

江汉盆地泥岩压实及新沟咀组 油气运移聚集条件

陈荷立
(西北大学)

江继纲
(江汉石油管理局)

罗晓容 王凤琴
(西北大学)

本文从分析泥岩压实曲线入手, 结合考虑生油条件及其他地质条件, 对江陵凹陷与潜江凹陷新沟咀组过刹压力分布特征、油气运移方向以及含油远景等问题进行了讨论。

实践表明, 在油气勘探工作中仅仅研究生油层、储集层、盖层与圈闭条件是远远不够的, 只有以盆地发育历史为基础, 以油气运移为线索, 将上述条件有机地结合起来, 追溯油气藏形成的全过程, 才可能更合理地预测一个地区的含油远景。

目前在恢复一个地区地层沉积史与埋藏史以及分析油气运移条件时, 泥岩压实研究是常用的重要手段之一。这主要是由于: ①在泥质岩成岩过程中机械压实起着主导作用, 且压实具不可逆性; ②泥质岩压实初期孔隙度与深度通常呈指数关系; ③当泥质岩孔隙度与渗透率下降到某一数值, 排水受阻不能满足压实需要时, 孔隙度的降低受其中流体压力的制约。

为研究江汉盆地江陵凹陷与潜江凹陷新沟咀组油气运移与聚集条件, 共编制泥岩声波时差-深度关系曲线154条、地震测井曲线25条、dc指数曲线48条, 并进行了泥岩地表声波、容积密度、磷酸盐含量、含盐量等项分析。综合分析上述资料以及研究区已有的其他基础地质资料, 得出了以下一些初步认识。

一、初次运移时间及有效生油层分布

生油层中的异常高压不仅是油气运移的动力, 而且还可以为排烃创造有效的通道^[1,2]。因此, 要了解一个地区是否具备初次运移条件和初次运移发生在什么时候, 必须首先掌握该区泥岩压实历史, 然后与该区的生油历史相对照。在剖面上, 油气大量生成和排烃条件同时具备的深度上限, 应是油气可能产生运移的最小深度, 其最大深度理论上应截止于异常高压带的下限, 或油气相消失的深度(视二者关系而定)。

1. 生油门限

由于根据泥岩压实曲线求出了下第三系顶部的剥蚀厚度, 本次研究得以在恢复地层最大埋深的基础上, 重新编绘了新沟咀组生油岩热演化图。该图表明, 在古埋深2000—

表1 地层系统及文中所用地层符号(据江汉石油管理局研究院)

系	统	组	段	油组	本文符号
第四系	全新统	平原组			Q
	上—中新统	广华寺组			Ng
	渐新统	唐河组			E ₁ n
第三系	始新统	潜江组	第一段		E _q ¹
			第二段		E _q ²
			第三段		E _q ³
			第四段		E _q ⁴
		荆沙组			E _j
		新沟组	上段		E _x ^上
			下段	I油组	E _x ^I
				II油组	E _x ^{II}
				范围层	隔
				III油组	E _x ^{III}
	古新统	沙市组			E _s

2200m左右存在明显的演化界线, 烃/C、镜质体反射率 R_o 、孢粉颜色及热变指数均开始显著增高, 而正烷烃奇偶优势却明显消失。为此, 我们将新沟组生油门限深度上限定为2100m, 门限温度定为82℃, 其主要成熟度指标是烃/C约3%, R_o 为0.65%, 热变指数为2.4, OEP值为1.2。

2. 异常压实带开始产生的历史深度

泥岩压实曲线直接反映的是研究区不同深度泥岩的压实现状, 并不能完全代表该区所有泥岩的压实历史。为确定欠压实带中某泥岩开始产生异常的深度, 不少人借助于平衡深度法。该方法认为异常段中各泥岩埋深处于其平衡深度以上时为正常压实的, 当达到平衡深度后开始进入异常压实阶段, 此后基本再未被压实。实质上, 由平衡深度法确定的压实历程, 仅能代表一种等效压实历程(从压实效果考虑与真正的压实历程相当), 但并不一定就是其真正的压实历程。泥岩可以通过多种途径达到其现在的压实程度。因此当研究泥岩层在达到目前埋深后的总体压实效果时, 例如估算泥岩的孔隙压力, 计算其总压实排水量等等, 用上述历程作为依据是可以的。若用来确定泥岩产生异常的历史深度则会出现较大的误差。

首先, 利用上述方法求异常产生深度, 对于同一岩性组合层段中不同深度泥岩层必然要得出不同的、甚至相差很大的结果, 这与同一地区现存异常起始深度往往很接近的规律不相符合。其次, 作为上述方法理论基础之一的是, 泥岩在产生异常后, 基本再未被压实。这也是与事实不符的。泥岩虽渗透性很差, 但并非完全无渗透性, 很难想象在进一步埋深中所含流体丝毫不再向外泄露。

大量事实还表明, 同一欠压实层段中各泥岩压实程度的变化往往很有规律, 对于欠

压实程度较高的致密层段,其欠压实程度总是从上下向中部递增。推测位于这种层段中的各泥岩层,很可能是在大致到达同一深度(即达到某一渗透率临界值)时,开始产生异常压力的。只是层段中部封闭程度较上下两侧更高,故其压实程度的增加通常较两侧更慢。

基于上述认识,我们采用了如下方法确定新沟组组生油层开始产生异常的深度。即将研究区各压实曲线现存异常起始深度,进行剥蚀厚度校正与断层恢复,然后绘制了一幅异常起始深度频率图。该图1900—2300 m间为明显峰值区。笔者认为,该峰值区(为了应用上的方便,我们采用上述范围的中值——2100 m)在一般情况下可以看作是研究区泥岩开始产生压实异常的近似深度。用这种方法得出的结论,虽然有一定的误差,但从排烃分析精度要求来看是完全适用的。

3. 排烃深度、时间及有效生油层的分布与发展

由前述可见,新沟组组生油层的生油门限深度上限为2100m,而其压实异常开始出现的历史深度亦为2100 m左右。换句话说,当生油层埋深达到2100 m左右时,不仅开始有大量石油生成,而且开始出现了排烃条件。这种油气大量生成与排烃条件开始产生的深度基本吻合的情况,是生排配合的一种最佳方式。

至于排烃深度的下限,目前还难以得出比较确切的结论。因为,第一,在研究区现有压实曲线中,均没有见到异常压实段的明显下界。第二,有机质热演化曲线只提供了生油的下限,而没有出现生气的下限。不过,根据新沟组组主要生油层的现埋深,可以认为排烃过程至今尚未全部结束。

为了将新沟组组生油层开始排烃的深度转换为相应的地质时间,必须了解生油层的埋藏历史。在本次研究中,我们首先对已剥蚀地层及掉块地层厚度进行了恢复,然后利用计算机逐层逐层进行压实厚度校正^[3],在此基础上编制出了新沟组组在不同时期的底面埋深图。在该图上,进入开始排烃深度的范围即为该时期有效生油层的分布范围。为了重点分析新沟组组主要生油层段Ⅱ油组及泥隔层的排烃情况,在划分排烃范围时,我们扣除了Ⅱ油组的大致平均厚度100 m,即采用2200 m作为界线。

我们用上述方法得出的Ⅱ油组及泥隔层在不同地质时期的排烃范围图表明,新沟组组沉积末期Ⅱ油组及泥隔层在吊提口向斜即已开始排烃,但范围很小。荆沙组沉积过程中有效生油层分布范围迅速扩展。至荆沙时末期,江陵凹陷南部梅槐桥—虎渡河—资福寺一带(除金家场外)已全部属于有效生油层分布范围,潜江凹陷周矶—总口—吊提口向斜带(除熊11井一带外)也已全部进入该范围(图1)。潜四段沉积末期有效生油层分布基本上达到最大范围,此后没有很大扩展(图1)。

二、过剩压力分布特征

据现在所知,在地层压实过程中所产生的流体过剩压力是地下油、气、水流动的主要动力^[4]。所谓过剩压力是指高于静水压力的压力,理论上静水压力应以理想静水压面(地层水完全不流动时的水压面)为准,按所处深度与静水压力梯度计算得出的压力值。由于江陵、潜江凹陷地表起伏不大(井口海拔相差仅2—3 m,最多6—7 m),故

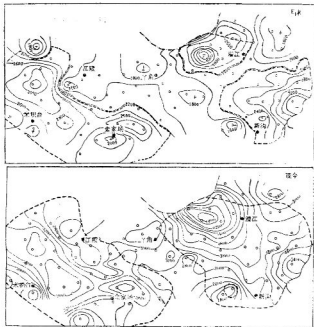


图1 江陵、潜江凹陷新沟组组有效生油层发展图

实际计算时皆以井口海拔为准。

在本次研究中,根据江陵、潜江凹陷泥岩压实曲线,采用平衡深度法^[1]共计算了49口井的过剩压力,并编制了单井过剩压力剖面、联井过剩压力剖面以及过剩压力平面分布图。通过对这些图的分析对比,得出了以下几点认识。

1. 江陵、潜江凹陷过剩压力分布特征

(1) 研究区地下普遍存在具过剩压力的异常压力带。各井现存异常压力带的起始深度变化范围较大(1800—2900 m)。但经剥蚀、断层等恢复后,本区异常带出现的现深度为1900—2300 m(2100 m)。在开始出现的层位上也有着明显的规律。

(2) 过剩压力纵向分布的总趋势是随埋深增大而增加,但其相对起伏与层位有着明显的关系。从新沟组至沙市组上段这套生、储油层系来看,一般具两高一低特点,即Ⅱ油组(有的包括泥隔层和Ⅰ油组)和沙市组上段的过剩压力相对较高,而Ⅲ油组则

相对较低(图2)。

(3) 各断块间的压力分布不连续, 自成体系。一般说来, 在向斜或地堑中过剩压力相对高, 0—40 atm 的低压带比较窄, 而 >80 atm 的高压带分布范围较宽, 在纵向上过剩压力随深度逐渐增大的总趋势比较明显。在背斜或地垒上过剩压力则相对低, 0—40 atm 的低压带比较发育, 而 >80 atm 的高压带分布局限甚至缺失, 纵向压力分布表现不够稳定(图3)。

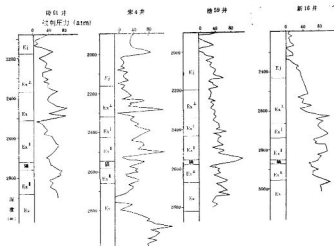


图2 新沟组组—沙市组过剩压力纵向分布特征

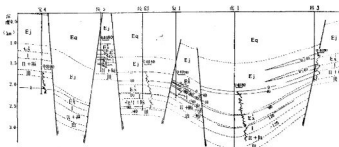


图3 联井过剩压力剖面图

(4) I、II 油组具有相似的过剩压力平面分布特征。由 I、II 油组过剩压力平面图(图4)可见, 江陵凹陷荆沙背斜带为一明显的低值带, 尤以陵5、复1、范1井区最低。在此低值带西南的梅-虎向斜带, 过剩压力较高, 特别以梅槐桥向斜最高。在此高压带与低压带(荆沙背斜带)之间普遍存在着一个压力等值线密集带, 表明该处压力梯度较大。荆沙低值带以北的关沮口向斜(港3井区)也为高压带, 但其过剩压力远较梅-虎高压带为低。

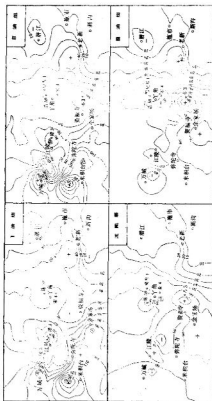


图4 新沟组下段过剩压力平面分布图

潜江凹陷由于北部大部分井均未钻达新沟组, 资料少且不系统, 故过剩压力分布图很可能并不能确切反映其真实情况。就现有资料看, 仅老新西北地区过剩压力较高, 向南和向东北降低。在高过剩压力区南侧亦有一压力等值线相对密集带, 不过规模远较江陵凹陷荆沙背斜带以南者小。从研究区向斜或地垒带过剩压力高, 背斜或地垒带过剩压力低这一普遍规律看来, 推测北部周矶向斜和东部吊提口向斜应有较高过剩压力分布, 且前者过剩压力高于后者。

(5) 泥隔层与Ⅱ油组的过剩压力平面分布比较接近(图4)。因研究区多数井未钻穿Ⅱ油组或泥隔层, 故压力资料少。就现有资料看, 二者压力分布近似, 而与Ⅰ、Ⅲ油组有较大差别。如研究区中部赤3井与治59井(或樊参1井)出现两个局部高压区, 中间被宋4井低压区相隔, 二者遥相呼应。潜江凹陷西北的高压区依然存在。推测此时梅-虎向斜、周矶向斜、吊提口向斜等地仍为高压分布区。

2. 控制压力分布的主要因素

上述过剩压力的纵向及平面分布规律, 可以从研究区构造背景及沉积特征上得到解释。

(1) 在向斜或地垒带中, 一般沉积厚度大, 泥质岩含量高, 因此过剩压力孕育条件好, 再加上压力保存条件好, 故过剩压力开始出现的层位浅, 压力高, 过剩压力大体上稳定地随深度增大而增大。在背斜或地垒带上, 沉积厚度较小, 泥质岩含量低, 且断层较发育, 其压力孕育与保存条件显然不如前者, 故过剩压力值低, 压力纵向分布不稳定。

(2) 整个层段中的砂岩百分含量高, 总体渗透性能较好, 过剩压力值则较低。反之, 则较高。例如就整个研究区来看, 无论是在背斜带上, 还是在向斜带中, Ⅱ油组的砂岩含量均高于Ⅰ油组与泥隔层(表2), 故其过剩压力亦较低。

表2 江陵、潜江凹陷新沟组各构造砂岩百分含量

地区		Ⅰ油组	Ⅱ油组	泥隔层	Ⅲ油组
江陵	旋南	14.47	26.70	17.52	17.59
	梅虎向斜	3.8	17.50	10.15	45.39
	荆沙背斜带	32.07	37.02	28.08	41.17
潜江	岳口	32.86	37.30	16.55	39.43
	袁新	9.79	8.10	10.88	23.58
	总口	25.30	22.75	15.91	35.05
	施市	11.15	15.11	12.61	23.12

(3) 过剩压力等值线平面分布的疏密与相应层段流动的难易有关。泥岩中流体压力在侧向上的宏观调整主要是通过相邻砂岩而进行的。当流体侧向流动条件变差, 泥岩压力均衡调整受到的限制增强时, 其过剩压力梯度在该方向上必然增大。故过剩压力等值线相对密集。由于控制流体流动难易程度的是岩层的连通性与渗透性, 因而岩性或构造条件均可导致这种密集带的出现。

例如对比分析表明, 梅-虎向斜与荆沙背斜带之间的压力等值线密集带, 基本与沿江浙层及陵北断层的位置相当, 也与该时期江汉凹陷北部砂岩体分布的边缘大致吻合。而潜江凹陷南部的过刺压力密集带, 则大致位于东荆河大断层附近。

3. 计算压力与实测压力间的对比关系

过去评价地下流体压力时, 常笼统地认为“高压异常带中紧邻的砂岩、泥岩, 其压力近似相等”。现在看来这一提法是有问题的。潜江、江陵地区由泥岩压实曲线计算所得压力(泥岩压力)与紧邻储层实测压力的对比进一步证明了这一点(图5)。

(1) 除新沟地区外, 各区新沟组泥岩的计算压力都有不同程度的异常, 而据现有资料, 大部分地区在新沟组中的实测压力均属静水压力或低于静水压力。虽然拖市油田及全家场地区储集层有异常高压存在, 其中拖市油田Ⅱ、Ⅲ油组的压力系数可达1.45, 但它们与互层泥岩的计算压力仍不相等。

(2) 除拖市外一般计算压力均高于实测压力, 平均计算压力比实测压力高22.83 atm, 且两种压力有同步变化的特征, 仅拖市地区例外, 其实测压力远高于计算压力。

(3) 花园与老新油田计算的过刺压力一般都在20 atm以下或略高于20 atm, 其实测压力均无过刺压力。全家场、拖市地区计算的过刺压力一般在40 atm以上, 这些地区的实测压力亦具异常。

以上情况以及作者从我国其他盆地所获资料^[6]都说明, 相邻砂泥岩间的压力有极大相关性, 但并不一定接近相等。按照目前大多数人的观点, 砂岩区域性的异常高压源于相邻泥岩, 并受控于相邻泥岩, 故砂岩压力通常多与泥岩压力保持同步变化的规律。但是, 由于砂岩对压力的孕育和保存条件远不如泥岩, 故其压力值通常又较相邻泥岩低。因此, 尽管砂泥岩的现压力不同, 甚至计算压力与泥岩实际压力亦有一定出入, 但仍可应用计算压力分析泥岩现压力的相对分布, 并作为砂泥岩古压力相对分布的借鉴。

还需指出的是, 砂岩压力主要取决于但又并非完全取决于相邻泥岩, 还有一些其他因素也可以影响砂岩压力大小。拖市地区实测压力高于相邻泥岩的情况, 推测很可能是由于与下伏沙市组或更深层位高压层段串通的结果。

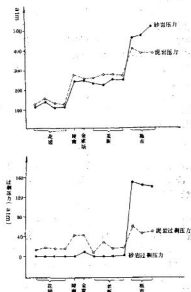


图5 江陵、潜江地区计算压力与实测压力对比图

三、运移方向及含油远景

毫无疑问,油气初次运移方向主要受过剩压力分布的制约,流体通常具有从高过剩压力向低过剩压力流动的总趋势^[14]。因此根据过剩压力纵向分布及其与储集层的配置关系,可以判断生油层的排烃方向以及各储集层接受烃类机遇的大小。

在油气进入储集层进行侧向运移过程中,过剩压力亦为一个重要的控制因素,不过储集层中的运移条件与生油层不同,此时对运移起促进作用的应该还有浮力(严格说在生油层中浮力亦应存在,但其与过剩压力以及毛管阻力相比甚小,故可略而不计)。储集层中油气运移的理论方向应为最大水动力方向(过剩压力等值线的垂线方向)与最大浮力方向(主要运移时期储集层构造等高线的垂线方向)的合力方向。但是,考虑到油气总是企图沿着阻力最小的途径进行运移的特点,故最可能的实际运移路线应为沿着最大水动力方向与最大浮力方向所夹持范围中的相对高渗透率地带(指向低过剩压力区)。

笔者根据上述原则,重点从运移条件出发,探讨了新沟组组的有利含油层位及地区。分析中以过剩压力分布为主要依据,并结合考虑了已有生油层、储集层、盖层以及已知含油性等多方面的资料。下面简述得出的一些主要认识。

1. 纵向上Ⅱ油组的含油远景应比Ⅰ、Ⅲ油组好,其根据是:

(1) Ⅰ、Ⅲ油组(包括泥隔层)过剩压力较高,主要是以其自身为油源层,而Ⅱ油组过剩压力低于其上下层位,它既可以接受Ⅲ油组及泥隔层向下供油,又可能接受其下沙市组上部生油层向上供油(据现有资料,沙市组上段具一定生油能力)。故油源条件优于前者。

(2) Ⅰ、Ⅲ油组的过剩压力有向上逐渐降低的趋势,表明其盖层条件十分理想,而Ⅱ油组上为具有高过剩压力的Ⅲ油组及泥隔层,推测在高过剩压力与低排替压力双重因素配合下,将构成较为理想的封闭条件。

2. 压力密集带有利于形成良好的油气聚集

如图4所示,在江陵凹陷荆沙背斜带南侧及潜江凹陷老新以北地区存在程度不等的两个压力密集带,这些地区均处于有利生油区之中,是油气近距离运移聚集的指向区。再加以地层上倾方向有低渗透带的封闭,有可能形成各种断层或岩性遮挡的油气藏。

3. 荆沙背斜带油源受到一定限制,且油气保存条件欠佳

江陵凹陷荆沙背斜带处于有效生油范围内,属于过剩压力低值带,而两侧向斜区均为过剩压力高值带,无疑应是油气运移的指向区。但其北的关咀口向斜生油条件差,油源有限。其南又有低渗透的压力密集带,将其与梅-虎向斜主要生油区分隔。推测该向斜生成的油气很可能有一部分不能到达荆沙背斜带。

另外,本区断层众多,压力剖面资料表明断层部位的压力释放作用明显,故油气保存条件亦欠佳。

4. 一些过剩压力降低方向和局部低压区值得引起注意

根据流体从高过剩压力区向低过剩压力区流动的普遍规律,一切过剩压力降低的方

向都将是油气运移的指向区。若结合其他条件考虑, 值得注意的地区有江陵凹陷的南斜坡, 潜江凹陷的拖谢构造带, 丫角-新沟低凸起的中段, 马王庙地区等等。

参加基础资料收集与初步整理的有康剑、张立璇、董义龙、严叔渊、李广才、梁文华等同志, 参加计算机制图的王家华、余元华同志。图幅由西北大学地质系绘图室清绘。工作中还曾得到江汉石油管理局及研究院有关同志的大力协助与支持, 在此一并致谢!

参 考 文 献

- [1] 袁钢钦等, 1978, 压实与流体运移, 陈荷立等译, 1981, 石油工业出版社。
- [2] H.D. Hedberg, 1980, 平统的生成与石油运移, 油气运移第2集, 陈荷立、汤毓元编译, 1987, 石油工业出版社。
- [3] D.A. Falvey等, 源层史和地史分析的新进展, 赵树生译, 1986, 油气勘探译丛, 第4期。
- [4] P. E. 梅雷泰纳, 1979, 孔隙压力的基本原理通常所引起的后果及其构造地质含义, 陈荷立、汤毓元译, 1987, 石油工业出版社。
- [5] W.H. 费特, 1976, 异常地层压力, 宋秀珍译, 1982, 石油工业出版社。
- [6] 陈荷立等, 1986, 石油学报, 第4期。

COMPACTION OF MUDSTONE AND OIL-GAS MIGRATION- ACCUMULATION CONDITION OF THE XINGOUZUI FORMATION IN JIANGHAN BASIN

Chen Heli Jiang Jigang

(Northwest University) (Jiangnan Oilfield)

Luo Xiaorong Wang Fengqin

(Northwest University)

Abstract

Based on the analysis of the curves of mudstone compaction, it is ascertained that the smallest depth of hydrocarbon-expulsion of the Xingouzui Formation in Jiangling and Qianjiang Sags of the Jiangnan Basin is 2100m, and that the expulsion coordinated very well with hydrocarbon generation. We can see from the maps of palaeoburial depth made by the resumption of eroded thickness and the compaction correction of strata that, most Xingouzui source rocks began its hydrocarbon expulsion after the deposition of the Jingsha Formation, and that the effective source rock possessed the most extensive distribution after the deposition of the fourth section of the Qianjiang Formation.

A series of excess-pressure profiles and maps have been drawn out based on compaction curves. In accordance with the direction of hydrocarbon migration suggested by these maps and other geological conditions, the authors also evaluated the exploration prospects of the research area.