

鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界致密砂岩 气藏成藏条件及主控因素

刘畅¹,张道旻²,李超²,路媛媛¹,于珊珊²,郭明强¹

(1. 中联煤层气有限责任公司,北京 100011; 2. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028)

摘要:鄂尔多斯盆地东缘临兴区块上古生界致密砂岩气资源潜力巨大,多层系发育优质气层,预测致密砂岩气资源量超千亿方,但构造背景特殊、储层非均质性强,造成气-水分布规律复杂,成藏地质条件及主控因素复杂多变,勘探开发难度较大。立足于系统梳理临兴区块致密砂岩气藏成藏条件,从平面上沉积模式、垂向上的生-储-盖组合及其耦合关系、时空上的气-水分布规律和天然气成藏过程中的差异聚集特征入手,揭示研究区整体非均质性背景下的差异富集规律,指导鄂尔多斯东缘千亿方大气田的勘探及高效开发。明确了烃源岩-储层-输导体系的配置关系:煤系烃源岩有机质丰度高,生烃潜力好,为大气田的形成奠定了基础;断裂的适度发育纵向沟通了煤系烃源岩及海相障壁海岸-潮坪及陆相河流-浅水三角洲沉积体系的砂岩储层,纵向上构成了下部源内、中部近源和上部远源3套成藏组合。深化了储层致密化成因及致密砂岩气成岩-成藏耦合关系,指出致密砂岩气藏具有“先致密后成藏”的特征。剖析了致密砂岩气藏天然气运移聚集机制,认为烃源岩生烃形成的超压是天然气运移的主要动力。建立了充足气源条件下、不同构造区带的多层系准连续选择性成藏模式,提出致密砂岩气具有“烃源控潜、构造控区、微相控储、物性控藏”的特点。天然气在烃源岩大量持续生烃背景下,优先选择断裂适度发育,构造活动强度适中,有利砂体及高渗物性条件背景下聚集成藏。

关键词:成藏条件;差异成藏机理;成藏模式;致密砂岩气藏;上古生界;临兴区块;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Upper Paleozoic tight gas sandstone reservoirs and main controls, Linxing block, Ordos Basin

Liu Chang¹, Zhang Daomin², Li Chao², Lu Yuanyuan¹, Yu Shanshan², Guo Mingqiang¹

(1. China United Coalbed Methane Corporation Ltd., CNOOC, Beijing 100011, China;

2. Research Institute Corporation Ltd., CNOOC, Beijing 100028, China)

Abstract: The Upper Palaeozoic tight sandstone in the Linxing block at the east margin of Ordos Basin is estimated to have a great gas potential of over 100 BCM. However, complex gas-water distribution by highly heterogeneous reservoirs against a special structural background and changing reservoir-forming settings with controls hinder the gas exploration and development in the block. From a perspective of tight sandstone gas reservoiring conditions, this study starts from establishing lateral sedimentary models, analyzing the vertical coupling relationship between source rocks, reservoirs and cap rocks, to summarizing the gas-water spatial-temporal distribution pattern and differential characteristics of gas accumulation process. The differential enrichment law in the block revealed through the study can be used to guide an effective release of the huge gas potential from the east margin of Ordos Basin. The configuration of source rocks, reservoirs and carrier beds is defined as that the coal-measure source rocks characterized by high organic matter abundance and hydrocarbon generation potential is connected vertically with the sandstone reservoirs of marine barrier-coast tidal flat facies and continental rivers-shallow delta facies via the moderately developed faults, thus vertically constituting three plays that can be described as lower indigenous play, middle near-source rock play and upper far-source rock play. The study proposes that tight sandstone gas reservoirs in the block are formed after tightening-up process based on a deeper understanding of tightening-up mechanism of sandstone reservoirs and the coupling relationship between

收稿日期:2020-07-28;修订日期:2021-09-06。

第一作者简介:刘畅(1989—),男,博士、工程师,石油地质。E-mail:liuchang23@cnooc.com.cn。

基金项目:中国海油重大项目(CNOOC-KJ ZDXM14)。

diagenesis and reservoir-forming. It suggests that it is overpressure that drives the gas to migrate after analyzing the migration and accumulation mechanism. It establishes a quasi-continuous selective accumulation model of multi-layer systems in different structural zones with sufficient gas source. It also summarizes the main controlling factors of multi-layer system and boils down the characteristics of the reservoirs as “source rock controlling gas potential, structure controlling play, micro-phase controlling reservoir, and physical property controlling accumulation”. It finally concludes that high volume of gas continuously gushed from source rocks would preferentially migrate to and accumulate in areas with the right faults and high permeability sand bodies as well as moderate tectonic activities.

Key words: accumulation condition, differential accumulation mechanism, accumulation mode, tight sand gas, Upper Paleozoic, Linxing Block, Ordos Basin

美国、加拿大等国家在致密气开发生产技术方面取得了巨大成功。1982年,学者 Walls 提出了“致密砂岩气藏”这一崭新的概念^[1],在此之后,Cant 等学者对该气藏进行了持续性的探究^[2],提出了许多专业术语,比如“盆地中心气”、“瓶颈圈闭”以及“动态圈闭”等^[3-6]。至20世纪90年代,有些学者将“致密气藏”纳入了深盆地范畴^[7],直到20世纪90年代中期,美国提出了“连续型”油气藏的概念,对其致密气形成理论和分布规律研究领域取得了重大进展。近15年来,随着对该类砂岩储层勘探技术研究的日渐深入,许多学者针对储层与裂缝预测、渗透机理、钻井及储层改造技术等方面进行了阐述,并发表了相关文献,但是针对成藏理论的文献并不多。根据 SPE 检索文献统计,474篇致密气相关文献中,涉及地质条件、成藏机制等方面的仅有15篇,主要围绕运移、聚集、气-水分异等方面的问题,对于致密气成藏机理及控制因素的研究相对较少^[8-10]。中国对致密气的研究刚刚起步,总体上处于引进、吸收阶段,主要体现为邹才能根据苏里格上古生界气藏的成藏规律,引入了“连续型”岩性气藏的概念^[11-12],促进了中国致密气的大规模商业开发,“十一五”之后,康毅力等学者以“致密砂岩气藏”为基础,对成藏机制、分布以及“甜点”分类等方面进行了详细的研究^[13-18]。直至“十二五”初期,中国非常注重成藏机制的研究,理论研究提升到了崭新的维度,在运移、聚集以及保存等方面均有涉及,同时指导了勘探工作^[19-23],中国已经跨入了创建不同类型致密砂岩气藏成藏理论的研究阶段。

近年来,中联煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘临兴区块上古生界致密气的勘探突破具有重要的战略意义,自下而上多个层位钻遇优质气层,与盆地内部苏里格气田主要发育石盒子组8段(盒8段)、山西组1段气层存在显著区别^[24-25],体现出层层含气的特点,且测试获得了工业气流^[26],如L-4井太原组2段测试无阻流量 $13.27 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,L-58井盒4段试

气无阻流量超过 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,钻井揭示致密砂岩气勘探潜力巨大,预测致密砂岩气资源量超千亿方。但目前勘探现状与盆地内其他气田(苏里格、大牛地、神府等)已展开的对比研究表明,鄂尔多斯盆地东缘临兴区块致密气成藏条件、成藏机理与控制因素十分复杂,存在特殊性,主要表现为:①临兴区块位于晋西挠褶带上,特殊的构造位置造成临兴区块烃源岩-储层-输导体系的配置关系等成藏条件及成藏模式上存在特殊性;②临兴区块含气层系多,北部神府区块含气层数及厚度普遍低于临兴区块,主要位于下部层位之中,且区块内部气层分布也具有非均质性,并非典型“连续型”分布,传统的理论难以解释临兴区块“甜点”区发育的模式及机理。因此,如何针对临兴区块地质实际,形成适合研究区的致密气富集成藏理论,促进致密气的勘探和开发,是目前的首要任务。为此,致密气成藏富集研究应特别关注以下重要科学问题^[27-29]:①影响储层致密化的构造、沉积和成岩控制因素及其对致密化的贡献评价;②在高有机质含量的烃源岩背景下,致密气的赋存状态和运移-成藏机理,运移动力如何,是否一定不发生较长距离的运移;③致密气的富集规律是否全部为“连续性”聚集,有无可能存在其他聚集类型,成藏期次、模式及主控因素如何等等。针对上述问题及其特殊性,本文在系统梳理临兴区块致密砂岩气源储耦合关系成藏条件的基础上,揭示研究区成藏组合及成藏机理,建立临兴区块不同构造区带多层系气藏成藏模式,总结成藏主控因素,为后续开发工作提供可行性建议及对策。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地是多旋回大型叠合克拉通盆地,面积 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$,原属华北地台的一部分,古生代以来,盆地演化主要经历了5个发展阶段:①早古生代中奥陶世的盆地边缘裂陷及陆内拗陷阶段,沉积了海相背

景的碳酸盐岩台地;②晚古生代的晚奥陶世—早石炭世的盆地周缘碰撞造山阶段,盆地发生抬升剥蚀;③晚古生代的晚石炭世—二叠纪末的盆地周缘裂解阶段,主要沉积背景为海陆交互沉积体系;④中生代的陆内拗陷阶段,盆地边缘发生隆起并整体掀斜,主要沉积背景为陆相的河流相、三角洲以及湖泊;⑤新生代的盆地周缘断陷阶段^[30]。共划分为6个一级构造单元:伊盟隆起、渭北隆起、天环拗陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带和西缘冲断带^[31]。临兴区块地理位置处于伊陕斜坡与东北部晋西挠褶带交接处,面积740 km²,北部紧邻神府气田(图1)。地势整体东高西低,北高南低,平面上受紫金山热事件影响,将临兴区块分为平缓构造带和紫金山构造带两个构造单元。根据钻井钻遇及野外露头观测,研究区上古生界与下古生界呈不整合接触,中间缺失中、上奥陶统、志留系、泥盆系及下石炭统。上古生界内部沉积连续,均为整合接触,以海—陆过渡相和陆相碎屑岩沉积为主。地层自下而上发育石炭系本溪组,二叠系太原组、山西组、下石盒子

组、上石盒子组和石千峰组^[32]。

2 上古生界致密砂岩气藏成藏条件

2.1 烃源岩特征及气源

鄂尔多斯盆地上古生界的烃源岩属于海—陆交互相的含煤层系,上石炭统本溪组—太原组沉积时为障壁海岸—潮坪环境,发育泥炭坪和潟湖,沉积形成了8#、9#、4#、5#煤层和富含有机质的泥岩,临兴区块本溪组—太原组发育的烃源岩包括煤层和暗色泥岩,平面上具有“广覆型”分布的特征,煤层厚度主要分布在15~25 m,暗色泥岩厚度主要分布在100~140 m,平面上整体分布稳定,是重要的气源岩。

选用氢指数(HI)—T_{max}图版来判识有机质类型,结果表明临兴区块有机质类型以Ⅲ型(腐殖型干酪根)为主,局部含有部分Ⅱ型—Ⅰ型(腐殖—腐泥型),属煤系烃源岩,倾向生气(图2)。

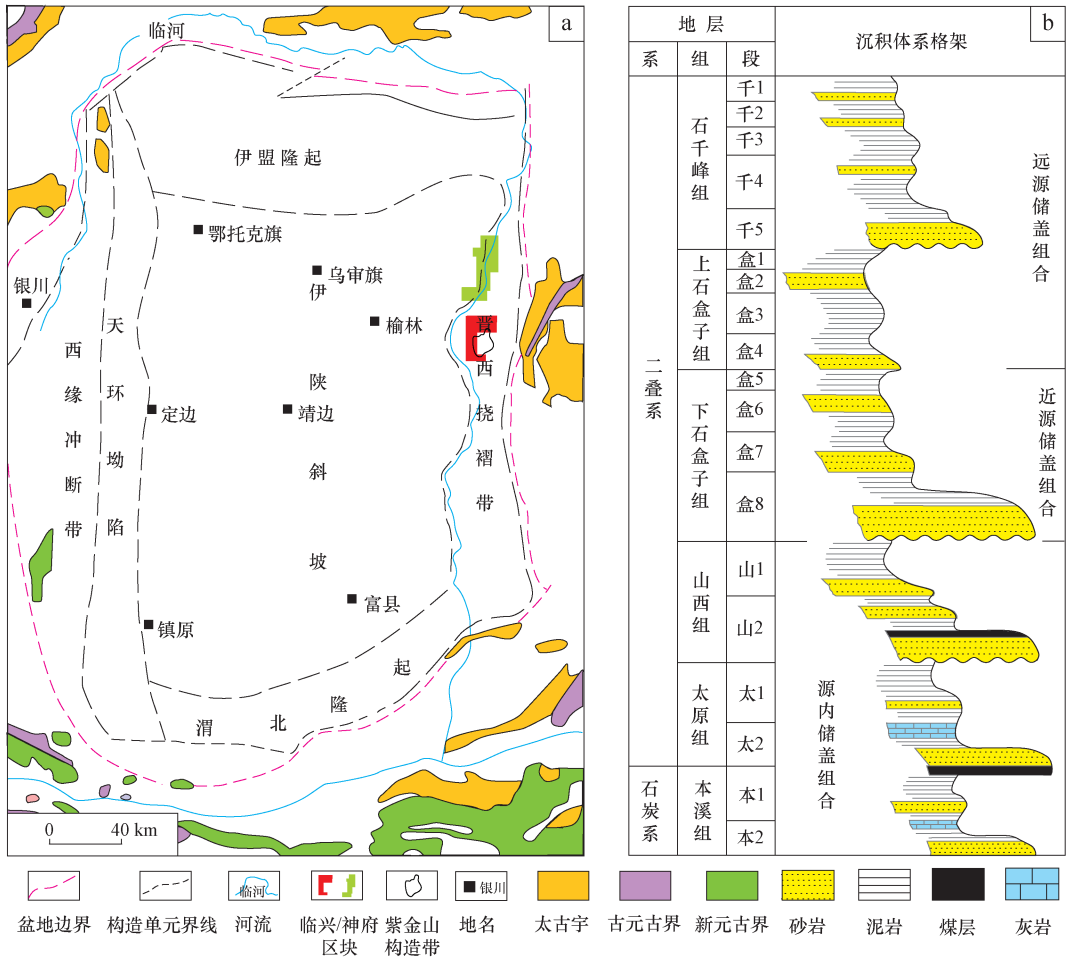


图1 鄂尔多斯盆地临兴区块构造位置(a)及地层综合柱状图(b)
Fig. 1 Tectonic location (a) and stratigraphic column(b) of the Linxing block, Ordos Basin

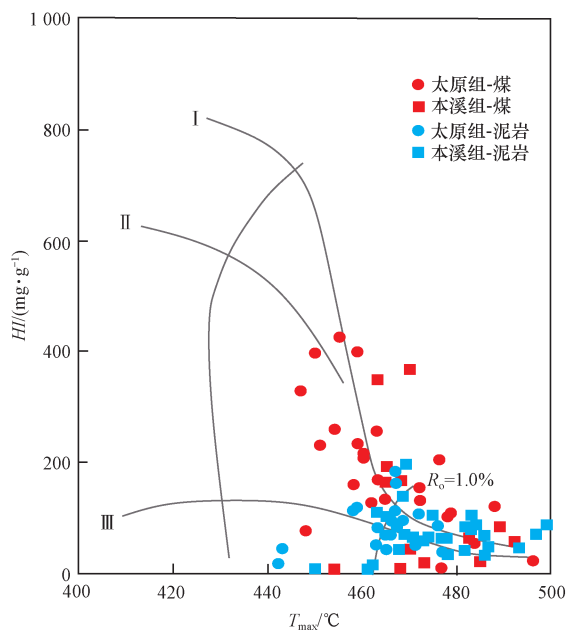


图2 鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界烃源岩
有机质类型判识图版

Fig. 2 $HI - T_{\max}$ curves for judging organic matter types of Upper Paleozoic source rocks from the Linxing block, Ordos Basin

临兴区块本溪—太原组煤岩的 R_o 主要分布在 0.86%~4.87%, 平均值为 1.42%, 暗色泥岩 R_o 主要介于 0.81%~4.89%, 平均值为 1.25%, 表明临兴区块煤岩和暗色泥岩整体处于成熟—高成熟阶段, 主体分布在成熟阶段, 处于生气高峰阶段, 天然气主要为成熟—高成熟阶段的干酪根裂解气为主。临兴区块本溪—太原组煤岩总有机碳 (TOC) 含量范围在 40.0%~84.6%, 平均值为 62.6%; 生烃潜量 ($S_1 + S_2$) 范围在 1.8~309.4 mg/g, 平均值为 98.6 mg/g; 氢指数范围在 2.5~425.9 mg/g, 平均值为 174.4 mg/g。暗色泥岩有机碳含量范围在 0.7%~39.6%, 平均值为 11.1%; 生烃潜量范围在 0.3~104.8 mg/g, 平均值为 12.5 mg/g; 氢指数范围在 11.5~575.7 mg/g, 平均值为 123.3 mg/g。按煤系烃源岩的评价标准, 烃源岩总有机碳越高, 其生烃能力越高; 生烃潜量越大, 其生烃能力越高。结果表明, 本溪组—太原组煤为优质的烃源岩, 部分暗色泥岩也具有很好的生烃能力, 为中等—好烃源岩, 研究区存在总有机碳含量很高, 但生烃潜量较低的情况, 这部分对应的烃源岩的成熟度均较高, 说明该部分烃源岩已经生产大量的烃类并排出 (图 3)。进而采用生烃动力学基本研究程序展开数据分析, 计算出生烃动力学参数^[33], 结果表明, 煤层的产气率约为暗色泥岩的 6~12 倍, 累计生烃强度介于 $(3.99 \sim 37.77) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 平均值为 $13.02 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 为主力烃源

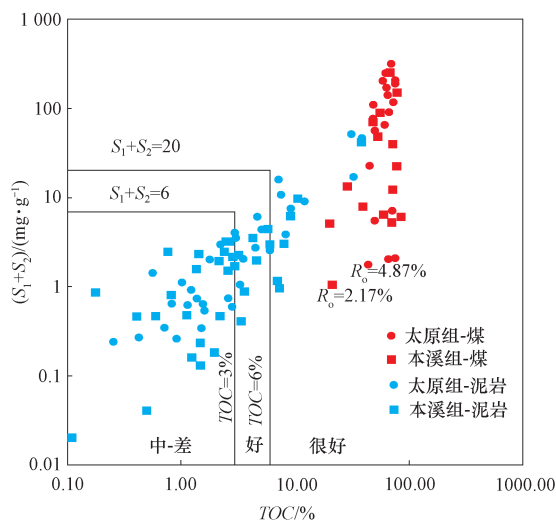


图3 鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界烃源岩 TOC 与 $S_1 + S_2$ 关系

Fig. 3 Combined *TOC* and $S_1 + S_2$ plot for Upper Paleozoic source rocks in the Linxing block, Ordos Basin

岩,暗色泥岩累计生烃强度介于 $(1.13 \sim 22.76) \times 10^8$ m^3/km^2 ,平均值为 7.48×10^8 m^3/km^2 ,较煤层生气强度低。

临兴区块天然气组分以甲烷为主,含量平均大于90.0%,天然气干燥系数($C_1/\sum C_{1+}$)平均大于95.0%,天然气以干气为主。 $\delta^{13}C_1$ 可作为判别天然气有机成因或无机成因的指标,一般 $\delta^{13}C_1$ 值大于-30‰为无机成因,临兴区块天然气 $\delta^{13}C_1$ 值均小于-30‰,为有机成因。同时, $\delta^{13}C_2$ 可作为区分油型气和煤型气的重要标志,国内学者多以 $\delta^{13}C_2 = -28\text{‰}$ 或 $\delta^{13}C_2 = 29\text{‰}$ 作为腐殖型气与腐泥型气的区分标准^[34]。结合前人理论研究,煤型气划分标准定为 $\delta^{13}C_2$ 大于-29‰,临兴区块天然气样品 $\delta^{13}C_2$ 值均大于-29‰,天然气为煤型气。

2.2 沉积体系模式

通过研究沉积相标志,结合鄂尔多斯盆地沉积背景,确定临兴区块上古生界发育海相障壁海岸-潮坪及陆相河流-浅水三角洲两种沉积体系模式。鄂尔多斯盆地临兴区块本溪组-太原组沉积时期,海水从东南部海侵,发育海相障壁海岸-潮坪沉积体系模式(图4a),进一步划分为潮下带潮道、砂坪、灰坪,潮间带砂泥坪、泥灰坪及潮上带泥炭坪沉积微相。其中,潮下带潮道、砂坪沉积是主要沉积格架,也是该系统中具重要的储集砂体类型,沉积物主要由灰白色的含砾中砂岩、砂砾岩和细砂岩,砂岩成分成熟度高,以石英为主,整

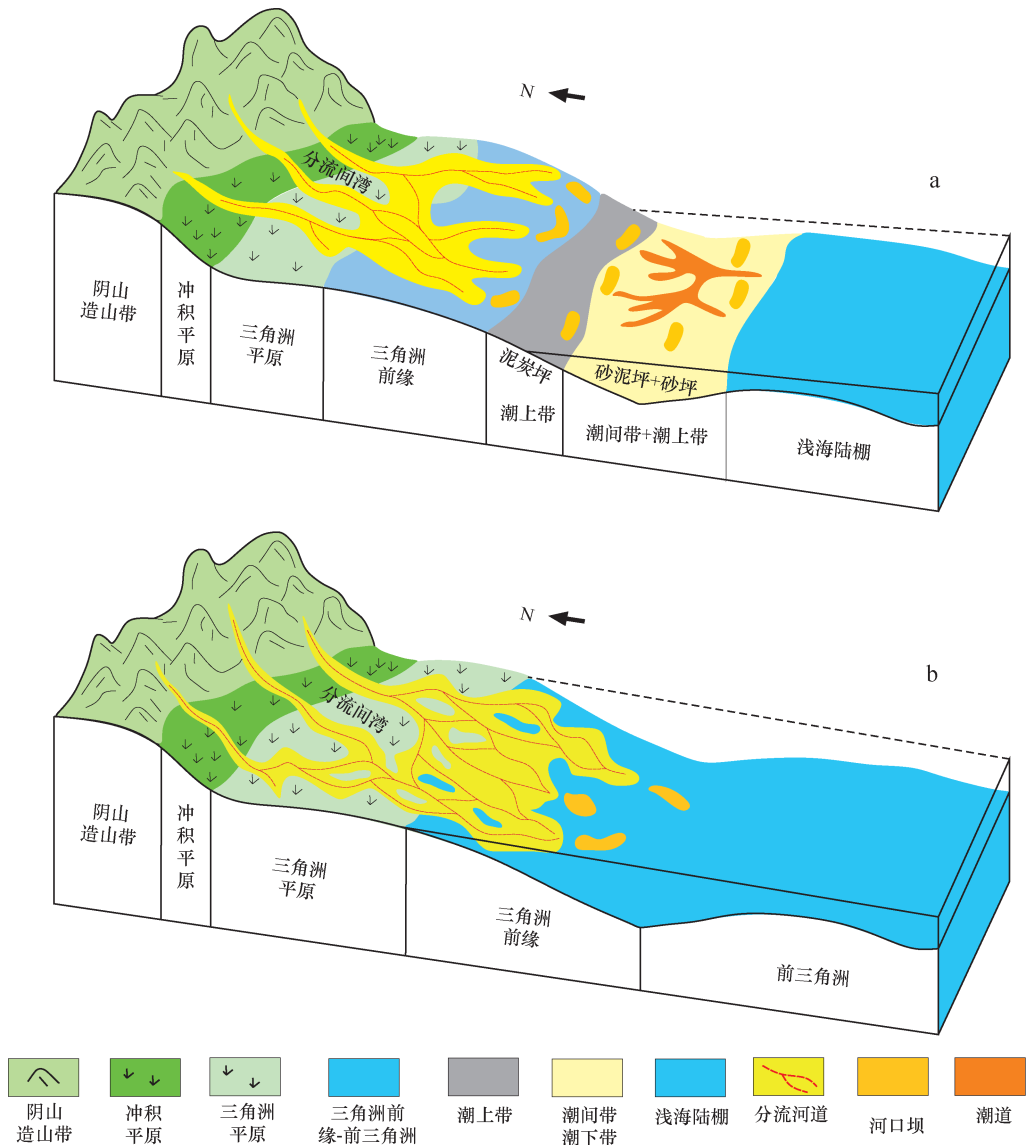


图 4 鄂尔多斯盆地临兴区块障壁海岸-潮坪(a)和辫状河三角洲(b)沉积模式

Fig. 4 Sedimentary models for barrier coast-tidal flat(a) and braided river delta(b) in the Linxing block, Ordos Basin

体分选性好,颗粒磨圆多呈次棱角-次圆状,常发育冲洗交错层理、平行层理和板状交错层理。

整个鄂尔多斯盆地山西组-石盒子组-石千峰组沉积时,海水向南退去,沉积环境过渡到广泛的陆相河流-浅水三角洲沉积,临兴区块发育辫状河三角洲沉积体系模式(图 4b),亚相为三角洲平原和三角洲前缘,分流河道是三角洲骨架砂体。岩性主要为砂砾岩、浅灰色含砾粗砂岩,次为绿灰色粗-中、细砂岩,底部冲刷面发育,发育平行层理及各种交错层理,河道迁移摆动交错频繁,砂体间的冲刷、切割和垂向叠置加积现象十分普遍,垂向上许多砂岩透镜体相互叠置而成巨厚砂体。分流间湾属于分流河道间的低洼静水还原环境,岩性一般为灰色、灰黑色的泥岩及粉砂岩夹砂岩的透镜体,发育水平层理和砂泥互层层理,常构成良好的

盖层,分布于分流河道砂岩的顶部及侧翼。

2.3 储层发育特征

临兴区块主要层位砂岩成分统计结果表明,整体上岩屑与长石含量较高,平均含量大于 30%,纵向上各层系砂岩类型存在一定的差异,底部本溪组-太原组海相地层砂岩类型多以石英砂岩、岩屑石英砂岩(岩屑含量大于 25%)组成,石英含量普遍较高;上部陆相地层主要为岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑石英砂岩等^[35]。上古生界储层物性总体较差,孔隙度分布在 4.0%~10.0%,渗透率多分布于 $(0.1 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型致密砂岩储层类型。综合利用偏光显微镜、扫描电镜等手段在研究区开展储集空间类型研究,临兴区块主要发育残余粒间孔,次生溶孔(包括粒间

溶孔及粒内溶孔)、晶间孔以及微裂隙,研究区压实胶结作用强烈,原生粒间孔基本消失殆尽,仅保留少量残余粒间孔,后期溶蚀作用导致次生溶孔较发育(图5)。

研究区成岩演化处于中成岩早-晚期,储层整体表现为致密化的状态,少数层段呈现相对较好非致密特点。具有两期溶蚀3期胶结的特点:碎屑岩经历早期沉积压实作用以及伴随早期硅质、钙质及粘土胶结作用(第一期胶结),原始粒间孔隙迅速减少,同时在早期有机酸作用下形成长石与杂基溶孔(第一期溶蚀);随着成岩环境由酸性逐渐向弱碱性环境转化,形成第二期方解石、高岭石对粒间孔隙、溶蚀孔隙的充填作用,且该期次充填胶结常表现为整体的全胶结致密

化特点;接下来表现为对前期残余长石及易溶碎屑颗粒的广泛溶蚀(第二期溶蚀),形成大量的溶蚀孔隙,局部早期钙质胶结物也发生了溶蚀现象;最后由于酸性成岩环境的再一次减弱,发生了第三期的胶结作用及自生粘土矿物充填转化,形成溶蚀孔隙中的高岭石、绿泥石以及伊利石的充填作用,因此整体呈现出了较大的粘土杂基充填现象,造成了研究区各层位砂体的非均质性。现今的残余储集空间类型形成于第二期溶蚀增孔作用及第三期的胶结作用,最终形成了以残余粒间孔、粒间(杂基及胶结物)溶孔、粒内(长石及方解石)溶孔及晶间孔(主要为高岭石)。总结认为研究区长期封闭性碱性成岩环境是致密砂岩形成的基础,持续压实和胶结作用(主要为粘土矿物胶结)是原生孔

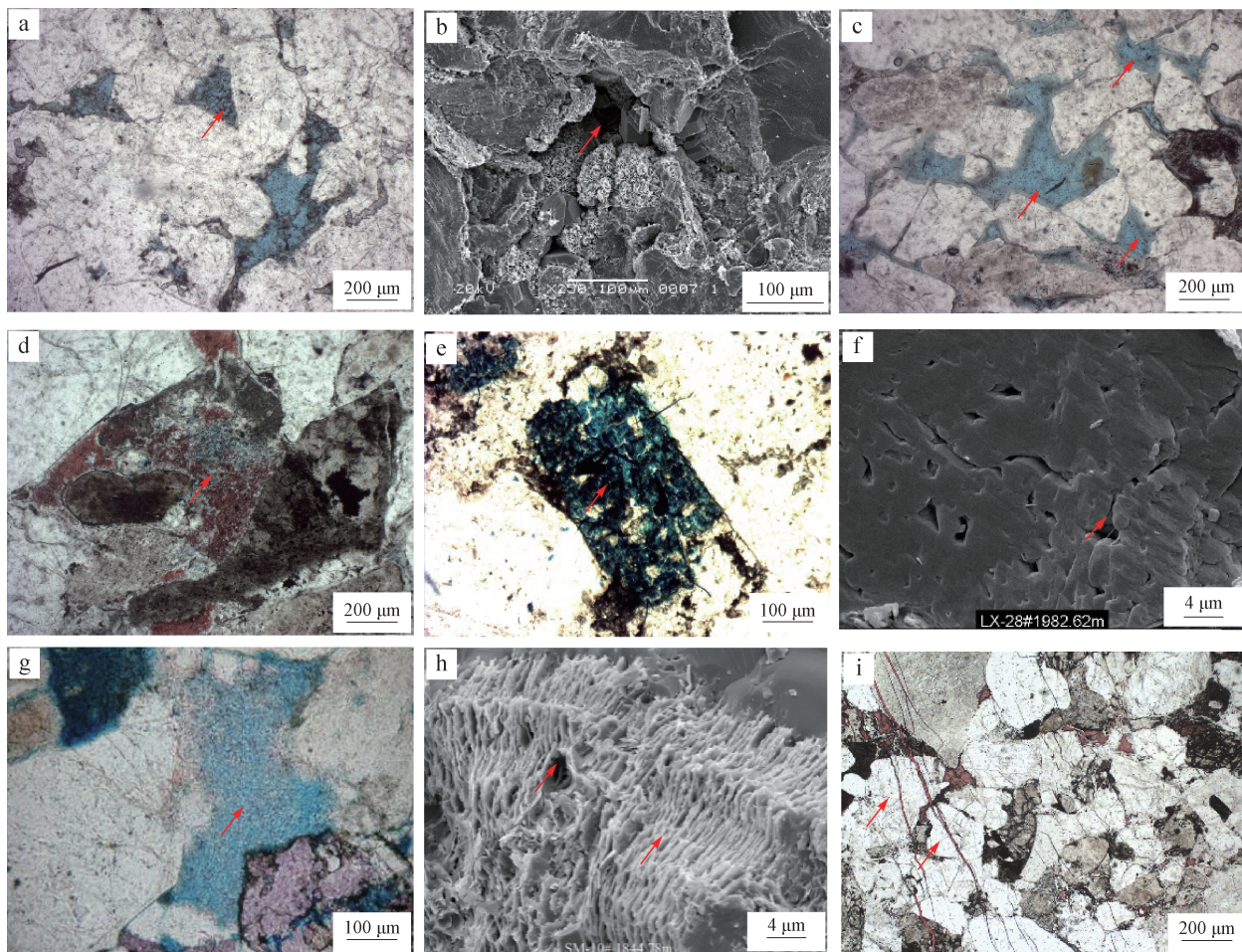


图5 鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界储层孔隙类型

Fig. 5 Pore types in reservoirs of the Linxing block, Ordos Basin

- a. 残余原生粒间孔, L-1井, 盒1段, 埋深1 540.55 m, 铸体薄片; b. 残余原生粒间孔, L-8井, 盒2段, 埋深1 479.85 m, 扫描电镜; c. 粒间溶孔, L-10井, 山1段, 埋深1 811.06 m, 铸体薄片; d. 方解石胶结物溶蚀孔, L-48井, 盒8段, 埋深1 809.49 m, 铸体薄片; e. 长石粒内溶孔, L-101井, 太2段, 埋深1 838.24 m, 铸体薄片; f. 石英颗粒溶蚀形成粒内溶孔, L-104井, 山2段, 埋深1 764.11 m, 扫描电镜; g. 高岭石晶间孔隙, L-4井, 太2段, 埋深1 804.48 m, 铸体薄片; h. 高岭石晶间孔隙, L-9井, 盒7段, 埋深1 675.55 m, 扫描电镜; i. 构造作用产生的微裂隙, L-4井, 盒7段, 埋深1 552.60 m, 铸体薄片

隙急剧降低的主因,也是砂岩储层致密化的重要因素^[36]。绿泥石膜套以及石英次生加大作用可以起到支撑作用,是整体压实背景下残余原生孔隙结构得以保存的关键。多次短暂酸性成岩环境是次生溶孔形成的关键,极大改善了储层物性,形成“甜点”区。分析认为临兴区块早期未固结砂岩原始孔隙度约30.6%,早期的压实作用损失孔隙度最大约16.3%^[37],填隙物对原始孔隙以及次生溶蚀孔隙的充填胶结作用约13.3%(且其中主要表现为粘土矿物的充填损失为主,平均粘土矿物充填损失10.1%),两期溶蚀增孔总共约8.8%,最终形成现今的孔隙度状态(平均孔隙度9.8%)。

3 上古生界致密砂岩气藏成藏机理

3.1 成藏期次

临兴区块含气态烃包裹体伴生盐水包裹体均一温度分布在80~170℃,不同层位的均一温度差异不大,但自上而下均一温度略有增大。源内储层涉及太原组、山西组储层,均一温度主要分布在90~170℃,均一温度主峰位于110~150℃,源内成藏时间主要为晚侏罗世—早白垩世,149~133 Ma持续充注;近源包裹体均一温度统计涉及下石盒子组储层,均一温度主要分布在90~150℃,主峰位于100~140℃,近源内成藏时间主要为晚侏罗世—早白垩世,148~127 Ma持续充注;远源包裹体均一温度统计涉及上石盒子组—石千峰组储层,均一温度主要分布在80~150℃,主峰位于90~130℃,远源成藏高峰期为早白垩世,稍晚于源内、近源成藏期。综上所述,临兴区块主要成藏时间为晚侏罗世—早白垩世,天然气为持续充注,源内—近源成藏稍早于远源。早白垩世开始时,由于压实作用和胶结的作用,储层已彻底致密,而此时临兴区块上古生界的烃源岩有机质演化程度仅为低熟—成熟,天然气还未开始大规模充注成藏,反映临兴区块致密砂岩气藏具有“先致密后成藏”的特征。

3.2 天然气运移机制

大量研究表明,鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩含气层系在早白垩世末期从烃源岩层段的太原组和山西组到非烃源岩层段的石盒子组和石千峰组都普遍不同程度地存在着超压^[38-39],就分析得到的数据结果来看,流体生烃膨胀增压及压力传导引起的超压为临兴区块主要的超压成因。鄂尔多斯盆地东缘上古生界煤层厚度、生烃强度、储层含气饱和度与储层压力系数的之间存在良好的正相关性,随着煤层厚度、生烃强度

的增加压力系数呈明显的增加趋势,随着压力系数的增加,储层含气饱和度也增加,表明异常高压的形成与天然气生成和充注存在密切的关系(图6)。

盆地模拟结果显示,临兴区块烃源岩总共经历4次抬升,最大的一期抬升发生于早白垩世,埋深约为3200 m。研究区上古生界煤系烃源岩在中三叠世(约230 Ma左右),埋深达到2200 m时, R_o 达到0.5%,开始生烃;在早侏罗世(约200 Ma左右),埋深达到约

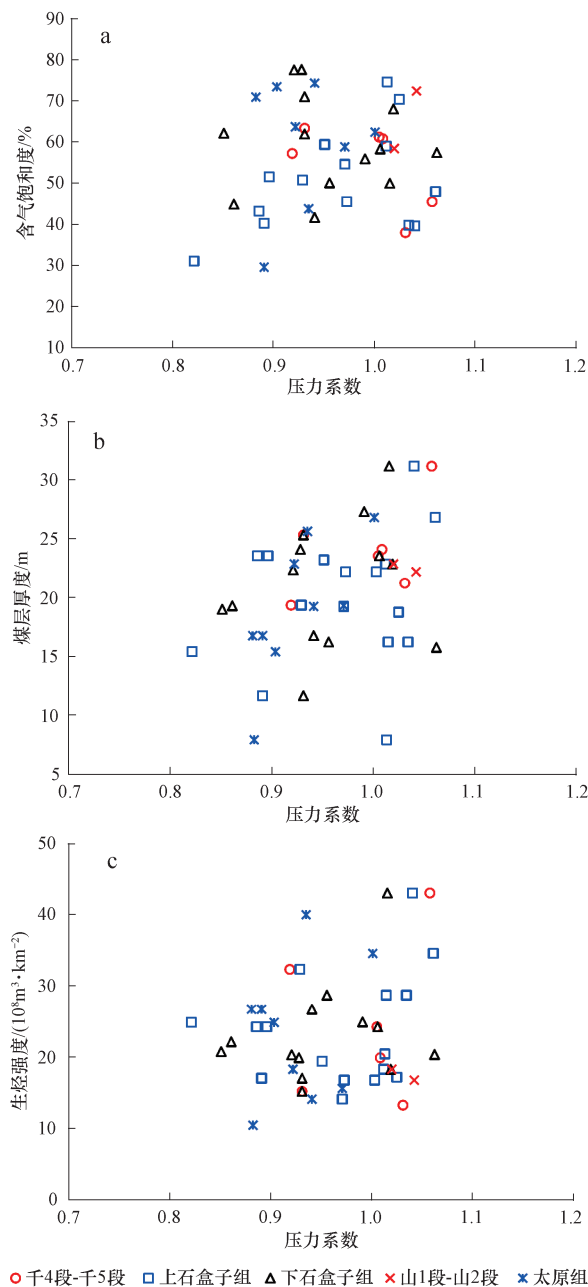


图6 鄂尔多斯盆地临兴区块压力系数与含气饱和度(a)、煤层厚度(b)及生烃强度(c)相关图

Fig. 6 Pressure coefficient vs. respectively gas saturation (a), coal seam thickness (b) and hydrocarbon generation intensity (c), Linxing block, Ordos Basin

2 700 m, R_o 升至 0.7%, 大量生烃开始。此后, 又依次经历了 4 次的抬升剥蚀, 约 100 Ma 时, 干酪根停止生烃。以 L-5 井为例, 约 220 Ma 时出现烃源岩生烃所产生的剩余压力, 约 136 Ma 时生烃所产生的剩余压力开始显著增大, 高达 23 MPa。剩余压力开始大量增加的时间对应干酪根开始大量转化为油气的时间, 当剩余压力达到最大是对应干酪根转化率最大的时间, 约 136 Ma; 当干酪根的转化率达到最大时, 生烃所产生的剩余压力几乎消失, 对应时间约为 100 Ma。综合埋藏史-热演化史图, 超压出现在开始生烃之后, 约 200 Ma, 随着埋藏深度的增加, 烃源岩成熟度增加, 地层压力也持续增加, 在 136 Ma 时烃源岩超压达到最大, 约 100 Ma 时即烃源岩转化率达到最大时生烃所产生的超压消失(图 7)。综上所述, 鄂尔多斯盆地上古生界古超压主要为生烃增压成因。

4 上古生界致密砂岩气藏成藏模式

在对鄂尔多斯东缘临兴区块上古生界致密砂岩气藏成藏条件、气藏发育特征、运移机制等综合分析的基础上, 建立了鄂尔多斯盆地东缘临兴区块充足气源条件下、不同构造区带内砂泥互层非常规岩性圈闭组合、断层/裂缝输导共同造就的多层系准连续型选择性成

藏模式(图 8), 通过对大牛地气田、神木气田、神府和临兴区块对比发现^[40-42], 从盆地中部向盆地东缘临兴区块过渡, 尤其相较于北部的神府区块, 临兴区块石炭系本溪组-二叠系太原组至石千峰组有利砂体非常发育, 呈现出多层系成藏, 纵向上构成了下部的本溪组-山西组、中部的下石盒子组以及上部的上石盒子组-石千峰组共 3 套储-盖组合体系。下部组合为自生自储型, 该套地层发育煤系烃源岩, 海相和海-陆过渡相砂岩储集层与烃源岩互层, 层内的泥岩作为盖层。中部组合为近源的下生上储型, 储层主要为辫状河三角洲平原及前缘的分流河道砂体, 与下部本溪组-山西组烃源岩相接, 分流间湾泥岩作为盖层。上部组合为远源的下生上储型, 上石盒子组及石千峰组砂岩储集体远离本溪组-山西组烃源岩, 且被盒 5 段区域性泥岩盖层所分隔。断层及裂缝疏导体系对于临兴区块天然气的多层系成藏可能更为重要。但不同层系及成藏组合(源内、近源和远源成藏组合)以及不同构造区带(平缓构造带和紫金山构造带)气藏成藏过程存在一定的差异, 体现出准连续选择性成藏的特点。平缓构造区垂向运移和保存条件好, 气层从本溪组到石千峰组各段地层均有气层分布。紫金山构造带断层活动强烈, 纵向延伸范围广, 多通向了地表, 气藏保存条件较差, 天然气易逸散, 断裂对气藏形成起破坏作用。

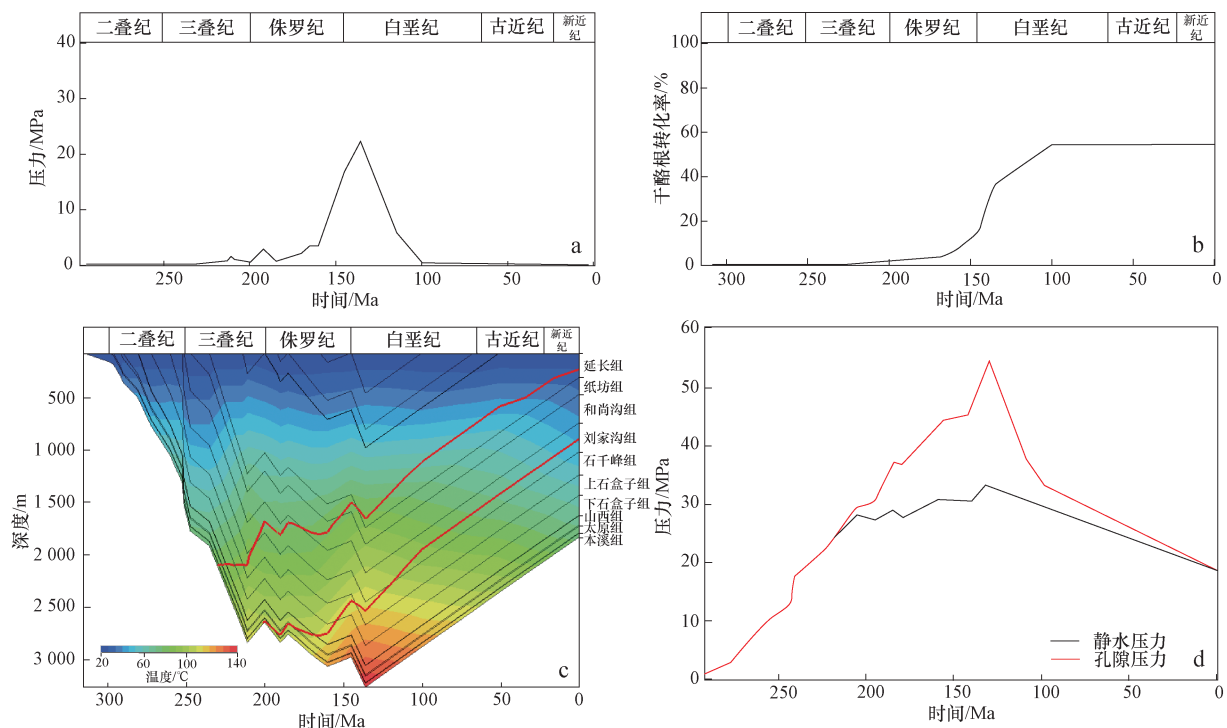


图 7 鄂尔多斯盆地临兴区块 L-5 井本溪组剩余压力曲线(a)、干酪根转换率曲线(b)、埋藏-热演化史(c)和压力演化曲线(d)

Fig. 7 Residual pressure (a), kerogen conversion (b), burial thermal evolution (c) and pressure evolution (d) curves of the Benxue Formation in well L-5, Linxing block, Ordos basin

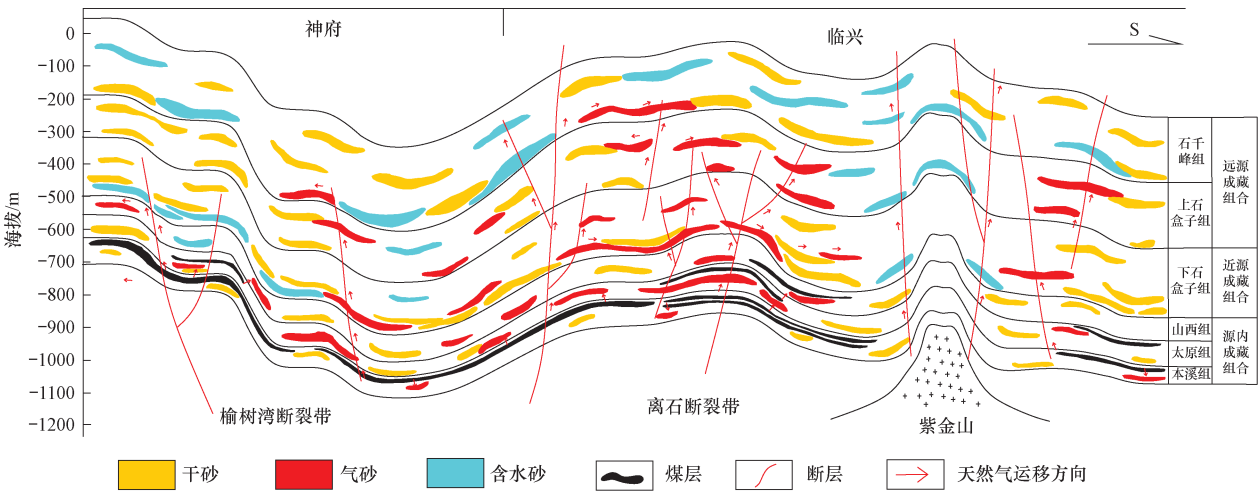


图8 鄂尔多斯盆地临兴-神府区块上古生界致密砂岩气成藏模式
Fig.8 Tight sand gas accumulation model in the Linxing-Shenfu block, Ordos Basin

5 上古生界致密砂岩气藏成藏主控因素

鄂尔多斯盆地临兴区块烃源岩具有广覆式生烃、持续充注的特点,同时,烃源岩、大范围分布的海相潮坪、陆相三角洲相砂岩储层及天然气运聚等疏导体系在空间上的有效配置、相互作用,共同助推了临兴区块上古生界千亿方大型致密气藏的形成与发现。

5.1 生气强度控制了气田分布范围及形成潜力

生气强度控制了气田分布范围及形成潜力,临兴区块生气强度主体分布于 $(15 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,神府区块总生气强度主体介于 $(4 \sim 12) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,临兴、神府区块单井钻遇气层厚度随着生气强度的增大而增大,不同地区烃源岩的生气强度决定了致密气资源丰度,造成临兴区块与邻区神府区块单井钻遇气层厚度明显的差异。储量初步计算结果显示,临兴区块储量丰度为 $3.20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,神府区块储量丰度为 $0.72 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。临兴区块煤系烃源岩成熟度(R_o)平均值为1.32%,神府区块煤系烃源岩成熟度平均值为1.02%,成熟度的差异同样造成临兴、神府区块烃源岩的生气强度的明显差异,决定了两个地区的储量丰度的高低。

5.2 断裂活动强度控制了天然气富集区带及发育程度

临兴区块和北部神府区块断裂发育具有明显不同的特征,临兴区块紫金山岩浆侵入活动也引发了周围地区断裂活动,断裂发育。平缓构造区在区域构造应力作用下,形成一系列逆断层,伴有走滑性质,虽然断裂规模不大,但断穿了石炭系-二叠系,沟通本溪组一

山西组煤系烃源岩与源内、近源和远源成藏组合的储层,成为良好的运移通道,烃源岩大量生气后,天然气沿断裂或裂缝向上运移,而且断层断距较小,断裂没有断穿三叠系,气藏保存条件好,使得天然气能够沿断裂运移进入储集砂体聚集成藏,直接造成了临兴区块特殊性的多层系发育模式,气层从底部本溪组到上部石千峰的各段地层均有分布,天然气通过这些疏导体系垂向运移至优势储层发育区聚集成藏(图8)。神府区块断裂不发育或活动有限,输导体系发育程度不足,本溪组-山西组煤系烃源岩生成的天然气难以突破下石盒子组和上石盒子组厚层泥岩向上运移,只能在源内成藏组合中的储集砂体聚集成藏。因此,断裂活动决定了天然气向上运移的距离和气层分布的层位。

5.3 优质储层是天然气“甜点”富集的主要场所

“微相控储,物性控藏”成藏规律的内在原因取决于致密储层天然气聚集的力学机制,当天然气沿断裂或裂缝等通道向上运移过程中,遇到与断裂沟通的砂体,在储集体中聚集受运移动力与阻力的平衡控制,储层物性好,则运移阻力小。而天然气在致密储层中运移需要克服启动压力梯度,天然气在超压作用下超过启动压力梯度时,就会以低速非达西流方式首先进入致密储集层孔喉较大的部分,并逐渐向更小的孔喉部分推进,并向上排替其中的孔隙水。当超压梯度不足以克服向前推进的阻力时,天然气就在致密砂岩储层中停止前进并聚集成藏。所以,天然气首先在储层物性好的储集体中聚集成藏,储层物性非均质性控制着天然气富集的部位,形成致密砂岩气藏三维空间准连续展布的特点。即大范围内含烃,局部“甜点”富集成藏。

储层在致密气成藏要素中是最重要的,其分布、规模和物性变化控制气藏的分布和规模。而储层的发育则受沉积微相控制,不仅从宏观上控制了砂体类型、分布范围和厚度,而且从微观上控制了储层物性(图9)。潮道、砂坪、分流河道和下水分流河道等沉积微相的水动力条件较强,而泥炭坪、分流间湾等沉积微相水动力要弱,造成沉积物在碎屑矿物组分、含量、粒度及分选性等方面差异性明显,造成后续经历成岩作用后储层孔吼结构特征的差异,因此不同沉积微相的砂体具有不同的物性特征和展布规律。形成于高能沉积环境的储层具有“相对高孔渗”储层物性,孔隙类型及孔隙结构好,成为致密砂岩气藏的有效储层,而泥炭坪和分流间湾等沉积微相储层不发育。不同沉积微相钻遇气层厚度分布显示,粒度越粗、物性越好的微相气层发育厚度越大,潮道、砂坪、分流河道、下水分流河道等微相粒度主要以粗粒为主,钻遇气层发育占比较大,而分流间湾、混合坪砂体储层粒度较细,气层发育占比较小。

物性控藏是指储层物性决定了致密砂岩气的富集程度。一般来说,储层物性越好,孔隙半径越大,毛细

管阻力越小,天然气更容易聚集成藏,气藏的形成受控于砂岩物性,物性好的砂岩天然具有天然气聚集成藏的优势。在一定超压作用下,天然气总是先选择充注致密储层中物性相对较好的部位,物性与含气饱和度具有正相关关系,在大面积的低渗背景上存在相对高孔渗区,成为天然气富集的主要场所,局部形成高产富集区。从气层厚度与储层物性关系分析来看,渗透率相对高的层段,气层厚度越发育(图10)。一般来说,正旋回砂体的底部砂岩粒度粗,储层物性较好,底部气层发育,河道及心滩沉积以正旋回沉积为主;反旋回砂体顶部储层物性好,顶部气层发育,砂坝以反旋回沉积为主;复合旋回砂体储层物性变化频繁,气层与干层间互发育。临兴区块上古生界含气砂岩厚度共244.1 m,砂岩含气率为17.0%;自石千峰组到本溪组,厚度分别为8.4,11.6,12.5,3.6,4.6 m和0.9 m,砂岩含气率分别为10.4%,21.2%,19.9%,17.2%,30.4%和9.2%,含气砂岩厚度随着砂岩厚度的增加具有一定增加的趋势,但局部也可以形成“薄而肥”的富集层位,例如临兴区块太原组的砂厚仅为15.0 m,但其含气率可达30.4%(表1)。

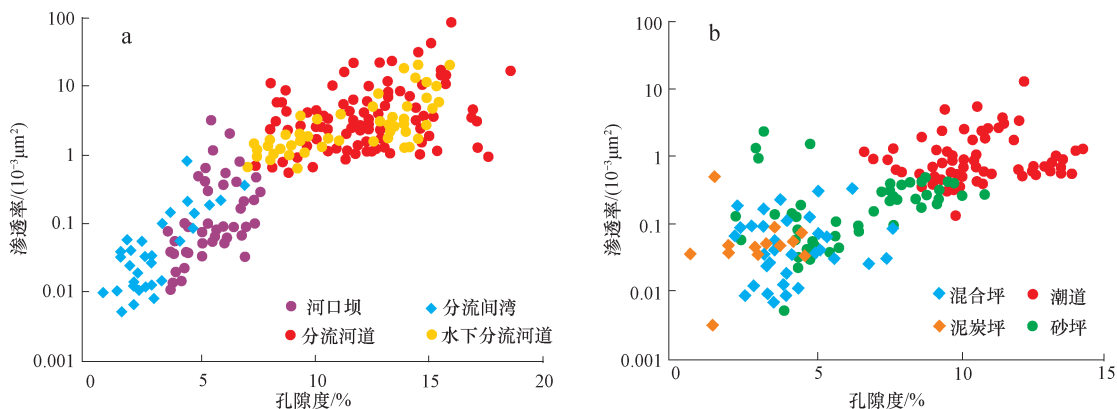


图9 鄂尔多斯盆地临兴区块石千峰组—山西组(a)、太原组—本溪组(b)不同沉积微相砂体储层物性关系
Fig. 9 Physical properties for sand bodies of different sedimentary microfacies from Shiqianfeng - Shanxi Formation(a) and Taiyuan-Benxi Formation(b) in the Linxing block, Ordos Basin

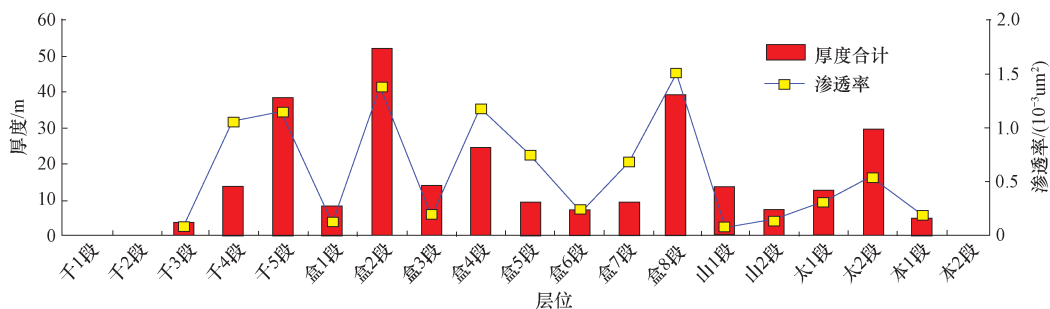


图10 鄂尔多斯盆地临兴区块气层发育厚度与渗透率关系
Fig. 10 Relationship between gas reservoir thickness and permeability in the Linxing block, Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界不同层位砂岩厚度、含气砂岩厚度以及含气率统计

Table 1 Statistics of samples from different Formations in the Linxing block, Ordos Basin

层位	石千峰组	上石盒子组	下石盒子组	山西组	太原组	本溪组	汇总
砂岩厚度/m	80.7	54.7	62.7	20.6	15.0	10.0	244.1
含气砂岩厚度/m	8.4	11.6	12.5	3.6	4.6	0.9	41.5
砂岩含气率/%	10.4	21.2	19.9	17.2	30.4	9.2	17.0

6 结论

1) 研究区上古生界海陆交互相煤系烃源岩有机质丰度高,厚度大,分布广泛,整体处于成熟-高成熟生气高峰阶段,生气强度主体分布在 $(15 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,为大气田的形成奠定了基础。上古生界致密砂岩气藏储层物性总体较差,成岩演化处于中成岩早-晚期,持续压实和胶结作用(主要为粘土矿物胶结)是原生孔隙急剧降低的主因,是砂岩储层致密化的重要因素,多次短暂酸性成岩环境是次生溶孔形成的关键,极大改善了储层物性,形成“甜点”区。

2) 研究区包裹体均一温度分布在 $80 \sim 170 \text{ }^\circ\text{C}$,揭示出上古生界天然气主要成藏时间为晚侏罗世-早白垩世,天然气为持续充注,下部太原组至上部石千峰组气藏为同期成藏。晚侏罗世-早白垩世之前,储层已彻底致密,而烃源岩有机质演化程度为低熟-成熟,天然气尚未大规模充注成藏,反映了鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏具有“先致密后成藏”的特征。烃源岩生烃形成的超压是油气藏运移聚集的主要动力。

3) 建立了研究区充足气源条件下、不同构造区带内砂泥互层非常规岩性圈闭组合、断层/裂缝输导共同造就的多层系准连续型选择性立体成藏模式。致密砂岩气具有“烃源控潜、构造控区、微相控储、物性控藏”的特点,天然气在烃源岩大量持续生烃背景下,优先选择断裂适度发育,构造活动强度适中,有利沉积微相及高渗储集条件背景下聚集成藏。

参 考 文 献

[1] Walls J D. Tight gas sands-permeability, pore structure, and clay[J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(11): 2708-2714.

[2] Cant. Spirit river formation-a stratigraphic-diagenetic gas trap in the deep basin of Alberta[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(4): 577-587.

[3] Law B E, Dickinson W W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295-1304.

[4] Rose P R, Everett J R, Merin I S. Possible basin centered gas accumulation, Roton Basin, Southern Colorado[J]. Oil & Gas Journal, 1984, 82(10): 190-197.

[5] Gies R M. Case history for a major Alberta deep basin gas trap: The

Cadomin Formation[J]. AAPG Memoir 38, 1984, (13): 115-140.

[6] Masters J A. Lower Cretaceous oil and gas in western Canada[J]. Regioni Bimestrale Di Analisi Giuridica E Istituzionale, 1984, 66(2): 683-699.

[7] Kuuskraa V A, Hoak T E, Kuuskraa J A, et al. Tight sands gain as U. S. gas source[J]. Oil & Gas Journal, 1996, 94(12): 102-110.

[8] Wood J. Water distribution in the Montney tight gas play of the Western Canadian sedimentary basin; Significance for resource evaluation [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 16(3): 290-302.

[9] Shahri M R, Aguilera R, Kantzas A. A new unified diffusion-viscous flow model based on pore level studies of tight gas formations[J]. SPE Journal, 2012, 18(1): 38-49.

[10] Crotti M. Water saturation in tight gas reservoirs[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 48(10): 64-70.

[11] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. “连续型”油气藏及其在全球的重要性: 成藏、分布与评价[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 669-682.

Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 669-682.

[12] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.

Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331.

[13] 蒋平, 穆龙新, 张铭, 等. 中石油国内外致密砂岩气储层特征对比及发展趋势[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1095-1105.

Jiang Ping, Mu Longxin, Zhang Ming, et al. Differences of reservoir characteristics between domestic and overseas tight gas of CNPC and its developing trends [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1095-1105.

[14] 王鹏威, 陈筱, 庞雄奇, 等. 构造裂缝对致密砂岩气成藏过程的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 185-191.

Wang Pengwei, Chen Xiao, Pang Xiongqi, et al. The controlling of structure fractures on the accumulation of tight sand gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 185-191.

[15] 李明诚, 李剑. “动力圈闭”—低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 718-722.

Li Mingcheng, Li Jian. “Dynamic trap”: A main action of hydrocarbon charging to form accumulations in low permeability-tight reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 718-722.

[16] 杨建, 康毅力, 桑宇, 等. 致密砂岩天然气扩散能力研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(6): 76-79.

Yang Jian, Kang Yili, Sang Yu, et al. Research on diffusibility of the gas in tight sand gas reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum

- University (Science & Technology Edition), 2009, 31(6): 76–79.
- [17] 张水昌,米敬奎,刘柳红,等.中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程—以鄂尔多斯盆地上古生界与四川盆地须家河组气藏为例[J].石油勘探与开发,2009,36(3):320–330.
- Zhang Yongchang, Mi Jingkui, Liu Lihong, et al. Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in China: Cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 320–330.
- [18] 蔡勋育,邱桂强,孙冬胜,等.中国中西部大型盆地致密砂岩油气“甜点”类型与特征[J].石油与天然气地质,2020,41(4):684–695.
- Cai Xunyu, Qiu Guiqiang, Sun Dongsheng, et al. Types and characteristics of tight sandstone sweet spots in large basins of central-western China [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 684–695.
- [19] 戴金星,倪云燕,吴小奇.中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J].石油勘探与开发,2012,39(3):257–264.
- Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257–264.
- [20] 郭秋麟,陈宁生,胡俊文,等.致密砂岩气聚集模型与定量模拟探讨[J].天然气地球科学,2012,23(2):199–207.
- Guo Qiulin, Chen Ningsheng, Hu Junwen, et al. Geo-model of tight sandstone gas accumulation and quantitative simulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 199–207.
- [21] 李建忠,郭彬程,郑民,等.中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J].天然气地球科学,2012,23(4):607–615.
- Li Jianzhong, Guo Bincheng, Zheng Min, et al. Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 607–615.
- [22] 童晓光,郭彬程,李建忠,等.中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究与意义[J].中国工程科学,2012,14(6):9–15.
- Tong Xiaoguang, Guo Bincheng, Li Jianzhong, et al. Comparison study on accumulation & distribution of tight sandstone gas between China and the United States and its significance [J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6): 9–15.
- [23] 周康,彭军,耿梅.川中—川南过渡带致密砂岩储层物性主控因素分析[J].断块油气田,2008,15(2):8–11.
- Zhou Kang, Peng Jun, Geng Mei. Analysis on main controlling factors of physical property of tight sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008, 15(2): 8–11.
- [24] 李进步,李娅,张吉,等.苏里格气田西南部致密砂岩气藏资源评价方法及评价参数的影响因素[J].石油与天然气地质,2020,41(4):730–743.
- Li Jinbu, Li Ya, Zhang Ji, et al. Resource evaluation method and influence factors of its parameters for tight sand gas reservoir in southwestern Sulige gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 730–743.
- [25] 陈东阳,王峰,陈洪德,等.鄂尔多斯盆地东部府谷天生桥剖面上古生界下石盒子组8段辫状河储层构型表征[J].石油与天然气地质,2019,40(2):335–345.
- Chen Dongyang, Wang Feng, Chen Hongde, et al. Characterization of braided river reservoir architecture of the Upper Paleozoic He 8 member on Fugu Tianshengqiao outcrop, eastern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 335–345.
- [26] 孔星星,肖佃师,蒋恕,等.联合高压压汞和核磁共振分类评价致密砂岩储层—以鄂尔多斯盆地临兴区块为例[J].天然气工业,2020,40(3):38–47.
- Kong Xingxing, Xiao Dianshi, Jiang Shu, et al. Application of the combination of high-pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance to the classification and evaluation of tight sandstone reservoirs: A case study of the Linxing Block in the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 38–47.
- [27] Li Y, Tang D, Wu P, et al. Continuous unconventional natural gas accumulations of Carboniferous-Permian coal-bearing strata in the Linxing area, northeastern Ordos basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 36: 314–327.
- [28] 赵靖舟,王力,孙兵华,等.鄂尔多斯盆地东部构造演化对上古生界大气田形成的控制作用[J].天然气地球科学,2010,21(6):875–881.
- Zhao Jingzhou, Wang Li, Sun Binghua, et al. Effect of structural evolution on the formation and distribution of Upper Paleozoic giant gas fields in the east Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 875–881.
- [29] 赵靖舟,付金华,姚泾利,等.鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J].石油学报,2012,33(S1):37–52.
- Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Tingli, et al. Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 37–52.
- [30] 赵振宇,郭彦如,王艳,等.鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J].特种油气藏,2012,19(5):15–20+151.
- Zhao Zhenyu, Guo Yanru, Wang Yan, et al. Study progress in tectonic evolution and paleogeography of Ordos Basin [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2012, 19(5): 15–20+151.
- [31] 刘畅,王琪,王应斌.鄂尔多斯盆地临兴中区块上古生界盒8段储层发育控制因素[J].中国海上油气,2018,30(1):50–61.
- Liu Chang, Wang Qi, Wang Yingbin. Research on controlling factors of reservoir development in Upper Paleozoic He8 Member in Linxing Middle Block, Ordos Basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(1): 50–61.
- [32] 郑定业,庞雄奇,姜福杰,等.鄂尔多斯盆地临兴地区上古生界致密气成藏特征及物理模拟[J].石油与天然气地质,2020,41(4):744–754.
- Zheng Dingye, Pang Xiongqi, Jiang Fujie, et al. Characteristics and physical simulation of the Upper Paleozoic tight gas accumulation in Linxing area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 744–754.
- [33] 曹青,赵靖舟,付金华,等.鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏气源条件[J].石油与天然气地质,2013,34(5):584–591.
- Cao Qing, Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, et al. Gas source conditions of quasi-continuous accumulation of the Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 584–591.
- [34] Liu D, Li J, Liu J Q, et al. Modeling hydrocarbon accumulation based on gas origin and source rock distribution in Paleozoic strata of the Ordos Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 225: 103486.
- [35] 邱隆伟,穆相骥,李浩,等.鄂尔多斯盆地杭锦旗地区二叠系下石盒子组岩屑发育特征及其对储层物性的影响[J].石油与天然气

- 地质, 2019, 40(1): 24–33.
- Qiu Longwei, Mu Xiangji, Li Hao, et al. Characteristics of detritus development in the Permian lower Shihezi Formation in Hangjinqi area and its influence on reservoir physical properties[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 24–33.
- [36] 林建力, 张宪国, 林承焰, 等. 岩相约束下的深层致密砂岩气藏储层演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 886–899.
- Lin Jianli, Zhang Xiangguo, Lin Chengyan, et al. Diagenetic evolution characteristics constrained by lithofacies in deep tight sand gas reservoir[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 886–899.
- [37] 张兴良, 田景春, 王峰, 等. 致密砂岩储层成岩作用特征与孔隙演化定量评价—以鄂尔多斯盆地高桥地区二叠系下石盒子组盒8段为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 212–217.
- Zhang Xingliang, Tian Jingchun, Wang Feng, et al. Diagenetic characteristics and quantitative porosity estimation of tight sandstone reservoirs: a case from the 8th Member of Permian Xiashihezi Formation in the Gaoqiao region, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 212–217.
- [38] 刘建章, 陈红汉, 李剑, 等. 运用流体包裹体确定鄂尔多斯盆地上古生界油气成藏期次和时期[J]. 地质科技情报, 2005, 24(4): 60–66.
- Liu Jianzhang, Chen Honghan, Li Jian, et al. Using fluid inclusion of reservoir to determine hydrocarbon charging orders and times in the Upper Paleozoic of Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2005, 24(4): 60–66.
- [39] 康东雅, 向芳, 邹佐元, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩岩石学特征及岩性差异[J]. 断块油气田, 2019, 26(3): 299–303.
- Kang Dongya, Xiang Fang, Zou Zuoyuan, et al. Petrological characteristics and lithological differences of Upper Paleozoic sandstone of Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(3): 299–303.
- [40] 郝蜀民, 惠宽洋, 李良. 鄂尔多斯盆地大牛地大型低渗气田成藏特征及其勘探开发技术[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 762–768.
- Hao Shumin, Hui Kuanyang, Li Liang. Reservoir features of Daniudi low-permeability gas field in Ordos Basin and its exploration and development technologies[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 762–768.
- [41] 李良, 袁志祥, 惠宽洋, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气聚集规律[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(3): 268–271.
- Li Liang, Yuan Zhixiang, Hui Kuanyang, et al. Accumulation regularity of Upper Paleozoic gas in north Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(3): 268–271.
- [42] 胡华蕊, 邢凤存, 齐荣, 等. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区晚古生代盆缘古地貌控砂及油气勘探意义[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 491–497.
- Hu Huarui, Xing Fengcun, Qi Rong, et al. Paleogeomorphologic features and their controls on sandbody distribution on basin margin during Late Paleozoic Era and significance for petroleum exploration, Hangjinqi area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 491–497.

(编辑 张亚雄)

(上接第1145页)

- [30] 赵俊兴, 陈洪德, 时志强. 古地貌恢复技术方法及其研究意义: 以鄂尔多斯盆地侏罗纪沉积前古地貌研究为例[J]. 成都理工大学学报, 2011, 28(3): 260–266.
- Zhao Junxing, Chen Hongde, Shi Zhiqiang. The way and mplications of rebuild palaeogeomorphology: Taking the research of palaeogeomorphology of the Ordos Basin before Jurassic deposition as example[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2011, 28(3): 260–266.
- [31] 鲜本忠, 王震, 马立驰, 等. 沉积区—剥蚀区古地貌一体化恢复及古水系研究: 以渤海湾盆地辽东东地区馆陶组为例[J]. 地球科学, 2017, 42(11): 1922–1925.
- Xian Benzong, Wang Zheng, Ma Lichi, et al. Paleao-Drainage system and integrated Paleo-geomorphology restoration in depositional and erosional areas: Guantao Formation in Ease liaodong area, Bohai Bay Basin, China[J]. Earth science, 2017, 42(11): 1922–1925.
- [32] 左丽群. 古地貌恢复方法综述[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(3): 12–16.
- Zuo Liqun. Review on methods of paleo-geomorphologic restoration[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2019, 33(3): 12–16.
- [33] 周宇成, 姚光明, 魏荷花, 等. 鄂尔多斯盆地延安气田南部岩溶古地貌分级识别及有利区预测[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 102–107.
- Zhou Yucheng, Yao Guangming, Wei Hehua, et al. Classification and identification of karst palaeogeomorphology and prediction of favorable areas in Southern Yan'an gas field, Ordos Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 102–107.
- [34] Perrier R, Quilbier J. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history[J]. AAPG Bulletin, 1974, 58: 507–520.
- [35] 刘国勇, 金之钧, 张刘平. 碎屑岩成岩压实作用模拟实验研究[J]. 沉积学报, 2006(3): 407–413.
- Liu Guoyong, Jin Zhijun, Zhang Liuping. Simulation study on clastic rock diagenetic compaction[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2006(3): 407–413.
- [36] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 砂岩压实作用研究现状及进展[J]. 沉积学报, 2020, 38(3): 538–551.
- Lin Chengyan, Wang Wenguang, Dong Chunmei, et al. Status quo of sandstone compaction research and its advancement[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(3): 538–551.
- [37] 郭秋麟, 陈晓明, 宋焕琪, 等. 泥页岩埋藏过程孔隙度演化与预测模型探讨[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 439–449.
- Guo Qiulin, Chen Xiaoming, Song Huanqi, et al. Evolution and models of shale porosity during burial process[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 439–449.

(编辑 梁慧)