

肖国林, 杨长清, 孙晶, 等. 东海南部与鄂尔多斯中南部中生代油气成藏地质条件比较性研究[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(5): 77-80.

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.079

# 东海南部与鄂尔多斯中南部中生代 油气成藏地质条件比较性研究

肖国林<sup>1,2</sup>, 杨长清<sup>1,2\*</sup>, 孙晶<sup>1,2</sup>, 杨传胜<sup>1,2</sup>, 杨艳秋<sup>1,2</sup>

(1 中国地质调查局青岛海洋地质研究所, 青岛 266071;

2 青岛海洋科学与技术国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266237)

## 0 引言

全国油气资源最新评价结果表明, 我国中生界油气资源非常丰富, 陆区的东部、中部和西部油区中生界的石油资源量分别占比 41.3%、97.1% 和 26.31%。中生界将是未来中国东部油气勘探的重要领域。中国近海的黄海、东海和南海北部盆地广泛发育中生界, 并普遍发育侏罗系、白垩系 2 套有效烃源岩。如南海北部的 LF35-1-1 井钻遇厚逾 500 m 的半深海相灰黑色侏罗系、台湾西南部的 CFC-1 井钻遇 567 m 深海相侏罗系, 南、北黄海均钻遇厚逾 2 000 m(未钻穿)的侏罗系。东海南部钻井揭示厚逾 890 m(未钻穿)的侏罗系, 并于 FZ10 和 FZ13 构造钻获以侏罗系为源岩的油浸砂岩, 北黄海盆地东部以侏罗系为唯一源岩的白垩系致密油藏试获油流等重要勘探突破。这表明随着勘探的不断深入, 海域中生界必将获得更多的油气发现, 成为重要的油气资源战略接替区。结合地质调查项目对东海南部中生界油气勘探评价工作, 本文类比我国陆上中生界勘探成就斐然的鄂尔多斯盆地中生界油气勘探成果, 对比分析东海南部中生界油气成藏地质条件和资源勘探前景, 以期为该区内中生界油气勘探提供借鉴。

收稿日期: 2021-04-06

资助项目: 中国地质调查局地质调查项目(DD20190211)

作者简介: 肖国林(1962—), 男, 博士, 研究员, 主要从事海洋油气地质和资源评价方面的研究工作。E-mail: XGL253@163.com

\* 通讯作者: 杨长清(1965—), 男, 博士, 研究员, 主要从事石油地质研究与盆地分析方面的研究工作。E-mail: yangcq65@126.com

## 1 中生界演化与发育特征

### 1.1 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地是华北克拉通的一部分, 基底由太古界及元古界变质岩组成; 下古生界以浅海台地碳酸盐岩为主, 上古生界由海陆交互含煤层系组成, 面积约  $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地中南部在晚三叠世整体下拗沉降, 形成面积约  $10 \times 10^4 \text{ km}^2$  的大型拗陷湖盆, 发育了厚逾千米的河湖相-三角洲相碎屑沉积。长 9、长 7 和长 4+5 段沉积期的 3 期湖侵造就了长 9、长 7 和长 4+5 段 3 套烃源层, 湖盆抬升的长 8、长 6 和长 2+3 段沉积期发育相互叠加的多套建设性三角洲相各类砂岩储层。上述 3 套烃源层与各类砂岩储层组成了多套生储盖组合。J<sub>1-2</sub> 为构造稳定期, J<sub>3</sub>-K<sub>1</sub> 时期因受盆地西缘的构造应力推挤而整体快速下拗, 发育了巨厚的白垩系; K<sub>1</sub><sup>2</sup> 时开始整体抬升, K<sub>2</sub> 层普遍遭受剥蚀, 中生代盆地演化结束。

### 1.2 东海南部

地处中国东部大陆边缘的东海南部, 中生代经历了活动陆缘挤压拗陷(T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub>)和伸展断陷(K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup>)2 个演化阶段。T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 期构造活动较弱, 基本无断裂活动, 台北转折带尚未形成, 闽江凹陷带至基隆凹陷带连为一体表现为一东倾大型拗陷斜坡, 海水自东南部侵入, 形成了西北部海陆交互、向 SE 发育滨岸-浅海-半深海相沉积系列, 并呈 NE 向展布于基隆凹陷带、台北转折带和闽江斜坡带西部直至雁荡低凸起带东侧。K<sub>1</sub><sup>2</sup> 时因太平洋板块俯冲和大陆边缘伸展引发 NE 向拉张断陷, 闽江斜坡带西部发生 NNE 向断裂并伴生 NW 向及 EW 向断裂,

首先形成的瓯江断陷带自 NW 向 SE 发育冲积扇、三角洲、滨浅湖沉积;  $K_2^1$  时断陷扩张, 同时海水自东部侵入, 沉积范围扩至全区, 台北转折带开始成型, 东西部沉积发生分异并伴随大量火山沉积物, 西部为受海侵影响的湖相、半封闭海湾相, 东部则为浅海相。2 次海侵造就了东海南部中生界 2 套较好的烃源岩和储盖组合, 研究区内分布面积约  $8 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

## 2 中生界石油成藏地质条件对比

### 2.1 烃源条件

长 7 段暗色泥岩分布最广, 面积达  $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 厚 60~100 m, 最厚 160 m, 其中湖盆最盛期的长  $7_3$  亚段有机质丰度高—极高且成熟的“优质”生油岩, 为盆地内生烃能力最强的生油岩; 长  $7_{1+2}$  亚段深灰色泥岩为成熟的“中等—好”生油岩; 长  $7_3$  亚段的“优质”生油岩与长  $7_{1+2}$  亚段的“中等—好”生油岩共同构成盆地内主力生油岩; 长 9 段“中等—好”的成熟生油岩呈分隔状分布, 面积约  $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ; 局限于湖盆中心的长 4+5 段“中等”的成熟生油岩面积约  $0.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。长 7、长 9 和长 4+5 段生油岩的生烃潜力分别为 75%、20% 和 5%。

上三叠统延长组生油岩整体处于成熟大量生油阶段, 生油能力很强。盆地模拟的生烃强度

( $10^4 \text{ t/km}^2$ )—一般为 50~500, 湖盆中央强生烃区  $>500$ , 最高达 550, 生烃强度整体平均值为 200(图 1 左、表 1)。

东海南部中生代拗陷内  $T_3$ — $J_2$  半深海相、封闭海(湾)相、海陆过渡相暗色泥岩、炭质泥岩为“中等—好”烃源岩, 累厚 20~500 m, 最厚 600 m, 面积  $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ;  $K_1$ — $K_2^1$  海相及海陆过渡相暗色泥岩属“中等”烃源岩, 累厚 10~300 m, 最厚 350 m, 面积  $8 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。  $T_3$ — $J_2$  层和  $K_1^2$ — $K_2^1$  层暗色泥岩的生烃潜力分别为 60% 和 40%; 生烃强度  $T_3$ — $J_2$  层为 50~500  $10^4 \text{ t/km}^2$ , 东部区  $>500$ , 最高 600(图 1 右、表 1);  $K_1^2$ — $K_2^1$  层为 50~300, 东部区  $>300$ , 最高 400, 两层累计整体平均值为 178(表 1)。

### 2.2 储层条件

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组储集层主要发育在湖盆抬升收缩水退期的长 8 段、长 6 段和长 2 段。总体上, 延长组长 6 段及其以上层段三角洲相砂岩、侏罗系底部延 10 和延 9 段河谷及两侧的河流边滩、心滩、分流河道砂岩等, 储层物性相对较好, 属常规储层, 而长 7 段及其以下的砂岩比较致密, 多属致密储层(表 1)。

长 6 段三角洲前缘水下分流河道及河口坝中—细砂岩是湖盆东北部最重要的储层与石油富集层; 长 2 段三角洲平原分流河道细砂岩是延长组物性最好的储层(表 1), 探明地质储量超 5 亿 t 的安塞

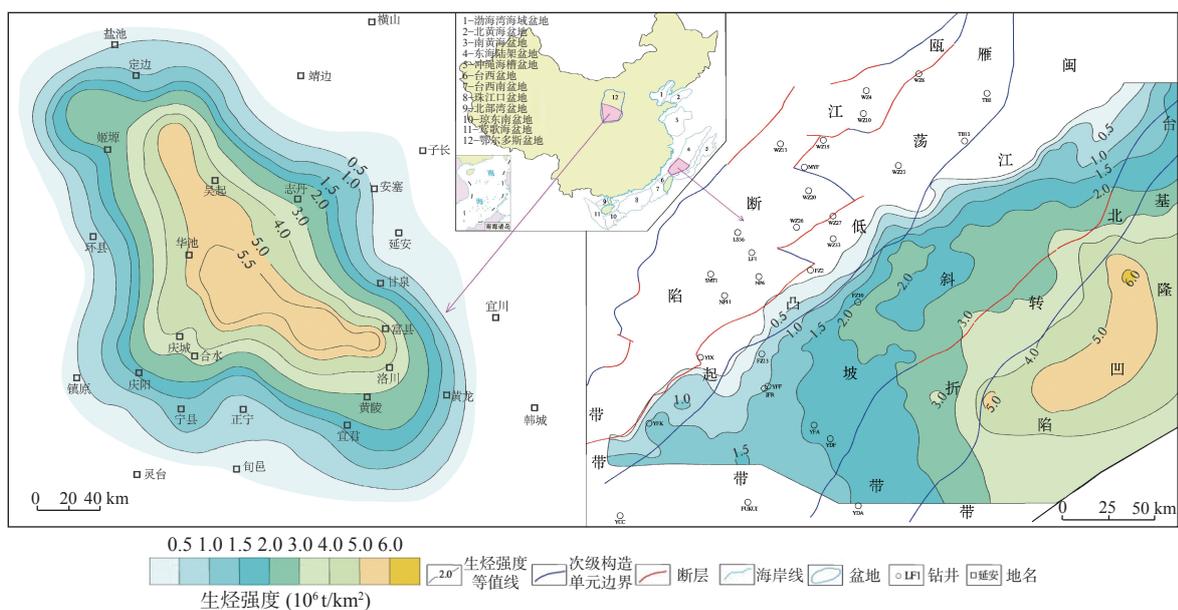


图 1 鄂尔多斯中南部延长组(左)与东海南部侏罗系(右)生烃强度对比

Fig.1 Comparison of hydrocarbon generation intensity between Yanchang Formation (left) in south-central Ordos Basin and Jurassic System (right) in southern East China Sea

表 1 东海南部与鄂尔多斯中南部中生代成藏地质条件对比

Table 1 Comparison of geological conditions of Mesozoic Hydrocarbon accumulation between in the southern East China Sea and the south-central Ordos Basin

对比项目	鄂尔多斯中生代拗陷盆地	东海南部中生代拗陷-断陷盆地
烃源层系分布及生烃强度	长7段深湖-半深湖相面积 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 其中长7 <sub>3</sub> 亚段的“优质”生油岩近 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 与长7 <sub>1+2</sub> 亚段的“中等-好”生油岩共同构成盆地内主力生油岩; 长9段的“中等-好”生油岩面积约 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ; 长4+5段“中等”生油岩面积约 $0.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。长7、长9和长4+5段泥岩的生烃潜力分别占75%、20%和5%; 延长组生油岩累计生烃强度( $10^4 \text{ t/km}^2$ )为50~500, 湖盆中心高于500, 最高550; 整体平均值为200	T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> “中等-好”烃源岩面积约 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ; K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> “中等”烃源岩面积近 $8 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 层和K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层暗色泥岩分别为位居第1和第2的生烃岩, 生烃潜力分别占60%和40%; 生烃强度( $10^4 \text{ t/km}^2$ )T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 层为50~500, 东部>500, 最高600; K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层为50~300, 东部>300, 最高400。2层累计平均值为178
烃源条件	丰度 长7 <sub>3</sub> 亚段TOC(%)=6~16, 最高42.01, 均值为14.04, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> (mg/g)=10~60, 最高159.76, 均值为44.81; 长7 <sub>1+2</sub> 亚段TOC=0.40~5.96, 均值为2.19, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> =0.16~18.54, 均值为5.61; 长9段TOC=0.53~6.08, 均值为2.18, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> =0.42~16.63, 均值为5.24; 长4+5段TOC=0.51~1.95, 均值为1.37, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> =1.33~3.26, 均值为2.30	海域T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 泥岩TOC(%)=1.4~1.6, 均值为1.22, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> (mg/g)=1.60~2.78, 总烃含量为 $500 \times 10^{-6}$ ; 陆区T <sub>3</sub> 浅湖相-深湖相深灰色泥岩、灰黑色炭质泥岩TOC(%)=0.28~14.96, 绝大多数介于1.0~2.0之间, 均值为2.36, S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> (mg/g)=0.02~2.07
	有机质类型 I~II <sub>1</sub> 为主, 少量II <sub>2</sub> 型, 属倾油型	T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 层泥岩: II <sub>2</sub> -III型, 局部II <sub>1</sub> 型, 油气并存型; 煤层: III型为主, 部分II型, 倾气型
	成熟度 R <sub>0</sub> 为0.65%~1.16%, 均值为±0.96%, 处于成熟-生油高峰期	海域2 500 m以下R <sub>0</sub> =0.65~1.2%, 处于成熟-生油高峰期
储集岩分布及物性特征	T <sub>3</sub> 期开阔平缓的湖盆东北部, 以长8、长6和长2+3段的三角洲相砂岩为主, 呈大面积连续分布; 长6段中细砂岩孔隙度Φ(%)=5.9~14, 均值为9.3, 渗透率K( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )=0.05~1.8, 均值为0.507; 长2段细砂岩Φ=7.9~16.5, 均值为12.5, K=0.04~1.68, 均值为0.608。坡度较大的湖盆西部和南部, 长8水下扇、扇三角洲相砂岩Φ=5.4~16.6, 均值为8.7, K=0.05~1.56, 均值为0.241; 湖盆内部长7 <sub>1</sub> 浅水三角洲分流河道砂岩及长7 <sub>2</sub> 细粒重力流和浊积砂岩等粉细砂岩等Φ=4.0~10.6, 均值为7.8, K=0.01~1.35, 均值为0.145。延安组延10和延9段向下切入延长组的河流相砂岩等物性较好, 属常规储层	T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 层受海侵影响的滨岸砂体、近岸冲积扇砂体、滨海(湖)砂体、入海(湖)分流河道、河口坝砂体等, 分布较局限, FZ13构造砂岩Φ(%)=5.8~8.97, 均值为7.36, FZ10构造砂岩Φ=5.78~9.96, 均值为8.17, 均属于低孔渗致密层; K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层滨浅海(湖)及三角洲分流河道砂岩, 埋深<2 300 m时Φ=18.5~26.5, 渗透率K( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )=1.3~128, 为中-高孔、中渗储层; 埋深2 300~3 100 m时Φ≈10%, 埋深>3 100 m时, Φ≤10%, 较为致密
成藏组合配置	围绕盆地内长7、长9和长4+5段3套生油层发育多套生储盖组合。包括“下生上储”“上生下储”和“三明治式自生自储”3类	J <sub>1+2</sub> 层是主力生烃层, K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层是次要生烃层。J、K内部“自生自储”, J与K层之间“下生上储”或J、K与基底之间“上生下储”3类
油-源对比	长2段石油源于长4+5段泥岩, 长6、长7 <sub>2</sub> 和长7 <sub>1</sub> 石油均来自长7段泥岩, 长8段石油来自长7和长9段泥岩, 长9段石油主要来自长9段, 其次为长7、长8段油源, 长10段石油主要来自长9段; 侏罗系石油均源于延长组	J <sub>1+2</sub> 层钻获的油侵砂岩, 其原油均来自侏罗系暗色泥岩
生、排烃史	延长组生油岩于早-中侏罗世开始小规模生烃, 但无排烃, 晚侏罗世至早白垩世在构造热事件异常高地温影响下经历快速大量生、排烃和运聚过程, 晚白垩世之后基本停止生烃, 之前生成的油气因后期构造稳定而得以完好保存	T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 和K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层烃源岩均有2期生、排烃高峰。T <sub>3</sub> -J <sub>2</sub> 层烃源岩生、排烃始于早白垩世, 晚白垩世达到高峰; K <sub>1</sub> <sup>2</sup> -K <sub>2</sub> <sup>1</sup> 层烃源岩生、排烃始于晚白垩世末期, 古新世末期达到高峰

油田, 其主力油层就是长 6 段和长 2 段的三角洲相砂岩储层; 湖盆西部和南部的长 8 水下扇、扇三角洲、浅水三角洲分流河道砂岩等亦是重要的储层, 近年来长 8 段勘探取得重要新进展, 已获探明石油地质储量 3 亿 t。此外, 湖侵期发育的长 9 段、长 7 段、长 4+5 段亦发育了众多的储集砂岩体, 如长 7<sub>1</sub> 亚段浅水三角洲分流河道砂体、长 7<sub>2</sub> 亚段湖盆内部的细粒重力流及浊积砂岩、粉砂岩等, 不仅与生油岩直接接触, 甚至几乎完全浸入生油中心, 具备形成大面积连续分布岩性油藏的良好先天条件。

东海南部 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 层发育受海侵影响的滨岸砂体、近岸冲积扇砂体、滨海(湖)砂体、入海(湖)分流河道、河口坝砂体等, 分布较局限, 均属于低孔渗致密层; K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 层滨浅海及三角洲分流河道砂岩, 埋深<2 300 m 时, 物性较好, 为中-高孔、中渗储层;

埋深 2 300~3 100 m 时物性迅速变差, 但仍属常规储层范畴; 埋深>3 100 m 时, 砂岩较为致密(表 1)。

### 2.3 生储盖组合

鄂尔多斯盆地目前已发现延 10、延 9、长 2、长 3、长 4+5、长 6、长 7、长 8、长 9 和长 10 等 10 个中生界含油层。油源对比表明, 三叠系延长组湖相泥岩是中生界油藏石油的唯一贡献者。以主力生油岩长 7 段的油源为主体、配合其他 2 套生油岩的油源, 长 8、长 6 及长 2+3 段三角洲发育期形成的 3 套砂岩储层, 形成了 3 类生储盖成(油)藏组合(图 2)。

下生上储上盖组合: 位于主力生油岩长 7 段之上, 共有 3 套。①“长 7 段(生)-长 6 段(储)-长 4+5 段(盖)”组合, 得益于下伏长 7 段烃源的支持, 长 6

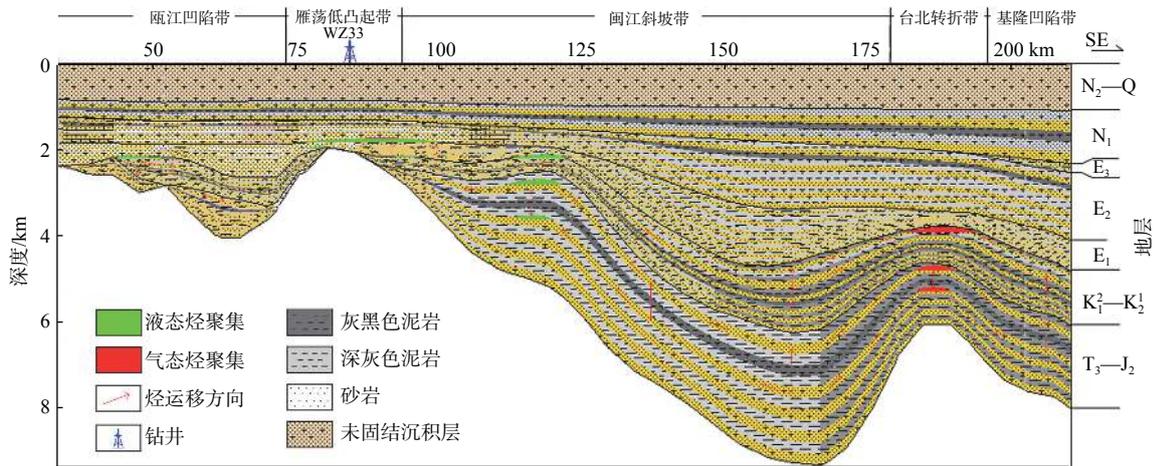


图2 东海南部盆地模拟烃类运移聚集 NW-SE 向剖面

Fig.2 NW-SE direction profiles of the simulation petroleum migration and accumulation in southern East China Sea

段石油富集程度特别高；②“长 4+5 段(生)-长 2+3 段(储)-长 1 段(盖)”组合，长 2+3 段油层石油主要源自长 4+5 段烃源岩的供给；③是“延长组-侏罗系”跨层段组合，其中油藏的石油均源自延长组油源层，延 10 和延 9 段向下切入延长组的各类河流相砂岩成为油气向上输导层和储层。

上生下储上盖组合：位于主力生油岩长 7 段之下，分别以长 7 和长 9 段泥岩为生油层，长 8、长 10 段砂岩为储层，并被紧邻上覆的泥岩封盖。长 7 和长 9 段生成的石油通过剩余压差分别向下充注进入长 8 和长 10 段砂岩，长 9 段泥岩生成的石油依靠浮力向上充注进入长 8 段砂岩；长 8 段油藏具有长 7 与长 9 段油源岩共同贡献的特征。

自生自储自盖组合：位于主力生油岩所在的长 7 段内部，油源为长 7<sub>3</sub> 亚段“优质”生油岩，7<sub>1+2</sub> 亚段湖盆西南陡坡一侧的水下扇、细粒重力流和浊积砂体和湖盆东北缓坡一侧的入湖三角洲分流河道砂体，周围被“优质”生油岩紧紧包裹，来自不同方向的石油，经短距离运移后就近进入 7<sub>1+2</sub> 亚段的各类砂岩储层，储油砂体沿上倾方向侧变为致密层(岩性圈闭)而封闭成藏。

东海南部中生界成藏组合包括 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 层、K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 层内部“自生自储自盖式”、“下生上储上盖式”和“新生古储新盖式”3 种。尤其是 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 层上部海侵全盛期发育的灰黑色泥岩(与鄂尔多斯盆地长 7<sub>3</sub> 亚段类似)，生烃能力最强，既可向上覆的 K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 层供烃，又可因剩余压差驱使向本层段下伏的砂岩层供烃形成多个储盖组合(图 2)。

### 3 东海中生界油气前景及勘探启示

(1) 鄂尔多斯盆地 T<sub>3</sub> 时期的 3 次湖侵造就了延

长组的长 9、长 7 和长 4+5 段 3 套生烃岩，湖侵鼎盛期的长 7 段灰黑色泥岩为主力生烃岩；东海南部 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 期和 K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 的 2 次海侵造就了 2 套暗色泥岩生烃岩，T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 海侵期的半深海相、封闭海(湾)相暗色泥岩等为主力烃源岩。

(2) 据盆地模拟计算，东海南部 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 层平均生烃强度约为鄂尔多斯盆地延长组的 90%，但东海南部多一套 K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 层暗色泥岩，据地震相推测其 T<sub>3</sub>-J<sub>2</sub> 层半深海相沉积层发育生烃能力更强的“好-优质”烃源岩，K<sub>1</sub><sup>2</sup>-K<sub>2</sub><sup>1</sup> 层海湾相沉积的生烃能力也更强。综合考量认为，东海南部中生界的总体生烃能力和平均资源丰度与鄂尔多斯盆地的中生界大致相当。

(3) 对东海中生界油气勘探的启示。鄂尔多斯盆地的石油勘探始于 1907 年，1950 年开始大规模勘探燃起了“星星之火”；20 世纪 70-80 年代中期马岭、华池等侏罗系油藏的发现则点燃了中生代油气勘探的“火炬”；80 年代中期-90 年代末成功突破安塞、靖安等延长组长 2、长 3、长 4+5 和长 6 段三角洲大型油藏后，油气勘探的“燎原之势”逐渐形成；2000 年以来主攻长 7、长 8、长 9 和长 10 段等致密层并获得重大突破，油气发现“如火如荼”；目前鄂尔多斯盆地已发现 18 个亿 t 级大油田和 40 个中小油田，累计探明石油地质储量 69.15 亿 t，石油资源探明率 43.66%，剩余可采储量和年产量居全国之首的辉煌背后，是 70 多年来新中国几代石油人“攻坚克难，开拓进取”的奋斗史。东海中生界油气资源潜力巨大，但地质情况同样复杂，近 10 多年的试验性勘探成效是“星星之火”，东海中生界油气勘探尚须“坚定信心”，持续推进并做好长期攻坚克难的准备。