

doi:10.3799/dqkx.2012.110

东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素

何生¹, 宋国奇², 王永诗², 郝雪峰², 王冰洁¹, 黎娜¹, 罗胜元¹

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. 中国石化胜利油田分公司, 山东东营 257015

摘要: 东营凹陷为超压富烃凹陷, 钻井揭示该凹陷现今大规模超压系统出现在始新统沙三—四段烃源岩层系。根据大量的钻杆测试(DST)数据, 实测沙三—四段砂岩异常高压的深度范围约在 2 200~4 400 m, 剩余压力约为 4~40 MPa, 压力系数为 1.2~1.99。根据钻井和测井以及地震速度资料解释, 超压带钻井泥浆密度明显增加, 超压泥岩层具有偏离正常趋势的异常高声波时差测井响应和异常低地震层速度响应特征。综合解释超压系统顶界面埋深在 2 200~2 900 m, 对应地温在 90~120 °C; 超压顶界面深度随着烃源岩层系顶界埋深的增加而增加。超压系统范围内烃源岩层系样品镜质体反射率(R_o)分布在 0.5%~1.2%, 沙三中、下亚段—沙四上亚段成熟烃源岩(R_o 为 0.5%~1.2%)及其生油作用控制了超压分布的主体区域, 佐证了东营凹陷现今大规模超压发育区与烃源岩生油增压有成因联系; 成熟烃源岩的累积厚度、埋深及热成熟度是超压系统整体分布特征和超压发育幅度的主控因素; 断裂系统和输导性砂体对东营凹陷沙三—四段烃源岩层系中发育的大规模超压系统的分布特征和结构变化具有重要影响。

关键词: 超压系统; 生油增压; 成熟烃源岩; 沙三—沙四段地层; 东营凹陷。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2012)05-1029-14

收稿日期: 2012-05-12

Distribution and Major Control Factors of the Present-Day Large-Scale Overpressured System in Dongying Depression

HE Sheng¹, SONG Guo-qi², WANG Yong-shi², HAO Xue-feng², WANG Bing-jie¹, LI Na¹, LUO Sheng-yuan¹

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying 257015, China

Abstract: Dongying depression is a typical overpressured depression with abundant petroleum resources, and the present-day large-scale overpressured system occurs in the Eocene third and fourth members of the Shahejie Formation (Es_3 - Es_4) in the depression as evidenced by drill stem test (DST) data, and the source rocks also exist within the overpressured system. Based on a large number of drill stem test (DST) data, the burial depths of overpressured sandstone reservoirs range from 2 200 to 4 400 m with excess pressures of about 4 to 40 MPa and pressure coefficients of 1.2 to 1.99. According to the integrated interpretation of drilling, well logging and seismic velocity data, the large-scale overpressured system is associated with significant increase in drilling mud density, as well as abnormal high sonic transit times with deviation from the normal trend and low seismic interval velocity responding. On the whole, the burial depths of the top overpressured surface range from 2 200 to 2 900 m with corresponding formation temperatures ranging from 90 to 120 °C, and the depths of top overpressure surface increase as the burial depths of source rocks deepen. Many evidences suggest that the oil generation from the source rocks is the major cause of the present-day large-scale overpressured system in the Es_3 - Es_4 of Dongying depression. This study indicates that the large-scale overpressured system is well developed where the cumulative thickness of mature source rocks is thick and source rocks remain in oil-generating stage of thermal evolution with vitrinite reflectance values varying from 0.5% to 1.2% of overpressured source rocks, and the fault system and sandstone transporting layers have great influence on the distribution and construction change of the large-scale overpressured system in the Es_3 - Es_4 of Dongying depression.

基金项目: 国家“十二五”科技重大专项基金(No. 2011ZX05006); 国家自然科学基金项目(No. 41072093); 构造与油气资源教育部重点实验室基金(No. TPR-2010-10).

作者简介: 何生(1956-), 男, 教授, 博士生导师, 从事油气地质及地球化学方面的教学和科研工作. E-mail: shenghe@cug.edu.cn

Key words: overpressured system; oil generation pressure; mature source rocks; the third and fourth members of the Shahejie Formation (E_{S_3} - E_{S_4}); Dongying depression.

东营凹陷是我国东部中生代典型超压富烃凹陷,1962 年在该凹陷钻探营 4 井时首次发现沙三段 2 948.2 m 砂岩储层异常高压(压力系数 1.62)并获得高产油流. 根据凹陷中 1 485 口探井的钻杆测试(DST)获得的约 2 400 个砂岩储层压力数据说明,凹陷内超压主要发育在沙三中、下亚段—沙四上亚段地层. 钻杆实测压力揭示异常高压发育的深度范围约在 2 200~4 400 m,其中,沙三段最大压力系数为 1.99(河 168 井),沙四段最大压力系数为 1.92(史 13 井). 2000 年以来该凹陷的大规模超压现象进一步引起了许多学者的广泛关注和研究,公开发表的针对性学术论文和专著有 40 余篇(部),分别从超压分布特征及成因、超压预测、超压流体系统与油气运移和成藏的关系等方面开展了大量的研究工作;其中具有代表性的有关东营凹陷超压研究的文章和专著作为参考文献列出 10 余篇(部)(郑和荣等,2000;Xie *et al.*, 2001;刘晓峰和解习农,2003;邱桂强等,2003;隋风贵,2004;陈中红和查明,2006;解习农等,2006;鲍晓欢等,2007;赵国欣,2008;刘晖等 2008;杨姣等,2009;张善文等,2009;张守春等,2010;郭小文等,2011),相关研究所取得的主要成果和认识归纳为以下几个方面:(1)超压主要分布在沙三段和沙四段烃源岩层系,描述了该凹陷部分地区的超压分布特征(郑和荣等,2000;Xie *et al.*, 2001;刘晓峰和解习农,2003;邱桂强等,2003;隋风贵,2004;杨姣等,2009);(2)泥岩欠压实和烃源岩生烃或生油增压被认为是主要的超压成因(Xie *et al.*, 2001;邱桂强等,2003;隋风贵,2004;解习农等,2006;鲍晓欢等,2007;刘晖等 2008;张善文等,2009;张守春等,2010;郭小文等,2011);(3)超压可导致油气幕式排出(郑和荣等,2000;隋风贵,2004;陈中红和查明,2006),有利于油气运移和充注成藏,油气田呈环带状分布(邱桂强等,2003;解习农等,2006;赵国欣,2008;张善文等,2009;张守春等,2010). 对东营凹陷复杂超压现象的这些观察、研究和认识为本论文进一步整体开展超压分布特征和主控因素的研究提供了重要的事实依据. 在前人研究的基础上,针对其中可深化的问题之一,即对东营凹陷整体大规模超压系统静态分布特征刻画和主控因素研究较薄弱,本文利用大量的钻井、测井、地震、试油和样品测试分析等资料,对东营凹陷沙三一沙四

段烃源岩层系大规模超压的整体分布特征和结构,现今超压顶界面深度变化,烃源岩层超压测井响应以及影响超压分布的主控因素开展了更为深入的综合分析和研究以及相关问题的讨论.

1 区域地质概况

东营凹陷位于山东省北部的黄河入海口附近,渤海湾裂谷盆地群的东南部,是一个中生代断陷. 该凹陷北界为陈家庄凸起,西界为滨县凸起、高青断层和青城凸起,南临鲁西隆起和广饶凸起,东临青坨子凸起. 凹陷东西长约 90 km,南北宽约 65 km,面积约 5 700 km²,为北断南超的箕状断陷;凹陷内二级构造带被划分为四洼一凸,包括利津洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷和民丰洼陷以及中央断凸带(图 1a). 凹陷内新生界地层自下而上发育有古近系孔店组(E_k)、沙河街组(E_s)和东营组(E_d),新近系馆陶组(N_g)和明化镇组(N_m),第四系平原组(Q_p)(图 1b),其中,沙河街组又可分为沙四段(E_{S_4})、沙三段(E_{S_3})、沙二段(E_{S_2})和沙一段(E_{S_1});始新统沙四段可分为沙四上和沙四下两个亚段,始新统沙三段可分为沙三上、中、下 3 个亚段,沙四上亚段和沙三中、下亚段中的暗色泥质岩为主要烃源岩;沙四上亚段烃源岩干酪根类型以 I 型为主,有机碳分布范围在 0.5%~4.5%,主要范围在 2.0%~3.0%之间,生烃潜力(S_1+S_2)主要范围在 16~20 mg/g;沙三下亚段烃源岩干酪根类型以 I 型为主,有机碳分布范围在 1.0%~10.5%之间,生烃潜力(S_1+S_2)主要范围在 16~20 mg/g;沙三中亚段烃源岩干酪根类型以 I 型和 II 型为主,部分层位以 II 型和 III 型为主,有机碳分布范围在 1.0%~5.0%,主要在 1.5%~3.0%之间,生烃潜力(S_1+S_2)主要范围在 4~12 mg/g.

2 砂岩储层实测压力特征

根据东营凹陷新生界孔店组至馆陶组砂岩的 2 850 个矿化度数据统计结果,超压带地层水的矿化度(TDS)分布在 50~336 g/L,超压带中的地层水相当部分属于超咸水范畴(TDS>100 g/L,海水平均盐度为 35 g/L),水型主要为 $CaCl_2$ 型,换算得到地层水的密度约在 1.12~1.21 g/cm³. 因此,将压

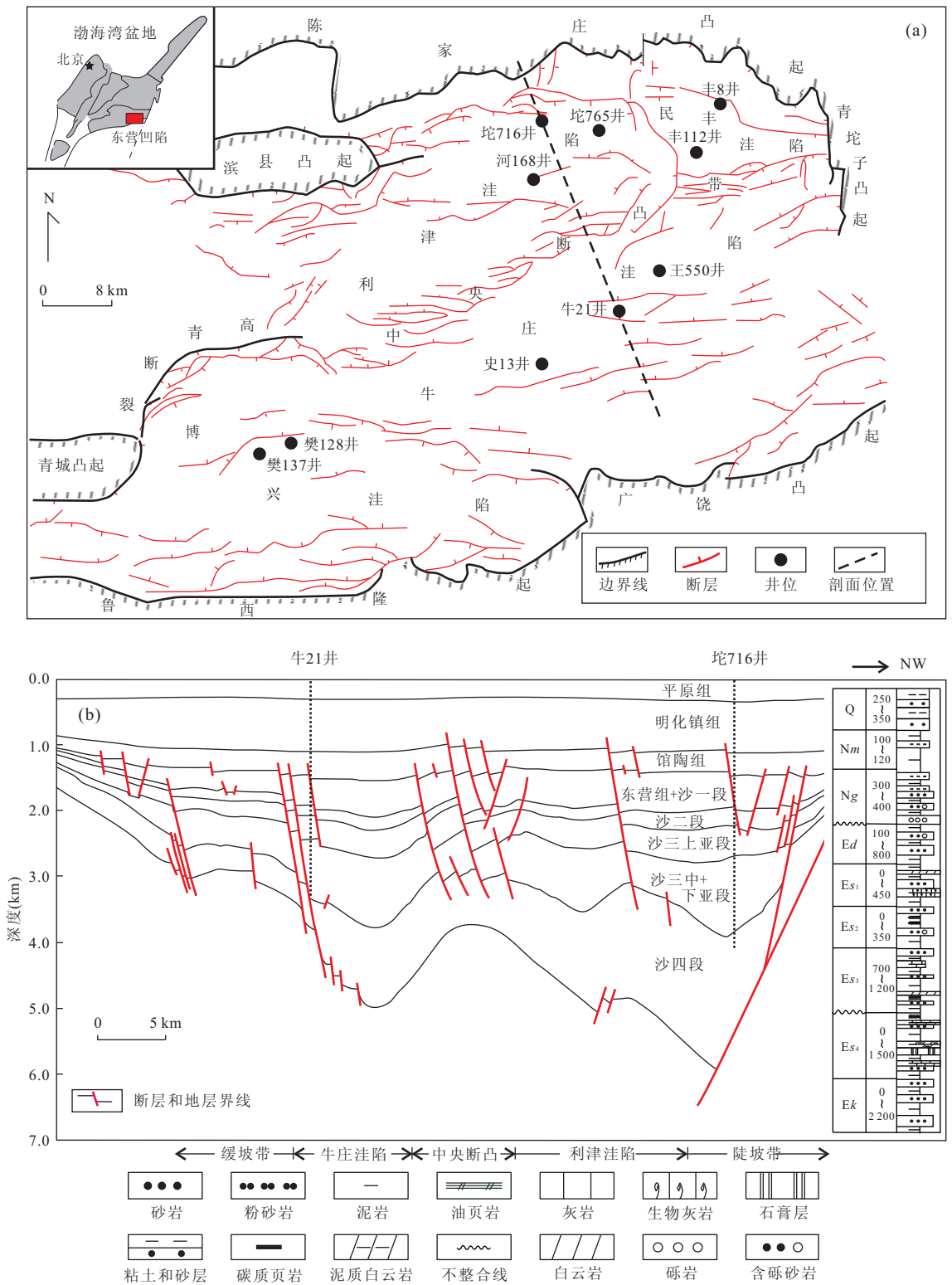


图1 东营凹陷断裂分布和构造分区(a)及NE-SW向构造剖面(b)

Fig. 1 Fault distributions and tectonic subdivisions (Fig. 1a) and structural section of NE-SW (Fig. 1b) in Dongying depression

力系数反映常压与超压的界线大致定为 1.2, 即当压力系数大于 1.2 时, 认为地层流体处于超压状态.

在地层压力研究中, 实测压力是直接反映超压现象的有力证据, 获取渗透性地层实测压力的方法

有电缆测试 (如 RFT, MDT, FMT) 和钻杆测试 (DST) 的关井压力或外推压力 (何生等, 2009). 根据不完全统计 1961—2008 年东营凹陷有 DST 实测压力资料的探井为 1485 口, 获取了约 2 400 个 DST

表 1 沙三段和沙四段砂岩储层钻杆测压(DST)和实测超压数据统计

Table 1 Measured formation pressure data using DST within Es₃ and Es₄ members, and some related information in Dongying depression

层位	井数(口)	超压井数(口)	测点数(个)	超压点数(个)	超压深度范围(m)	剩余压力(MPa)	压力系数
沙三段	547	195	744	250	2 147~3 637	4.76~32.64	1.20~1.99
沙四段	495	152	652	205	2 208~4 382	5.11~39.62	1.20~1.92

注:压力系数(无量纲)=实测压力(MPa)/静水压力(MPa);静水压力梯度为 0.01 MPa/m.

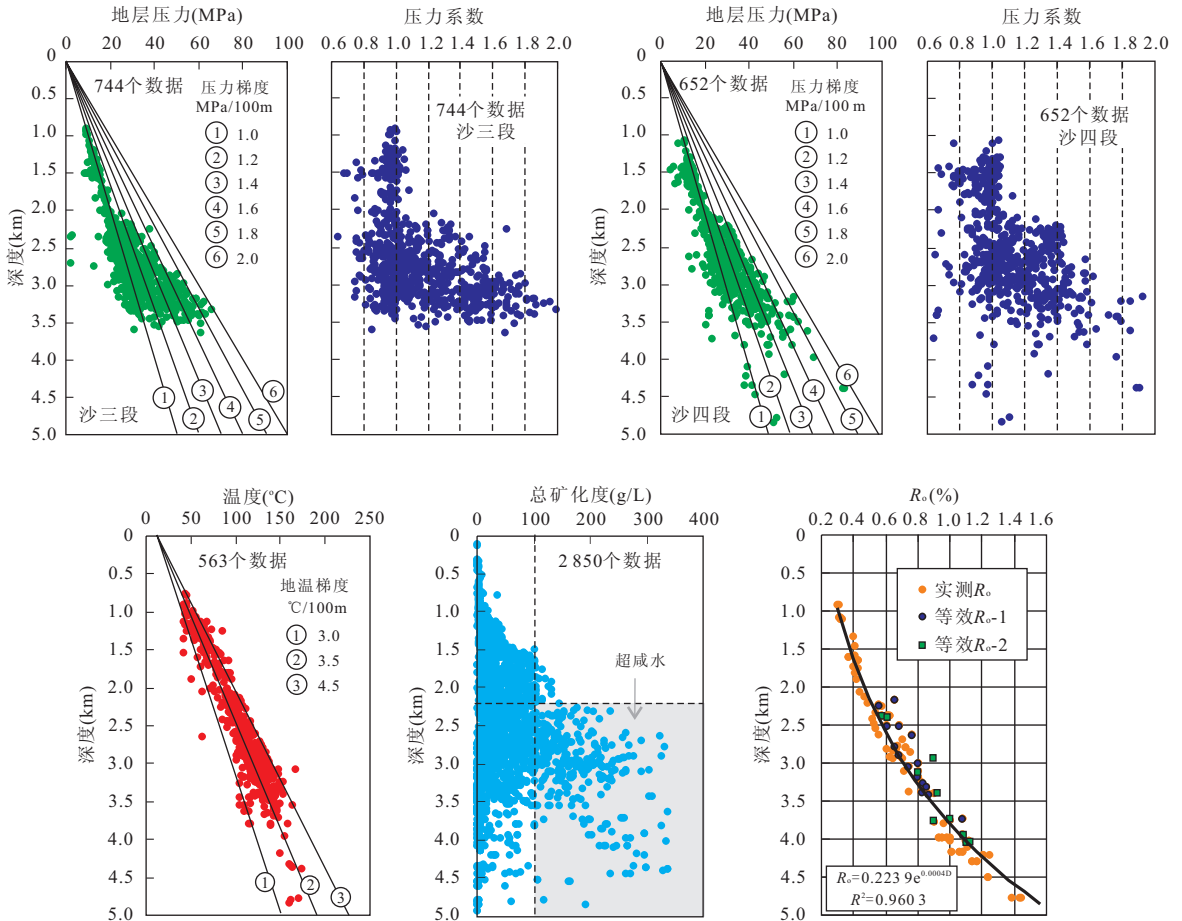


图 2 东营凹陷实测地层压力、压力系数、地层温度、地层水矿化度和镜质体反射率与深度的关系

Fig. 2 Diagrams of measured pore pressures, pressure coefficients, formation temperatures, total dissolved solids and vitrinite reflectance versus depths in Dongying depression

等效镜质体反射率(FAMM EqR_v)数据分别来自郭汝泰(2003,等效 R_v-1)和蒋启贵(2008,R_v-2)

测压数据.从表 1 统计数据可知,在沙四段测压的钻井有 495 口,钻遇沙四段超压的探井 152 口,实测砂岩超压数据点 205 个;在沙三段测压的钻井有 547 口,钻遇沙三段超压的探井 195 口,实测砂岩超压数据点 250 个.由 DST 数据揭示,沙四段超压储层中部深度范围约为 2 208~4 382 m,剩余压力和压力系数分别为 5.11~39.62 MPa 和 1.2~1.92;沙三段储层超压测值段中部深度范围约为 2 147~3 637 m,剩余压力和压力系数分别为 4.76~32.64 MPa 和 1.2~1.99.

从图 2 中可看出,东营凹陷沙三一四段砂岩储

层实测压力大致从 2 200 m 开始出现超压,随深度加大、实测超压点增多,超压幅度明显增加;沙四段开始出现压力系数 > 1.6 的测值对应埋深为 2 892 m,剩余压力 17.96 MPa;该段实测最大压力系数为 1.92,剩余压力为 29.15 MPa,对应深度为 3 162 m(史 13 井),钻井揭示的实测砂岩储层超压最大深度为 4 382 m,剩余压力为 39.63 MPa,压力系数为 1.90,对应地温为 168 °C(坨 765 井).沙三段开始出现压力系数 > 1.6 的测值对应埋深为 2 841 m,剩余压力为 21.83 MPa;该段实测最大压力系数为 1.99,剩余压力为 32.65 MPa,对应深度

表2 不同洼陷沙三段和沙四段实测砂岩储层最大超压和最大压力系数统计

Table 2 Measured maximum overpressures and pressure coefficients within Es₃ and Es₄ members for different subdivisions in Dongying depression

地区	代表井	测试井段(m)	层位	地层压力(MPa)	剩余压力(MPa)	压力系数	岩性
利津洼陷	河 168	3 287.0~3 333.3	Es ₃	65.75	32.65	1.99	泥质粉砂岩
利津洼陷	坨 765	4 354.3~4 410.0	Es ₄	83.45	39.63	1.90	含砾砂岩
牛庄洼陷	牛 21	3 193.0~3 206.9	Es ₃	57.79	25.79	1.80	细砂岩
牛庄洼陷	史 13	3 046.4~3 276.5	Es ₄	60.76	29.15	1.92	泥质粉砂岩
民丰洼陷	丰 112	3 071.8~3 083.4	Es ₃	53.71	22.93	1.75	泥质粉砂岩
民丰洼陷	丰 8	4 176.5~4 200.5	Es ₄	56.22	14.34	1.34	含砾砂岩
博兴洼陷	樊 128	2 544.0~2 556.0	Es ₃	36.15	10.65	1.42	粉砂岩
博兴洼陷	樊 137	3 152.4~3 210.2	Es ₄	49.49	17.68	1.56	粉砂岩

为 3 310 m(河 168 井),钻井揭示的实测砂岩储层超压最大深度为 3 637 m,剩余压力为 24.66 MPa,压力系数为 1.68,对应地温为 142 °C(王 550 井).从图 2 中还可以看出,钻井揭示储层超压带对应的地层温度范围在 90~168 °C 之间(恒温层温度取 15 °C,地温梯度取 3.5 °C/100 m);地层水矿化度在深度约 1 500 m 和 2 200 m 出现两次突然增加,在深度 1 500 m 出现地层水矿化度 >100 g/L 数值,在深度 2 200 m 出现地层水矿化度 >200 g/L 数值,最大可达 336 g/L;泥质烃源岩实测资料所反映的成熟度在超压带分布在 0.5%~1.3% 之间,沙三中、下亚段—沙四上亚段烃源岩正处于大量生油阶段.试油资料表明,沙三—四段油层和油水同层普遍出现超压(郭小文等,2011),可能说明砂岩中超压流体主要来源于互层的成熟烃源岩层,处在生油阶段烃源岩排出含油的高压流体进入砂岩储层;另外,深部超压源层的高压流体也可局部侵入砂岩储层,由于多种方式的超压传递作用导致与烃源岩层有联系且封闭有效的砂岩储层发育不同幅度的超压.根据利用声波速度预测的泥岩超压与实测砂岩超压的对比初步认为,超压系统主体范围的现今源—储压力传递趋于大体平衡,由于多种原因部分地区可能存在不同程度的源—储压差.

由东营凹陷不同洼陷钻遇沙三—四段砂岩储层实测最大超压和最大压力系数统计(表 2,井位见图 1a)可看出,实测压力基本反映了不同洼陷超压发育程度的差异,根据剩余压力和压力系数,超压发育幅度相对由大到小依次为,利津洼陷、牛庄洼陷、民丰洼陷和博兴洼陷.

3 泥质烃源岩超压测井响应特征

钻杆和电缆测试是针对渗透性层段,可直接测

得地层孔隙流体压力,但测试井段往往十分有限,对极低渗透率的泥岩层段不能通过实际测试获得压力数据;可利用测井或地震速度响应间接判断和研究泥岩超压特征,利用地球物理测井资料可在纵向上较为有效地连续识别和预测井点处泥岩地层超压,而利用地震层速度可进行不区别岩性的多维度的地层超压的估算;另外,钻井泥浆密度随深度的变化特征也可用来评估井点处地层的压力状态(Chillingar *et al.*, 2002; Carcione *et al.*, 2003; Winthagen and Verweij, 2003; 何生等, 2009).

本次研究在东营凹陷挑选出钻遇沙三、沙四段并有测井资料的 352 口钻井,钻井分布考虑到合理覆盖整个凹陷,并对存在标准不统一的声波测井资料进行了标准化校正;在超压响应特征识别中,主要利用声波时差(AC)和深感应视电阻率测井(RILD, 探测深度大于 1.5 m)或深侧向视电阻率测井(RD),配合利用井径曲线(CAL)和泥浆密度以及实测压力数据对烃源岩层系的超压响应加以研究和解释.图 3 为所选取的两口典型钻井坨 716 井和丰 112 井(井位见图 1a)沙三—沙四段泥岩超压测井响应特征图,图中包括泥岩声波时差、泥岩深感应视电阻率、泥岩井径等测井数据和泥浆换算压力系数以及实测压力随深度的变化.泥浆压力系数和实测压力值证明沙三—沙四段地层发育明显的异常高压,坨 716 井超压顶界在 2 200 m,丰 112 井超压顶界在 2 900 m,在埋深大于超压顶界即超压带内的泥岩声波时差明显偏离了正常泥岩声波时差趋势线而出现高声波时差异常带,相应地震层速度换算的时差同样出现高异常带即地震低速异常带;坨 716 和丰 112 两口钻井的泥岩视电阻率趋势在超压带内出现高阻段,其原因主要是由于沙三、四段泥质烃源岩层系中含有油页岩、泥灰岩、白云质和钙质泥岩等高阻岩性层所致;由丰 112 井密度测井数据可知,超压带

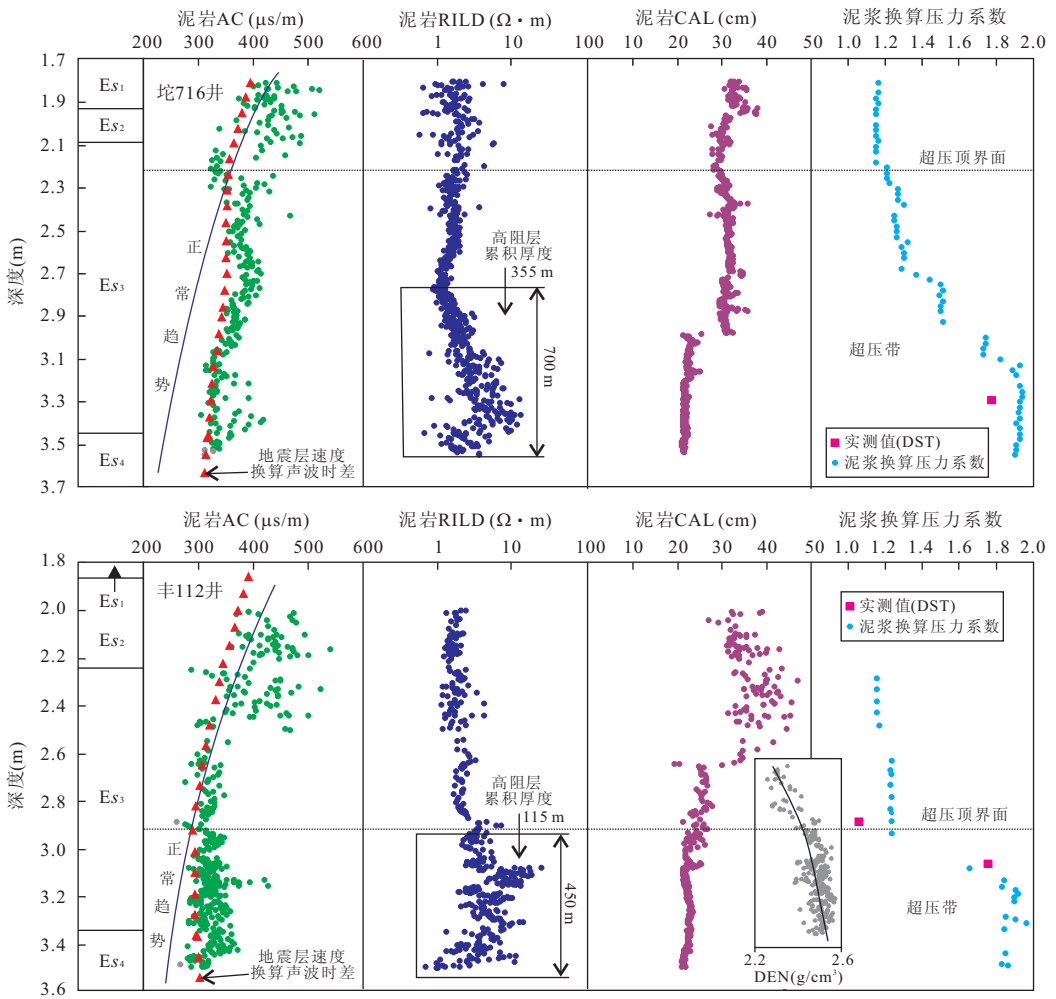


图 3 东营凹陷坨 716 井和丰 112 井泥岩超压的测井和地震速度响应特征

Fig. 3 Response characteristics of mudstone overpressured well-logs and seismic velocity in Tuo 716 well and Feng 112 well of Dongying depression

内泥岩的密度属正常,未出现异常低密度现象,说明沙三、四段泥岩今超压可能不是主要由于泥岩高孔隙度异常即压实不平衡引起,而是很可能由于生油增压引起泥岩的有效应力减小,从而导致超压带表现为低声波速度即高声波时差异常(Bowers, 1995; Hermanrud *et al.*, 1998; Teige *et al.*, 1999; Ruth *et al.*, 2004; Tingay *et al.*, 2009; Guo *et al.*, 2010);因此,可直接根据沙三、四段泥岩超压带的这种低速和高时差现象,在缺少钻测井的地区利用地震层速度预测异常高压和解释超压带。

4 超压整体分布特征

4.1 超压顶界面埋深特征

根据上述超压带砂岩实测压力和泥岩声波测井以及地震速度响应特征,利用 352 口钻井泥岩声波

时差,在无井区利用约 16 600 个叠前时间偏移速度谱,通过 Dix 公式计算层速度并换算为声波时差,对凹陷内的沙三—四段超压系统的顶界面埋深进行解释.采用 Fillippone(Fillippone, 1982)改进的地震层速度与孔隙压力的函数关系计算各速度谱点随深度变化的孔隙压力和压力系数,并在假设源—储压差很小或源—储压力接近平衡的条件下,运用测井方法和实测压力值对由地震层速度计算的地层压力进行了校正。

图 4A 是根据 352 口钻井泥岩声波时差,结合实测压力以及约 16 600 个地震速度谱换算的声波时差值解释确定的超压顶界面深度等值线图.从图中可看出,由凹陷边缘到凹陷中心超压顶界面埋深从 2 200 m 增加到 2 900 m,地温约在 90~120 °C 范围;各洼陷超压顶界面随烃源岩的埋深增加而逐渐加深,其中,利津洼陷和牛庄洼陷超压顶界面埋深大于

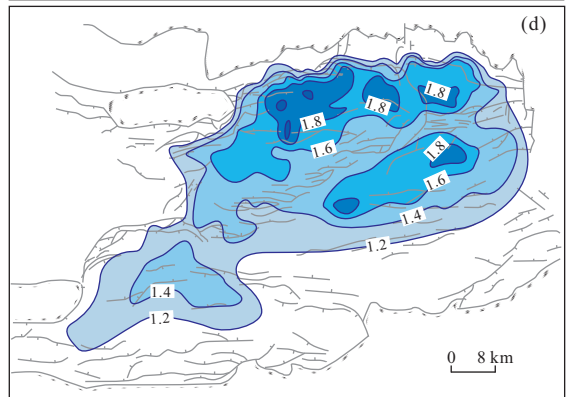
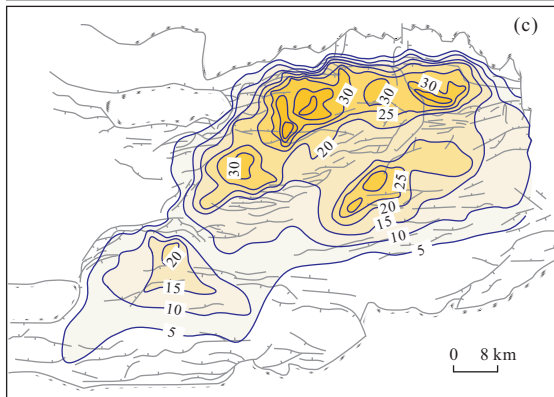
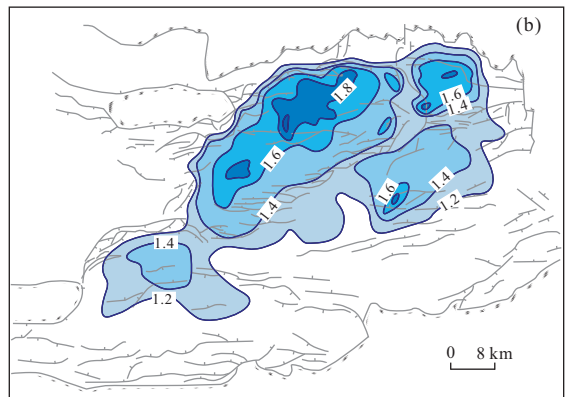
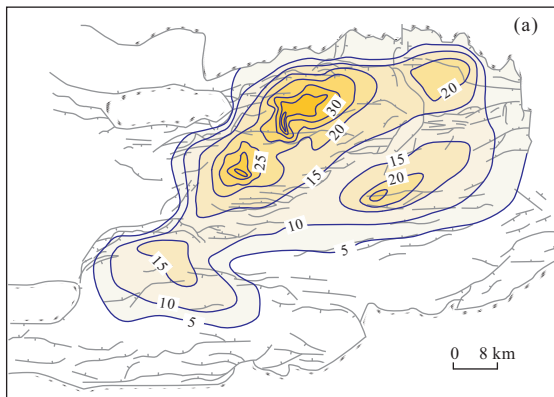
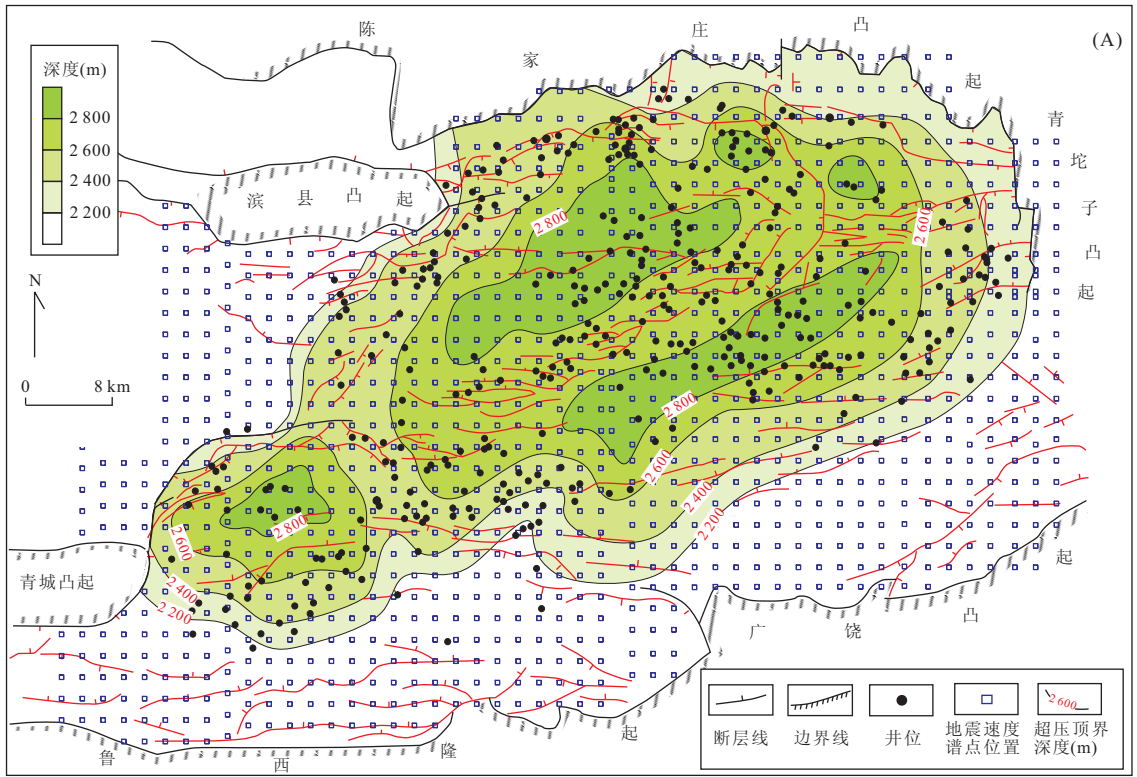


图4 东营凹陷超压顶界面深度等值线图(A)和沙三中、下亚段与沙四上亚段最大剩余压力和压力系数等值线

Fig. 4 Maps of depth contour of top overpressured surface (A) and contours of calculated maximum excess pressures and pressure coefficients in Es3x-Es3z and Es4s members of Dongying Depression

a. 沙三中一下亚段最大剩余压力等值线图; b. 沙三中一下亚段最大压力系数等值线图; c. 沙四上亚段最大剩余压力等值线图; d. 沙四上亚段最大压力系数等值线图; 剩余压力等值线间隔 5 MPa; 压力系数等值线间隔 0.2

2 800 m 的面积大,而且也是沙三中、下亚段—沙四上亚段烃源岩埋深相对较大的地区。

4.2 沙三段和沙四段超压分布特征

图 4a 和图 4b 分别为沙三中—下亚段地层计算的纵向压力变化的最大剩余压力和压力系数等值线图;图 4c 和图 4d 分别为沙四上亚段地层计算的纵向压力变化的最大剩余压力和压力系数等值线图。最大剩余压力和压力系数等值线是利用约 16 600 个地震速度谱,换算层速度并计算地层压力和压力系数并经实测压力校正,进而选择每个速度谱点上沙三中—下亚段和沙四上亚段分别对应的最大剩余压力和压力系数勾绘等值线。从图 4a 和图 4b 中可看出,受断裂构造带的分隔共形成了 4 个超压中心,分别位于各个深洼地区;沙三段地层超压体主要分布在东营凹陷的利津—民丰洼陷和牛庄洼陷的深洼区;其中,利津洼陷超压中心的剩余压力分布在 15~40 MPa,压力系数在 1.4~2.0,略高于钻井 DST 实测压力;牛庄洼陷超压中心的剩余压力主要分布在 15~25 MPa,压力系数在 1.4~1.8,最大可达 25 MPa 以上,压力系数 >1.8;沙三段地层在民丰洼陷西部和博兴洼陷北部的局部地区发育次一级的超压中心,超压中心剩余压力在 10~20 MPa,对应压力系数民丰洼陷在 1.4~1.8,博兴洼陷压力系数为 1.4。从图 4c 和图 4d 中可看出,在沙四段地层形成了以利津—民丰洼陷、牛庄洼陷和博兴洼陷等深洼区为中心的超压区。沙四段地层在利津—民丰洼陷形成的超压体规模最大,其次是牛庄洼陷,博兴洼陷超压体相对较小;利津—民丰洼陷超压中心的剩余压力分布在 20~40 MPa,压力系数在 1.6~2.0,发育若干个剩余压力分布在 30~40 MPa 的超压区,压力系数在 1.8~2.0;牛庄洼陷超压中心的剩余压力分布在 20~30 MPa,压力系数在 1.6~1.8;博兴洼陷超压中心的剩余压力分布在 15~20 MPa,压力系数为 1.4。对比沙三中—下亚段与沙四上亚段地层超压幅度及分布特征可看出,沙四段比沙三段地层超压相对更发育。

5 超压分布主控因素

东营凹陷在沙三中、下亚段—沙四上亚段地层中存在的大规模超压系统的控制因素可能有多种。近几年有学者研究认为东营凹陷沙三—四段地层超压的主要成因为生油增压(赵国欣, 2008; Guo *et al.*, 2010; 郭小文等, 2011; 王冰洁等, 2012)。将

超压发育与分布和沙三—四段烃源岩的某些特征研究结合起来分析,表明沙三—四段地层中成熟烃源岩的累积厚度、埋深及热成熟生油作用可能是超压分布的主控因素,而断裂带及其分布区超压幅度明显降低或为常压(图 4 和图 5),说明断裂构造带为主要泄压区,断裂及泄压和封闭条件以及超压传递方式对超压体的空间分布和内部结构产生了重要的影响。

图 5 为东营凹陷沙三中—下亚段和沙四上亚段的成熟泥质烃源岩累积厚度等值线与 1485 口探井的沙三—四段实测砂岩储层压力系数等值线的叠合图。从图中可看出东营凹陷各洼陷成熟泥质烃源岩累积厚度和分布范围,利津洼陷成熟烃源岩累积厚度最大,洼陷主体区较大的厚度范围为 600~1 000 m,其次为牛庄洼陷,其主体区较大的厚度范围为 600~900 m,民丰洼陷较大的厚度范围为 600~800 m,博兴洼陷较大的厚度范围为 600~700 m;沙三—四段探井实测压力换算地层压力系数高值区(压力系数 >1.4)与各洼陷成熟烃源岩累积厚度较大范围的区域大体吻合,而在成熟烃源岩累积厚度相对较薄的地区,压力系数变小,渐变为常压区(压力系数 <1.2);因此各个洼陷成熟烃源岩累积厚度展布范围与砂岩储层超压的分布具有关联性或者说在很大程度上控制了超压体的分布。

图 6a 和图 6b 分别为沙三段和沙四段计算的各地震速度谱点最大压力系数等值线与对应各深度点的镜质体反射率等值线叠合图。最大压力系数等值线是利用约 16 600 个地震速度谱,换算层速度并计算地层压力和压力系数并经实测压力校正,进而选择每个速度谱点上的最大压力系数勾绘的等值线;对应各深度点的镜质体反射率等值线是利用各速度谱点计算的最大压力系数对应的深度通过东营凹陷现今镜质体反射率与深度的关系,计算各深度点的镜质体反射率勾绘的等值线。由图 6a 可知,沙三段压力系数 >1.2 的范围,相应烃源岩镜质体反射率 >0.6%;压力系数 >1.4~1.6 的范围分别位于利津、民丰、牛庄和博兴洼陷,相应镜质体反射率 >0.7%~0.8%;压力系数 >1.6~1.8 的范围,主要分布在利津洼陷,其次是民丰洼陷以及牛庄洼陷局部地区,相应镜质体反射率 >0.8%;压力系数 >1.8~2.0 的范围基本分布在利津洼陷以及民丰洼陷和牛庄洼陷局部地区,相应镜质体反射率 >0.9%~1.0%。由图 6b 可知,沙四段压力系数 >1.2 的范围,相应烃源岩镜质体反射率 >0.6%;压

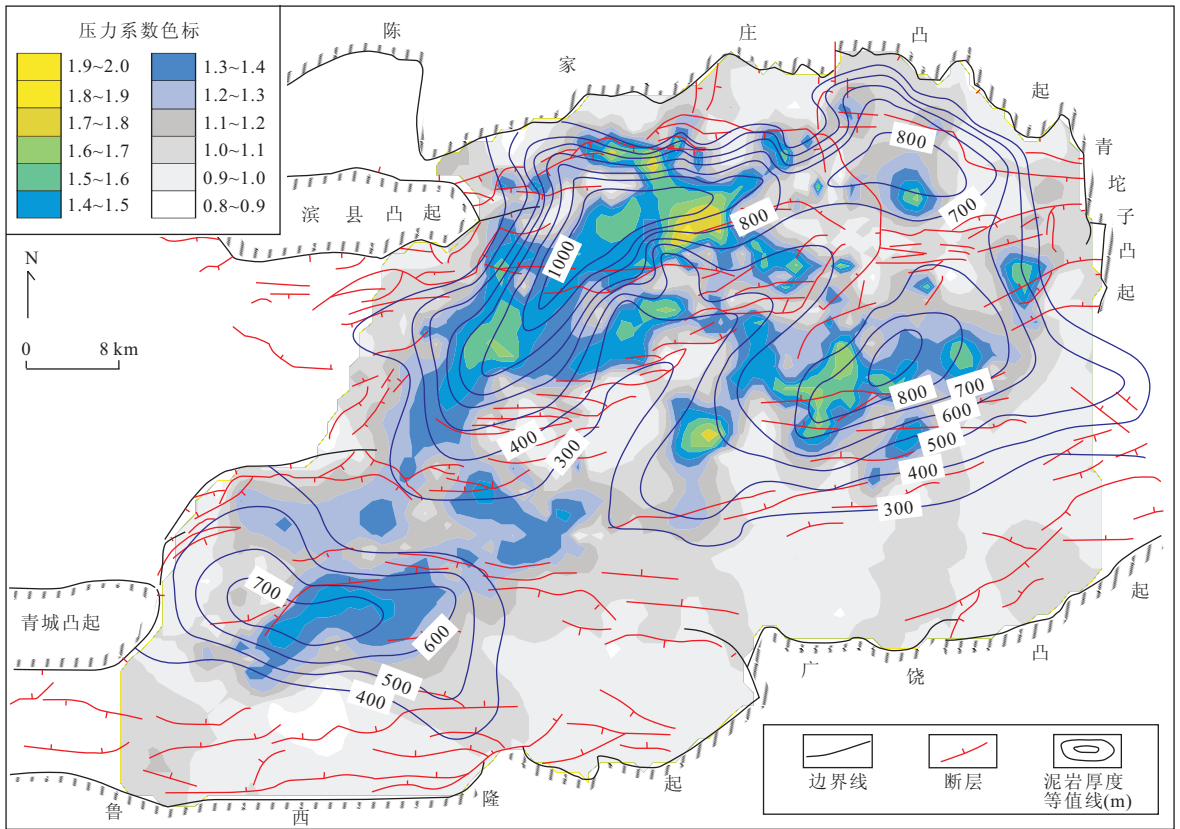


图5 沙三中一下亚段和沙四上亚段成熟泥质烃源岩累积厚度等值线和各探井实测沙三—四段最大压力系数分布叠合
 Fig.5 Superimposed map of cumulative thickness contour of mature source rock of argillaceous in Es_{3z}, Es_{3x}, Es_{4s} layers and distribution of measured pressure coefficients within Es₃-Es₄ member

力系数>1.4~1.6的范围主要连片分布在利津、民丰、牛庄洼陷,其次分布在博兴洼陷,相应镜质体反射率>0.7%~0.8%;压力系数>1.6~1.8的范围,连片分布在利津和民丰洼陷带,其次分布在牛庄洼陷,相应镜质体反射率>0.8%~0.9%;压力系数>1.8~2.0的范围分布在利津洼陷以及民丰洼陷和牛庄洼陷,相应镜质体反射率>0.9%~1.0%。从上述分析可知,沙三中一下亚段和沙四上亚段大规模超压系统分布及剩余压力和压力系数的变化与烃源岩的成熟度有很好的对应关系。

从图7剖面图(剖面位置见图6)可看出,地震速度谱预测的超压结合实测压力得到的剖面上的超压带发育在成熟烃源岩范围内,而压力系数>1.5的超压带则主要出现在镜质体反射率>0.7%的范围内,局部压力系数>1.5超压带出现在镜质体反射率为0.5%~0.7%的范围,这可能与断裂传导的传递性超压有关。由图2和图4A可知,东营凹陷超压顶面深度变化在2200~2900m,对应的镜质体反射率为0.5%~0.7%,为烃源岩的液态油生成的早期阶段;在深度大于2800~2900m时,压力系数

出现1.6的数值;在深度为2900~4500m之间,压力系数出现1.7以上的数值,对应的镜质体反射率为0.7%~1.2%,为烃源岩的液态油大量生成阶段。这些相关现象均说明沙三段和沙四段层系中烃源岩成熟生油作用对东营凹陷现今大规模超压系统分布有显著的成因联系,起到了重要控制作用。

中央断凸带和洼陷陡坡一侧的断裂系统是主要的垂向超压泄压带,泥岩超压源层与砂岩输导层的互层接触式或断裂沟通式传递在一定程度上导致了超压分布的复杂性;从纵、横向上看,受断裂构造带和砂岩输导层以及超压源层非均质特征的影响,超压系统的空间分布和内部结构也会存在相当程度上的差异性和分割性。

超压系统的存在是有条件的,是增压作用与超压传递或泄压散失的动态平衡过程,而压力封闭条件对超压系统的形成和分布特征也将起到控制作用。封闭条件包括了顶底封闭条件和侧向封闭条件,东营凹陷沙三、四段地层中发育的大规模超压系统的顶界封闭条件主要是砂泥岩互层封闭,从图2中地层水的矿化度与深度的关系来看超压顶面2200m

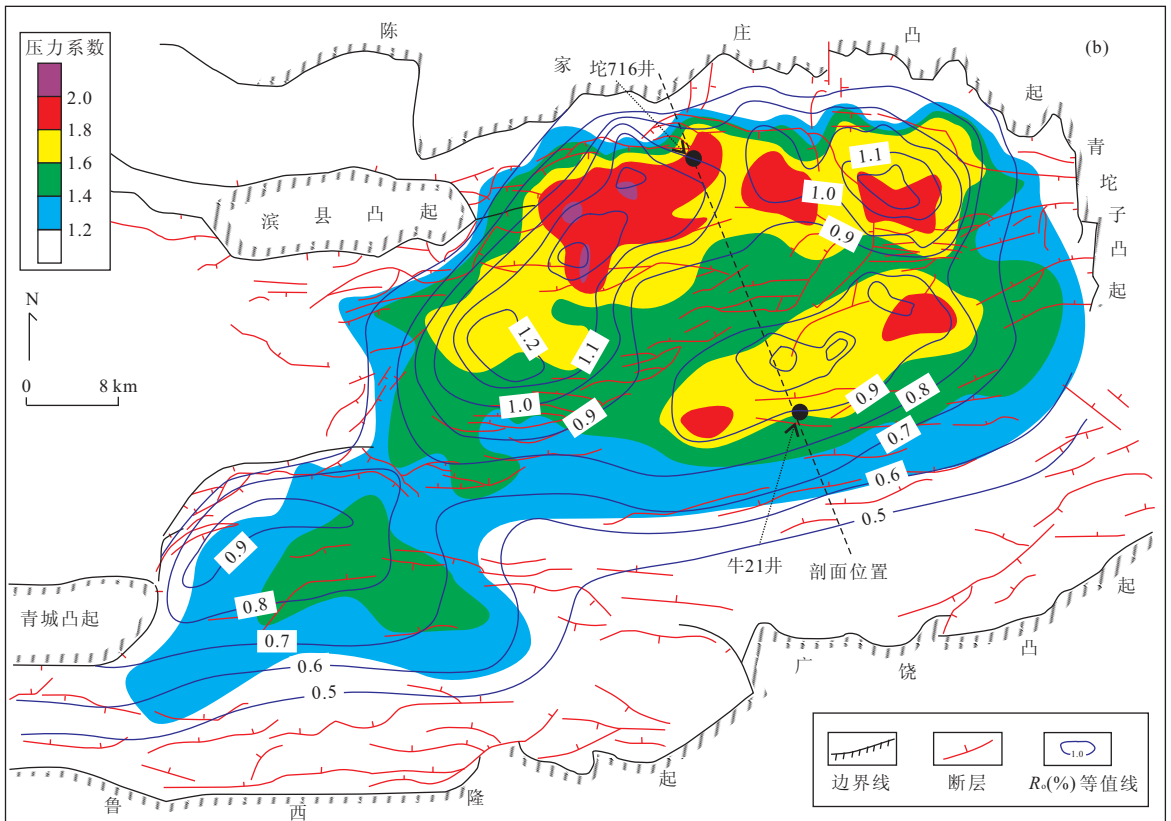
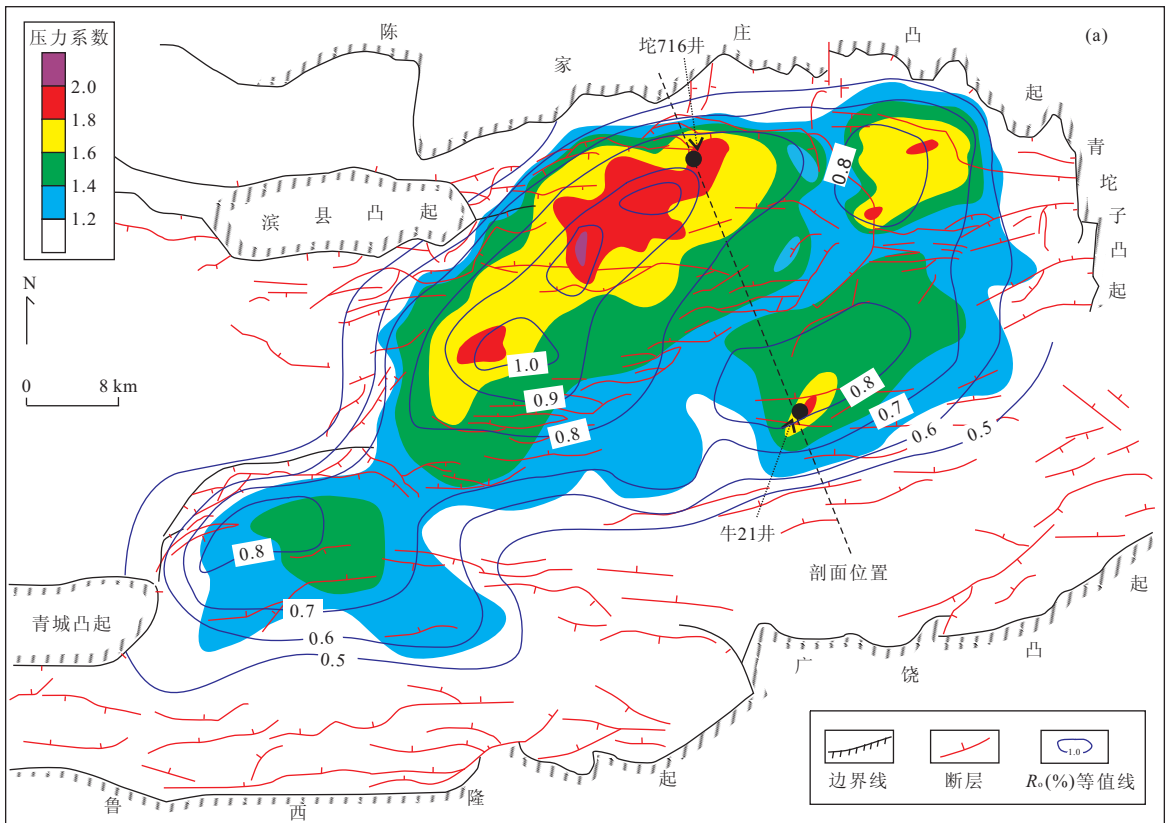


图 6 沙三段(a)和沙四段(b)各地震速度谱点最大压力系数等值线与对应各深度点的镜质体反射率等值线叠合
 Fig. 6 Superimposed maps of distributions of calculated maximum pressure coefficient using seismic velocity and the contours of vitrinite reflectances corresponding to the depths for Es₃ member and Es₄ member

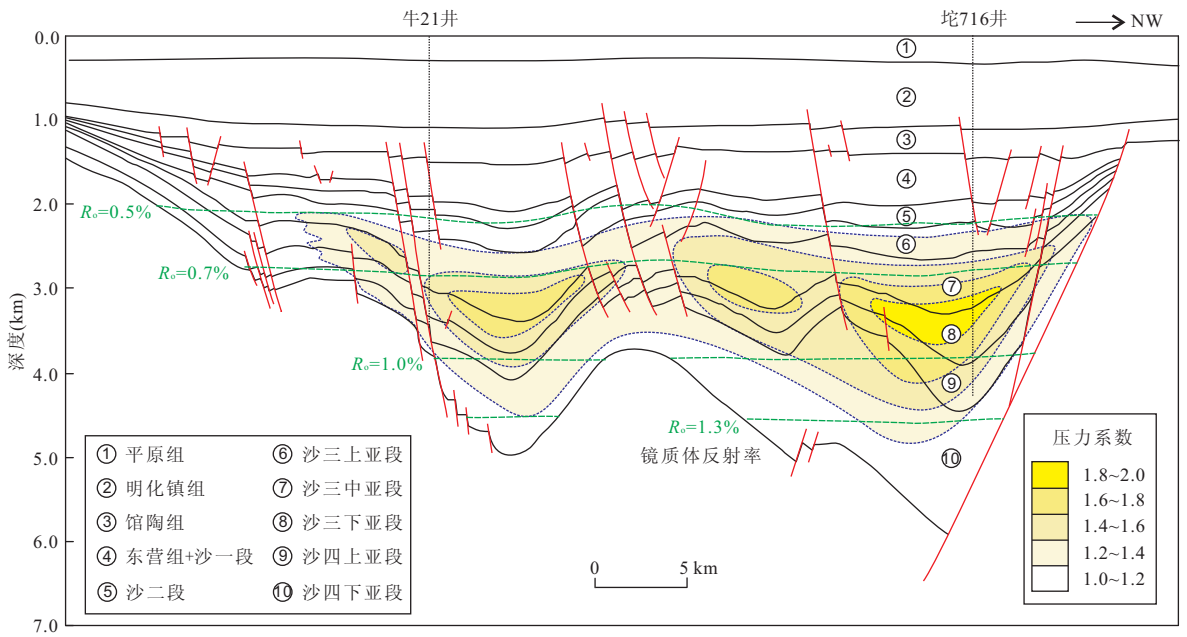


图 7 利用地震速度计算的压力系数与模拟计算的镜质体反射率剖面图(剖面位置见图 6)
 Fig. 7 Profile of pressure coefficients using seismic velocity and vitrinite reflectances by basin modeling

是矿化度由 100 g/L 增加到大于 200 g/L 的突变面,而且地层水型为氯化钙(CaCl₂)型,可能说明埋深大于 2 200 m 的岩层封闭超压有效.而沙三一四段地层中超压系统的底界封闭条件可能与沙四下亚段发育的多套膏盐层有关,根据少量的实测压力数据、泥岩声波时差和地震层速度显示,推测在沙四下亚段地层压力逐渐过渡为常压层.沙三一四段超压系统的侧向封闭主要取决于东营凹陷发育的边界断裂系统和凹陷内的众多的北东走向的断裂带的封闭与开启性,断裂带有时是侧向封堵的条件,因而有时可发现断裂带两侧超压幅度具有明显的差异,断裂系统常常是洼陷中超压体的边界条件;断裂带又是超压垂向泄压和流体流动的通道,因此有时可发现断裂带附近压力系数变小,从而伴随超压顶面深度变浅.另外,沙三一四段地层中泥质烃源岩的生油增压过程中周期性的垂向破裂流体排出和泄压,砂泥岩互层的面体接触式超压持续传递,断裂带线状沟通深部超压侵入相对浅层的砂岩,砂岩输导层中的异地超压连续层状和阶梯状传递等都在某种程度上控制和影响了东营凹陷大规模超压体的分布特征.

东营凹陷超压系统分布特征从平面上看,超压体主要发育在各深洼区范围;从垂向上看,深度在 2 800~4 500 m(地温在 116~172 ℃,R_o 在 0.7%~1.2%)的范围超压幅度明显增大,压力系数>1.6;沙三一四段地层中成熟泥质烃源岩的累积厚度、埋深及热成熟度是控制东营凹陷沙三一四段大规模超压系

统发育和分布特征的主要因素;封闭条件、断裂分布及作用以及生油增压幕式排放和超压输导与传递方式是造成东营凹陷大规模超压系统纵、横向分布复杂性及局部异常变化特征的主要影响因素,东营凹陷沙三一四段大规模超压发育与整体分布特征具有较明显的宏观规律可循,但也存在较复杂的局部变化.

6 结论

东营凹陷钻井实测砂岩压力和测井资料揭示东营凹陷沙三一四段现今大规模超压系统主要分布深度在 2 200~4 400 m,剩余压力在 4~40 MPa,压力系数为 1.2~1.99;在超压带具有高声波时差和低地震层速度响应特征,这种地球物理现象很可能是由于沙三一四段泥质烃源岩生油增压作用导致岩石有效应力减小而直接引起声波传播速度降低,因此可利用超压地层的这种高声波时差和低地震速度异常预测东营凹陷大规模的超压系统分布.

利用测井解释和地震层速度计算结合实测压力校正得到了东营凹陷沙三一四段现今大规模超压系统分布特征的整体认识.沙三中、下亚段—沙四上亚段为烃源岩发育层系,声波测井资料反映沙三一四段泥质烃源岩普遍发育异常高压,为超压源层;超压幅度随着烃源岩层系的埋深加大而明显增加,并在埋深>4 000~4 500 m 时,超压幅度开始明显减小;

超压体主要发育在各深洼区沙三—四段地层中成熟生油的烃源岩层系范围,埋深在 2 500~4 500 m 和地温在 100~170 °C 及 R_o 在 0.6%~1.2% 范围的沙三中、下亚段—沙四上亚地层超压幅度大,剩余压力在 10~40 MPa,压力系数在 1.4~2.0。超压系统顶界面埋深变化在 2 200~2 900 m,对应压力系数约为 1.2,地温在 90~120 °C, R_o 在 0.5%~0.7%;超压顶界面深度随着烃源岩层系顶界埋深的增加而增加,各洼陷中心超压顶面埋深大,而向周围变浅。东营凹陷各深洼陷区为超压发育中心,利津洼陷超压相对最发育、民丰洼陷和牛庄洼陷次之,博兴洼陷发育规模相对较小。

东营凹陷沙三中、下亚段—沙四上亚段成熟泥质烃源岩的累积厚度、埋深及热成熟生油作用可能是其大规模超压体发育幅度和整体分布特征的主导因素。研究表明成熟烃源岩累积厚度大,热演化程度 R_o 在 0.7%~1.2% 的区域控制了超压大规模发育的主体区带,超压发育区与沙三中、下亚段—沙四上亚段烃源岩的生油及增压作用有明显的成因联系,断裂构造带为主要泄压区,断裂启闭性和砂泥岩互层封闭条件、砂岩输导层、超压释放和传递方式对东营凹陷沙三—四段地层中现今大规模超压系统的分布和结构特征具有重要影响。

References

- Bao, X. H., Hao, F., Fang, Y., 2007. Evolution of geopressure field in Niuzhuang sag in Dongying depression and its effect on petroleum accumulation. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 32(2): 241—246 (in Chinese with English abstract).
- Bowers, G. L., 1995. Pore-pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. *SPE Drilling and Completion*, 10(2): 89—95. doi: 10.2118/27488-PA
- Carcione, M. J., Helle, H. B., Pham, N. H., et al., 2003. Pore pressure estimation in reservoir rocks from seismic reflection data. *Geophysics*, 68(5): 1569—1579. doi: 10.1190/1.1620631
- Chen, Z. H., Zha, M., 2006. Over-pressure fluid compartment and hydrocarbon migration, accumulation in Dongying depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 24(4): 607—614 (in Chinese with English abstract).
- Chillingar, G. V., Serebryakov, V. A., Robertson, J. O., 2002. Origin and prediction of abnormal formation pressures. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam.
- Fillippone, W. R., 1982. Estimation of formation parameters and the prediction of overpressure from seismic data. Presented at the SEG Research Symp. Geopressure Studies, Dallas, TX, Paper R1. 4, 17—21.
- Guo, R. T., Wang J. B., Gao, X. L., et al., 2003. Evaluation of laser probe technology maturity of source rocks—a case study of source rocks in Dongying depression. *Progress in Natural Science*, 13(6): 626—630 (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—Journal of China University of Geosciences*, 36(6): 55—65 (in Chinese with English abstract).
- He, S., He, Z. L., Yang, Z., et al., 2009. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic Formation in the central part of Junggar basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(3): 457—470 (in Chinese with English abstract).
- Hermanrud, C., Wensaas, L., Teige, G. M. G., et al., 1998. Shale porosities from well logs on Haltenbanken (Offshore Mid-Norway) show no influence of overpressuring. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., Abnormal pressures in hydrocarbon environments. *AAPG Memoir*, 70: 65—85.
- Jiang, Q. G., Li, Z. M., Zhang, C. M., et al., 2008. Characteristics of light hydrocarbons of source rocks in Dongying depression. *Geological Science and Technology Information*, 27(5): 87—91 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H., Cao, Yi. C., Jiang, Z. X., et al., 2008. Distribution characteristics of evaporates and formation pressure of the fourth member of the Shahejie Formation in the Dongying sag, the Bohai Bay basin. *Oil and Gas Geology*, 30(3): 287—293 (in Chinese with English abstract).
- Liu, X. F., Xie, X. N., 2003. Study on fluid pressure system in Dongying depression. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 28(1): 78—85 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, G. Q., Ling, Y., Fan, H. H., 2003. The characteristics and distribution of abnormal pressure in the Paleogene

- source rocks of Dongying sag. *Petroleum Exploration and Development*, 30(3):71—75(in Chinese with English abstract).
- Ruth, P. V., Hills, R., Tingate, P., 2004. The origin of overpressure in the Carnarvon basin, western Australia: implications for pore pressure prediction. *Petroleum Geoscience*, 10:247—257. doi: 10.1144/1354-079302-562
- Sui, F. G., 2004. Geological scientific research institute of Shengli oil field. *Journal of the University of Petroleum*, 28(3):17—21(in Chinese with English abstract).
- Teige, G. M. G., Hermanrud, C., Wensaas, L., et al., 1999. The lack of relationship between overpressure and porosity in North Sea and Haltenbanken shales. *Marine and Petroleum Geology*, 16(4):321—335. doi: 10.1016/S0264-8172(98)00035-X
- Tingay, M. R. P., Hillis, R. R., Swarbrick, R. E., et al., 2009. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram Province, Brunei. *AAPG Bulletin*, 93(1):51—74. doi: 10.1306/08080808016
- Wang, B. J., He, S., Song, G. Q., et al., 2012. Effective stress characteristics of different overpressured origins in Dongying depression of the Bohai Bay basin, China. *Geological Science and Technology Information*, 31(2):72—79(in Chinese with English abstract).
- Winthagen, P. L. A., Verweij, J. M., 2003. Estimating regional pore pressure distribution using 3D seismic velocities in the Dutch Central North Sea Graben. *Journal of Geochemical Exploration*, 78—79:203—207. doi: 10.1016/S0375-6742(03)00106-7
- Xie, X. N., Bethke, C. M., Li, S., et al., 2001. Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying depression of Bohaiwan basin, China. *Geofluids*, 1(4):257—271. doi: 10.1046/j.1468-8123.2001.00017.x
- Xie, X. N., Li, S. T., Liu, X. F., et al., 2006. Basin fluid dynamics in abnormally pressured environments. China University of Geosciences Press, Wuhan(in Chinese).
- Yang, J., He, S., Wang, B. J., 2009. Control of pressure system development on reservoir formation in the Dongying sag, Shengli oilfield, East China. *Geological Science and Technology Information*, 28(4):34—40(in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. W., Zhang, L. Y., Zhang, S. C., et al., 2009. Formation of abnormal high pressure and its application in the study of oil-bearing property of lithologic hydrocarbon reservoirs in the Dongying sag. *Chinese Science Bulletin*, 54(11):1570—1578(in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Zhang, L. Y., Zha, M., 2010. Control of pressure system development on reservoir formation in the Dongying sag, Shengli oilfield, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(3):289—296(in Chinese with English abstract).
- Zhao, G. X., 2008. Study of the abnormal high pressure in hydrocarbon source rocks—taking paleogene in the Dongying sag, the Bohai bay basin as an example. *Petroleum Geology and Example*, 30(4):340—344(in Chinese with English abstract).
- Zheng, H. R., Huang, Y. L., Feng, Y. L., 2000. Anomalous overpressure system of early Tertiary in Dongying depression and its petroleum geology significance. *Petroleum Exploration and Development*, 27(4):67—70(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 鲍晓欢, 郝芳, 方勇, 2007. 东营凹陷牛庄洼陷地层压力演化及其成藏意义. *地球科学——中国地质大学学报*, 32(2):241—246.
- 陈中红, 查明, 2006. 东营凹陷流体超压封存箱与油气运聚. *沉积学报*, 24(4):607—614.
- 郭汝泰, 王建宝, 高喜龙, 等, 2003. 应用激光探针技术评价烃源岩成熟度——以东营凹陷生油岩研究为例. *自然科学进展*, 13(6):626—630.
- 郭小文, 何生, 宋国奇, 等, 2011. 东营凹陷生油增压成因的证据. *地球科学——中国地质大学学报*, 36(6):55—65.
- 何生, 何治亮, 杨智, 等, 2009. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(3):457—470.
- 蒋启贵, 李志明, 张彩明, 等, 2008. 东营凹陷烃源岩轻烃特征. *地质科技情报*, 27(5):87—91.
- 刘晖, 操应长, 姜在兴, 等, 2008. 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组四段膏盐层及地层压力分布特征. *石油与天然气地质*, 30(3):287—293.
- 刘晓峰, 解习农, 2003. 东营凹陷流体压力系统研究. *地球科学——中国地质大学学报*, 28(1):78—85.
- 邱桂强, 凌云, 樊洪海, 2003. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律. *石油勘探与开发*, 30(3):71—75.
- 隋风贵, 2004. 东营断陷盆地地层流体超压系统与油气运聚成藏. *石油大学学报(自然科学版)*, 28(3):17—21.
- 王冰洁, 何生, 宋国奇, 等, 2012. 东营凹陷不同超压成因的有效应力特征. *地质科技情报*, 31(2):72—79.
- 解习农, 李思田, 刘晓峰, 等, 2006. 异常压力盆地流体动力学. 武汉:中国地质大学出版社.
- 杨姣, 何生, 王冰洁, 2009. 东营凹陷牛庄洼陷超压特征及预测模型. *地质科技情报*, 28(4):34—40.
- 张善文, 张林晔, 张守春, 等, 2009. 东营凹陷古近系异常高压

的形成与岩性油藏的含油性研究. 科学通报, 54(11): 1570—1578.

东营凹陷古近系为例. 石油实验地质, 30(4): 340—344.

张守春, 张林晔, 查明, 2010. 东营凹陷压力系统发育对油气成藏的控制. 石油勘探与开发, 37(3): 289—296.

郑和荣, 黄永玲, 冯有良, 2000. 东营凹陷下第三系地层异常高压及其石油地质意义. 石油勘探与开发, 27(4):

赵国欣, 2008. 烃源岩层中异常高压研究——以渤海湾盆地

67—70.

《地球科学——中国地质大学学报》 2012 年 第 37 卷 第 6 期 要目预告

内蒙古苏尼特左旗乌日尼图钨钼多金属矿成矿规律及覆盖区找矿	尚恒胜等
内蒙古乌日尼图钨钼矿床成矿流体特征及其地质意义	杨增海等
内蒙古哈什吐钼矿床熔融—流体包裹体特征及硫同位素组成	翟德高等
福建漳平洛阳铁矿床成岩成矿年代学及其地质意义	张 达等
二维混合场的各向异性尺度不变性量化方法及其应用	曹 黎等
两种新的改进证据权模型	张道军等
白音诺尔矿区土壤地球化学纵向迁移特征	谢淑云等
西拉木伦河北岸斑岩型钼矿含矿岩体研究: 以敖仑花钼矿花岗闪长岩体为例	杨永强等