

渤海湾盆地惠民凹陷临南洼陷沙河街组 现今超压分布特征及成因

霍智颖¹, 何生¹, 王永诗², 郭小文¹, 朱钢添¹, 赵文¹

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 武汉 430074;

2. 中国石化胜利油田分公司, 山东东营 257015)

摘要: 临南洼陷是渤海湾盆地济阳坳陷惠民凹陷中的主要富烃洼陷, 油气田主要分布在洼陷内及其南北两侧的断裂构造带, 临南洼陷深部沙河街组超压较发育。利用钻井、钻杆测压(DST)、测井和地震资料, 结合 Eaton 超压预测经验公式, 对砂岩实测压力特征、超压测井响应、超压剖面 and 平面分布特征以及成因进行了研究。临南洼陷沙河街组砂岩 DST 实测超压深度约为 3 005~4 355 m, 剩余压力约为 7.95~30.45 MPa, 压力系数约为 1.21~1.78; 超压带内的泥岩和砂岩均表现为偏离正常趋势的高声波时差响应特征, 并对应泥岩高电阻率异常; 层位上沙四上亚段至沙三中、下亚段地层主要发育弱超压, 局部出现中—强超压; 剖面上深洼区超压带分布的深度范围约在 3 000~4 500 m; 平面上发育多个小的中—强超压区, 超压区主要分布在深洼区和中央断裂带范围, 超压顶界面深度约为 2 500~3 700 m。临南洼陷古近系砂岩占比高是超压发育比较局限的主要控制因素。该凹陷超压砂岩储层主要为含油层, 含烃流体充注为临南洼陷深层沙三、四段砂岩超压的主要原因; 优质烃源岩埋深大, 超压烃源岩镜质体反射率约为 0.5%~1.5%, 处于生油阶段且不具有低密度特征, 表明生油作用是烃源岩增压的主要因素。

关键词: 超压测井响应; 超压分布; 超压成因; 沙河街组; 临南洼陷; 惠民凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.23

文献标识码: A

Distribution and causes of present-day overpressure of Shahejie Formation in Linnan Subsag, Huimin Sag, Bohai Bay Basin

HUO Zhiying¹, HE Sheng¹, WANG Yongshi², GUO Xiaowen¹, ZHU Gangtian¹, ZHAO Wen¹

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China; 2. SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: The Linnan Subsag is a main hydrocarbon generating area in the Huimin Sag of the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin. Oilfields mainly are in the subsag or on the southern and northern faults. Overpressure is found in the Shahejie Formation. Drilling, drill stem test (DST), logging and seismic data as well as the Eaton formula were applied to study the measured pressure characteristics in sandstones, the correspondence between logging and overpressure in both sandstones and shales, and the plane and profile distributions and causes of overpressure. The overpressure depth from DST ranges 3 005 to 4 355 m in sandstones of the Shahejie Formation, the residual pressure is 7.95 to 30.45 MPa, and the pressure coefficient is 1.21 to 1.78. Logged acoustic velocity of shale and sandstone in the overpressure zone is higher than that in the normal pressure zone, and the logged resistance of the overpressure zone is also higher than that of the normal pressure zone. The upper section of the fourth member and the middle and lower sections of the third member of Shahejie Formation mainly develop low overpressure, while medium and strong overpressure also exist regionally. Vertically, overpressure zones mainly occur from 3 000 to 4 500 m depth. There are several medium and strong overpressure zones, mainly in the deep sag and fault zone. The top depth of overpressure zone is 2 500~3 700 m. The high percentage of sandstone leads to the limited distribution of overpressure in the Linnan Subsag. The overpressured sandstone reservoirs in this sag are mainly oil-bearing layers. Hydrocarbon-bearing fluid charging is the main reason for the overpressure of sandstones in the third and fourth members of

收稿日期: 2020-01-03; 修订日期: 2020-09-09。

作者简介: 霍智颖(1994—), 女, 硕士研究生, 从事超压与油气成藏研究。E-mail: davidsonite@163.com。

通信作者: 何生(1956—), 男, 教授, 博士生导师, 从事油气地质及地球化学研究。E-mail: shenghe@cug.edu.cn。

基金项目: 国家“十三五”科技重大专项任务(2016ZX05006003-001, 2017ZX05005001-008)资助。

Shahejie Formation in the Linnan Subsag. The high-quality source rocks are deeply buried. The vitrinite reflectance of the overpressured source rocks is about 0.5% to 1.5%. It is in the oil generation stage and does not have low density characteristics, indicating that oil generation is the main reason for the pressurization of source rocks.

Key words: correspondences from logging to overpressure; overpressure distribution; causes of overpressure; Shagejie Formation; Linnan Subsag; Huimin Sag; Bohai Bay Basin

含油气盆地深部超压现象常与盆地内成熟烃源岩层系有关,超压对油气运移和油气藏形成有重要影响,也是钻井工程安全所关注的重要参数^[1-4]。关于超压成因分类,目前较多使用的是BOWERS(2002)^[5]的分类,将超压成因概括为欠压实、流体膨胀、侧向传递和构造挤压等,其中流体膨胀包括热作用、生烃作用和黏土矿物转化作用。对于张性盆地,欠压实和生烃作用是大规模超压的主要成因。临南洼陷是渤海湾盆地济阳坳陷惠民凹陷中勘探程度最高的次级洼陷,也是惠民凹陷油气资源最丰富的地区,其面积约为1 300 km²,探明地质储量约为2.6 亿吨^[6]。已有研究认为,临南洼陷古近系沙四段和沙三段发育一定的超压,沙四段和沙三段发育单一弱超压系统,超压发育与成熟烃源岩分布区有关,超压幅度受烃源岩埋深、厚度和热演化影响^[7]。也有学者认为,临南洼陷泥岩超压主要是欠压实成因,生烃增压贡献不明显,砂岩超压是泥岩欠压实超压传递的结果^[8]。可以看出对于超压成因的认识还没达成共识,在临南洼陷深部超压发育特征以及控制因素方面的研究还有待深入。本文利用钻井、测井、地震、试油和测试等资

料,对临南洼陷古近系沙河街组砂岩实测超压特征、泥岩和砂岩超压测井响应、超压分布特征以及成因进行系统研究,旨在为临南洼陷的油气成藏研究和油气勘探提供参考。

1 地质概况

临南洼陷位于渤海湾盆地济阳坳陷惠民凹陷西南部,北以临商断层为界与滋镇洼陷相邻,南以夏口断层为界与南部斜坡带相连,东以林南断层为界紧邻林樊家凸起;临南洼陷在临商断层和夏口断层的控制下,呈NEE向的不对称地堑式洼陷^[6],洼陷北部为中央断裂带(图1)。临南洼陷内新生界发育完整,自下而上为古近系孔店组(Ek)、沙河街组(Es)和东营组(Ed),新近系馆陶组(Ng)和明化镇组(Nm),第四系平原组(Qp)。沙河街组分为沙四段(Es₄)、沙三段(Es₃)、沙二段(Es₂)和沙一段(Es₁);沙四段又分为沙四下和沙四上2个亚段,沙三段分为下、中、上3个亚段。沙四上亚段和沙三中一下亚段为临南洼陷主要烃源岩层系。沙四上亚段主要由深灰和灰褐色泥岩组成;沙三段下亚段主要为深灰色泥岩、粉细砂岩和棕褐色油页岩;沙

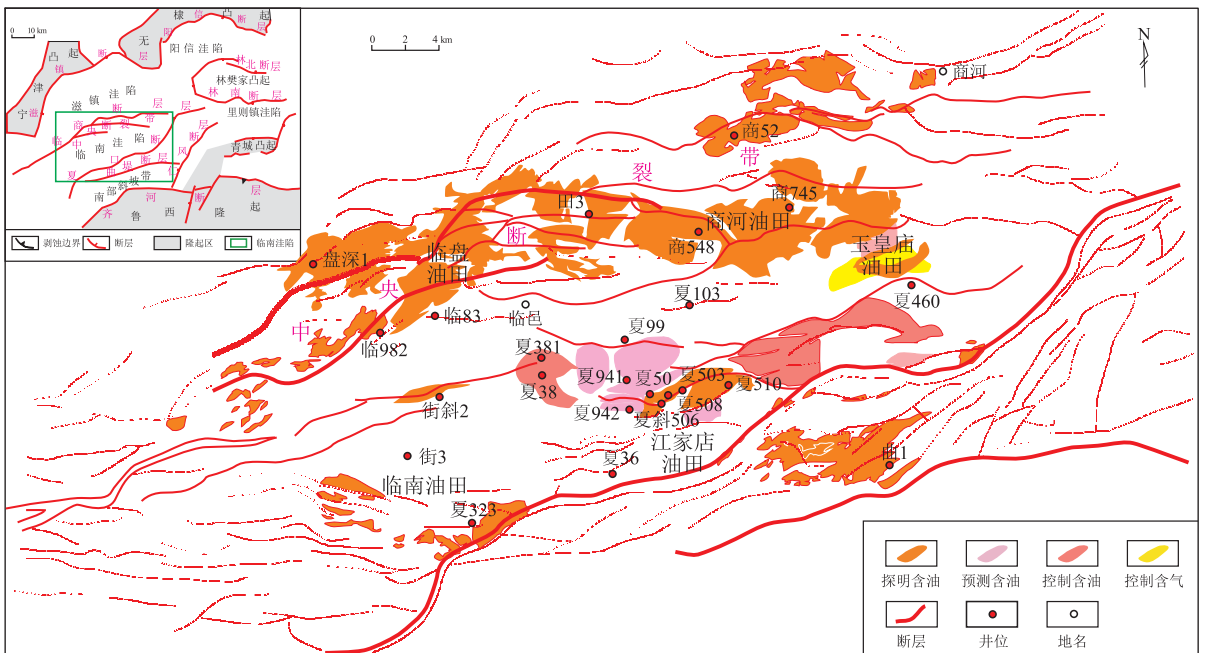


图1 渤海湾盆地惠民凹陷构造纲要和临南洼陷研究区及典型钻井位置

Fig.1 Structural units of Huimin Sag and studied area with typical drill sites in Linnan Subsag, Bohai Bay Basin

三中亚段以暗色泥岩为主。

2 实测压力特征

钻杆测试(DST)实测压力是直接反映地层压力状态的有力证据^[9]。根据前人研究^[10],超压带地层水的矿化度(TDS)分布在 5.01~102.87 g/L,地层水主要为 CaCl₂型,换算得到地层水密度约为 1.004~1.072 g/cm³,静水压力梯度为 0.98~1.05 MPa/hm,平均值约为 1.02 MPa/hm。本文采用压力系数 1.2 作为常压系统与超压系统的界限。通过对临南洼陷有 DST 实测压力资料的 255 口钻井的 630 个实测压力值进行统计,实测压力点绝大多数显示为常压,压力系数在 0.9~1.1,沙三、沙四段少部分测压点为超压(图 2)。

临南洼陷不同钻井沙三、沙四段砂岩储层 DST 实测超压点共有 12 个。沙四段砂岩 2 个实测超压点分别在商 745 井和夏 381 井,深度为 3 005 m 和 4 022 m;实测压力为 41.62 MPa 和 62.56 MPa,剩余压力为 10.97 MPa 和 21.54 MPa,压力系数为 1.36 和 1.52,属中等超压。沙三段砂岩有 8 口钻井共 10 个测压点,实测压力主要为弱超压,深度范围为 3 517~4 355 m;实测最小超压点和最大超压点的深度为 3 632~3 844 m,实测压力为 45.00~69.66 MPa,剩余压力为 7.95~30.45 MPa,压力系数为 1.21~1.78。夏 941 井在深度 3 844 m 沙三段砂岩压力系数为 1.78,属强超压测点;沙二段和沙一段砂岩储层压力系数介于 0.9~1.1,不发育超压。

3 泥岩和砂岩超压测井响应

DST 实测压力可以得到渗透性岩层的压力和温度等信息,能够直接反映测试层段的地层压力状态^[11],但是不能得到大套地层的纵向连续压力分布剖面,而且在泥岩层段一般不能进行 DST 测试。因此需要利用地球物理测井资料研究泥岩和砂岩层段的超压纵向连续响应特征^[12],并结合砂岩层段 DST 测试进一步识别超压带^[13-14]。已有研究表明,超压带一般具有高声波时差特征^[4],电阻率测井对超压的响应较复杂^[15],密度测井对于欠压实成因的超压带表现为异常低密度值^[16]。

临南洼陷部分钻井揭示沙河街组泥岩和砂岩均发育超压,砂岩与泥岩层段的压力状态密切相关,砂岩超压源于泥岩;砂岩超压常是泥岩中超压流体向砂岩传递的结果,砂岩中的超压幅度常小于或者接近泥岩中的超压幅度,这取决于砂泥岩之间的接触特点、流体传递和交换能力以及超压平衡时间^[17]。泥岩中的超压可利用 Eaton 公式的测井数据与超压的经验关系计算得到。通常泥岩预测压力需利用实测压力校正,考虑泥岩与砂岩中的超压接近平衡,则泥岩层的预测超压可近似作为砂岩层的超压状态。本文采用 Eaton 法^[18],基于泥岩声波时差和 DST 资料,计算了临南洼陷钻井泥岩层纵向的压力变化。Eaton 公式如下:

$$P_p = P_0 - (P_0 - P_h) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_i} \right)^N \quad (1)$$

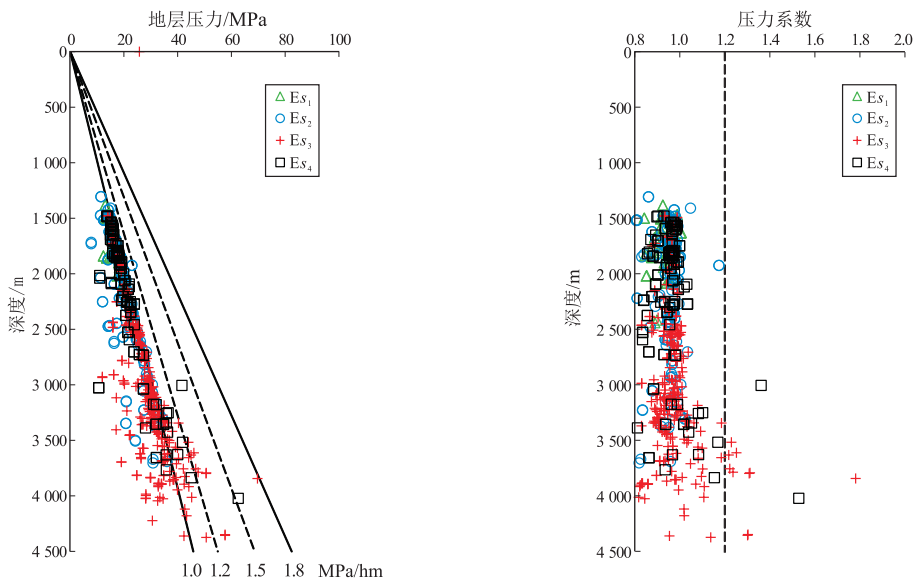


图 2 渤海湾盆地临南洼陷沙河街组砂岩钻杆测试(DST)实测地层压力与深度关系

Fig.2 Relationship between measured pressure and depth from drill stem test (DST) data of sandstones in Shahejie Formation, Linnan Subbasin, Bohai Bay Basin

式中: N 为 Eaton 指数; P_p 为孔隙流体压力, MPa; P_0 为静岩压力, MPa; P_h 为静水压力, MPa; Δt_i 为某深度实际的声波时差值, $\mu\text{s}/\text{m}$; Δt_n 为某深度正常压实趋势声波时差值, $\mu\text{s}/\text{m}$ 。临南洼陷拟合得到的正常压实趋势的声波时差与深度(h)的关系为:

$$\Delta t_n = 645.87e^{-0.000302h} \quad (2)$$

根据多口钻井泥岩预测压力与实测压力对比, 临南洼陷计算泥岩层压力时 Eaton 公式中的指数 N 应取值为 2.0。

由泥岩和砂岩声波时差, 泥岩电阻率、密度、井径等测井数据和预测压力与深度的关系(图 3)可知, 夏 941 井的超压顶界面深度在 3 350 m, 从此深度至井底 4 300 m, 泥岩声波时差偏离正常压实趋势, 出现高声波时差异常, 超压系统从沙三上亚段底部至沙四段, 在深度 3 844 m 沙三下亚段砂岩 DST 实测地层压力为 69.66 MPa (剩余压力为 30.45 MPa), 压力系数为 1.78, 对应泥岩声波时差估算的最高超压点。夏 941 井砂岩声波时差也出现偏离正常压实趋势, 幅度与泥岩相当或略小。夏

942 井的超压顶界面深度在 3 435 m, 从此深度至井底 4 000 m 泥岩声波时差偏离正常压实趋势, 出现高声波时差异常, 超压系统从沙三中亚段顶部至沙三下亚段底部, 在深度 3 632 m 和 3 788 m 处, 有 DST 实测地层压力值分别为 45.00 MPa 和 47.63 MPa, 压力系数分别为 1.21 和 1.23, 泥岩声波时差对应的最高超压位置预测的压力系数约为 1.8。同样夏 942 井砂岩声波时差也出现偏离正常压实趋势, 幅度与泥岩相当。临南洼陷发育超压带的 2 口典型钻井泥岩电阻率值对应高值带, 泥岩密度值为正常趋势。在超压顶界面以下, 泥岩声波时差随深度增大后又随深度减小, 砂岩声波时差变化趋势与泥岩声波时差相近; 超压带泥岩电阻率随深度先增加后减小; 超压带泥岩密度随深度有所增加, 但没有明显的异常趋势(图 3)。超压测井响应显示, 临南洼陷超压带主要发育在沙四上亚段至沙三中一下亚段。夏 942 井的井径测井显示在沙三中亚段下部有一定的扩径, 可能使得泥岩和砂岩的高声波时差异常趋势有所变大。

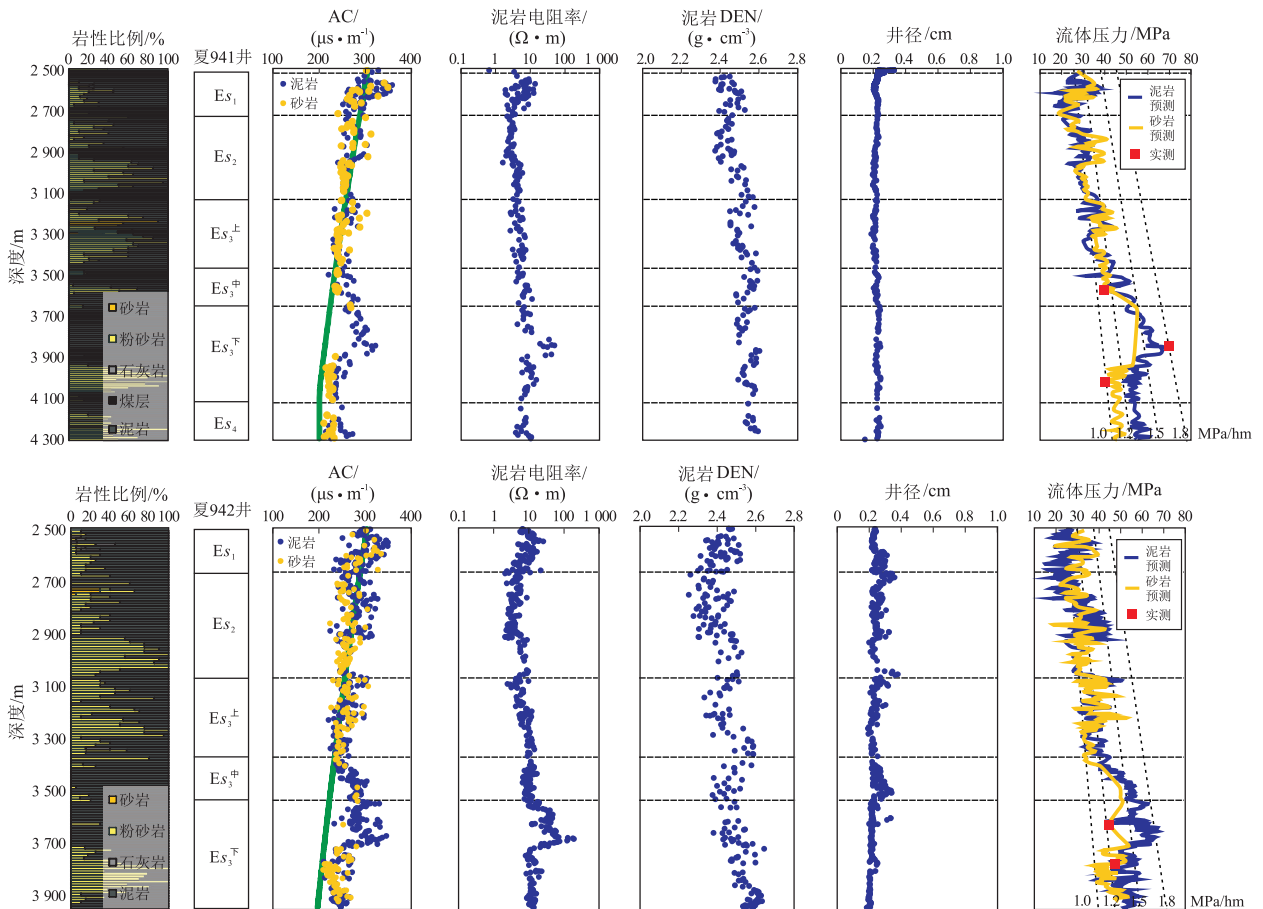


图 3 渤海湾盆地临南洼陷夏 941 井和夏 942 井泥岩与砂岩超压测井响应及压力预测

Fig.3 Response characteristics to overpressure in mudstones and sandstones with predicted pressures in wells Xia 941 and Xia 942, Linnan Subsaq, Bohai Bay Basin

4 超压剖面 and 平面分布特征

4.1 超压剖面分布特征

选取临南洼陷 12 口钻井做连井超压剖面分布图,通过 Eaton 公式对各钻井纵向泥岩的压力特征进行了计算,分析连井剖面超压带纵向分布层位、超压发育幅度和超压顶界面深度。由图 4 可见,临南洼陷纵向上超压带为单超压系统,超压带主要发育层段为沙三中、下亚段,深洼带范围超压带可下延至沙四上亚段;深洼带超压幅度较大,深度约为 3 000~4 500 m,夏 941 井 3 844 m 处的实测压力系数为 1.78。洼陷西北侧近中央断裂带边缘的田 306 井,在 3 600 m 处的预测压力系数约为 1.3。中央断裂带的田 26 井区沙三中亚段发育弱超压,深度在 2 700~2 900 m。剖面整体上超压带的顶界面深度在 2 700~3 500 m,超压带的底界面深度在 2 900~4 500 m,超压带的厚度约为 200~1 000 m。

临南洼陷剖面超压分布受构造部位和断裂的影响,中央断裂带沙三中、下亚段烃源岩埋深较浅,超压带发育深度变浅且幅度小。由于陡坡带和曲堤地垒带为构造高部位和断裂的泄压地区,使得地层压力趋于常压。砂岩含量也是临南洼陷超压分布的重要影响因素。对沙三段岩性录井完整的 5 口典型超压钻井砂地比进行统计可知,超压发育幅度较大的超压段砂地比约为 0.006~0.033,泥岩相对较发育;超压发育幅度较小的超压段砂地比约为 0.128~0.323,砂岩相对较发育。该剖面上超压带的顶界面深度大于烃源岩生油门限深度,即当 R_o 等于 0.5% 时的深度为 2 500 m,且随烃源岩埋藏深度的变化而变化(图 4)。

4.2 超压平面分布特征

根据临南洼陷 227 口钻井的声波测井数据,利用 Eaton 法计算地层压力,绘制临南洼陷超压顶界面深度等值线图(图 5)和沙三一四段地层压力系数

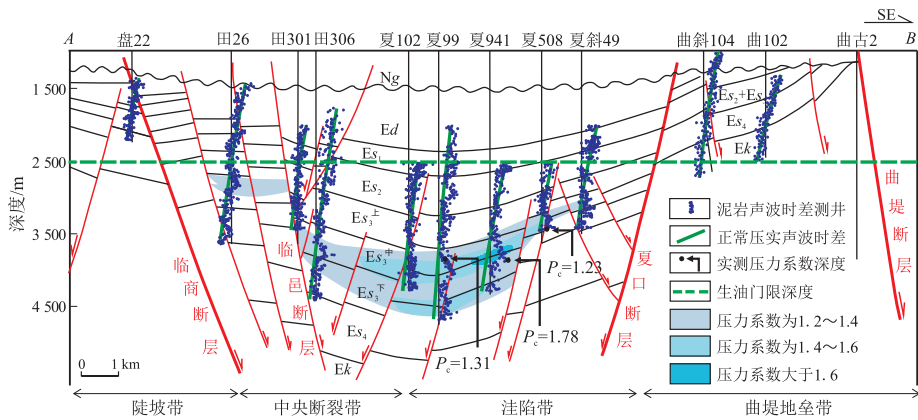


图 4 渤海湾盆地临南洼陷盘 22 井—曲古 2 井连井压力系数和超压带发育位置剖面位置见图 5。

Fig.4 Overpressure distribution superimposed on oil reservoirs crossing wells Pan 22 to Qugu 2 in Linnan Subag, Bohai Bay Basin

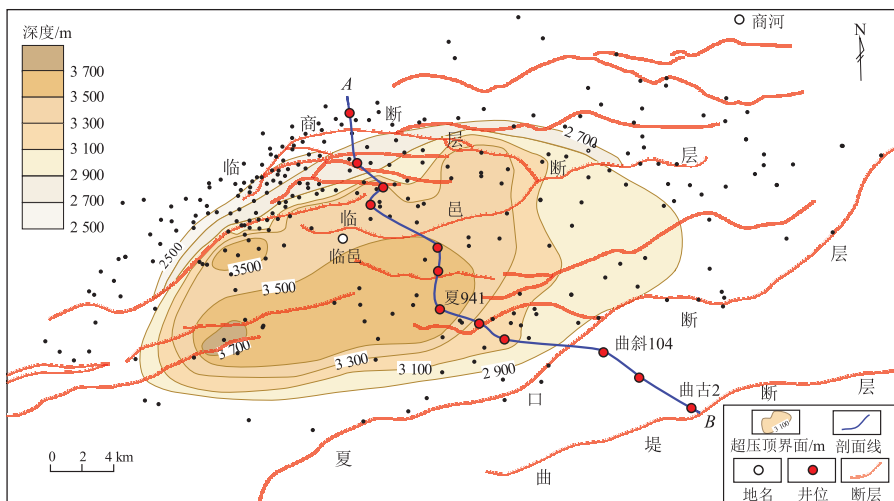


图 5 渤海湾盆地临南洼陷超压顶界面深度平面分布

Fig.5 Plane distribution of the upper overpressure interface depth in Linnan Subag, Bohai Bay Basin

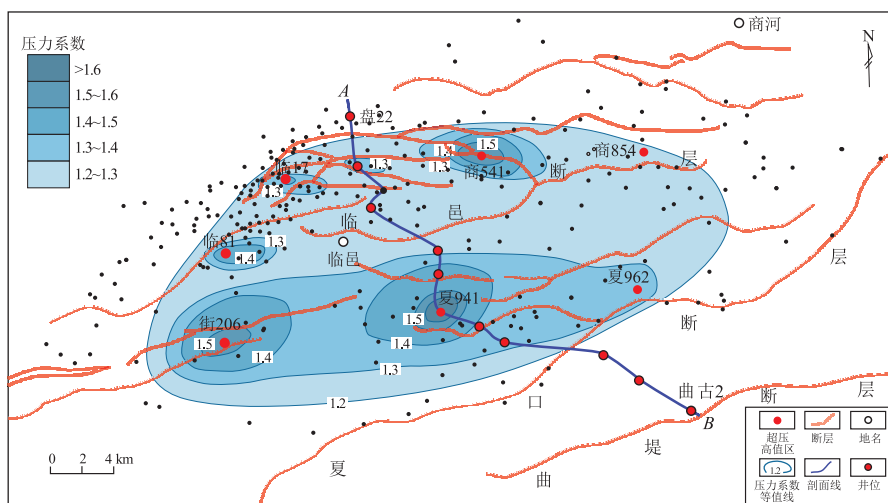


图6 渤海湾盆地临南洼陷沙三、四段超压带泥岩、砂岩预测压力最高值压力系数平面分布

Fig.6 Plane distribution of maximum predicted pressure coefficients of mudstones and sandstones in the overpressure zone of the third and fourth members of Shahejie Formation in Linnan Subsasg, Bohai Bay Basin

平面等值线图(图6)。由图5显示,临南洼陷超压顶界面深度为2 500~3 700 m,大部分地区包括北部中央断裂带超压顶界面深度为2 500~3 500 m,在深洼中心相对较深,大于3 500 m。由图6可见,平面上超压带分布在临南洼陷中心和中央断裂带,洼陷中心超压幅度和超压分布范围较大。临南洼陷街206井—夏941井—夏962井区超压较发育,街206井的计算最大压力系数为1.41,夏941井的实测最大压力系数为1.78,夏962井的计算最大压力系数为1.32。中央断裂带相对较高的超压区分布较分散,由西到东依次发育4个小的相对超压高值区。

5 超压成因分析

临南洼陷是惠民凹陷的一个次级洼陷,处于拉张应力背景下。有学者认为^[19],以拉张应力为主

的盆地超压成因主要有欠压实作用和生烃作用2种,欠压实和生烃作用发育于不同的成岩阶段和埋深时期。已有研究认为^[20],欠压实形成于埋藏较浅(小于2~3 km)的压实成岩作用阶段,生烃作用形成在埋深较大(大于2~3 km)的深层成岩作用阶段。生烃增压的深度与地温梯度、成熟烃源岩埋深和地层岩性及超压封闭有关,地温梯度较高的地区2种超压成因的深度可能会有部分重叠^[21-22]。本文通过烃源岩成熟度、碳酸盐和硅质矿化带与超压带的关系以及砂岩储层试油结果等方面,来分析临南洼陷的超压成因。

5.1 烃源岩成熟度与超压带分布的关系

根据临南洼陷有机质成熟度与深度的关系(图7a),临南洼陷烃源岩生油门限深度为2 500 m ($R_o=0.5%$),超压带发育深度为2 500~4 500 m,对应的烃源岩镜质体反射率(R_o)约为0.5%~

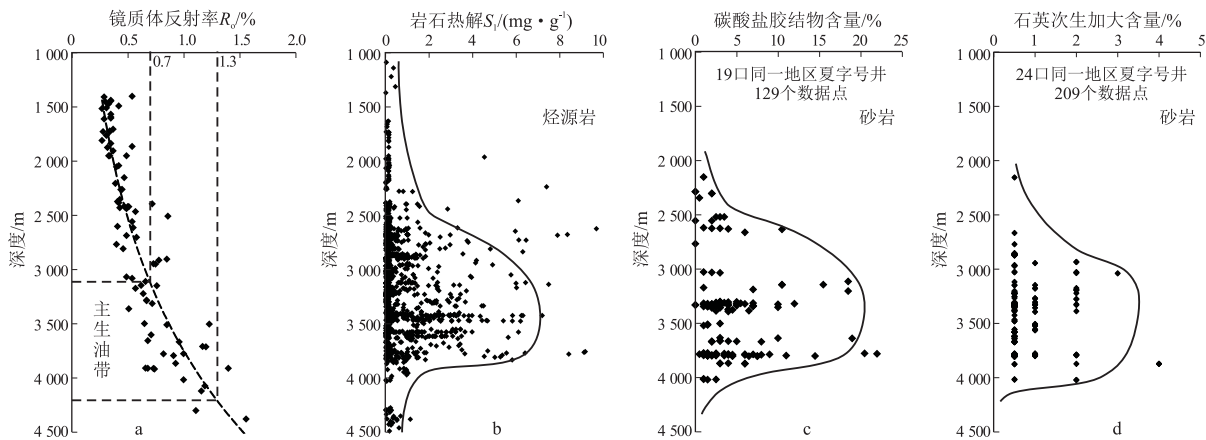


图7 渤海湾盆地临南洼陷烃源岩镜质体反射率、岩石热解 S_1 含量、砂岩碳酸盐和硅质胶结物含量与深度关系

Fig.7 Variation of geochemical parameters of source rock and cement content vs. depth in Linnan Subsasg, Bohai Bay Basin

1.5%, 烃源岩有机质主要处于成熟的液态油生成阶段。根据岩石热解分析结果, 烃源岩的残余烃含量(S_1) 在深度 2 500 m 开始显著增大, 3 000 ~ 4 000 m 为高值范围(图 7b), 大约对应 R_o 为 0.6% ~ 1.2%, 与泥质烃源岩的高电阻率有一定的对应关系(图 3)。该深度范围正是洼陷中心超压带幅度较大的深度范围。有研究^[23]表明, 烃源岩超压流体幕式排放可造成其附近砂岩孔隙中的孔隙压力和水化学环境发生周期性变化, 进而发生一系列水—岩反应, 导致碳酸盐和石英胶结物沉淀。临南洼陷超压带范围的砂岩碳酸盐和硅质胶结物含量明显增大(图 7c, d), 碳酸盐和硅质矿化作用较显著, 说明该深度带泥岩中的超压流体向砂岩充注活跃。也有学者^[24-25]根据近 20 种地球化学指标认为, 临南洼陷烃源岩主要生油阶段的埋深为 3 000 ~ 4 200 m, 也说明临南洼陷超压带发育的深度与烃源岩的主生油阶段的深度相重叠。

5.2 砂岩储层试油解释结果

临南洼陷沙三段 48 个实测或者预测结果为超压砂岩层的试油解释结果统计显示, 48 个超压砂岩层中 25 个为油层, 8 个为油水同层, 8 个为含水层, 7 个为干层, 超压砂岩层一般为油层和含水层。

烃源岩成熟度与超压分布的关系研究显示, 临南洼陷超压带发育层位主要与深部沙三中、下亚段生油阶段的优质烃源岩有关, 洼陷深层的沙三段烃源岩处于成熟大量生油阶段。烃源岩中因新生成的大量液态油导致泥岩孔隙流体压力增加, 并向砂岩储层中充注含烃流体, 致使泥岩超压传递到砂岩储层, 造成砂岩储层超压发育, 表现为现今的油层和含水层均发育超压。临南洼陷沙三段成熟烃源岩的生油作用是深层泥岩超压的主要成因, 砂岩超压是烃源岩中烃类排出超压流体充注的结果。虽然前述图 3 中夏 941 井和夏 942 井在主超压带深度范围密度略有减小, 但对照泥岩实测有机碳含量(TOC)和岩石热解 S_1 可知, TOC 可达 1.23% ~ 10.15%, S_1 可达 1.83 ~ 8.15 mg/g, 这种成熟的富有机质泥岩的电性可具有略偏小的密度、略偏大的声波时差和较高的电阻率特征。因此, 略偏小的泥岩密度很难主要与欠压实相联系, 结合 DST 实测压力证实其互层砂岩压力为超压, 据此可判断其泥岩应为超压状态, 且主要为生油增压所导致, 泥岩的高声波时差异常应该主要是由超压引起的。由此推断在临南洼陷深层, 如果仍然认为存在一定程度的泥岩欠压实, 则仅可能是引起深层超压的次

要因素或对深层超压的贡献很小。

6 结论

(1) 临南洼陷砂岩实测超压的深度为 3 005 ~ 4 355 m, 剩余压力为 7.95 ~ 30.45 MPa, 压力系数为 1.21 ~ 1.78; 超压带内泥岩和砂岩测井响应特征表现为高声波时差值。

(2) 临南洼陷超压带主要发育在沙四上亚段至沙三中、下亚段; 超压带发育深度较大, 主要介于 3 000 ~ 4 500 m, 超压顶界面深度为 2 500 ~ 3 700 m; 超压带主要分布在洼陷中心区和中央断裂带, 压力系数大于 1.4 的中—强超压区分布范围较小, 中央断裂带发育若干小的超压区。

(3) 临南洼陷超压分布受烃源岩埋深、砂岩含量、构造部位、断裂带等因素的影响, 超压带主要发育层位和分布区与成熟烃源岩层位和发育区相吻合; 深部沙三、四段泥岩和砂岩超压, 分别与成熟泥质烃源岩生油和含烃超压流体向砂岩充注有关。

参考文献:

- [1] 郭小文, 何生, 宋国奇, 等. 东营凹陷生油增压成因证据[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2011, 36(6): 1085-1094.
GUO Xiaowen, HE Sheng, SONG Guoqi, et al. Evidences of overpressure caused by oil generation in Dongying Depression[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2011, 36(6): 1085-1094.
- [2] 鲍晓欢, 郝芳, 方勇. 东营凹陷牛庄洼陷地层压力演化及其成藏意义[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2007, 32(2): 241-246.
BAO Xiaohuan, HAO Fang, FANG Yong. Evolution of geopressure field in Niuzhuang Sag in Dongying Depression and its effect on petroleum accumulation[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2007, 32(2): 241-246.
- [3] 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(9): 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.
- [4] 何生, 宋国奇, 王永诗, 等. 东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2012, 37(5): 1029-1042.
HE Sheng, SONG Guoqi, WANG Yongshi, et al. Distribution and major control factors of the present-day large-scale overpressured system in Dongying Depression[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2012, 37(5): 1029-1042.
- [5] BOWERS G L. Detecting high overpressure[J]. The Leading Edge, 2002, 21(2): 174-177.
- [6] 于轶星, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 临南洼陷油气藏分布特征与油气富集主控因素分析[J]. 科技导报, 2011, 29(4): 30-33.
YU Yixing, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Characteristics

- and main controlling factors about hydrocarbon accumulation and distribution in the Linnan Sag[J].Science & Technology Review, 2011,29(4):30-33.
- [7] 王永诗,邱贻博.济阳拗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.
- [8] 王冰,张立宽,李超,等.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[J].石油与天然气地质,2018,39(4):641-652.
WANG Bing, ZHANG Likuan, LI Chao, et al. Mechanism and distribution prediction of abnormal high pressure of the Paleocene Shahejie Formation in Linnan Sag, Huimin Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4):641-652.
- [9] 肖焕钦,刘震,赵阳,等.济阳拗陷地温—地压场特征及其石油地质意义[J].石油勘探与开发,2003,30(3):68-70.
XIAO Huanqin, LIU Zhen, ZHAO Yang, et al. Characteristics of geotemperature and geopressure fields in the Jiyang Depression and their significance of petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3):68-70.
- [10] 刘元晴,曾澍辉,周乐,等.惠民凹陷沙河街组地层水化学特征及其成因[J].现代地质,2013,27(5):1110-1119.
LIU Yuanqing, ZENG Jianhui, ZHOU Le, et al. Geochemical characteristics and origin of Shahejie Formation water in Huimin Sag[J]. Geoscience, 2013, 27(5):1110-1119.
- [11] 金秋月,甘军,卢梅,等.渤海湾盆地车镇凹陷地层超压成因[J].东北石油大学学报,2015,39(5):32-40.
JIN Qiuyue, GAN Jun, LU Mei, et al. Analysis of the causes of formation overpressures in the Chezhen Sag of Bohai Bay Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(5):32-40.
- [12] VAN RUTH P, HILLIS R, TINGATE P. The origin of overpressure in the Carnarvon Basin, western Australia; implications for pore pressure prediction [J]. Petroleum Geoscience, 2004, 10(3):247-257.
- [13] 党雪维,何生,王永诗,等.孤北洼陷砂岩超压带分布特征及主控因素[J].油气地质与采收率,2016,23(3):47-52.
DANG Xuewei, HE Sheng, WANG Yongshi, et al. Distribution characteristics and controlling factors of the overpressure zone in sandstone reservoir of Gubei Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3):47-52.
- [14] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data; accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2):89-95.
- [15] 杨姣,何生,王冰洁.东营凹陷牛庄洼陷超压特征及预测模型[J].地质科技情报,2009,28(4):34-40.
YANG Jiao, HE Sheng, WANG Bingjie. Characteristics and prediction model of the overpressures in the Niuzhuang Sag of Dongying Depression[J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28(4):34-40.
- [16] 罗胜元.沾化凹陷渤南洼陷超压系统与油气成藏研究[D].武汉:中国地质大学(武汉),2014.
LUO Shengyuan. Study on the overpressure characteristic and hydrocarbon accumulation in Bonan Depression, Zhanhua Subbasin [D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2014.
- [17] 何生,何治亮,杨智,等.准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因[J].地球科学(中国地质大学学报),2009,34(3):457-470.
HE Sheng, HE Zhiliang, YANG Zhi, et al. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic Formation in the central part of Junggar Basin [J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2009, 34(3):457-470.
- [18] EATON B A. Graphical method predicts geopressures worldwide [J]. World Oil, 1976, 183(1):51-56.
- [19] GUO Xiaowen, HE Sheng, LIU Keyu, et al. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(12):1859-1881.
- [20] TEIGE G M G, HERMANRUD C, WENSAAS L, et al. The lack of relationship between overpressure and porosity in North Sea and Haltenbanken shales [J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(4):321-335.
- [21] 邱贻博,王永诗,高永进,等.东营、沾化凹陷压力结构差异及其影响因素[J].西安石油大学学报(自然科学版),2017,32(4):24-31.
QIU Yibo, WANG Yongshi, GAO Yongjin, et al. Difference in pressure structure of Dongying Sag and Zhanhua Sag and its control factors [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2017, 32(4):24-31.
- [22] 冯月琳,刘华,宋国奇,等.平面压降梯度计算原则及其应用[J].石油实验地质,2019,41(4):598-605.
FENG Yuelin, LIU Hua, SONG Guoqi, et al. Calculation and application of plane pressure decrease gradient [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4):598-605.
- [23] 韩元佳,何生,宋国奇,等.东营凹陷超压顶封层及其附近砂岩中碳酸盐胶结物的成因[J].石油学报,2012,33(3):385-393.
HAN Yuanjia, HE Sheng, SONG Guoqi, et al. Origin of carbonate cements in the overpressured top seal and adjacent sandstones in Dongying Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3):385-393.
- [24] 朱芒征,陈建渝.惠民凹陷临南洼陷下第三系烃源岩生烃门限[J].油气地质与采收率,2002,9(2):35-37.
ZHU Mangzheng, CHEN Jianyu. Hydrocarbon-generating threshold of the source rocks in Palaeogene of Linnan Subbasin in Huimin Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(2):35-37.
- [25] 刘飞,朱钢添,何生,等.渤海湾盆地惠民凹陷临南洼陷沙河街组原油地球化学特征及油源对比[J].石油实验地质,2019,41(6):855-864.
LIU Fei, ZHU Gangtian, HE Sheng, et al. Geochemical characteristics of crude oil and oil-source correlation of Shahejie Formation in Linnan Sub-Sag, Huimin Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(6):855-864.