

沾化凹陷渤南洼陷古近系压力特征及成因机制

刘 华¹, 蒋有录¹, 谷国翠², 刘雅利³, 卢 浩³

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580; 2. 中石化胜利油田有限公司物探院, 山东东营, 257001;
3. 中石化胜利油田有限公司地质院, 山东东营 257001)

摘要:根据实测压力、泥岩声波时差等资料,对沾化凹陷渤南洼陷地层压力的分布特征、演化规律及其超压形成机制进行分析。结果表明:渤南洼陷实测地层压力随深度的变化呈现明显的“二台阶”式,第一台阶对应着2.35 km,该台阶之上表现为常压,之下开始出现低幅度超压;第二台阶对应地层埋深为3.0 km,该台阶之下超压明显,压力系数可达1.8,其中沙三中下、沙四上亚段是异常高压发育的主要层系;欠压实和生烃作用是渤南洼陷异常压力形成的主要原因,且超压机制存在区域差异,中部断阶带和南部缓坡带表现出明显的欠压实现象,其深度范围与超压的第一台阶相对应;深注带超压泥岩的密度则随埋深的增加而增大,与成熟生烃范围匹配较好,生烃作用是该区的主要增压因素,且深度与第二台阶相对应;研究区欠压实与生烃导致沙三段压力的增加幅度不同,两因素具有各自的增压量化模型,导致地层压力出现了“二台阶”的特征。

关键词:地层压力;超压成因;量化表征;渤南洼陷;沾化凹陷

中图分类号:TE 122.1 **文献标志码:**A

Pressure characteristics and formation mechanisms of Paleogene in Bonan sag, Zhanhua depression

LIU Hua¹, JIANG You-lu¹, GU Guo-cui², LIU Ya-li², LU Hao²

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. Geophysical Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257001, China;
3. Geological Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257001, China)

Abstract: By utilizing measured pressure and mudstone sonic log interval, the distribution characteristics and evolution of the pressure of Bonan sag in Zhanhua depression were analyzed, and the overpressure mechanisms were studied. The results show that variation of measured fluid pressure with depth exhibits "two steps": When buried depth is lower than 2.35 kilometers, the formation pressure is basically shown as normal pressure; Low amplitude overpressure starts to appear between the depth of 2.5 kilometers and 3.0 kilometers; The highest pressure coefficient can be as large as 1.8 between the depth of 3.0 kilometers and 4.0 kilometers, the Es_3^z , Es_3^x and Es_4^s are the main formations where overpressure developed. The unbalance compaction and hydrocarbon generation are the main mechanisms of overpressure, and the regional difference exists. With the increase of depth in the middle step-fault zone and southern slop, the unbalance compaction phenomenon appears obviously and the range is corresponding to the first step; In deep sub-sag belt, over-pressured mudstone's density increases with the increase of the depth, but matches well with the range of the hydrocarbon generation. Hydrocarbon generation is the main pressuring mechanism in this zone and the depth range is corresponding to the second step. The amplitude of overpressure caused by unbalance compaction and hydrocarbon generation differs from each other, they both have their own pressure increasing quantified model which leads to the appearance of the "two steps" characteristics of the formation pressure.

Key words: formation pressure; origin of overpressure; quantitative characterization; Bonan sag; Zhanhua depression

收稿日期:2012-10-09

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05006-003);山东省自然科学基金项目(ZR2011DL009);中央高校基本科研业务费专项(11CX04014A)

作者简介:刘华(1977-),女,副教授,博士,主要从事油气藏形成与分布研究。E-mail:liuhua_rjl@163.com。

世界油气勘探结果表明,在绝大多数含油气盆地中均发育不同程度的异常地层压力^[1-3]。由于异常压力与油气的生成、运移、聚集和分布等关系密切^[4-8],因此地层压力(尤其是超压)的研究一直倍受关注。目前,研究成果多侧重于现今地层压力分布特征和超压成因机制,先后提出了异常压力的形成与泥岩欠压实、矿物转化脱水、生烃作用和构造变动等因素有关的观点^[4-5,9-11],其中普遍认为产生大规模超压的主要因素是欠压实增压和生烃增压。但是,针对两种主要增压机制的区分以及量化表征的研究成果较少,还未形成明确的观点。笔者以超压发育的渤南洼陷为例,通过分析洼陷内压力的特征及分布规律,利用单因素分析,明确欠压实和生烃两种超压成因机制的特征及其分布,量化两者的增压贡献,为该区油气成藏研究奠定理论基础。

1 地质概况

渤南洼陷是沾化凹陷内埋深最大的次级负向构造单元,具有北陡南缓、东陡西缓的断陷湖盆特征;北以埕南断裂带与埕东凸起相接,南邻陈家庄凸起斜坡带,东以孤西断层与孤北洼陷和孤岛凸起相邻,东南以垦西地垒与三合村洼陷、孤南洼陷相接;从南到北依次形成南部缓坡带、渤深4断阶带、渤南深洼带和北部陡坡带(图1)。渤南洼陷是重要的油气产

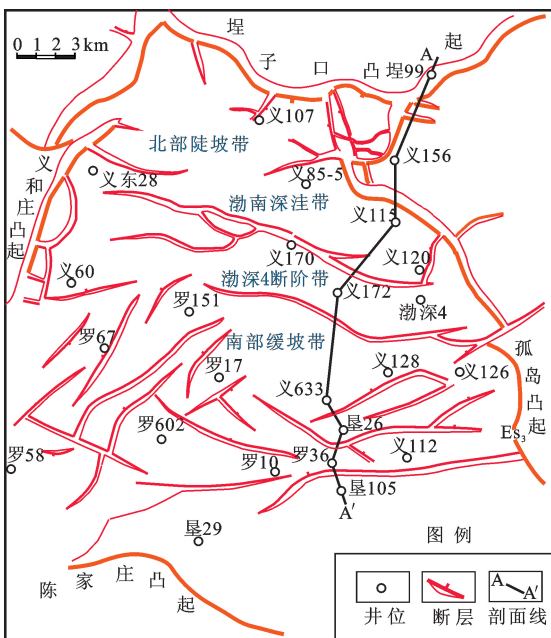


图1 渤南洼陷构造位置

Fig.1 Sketch map of location of Bonan sag

区,沙三中下及沙四上亚段为研究区两套主要的烃源岩层系,也是目前发现油气资源量最多的两套层

系,储层超压广泛发育^[12],超压对研究区的油气生成、运聚和分布具有重要的影响^[6]。

2 地层压力特征

根据657口井的实测地层压力数据,对渤南洼陷不同深度、不同层系以及不同构造部位的地层压力特征进行分析。研究表明,渤南洼陷的地层压力与深度出现了明显的二台阶:第一台阶对应的地层埋深为2.35 km,该台阶之上,地层压力与静水压力相一致,表现为常压;该台阶之下,实测地层压力偏离正常静水压力趋势线出现了超压特征,但是超压幅度不大。第二台阶对应着地层埋深3.0 km,该台阶之下,地层实测压力偏离静水压力趋势线的幅度开始迅速加大,异常高压十分明显,压力系数最高可达1.8;4.20 km深度以下又趋于正常压实,超压现象消失(图2)。超压幅度较大的井主要位于沙三和沙四段,且超压主要分布于渤南深洼带和义和庄凸起附近的渤深4断阶带,与生烃中心匹配性较好。

此外,渤南洼陷不同层系出现超压的界面存在明显差异。沙四段的超压顶面深度在2.50 km附近,沙三段出现超压的顶面深度约为2.80 km,沙二段则从3.0 km以下才开始发育超压,而沙一段未出现明显的异常压力(图3)。整体上,随着层位的加深,超压发育顶界面深度具有逐渐变小的趋势,沙三段和沙四段是异常压力发育的主要层位。综合各层位的地层压力和压力系数可以看出,压力的分布格局与洼陷的沉降中心和构造中心相匹配。靠近洼陷中心位置,地层压力明显偏高;地势向南逐渐变缓,地层压力数值降低,到达罗家缓坡带时,压力系数接近于1。

3 声波曲线特征

由于研究区实测地层压力数据有限,并且纵向和横向上连续性较差,难以满足高精度地层压力分布特征的研究要求。因此,本次依据声波时差曲线特征对渤南洼陷的现今地层压力特征进行补充分析。

研究区的单井声波时差表现出明显的旋回性特征。依据叠置方式及数量,可以划分为单旋回型、双旋回型和多旋回型3类。其中,单旋回型是指在压力剖面上表现出单一的压力旋回,如义107井(图4(a)),该类型在渤南洼陷较少见;双旋回型指压力剖面由两个具有相同或相似压力梯度的压力旋回构成,如义172井(图4(b)),3.0 km埋深时声波时差

曲线偏离静水压力梯度线,在 3.60 km 时曲线接近静水压力线,后又大幅度偏离,具有两个压力旋回,双旋回型多位于渤南洼陷断阶带和缓坡带;多旋回型是指压力剖面由多个具有相同或相似压力梯度的压力旋回构成,如义 115 井,随着埋深的增加,声波

时差曲线在局部有多次的高低变化(图 4(c)),该类型多分布在深洼带。旋回的类型受控于该区地层的岩性组合特征和生烃能力,反映出两者对研究区超压的影响明显。

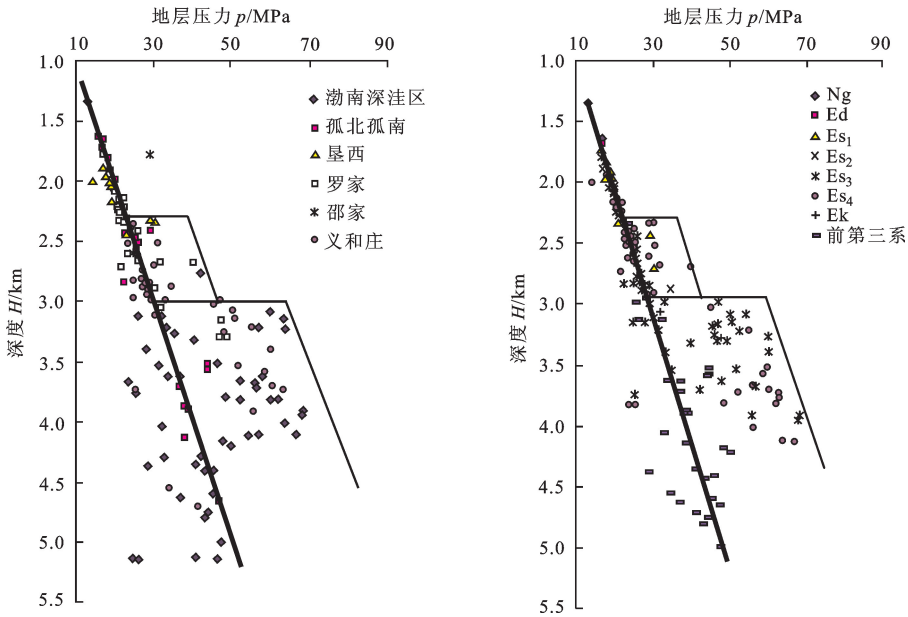


图 2 渤南洼陷不同构造带、不同层系地层实测压力和深度的关系
 Fig. 2 Relationship between measured pressure and depth in different tectonic belt and different stratum, Bonan sag

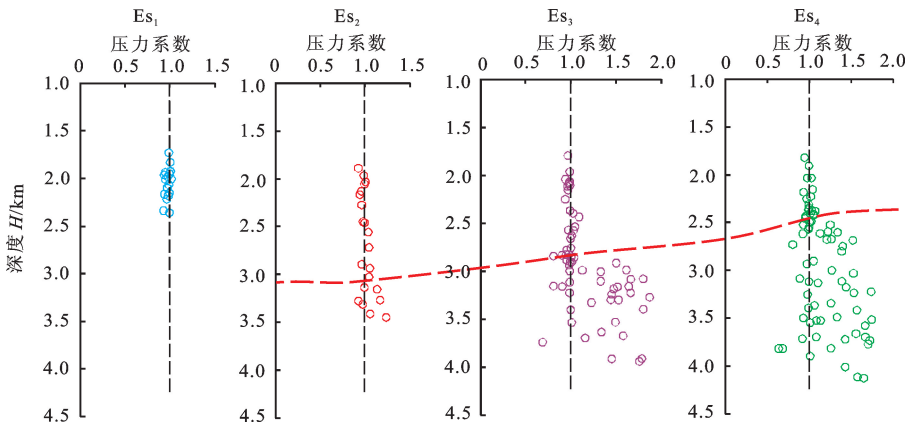


图 3 渤南洼陷不同层系压力系数与深度的关系
 Fig. 3 Relationship between pressure coefficient and depth in different stratum, Bonan sag

剖面上,声波时差曲线具有明显的分带性,呈现出“低—较高—高一低”的变化趋势,分别对应着正常压力带、混合压力带、异常高压带和正常压力带(图 5)。洼陷区在埋深 2.50 km 以上声波时差曲线与静水压力梯度线一致,表现出正常压力的特征;随着埋深加大,声波时差曲线逐渐偏离静水压力梯度

线,但是整体偏离幅度较小,呈现出弱超压的特征;当埋深达到 3.0 km 时,声波时差曲线偏离幅度明显增大,表现为异常高压的特征。其中,洼陷区的沙三中下、沙四上亚段泥岩声波时差偏离静水压力线幅度最高,向盆地边缘偏离幅度越来越小,最后接近于常压。

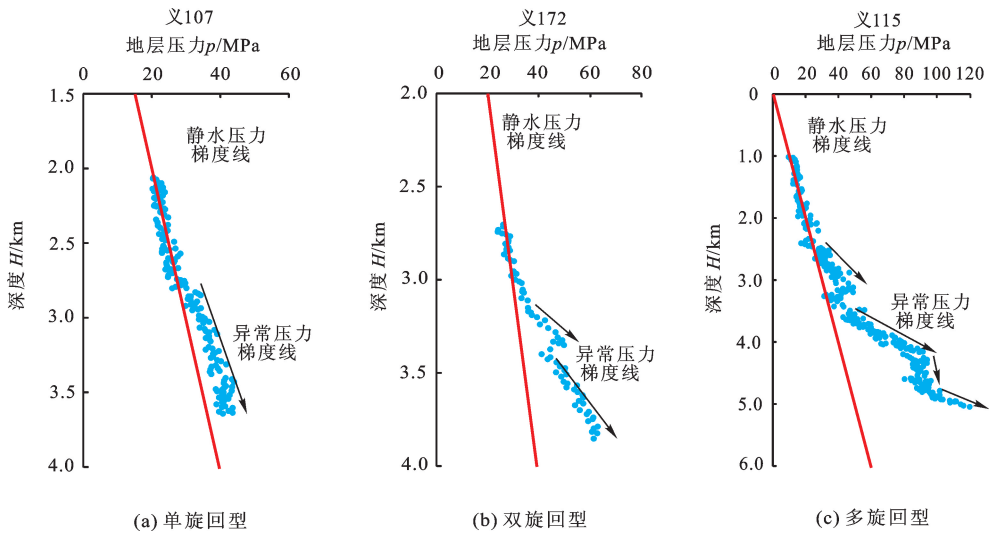


图 4 渤南洼陷典型井剖面压力旋回特征

Fig. 4 Pressure cycle characteristics of typical well profile in Bonan sag

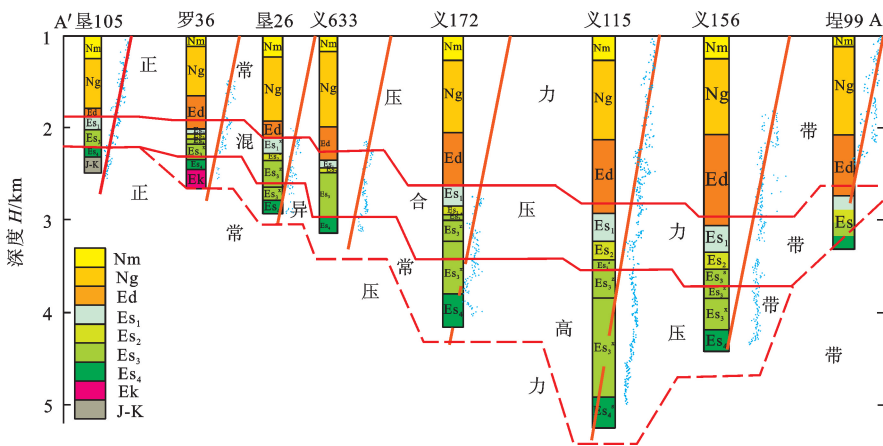


图 5 渤南洼陷垦 105 井-埕 99 井声波曲线连井剖面

Fig. 5 Profile of acoustic curves from well Ken105 to well Cheng99, Bonan sag

4 地层超压成因

超压的形成是多种物理和化学条件共同作用的结果^[13]。超压发育机制可分为与应力有关的增压过程、孔隙流体体积膨胀、流体流动和浮力作用等 3 种增压类型,其中不平衡压实和生烃作用是大规模超压产生的主要机制^[4]。因此,本文主要以实测地层压力数据,测井曲线特征和生烃史等作为依据,对不同超压因素进行逐一分析,以明晰渤南洼陷地层超压的形成机制。

4.1 欠压实作用与异常压力

欠压实引起的超压主要发育于沉降/沉积速率较高、充填岩性较细的新生代沉积盆地中,欠压实岩层通常具有较高的孔隙度和较低的密度^[4]。因此,可以利用声波测井曲线和密度测井曲线划分欠压实

带与正常压实带。

义 633 井位于南部缓坡带,生烃能力较低(R_v 小于 0.7%),2.20 ~ 3.10 km 深度段泥岩较为发育,根据声波时差和岩石密度特征,可以看出 2.70 ~ 2.90 km 和 3.0 ~ 3.10 km 表现出高泥岩声波、低密度的特征,为泥岩欠压实成因(图 6)。结合 2.447 5 和 3.029 9 km 两处实测压力数据点可以看出,实测点与利用声波测井曲线预测的压力一致,说明利用欠压实原理预测义 633 井的地层压力可行,同时也表明义 633 井的超压主要由欠压实作用所致。泥岩声波时差特征表明,渤南洼陷普遍存在由欠压实作用产生的超压(图 4)。由于渤南洼陷的主要断陷期(沙四晚期-沙三段)沉积和沉降速率普遍较高,且发育大套厚层泥岩及膏岩层,为欠压实超压的产生提供了良好的地质基础。结合研究区的录井资料可知,地层纵向上往往发育典型的砂泥岩互层特征,形

成了以混压带为主的地层压力系统(图4)。根据声波时差的特征,欠压实超压段对应的地层为埋深介于2.35~3.0 km的泥岩层,与地层压力的第一台阶相吻合(图2)。

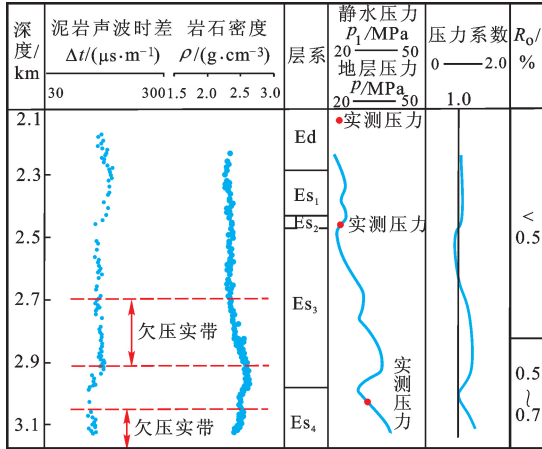


图6 渤南洼陷义633井超压成因分析

Fig. 6 Map showing origin of overpressure of well Yi633 in Bonan sag

4.2 生烃作用与异常压力

生烃作用对于压力的增加具有重要的影响,一方面当固态有机质转化为液态烃时,有机质体积增加而引起直接增压;另一方面由于液态烃类的生成降低了烃源岩内流体的渗流能力而间接增压^[14]。本文中结合超压发育与烃源岩的生烃能力研究,分析渤南洼陷生烃作用对超压的影响。渤南洼陷主要发育沙三中下和沙四上两套主力烃源岩,烃源岩的生烃位置与异常超压带相吻合(图4)。为了研究生烃对超压形成的影响,以具有生烃能力的渤深4井为例进行单井超压成因分析(图7)。

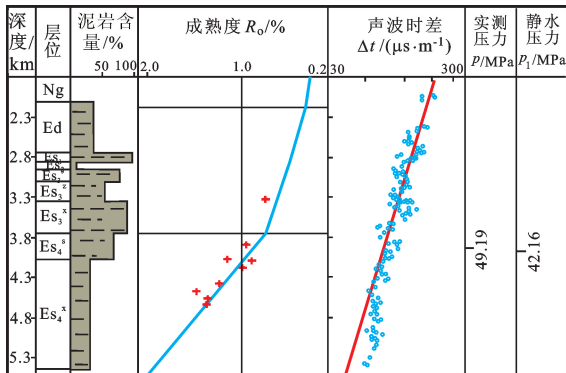


图7 渤南洼陷渤深4井生烃导致超压分析

Fig. 7 Overpressure caused by hydrocarbon generation of well Boshen4 in Bonan sag

渤深4井位于渤南深洼带,该井3.80~5.40 km段泥岩含量(30%)相对较低,不利于欠压实作用的产生。结合渤深4井烃源岩成熟度指标 R_0 可以看出,烃源岩在3.30 km进入成熟生烃阶段($R_0 >$

0.7%),4.0 km深度普遍开始生裂解气(图7)。根据该井4.4175 km处的实测压力点分析,其压力系数为1.17,属于弱超压,而声波时差却与静水压力线一致,表明该点超压的存在与欠压实作用无关。综合以上分析,渤深4井在3.80 km以下超压的产生是生烃作用的结果。

综合来看,渤南洼陷生烃作用普遍存在,主力生油层系沙三、沙四上亚段超压发育明显,表明生烃对超压的产生具有重要的作用。由于渤南洼陷主力烃源岩层系的泥岩厚度较大,如沙三段烃源岩最大厚度可达1.0 km,沙四段以暗色泥岩为主的砂泥岩层和膏盐层,厚度大于400 m,且沉降速率较快,因此烃源岩层系的超压存在欠压实作用的贡献。在同等情况下,生烃作用和欠压实共同作用的区域所产生的超压将远远高于同一深度仅由欠压实作用所产生的超压程度。

4.3 异常压力成因的区域性差异

根据超压的成因机制,结合研究区的构造地质背景,认为渤南洼陷异常压力的主要成因为欠压实作用、生烃作用及其两者共同作用3种机制。但是,受泥岩厚度、烃源岩生烃能力和膏岩层分布等方面的影响,研究区异常压力的成因具有区域上的差异。

根据实际数据分析,渤南洼陷中部断阶带和南部缓坡带在2.50~4.0 km深度段内声波速度降低,孔隙度增大,表现出明显的欠压实现象;在深洼带,超压段泥岩密度随埋深的增加而增大,低密度高孔隙度的特征不明显,而是与生烃范围匹配较好,表明生烃作用是深洼带的主要增压机制。在生烃能力相对较低的地区,欠压实作用相对占优势,随着生烃能力的加强,欠压实作用在超压贡献中所占的比例逐渐降低,生烃超压的比重大大加强。

5 地层超压成因模式及量化表征

关于超压的定性研究较多,量化表征研究较少,本次试图对两种成因机制进行量化表征。首先,为了避免超压成因的岩性和层系上的差异,选取沙三段地层作为研究对象,针对不同增压成因,在正常压力地区、欠压实地区和生烃增压地区内各选取4~5口井计算不同深度的泥岩地层压力,绘制其随深度变化的散点图。分析表明,浅于2.80 km的地层压力与静水压力一致,随着埋深的增加,地层压力呈线性增大,且远离静水压力趋势线,逐渐进入过渡压力系统,压力系数分布在1.0~1.3,此时沉积有机质刚刚进入生烃门限,镜质体反射率 R_0 约为0.5%,生烃能力差,异常高压的形成主要受到上覆岩层的

压实作用,因此在过渡压力系统中以欠压实增压为主。当进入到超压系统时,沙三段地层埋深达到约3.50 km,地层压力迅速增大,压力系数大于1.30,此时沉积有机质进入生烃高峰,镜质体反射率 R_o 大于0.7%,生排烃过程中孔隙流体大量增加,造成地层压力明显较高,因此在超压系统中欠压实与生烃作用共同作用,随着生烃能力的增强,生烃增压所占的比重越来越大(图8)。

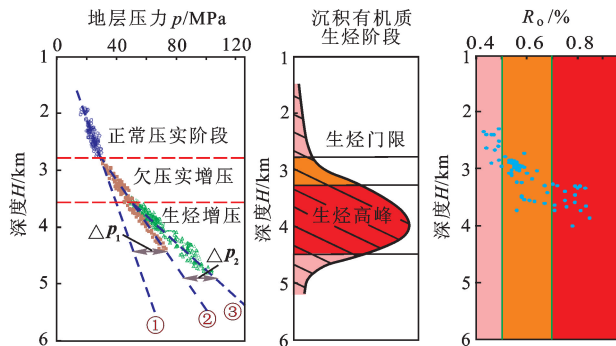


图8 渤南洼陷沙三段不同深度下增压机制差异

Fig. 8 Pressurization mechanism under different depth of Es₃ in Bonan sag

根据研究区不同成因地层压力的演化规律,拟合了3条演化趋势线:其中图8中①代表正常压实地区的趋势线,其大小与静水压力相等;图8中②代表以欠压实为主地区的压力变化趋势线,趋势线偏离①趋势线的幅度代表欠压实增压的量,即 Δp_1 ;图8中③代表具有生烃能力地区的增压趋势线,其趋势线偏离幅度受欠压实和生烃两种作用影响,用③趋势线对应的地层压力减去同一深度下②趋势线对应的地层压力即为生烃增压的量,即 Δp_2 。据此,分别建立渤南洼陷沙三段欠压实增量计算模型以及生烃增量计算模型,即

$$\text{欠压实增量: } \Delta p_1 = 82.537H + 2658.6. \quad (1)$$

$$\text{生烃增量: } \Delta p_2 = 59.315H + 3650.1. \quad (2)$$

式中, H 为深度,m。

根据增压模型及其成因机制分析,渤南洼陷在没有达到生烃门限时,地层压力的增压为欠压实作用的贡献,增量可利用公式(1)进行计算;当进入大量生烃时,增压机制为欠压实和生烃两者的作用结果,增压等于 Δp_1 和 Δp_2 之和,生烃能力越大, Δp_2 所占比重越大。这种增压模型也正好解释了研究区压力特征具有“二台阶”的特征。

6 结论

(1)渤南洼陷地层压力随深度存在明显的“二台阶”,埋深大于2.50 km时,开始出现超压,在3.0~4.0 km的深度段超压明显。平面上,从四周向洼

陷中心压力系数逐渐增大,沙三下、沙四上是异常高压发育的主要层系。

(2)研究区单井的压力剖面存在明显的旋回性特征,依据叠置方式及数量,可以分为单旋回型、双旋回型和多旋回型3类。

(3)研究区以欠压实和生烃作用为主要的增压机制,不同构造带成因机制存在差异。研究区中部断阶带和南部缓坡带内声波速度降低,孔隙度增大,表现出明显欠压实作用;深洼带超压段泥岩未表现出低密度高孔隙度的特征,与生烃范围匹配较好,表明生烃作用是该区的主要增压因素。

(4)研究区欠压实与生烃导致沙三段压力的增加幅度不同,两因素具有各自的增压量化模型,导致地层压力出现了“二台阶”的特征。

参考文献:

- [1] 金之钧,谢方克. 中国典型含油气盆地地层压力分布特征[J]. 石油大学学报:自然科学版,2002,26(6):1-7.
JIN Zhi-jun, XIE Fang-ke. Distribution features of formation pressure in typical petroliferous basin of China[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002,26(6):1-7.
- [2] SLAVIN V I, SMIRNOVA E M. Abnormally high formation pressures: origin, prediction, hydrocarbon filed development, and ecological problems[J]. AAPG Memoir, 1998,70:105-114.
- [3] BELONIN M D, SLAVIN V I. Abnormally high formation pressures in petroleum regions of Russia and other countries of the C. I. S. [J]. AAPG Memoir, 1998,70:155-171.
- [4] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京:科学出版社,2005.
- [5] 赵振宇,顾家裕,郭彦如,等. 车西洼陷沙四上亚段异常高压形成机制及其对低渗储层特性的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(5):12-18.
ZHAO Zhen-yu, GU Jia-yu, GUO Yan-ru, et al. Mechanism of generation abnormal overpressure and its influences on super-low permeability reservoirs for upper Es₄ member in Chexi depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010,34(5):12-18.
- [6] 陈中红,查明. 断陷湖盆超压分布特征及其与油气成藏的关系[J]. 石油学报,2008,29(4):509-514.
CHEN Zhong-hong, ZHA Ming. Distribution characteristics of overpressure and its controlling to hydrocarbon accumulation in terrigenous faulted basin[J]. Acta Petroli Sinica, 2008,29(4):509-514.