

# 川西—川中地区陆相层系全油气系统异常压力 气藏特征与成因演化机制

王翹楚<sup>1,2</sup>, 陈冬霞<sup>1,2</sup>, 庞雄奇<sup>1,2</sup>, 王小娟<sup>3</sup>, 高天<sup>1,2</sup>, 贾承造<sup>1,4,5</sup>, 杨再权<sup>1,2</sup>, 李莎<sup>1,2</sup>,  
陈雨荷<sup>1,2</sup>, 姜林<sup>4,5</sup>, 潘珂<sup>3</sup>

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;  
3. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 四川成都 610051; 4. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100007;  
5. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

**摘要:**四川盆地陆相层系表现为多套烃源岩供烃、多重沉积体系及多个压力系统油气藏叠置分布的特征。不同含油气系统之间存在流体压力成因联系, 单一层系的分析难以从根本上解释异常压力成因机制, 亟待从全油气系统角度明确其流体动力场控制下各层系不同压力系统的形成机制, 以及对油气成藏过程的控制作用。结果表明: ①四川盆地陆相层系存在多个异常压力区域和压力系统, 川西坳陷深部须家河组异常高压气藏压力系数为 1.50~1.70, 而川中地区浅层侏罗系异常低压气藏压力系数仅为 0.45~0.47。②异常高压的主因是优质烃源岩的生烃增压作用, 其中须家河组烃源岩生烃增压幅度为 35~50 MPa, 而大安寨段烃源岩生烃增压量为 3~10 MPa。同时, 晚白垩世发生的全盆地级别地层抬升剥蚀和降温作用导致砂岩储层内部普遍存在 15~20 MPa 的降压幅度。③在强大源-储压差作用下, 四川盆地多期构造运动形成的多期-多级断层为深部及浅部流体动力场和压力系统提供了流体运移通道。④在充足运移动力和优势运移通道的联合作用下, 深部超压系统油气运移至浅部低压系统, 形成了四川盆地陆相层系油气叠覆式聚集成藏的特征。

**关键词:**成因机制; 全油气系统; 异常压力; 陆相层系; 川西—川中地区; 四川盆地

**中图分类号:** TE122.3

**文献标识码:** A

## Characteristics and genetic evolutionary mechanisms of abnormally pressured gas reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences in the western-central Sichuan Basin

WANG Qiaochu<sup>1,2</sup>, CHEN Dongxia<sup>1,2</sup>, PANG Xiongqi<sup>1,2</sup>, WANG Xiaojuan<sup>3</sup>, GAO Tian<sup>1,2</sup>, JIA Chengzao<sup>1,4,5</sup>,  
YANG Zaiquan<sup>1,2</sup>, LI Sha<sup>1,2</sup>, CHEN Yuhe<sup>1,2</sup>, JIANG Lin<sup>4,5</sup>, PAN Ke<sup>3</sup>

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;  
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 4. China National Petroleum Corporation, Beijing 100007, China; 5. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

**Abstract:** The continental sequences in the Sichuan Basin are characterized by hydrocarbon supply from multiple suites of source rocks, diverse sedimentary systems, and superimposed hydrocarbon reservoirs belonging to multiple pressure systems. Within the continental sequences, there is a genetic linkage between different petroleum systems, making it challenging to fundamentally account for the genetic mechanisms of anomalous pressure based solely on analyses of individual sequences. Instead, there is an urgent need to determine, from the perspective of the whole petroleum system (WPS), the formation mechanisms of different pressure systems across various sequences under the control of the fluid dynamic field, as well as the controlling effects of the pressure regimes on the hydrocarbon accumulation process. The

收稿日期: 2025-09-11; 修回日期: 2026-01-07。

第一作者简介: 王翹楚(1992—), 男, 博士后、讲师, 含油气盆地成藏机理及富集规律、非常规油气地质。E-mail: Wangqc@cup.edu.cn。

通信作者简介: 陈冬霞(1974—), 女, 教授、博士研究生导师, 油气成藏机理与非常规油气。E-mail: lindachen@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金青年基金项目(42302141); 中国石油大学(北京)科研基金项目(2462023XKBH001)。

results reveal the development of multiple anomalous pressure zones and distinct pressure systems within the continental sequences in the Sichuan Basin. Gas reservoirs with anomalously high pressure within the deep Xujiahe Formation in the western Sichuan Depression exhibit pressure coefficients reaching up to 1.50 ~ 1.70, while those with anomalously low pressure within the shallow Jurassic strata in the central Sichuan Basin show pressure coefficients as low as 0.45 ~ 0.47. The anomalously high pressure is primarily attributed to the hydrocarbon generation-induced pressurization of high-quality source rocks. Specifically, pressure increases of up to 35–50 MPa are observed in the Xujiahe Formation, while the Da'anzhai Member of the Ziliujing Formation shows smaller pressure increases ranging from 3 MPa to 10 MPa. In contrast, the Late Cretaceous basin-scale stratigraphic uplift and denudation, accompanied by cooling, resulted in pressure reductions of generally 15–20 MPa within sandstone reservoirs. Under such pronounced pressure contrasts between source rocks and reservoirs, multi-stage and multi-scale faults, formed by multiple tectonic movements, in the basin provide fluid migration pathways for deep and shallow fluid dynamic fields and pressure systems. Therefore, under the combined effects of sufficient driving forces and preferential migration pathways, hydrocarbons migrate from the deep overpressure system into the shallow underpressure system, resulting in the superimposed hydrocarbon accumulation within the continental sequences in the Sichuan Basin.

**Key words:** genetic mechanism, whole petroleum system (WPS), anomalous pressure, continental sequence, western-central Sichuan Basin, Sichuan Basin

引用格式:王翹楚,陈冬霞,庞雄奇,等. 川西—川中地区陆相层系全油气系统异常压力气藏特征与成因演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(4): 1114–1130. DOI: 10. 11743/ogg20260404.

WANG Qiaochu, CHEN Dongxia, PANG Xiongqi, et al. Characteristics and genetic evolutionary mechanisms of abnormally pressured gas reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences in the western-central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(4): 1114–1130. DOI: 10. 11743/ogg20260404.

四川盆地是中国常规及非常规油气资源最丰富的含油气盆地之一。历经40余年的勘探,盆地已发现陆相天然气资源量超 $15\,660 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。近年来四川盆地致密气勘探开发取得重要突破,川中地区天府气田沙溪庙组提交探明地质储量 $2\,013 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,简阳地区须家河组四段提交探明地质储量 $1\,700 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,陆相致密气累计产量超 $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,展现出极强的资源潜力和勘探开发价值<sup>[1-2]</sup>。

前人研究已证实陆相层系致密砂岩气是四川盆地最主要的天然气储量阵地<sup>[3-5]</sup>,其多期构造运动、多种沉积体系和多重成藏组合的特征,造就了四川盆地陆相层系油气藏纵向多层叠置、平面广覆式复杂分布的特点。多层系间油气生、运、聚的过程复杂,导致仅针对单一成藏体系或单一构造单元的油气勘探分析思路存在局限性,极大程度地限制了对四川盆地陆相层系油气资源潜力的挖掘。

全油气系统理论(whole petroleum system)是含油气盆地中一套或多套相互关联的有效烃源岩层系生成的油气,从生成演化到非常规圈闭中连续性聚集成藏和常规圈闭中聚集成藏,并经历后期调整改造的全部地质要素与地质过程的自然系统<sup>[6]</sup>。对四川盆地而言,其自晚三叠世由海相沉积转变为陆相沉积,并发育

为前陆—坳陷湖盆,形成了包括上三叠统须家河组、下侏罗统自流井组以及中—上侏罗统沙溪庙组、遂宁组和蓬莱镇组等多套含油气层系,其成因相互关联,成藏过程动态连续,油气藏规模及产能区别明显,不同区域和不同层系的油气成藏动力系统及其所表现出的油气藏地层压力特征差异巨大。前人对四川盆地陆相层系的油气成藏体系研究多集中于单一层系或单一构造的精细解剖及成藏要素分析,如冷济高和刘忠群等厘定了新场构造带须家河组致密砂岩气藏的成藏期次<sup>[7-8]</sup>;郭彤楼等在此基础上详细分析了油气的输导过程<sup>[9-10]</sup>;熊亮和文龙等认为川西坳陷须家河组五段存在砂—泥互层式叠置发育的页岩气藏<sup>[11-12]</sup>;杨雨和刘景东等对川中三台—盐亭及简阳地区的沙溪庙组窄河道致密砂岩气藏油气输导体系及气藏规模进行了详细刻画<sup>[13-14]</sup>。然而,勘探实践中发现四川盆地陆相层系不同油气藏的压力系统存在极大的差异,证明其油气成藏动力及其演化过程复杂,且对油气藏丰度具有重要影响。然而前人的研究并未从整体角度厘清多套烃源岩层系生—排烃历程、多来源油气运移过程以及多类型油气藏油气差异富集的关联和差异,且未从成藏动力学角度阐明不同类型油气藏运聚过程及油气藏丰度差异的根本原因<sup>[15-16]</sup>。

在油气成藏过程中,流体压力的形成及演化既是油气多阶段运聚和差异富集的重要原因,也是烃源岩生-排烃、油气储层成岩演化以及油气充注聚集和破坏等各类油气藏形成关键过程叠加作用的结果<sup>[17-20]</sup>。全油气系统理论深入论述了油气成藏动力和流体压力对油气成藏全过程的重要意义,阐明了在盆地整体构造运动和沉积过程的作用下,流体动力场和流体压力的分布特征与成因模式。

异常压力在全球超过180个不同类型的含油气盆地中均广泛发育和分布。典型的异常高压盆地包括北美 Great Green River 盆地和欧洲 North Sea 盆地,此类盆地气藏压力系数为1.2~1.6,甚至在 Appalachian 盆地和 Williston 盆地压力系数最高可达2.2<sup>[11-14]</sup>。异常低压在全球含油气盆地中发育较少,在北美的 Alberta 盆地、Appalachian 盆地和 San Juan 盆地发育压力系数为0.8~0.9的异常低压。对于中国而言,准噶尔盆地、塔里木盆地库车坳陷和四川盆地上三叠统须(须家河组)二段致密砂岩气藏广泛分布异常高压,压力系数为1.2~1.6。而异常低压则主要分布在鄂尔多斯盆地、松辽盆地以及四川盆地的陆相地层中,压力系数一般为0.7~0.9,最低可到0.4(图1)。

现有的异常压力判识和定量表征方法集中于异常高压,而地层欠压实作用和生烃增压作用被认为是最主要的含油气盆地异常高压成因<sup>[21-22]</sup>,由于地层深埋、

地温上升而导致的流体膨胀作用以及黏土矿物脱水转化作用也被认为是重要的异常高压成因。国外对于盆地异常高压成因主要依据测井曲线的异常值段进行定性判断,常用方法包括 Bowers 法和 Eaton 法,这类方法基于构建正常泥岩压实曲线并识别测井曲线对其偏离程度来判断异常高压发育层位<sup>[24, 26]</sup>。对于异常低压,国内外的研究则相对局限,部分学者基于一定的地球物理原理和石油地质背景推测了异常低压的成因,主要包括由于地层抬升剥蚀导致的岩石骨架体积回弹而形成的剥蚀卸载降压作用,以及由于地层浅埋导致的降温降压作用<sup>[26-27]</sup>。除此之外,天然气扩散作用、断层泄压作用以及成岩矿物耗水蚀变作用均可能造成局部的异常低压<sup>[28-30]</sup>。异常压力演化过程的研究方法主要依赖流体包裹体分析,然而此类方法受到流体包裹体观测样本点分布以及实验操作精度的影响,需要进一步结合地质成因分析,增强其地质合理性<sup>[7, 17]</sup>。

因此,本文针对四川盆地陆相层系异常高压-常压-异常低压共存的复杂流体压力分布特征,从全油气系统成藏动力学角度深入剖析不同层系、不同构造位置典型致密砂岩气藏的地层压力分布特征,并基于地球物理定量评价和陆相层系多期构造沉积演化历程综合分析异常压力成因演化机制,构建成藏动力主导下的异常压力气藏成因模式,为整体认识四川盆地陆相层系成藏动力体系提供借鉴,同时也为进一步挖掘四川盆地陆相层系油气资源潜力提供理论依据。

## 1 区域地质概况

四川盆地处于扬子地台北缘,北为米苍山隆起—大巴山褶皱带,南为大相岭—大娄山褶皱带,西为龙门山褶皱带,东为大娄山褶皱带(图2a)。四川盆地陆相地层主要为下三叠统须家河组—第四系(图2b)。自下而上主要可划分为3套成藏组合<sup>[5, 9-10]</sup>。①下部成藏组合,以须一段和须二段暗色泥岩为主要烃源岩,以须二段致密砂岩为主要储层,以须三段广泛发育的泥岩为区域盖层;②中部成藏组合,以须三段暗色泥页岩为主要烃源岩,以须四段致密砂岩为主要储层,以须五段稳定发育的泥页岩为区域盖层;③上部成藏组合,以须五段黑色泥岩为主要烃源岩,以侏罗系沙溪庙组、遂宁组和蓬莱镇组致密砂岩为主要储层,其中沙溪庙组天然气规模聚集,以遂宁组泥岩为区域盖层(图2b)。

自晚三叠世以来,四川盆地发育了多套陆相沉积地层,形成了多层系有利砂岩储层<sup>[31-35]</sup>。其中,上三叠统

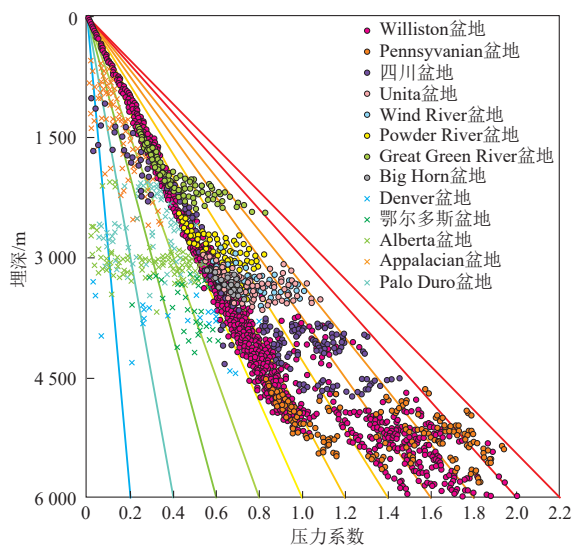


图1 全球主要含油气盆地地层压力特征

Fig. 1 Formation pressure characteristics of major petroliferous basins across the world (data from references [9, 11-12, 23-25] and courtesy of the Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina)  
(数据引自文献[9, 11-12, 23-25]以及中国石油西南油气分公司勘探开发研究院。)

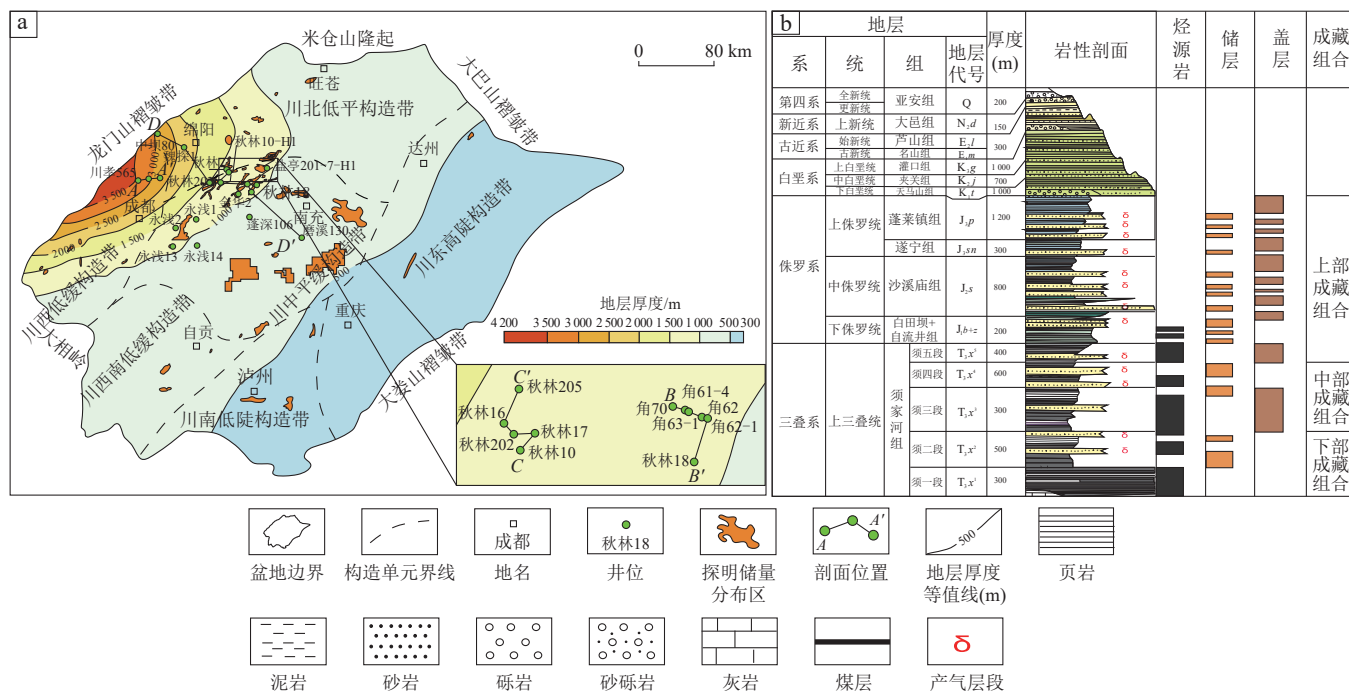


图2 四川盆地构造位置与地层综合柱状图

Fig. 2 Tectonic location map and composite stratigraphic column of the Sichuan Basin

a. 四川盆地须家河组地层厚度平面分布; b. 川西—川中地区地层综合柱状图

须家河组主要为陆相河-湖三角洲沉积体系,砂岩以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主,孔隙度为6%~14%,渗透率为 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;侏罗系沙溪庙组为一套巨厚砂岩,沙(沙溪庙组)一段主要为灰色细砂岩、泥质粉砂岩和紫色泥岩,沙二段主要为灰色中-细砂岩和紫红色泥岩,整体孔隙度为7%~18%,渗透率为 $(0.10 \sim 10.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。成藏组合中,下部须二段气藏存在源-储紧邻和自生-自储的致密气源-储组合,气藏压力系数为1.60~1.80,表现为超高压特征;中部须四段气藏主要以源-储紧邻接触关系为主,气藏压力系数为1.20~1.60,表现为异常高压特征<sup>[5,9]</sup>;而上部侏罗系致密气藏主要由下伏须家河组烃源岩供烃,表现为典型的源-储分离型源-储组合关系,气藏压力系数为0.45~1.18,表现为强异常低压-常压特征<sup>[5,10]</sup>。

## 2 地层压力及异常压力分布特征

相较于中国其他含油气盆地或区域构造,四川盆地的陆相层系油气藏压力特征更为复杂,强低压、低压、常压、弱超压、超压和强超压均有分布(图3)。本节以川西坳陷新场地区须家河组超压气藏、川中秋林地区常压-弱超压气藏以及川中八角场地区异常低压气藏为例,阐述不同压力系统下四川盆地陆相层系的气藏压力特征。

### 2.1 川西坳陷超压气藏压力特征

新场地区位于川西坳陷东北部,为该地区的局部背斜区域,龙泉山断层和青冈嘴断层在该处表现为帚状分枝形态。气藏埋深4 037~4 387 m,储层孔隙度为0.34%~12.28%,平均值为3.36%;渗透率为 $(0.001 \sim 0.950) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值为 $0.064 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏压力为79.11~84.84 MPa,压力系数为1.60~1.73,属于超压-强超压构造-岩性气藏。伊顿法-鲍尔斯法单井地层压力预测结果显示(图4),新场地区气藏的地层泥岩普遍呈现强超压特征,压力系数多在1.60~1.75(图4a)。而实测压力数据显示,同层段的砂岩储层的压力与泥岩层基本一致;纵向上砂岩和泥岩围岩属于同一压力系统,新场地区的陆相层系中发育一个超压体系,内部砂岩和泥岩均呈现为强超压(图5)。

### 2.2 川中常压-弱超压气藏压力特征

川中地区相对于川西坳陷构造平缓,大型断裂并不发育。秋林地区为川中平缓褶皱带中西部的局部微幅背斜构造,闭合高度30 m。秋林气藏的主要含气储层为广覆式发育的三角洲窄河道砂体,气藏内部存在局部发育的侏罗系内部小断层。该气藏埋深2 260~2 700 m,储层孔隙度为3.60%~16.80%,平均值为11.56%;渗透率为 $(0.050 \sim 4.260) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值

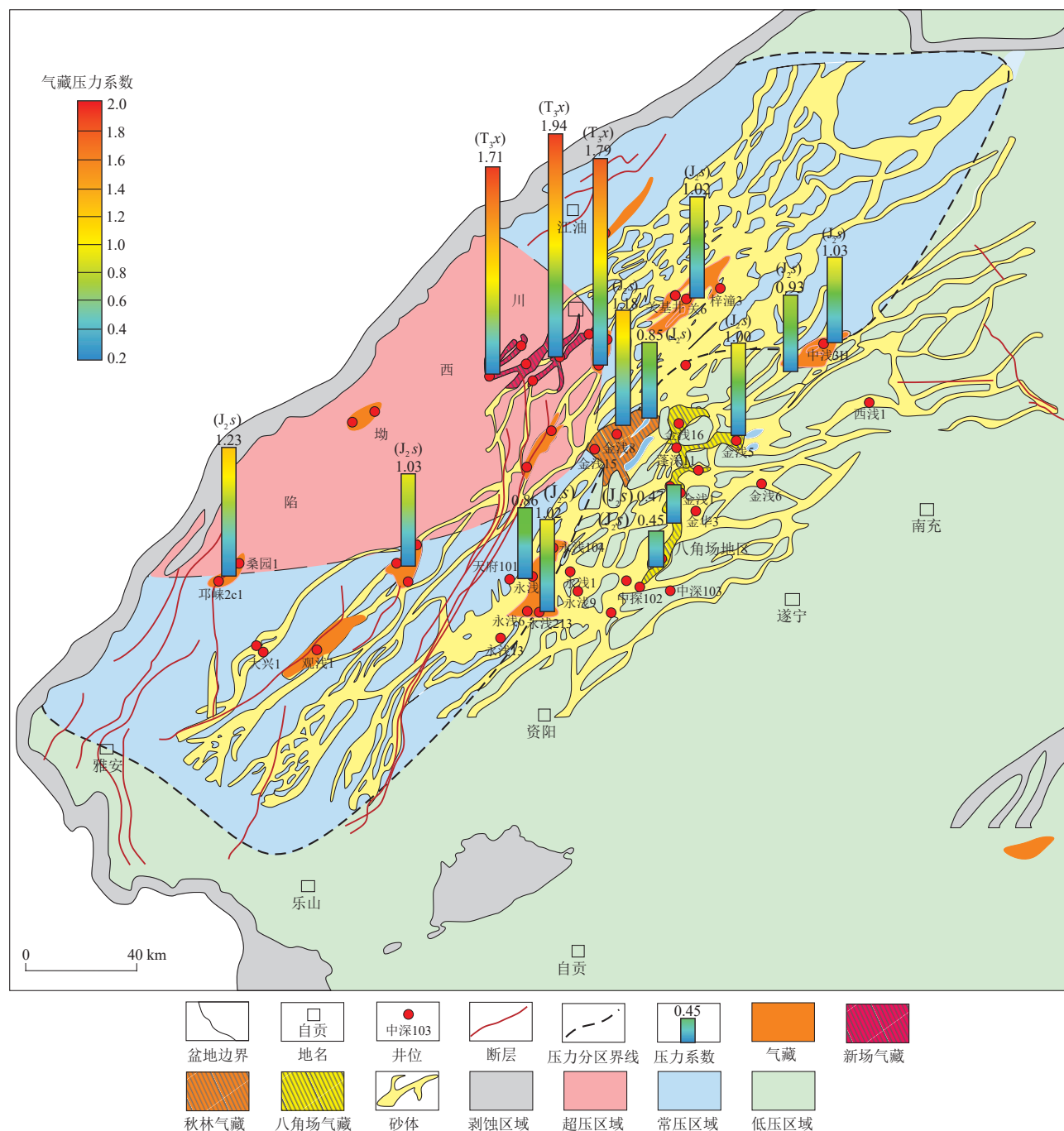


图3 四川盆地陆相层系气藏压力平面分布特征

Fig. 3 Map showing the pressure distribution of gas reservoirs across continental sequences in the Sichuan Basin  
(括号内为地层代号。)

为  $0.560 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏压力为 19.11 ~ 26.58 MPa, 压力系数为 0.85 ~ 1.17, 属于常压-弱超压岩性气藏, 但亦存在异常低压井。单井地层压力预测结果显示, 秋林气藏的泥岩地层普遍表现为常压特征, 压力系数小于 1.200 (图 4b)。

### 2.3 川中低压气藏压力特征

川中地区的异常低压气藏广泛分布于八角场和西

充地区, 地理位置偏川中东部。八角场气藏的主要含气储层亦为三角洲河道砂体, 相较于秋林气藏其河道较宽, 但发育位置较为局限。该气藏埋深 1 750 ~ 1 900 m, 储层孔隙度为 4.80% ~ 18.60%, 平均值为 12.56%; 渗透率为  $(0.080 \sim 120.500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均值  $3.780 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏压力为 19.90 ~ 21.10 MPa, 压力系数为 0.45 ~ 0.71, 以强烈的异常低压为主要特征。单井地层压力预测结果显示, 八角场地区的泥岩地层

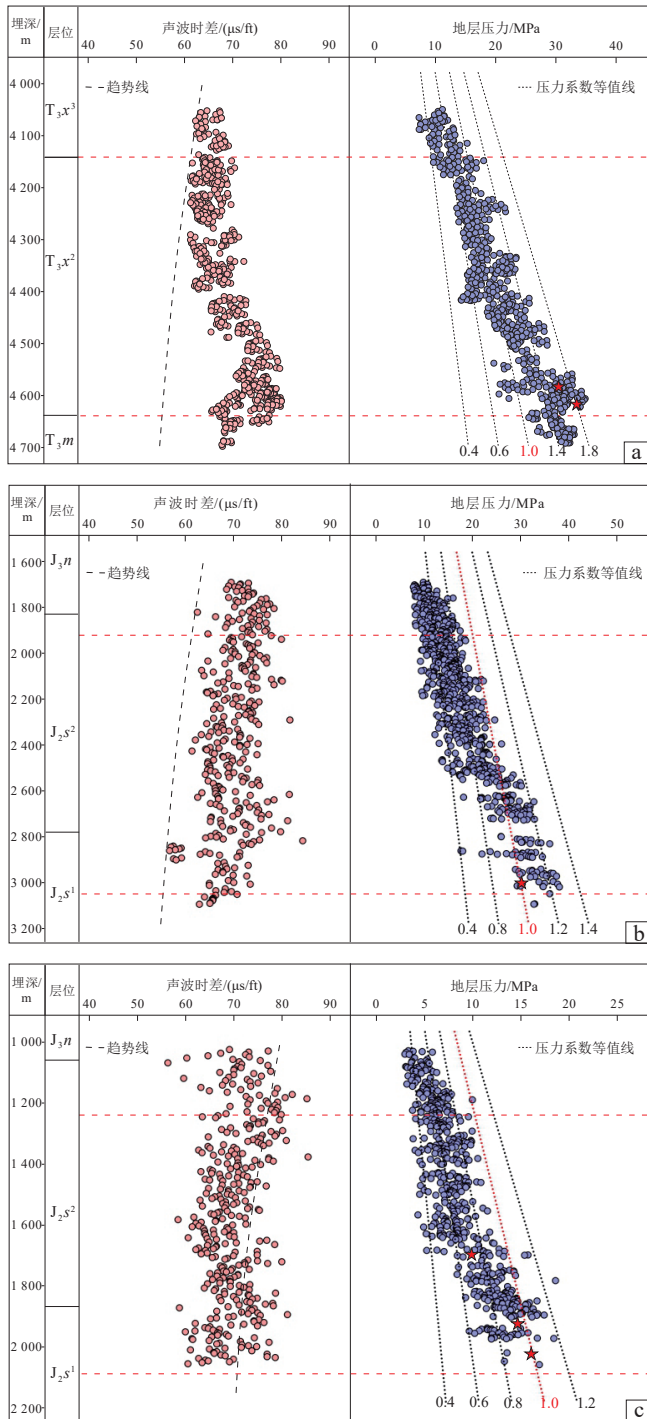


图4 川西—川中地区陆相层系不同压力系统气藏单井压力分布预测结果

Fig. 4 Single-well pressure distributions of gas reservoirs within different pressure systems across continental sequences in the western-central Sichuan Basin

a. 川西坳陷新场超压气藏,新856井;b. 川中秋林常压气藏,秋林202井;  
c. 川中八角场低压气藏,角62-1井

普遍表现为常压特征(图4c),压力系数在1.00左右,证明该地区的砂岩储层与相邻泥岩层系并不属于同一压力系统(图6)。

### 3 四川盆地陆相地层异常压力成因及演化过程

四川盆地陆相层系地层压力表现为平面上自西向东压力系数递减、异常高压—常压—异常低压共同发育的复杂特征。现今的地层压力分布特征表明其历史时期存在差异化的增压和降压过程,在成藏期的生烃增压以及抬升剥蚀时期的剥蚀卸载降压和降温降压的耦合作用下,川西—川中地区陆相层系经历了差异化的地层压力演化过程,最终造就了现今地层压力的分布格局。

#### 3.1 多源差异供烃控制下的差异生烃增压作用

含油气沉积盆地中,由于烃源岩生烃作用导致的增压过程是地层异常高压形成的最主要地质成因之一<sup>[21, 23, 36-39]</sup>。前人研究表明,生烃增压可为油气的初次运移和二次运移提供充足的运移动力,是油气长距离运聚成藏的重要条件<sup>[22, 24, 26-27]</sup>。

四川盆地陆相地层的油气藏由多套优质烃源岩供烃。其中最主要的烃源岩为川西坳陷三叠系须一段、须三段和须五段的暗色泥岩,以及川中地区侏罗系自流井组大安寨段烃源岩。两套主力烃源岩在分布发育特征、地球化学特征、生-排烃过程和供烃层系方面均存在较大差异。整体而言,川西坳陷须家河组以煤系高有机质含量泥页岩为主的气源岩广泛发育分布,具有更强的供烃能力和生-排烃强度。而相较而言,川中地区大安寨段的烃源岩则以生油为主,烃源岩的生-排烃强度较须家河组有一定差距(表1)。

生烃增压的定量评价存在多种方法,本文采用Guo等<sup>[25]</sup>基于物理模拟实验和烃源岩生-排烃数值模拟提出的定量计算公式进行计算:

$$\Delta p_{\text{增}} = \frac{AFM_k [aD(1 - p_h C_0) - 1]}{C_w \Phi \rho_k + (1 - AF)C_k M_k + aAFM_k DC_0} \quad (1)$$

式中: $\Delta p_{\text{增}}$ 为生烃增压量,MPa; $A$ 为氢指数/1 000,mg/g; $F$ 为干酪根转化率,无量纲,可根据干酪根类型及其 $R_o$ (镜质体反射率)-深度关系确定<sup>[25]</sup>; $M_k$ 为总有机碳含量,%,由研究区实测数据确定; $a$ 为原油残留系数,无量纲,可根据烃源岩生烃模拟实验获取,取0.85; $D$ 为原油或干酪根密度,kg/cm<sup>3</sup>; $p_h$ 为地下深度 $h$ 米处的静水压力,MPa; $C_0$ 为石油压缩系数,MPa<sup>-1</sup>,取 $2.20 \times 10^{-3}$  MPa<sup>-1</sup><sup>[25]</sup>; $C_w$ 为水压缩系数,MPa<sup>-1</sup>,取 $0.44 \times 10^{-3}$  MPa<sup>-1</sup><sup>[25]</sup>; $\Phi$ 为地层孔隙度,%,由研究区岩心实测

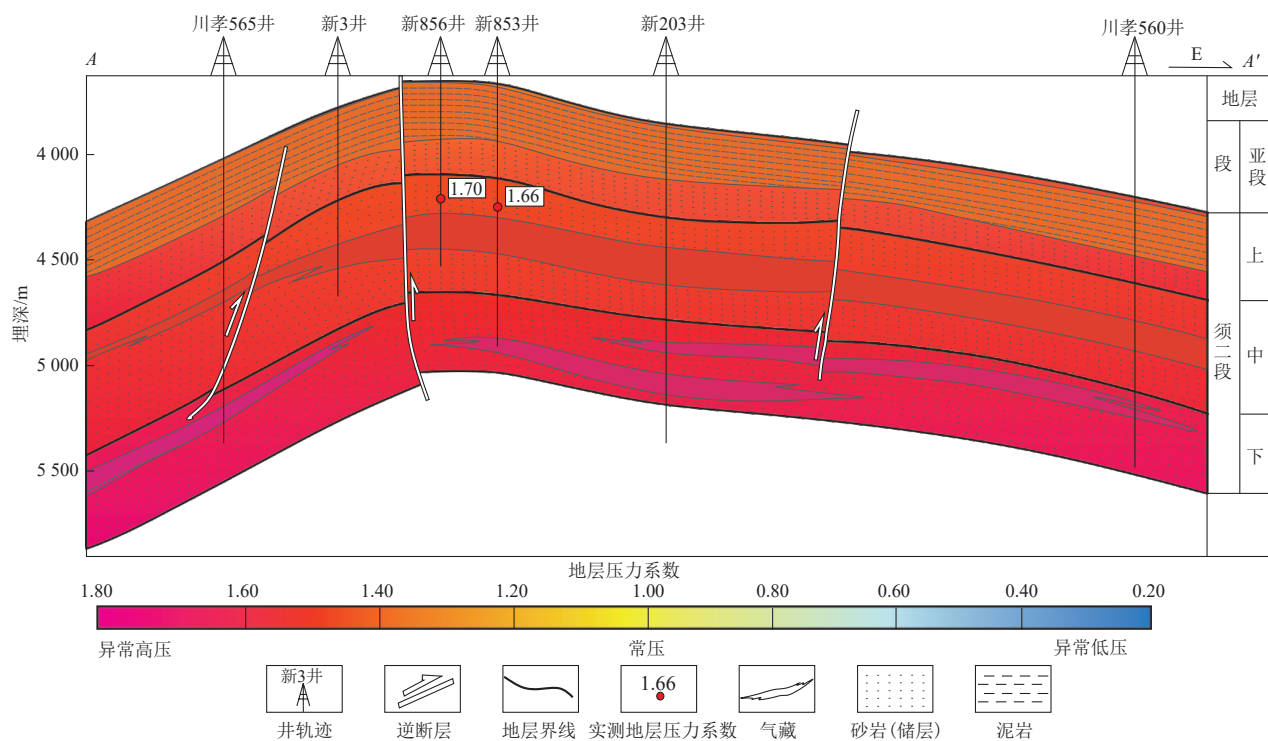


图5 川西坳陷川孝565井—新3井—新856井—新853井—新203井—川孝560井地层压力纵向分布连井对比剖面  
(剖面位置见图1a)

Fig. 5 Well-correlation section crossing wells CX565, X3, X856, X853, X203, and CX560 showing the vertical distribution of formation pressure in the western Sichuan Depression (see Fig. 1a for the section location)

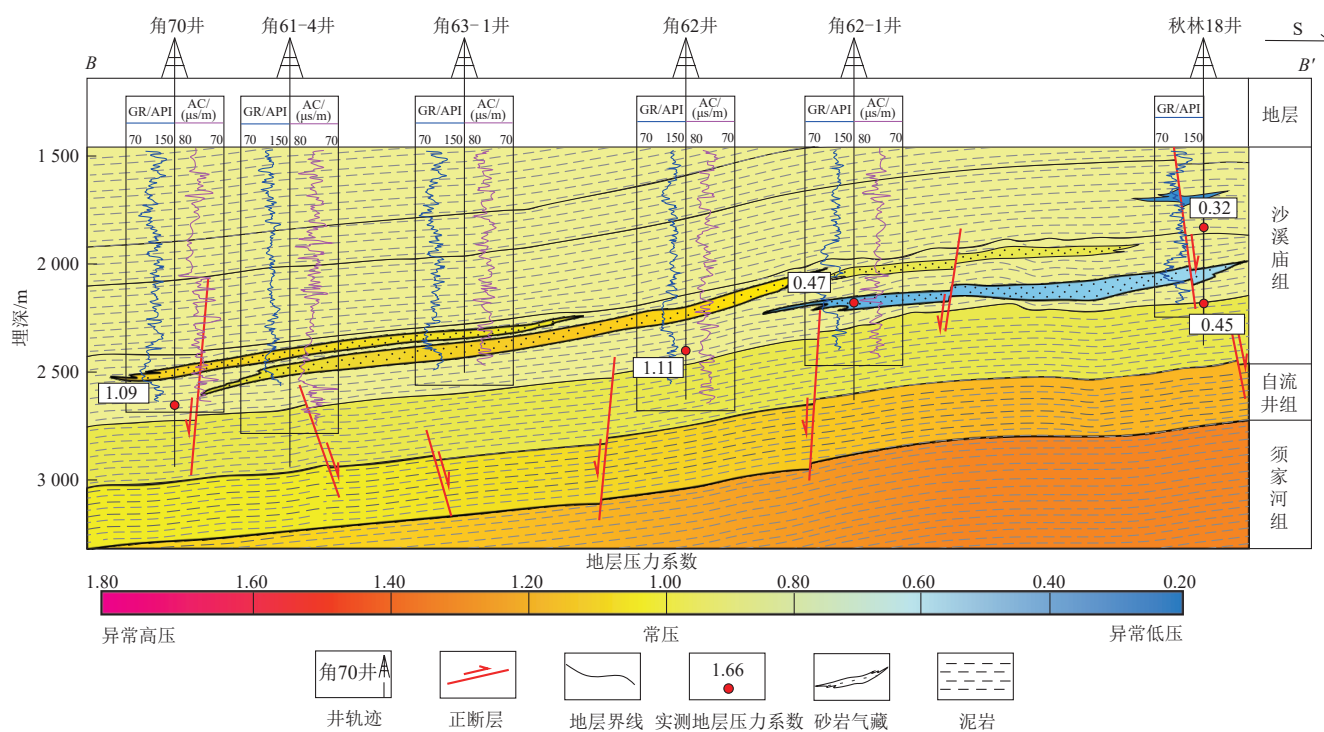


图6 川西—川中地区角70井—角61-4井—角63-1井—角62井—角62-1井—秋林18井地层压力纵向分布连井对比剖面  
(剖面位置见图1a)

Fig. 6 Well-correlation section crossing wells J70, J61-4, J63-1, J62, J62-1, and QL18 showing the vertical distribution of formation pressure in the western-central Sichuan Basin (see Fig. 1a for the section location)

数据获得; $\rho_k$ 为干酪根密度, $\text{kg}/\text{cm}^3$ ,取 $900 \text{ kg}/\text{cm}^3$ ;  $C_k$ 为干酪根压缩系数, $\text{MPa}^{-1}$ ,取 $1.40 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ [25]。

根据计算结果,川西坳陷烃源岩可提供35~55 MPa增压量,而川中地区大安寨段仅能够提供3~10 MPa增压量(表1)。川西坳陷中江地区由于距离川西生烃中心更近,且位于优势运移通道之上,能够高效接收来自川西坳陷烃源岩的天然气供给,因而引起气藏压力上升。而随着运移距离的增大和系统内部能量损失,来自川西坳陷烃源岩的烃类充注对川中地区的压力增补作用强度减弱,因而川中地区沙溪庙组气藏虽然同样接收川西气源供给,却表现为常压-弱超压特征。而川中东部沙溪庙组气藏未能接收到川西坳陷气源的供给,且大安寨段烃源岩以生油为主,仅有少量油型气生成。相较于川西烃源岩供烃的气藏,其生烃增压能够提供的压力增补十分有限,表现为异常低压-常压特征(图6)。

### 3.2 盆地整体抬升背景下的剥蚀卸载降压与降温降压作用

前已述及,四川盆地陆相地层除异常高压外,在川中地区亦广泛发育异常低压,存在大规模的异常低压气藏。在川西—川中地区多套烃源岩差异生烃增压的背景之下,异常低压的发育特征对地层压力的形成演化及最终分布亦有关重要的作用。异常高压和异常低压发育的耦合关系最终决定了四川盆地陆相地层全油气系统复杂的压力分布。

晚白垩世至今,四川盆地发生了全盆地范围的地层抬升和剥蚀过程,自盆地边缘向盆地中心剥蚀厚度逐渐减薄,盆地边缘最大剥蚀厚度可超3 000 m,川西—川中地区平缓构造带亦遭受厚1 500 m左右的地层剥蚀作用[40]。在盆地抬升和上覆地层剥蚀的过程中,上覆有效应力的降低会导致地层岩石骨架及骨架内部流体的回弹作用。当岩石骨架的回弹幅度大于内部孔隙流体体积的回弹幅度时,孔隙空间的相对增大,

导致地层内部压力下降[22, 28]。研究表明在相同的剥蚀卸载作用强度下,地层水的体积回弹幅度远小于砂岩骨架的体积回弹幅度,因而砂岩储层内部更易发生剥蚀卸载降压作用[29-30]。同时,地层抬升导致的降温作用会导致孔隙内部流体体积收缩,进一步降低孔隙流体压力[41-42]。四川盆地陆相地层全油气系统在白垩纪末期至今经历了一次较为广泛的全盆地级别的抬升剥蚀和压力下降过程,这种降压作用在砂岩储层中的幅度更大。剥蚀卸载导致的降压作用可用如下公式进行计算:

$$\Delta p_{\text{降}} = -\frac{1}{3} \cdot \frac{1+v}{1-v} \cdot \frac{C_r}{C_r + C_w} \rho_r g \Delta h \quad (2)$$

式中: $\Delta p_{\text{降}}$ 为剥蚀卸载作用降压量,MPa; $v$ 为岩石泊松比,无量纲,取0.2[29]; $C_r$ 为岩石压缩系数, $\text{MPa}^{-1}$ ,取 $1.00 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ [29]; $\rho_r$ 为岩石密度, $\text{g}/\text{cm}^3$ ,由密度测井数据确定; $g$ 为重力加速度, $\text{m}/\text{s}^2$ ,取 $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$ ;  $\Delta h$ 为剥蚀厚度,m,依据前人研究确定[40]; $C_w$ 取 $0.30 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ [29]。

而降温降压幅度可根据帕斯卡定律及理想气体状态方程联立求解:

$$\Delta V = \Delta T [a_w \Phi + a_r (1 - \Phi)] \quad (3)$$

$$V = V_0 [1 - C_w (p - p_0)] \quad (4)$$

式中: $\Delta V$ 为体积变化量, $\text{m}^3$ ; $\Delta T$ 为温度变化量, $^{\circ}\text{C}$ ,根据研究区实测温度数值和地温演化研究结果确定; $a_w$ 为地层卤水膨胀系数, $\text{K}^{-1}$ ,取 $4 \times 10^{-8} \text{ K}^{-1}$ ;  $a_r$ 为岩石膨胀系数, $\text{K}^{-1}$ ,取 $9 \times 10^{-8} \text{ K}^{-1}$ ;  $V$ 为降温作用后的体积, $\text{m}^3$ ;  $V_0$ 为压力是 $p_0$ 时的体积, $\text{m}^3$ ,  $\Delta V = V_0 - V$ ;  $p$ 为剩余压力,MPa;  $p_0$ 为原始液体压力,MPa。

由上述计算公式可知,由于地层剥蚀导致的降压作用受到地层剥蚀量和地温梯度演化影响较大。而对于川西—川中地区平缓构造而言,其剥蚀量均为1 500 m左右;同时自白垩纪末期至今,四川盆地整体地温梯度较为稳定[2.0~2.2  $^{\circ}\text{C}/(100 \text{ m})$ ]。因此根据计算结果,四川盆地陆相地层全油气系统在晚白垩世至今均经历了较为统一的一次压力下降过程,降压幅度约为15.00~20.00 MPa,平均值为17.20 MPa(表2)。综合不同区域的生烃增压和降压结果可见,理论计算值与实际测压结果是相符的(图7)。以秋林地区角62-1井为例,其测压点埋深为2 052.22 m,压力系数为0.45,理论上压力下降幅度为11.29 MPa。定量计算结果表明,其剥蚀卸载和降温导致的总降压幅度为15.75 MPa,若考虑其由于大安寨段烃源岩生烃造成的3.00 MPa左右的压力补充,该计算结果与实测压力基本吻合(图8)。

表1 川西—川中地区主要烃源岩特征参数

Table 1 Comparison of the characteristic parameters of primary source rocks in the western-central Sichuan Basin

| 烃源岩特征参数                      | 川西坳陷须五段          | 川中地区大安寨段                           |
|------------------------------|------------------|------------------------------------|
| 烃源岩厚度/m                      | 180~360          | 20~60                              |
| TOC分布/%                      | 1.03~5.25(2.71)  | 0.50~4.27(1.15)                    |
| 氢指数/( $\text{mg}/\text{g}$ ) | 34.2~148.3(74.2) | 11.1~460.8(152.9)                  |
| 干酪根类型                        | Ⅲ型               | Ⅱ <sub>1</sub> 型, Ⅱ <sub>2</sub> 型 |

注:TOC为总有机碳含量。括号内为平均值。

### 3.3 多期、多级断层的压力传递作用

对通源断层而言,由于其在油气大量充注时期断层持续活动,形成了大规模的流体运聚通道,因此全油气系统深部形成的异常高压会通过断层运移至浅部,形成物质交换和能量传递,使川西坳陷近源、近大断裂处气藏表现为明显的异常高压特征。而二级和三级断层在油气充注成藏时期均基本停止活动,因此其垂向封闭性能决定了其能否作为有效的深、浅部压力传递与能量交换通道。本文采用断面正压力法<sup>[43]</sup>评

价川西-川中地区全油气系统浅部的二级断层垂向封闭性能:

$$\delta = Z(\rho_{\text{上}} - \rho_{\text{w}}) \times 9.876 \cos \theta \quad (5)$$

式中: $\delta$ 为断面正压力,Pa; $Z$ 为断面埋深,m,由地震深度域剖面测定; $\rho_{\text{上}}$ 为上覆地层的平均密度, $\text{kg/m}^3$ ,由密度测井数据确定; $\rho_{\text{w}}$ 为地层水密度, $\text{kg/m}^3$ ;  $\theta$ 为断面倾角, $(^\circ)$ ,由地震深度域剖面测定结果确定。

计算结果显示,由于该全油气系统中断层具有倾角高、埋深相对较浅的特征,在垂向上均具有较强的输导能力,为深、浅部压力传递和油气运移提供了重要的

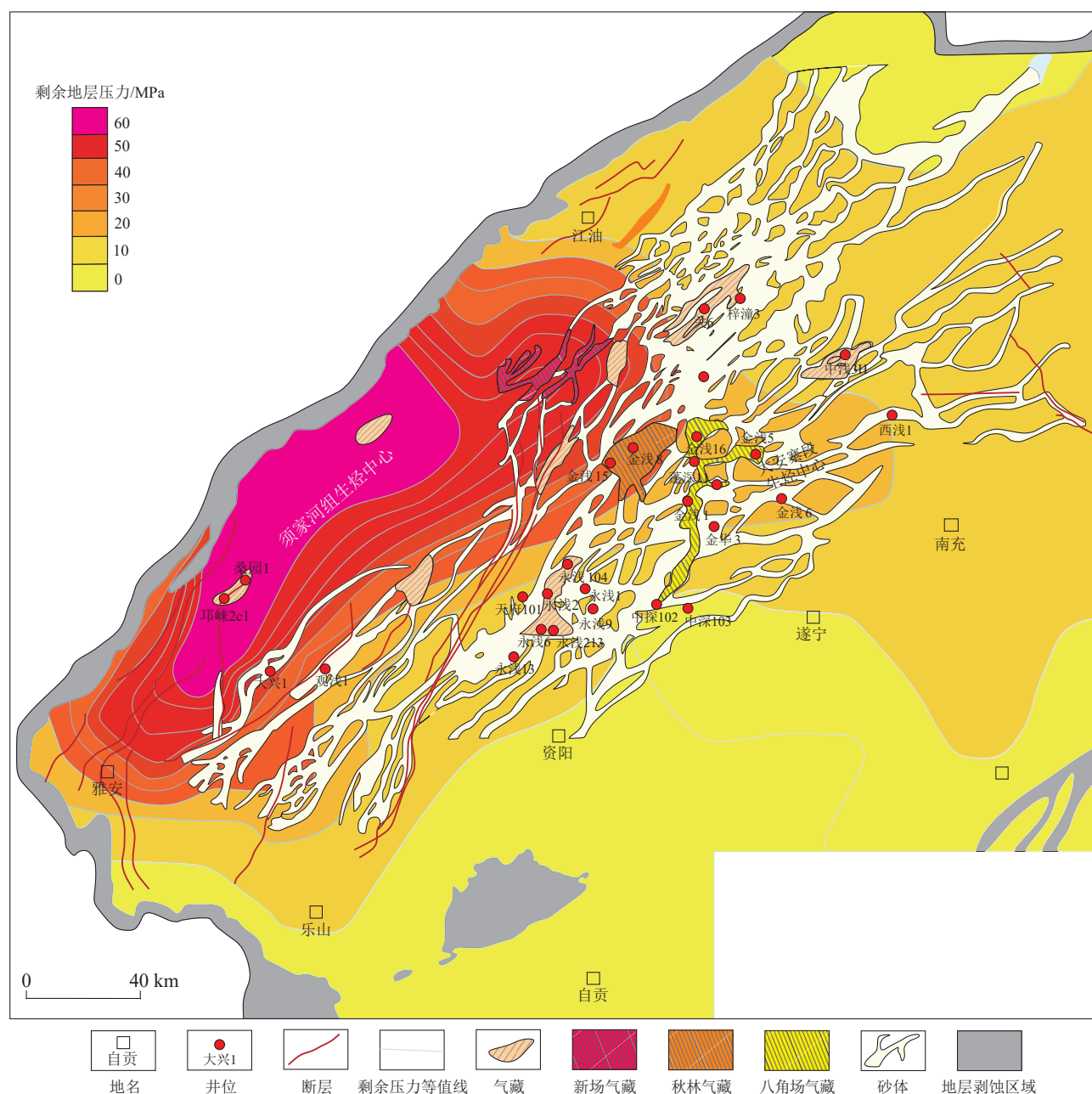


图7 川西-川中地区烃源岩生烃增压平面分布特征

Fig. 7 Map showing the distribution of hydrocarbon generation-induced pressurization in the western-central Sichuan Basin

表 2 四川盆地陆相地层抬升剥蚀及降温作用降压幅度计算结果

Table 2 Calculated pressure reductions caused by stratigraphic uplift, associated denudation, and temperature decline of continental sequences in the Sichuan Basin

| 地区    | 层位  | 井号        | 实测地层<br>压力/MPa | 地层<br>压力<br>系数 | 降压量计算结果   |           |           |               |               |              |
|-------|-----|-----------|----------------|----------------|-----------|-----------|-----------|---------------|---------------|--------------|
|       |     |           |                |                | 剥蚀<br>量/m | 降温<br>量/℃ | 孔隙<br>度/% | 卸载降压<br>量/MPa | 降温降压<br>量/MPa | 总降压<br>量/MPa |
| 金华—射洪 | 沙二段 | 金华 5      | 15.23          | 0.70           | 1 440     | 31.68     | 8.10      | -13.75        | -3.88         | -17.63       |
|       |     | 金 23      | 17.19          | 0.89           | 1 510     | 33.22     | 10.40     | -14.42        | -3.97         | -18.39       |
|       |     | 金浅 3      | 18.29          | 0.89           | 1 410     | 31.02     | 10.40     | -13.46        | -3.71         | -17.17       |
|       |     | 金浅 5      | 17.30          | 0.85           | 1 490     | 32.78     | 10.40     | -14.23        | -3.92         | -18.14       |
|       |     | 西充 3      | 9.15           | 0.46           | 1 370     | 30.14     | 12.56     | -13.08        | -3.51         | -16.60       |
|       |     | 角 70      | —              | 1.09           | 1 280     | 28.16     | 11.56     | -12.22        | -3.32         | -15.54       |
|       |     | 角 61-3    | —              | 1.06           | 1 330     | 29.26     | 11.56     | -12.70        | -3.45         | -16.15       |
|       |     | 角 74      | —              | 1.06           | 1 340     | 29.48     | 11.56     | -12.80        | -3.48         | -16.27       |
| 秋林    | 沙二段 | 秋林 18     | 9.24           | 0.47           | 1 320     | 29.04     | 12.56     | -12.60        | -3.39         | -15.99       |
|       |     | 秋林 16     | 26.52          | 1.17           | 1 640     | 36.08     | 11.56     | -15.66        | -4.25         | -19.91       |
|       |     | 秋林 207-H1 | 24.17          | 1.09           | 1 640     | 36.08     | 11.56     | -15.66        | -4.25         | -19.91       |
|       |     | 秋林 205-H1 | 24.57          | 1.05           | 1 620     | 35.64     | 11.56     | -15.47        | -4.20         | -19.67       |
|       |     | 秋 8       | 22.46          | 1.01           | 1 610     | 35.42     | 11.56     | -15.37        | -4.18         | -19.55       |
|       |     | 秋林 202-H1 | 19.12          | 0.86           | 1 620     | 35.64     | 11.56     | -15.47        | -4.20         | -19.67       |
|       |     | 秋林 10     | 19.11          | 0.85           | 1 620     | 35.64     | 11.56     | -15.47        | -4.20         | -19.67       |
|       |     | 秋林 201-H1 | 18.37          | 0.84           | 1 610     | 35.42     | 11.56     | -15.37        | -4.18         | -19.55       |
|       |     | 秋林 17     | 16.37          | 0.77           | 1 600     | 35.20     | 11.56     | -15.28        | -4.15         | -19.43       |
|       |     | 秋林 18     | 4.49           | 0.32           | 1 320     | 29.04     | 16.10     | -12.60        | -3.25         | -15.85       |
| 新场    | 须二段 | 新 856     | 76.48          | 1.61           | 1 620     | 35.64     | 4.05      | -15.47        | -4.56         | -20.03       |
|       |     | 新 851     | 80.46          | 1.70           | 1 640     | 36.08     | 3.72      | -15.66        | -4.63         | -20.29       |
|       |     | 新 853     | 80.75          | 1.66           | 1 620     | 35.64     | 3.56      | -16.57        | -4.61         | -21.28       |

注：“—”表示无数据。

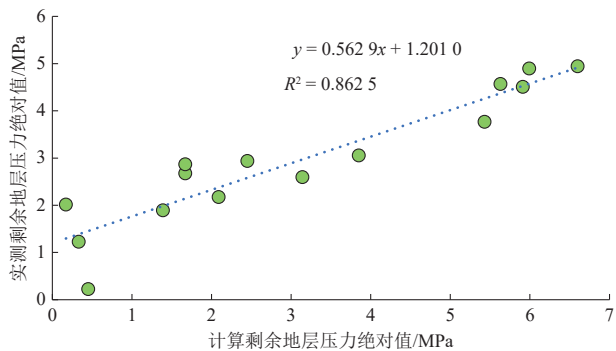


图 8 川西—川中地区剩余地层压力实测值与计算值相关性图版

Fig. 8 Scatter diagram showing the correlation between measured and calculated residual pressure in the western-central Sichuan Basin

通道(图 9)。

而对于层内小断层而言,由于其并未断穿侏罗系,多数为层内断层,规模小,断距有限,因此并不能起到将深部超压流体输送至浅部的作用。然而,由于

液体压力平衡效应,被层内小断层连通的致密砂岩储层会发生局部的压力调整及交换,使得地层压力在原有地质成因的影响下经历后期叠加的调整改造,且可能形成局部的压力异常。如秋林气藏的整体常压背景下,由于层内小断层的泄压调整作用导致下部砂组与上部低压砂组连通,从而导致气藏内部地层压力局部异常(图 10)。

4 全油气系统异常压力成因机制

在四川盆地陆相地层全油气系统复杂压力环境和差异地质成因作用下,其高压和低压气藏的异常压力形成过程与模式存在较大的差异。不同烃源岩在分布和生-排烃过程等要素的差异作用下,其主要供烃方向和油气聚集区域不同;须家河组烃源岩主要为川西坳陷须二段和须四段的致密砂岩储层供气,同时其生成的烃类亦通过龙泉山断裂等大型通源断裂和

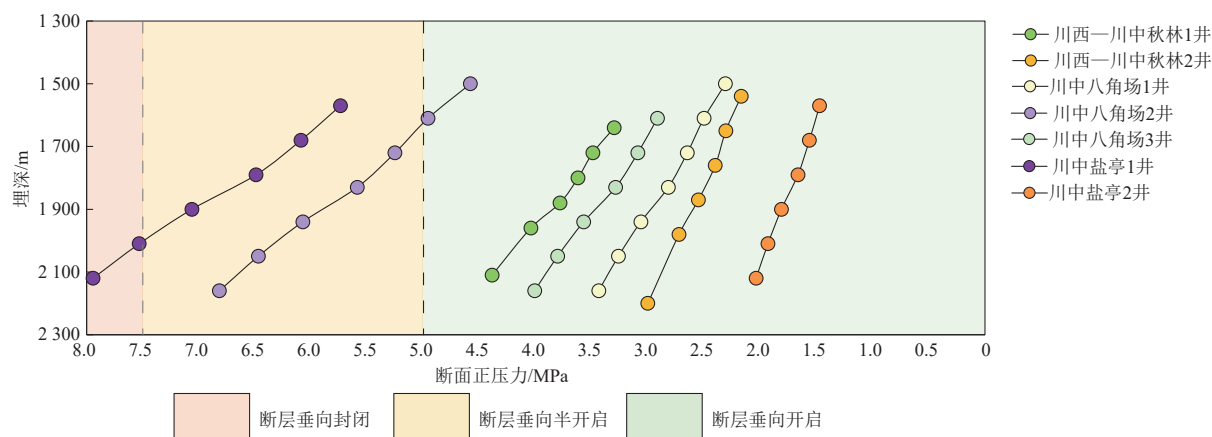


图9 川西—川中地区陆相层系全油气系统浅部断层垂向封闭性评价结果

Fig. 9 Evaluation of the vertical sealing capacity of shallow faults in the WPS of continental sequences in the western-central Sichuan Basin

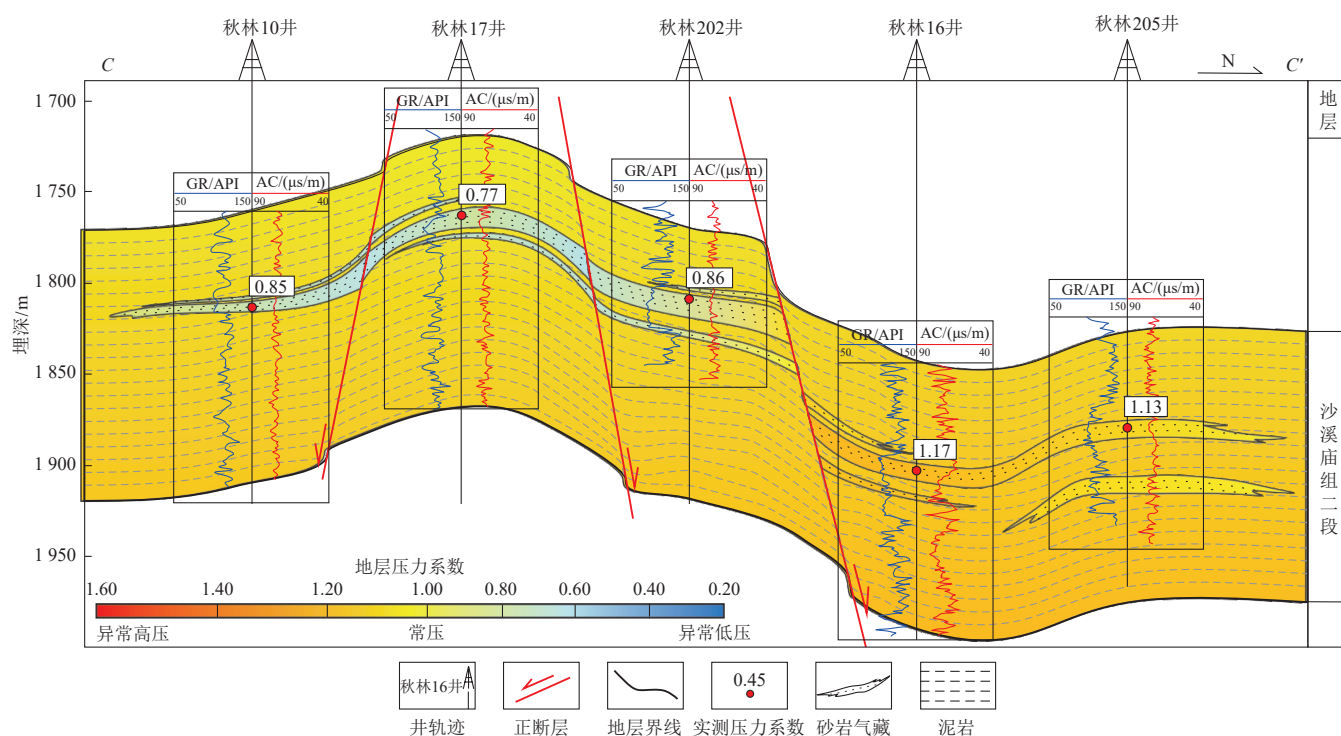


图10 川西—川中地区秋林气藏断层及地层压力分布剖面(剖面位置见图1a)

Fig. 10 Well-correlation section showing the fault distribution and formation pressure within gas reservoirs in the Qiulin area (see Fig. 1a for the section location)

连续分布的河道砂体在垂、侧向长距离运移至川中地区的侏罗系砂岩储层中。而大安寨段烃源岩则主要为川中地区侏罗系灰岩和致密砂岩储层供给油气。致密气成藏过程中,烃源岩生烃增压作用形成的剩余压力与致密储层毛细管力的相互作用决定了天然气运聚富集的场所。全油气系统理论对流体间力的作用及其对应的天然气运聚过程进行了系统描述,将不同阶段或不同类型的流体环境划分为自由流体动力场、局限流体动力场和束缚流体动力场<sup>[6]</sup>。其中自由

流体动力场主体为常规油气藏,以浮力为主导,流体流动方式以达西流为主;局限流体动力场油气主体受超压驱动,流体流动方式以非达西流为主;而束缚流体动力场由于埋深相对较深,流体流动方式以扩散为主,储层内部孔喉半径相对较小<sup>[44]</sup>。在四川盆地陆相层系,地层压力和储层物性的变化导致了地层流体所受动阻力的不断演化,不同流体动力场内天然气运聚过程的差异导致现今四川盆地陆相层系致密气藏压力的差异分布。

#### 4.1 深部超压油气系统形成过程及压力分布特征

深部超压油气系统以川西坳陷深层超压气藏为代表。在早—中白垩世,须家河组烃源岩生气并开始充注进入须家河组砂岩储层,气藏压力由于生烃增压作用而上升,该过程中须家河组处于自由流体动力场,流体自由交换,并逐渐向局限流体动力场演化。晚白垩世为须家河组气藏的主成藏期,烃源岩镜质体反射率( $R_o$ )为1.2%~2.0%,达到成熟阶段,天然气大量生成并从烃源岩中排出。处于生烃高峰阶段的须家河组烃源岩生烃增压幅度可达50 MPa以上,超压流体的运移充注使得须家河组气藏地层压力持续增加,压力系数升至最大。同时由于地层埋深的增加,储层物性进一步降低,须家河组进入束缚流体动力场,流体自由流动受阻,封闭压力体系形成,为异常高压的保存提供必要条件。新生代以来,地层遭受抬升剥蚀,烃源岩生烃强度有所降低,生烃增压造成的压力增补亦随之下降;地层抬升剥蚀时期,剥蚀卸载作用和降温作用导致地层压力不断下降,下降趋势持续至今,降压幅度为15~20 MPa。由于埋深较深,该时期须家河组气藏仍处于束缚流体动力场中,异常高压由于相对封闭的流体环境得以保存。综合而言,深部超压油气系统古地层压力在埋深达到最大值时达到最高,地层压力系数可达1.80,随着地层持续抬升剥蚀,剥蚀卸载作用和地层降温作用导致地层压力下降,现今气藏压力系数为1.40~1.60(图11)。

#### 4.2 中部常压油气系统形成过程及压力分布特征

常压气藏的分布范围较广,在川西—川中地区的各个层系和区域构造内部均有分布,其形成过程也存在一定差异。但整体而言,其现今的常压特征亦是由历史时期的地层沉降和抬升过程中的烃源岩生—排烃强度以及地层剥蚀卸载和降温幅度的耦合过程决定的。相较于深部超压系统,其烃源岩的供烃强度稍低,增压幅度约为15~20 MPa,导致其历史时期并未积累足够的异常高压。在达到最大埋深的过程中,地层由自由流体动力场进入局限流体动力场,流体自由流动受到一定阻碍。而川西—川中地区平缓褶皱带由于较为统一的地层抬升剥蚀幅度,其降压幅度为15~20 MPa。地层抬升过程中气藏多处于局限流体动力场中,存在一定程度的油气充注,早—中白垩世时期生烃增压作用使得砂岩储层内部压力升高,而由于生烃增压和卸载降压的等量贡献,晚白垩世至今的卸载降压过程使地层压力回落至常

压。其整体现今埋深3 000~4 000 m,压力系数趋近于1.0(图11)。

#### 4.3 浅部低压油气系统形成过程及压力分布特征

低压气藏以川中地区中—浅层沙溪庙组气藏为代表,主要接受大安寨段烃源岩的供烃。在早—中白垩世,大安寨段烃源岩并未进入生烃高峰,以大安寨段为主要气源的八角场地区7号砂组无天然气充注过程,地层表现为常压。由于沙溪庙组地层埋深较浅,储层致密化程度亦不强,此时沙溪庙组气藏多处于自由流体动力场,并在埋深达到最大时进入局限流体动力场。流体基本可以自由流动。进入抬升剥蚀早—中期后,剥蚀卸载作用和降温作用导致地层压力不断下降,降压幅度15~20 MPa,在砂岩储层内部形成异常低压。抬升剥蚀后期至今,大安寨段烃源岩排烃作用和源—储差压导致天然气向低压砂岩储层中充注,低压幅度有所降低,但由于大安寨段生气能力不足,仅能产生烃源岩内部3~10 MPa的增压幅度。虽然生烃增压未能产生较大的剩余压力,但处于自由—局限流体动力场中的地层流体仍然能够实现流体自由流动和压力传递。而经过断层传导后,生烃增压导致的压力增补作用进一步减弱,对气藏内部压力增补贡献较小,气藏至今仍表现为负压幅度13~17 MPa的异常低压。浅部低压油气系统由于历史时期未曾达到较高的压力系数,加之后续地层抬升剥蚀,其整体现今埋深1 800~3 000 m,压力系数普遍低于0.85,甚至在川中地区的局部气藏内部压力系数可到0.50左右的强异常低压(图11)。

#### 4.4 全油气系统作用下地层压力和气藏压力分布模式

在全油气系统理论中,油气成藏的全过程受控于3个主要流体动力场<sup>[44-45]</sup>。储层地质学与流体力学实验研究表明,储层孔隙度为12%,渗透率为 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔喉半径为1  $\mu\text{m}$ 是达西流和浮力成藏的下限,也是非浮力成藏和非达西流动场的上限<sup>[1,7]</sup>。对于四川盆地陆相层系全油气系统而言,其深部须家河组地层压力较高,属于局限流体动力场,近源致密气储层孔隙度为4%~8%,渗透率为 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,压力系数为1.2~1.6。然而由于优质烃源岩的生烃增压作用,使得油气具有较强的充注动力,可以克服深部局限流体动力场的毛细管阻力实现油气的有效二次运移<sup>[46]</sup>。在此基础之上,由于砂岩储层内部异常低压形成的相对低势能区以及多期、多级断层的连通作用,使得深部高势能区域与浅部自由流体动力场低势能区域连通,较

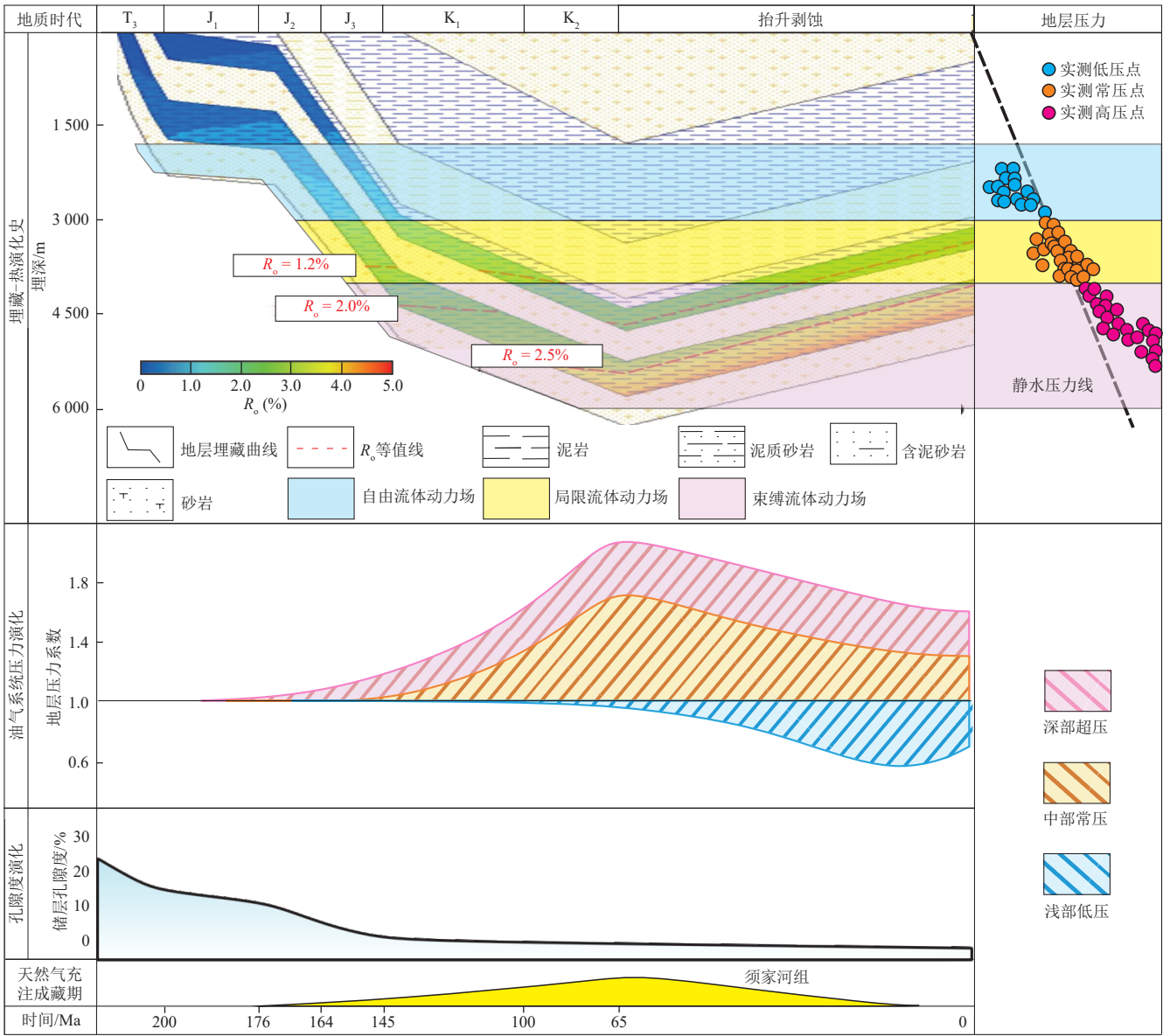


图 11 川西—川中地区全油气系统形成过程及压力分布特征  
Fig. 11 Formation process and pressure distribution of the WPS in the western-central Sichuan Basin  
 $R_0$  镜质体反射率

强的源-储压差作用下油气具有长距离运移和聚集的充足动力保障,有利于深部油气运移至浅部优质河道砂岩储层中并规模聚集形成致密砂岩气藏富集区域<sup>[47]</sup>。此类常规-致密气储层孔隙度为6%~18%,储层渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,压力系数为0.8~1.2。流体动力场之间的物质交换和能量传递影响了深、浅部油气资源的分配,并集中体现和反映在不同动力场的流体压力分布特征及演化模式中(图12)。

5 结论

1) 四川盆地陆相地层全油气系统中气藏压力分

布较为复杂,异常高压、常压和异常低压均广泛分布发育。深部须家河组地层压力系数为1.60~1.80,表现为强异常高压;至川中地区随着地层埋深变浅,地层压力系数逐渐过渡为常压,川中东部地区侏罗系发育强异常低压,压力系数仅为0.45~0.47。

2) 四川盆地陆相层系全油气系统内部异常压力成因复杂,其深部超压的主要来源为优质烃源岩的生烃增压作用。不同烃源岩依其生烃能力差异,生烃增压的增压量差异巨大,须家河组烃源岩的最大增压量可达35~50 MPa。晚白垩世四川盆地发生的全盆级别地层抬升剥蚀及其引发的降温作用可使得砂岩储层内部产生降压,降压幅度为15~20 MPa。在增压和降

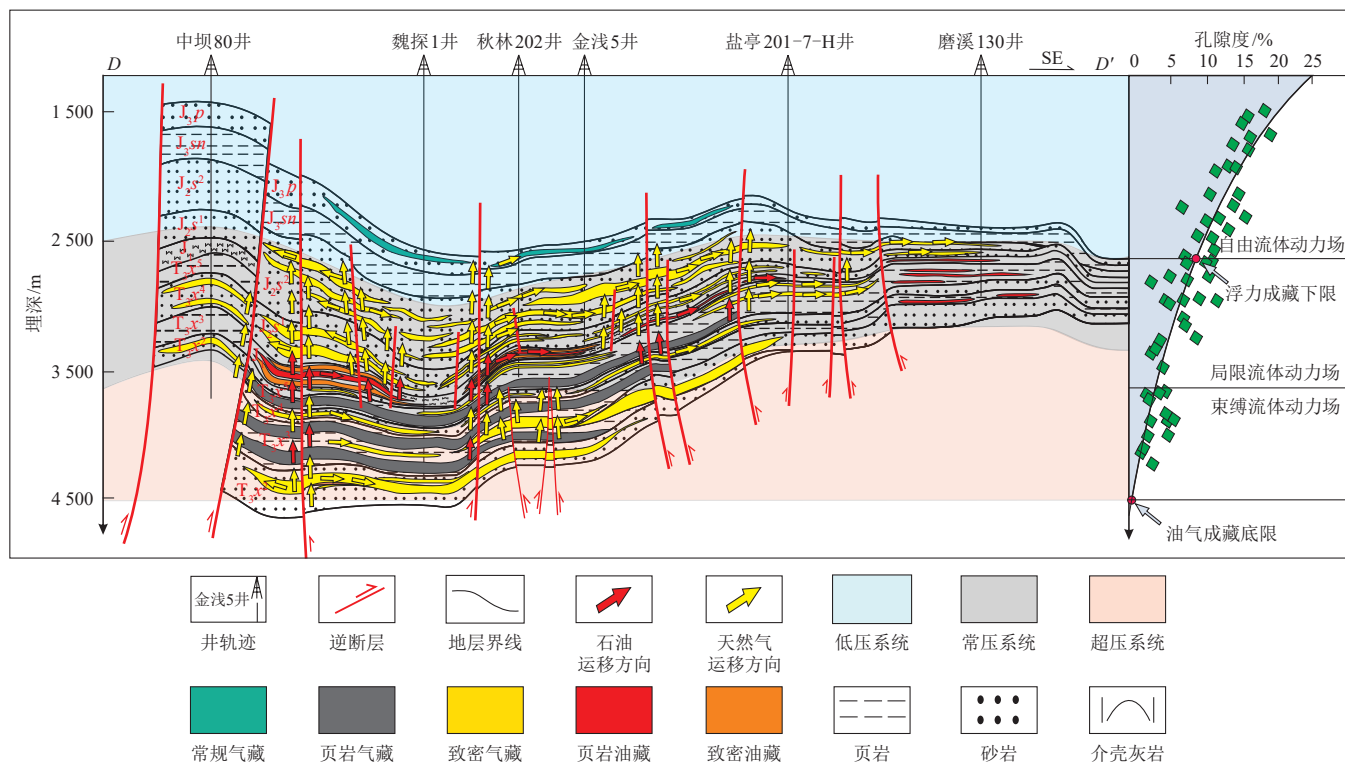


图12 川西—川中地区陆相地层全油气系统油气运聚过程剖面(剖面位置见图1a)

Fig. 12 Hydrocarbon migration processes in the WPS of continental sequences in the western-central Sichuan Basin (see Fig. 1a for the section location)

压机制的耦合作用下,加之多级、多期断层的不同程度压力传递和局部调整,形成了现今地层压力复杂分布的局面。

3) 不同压力系统的天然气藏压力演化过程差异性较大。以川西坳陷深部和川中地区为代表的超压气藏表现为生烃增压-卸载降压的油气动平衡充注过程,地层抬升和天然气充注同时进行;而以川中东部为代表的低压气藏则由于主力烃源岩大安寨段生烃高峰较晚,在地层抬升剥蚀时期形成了砂岩低压低势区域,经历后期大安寨段供气后抵消部分低压,现今形成低压气藏。

4) 在深部和浅部压力演化过程中,不同流体动力场之间发生了多时期、跨层位的油气运聚过程。以源-储压差作为天然气运移主要动力,深部生成的大量天然气经历长距离运移最终在浅部优质储层中形成规模聚集成藏。

## 参考文献

- [1] 闫海军, 杨长城, 郭建林, 等. 四川盆地中部地区震旦系大型碳酸盐岩气藏开发技术新进展[J]. 天然气工业, 2024, 44(5): 68-79.
- YAN Haijun, YANG Changcheng, GUO Jianlin, et al. New

technological progress in the development of Sinian large carbonate gas reservoirs in central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(5): 68-79.

- [2] 马新华. 四川盆地天然气发展进入黄金时代[J]. 天然气工业, 2017, 37(2): 1-10.
- MA Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 1-10.
- [3] 杨雨, 文龙, 周刚, 等. 四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2045-2069.
- YANG Yu, WEN Long, ZHOU Gang, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2045-2069.
- [4] 张烈辉, 胡勇, 李小刚, 等. 四川盆地天然气开发历程与关键技术进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 60-72.
- ZHANG Liehui, HU Yong, LI Xiaogang, et al. History and key technological progress of natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 60-72.
- [5] 汪泽成, 施亦做, 文龙, 等. 用超级盆地思维挖掘四川盆地油气资源潜力的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 847-858.
- WANG Zecheng, SHI Yizuo, WEN Long, et al. Exploring the potential of oil and gas resources in Sichuan Basin with Super Basin Thinking [J]. Petroleum Exploration and Development,

- 2022, 49(5): 847-858.
- [6] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 1-19.
- [7] 冷济高, 李书兵, 杨长清. 利用流体包裹体确定川西坳陷孝泉—丰谷构造带须家河组天然气成藏期[J]. *天然气工业*, 2011, 31(8): 38-42.
- LENG Jigao, LI Shubing, YANG Changqing. Determination of the time of gas accumulation in the Xujiahe Formation of Xiaoquan-Fenggu structural belt in the Western Sichuan Depression through fluid inclusion analysis [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(8): 38-42.
- [8] 刘忠群, 徐士林, 刘君龙, 等. 四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 31-40.
- LIU Zhongqun, XU Shilin, LIU Junlong, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 31-40.
- [9] 郭彤楼, 熊亮, 杨映涛, 等. 从储层、烃源岩到输导体勘探——以四川盆地须家河组致密砂岩气为例[J]. *石油学报*, 2024, 45(7): 1078-1091.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, YANG Yingtao, et al. From reservoir, source to carrier beds exploration: A case study of tight sandstone gas in Xujiahe Formation, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(7): 1078-1091.
- [10] 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 24-37.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 24-37.
- [11] 熊亮, 曹勤明, 张玲, 等. 细粒沉积岩岩相划分类型及其油气勘探意义——以四川盆地川西坳陷须家河组五段为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 548-558.
- XIONG Liang, CAO Qinming, ZHANG Ling, et al. Types of fine-grained sedimentary rocks assemblage and its significance for shale oil exploration: A case study of the fifth member of Xujiahe Formation in western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 548-558.
- [12] 文龙, 张本健, 金值民, 等. 四川盆地陆相全油气系统成藏序列与勘探领域[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(5): 997-1007.
- WEN Long, ZHANG Benjian, JIN Zhimin, et al. Accumulation sequence and exploration domain of continental whole petroleum system in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(5): 997-1007.
- [13] 杨雨, 谢继容, 曹正林, 等. 四川盆地天府气田沙溪庙组大型致密砂岩气藏形成条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(6): 917-932.
- YANG Yu, XIE Jirong, CAO Zhenglin, et al. Forming conditions and key technologies for exploration and development of large tight sandstone gas reservoirs in Shaximiao Formation, Tianfu Gas Field of Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(6): 917-932.
- [14] 刘景东, 任成刚, 王小娟, 等. 川中地区中侏罗统沙溪庙组断层输导有效性定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1705-1719.
- LIU Jingdong, REN Chenggang, WANG Xiaojuan, et al. Quantitative assessment of hydrocarbon transport effectiveness along faults in the Middle Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1705-1719.
- [15] 刘树根, 徐国盛, 徐国强, 等. 四川盆地天然气成藏动力学初探[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(4): 323-330.
- LIU Shugen, XU Guosheng, XU Guoqiang, et al. Primary study on the dynamics of natural gas pools in Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(4): 323-330.
- [16] 何登发, 马永生, 刘波, 等. 中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 1-12.
- HE Dengfa, MA Yongsheng, LIU Bo, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 1-12.
- [17] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 川西坳陷中段陆相地层压力演化及其成藏意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(4): 426-433.
- GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Evolution of continental formation pressure in the middle part of the western Sichuan Depression and its significance for hydrocarbon accumulation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4): 426-433.
- [18] 郭小文, 何生, 刘可禹, 等. 烃源岩生气增压定量评价模型及影响因素[J]. *地球科学*, 2013, 38(6): 1263-1270.
- GUO Xiaowen, HE Sheng, LIU Keyu, et al. A quantitative estimation model for the overpressure caused by natural gas generation and its influential factors [J]. *Earth Science*, 2013, 38(6): 1263-1270.
- [19] 郝芳, 董伟良. 沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理[J]. *地球科学进展*, 2001, 16(1): 79-85.
- HAO Fang, DONG Weiliang. Evolution of fluid flow and petroleum accumulation in overpressured systems in sedimentary basins [J]. *Advances in Earth Science*, 2001, 16(1): 79-85.
- [20] 郝芳, 邹华耀, 姜建群. 油气成藏动力学及其研究进展[J]. *地学前缘*, 2000, 7(3): 11-21.
- HAO Fang, ZOU Huayao, JIANG Jianqun. Dynamics of

- petroleum accumulation and its advances [J]. *Earth Science Frontiers*, 2000, 7(3): 11–21.
- [21] TINGAY M R P, HILLIS R R, SWARBRICK R E, et al. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(1): 51–74.
- [22] HUNT J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(1): 1–12.
- [23] 李伟, 谢武仁, 王雪珂. 四川盆地中西部区域性超压特征与天然气大规模聚集的关系[J]. *天然气工业*, 2023, 43(12): 1–13.
- LI Wei, XIE Wuren, WANG Xueke. Relationship between regional overpressure characteristics and large-scale natural gas accumulation in the central and western Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(12): 1–13.
- [24] HUNT J M, WHELAN J K, EGLINTON L B, et al. Relation of shale porosities, gas generation, and compaction to deep overpressures in the U. S. Gulf Coast[M]//LAW B E, ULMISHEK G F, SLAVIN V I. *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1998: 87–104.
- [25] GUO Xiaowen, HE Sheng, LIU Keyu, et al. Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins[J]. *Organic Geochemistry*, 2011, 42(11): 1343–1350.
- [26] TINGAY M R P, MORLEY C K, LAIRD A, et al. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97 (4) : 639–672.
- [27] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(8): 1254–1261.
- [28] RUSSELL W L. Pressure-depth relations in Appalachian region [J]. *AAPG Bulletin*, 1972, 56(3): 528–536.
- [29] 高岗, 刚文哲, 范泓澈, 等. 含油气盆地异常低压成因研究现状[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(3): 311–315.
- GAO Gang, GANG Wenzhe, FAN Hongche, et al. Research advances for the genesis of abnormally low formation pressure in petroliferous basins[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(3): 311–315.
- [30] LAW B E, ULMISHEK G F, SLAVIN V I. Abnormal pressures in hydrocarbon environments [M]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1998.
- [31] 王雪珂, 李伟, 张本健, 等. 四川盆地西北部上三叠统须三段储层超致密与气藏超压成因[J]. *天然气工业*, 2019, 39(11): 25–35.
- WANG Xueke, LI Wei, ZHANG Benjian, et al. The formation mechanisms of ultra-tight and overpressured gas reservoir in the third Member of Upper Triassic Xujiahe Formation in the northwestern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(11): 25–35.
- [32] 蒋裕强, 漆麟, 邓海波, 等. 四川盆地侏罗系油气成藏条件及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2010, 30(3): 22–26.
- JIANG Yuqiang, QI Lin, DENG Haibo, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potentials of the Jurassic reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(3): 22–26.
- [33] 杨跃明, 王小娟, 陈双玲, 等. 四川盆地中部地区侏罗系沙溪庙组沉积体系演化及砂体发育特征[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 12–24.
- YANG Yueming, WANG Xiaojuan, CHEN Shuangling, et al. Sedimentary system evolution and sandbody development characteristics of Jurassic Shaximiao Formation in the central Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 12–24.
- [34] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(3): 307–319.
- ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHU Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 307–319.
- [35] 张道伟, 杨雨. 四川盆地陆相致密砂岩气勘探潜力与发展方向[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 1–11.
- ZHANG Daowei, YANG Yu. Exploration potential and development direction of continental tight sandstone gas in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 1–11.
- [36] 蒋有录, 王鑫, 于倩倩, 等. 渤海湾盆地含油气凹陷压力场特征及与油气富集关系[J]. *石油学报*, 2016, 37(11): 1361–1369.
- JIANG Youlu, WANG Xin, YU Qianqian, et al. Pressure field characteristics of petroliferous depressions and its relationship with hydrocarbon enrichment in Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(11): 1361–1369.
- [37] 包友书, 王永诗, 李政, 等. 济阳坳陷深层沙河街组四段轻质油—凝析气成藏条件[J]. *石油学报*, 2021, 42(12): 1615–1624, 1639.
- BAO Youshu, WANG Yongshi, LI Zheng, et al. Accumulation conditions for deep light oil and condensate gas from member 4 of Shahejie Formation in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(12): 1615–1624, 1639.
- [38] 陈占军, 任战利, 万单夫, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田上古生界气藏充注动力计算方法[J]. *天然气工业*, 2016, 36(5): 38–44.
- CHEN Zhanjun, REN Zhanli, WAN Danfu, et al. A calculation method for the charging dynamics of Upper Paleozoic gas reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(5): 38–44.

- [39] TANG Ling, WANG Pengfei, ZHAO Zhigang, et al. Overpressure origin and evolution during burial in the shale gas plays of the Wufeng-Longmaxi formations of southern Sichuan Basin [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 236: 212729.
- [40] 邓宾. 四川盆地中—新生代盆—山结构与油气分布[D]. 成都: 成都理工大学, 2013.
- DENG Bin. Meso-Cenozoic Architecture of Basin-mountain system in the Sichuan Basin and its gas distribution [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [41] BRADLEY J S. Abnormal formation pressure [J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59(6): 957-973.
- [42] DOBRYNIN V, KUZNETSOV O. Thermoelastic processes in the rocks of sedimentary basins[J]. *VNII Geosystem Moscow*, 1993.
- [43] 付晓飞, 吕延防, 付广, 等. 逆掩断层垂向封闭性定量模拟实验及评价方法[J]. *地质科学*, 2004, 39(2): 223-233.
- FU Xiaofei, LYU Yanfang, FU Guang, et al. Quantitative simulation experiment and evaluation method for vertical seal of overthrust [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2004, 39 (2) : 223-233.
- [44] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 727-759.
- PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 727-759.
- [45] 胡宗全, 宋振响, 周卓明, 等. 常-非一体油气资源分布规律与勘探策略[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1778-1791.
- HU Zongquan, SONG Zhenxiang, ZHOU Zhuoming, et al. Distribution patterns and integrated exploration strategy for conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(6): 1778-1791.
- [46] 陈冬霞, 王翹楚, 熊亮, 等. 川西—川中地区陆相层系全油气系统常规和非常规有效储层成因机制与分类评价[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1215-1232.
- CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, XIONG Liang, et al. Genetic mechanisms and classified evaluation of conventional and unconventional effective reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences, western-central Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1215-1232.
- [47] 魏志红, 石文斌, 王道军, 等. 四川盆地侏罗系自流井组—凉高山组常-非一体多类型储层有序分布及油气成藏规律[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1823-1839.
- WEI Zhihong, SHI Wenbin, WANG Daojun, et al. Orderly distribution and hydrocarbon accumulation patterns of multi-type reservoirs of integrated conventional and unconventional hydrocarbons in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46 (6) : 1823-1839.

(编辑 许诺)