

莺-琼盆地泥岩压实演化与油气运移研究^①

何家雄 咎立声 梁可明

(南海西部石油公司研究院, 湛江市 524057)

本文从泥岩压实演化特征与油气运移的关系入手, 依据声波时差以及流体压力资料, 剖析和探讨本区泥岩压实演化与油气初次运移的规律, 指出低压过剩区带或静水压力区带是油气运移聚集的方向和富集区, 异常高压带所形成的压力封闭是本区天然气藏形成的重要条件, 而异常高压带在泥岩压实过程中释放和消失以及烃类生成作用的膨胀力, 则是油气初次运移聚集的动力。

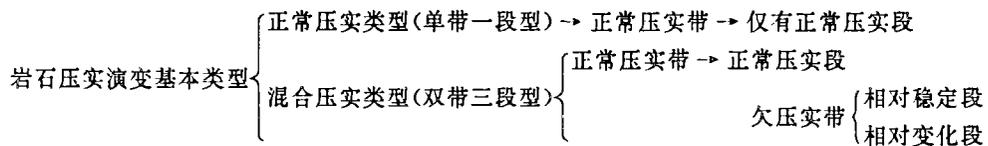
关键词 泥岩压实演化 演变类型 单带一型 双带三段型 油气运移

第一作者简介 何家雄 男 35岁 工程师 石油地质

一、泥岩压实演化的基本特征

1. 主要的泥岩压实演变类型

根据本区所有井的声波时差曲线形态特征的对比分析, 可以明显划分为以下两种基本类型; 即单带一段型和双带三段型压实演变类型, 且双带型中欠压实带(异常压实带), 又可进一步划分为相对稳定段和相对变化段, 具体划分如下:



“单带一段型”压实曲线形态特征以莺6、莺9、松31-2-1井为典型代表。剖面上全井自上而下, 时差随深度增加而呈指数减少, 在半对数座标纸上呈线性关系, 符合 $\Delta T = \Delta T^0 e^{-\alpha H}$ 指数函数关系式, 表明泥页岩压实与排流处于均衡状态, 其所含流体能及时地非常畅通地被排出, 在压实曲线上仅见有正常压实段的“单带型”出现(图1)。

“双带三段型”压实曲线形态特征, 以崖南凹陷诸井及莺歌海盆地东南区乐东井较为典型(图2)。剖面自上而下可分为上部正常压实带(时差随深度增加而呈指数减小)和下部异常压实带(时差随深度增加而逐渐偏离正常压实趋势线, 即反向增大)。异常压实带内又可进一步划分出二段, 上部异常稳定段, 该段 ΔT 随 H 增大而相对稳定, ΔT 保持在 $299 \sim 315 \mu\text{s}/\text{m}$, 且变化不大; 下部异常变化段, ΔT 随深度 H 增加而逐渐减小, ΔT 由稳定段的 $300 \mu\text{s}/\text{m}$ 左右减小为 $240 \mu\text{s}/\text{m}$ 左右(表1)。

该类泥岩压实曲线所表征的泥岩压实演变特点, 在埋藏较浅的成岩作用早期, 压实与流

① 莺-琼盆地为莺歌海、琼东南两盆地简称

体排出处于均衡状态,泥页岩表现为正常压实,在压实图上仅见正常压实段直线。其下深部成岩作用的中晚期,则出现异常压实带(2200m 以下)。压实曲线明显偏离正常压实趋势线,且出现相对稳定的时差段和变化较大的时差段,压实与排流极不平衡,泥页岩处在欠压实、封闭、富含流体且具异常高温高压的地质体系之中。

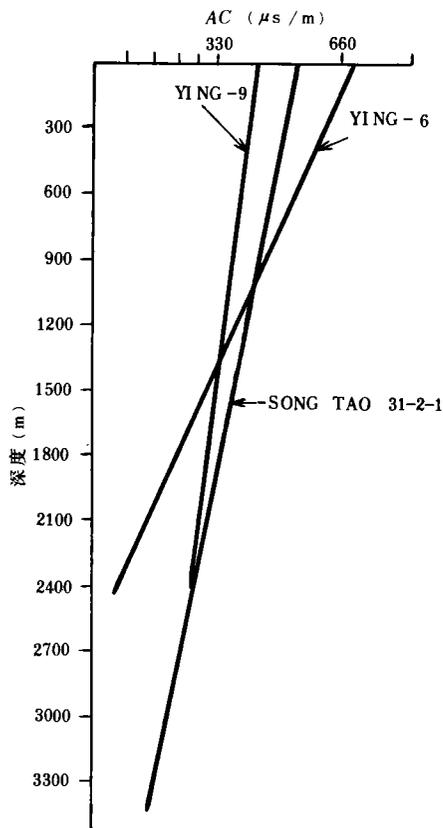


图 1 “单带一段型”正常压实曲线特征

2. 泥岩压实演化的差异性

泥岩压实演化特征的差异性,在本区主要表现为平面上南北有异,东西不同。剖面上不同地区欠压实与正常压实带展布的层位各异。莺歌海盆地西南部与琼东南盆地南部和西部凹陷区,沉积速率大,沉积时间短,热增温率高。正常压实带内的岩性组合以砂泥岩互层为主,其正常压实趋势线斜率较小,直线段较陡,剖面上展布的层位较新(Q-N_y+h 上部)。异常压实带的岩性组合亦以砂泥岩间互层出现,但局部层段泥页岩及煤层甚为发育,沉积厚度大,欠压实的幅度亦较大,压实程度较弱。

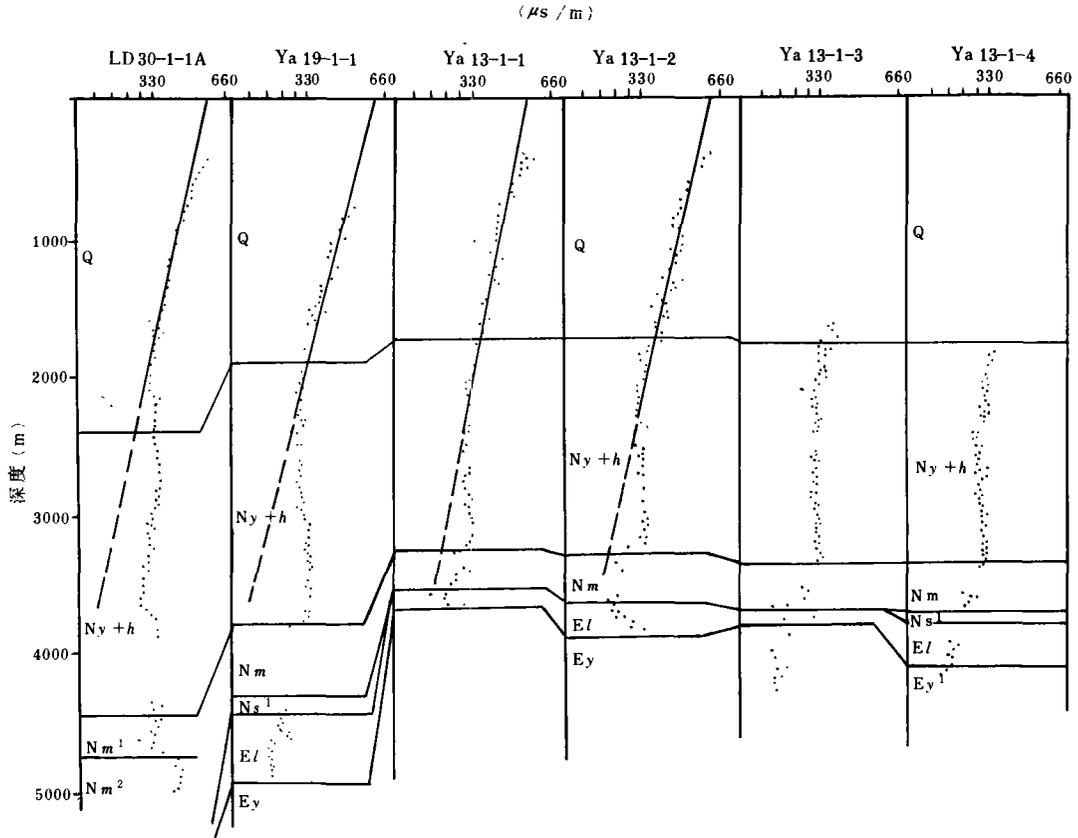


图 2 “双带三段型”泥岩压实曲线特征

表 1 异常(欠)压实带泥岩时差变化特征

地 区 井 号	异常稳定段 $\mu s/m$		异常变化段 $\mu s/m$		
	最大/最小平均值	平均值	最大/最小	平均值	
崖北凹陷	崖 8-2-1	328/220	266	249/220	230
	崖 8-1-1	305/230	282	266/210	240
	崖 14-1-1	295/187	259	/	
崖南凹陷	崖 13-1-1	318/269	299	259/223	246
	崖 13-1-2	312/275	305	312/230	266
	崖 13-1-3	322/276	308	288/210	233
	崖 13-1-4	322/285	315	292/213	240
	崖 19-1-1	334/299	315	292/223	249
莺歌海盆地 乐东井	344/282	302	403/279	351	

北部及东部凹陷区, 沉积速率低, 沉积缓慢, 热增温率低。正常压实带的岩性组合虽然以砂泥岩互层为主, 但局部砂岩较发育, 基本上处在较粗的沉积相带(莺 6、松 31-2-1 井)。其正常压实趋势线斜率大, 直线段较平缓, 剖面上展布层位较老($Ny+h$ 下部— Ey), 异常压实带

的岩性组合特征,亦以砂泥岩不等厚互层为主。但泥页岩厚度较南部和西部区要薄得多,故其压实程度较强,欠压实幅度小,较微弱(表 2)。

表 2 泥岩压实演化特征的差异性

地区及代表井	正常压实带展布的底界层位	斜率	沉积速率(mm/a)	热增温率(°F/Ma)	
北及东部区	松 31-2-1	E_y	4.837×10^{-4}	0.33	22
	莺 6	N_s			
	莺 9	E_l			
	崖 8-2-1	N_m			
南及西部区	崖 13-1-1	N_y+h 上部	2.860×10^{-4}	0.53	41
	崖 13-1-2	N_y+h 上部	3.159×10^{-4}		
	崖 19-1-1	N_y+h 上部	3.049×10^{-4}		
莺歌海	乐东井	Q	3.004×10^{-4}	0.79	56

二、泥岩压实演化与排烃运移

1. 泥岩压实演化与排烃门限

泥岩压实演化是一种基本的地质现象,它是地下物理化学以及矿物变化和成岩作用的综合结果。在其压实演变的历程中,沉积物逐渐被压实固结成岩,饱含流体的孔隙则不断减小,根据压实平衡原理,沉积岩在压实过程中,岩石基质总体积保持不变,发生变化的仅仅是充满在岩石孔隙中的流体的减少,基于这一原理,只要在剖面上搞清了富含有机质泥页岩的成熟生烃范围,依据成熟生烃泥页岩孔隙度开始急剧减小的深度,即可确定为排烃门限。换言之,成熟生烃泥页岩孔隙度开始大幅度减小的深度点,就是烃类开始大量排出的起点。

本区根据压实演变特征图(时差孔隙度)分析(图 2,3),可以看出,莺一琼盆地第三系生烃岩大致在 3200m 处,时差孔隙度均发生明显的突变性的减小,且该深度即是本区烃源岩成熟生烃门限。所以该深度孔隙度减小的变化,则意味着流体及烃类开始大量排出,发生初次运移。其排烃量的大小,也就是孔隙度减小的数值,据此可计算出排烃量。诚然,在本区异常压实带内异常相对稳定压实段(2200~3200m 以上),亦即从出现压力封闭条件的异常压实点到排烃门限(3200m)之上,泥页岩孔隙度在反向增大时,亦有微弱的减小,故该期并非绝对封闭,也有少量流体排出,但与 3200m 处及其以下深度孔隙度剧减、流体及烃类大量排出相比,毕竟是微不足道的。因此,凭籍有机质成熟生烃与压实排烃条件,将本区排烃门限确定为 3200m 是适宜的。须强调指出的是,排烃运移条件出现的深度与生烃门限深度相一致,这是一种生、排烃条件的最佳组合,亦是控制油气富集的重要条件。

2. 有机质生烃演变效应与生排烃门限

烃源岩有机质成熟生烃演变,遵循着一定的规律。在成烃演变的历程中,由于烃类的生成排出,必然会发生运移效应,使得生烃演变曲线往往会发生或出现明显的烃类亏损现象和一些排烃运移后痕迹,导致原始生烃曲线,即“大肚子”曲线演变为形状特征各异的锯齿型残烃曲线,它反映了烃源岩生成的烃类发生排烃运移后,现今仍残留在岩石中的那部分残余的

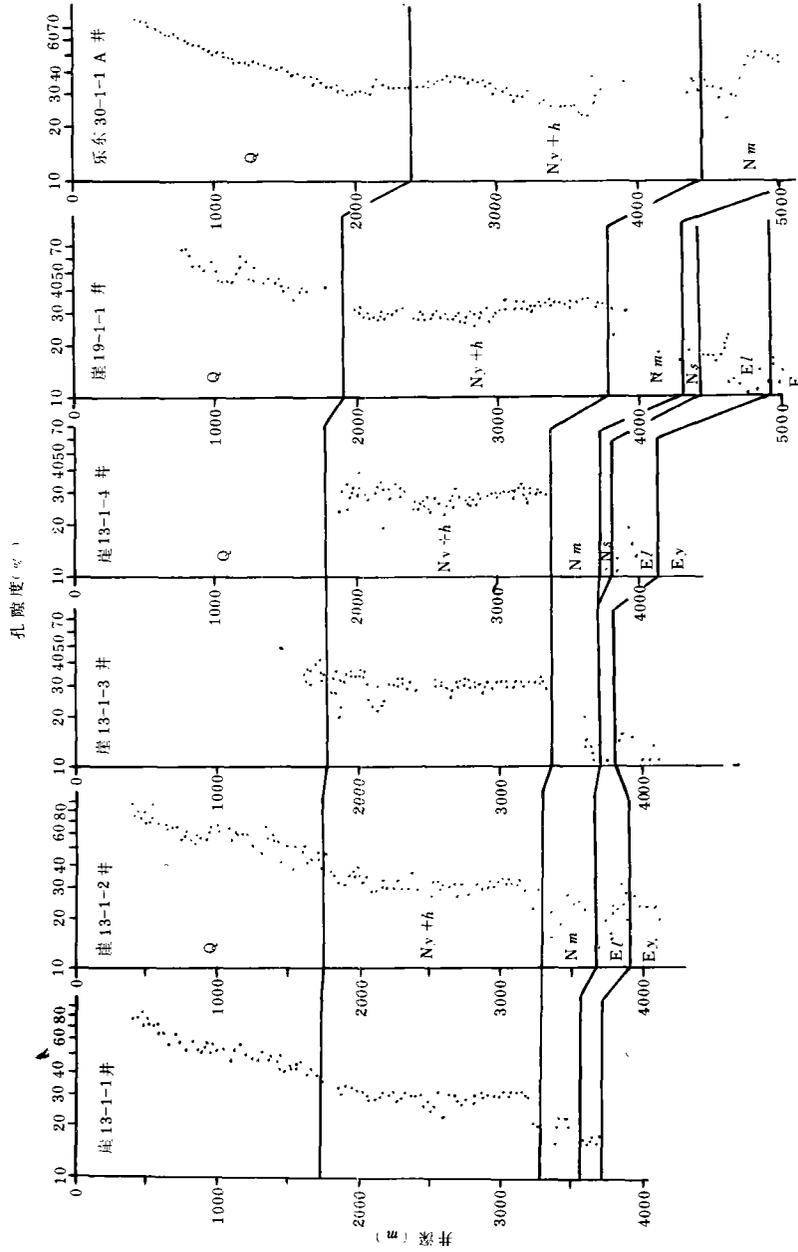


图 3 莺-琼盆地第三系泥岩孔隙度-深度关系图

烃的含量及分布特征,亦是烃源岩生烃演变效应的最终结果。因此,在生烃岩生源母质类型大体相同的条件下,可以根据生烃或残烃演变曲线上发生或出现明显的烃类亏损的迹象(锯齿状变化),来确定生排烃门限,并与压实法对比来分析判别排烃运移现象,划分确定排烃带。从本区生烃演变特征图上(图4),可以清楚地看出,在3200m以下,烃类亏损现象及排烃运移效应均十分明显,生烃演变曲线呈不规则的锯齿状变化,表明其有机质成熟生成的烃类已发生排烃运移,而锯齿状烃类演变曲线仅仅是表征其现今仍残留在源岩中尚未排出的残余烃特征。

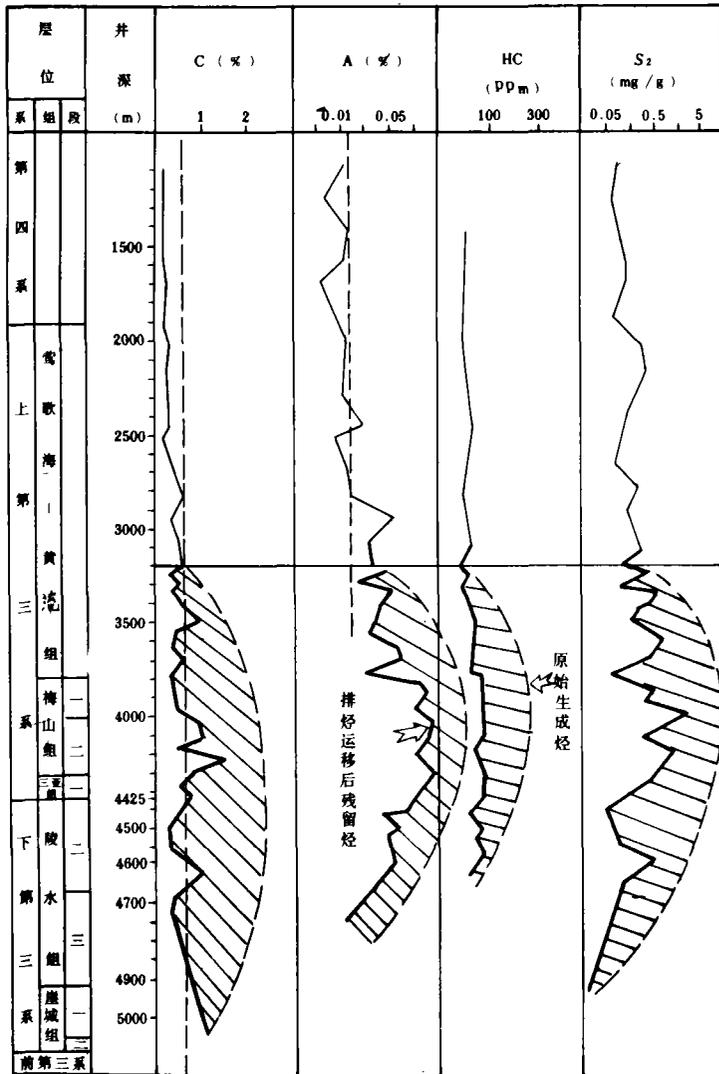


图4 崖19-1-1井烃类演变图

从图5钻井气测烃显示亦可证实上述排烃运移现象。该图在3200m以下,各井气测烃类显示均出现极大值,3200~3800m出现气测烃富集带,表明从该深度起始发生了大规模的排烃运移。

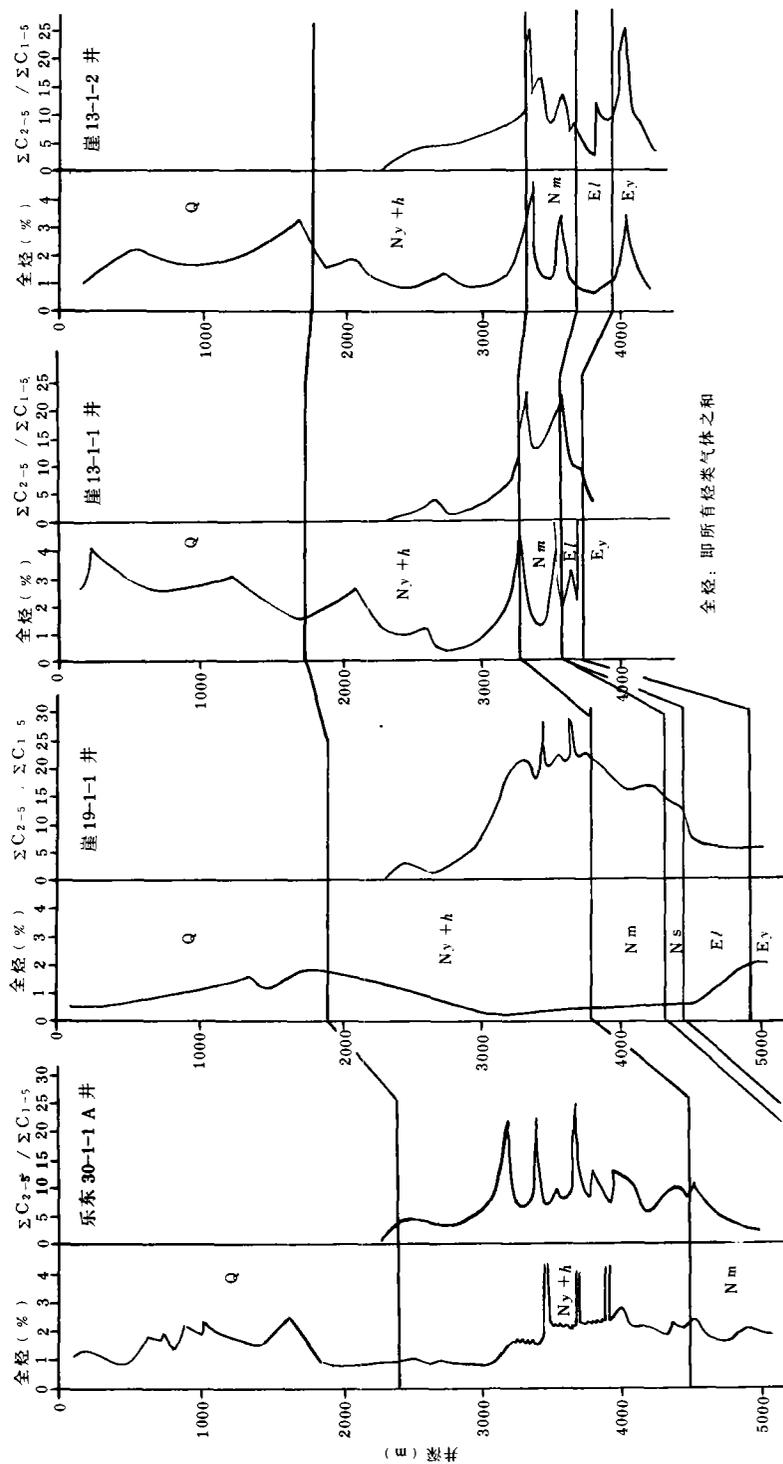


图 5 莺-琼盆地各井气测烃显示对比图

三、孔隙流体压力展布与油气运移关系

1. 剖面上流体压力分布与排烃方向

流体压力剖面分布特征决定了流体及烃类在纵向上的排烃运移方向,烃类运移聚集往往多在流体过剩压力低值区或静水压力区,且受控于剖面上高过剩压力封闭面的展布。换言之,烃类及流体常常运移聚集在异常高压带所形成的压力封闭面以下的静水压力带或低过剩压力的过渡带之中。因此,根据剖面上过剩压力分布特点,划分出高过剩压力带、低过剩压力带及静水压力带,即可分析判别烃类纵向上运聚规律。

由图6所展示的流体压力及过剩压力的剖面分布特征,表明本区自上而下,可以明显的划分出静水压力带、异常高压带及高压-静水压力过渡带等三个流体动力体系。静水压力带深度范围0~3600m,其底界多在3000m左右,层位为上统莺黄组中下部。必须强调指出的是,静水压力带深度范围与时差所确定的静水压力带范围0~2200m,差异较大。根据部份点的实测压力及泥浆柱压力资料证实,在2200~3000m之间,不存在异常压力或异常压力不甚明显现象,该深度段异常压力带之时差,由于受生物化学气及干酪根低熟生烃作用等多种因素影响而偏大。故本区流体压力剖面均是根据实测压力与泥浆柱压力之关系而换算编制的。异常高压带范围多在3000~3600m,最深可达6000m左右,其层位为上统莺黄组中下部至下第三系的顶界。过渡带深度范围为3600m以下至前第三系基底,层位为下第三系陵水组至崖城组。根据以上三个压力带分布特征,显然处在异常高压带之下的压力过渡带烃类聚集条件最好,它既可以捕集接受上部高压带的下排流带向下排出的流体及烃类,也可以接受聚集过渡带内本身的烃类。因而它是本区剖面上排烃运移聚集条件最有利的流体动力体系和最佳的生排烃组合系统。

过渡带之所以具备优越的生、排、运、聚条件,原因有三:其一,过渡带均在3200m生排烃门限以下,处在烃源岩有机质成熟生烃及排烃运移的生排烃带内,具有良好的烃源供给及排烃条件;其二,过渡带内为一套砂泥岩互层及煤的沉积组合体,有利烃类运移聚集,并为其提供了良好的储集条件及聚集场新;其三,过渡带处于异常高压分界面以下的排流带范围,除可接受异常高压带的下排流带提供的动力及排出的烃类外,且过渡带本身亦具有有机质生烃、压力形成、释放或消失之过程,因而,具有优越的排烃运移的动力条件。加之异常高压带的高压封闭面盖于过渡带油气储层之上,成为烃类运聚的高压封闭保护层,油气则主要聚集保存在该高压封闭盖层之下的过渡带内。本区崖13-1大气田即是这种高压封闭类型的典型实例,该气田油气储层位于异常高压带之下过渡带内,上第三系上、中新统莺黄组、梅山组多层高压含钙泥岩盖层形成高压封闭带,使得凝析气聚集于其下过渡带内的陵水组储层之中(图6)。

2. 平面上流体压力展布特征与油气运移聚集

由于本区钻井甚少,单井资料较局限,使得研究面上的压力展布规律增加了难度,针对海上研究工作这一难点,笔者籍助大量地震层速度资料,通过VAX机的时速转换,先由地震层速度取其倒数转换为时差,然后根据威利公式将时差转换为孔隙度,再由孔隙度转换为地层体积密度,最后根据平衡深度法 $[p_{\text{st}} = (Z - Z_c)(r_b - \gamma_w)g]$,求出过剩压力,绘制成过剩压力等值线图,从而获得过剩压力平面分布与油气运移聚集关系图(图7a, b)。

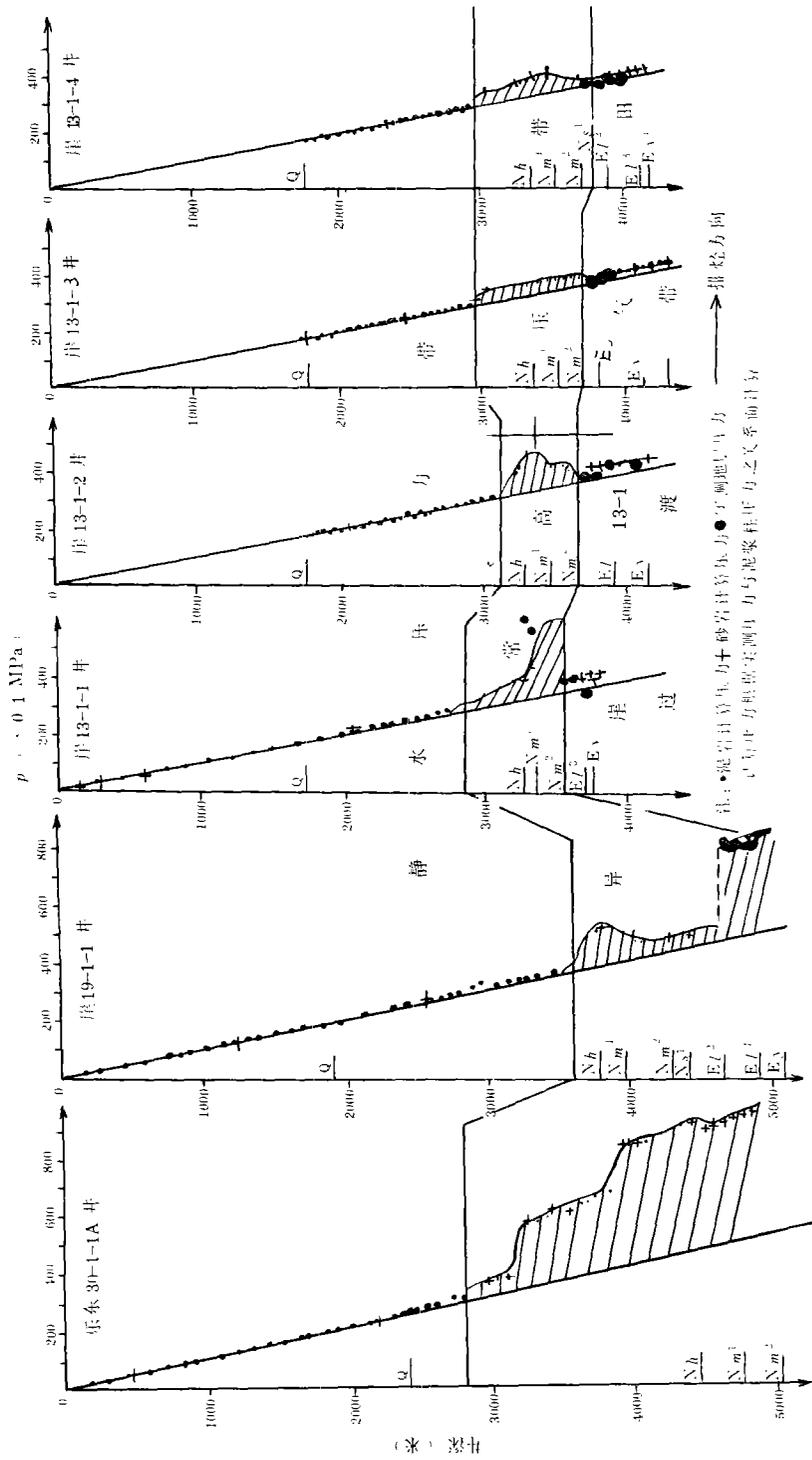


图 6 莺-琼盆地孔隙流体压力剖面展布图

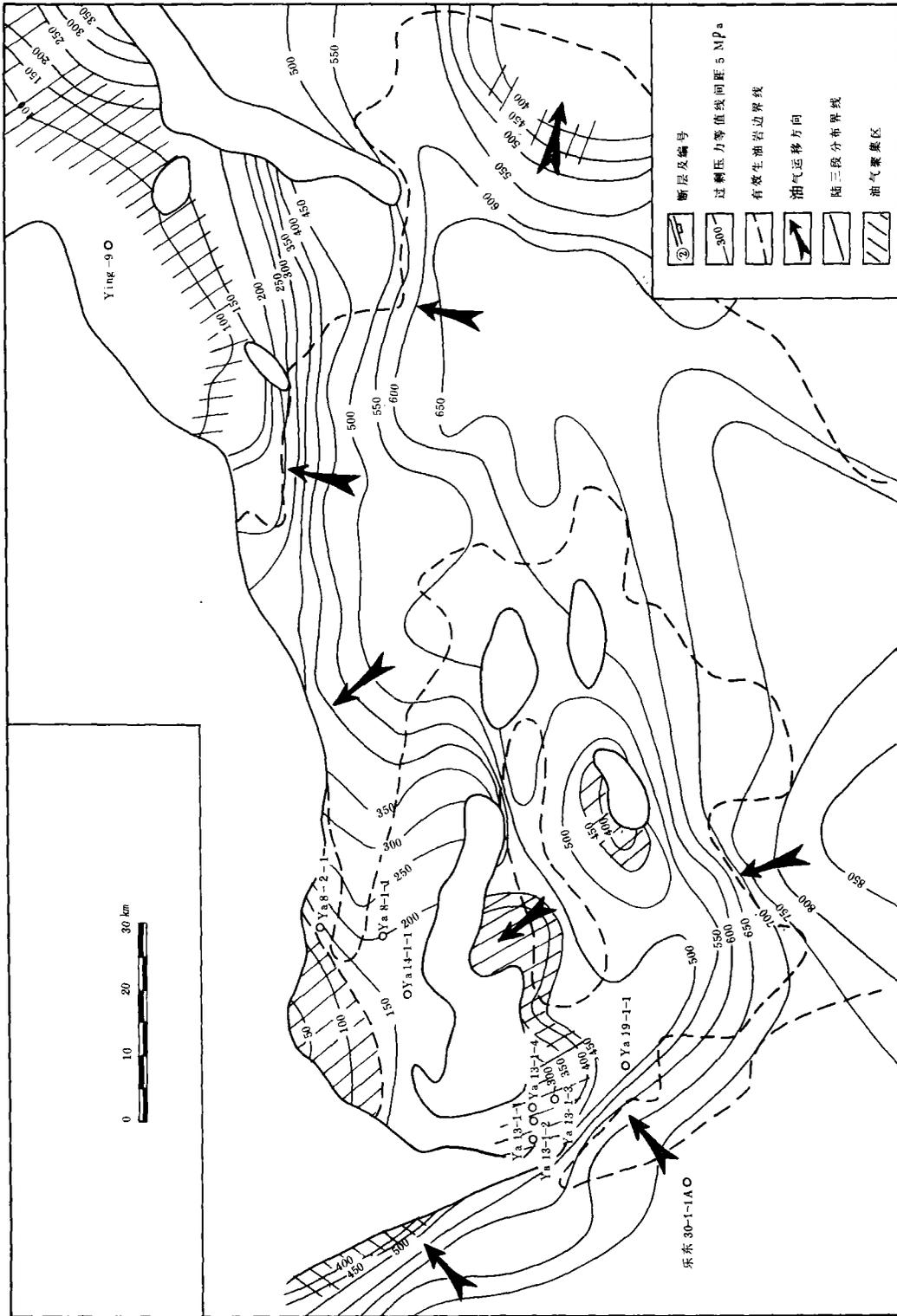


图 7a 莺-琼盆地第三段过剩压力与油气运移聚集

从过剩压力平面展布图上,可以明显看出本区下第三系崖城组、陵水组沉积时期直至现今,基本上处于同一个压力源的流体体系(即莺-琼盆地为一个压力源系统),其过剩压力总的指向及趋势是由南向北,由西南向东北,即由莺-琼盆地南部指向北部,由西南部莺歌海盆地指向东北部琼东南盆地。过剩压力低值区,其西北部均集中在崖南凹陷崖13-1构造和崖北凹陷崖14-1构造以北一带。东北部则主要集中在松涛东凹陷莺9井附近和陵水凹陷部分区域,很显然这些过剩压力低值区带,均是油气运移聚集的有利地区和场新,这已为勘探实践所证实。著名的崖13-1气田即是处于莺歌海盆地东南部与琼东南盆地西北部接壤处相对低的过剩压力区,它西邻莺歌海盆地高过剩压力区,南东方向接崖南凹陷高过剩压力区,处在左右逢源的有利位置,其烃源及压力源既有来自西部莺歌海盆地的贡献,亦有源于崖南凹陷深部本身之供给,最终均在崖13-1低过剩压力区汇合聚集,形成现今南海北部大陆架最大的气藏。

本区崖14-1和莺9井油藏亦分别处于崖北凹陷和松涛凹陷相对低过剩压力区,亦是流体及烃类聚集场所。图7a,b上所标出的尚未钻探的低过剩压力区或静水压力区,亦是烃类运移聚集指向地区,都有可能形成油气聚集和富集区,可作为近期勘探的重点目标。

综上所述,过剩压力低值区带,是油气运移聚集的指向和油气分布的富集区,只要搞清了过剩压力的展布规律,即可预测油气藏及其富集区,指导油气勘探。

结 语

1. 本区泥岩压实演变可分为二种类型,正常压实的“单带一段型”和混合压实的“双带三段型”,前者仅有正常压实段,后者则自上而下可分为正常压实带和异常(欠)压实带,其异常压实带又可进一步细分为相对稳定段和相对变化段。

2. 泥岩压实演化的差异性,主要与其沉积速率、沉积环境及岩性组合有关。盆地北部及东部凹陷区,沉积速率慢,时间埋藏长,厚度小,岩性组合较粗,其泥岩压实程度强,欠压实幅度弱,正常压实趋势斜率大,剖面展布层位老。南部及西部凹陷区沉积速率快,埋藏时间短,厚度大,岩性组合较细,泥岩压实程度差,欠压实幅度大,正常压实趋势斜率小,且剖面分布层位较新。

3. 压实法和地化法互相对比印证、综合考虑,是确定排烃门限的有效方法,在应用压实法时,要同时考虑有机质成熟生烃与压实排烃两者均具备时的条件。

4. 异常高压带在烃类运移聚集中,可起到高压封闭盖层和促使流体及烃类排出的动力作用。在有机质成熟生烃范围以上的异常高压带,可作为烃类运移聚集的有效盖层和油气藏形成的重要圈闭条件,而当异常高压带处在有机质生烃窗内,其所孕育的异常高压在地史历程中逐渐释放或消失则是油气初次运移的动力。

5. 本区剖面上过渡带和静水压力带是排烃运移的指向及油气聚集层位,而平面上过剩压力相对低值区带,则是烃类运聚场所和富集带。因此,根据过剩压力剖面展布特点和平面分布规律,即可预测有利油气聚集区和可能的油气藏。

(收稿日期,1989年12月30日)

参 考 文 献

1. 真柄钦次著,陈荷立等译. 压实与流体运移,1981年版
2. 李明诚. 石油与天然气运移,1987年版
3. 黄第藩等译. 油气运移(第一集),1988年版
4. 何家雄等. 中国海上油气,1989,(2)

ON THE RELATIONSHIP BETWEEN THE COMPACTION OF ARGILLITES AND PETROLEUM MIGRATION IN THE YING—QIONG BASIN

He Jiaxiong Zan Lisheng Liang Keming

(Research Institute of West Petroleum Company, South China Sea)

Abstract

Focusing on the relationship between the characteristics of argillite and petroleum migration, the authors have studied and discussed the regularity between argillite compaction and the primary migration of oil/gas within the basin, on the basis of the data of acoustic time and fluid pressure. It is suggested that low pressure zones or hydrostatic pressured zones are the orientation preferred by petroleum migration and accumulation, and therein the areas of petroleum enrichment. Pressure seals formed in the abnormal high-pressured zones are considered as important factors for the formation of gas pools while the release and disappearance of the pressure in the abnormal high pressured zone during argillite compaction and expansion caused by hydrocarbon generation are the driving forces for the primary migration.