

四川盆地碳酸盐岩 异常高压形成机制的探讨

杜凤钦

(地质矿产部西南石油地质综合大队, 成都 610081)

本文根据碳酸盐岩成岩特性, 结合四川盆地地质构造、沉积特征、油气演化史及勘探实践, 论述二、三叠系及石炭系的异常高压, 是上覆地层静压力和油气生成、运移、聚集过程中各种地质综合作用造成的。

关键词 碳酸盐岩 异常高压 烃类生成 地层静压力 封盖条件 综合地质作用

作者简介 杜凤钦 女 52岁 高级工程师 石油地质

四川盆地是中、新生代发展起来的一个构造盆地, 也是西南地区一个重要的含油气盆地。沉积岩厚 6000~10000m 以上, 具多层系、多旋回特点。二、三叠系及石炭系海相碳酸盐岩是盆地内主要产气层。中石炭统为一套以白云岩、角砾状白云岩及灰岩为主的碳酸盐岩, 是川东气区的主产层。二、三叠系为灰岩、白云岩夹膏盐层、页岩及煤层。下三叠统嘉陵江组、上二叠统茅口组是川东、川南气区的主产层。

现有勘探情况表明, 二、三叠系及石炭系储层具异常高的孔隙压力, 其压力系数均大于静水压力系数 1.10。石炭系压力系数为 1.10~1.40, 二、三叠系压力系数为 1.20~2.00。

碳酸盐岩异常高压的形成机制, 目前国内外仍处于探索阶段。笔者从勘探实践出发, 在前人研究基础上, 经综合分析, 有以下几点认识。

一、碳酸盐岩异常高压主要来自烃类的生成

1. 沉积、成岩过程中碳酸盐岩欠压现象不明显

碳酸盐岩在沉积、成岩过程中上覆负荷压力主要由岩石骨架承受, 欠压实现象不明显。据韦勒尔(Weller, 1959)的估计, 大约在 175m 以下时, 碳酸盐碎屑沉积物已达到颗粒支撑的状态, 其孔隙度已降低至 37% 以下; 研究成果还认为, 碳酸盐岩在沉积 0.3~0.6m 以后, 便失去了大部分水; 同时早期(大约埋深小于 610m)的胶结作用及白云化作用, 增强了沉积物的强度, 阻碍压实作用的进行。

目前国内外大多数学者认为, 碳酸盐岩中的压实作用是一种重要的成岩作用, 它是碳酸盐沉积物孔隙度减少的一个十分重要的因素, 但目前尚缺乏定量研究。笔者认为, 应该肯定的是, 碳酸盐岩由压实作用决定的物性特征, 不会像泥质岩那样明显, 而相似于砂岩。

2. 沉积速率低,不易形成欠压实流体

四川盆地海相沉积速度缓慢,沉积速率仅10m/Ma。假若碳酸盐碎屑物压实特性与泥质岩若一样,按此沉积速率,压实作用也不可能形成欠压实的高压流体。因为泥质岩沉积速率必须 $>40\text{m/Ma}$ 时,才能形成高压流体。

3. 甲烷的生成是沉积岩内部能量与孔隙压力的一个主要来源

据赫德伯格(H. D. Hedberg, 1974)研究,在沉积成岩作用早期,由于细菌作用可以生成大量甲烷,但其大部分将随压实水一起迅速排出地表或进入相邻的储集层。随着埋深增大,热化学作用增强,细菌活动逐渐减弱,当生成甲烷的数量超过了孔隙水溶解能力时,游离气泡便开始在孔隙空间中出现,即形成气体压力的集聚,内部流体压力亦不断升高。随着油气的不断生成,加之干酪根成烃时膨胀产生的压力,使生油层产生层内压力,生成的油气便处于憋压状态。随着埋深增加,当有机质埋深达4000m,地温达 120°C 时,油气开始裂解成天然气,使体积、压力进一步增大。据四川石油管理局研究院模拟实验结果,在4000m埋深下,1t原油裂解成天然气体积要增大约2.4倍,孔隙压力也将增大2.4倍^①。随着压力的不断集结,当压力等于或超过上覆岩层重量时,岩石将产生微裂隙,被压缩的高压流体向邻近储层运移。

二、三叠系为生、储一体,当油气大量生成和生油岩古埋深大于3000m时,与岩石组构有关的原生孔隙已降低到3%以下,储层具超低孔渗性,地层中的流体流动十分困难。尽管此时有次生溶蚀孔、洞、缝及“干酪根网络”的形成,但其发育有限,分布也不均。已有研究成果表明,三叠系受局限海潮坪和暴露滩影响控制的裂缝孔隙型储层,其孔隙层段所占的比例是较小的,累积厚度只占整个地质剖面的百分之十几,单层厚度一般小于3m,其余大部份地层是致密岩层;二叠系阳二与阳三气藏的储层主要是受褶皱构造期影响控制的裂缝孔洞储集层,其主要储渗空间是褶皱形成的构造裂缝和沿构造裂缝分布的溶蚀孔、洞组成,其基质平均孔隙度为1.08%,基质渗透率一般为小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,因此二、三叠系储层实际上仍处于封闭环境。加之油气基本近源,在横向上无大规模运移,压力不易在大区域内进行平衡,致使原始的高压流体仍处于添憋压状态。

中石炭统黄龙组,气源主要来自志留系,上覆二叠、石炭系自身有部份油气补充。由于石炭系储、渗条件好,连通范围广。据统计,平均孔隙度为6%,个别高达19%,渗透率平均为 $6.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在局部圈闭内有统一的压力系统与统一的气水界面。因此,当志留系的高压流体进入石炭系时,是一个泄压过程,在区域上形成相对于二、三叠系低的地层压力。

二、封盖条件好的地区是现今的高压区

在长期处于相对拗陷的上覆盖层厚度大的地区和在构造发育程度低的凹陷区或宽缓的向斜带,原始地层压力保存好,为现今的高压区。如现今四川盆地二、三叠系可分为川西北、川东南异常高压区(压力系数为1.3~2.2)及川西南正常压力区。异常高压区出现的位置和印支期以后盆地进入内陆湖盆沉积时的拗陷区是一致的。它们分属川西北拗陷带、川东南拗

① 王涵云、杨天宇,1982,原油热解成气模拟实验报告

褶皱带及川中隆起带(图 1)。

泸州以西,属于华蓥山断裂区域泄压带的南延部份,亦属川中隆起带的南端,古、中生代均处于相对隆起地区,其沉积盖层的总厚度只有川西及川东的一半左右;同时上覆盖层裸露层位不同,泸州以西的构造,轴部出露地层为自流井组以下层位,泸州以东的构造轴部出露层位为上沙溪庙组。

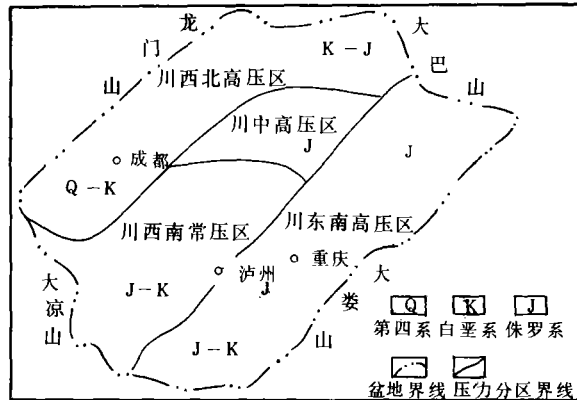


图 1 四川盆地二、三叠系碳酸盐岩地层压力分区图
1. 第四系; 2. 白垩系; 3. 侏罗系; 4. 盆地界线; 5. 压力分区界线

三、现今的地层压力是经过多种地质作用改造的结果

成岩后期的溶蚀作用及胶结充填作用和构造的形成与发展以及断裂的产生是改造地层压力的动力,也是控制现今地层压力分布的因素。原始异常高的流体压力能否保存,决定于其后的改造作用。各种改造作用不是孤立的,在不同地质条件下,各种因素所起的作用各不相同,它们在高压形成过程中往往是综合起作用的,只是互有主次之分,随着地质时间的推延,各种地质因素的改变,可引起孔隙流体压力的变异。

1. 成岩后期的溶蚀作用,可以增大储、渗空间,起到减压作用,而其胶结充填作用,可使储、渗空间缩小,使地层压力增加。在封盖条件好的地区、溶蚀作用发育的地区、储集层孔、渗性好的地区,其地层压力接近正常压力。如卧龙河气田,雷一段气层白云岩平均孔隙度为 5.26%,最高可达 19%,加之构造缝发育,孔和缝相互搭配,改善和扩大了储渗空间,使雷一段日产气大于数十万方,反之,致密储层则形成高压低产层。如通南巴构造嘉二段气层压力系数高达 1.86,其日产气小于十万方。溶蚀作用还包括压溶作用。邓宁顿于 1967 年,在中东钻井中发现缝合线大体上都在孔、渗性低的层位,而在纵向上岩层厚度的减少往往可达 20~35%;压溶作用使裂缝、孔隙充填,导致储集空间减小,实际上是一个增压作用,如川东南地区二叠系中缝合线十分发育,其压力就高,孔渗性就差。

2. 断褶、隆起带间的下陷区可视为应力积累区。在同一构造带上,由于各段构造发育程度不同,抬起较高和断层通天的地段,可视为应力释放区,因此,那里出现接近正常压力区,如龙泉山南段;而断褶构造发育程度较低的龙泉山北段及九龙山涪阳坝断褶带可视为应力

积累区,为今日高压区。

地壳上升、下降和侧向拉张与挤压等运动方式所产生的应力场,使岩层产生褶皱、错断及裂缝等各种形变,就直接或间接地对原始地层压力起着增压和泄压作用。在构造发育程度低的地区可视为应力保持区,对其孔隙流体压力产生增压效应;而构造发育程度高的地区则引起应力释放,对原始孔隙流体压力产生减压效应。比如在构造发育程度高的高陡背斜,侵蚀程度深,储层埋藏浅,则气藏压力容易散失,而形成今天的接近正常压力的气藏,如相国寺二叠系的压力系数级为 1.05~1.20。

3. 横向上区域性的大断裂和露头区是重要的泄压地带,纵向上切至背斜核部附近的断层是压力散失的通道。四川盆地内最大的泄压带是北东向的华蓥山断裂带,该带福成寨气田,气层压力系数小于 1.40,只在老的层位出现异常高压带;切在轴部附近的断层,对气藏圈闭有一定的开启作用,它可成为气藏在富集过程中的溢出点,也是压力散失的通道。如川东气区石龙峡气田,共有三个含气单元,其中嘉三和嘉五由于有切顶断层通过,含气面积小,地层压力系数分别为 1.10 及 0.80;处于断层下盘的嘉一气藏圈闭完整,气藏保存条件好,地层压力没有散失,其压力系数为 1.90,气藏富集程度高,气藏高达 200m;位于断层上盘,埋深仅 500m 的嘉五段气藏,压力系数只有 0.8,被保留下来的气藏压力最低,以致气井很快被水淹(图 2)。

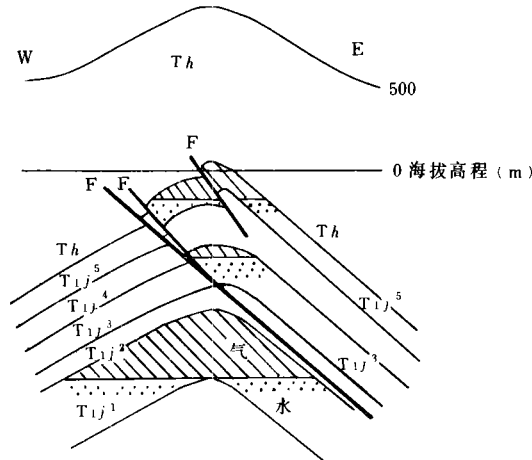
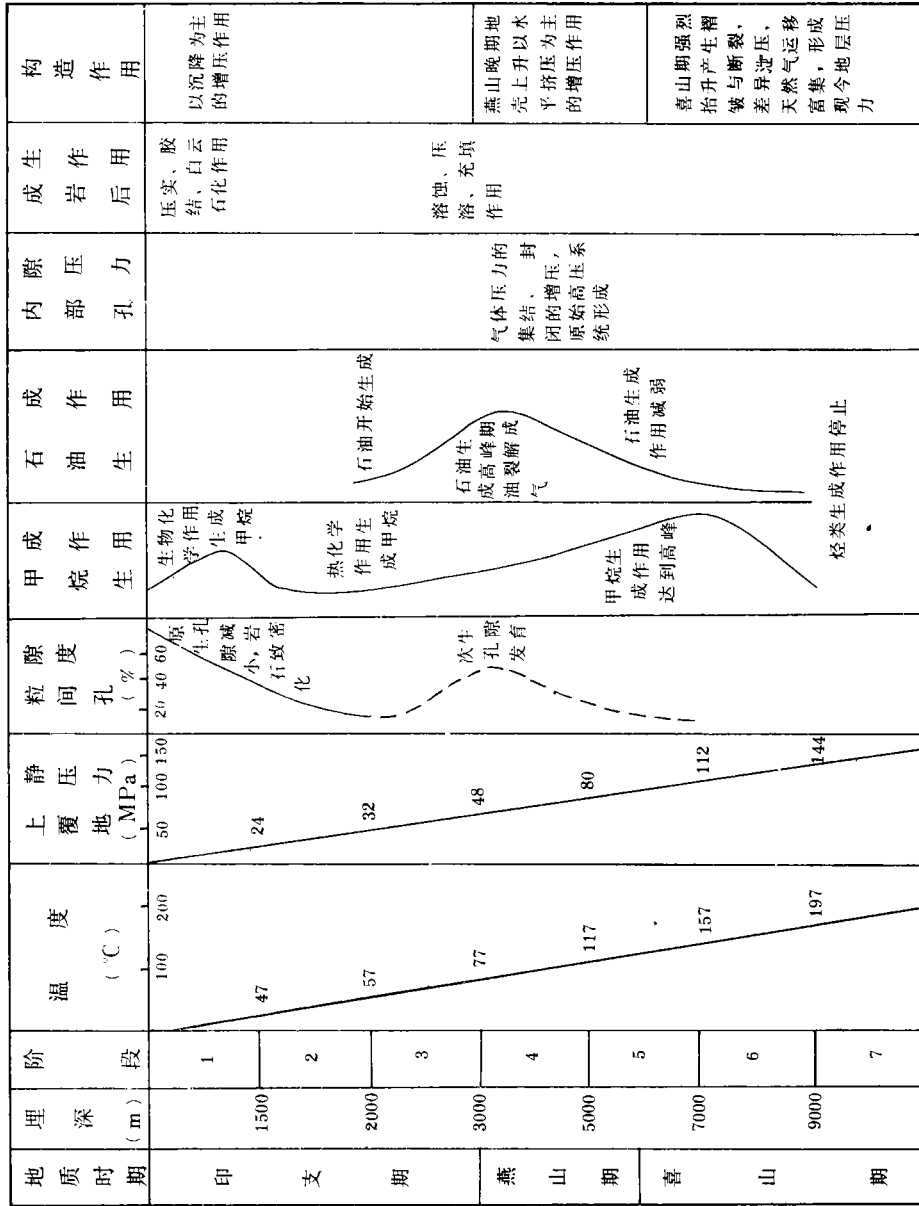


图 2 石龙峡气田嘉陵江组气藏横剖面图

4. 气、水密度差引起的浮力作用,可使气藏内出现过剩压力。气柱高度愈大则过剩压力愈大,其过剩压力从构造顶点向翼部减小。如卧龙河气田,气藏高度大于 500m,气藏顶部具异常高的压力,而气水界面压力系数则接近正常压力。

综上所述,四川盆地二、三叠系碳酸盐岩的异常高压,是由各种综合地质作用造成的,其模式见表 1。

表1 四川盆地碳酸盐岩地层压力形成模式



注: 采用区域平均地热增温率 (1°C / 50m) 计算温度、上覆地静压力采用平均岩石密度 (1.60g / cm³) 计算

结 论

1. 碳酸盐岩异常高的压力,主要来自烃类的生成,其次是地层静压力。原始的高压能否保存,主要受控于储渗条件和保存条件。

2. 区域上高压区的展布受控于印支期以后的沉积格局。即高压区与内陆湖盆沉积拗陷区一致。在高压区内的不同层位、不同局部构造或同一构造不同部位地层的压力差异之所以极大,主要是受局部构造和断裂构造的发育程度,以及溶蚀作用的强弱等因素的控制。

(收稿日期:1989年7月5日)

参 考 文 献

1. Weller JM. *AAPG Bull* 1959,43,273~310
2. Hedberg HD. *AAPG Bull* 1974,58,661~673

ON THE FORMATIVE MECHANISM OF THE ANOMALY HIGH-PRESSURE IN THE CARBONATE ROCK SYSTEM OF THE SICHUAN BASIN

Du Fengqin

(Southwest China Bureau of Petroleum Geology, MGMR)

Abstract

The author of this paper describes the anomaly high-pressure in the Triassic and the Permo-Carboniferous systems based on the features of the carbonate diagenesis combined with the geological structures, sedimentary characters, petroleum evolution and the exploration practice in the Sichuan Basin. It is concluded that the high-pressure results from various geological actions during the stage of petroleum generation, migration and accumulation in the basin.