

鄂尔多斯盆地东部奥陶系古岩溶型碳酸盐岩致密储层特征、形成机理与天然气富集潜力

王国亭¹,程立华¹,孟德伟¹,朱玉杰²,孙建伟²,黄锦袖²,彭艳霞³

[1. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国石油 长庆油田分公司 第二采气厂,陕西 榆林 719000;

3. 中国地质大学(北京) 能源学院,北京 100083]

摘要:目前鄂尔多斯盆地东部古岩溶型碳酸盐岩储层的研究相对薄弱,因此开展奥陶系古岩溶型储层形成机理与天然气富集潜力研究可为天然气储量的发现和开发前景评价奠定基础。通过对鄂尔多斯盆地东部奥陶系岩溶储层特征、形成控制因素、天然气富集主控因素与富集潜力的评价分析,认为盆地东部碳酸盐岩风化壳储层较为发育,气源供给充足,源-运-储配置关系良好,具备天然气规模富集的条件。鄂尔多斯盆地盆地东部岩溶储层总体表现为低孔与致密的特征,将孔隙度为3%、渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 确定为储层物性下限标准;将孔隙直径为30 μm 、喉道直径为5 μm 界定为储层孔、喉尺度下限标准。有利沉积微岩相、有效岩溶作用和综合成岩作用等共同影响储层形成,半充填型硬石膏结核云岩为最重要的储层类型。研究认为天然气富集主控因素包括:①有效储层发育是天然气富集的基础物质条件;②良好的源-运-储配置关系是天然气富集的关键。总体而言,盆地东部下古碳酸盐岩岩溶储层具备较大的勘探开发潜力。

关键词:物性下限;天然气富集;古岩溶储层;奥陶系;鄂尔多斯盆地东部

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characterization and formation of the Ordovician tight paleokarst carbonates in the eastern Ordos Basin and its gas accumulation

Wang Guoting¹, Cheng Lihua¹, Meng Dewei¹, Zhu Yujie², Sun Jianwei², Huang Jinxiu², Peng Yanxia³

[1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. No. 2 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Yulin, Shaanxi 719000, China; 3. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: The Ordovician palaeokarst carbonate reservoirs in the eastern Ordos Basin are poorly understood at present. Thus it will be fundamental for discovering gas reserves and evaluating its developmental prospects to analyze the formation mechanism of the palaeokarst reservoirs and the gas accumulation potentials of the Ordovician carbonates. We elaborated the reservoir characteristics, controlling factors for the reservoir formation, major controlling factors of gas accumulation and storage capacity of the Ordovician carbonates in the study area. The conclusion is that in the eastern Ordos Basin, the weathered crust reservoirs of carbonates are well developed, gas source is sufficient and the timing of source, migration and reservoir is good, so the area is favorable for large-scale gas accumulation. In terms of the reservoir characterization, it is featured by low porosity and low permeability as a whole, with the porosity of 3% and permeability of $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ being regarded as the lower limit of physical property for effective reservoir, and with the pore diameter of 30 μm and throat diameter of 5 μm regarded as the lower limit of reservoir pore-throat sizes. The generation of high-quality carbonate paleokarst reservoir is mainly effected by favorable sedimentary microfacies, effective karstification, and integrated diagenesis, etc. Dolomite with anhydrite concretions of half-filling type is the most important high-quality reservoirs. The controlling factors for gas accumulation are summarized as follows: ① the development of high-quality reservoirs lays a substantial basis for gas accumulation; ② the favorable timing of source, migration and reservoir is the key. In general,

收稿日期:2017-06-16;修订日期:2018-06-14。

第一作者简介:王国亭(1982—),男,博士、高级工程师,低渗、致密气藏开发地质与储层评价。E-mail:wgting@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05015);中石油天然气股份有限公司十三五重大专项(2016E-0504)。

the Lower Paleozoic carbonate karst reservoirs in the eastern Ordos Basin are of great potential for exploration.

Key words: lower limit of physical properties for effective reservoirs, gas accumulation, palaeokarst reservoir, Ordovician, eastern Ordos Basin

中国古岩溶型碳酸盐岩储集层广泛发育并取得了一系列重大勘探开发突破,重点以塔里木盆地塔河油田奥陶系灰岩油气藏、鄂尔多斯盆地靖边气田下古奥陶系气藏以及渤海湾盆地任丘油田奥陶系古岩溶油气藏等为代表^[1-3]。鄂尔多斯盆地是我国重要的含油气盆地,蕴含丰富的天然气资源,目前天然气探明(含基本探明)储量已达 $5.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$,发现了苏里格、靖边、榆林、大牛地、神木和子洲等多个探明储量超千亿方的气田。目前盆地绝大部分探明储量都集中于上古生界山西组至下石盒子组碎屑岩储层中,下古生界探明储量主要集中于古岩溶风化壳型储层发育的靖边气田,其储量规模仅占盆地总探明储量规模的10%。目前针对盆地中部靖边地区的古岩溶型储层的研究较为系统,重点体现于有利沉积相带评价、岩溶古地貌单元刻画和成藏主控因素分析等方面。研究认为硬石膏结核白云坪为有利沉积相类型,分布稳定且连片性好,古岩溶斜坡有利于风化壳储层的形成且是气藏集中发育部位,古沟槽侧翼是发育高产富集区的有利部位^[4-6]。近年来,鄂尔多斯盆地东部地区不断有气井钻遇下古生界气藏,且表现出良好的产能,展现出较好的勘探开发潜力。盆地东部地区岩溶古地貌背景、沉积环境皆发生较大变化,中部地区的研究认识难以完全适用于东部地区,亟需开展针对性研究。目前,盆地东部的研究局限于靖边气田东侧的局部区域,未延伸向盆地东部的主体区域,总体而言,东部地区研究相对薄弱且没有储量发现。本文以盆地东部神木地区为依托,深入开展盆地东部碳酸盐岩风化壳储层特征分析、储层形成机理及天然气富集潜力评价,以明确盆地东部下古生界的勘探开发前景,从而为盆地东部下古生界古岩溶储层天然气储量规模提升和开发潜力评价奠定基础。

1 奥陶系构造沉积与岩溶古地貌格局

古生代时期,鄂尔多斯盆地属于华北克拉通盆地的一部分,南北两侧分别为古秦岭洋和古兴蒙洋。早古生代盆地演化主要受控于南侧古秦岭洋的演化,伴随古洋盆的形成、扩张、俯冲消减及最终闭合消亡,盆地内部经历早期陆表海盆地、后期陆缘海盆地、洋盆闭合并整体抬升遭受剥蚀的演化过程^[7-8]。鄂尔多斯盆地奥陶纪表现为“两隆两鞍两拗陷”的古地貌特征,两

隆指北部伊盟隆起和西南部中央古隆起,两鞍指两个隆起间的衔接部位,两拗陷指盆地东部米脂拗陷以及盆地西、南部的秦祁海槽^[9]。上述古地貌控制着奥陶系沉积厚度的变化和相带的展布,决定了鄂尔多斯盆地奥陶纪岩相古地理格局。

鄂尔多斯盆地盆地中东部奥陶系马家沟组(O_1m)沉积期经历3次海进与海退旋回,沉积了一套以碳酸盐岩为主夹蒸发岩的地层,自下而上可划分为马一至马六段($O_1m^1—O_1m^6$)等6个岩性段。目的层马五段 O_1m^5 自上而下细分为马五¹至马五¹⁰($O_1m^{5(1)}—O_1m^{5(10)}$)亚段,形成于海退期,主要为以膏岩、盐岩和白云岩为特色的沉积组合^[10]。中奥陶世末,华北地块因晚加里东运动整体抬升,经历了约130~150 Ma的沉积间断,盆地主体缺失晚奥陶—早石炭世沉积,下奥陶统马家沟组经历了长期岩溶作用。该期盆地总体表现为西高东低的岩溶古地貌格局,可划分为岩溶高地、岩溶斜坡和岩溶盆地等3种宏观古地貌单元,神木地区处于岩溶盆地范围内(图1,图2)。岩溶储层主要发育于马五段顶部马五¹至马五⁴亚段($O_1m^{5(1)}—O_1m^{5(4)}$),岩性主要为含硬石膏结核白云岩及白云岩,是盆地中部靖边地区下古生界的天然气主要的储层与产层。

2 盆地东部古岩溶储层特征

2.1 古岩溶储层岩石学及物性特征

碳酸盐岩抬升裸露地表或近地表后受到各种复杂物理化学风化营力作用影响,并伴随各种机械、重力和化学等沉积作用,沉积期形成的原始地层结构发生改变,最终形成多种复杂类型岩溶岩,可细分为岩溶建造岩和岩溶改造岩两大类^[2]。岩溶建造岩为岩溶溶洞中沉积并固化的地机械沉积物、化学沉淀物及其他搬运至溶洞再堆积得物质,原始地层结构被彻底改变,可细分为残积岩、塌积岩、冲积岩、填积岩和淀积岩,此类岩石物性普遍较差,难以形成储层(图3a—c)。经历过岩溶作用而仍保持一定原始沉积结构的岩石称为岩溶改造岩,根据岩溶作用方式及引起的物理化学变化,可划分为岩溶溶蚀岩、岩溶变形岩及岩溶交代岩,前两种利于储层形成。盆地东部奥陶系顶部碳酸盐岩地层发育的岩石类型包括硬石膏结核白云岩、白云岩、泥云岩、云膏岩、膏云岩、膏岩、云灰岩、灰云岩及灰岩等多

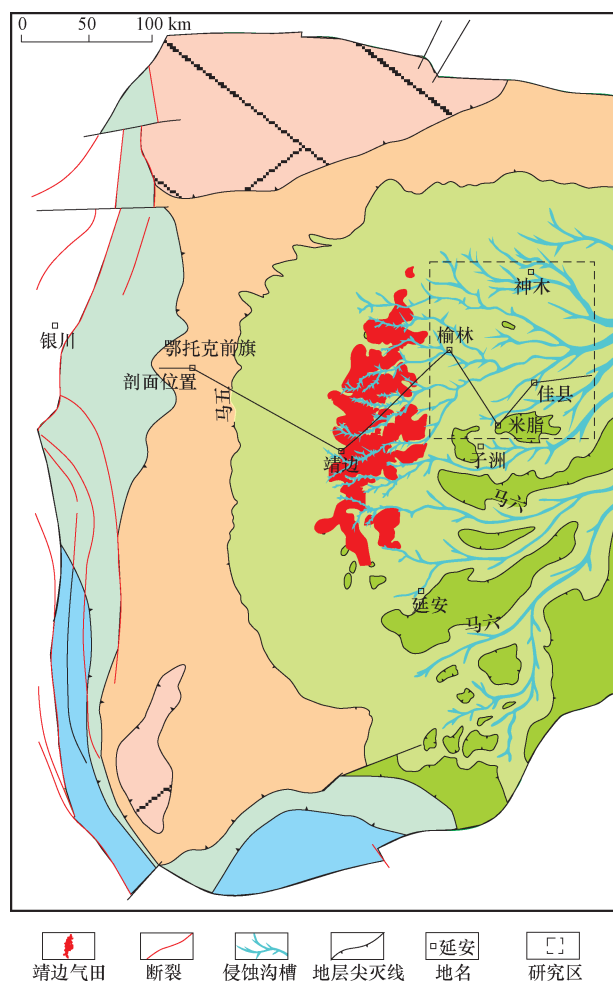


图1 鄂尔多斯盆地中部与东部奥陶系残留地层分布格局

Fig. 1 Residual Ordovician stratum distribution in the eastern and central Ordos Basin

种类型,总体为潮坪沉积环境的产物。发育硬石膏结核及柱状晶体的白云岩在裸露风化期因大气淡水淋滤而形成溶蚀孔的岩溶溶蚀岩是研究区最重要的储集岩

(图3d,f—i)。发生岩体张裂或假角砾化而形成的岩溶变形岩因发育溶滤缝和卸载缝也具有一定的储集性能,取决于裂缝系统的后期充填程度(图3e,j)。

鄂尔多斯盆地东部储集岩主要为硬石膏结核白云岩和白云岩,并以前者为主,与盆地中部靖边气田储集岩性基本类似。盆地东部地区50余口探井密集取样及测井解释的物性分析表明,下古岩溶储层总体表现出低孔、致密的特征。研究区储层孔隙度分布于1%~7%,平均为3.8%,渗透率分布于 $0.005 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。就储层相对发育的各亚段而言, $Q_1m^{5(1)}$ 亚段孔隙度分布于2%~7%,平均为4.5%,渗透率分布于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.95 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $Q_1m^{5(2)}$ 亚段孔隙度分布于1%~6%,平均为3.5%,渗透率分布于 $0.005 \times 10^{-3} \sim 1.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.84 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $Q_1m^{5(4)}$ 亚段孔隙度分布于1%~5.5%,平均为3.3%,渗透率分布于 $0.005 \times 10^{-3} \sim 0.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由上至下,储层物性具有逐渐变差的趋势。盆地中部乌审旗—靖边—高桥一带储层平均孔隙为5.70%,平均渗透率为 $3.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[4],与其相比,东部地区储层品质有所降低。

鄂尔多斯盆地上古生界碎屑岩储层孔、渗表现出明显线性相关的特征^[11],受研究区碳酸岩储层孔喉结构、残余裂缝及孔洞的影响,下古生界储层物性线性相关性总体偏差,数据分布较为分散(图5a)。不发育裂缝、孔洞的基质储层孔、渗正相关性明显,但线性相关性一般,随着孔隙度增加渗透率逐渐增加,但数据点呈现分散、不集中的分布特征。部分样品表现出高孔低渗特征,虽然储层结核溶蚀孔较发育,但孔隙呈孤立状

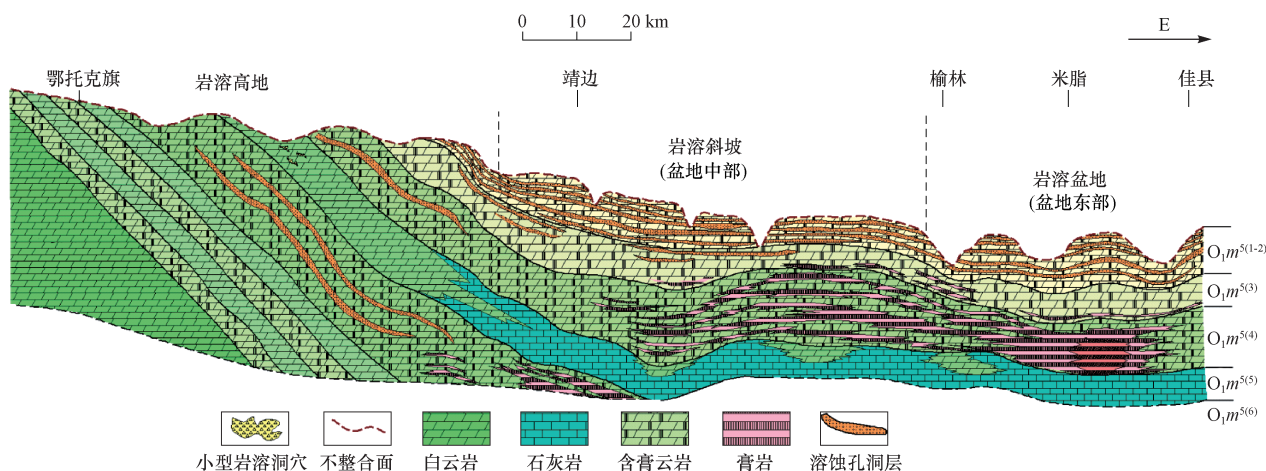


图2 鄂尔多斯盆地前石炭系岩溶古地貌剖面

Fig. 2 Palaeomorphologic profile of the Pre-Carboniferous karst in the Ordos Basin

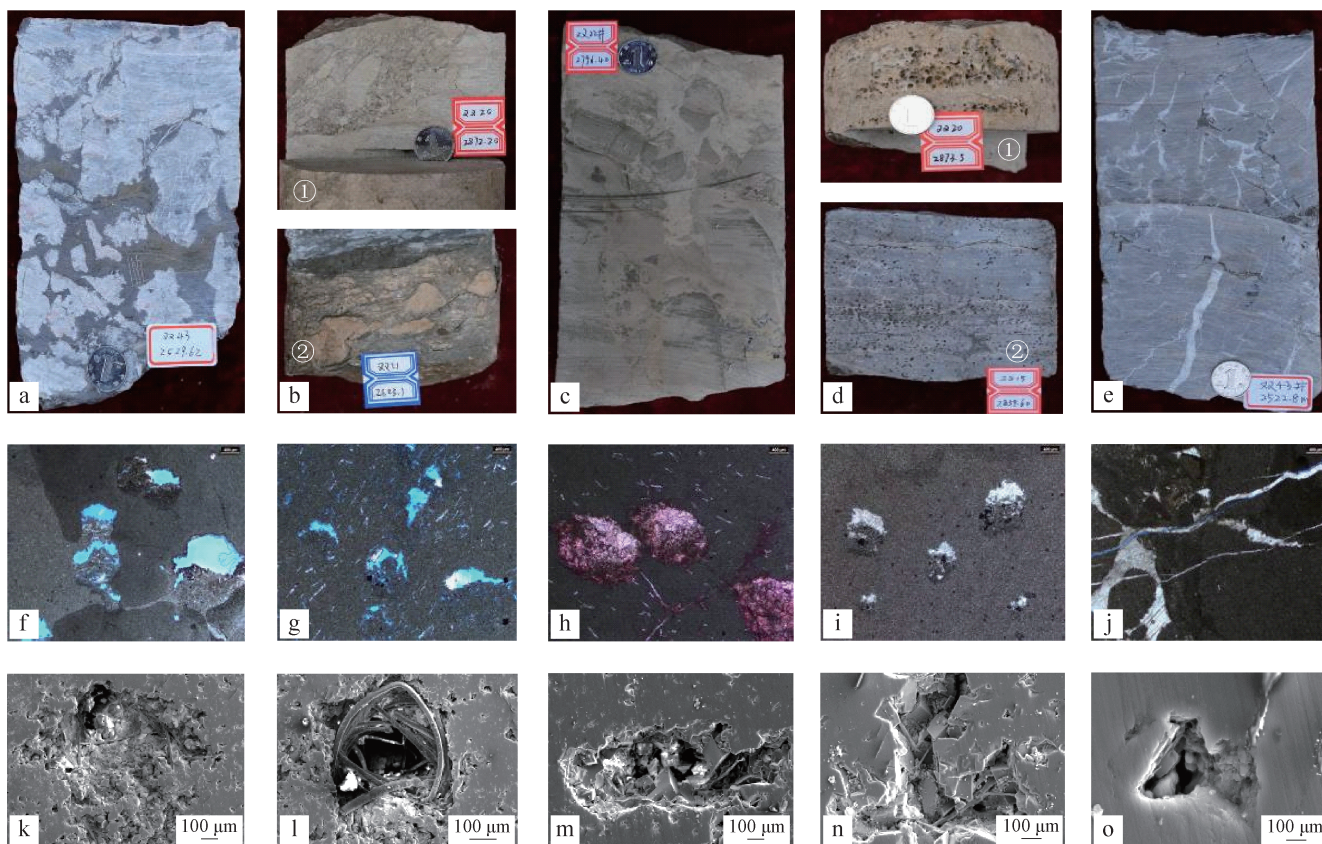


图3 鄂尔多斯盆地东部奥陶系岩溶储层特征

Fig. 3 Characteristics of the Ordovician paleokarst reservoirs in the eastern Ordos Basin

a. 双43井, $O_1m^{5(2)}$, 埋深2 329.6 m, 岩溶建造残积岩, 可见溶解残余砾石组分, 内部被细粒碎屑充填; b. 双20井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 872.2 m, 双21井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 623.1 m, 岩溶建造塌积岩, 可见塌积搬运过程中形成的磨蚀、圆化边界; c. 双22井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 794.4 m 岩溶建造填积岩, 可见近垂向充填的棱角状砾石组构; d. 双20井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 873.5 m, 双15井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 859.6 m, 岩溶改造溶蚀岩, 可见硬石膏结核溶蚀孔; e. 双43井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 522.8 m, 岩溶改造变形岩, 可见大量岩溶裂缝; f. 双20井, $O_1m^{5(1)}$, 硬石膏结核白云岩, 结核溶蚀孔发育, 白云石粉砂半充填; g. 双43井, $O_1m^{5(1)}$, 硬石膏结核白云岩, 结核溶蚀孔、柱状溶孔发育, 白云石粉砂半充填; h. 陕267井, $O_1m^{5(1)}$, 硬石膏结核白云岩, 结核溶蚀孔, 方解石+白云石粉砂全充填; i. 双12井, $O_1m^{5(1)}$, 硬石膏结核白云岩, 结核溶蚀孔发育, 白云石粉砂+高岭石全充填; j. 榆82井, $O_1m^{5(1)}$, 云岩, 岩溶裂缝, 方解石全充填; k-o. 双15井, $O_1m^{5(1)}$, 埋深2 860.5 m, 泥云岩, 石膏高结核溶蚀孔、白云石晶间孔发育, 孔隙直径分布于几微米至几百微米

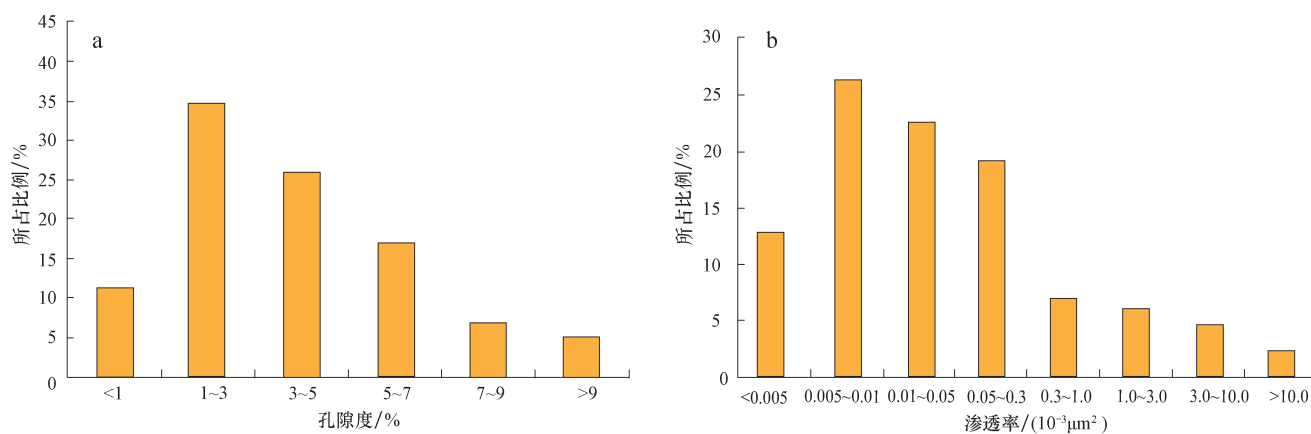


图4 鄂尔多斯盆地东部岩溶储层孔隙度(a)与渗透率特征(b)

Fig. 4 Porosity (a) and permeability (b) of the Ordovician paleokarst reservoirs in the eastern Ordos Basin

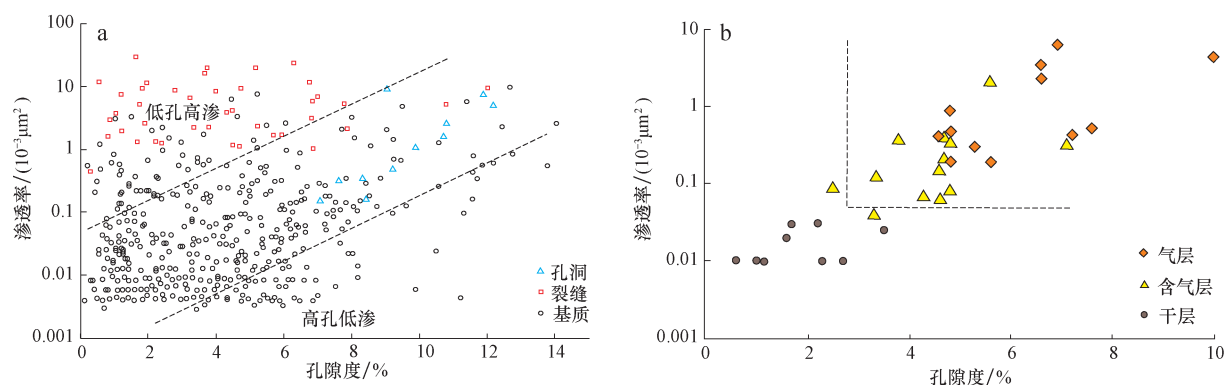


图5 鄂尔多斯盆地东部岩溶储层孔渗关系及物性下限确定

Fig. 5 Relationship between porosity and permeability and lower limit of physical property for the paleokarst reservoirs in the eastern Ordos Basin

a. 孔隙度与渗透率关系; b. 有效储层物性下限确定

分布,连通性差;部分样品表现出低孔高渗特征,主要受裂缝影响,渗透性虽好,但储集性差。

2.2 储集空间特征

孔、洞、缝等三大类型储集空间在盆地东部碳酸盐岩风化壳岩溶储层中均有发育,以孔隙为主(图3d, f—i)。偶可见溶洞,且多被后期填充。受岩溶与后期构造作用影响,裂缝体系早期曾较发育,后期多被填充(图3e, j)。孔隙类型主要为硬石膏结核溶蚀孔、白云石晶间微孔与岩溶角砾间孔等类型,并以前两种为主。硬石膏结核溶孔呈圆形、椭圆形,直径范围是0.1~5 mm不等,并以1.5~3.0 mm为主,多被部分充填或全充填。白云石晶间微孔发育于细粉晶与泥晶白云岩中,也发育于硬石膏结核云岩基质中,直径范围几微米至近百微米(图3n—o)。总体而言,盆地东部风化壳岩溶储层孔隙直径分布于微米级至毫米级范围,呈连续状分布特征。

铸体薄片孔喉图像分析表明,随着硬石膏结核溶孔填充程度的增加或发育程度的降低,对储集性能贡献作用较大的大孔隙发育比例逐渐降低,而微小孔隙发育比例逐渐升高。结核溶孔填充程度低的白云岩储层孔隙总体小于5 mm,占总孔隙体积50%(即 P_{50})以上的较大孔隙对应的孔隙直径下限为2 mm,即直径为2~5 mm的大孔隙占总孔隙的50%,而结核溶孔填充程度高的白云岩、纯云岩和泥云岩等 $P_{50\%}$ 对应的孔隙直径下限分别为20, 15和7 μm 。喉道也表现出类似特征,低结核溶孔填充程度的白云岩储层喉道总体小于50 μm ,占总喉道50%(即 P_{50})以上的较大喉道对应的喉道下限直径为10 μm ,即直径10~50 μm 的大喉道占总喉道的50%,而结核溶

孔充填程度高的白云岩、纯云岩和泥云岩等 P_{50} 对应的喉道直径下限分别为4, 3和2 μm (图6)。泥云岩为非储层类,分析表明其孔隙直径总体小于30 μm ,喉道直径总体小于5 μm ,可以此作为储层与非储层的孔-喉直径分界。结核溶孔充填程度低的白云岩、结核溶孔充填程度高的白云岩和纯云岩等储层无效孔隙占的比例分别为10%, 65%和80%,无效喉道占的比例分别为10%, 55%和60%。总体而言,随着结核溶孔填充程度的增加或发育程度的降低,无效孔喉占的比例逐渐增加。

3 古岩溶储层形成机理

结合大量试气、生产动态数据进行了储层物性下限分析,结果表明,孔隙度低于3%、渗透率低于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层难以形成有效产层;孔隙度为3%、渗透率 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 可界定为储层的物性下限标准(图5b)。储层形成过程极为复杂,受有利沉积岩相、有效岩溶作用、建设性及破坏性综合成岩作用的共同影响。

3.1 有利沉积岩相

盆地中东部地区马家沟组为海平面周期性升降交替形成的碳酸盐岩与膏岩交互沉积。盆地东部 $O_1 m^{5(1-4)}$ 亚段主体属于潮坪沉积环境的产物,主要亚相类型为潮上带与潮间带,沉积岩相类型主要为含硬石膏结核白云岩、白云岩、泥云岩、云灰岩、灰云岩、膏云岩及云膏岩等。盆地东部 $O_1 m^{5(1-4)}$ 亚段在加里东期遭受较强烈的岩溶淋滤作用^[12-15],原始沉积产物受到岩溶作用改造。

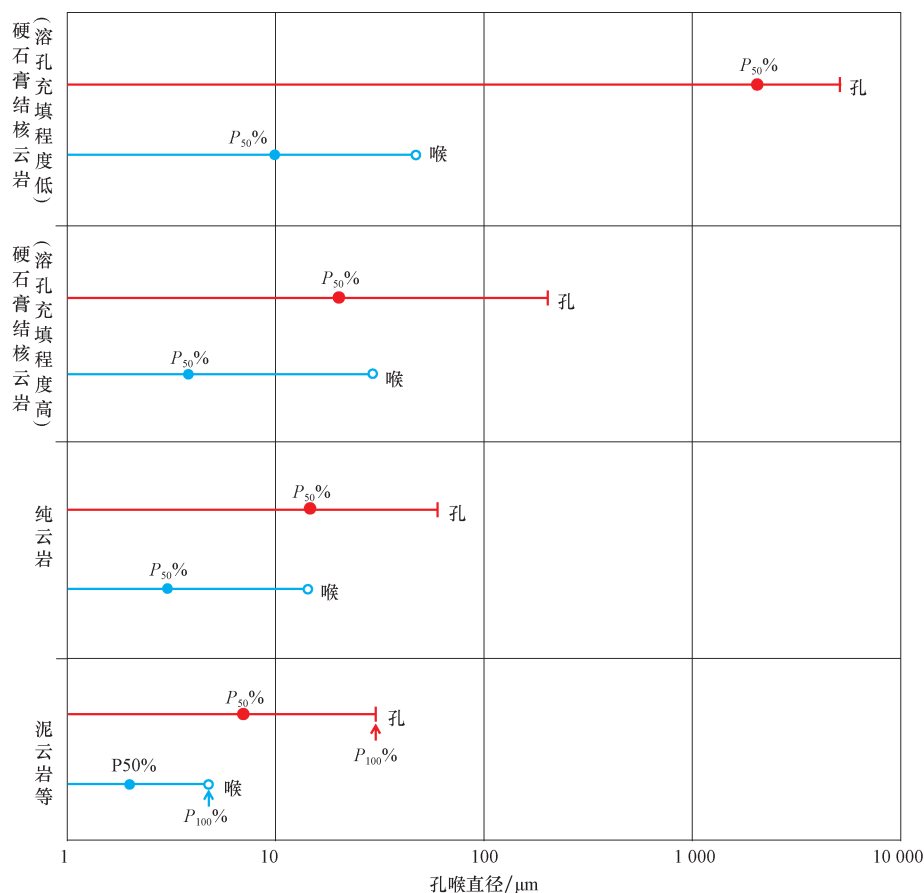


图6 鄂尔多斯盆地东部岩溶储层孔隙与喉道直径分布

Fig. 6 Pore and throat diameter distribution in the Ordovician paleokarst reservoirs, eastern Ordos Basin

有利沉积岩相为储层的形成提供了物质基础,研究表明潮间带及潮上带发育的含硬石膏结核的白云岩是盆地东部最有利的沉积岩相。此类沉积岩相由于发育大小适宜且易溶的硬石膏结核组分,在古岩溶作用中易于接受改造而形成百微米至毫米级溶孔,为盆地东部地区储层的形成创造了条件(图3d)。云岩、泥云岩、云灰岩、灰云岩、灰岩等不含易溶组分,难以受到岩溶改造作用的影响,不利于有效储层的形成。膏云岩、云膏岩、膏岩等岩相易溶组分含量较高,在强岩溶淋滤作用下可能会因缺乏有效支撑而发生垮塌、填充而最终不利于储集空间的保存。

3.2 有效岩溶改造

有利沉积岩相的存在为有效储层的形成创造了基础条件,但如果缺乏有效岩溶改造作用,难以转变为有效储层。因此有效岩溶改造是储层形成的关键要素。加里东末期,盆地整体抬升,马家沟组地层遭受长达130~150 Ma的风化淋滤剥蚀。盆地前石炭纪古地貌分布以近南北向的中央古隆起为中心,古地势逐渐向东西两侧降低,经历剥蚀改造的奥陶系顶部界面呈现

为以鄂托克旗—定边—庆阳一线为中心向东西倾伏的特点,并直接影响了盆地不同地区岩溶作用的发育强度^[13-17]。

根据盆地岩溶古地貌宏观格局,可划分为岩溶高地、岩溶斜坡和岩溶盆地等3种宏观古地貌单元(图2)。岩溶高地古地势较高,侵蚀作用强烈、地层缺失严重,岩溶作用以垂向渗滤为主,形成垂向溶蚀带、落水洞等岩溶形态,地层垮塌严重且非均质性较强。岩溶斜坡地带岩溶作用方式以水平状慢速扩散流溶蚀为主,有利于良好溶蚀性储层的形成,储层均质性较好,靖边气田即位于岩溶斜坡部位^[16-19]。岩溶盆地为岩溶斜坡以东大片地区古地势平坦开阔区,岩溶作用以沿地表侵蚀带的溶蚀及浅层地下径流带的岩石溶解为主,层状溶蚀作用偏弱,非均质性更强,此外,该区处于水流的汇水排泄区,充填、淀积作用强,岩溶空间充填作用高^[13]。整体而言,盆地东部大部分地区都处于岩溶盆地范围,岩溶作用强度不如靖边气田所处的岩溶斜坡部位。

虽然盆地东部岩溶盆地地区岩溶作用强度整体不如盆地中部区,但仍存在有效储层发育的条件。依据神

木地区奥陶系风化壳上覆地层石炭系厚度及分布趋势、风化壳残余厚度及残余边界分布将岩溶盆地内古地貌刻画为丘台、坡地、沟槽-洼地等次级微地貌单元。丘台、坡地是古地形相对较高,其上发育有利沉积岩相的部位可受到有效岩溶作用的改造,是盆地东部地区有利于有效储层发育的沉积岩相-微地貌组合单元。有限的试气资料表明,产气井主要分布于丘台、斜坡部位,沟槽-洼地部位因岩溶作用过于强烈,导致地层缺失严重,为汇水排泄区,充填作用也较强,不利于储层的保存和发育(图7),实测孔隙度平面等值线图也证明了这一点(图8)。同盆地中部靖边地区相比,神木地区岩溶作用总体偏弱且非均质性变强,有效储层连通性较差,西部、南部区比东部区有效储层发育。

3.3 成岩作用

鄂尔多斯盆地中东部下古碳酸盐岩地层经历了极其复杂的成岩作用过程,主要成岩作用类型包括大气淡水溶蚀作用、白云石沉淀、干化脱水、机械压实、压溶、去白云石化、岩溶化和角砾化与胶结等众多类型^[18]。

同生期及淋滤剥蚀期之前的浅埋藏期主要发生大

气淡水溶蚀、白云石沉淀、干化脱水、压实和胶结等成岩作用。白云石沉淀主要发生在同生期,在微生物作用下从高盐度、富镁海水中沉淀的白云石,埋藏期次生孔隙中也有少量白云石沉淀。干化脱水发生于沉积物尚为固结成坚硬的岩石之前,压实作用比干化脱水作用持续的久一些。前3种为该阶段主要的建设性成岩作用类型。淋滤溶蚀期主要发生溶蚀改造、岩溶化及角砾化等成岩作用类型,溶蚀改造作用是最主要的建设性成岩作用类型,为有利沉积岩相转化成储层创造了必要条件。淋滤剥蚀期之后的埋藏期主要发生埋藏溶蚀、压溶、胶结以及白云石化等成岩作用,此阶段建设性与破坏性成岩作用的综合叠加决定有效储层的最终形成。埋藏溶蚀和白云石化对储层的改造是建设性的,在一定程度上提高了储层储集性能,而胶结充填作用是后期最主要的破坏性成岩作用,也是影响作用做大的成岩作用,此作用过程堵塞了岩溶改造阶段形成的溶蚀孔隙,使储层品质大幅降低。

鄂尔多斯盆地东部岩溶储层发育多种胶结矿物类型,包括白云石、方解石、铁白云石、石英、高岭石、硬石膏和萤石等,并以前4种为主。孔隙胶结物总体以白云石为主体,与其他矿物相组合形成复杂的孔隙充填

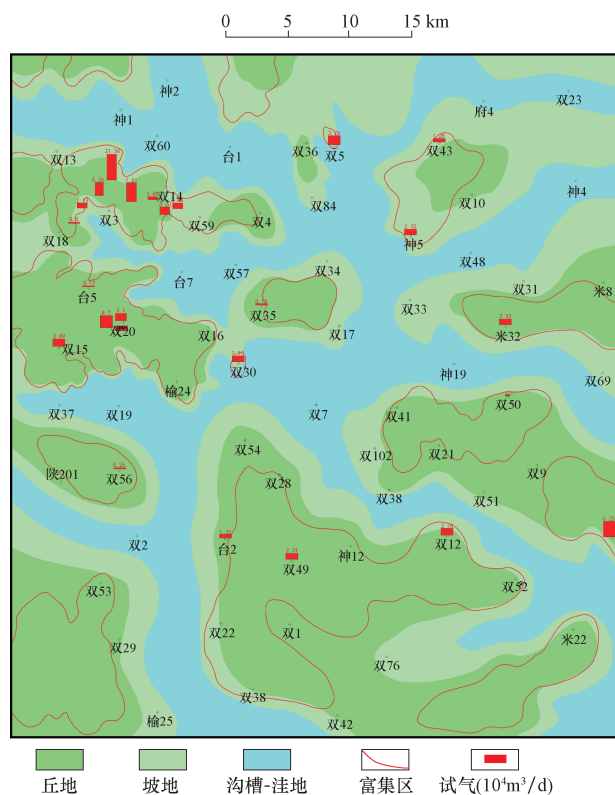


图7 鄂尔多斯盆地东部神木地区次级岩溶古地貌划分与富集区分布

Fig. 7 Subdivision of palaeogeomorphology and gas enrichment area of Shenmu block in the eastern Ordos Basin

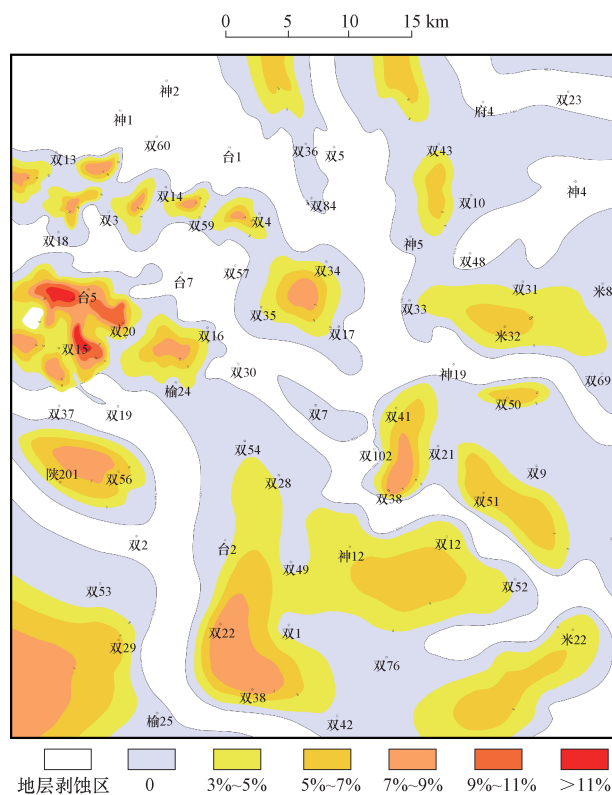


图8 鄂尔多斯盆地东部神木地区 $O_1m^{5(2-2)}$ 孔隙度平面等值线

Fig. 8 Porosity isopleth of the $Q_1m^{5(2-2)}$ in Shenmu block in the eastern Ordos Basin

物组合类型(图3,f—i)。根据充填程度的强弱可分为全充填型和半充填型。全充填类型中,孔隙填充物组合包括白云石+方解石、白云石+方解石+石英、白云石+铁白云石+石英、白云石+高岭石、白云石+硬石膏、白云石+铁白云石+高岭石、白云石+铁白云石+萤石等,其中前3种常见,后4种较少。半充填类型中,孔隙填充物组合包括白云山为主、白云石+铁白云石、白云山+石英、白云石+铁白云石+石英等组合类型,其中白云山为主最常见,后3种较常见。全充填型的硬石膏结核云岩虽然具备有利沉积岩相基础,也曾受到有效岩溶作用的改造,但因后期溶孔被完全充填堵死,储层品质变差,最终难以成为有效储层,而半充填型硬石膏结核云岩的溶蚀孔隙得以部分保存,储层品质较好,最终成为盆地东部地区最重要的有效储层类型(图3,f,g)。

3.4 裂缝发育影响

鄂尔多斯盆地东部下古顶部风化壳地层受岩溶改造、构造运动以及成岩收缩等多种因素影响,裂缝系统较为发育,主要为溶蚀缝、构造缝和成岩缝等三种类型。裂缝镜下宽0.01~1 mm,岩心观察宽度一般在0.5~3 mm,最宽可达1 cm(图3 m)。裂缝系统能够有效改善储层储集性能,尤其是渗流性能,物性分析也表明,残存裂缝系统的发育使部分储层具有低孔、高渗的特征(图5a)。在后期成岩作用阶段裂缝网络大都被胶结物充填,因此对储层储集与渗流性能的最终改善作用有限,仅少量残存裂缝系统可局部改善储层物性。总体而言,裂缝系统对盆地东部地区下古碳酸盐岩风化壳型有效储层的形成起较为有限的影响作用。

4 盆地东部天然气富集潜力及与靖边气田对比

4.1 天然气富集潜力

4.1.1 储层发育与分布

盆地东部下古碳酸盐岩岩溶地层有效储层的形成受有利沉积岩相、有效岩溶改造、后期成岩作用与裂缝发育等因素的综合影响。神木地区储层评价结果表明: $O_1m^{5(1)}$ 和 $O_1m^{5(2)}$ 亚段有利沉积岩相发育,受到有效岩溶作用改造,储层相对发育且物性较好; $O_1m^{5(3)}$ 亚段以膏岩沉积为主,有利沉积岩相不发育,不具备储层发育的物质基础; $O_1m^{5(4)}$ 段层有利沉积岩相发

育,但由于岩溶改造作用偏弱,储层发育程度低且物性偏差。据钻井资料揭示,神木地区厚度大于2 m的碳酸盐岩岩溶风化壳储层钻遇率为51.81%,厚度主要分布于2~8 m(图9)。神木地区位于岩溶盆地主体部位,面积覆盖广泛,其储层发育特征具有较强的代表性,虽然其内部储层特征具有一定差异性,但总体能够代表盆地东部的整体储层特征。总体而言,盆地东部地区仍具备相对较好的有效储层发育基础。

4.1.2 源-运-储配置关系

鄂尔多斯盆地上古生界煤系烃源岩有机质丰度高,煤岩平均有机碳67.3%,碳质泥岩平均有机碳2.93%,具有较强的生气能力,是奥陶系顶部气藏的主要气源岩。盆地东部地区上古生界源岩生烃强度大,生烃强度范围为 $20 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,平均为 $36 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,高于盆地中西部地区,气源供给充分^[4]。在生排挺高峰期,天然气沿古沟槽与岩溶不整合面向下近距离运移,与风化壳岩溶储层构成良好上生下储组合关系^[20-24]。

在气源岩、有效储层与运移通道都具备的条件下,三者良好的配置关系是盆地东部区域下古天然气能够有效富集的关键。盆地东部区域神木地区下古奥陶系顶部地层岩溶侵蚀差异明显,总体而言,神木地区的西部岩溶作用强于东部,西部地区岩溶沟槽多切割至 $O_1m^{5(3)}$,局部甚至可达 $O_1m^{5(4)}$,而东部普遍溶蚀切割至 $O_1m^{5(2)}$ (图10)。发育于丘台、斜坡部位的马家沟组上部 $O_1m^{5(1-2)}$ 段的储层在侧向或垂向可与岩溶不整合面及岩溶古沟槽等优势运移通道紧密相邻,并且临近上古气源岩,源-运-储配置关系最佳,有利于天然气富集。 $O_1m^{5(4)}$ 亚段地层总体发育完整,虽然储层发育,但因 $O_1m^{5(3)}$ 段厚层稳定泥云岩遮挡,优势运

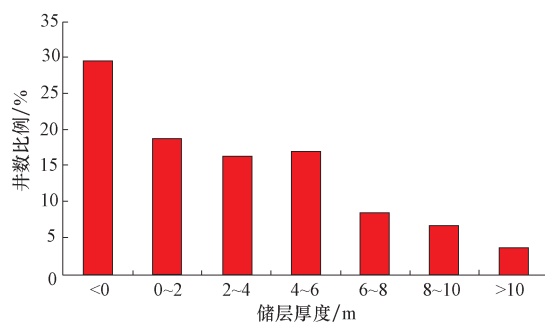


图9 鄂尔多斯盆地东部神木地区岩溶地层有效储层厚度分布($O_1m^{5(1-4)}$)

Fig. 9 Effective reservoir thickness of Shenmu block in the eastern Ordos Basin [$O_1m^{5(1-4)}$]

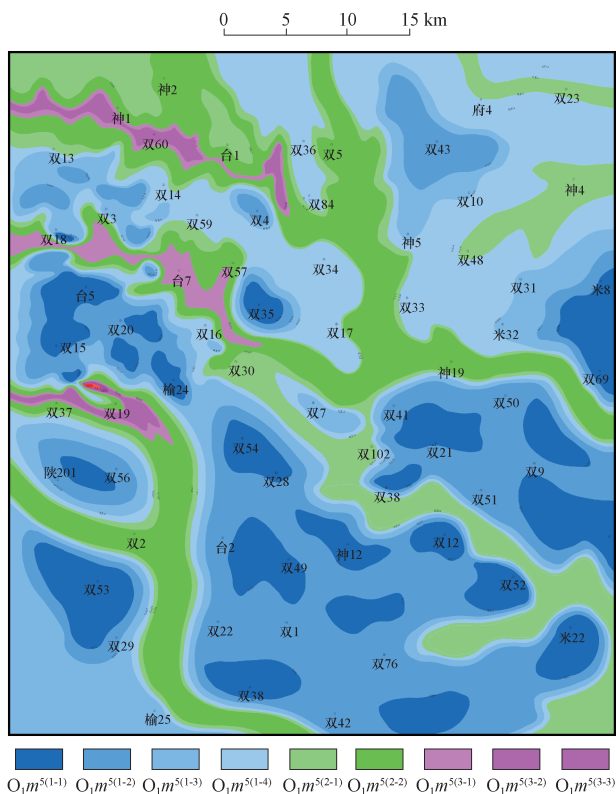


图10 鄂尔多斯盆地东部神木地区残存岩溶地层

Fig. 10 Residual karst strata of Shenmu block in the eastern Ordos Basin

移通道难以与储层充分接触,源-运-储配置关系不佳,总体不利于天然气富集,仅在西部距离深切沟槽较近的区域有气层发育,东部区域则主要发育气水层、含

气水层(图11)。此外,盆地东部的西部地区岩溶作用比东部地区相对强烈,储层品质较好,岩溶不整合面及古沟槽切割深度大,且上覆本溪组地层厚度薄,天然气运送距离短,源-运-储配置关系良好,因此气层发育程度比东部地区大。

总体而言,盆地东部区域上部层位 $O_1m^{5(1-2)}$ 比下部层位 $O_1m^{5(4)}$ 源-运-储配置关系佳,西部地区比东部地区源-运-储配置关系佳,即盆地东部区域发育于岩溶丘台、斜坡部位的 $O_1m^{5(1-2)}$ 段比保存相对较为完整 $O_1m^{5(4)}$ 小层更有利于天然气富集,盆地东部区域靠近岩溶斜坡的西部地区比处于岩溶盆地的东部地区更利于天然气富集。

4.2 与盆地中部气田对比

靖边气田位于鄂尔多斯盆地中部,是盆地碳酸岩岩溶地层发现的唯一探明储量超千亿方的气田。对比评价表明,盆地东部有利沉积相/岩相组合不如中部靖边地区发育程度好,表生岩溶作用亦不如靖边地区有效,岩溶孔隙的填充程度也比靖边地区高,储层品质总体相对偏差(表1)。但盆地东部地区下古碳酸盐岩岩溶储层平均有效厚度为4.5 m,局部地区可达8 m以上(图9),多层叠置也可大面积连片分布,总体仍较为发育,且盆地东部平均生烃强度达 $36 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,远高于盆地中部地区,气源供给充分。盆地东部神木地区评价结果表明, $O_1m^{5(1-4)}$ 段平均储量丰度为 $0.52 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,局部地区可与靖边地区相当。鄂尔多斯

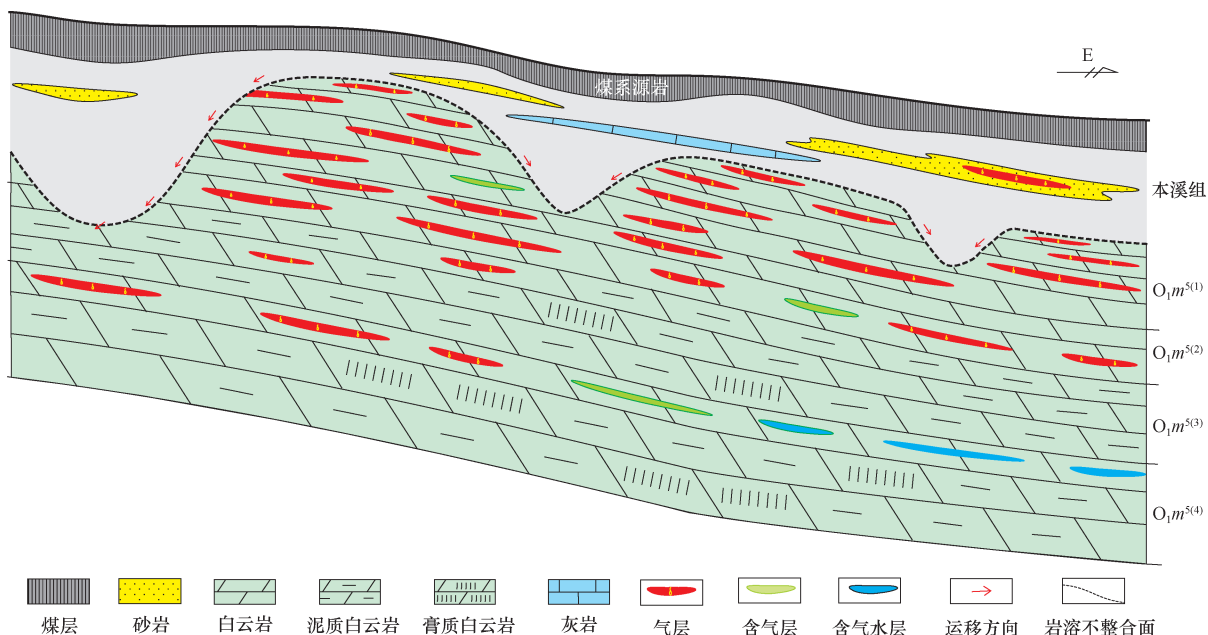


图11 鄂尔多斯盆地东部下古生界顶部岩溶气藏富集模式

Fig. 11 Gas enrichment pattern of the top paleokarst reservoirs in the Lower Paleozoic in the eastern Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地中、东部下古碳酸盐岩岩溶储层参数
Table 1 Parameters of the Lower Paleozoic carbonate karst reservoirs in the middle and eastern area of Ordos Basin

参数	盆地中部	盆地东部
平均孔隙度/%	5.70	3.80
平均渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	3.48	0.82
平均储层厚度/m	6.60	4.50
平均生烃强度/ ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	24.0	36.0
储量丰度/ ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	0.72	0.52
孔喉特征	以结核溶蚀孔为主,晶间孔及膏模孔次之,属微米至毫米级孔隙,孔隙充填程度中等-偏高;可见微裂缝,可有效改善储层渗透性	以结核溶蚀孔为主,晶间孔及膏模孔次之,裂缝属微米至毫米级孔隙,孔隙充填程度普遍较高;微裂缝大多被充填,对储层渗透性的改善作用有限
有利沉积岩相	潮上含硬石膏结核云坪,分布广、连续性普遍较好,大面积连片分布	潮间含硬石膏结核云坪,分布局限、单层连续性较差,但多层叠合也可连片
岩溶古地貌背景	主体位于岩溶斜坡淋滤溶蚀区,存在垂直扩散渗滤、水平潜流及潜水面以下深部缓流等3种水流方式作用,表生岩溶作用较强,形成大量石膏结核溶蚀孔	主体位于岩溶盆地汇水区,表生岩溶作用偏弱,填充作用偏强,局部微构造高部位(丘台、坡地)存在强溶蚀区,有利于石膏结核溶蚀孔发育
储层分布特征	主力层位大面积连片分布,储层连续及连通性好;非主力层呈孤立井点状、孤岛状分布	主体以孤立井点状、孤岛状分布为主,多层叠置可连片,储层连通性总体偏差

盆地东部地区面积广阔,围绕神木—米脂—清涧—宜川一线,面积可达 $3 \times 10^8 \text{ km}^2$,下古碳酸盐岩地层具备局部较大天然气勘探开发潜力。

5 结论

1) 鄂尔多斯盆地东部奥陶系顶部碳酸盐岩风化壳地层储层发育,以硬石膏结核云岩为主,储层孔隙直径分布于微米级至毫米级,喉道直径分布于几微米至几十微米,孔隙直径为 $30 \mu\text{m}$ 、喉道直径 $5 \mu\text{m}$ 作为储层与非储层的孔-喉界限标准。下古储层总体表现为低孔-特低孔、低渗-致密的特征。

2) 储层发育受有利沉积岩相、有效岩溶作用、成岩综合作用及裂缝的综合影响。有利岩相是储层形成的物质基础,有效岩溶改造是储层形成的关键,而成岩综合作用决定有效储层的最终形成,半充填型硬石膏结核云岩为盆地东部地区最重要的储层类

型。由于大多被充填,裂缝系统对储层的形成影响有限。

3) 天然气富集受储层发育与分布以及源-运-储配置关系影响。储层发育是天然气能够富集的基本条件,源-运-储配置关系盆地东部区域下古天然气能够富集的关键。总体而言,盆地东部碳酸盐岩风化壳储层较为发育,气源供给充足,具备天然气大规模富集的条件,具有较大的天然气勘探开发潜力。

参 考 文 献

[1] 马永生,李启明,关德师,等. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系马五碳酸盐岩微相特征与储层不均质性研究[J]. 沉积学报,1996,14(1):22-32.
Ma Yongsheng, Li Qiming, Guan Deshi, et al. Carbonate microfacies characteristics and reservoir heterogeneity of the Ordovician weathering crust ($O_1 ma5_1^4$) of the Zhongbu Gasfield, Ordos Basin, Northwest China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(1): 22-32.

[2] 何江,方少仙,侯方浩,等. 风化壳古岩溶垂向分带与储集层评价预测以鄂尔多斯盆地中部气田区马家沟组马五₅-马五₁亚段为例[J]. 石油勘探与开发,2013,40(5):534-539.
He Jiang, Fang Shaoxian, Hou Fanghao, et al. Vertical zonation of weathered crust ancient karst and the reservoir evaluation and prediction-A case study of $M_5^5 - M_1^1$ sub-members of Majiagou Formation in gas fields, central Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 534-539.

[3] 杨华,付金华,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气勘探领域[J]. 石油学报,2011,32(5):733-741.
Yang Hua, Fu Jinhua, Wei Xinshan, et al. Natural gas exploration domains in Ordovician marine carbonates, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 733-741.

[4] 杨华,刘新社,张道峰. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气成藏主控因素及勘探进展[J]. 天然气工业,2013,33(5):1-11.
Yang Hua, Liu Xinshe, Zhang Daofeng. Main controlling factors of gas pooling in Ordovician marine carbonate reservoirs in the Ordos Basin and advances in gas exploration[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 1-11.

[5] 韩品龙,张月巧,冯乔,等. 鄂尔多斯盆地祁连海域奥陶纪岩相古地理特征及演化[J]. 现代地质,2009,23(5):822-827.
Han Pinlong, Zhang Yueqiao, Feng Qiao, et al. Petrofacies palaeogeography and evolution of Ordovician of Qilian Sea Area in Ordos basin. Geoscience, 2009, 23(5): 822-827.

[6] 杨华,付金华,包洪平. 鄂尔多斯地区西部和南部奥陶纪海槽边缘沉积特征与天然气成藏潜力分析[J]. 海相油气地质,2010,15(2):1-13.
Yang Hua, Fu Jinhua, Bao Hongping. Sedimentary characteristics and gas accumulation potential along margin of Ordovician trough in Western and Southern parts of ordos[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2010, 15(2): 1-13.

[7] 冉新权,付金华,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系顶面形成演化与储集层发育,石油勘探与开发[J]. 2012,39(2):154-161.

- Ran Xinquan, Fu Jinhua, Wei Xinshan, et al. Evolution of the Ordovician top boundary and its relationship to reservoirs' development, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 154–161.
- [8] 黄正良, 包洪平, 任军峰, 等. 鄂尔多斯盆地南部奥陶系马家沟组白云岩特征及成因机理分析[J]. *现代地质*, 2011, 25(5): 925–930.
- Huang Zhengliang, Bao Hongping, Ren Junfeng, et al. Characteristics and genesis of dolomite in Majiagou formation of Ordovician, South of Ordos Basin [J]. *Geoscience*, 2011, 25(5): 925–930.
- [9] 付金华, 白海峰, 孙六一, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩储集体类型及特征[J]. *石油学报*, 2012, 32(2): 110–117.
- Fu Jinhua, Bai Haifeng, Sun Liuyi, et al. Types and characteristics of the Ordovician carbonate reservoirs in Ordos Basin, China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 32(2): 110–117.
- [10] 冯增昭, 鲍志东. 鄂尔多斯奥陶纪马家沟期岩相古地理[J]. *沉积学报*, 1999, 17(1): 1–8.
- Feng Zengzhao, Bao Zhidong. Lithofacies Paleogeography of Majiagou Age of Ordovician in Ordos Basin [J]. *acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(1): 1–8.
- [11] 王国亭, 何东博, 王少飞, 等. 苏里格致密砂岩储层岩石孔隙结构及储集性能特征[J]. *石油学报*, 2013, 34(4): 660–666.
- Wang Guoting, He Dongbo, Wang Shaofei, et al. Characteristics of the pore structure and storage capability of Sulige tight sandstone gasfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 660–666.
- [12] 吴永平, 王允诚. 鄂尔多斯盆地靖边气田高产富集因素[J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(4): 473–478.
- Wu Yongping, Wang Yuncheng. Factors influencing natural gas enrichment in Jingbian gas field, Ordos basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(4): 473–478.
- [13] 夏日元, 唐健生, 关碧珠, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶地貌及天然气富集特征[J]. *石油与天然气地质*, 1999, 20(2): 133–136.
- Xia Riyuan, Tang Jiansheng, Guan Bizhu, et al. Ordovician palaeokarst landform in Ordos basin and gas enrichment characteristics [J]. *Oil & Gas Geology*, 1999, 20(2): 133–136.
- [14] 顾岱鸿, 代金友, 兰朝利, 等. 靖边气田沟槽高精度综合识别技术[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(1): 60–64.
- Gu Daihong, Dai Jinyou, Lan Chaoli, et al. High-precision integrative recognition technology for flutings in Jingbian Gasfield, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(1): 60–64.
- [15] 徐波, 孙卫, 宴宁平, 等. 鄂尔多斯盆地靖边气田沟槽与裂缝的配置关系对天然气富集程度的影响[J]. *现代地质*, 2009, 23(2): 299–304.
- Xu Bo, Sun Wei, Yan Ningping, et al. The Influence on natural gas' s enrichment from configuration of ancient valley sand fractures in Jingbian gas field, Ordos Basin [J]. *Geoscience*, 2009, 23(2): 299–304.
- [16] 苏中堂, 陈洪德, 林良彪, 等. 靖边气田北部下奥陶统马五₄段古岩溶储层特征及其控制因素[J]. *矿物岩石*, 2011, 31(1): 89–96.
- Su Zhongtang, Chen Hongde, Lin Liangbiao, et al. Characteristics and control factors of palaeokarst reservoir of the Majiagou Formation of lower Ordovician in Northern Jingbian gas field of Ordos basin [J]. *Mineral Petrol*, 2011, 31(1): 89–96.
- [17] 拜文华, 吕锡敏, 李小军, 等. 古岩溶盆地岩溶作用模式及古地貌精细刻画—以鄂尔多斯盆地东部奥陶系风化壳为例[J]. *现代地质*, 2002, 16(3): 292–298.
- Bai Wenhua, Lv Ximin, Li Xiaojun, et al. The mode of palaeokarstification and the fine reconstruction of the palaeogeomorphology in the karst basin: taking Ordovician karst in eastern Ordos basin for example [J]. *Geoscience*, 2002, 16(3): 292–298.
- [18] 杨华, 王宝清, 孙六一, 等. 鄂尔多斯盆地南部奥陶系碳酸盐岩储层的胶结作用. *沉积学报* [J], 2013, 31(3): 527–535.
- Yang Hua, Wang Baoqing, Sun Liuyi, et al. Cementation of the Ordovician carbonate reservoirs in the South Ordos Basin, China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(3): 527–535.
- [19] 夏新宇, 赵林, 李剑锋, 等. 长庆气田天然气地球化学特征及奥陶系气藏成因[J]. *科学通报*, 1999, 44(10): 1116–1119.
- Xia Xinyu, Zhao Lin, Li Jianfeng, et al. Geochemical characteristics of natural gas and formation of Ordovician gas reservoir of the Changqing Gas field [J]. *Chinese Science Bulletin*, 1999, 44(10): 1116–1119.
- [20] 戴金星, 李剑, 罗霞, 等. 鄂尔多斯盆地大气田的烷烃气碳同位素组成特征及其气源对比[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 18–26.
- Dai Jinxing, Li Jian, Luo Xia, et al. Alkane carbon isotopic composition and gas source in giant gas fields of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 18–26.
- [21] 陈安定. 陕甘宁盆地中部奥陶系天然气的成因与运移[J]. *石油学报*, 1994, 15(2): 1–9.
- Chen Anding. Origin and migration of natural gas in Ordovician reservoir in Shangganning Basin central gas field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1994, 15(2): 1–9.
- [22] 林家善, 周文, 张宗林, 等. 靖边气田气田下古气藏相对富水区控制因素及气水分布模式研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2007, 26(5): 72–74.
- Lin Jianshan, Zhouwen, Li Zonglin, et al. Research on dominant factors and gas-water distribution modes in relative water rich area in Low Palaeozoic of Jingbian gasfield [J]. *Petroleum geology & oilfield development in Daqing*, 2007, 26(5): 72–74.
- [23] 程付启, 金强, 刘文汇, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系风化壳混源气成藏分析[J]. *石油学报*, 2007, 28(1): 38–42.
- Cheng Fuqi, Ji Qiang, Liu Wenhui, et al. Formation of source-mixed gas reservoir in Ordovician weathering crust in the central gas-field of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(1): 38–42.
- [24] 肖晖, 赵靖舟, 王大兴, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系原生天然气地球化学特征及其对靖边气田气源的意义[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 601–609.
- Xiao Hui, Zhao Jingzhou, Wang Daxing, et al. Geochemical characteristics of primary gas in the Ordovician and their significance for the gas source of Jingbian gas field, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 601–609.