

孤北洼陷砂岩超压带分布特征及主控因素

党雪维¹,何生¹,王永诗²,郝雪峰²,张君立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,湖北武汉430074;

2.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015)

摘要:孤北洼陷油气资源丰富,超压带发育。实测地层压力显示,孤北洼陷砂岩超压带主要分布深度为2 800~3 800 m。由于砂岩和泥岩声波时差均与超压有很好的响应关系,且变化幅度和变化趋势一致,故采用Eaton法预测砂岩超压带分布范围,结合实测地层压力进一步分析砂岩超压带分布特征及主控因素。分析结果表明:纵向上,孤北洼陷发育沙一段—东营组底部和沙四段—沙三段2个超压带,其中,沙四段—沙三段为主要超压带;平面上,超压带集中分布于东、西2个次洼,自洼陷中心向凸起及边界断层超压幅度逐渐变小。超压带分布主要受断裂作用、泥岩厚度和含量及烃源岩生油作用等因素控制。

关键词:砂岩超压带预测 分布特征 主控因素 孤北洼陷

中图分类号:TE112.221

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)03-0047-06

Distribution characteristics and controlling factors of the overpressure zone in sandstone reservoir of Gubei sag

Dang Xuewei¹, He Sheng¹, Wang Yongshi², Hao Xuefeng², Zhang Junli¹

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

Wuhan City, Hubei Province, 430074, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, Shengli

Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Gubei sag has abundant hydrocarbon resources, and the overpressure zones are widely developed in this area. According to the drilling stem test data, present-day overpressure commonly occurs at the depth ranging from 2 800 to 3 800 m. As the sonic transit times have obvious responses to overpressure in both sandstone and mudstone with similar range of variation and trend, the Eaton method was used to predict overpressure in sandstone reservoir. In addition, the distribution characteristics and the controlling factors of the pressure distribution were analyzed combining the drilling stem test data. On the whole, two overpressure systems were identified in the vertical including an upper system distributed in lower Ed and Es₁ and a lower system in Es₃ and Es₄ which is also the main overpressure zone. In plane, overpressure distributes in the east and the west subsags, and it decreases gradually from the center to the uplift and boundary faults. The distribution pattern of reservoir overpressure is mainly influenced by faulting, mudstone thickness and content and hydrocarbon generation of source rock.

Key words: sandstone reservoir; overpressure zone prediction; distribution characteristics; controlling factors; Gubei sag

地层压力是油气运移的重要动力^[1],在一定地质条件下控制了油气分布,影响油气聚集成藏^[2-3]。孤北洼陷油气资源丰富,许多学者对其地层压力开

展过不同程度的研究,认为该洼陷是沾化凹陷典型的超压单元,超压带发育^[4-6],但目前对孤北洼陷超压带的研究还欠系统深入^[7]。为此,在分析实测地

收稿日期:2016-01-29。

作者简介:党雪维(1992—),女,陕西合阳人,在读硕士研究生,从事石油地质、成藏动力学方面的研究。联系电话:13871352467, E-mail: dangxw9231@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地精细勘探关键技术”(2011ZX05006-003),高等学校学科创新引智计划资助项目(B14031)。

层压力和典型超压井声波测井响应特征的基础上,预测孤北洼陷砂岩超压带的分布范围,明确砂岩超压带在纵向和平面上的分布特征及主控因素,以期为该区下步的油气勘探提供理论依据。

1 区域地质概况

孤北洼陷位于济阳拗陷沾化凹陷东北部,北以桩南断层为界与桩西低潜山相邻,东以长堤断层为界紧临长堤凸起,南以孤岛断层为界与孤岛凸起相连,西以埕东断层为界与埕东凸起相接,总面积约为400 km²[8-9](图1)。孤北洼陷主要包括东、西2个次洼和中央低凸起,洼陷周边发育的区域性边界断层控制了洼陷内部次级断层的演化,影响了砂岩的发育及分布。经过多年勘探已发现沙四段、沙三段、沙二段、沙一段和东营组等多套含油气层系,具有丰富的地质及测井资料,便于充分利用实测地层压力和测井曲线分析砂岩超压带在纵向和平面上的分布特征及主控因素。

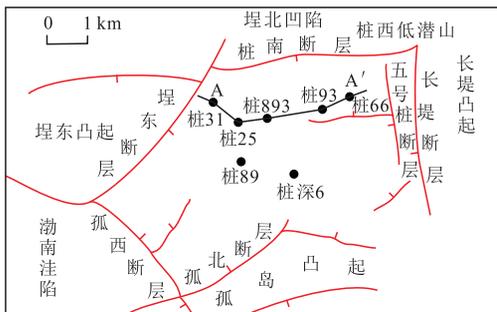


图1 孤北洼陷构造纲要及剖面位置
Fig.1 Tectonic characteristics of Gubei sag

2 超压带确定方法

2.1 实测地层压力确定超压带

实测地层压力是指钻杆地层测试的砂岩压力,是指示地层存在超压最直接最可靠的证据^[10]。由孤北洼陷137口井的196个实测地层压力和压力系数与深度的关系(图2)可知:孤北洼陷深度不足2 800 m砂岩的压力梯度普遍小于1.2 MPa/hm,为常压带;深度为2 800~3 800 m砂岩的压力梯度大于1.2 MPa/hm,并随深度增加压力梯度增大,最大可达1.8 MPa/hm,故该深度范围确定为主要超压带。

2.2 测井曲线预测超压带

2.2.1 测井曲线处理

通过岩性和自然伽马曲线,选取泥岩质量分数

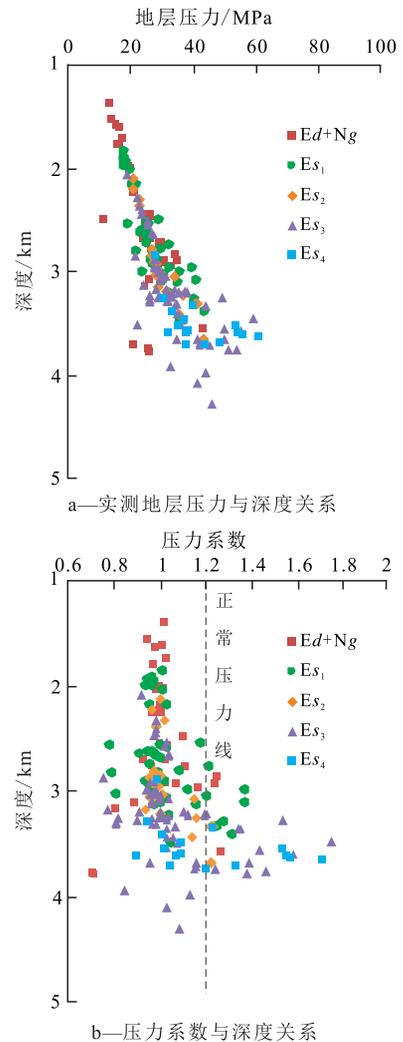


图2 孤北洼陷实测砂岩压力与深度关系

Fig.2 Plots of measured sandstone pore pressure and pressure coefficients versus depth in Gubei sag

大于70%、厚度大于1 m的泥岩段,以10 m为间隔,运用砂岩与泥岩声波时差,计算其加权平均声波时差,绘制其与深度关系曲线,且消除各因素造成的误差^[11-12]。利用浅层常压带的声波时差趋势和岩石骨架声波时差得到正常压实趋势线,声波时差随深度增加而不断减小,至某一深度增大而偏离正常压实趋势的高声波时差范围为超压带^[11]。砂岩和泥岩声波时差均与超压有很好的响应关系,且在超压带内砂岩与泥岩声波时差变化趋势一致。

2.2.2 超压带预测

Eaton法是常用的泥岩超压预测方法^[13]。主要是利用泥岩电阻率、声波时差和地层可钻性指数来计算地层压力,砂、泥岩层序地层的声波速度和电阻率受超压影响而偏离正常趋势线,偏离的比值或差值与超压强弱呈正相关,在静岩压力和静水压力随深度变化的基础上,采用Eaton法,利用砂岩与泥岩声波时差计算孔隙流体压力^[14-16],通过实测地层

压力对其进行校正和检验后,预测砂岩超压带;其中,Eaton公式中速度对骨架应力响应幅度参数取值为3.0。统计孤北洼陷超压井资料发现,砂岩与泥岩声波时差比值为0.828~1.193,平均值为0.988,接近于1,说明在超压带内砂岩与泥岩声波时差变化幅度基本一致,且砂岩与泥岩声波时差变化趋势也基本保持一致(图3),这表明常用的泥岩超压带预测方法对孤北洼陷砂岩超压带预测具有适用性。

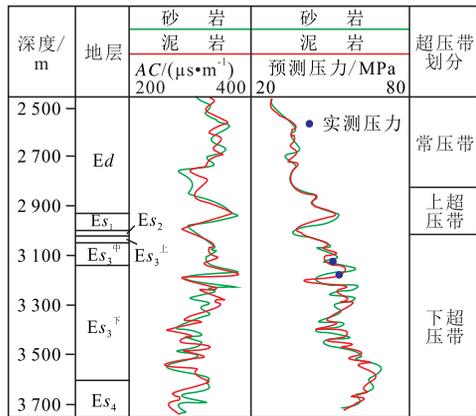


图3 桩深6井砂岩与泥岩声波时差、预测压力及超压带划分

Fig.3 Acoustic curves of sandstone and mudstone, predicted pressure and division of overpressure zone in Well Zhuangshen6

3 超压带分布特征

利用实测地层压力与测井曲线对孤北洼陷砂岩超压带分布特征进行分析,发现纵向上发育沙一段—东营组底部和沙四段—沙三段2个超压带,平面上超压带主要分布在东、西2个次洼。

3.1 纵向分布特征

实测地层压力显示:孤北洼陷沙二段和东营组顶部发育常压砂岩;沙一段—东营组底部局部发育弱超压带,最大压力系数为1.37(桩833井Es₁,深度为3086.35m);沙四段—沙三段发育强超压带(深度为3200~3800m,压力系数大于1.50),最大压力系数分别为1.76(桩40井Es₃,深度为3449.45m)和1.72(桩631井Es₄,深度为3641.89m)。

在利用实测地层压力划分砂岩超压带的基础上,选取桩深6井、桩89井、桩25井3口典型超压井,对砂岩超压带进行预测,分析单井砂岩超压带的纵向分布特征并确定各超压带的顶、底界深度。桩深6井是发育2个超压带的典型井(图2),上部超压带顶界深度为2880m,底界深度为2960m,下部

超压带顶界深度约为3050m,超压带厚度约为750m,在深度约为3600m处压力梯度超过1.8MPa/hm。结合层位分析认为,桩深6井发育2个超压带,分别位于沙一段—东营组底部和沙四段—沙三段中亚段。桩25井与桩89井纵向上也发育2个超压带。桩89井砂岩超压带顶界深度为3090m,上超压带厚度约为170m,主要分布在沙二段—沙一段,下超压带顶界深度为3350m,厚度超过450m,对应层位为沙四段—沙三段中亚段;桩25井上超压带发育在沙一段,顶界深度为3200m,底界深度为3300m,下超压带顶界深度为3450m,厚度约为950m,分布在沙四段—沙三段中亚段。

Hunt等指出沉积盆地内至少有2个叠合的水文地质系统,浅层系统保持正常压力,而生成油气的深层系统较为封闭,易产生异常高压^[17-18]。由过桩31—桩66井近东西向油藏剖面与超压带分布叠合(图1,图4)可看出,纵向上发育2个超压带,分别位于浅层沙一段—东营组底部弱超压带和深层沙四段—沙三段强超压带,平面上超压带主要分布于东、西2个次洼,最大压力系数分别为1.43和1.76,沙三段下亚段储层集中发育,压力系数大于1.4的超压带主要分布在沙三段下亚段,通过洼陷边界断层及砂砾岩粗相带泄压,至中央低凸起趋于常压。

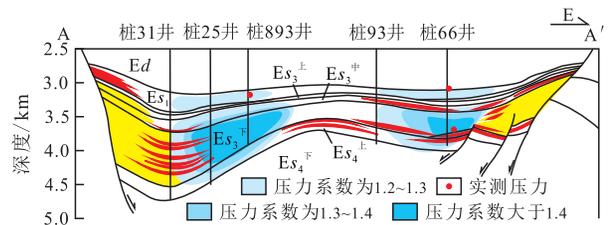


图4 桩31—桩66井近东西向油藏剖面与超压带分布叠合

Fig.4 Reservoir profile of nearly E-W strike superimposed by overpressure zone across Wells Zhuang31-Zhuang66

3.2 平面分布特征

利用砂岩声波时差预测砂岩超压带,取沙四段和沙三段预测压力系数最大值,结合实测地层压力,分析孤北洼陷沙四段和沙三段砂岩压力系数分布规律发现,与孤北洼陷“两洼一凸”的构造格局基本吻合,沙四段和沙三段超压带也主要分布在东、西2个次洼,中央低凸起为常压区,也具有“两高一低”的特点。西部超压带展布范围与西次洼走向一致,桩892井压力系数达到1.61;东次洼超压带受五号桩断层及东西走向的次级断裂影响,发育南、北2个超压中心,分别位于南部的桩55井压力系数达到1.59和北部的桩66井压力系数达到1.47。另外,泄压区为靠近边界断层处、洼陷边缘砂砾岩粗相带以

及洼陷的构造高部位和斜坡的砂岩发育区(图5)。

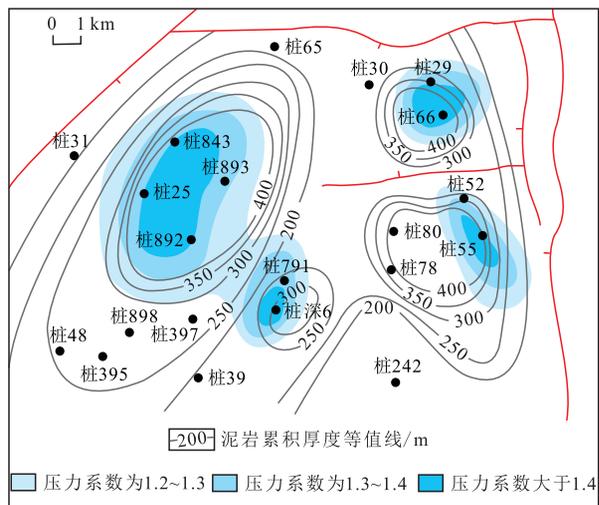


图5 孤北洼陷沙三段泥岩累积厚度与砂岩压力系数等值线分布叠合

Fig.5 Superimposed map of cumulative thickness contour of mudstone and distribution of sandstone pressure coefficients in E_{s3} member in Gubei sag

4 超压带主控因素

有学者认为深部烃类的生成不直接产生砂岩超压,而是通过超压传递机制影响储层超压带的分布^[19]。通过储层超压带分布特征与超压传递要素分析,认为孤北洼陷砂岩超压带的形成及分布存在多种主控因素。

4.1 断裂作用

孤北洼陷是沾化凹陷的一个次级构造单元,总体上处于以拉张为主的应力背景下^[20],其边界断层规模较大。纵向上超压带分布特征与该洼陷“两洼一凸”的构造格局一致(图4);超压通过边界断层泄压,东次洼内垂直边界断层的次级断层切割超压带使其一分为二(图5)。东营组底部局部弱超压带的形成与深部成熟烃源岩生油增压沿断层向上传递应力有关^[21]。孤北洼陷发育的张性断层和通源断层,导致沙一段普遍发育传递型超压带。

4.2 泥岩厚度和含量

在厚层泥岩(通常为烃源岩)夹砂岩的地层中,烃类流体进入相邻的多孔储层内,易造成储层超压。孤北洼陷沙三段超压带分布在成熟的沙四段和沙三段超压烃源岩内,经历了接触式超压传递过程。沙三段泥岩既是超压流体的来源又作为超压储层的封闭性盖层,其厚度对砂岩超压带分布影响较大。将沙三段泥岩累积厚度与砂岩压力系数等

值线分布叠合(图5)可以看出,孤北洼陷沙三段泥岩累积厚度等值线分布范围与砂岩压力系数大于1.2等值线分布趋势大致吻合,而在泥岩累积厚度等值线分布相对较小的区域,压力系数减小,逐渐变为常压区(压力系数小于1.2)。

超压带的保存受砂泥岩含量的影响。对孤北洼陷21口井砂泥比进行统计,结果发现沙一段和沙三段中、下亚段砂泥比分别为0.12,0.27和0.16,有利于超压带的发育和保存;当砂岩含量较大时(沙二段砂泥比为0.92),地层封闭性变差,超压带难以保存。

4.3 烃源岩生油作用

烃源岩生油作用不仅增加了地层流体压力,还使地层中出现多相流体,渗透率降低,导致地层流体难以排出,而产生异常高压^[22-23]。孤北洼陷发育2套压力系统(图6),结合实测和预测超压分析认为,孤北洼陷砂岩超压带主要分布深度为2 800~3 800 m,在该深度范围内烃源岩镜质组反射率(R_o)为0.5%~1.2%(图7a),有机质进入成熟阶段并大量生油,超压带分布范围与已生成并未排出的残余烃含量(S_i)显著增大的范围一致。孤北洼陷沙一段—东营组底部局部发育弱超压带,压力系数为1.2~1.4,沙一段弱超压带与烃源岩成熟度有关。沾化凹陷为咸化湖盆^[21,24],有机质因受盐类物质影响,生烃高峰提前。渤南—孤北沙四段和沙三段 S_i 峰值对应深度为3 400~3 500 m(图7b),烃源岩 R_o 为0.7%~0.8%,达到生烃高峰,与其超压幅度最高处对应深度为3 400~3 600 m大体一致。说明烃源岩生油作用产生超压,超压通过流体传递到相邻的砂岩中,导致在深层沙四段—沙三段砂岩中形成超压带。

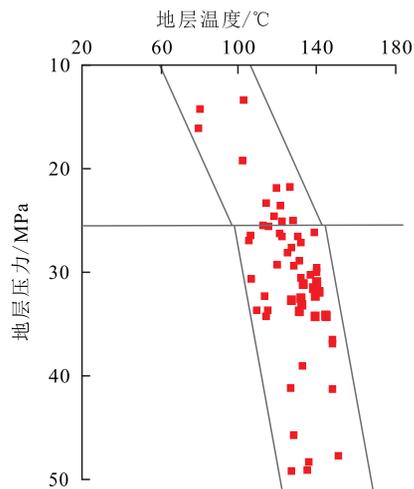


图6 孤北洼陷地层温度与地层压力的关系

Fig.6 Relationship between formation temperature and formation pressure in Gubei sag

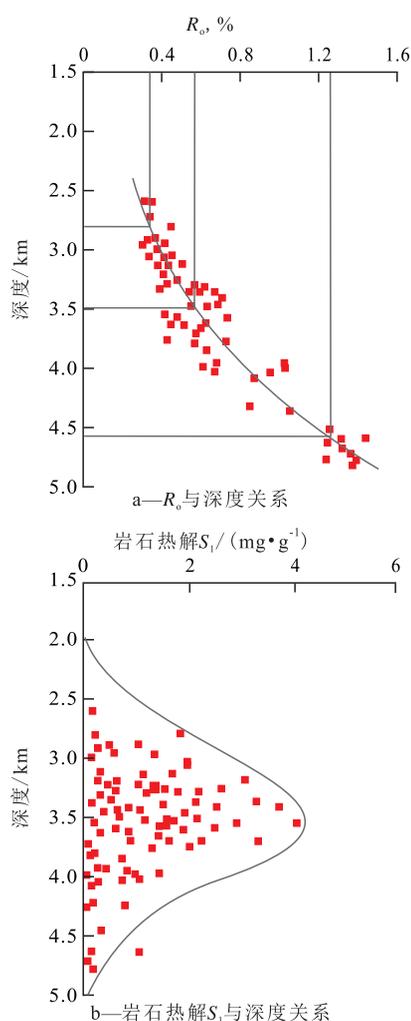


图7 渤南—孤北洼陷烃源岩镜质组反射率、岩石热解 S_1 含量与深度的关系

Fig.7 Variation of geochemical parameters of source rocks in Bonan-Gubei sag with depth

5 结论

实测地层压力显示,孤北洼陷砂岩超压带主要分布深度为2 800~3 800 m,砂岩与泥岩声波时差均对超压有很好的响应关系,且变化幅度和变化趋势一致,采用Eaton法预测砂岩超压带分布范围,结合实测地层压力对砂岩超压带进行预测。发现孤北洼陷发育2个超压带,纵向上,分别位于浅层沙一段—东营组底部弱超压带和深层沙四段—沙三段强超压带,深层为孤北洼陷主要的超压带;平面上,超压带主要分布在东、西2个次洼,自洼陷中心向凸起及边界断层超压幅度逐渐变小。超压带分布主要受断裂作用、泥岩厚度和含量及烃源岩生油作用等因素控制。边界断层易导致超压释放,沙一段—东营组底部局部弱超压带可能是由于深部超压流

体注入造成,沙一段弱超压带与砂岩自身成熟烃源岩生油作用有关,沙三段超压带与成熟泥质烃源岩分布和 S_1 有关,说明烃源岩生油作用产生超压,超压通过流体传递到相邻的砂岩中,导致在深层沙四段—沙三段砂岩中形成超压带。

参考文献:

- [1] 邱贻博.东营凹陷压力系统与油气成藏[J].特种油气藏,2015,22(3):58-61.
Qiu Yibo. Pressure system and oil/gas reservoir forming in Dongying Sag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 58-61.
- [2] 郝芳,邹华耀,方勇,等.超压环境有机质热演化和生烃作用机理[J].石油学报,2006,27(5):9-18.
Hao Fang, Zou Huayao, Fang Yong, et al. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 9-18.
- [3] 程付启,王永诗,宋国奇,等.断陷盆地压力系统及其成藏特征——以沾化凹陷孤南洼陷古近系为例[J].油气地质与采收率,2015,22(1):20-25.
Cheng Fuqi, Wang Yongshi, Song Guoqi, et al. Pressure systems and their hydrocarbon accumulation characteristics in faulted basins: a case study of the Palaeogene in Gunan subsag of Zhanhua sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 20-25.
- [4] 宋国奇,郝雪峰,刘克奇.箕状断陷盆地形成机制、沉积体系与成藏规律——以济阳坳陷为例[J].石油与天然气地质,2014,35(3):303-310.
Song Guoqi, Hao Xuefeng, Liu Keqi. Tectonic evolution, sedimentary system and petroleum distribution patterns in dustpan-shaped rift basin: a case study from Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 303-310.
- [5] Bradley J S, Powley D E. Pressure compartments in sedimentary basins: A review [C]//Ortoleva P J. Basin compartments and seals. Oklahoma: AAPG Memoir 61, 1994: 3-26.
- [6] 秦润森,徐国盛,徐兴友,等.济阳坳陷沾化凹陷古近系沙四段现今压力场特征及其与油气分布的关系[J].石油与天然气地质,2007,28(3):330-336.
Qin Runsen, Xu Guosheng, Xu Xinyou, et al. Characteristics of the present pressure field in the Paleogene Sha-4 Member of Zhanhua sag, Jiyang depression and their function to the distribution of oil and gas pools [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(3): 330-336.
- [7] 徐东锋,赵红佳,刘见宝.济阳坳陷沾化凹陷异常高压与油气成藏模式[J].石油与天然气地质,2011,32(4):601-605,624.
Xu Dongfeng, Zhao Hongjia, Liu Jianbao. Abnormal pressure and hydrocarbon reservoiring pattern of the Zhanhua sag in Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4): 601-605, 624.
- [8] 李丕龙,金之钧,张善文,等.济阳坳陷油气勘探现状 & 主要研究进展[J].石油勘探与开发,2003,30(3):1-4.
Li Pilong, Jin Zhijun, Zhang Shanwen, et al. The present research status and progress of petroleum exploration in the Jiyang Depres-

- sion[J].Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 1-4.
- [9] 刘雅利,王永诗,郝雪峰,等.渤南洼陷油气分布有序性探讨[J].油气地质与采收率,2014,21(4):10-15.
Liu Yali, Wang Yongshi, Hao Xuefeng, et al. A discussion on the continuance of hydrocarbon distribution in Bonan sag[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 10-15.
- [10] 罗胜元,何生,金秋月,等.渤南洼陷超压系统划分及结构特征[J].吉林大学学报:地球科学版,2015,45(1):37-51.
Luo Shengyuan, He Sheng, Jin Qiuyue, et al. Overpressure system classification and structure characteristic in Bonan sag[J].Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2015, 45(1): 37-51.
- [11] 王振峰,罗晓蓉.莺琼盆地高温高压地层钻井压力预测技术[M].北京:石油工业出版社,2004.
Wang Zhenfeng, Luo Xiaorong. Research on the forecast and inspect technology in high pressure and high temperature formation in Yingqiong basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [12] 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):35-40.
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): 35-40.
- [13] Eaton B A. Graphical method predicts geopressures worldwide[J]. World Oil, 1976, 183(1): 51-56.
- [14] 何生,何志亮,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.
- [15] 宋国奇,刘华,蒋有录,等.沾化凹陷渤南洼陷沙河街组原油成因类型及分布特征[J].石油实验地质,2014,36(1):33-38.
Song Guoqi, Liu Hua, Jiang Youlu, et al. Genetic types and distribution characteristics of crude oils from Shahejie Formation in Bonan Subsag, Zhanhua Sag, Jiyang Depression[J].Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 33-38.
- [16] 郝芳,董伟良.沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理[J].地球科学进展,2001,16(1):79-85.
Hao Fang, Dong Weiliang. Evolution of, fluid flow and petroleum accumulation in overpressured systems in sedimentary basins[J]. Advance in Earth Sciences, 2001, 16(1): 79-85.
- [17] 刘华,王鑫,徐昊清,等.淮北凹陷地层压力演化特征及其对油气分布的影响[J].石油实验地质,2014,36(2):160-164.
Liu Hua, Wang Xin, Xu Haoqing, et al. Characteristics of formation pressure evolution and impact on petroleum distribution in Weibei Sag[J].Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(2): 160-164.
- [18] 刘江涛,邓大伟,廖东良,等.沾化凹陷沙四段上亚段滩坝沉积特征及其主控因素[J].油气地质与采收率,2015,22(1):42-46.
Liu Jiangtao, Deng Dawei, Liao Dongliang, et al. Sedimentary characteristics and main controlling factors of the upper fourth member of Shahejie Formation in Zhanhua depression[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 42-46.
- [19] Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation[J].AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 1 023-1 041.
- [20] 马中良,郑伦举,李志明,等.盐类物质对泥质烃源岩生排烃过程的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2003,35(1):44-51.
Ma Zhongliang, Zheng Lunju, Li Zhiming, et al. The effect of salts on hydrocarbon generation and expulsion of argillaceous source rock[J].Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2003, 35(1): 44-51.
- [21] 朱德燕,王勇,银燕,等.断陷湖盆咸化环境沉积与页岩油气关系——以东营凹陷、渤南地区为例[J].油气地质与采收率,2015,22(6):7-13.
Zhu Deyan, Wang Yong, Yin Yan, et al. Study on the relationship between saline environmental deposition and shale oil-gas in faulted basin: A case study of areas of Dongying sag and Bonan subsag[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(6): 7-13.
- [22] 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):1 029-1 042.
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): 1 029-1 042.
- [23] 王天福,操应长,王艳忠.渤南洼陷古近系深层异常压力特征及成因[J].西安石油大学学报:自然科学版,2009,24(2):22-30.
Wang Tianfu, Cao Yingchang, Wang Yanzhong. Characteristics and origin of the abnormal pressure in the deep paleogene formation in Bonan Sub-sag[J].Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2009, 24(2): 22-30.
- [24] 郑伦举,何生,秦建中,等.近临界特性的地层水及其对烃源岩生排烃过程的影响[J].地球科学——中国地质大学学报,2011,36(1):84-92.
Zheng Lunju, He Sheng, Qin Jianzhong, et al. Formation water of near-critical properties and its effects on the processes of hydrocarbon generation and expulsion[J].Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2011, 36(1): 84-92.