

doi:10.3799/dqkx.2011.114

东营凹陷生油增压成因证据

郭小文¹, 何生^{1*}, 宋国奇², 王学军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. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司, 山东东营 257001

摘要: 东营凹陷沙四段和沙三段普遍存在异常高压, 泥岩声波时差对超压具有很好的响应关系, 超压段均对应异常高的声波时差值, 而且泥岩声波时差随着岩石颗粒垂直有效应力的减小而增加。利用东营凹陷丰富的测井、测试和地质资料综合分析超压成因, 在确定超压泥岩和砂岩均属于正常压实的基础之上, 提出生油作用为超压的主要成因机制。主要证据有: (1) 超压泥岩不具有异常低密度特征; (2) 超压段泥岩密度与岩石颗粒垂直有效应力缺少线形关系; (3) 东营凹陷超压砂岩不具有异常高的原生孔隙度和地温梯度; (4) 超压顶界面深度范围为 2 000~3 000 m, 随着烃源岩埋深的增加而增大, 所对应的成熟度 R_o (%) 为 0.50%~0.75%, 温度大约为 87~123 °C; (5) 超压烃源岩现今仍具有很强的生油能力; (6) 超压带内钙质泥岩的存在使超压具有很好的压封闭条件; (7) 烃源岩中发育大量的裂缝; (8) 超压储层主要为油层或者油水同层, 水层很少。东营凹陷砂岩超压主要是由烃源岩中排出的高压流体运移至储层中而发生超压传递造成的。

关键词: 东营凹陷; 超压成因; 压实不均衡; 生油增压; 石油地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2011)06-1085-10

收稿日期: 2011-03-10

Evidences of Overpressure Caused by Oil Generation in Dongying Depression

GUO Xiao-wen¹, HE Sheng^{1*}, SONG Guo-qi², WANG Xue-jun², WANG Bin-jie¹, LI Na¹, LUO Sheng-yuan¹

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

2. Sinopec Shengli Oilfield Co. Ltd., Dongying 257001, China

Abstract: Overpressures are common in the third member and the fourth member of Shahejie (E_{s3} and E_{s4}) Formations of Dongying depression. The sonic log displays an obvious response to the overpressure from which the overpressured mudstones have higher acoustic travel time and the acoustic travel time of the normally pressured and overpressured mudstones is reduced with increasing vertical effective stress. In this paper, large numbers of well-log, tests and geological data in Dongying depression are used to determine the origin of overpressure. We put forward that the oil generation is the major overpressure mechanism based on the confirmation of that the overpressured sediments are normal compaction. It is supported by the following evidences: (1) The overpressured mudstones exhibit no anomalous low density; (2) There is apparent lack of correlation between mudstone densities and effective vertical stress; (3) The overpressured reservoir sandstones show neither anomalous high matrix porosities nor anomalous geothermal gradient; (4) The depths to the top of the overpressure range from 2 000 m to 3 000 m, increasing with the increased source rocks depths and the temperatures for the top of overpressure zones are approximately 87–123 °C corresponding to an estimated vitrinite reflectance (R_o) of 0.5%–0.75%; (5) The overpressured source rocks are still capable of oil generation; (6) There are good conditions for overpressure seals because of the calcareous mudstones; (7) There are large numbers of microfractures in the source rocks; (8) The overpressured reservoirs are predominantly oil saturated or oil-bearing and overpressured water reservoirs are rare. It is concluded that overpressures in the reservoir rocks are generated by the fluid transmission from the overpressured source rocks.

Key words: Dongying depression; overpressure mechanisms; compaction disequilibrium; oil generation overpressure; petroleum geology.

基金项目: 国家油气重大专项 (No. 2008ZX05006); 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室开放基金 (No. TPR-2009-07).

作者简介: 郭小文 (1980—), 男, 在站博士后, 主要从事油气地质方面研究。E-mail: cugxw@163.com

* **通讯作者:** 何生, E-mail: shenghe@cug.edu.cn

0 引言

孔隙流体异常高压是沉积盆地中普遍存在的现象,与油气生成、运移、聚集具有密切关系.超压的发育与多种因素有关,对于非挤压型盆地,压实不均衡和烃类生成是可以独立形成大规模超压的两种主要机制.东营凹陷古近系沙四段和沙三段普遍存在异常高压(邱桂强等,2003),实测压力系数最大可达1.99.对东营凹陷异常高压成因机制不同学者持不同观点,不同成因机制的超压对油气运移和聚集的影响具有较大的差异.已有的研究认为东营凹陷下第三系异常高压成因机制有:(1)由压实不均衡、黏土矿物脱水、烃类生成和水热增压共同作用形成(卓勤功,2005);(2)主要由压实不均衡作用形成(隋风贵,2004);(3)以压实不均衡为主,烃类生成作用为辅(Xie *et al.*, 2001);(4)由压实不均衡和烃类生成共同作用形成(万晓龙等,2004;陈中红和查明,2006;鲍晓欢等,2007);(5)东营末期地层抬升剥蚀之前异常压力的形成以欠压实为主,而在剥蚀之后以生烃增压为主(张善文等,2009).压实不均衡被认为是东营凹陷超压形成的一个重要成因机制.其主要证据有异常高的声波时差,很少见到高孔隙度、低密度等.但在超压段存在异常高的声波时差不一定都是由于欠压实引起的(Hermanrud *et al.*, 1998; Teige *et al.*, 1999),对于由象烃类生成所形成的异常高孔隙度流体压力可导致岩石骨架颗粒间有效应力的减小,从而直接引起岩石的声波速度降低,也会出现高声波时差响应特征,而与欠压实无关(何生等,2009).生烃增压不像由压实不均衡所形成的超压那样具有特定的判断依据,需要综合多方面资料进行判断.由于东营凹陷沙三段和沙四段烃源岩有机质类型主要为I型和II₁型,以生油为主,生油作用可能成为东营凹陷现今超压形成的主要成因机制.因此,本研究将从多方面资料论证东营凹陷现今生油增压主要成因机制,并提出相关证据.

1 区域地质概况

东营凹陷位于渤海湾盆地济阳拗陷东南部,是济阳拗陷的一个次级构造单元,是在古生代基岩古地形背景上经构造运动发育起来的中、新生代断陷—凹陷湖盆.凹陷东接青坨子凸起,南部地层与鲁西隆起、广饶凸起呈超覆接触,西与惠民凹陷毗邻,

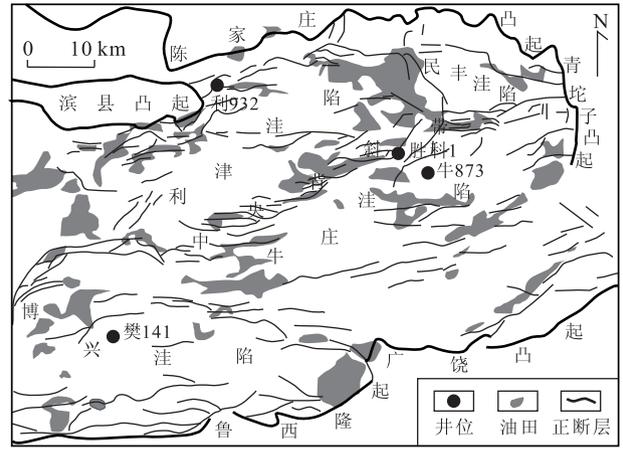


图 1 东营凹陷构造单元划分及油田分布

Fig. 1 Map showing the tectonic subdivisions and the distribution of the oil fields in Dongying depression

北以滨县凸起和陈家庄凸起为界(图1),面积约5700 km²,是我国东部典型的新生代产油断陷盆地,是我国油气资源丰度大、勘探程度高的地区之一.东营凹陷总体呈北断南超、东陡西缓的典型箕状断陷盆地形态.凹陷内的北部陡坡带、中央背斜带和南部缓坡带3个正向二级构造带将东营凹陷分割成利津、民丰、牛庄和博兴4个洼陷.自第三系开始,东营凹陷经历了裂陷期和坳陷期2个主要演化阶段,沉积了下第三系孔店组(Ek)、沙河街组(Es)、东营组(Ed)、上第三系馆陶组(Ng)、明化镇组(Nm)和第四系平原组(Qp)6套地层.其中以沙河街组湖相沉积分布最为广泛,其中沙四段和沙三段的油页岩和泥岩为本区主要的烃源岩,有机质丰度高,有机质类型主要为I型和II₁型,以生油为主,而且普遍发育超压.丰富的测井、测试和地质资料是揭示东营凹陷超压成因的基础.

2 砂岩超压特征

对于渗透性比较好的砂岩,实测地层压力(如DST、RFT和MDT)资料是用来反映超压信息最可靠的证据.东营凹陷是高勘探程度地区,已钻探井2000多口,大量的实测压力资料可以很好地反映砂岩异常高压特征.东营凹陷沙四段和沙三段1096个实测压力(DST)数据与深度关系反映沙四段和沙三段大部分砂岩现今存在超压(压力系数>1.2),而且随着深度的增加超压强度明显增大(图2).沙四段异常高压出现的深度在2200 m以下,2200 m以

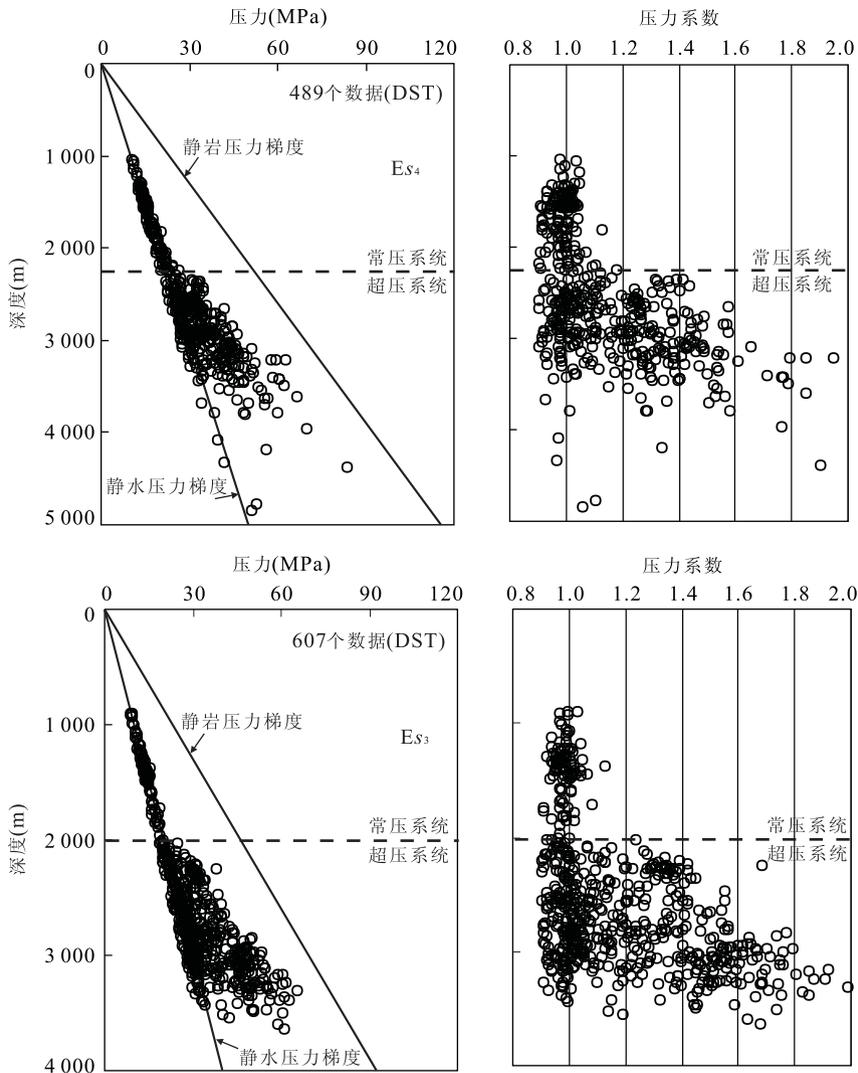


图 2 东营凹陷沙三段和沙四段砂岩实测地层压力和压力系数与深度关系

Fig. 2 Plots of measured pore pressures and pressure coefficients versus depth in the Es₃ and Es₄ Formations of Dongying depression

上属于常压系统,以下为超压系统.异常高压出现的深度范围大约为 2 200~4 500 m,压力系数大于 1.6 的点出现在 3 000 m 以下,最大压力系数可达 1.95,对应的深度为 3 209 m.沙三段地层异常高压发育的深度范围大约为 2 000~3 800 m,压力系数最大为 1.99,对应的深度为 3 310 m,在地层埋深为 2 800 m 的地方可见压力系数大于 1.6 的点.

3 超压测井响应特征

测试方法只能获得渗透性地层的压力数据,且测压数据很有限,对于像泥岩这样的非渗透性地层可以利用超压对测井的响应特征结合渗透性地层的实测资料来确定是否存在异常高压.已有的研究表明超压带一般具有异常高的声波时差和低电阻率

(Hermanrud *et al.*, 1998; Teige *et al.*, 1999; 何生等,2009),对于由欠压实引起的超压段还具有异常高的孔隙度和低密度特征.因此,本文主要利用声波时差、电阻率和密度资料结合砂岩实测压力研究东营凹陷泥岩在纵向上的超压响应特征.在东营凹陷不同构造单元选取了利 932、牛 873 和樊 141,3 口典型单井分析测井对超压的响应特征,井位分布如图 1 所示.图 3 为东营凹陷 3 口典型单井泥岩声波时差、电阻率、密度和井径与深度关系图.实测压力系数显示,在这 3 口典型单井中均存在异常高压.

声波测井较密度测井、电阻率测井等受井眼、地层条件等因素影响较小,而且资料较齐全,精度比较高,因此选用声波时差反映地层压力特征具有代表性和普遍性.东营凹陷 3 口单井泥岩声波时差随深度变化特征与正常压实泥岩声波时差特征相比明显

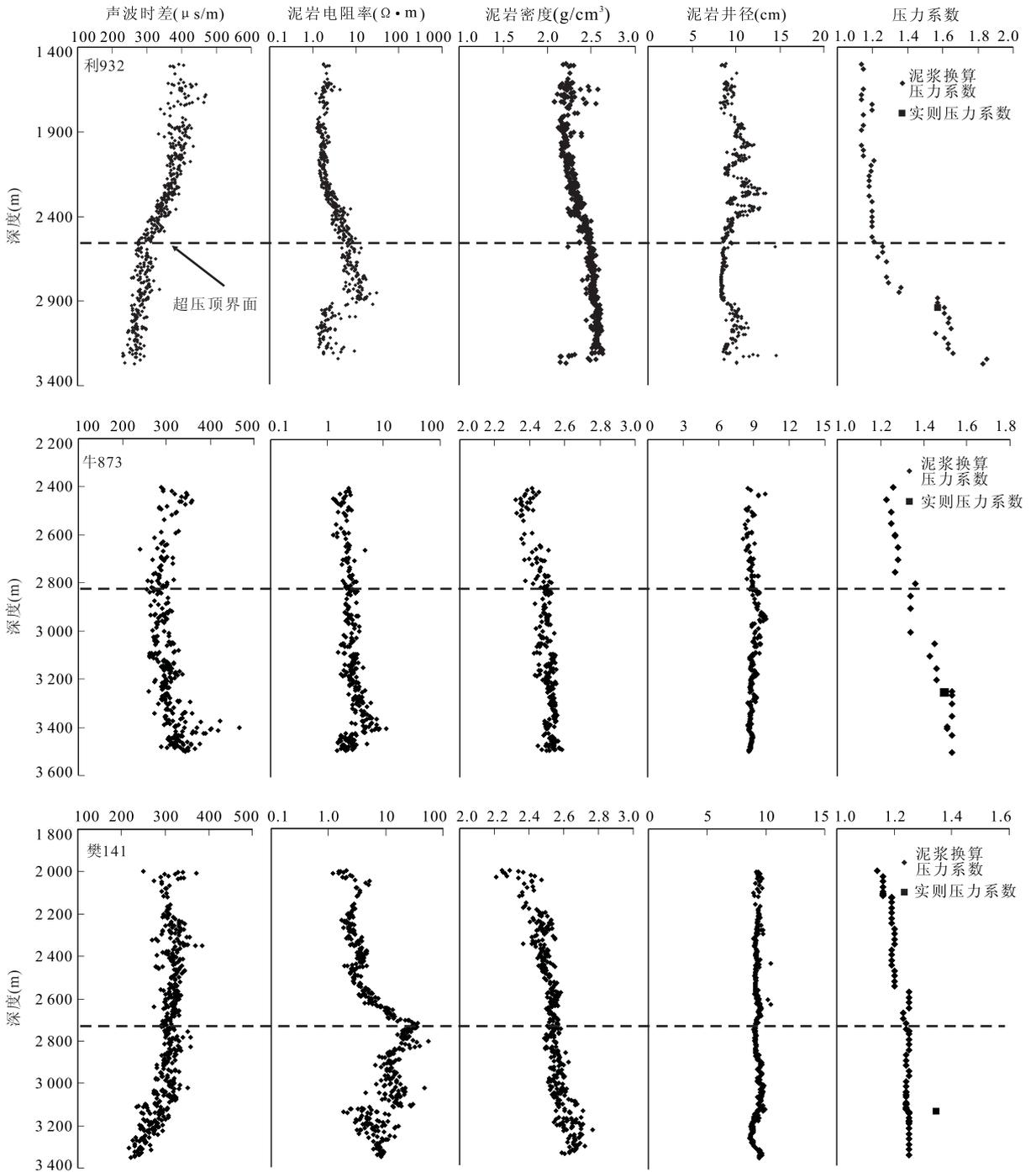


图 3 东营凹陷典型井泥岩声波时差、电阻率、密度和井径与深度关系

Fig. 3 Profiles of sonic transit times, resistivity, density and caliper of mudstones versus depth for the representative wells in Dongying depression

不同,可以按照其变化特征划分为 3 种类型:第 1 种类型以利津洼陷的利 932 井为代表,泥岩声波时差在超压顶界面上下均随深度的增加而减小,但减小的趋势不同.在超压顶界面以下,泥岩声波时差减小的趋势比较慢,而且与正常泥岩声波时差相比明显偏大.第 2 种类型以牛庄洼陷的牛 873 井为代表,其

特征为上段泥岩声波时差随深度增加而减小,为常压段;下段却随深度增加而增大,为超压段,超压顶界面解释为 2 850 m.樊 141 泥岩声波时差与深度变化关系属于第 3 种类型,泥岩声波时差先随深度增加而减小,为常压段;再随深度增加而增大或者基本不变,为超压段;最后又随深度增加而减小.但相对

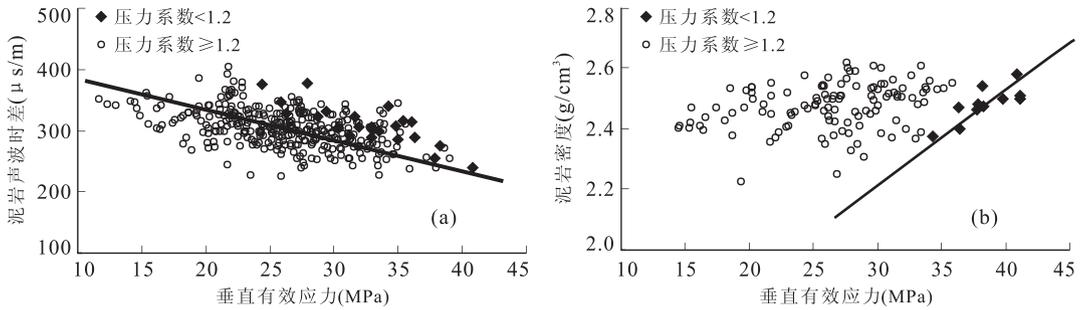


图4 东营凹陷泥岩声波时差(a)和密度(b)与有效应力关系

Fig. 4 Plots of sonic transit times (a) and density versus depth (b) in Dongying depression

正常压实, 声波时差偏大也为超压段. 因此泥岩声波时差对超压响应比较明显, 超压段具有异常高的声波时差, 而且超压顶界面可以利用泥岩声波识别. 泥岩声波时差与垂直有效应力的关系也反映超压对声波时差的明显响应特征. 超压地层中由于孔隙流体压力高于静水压力, 因此岩石颗粒间的有效应力减小. 选取东营凹陷具有明显发育超压的 289 口井计算测压点有效应力, 计算上覆地层压力时取岩石平均密度为 2.31 g/cm^3 , 孔隙流体压力采用砂岩实测压力值, 统计砂岩附近的泥岩声波时差, 得到泥岩声波时差与有效应力的关系如图 4 所示. 无论是正常压力(压力系数 < 1.2)还是超压(压力系数 ≥ 1.2)的泥岩声波时差均随着有效应力的增加具有明显减小的趋势.

泥岩电阻率对超压的响应却没有呈现比较好的规律性, 3 口井中只有樊 141 井异常高泥岩声波时差对应异常低的电阻率, 其他井对超压的响应都比较复杂, 与声波时差没有明显的对应关系. 利 932 井和牛 873 井超压段泥岩电阻率先增大再减小, 开始减小的深度与超压顶界面没有对应关系. 电阻率对超压响应的复杂性可能主要是受岩性变化的影响. 如牛 873 井 2 900~3 400 m 为钙质泥岩和油页岩发育段, 所对应的电阻率均随深度增加而变大. 钙质泥岩和油页岩孔隙度相对较低, 且含油饱和度比较高都可以使电阻率变大.

密度测井可以用来预测由压实不均衡所形成的超压, 但受扩径的影响比较大. 所选取的东营凹陷的 3 口单井均显示泥岩密度在超压段没有变小的特征, 与声波时差不具有对应关系. 所有井的密度均随深度的增加而增大, 局部具有低密度现象主要是由于受扩径的影响. 如利 932 井异常低密度段具有明显的扩径现象, 而与异常高的声波时差也没有对应关系. 所以密度对东营凹陷超压也没有明显的响应.

4 压实不均衡

对于如东营凹陷这样的非挤压型盆地, 压实不均衡和烃类生成是可以独立形成大规模超压的 2 种主要机制. 压实不均衡是指沉积物在快速沉积埋藏过程中, 由于孔隙水未能及时排出而阻止岩石被压实, 从而使岩石颗粒之间保持相对比较低的有效应力, 导致沉积物孔隙流体压力增加, 超压层具有高孔隙度和低密度特征. 东营凹陷单井显示超压段对应异常高的声波时差, 但不具有低密度的特征(图 3), 属于正常压实. 超压地层中由于孔隙流体压力高于静水压力, 因此岩石颗粒间的垂直有效应力减小. 如果是由压实不均衡形成的超压地层, 岩石的孔隙度将随着垂直有效应力的增加而减小, 密度将变大; 而对于由于生烃作用形成的超压地层, 岩石颗粒间的垂直有效应力虽然减小, 但孔隙度却不会变大, 密度也不会变小, 所以可以采用泥岩孔隙度和密度与有效应力的关系分析超压成因. 东营凹陷泥岩声波时差和密度关系显示(图 4), 对于正常压力泥岩, 密度随垂直有效应力的增加而增大. 相同密度的正常压力泥岩和超压泥岩, 正常压力泥岩有效应力偏大, 而对于超压泥岩, 密度与有效应力却没有任何关系, 相同密度条件下垂直有效应力变化范围很大. 说明东营凹陷超压并没有使泥岩维持相对低的密度, 因而不具有欠压实特征.

反映超压地层是否存在欠压实现象的另一个参数是岩石孔隙度. 泥岩这类非渗透性岩石一般很难获得实测孔隙度资料; 而砂岩虽然可能发育次生溶蚀孔隙会呈现异常高的孔隙度, 但砂岩铸体薄片可以区分原生孔隙与次生孔隙, 其原生孔隙度随深度的变化可以用来指示地层是否存在欠压实现象. 东营凹陷孔店组、沙四段、沙三段和沙二段共 1 301 个砂岩铸体薄片原生孔隙度与深度关系(图 5)显示,

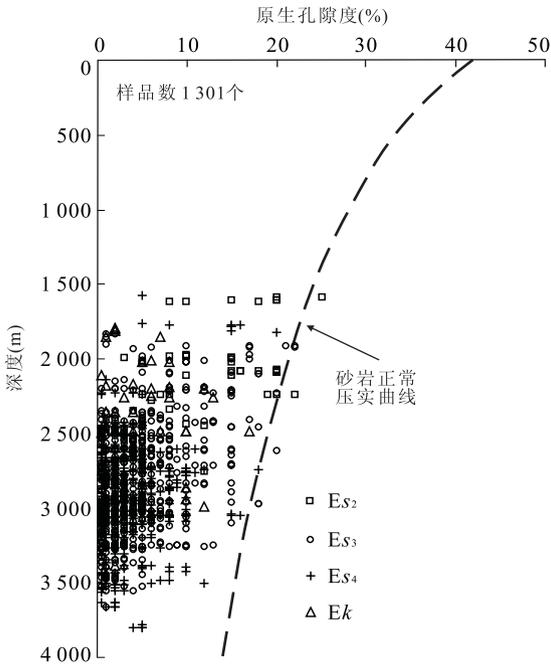


图 5 东营凹陷砂岩原生孔隙度与深度关系

Fig. 5 Relationship between the genetic porosity of the sandstones and depth in Dongying depression

东营凹陷砂岩没有发育异常高的原生孔隙带。与砂岩正常压实孔隙度相比,只有 2 个沙二段砂岩样品原生孔隙度稍微偏高,绝大多数砂岩样品原生孔隙度偏低,说明东营凹陷砂岩也不具有欠压实特征。

如果压实不均衡是东营凹陷的主要成因机制,那

超压地层应该具有异常高的孔隙度从而具有相对较低的岩石热导率,因此相对常压系统,超压系统具有相对较高的地温梯度。因为地温梯度主要取决于热流和岩石热导率,而在同一凹陷其热流值应该保持相对稳定,因此地温梯度大小主要受岩石热导率的影响,会随着岩石热导率的减小而增大,岩石热导率是岩石骨架热导率和孔隙流体热导率的综合反映,但岩石骨架热导率明显高于孔隙流体(水和油)热导率,所以岩性相同的岩石热导率主要受孔隙度的影响,进而影响地温梯度。实测地层温度(DST)资料显示东营凹陷常压砂岩(压力系数 <1.2)和超压砂岩(压力系数 ≥ 1.2)地温梯度相似(图 6)。常压砂岩反映东营凹陷平均地温梯度为 $3.6\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,超压砂岩反映东营凹陷平均地温梯度为 $3.62\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ 。超压砂岩不具有高的地温梯度因此不具有异常高的孔隙度,也说明东营凹陷超压砂岩不存在欠压实现象。因此,超压泥岩和砂岩都不具有欠压实特征,说明压实不均衡不是东营凹陷超压的主要成因。

5 超压层特征

东营凹陷超压砂岩和泥岩都不具有欠压实的特征,而且沙三段和沙四段烃源岩有机质类型主要为 I 型和 II₁ 型,以生油为主,因此石油生成应该是东营凹陷超压主要成因机制。虽然生油增压不像由压

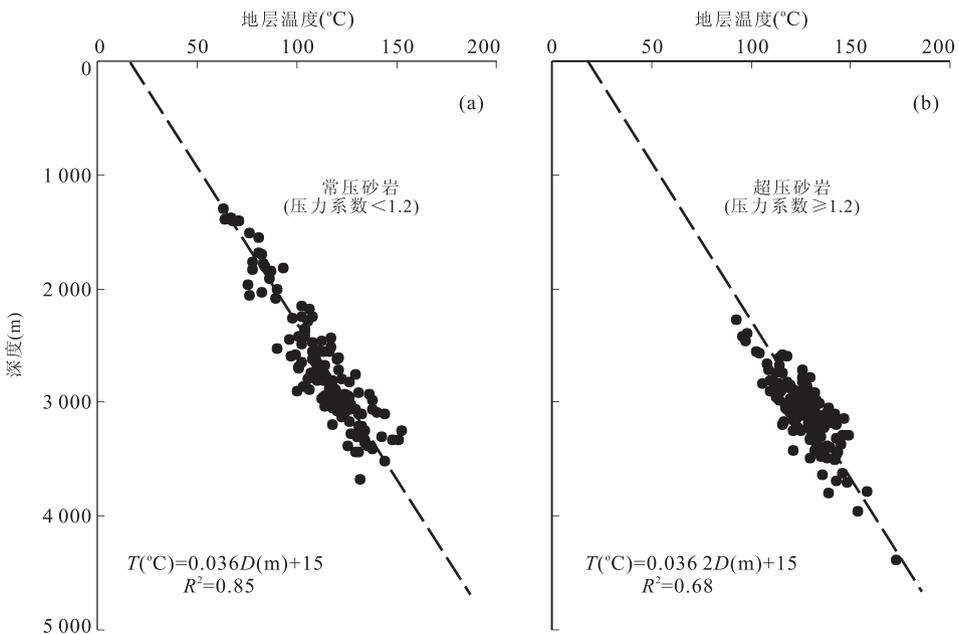


图 6 东营凹陷实测地层温度与深度关系

Fig. 6 Plots of measured temperatures versus depth in Dongying depression

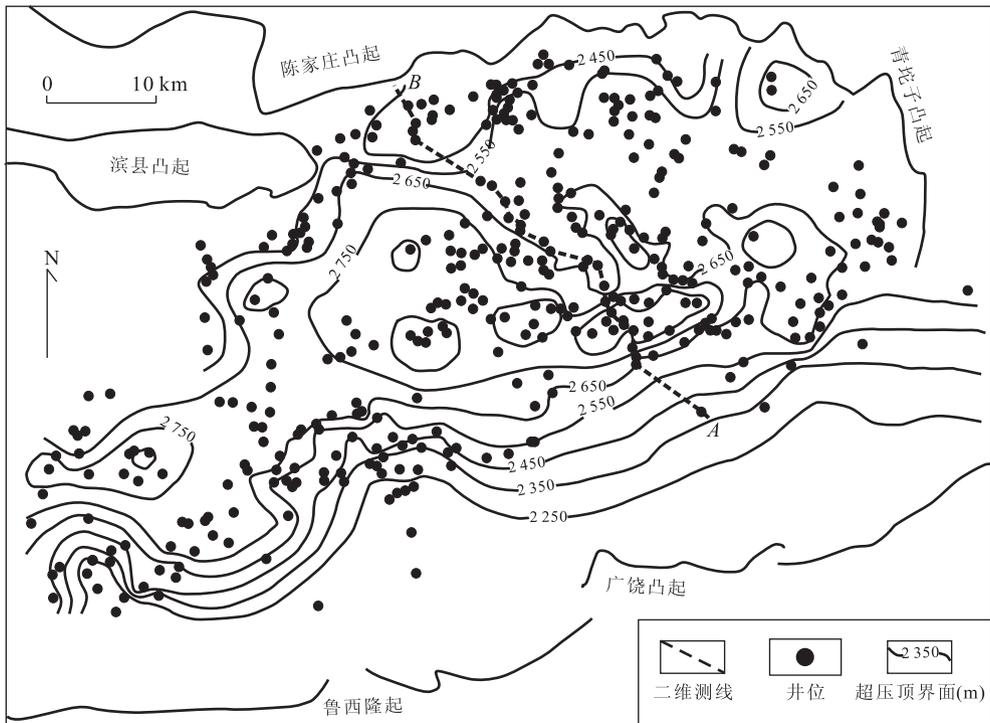


图 7 东营凹陷超压顶面等值线

Fig. 7 Contour map of the depth to the top of the overpressure zone from 352 wells in the Dongying depression

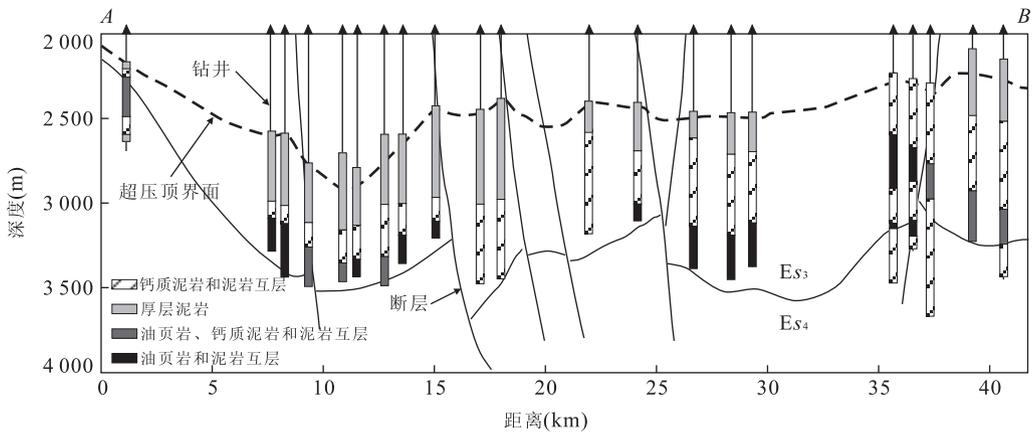


图 8 东营凹陷剖面 AB 地层展布、超压顶界面和超压段岩性分布特征

Fig. 8 Cross Section AB in Dongying depression showing the top of the overpressure zone and the distributions of the mudstones, calcareous mudstones and oil shales

实不平衡所形成的超压那样具有特定的判断依据,但存在一些特殊的特征 (Meissner, 1976, 1978; Spencer, 1987). 东营凹陷是一个勘探程度很高的地区,丰富的地质资料所显示的一些与超压有关的特征可以证实生油增压为东营凹陷超压的主要成因机制.

5.1 超压顶界面

由于泥岩声波时差对超压具有很好的响应,可以用以确定超压顶面深度. 利用东营凹陷 352 口探井的泥岩声波时差确定超压顶界面深度范围为 2 000~

3 000 m, 东营凹陷超压顶界面深度等值线图显示大部分地区超压顶界面深度均在 2 550 m 以上,在洼陷区和中央背斜带相对比较深,均在 2 650 m 以上,北部陡坡带次之,南部斜坡带最浅,一般小于 2 550 m (图 7), 总体表现出随着烃源岩埋深的增加超压顶界面深度增大的特征. 二维剖面 AB 地层埋藏深度与超压顶界面的关系也反映超压顶界面与沙三段底界具有一致性,随着沙三段底界埋藏深度的变化而变化 (图 8). 从东营凹陷 R_o (%) 和地层温度与深度的关

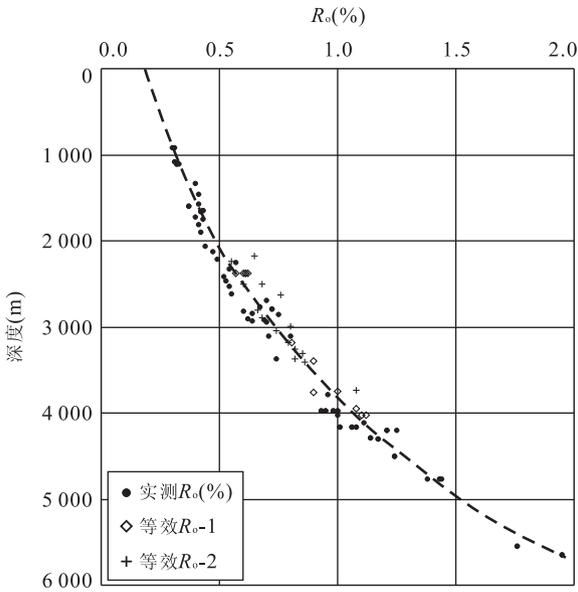


图 9 东营凹陷烃源岩成熟度 R_o 与深度关系

Fig. 9 Plots of maturity of the source rocks versus depth in Dongying depression

注:等效 R_o-1 和 R_o-2 分别据蒋启贵等(2008)和郭汝泰等(2003)数据

系可以看出:2 000 m 所对应的烃源岩成熟度 R_o 为 0.5%,温度为 87 °C;在 2 550 m 处烃源岩成熟度 R_o 为 0.6%,温度为 107 °C;3 000 m 所对应的成熟度 R_o 为 0.75%,温度为 123 °C(图 6 和图 9)。

5.2 烃源岩生烃能力

东营凹陷最主要的烃源岩为沙四上段和沙三下段的油页岩和暗色泥岩,有机质丰度高.为了评价东营凹陷烃源岩生烃能力,模拟了胜科 1 井烃源岩现今生烃特征.模拟过程中,压实模型采用 Falvey and Middleton(1981)提出的倒数模型;现今的热流值采用 Basinmod 模拟软件中的瞬态热流模型计算得

到,再利用 McKenzie(1978)提出瞬时均匀伸展模型恢复其古热流,模拟结果采用实测地层温度和镜质体反射率(R_o)校正;烃源岩成熟度史计算采用 Sweeney and Burnham(1990)提出的 EASY% R_o 模型;生烃史模拟采用 NULL 干酪根生烃动力学模型,设置有机质类型为 I 型,生烃动力学参数使用软件中提供的默认值.模拟的地层温度和成熟度曲线与实测资料相当吻合(图 10),保证了模拟结果的可靠性.胜科 1 井烃源岩生烃模拟结果显示现今烃源岩仍具有很强的生烃能力,以生油为主,生气很少.沙三段顶面现今的生油率为 20 mg/g · TOC,转化率为 4%;在深度为 3 000 m 处,烃源岩的生油率为 40 mg/g · TOC,转化率为 8%;烃源岩大量生油的深度为 3 200~3 800 m,生油率从 50 mg/g · TOC 增加到 44 050 mg/g · TOC,转化率也从 10%增加到 98%。

5.3 超压封闭条件和烃源岩裂缝

封闭条件是超压可以维持的重要因素,如泥岩、页岩、灰岩、膏岩等低渗透率岩石都可以是超压封闭层.东营凹陷超压主要发育在沙三段和沙四段泥岩段内,其主要岩性为灰黑色泥岩、钙质泥岩和油页岩.剖面 AB 上 21 口单井岩性组合特征(图 8)揭示超压段下部为油页岩与泥岩互层或者为油页岩、钙质泥岩和泥岩互层,中部为钙质泥岩和泥岩互层,上部为厚层泥岩,超压顶界面均位于钙质泥岩和泥岩互层或者厚层泥岩段内.钙质泥岩中可能发生过钙质胶结作用而使岩石渗透率降低,使超压具有比较好的封闭条件。

烃源岩岩心观察显示东营凹陷沙三段和沙四段

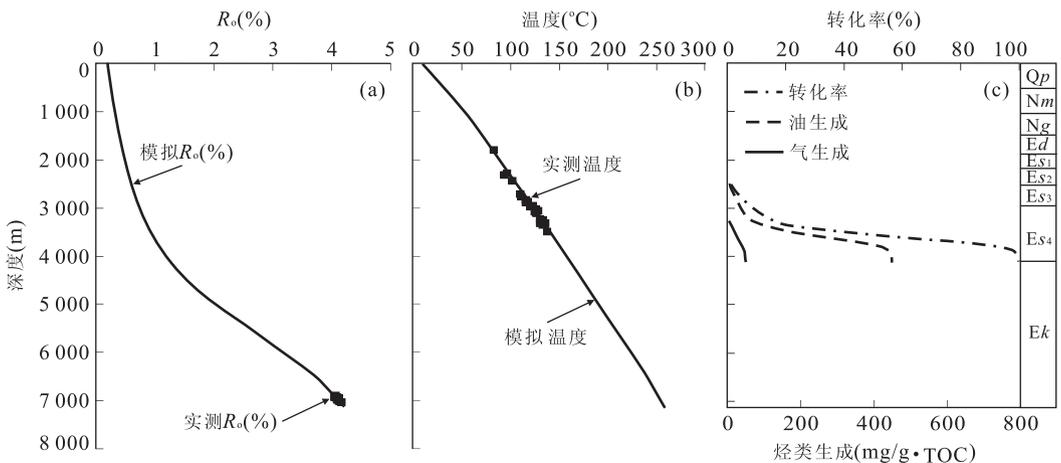


图 10 东营凹陷胜科 1 井模拟结果

Fig. 10 Modelling results for well Shengke1 in the Dongying depression

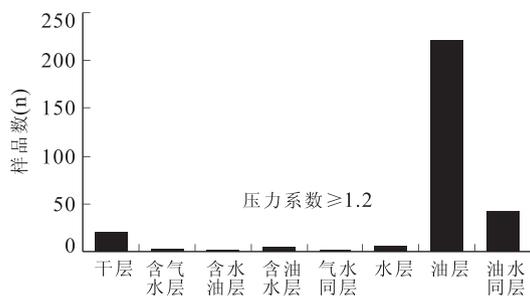


图 11 东营凹陷沙三段和沙四段超压层(压力系数 ≥ 1.2)试油结果直方图

Fig. 11 The distributions of fluid phase for the overpressured reservoirs in the Es_3 and Es_4 Formations of Dongying depression

烃源岩发育大量水平或者垂直甚至与层面斜交的裂缝. 以水平裂缝最普遍, 大部分裂缝中充填有方解石, 而且部分裂缝中具有原油的痕迹; 发育的垂直裂缝相对水平裂缝较少, 部分裂缝中充填有方解石, 部分充填沥青; 与层面斜交的裂缝发育最少, 部分裂缝中充填方解石或者沥青. 烃源岩裂缝中具有油显示说明裂缝可能是烃源岩排烃的主要通道.

5.4 储层超压流体特征

东营凹陷沙三段和沙四段 300 个超压储层试油结果分布(图 11)显示, 东营凹陷超压储层(压力系数 ≥ 1.2)主要为油层, 水层很少, 水层主要为常压. 300 个超压储层试油数据中有 221 个为油层, 占 73.7%; 只有 6 个水层, 所占的比例只有 2%. 在沙三段和沙四段存在 60 个储层试油结果为水层中, 为超压水层的只有 6 个, 常压水层占 90%.

上述特征均显示生油作用为东营凹陷增压主要成因机制. 烃源岩生油使孔隙流体膨胀, 压力增加. 另外, 东营凹陷超压很好的保存条件以及烃源岩的大量生烃作用, 使生油增压量大于流体压力散失量, 从而使超压得以维持. 于是烃源岩排烃成为压力释放的主要方式, 烃源岩中的裂缝便成为烃源岩排烃和压力释放主要通道. 随着烃源岩孔隙流体压力逐渐增大, 当烃源岩内部孔隙流体压力达到岩石破裂压力或者发生构造运动时, 泥岩发生破裂, 产生微裂缝, 流体从烃源岩中排出, 排出的高压流体(包括油和水)运移至储层中而发生超压传递从而使储层形成超压. 包友书等(2008)通过对比牛庄洼陷相同渗透率条件下的岩心含油饱和度与砂体的异常压力的关系发现其含油饱和度与砂体的剩余压力总体上呈正相关关系, 即砂体的剩余压力越大, 其含油饱和度越高, 也说明储层超压主要是压力传递的结果.

6 结论与认识

(1) 泥岩声波时差与超压具有很好的响应关系, 超压段均对应异常高的声波时差值, 随着岩石颗粒有效应力的减小而增加. 泥岩电阻率可能由于受岩性等因素的影响与超压的响应没有呈现比较好的规律性, 而泥岩密度与超压不具有响应关系.

(2) 东营凹陷超压泥岩不具有异常低的密度, 超压泥岩密度随着岩石颗粒有效应力的减小没有增加的趋势, 超压砂岩不具有异常高的原生孔隙度和地温梯度指示东营凹陷超压泥岩和砂岩不存在欠压实特征, 说明压实不均衡不是东营凹陷超压的主要成因.

(3) 东营凹陷超压顶界面随着烃源岩埋深的增加而增大, 所对应的成熟度 $R_o(\%)$ 为 0.50%~0.75%, 温度大约为 87~123 °C; 超压封闭条件好, 处于超压带内的烃源岩现今仍具有很强的生烃能力, 而且烃源岩中发育大量的裂缝; 超压储层主要为油层, 水层很少, 这些现象均说明生油作用是东营凹陷泥岩超压的主要成因, 砂岩超压主要是从烃源岩中排出的高压流体运移至储层中而发生超压传递的结果.

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).
- Bao, Y. S., Zhang, L. Y., Zhang, S. C., et al., 2008. The deep abnormal pressure and the formation of lithologic reservoir in Dongying sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 29(5): 585–587 (in Chinese with English abstract).
- Chen, Z. H., Zha, M., 2006. Over-pressured fluid compartment and hydrocarbon migration and accumulation in Dongying depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 24(4): 607–612 (in Chinese with English abstract).
- Falvey, D. A., Middleton, M. F., 1981. Passive continental margins: evidence for a prebreakup deep crustal metamorphic subsidence mechanism. *Oceanologica Acta*, 4 (Suppl.): 103–114.
- Guo, R. T., Wang, J. B., Gao, X. L., et al., 2003. Estimate the source rocks maturity by using the fluorescence alteration of multiple macerals—a case study for the source rocks in Dongying depression. *Progress in Natural Science*, 13(6): 626–630 (in Chinese).
- 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 (off-shore mid-Norway) show no influence of overpressuring. *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).
- Mckenzie, D., 1978. Some remarks on the development of sedimentary basin. *Earth and Planetary Science Letters*, 40(1): 25—32. doi: 10. 1016/0012—821X(78) 90071—7
- Meissner, F. F., 1976. Abnormal electric resistivity and fluid pressure in Bakken Formation, Williston basin, and its relation to petroleum generation, migration, and accumulation. *AAPG Bulletin*, 60(8): 1403—1404.
- Meissner, F. F., 1978. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston basin, North Dakota and Montana. 24th Annual Conference, Williston basin symposium. *Montana Geological Society*, 207—227.
- 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).
- Spencer, C. W., 1987. Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressing in Rocky Mountain region. *AAPG Bulletin*, 71(4): 368—388.
- Sui, F. G., 2004. Effect of formation superpressure system on hydrocarbon migration and accumulation in Dongying Fault basin. *Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science)*, 28(3): 17—21 (in Chinese).
- Sweeney, J., Burnham, A. K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG Bulletin*, 74(10): 1559—1570. doi: 10. 1306/0C9B251F—1710—11D7—8645000102C1865D
- 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—324. doi: 10. 1016/S0264—8172(98)00035—X
- Wan, X. L., Qiu, N. S., Li, L., et al., 2004. Abnormal high-pressure of early Tertiary in Dongying depression and its response to hydrocarbon accumulation. *Natural Gas Geoscience*, 15(1): 95—98 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X., Bethke, C. M., Li, S., et al., 2001. Overpressure and petroleum generation and accumulation in the Dongying depression of the Bohaiwan basin, China. *Geofluids*, 1(4): 257—271. doi: 10. 1046/j. 1468—8123. 2001. 00017. x
- 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(23): 4468—4478. doi: 10. 1007/s11434—009—0200—9
- Zhuo, Q. G., 2005. Effects of abnormal high-pressure on the hydrocarbon-forming mechanism of source rocks and the migration and accumulation of oil and gas. *Petroleum Geology & Experiment*, 27(2): 169—172 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 包友书, 张林晔, 张守春, 等, 2008. 东营凹陷深部异常高压与岩性油气藏的形成. *新疆石油地质*, 29(5): 585—587.
- 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—612.
- 郭汝森, 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.
- 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.
- 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.
- 隋凤贵, 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.
- 万晓龙, 邱楠生, 李亮, 等, 2004. 东营凹陷古近系沙三段异常高压及成藏响应. *天然气地球科学*, 15(1): 95—98.
- 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.
- 卓勤功, 2005. 异常高压对烃源岩成烃机理和油气运聚成藏的影响. *石油实验地质*, 27(2): 169—172.