

鄂尔多斯盆地西部奥陶系乌拉力克组 烃源岩沉积模式及生烃潜力

吴东旭^{1,2}, 吴兴宇¹, 李程善³, 于洲¹, 李维岭¹, 蔡君¹, 李国军^{1,2}

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油集团碳酸盐岩储层重点实验室; 3 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院

摘要 随着鄂尔多斯盆地天然气勘探日益向深层发展,下古生界的烃源岩发育规模和生烃潜力成为制约天然气勘探的重要因素。基于野外露头、钻井岩心和薄片观察,结合全岩矿物、有机碳、稀土元素、干酪根、镜质组反射率、热解等地球化学分析,对盆地西部奥陶系乌拉力克组烃源岩的沉积模式和生烃潜力进行了详细研究。沉积相研究表明:盆地西部乌拉力克组主要发育浅水灰质陆棚相、深水陆棚相和海槽相3个相带,其中的深水陆棚相由于水体安静且处于氧化界面以下,是烃源岩发育和保存的良好相带,而海槽相由于受到重力流、浊流等的影响,水体动荡,不利于烃源岩的保存。烃源岩分析表明:深水陆棚相大部分地区的烃源岩 TOC 超过 0.4%,干酪根以 I 型为主,含少量 II₁ 型,烃源岩普遍达到成熟—高成熟演化阶段,是有效的产气源岩。以 0.4% 为有效烃源岩的 TOC 下限,计算得到乌拉力克组的总生烃量达到 $8.226 \times 10^8 \text{ t}$,可以为盆地西部奥陶系储层提供充足的天然气。

关键词 深水陆棚; 烃源岩; 生烃潜力; 乌拉力克组; 奥陶纪; 鄂尔多斯盆地西部

中图分类号: TE122.1 **文献标识码**: A

0 前言

鄂尔多斯盆地是我国重要的含油气盆地,面积约为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$,可划分为伊盟隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环坳陷、西缘逆冲带和渭北隆起等6个一级构造单元^[1]。随着鄂尔多斯盆地天然气勘探不断向深层拓展,下古生界烃源岩的发育规模及生烃潜力成为制约勘探的重要因素。近年来,长庆油田在盆地西缘奥陶系的风险勘探不断发现天然气显示和低产气流,忠4井在乌拉力克组试气获得 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,证明了盆地西缘发育有效的海相烃源岩。本文的研究区主要包括盆地西部的天环坳陷和西缘逆冲带,研究层位为中奥陶统乌拉力克组。

前人对盆地西部奥陶系的烃源岩以及天然气成藏进行了广泛的研究,大部分学者认为西部发育的深海相泥岩和泥灰岩是奥陶系主要的烃源岩^[2-10]。但以往的研究多侧重于西部烃源岩的成藏

潜力,针对烃源岩沉积模式的研究^[11-12]较少,对于这套烃源岩整体的发育规模和分布规律目前还没有详细的论述。作者对忠4井、李34井等一批新的重点探井的乌拉力克组烃源岩进行了分析,结合野外典型露头剖面对比,以及大量的岩石学研究和地球化学分析,对乌拉力克组的沉积特征、烃源岩发育模式及生烃潜力进行了综合研究和详细评价,以期指导盆地西缘的下一步勘探工作。

1 乌拉力克组沉积特征

烃源岩一般分布在水体相对较深且稳定的沉积环境,这样才能保证有机质得到良好的保存,不会被动荡的浅水富氧水体所破坏和氧化^[13]。作者根据钻井、野外露头资料,对乌拉力克组等地层层序和岩性特征进行深入分析和对比(表1),并在此基础上精细刻画了沉积相分布(图1)。

参考前人的地层划分方案^[14-15],结合对盆地西部多个野外露头的观测,对乌拉力克组的层位及其

收稿日期: 2019-12-19; 改回日期: 2020-05-14; 网络出版日期: 2020-10-20

本文受国家科技重大专项下课题“深层古老含油气系统成藏规律与目标评价”(编号:2017ZX05008-005)、中国石油重大专项“深层/超深层油气成藏规律与先进探测技术”(编号:2018A-0105)和“长庆油田5000万吨持续高效稳产关键技术研究与应用”(编号:2016E-0514)联合资助

第一作者: 吴东旭, 硕士, 工程师, 主要从事碳酸盐岩沉积储层研究。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: wudx_hz@petrochina.com.cn

与盆地西部其他地区地层层序的对应关系重新进行了厘定。乌拉力克组的名称源于内蒙古桌子山地区岗德尔山南部的乌拉力克沟,该组在命名地与下伏克里摩里组呈整合接触。如表1所示:乌拉力克组在盆地西缘南部的平凉地区与平凉组下段对应;在中部青龙山地区大部分被剥蚀,只有局部地区有少量出露;在中北部大罗山、小罗山地区与米钵山组中部对应;再往北至贺兰山地区与樱桃沟组上段对应。

中奥陶世克里摩里期,盆地西部海侵到达最大范围^[16],自西向东依次发育深水盆地—斜坡—台地边缘—开阔台地等相带。

表1 鄂尔多斯盆地西部中奥陶统地层对比表

Table 1 Stratigraphic correlation of Middle Ordovician in western Ordos Basin

系	统	西部不同地区				
		贺兰山	大罗山、小罗山	青龙山	桌子山	平凉
奥陶系	上统					
	中统	银川组	米钵山组		蛇山组	
		山字沟组			公乌素组	
		樱桃沟组			拉什仲组	
				克里摩里组	克里摩里组	平凉组
						三道沟组

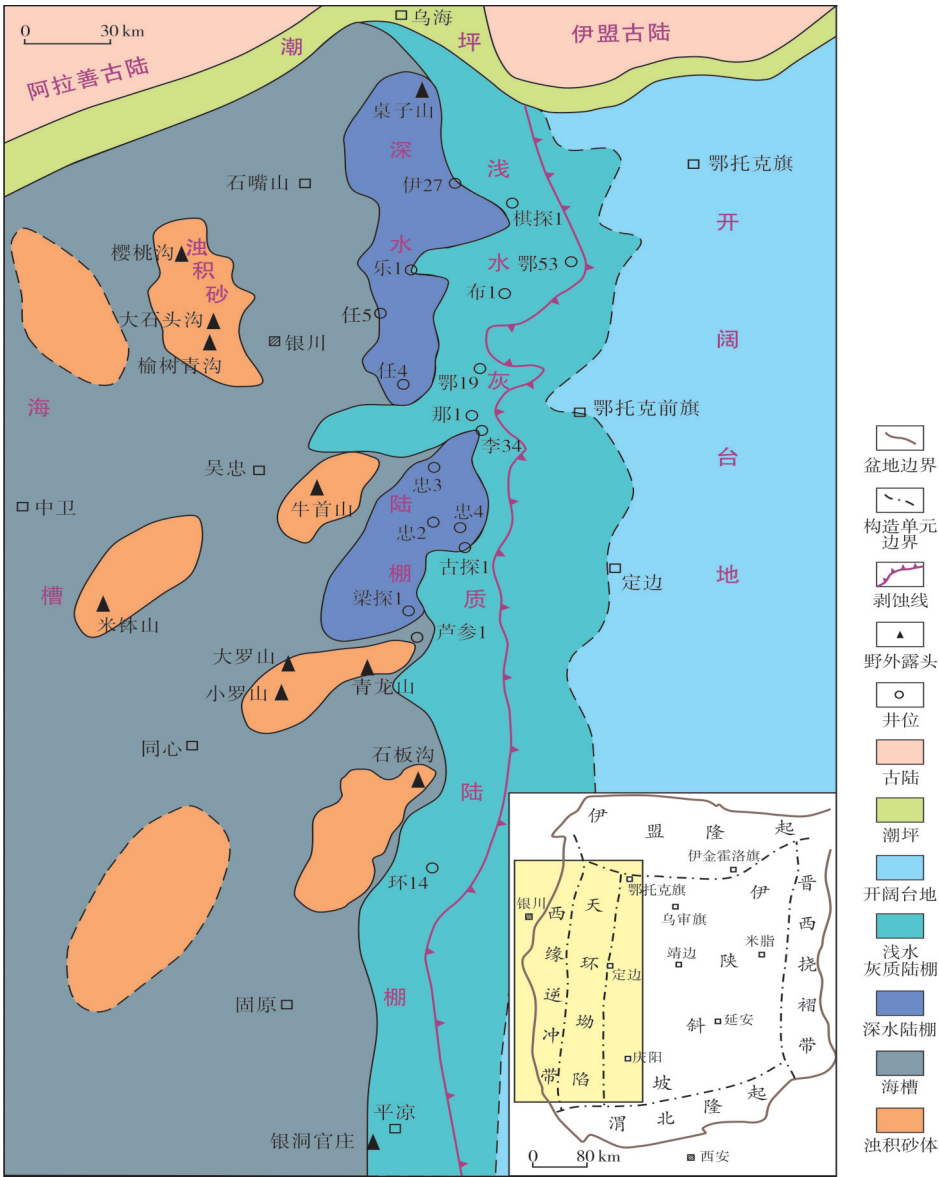


图1 鄂尔多斯盆地西部奥陶系乌拉力克组沉积相平面图

Fig. 1 Sedimentary facies map of the Odovician Ulalik Formation in western Ordos Basin

乌拉里克期,盆地西部继续裂陷,东部继续抬升,基本继承了克里摩里期的古地理环境,但后期的抬升使东部的地层遭受大范围剥蚀(图1),往西依次发育浅水灰质陆棚、深水陆棚和海槽等相带。

通过对钻井和野外露头的岩心和薄片观察,并结合全岩矿物分析发现:①西部的海槽相主要是陆源碎屑供给形成的一套砂泥岩互层的类复理石浊积岩,厚度巨大,属超补偿沉积,不利于有机质的保存^[17]。由于受到北部的阿拉善古陆、伊盟古陆以及西南部的古秦岭的影响,海槽发育大量的深海重力流沉积,包括浊流、等深流、颗粒流等^[18-20]以及典型的复理石沉积^[21],露头样品大部分为不等粒岩屑石英砂岩,含部

分火山岩碎屑以及碳酸盐岩颗粒,可以见到典型的鲍马序列、粒序层理和碎屑沉积。重力流的石英颗粒或岩屑大小一般超过了 $300\ \mu\text{m}$,大的达到几个毫米。②深水陆棚相沉积了一套厚度相对稳定、夹数层钙质角砾岩的灰黑色含笔石泥页岩地层。在相对稳定的缺氧环境下,发育含泥灰岩、灰质泥岩、泥页岩等富有机质沉积(图2)。钻井岩心烃源岩样品主要为泥灰岩或灰质泥岩,含少量的石英或长石颗粒。桌子山地区乌拉里克组岩石中的石英颗粒一般小于 $100\ \mu\text{m}$,代表了正常的风力或者水力牵引流。③研究区东部的浅水灰质陆棚相,主要发育泥晶灰岩、颗粒灰岩等浅海沉积,由于后期抬升剥蚀,残余厚度较小。

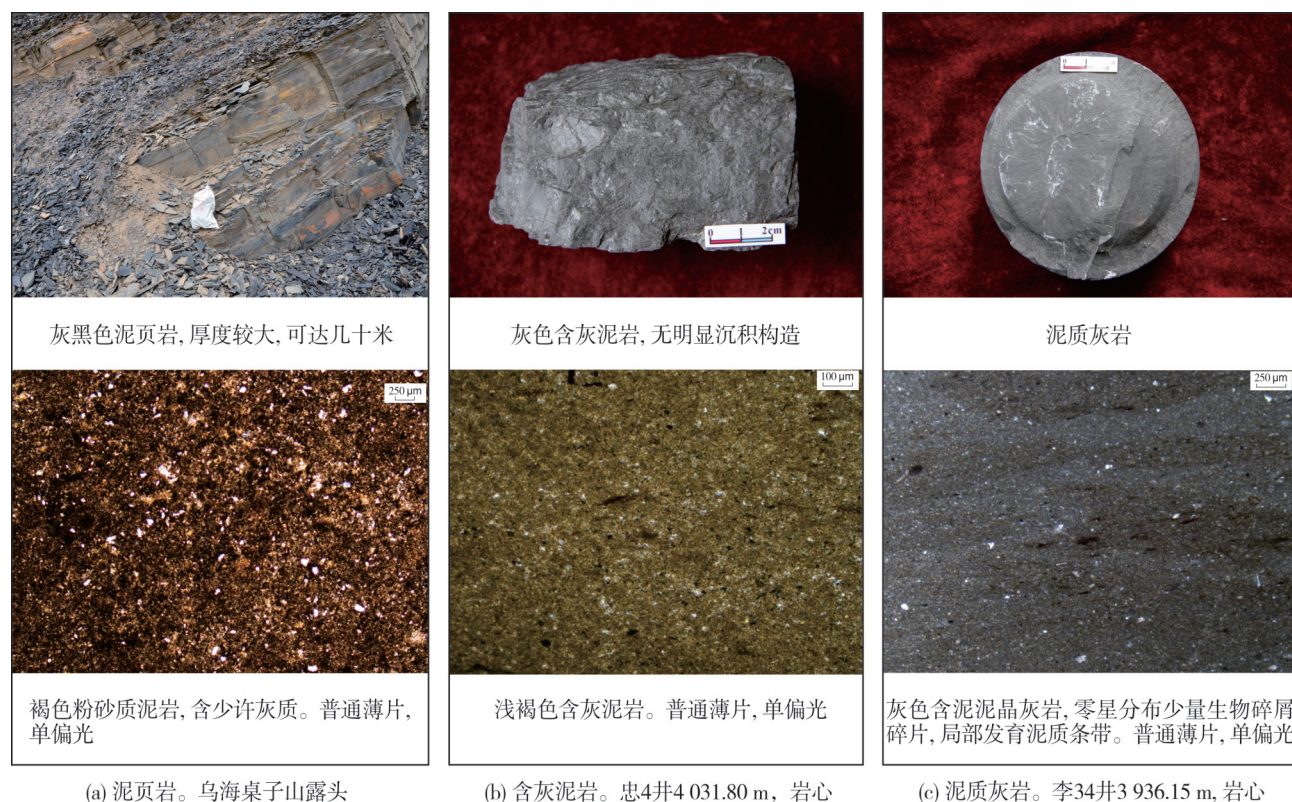


图2 鄂尔多斯盆地西部乌拉里克组烃源岩岩性特征

Fig. 2 Lithologic characteristics of the Ulalik source rocks in western Ordos Basin

岩石中的石英和岩屑颗粒一般代表了陆源物质的供应,而碳酸盐含量则主要受海相沉积的影响^[22]。一般来讲,陆源物质的供应会影响到水下沉积的稳定性,尤其是海底重力流对烃源岩的保存会有较严重的破坏作用。但以桌子山地区为代表的深水陆棚相,其陆源碎屑属于正常的风力或者水力牵引流沉积,并不会对地层的沉积产状产生明显影

响,也不会破坏有机质的保存。

通过对李34井、忠4井深水陆棚相岩心样品稀土元素的分析(图3)可知:其 ΣREE 值为 $154.7 \sim 174.24$ (与北美页岩的 173.21 大致相当), $\Sigma\text{LREE}/\Sigma\text{HREE}$ 值为 $10 \sim 11$ (大于球粒陨石标准值 1.78 和北美页岩的 7.50), $(\text{La}/\text{Yb})_n$ 值为 $10 \sim 12$ (大于北美页岩的 6.99),轻重稀土元素分异大,反映其沉积速率

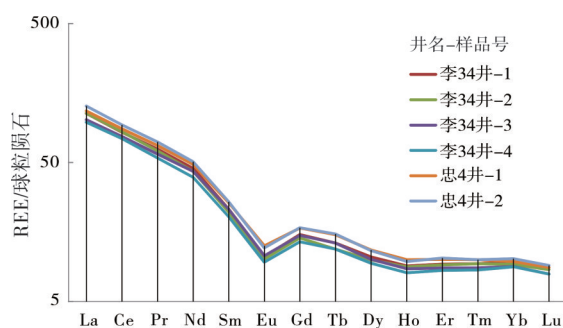


图3 鄂尔多斯盆地西部乌拉力克组深水陆棚相岩心样品稀土元素分布特征

Fig. 3 REE distribution patterns of core samples of deep-water shelf facies of the Ulalik Formation in western Ordos Basin

较慢^[23];Ce异常值为 $-0.04 \sim -0.02$,明显大于 -0.1 ,反映沉积古水体为缺氧还原环境^[24]。这表明深水陆棚保持了平静缺氧的静水沉积环境,并未受到深水重力流的影响,有利于烃源岩的保存。

2 乌拉力克组烃源岩特征及生烃潜力

在沉积相分析的基础上,作者编制了乌拉力克组暗色泥岩厚度图(图4a),利用多口探井的以深水陆棚相为主的岩心和岩屑样品开展了TOC(图4b)、干酪根、镜质组反射率、热解等地球化学分析,为烃源岩综合评价提供了充足的数据支撑。

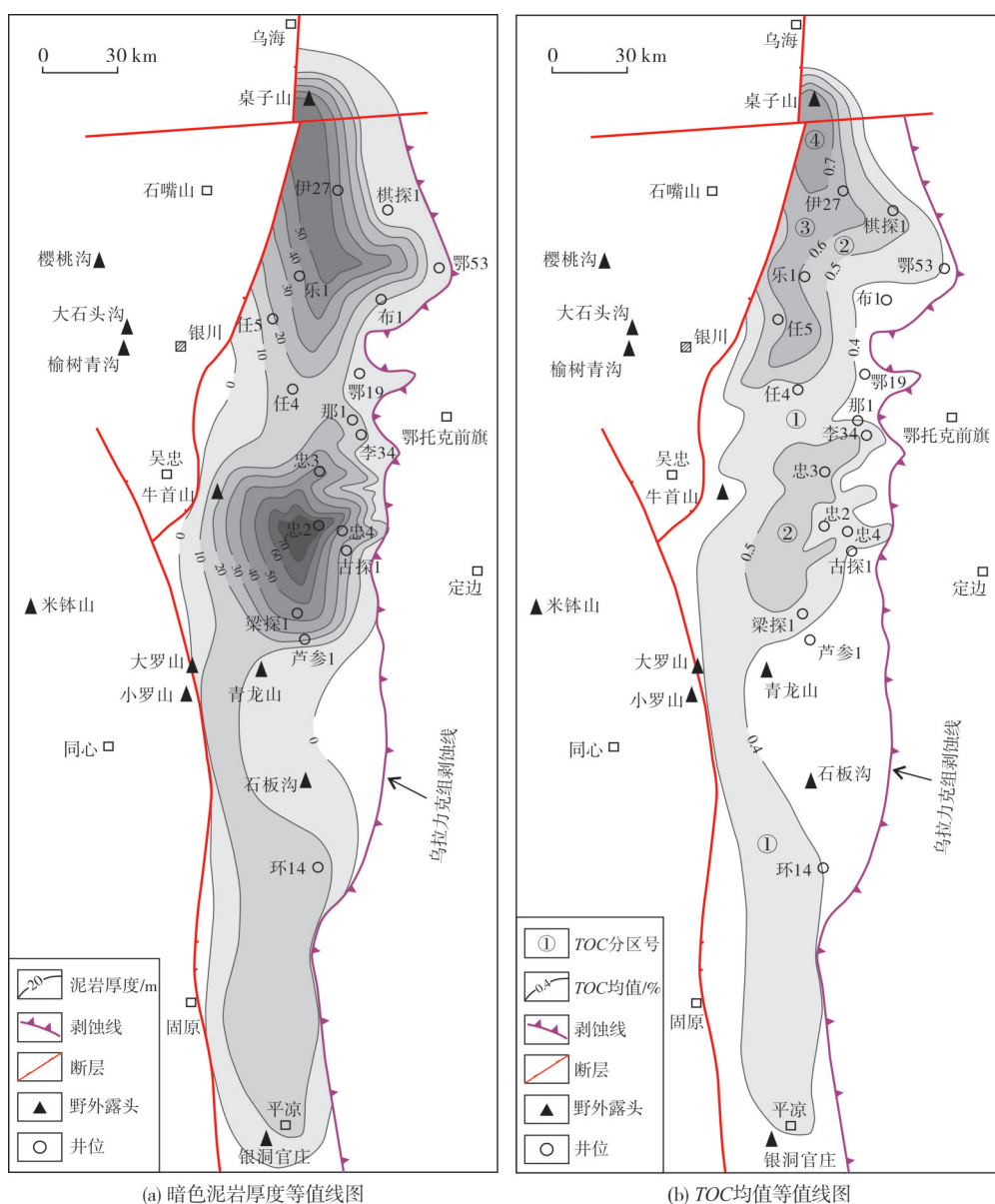


图4 鄂尔多斯盆地西部乌拉力克组暗色泥岩厚度及TOC等值线图

Fig. 4 Contour map of thickness and TOC of dark mudstone of Ulalik Formation in western Ordos Basin

2.1 暗色泥岩厚度和 TOC 分布

对钻穿乌拉里克组的 38 口探井所揭示的暗色(含灰)泥岩的厚度进行了统计,并编制了暗色泥岩厚度平面分布图(图 4a)。由图可知,乌拉里克组暗色泥岩主要分布在深水陆棚相的 2 个洼地中:南部洼地最厚可达 74 m,北部洼地最厚可达 59 m。

对乌拉里克组 259 块岩心和岩屑样品的 TOC 进行统计,最小值为 0.05%,最大值为 4.55%,平均值为 0.53%。如 TOC 直方图所示(图 5),TOC 大于 0.4% 的样品占比达 46%,说明乌拉里克组近一半样品达到了烃源岩的标准。在 TOC 平面分布图上(图 4b),与暗色泥岩厚度分布特征相似,最高值出现在与图 4a 对应的两个洼地中,其中南部洼地 TOC 平均值最高达 0.58%,北部洼地最高达 0.72%。TOC 的分布区间可划分为 4 个区,分别对应 0.4%~0.5%、0.5%~0.6%、0.6%~0.7% 和大于 0.7%。

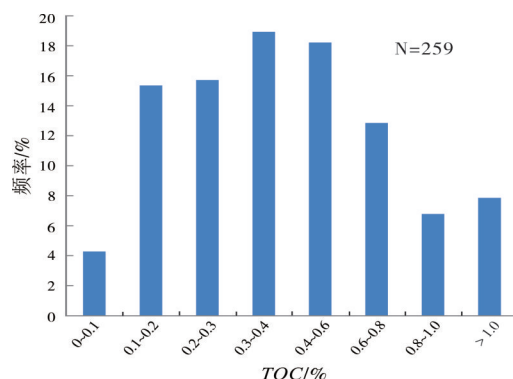


图5 鄂尔多斯盆地西部乌拉里克组暗色泥岩 TOC 直方图

Fig. 5 TOC histogram of dark mudstone of Ulalik Formation in western Ordos Basin

2.2 有机质类型及成熟度

有机质类型取决于有机质当中的干酪根组成^[25]。对乌拉里克组 30 块样品(7 块露头样品, 23 块岩心样品)进行了干酪根显微组分鉴定及类型划分(图 6)。所有样品均以腐泥组为主,平均含量为

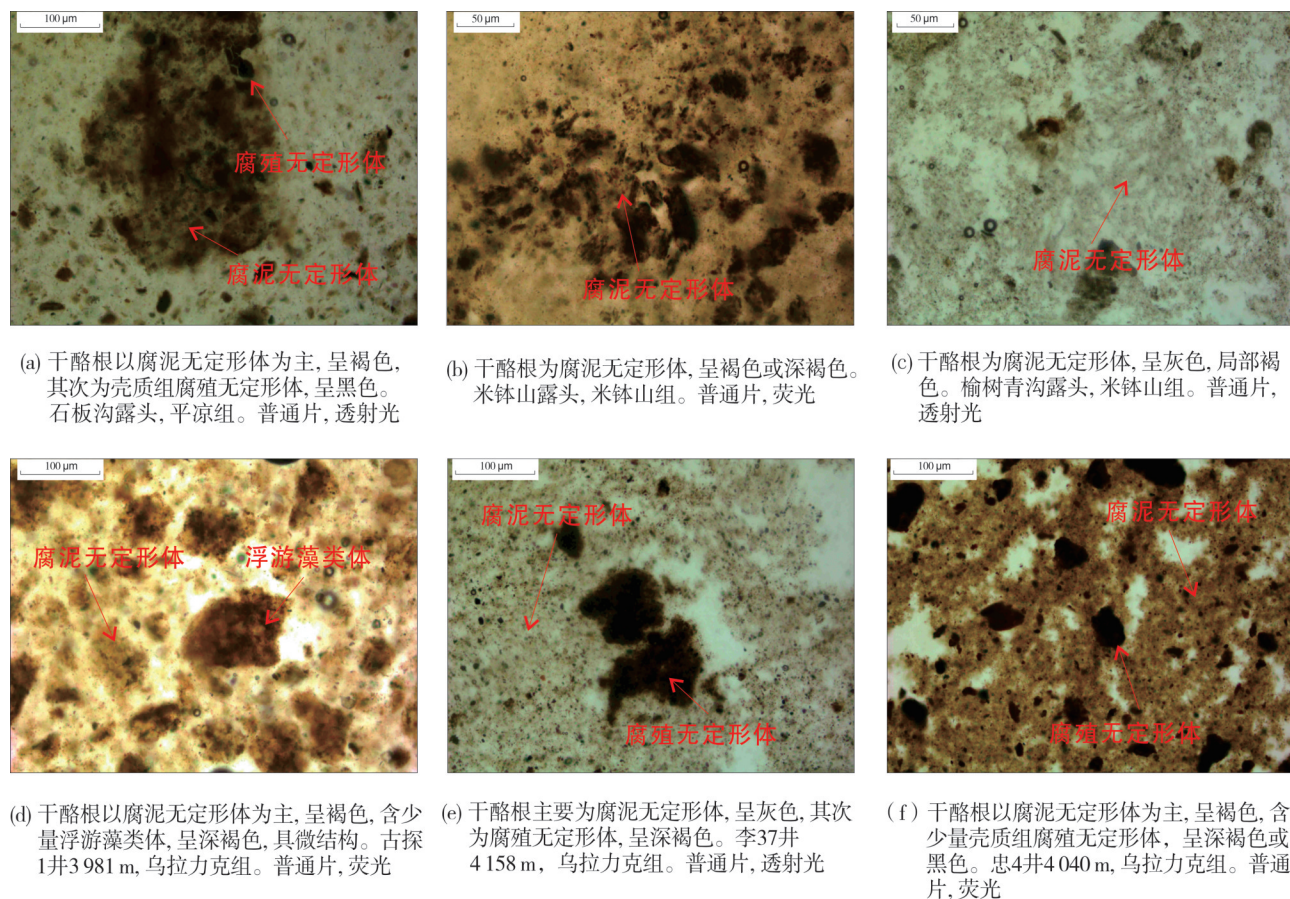


图6 鄂尔多斯盆地西部乌拉里克组有机质干酪根显微照片

Fig. 6 Micrographs of kerogen of Ulalik Formation in western Ordos Basin

85.5%,最大可达96%,最低也有64%,说明烃源岩基本为海相成因;腐泥组中大部分为腐泥无定形体,只有个别样品含有少量浮游藻类体,说明干酪根降解程度较高。壳质组平均含量为9.6%,最高不超过30%,并且主要为腐殖无定形体。镜质组含量平均为2.2%,最高不超过5%,主要为正常镜质组。惰质组主要为丝质体,平均含量为2.1%,最高不超过4%。总体上,干酪根类型指数分布范围为62~97,平均为89,反映主要为I型干酪根,少量为II₁型干酪根,这进一步印证了烃源岩的海相来源^[26]。

同一批样品的镜质组反射率分析表明,乌拉力克组 R_o 的范围为1.13%~2.35%;其中钻井(主要位于研究区中东部)样品为1.13%~1.82%,处于成熟—高成熟阶段;而野外露头(主要位于研究区西部)样品为1.36%~2.35%,处于高成熟—过成熟阶段^[27],部分地区甚至达浅变质阶段,如石板沟剖面、大石头沟剖面和大罗山、小罗山剖面。

2.3 生烃潜力

本次研究对桌子山露头乌拉力克组TOC较高的8个样品(TOC平均值为0.84%)进行了热解分析,并与搜集到的12口井岩心样品的热解分析结果进行对比。结果表明:热解峰温为383~598℃,平均为480℃,属于高成熟—过成熟阶段,这与 R_o 测试的结果相一致;游离烃量 S_1 为0.01~0.17 mg/g,平均为0.04 mg/g;裂解烃量 S_2 为0~0.39 mg/g,平均为0.11 mg/g;总的生烃潜量(S_1+S_2)为0.01~0.45 mg/g,平均为0.14 mg/g。总体上,热解分析结果反映乌拉力克组烃源岩生烃潜力并

不高。许多学者认为我国海相烃源岩成熟度普遍较高,其原始有机碳和生烃潜量需要恢复^[28-30],因此其原始的生烃潜力应比当前实测的要高出许多。

国内众多学者针对海相烃源岩(灰质或含灰泥岩为主)的TOC下限作了研究,不同学者提出的下限差异很大,分布范围在0.05%~0.5%之间^[31-36]。近年来,大多数学者认为应该为0.4%或0.5%,与泥质岩的TOC下限一致^[37-38]。在此基础上,作者参考陈建平等^[39]基于下古生界海相烃源岩建立的回归方程,根据研究区实际地质条件,采用下式恢复原始生烃潜量:

$$P_g = 5.63 \times TOC - 2.252 \quad (1)$$

式中:TOC为有机碳含量,%; P_g 为原始生烃潜量,mg/g。

再结合有效烃源岩的厚度和面积分布,可计算总的生烃量:

$$Q = \sum S \times H \times \rho \times P_g \times 10^{-4} \quad (2)$$

式中: Q 为总生烃量, 10^8 t; S 为烃源岩分布面积, km^2 ; H 为烃源岩厚度,m; ρ 为烃源岩密度,这里取泥岩的密度2.6 g/cm³; P_g 为由式(1)计算得到的原始生烃潜量,mg/g。

考虑到研究区乌拉力克组烃源岩有机质成熟度普遍较高,以及TOC高值区与烃源岩厚度高值区的对应性,笔者认为选择0.4%为烃源岩的TOC下限相对合理。在此基础上分别计算不同TOC分区的生烃量,然后求和得到乌拉力克组总的生烃量为 8.226×10^8 t(表2)。

表2 鄂尔多斯盆地西部乌拉力克组烃源岩的生烃参数和生烃量

Table 2 Hydrocarbon generation parameters and quantity of source rock of Ulalik Formation in western Ordos Basin

TOC		面积/ km^2	平均累计厚度/m	密度/($g \cdot cm^{-3}$)	原始生烃潜量/($mg \cdot g^{-1}$)	生烃量/ 10^8 t
分区号	均值范围/%					
①	0.4~0.5	11 193	21	2.6	0.281 5	1.720
②	0.5~0.6	3 354	35	2.6	0.844 5	2.578
③	0.6~0.7	1 510	49	2.6	1.407 5	2.708
④	>0.7	433	55	2.6	1.970 5	1.220
合计						8.226

3 结 论

(1)鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组(及对应地层)发育浅水灰质陆棚相、深水陆棚相和海槽相,分别以(颗粒)泥晶灰岩、含灰泥(页)岩和重力流沉积为特征。深水陆棚相由于水体安静、且处于氧化界面以下,是烃源岩发育和保存的有利相带;而海槽相由于受到重力流、浊流等的影响,水体动荡,不利于烃源岩的保存。

(2)深水陆棚相暗色泥岩 TOC 大多超过 0.4%,干酪根以 I 型为主,含少量 II₁型,普遍达到成熟—高成熟阶段,部分达到过成熟阶段,是有效的产气源岩。

(3)考虑到乌拉力克组烃源岩成熟度普遍较高,因此选择 0.4% 为烃源岩的 TOC 下限,计算得到盆地西部乌拉力克组的总生烃量达到 8.226×10^8 t,可以为西缘奥陶系提供充足的气源。

参 考 文 献

- [1] 姚泾利,王程程,陈娟萍,等.鄂尔多斯盆地马家沟组盐下碳酸盐岩烃源岩分布特征[J].天然气地球科学,2016,27(12):2115-2126.
- [2] 孔庆芬,王可仁.鄂尔多斯盆地西缘奥陶系烃源岩热模拟试验研究[J].天然气地球科学,2006,17(2):187-191.
- [3] 孔庆芬,张文正,李剑锋,等.鄂尔多斯盆地西缘奥陶系烃源岩生烃能力评价[J].天然气工业,2007,27(12):62-64.
- [4] 王传刚,王毅,许化政,等.论鄂尔多斯盆地地下古生界烃源岩的成藏演化特征[J].石油学报,2009,30(1):38-45,50.
- [5] 刘全有,金之钧,王毅,等.鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩系天然气成藏研究[J].岩石学报,2012,28(3):847-858.
- [6] 张月巧,郭彦如,侯伟,等.鄂尔多斯盆地西南缘中上奥陶统烃源岩特征及勘探潜力[J].天然气地球科学,2013,24(5):894-904.
- [7] 赵靖舟,王大兴,孙六一,等.鄂尔多斯盆地西北部奥陶系气源及其成藏规律[J].石油与天然气地质,2015,36(5):711-720.
- [8] 武春英,贾亚妮,韩会平,等.鄂尔多斯盆地西缘探区奥陶系烃源岩评价[J].新疆石油地质,2015,36(2):180-185.
- [9] 郭彦如,赵振宇,张月巧,等.鄂尔多斯盆地海相烃源岩系发育特征与勘探新领域[J].石油学报,2016,37(8):939-951,1068.
- [10] 肖晖,赵靖舟,熊涛,等.鄂尔多斯盆地古隆起西侧奥陶系烃源岩评价及成藏模式[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1087-1097.
- [11] 席胜利,郑聪斌,李振宏.鄂尔多斯盆地西缘奥陶系地球化学特征及其沉积环境意义[J].古地理学报,2004,6(2):196-206.
- [12] 张道锋,刘新社,高星,等.鄂尔多斯盆地西部奥陶系海相碳酸盐岩地质特征与成藏模式研究[J].天然气地球科学,2016,27(1):92-101.
- [13] 王传刚.海相烃源岩的形成环境与岩性特征:以鄂尔多斯盆地为例[C]//第二届中国石油地质年会:中国油气勘探潜力及可持续发展论文集.北京:中国石油学会石油地质专业委员会,2006:75-84.
- [14] 郭彦如,赵振宇,付金华,等.鄂尔多斯盆地奥陶纪层序岩相古地理[J].石油学报,2012,33(增刊2):95-109.
- [15] 赵振宇,孙远实,李程善,等.鄂尔多斯盆地奥陶系地层划分与对比研究[J].特种油气藏,2015,22(5):9-17,151.
- [16] 吴东旭,孙六一,周进高,等.鄂尔多斯盆地西缘克里摩里组白云岩储层特征及成因[J].天然气工业,2019,39(6):51-62.
- [17] 吴东旭,周进高,吴兴宁,等.鄂尔多斯盆地西缘早中奥陶世岩相古地理研究[J].高校地质学报,2018,24(5):747-760.
- [18] 李华,何幼斌.鄂尔多斯盆地西南缘奥陶系平凉组改造砂沉积特征及意义[J].石油与天然气地质,2018,39(2):384-397.
- [19] 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.
- [20] 付金华,郑聪斌.鄂尔多斯盆地奥陶纪北海和祁连海演变及岩相古地理特征[J].古地理学报,2001,3(4):25-34.
- [21] 吴兴宁,孙六一,于洲,等.鄂尔多斯盆地西部奥陶纪岩相古地理特征[J].岩性油气藏,2015,27(6):87-96.
- [22] 冯进来,胡凯,曹剑,等.陆源碎屑与碳酸盐混积岩及其油气地质意义[J].高校地质学报,2011,17(2):297-307.
- [23] 腾格尔,刘文汇,徐永昌,等.高演化海相碳酸盐烃源岩地球化学综合判识:以鄂尔多斯盆地为例[J].中国科学:D辑 地球科学,2006,36(2):167-176.
- [24] 刘锐娥,卫孝峰,王亚丽,等.泥质岩稀土元素地球化学特征在物源分析中的意义:以鄂尔多斯盆地上古生界为例[J].天然气地球科学,2005,16(6):788-791.
- [25] 曹庆英.透射光下干酪根显微组分鉴定及类型划分[J].石油勘探与开发,1985,12(5):14-23,81-88.
- [26] 戴娜,钟宁宁,邓运华,等.中生代—新生代大陆边缘盆地海相烃源岩成因类型[J].石油学报,2015,36(8):940-953.
- [27] 涂建琪,金奎励.表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J].地球科学进展,1999,14(1):18-23.
- [28] 秦建中,郑伦举,腾格尔.海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究[J].地球科学(中国地质大学学报),2007,32(6):853-860.
- [29] 张辉,彭平安.烃源岩有机碳含量恢复探讨[J].地球化

- 学, 2011, 40(1): 56-62.
- [30] 庞雄奇, 李倩文, 陈践发, 等. 含油气盆地深部高过成熟烃源岩古 *TOC* 恢复方法及其应用[J]. 古地理学报, 2014, 16(6): 769-789.
- [31] 傅家谟, 贾蓉芬. 碳酸岩分散有机质的基本存在形式、演化特征与碳酸岩地层油气评价[J]. 地球化学, 1984, 13(1): 1-9, 105.
- [32] 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题[J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 534-547.
- [33] 秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 281-286.
- [34] 陈安定. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 23-25.
- [35] 彭平安, 刘大永, 秦艳, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题[J]. 地球化学, 2008, 37(4): 415-422.
- [36] 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(2): 8-12.
- [37] 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等. 烃源岩生烃演化过程 *TOC* 值的演变及其控制因素[J]. 中国科学: D 辑 地球科学, 2004, 34(增刊1): 120-126.
- [38] 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等. 烃源岩 *TOC* 值变化与其生烃效率关系的探讨[J]. 沉积学报, 2004, 22(增刊1): 73-78.
- [39] 陈建平, 梁狄刚, 张水昌, 等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. 地质学报, 2012, 86(7): 1132-1142.

编辑: 董庸

Sedimentary model and hydrocarbon-generation potential of source rock of the Ordovician Ulalik Formation in western Ordos Basin

WU Dongxu, WU Xingning, LI Chengshan, YU Zhou, LI Weiling, CAI Jun, LI Guojun

Abstract: With the development of natural gas exploration in deep strata, the scale and hydrocarbon-generation potential of the Lower Paleozoic source rocks in Ordos Basin have become an important factor. Based on field outcrop, drilling core and thin section observation, combined with geochemical analysis of minerals, organic carbon, rare earth elements, kerogen, vitrinite reflectance, pyrolysis and so on, the sedimentary model and hydrocarbon-generation potential of Ordovician Ulalik Formation in western basin are studied in detail. The study of sedimentary facies shows that Ulalik Formation is mainly composed of three facies belts, i.e., shallow-water calcareous shelf facies, deep-water shelf facies, and trough facies. The deep-water shelf facies is favorable for the development and preservation of source rocks due to the quiet water body and being under the oxidation interface, however, the trough facies are not conducive to the preservation of source rocks due to the influence of gravity flow and turbidity current. The source rocks of deep-water shelf facies are effective for gas generation: *TOC* is mostly more than 0.4%, kerogen is mainly type I and a little type II₁, and the source rock is generally in the stage of maturity-high maturity. Taking 0.4% as the lower limit of *TOC* of effective source rock, the total amount of hydrocarbon generated by Ulalik Formation is 8.226×10^8 t, which can provide sufficient natural gas for Ordovician reservoirs in the western basin.

Key words: deep-water shelf; source rock; hydrocarbon-generation potential; Ulalik Formation; Ordovician; western Ordos Basin

WU Dongxu, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in sedimentary and reservoir geology of carbonate rock. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China