

川西地区须家河组异常压力演化与天然气成藏模式

王震亮¹, 孙明亮¹, 张立宽¹, 李耀华², 张健²

1. 西北大学地质学系, 陕西西安 710069

2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610051

摘要: 川西地区须家河组发育异常高的流体压力, 组内构成了互层式的生、储、盖组合, 探讨异常高压背景下的天然气运移成藏特点及其规律具有重要意义。根据大量实测压力数据, 得出了川西地区异常压力在纵向和平面上的分布规律。以现今实测压力、压实研究和包裹体测试获得的古压力为约束条件, 应用所建立的异常压力数学模型恢复异常压力的演化历史。研究发现, 地层压力的纵向分布可概括为南部地区的“两段式”和北部地区的“三段式”, 北部的超压幅度最大, 平面上超压中心位于梓潼凹陷。早侏罗世—古近纪须家河组内发育沉积型超压, 新近纪—现今则新增构造型超压。以流体压力的分布及其演化为主线, 结合其他主要成藏要素, 建立了3种典型的天然气成藏模式。

关键词: 异常压力; 历史演化; 天然气; 运移; 成藏模式。

中图分类号: P618, TE122

文章编号: 1000—2383(2004)04—0433—07

收稿日期: 2004—03—19

Evolution of Abnormal Pressure and Model of Gas Accumulation in Xujiahe Formation, Western Sichuan Basin

WANG Zhen-liang¹, SUN Ming-liang¹, ZHANG Li-kuan¹, LI Yao-hua², ZHANG Jian²

1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China

2. Institute of Exploration and Development, Southwest Branch, PetroChina, Chengdu 610051, China

Abstract: It is of importance to research characteristics and its nature of gas migration and accumulation within abnormal high pressure. Overpressures are observed in Xujiahe Formation, western Sichuan basin, in which a complete assemble of source, reservoir and caprock in interbedded pattern includes. Distribution of overpressure is plotted in vertical and in plane based on a number of data of measured pressure in sandstone reservoir. The evolution history of abnormal pressure is restored mainly by means of the numerical model on abnormal pressure, which are restrained by present measured pressures and ancient pressures calculated from compaction and fluid inclusion in sandstones. Vertical pattern of formation pressure includes a type of "two segments" in southern part and a type of "three segments" in northern part, and amplitude of overpressure in the latter is higher than in the former. The zone of strong overpressure is located in the Zitong sag. Overpressure increase in Xujiahe Fm from Early Jurassic to Paleocene is due to depositional factor, and comes from the effects of tectonic movement since Neocene. Three kinds of models of gas accumulation typically are put forward taking account of distribution and evolution of fluid pressure as well as other major elements of accumulation.

Key words: abnormal high pressure; historical evolution; natural gas; migration; accumulation model.

本文所谓“川西地区”, 包括四川盆地的川西坳陷和川中隆起的西部(四川油气区石油地质志编写组, 1989), 面积约 5.5×10^4 km²。该地区须家河组沉积呈“箕状”分布, 以彭县—灌县一带为沉积中心, 沉积厚度可达 4 000 m; 由此向东、西南、东北方向逐

渐减薄。按照现有的划分方案, 其自下而上可分为须一段(T_3x^1 , 即过去的“马鞍塘组”、“小塘子组”)、须二段(T_3x^2)、须三段(T_3x^3)、须四段(T_3x^4)、须五段(T_3x^5)。钻井揭示, 须家河组一般仅上覆侏罗系、白垩系, 仅在川西南部有第三系沉积。

作者简介: 王震亮(1966—), 男, 副主任, 主要从事油气运移与成藏、盆地流体动力学研究。

须家河组内发育互层式的连续生、储、盖组合。烃源岩为须一段、须三段和须五段的煤、碳质页岩、灰黑色泥岩和粉砂质泥岩等,其平面分布广、厚度大、有机质含量高,生烃条件优越(蔡开平和廖仕孟, 2002)。须二段和须四段为大套的河流、三角洲沉积体系形成的块状砂岩,构成了主要储集层。因其成岩作用强烈、成岩历史复杂,现今储集层总体上表现出“两低”(低孔隙度、低渗透率)、“一高”(高束缚水饱和度)、“一强”(强非均质性)等特点,油气活动的空间大为减小,加大了油气成藏的难度。因此,断层、裂缝系统的存在及发育程度是改善储集性能的重要因素(王洪辉和陆正元, 1998; 兰大樵和邱宗恬, 2002; 刘翠荣, 2002; 刘晓峰和解习农, 2003)。

川西地区具有良好的天然气成藏条件,广泛分布的高压、超高压现象使其具有特色鲜明的成藏环境和特点(Law *et al.*, 1998; 徐国盛和刘树根, 1999; 马启富等, 2000; 赵永胜, 1997)。目前已在研究区的须家河组发现了中坝、平落坝、白马庙、八角场、黎雅庙、九龙山、大兴西等气田(藏),以及柘坝场、老关庙、丰谷镇、魏城、汉王场、文兴场等含气构造。因此,探讨其异常高压背景下的天然气运移成藏特点及其规律具有重要意义。

1 异常压力的分布与演化

1.1 现今异常压力的分布

根据川西地区须家河组(T_{3x})及其以上地层砂岩储层内压力的实测结果,地层压力在纵向上具有明显的分带性,具体表现为:在上侏罗统遂宁组(J_{3s})以上为静水压力,属于常压带;其下地层内一般开始出现异常流体压力,并在部分地区的须家河组内出现高压或超高压现象。总体上,地层压力在纵向上的分布结构可概括为“两段式”、“三段式”模式,前者以南部的平落坝构造为代表,后者以北部的老关庙、合兴场等构造为代表(图 1)。

自上而下,“两段式”压力分布结构发育有常压带(压力系数 <1.1)和高压带(压力系数为 $1.1\sim 1.7$),“三段式”分布结构则在常压带和高压带之下,还发育一个超高压带(压力系数 >1.7)。超高压带一般见于北部的梓潼凹陷,如老关庙、魏城、柘坝场、文兴场等构造。

平面上,川西拗陷须家河组的高压中心位于川西北部。现对须家河组二段(T_{3x^2})加以说明(图 2),

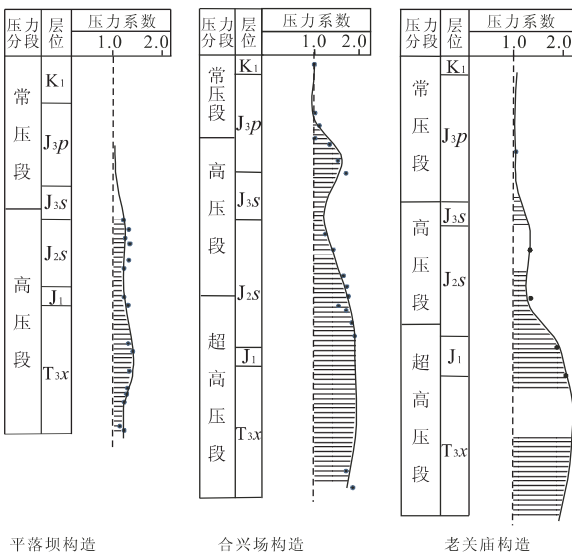


图 1 川西地区地层压力的纵向分段式分布特征
Fig. 1 Distribution types in vertical sections of formation pressure, western Sichuan basin

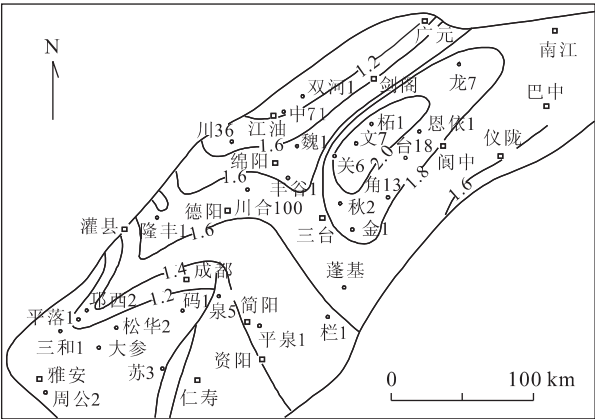


图 2 川西地区须家河组二段(T_{3x^2})砂岩实测地层压力系数分布
Fig. 2 Distribution of pressure coefficient measured in sandstones in No. 2 member, Xujiahe Formation, western Sichuan basin

超压的中心位于老关庙(关 6 井)、文兴场(文 7 井)、柘坝场(柘 1 井)、白龙场(龙 7 井)、思依场(思依 1 井)、八角场(角 13 井)、中台山(台 18 井)、秋林(秋 2 井)、金华镇(金 1 井)等构造所在地区,其压力系数均在 1.8 以上,最大可达 2.1(老关庙—文兴场构造)。由超压中心向四周,压力系数的递减速率不同,向西北方向递减较快,而向南、西南方向递减较慢;由超压中心向西南,压力系数的降低相对缓慢,甚至在隆丰场(隆丰 1 井)—丰谷镇(丰谷 1 井)一线,还存在一个相对高压带,其压力系数 1.7,高于其相邻

地区的 1.5~1.6;由超压中心区向东南方向,即川西—川中过渡带地区,压力的递减速度更为缓慢。此外,在研究区南部的龙泉山断裂附近地层压力系数明显降低,且其等值线被明显错开,显示了该断裂带对地层压力的泄漏作用。

1.2 异常压力在地质历史时期的演化特点

依据我们以往建立的异常压力演化数学模型(王震亮等,1997),以本地区的模拟参数和边界、初始条件为基础,以现今实测压力、压实研究和包裹体测试获得不同时期古压力作为其历史过程的约束条件,恢复出川西地区须家河组沉积型超压的演化历史。然后结合构造应力场分析(刘金光等,2002;王世泽,2000)、喜山期构造增压等机制(构造型超压)的评价结果,比较全面地反映了须家河组异常压力的演化历史,基本保证了压力演化史的可靠性。根据本地区特点,研究中恢复了须家河组在早侏罗世(J_1)、中侏罗世沙溪庙组(J_{2s})、晚侏罗世遂宁组(J_{3s})、蓬莱镇组(J_{3p})、早白垩世—古近纪、新近纪和第四纪等时期的压力。

根据川西地区晚三叠世以来构造、沉积历史,并结合不同因素对地层压力的贡献大小,我们将须家河组内流体压力的演化划分为 2 个主要阶段(图 3):(1)沉积型超压阶段(早侏罗世—古近纪)。沉积型超压主要是由于沉积、成岩、成烃作用等因素引起的。①缓慢形成时期($T_3x^3-J_{3s}$ 沉积末):须家河组内地层压力处于缓慢积累、增长过程。②鼎盛阶段(J_{3p} 沉积末— K_1):须家河组埋深不断增大,因欠压

实作用压力快速增长,并形成了压力封闭体。伴随着有机质的成熟、生烃作用,异常流体压力得到进一步的加强。③调整消退阶段(K_2-N):沉积型超压在地层由北向南依次抬升的过程中遭受破坏,异常压力的幅度明显降低。(2)构造型超压阶段(新近纪—现今)。构造型超压主要因构造挤压作用,使得一部分地应力通过某种机制传递给流体所致。新近纪以来,四川盆地西部构造活动大大增强。在强大的构造应力作用下,原有的压力封闭体系内有可能通过侧向的挤压使部分应力转化为流体压力,从而引起流体压力的再次升高,并在部分地区压力幅度达到新高,进入超高压状态。若断裂、裂缝等发育,则引起压力封闭体系的破坏和流体外泄,构造活动总体上引起压力的降低,使原有超压得以释放,甚至使其降至静水压力。

2 天然气的成藏模式

以流体压力这一重要成藏动力的分布及其演化为主线,结合主要成藏要素,如烃源岩分布及热演化、生烃作用、储、盖层的分布及其物理性质,古构造的发育规模(岳东明和王信,1999;李晓清等,2001)、输导体的配置关系等,分析了 3 个典型地区的天然气成藏过程,建立了龙门山前缘低幅超压近源成藏、龙门山前缘中、低幅超压型多级成藏、盆内坳陷超高压近源成藏等 3 种成藏模式。

2.1 龙门山前缘低幅超压近源成藏

以中坝构造(须一段+须二段)气藏为例加以说明。

(1)地层压力演化。地质历史上,自晚侏罗世(须家河组烃源岩开始生烃时期)至喜山早期(川西地区大规模抬升之前),中坝地区长期处于北部超压中心的西北边缘,其地层压力系数为 1.1~1.3;平面上,该地区与其东南、西南方向的魏城—老关庙、鸭子河超压中心长期保持 5 MPa、10~15 MPa 的过剩压力差,较高的过剩压力梯度有助于超压中心的天然气向此运移,比较容易接受周边油气的充注(Hindle, 1997)。喜山晚期(新近纪以后),受构造活动特别是断层对流体疏导的影响,且侏罗系之上缺乏有效封闭层,流体压力赖以存在的封闭体系受到破坏,地层压力开始降低。现今,侏罗系内基本保持静水压力状态,须家河组压力系数也多小于 1.2。

(2)成藏过程。从蓬莱镇组沉积末到早白垩世,

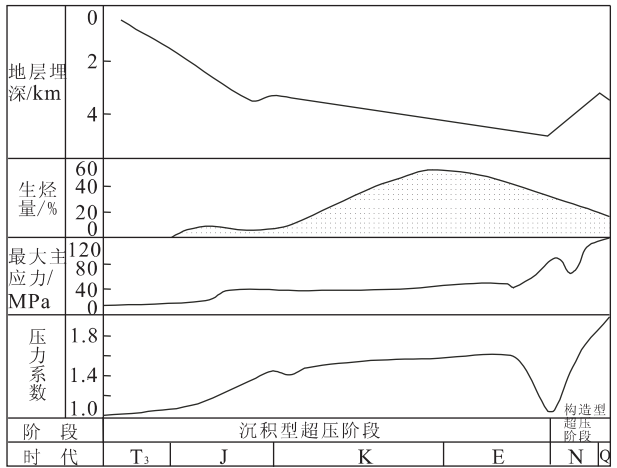


图 3 川西地区北部须家河组内超压形成过程示意图
Fig. 3 Sketch of formation process of overpressure in Xujiache Fm, northern district, western Sichuan basin

中坝地区有机质进入成熟阶段,天然气开始大量生成.中坝地区烃源岩层内自中侏罗世末开始就存在一定幅度的过剩压力($>15\text{ MPa}$),为天然气自烃源岩向储集层的运移提供了动力.如在 J_3p-K_1 期间,须一段(生)、须二段(储)的压力系数分别为 1.5, 1.2~1.3.下高上低的压力分布,有利于天然气就近从须一段向须二段运移,并形成原生气藏.储集层位于超压中心边部,有利于接受来自高压中心区的油气,并形成原生气藏,多属背斜型油气藏.而印支期形成的古隆起构造背景成为该时期油气聚集的有利地区.喜山期,该地区构造活动较强,形成了一系列断层和伴生裂缝,为油气重新向上运移提供了通道条件.但同时,中侏罗统以上地层被剥蚀,难以形成有效的压力封盖,不利于在浅层形成次生气藏,故天然气一般在下侏罗统封盖层之下的须家河组内聚集、成藏.

(3)成藏模式.中坝地区的天然气成藏模式如图 4 所示.侏罗纪末,须一段和须三段烃源岩开始大量生烃,压力系数可达 1.4,须一段和须二段背斜内聚集了大量油气,形成原生气藏;古近纪末,在断层作用下,地层错断,因缺乏上覆封盖层,天然气发生散失,原生天然气藏被破坏,保存下来的天然气藏中地层压力系数下降到 1.2 以下,形成低幅超压近源气藏.中坝地区的天然气成藏机理可概括为:圈闭形成较早(J);烃源岩供烃动力充足,向中坝地区的供烃充分;断层的后期改造,破坏了须二段的原生气藏,也使现今压力处于低幅异常;未遭断层破坏的须二段,其不整合圈闭、岩性圈闭是有利区.

2.2 龙门山前缘中、低幅超压型多级成藏
以平落坝气田为例加以说明.

(1)地层压力演化.研究表明,平落坝地区由沉积作用引起的超压分别于晚侏罗世末和古近纪末形成 2 个高峰期.平面上,从与该相邻超压中心(大邑地区)之间的过剩压力差来看,晚侏罗世末,须二段、须四段分别为 25 MPa、15 MPa.古近纪末,须二段仍可达 10 MPa 以上.可见,过剩压力为天然气的侧向运移提供了较为充足的动力.纵向上,因受断层、裂缝等通道引起压力串通的影响,须家河组内各岩性段之间的压力差异并不明显.因喜山期构造运动引起断层和裂缝的发育,原有的压力封闭体系遭到破坏,地层压力释放.同时,处于开放环境下的岩石孔隙介质,构造挤压也难以引起流体压力的明显增高.

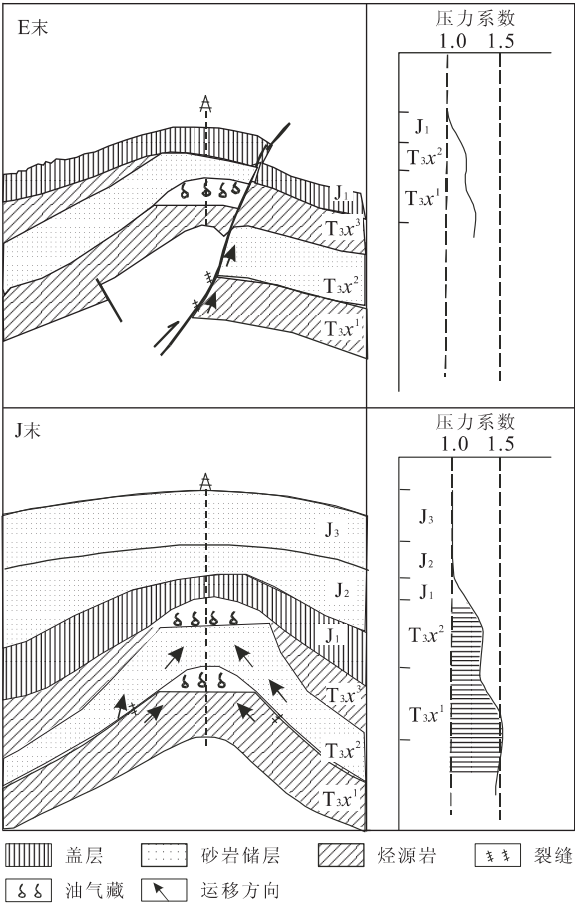


图 4 中坝气藏的成藏模式示意图

Fig. 4 Sketch of accumulation model in Zhongba gas reservoir

(2)成藏过程.油气生成之前,地层的机械压实作用和化学成岩作用引起流体滞留,形成了早期的沉积型超压,该地区须家河组处于中、低幅度超压区域.压力系数 1.1~1.4.晚侏罗世起,油气开始生成,该地区烃源岩稳定发育 8~15 MPa 的过剩压力,天然气有较充分的动力克服源岩的毛细管阻力排烃.异常高压为油气的初次运移提供了主要动力.燕山期、喜山期构造运动形成的断层和裂缝系统,破坏了压力封闭体系的完整性,引起地层压力的逐渐释放并降低.若断层发育于须家河组内部,在下侏罗统泥岩的遮挡下,天然气可在该组内重新分配、定位并成藏;若断层断穿至侏罗系,天然气将进入中、上侏罗统有利部位,形成次生天然气藏.但因断层、裂缝的沟通作用,纵向上不同地层之间流体压力基本呈均匀分布,天然气的垂向运移动力不足.同时,侏罗系中发育的低幅超压也难以对下伏的须家河组气藏构成有效封闭,气藏主要靠毛细管作用封闭.

(3)成藏模式. 平落坝地区烃源岩生烃潜力巨大,圈闭形成早,裂缝系统发育,地质历史期间处于中、低幅超压控制下,位于川西南部超压中心的东南部,排烃动力充足. 断裂为压力的释放提供有利条件,压力的释放又为天然气的运移带来动力. 受断裂控制,天然气可在须家河组和侏罗系中多个层系形成大规模的孔隙—裂缝型天然气藏,表现为纵向上的多级(层位)成藏. 平落坝气田的成藏模式如图 5 所示. 侏罗纪末,主要烃源岩开始生成天然气,压力系数为 1.1~1.4,天然气自烃源岩排出后,沿孔隙性通道和断层等运移,但因断层规模较小,未切穿下侏罗统区域盖层,故主要在须二段和须四段内聚集,形成原生油气藏. 古近纪末,伴随龙门山的强烈隆升,断层活动加剧,向上断至中、上侏罗统,并在地层

中形成大量裂缝,原生油气藏遭到破坏. 平面上发育下白垩统的地区,因可作为侏罗系的盖层,天然气沿断层向上运移后,可在中、上侏罗统裂缝—孔隙介质内聚集成藏,形成多层次、远源、低幅超压或常压气藏. 平落坝地区的天然气成藏模式可概括为:圈闭形成时间较早,以背斜、断层圈闭为主,早期的断层仅在须家河组内发育,有利于天然气在该组内部运移、聚集;供烃动力充足,但后期断层引起的压力串通,导致过剩压力在纵向上的起伏较小;白垩系覆盖区和连通侏罗系的断层附近有利于次生气藏的形成.

2.3 盆内坳陷超高压近源成藏

以老关庙含气构造为例加以说明.

(1)地层压力演化. 从平面上看,老关庙地区是川西地区现今的超压中心. 中侏罗世后,该地区一直位于川西北部沉积型超压发育中心区内,须家河组压力系数长期为 1.2~1.5. 至喜山早期,构造抬升引起压力降低. 喜山中、晚期,龙门山、大巴山造山作用形成应力场的叠加,促成了高幅度构造型超压,压力系数达 2.0 以上. 挤压应力能够有效转化为超高压,与封闭的流体体系关系密切. 从压力的纵向分布看,侏罗纪—早白垩世,烃源岩一般保持 20 MPa 的过剩压力. 此时,须三段和须五段压力系数分别为 1.4~1.5,1.3~1.5,须二段和须四段为 1.2~1.3. 压力的纵向分布配置良好,须三段较高压烃源岩夹持两段较低压的储集层,有利于烃源岩中的天然气向其上、下相邻的储集层中运移. 同时,高压层也可成为低压层的压力封闭,从而有利于原生油气藏的保存.

(2)成藏过程. 晚侏罗世—早白垩世,该地区有机质大量成熟并生成天然气,烃源充足. 蓬萊镇组沉积末,沉积型超压的发育,使烃源岩内具备了排烃动力. 燕山中期形成的低缓古鼻状隆起为捕获天然气提供了较为有利的圈闭条件,该地区一直处于原生天然气藏的有力形成部位. 超压对老关庙地区的天然气聚集、成藏具有明显的控制作用. 沉积型超压发育阶段,该区地处高压中心区,不利于周边天然气向此运移. 及至新近纪,老关庙地区相对于周边地区压力的变化更迅速,水动力非常活跃,导致已形成油、气聚集的再分配,形成了具“早聚晚藏”特点的天然气聚集(王金琪,2001). 新近纪后,构造型超压的作用促使该地区形成了超高压. 后者一方面阻碍了天然气从平面上向该地区的充注,另一方面也增强了天然气在储集体内的封盖和保存能力. 新近纪聚集

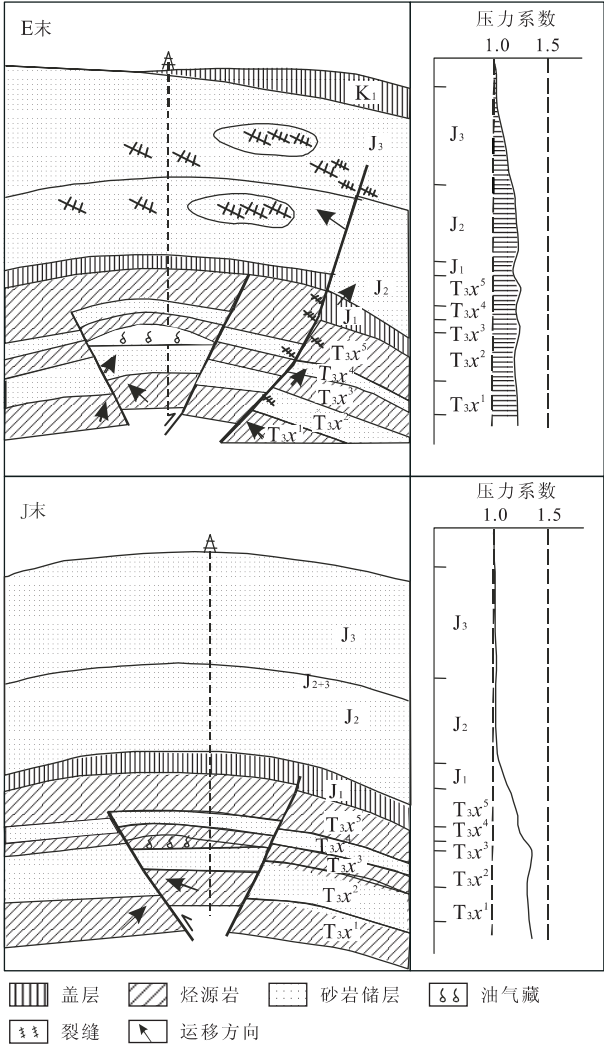


图 5 平落坝气田的成藏模式示意图

Fig. 5 Accumulation model in Pingluoba gas field

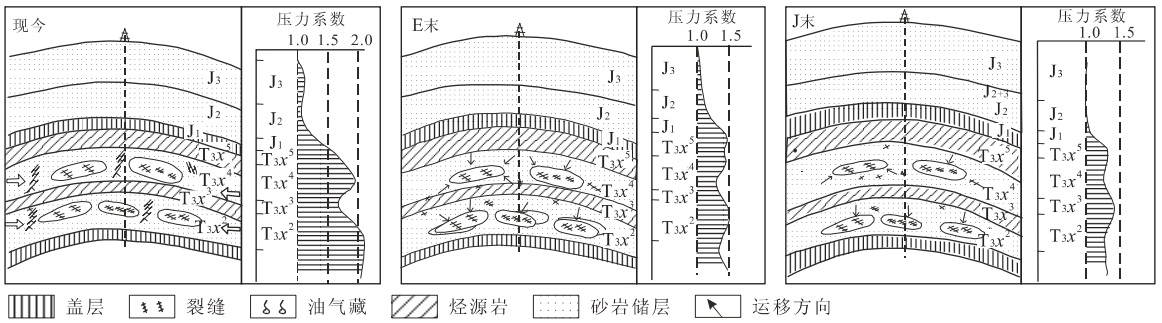


图 6 老关庙含气构造的成藏模式示意图

Fig. 6 Sketch of accumulation model in Laoguanmiao gas-bearing structure

于该区内的天然气被牢牢封闭,压力封闭成为此阶段成藏模式的重要特征。

(3)成藏模式. 老关庙地区具有较好的生烃条件,古构造圈闭形成早,天然气初次运移动力充足。但在天然气大量生成时期,因输导体系不甚发育或输导能力不强,地层压力长期处于积聚状态,压力梯度小,压力难以转化为有效成藏动力。古近纪后,压力出现短暂的快速消退过程,活跃的水动力为天然气的运移、成藏提供了积极作用。但因构造宽缓、输导体纵向不甚连通、运移动力持续时间短等因素的存在,限制了天然气的分布层位。喜山期,地层压力达到高峰,有助于已形成天然气藏的保存。因此,该类地区现今多发育近源超高压天然气藏。老关庙含气构造的成藏模式如图 6 所示。侏罗纪末,老关庙地区地层压力系数在 1.3 左右,烃源岩开始生烃,在裂缝发育地区聚集了原生气藏。古近纪,地层压力升高至 1.5 左右,烃源岩层已进入大量生烃阶段,天然气向须二段、须四段运移、充注;古近纪末的构造抬升中地层压力消散。喜山期,强大的构造挤压作用导致了该地区的储集层压力快速升高,压力系数在 2.0 以上,有助于天然气藏的封闭。

3 结论

(1)川西地区砂岩实测压力的分布规律是:纵向上,川西南部发育“两段式”压力结构,自上而下为常压段和高压段(压力系数为 1.1~1.7),而川西北部则发育“三段式”压力结构,除发育常压段和高压段外,还存在超高压段(压力系数>1.7)。平面上,须家河组的压力中心位于北部的梓潼凹陷及其相邻地区。(2)以砂岩实测压力、泥岩压实研究获得的最大埋深时期压力和包裹体形成时期的古压力作为约束

条件,结合生烃增压和喜山期构造增压的评价结果,利用数值模拟技术,比较准确地恢复了须家河组异常压力的演化历史,并将其划分为两大演化阶段:早侏罗世—古近纪属沉积型超压;新近纪—现今为构造型超压。(3)以流体压力的分布及其演化为主线,结合主要成藏要素,并考虑到天然气可在后期构造运动中通过断层、裂缝等组成的输导网络向上运移至侏罗系聚集成藏,建立了 3 种典型的天然气成藏模式。(4)以中坝气藏为代表的龙门山前缘低幅超压近源成藏,主要体现了圈闭形成较早、烃源岩供烃动力充足、断层的后期改造破坏原生气藏并引起压力的明显降低等成藏特点。(5)以平落坝气田为代表的龙门山前缘中、低幅超压型多级成藏,主要反映了背斜、断层圈闭形成时间较早、早期发育于须家河组内的断层有利于天然气的运移、聚集,早期供烃动力充足、后期断层引起的压力串通,引起天然气可在上覆多个层位形成次生气藏等成藏特点。(6)以老关庙含气构造为代表的盆内坳陷超高压近源成藏,则反映了须家河组内断层不发育,压力长期保持较高水平,晚白垩世—古新纪末遭受强烈破坏,气藏保存条件好等成藏特点。

研究过程中得到中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院等单位的大力支持,特此致谢。

References

Cai, K. P., Liao, S. M., 2002. Genetic characteristics of light hydrocarbons in Upper Triassic, west Sichuan basin. *Acta Petrolei Sinica*, 23(1): 35—39 (in Chinese with English abstract).
Compiling Group of Petroleum Geology Records in Sichuan Oil Province, 1989. *Petroleum geology of China; Sichuan oil province*, Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).

- Hindle, A. D., 1997. Petroleum migration pathways and charge concentration, A three-dimensional model. *AAPG Bulletin*, 81(9): 1451—1481.
- Lan, D. Q., Qiu, Z. T., 2002. The research on the formation of Upper Triassic Xuer gas reservoir of Pingluoba gas field in Chuanxi depression. *Petroleum Exploration and Development*, 29(3): 8—10 (in Chinese with English abstract).
- Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., 1998. Abnormal pressure in hydrocarbon environments. *AAPG*, 1—104.
- Li, X. Q., Wang, Z. C., Zhang, X. W., et al., 2001. Characteristics of paleo-uplifts in Sichuan basin and their control action on natural gas. *Oil & Gas Geology*, 22(4): 347—351 (in Chinese with English abstract).
- Liu, C. R., 2002. Numerical simulation of Himalayan epoch tectonic stress field in west Sichuan depression and its fracture prediction. *Natural Gas Industry*, 22(3): 10—13 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J. G., Li, T., He, C. L., et al., 2002. Logging analysis on formation stress field in Shaximiao Fm gas reservoir, Xinchang gas field. *Logging Technology*, 26(6): 496—499 (in Chinese with English abstract).
- Liu, X. F., Xie, X. N., 2003. Study on fluid pressure system in Dongying depression. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 28(1): 78—86 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Q. F., Chen, S. Z., Zhang, Q. M., et al., 2000. Overpressured basin and hydrocarbon distribution. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).
- Wang, H. H., Lu, Z. Y., 1998. Nontectonic fractured sandstone reservoirs of Upper Triassic in middle-west Sichuan basin. *Oil & Gas Geology*, 19(1): 35—41 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J. Q., 2001. Early accumulation and late seal—The basic character of gas reservoirs in west Sichuan depression. *Natural Gas Industry*, 21(1): 5—12 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S. Z., 2000. Characteristics of existing stress field of the Penglaizhen Formation in the Luodai structure of west Sichuan. *Journal of Mineral and Petrology*, 20(3): 46—52 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. L., Luo, X. R., Chen, H. L., 1997. Rebuilding of palaeo-hydrodynamic field in sedimentary basin: Principle and means. *Journal of Northwest University*, 27(2): 155—159 (in Chinese with English abstract).
- Xu, G. S., Liu, S. G., 1999. A study of the relation between the formation of gas reservoir and abnormal pressure compartment in the Upper Triassic, west Sichuan basin. *Journal of Chengdu University of Technology*, 26(4): 411—417 (in Chinese with English abstract).
- Yue, D. M., Wang X., 1999. Simple analysis on the effectiveness if the Middle and Late Yanshanian tectonic traps in the west Sichuan depression. *Petroleum Geology and Experiment*, 21(2): 128—131 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, Y. S., 1997. Fluid dynamic mechanism of Upper Triassic reservoir in west Sichuan foreland basin. *Oil & Gas Geology*, 18(3): 204—209 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 蔡开平, 廖仕孟, 2002. 川西地区上三叠统轻烃的生成特征. *石油学报*, 23(1): 35—39.
- 四川油气区石油地质志编写组, 1989. 中国石油地质志: 四川油气区. 北京: 石油工业出版社.
- 兰大樵, 邱宗恬, 2002. 川西坳陷平落坝气田须二段气藏成藏研究. *石油勘探与开发*, 29(3): 8—10.
- 李晓清, 汪泽成, 张兴为, 等, 2001. 四川盆地古隆起特征及天然气的控制作用. *石油与天然气地质*, 22(4): 347—351.
- 刘翠荣, 2002. 川西坳陷喜山期构造应力场数值模拟及裂缝预测. *天然气工业*, 22(3): 10—13.
- 刘金光, 李涛, 何传亮, 等, 2002. 新场气田沙溪庙组气藏地层应力场测井分析. *测井技术*, 26(6): 496—499.
- 刘晓峰, 解习农, 2003. 东营凹陷流体压力系统研究. *地球科学——中国地质大学学报*, 28(1): 78—86.
- 马后富, 陈斯忠, 张启明, 等, 2000. 超压盆地与油气分布. 北京: 地质出版社.
- 王洪辉, 陆正元, 1998. 四川盆地中西部上三叠统砂岩非构造裂缝储层. *石油与天然气地质*, 19(1): 35—41.
- 王金琪, 2001. 早聚晚藏—川西坳陷天然气基本特征. *天然气工业*, 21(1): 5—12.
- 王世泽, 2000. 川西洛带构造蓬莱镇组地层现今地应力场特征. *矿物岩石*, 20(3): 46—52.
- 王震亮, 罗晓荣, 陈荷立, 1997. 沉积盆地地下古水动力场恢复. *西北大学学报*, 27(2): 155—159.
- 徐国盛, 刘树根, 1999. 川西上三叠统高压封存箱与天然气成藏关系研究. *成都理工学院学报*, 26(4): 411—417.
- 岳东明, 王信, 1999. 浅析川西坳陷燕山中、晚期构造圈闭的有效性. *石油实验地质*, 21(2): 128—131.
- 赵永胜, 1997. 川西前陆盆地上三叠统储层流体动力学机制. *石油与天然气地质*, 18(3): 204—209.