

鄂尔多斯盆地横山气田下二叠统太原组灰岩 储层形成机理及展布规律

李诚^{1,2}, 张道锋^{1,2}, 郑小鹏^{1,2}, 刘燕^{1,2}, 胡薇薇^{1,2}, 魏金阳^{1,2}, 石林辉^{1,2}

1 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院; 2 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室

摘要 横山气田是鄂尔多斯盆地首个致密灰岩气田,提交储量超 $2\,000\times 10^8\text{ m}^3$,是长庆油田增储上产现实的接替领域。基于岩心、铸体薄片、扫描电镜的观察及物性、测井、试气等资料,开展沉积相、储层特征及成岩作用等综合研究,分析有利储层形成机理及展布规律。结果表明:①太原组灰岩储层岩石类型主要包括生屑粉晶灰岩、藻黏结灰岩、生屑泥晶灰岩,储集空间主要为溶孔、残余生物体腔孔、晶间孔及微裂缝。溶蚀孔、纳米—亚微米级晶间微孔和裂缝构成立体网络储集空间,这是形成太原组致密灰岩气藏的关键。②太原组灰岩储层主要形成于准同生期间歇性暴露的生屑滩。生屑滩是储层形成的物质基础,决定了储集空间类型及平面分布;准同生岩溶作用有利于溶蚀孔的形成,能有效改善储层的储集性能;裂缝对改善致密灰岩储层渗流能力具有重要作用。③受控于海平面升降旋回与古地貌,太原组灰岩有利储层纵向上优势发育在斜道段,平面上具有“斜坡发育、环凹沿高”式发育规律。研究成果有助于推动整个华北地区太原组生物灰岩领域的再认识,对于国内古老碳酸盐岩层系的油气勘探开发有重要的启示。

关键词 生屑灰岩; 储层特征; 成岩作用; 太原组; 二叠系; 横山气田; 鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

引用: 李诚, 张道锋, 郑小鹏, 等. 鄂尔多斯盆地横山气田下二叠统太原组灰岩储层形成机理及展布规律[J]. 海相油气地质, 2024, 29(3): 257-268.

LI Cheng, ZHANG Daofeng, ZHENG Xiaopeng, et al. Genesis and distribution patterns of limestone reservoirs of the Lower Permian Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(3): 257-268.

0 前言

鄂尔多斯盆地上古生界太原组发育一套海陆交互相沉积,具有“北砂南灰”的沉积格局^[1]:北部发育浅水三角洲,已发现神木大气田,探明储量超 $3\,000\times 10^8\text{ m}^3$,建成产能超 $40\times 10^8\text{ m}^3$;榆林以南发育陆表海碳酸盐岩,灰岩厚度5~30 m,分布面积 $14\times 10^4\text{ km}^2$ ^[2]。20世纪80年代以来,在上古生界碎屑岩的勘探过程中,太原组灰岩见到好的含气显示,但单井产量较低,当时认为这套灰岩以含生物碎屑(简称生屑)泥晶灰岩为主,原生孔不发育,气藏规模较小,故一直未列入重点勘探开发目标^[3]。近年来,随着鄂尔多斯盆地油气地质理论的创新、配套工程技术的持续强化攻关,2021年在横山地区部署的风险井(A井)在太原组灰岩试气获得重大突破(日产超 $50\times 10^4\text{ m}^3$ 的高产气流),发现了第一个太原组灰岩大型气田。横山气田

目前预测储量超过 $2\,000\times 10^8\text{ m}^3$,建成产能 $2\times 10^8\text{ m}^3$ 以上,预计未来可新增千亿方探明储量,充分展现了太原组灰岩良好的勘探开发潜力。目前横山地区太原组灰岩的储层成因及展布规律不清楚,气藏规模及开发潜力尚不明确等难题,制约了气田的高效开发进程。为了进一步推进太原组灰岩评价产建工作,本文通过岩心、铸体薄片、扫描电镜的观察及物性、测井、试气等资料分析,综合开展储层岩石学、沉积相、储集空间及成岩作用等储层特征研究,分析有利储层成因特征及展布规律,明确勘探开发有利目标,为下一步评价产建部署决策提供依据。

1 区域地质特征

鄂尔多斯盆地多旋回克拉通盆地,经历了中—新元古代拗拉谷、早古生代浅海台地、晚古生代滨海平原、中生代内陆盆地以及新生代盆地周边

收稿日期:2024-06-28; 改回日期:2024-08-06

本文受中国石油长庆油田公司科研项目“榆探1井区太原组灰岩储层精细描述及有利目标区优选”(编号:2023QCPJ16)资助

第一作者: 李诚, 硕士, 工程师, 主要从事致密气藏开发地质、储层评价等相关研究工作。通信地址:710018 陕西省西安市未央区未央路151号; E-mail: licheng1_cq@petrochina.com.cn

陷等5大发展阶段。盆地被划分为伊盟隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环坳陷、西缘逆冲带、渭北隆起等6个一级构造单元,本文研究区横山地区位

于伊陕斜坡东北部(图1a)。研究区从老到新依次发育元古宇、古生界、中生界及新生界,二叠系太原组为主要目的层(图1b)。

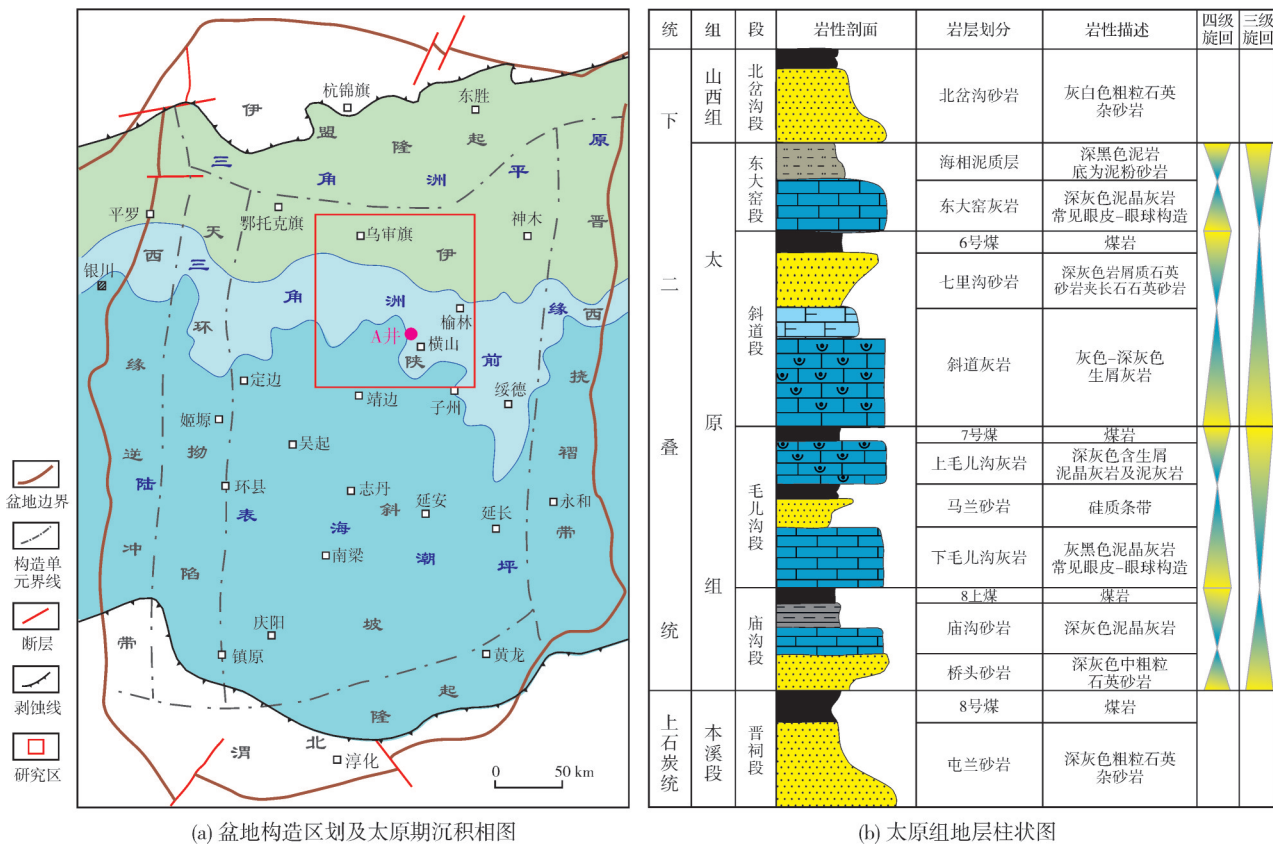


图1 鄂尔多斯盆地太原期沉积相及横山地区太原组地层柱状图

Fig. 1 Sedimentary facies of Taiyuan Period in Ordos Basin and stratigraphic column of Taiyuan Formation in Hengshan area

鄂尔多斯盆地晚古生代发育海陆交互相—内陆河湖相沉积体系。石炭纪主要发育海陆交互的煤系沉积。晚石炭世以盆地中央古隆起为界,东部华北海域发育本溪组,西部祁连海域发育羊虎沟组。早二叠世太原期盆地进一步沉降,海域从东南部向北扩大,表现为快速海侵缓慢海退的幕式海侵,从早到晚经历了陆相三角洲—海陆过渡相—海相的沉积演化^[4]。盆地北部受陆源碎屑供给影响,主要发育三角洲分流河道及混合坪,南部为陆表海潮坪环境^[5-7](图1a)。研究区在靠陆一侧,主要发育沼泽—泥坪;向海方向陆源的影响减小,主体为混合坪—灰坪。在潮下厚薄转换带,浪基面之上发育颗粒滩,浪基面之下低能环境以泥晶灰岩沉积为主^[8]。受古地形影响,平面上具有“西滩东丘”的沉积格局:生屑滩分布在横山—靖边一带,生物丘分布在佳县—米脂—绥德一带,丘滩体多期叠置、连

片分布。太原期古气候持续温暖潮湿,沉积水体属于微咸水—淡水,是重要的成煤期^[9]。纵向上,太原组发育由海侵到海退的2个三级旋回,其中四级旋回具有岩性由灰岩到煤岩、平面上“北砂南灰、上覆泥煤”的沉积充填模式(图1b)。至山西期,沉积环境由海相变为陆相,气候由潮湿变为干旱,形成多期叠置、大面积带状展布的河流—三角洲相砂体^[4]。

2 太原组灰岩沉积特征

伴随海侵—海退旋回,太原组发育由灰岩到煤岩的4套完整的沉积序列,自下而上发育4套灰岩:庙沟灰岩、毛儿沟灰岩、斜道灰岩及东大窑灰岩^[10](图1b)。庙沟灰岩为一套深灰色、灰黑色薄层生屑灰岩,富含腕足类、蠕类化石,分布范围小,横向可相变为桥头砂岩。毛儿沟灰岩包括上、下2套灰岩,富含腕足类、蠕类、珊瑚等化石。斜道灰岩为一套

中一厚层深灰色生屑灰岩,厚度为8~20 m,富含腕足类、蠕类、珊瑚、海百合、苔藓虫等化石。东大窑灰岩主要为深灰色含生屑灰岩,分布范围小,厚度为2~10 m,含小型腕足类、蠕类化石;受上覆山西组分流河道下切影响,局部地区东大窑灰岩遭受侵蚀。

受陆源输入影响,盆地内不同区域太原组灰岩地层厚度分布不同^[11]。研究区太原组灰岩平面上西北侧薄、东南侧厚(图2a),垂向上主要发育在斜道段、毛儿沟段,东大窑段次之(图2b)。研究区南部灰岩整体较厚,斜道段、毛儿沟段稳定发育1~2套

灰岩;中部毛儿沟段厚值区发育1~2套灰岩,斜道段稳定发育1套灰岩,东大窑灰岩消失;北部毛儿沟段与斜道段灰岩均减薄、消失。毛儿沟段与斜道段厚值区发育多套灰岩,横山地区灰岩厚度最大,可达35~40 m。

太原组灰岩 Sr/Ba 平均值为 1.15, 比值较高, 古盐度 Z 值一般为 116~127, 指示水体为正常海水, 局部为半咸水环境^[7]。根据岩心、薄片观察, 本文将潮坪相进一步划分为潮下带、潮间带 2 种亚相: 潮下带发育生屑滩、生物丘、灰坪, 潮间带发育泥坪、泥灰坪、泥碳坪。

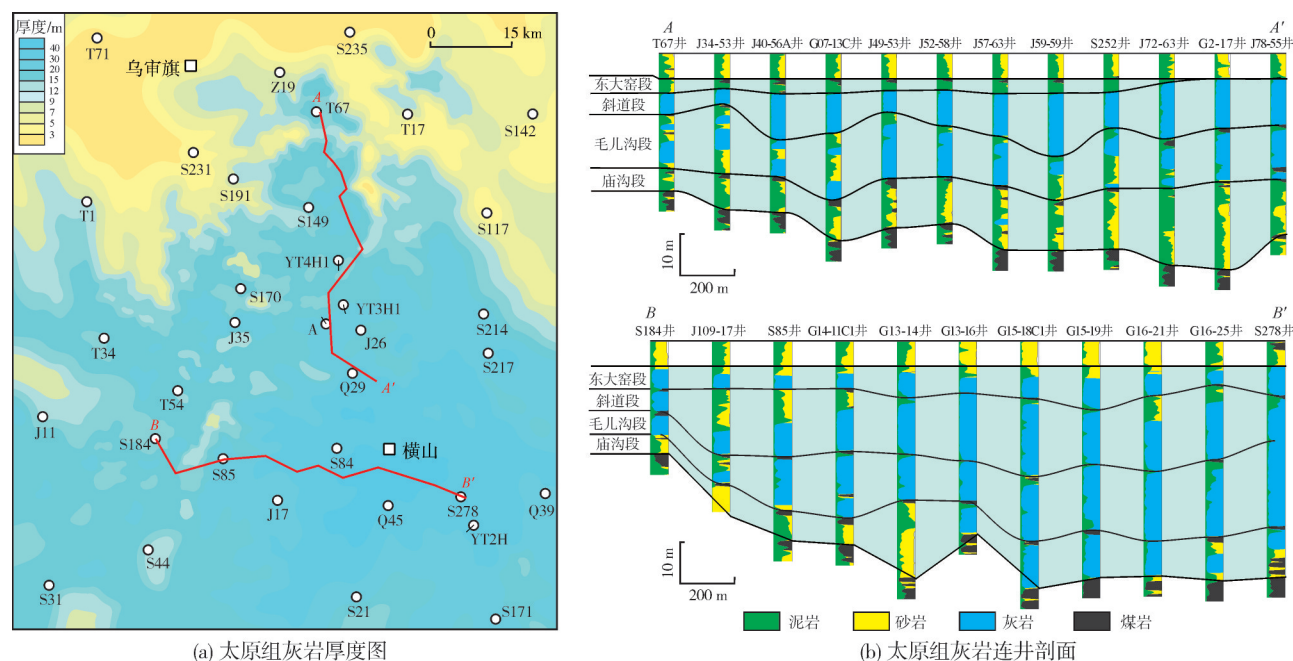


图2 鄂尔多斯盆地横山地区太原组灰岩空间分布图

Fig. 2 Spatial distribution of limestone of Taiyuan Formation in Hengshan area, Ordos Basin

3 储层基本特征

3.1 岩石学特征

太原组灰岩储层的岩石类型包括生屑粉晶灰岩、藻黏结灰岩、生屑泥晶灰岩,其中生屑粉晶灰岩和藻黏结灰岩占比较大(图3),两者优势发育在斜道段、毛儿沟段,生屑泥晶灰岩多集中发育在庙沟段、东大窑段。矿物成分分析表明,灰岩储层中方解石含量在90%以上,白云石含量为0~10%,黏土矿物含量为0.2%~2.2%。基于岩心、薄片观察研究,对不同岩石类型的岩石学特征(图4)分别进行描述。

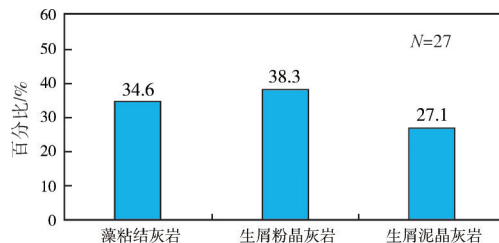


图3 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩储层岩石类型百分比直方图

Fig. 3 Rock type percentage histogram of the limestone reservoir of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

生屑粉晶灰岩 岩心上多以灰褐色—土黄色产出,裸眼可见棘皮等生屑颗粒轮廓,部分可见明显的岩溶改造特征,裂缝较为发育(图4a)。镜下可

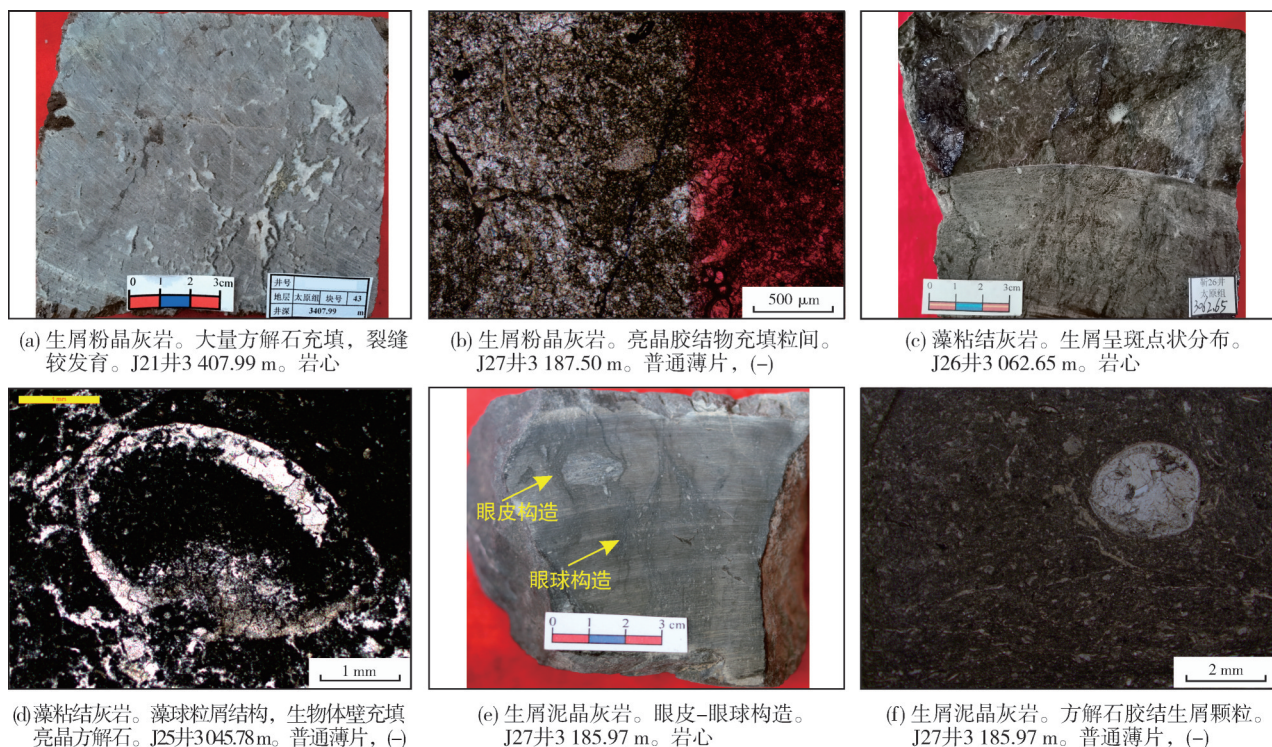


图4 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩储层岩心及微观照片

Fig. 4 Core and microscopic photos of the limestone reservoir of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

识别出明显的生屑结构,单偏光下多呈淡黄色—褐黄色,生屑间为点—线接触,颗粒间为细粉晶方解石胶结(图4b)。该类岩石发育频率较高,碎屑大量发育与亮晶胶结均表明沉积时受到了一定波浪扰动的影响,整体反映沉积微相为位于正常浪基面之上、具有较强水动力条件的生屑滩^[12],厚度一般为0.3~6.0 m,最厚可达10 m以上。

藻粘结灰岩 岩心上多呈灰色—深灰色,生屑多集中于暗色区域,断面粗糙,表面凹凸不平,有明显的颗粒感(图4c)。镜下整体呈灰褐色,生屑含量丰富,部分生屑轮廓不明显,可见有孔虫、藻类等生屑,生屑粒内孔、溶蚀微孔发育,内部为渗流粉砂与方解石胶结物(图4d)。

生屑泥晶灰岩 岩心上常以灰色均质块状产出,断面较粗糙,用手触摸有细微颗粒感,生屑含量小于25%(图4e)。镜下多为棕色—褐色,生屑大小不一、杂乱分布,生屑被方解石胶结物和基质碳酸盐泥胶结(图4f)。该类岩石发育频率高,多发育于正常浪基面之下的低能沉积环境中^[13]。

藻粘结灰岩、生屑粉晶灰岩发育于生屑滩有利相带,是研究区内发育频率最高、储集性能最佳的储集岩。部分泥晶灰岩因裂缝发育也可作为一

类有效储集岩。

3.2 储集空间特征

基于岩心、薄片及扫描电镜观察,太原组灰岩储层的储集空间类型多样,以溶蚀孔为主,其次是晶间孔、微裂隙(图5),未见具有储集意义的溶洞。储层储集空间成因复杂,孔隙类型和成因多与生物相关。

溶孔 研究区绝大部分储层孔隙是在早期孔隙、裂缝发育的基础上经大气淡水溶蚀形成^[14],包括生屑溶孔、格架溶孔、晶间溶孔。生屑溶孔是指生屑壳体及其内部发生溶蚀所形成的孔隙^[12]。生屑溶孔表现为颗粒内部遭受部分溶蚀所形成的粒内溶孔,包括由原始生物体腔内未被方解石充填或半充填而保存的体腔孔(图5a),以及针对早期不稳定颗粒组构进行选择性的溶蚀,内部被完全溶蚀仅保留碳酸盐颗粒外壳的铸模孔(图5b)。格架溶孔是指微生物通过相互连接形成的生物格架受岩溶作用改造而形成的孔隙,其成因与微生物的生长活动密切相关^[12]。镜下格架溶孔在大小、形态上存在明显差异(图5c, 5d),可见部分孔隙被方解石胶结物充填。生屑粉晶灰岩中的方解石常常重结晶形成

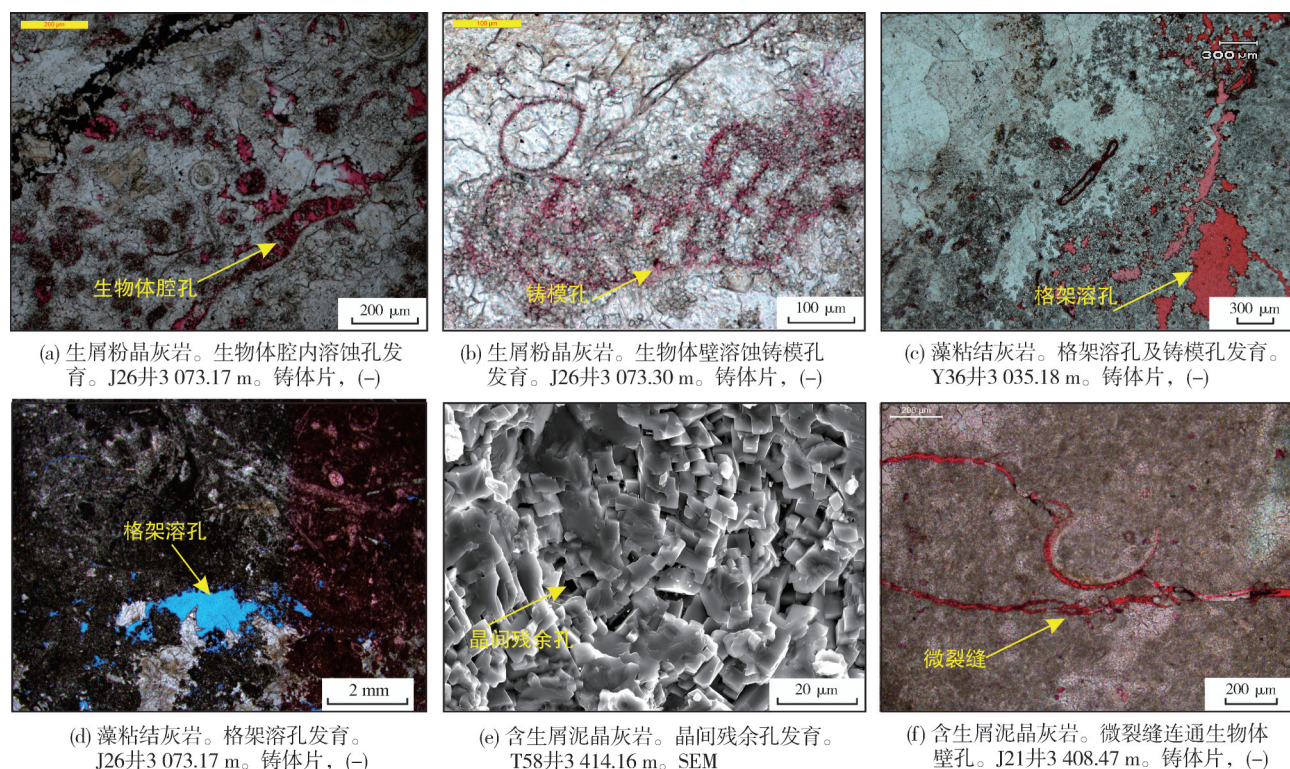


图5 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩储集空间镜下特征

Fig. 5 Reservoir space microscopic characteristics of the limestone of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

多边形,在方解石晶体之间构成晶间缝隙^[15]。这类孔隙在扫描电镜下才能见到,可见方解石胶结物被溶蚀后形成残余方解石晶间微孔形态(图5e)。

裂缝 储层中的有效裂缝主要为构造缝和溶蚀缝。岩心中常见网状裂缝、低角度裂缝、斜交裂缝和高角度裂缝等4类,裂缝内往往被方解石、白云石充填。研究区内网状裂缝充填程度最弱,有利于增加储层的孔渗性能。镜下可见宽2~5 μm 的裂缝,延伸数厘米至十几厘米,呈半充填—全充填,能连通大量的孔洞或基质孔(图5f),增加孔隙

之间的连通性,该类裂缝具有一定的储集能力^[16-17]。

3.3 储集物性特征

横山气田太原组灰岩气层段岩心常规酒精法物性分析样品(15口井161块)的统计结果显示:孔隙度主要分布在1.4%~4.0%之间,中值为2.1%,平均值为2.3%;渗透率主要分布在 $(0.009\sim1.0)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值为 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图6)。横山气田储层总体属特低孔致密灰岩储层。

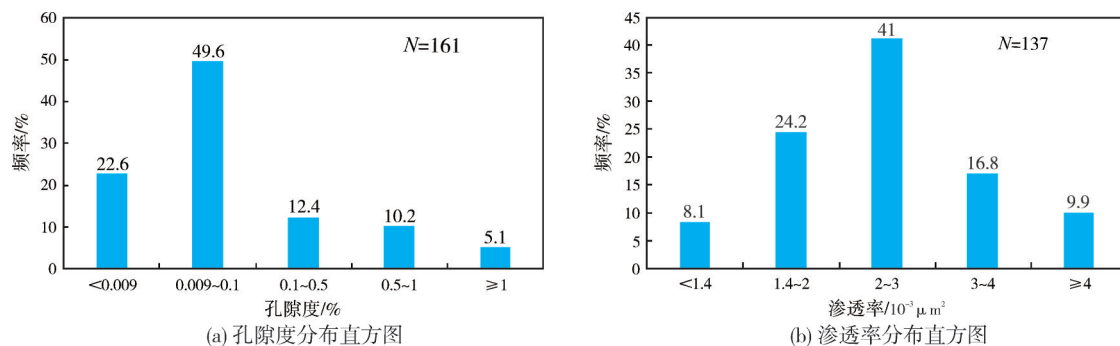


图6 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩储层物性直方图

Fig. 6 Porosity and permeability histograms of the limestone of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

由于太原组灰岩主要发育亚微米级、纳米级孔隙,存在孔隙度与产气量不匹配的问题。后期通过增加氦气法测试时间,发现小孔可以充分充气。对30块样品的酒精法与增加氦气法测试时间的测试结果进行对比,灰岩的平均孔隙度由1.65%提高至2.73%,表现为孔隙度越低提高越明显。储层渗透率的变化主要受孔隙发育程度的控制,渗透率与孔隙度呈明显的正相关关系。

3.4 储层成岩特征

根据特征矿物、沉积-成岩组构、地球化学指标等综合分析,在横山地区太原组灰岩中识别出4类成岩相:海底胶结成岩相、准同生期溶蚀成岩相、准同生期白云石化成岩相、埋藏胶结成岩相。

3.4.1 海底胶结作用

海底胶结作用指碳酸盐沉积到海底后,在未脱离海水的环境下立即发生的成岩作用,主要表现为发生在颗粒表面或颗粒间的孔隙水化学沉淀作用(胶结作用)^[18]。在研究区主要有2类特征:其一,组构泥晶化。最初表现为生屑边缘的泥晶化特征,随后强烈的泥晶化导致整体呈现泥晶灰岩的特征。镜下可见生屑轮廓、内部泥晶化、生屑边缘泥晶化(图7a)。该作用所形成的泥晶化颗粒碳酸盐岩储集性较差。其二,纤维状方解石的胶结充填。主要发生在生屑颗粒内部或生屑颗粒之间,胶结物常具有多期次,早期胶结物一般在颗粒周围形成环边胶结(栉壳状胶结)(图7b),一般为海水成因的文石或高镁方解石经成岩变化而成。

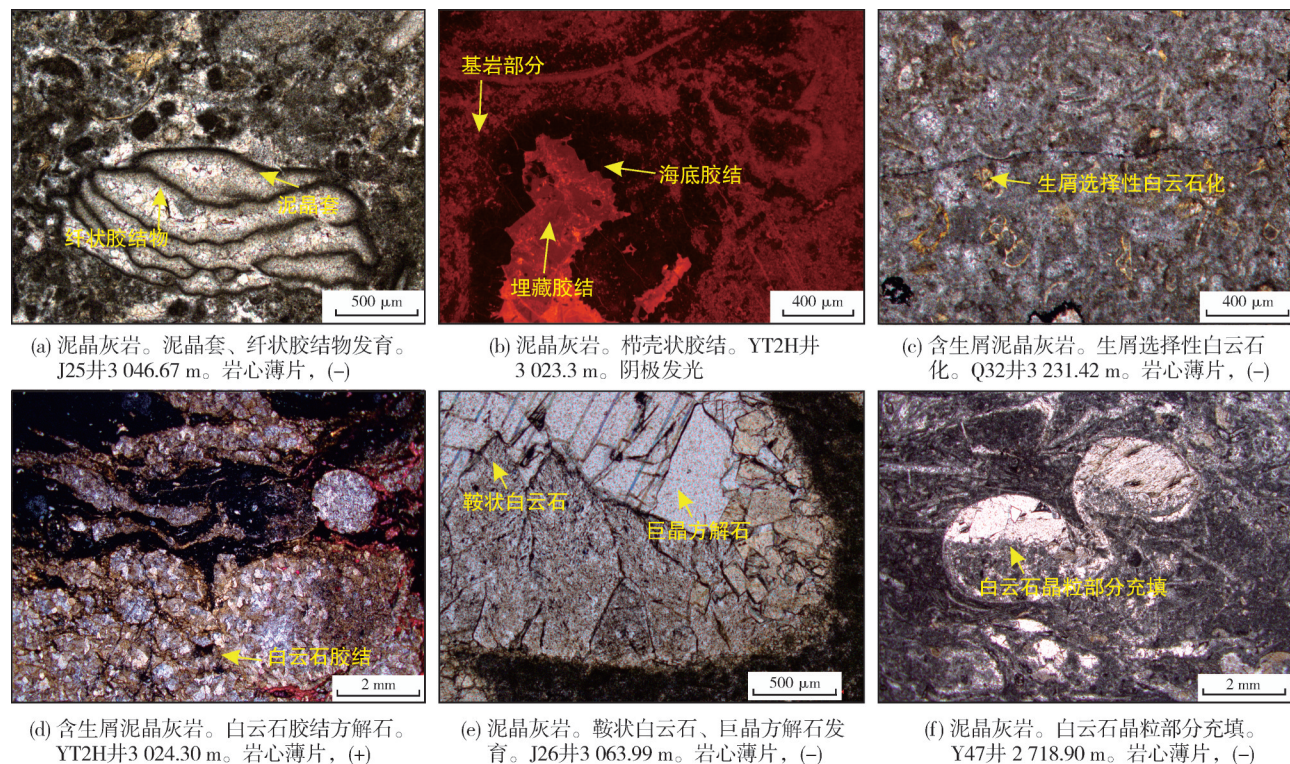


图7 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩成岩作用微观特征

Fig. 7 Microscopic photos showing diagenesis of the limestone of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

3.4.2 准同生期岩溶作用

准同生期溶蚀作用指颗粒滩、微生物丘等浅水碳酸盐沉积物在海退和向上变浅沉积旋回中,由于相对海平面的周期性短暂下降,而出露海面遭受淡水淋溶改造或处于淡水透镜体内而进入准同生大气成岩环境的过程^[19-20]。研究区内常见标志有:①选择性溶蚀。针对砂屑、生屑等个别沉积组构,溶

蚀过程中会形成粒内溶孔;完全溶蚀后则会形成组构反转,原生孔隙被充填,原生颗粒变成次生孔隙(图8a)。②花斑状溶蚀与溶缝。在选择性溶蚀基础上对基岩进行溶蚀,破坏颗粒边缘形态,形成不规则状溶蚀边缘,部分溶孔间形成串连;岩心上不规则溶斑内可见暗色充填物,镜下见溶斑内充填基岩解离渗流粉砂,渗流粉砂间微孔通常较发育,但

研究区内此类孔隙多被方解石胶结破坏(图 8b, 8c)。
③岩溶优势通道。在溶蚀花斑的基础上进一步串连溶蚀, 岩心尺度可见上下沟通或顺层状发育; 溶沟内充填基岩解离渗流粉砂, 渗流粉砂间微孔发育, 同时因为连通性好, 此类孔隙可被方解石、暗色泥质甚至陆源碎屑等胶结或充填(图 8d)。
④岩溶角砾。随着岩溶通道进一步扩溶, 优势岩溶通道交叉切割基岩, 基岩破碎成角砾, 近地表堆积; 角砾间充

填基岩解离渗流粉砂, 渗流粉砂间微孔发育, 因靠近旋回顶部, 孔隙连通性好, 常被方解石、暗色泥质甚至陆源碎屑等胶结或充填。岩溶角砾岩在研究区内发育规模不大, 但分布的规律性较强, 发育在毛儿沟段与斜道段灰岩的顶部(图 8e)。
⑤暴露面。高频海平面升降引起的频繁暴露, 导致研究区常见暴露面(图 8f)。通过暴露面泥质可下灌至岩溶系统内; 暴露面之下发育垂向囊状溶洞。

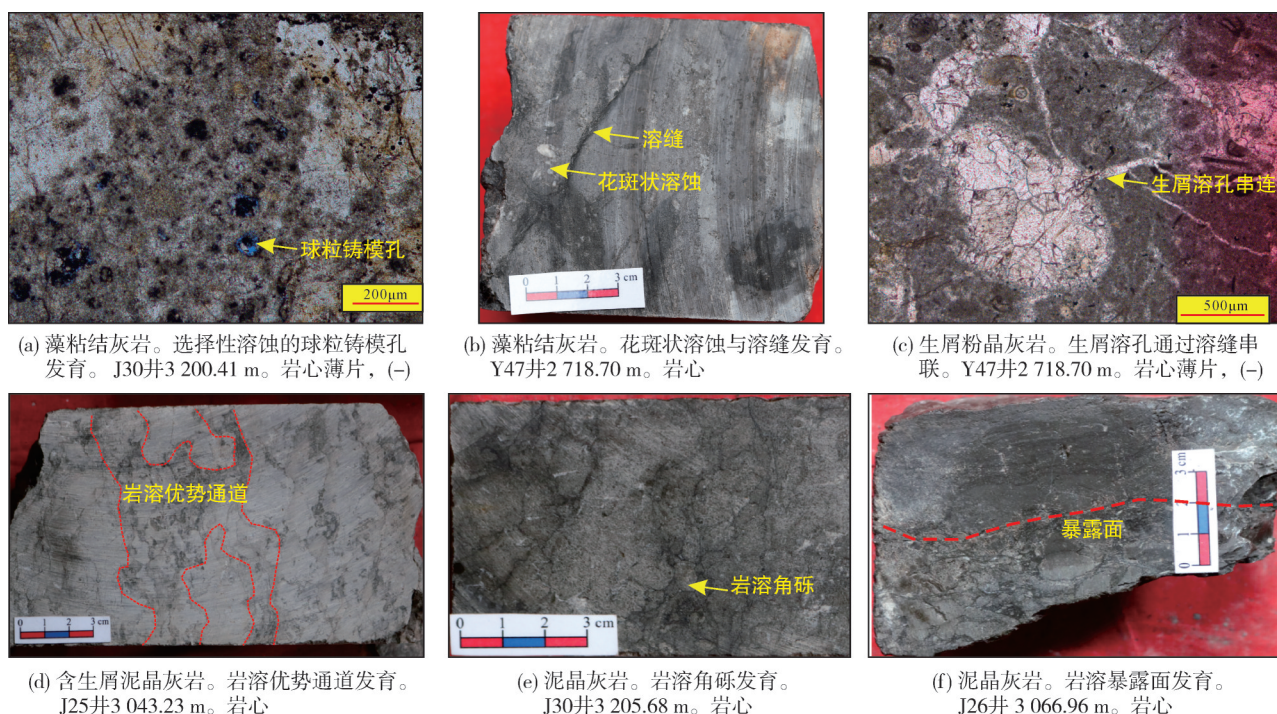


图 8 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩岩溶作用宏观特征

Fig. 8 Macro and micro photos showing karstification of the limestone of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

3.4.3 准同生期白云石化作用

准同生期白云石化作用是指海水通过毛细管作用源源不断地补充到疏松的沉积物之间, 随着粒间水盐度增大, 粒间水或表层积水的 Mg/Ca 值增加至高于 20 (正常海水为 3~4), 使沉积物中的文石转化为白云石的过程。白云石化作用是鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组的主要成岩作用之一, 具有重要的储层优化调整作用^[21]。

太原组沉积期受陆源输入影响, 整体水体盐度较小, 主要发育砂岩和灰岩, 白云石化作用发育局限, 规模较小。研究区以选择性白云石化作用较为常见, 主要发育泥晶、泥粉晶白云石, 晶粒较为细小, 晶形较差, 多为半自形—他形镶嵌接触(图 7c)。同时, 白云石化作用与岩溶作用关系密切, 表现为针对

生屑铸模孔、岩溶系统进行选择性白云石化(图 7d)。

3.4.4 埋藏胶结作用

在近地表水循环带以下(如大气水潜流混合带以下或海水循环活跃区以下)的埋藏阶段, 随着温度、压力不断增加, 除发生压实成岩作用外, 压溶、胶体陈化、重结晶、矿物转化等成岩作用相继发生, 如果有地下流体的参与, 还可发生深部溶解、胶结和交代等成岩作用。埋藏期胶结物常具有以下特征: 粒度较粗, 常见嵌晶; 成岩温度较高, 晶体大, 主要为巨晶方解石或鞍状白云石; 富含 Fe、Mn 等金属元素^[22]。

基于岩心、薄片观察, 研究区太原组存在大量埋藏期胶结、交代现象, 包括硅化作用和等轴粒状中晶方解石、鞍状白云石、巨晶方解石、黄铁矿等矿物胶结(图 7e)。对于中粗—巨晶方解石充填作用,

胶结物晶粒粗大,晶面干净,常可见方解石、白云石2类矿物。胶结世代分析显示:早期孔隙为灰质渗流粉砂或白云石晶粒部分充填(图7f),随后见鞍状白云石、巨晶方解石以半自形或他形依次充填;方解石具有晶粒粗大、晶粒与晶粒之间凹凸接触、发光较强、呈等轴粒状、环带状等特征,其形成时间跨度较长,温度变化较大,和持续埋藏关系密切。埋藏胶结充填造成溶孔、裂缝等储集空间大量损失,对储层破坏性大。

3.5 储层含气性特征

含气性是储层含气饱和度的定性描述,含气级别高低反映了含气饱和度的变化^[23]。太原组灰岩气藏是典型的岩性气藏,具有岩性控制物性,物性控制含气性的特征。密闭取心和核磁饱和度分析结果表明:灰岩有效储层含气饱和度介于50%~

90%;单井剖面上,随灰岩的岩性变纯、物性变好,气测异常明显,含气饱和度升高。

4 有利储层展布规律

4.1 生屑滩是有利储层形成的物质基础

生屑滩在沉积期水体能量高,水体交换活跃,大量发育生物碎屑,为太原组灰岩储层形成奠定了坚实的物质基础。由太原组沉积相平面图(图9a)以及储层含气性平面分布图(图9b)可见,横山气田太原组有利储层厚度为2~10 m,整体呈带状一片状展布,主体沿横山—乌审旗一带延伸,存在分区差异性。北区生屑滩体规模最大,有利储层最发育,含气性最好,局部含水;西区生屑滩规模相对较小,储层连片分布,但含水最多,气水关系复杂;南区生屑滩规模最小,虽然储层发育较好,但含气性相对其他两个区最弱。

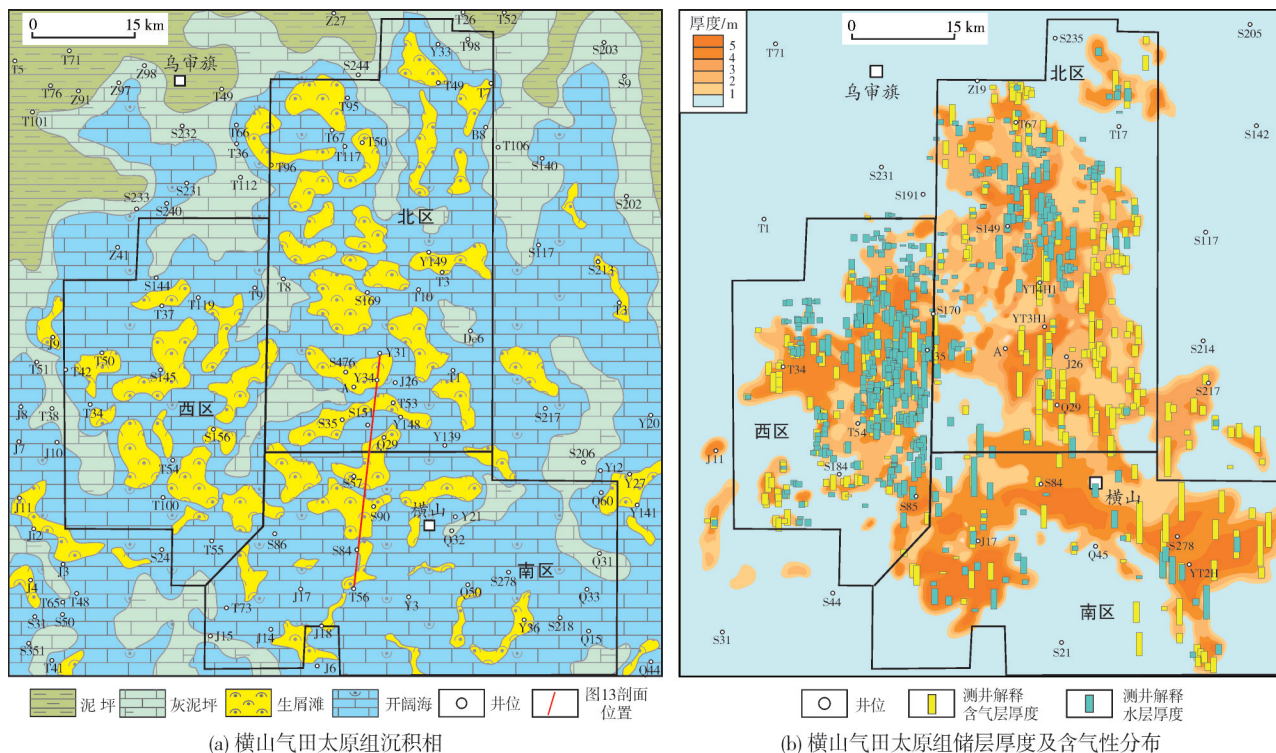


图9 鄂尔多斯盆地横山气田太原组沉积相图及含气性平面分布图

Fig. 9 Plans of sedimentary facies and thickness distribution of gas bearing layer of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

4.2 准同生期岩溶是有利储层形成的关键

如前所述,太原组储层以生屑粉晶灰岩、藻粘结灰岩为主,储集空间以生屑溶孔为主。针对未溶蚀、溶蚀样品的碳氧同位素组成分析表明:区别于

早二叠世海水环境成岩产物(方解石氧同位素组成 $\delta^{18}\text{O}$ 大于 -8‰),灰岩储层发育受控于高频海平面升降下的准同生期岩溶作用,储层段具有大气淡水改造的特征, $\delta^{18}\text{O}$ 均小于 -10‰ (图10);与受陆源影响明显的非储层段(未发生溶蚀)相比,储层段的碳氧

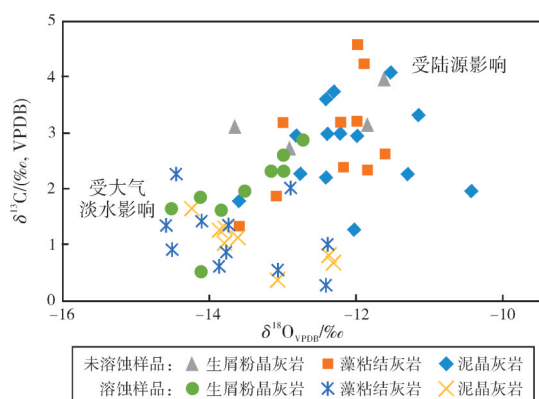


图10 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩
碳氧同位素组成交会图

Fig. 10 The $\delta^{18}\text{O}$ - $\delta^{13}\text{C}$ crossplot of the limestone
of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

同位素组成明显偏负。

对横山气田太原组斜坡部位岩溶序列与储层发育特征进行分析。由图 11 可见, J26 井储层发育段五级旋回界面由岩性突变面、滩顶暴露面构成。

结合岩心观察、孔渗分析可知, 旋回式岩溶控制了储层的纵向分布(图 11): 旋回底部, 岩溶不发育; 旋回中上部, 适度的岩溶改造控制着优质储层的发育; 旋回顶部岩溶过度发育而发生整体角砾化, 并被上覆渗滤物质充填, 导致储层质量明显变差。因此, 有利储层往往发育在灰岩岩溶序列的旋回中上部。

由于岩溶组构不稳定, 因此差异压实会导致网状裂缝发育, 其性质上属于在准同生期岩溶作用下形成的成岩缝。如图 12 所示, 岩心中见低角度网状裂缝垂向上多层发育, 单旋回上部发育频率较高。总体来看, 旋回控制下的岩溶作用极大改善了灰岩储层的渗流能力。

4.3 有利储层呈“斜坡发育、环凹沿高”式展布

受海侵-海退旋回控制, 横山地区太原组毛儿沟段与斜道段生屑灰岩优势发育, 庙沟段与东大窑段生屑灰岩发育相对局限。从实测生屑灰岩储层物性来

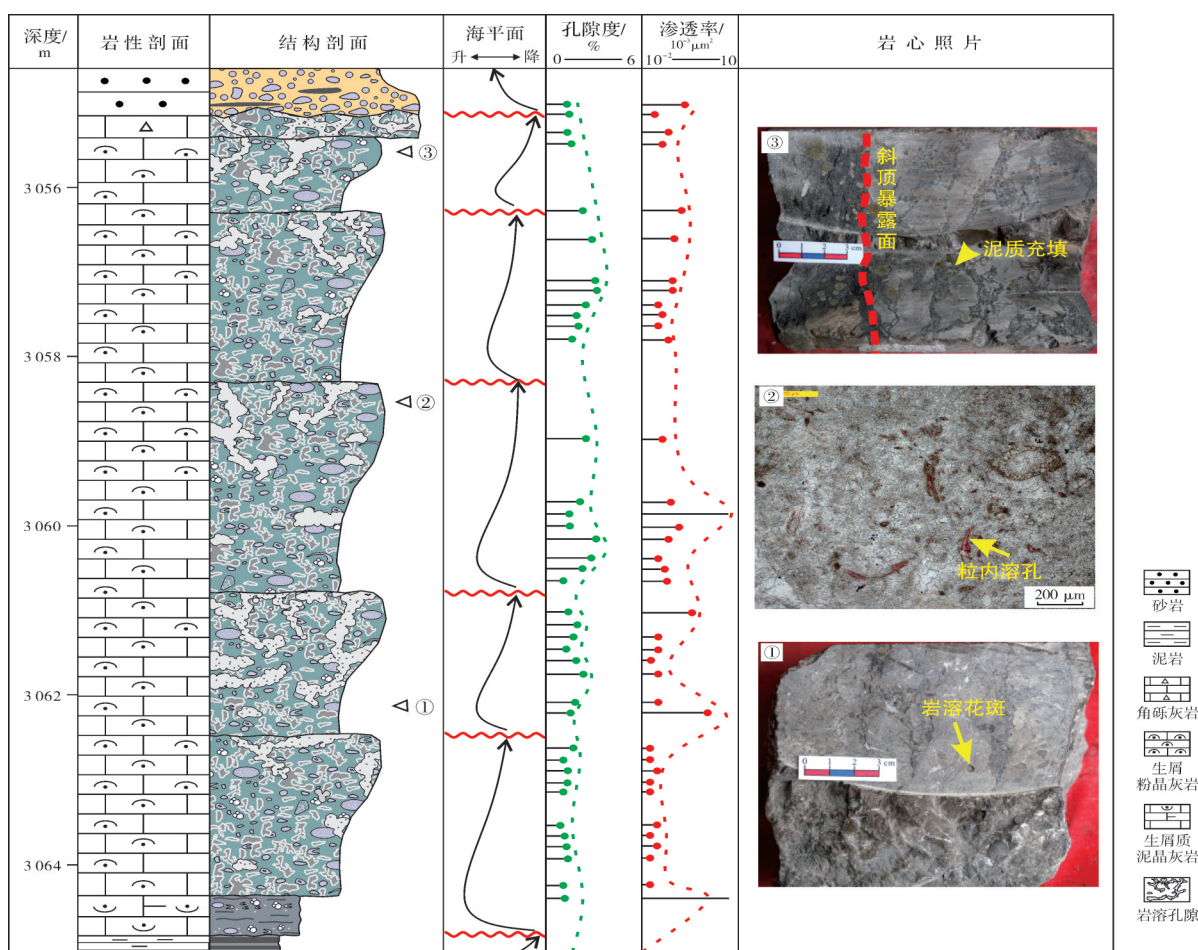


图11 鄂尔多斯盆地横山气田太原组斜坡部位岩溶序列特征 (J26井)

Fig. 11 Karst sequence in the slope of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin (Well J26)

看,斜道段的储集性能要明显优于毛儿沟段;斜道段平均孔隙度为1.42%,平均渗透率为 $0.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以孔隙型储层为主,裂缝型储层为辅;毛儿沟段平均孔隙度为1.17%,平均渗透率为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以裂缝型储层为主,孔隙型储层为辅。推断这与相对海退背景下,斜道段生屑滩更易发生暴露溶蚀有关。

随着相对海平面持续下降,生屑滩向深水方向发生侧向迁移,与此相对应,平面上太原组灰岩有利储层集中于横山往南到靖边一带(图9)。不同的

地貌特征影响着准同生岩溶作用的强度,斜坡部位适度的岩溶作用控制着优质储层的发育(图11)。

综上所述,横山气田太原组灰岩储层的发育受到海平面升降旋回的控制,并优势发育在相对海退阶段。沉积期生屑滩集中发育在斜坡部位,沉积过程中滩体侧向迁移;随着相对海平面下降,颗粒滩顶部易暴露,叠加高频旋回控制的准同生期岩溶作用;最终形成“斜坡发育、环凹沿高”式发育的溶孔型滩相储层(图13)。

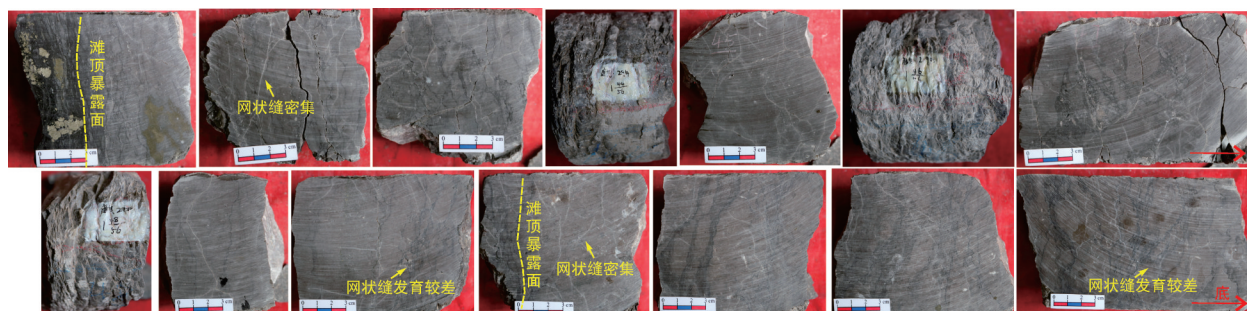


图12 岩心网状裂缝序列照片(Q29井3 011.50~3 009.10 m)

Fig. 12 Photos of network fractures in cores (Well Q29, 3 011.50~3 009.10 m)

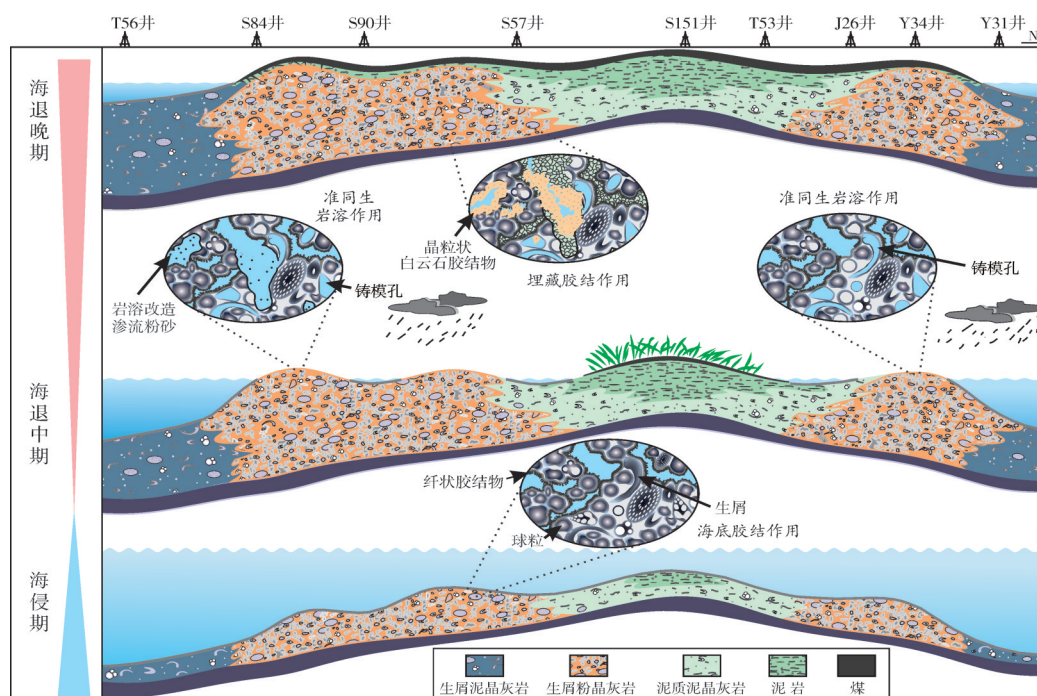


图13 鄂尔多斯盆地横山气田太原组灰岩有利储层发育模式

Fig. 13 Favorable reservoir development model of the limestone of Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

5 结论

针对鄂尔多斯盆地首个致密灰岩气田(横山气田)开展了系统的太原组灰岩储层特征及成因研

究,其发育机制与展布规律对古老碳酸盐岩的油气勘探开发具有一定参考价值。

(1)太原组灰岩储层岩石类型主要包括生屑粉晶灰岩、藻黏结灰岩、生屑泥晶灰岩,储集空间主要

为溶孔、残余生物体腔孔、晶间孔及微裂缝,溶蚀孔、纳米—亚微米级晶间微孔和裂缝构成立体网络储集空间,这是形成太原组致密灰岩气藏的关键。

(2)丘滩相是太原组灰岩储层发育的有利相带,生屑滩是储层形成的物质基础。太原组灰岩有利储层发育于准同生期间歇性暴露的丘滩复合体。因此,沉积期古地貌和沉积微相精细研究是开展太原组有利储层分布与预测的重点工作。

(3)纵向上太原组灰岩储层优势发育在斜坡段;平面上斜坡部位的生屑滩集中发育区是利区带,灰岩储层具有受控于地形的“斜坡发育、环凹沿高”式发育规律。

参考文献

- [1] 付金华,魏新善,任军峰. 伊陕斜坡上古生界大面积岩性气藏分布与成因[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 664-667, 691.
FU Jinhua, WEI Xinshan, REN Junfeng. Distribution and genesis of large-scale Upper Palaeozoic lithologic gas reservoirs on Yi-Shaan slope [J]. Petroleum exploration and development, 2008, 35(6): 664-667, 691.
- [2] 刘为付,朱筱敏,杜业波,等. 鄂尔多斯盆地二叠系天然气储层特征及有利区预测[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2006, 21(5): 6-12.
LIU Weifu, ZHU Xiaomin, DU Yebo, et al. Characteristics of Permian natural gas reservoirs in Ordos Basin and prediction of favorable regions [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (natural science), 2006, 21(5): 6-12.
- [3] 付金华,赵会涛,董国栋,等. 鄂尔多斯盆地新领域油气勘探发现与前景展望[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(8): 1289-1304.
FU Jinhua, ZHAO Huitao, DONG Guodong, et al. Discovery and prospect of oil and gas exploration in new areas of Ordos Basin [J]. Natural gas geoscience, 2023, 34(8): 1289-1304.
- [4] 毛亚辉. 鄂尔多斯盆地东缘早二叠统太原组沉积特征及岩相古地理研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
MAO Yahui. Study on sedimentary characteristics and lithofacies palaeogeography of Early Permian Taiyuan Formation in the eastern Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [5] 魏新善,王飞雁,王怀厂,等. 鄂尔多斯盆地东部二叠系太原组灰岩储层特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 16-18.
WEI Xinshan, WANG Feiyan, WANG Huaichang, et al. Characteristics of Taiyuan Formation limestone reservoir of Permian in eastern Ordos Basin [J]. Natural gas industry, 2005, 25(4): 16-18.
- [6] 金振奎,石良,高白水,等. 碳酸盐岩沉积相及相模式[J]. 沉积学报, 2013, 31(6): 965-979.
JIN Zhenkui, SHI Liang, GAO Baishui, et al. Carbonate facies and facies models [J]. Acta sedimentologica sinica, 2013, 31(6): 965-979.
- [7] 高星,傅于恒,赵伟波,等. 鄂尔多斯盆地中东部太原组灰岩沉积相分析[J]. 能源与环保, 2023, 45(6): 127-134, 141.
GAO Xing, FU Yuheng, ZHAO Weibo, et al. Sedimentary facies analysis of Taiyuan Formation limestone in central and eastern Ordos Basin [J]. China energy and environmental protection, 2023, 45(6): 127-134, 141.
- [8] 董国栋,刘新社,裴文超,等. 鄂尔多斯盆地二叠系太原组致密灰岩储层特征及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(6): 1018-1027.
DONG Guodong, LIU Xinshe, PEI Wenchao, et al. Characteristics and main controlling factors of tight limestone reservoir in Taiyuan Formation of Ordos Basin [J]. Natural gas geoscience, 2023, 34(6): 1018-1027.
- [9] 马永生,梅冥相,陈小兵,等. 碳酸盐岩储层沉积学[M]. 北京:地质出版社,1999.
MA Yongsheng, MEI Mingxiang, CHEN Xiaobing, et al. Sedimentology of carbonate reservoirs [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1999.
- [10] 付金华. 鄂尔多斯盆地太原组致密灰岩天然气成藏地质特征与勘探潜力[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 20-29.
FU Jinhua. Accumulation characteristics and exploration potential of tight limestone gas in the Taiyuan Formation of the Ordos Basin [J]. Earth science frontiers, 2023, 30(1): 20-29.
- [11] 席胜利,李明瑞,赵伟波,等. 鄂尔多斯盆地横山大型气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2023, 44(6): 1015-1028.
XI Shengli, LI Mingrui, ZHAO Weibo, et al. Accumulation conditions, key exploration and development technologies of large-scale Hengshan gas field in Ordos Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2023, 44(6): 1015-1028.
- [12] 贾振远. 论碳酸盐岩储集层(体)[J]. 海相油气地质, 2001, 6(4): 1-7.
JIA Zhenyuan. On the study of carbonate reservoir (body) [J]. Marine origin petroleum geology, 2001, 6(4): 1-7.
- [13] 陈清华,刘池阳,王书香,等. 碳酸盐岩缝洞系统研究现状与展望[J]. 石油与天然气地质, 2002(2): 196-202.
CHEN Qinghua, LIU Chiyang, WANG Shuxiang, et al. Study on carbonate fracture-cavity system: status and prospects [J]. Oil & gas geology, 2002(2): 196-202.
- [14] 何治亮,魏修成,钱一雄,等. 海相碳酸盐岩优质储层形成机理与分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 489-498.
HE Zhiliang, WEI Xiucheng, QIAN Yixiong, et al. Forming mechanism and distribution prediction of quality marine carbonate reservoirs [J]. Oil & gas geology, 2011, 32(4): 489-498.
- [15] 谭秀成,肖笛,陈景山,等. 早成岩期喀斯特化研究新进展及意义[J]. 古地理学报, 2015, 17(4): 441-456.
TAN Xiucheng, XIAO Di, CHEN Jingshan, et al. New advance and enlightenment of eogenetic karstification [J]. Journal of palaeogeography, 2015, 17(4): 441-456.
- [16] 李国蓉. 从成岩角度看鄂尔多斯马家沟组碳酸盐岩中的裂缝及其储集意义[J]. 岩相古地理, 1997(3): 46-53.
LI Guorong. Diagenesis of the carbonate rocks of the Majiagou Formation in the Ordos Basin: fractures and their implications for oil and gas storage [J]. Sedimentary facies and palaeogeography, 1997, 17(3): 46-53.
- [17] 宋永东,戴俊生. 储层构造裂缝预测研究[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(6): 9-13.

- SONG Yongdong, DAI Junsheng. Research on the forecast of reservoir structural fractures [J]. *Petroleum geology and recovery efficiency*, 2007, 14(6): 9–13.
- [18] 王英华. 碳酸盐岩成岩作用与孔隙演化[J]. *沉积学报*, 1992(3): 85–95.
- WANG Yinghua. Carbonate diagenesis and porosity evolution [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 1992(3): 85–95.
- [19] 肖笛. 海相碳酸盐岩早成岩期岩溶及其储层特征研究: 以中国西部三大盆地为例[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- XIAO Di. Research on eogenetic karst of marine carbonate and its reservoir in the three major basins, western China [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [20] 王宝清, 王凤琴, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地东部太原组古岩溶特征[J]. *地质学报*, 2006, 80(5): 700–704, 782.
- WANG Baoqing, WANG Fengqin, WEI Xinshan, et al. Characteristics of paleokarst in the Taiyuan Formation from eastern Ordos Basin [J]. *Acta geologica sinica*, 2006, 80(5): 700–704, 782.
- [21] 谢康, 谭秀成, 冯敏, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田东区奥陶系马家沟组早成岩期岩溶及其控储效应[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1159–1173.
- XIE Kang, TAN Xiucheng, FENG Min, et al. Eogenetic karst and its control on reservoirs in the Ordovician Majiagou Formation, eastern Sulige gas field, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum exploration and development*, 2020, 47(6): 1159–1173.
- [22] 钟寿康, 李凌, 谭秀成, 等. 鄂尔多斯盆地中东部马五段中粗晶白云岩成因及成岩演化[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2020, 47(6): 691–710.
- ZHONG Shoukang, LI Ling, TAN Xiucheng, et al. Study on the genesis and diagenesis of medium-coarse crystal dolomite of the member 5 of Majiagou Formation in the central-eastern Ordos Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University Of Technology (science & technology edition)*, 2020, 47(6): 691–710.
- [23] 曹晋璐. 鄂尔多斯盆地东部太原组灰岩含气性预测: 以洲3井区为例[D]. 西安: 西安石油大学, 2022.
- CAO Jinlu. Prediction of gas-bearing property of limestone of Taiyuan Formation in eastern Ordos Basin in Zhou 3 well area [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022.

编辑:董庸

Genesis and distribution patterns of limestone reservoirs of the Lower Permian Taiyuan Formation in Hengshan gas field, Ordos Basin

LI Cheng^{1,2}, ZHANG Daofeng^{1,2}, ZHENG Xiaopeng^{1,2}, LIU Yan^{1,2},
HU Weiwei^{1,2}, WEI Jinyang^{1,2}, SHI Linhui^{1,2}

1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company;

2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil & Gas Field

Abstract: In 2021, high production gas flow was obtained in tight limestone of Lower Permian Taiyuan Formation in Well A, a risk exploration well. Through integrated exploration and development, Hengshan gas field, the first limestone gas field in Ordos Basin, was discovered with a submitted reserve of over 200 billion cubic meters. It is a replacement field of reality for increasing reserves and production in the Changqing Oilfield. Based on data of cores, casting thin sections, scanning electron microscopy, physical properties, logging, and gas testing, comprehensive research on reservoir characteristics such as sedimentary facies, petrology, reservoir space and diagenesis is conducted to analyze the formation mechanism and the distribution pattern of favorable reservoirs. The results show that: (1) The lithology of limestone reservoir is mainly composed of bioclastic very finely crystalline limestone, algal bound limestone and bioclastic micritic limestone. The storage space is mainly composed of dissolution pores, residual organism cavities, intergranular pores and microcracks. Dissolution pores, nano-submicron scale intergranular micropores and fractures form a three-dimensional network storage space, which is the key to form a tight limestone gas reservoir in the Taiyuan Formation. (2) The limestone reservoir is mainly formed in the intermittent exposure of bioclastic shoals under the influence of karst during the quasi contemporaneous period. The bioclastic shoal are the material basis for reservoir formation, determining the type and planar distribution of reservoir space. Quasi syngenetic karstification is conducive to the formation of dissolution pores and can effectively improve the reservoir storage performance. Cracks play a crucial role in improving the permeability of tight limestone reservoirs. (3) Controlled by sea level cycles and paleogeomorphology, the favorable limestone reservoirs of Taiyuan Formation are vertically developed in Xiedao Member, and horizontally developed with a pattern of "around depression and along highland", especially with larger reservoir thickness at the slope due to lateral stacking under the background of regression. This study will help to promote a further understanding of biogenic limestone of Taiyuan Formation in North China, and have important implications for the exploration and development of ancient carbonate rock in China.

Key words: bioclastic limestone; reservoir characteristics; diagenesis; Taiyuan Formation; Permian; Hengshan gas field; Ordos Basin

LI Cheng, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in development geology and reservoir evaluation of tight gas reservoirs. Add: No. 151 Weiyang Rd., Xi'an, Shaanxi 710018, China. E-mail: licheng1_cq@petrochina.com.cn