

海相页岩层系内部成藏条件与聚油机理的分层(段)研究

——以澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩为例

谷峰, 李又武, 李乐忠, 唐颖, 张越, 吴晓丹

中海石油气电集团有限责任公司

摘 要 Toolebuc 组页岩为澳大利亚一套海相灰质页岩, 具有明显分层(段)特征。综合利用地球化学分析、扫描电镜、能谱分析、岩相划分与对比等手段对页岩成藏条件的差异进行了精细研究。研究表明: ① Toolebuc 组页岩有机质丰度高, 已进入低成熟演化阶段, 中段含碳屑页岩 TOC 最高, 为主力生烃层段; ② 上段灰质页岩的微观孔隙类型最为丰富, 发育孔径大且连通性好的生物骨架粒间孔、钙质溶孔和有机质溶孔, 为页岩油优势储集层段; ③ 当中段、上段与上覆盖层的岩相组合为“页岩-灰质页岩-页岩”时, 对页岩油封盖最为有利。通过对 Toolebuc 组页岩滞留烃的富集因素分析, 上、中、下 3 段有效源岩有机碳下限分别为 4%、7% 和 5%, 认为上段灰质页岩更利于烃类滞留, 中段滞留烃所需有机碳最高, 有效烃源岩比例超过 60%, 排烃最为显著。Toolebuc 组页岩整体具有多层段供烃、优势空间储集、差异化封盖、有效源岩滞留的成藏特征, 页岩层系内成藏条件的差异决定了页岩油的分布与富集特征, 岩相是生储盖差异的决定性因素。

关键词 澳大利亚; Toolebuc 组; 页岩油; 灰质页岩; 成藏差异; 滞留烃

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

0 前 言

页岩油是指储存于富有机质的、以纳米级孔径为主的页岩地层中的石油, 它是成熟有机质页岩石油的简称^[1]。随着近年来页岩油内涵的丰富和富集理论的发展, 以及勘探开发技术的进步, 页岩油已成为石油勘探的前沿及各油田增储的热点领域^[2]。目前的研究普遍认为, 泥页岩虽然具有一定含油性, 但可动用潜力低, 页岩层中的砂岩、粉砂岩以及石灰岩夹层获得商业开发的可能性较高。这类研究的范围和对象常位于一个特定区域或局限于某套特定页岩的甜点分析或预测, 而对页岩层系内部各层段的特征和成藏差异性研究则涉及较少。在页岩油勘探的实际工作中, 由于富油层段的分布未呈现明显特征, 且储层非均质性强, 故有必要对页岩层系内的成藏条件开展精细研究与评价。

澳大利亚东部伊罗曼加盆地(Eromanga Basin)下白垩统 Toolebuc 组海相灰质页岩的油气勘探始于 21 世纪初, 近年来在盆地中部针对该层系中页岩

油的勘探已取得良好进展: 在随钻过程中发现液态石油, 岩心油浸且录井中有良好的荧光显示。通过钻井与岩心观察, Toolebuc 组页岩具有明显的分段特征, 勘探与评价已经证明不同层段的油气显示与富集程度存在明显差异, 虽然尚未进行商业开发, 但已经揭示出该套海相页岩具备页岩油富集的潜力。

本文在北美海相页岩油勘探开发成功经验总结的基础上, 结合前人对该套页岩的整体地质认识, 采用研究区内近年来钻探的 19 口井的资料与实验分析数据(2010~2012 年), 综合地球化学资料(有机碳、热解、饱和烃色谱质谱)、页岩储层实验分析(扫描电镜、能谱分析)、测录井资料, 试图对澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩油的成藏条件进行分析, 并研究各层段聚油机理的差异性, 明确富集规律差异的主控因素, 以期今后的勘探指明方向, 同时, 也可对海相页岩油的地质理论与认识起到补充与完善作用, 以供相似盆地、相似层系的页岩油气勘探参考借鉴。

收稿日期: 2017-03-01; 改回日期: 2018-06-20

谷峰: 1987 年生, 工程师, 2012 年毕业于中国石油大学(北京), 获硕士学位, 现从事石油地质与非常规油气研究工作。通信地址: 100028 北京市朝阳区太阳宫南街 6 号; E-mail: gufenglyn@163.com

1 地质概况

研究区位于伊罗曼加盆地的东北部(图1a),澳大利亚昆士兰州中部,图1b是本次研究所用19口钻井资料的井位分布图。伊罗曼加盆地是一个覆盖在古生界之上的坳陷型沉积盆地,沉积中心位于盆地中央。在晚古生代,盆地存在多个沉降中心,形成Cooper、Pedirka、Galilee等次盆。在晚二叠世和晚白垩世,盆地经历两次大规模的构造抬升,古生界的大部分地层得到了保留,上二叠统和三叠系遭受剥蚀,

而晚白垩世的构造运动使得上白垩统上部地层被剥蚀,大多数区域的古近系直接覆盖在上白垩统Winton组之上(图1c)。

伊罗曼加盆地在侏罗纪主要接受陆相沉积,形成内陆盆地。在早白垩世,盆地东部发生大规模的海侵,沉积了一套滨浅海相、富含有机质的Toolebuc组页岩层^[3-4]。该套页岩由于经历了晚白垩世的构造抬升运动,使得盆地东部出露地表。本次研究区位于盆地东北部的斜坡带,页岩埋深从北至南、从东向西逐渐增加,最深可达1500m。

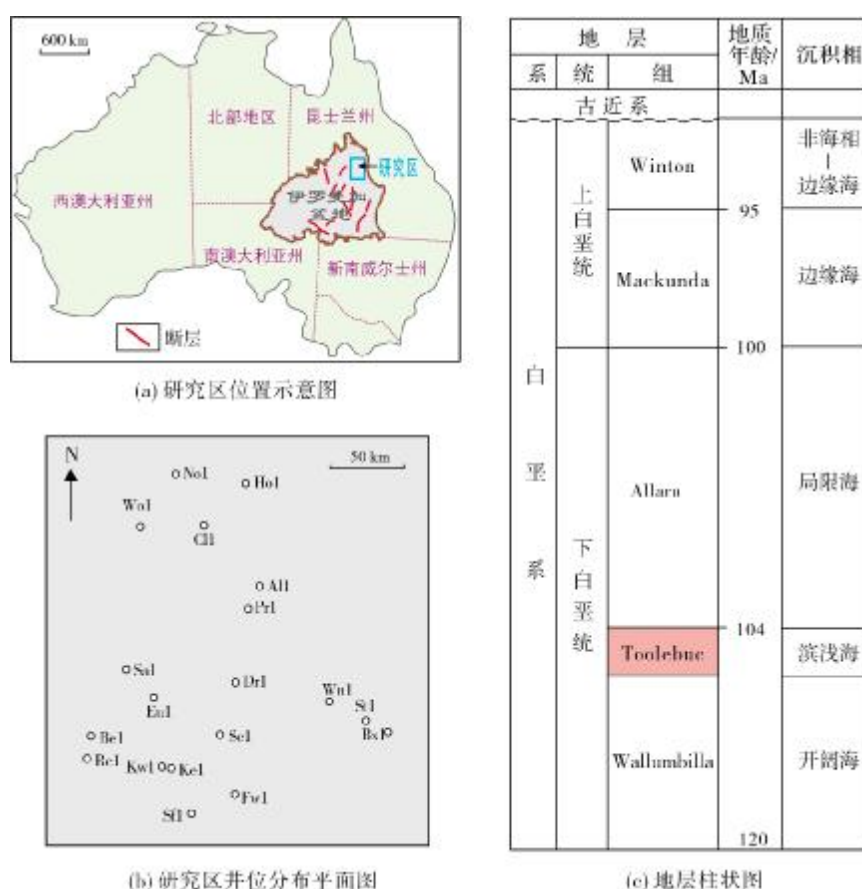


图1 研究区位置示意图与地层柱状图

Toolebuc组为一套滨浅海相页岩,期间经历过一次较为明显的海进—海退过程,从滨外陆棚到滨浅海过渡带,岩性发育具有明显的旋回特征。通过录井资料以及综合测井资料解释,Toolebuc组页岩从下至上可分为3段(图2):下段为一套灰色的低丰度有机质页岩(见图2,图3a),GR值相对较低,处于100~250 API之间;中段为一套灰黑色的

高丰度有机质页岩(见图2,图3b),层理发育,常见黑色碳屑夹层,GR值范围为250~500 API;上段为灰质页岩(局部为泥质灰岩)(见图2,图3c),钙质含量高,夹石灰岩透镜体和硬壳灰岩,GR值下降,处于100~300 API之间(图2)。Toolebuc组页岩岩相的这种分段特征,导致了这套页岩内部的成藏条件和页岩油富集程度的差异。

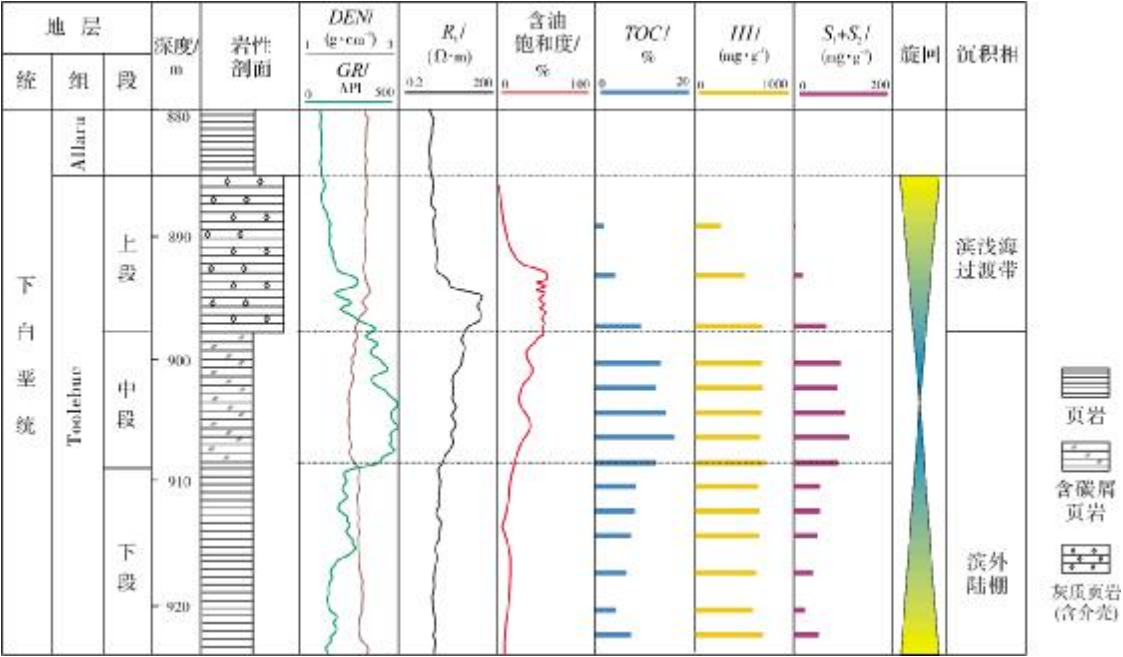
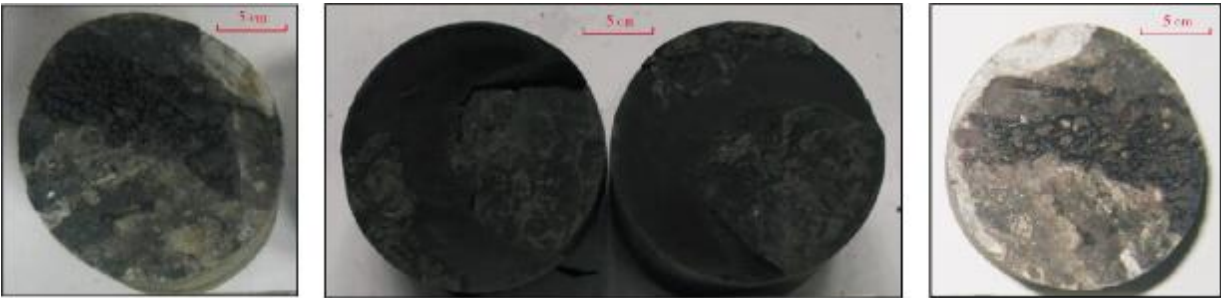


图2 澳大利亚伊罗曼加盆地Be1井Toolebuc组页岩综合柱状图



(a) 有机质页岩, 灰色。井深915 m, Toolebuc组页岩下段 (b) 有机质页岩, 灰黑色。井深902 m, Toolebuc组页岩中段 (c) 灰质页岩, 含介壳。井深893 m, Toolebuc组页岩上段

图3 澳大利亚伊罗曼加盆地Be1井Toolebuc组页岩岩心照片

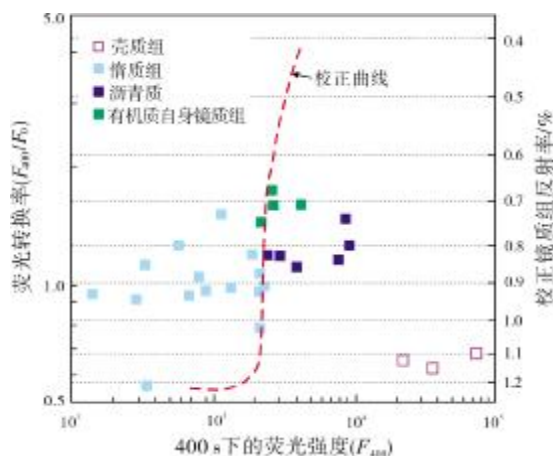
2 成藏条件差异

研究区内Toolebuc组页岩总厚度为20~50 m, 不发育粉砂岩、砂岩夹层。通过对页岩样品(样品位置及样品数见表1)的实验分析得到, 镜质组反射率 R_o 处于0.45%~0.65%范围内, $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 $S/(S+R)$ 值介于0.20~0.45之间, C_{32} 藿烷 $S/(S+R)$ 值为0.37~0.58, C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 值为0.22~0.34, 3个参数均显示出有机质低成熟特征。目的层为海相页岩, 碳酸盐矿物含量较高, 缺乏陆生高等植物来源, I型和II₁型干酪根的镜质组相对匮乏, 实验室检测的镜质组反射率偏低^[5], 同时有机质显微组分鉴定显示, 页岩中含有

大量的富氢壳质组, 利于有机质生烃。利用激光拉曼光谱多种显微组分荧光分析方法, 解决了有效镜质组反射率受抑制的问题^[6]。经校正, 确认研究区Toolebuc组页岩 R_o 为0.7%, 表明有机质已进入生烃门限(图4)。

表1 澳大利亚伊罗曼加盆地Toolebuc组页岩地球化学实验分析取样点与样品数统计

实验项目	取样井	样品数
镜质组反射率	Sc1, Al1, Be1, Eu1	27
有机碳、热解	No1, Wo1, Ho1, Al1, Pr1, Be1, Ke1, Eu1, Wn1, Bx1	105
饱和和炔色谱质谱	Be1, Eu1, Dr1, Kw1	6



F_0 为标准状态下的荧光强度,据文献[5]

图4 澳大利亚伊罗曼加盆地Eu1井激光拉曼光谱多种显微组分荧光分析校正镜质组反射率

2.1 生烃条件差异

国内外学者对海相烃源岩的评价标准有过研究与总结,Peters^[7]把TOC大于5%的归为极好烃源岩(处于生油窗早期)。陈建平等^[8]根据中国古生界海相烃源岩有机碳含量划分标准,认为TOC大于4%的为极好烃源岩。研究区Toolebuc组页岩的有机质丰度高,在1.1%~17.1%之间,单井TOC为3%~10%,大多数样品属于极好烃源岩,说明页岩具备丰厚的生烃物质基础。 (S_1+S_2) 为1.5~113.5 mg/g,生烃潜力大。有机质类型以I型和II型为主。从地球化学参数的纵向对比来看,上、中、下3段泥页岩差异明显:中部的黑色碳屑泥页岩有机质丰度最高,TOC值为3.7%~17.1%,平均9.1%, (S_1+S_2) 为20.9~113.5 mg/g,平均61.6 mg/g,生烃潜力最大,为主力生油层;而上、下2段相对较差(图5,取样点见表1)。

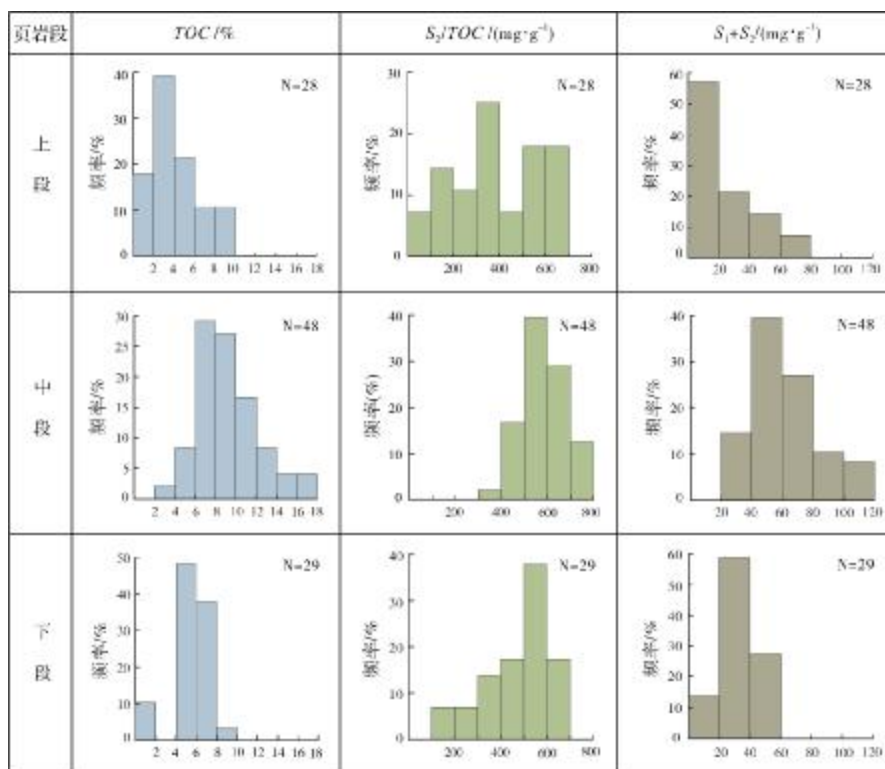


图5 澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩各段地球化学特征参数分布图

2.2 储集空间的差异

页岩油储集体广泛发育纳米级孔喉系统^[9],具有大面积连续性或准连续性油气聚集的根本特征,决定了油气呈连续分布或准连续分布^[10-11]。为了更真实准确地反映页岩中孔隙的类型、结构、孔径等参数,本次

研究对页岩样品进行了氩离子抛光处理,再进行高分辨率扫描电镜观察,获得孔隙类型及孔径参数,以总结微观孔隙发育规律。经过岩心和扫描电镜鉴定,并以常用的Loucks三分法为基础对页岩微观孔隙类型进行划分^[12],结合研究层段孔隙发育的实际情况,将Toolebuc组页岩微观孔隙分为粒间孔、粒内溶蚀孔和微裂缝。

(1) 粒间孔

黏土矿物粒间孔在Toolebuc组页岩中普遍发育。黏土矿物是页岩中重要的矿物成分,在生长过程中会形成大量的粒间孔隙,但孔径较小(在12.5~240.4 nm之间),多数小于100 nm,连通性差。由于黏土矿物吸附能力强,粒间孔的比表面积大,可以作为吸附油气重要的储集空间。另外,由于海相页岩形成于强还原环境,所以黄铁矿普遍发育,在矿物生长过程中能形成

一定的粒间孔隙,孔径比黏土矿物粒间孔稍大,可达100 nm以上,常伴随黏土矿物粒间孔发育,但由于泥质的充填和黏土矿物的生长,该类孔隙连通性也较差^[13](图6a)。受沉积环境的影响,页岩中腹足类、介壳类生物化石发育,且保存相对完整,形成了一些生物骨架粒间孔(图6b)和生物碎屑粒间孔(图6c),这两类孔隙常呈椭球形、狭长形,连通性好,孔径较大,可达数百纳米或微米级别,可作为烃类良好的储集空间。

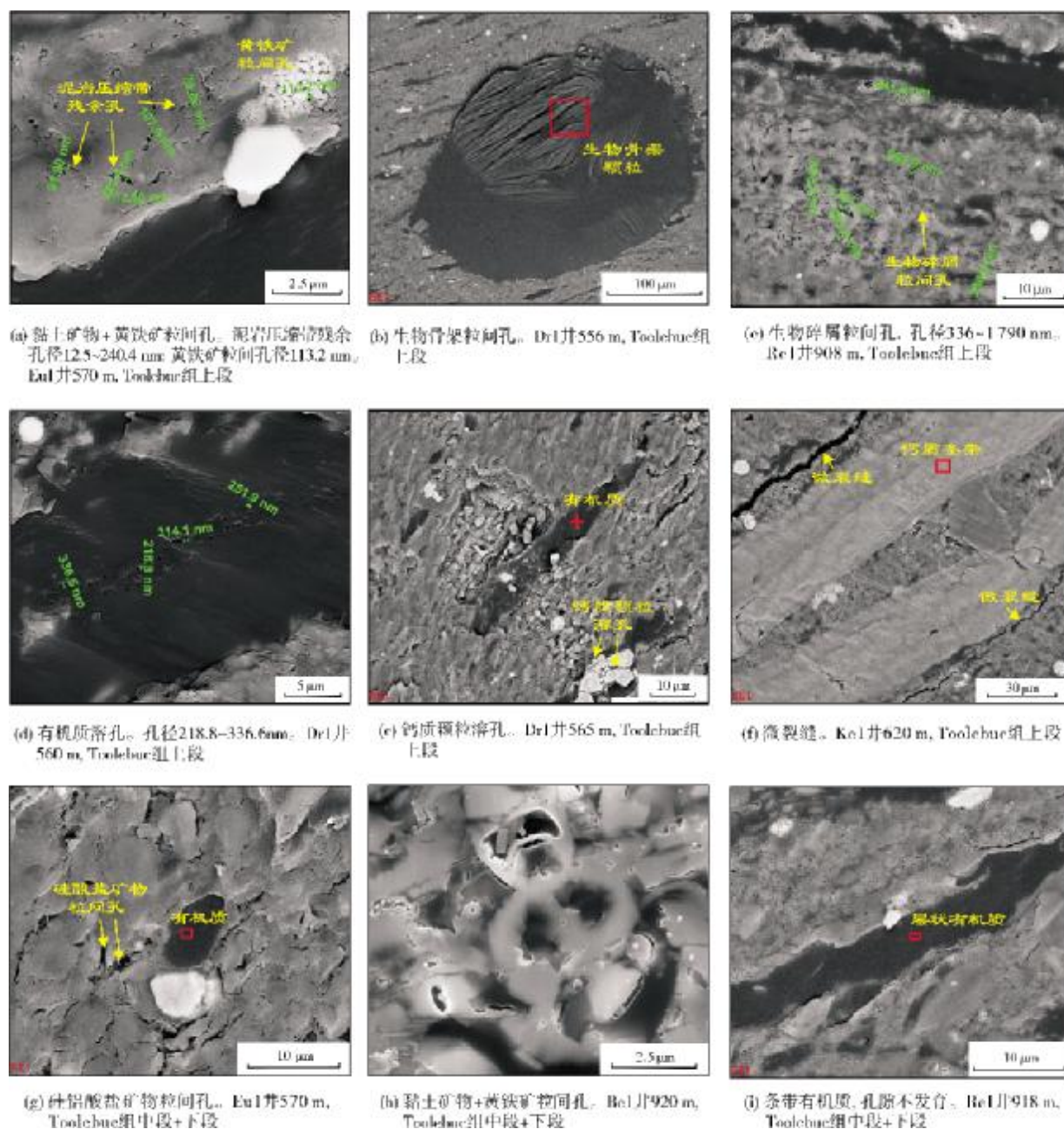


图6 澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩储集空间类型扫描电镜照片

(2) 粒内溶蚀孔

泥页岩溶蚀孔为有机质在生烃过程中排出的酸性流体对页岩内可溶矿物溶解而形成的微孔隙。Toolebuc组页岩中,有机酸在有机质周围或沿微裂缝形成粒间溶孔(图6d),也可溶蚀碳酸盐矿物或硅铝酸盐矿物,在方解石或长石内形成溶蚀孔(图6e)。粒内溶蚀孔径较大,大部分大于200 nm,连通性好,有利于油气的运移和聚集。

(3) 微裂缝

微裂缝以构造缝为主(图6f),白垩纪末期的构造运动是页岩破裂的主要原因,在页岩的钙质条带中常见裂隙发育,对游离相油气的储集和渗透性的改善具有重要贡献。

Toolebuc组页岩微观孔隙类型在纵向上的发育也具有一定规律,岩石类型和矿物组成决定了微观孔隙的分布。研究区页岩埋深较浅,压实作用较弱,黏土矿物及黄铁矿在矿物组成中占有较高比例。硅铝酸盐矿物粒间孔(图6g)、黏土矿物粒间孔和黄铁矿粒间孔(图6h)在上、中、下3段页岩中均有发育,是该套页岩的主要的孔隙类型。由于Toolebuc组页岩处于低成熟演化阶段,因此,与有机质生烃演化密切相关的、干酪根生烃消耗有机质成分而产生的有机质孔在研究区不发育^[14](图6i)。与中段和下段不同的是,Toolebuc组上段的灰质页岩钙质含量高,脆性强,裂缝发育程度高;同时,碳酸盐矿物和生物化石及骨架颗粒丰富,其内部的方解石也容易被生烃排出的酸性流体溶解,从而形成有机质溶孔。浅海相的生物碎屑粒间孔和化石骨架孔也在灰质页岩或泥质灰岩中最为发育,孔径

大,连通性好。对美国Niobrara页岩和Bakken页岩的研究表明^[15],泥页岩中灰质页岩储层的残余粒间孔与溶蚀孔等宏观孔隙较发育,物性较好,周围物性封闭性好,虽然分布的连续性一般较差,空间规模有限,仍常被视为重要的页岩油气勘探对象。

2.3 封盖条件的差异

页岩油气不受构造圈闭控制,但也需要有良好的保存条件。相对稳定的构造环境和良好的顶底封盖条件均是影响页岩油保存的重要因素^[16]。Toolebuc组页岩上覆的Allaru组为一套区域性的局限海沉积,厚度140~220 m,整体岩性以页岩、粉砂岩及页岩与粉砂岩的过渡岩性为主,可以起到良好的封盖作用,有利于页岩油气保存^[17-18],局部区域发育砂岩,封盖作用相对较差。因盖层具备良好的厚度封盖条件,故这里主要考虑盖层的岩性与页岩油目的层段在纵向上的岩相组合来探讨盖层对页岩油的封存作用。谢英刚等^[19]指出Toolebuc组与上覆盖层Allaru组的岩相组合为页岩-灰质页岩-泥岩,或页岩-泥质灰岩,或灰岩-泥岩时,为“生-储-盖”的最佳组合,对页岩油富集最为有利。结合前文对目的层系的岩相划分(图2),在此建立了岩相对比剖面(图7),以分析不同岩相组合对页岩油封盖的影响。研究区南部的Rc1井、Be1井、Eu1井和Wo1井的Toolebuc组页岩,上覆的Allaru组为泥页岩,对下伏的灰质页岩/泥质灰岩储层封盖较好;而Sa1井和No1井的Toolebuc组页岩之上直接为粉砂岩、砂岩覆盖,对页岩油封盖不利,不具备页岩油气富集的条件(图7)。

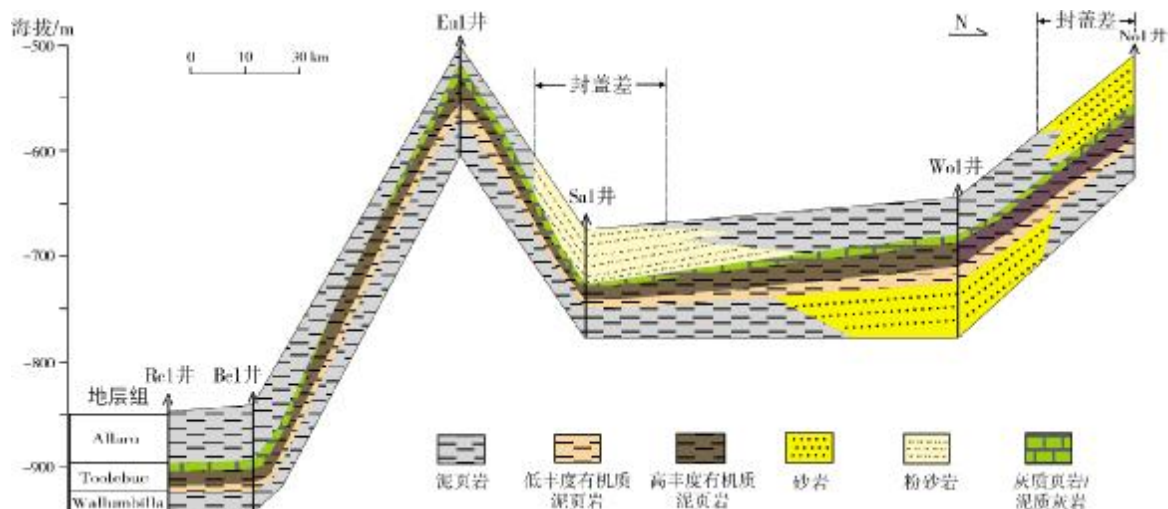
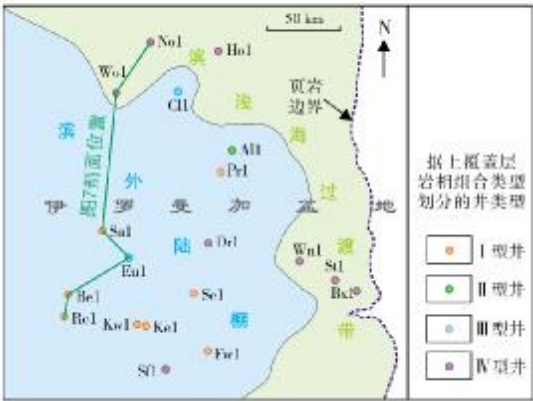


图7 澳大利亚伊罗曼加盆地Toolebuc组页岩及上覆盖层岩相对比剖面图

根据Toolebuc组页岩油目的层(中段+下段、上段)与上覆盖层Allaru组的岩相组合,可划分出4种类型(图8a):Ⅰ型为页岩-灰质页岩-页岩;Ⅱ型为页岩-灰质页岩-粉砂岩/砂岩;Ⅲ型为页岩-页岩-页岩;Ⅳ型为页岩-页岩-粉砂岩/砂岩。当发育Ⅰ型组合时,Toolebuc组上段发育的灰质页岩、泥质灰岩可作为页岩油的良好储层,Allaru组泥页岩直接覆盖在目的层上对页岩油保存最为有利。4种储盖组合类型与沉积环境有密切的联系。由于在白垩纪早期伊罗曼加盆地东部发生大规模海进,因此研究区主要位于滨外陆棚和滨浅海过渡带两种环境(图8b)。在研究区东部,发育滨浅海过渡带亚相,整体以细粒沉积物为主,粉砂岩、砂岩较西部滨外陆棚明显发育,故盖层条件不如滨外陆棚亚相,生储盖岩相组合以Ⅳ型为主。在研究区西部则以暗色页岩、灰质页岩、泥质灰岩为主,生储盖岩相组合以Ⅰ型、Ⅲ型为主,在目的层段上方形成良好盖层的概率较大,有利于页岩油的保存。

层段	页岩油目的层与上覆盖层岩相组合类型			
	Ⅰ型	Ⅱ型	Ⅲ型	Ⅳ型
Allaru	页岩	粉砂岩 砂岩	页岩	粉砂岩 砂岩
Toolebuc 上段	灰质页岩 泥质灰岩	灰质页岩 泥质灰岩	页岩	页岩
Toolebuc 中段+ 下段	页岩	页岩	页岩	页岩

(a) 岩相组合类型剖面



(b) 沉积相分布

图8 澳大利亚伊罗曼加盆地页岩的岩相组合及沉积相分布图

3 滞留机理差异

在常规油气藏烃源岩评价中,认为能有效排烃的、对成藏有贡献的烃源岩为有效烃源岩,而对于非常规的页岩油来讲,烃源岩中残留烃量越多,页岩油就越富集。影响残留烃的因素有很多,如成熟度、页岩厚度、页岩 TOC 等^[20-21]。研究区内页岩整体处于低成熟演化阶段,埋深差别不大,故成熟度对残留烃的影响差异可以忽略。前人对烃源岩厚度对排烃(滞留烃)的影响曾做过大量的研究,认为厚层泥页岩不利于排烃,排烃厚度存在上下 14 m 的限制,当泥页岩有效厚度大于 30 m (或优质泥页岩单层厚度大于 15 m)时,烃类源内滞留性较好^[22]。Toolebuc 组页岩整体品质好,厚度大于 40 m,生成的烃类绝大部分可滞留在源岩层内,故可认为厚度对 Toolebuc 组页岩滞留烃量的影响相对较小。

本文视有机碳含量为研究区页岩残留烃的主要控制因素,残留烃可以用热解实验得到的 S_1 (单位:mg/g)近似代表。已有的成熟度研究表明,页岩 TOC 与含油量具有正相关性,并可将 TOC 作为划定页岩油富集区的标准^[23]。本文利用研究区 Toolebuc 组页岩 105 个样品进行了有机碳与热解数据的相关性分析(图9),可以看出残留烃(S_1)、单位有机碳残留烃(S_1/TOC)、氢指数(S_2/TOC)随着 TOC 的增大均呈现两段式变化:①当 TOC 低于某一临界值时, S_1 含量较低,且随着 TOC 的增大而增加;②当 TOC 高于临界值时, S_1 含量趋于平稳,表明烃源岩中吸附或残留烃量达到最高,具备了排烃能力。同时,Toolebuc 组上、中、下 3 段数据拐点所对应的 TOC 临界值不同,从下段至上段,TOC 临界值分别为 5%、7%、和 4%,即中段高丰度有机质页岩的 TOC 临界值最高,而上段灰质页岩的最低(图9)。

从通常意义上讲,在烃源岩演化程度差别不大的情况下,有机质丰度越高,泥页岩生烃能力就越强,生成的烃类也越容易突破源岩毛细管力的束缚,从而进入储层。泥页岩中残留烃聚集的过程是相对于排烃而言的,它发生在排烃之前并残留在排烃之后^[24]。烃源岩在生烃演化过程中,首先要满足自身的吸附。Toolebuc 组页岩成熟度低,有机质孔隙不发育(图6),生成的烃类主要满足有机质本身的吸附之后,才排到烃源岩之外。研究区内生烃物质基础最好的 Toolebuc 组中段,残留烃对应的 TOC 临界值反而

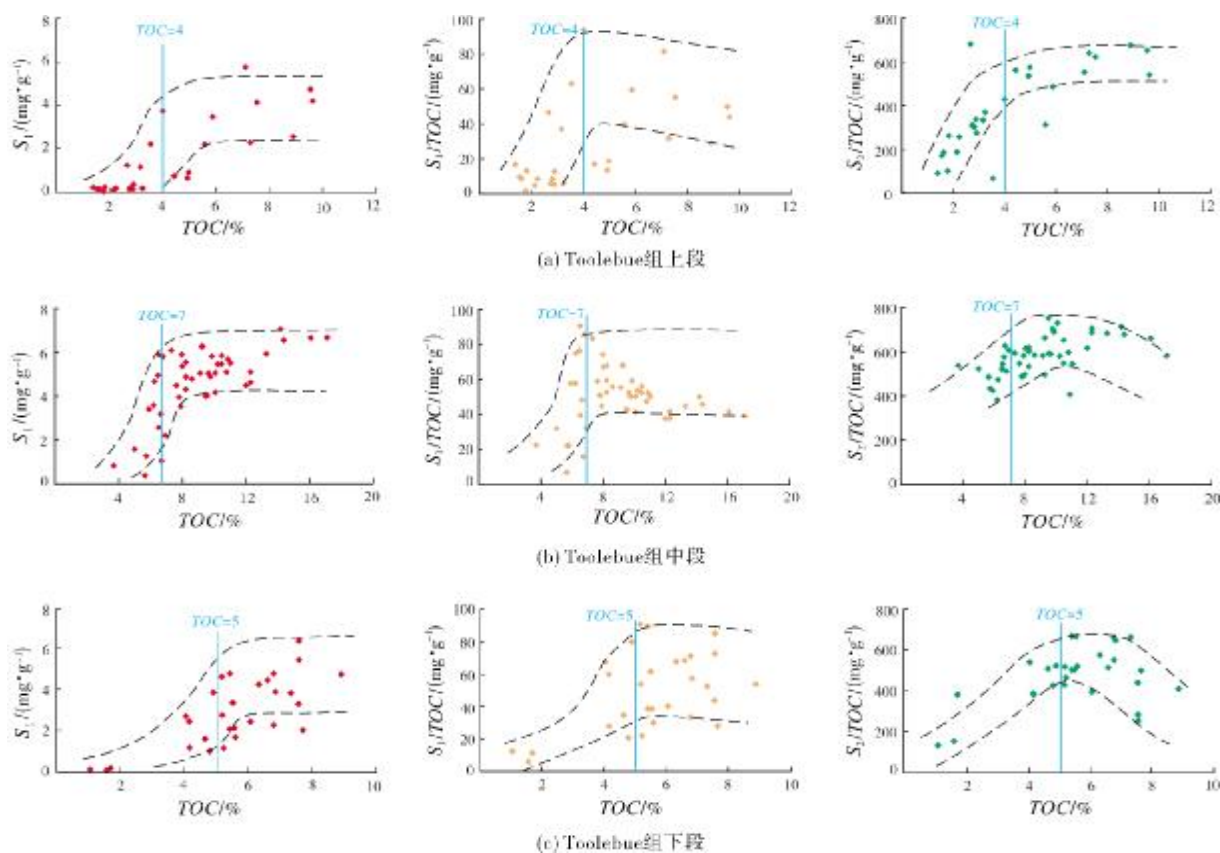


图9 澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩各段残留烃 TOC 临界值分布

最高,而上段的灰质页岩的最低。造成这种现象的原因主要有2个方面:一是Toolebuc组上段的灰质页岩或泥质灰岩中富含碳酸盐颗粒,使得邻近的有机质发育更多的微观孔隙,故烃类排出至邻近的孔隙空间内,易在源岩层系中滞留下来;二是灰质页岩中碳酸盐矿物与黏土矿物相比,它对油的吸附能力较弱。在相近条件下,碳酸盐含量高,满足饱和吸附的要求相对就低,进而需要的有机碳含量就要低一些;而黏土矿物含量高,满足饱和吸附的烃量相对就要高,因而需要的有机碳含量也要高一些^[25]。总体来说,缝洞等微观孔隙越发育的层段,烃类从有机质排出所需要突破的毛细管力束缚就小,就越有利于排烃,从而烃类滞留所对应的TOC临界值也越低。

虽然Toolebuc组中段烃类滞留所对应的TOC临界值最高,但并不意味着高丰度的烃源岩就不利于烃类的聚集与残留,从滞留烃(S_i)的绝对数量上来看,绝大多数大于4 mg/g,处于整套页岩的中—高水平,其次为上段灰质页岩段(图9)。同时,Toolebuc组上段的单位有机碳滞留烃(S_i/TOC)在有机碳临界

值之后的下降趋势最为明显,表明了排烃程度最高(图9a)。从统计分析来看,中段泥页岩整体有机质丰度高,TOC最高达18%,TOC大于7%的占60%左右(图5)。虽然烃类充分滞留需要的“门槛”高,但是由于“底子厚”,排出的烃类也相对较多。在有机碳低于临界值的源岩中,生成的烃类仍以满足自身吸附为主,以吸附状态滞留在页岩层内部;而发生了排烃的源岩,排出的烃类则在邻近的或是上覆的灰质页岩、泥质灰岩中的微观空间中以游离状态储存,前者虽然具备一定的数量和规模,但后者对页岩油的开发更具有意义。

4 对页岩油富集的意义

页岩油虽然为连续型油气,滞留在烃源岩层系,平面上大规模广覆式分布,但由于形成环境、构造运动等条件的影响,同一研究区内的页岩常具有明显的特征差异,岩性组合多样,且存在较大的非均质性^[26]。探讨不同层段页岩油成藏条件的差异,对摸清页岩内部石油聚集特征、明确甜点和勘探开发目的层段、

丰富页岩油气石油地质认识均有重大意义。

Toolebuc 组页岩自下而上发育灰色有机质页岩、灰黑色碳质页岩和灰质页岩 3 个层段,各层段均具备一定的生烃潜力,垂向上形成“多层生烃”的、充足的烃源条件。中段灰黑色含碳屑页岩生烃能力最强,页岩孔喉结构复杂,基质孔隙度为 4%~8%,裂缝及多样的微观孔隙为页岩油提供了储存场所和运移通道。下段为次生烃段,微观孔隙发育较少。上段的灰质页岩段除了发育粒间孔隙,还集中发育了生物骨架粒间孔、生物碎屑粒间孔、有机质溶孔和微裂缝,是页岩油储集的优势相带。

页岩油平面上的丰度受目的层与上覆盖层的岩相组合特征所控制,纵向上 I 型组合对页岩油的储集和封盖最为有利。整套页岩层均存在烃类的残留,可形成“源内油藏”。中段生成的石油通过排烃作用,发生短距离运移,至上段灰质页岩层段,可形成邻近源岩层的近源油藏,在上覆盖层岩相组合较好的区域富集成藏(图10)。

页岩油纵向聚集的差异主要受控于烃类滞留的难易程度。对 Toolebuc 组各段页岩有效烃源岩有机碳下限标准的分析表明:中段页岩排烃后烃类滞留在源岩内部所需要的 TOC 最高,但该段生烃基础好,排出的烃也最多,在 TOC 低于 8%的页岩中烃类仍以吸附态为主;而上段灰质页岩由于孔缝结构相对发育,故烃类从有机质排出最为通畅,TOC 临界值最低,大于 4%即可发生烃类残留,以游离态聚集在微观孔隙内,这对开发来说意义最大。

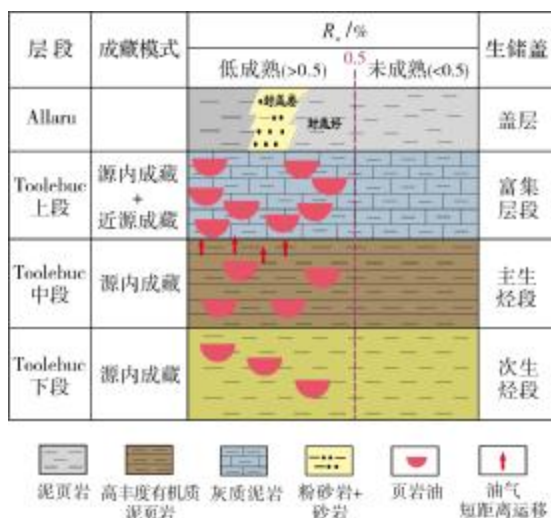


图 10 澳大利亚伊罗曼加盆地 Toolebuc 组页岩油成藏模式

5 结论与认识

(1)Toolebuc 组页岩根据岩相特征可分为 3 段,整套页岩均具备生烃和储集能力,但成藏条件和滞留机理差异显著。中段含碳屑高丰度有机质页岩为主力生烃层段,下段灰色页岩次之;上段发育类型丰富、多尺度孔隙结构的微观储集空间,可作为良好储集层;上覆盖层 Allaru 组为泥页岩时,对灰质页岩油封盖最为有利。

(2)有效烃源岩标准的不同,控制了页岩残留烃的富集程度。上段灰质页岩有效烃源岩临界值最低,烃类最易滞留;中段含碳屑高丰度有机质页岩 TOC 临界值最高,但生烃物质基础最好,有效烃源岩比例超过 60%,排烃最为明显;下段作为次生烃段,微观孔隙发育少,仅有少部分烃类残留,且以吸附态为主,TOC 临界值较高,不作为页岩油勘探的目的层段。

(3)基于页岩层系内成藏条件和滞留机理的差异,研究区页岩油整体具有多层段供烃、优势空间储集、差异化封盖、有效源岩滞留的成藏特征。岩相控制了页岩的有机质丰度和矿物组成,决定了有机质生烃能力、微观孔隙的类型和烃类残留的程度,是页岩层内部成藏条件差异的主控因素。

(4)由于沉积环境、构造运动、岩相组合、矿物组成等条件的差异,页岩纵向上常具有一定的分段特征。在页岩油气勘探研究与评价中,建议开展目的层系内部的沉积环境、地质特征、成藏条件等精细研究,以明确富油差异的主控因素,为预测甜点提供理论支撑。

参考文献

- [1] 邹才能,杨智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1): 14-26.
- [2] 姜在兴,张文昭,梁超,等.页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014,35(1): 184-196.
- [3] WAKE-DYSTER K D, MOSS F J, SEXTON M J. New seismic reflection results in the central Eromanga Basin, Queensland, Australia: the key to understanding its tectonic evolution [J]. Tectonophysics,1983, 100(1/3):147-162.
- [4] ELLIS G. Hydrocarbon entrapment in Triassic to Late Jurassic reservoirs in the Timor Sea, Australia: new insights[J]. APPEA journal, 2007, 47(1): 39-53.
- [5] 李乐忠,苏展,唐颖,等. 澳大利亚 Eromanga 盆地海相页岩成熟度评价方法探讨[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014,29(2): 25-28.
- [6] 李志明,秦建中,徐旭辉,等. 镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系:以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例[J]. 石油实验地质,2008,30(3): 276-280.

- [7] PETERS K E. Guideline of evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. AAPG bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [8] 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.
- [9] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [10] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
- [11] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- [12] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids[J]. Pure and applied chemistry, 1994, 66(8): 1739-1758.
- [13] 葛岩, 谢英刚, 胡云亭, 等. 澳大利亚 E 盆地 Toolebuc 组页岩微观孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(5): 979-985.
- [14] 薛冰, 张金川, 唐玄, 等. 黔西北龙马溪组页岩微观孔隙结构及储气特征[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 138-149, 173.
- [15] 张廷山, 彭志, 杨巍, 等. 美国页岩油对我国的启示[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(3): 1-10.
- [16] STEPTOE A. Petrofacies and depositional systems of the Bakken Formation in the Williston Basin, North Dakota[D]. Morgantown, USA: West Virginia University, 2012: 1-13.
- [17] 赵荣华, 田春景, 郝海燕, 等. 苏里格气田苏 76、苏 77 井区山西组岩相类型及沉积相[J]. 断块油气田, 2012, 19(1): 70-74.
- [18] 李祥辉, 王成善, 刘树根, 等. 西秦岭南部白龙江隆起中三叠统光盖山组岩相及盆地分析意义[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2012, 37(4): 679-692.
- [19] 谢英刚, 葛岩, 李乐忠, 等. 岩相精细划分方法在页岩油气研究中的应用: 以澳大利亚 Eromanga 盆地 Toolebuc 组页岩为例[J]. 断块油气田, 2013, 21(4): 416-419.
- [20] 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等. 中国典型叠合盆地油气聚集机理与定量模拟[M]. 北京: 科学出版社, 2007: 212.
- [21] 康玉柱. 中国非常规泥页岩油气藏特征及勘探前景展望[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 1-5.
- [22] 柳广弟. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 215-229.
- [23] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.
- [24] 邱振, 卢斌, 施振生, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油滞留聚集机理及资源潜力探讨[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1817-1827.
- [25] 匡立春, 高岗, 向宝力, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组有效源岩有机碳含量下限分析[J]. 石油实验地质, 2014, 36(2): 224-229.
- [26] 赵政璋, 杜金虎, 等. 非常规油气资源现实的勘探开发领域: 致密油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 199.

编辑: 黄革萍

The stratified research of reservoir-forming conditions and oil accumulation mechanism in marine shale: a case study of Toolebuc shale, Australia

GU Feng, LI Youwu, LI Lezhong, TANG Ying, ZHANG Yue, WU Xiaodan

Abstract: Toolebuc shale is a set of marine limy shale with obvious stratification(section) characteristics in Australia. In this paper, geochemical analysis, scanning electron microscope, energy spectrum analysis, lithofacies division and correlation were used to study the differences of oil accumulation conditions of shale reservoir of Eromanga Basin. It is concluded as follows: (1) the TOC of Toolebuc shale is high in general, and has reached low-maturity stage, the dark gray carbonaceous shale of middle section with the highest TOC is the main hydrocarbon generation layer; (2) the upper limy shale has the most abundant types of micropores, with the development of intergranular pores in skeleton of fossils, calcareous dissolved pores, and organic acid dissolved pores with large pore size and good connectivity, which are the dominant reservoir of shale oil; (3) when the lithofacies of the middle section, the upper section and the upper overburden are combined as "mudstone-limy shale-shale", it is the most favorable sealing cap for shale oil. Through the analysis of S_1 and TOC of Toolebuc shale, the lowest limit of TOC of effective source rocks in upper member, middle member and lower member are 4%, 7% and 5% respectively, and it is believed that the upper limy shale is more conducive to hydrocarbon retention, the TOC required for hydrocarbon retention is the highest, the proportion of effective source rocks exceeds 60%, and the hydrocarbon expulsion is the most significant in the middle stage. Toolebuc shale has the characteristics of oil accumulation with hydrocarbon supplying in multiple sections, dominant lithofacies reservoiring, differential sealing and retention in effective source rock. The distribution and accumulation of shale oil are determined by the differences of reservoir forming conditions in shale strata and lithofacies is the main controlling factor of the difference between source, reservoir and cap.

Key words: marine limy shale; accumulation conditions; hydrocarbon retention; Eromanga Basin; Australia
 GU Feng: MSc, Engineer. Add: No. 6, Taiyanggong south Street, ChaoYang District, Beijing 100028, China