

致密碎屑岩储层天然气成藏的古压控制作用*

徐国盛

(“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川成都 610059)

曾凡刚

(中国科学院兰州地质研究所, 甘肃兰州 730000)

川西上三叠统碎屑岩储层是一套低孔渗, 高含水饱和度, 具高异常地层压力的致密砂泥岩层。据流体压力和储量将气藏划分为超高压小储量型(I)、高压大储量型(II)和正常-过渡压较大储量型(III)3种类型。古压力的形成演化对成藏起控制作用, 继承性生气增压及挤压增能, 以有限的空间聚集油气可以形成超高压小储量型(I)气藏; 长期持续增压促使远距离捕集扩大圈闭累加聚气规模, 是高压大储量型(II)气藏形成的主要原因; 而构造缝及高压扩大缝发育, 早期相对富集, 后期改造适度则是正常-过渡压较大储量型(III)气藏形成的基本模式。

关键词 上三叠统 致密碎屑岩 异常地层压力 天然气成藏 控制作用

第一作者简介 徐国盛 男 31岁 讲师 石油地质

四川盆地中、西部地区上三叠统碎屑岩储层是一套低孔、渗, 高含水饱和度具高异常地层压力的致密砂泥岩层, 形成的气藏也是非常规的致密砂泥岩气藏, 尤其是现今广泛发育的大面积异常高压独具特色, 与常规砂岩气藏很不相同。本文着重讨论致密碎屑岩储层古压的形成演化及其对成藏的控制作用。

1 古压的形成与演化

所谓“古压”即川西上三叠统在地史期地层压力的演化数值。该地层沉积时, 由于快速的沉降作用和由此产生的排流不畅, 流体不能及时排出, 发育了由于压实不平衡引起的“欠压实”超压。本区岩石粗多细少, 以砂岩为主, 缺少区域性膏盐层作盖层, 且安山运动和印支晚幕运动使该区抬升遭受剥蚀, 对“欠压实”超压的保持十分不利。经研究考证^[1], 此“欠压实”超压到下侏罗统沉积时已消失殆尽; 进入早侏罗世后, 烃类物质不断成熟生成天然气, 而此时上三叠统岩层已较致密, 第二次排水高峰已过, 生成的天然气不易在大范围内运移, 也不易散失, 造成孔隙中流体体积的急剧膨胀, 势必引起流体压力的升高, 形成本区继“欠压实”之后的第二次超压。到下第三系沉积末, 绝大部分有机质已成熟, 天然气在广大区域大量生成造成整个川西地区处于异常高压的环境。喜山运动来临时, 强烈的构造运动造成岩层破裂, 地层压力由此而释放; 当构造应力不足以使岩层产生破裂时, 应力叠加于原先形成的地层压力之上, 致使流体压力进一步升高。靠近龙门山推覆构造带, 由于构造运动最强, 断

* 国家“八五”重点科技攻关项目 (85-102-07-01-06)

收稿日期: 1995-12-23 改回日期: 1996-06-17

裂及裂缝发育,地层压力释放,造成目前基本为正常-过渡压力环境;而老关庙构造等沉积凹陷一带,构造运动较弱,没有较大规模的断层及伴生裂缝,致使地层压力进一步升高,形成现今超高压~高压的分布态势。

笔者将川西上三叠统储层孔隙裂缝的演化、有机质的成熟演化、原始地层压力的形成演化作为一个统一的系统,探索这三者在时间与空间上的相互匹配和互相制约的关系,并以此计算了喜山运动前上三叠统各阶段古压力的增长情况(表1)。

表1 川西地区主要构造须家河组一、二段各时期末的原始地层压力

构造	压力	时代			
		中侏罗世末	早白垩世末	早第三纪末	现今(实测)
老关庙	地层压力/MPa	42.476	71.647	96.641	90.50
构造	压力系数	1.29	1.492	1.877	2.20(关6井)
平落坝	地层压力/MPa	25.577	—	55.144	36.863
构造	压力系数	1.099	—	1.559	1.11(平落1井)
中坝	地层压力/MPa	24.64	—	72.131	28.43
构造	压力系数	1.032	—	1.722	1.103(中1井)
合兴场	地层压力/MPa	44.558	78.84	100.903	78.79
构造	压力系数	1.18	1.483	1.812	1.708(川合100)
八角场	地层压力/MPa	27.352	—	63.565	73.13
构造	压力系数	1.152	—	1.771	2.18(角43井)

2 古压在天然气成藏中的控制作用

作为(油)气运移的主要动力,异常压力始终起着决定性作用。在源岩生烃聚能期间,古异常压力首先促使油气作垂向初次运移,其作用表现为以下几点:(1)生气层中的异常高压可以使气具有足够的动力,去克服细小孔隙所带来的巨大毛细管阻力,并随着异常压力的释放而排出层外;(2)生气层中的异常高压还受到水热作用的影响,流体的异常压力进一步提高,且以超过静岩压力的梯度增长,迅速达到上覆静岩压力的最小水平应力值时,即可使地层产生微裂隙从而给初次运移提供良好的通道;(3)生气层中的烃类气体的大量生成是最主要的增压机制,它极大地加强了异常高压,使初次运移在大量生成天然气的同时或紧接着之后就发生,使天然气的生成和运移在时空上成为一个连续的过程,因而对初次运移最为有利。

同样,在储层中促使流体调整活跃并使天然气聚集成藏的动力仍是异常古高压,其作用突出体现为以下几点:(1)异常压力在储层中形成众多张性裂缝与构造缝构成广泛的网络系统,此为致密碎屑岩储层重要的渗滤通道和储集空间,扩大了以孔隙为主的储集空间,从而增大气藏的规模;(2)岩层致密化之前,早期初步富集的油气通过各种渠道(主要是裂缝)在高压驱使下向最近的圈闭运移,开始形成气藏。甚至在较大压差下,促使天然气作长距离侧向运移;(3)晚期构造变动出现一些泄压区域,地层内的高异常地层压力区与泄压区之间的压差,促使天然气在各类裂隙和低渗透性孔隙内再度空前活跃,打破旧平衡而达到新的动态平衡,这是岩层致密条件下天然气重新分配、聚集成藏最重要时期,且其活跃程度直接决定气藏的有无及规模大小。

3 碎屑岩储层的气藏类型

上述分析表明,异常地层压力是盆地内碎屑岩地层中油气初次和二次运移的主要动力,且古地层压力的高低较大地影响气藏的规模,与天然气运移活跃程度、圈闭含气程度以及储量密切相关。因此,地层压力可谓是表征成藏类型的第一重要标志,而另一个重要指标则为气藏的储量,它反映了气藏的规模大小,是人们进行天然气勘探开发决策的重要依据。川西上三叠统气藏划分为3种气藏类型。

3.1 超高压小储量型气藏(I型)

是指储层中流体压力表现为超高压异常,压力系数大于2.00,圈闭闭合度小、闭合面积有限,储渗条件差,储量一般为几亿立方米的气藏,它集中分布于川西北梓潼拗陷地区,如老关庙气藏。

3.2 高压大储量型气藏(Ⅰ型)

它与I型气藏形成鲜明的对比,同样处于高压区,压力系数1.70~2.00,但天然气的储量大于 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ (由于区内气藏储量普遍偏小,故将大于 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的称之为大储量),甚至个别达到数百亿立方米。主要分布于川西拗陷的东斜坡上,如八角场气藏。

3.3 正常-过渡压较大储量型气藏(Ⅱ)

压力系数为1.05~1.50,分布于龙门山前缘带及成都凹陷,分布区域广,除了最具典型的中坝、平落坝等中型气田外,还有若干个潜力较大的含气构造。

通过上述分析可知,天然气成藏经历了油气运移、聚集、破坏改造,最终再富集成藏的复杂演变过程,这一过程始终与古压力的形成、演化紧密联系在一起,古压力对天然气成藏的全过程始终起着积极的控制作用。

4 古压 in 气藏成藏过程中的作用

4.1 I型气藏

川西北的梓潼拗陷,是本区异常压力最高区域,压力系数均大于2.00。因拗陷内部构造具埋藏深,上覆负荷压力大,孔隙度、渗透率比其它地区低,圈闭规模小等特点,决定其形成的气藏必然是I型气藏,其中以老关庙构造最为典型,天然气成藏过程具明显的4个演化阶段(图1)。

(1) 印支期末,老关庙构造已初具雏形,此时上三叠统下部生油层埋深为1524 m, $R_o < 0.5\%$,古地温为80℃,源岩未成熟,流体表现为正常静水压力。

(2) 早侏罗世—晚侏罗世上沙溪庙组末,老关庙地区 R_o 值在0.7%~1.0%之间,须家河组一、三段源岩在晚侏罗世上沙溪庙组末之前的早些时候便进入了成熟期,生成大量的天然气^[2]。经计算烃类气体演化使流体压力增加到57.07 MPa,压力系数达1.39。此期的岩石致密程度还不高,天然气在较高压差下,进行侧向的二次运移,进入较高的圈闭,只有少许在老关庙、文兴场等低小圈闭中聚集。

(3) 沉积作用延续至早白垩世末,生气增压依然存在,老关庙地区上三叠统地层压力已达71.65 MPa,压力系数上升为1.49。直至喜山期运动前,气仍大量生成,到早第三纪末地层压力升至96.64 MPa,压力系数高达1.88。如此高的异常压力仍然是天然气作侧向运移和垂向运移的主要动力,但此期孔隙度已降至6%,岩石非常致密,侧向上区域运移不复存在。

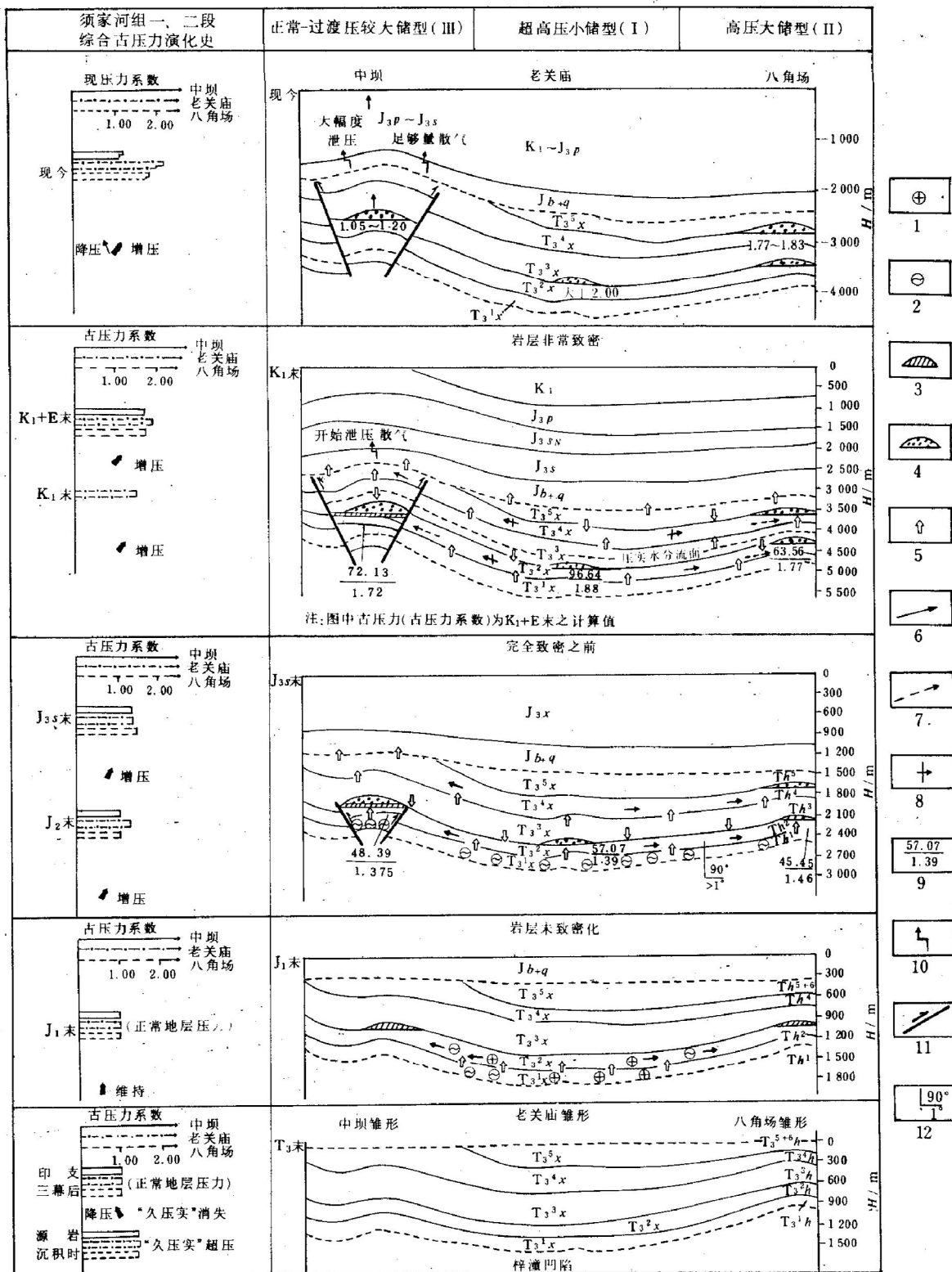


图1 中坝、老关庙、八角场气藏成藏模式图

1—油；2—水溶气；3—油环；4—气藏；5—垂向运移；6—侧向长距离运移；7—局部短距离运移；8—侧向长距离运移停止；9— $\frac{\text{古压力}}{\text{古压力系数}}$ ；10—垂向泄压散气；11—逆断层；12—产状

(4) 喜山期构造作用使坳陷内部呈高度封闭状态，从而使早期高压气藏得以保存。侧向

挤压及沉积负荷使其平均孔隙度降至现今的 3.7%，均低于中坝、八角场构造，并且强大挤压势必诱发难于流动的孔隙流体的压力再度大大增加，压力系数由 1.88 增至现今的 2.00 以上，必然导致产生一些微裂缝，力求降压减能。

流体膨胀要使岩石张裂，经计算^[3]，孔隙中流体压力 P_b 必须超过最小压应力 S_3 (35.8 MPa) 与最薄弱点处的岩石抗张强度 K (3.3 MPa) 之和，即 $P_b \geq S_3 + K$ 。该区上三叠统储层中的流体压力一般均大于 64 MPa，远大于 S_3 与 K 之和 (39.1 MPa)，故超压流体能使裂缝保持张开，形成一些微裂隙，但无构造缝与之沟通形成广泛的裂缝系统，加之圈闭小等“先天不足”的因素决定了该类气藏为小储量型。

总之，继承性生气增压与挤压增能是形成 I 型气藏的基本模式。

4.2 I 型气藏

川西北及川中西北部地区为高压分布区，其中川中西北部斜坡带上部分构造储量较为丰富，八角场构造可作为这一类高压大储量型气藏的代表 (图 2)。其动态成藏模式和古压对成藏的控制作用与川西坳陷相对照，可将成藏过程同样划分 4 个阶段 (图 1)。

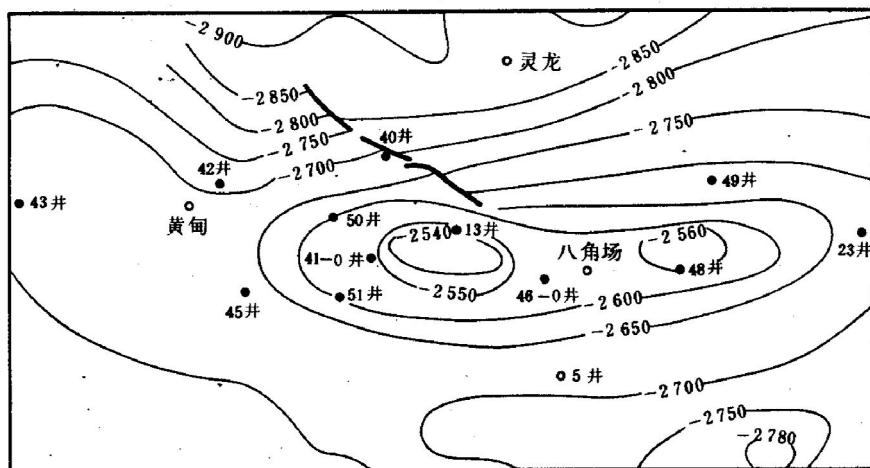


图2 八角场地区香溪组四段顶构造图

(1)印支期末，构造运动使八角场构造开始成形，隆幅达 110 m。此期源岩尚未成熟 ($R_o < 0.4\%$)，与川西坳陷相比，一直存在成熟滞后现象。由于八角场构造位于川西东斜坡的油气运移的指向带上，成为接踵而至的油气捕集空间。另外，背斜的先期形成为油气的早期相对富集准备了圈闭条件。

(2)燕山运动早、中期，晚侏罗世上沙溪庙组沉积后，本区源岩进入成熟期，开始生烃增压，经计算中侏罗世末压力系数达 1.152；晚侏罗世上沙溪庙期可达 1.46，古压力 45.45 MPa。在此高压作用下，形成流体膨胀开启缝，天然气以垂向运移的方式发生压力侵位而作初次运移。同时，此期岩石致密程度尚未达到阻止流体运动的临界点，生气凹陷的天然气仍能发生侧向运移而进入该圈闭，运移证据为：①生烃量相差悬殊，源岩成熟时间滞后，为油气二次运移提供了保证。据张开洪^[2]的研究，川西地区每平方公里生烃量大于 $32.51 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，比川中地区高出一倍多，八角场毗邻川西坳陷，不难想象有相当大部分气来源于川西坳陷。据古地温推算，侏罗纪是川西地区生烃高峰期，部分地区上三叠统上部源岩生烃高峰期可能延至白垩纪，而八角场地区生烃高峰期明显晚于川西，这就为八角场构造在岩石致密化前捕集川西的天然气提供了良好机会。②反复叠置的似毯状砂体及符合要求的岩层倾斜度为油气运移提供了条

件。据邓康龄等^[4]分析,四川盆地须家河组二、四段砂岩虽在河道相为主的环境中生成,但多期次河道砂体的反复叠置,形成巨厚的相对稳定的似毯状砂体,并与川西坳陷地层具可比性,这又为油气运移提供了通道条件。经计算,川中西斜坡地带须家河组二段顶面,在晚三叠世末其倾角为 $31' \sim 41'$,侏罗纪末为 $35' \sim 41'$,能够满足油气二次运移的要求。③始终存在的古压差为天然气的长距离运移提供动力源。在岩层完全致密化之前,川西老关庙地区与川中八角场地区之间一直存在着较大压差(表2)。从而保证了天然气有能力进行侧向运移而进入八角场圈闭。当然,这种区域性运移随致密程度加大而达到停运的临界点,然而初期二次运移气量对八角场这种大储量气藏所作的贡献确是不可忽视的。亦即异常高压作为长距离天然气运移的持续动力使天然气不断在圈闭中聚集从而扩大了规模。

表2 老关庙、八角场两地区须家河组一、二段地层古压力差值表

时 期	老 关 庙 地 区			八 角 场 地 区			两地区古压力之差/MPa
	古压力/MPa	古压力系数	埋深/m	古压力/MPa	古压力系数	埋深/m	
早第三纪末	96.64	1.88	5 149	63.56	1.77	3 590	33.08
早白垩世末	71.65	1.49	4 803	—	—	—	—
晚侏罗世上沙溪庙期末	57.07	1.39	—	45.45	1.46	—	11.62
中侏罗世末	42.48	1.29	3 293	27.35	1.15	2 374.8	15.13

(3)燕山运动中、晚期,早白垩世末,由于八角场构造远离龙门山推覆体,龙泉山断裂带也影响微弱,故八角场香溪组四、二段气藏未曾遭到破坏。同时,源岩继续生气增压而达到最高值(63.56 MPa),压力系数高达1.77。此间,储集层已非常致密(平均孔隙度 $7\% \sim 8\%$),横向运移终止,高压只在垂向运移中发挥作用,并产生众多裂缝,气藏的规模在原来基础上再度扩大。

(4)喜山期的构造作用使八角场构造隆幅最终达150 m,也发育了一些较具规模的断裂及派生大量的构造缝。这种适度的构造作用改善了储集性能,使流体得以自由沟通而形成统一的气水界面。另外强大的挤压应力作用于致密储集体同样诱发为超高压,压力系数达到现今的1.77~1.83。

笔者认为,长期持续增压促使远距离捕集扩大圈闭累加聚气规模,是形成八角场这类高压大储量型气藏的基本模式。

4.3 Ⅲ型气藏

位于龙门山北段前缘带的中坝构造(图3)是本区储产量都较高,且流体压力正常稍偏高的最主要的气田之一,其成藏演化过程亦可划为4个阶段(图1)。

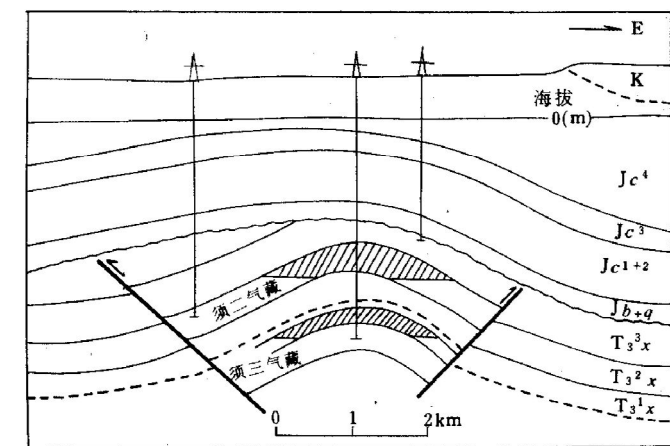


图3 中坝气田横剖面图

坝古构造初具雏形,并有较高的隆起幅度(750 m),为后期的油气聚集形成Ⅲ型气藏较早地准备了圈闭条件。此期凹陷中心须家河组一段源岩进入成熟期,生成的液态烃在高压驱使下进行

一定距离运移至较近的中坝古构造,为后期形成较大规模的气藏奠定了基础。此期流体表现为正常地层压力。

(2)从早侏罗世开始便进入成藏的第二阶段,由于当时成岩作用弱,孔隙度高(大于12%),天然气能通畅地发生垂向运移和横向运移,流体无疑处于正常压力状态。燕山运动早、中期,相当于晚侏罗世上沙溪庙组沉积后,该地区源岩层 R_0 由0.5%上升到0.9%,烃类气体大量生成出现高压,经计算须家河组一、二段生储层综合古压力达48.39 MPa,压力系数为1.38。生气增压的结果,为油气运移提供动力,使须家河组一、三段烃类气连续向孔渗性相对较好的须家河组二、四段运移。此时岩石尚未完全致密化,在构造的高部位有横向运移的气。该期形成一定的断裂、裂缝,一则有利于压力作为油气运移的动力得以充分发挥,二则裂缝网络扩大了储集空间,从而决定此期为较为重要的富集期。

(3)继续发展直至喜山运动前的历史阶段, R_0 值达1.20%~1.60%,源岩进入高成熟期,阶段生气强度占总生气强度的60%,大量生气维系流体压力持续升高,经计算压力系数为1.72。位于龙门山推覆体前缘带的中坝构造受燕山运动的作用较强烈,构造缝及异常超压形成的微裂缝,不仅成倍地扩大了气的储集空间,也为油气的运移提供了极其良好的通道,并使原来部分被隔绝的气得以串通。但此阶段须家河组岩层逐步达到致密化,孔隙度降至6%~7%,长距离侧向运移已无法实现,油气运移范围仅限于中坝地区。超异常压力对成藏的控制作用仍然是天然气作垂向运移和局部侧向运移的动力,并扩大了储集空间。

(4)龙门山前缘带受强烈的喜山期构造作用,而处于半开启半封闭的状态,从而打破了保持原始超压流体的外部环境,使气藏内部的异常高压大大降低,天然气也大量逸散,结果影响气藏的规模。但当流体压力降至最小主应力数值时(压力系数为1.40)^[5],裂缝被迫关闭,天然气停止散失,压力场在储集层内部重新调整并达到新的平衡,压力系数最终维持现今1.05~1.20的正常稍偏高水平。由于中坝构造距气源近,孔隙度位居全区之首,故而形成了正常-过渡压力区较大储量的气藏。

综上所述,构造缝及高压扩大缝发育,早期相对富集,后期气藏改造适度是形成这类气藏的基本模式。

5 结论

(1)烃类气体的热演化为最主要的增压因素,喜山期的构造运动对先期的古压起改造作用。

(2)异常地层压力是盆地内上三叠统碎屑岩地层中,油气初次运移和二次运移的主要动力。

(3)继承性生气增压及挤压增能,以有限的空间储集油气是形成超高压小储量型(I型)气藏的主要因素。

(4)长期持续增压促使远距离捕集扩大圈闭累加聚气规模,可以形成高压大储量型(II型)气藏。

(5)构造缝及高压扩大缝发育,早期相对富集,后期气藏改造适度则是形成正常-过渡压较大储量型(III型)气藏的基本模式。

致谢:在研究中得到了彭大钧教授的指导,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- 1 徐国盛. 川西上三叠统地层压力演化中的早期“欠压实”作用. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室研究年报(1993~1994). 成都:四川科学技术出版社,1994. 189~195
- 2 张开洪. 川西北梓潼地区上三叠统天然气资源评价. 西南石油学院学报,1992,14(2):1~8
- 3 徐国盛. 川西地区高压“次生气藏”形成过程中的古压控制作用. 中国海上油气(地质),1995,9(5):1~8
- 4 邓康龄. 四川盆地形成演化与油气勘探领域. 天然气工业,1992,12(5):7~12
- 5 李明诚. 川西凹陷侏罗系致密红层天然气富集机制探讨. 天然气工业,1992,12(3):7~13

CONTROL OF PALEOPRESSURE OVER NATURAL GAS FORMATION IN TIGHT CLASOLITE RESERVOIRS

Xu Guosheng

(National Laboratory of Hydrocarbon Reservoir Geology &
Development Engineering, Chengdu, Sichuan)

Zeng Fangang

(Lanzhou Geology Institute, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou, Gansu)

Abstract

Upper Triassic clasolite reservoirs in West Sichuan are a set of tight sand-mud rocks with low porosity-low permeability, high aqueous saturation and abnormal high pressure. According to their fluid pressures and gas reserves, the reservoirs could be divided into superhigh pressure-low reserve type (I), high pressure-high reserve type (II) and normal to transitional pressure-high reserve type (III).

The formation and evolution of paleopressure controlled the formation of gas reservoirs. Successive pressure increase caused by gas generation and compression resulted in superhigh pressure-low reserve type reservoirs (I); long-term pressure increase resulted in long distance gas migration and trap area enlargement, and thus forming high pressure-high reserve type reservoirs (II); the development of structural fractures and high-pressure enlarged fractures, the early-stage enrichment and late-stage reformation of the reservoirs should be the basic formation model of normal to transitional pressure-high reserve type reservoirs (III).