

渤海湾盆地压力特征及超压带形成的控制因素

李熙哲 杨玉凤 郭小龙 袁素华

(石油勘探开发科学研究院廊坊分院天然气所, 河北廊坊 065007)

渤海湾盆地纵向上压力分段特征显著, 浅部以正常静水压力为特征, 深部出现超压带, 其间为压力过渡带。压力过渡带厚度和超压带深度由东向西逐渐加大, 与地温场呈明显的镜像关系, 受区域地温场控制。压力过渡带与成岩作用关系密切(常常是钙质胶结物的增大带)。洼陷区过剩压力高于隆起区; 膏盐岩发育区过剩压力高于一般区。砂泥岩盖层分布区, 超压形成主要受控于有机质降解作用和断层的封闭; 膏盐岩盖层分布区超压形成受控于膏盐层及断层封闭的综合作用。

关键词 渤海湾盆地 压力 分布特征 地温场 超压带 控制因素

第一作者简介 李熙哲 男 31 岁 工程师 石油与天然气地质

1 压力纵向分布特征

1.1 纵向压力段

不论是砂泥岩盖层分布区, 还是膏盐岩盖层分布区, 各凹陷纵向上均由正常压力带、过渡压力带和超压带组成(图 1, 表 1, 2)。

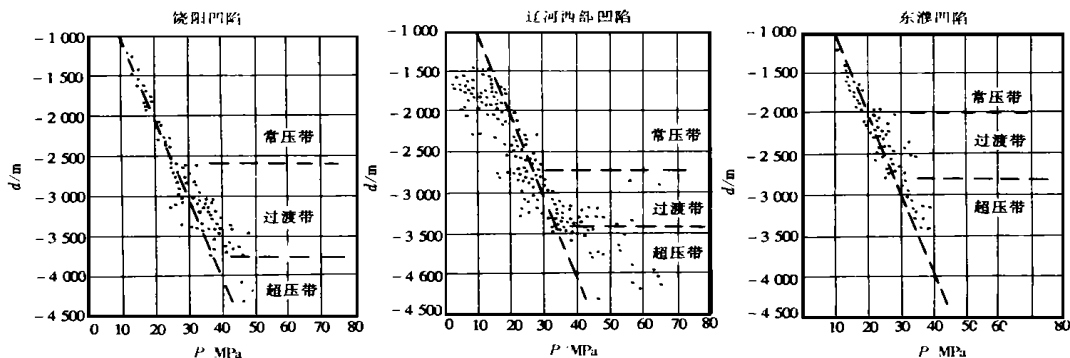


图 1 渤海盆地压力特征图

表 1 东濮凹陷膏盐岩盖层压力分段表

压力分段	层位	压力系数
常压带	沙二段以上	0.9~1.1
过渡带	沙二段	0.9~1.1, > 1.1
超压带	沙三段—亚段以下	> 1.1

(1) 常压带: 地层压力近似于静水压力且随深度线性增加。

(2) 过渡带: 上部岩层多具正常压力, 向下逐渐过渡到以超压为主, 是一个由正常压力向异常压力的过渡地

带或由正常压实和欠压实两种压实状态间互并存的混合压实带。

(3) 超压带: 地层压力均高于其相应深度的静水压力, 但仍小于其上覆层的载荷值。

表 2 渤海湾盆地成岩层分布区压力分段对比表

压力分段	凹陷	深度/m	压力系数
常压带	辽河西部	< 2 000	0. 9~ 1. 1
	东营	< 2 400	
	东濮	< 2 700	
	歧口	< 2 500	
	饶阳	< 2 600	
过渡带	辽河西部	2 000~ 2 800	0. 9~ 1. 1 或> 1. 1
	东营	2 400~ 3 200	
	东濮	2 700~ 3 400	
	歧口	2 500~ 3 500	
	饶阳	2 600~ 3 750	
超压带	辽河西部	> 2 800	> 1. 1
	东营	> 3 200	
	东濮	> 3 400	
	歧口	> 3 500	
	饶阳	> 3 750	

1. 2 超压带与深度和层位的关系

根据东濮凹陷油气井测试结果分析, 砂泥岩盖层分布区超压带分布与深度有关而与层位关系不大; 膏盐岩盖层分布区与层位的关系较之与深度的关系更为显著(图 2)。

1. 3 超压带出现深度与区域地温场的关系

受郯庐、沧东、兰聊和廊坊-深县断裂系统控制, 渤海湾盆地由东向西形成东、中、西三大裂陷带, 东部裂陷带(包括辽河断陷、渤中拗陷、济阳拗陷)为高热值区, 沙河街组地温梯度高达 3. 7~ 4. 6℃/ 100 m; 由沧东、兰聊断裂控制的中部裂陷带(包括黄骅拗陷、临清拗陷)为中热流值区, 沙河街组地温梯度为 3. 1~ 3. 5℃/ 100 m; 由廊坊-深县断裂形成的西部裂陷带(冀中拗陷)为相对低热流值区, 沙河街组地温梯度 2. 2~ 3. 3℃/ 100 m^{*}。而

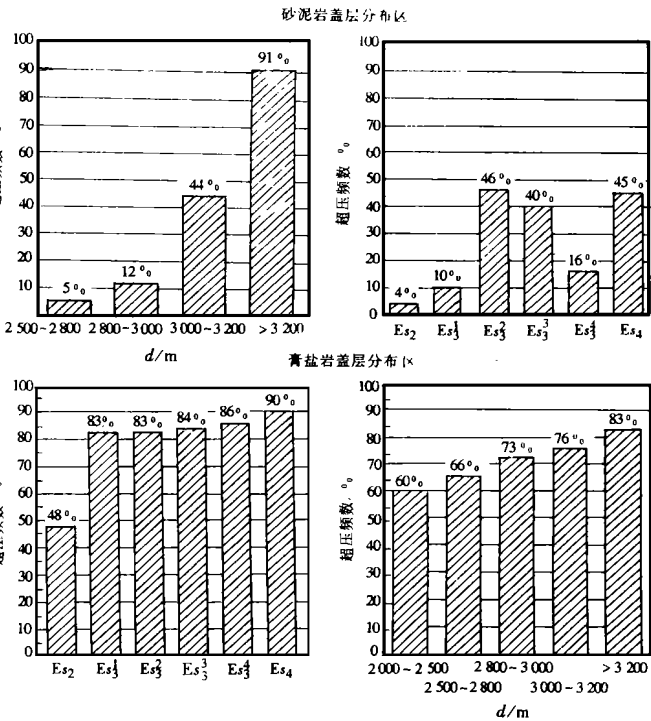


图 2 东濮凹陷超压带与深度和层位的关系

* 黄汝昌, 李景明. 华北地区天然气形成富集规律及资源评价. 1990

本区压力纵向分布与地温场呈明显的镜像关系,即盆地内由东向西压力过渡带和超压带初始深度及过渡带厚度逐渐增大(图1)。

上述现象说明压力与地温场之间存在着必然的联系,热动力作用在一定程度上控制着压力的分布状态。

1.4 压力纵向分布与成岩作用的关系

从已掌握的岩石学及油气层测压资料可以看出,压力过渡带常由钙质(或硅质)胶结的致密层组成,中间有若干多孔层发育,超压带上部常常是次生孔隙发育带。

压力过渡带既是重要的排流段,又是下伏超压层的封闭(或准封闭)带。过渡带经历了大体与正常压实相似的压实过程,当它处于烃类成熟门限以下时,层段中的流体在其上覆负荷压力下,携带着成熟的烃类物质朝着阻力较小的方向进行初次运移;但由于钙(硅)质胶结物含量的增加,阻止了压实作用的正常进行,从而导致了压力过渡带的形成。在渤海湾盆地,钙(硅)质胶结物在压力过渡带中大幅度增加的现象十分明显。

根据东濮凹陷储层研究成果,杜寨、桥口、白庙地区(砂泥盖层分布区)在次生孔隙发育段之间,碳酸盐胶结物含量急剧增长达20%左右。其中3200~3480m井段胶结带位于压力过渡带底部,其孔隙连通性最差,同时又是空气渗透率急剧降低段的最上部,造成本区3400m以下岩层的超压;2500~2800m井段的胶结带位于正常压力带的底部,尽管对孔隙度和渗透率的影响不如3200~3400m井段强烈,但仍造成了压力过渡带的形成^{*}。

歧口凹陷同样具有上述规律(图3),纵向上出现3个碳酸盐胶结物的增大段,最大值可达30%。其中2450~2800,3150~3500m深度段既属于压力的过渡带,又是钙质含量的增大段,显示出二者之间良好的对应关系。渤海湾盆地其它凹陷亦呈现相同的特征。因此,压力过渡带常常是钙质胶结物的增大带。

钙质胶结带主要作为下伏岩层封闭带,而纵向上钙质胶结致密层之间常常出现孔隙度增大段。常压带储层以原生孔隙为主,过渡带则是原生、次生孔隙混合发育段,超压带则以次生孔隙为主。

2 压力平面分布特征

渤海湾盆地各凹陷的洼陷部位过剩压力高,凸起、斜坡部位过剩压力低或是常压;膏盐盖层分布区过剩压力高,砂泥盖层分布区过剩压力低。

据岳志兰提出的压力分类方案^[1],我们认为东濮凹陷主要由3类不同的压力区构成(图4)。

I类压力区:超压区,压力系数大于1.5,剩余压力大于15MPa,主要分布于凹陷东、西部断洼带的大片地区。

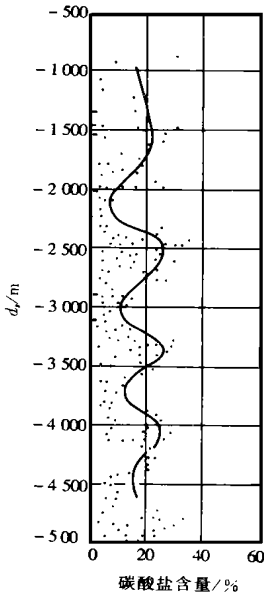


图3 歧口凹陷碳酸盐含量变化曲线图

* 许化政. 东濮凹陷深层天然气地质特征及评价. 1989

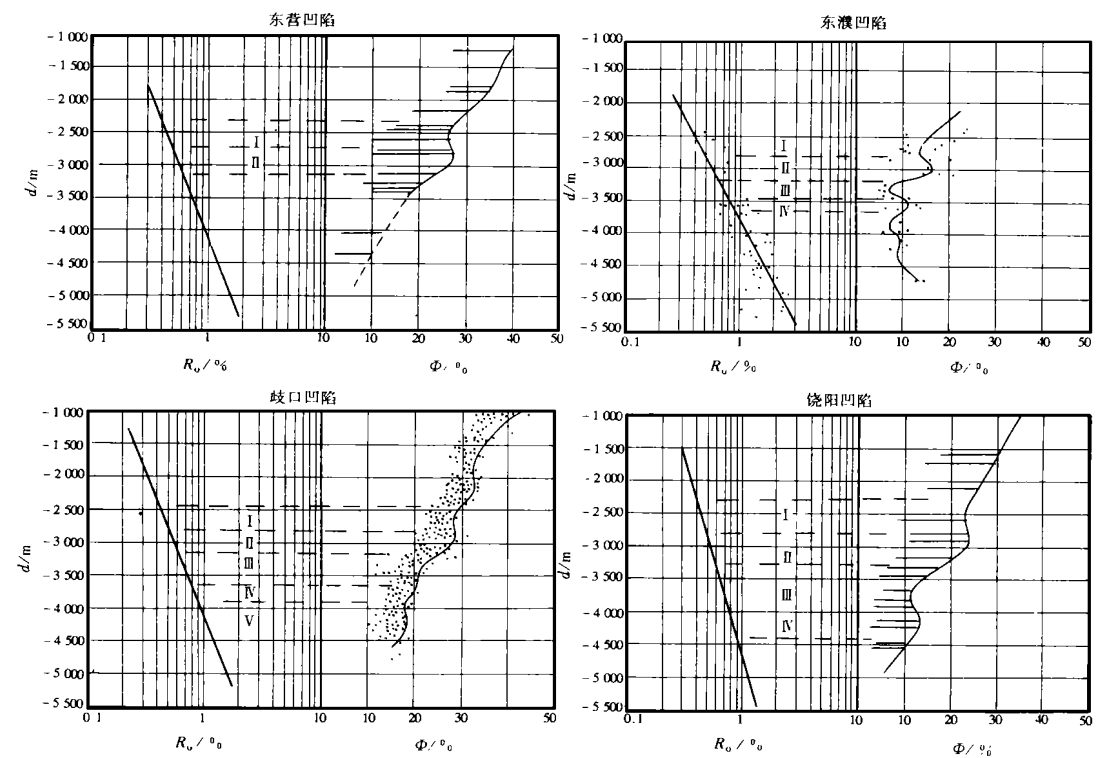


图 5 渤海湾盆地孔隙度-深度、有机质成熟度-深度对应关系图

I—第一致密带; II—第一多孔带; III—第二致密带; IV—第二多孔带; V—第三致密带

度^[3],造成了泥岩的欠压实和砂岩次生孔隙的开始发育,但仍以原生孔隙为主。

东濮、歧口、饶阳凹陷在 R_o 为 $0.6\% \sim 0.8\%$ 时,形成第二致密带,且以硅质或碳酸盐胶结为特征。这是由于蒙脱石在转化为伊利石时,释放大水水和二氧化硅,造成二氧化硅从脂肪酸含量高、溶解度高的地带,迁向溶解度下降的地带,即向下迁至 R_o 大于 0.6% ,有机质趋于成熟的地带,形成以石英增生为特征的致密异常带。我国东部陆上盆地第三系砂岩的石英增生主要发生在这一地带。这一致密带还常含有由下面迁移上来并沉淀的碳酸盐^[3]。 R_o 为 $0.8\% \sim 0.9\%$ 时,形成由有机质热降解控制的第二多孔带,这一阶段次生孔隙较为发育。

只有歧口凹陷在 R_o 为 $0.9\% \sim 1.0\%$ 时,形成第三致密带,以石英强烈增生或嵌晶状碳酸盐沉淀为特征。

由上可见,在地温场控制下,由于有机质热降解过程中生成有机酸、二氧化碳含量的差异,造成纵向上有序地发育区域性成岩孔隙带和致密带,表 3 列出了渤海湾盆地有机质热降解控

表 3 渤海湾盆地各凹陷砂泥岩盖层分布区成岩致密带与压力分带深度对应关系 m

区 域	第一致密带	压力过渡带	第二致密带	超压带
东营凹陷	2 300~ 2 700	2 400~ 3 200	3 100~ ?	3 200
东濮凹陷	2 500~ 2 800	2 800~ 3 400	3 200~ 3 500	3 400
歧口凹陷	2 450~ 2 800	2 500~ 3 500	3 150~ 3 650	3 500
饶阳凹陷	2 300~ 2 800	2 600~ 3 750	3 300~ 4 000	3 700

制的成岩孔隙带和致密带的分布。

成岩致密带纵向上控制了压力分布, 其中第一致密带控制着压力过渡带的形成, 第二致密带控制超压带形成。

有机质热降解造成的另一个更为直接的超压效应, 是导致孔隙内流体压力的增加。当富含有机质的泥岩进入生油门限以后, 除产生液态烃和气态烃外, 还会产生大量的非烃(主要为二氧化碳), 在地层封闭条件下, 烃类和非烃类的生成, 必然会导致孔隙流体压力的增加。

3.1.2 断层的封闭作用

良好的断层封闭在横向上对超压带起控制作用。以东濮凹陷为例, 除兰聊等主断层外, 凹陷内断裂基本在东营末期停止活动, 少数在馆陶组沉积后停止活动, 整体具有一定的封闭性, 在宏观上起到封存箱边板的作用。

3.2 膏盐盖层分布区

膏盐层的封堵与断层封闭综合作用, 是该区超压带形成的决定性控制因素。东濮凹陷文东地区膏盐层之上的含油气层系的压力系数为 0.85~1.25, 但其下压力骤然上升, 压力系数达 1.5~1.8, 最高可达 2.0, 若与断层的侧向封堵配置良好, 则可形成超压带。

综上所述, 砂泥岩盖层分布区超压形成主要受控于有机质降解作用、断层的封闭性; 膏盐盖层分布区超压带形成主要受控于膏盐岩和断层的封堵作用。正因为有机质降解作用与深度有关, 膏盐层分布却受控于层位, 这就解释了成岩盖层分布区超压带与深度有关, 而与层位关系不大; 膏盐层分布区超压带与层位较之与深度的关系更为显著的原因。

4 结论

渤海湾盆地纵向上压力分段特征显著, 浅部以正常静水压力为特征, 深部出现超压带, 其间为压力过渡带。压力过渡带厚度和超压带出现深度由东向西逐渐加大, 与地温场呈明显镜像关系, 受区域地温场控制。压力纵向分布与成岩作用关系密切(压力过渡带常常是钙质胶结物的增大带)。东濮凹陷由超压区、高压区、常压区、低压区组成, 洼陷区过剩压力高于隆起区, 膏盐盖层分布区压力高于一般区。砂泥岩盖层分布区, 超压形成主要受控于有机质降解和断层的封闭作用; 膏盐岩盖层分布区超压形成受控于膏盐岩及断层封闭的综合作用。

参 考 文 献

- 1 岳志兰编译. 国外一些异常压力油气田(藏)的特征. 北京: 石油工业出版社, 1989
- 2 陈荷立, 汤锡元编译. 油气运移(2). 北京: 石油工业出版社, 1987. 10~13
- 3 张义纲. 天然气的生成聚集和保存. 南京: 河海大学出版社, 1991. 138~148

PRESSURE FEATURES AND CONTROLLING FACTORS OF OVERPRESSURE BELT FORMATION IN BOHAI BAY BASIN

Li Xizhe Yang Yufeng Guo Xiaolong Yuan Suhua

(*Natural Gas Institute, Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei*)

Abstract

There are evident characteristics of vertical pressure segmentation in Bohai Bay Basin, that is, normal hydrostatic pressure exists in shallow part; overpressure layers appear in deep part, and transitional pressure belts lie between the first two parts. The thickness of transitional pressure belts and the depth of overpressure belts increase from east to west, existing apparent mirror image relationship with geotemperature field, and the depth of overpressure belts and the thickness of transitional belts are controlled by aerial geotemperature fields. On the other hand, the Transitional pressure belts are related to diagenesis. Excess pressure is higher in depressions than that in uplifts. Furthermore, excess pressure is higher in gyprock and salt developed areas than that in other lithologic areas. The formation of overpressure in mud-sand caprock area is mainly controlled by the degradation of organic matter and sealing ability of faults; the formation of overpressure in the areas with gyprock/salt caprock is controlled by sealing ability of gyprock rock and faults.

(上接第 230 页)

EVOLUTION OF OIL RESERVOIRING IN AKEKULE UPLIFT, TARIM BASIN

Mou Zehui Xiong Haihe Zhu Hongquan Yang Keming Zhang Keyin

(*Comprehensive Research Institute of Petroleum Geology, China Xinxiang Petroleum Co., Jingzhou, Hubei*)

Abstract

Akekule uplift is situated in the north part of Manjiar petroliferous system. Oil generation of its Cambrian-Ordovician source rocks started in late Caledonian-early Hercynian and IndoChina-Himalayan periods. Combine this with the formation and destruction of oil and gas reservoirs in the study area, reservoir evolution could be divided into Cambrian-Permian and Post-Triassic stages. Though the source rocks of the two evolution stages were the same, the formation conditions of the reservoirs were different. The key periods of the two stages were middle Hercynian and Himalayan epoches respectively.