

鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶系马五₇亚段 沉积微相特征

王丽珍^{1,2}, 谢锦龙², 卢恩俊¹, 吴兴宇², 于洲², 王淑敏³

1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油杭州地质研究院; 3 中国石油大学(北京)

摘要 通过岩心和薄片观察,结合测井资料,综合古沉积格局分析,系统总结了鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶系马五₇亚段沉积微相类型,并选取白云岩含量、石灰岩含量、颗粒白云岩含量等单因素等值线图,以单因素分析多因素综合作图法理论为指导,精细刻画了研究区沉积相平面展布特征。研究表明:①靖边气田北部在奥陶世马五₇亚期具有“隆洼相间型”的古沉积格局特征;②研究区马五₇亚段发育颗粒滩、白云岩坪、灰质白云岩坪和石灰岩洼地等微相类型;③颗粒滩相是优质储层发育的有利相带,主要分布在靖西台坪和靖东次隆的凸起带上。

关键词 鄂尔多斯盆地; 靖边气田; 奥陶系; 马家沟组; 沉积微相

中图分类号: TE122.2¹

文献标识码: A

鄂尔多斯盆地是中国第二大含油气盆地,其下古生界奥陶系马家沟组五段(简称马五段)碳酸盐岩中赋存丰富的天然气资源^[1]。2013年部署的桃38井首次在奥陶系马五段6+7亚段(简称马五_{6,7}亚段)获得 $12.44 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流,2014年部署的统74井在马五₇亚段钻获 $127.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流^[2],展示出奥陶系马五₇亚段具有良好的勘探潜力。前人已经对鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组的中组合做了大量的研究,认为马五期主要为海退期^[3-5],发育白云岩坪、灰质白云岩坪、白云质灰坪、石灰岩坪、潟湖、颗粒滩等沉积相类型^[2-5],但针对马五₇亚段的沉积微相类型及平面展布的研究则相对较少。为此,本文以靖边气田北部奥陶系马五₇亚段为研究对象,依据钻井岩心、微观薄片和测录井资料,并结合前人的古沉积格局分析成果,采用单因素综合作图法,进一步探讨马五₇亚段沉积微相类型及其展布规律和沉积模式,以期为研究区有利储层分布范围的进一步预测提供基础资料,继而为下一步的勘探开发决策提供技术支撑。

1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地位于华北地台西南部,是一个多旋回复合叠合型克拉通盆地^[1]。早奥陶世,受兴蒙海槽和秦祁海槽的控制,华北地台整体为广阔的陆表海沉积环境^[6-7]。受构造活动影响,鄂尔多斯地区在早奥陶世马家沟期先后经历了3次海侵和3次海退,形成了奥陶世马家沟期一套完整的海侵—海退沉积旋回,其中马五时期主要沉积了高位体系域的潮坪相^[1]。中晚奥陶世,在加里东构造运动的影响下,鄂尔多斯盆地逐渐抬升为陆,经历了长达130 Ma的沉积间断,且自中央古隆起向东,马家沟组遭受不同程度的风化剥蚀,表现为由东向西层位逐渐变老的特点,这导致上古生界石炭系—二叠系煤系地层与马家沟组上组合、中组合和下组合依次呈不整合接触关系^[2]。

研究区位于靖边气田北部(图1a),构造上属于陕北斜坡北部。研究区东到米脂,西到苏里格庙—定边,南到靖边,北到乌审旗,总面积为 $3.1 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。研究区内马五₇亚段沉积时期为海退背景下的局部

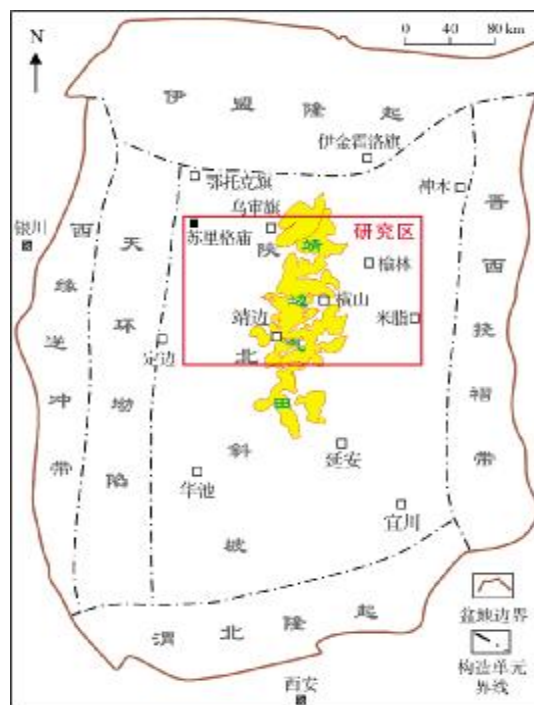
收稿日期: 2017-12-31; 改回日期: 2018-08-05

本文受国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2016ZX05004-002)和中国石油集团科技重大专项“深层油气勘探开发关键技术研究”(编号:2014E-32-02)联合资助

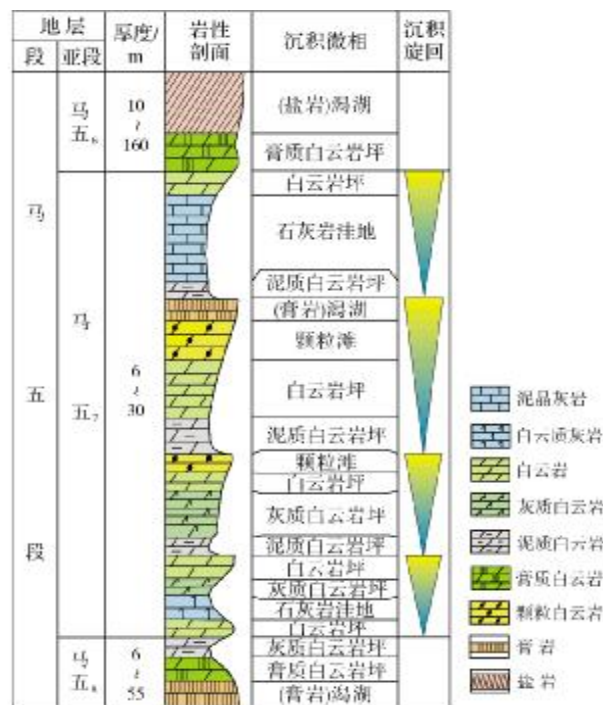
王丽珍:女,1993年生,2016年毕业于山东科技大学地球科学与工程学院资源勘查专业,现为中国石油勘探开发研究院矿产普查专业在读硕士研究生,从事碳酸盐岩沉积与储层地质研究。通信地址:100083 北京市海淀区学院路20号石油大院59号楼1单元; E-mail: 2691868847@qq.com

海侵,纵向相序发育表现为向上逐渐变浅的沉积旋回(图1b)。由研究区马五₇亚段的地层厚度等值

线图(图2)可知,马五₇亚段的地层残余厚度一般介于16~30 m之间,且表现为多隆多洼的特征。

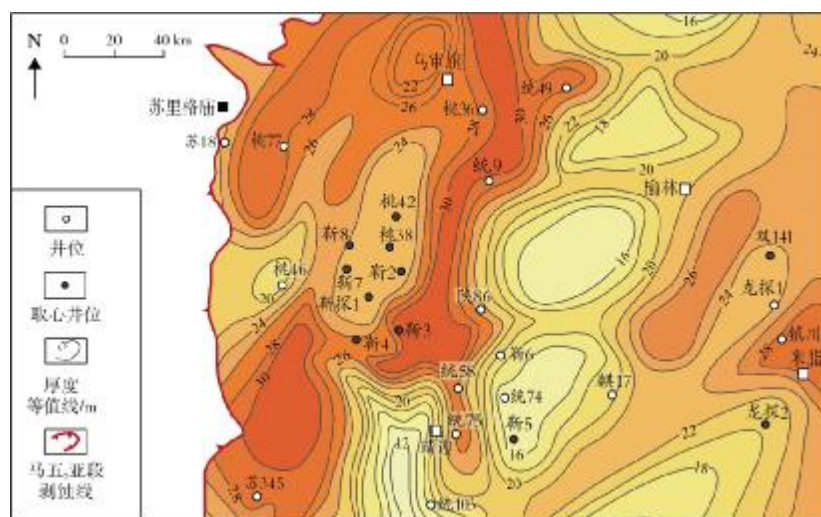


(a) 研究区构造位置图



(b) 岩性组合和沉积相柱状图

图1 研究区构造位置图及沉积相柱状图



云岩、残余砂屑白云岩(图3a, 3b)和粉—细晶白云岩(图3c)。由于溶蚀作用较强而形成较多溶孔,但大多被石膏、石英等矿物充填。颗粒白云岩形成于浅水、高能沉积环境,主要发育于靖西台坪和靖东隆起等地势相对高的地区,且呈北东向近雁列式断续分布。

白云岩坪 岩性主要以灰色—褐灰色薄层状粉晶白云岩为主(图3d),储层孔隙以晶间孔为主,孔隙不太发育。粉晶白云岩一般形成于浅水、低能、水体盐度略高于正常海水盐度的沉积环境,主要发育于研究区内靖西台坪和靖边洼地等大部分地区。

膏质白云岩坪 岩性主要为膏质白云岩,主要分

布于靖东次隆区域。当海平面相对下降时,隆起区暴露于水面之上,形成膏质白云岩坪与颗粒滩的互层沉积。

灰质白云岩坪 岩性主要包括灰色—深灰色灰质粉晶白云岩(图3e)和灰质泥晶白云岩。灰质白云岩坪形成于水体较深的环境,主要分布于研究区内榆林以东的大部分地区(即东部洼地西缘地区)。

石灰岩洼地 岩性主要包括深灰色白云质泥晶灰岩(图3f)和泥晶灰岩,含较多泥质条带,泥质条带在压实作用下易形成脉状、波状等层理。石灰岩洼地形成于海侵时期深水、低能、局限的沉积环境,主要发育于研究区的东南部(即东部洼地)。

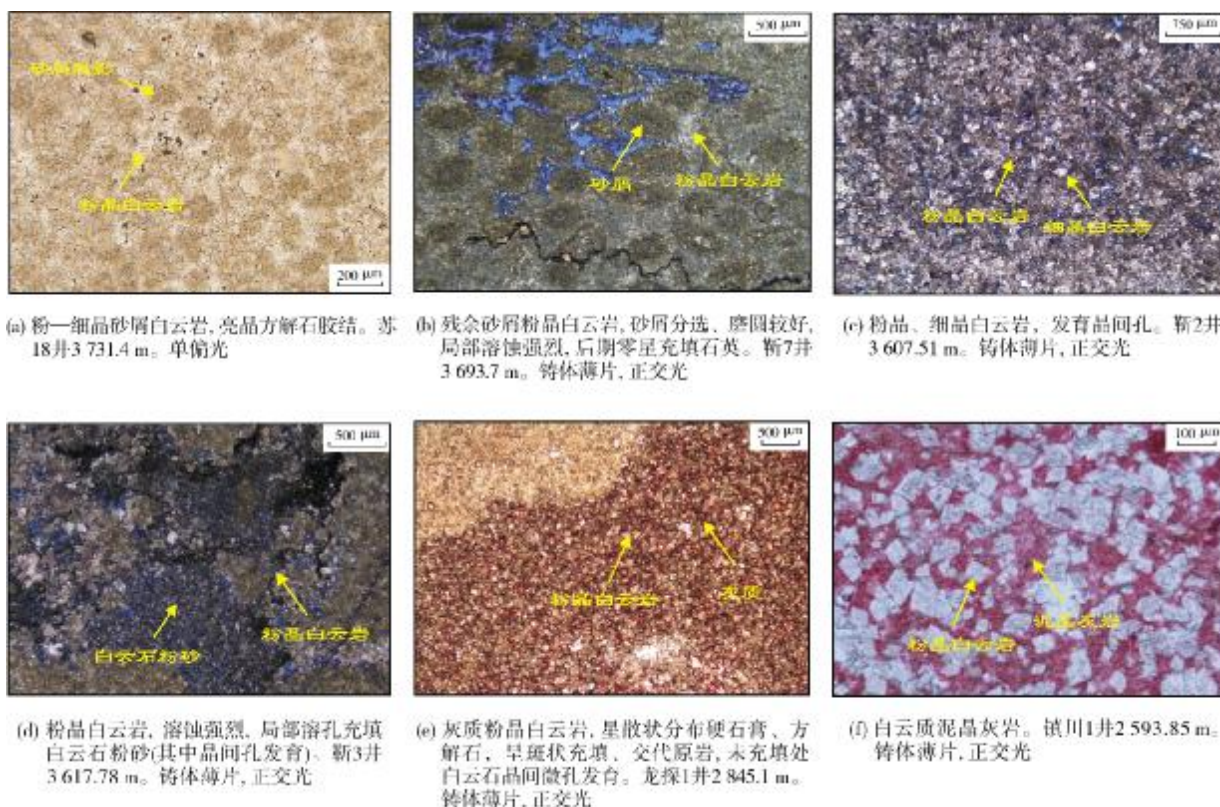


图3 鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶系马五₂亚段各类沉积微相的岩性微观照片

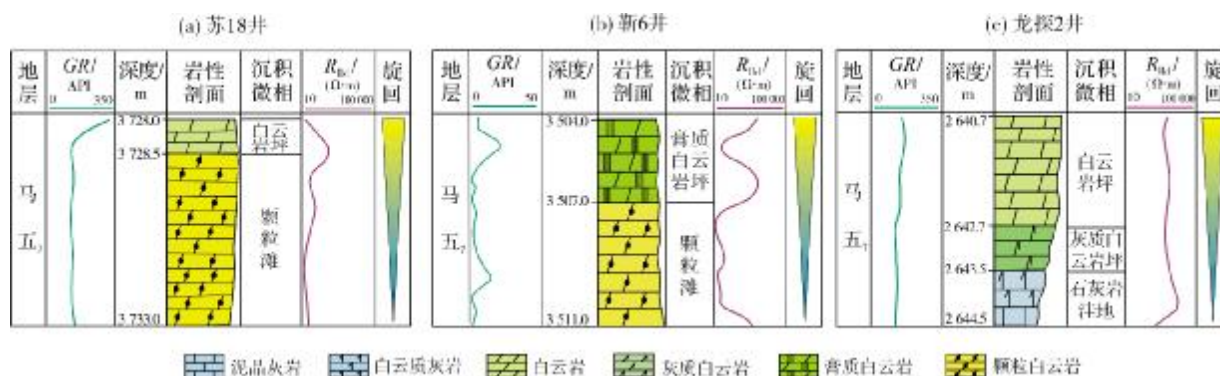
3 沉积相序特征

单井沉积相序是连井沉积相剖面分析的基础,因此有必要对马五₂亚段的单井沉积相序进行细致研究。靖边气田北部马五₂亚段的自然伽马曲线以低平值为主,电阻率值从低—高值均有;岩性剖面具有明显的向上变浅的沉积特征(图1b),这与大的海退沉积背景一致,为典型的局限台地沉积特征。通过对研究区马五₂亚段的垂向沉积特征研究,建立了如下

3种垂向沉积序列(图4a—4c)。

3.1 颗粒滩—白云岩坪

颗粒滩的自然伽马值和电阻率值相比较于白云岩坪均较低。单个沉积相序底部的岩性多为颗粒白云岩,顶部岩性为白云岩。颗粒白云岩是由于海平面相对下降,在浅水、高能沉积环境中形成的;颗粒滩顶部发育的白云岩坪是由于海平面持续下降,导致颗粒滩逐渐失去了垂向加积空间而发生侧

图4 鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶系马五₂亚段3种垂向沉积序列

向迁移所致^[8]。该沉积序列主要发育于研究区的靖西台坪和靖东次隆的周边,如苏18井(图4a)、麒17井等。

3.2 颗粒滩—膏质白云岩坪

颗粒滩的自然伽马值和电阻率值相比较于膏质白云岩坪均较低。单个沉积相序的底部主要为颗粒滩,向上变为膏质白云岩坪。该类沉积序列主要发育于靖东次隆地区,整体为颗粒滩与膏质白云岩坪的互层沉积,反映了海平面相对下降时,靖东次隆由于地势较高,水体较浅,形成颗粒滩,后期由于水体蒸发,盐度增大,又沉积了膏质白云岩,如新6井(图4b)。

3.3 石灰岩洼地—灰质白云岩坪—白云岩坪

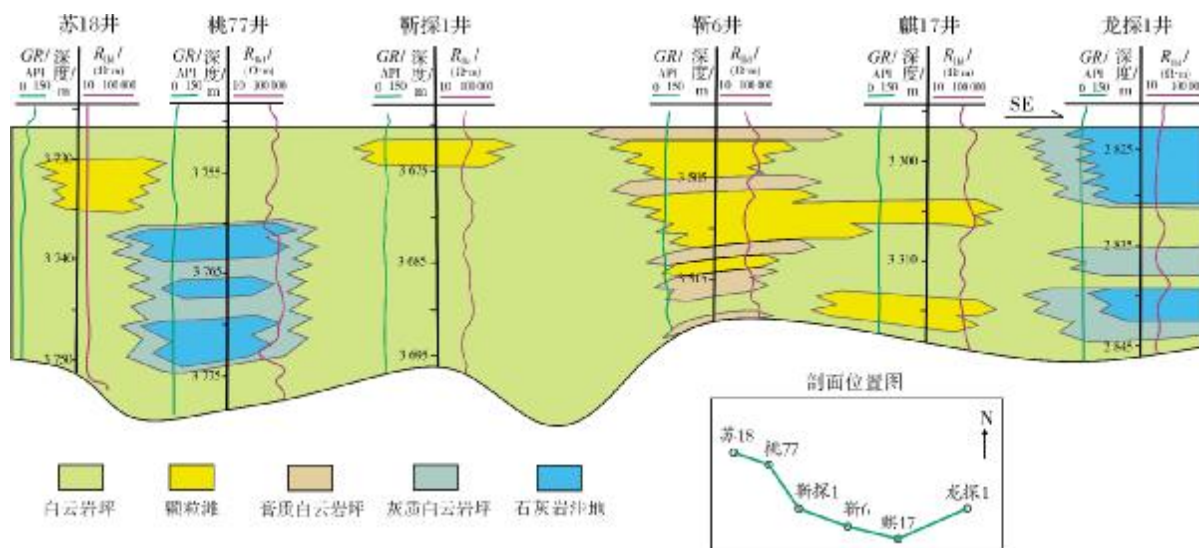
单个沉积相序整体上自然伽马值均以低平值

为主,电阻率以中值为主,仅在石灰岩洼地处的电阻率值偏高。相序的下部主要为石灰岩洼地,岩性为泥晶灰岩和白云质泥晶灰岩;中部为灰质白云岩坪,岩性为灰质粉晶白云岩;顶部为白云岩坪,岩性为粉晶白云岩。该类沉积相序主要发育于东部洼地和靖西台坪的局部洼陷,反映了水体较深且逐渐变浅的沉积环境,如龙探2井(图4c)和桃77井等。

4 马五₂亚段沉积微相空间展布

4.1 横向展布特征

通过绘制一条贯穿整个研究区的北西—南东向连井沉积相剖面(图5),可以较好地反映整个研究区沉积相的横向展布特征。从图5可以看出马五₂亚段厚度变化不大,介于20~30 m之间,整体以白云岩坪

图5 鄂尔多斯盆地靖边气田北部北西—南东向马五₂亚段沉积微相连井剖面

为主,且较为连续。仅在桃77井和龙探1井有石灰岩沉积,在靳6井有较多膏质白云岩坪沉积。桃77井位于靖西台坪的局部洼陷处,龙探1井位于东部洼地,两者均以水体较深的低能的沉积环境为主,因此发育石灰岩沉积。靳6井位于靖东次隆,在沉积期处于地势高部位,以浅水高能的沉积环境为主,在相对海退期处于暴露蒸发的环境下,从而形成了膏质白云岩坪沉积。苏18井、靳探1井、靳6井、麒17井因处于地势相对较高区域,是颗粒滩的有利发育区。整个沉积剖面从纵向上来看,均为向上变浅的沉积序列,与马五时期大的海退沉积背景相对应。

4.2 平面展布特征

本次研究中沉积相图的绘制采用了单因素分析综合作图法,即利用优势相或特殊相来代表某一时间段内的沉积相^[9]。根据研究区11口井的钻井岩心综合分析、统计及镜下薄片特征、测井资料的综合研究,首先绘制了靖边气田北部马五₂亚段的白云岩含量等值线图(图6a)、石灰岩含量等值线图(图6b)和颗粒白云岩含量等值线图(图6c),然后将以上3幅单因素图叠合,结合沉积背景,根据优势相法则,绘制出靖边气田北部马五₂亚段的沉积微相平面图(图6d)。

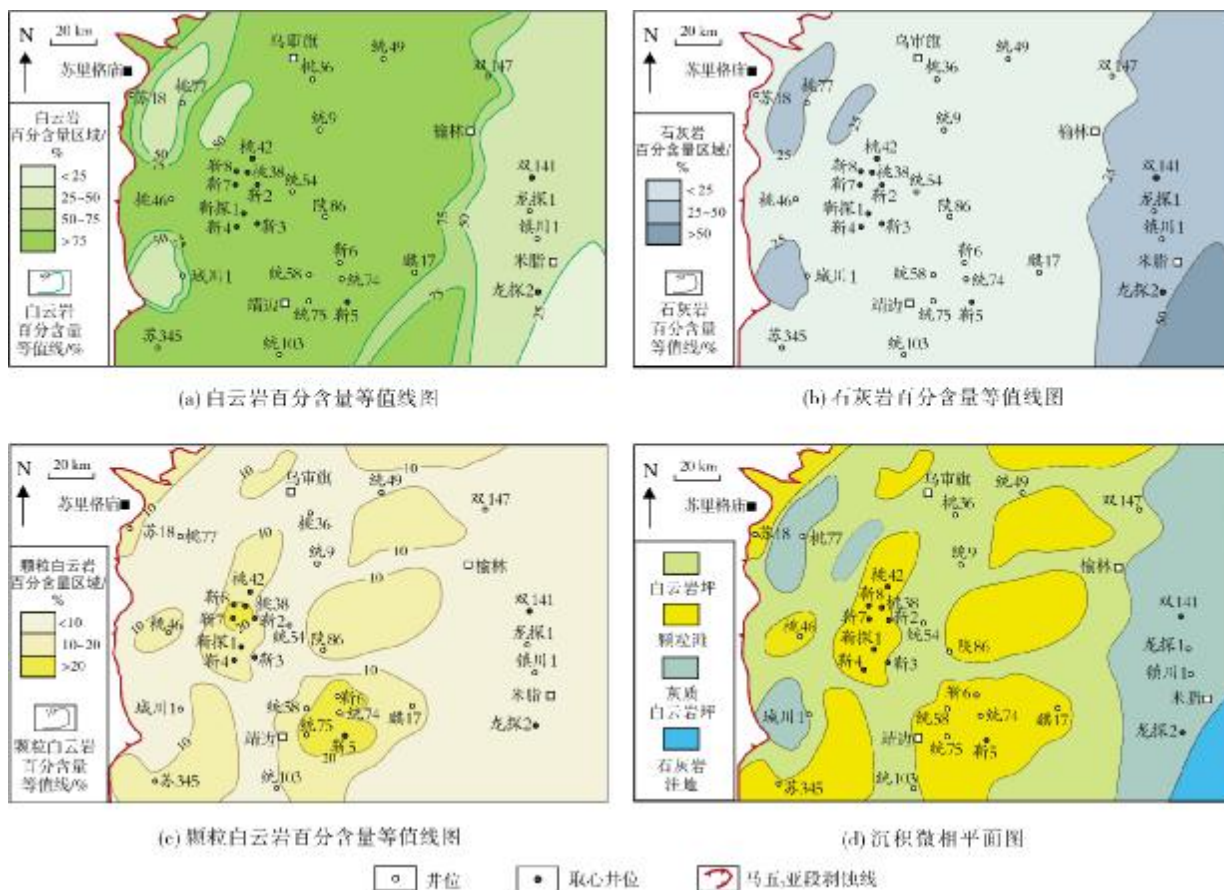


图6 鄂尔多斯盆地靖边气田北部马五₂亚段沉积相单因素分析图及沉积微相平面图

4.2.1 单因素分析

(1) 白云岩含量

研究区的白云岩主要岩性为灰色和褐灰色颗粒白云岩、粉—细晶白云岩和粉晶白云岩,含较多溶蚀孔,但多被石膏、白云石和石英等充填。有学者认为渗透回流白云石化作用是研究区白云岩的主要成因^[10-14]。

当相对海平面下降时,马五₂亚段暴露于大气中,致使沉积矿物中相对不稳定的文石、高镁方解石被溶解而产生Mg/Ca值较高的粒间盐水,并在重力作用下发生向下的渗透回流。这种向下回流渗透的高镁水,在穿过下伏的碳酸盐沉积物或石灰岩时,会使它们发生白云石化,从而形成白云岩或者部分白云石化

的石灰岩，早期的粒间孔在白云石化之后得以保存，成为马五₂亚段主要的储集空间。由图6a中可以看出，马五₂亚段的白云岩较为发育，其中大部分区域的白云岩含量(即白云岩占地层厚度的比例)大于50%。而东部洼地的大部分区域、靖西台坪的局部区域，如桃77井、城川1井的周围，白云岩含量小于50%。

(2) 石灰岩含量

由图6b可以看出，研究区石灰岩分布较少，主要分布于桃77井西侧的部分地区、城川1井西侧的部分地区和榆林以东的地区。绝大多数地区的石灰岩含量少于25%，在榆林以东的东部洼地，石灰岩沉积厚度较高、分布范围较广，整体含量大于25%，局部区域最高含量可大于50%。

(3) 颗粒白云岩含量

颗粒白云岩主要发育于苏18井、桃46井、桃38井、统75井、陕86井等井的周边，城川1井的南部，统49井的南部和北部，以及乌审旗的西北部区域(图6c)。桃38井和统75井周围的颗粒白云岩较为发育，最高含量大于20%。

4.2.2 多因素综合作图

综合以上各单因素的基础图件，结合其他岩石特征、沉积构造和区域地质资料，制定了适用于研究区内马五₂亚段的沉积相分类方法(表1)。把白云岩含量大于等于75%的定为白云岩坪；把白云岩含量大于等于50%、石灰岩含量大于等于25%且小于50%的定为灰质白云岩坪；把石灰岩含量大于等于50%的定为石灰岩洼地；把颗粒白云岩含量占地层总厚度的值大于10%的定为颗粒滩。按照以上划分原则编绘出了靖边气田北部马五₂亚段沉积微相图(图6d)。

马五₂亚段沉积时期研究区为海退背景下的局部海侵，研究区受潮汐作用控制发育潮坪沉积，自西向东发育潮上白云岩坪和颗粒滩、潮间灰质白云岩坪和潮下石灰岩洼地(图6d)。白云岩坪微相主要发

表1 鄂尔多斯盆地靖边气田北部马五₂亚段沉积相分类方法

沉积微相 类型	3类岩性占地比/%		
	白云岩	石灰岩	颗粒白云岩
白云岩坪	≥75	<25	—
灰质白云岩坪	≥50	≥25 且 <50	—
石灰岩洼地	—	≥50	—
颗粒滩	—	—	>10

育于榆林以西的大部分区域；颗粒滩微相主要发育于靖西台坪和靖东次隆等地势较高的区域，且呈北东向近雁列式断续展布；灰质白云岩坪微相主要发育于榆林以东的东部洼地，在城川1井、桃77井的局部洼地也有小范围的灰质白云岩坪分布；研究区内仅在米脂的东南部发育石灰岩洼地微相。

5 沉积相模式

沉积模式是通过全面概括沉积环境特征、演化及其空间组合形式，以图形或文字方式表现一种理想的、概括的沉积相格局。

通过对优选的11口典型井的岩心观察，结合马家沟期地质背景以及测录井等资料分析，笔者认为马五₂段沉积时期总体为干热气候，海平面呈震荡变化，海侵、海退较为频繁，马五₂亚段沉积时期为短周期相对海侵的沉积过程。研究区主要为局限台地的沉积环境，自西向东依次发育白云岩坪、灰质白云岩坪和石灰岩洼地。研究区整体表现为多隆多洼的特点，其中在靖西台坪的相对隆起区和靖东次隆发育颗粒滩(图7)。单井短周期层序地层分析及连井沉积相对比表明，颗粒滩主要发育于马五₂高频层序的上部，且呈准层状断续分布，台内石灰岩洼地或灰质白云岩坪分布局限，白云岩坪微相呈弱连续状分布。其中白云岩坪微相的主要岩性为粉晶白云岩，灰质白云岩坪微相的岩性以灰质白云岩为主，石灰岩洼地的岩性以泥晶灰岩为主，而颗粒滩相的岩性主要为颗粒白云岩。

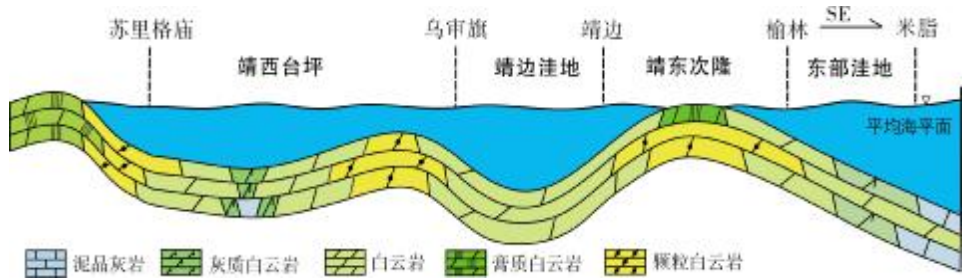


图7 鄂尔多斯盆地靖边气田北部马五₂亚段沉积模式

6 结 论

(1)鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶纪马五₂亚期为局限台地的沉积环境,主要发育了颗粒滩、白云岩坪、膏质白云岩坪、灰质白云岩坪和石灰岩洼地等沉积微相,沉积产物以颗粒白云岩和晶粒白云岩为主;颗粒白云岩主要为残余砂屑白云岩,晶粒白云岩以细晶白云岩、粉—细晶白云岩和粉晶白云岩为主。

(2)靖边气田北部奥陶系马五₂亚段纵向上主要为明显的下细上粗的逆粒序和向上变浅的沉积特征;横向上地层厚度较为稳定,以白云岩坪为主且较为连续;自西向东依次发育白云岩坪、颗粒滩、灰质白云岩坪和石灰岩洼地等沉积微相。

(3)鄂尔多斯盆地靖边气田北部奥陶系马五₂亚期为海退背景下的局部海侵,受隆洼相间的微古地貌及相对海平面变化的影响,颗粒滩主要分布于靖西台坪的相对隆起区和靖东次隆,原始孔隙度高且易受后期溶蚀作用改造,为最有利的储集相带;白云岩坪呈弱连续状分布,易受溶蚀作用影响,储集性能较好;台内石灰岩洼地或灰质白云岩坪分布局限,储集性能较差。

参 考 文 献

- [1] 谢锦龙,吴兴宁,孙六一,等.鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组五段岩相古地理及有利区带预测[J].海相油气地质,2013,18(4): 23-32.
- [2] 付金华,吴兴宁,孙六一,等.鄂尔多斯盆地马家沟组中组合岩相古地理新认识及油气勘探意义[J].天然气工业,2017,37(3): 9-16.
- [3] 冯增昭,陈继新,张吉森.鄂尔多斯地区早古生代岩相古地理[M].北京:地质出版社,1991.
- [4] 冯增昭,鲍志东,张永生,等.鄂尔多斯奥陶纪地层岩石岩相古地理[M].北京:地质出版社,1998.
- [5] 辛勇光,周进高,邓红婴.鄂尔多斯盆地南部下奥陶统马家沟组沉积特征[J].海相油气地质,2010,15(4):1-5.
- [6] 张军,徐黎明,包国民.陕甘宁盆地中央古隆起的形成及其与天然气的关系[J].天然气工业,1994,14(增刊): 19-23.
- [7] 王庆飞,邓军,杨立强,等.鄂尔多斯盆地奥陶纪“L”状边缘隆起演化过程及其构造背景[J].现代地质,2006,20(1): 30-34.
- [8] TAN Xiucheng, LI Ling, LIU Hong, et al. Mega-shoaling in carbonate platform of the Middle Triassic Leikoupo Formation, Sichuan Basin, Southwest China[J]. Science China: earth sciences, 2014, 57(3): 465-479.
- [9] 冯增昭.单因素分析综合作图法:岩相古地理学方法论[J].沉积学报,1992,10(3): 70-77.
- [10] 吴东旭,吴兴宁,王少依,等.鄂尔多斯盆地奥陶系颗粒滩白云岩储层特征及主控因素[J].海相油气地质,2017,22(2): 40-50.
- [11] 贺训云,寿建峰,沈安江,等.白云岩地球化学特征及成因:以鄂尔多斯盆地靖西马五段中组合为例[J].石油勘探与开发,2014,41(3): 375-384.
- [12] 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.
- [13] 包洪平,杨帆,蔡郑红,等.鄂尔多斯盆地奥陶系白云岩成因及白云岩储层发育特征[J].天然气工业,2017,37(1): 32-45.
- [14] 于洲,孙六一,吴兴宁,等.鄂尔多斯盆地靖西地区马家沟组中组合储层特征及主控因素[J].海相油气地质,2012,17(4): 49-56.

编辑:黄革萍

Characteristics of sedimentary microfacies of Majiagou Submember-5₂ of Ordovician in Northern Jingbian Gas Field of Ordos Basin

WANG Lizhen, XIE Jinlong, LU Enjun, WU Xingning, YU Zhou, WANG Shumin

Abstract: Based on the comprehensive analysis of cores, thin sections, well logging data and paleo-sedimentary setting, the types of sedimentary microfacies of Majiagou Submember-5₂ of Ordovician in northern Jingbian Gas Field of Ordos Basin are systematically summarized. Furthermore, guided by the theory of single factor analysis and multi-factor synthesis mapping, single factor contour maps of dolomite content, limestone content, granular dolomite content were selected, and the plane distribution of sedimentary facies in the study area are described in detail. It is indicated that: (1) the paleo-sedimentary setting of Majiagou Submember-5₂ of Ordovician in the northern part of Jingbian Gas Field show the characteristics of “alternation with uplift and depression”; (2) microfacies such as grain bank, dolomite flat, limy dolostone flat, and the depression of limestone developed; (3) the grain bank is favorable microfacies for high-quality carbonate reservoirs, which mainly distributes on the platform in the western Jingbian and the secondary uplift belt in the eastern Jingbian.

Key words: sedimentary microfacies; Majiagou Formation; Ordovician; Jingbian Gas Field; Ordos Basin

WANG Lizhen: Master in progress at PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development.

Add: 1 Unit, 59 Building, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China