布

Fig. 10 Excess pressure map of the Es³ in Linnan Sag, Huimin Depression

街4-街403超压带,其中前者超压幅度更大,过剩压力达20.32 MPa,而后者超压规模相对较小,过剩压力为16.11 MPa,这两个异常高压中心与厚层泥岩的沉积中心相一致。

由于沙三中下亚段是临南洼陷主要的生油层和储集层,因而,异常高压研究的成果和认识对于判断研究区油气运移方向和评估钻前压力具有一定的指导价值。

6 结论

1) 临南洼陷沙河街组中浅层沙一段和沙二段流体压力均表现为正常压力系统;沙三段和沙四段流体压力大约以3 000 m埋深为界,上部表现为正常压力系统,而下部压力系统由于地层封闭条件的差异导致了静水压力与超压共存,其中沙三和沙四段的最大压力梯度分别为16.2 MPa/km和14.0 MPa/km,最高过剩压力分别为23.82 MPa和14.04 MPa。

2) 临南洼陷超压段泥岩相比于常压地层段,表现为偏离正常压实趋势的异常高声波时差、低密度和高中子孔隙度,具有典型的欠压实特征,并且这种测井响应在临南洼陷可以作为超压识别的主要标志。

3) 沙河街组储层超压最主要的成因是相邻泥岩机械压实不平衡作用形成超压的传递,表现为大多数的超压数据符合加载曲线趋势,只在局部深洼陷区(埋深4 000~4 300 m)的超压似乎呈现出卸载特征,存在由于沙三段-沙四段富有机质泥岩深埋达到较高成熟度(R_o 为0.9%~1.05%)引起的生烃增压贡献,但推测其贡献大小应当不明显,可能只在欠压实增压的基

础上增大了超压的幅度。

4) 基于有效应力原理的平衡深度法可以较好的预测临南洼陷流体压力,临南洼陷沙河街组超压纵向发育层位集中在沙三中亚段-沙四段,其中沙三中下亚段过剩压力围绕着洼陷中心呈环状分布,向周围的斜坡区和隆起带逐渐减小为常压。

参 考 文 献

- [1] 罗晓容,杨计海,王振峰.盆地内渗透性地层超压形成机制及钻前压力预测[J].地质论评,2000,46(1):22-31.
Luo Xiaorong, Yang Jihai, Wang Zhenfeng. The overpressuring mechanisms in aquifers and pressure prediction in basins[J]. Geological Review, 2000, 46(1): 22-31.
- [2] Zhang J C. Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches[J]. Earth Science Reviews, 2011, 108(1-2): 50-63.
- [3] Tingay M R P, Morley C K, Laird A, et al. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the Northern Malay Basin[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(4): 639-672.
- [4] 吴海生,郑孟林,何文军,等.准噶尔盆地腹部地层压力异常特征与控制因素[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1135-1146.
Wu Haisheng, Zheng Menglin, He Wenjun, et al. Formation pressure anomalies and controlling factors in central Juggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1135-1146.
- [5] Webster M, O'Connor S, Pindar B, et al. Overpressures in the Taranaki Basin: Distribution, causes, and implications for exploration[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(3): 339-370.
- [6] 郭小文,刘可禹,宋岩,等.库车坳陷克拉2气田油气充注和超压对储层孔隙的影响[J].石油与天然气地质,2016,37(6):935-943.
Guo Xiaowen, Liu Keyu, Song Yan, et al. Influences of hydrocarbon charging and overpressure on reservoir porosity in Kela-2 gas field of the Kuqa Depression, Tarim Basin. [J]. Oil & Gas Geology, 2016,

- 37(6):935-943.
- [7] Luo X R, Vasseur G. Overpressure dissipation mechanisms in sedimentary sections consisting of alternating mud-sand layers[J]. Marine & Petroleum Geology, 2016, 78:883-894.
- [8] Luo X R, Vasseur G. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: numerical modeling[J]. AAPG Bulletin, 1996, 80(6):856-874.
- [9] Osborne M J, and Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6):1023-1041.
- [10] 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.
- [11] Shi Y L, Wang C Y. Pore pressure generation in sedimentary basins: overloading versus aquathermal[J]. Journal of Geophysical Research Solid Earth, 1986, 91(B2):2153-2162.
- [12] Luo X R, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(10):1550-1559.
- [13] Bowers G L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1995, 31(6):276-276.
- [14] Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, et al. 'Vertically transferred' overpressures in Brunei: evidence for new mechanism for the formation of high-magnitude overpressure[J]. Geology, 2007, 35(11):1023-1026.
- [15] Swarbrick R E. Review of pore-pressure prediction challenges in high-temperature areas[J]. The Leading Edge, 2012, 31(11):1288-1294.
- [16] Fan C Y, Wang Z L, Wang A G, et al. Identification and calculation of transfer overpressure in the northern Qaidam Basin, northwest China[J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(1):23-39.
- [17] 邱隆伟, 师政, 付大巍, 等. 临南洼陷沙三段孔隙度控制因素分析与定量模型[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(5):1321-1331.
- Qiu Longwei, Shi Zheng, Fu Dawei, et al. Controlling factors analysis and quantitative model of shahejie 3rd sandstone porosity in linnan sag[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(5):1321-1331.
- [18] 朱志强, 曾溅辉, 王建君. 惠民凹陷临南洼陷油气运移特征研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(04):33-38+196
- Zhu Zhiqiang, Zeng Jianhui, Wang Jianjun. Hydrocarbon migration characteristics of Linnan Sag in Huimin Depression[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(04):33-38+196.
- [19] 刘晓峰. 转换伸展型盆地异常压力的分布与成因机制分析: 以惠民凹陷临南洼陷为例[J]. 地质科技情报, 2011, 30(5):1-4.
- Liu Xiaofeng. Distribution and origin of the abnormal pressure in a transtensional basin: a case study from linnan subsag, huimin sag[J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(5):1-4.
- [20] 李纯泉, 刘惠民. 临南洼陷沙三段异常地层压力及其演化特征[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(01):105-111.
- Li Chunquan, Liu Huimin. Abnormal formation pressure and its evolution features of the third member, Shahejie Formation, Linnan Sag[J]. Earth Science, 2013, 38(1):105-111.
- [21] 王永诗, 邱怡博. 济阳坳陷超压结构差异性及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3):430-437.
- Wang Yongshi, Qiu Yibo. Overpressure structure dissimilarity and its controlling factors in the Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3):430-437.
- [22] 何瑞武. 临南洼陷构造、沉积演化及油气成藏研究[D]. 广东广州: 中国科学院研究生院(广州地球化学研究所), 2005.
- He Ruiwu. The research on structural, sedimentary evolution and reservoir formation of Linnan Sag[D]. Guangzhou: Guangzhou Institute of Geochemistry (CAS), 2005.
- [23] 刘中云. 临南洼陷油气成藏动力学系统研究[D]. 广东广州: 中国科学院研究生院(广州地球化学研究所), 2003.
- Liu Zhongyun. Dynamic system of petroleum accumulation in the Linnan Depression[D]. Guangzhou Graduate School of Chinese Academy of Sciences (Guangzhou Institute of Geochemistry), 2003.
- [24] 郭显令, 熊敏, 周秦, 等. 烃源岩生排烃动力学研究——以惠民凹陷临南洼陷沙河街组烃源岩为例[J]. 沉积学报, 2009, 27(4):723-731.
- Guo Xianling, Xiong Min, Zhou Qin, et al. petroleum generation and explosion kinetics: a case study of the shahejie formation source rocks from Linnan Sag of Huimin Depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(4):723-731.
- [25] Nelson P H, Nicholas J G, Ronald M D. Underpressure in mesozoic and paleozoic rock units in the midcontinent of the united states[J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(10):1861-1892.
- [26] Bowers G L. Detecting high overpressure[J]. The Leading Edge, 2002, 21(2):174-177.
- [27] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(09):973-998.
- Zhao Jingzhou, Li Jun, Xu Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9):973-998.
- [28] Carcione J M, Helle H B, Pham N H, et al. Pore pressure estimation in reservoir rocks from seismic reflection data[J]. Geophysics, 2003, 68(5):1569-1579.
- [29] Winthagen P L A, Verweij J M. Estimating regional pore pressure distribution using 3D seismic velocities in the Dutch Central North Sea Graben[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 78-79(3):203-207.
- [30] Magara K. Compaction and fluid migration[M]. Amsterdam-Oxford-New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978:1-9.
- [31] 陈荷立, 罗晓容. 泥岩压实曲线研究与油气运移条件分析[J]. 石油与天然气地质, 1987, 8(3):233-242.
- Chen Heli, Luo Xiaorong. Study of the shale compaction curve and analysis of the condition of oil/gas migration[J]. Oil & Gas Geology, 1987, 8(3):233-242.
- [32] 陈庆春. 临南洼陷油藏地球化学研究[M]. 北京: 地质出版社, 2008, 15-52.
- Chen Qingchun. Research of oil reservoir geochemistry in Linnan Sag[M]. Beijing: Geological Press, 2008, 15-52.