

鄂尔多斯盆地神木气田二叠系石千峰组5段致密气富集因素及有利区预测

吴伟涛^{1,2}, 冯炎松³, 费世祥³, 王一妃³, 吴和源^{1,2}, 杨旭东¹

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065;

3. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710029)

摘要:针对致密砂岩气富集主控因素不清、有利区预测难度大的关键问题,以鄂尔多斯盆地神木气田二叠系石千峰组5段(千5段)为研究对象,利用地震、钻井、测井和测试分析资料,研究了致密气气藏特征,分析了断裂、储层、盖层、隔层、烃源岩和海拔条件对致密气富集的影响,预测了致密气勘探有利区。研究表明:千5段砂体为辫状河三角洲平原亚相分流河道砂体,继承性走滑断裂起到改善储层和输导天然气的作用。气层孔隙度为6.0%~12.0%,平均9.1%,渗透率为 $(0.20\sim0.80)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,中值为 $0.49\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,气藏为透镜状致密气藏,具有横向连片、纵向叠置的准连续型分布特征。断裂和储层物性是致密气富集的主要因素,盖层厚度、隔层厚度和源岩煤层厚度的控气作用相对微弱,海拔条件对天然气分布不具有控制作用。当气井与断裂的距离大于9 km、储层泥质含量大于12%、隔层泥岩厚度大于210 m时,随着参数值的减小,天然气富集程度增强;当孔隙度小于9%、渗透率小于 $0.5\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、盖层泥岩厚度小于120 m、源岩煤层厚度小于15 m时,随着参数值的增加,天然气富集程度增强。提出气层富集指数预测致密气藏有利区,优选出14个I类有利区和22个II类有利区,它们主要分布在神木气田东部。

关键词:富集因素;有利区预测;致密气;石千峰组;神木气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Enrichment factors and play fairway mapping for tight gas in the 5th member of the Permian Shiqianfeng Formation, Shenmu gas field, Ordos Basin

WU Weitao^{1,2}, FENG Yansong³, FEI Shixiang³, WANG Yifei³, WU Heyuan^{1,2}, YANG Xudong¹

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710029, China)

Abstract: The study intends to clarify the undefined dominant factors controlling the tight sandstone gas enrichment and challenges associated with play fairway mapping through the exploration of the 5th member of the Permian Shiqianfeng Formation (hereafter referred to as the Qian 5 Member) in the Shenmu gas field, Ordos Basin. A combination of seismic, drilling, log, and laboratory data is applied to examine the characteristics of tight-gas reservoirs, analyze the impacts of various factors including faults, reservoirs, cap rocks, barriers, source rocks, and the elevation on tight gas enrichment, and map play fairways for tight gas exploration. The results indicate that the sand bodies of the Qian 5 Member originate from the distributary channels of the braided river delta plain subfacies and that inherited strike-slip faults play a role in improving the reservoir properties and transporting natural gas. The gas reservoir in the member exhibits a porosity mainly ranging from 6.0% to 12.0% (average: 9.1%) and permeability from 0.20×10^{-3} to $0.80\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ (median: $0.49\times10^{-3}\mu\text{m}^2$). The reservoir is of a lenticular tight gas reservoir, exhibiting a quasi-continuous distribution characterized by lateral contiguity and vertical superimposition. Primary factors controlling tight gas enrichment include faults and reservoir physical properties. In contrast, the thicknesses of cap rocks, barriers, and coal

收稿日期:2023-12-06;修回日期:2024-05-06。

第一作者简介:吴伟涛(1983—),男,副教授、硕士研究生导师,成藏地质学和非常规油气地质与勘探。E-mail:wtwu@xsyu.edu.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性科技项目(2021DJ2101)。

seams in source rocks produce relatively weak controlling effects on tight gas enrichment, and the elevation delivers no impact in this regard. In the case where the distance between a gas well and faults exceeds 9 km, the reservoir shale content is greater than 12 %, and the thickness of mudstone barriers exceeds 210 m, the degree of natural gas enrichment increases as the values of these parameters decrease. Conversely, under conditions where the porosity is below 9 %, the permeability falls below $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the thickness of mudstone cap rocks is less than 120 m, and the coal seam thickness within source rocks is less than 15 m, the degree of natural gas enrichment improves with increasing values of these parameters. It is proposed to employ the gas enrichment indices to map the play fairways of tight-gas reservoirs. Using this method, a total of 14 Class I and 22 Class II play fairways primarily distributed in the eastern Shenmu gas field are identified.

Key words: enrichment factor, play fairway mapping, tight gas, Shiqianfeng Formation, Shenmu gas field, Ordos Basin

引用格式: 吴伟涛, 冯炎松, 费世祥, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田二叠系石千峰组5段致密气富集因素及有利区预测[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 739–751. DOI: 10. 11743/ogg20240312.

WU Weitao, FENG Yansong, FEI Shixiang, et al. Enrichment factors and play fairway mapping for tight gas in the 5th member of the Permian Shiqianfeng Formation, Shenmu gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 739–751. DOI: 10. 11743/ogg20240312.

天然气是实现“双碳”目标的重要清洁化石能源。中国天然气生产已形成常规与非常规并重、多元供给的格局,建成了鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地和海域4个超大型生产基地^[1-2]。鄂尔多斯盆地上古生界是致密砂岩气增储上产的现实区^[3],形成了10多个千亿方探明储量的致密砂岩气田^[4-5]。尤其值得注意的是,盆地东部神木—米脂地区的致密气三级储量达到 $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[6],其天然气勘探潜力巨大。

神木气田自2006年发现以来,在上古生界二叠系太原组、山西组和下石盒子组盒8段等主力产气层系均提交了规模性的探明储量^[7-8],呈现多层致密气藏叠置的特点。这些含气层系具有源—储邻近、短距离运移、高含气饱和度的特点。但受岩屑含量高、储层物性差以及非均质性强等影响,神木气田致密气投产后呈现出稳产时间短、递减速度快、开发效果差的特点^[9]。随着勘探工作的不断进行,人们发现位于浅层的上二叠统石千峰组5段(千5段)储层物性较高,含气性好,且多口井获得产量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流,于2021年上交探明储量 $33.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为神木气田天然气勘探的重要层位。不同学者对神木气田及邻区千5段成藏条件开展了研究,取得了一些重要认识:①上古生界山西组—本溪组煤系烃源岩为优质烃源岩^[10-12],为千5段气藏的形成提供了充足的气源^[12-14];②沉积相主要为辫状河三角洲平原亚相和洪泛平原亚相,主砂体为分流河道砂体^[15],岩性为岩屑长石砂岩,储集空间主要为原生粒间孔,物性相对较好^[16];③天然气藏以次生气藏为主,原生气藏为辅^[8,17],其压力主要为异常低压^[18]。这些认识丰富了天然气成藏地质

理论,加快了千5段天然气的勘探进度。千5段储层与源岩的距离较远,纵向上超过400 m,气藏富集控制因素不明朗,直接影响了下一步勘探部署。为此,本研究以神木气田上古生界千5段为研究对象,分析了天然气藏特征,探讨了断裂、储层、盖层、隔层、烃源岩和构造海拔条件对天然气富集的控制作用,利用综合指数法优选了勘探有利区,为下一步千5段部署以及类似盆地浅层致密气的勘探提供理论依据。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于中国中西部,为古生界富气、中生界富油的超级含油气盆地,构造上分为西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个一级构造单元^[19]。神木气田构造上处于伊陕斜坡东北部,面积约 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1a,b),其上古生界发育上石炭统本溪组、下二叠统太原组和山西组、中二叠统下石盒子组、上石盒子组以及上二叠统石千峰组。石千峰组厚度约300 m,自下向上划分为千5段、千4段、千3段、千2段和千1段(图1c),其沉积相主要为辫状河三角洲平原亚相和洪泛平原亚相^[15,20],岩性呈砂、泥岩互层分布。目的层千5段岩性主要为紫红色、灰绿色中—粗砂岩和泥岩,其厚度为49.6~75.6 m,平均为60.1 m。结合沉积旋回和岩性特征,千5段分为千5下亚段和千5上亚段,千5下亚段厚度为20.8~45.0 m,平均为30.7 m,千5上亚段厚度为18.4~41.1 m,平均为29.3 m。千5段顶面海拔为-400~-1 200 m,呈现为平缓的西倾单斜构造,中部发育小规模高点(图1b)。

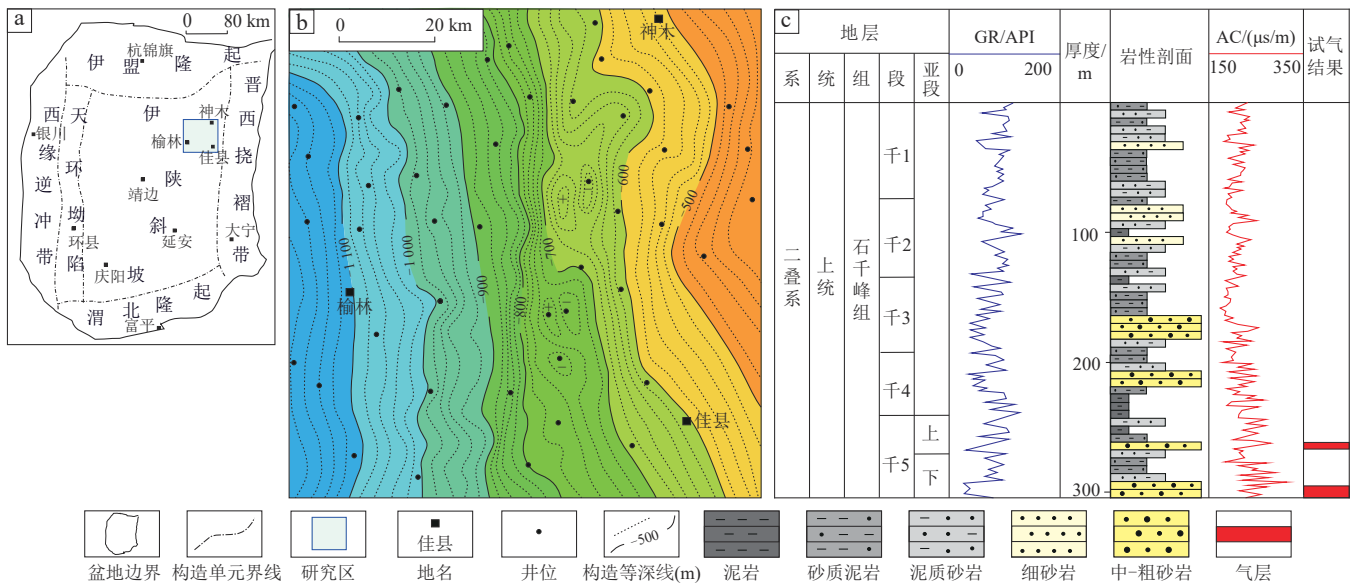


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分(a)、神木气田千5段顶面构造(b)和石千峰组综合柱状图(c)

Fig. 1 Map showing the structural unit division of the Ordos Basin (a), structural map of the top of the Qian 5 Member in the Shenmu gas field (b), and composite stratigraphic column of the Shiqianfeng Formation (c) in the Shenmu gas field

2 气藏特征

2.1 储层特征

2.1.1 砂体展布

千5段沉积体系为辫状河三角洲沉积体系,发育三角洲平原亚相和洪泛平原亚相,受干旱的氧化环境影响,沉积砂体主要为紫红色、灰绿色的分流河道砂岩,局部发育洪泛越岸砂岩。千5段沉积演化过程的可容纳空间逐渐减少,千5下亚段河道宽度大,洪泛平原区域分布局限,千5上亚段可容纳空间减小,河道砂体宽度和厚度减小,洪泛平原亚相范围增加。通过砂体厚度统计($n=2\ 763$ 层),千5段砂体累计厚度为7.2~58.3 m,平均为27.7 m,厚度介于20~40 m的砂体层数占总层数的76.3%;单砂体厚度为0.5~16.1 m,平均为4.0 m,厚度介于2~6 m的层数占总砂体层数的78.5%。纵向上,千5上亚段单砂体厚度为0.5~15.0 m,平均为3.8 m,千5下亚段厚度介于0.5~16.1 m,平均为4.1 m。三角洲分流河道砂体为气藏砂体,其面积广泛分布,占到研究区面积的90.5%;结合开发井井网砂体剖面以及砂体厚宽公式计算,河道单砂体宽度多介于500~1 000 m,最宽处可达2.5 km。洪泛越岸砂体的厚度和面积明显差于分流河道砂体。

2.1.2 岩石学及孔隙特征

千5段储层砂岩粒度较粗,主要为中-粗砂岩,局部为含砾粗砂岩,其岩性主要为岩屑长石砂岩,其次为长石岩屑砂岩和岩屑砂岩。其中,石英含量为10.5%~78.4%,平均48.7%,长石含量为3.6%~43.2%,平均19.6%,岩屑含量为4.1%~68.3%,平均19.1%。岩屑成分主要为石英岩、变质砂岩、火山岩和千枚岩。砂岩碎屑颗粒分选性为中等-差,磨圆度中等。储层填隙物发育黏土矿物、钙质、硅质和浊沸石。其中,黏土矿物含量平均为7.3%,以薄膜状绿泥石为主,凝灰质杂基次之;钙质胶结物为方解石胶结物,呈现镶嵌胶结充填孔隙,平均含量为2.6%;硅质胶结物主要为自生石英颗粒,接触式半充填孔隙胶结,平均含量为2.4%;浊沸石胶结物多为半充填粒间孔隙,仅在局部发育。

千5段埋藏深度较浅,成岩作用阶段处于中成岩A₁期,储层储集空间主要为未充填和半充填的原生粒间孔(图2),占总面孔率的76.2%,充填物主要为自生石英和绿泥石黏土矿物;其次为溶蚀孔隙,由于距离烃源岩层位较远,溶蚀作用弱,主要为长石颗粒溶孔(图2),占总面孔率的12.5%;局部发育绿泥石晶间孔和高岭石晶间孔。通过高压压汞和核磁共振资料分析,储层孔隙主要为纳米级和纳米-微米级孔隙,当孔隙度小于8%时,储层孔隙半径高频小于1 μm,主要为纳米级孔隙;当孔隙度大于8%时,主要为纳米-微米级孔隙。

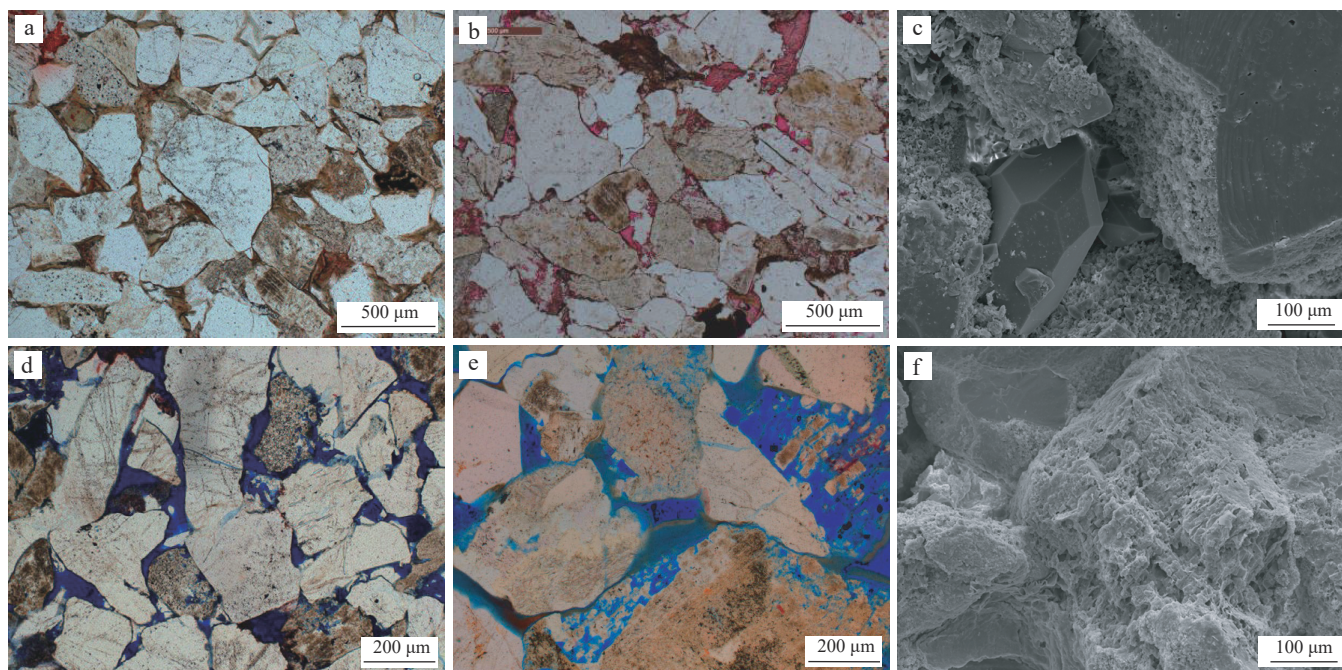


图2 神木气田千5段储层微观特征显微照片

Fig. 2 Microscopic characteristics of reservoirs in the Qian 5 Member, Shenmu gas field

a. M44井,埋深1 869.70 m,长石岩屑砂岩,原生粒间孔被黏土矿物充填,少量硅质胶结物,单偏光;b. M16井,埋深2 072.11 m,长石岩屑砂岩,原生粒间孔和长石溶孔,单偏光;c. S118井,埋深2 026.72 m,岩屑长石砂岩,原生粒间孔,半充填自生石英和绿泥石黏土矿物,扫描电镜;d. S118井,埋深2 027.30 m,岩屑长石砂岩,原生粒间孔,少量溶蚀孔,含硅质胶结物,单偏光;e. SH8井,埋深1 715.80 m,岩屑长石砂岩,原生粒间孔,长石颗粒溶孔,单偏光;f. S118,埋深2 026.31 m,岩屑长石砂岩,原生粒间孔,少量长石颗粒溶孔,扫描电镜

2.1.3 物性特征

千5段储层属于致密砂岩储层。通过储层孔隙度、渗透率统计,孔隙度为4.1%~18.0%($n=1\,372$),平均8.9%,中值为8.5%,小于12%的样品占总样品数的80.2%;渗透率为 $(0.09\sim 415.33)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ($n=1\,335$),平均 $7.23\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,中值为 $0.65\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,

小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占总样品数的58.8%。通过测井解释的气层(含气层+气层)孔隙度和渗透率统计($n=529$)(图3),孔隙度为4.6%~17.8%,平均9.1%,中值为8.9%,主体为6%~12%,占总样品数的92.2%;渗透率为 $(0.10\sim 2.01)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $0.53\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,中值为 $0.49\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,主体为 $(0.2\sim 0.8)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,占样品总数的87.0%。

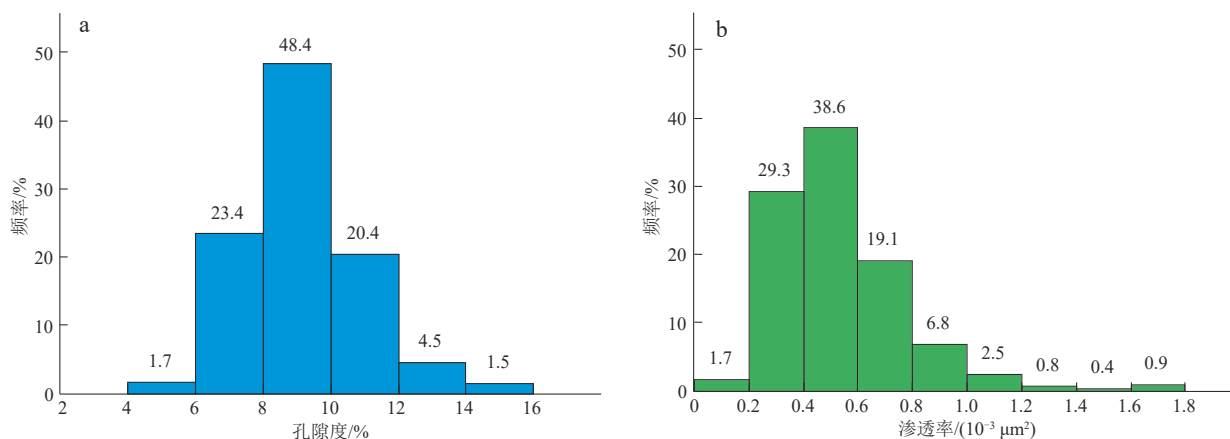


图3 神木气田千5段气层孔隙度和渗透率分布频率直方图($n=529$)

Fig. 3 Frequency histograms of the porosity and permeability of the gas reservoir in the Qian 5 Member, Shenmu gas field ($n=529$)

a. 孔隙度;b. 渗透率

2.2 上古生界断裂发育特征

2.2.1 断裂发育特征

鄂尔多斯盆地发育东西向、南北向、北东向和北西向4组断裂体系^[21],其与盆地构造演化过程的应力变化密切相关。神木地区上古生界断裂主要为北东向和北西向,具有继承性走滑性质,主要受自元古宙以来的多期构造作用控制^[19,21-22]。元古代吕梁运动期—晋宁运动期,盆地在北西—南东向挤压作用下形成一系列北东向的基底断裂。加里东运动期,受祁连—秦岭洋和兴蒙洋的南北向挤压作用,盆地中部发育北东向和北西向的X型断裂系统。海西运动期,主要为稳定升降期,克拉通型沉积盆地逐渐形成。印支运动期,北部天山—兴蒙造山带和西南部祁连—秦岭褶皱带的挤压作用造成板块汇聚,北东向和北西向共轭断裂复活。燕山运动期,在西南部印度板块和东南部太平洋板块的双向挤压作用下,岩浆活动频繁,基底断裂全面活化,北东向和北西向走滑断裂开启,同时发生了影响盆地油气分布的构造热事件。喜马拉雅运动期,盆地主体抬升,周边断陷,基底断裂弱活化。

2.2.2 断裂识别及分布特征

由于地表黄土层的吸收和克拉通型盆地的稳定基底,鄂尔多斯盆地中部伊陕斜坡走滑断裂在地震剖面上不易被识别。随着地震分辨率提高,本溪组—太原组煤层的同相轴错断相对清晰,向上可延伸到石千峰

组。从三维地震剖面分析(图4),本溪组—太原组断裂体系的同相轴错断关系相对明显,断裂特征相对清晰,向上延伸到同相轴较为模糊的上石盒子组和石千峰组。地震识别的断裂多为高角度断裂体系,错断断距小。二维地震剖面的断裂同相轴较为模糊,断裂解释难度加大,仅能识别出断裂密集区的断裂体系。

基于前人研究成果,本次解释了神木气田上古生界的13条地震剖面,包括东北部的三维地震区和其他位置的二维地震区,结合断裂体系的延伸特点,识别并修订了上古生界千5段的断裂分布(图5),断裂体系集中于东部地区,西部断裂相对不发育,主要为北东向和北西向断裂。其中,东南部断裂体系主要为北东向断裂,具有分布稀疏、延伸长度大的特点,最大长度可达13 km;东北部断裂包括北东向和北西向断裂,分布相对密集,延伸距离短,主体长度为2~5 km。

2.3 千5段气藏分布及类型

2.3.1 气藏分布特征

神木气田千5段试气成果统计($n=18$),试气产量为 $(0.01 \sim 12.30) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均为 $2.28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。通过试气产量、密闭取心和相渗法测定,千5段测井解释的气层(含气层+气层)含气饱和度下限为35%,小于35%的含水气层按照其厚度的1/2折算。按照千5段测井解释的气层含气饱和度统计($n=529$)(图6a),其范围为29.6%~76.2%,平均为47.5%,主体为35%~55%,占总层数的75.7%;含气饱和度平面上具有东

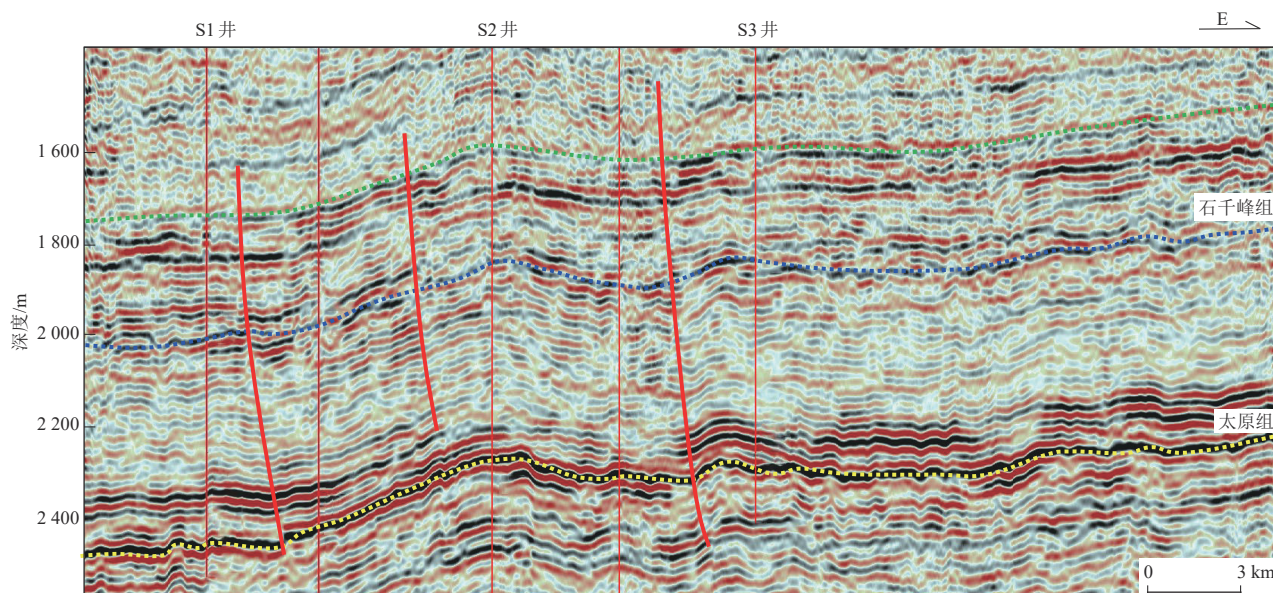


图4 神木气田过S1井—S2井—S3井上古生界地震剖面(剖面位置见图5a)

Fig. 4 Seismic cross-section of the Upper Paleozoic crossing wells S1, S2, and S3 in the Shenmu gas field (see Fig. 5 for the cross-section location)

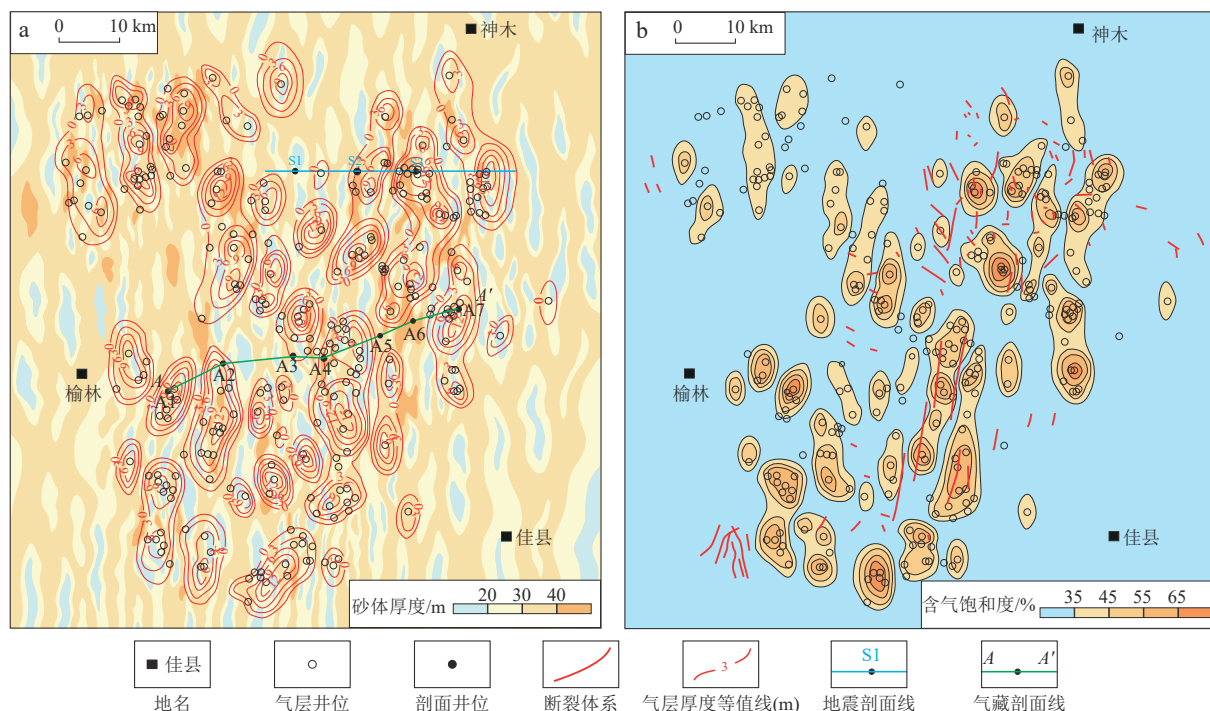


图5 神木气田千5段砂体厚度与气层厚度等值线(a)及断裂体系与含气饱和度分布(b)

Fig. 5 Plan view of the sand body and gas layer thickness (a) and the fault systems and gas saturation (b) in the Qian 5 Member, Shenmu gas field

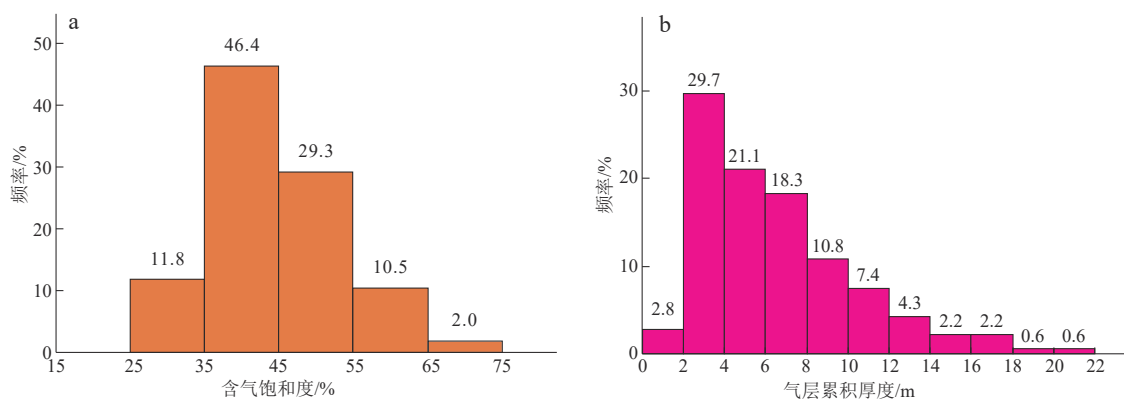


图6 神木气田千5段气层含气饱和度和气层累积厚度分布频率直方图

Fig. 6 Frequency histograms of the gas saturation and cumulative gas layer thickness in the Qian 5 Member of the Shenmu gas field

a. 含气饱和度($n=529$); b. 气层累积厚度($n=320$)

部高、西部低的特征(图5),东部局部超过65%。层位上,千5段自下向上含气饱和度降低,千5下亚段为26.5%~63.5%,平均为42.7%,千5上亚段为27.9%~76.2%,平均为40.5%。千5段气层累计厚度分析($n=320$)表明(图6b),气层厚度介于1.0~14.3 m,平均为4.0 m,主体为2~10 m,占总数的80.0%,具有东部厚、西部薄的特征(图5)。通过千5段气层层数统计($n=320$),单井气层层数介于1~6层,层数 ≤ 2 层的井数占总井数的85.9%,层数 ≥ 4 层的井数占比4.8%,且千5下亚段的气层层数(416层)明显多于千5上亚段(113层)。

2.3.2 气藏类型

千5段沉积相主要为辫状河三角洲平原亚相和洪泛平原亚相,主砂体为分流河道砂体,受湖水顶托、冲刷以及河道频繁迁移的作用,河道砂体分布广泛。三角洲洪泛平原亚相沉积岩性为泥质岩类,具有粒度细、物性差和驱替压力高的特点,能够起到封闭作用。平面上,沉积相带的不断迁移,导致分流河道砂体被洪泛平原泥质岩类所分隔和围限,两者组成了有效的圈闭,形成顺物源的近南北向条带状透镜体岩性圈闭;纵向上,砂岩与泥岩为叠置互层展布,形成多层式的岩性圈

闭群。断裂体系为走滑性质,断距小,不足以断开砂体,主要起到改善储层性质和输导天然气的作用。因此,千5段气藏类型为透镜状致密岩性气藏,含气面积叠合连片,纵向多层叠置,呈现出成群、成带的准连续型分布特征^[23-24](图7)。

3 气藏富集控制因素

3.1 断裂分布的控气作用

在适度的断裂体系发育情况下,断裂作为天然气的运移通道,其分布有利于天然气的富集。随着气井距断裂的距离缩小,千5段试气产量、含气饱和度、气层厚度和气层层数均增大。平面上,断裂密集区与含气饱和度高、气层厚度大和气层层数多的分布区叠合程度较高,主要集中于研究区东部(图5)。气井距断裂的距离与试气产量的关系(图8a)表明,随着距离的增加,试气产量呈现明显的降低趋势。根据距离与气层含气饱和度的关系(图8b),随着距离的增加,含气饱和度呈先恒定再减小的变化趋势;当距离小于9 km,其高值包络线基本保持恒定,而距离大于9 km

时,含气饱和度呈现明显的降低趋势,大致由65%降低到40%。根据距离与气层厚度的关系(图8c),随着距离的增加,气层厚度高值包络线呈降低趋势,由12 m降低到6 m;当距离小于9 km时,气层厚度下降趋势微弱,而距离大于9 km时,气层厚度下降趋势相对明显。根据距离与单井气层层数的关系(图8d),随着距离的增加,气层层数呈现明显的降低趋势,含4套及以上气层的气井主要集中于距离小于9 km的区域。上述现象说明断裂分布对天然气的富集具有明显的控制作用。

3.2 储层物性的控气作用

随着储层孔隙度和渗透率的增加以及泥质含量的降低,试气产量、气层含气饱和度和气层厚度呈现先增加后略微下降的趋势。根据孔隙度与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系(图9a—c),当孔隙度小于9%时,随着孔隙度增加,三者具有明显的增加趋势;当孔隙度大于9%时,产量和气层厚度有所下降,含气饱和度增加趋势变缓。根据渗透率与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系(图9d—f),当渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率增加,三者增加趋势较为

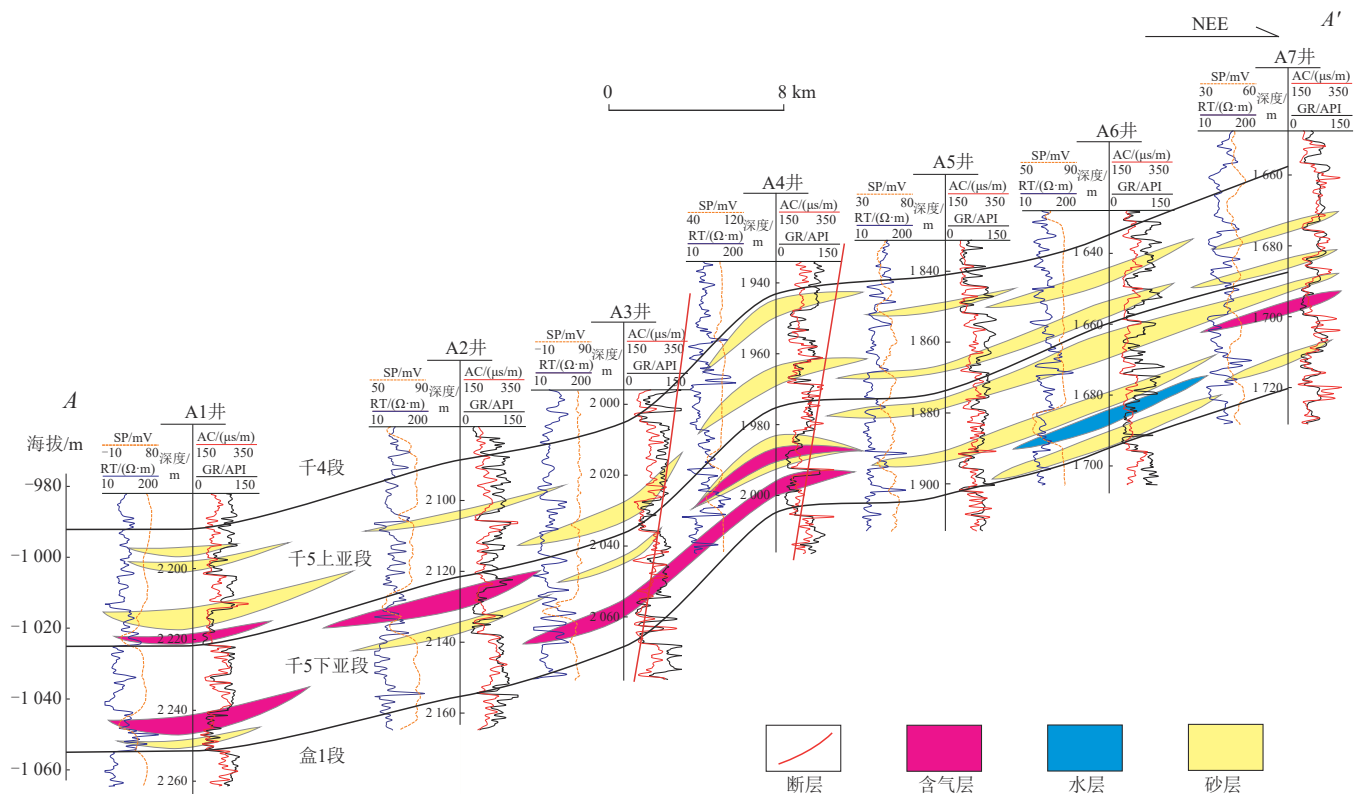


图7 神木气田千5段过A1—A2—A3—A4—A5—A6—A7井气藏剖面(剖面位置见图5a)

Fig. 7 Gas reservoir cross-section crossing wells A1, A2, A3, A4, A5, A6 and A7 in the Qian 5 Member, Shenmu gas field (see Fig. 5 for the cross-section location)

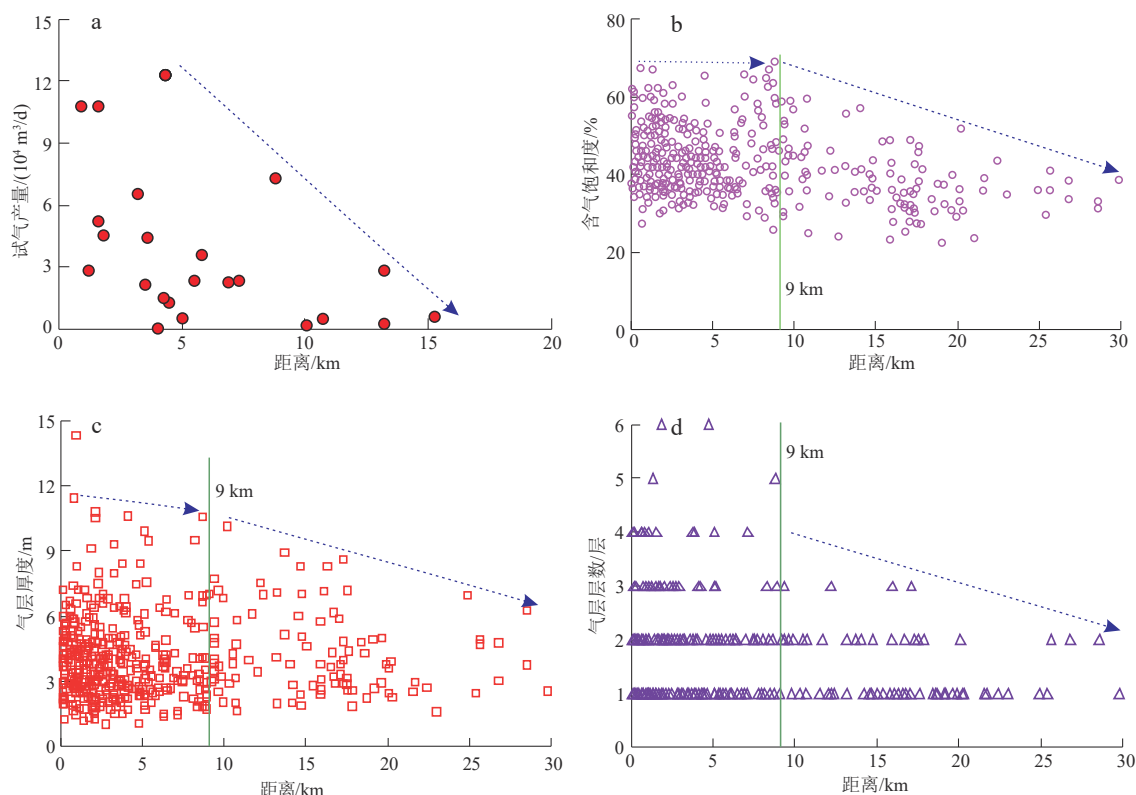


图8 神木气田气井距断层的距离与千5段试气产量、含气饱和度、气层厚度和气层层数的关系

Fig. 8 Distance between gas wells and faults vs. tested gas flow, gas saturation, gas layer thickness, and gas layer number of the Qian 5 Member in the Shenmu gas field

a. 距离 vs. 试气产量; b. 距离 vs. 含气饱和度; c. 距离 vs. 气层厚度; d. 距离 vs. 气层层数

明显;当渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,含气饱和度基本保持不变,而试气产量和气层厚度呈略微下降趋势。根据泥质含量与试气产量、含气饱和度、气层厚度的关系(图9g—i),当泥质含量小于12%时,随泥质含量增加,试气产量略微下降,含气饱和度和气层厚度呈现略微增加趋势;当泥质含量大于12%时,三者均呈现明显下降趋势。上述现象说明孔隙度、渗透率和泥质含量是控制含气性的重要因素。当储层孔隙度大于9%,渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以及泥质含量小于12%时,天然气的富集还受其他因素的控制。

3.3 盖层泥岩厚度的控气作用

盖层条件的优劣对浅层气藏的形成具有重要的控制作用。神木气田千5段气藏的区域盖层厚度为千1段顶面与千5段气层之间的泥质岩类(泥质含量 $V_{\text{sh}} > 50\%$)厚度。通过区域盖层泥岩厚度统计($n=320$),盖层厚度为75.8~164.5 m,平均为119.9 m,主体为100~140 m,占总井数的67.6%,平面上具有东部厚、西部薄的特点。根据盖层泥岩厚度与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系(图10a—c),随着泥岩厚度增加,试

气产量、含气饱和度和气层厚度的高值包络线均呈现先增加、再减小的变化趋势,拐点约为120 m;当厚度小于120 m时,含气饱和度和气层厚度均呈现增加趋势,当厚度大于120 m时,含气性呈现出一定的下降趋势。上述现象说明区域盖层厚度对致密气藏富集的控制作用微弱。

3.4 隔层泥岩厚度的控气作用

千5段气层的形成需要山2段一本溪组烃源岩生成的天然气穿过一定厚度的泥质岩类隔层。隔层厚度指千5段气层底部距离山2段3亚段顶面(5号煤)之间的泥质岩类厚度。根据隔层泥岩厚度统计($n=320$),厚度为158.6~266.8 m,平均219.1 m,主峰为200~240 m,占总井数的50.9%。隔层厚度与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系表明(图10d—f),随着厚度的增加,试气产量具有明显的下降趋势,含气饱和度和气层厚度的变化呈现先微弱增加后减小的趋势,拐点约在210 m。当厚度小于210 m时,含气饱和度、气层厚度具有微弱的增加趋势;当厚度大于210 m时,含气饱和度和气层厚度均具有明显的降低趋势。这些现

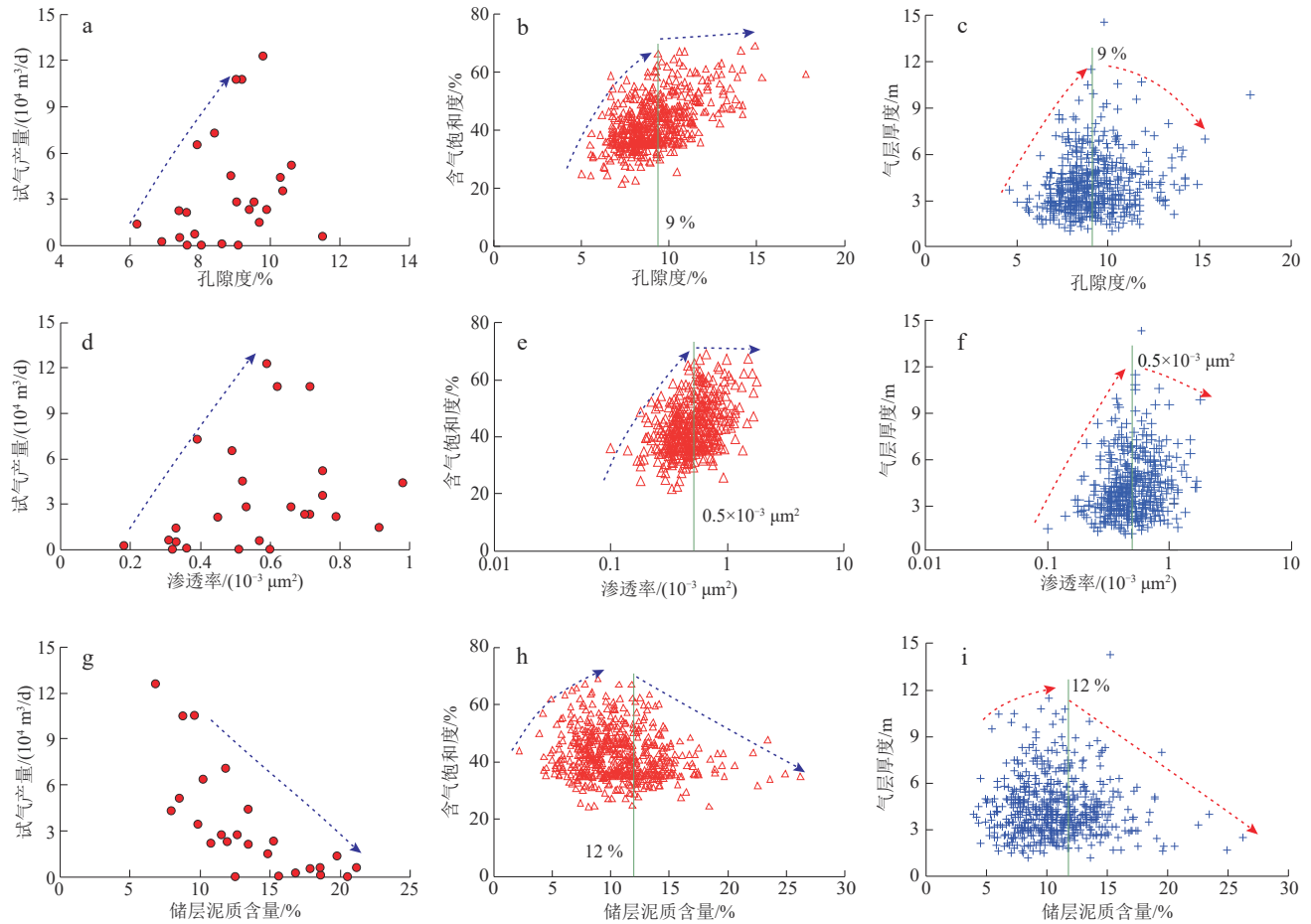


图9 神木气田千5段气层孔隙度、渗透率和泥质含量与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系

Fig. 9 Relationships of reservoir porosity, permeability, and shale content with tested gas flow, gas saturation, and gas layer thickness for the Qian 5 Member, in the Shenmu gas field

a. 孔隙度 vs. 试气产量; b. 孔隙度 vs. 含气饱和度; c. 孔隙度 vs. 气层厚度; d. 渗透率 vs. 试气产量; e. 渗透率 vs. 含气饱和度; f. 渗透率 vs. 气层厚度; g. 储层泥质含量 vs. 试气产量; h. 储层泥质含量 vs. 含气饱和度; i. 储层泥质含量 vs. 气层厚度

象说明隔层泥岩厚度对致密气藏富集的控制作用微弱。

3.5 源岩煤层厚度的控气作用

山2段一本溪组煤系烃源岩属于优质烃源岩,为上古生界气藏的形成提供了天然气来源^[10-12]。通过神木气田山2段一本溪组煤层统计,煤层厚度为3.8~25.1 m,平均14.6 m,主体为12~16 m,占总井数的43.0%,平面上具有中南部、东北部和中西部厚度大的特点;煤层总有机碳含量(TOC)为38.9%~82.6%($n=18$),平均为65.4%。泥岩厚度平均为63.5 m,主体为50~80 m,占到总井数的63.5%;泥岩TOC为0.64%~11.59%($n=45$),平均3.12%,主峰为1%~5%,占总样品数的80.0%。镜质体反射率(R_o)介于0.83%~1.76%($n=28$),平均1.34%,主峰为1.2%~1.5%,占总样品数的60.7%,烃源岩处于高成熟阶段。通过镜

质体显微组分分析,烃源岩属于Ⅱ₂-Ⅲ型干酪根。

煤层是煤系烃源岩产烃的主要岩性。通过山2段一本溪组煤层厚度与千5段试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系(图10g-i),当煤层厚度小于15 m时,随着煤层厚度的增加,试气产量、含气饱和度和气层厚度均呈现微弱的增加趋势,而当煤层厚度大于15 m时,三者均呈现下降趋势。这些现象说明煤层厚度对千5段天然气富集的控制作用微弱。

3.6 构造海拔的控气作用

气层含气饱和度、气层厚度与千5段气层顶面海拔的变化关系显示(图11),随着海拔的增加,含气饱和度和气层厚度的变化趋势不明显。高含气饱和度与厚气层分布广泛,在构造高点(海拔-600 m)和低点(海拔-1100 m)均有分布。这些现象说明含气饱和度和气层厚度的分布不受海拔高低的影响。

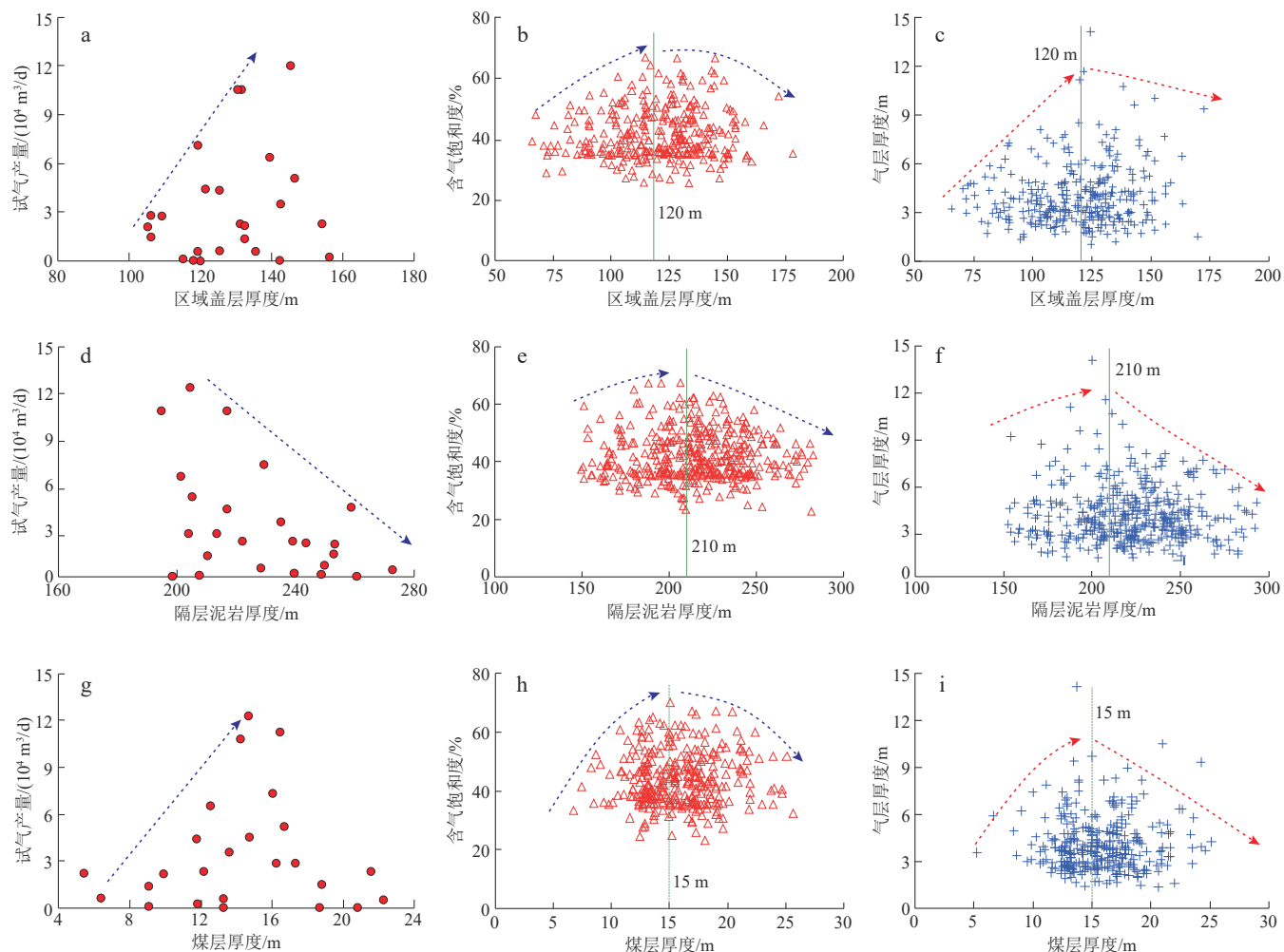


图10 神木气田千5段气层的区域盖层、隔层和煤层的厚度与试气产量、含气饱和度和气层厚度的关系

Fig. 10 Relationships of the thicknesses of regional cap rocks, barriers, and coal seams with tested gas flow, gas saturation, and gas reservoir thickness for the Qian 5 Member in the Shenmu gas field

a. 区域盖层厚度 vs. 试气产量; b. 区域盖层厚度 vs. 含气饱和度; c. 区域盖层厚度 vs. 气层厚度; d. 隔层厚度 vs. 试气产量; e. 隔层厚度 vs. 含气饱和度; f. 隔层厚度 vs. 气层厚度; g. 煤层厚度 vs. 试气产量; h. 煤层厚度 vs. 含气饱和度; i. 煤层厚度 vs. 气层厚度

4 气藏有利区预测

预测有利区是致密气藏“高效”勘探的必需环节。假定天然气的富集仅受某单一参数的影响,随着该参数的增加,天然气富集程度也随之变化,进而确定有利区,能够体现出单一因素对天然气富集程度的控制。然而,通过不同成藏条件参数(气井距断裂的距离、储层孔隙度、渗透率、泥质含量、盖层厚度、隔层厚度、煤层厚度和构造海拔)与试气产量、含气饱和度、气层厚度以及气层层数的相关关系发现,天然气的富集受气井距断裂的距离、储层物性、盖层、隔层和煤层厚度等因素的耦合控制,增加了预测有利区的难度。

天然气富集控制因素研究显示,气井距断裂的距离、孔隙度、渗透率、盖层、隔层和煤层对试气产量、含气饱和度和气层厚度均具有控制作用,但对其控制程度有明显差异。为此,通过能够控制天然气的多个参数拟合出气层富集指数(F)来表征其对含气性的综合控制^[25]。首先,利用相关系数公式(1)来计算某一参数分别与含气饱和度或者气层厚度的相关系数 R_i ,选取各参数与含气饱和度和气层厚度的较大值作为该参数的相关系数。其次,利用公式(2)求取每一个参数的相关系数占总相关系数的比例,即权重 K [公式(2)]。 K 介于0~1,当 K 越接近于1,说明该参数的控气性越明显;反之亦然。再者,通过标准归一化来消除不同参数之间差异。当某一参数与天然气富集为正或负相关趋势,分别利用公式(3)或公式(4)计算。最后,气层富

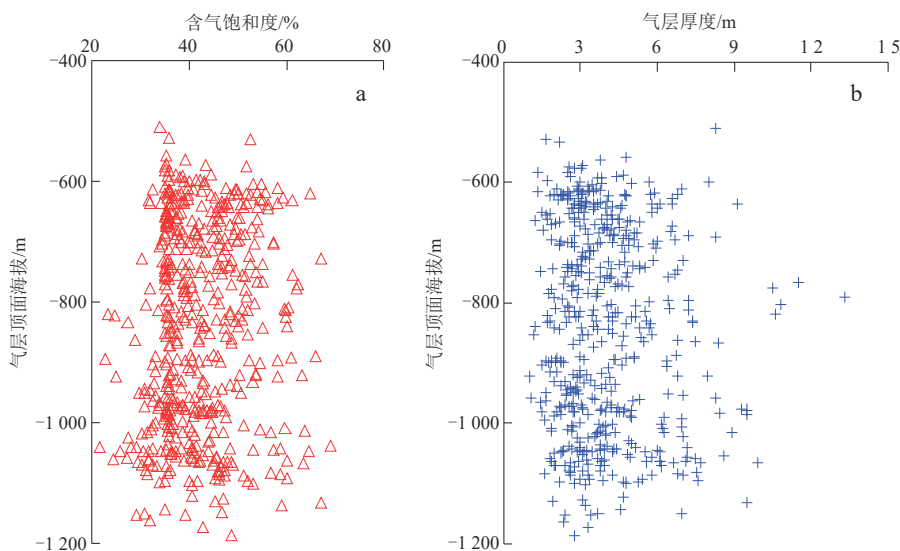


图11 神木气田千5段含气饱和度(a)、气层厚度随海拔变化(b)

Fig. 11 Altitude-based variations of gas saturation (a) and gas layer thickness (b) in the Qian 5 Member in the Shenmu gas field

集指数 F 为各参数的权重值与归一化值的乘积之和, 其计算公式(5)如下。

$$\text{相关系数公式: } R_i = \frac{\sum_{j=1}^n (X_{ij} - \bar{X}_i)(P_j - \bar{P})}{\sqrt{\sum_{j=1}^n (X_{ij} - \bar{X}_i)^2 \sum_{j=1}^n (P_j - \bar{P})^2}} \quad (1)$$

$$\text{权重公式: } K_i = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^n R_i} \quad (2)$$

$$\text{归一化公式(正相关): } X_i = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (3)$$

$$\text{归一化公式(负相关): } X_i = \frac{X_{\max} - X}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (4)$$

$$\text{气层富集指数公式: } F = 100 \times \sum_{i=1}^n K_i X_i \quad (5)$$

式中: X_{ij} 是第 j 口井的第 i 个参数值; $\bar{X}_i$ 是第 i 个参数的平均值; P_j 是第 j 口井对应的单层含气饱和度(%)或气层厚度实际值(m); $\bar{P}$ 是千5段含气饱和度(%)或气层厚度平均值(m); K_i 是第 i 个参数的权重; X_i 是第 i 个参数的归一化值; $X_{\min}$ 是全区某一参数的最小值; $X_{\max}$ 是全区某一参数的最大值, X 为某参数的实际值。

通过不同参数与含气饱和度、气层厚度的相关关系计算, 气井距断裂的距离、孔隙度、渗透率、盖层、隔层和煤层与含气性的相关关系 R_i 分别为 0.407, 0.211, 0.155, 0.151, 0.137 和 0.065, 确定气井距断裂的距离、孔隙度、渗透率、盖层、隔层和煤层的权重值 K_i 分别为 0.362, 0.187, 0.138, 0.134, 0.121 和 0.058。通过计算, F 值主要为 34.5 ~ 72.5, 高值区分布在东部(图12)。气层富集指数 F 值与试气产量呈现较好

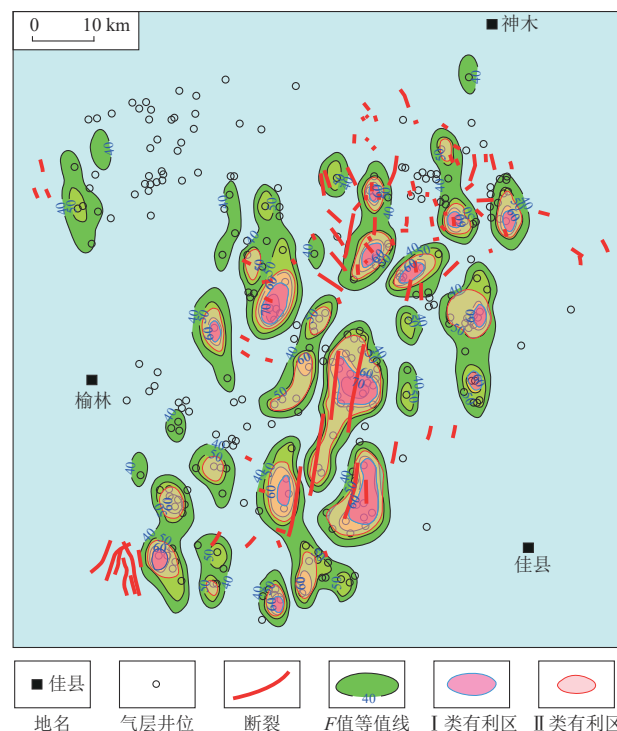


图12 神木气田千5段天然气有利区分布

Fig. 12 Map of natural gas play fairways in the Qian 5 Member in the Shenmu gas field

的正相关关系(图13), 其相关系数为 $R^2=0.5647$ 。当气层富集指数 F 值为 63 时, 对应的试气产量为 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为 I 类有利区; 当 F 值为 54 时, 对应的试气产量为 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为 II 类有利区。优选了 14 个 I 类有利区和 22 个 II 类有利区, 面积分别为 185.8 km^2 和 482.2 km^2 (图12), 共计占研究区总面积的 6.52%。

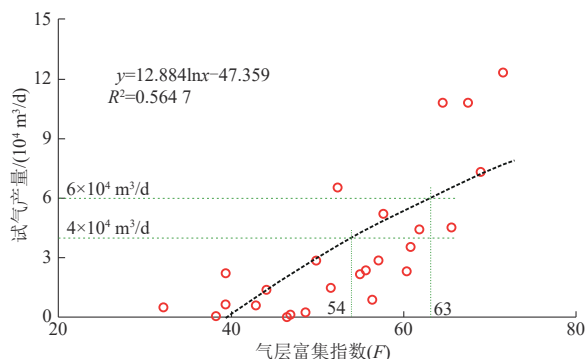


图13 神木气田千5段气层富集指数与试气产量关系

Fig. 13 Gas enrichment index vs. tested gas flow for the Qian 5 Member in the Shenmu gas field

5 结论

1) 神木气田千5段砂体为辫状河三角洲平原亚相分流河道砂体,断裂体系为继承性走滑性质,起到改善储层和输导天然气的作用;气藏为透镜状致密气藏,其孔隙度平均9.1%,渗透率中值为 $0.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有横向连片、纵向叠置的准连续型分布特征。

2) 千5段致密气富集因素主要为断裂和储层物性,盖层泥岩厚度、隔层泥岩厚度和烃源岩煤层厚度对天然气富集的控制作用微弱,构造海拔对天然气的富集不具有控制作用。任一因素对含气性的控制具有分段性,当气井距断裂的距离大于9 km、孔隙度小于9%、渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、盖层泥岩厚度小于120 m、隔层泥岩厚度大于210 m以及烃源岩厚度小于15 m时,随某一参数的增加或者降低,天然气富集程度增强;当这些参数超过上述阈值时,砂岩含气性变化不明显。

3) 采用综合指数法拟合的气层富集指数高值区主要分布在神木气田东部,结合其与试气产量的关系,优选了I类有利区14个,其面积为185.8 km²,所对应的气层富集指数和试气产量界限值分别为63和 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;II类有利区22个,其面积为482.2 km²,所对应的气层富集指数和试气产量的界限值分别为54和 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

参 考 文 献

[1] 贾爱林, 何东博, 位云生, 等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 17-27.
JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27.

[2] 邹才能, 林敏捷, 马锋, 等. 碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 418-435.
ZOU Caineng, LIN Minjie, MA Feng, et al. Development, challenges and strategies of natural gas industry under carbon neutral target in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 418-435.

[3] 曾溅辉, 张亚雄, 张在振, 等. 致密砂岩气藏复杂气-水关系形成和分布主控因素及分布模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1067-1083.
ZENG Jianhui, ZHANG Yaxiong, ZHANG Zaizhen, et al. Complex gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs: Distribution pattern and dominant factors controlling their formation and distribution [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1067-1083.

[4] 戴金星, 秦胜飞, 胡国艺, 等. 新中国天然气勘探开发70年来的重大进展[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1037-1046.
DAI Jinxing, QIN Shengfei, HU Guoyi, et al. Major progress in the natural gas exploration and development in the past seven decades in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1037-1046.

[5] 杜佳, 朱光辉, 吴洛菲, 等. 临兴地区致密气“多层系准连续”成藏模式与大气田勘探实践[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 58-71.
DU Jia, ZHU Guanghui, WU Luofei, et al. “Multi-series and quasi-continuous” tight gas accumulation pattern and giant gas field exploration practice in Linxing area [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 58-71.

[6] 何江川, 余浩杰, 何光怀, 等. 鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 23-33.
HE Jiangchuan, YU Haojie, HE Guanghuai, et al. Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 23-33.

[7] 蒙晓灵, 张宏波, 冯强汉, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田二叠系太原组天然气成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 37-41.
MENG Xiaoling, ZHANG Hongbo, FENG Qianghan, et al. Gas accumulation conditions of the Permian Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 37-41.

[8] 杨华, 刘新社, 闫小雄, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 1-13.
YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong, et al. The Shenmu Gas Field in the Ordos Basin: Its discovery and reservoir-forming geological characteristics [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 1-13.

[9] 蒙晓灵, 张宏波, 刘志军, 等. 神木气田太原组气藏开发低效率主控因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2012, 27(1): 7-10.
MENG Xiaoling, ZHANG Hongbo, LIU Zhijun, et al. Dominant factors of the low-efficiency development of the gas reservoir in Taiyuan Formation in Shenmu Gasfield [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27(1): 7-10.

[10] 刘新社, 张涛, 黄道军, 等. 鄂尔多斯盆地中东部太原组石灰

- 岩天然气勘探新突破及勘探方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(5): 1-11.
- LIU Xinshe, ZHANG Tao, HUANG Daojun, et al. New breakthrough in and direction of natural gas exploration in Taiyuan Formation limestone in the central and eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(5): 1-11.
- [11] 郭旭升, 周德华, 赵培荣, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1013-1023.
- GUO Xusheng, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1013-1023.
- [12] WU Weitao, ZHAO Jingzhou, WANG Yingbin, et al. Main controlling factors and enrichment model of a multi-layer tight sandstone gas reservoir: Case study from the Linxing Gas Field, eastern Ordos Basin, Northern China[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2022, 15(15): 1313.
- [13] 李勇, 许卫凯, 高计县, 等. “源-储-输导系统”联控煤系气富集成藏机制——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8): 2440-2453.
- LI Yong, XU Weikai, GAO Jixian, et al. Mechanism of coal measure gas accumulation under integrated control of “source reservoir-transport system”: A case study from east margin of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2440-2453.
- [14] 李勇, 吴鹏, 高计县, 等. 煤成气多层系富集机制与全含气系统模式——以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 52-64.
- LI Yong, WU Peng, GAO Jixian, et al. Multilayer coal-derived gas enrichment mechanism and whole gas bearing system model: A case study on the Linxing Block along the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 52-64.
- [15] 张翔, 田景春, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯盆地上二叠统石千峰组岩相古地理及时空演化[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(2): 165-171.
- ZHANG Xiang, TIAN Jingchun, CHEN Hongde, et al. The lithofacies-paleogeographic and spatiotemporal evolution of Upper Permian Shiqianfeng Formation in Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2009, 36(2): 165-171.
- [16] 卢文东, 李伟, 路云峰. 榆林-神木气田上古生界具不同产能的砂岩气层特征分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(7): 54-56.
- LU Wendong, LI Wei, LU Yunfeng. Analyzing the characteristics of Upper Paleozoic sandstone reservoirs with different productivity in Yulin-Shenmy Gasfield[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(7): 54-56.
- [17] 闫小雄, 胡喜峰, 黄建松, 等. 鄂尔多斯盆地东部石千峰组浅层气藏成藏机理探讨[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(6): 736-740.
- YAN Xiaoxiong, HU Xifeng, HUANG Jiansong, et al. Discussion on forming mechanism of the Shiqianfeng Formation flower gas pool in eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(6): 736-740.
- [18] 李勇, 朱治同, 吴鹏, 等. 鄂尔多斯盆地东缘上古生界致密储层含气系统压力演化[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1568-1581.
- LI Yong, ZHU Zhitong, WU Peng, et al. Pressure evolution of gas-bearing systems in the Upper Paleozoic tight reservoirs at the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1568-1581.
- [19] 杨华, 席胜利, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地大面积致密砂岩气成藏理论[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
- YANG Hua, XI Shengli, WEI Xinshan, et al. Theory of large area dense sandstone gas accumulation in Ordos Basin[M]. Beijing: Science Press, 2016.
- [20] 翟咏荷, 何登发, 开百泽. 鄂尔多斯盆地及邻区中一晚二叠世构造-沉积环境与原型盆地演化[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(1): 32-44.
- ZHAI Yonghe, HE Dengfa, KAI Baize. Tectonic-depositional environment and prototype basin evolution of Middle-Late Permian in Ordos Basin and adjacent areas[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(1): 32-44.
- [21] 徐兴雨. 鄂尔多斯盆地断裂构造及其控藏作用研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- XU Xingyu. Study on faults structure and reservoir control in Ordos Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [22] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 23-38.
- YANG Junjie. Tectonic evolution and oil-gas reservoirs distribution in Ordos Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 23-38.
- [23] 赵靖舟, 曹青, 白玉彬, 等. 油气藏形成与分布: 从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 145-159.
- ZHAO Jingzhou, CAO Qing, BAI Yubin, et al. Petroleum accumulation from continuous to discontinuous: Concept, classification and distribution[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 145-159.
- [24] ZHAO Jingzhou, LI Jun, CAO Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: An alternative model for the formation of large tight oil and gas accumulations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 25-39.
- [25] WU Weitao, ZHAO Jingzhou, WEI Xinshan, et al. Evaluation of gas-rich “sweet-spot” and controlling factors of gas-water distribution in tight sandstone gas provinces: An example from the Permian He8 Member in Sulige Gas Province, central Ordos Basin, Northern China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2022, 227: 105098.

(编辑 张亚雄)