

基于低渗透成因分析的储层分类方法

以临南洼陷带沙三段下亚段碎屑岩储层为例

滕建彬

(中国石化股份胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要 临南洼陷带沙三段下亚段碎屑岩储层非常发育,而低渗透、特低渗透储层所占比例较高,难动用储量大。在研究储层微观特征及低渗透成因的基础上,将研究区沙三段下亚段低渗透、特低渗透碎屑岩储层划分为4大类10小类,并分析了各类储层的微观主控因素和增产改造方法。A类储层仅需对钻井液污染带进行针对性的酸洗处理即可具备较好的自然产能,将其命名为自然产能控低渗透储层;B类储层可以利用酸液溶蚀碳酸盐胶结物、增大孔隙度和渗透率,从而获得较好产能,将其命名为酸化控低渗透、特低渗透储层;C类储层根据填隙物类型分为粗晶、连晶碳酸盐胶结类型、泥质胶结类型、塑性组分充填类型和次生石英胶结类型4小类,不同类型采取不同酸化和压裂措施能取得一定的效果,将其命名为酸压控低渗透、特低渗透储层;D类储层压裂和酸化效果均较差,将其命名为力求产特低渗透储层。

关键词 成岩作用 赋存状态 低渗透成因 敏感性矿物 酸化 临南洼陷

中图分类号 :TE112.22

文献标识码 :A

文章编号 :1009-9603(2012)05-0006-04

临南洼陷位于惠民凹陷的西南部,盘河三角洲、基山三角洲、双丰三角洲、江家店—瓦屋三角洲等沉积砂体形成了临南洼陷及周缘复式油气富集区的碎屑岩储层。临南洼陷预测资源量达 7.01×10^8 t,而目前油气探明储量仅为 0.39×10^8 t,其勘探开发潜力巨大。钻井数据显示,临南洼陷探井成功率较高,但低渗透储层较多,试采产量偏低,压裂后产量递减速度较快,储量难以升级。在目前的勘探和开发研究中,一般根据油层物性即孔隙度和渗透率进行低渗透储层类型的划分^[1-2],这种分类方案虽然简单明了,有利于指导油气勘探,但是不能有效地为勘探试油和开发措施指明方向^[3-5],造成目前低渗透储量发现多、升级困难的不利局面。因此,明确低渗透储层成因,建立符合研究区低渗透特点的储层分类方法不仅对临南洼陷低渗透储层油气勘探有重要的指导作用,而且对整个渤海湾盆地低渗透储层的油气勘探都具有重要的借鉴意义。

1 储层展布特征

临南洼陷北部沙三段下亚段储层埋深为2 700~4 250 m,主要为三角洲前缘和浊积扇沉积,单层厚度最大可达50 m,一般为1.2~10.5 m,含油层段岩

性以极细粒和细粒岩屑长石或长石岩屑砂岩为主,粗粉砂岩次之。泥质含量主要受控于沉积微相,自生粘土矿物的影响较小,主要受盘河三角洲这个大物源的影响。砂体厚度自西向东减薄。

临南洼陷南部沙三段下亚段主要为三角洲前缘亚相沉积,储层埋深为2 800~4 200 m,单层厚度最大可达20 m,一般为1.5~5.5 m。含油层段岩性以极细粒和细粒岩屑长石或长石岩屑砂岩为主,粗粉砂岩次之,其中灰质极细粒砂岩及白云质极细粒砂岩比例高,泥质砂岩次之,局部较高。砂岩储层在临南洼陷南部广泛发育,厚度为30~110 m,自西向东发育双丰、江家店及瓦屋3个物源体系,其中双丰物源体系规模最大,江家店物源体系次之,瓦屋物源体系最小^[2]。

2 油气储层综合评价参数

在低渗透碎屑岩油气储层的综合评价中,需要分析以下3个方面的参数:①驱动压差和驱动压力,用以评价储层有效流动能力^[6];②储层微观孔喉的结构参数,描述孔隙几何结构、孔喉比、退汞效率等^[7];③储层的比表面积,与孔隙度和渗透率关系密切,反映储层的敏感性特征^[8-9]。这3方面参数的具

收稿日期 2012-07-17。

作者简介 滕建彬 男 工程师 从事油气储层研究。联系电话 (0546)8715022 E-mail jianbinteng@163.com。

基金项目 中国石化科研攻关项目 临南洼陷沙河街组碎屑岩低渗透储层成因与评价 (P10012)。

体表现形式就是低渗透储层的启动压差、渗流能力和储层敏感性特征,而后2个因素也决定了低渗透储层的启动压力。因此,归根结底影响低渗透储层渗流能力的主要因素是储层的微观岩石矿物组分类型和排列方式。

首先,骨架颗粒的成分体现了其抗压实的能力,石英等刚性颗粒含量相对高的砂岩抗压能力较强,保存原生孔隙的能力就强,在同等压实情况下,其孔隙度和渗透率就高。同样在酸化改造中,石英等刚性颗粒含量相对高的砂岩骨架抗酸蚀的能力也相对要强,在酸液处理可溶填隙物过程中对其骨架颗粒伤害小,有利于规避井壁坍塌,防止酸化施工过程中出砂^[10]。

其次,填隙物作为孔隙和喉道内的充填矿物,其类型和含量决定了储层的物理化学性质^[11]。喉道内的主要填隙物包括碳酸盐类矿物、硅酸盐类矿物和硫酸盐类矿物3类。研究区沙三段下亚段低渗透碎屑岩中的填隙物主要以碳酸盐类和硅酸盐类矿物为主。这2类填隙物对储层的影响主要体现为其决定着储层的敏感性。各种粘土矿物可以引起不同类型的敏感性,如高岭石结构松散,多呈书页状赋存,在流速变大时,微小的颗粒晶片参差不齐堵塞喉道,导致储层表现为速敏的特性。蒙脱石具有强吸水性,遇水后晶格膨胀、微粒运移堵塞孔隙形成水敏。绿泥石含铁量较高,与酸液作用常常产生化学沉淀,造成酸敏。而盐敏通常也是由于粘土矿物吸水引起的。碳酸盐类矿物与主要含有氢氟酸的酸液作用后产生氟化钙沉淀,造成酸敏。由于低渗透储层本身喉道细小,其敏感性比中高渗透储层的敏感性要强,且发生敏感性后难以处理。因此,研究填隙物的类型及赋存状态尤为必要。

最后,填隙物的赋存状态关系到酸化工艺的成败。填隙物的赋存状态包括填隙物的晶形、晶级、在孔隙中的分布状态,从显微晶、微晶、细晶、中晶、粗晶一直到连晶,同类型同等含量条件下,比表面积依次减小,酸化过程中与酸液的接触面积也依次变小,改造的效果具有很大的差异。而填隙物在孔隙和喉道中的分布状态,则直接关系到经酸液处理后孔隙和喉道的改善效果。酸化最根本的目的是提高井筒附近储层的渗流能力,即改善渗流通道为主,扩孔为辅。因此,显微晶或微晶碳酸盐胶结物占据喉道的改造效果要比占据孔隙的改造效果好。瓦屋三角洲的夏463井酸化目的层段就是以比表面积相对较大的显微晶和微晶铁白云石占据喉道的典型储层段,经酸化改造后效果明显,3.9 m的

油层初期产油量为6~7 t/d,经过6个多月开采,仍维持在3 t/d左右,含水饱和度一直稳定在30%。

综上所述,笔者认为酸化工艺现场实施前的必要论证包括选层、储层微观分析、酸溶实验、机理分析、结果评估5大项。具体分析内容包括针对性取样,设计开展储层微观分析测试,评价低渗透储层颗粒组构、粒度组成及碎屑性质决定的支撑能力等参数,明确填隙物种类、含量,把握填隙物在储层中的微观赋存状态。在明确储层低渗透原因的基础上,结合室内岩石矿物酸溶实验,通过调整酸液浓度、酸液注入的顺序,客观评估储层段各类矿物组分溶蚀程度、孔渗变化幅度等参数,才能做到从低渗透成因出发,明确储层类型,制定与储层物理性质配伍性好的酸化工艺,从而改善孔隙半径,增大酸化半径内储层的渗透率,并有效防止井壁垮塌。

3 储层分类标准及分类方案

临南洼陷带北部和南部沙三段下亚段砂岩储层物源不同,岩石骨架颗粒组分含量差异不明显,但成岩类型和程度相差较大。沉积物从剥蚀区到洼陷带搬运距离较长,石英等刚性颗粒含量偏高,可达45%以上,部分地区如田家和大芦家可达60%。长石含量主要为25%~35%,岩屑均以变质岩岩屑为主,含量为12%~18%,个别地区如双丰三角洲的夏32井区可达22%~28%,岩浆岩岩屑含量为5%~10%,沉积岩岩屑含量为3%~8%。

临南洼陷带压力系数主要为0.90~1.22,整体属于正常压实。在石英、长石及变质岩岩屑含量高的情况下,保存原生孔隙的能力较好。孔隙的递减主要受沉积带来的泥质杂基和胶结成岩作用的影响,泥质杂基的影响体现为与塑性地层组分(黑云母、炭质等)一起经压实作用堵塞孔隙和喉道。而胶结成岩作用则以地层流体、岩石相互反应,生成硅酸盐、碳酸盐、硫酸盐等胶结物的形式影响孔隙和喉道的发育程度。

基于研究区岩石组分含量差异并不明显的特点,分类标准主要包括:骨架颗粒的接触方式,喉道直径及内壁附着的矿物类型,孔隙度和渗透率范围,胶结物类型、含量及赋存状态,储层敏感性矿物类型、含量及赋存状态等方面。其中,骨架颗粒接触方式控制了岩石骨架的稳定性,喉道直径及内壁附着矿物类型决定了油层改造工艺的选择,孔隙度和渗透率范围体现了原油在地层条件下的自然产油能力,胶结物类型、含量及赋存状态决定着酸化

工艺的酸液类型和用量的优选、反应时间和注入返排速度的确定,储层敏感性矿物类型、含量及赋存状态则影响着压裂液及酸化液矿化度、注入和返排速度、酸碱度等与储层的配伍性。

在研究临南洼陷带储层微观特征的基础上,共划分了4大类10小类储层(图1)。

A类储层 其喉道和孔隙内缺乏胶结物,是孔隙和喉道主要受压实作用而减小的中孔低渗透储层,仅需对钻井液污染带进行针对性的酸洗处理即

可具备较好的自然产能。根据填隙物含量可分为A₁和A₂共2个小类,前者孔隙度一般大于18.5%,渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 58.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,后者孔隙度一般大于18.5%,渗透率为 $8 \times 10^{-3} \sim 32.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,前者渗流能力好于后者。发育A₁型较典型的地区见于双丰三角洲夏323井区,A₂型见于商644井区。将A类储层命名为自然产能控低渗透储层。

B类储层 其喉道和孔隙内填充碳酸盐胶结物,且胶结物以隐晶、微晶为主,孔隙度为12.5%~

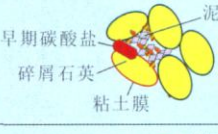

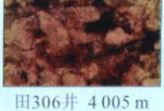

储层分类		孔隙结构	胶 结 物 产 出 状 态		改造潜力	备 注
类	型					
A	A ₁	 喉道直径大于4 μm	 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜	缺乏胶结物	具备较好自然产能	 夏323井 3 145 m
	A ₂		 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 晚期碳酸盐 自生伊利石	碳酸盐胶结物含量小于5%, 泥质胶结物含量小于3%	具备一定自然产能	 商644井 3 612 m
B	B ₁	 喉道直径为2~4 μm	 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 泥质 自生伊利石	隐晶—微晶碳酸盐胶结物 占据喉道,泥质胶结物含量 小于3%,碳酸盐胶结物含量 为5%~12%	酸化效果好	 夏463井 2 920 m
	B ₂		 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 泥质	隐晶—微晶碳酸盐胶结物 占据孔隙,泥质胶结物含量 小于3%,碳酸盐胶结物含量 为12%~20%	酸化效果较好	 商548井 3 241 m
C	C ₁	 喉道直径小于2 μm	 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 晚期碳酸盐 粗晶—连晶碳酸盐	粗晶—连晶碳酸盐胶结物 占据孔隙和喉道,泥质胶结 物含量小于2%,碳酸盐胶结 物含量大于15%	改造潜力差	 临98井 4 294 m
	C ₂		 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 晚期碳酸盐 自生伊利石	泥质胶结物占据喉道,泥质 胶结物含量大于11%,碳酸 盐胶结物含量小于15%	酸压,注重粘土 防膨,改造潜力 较好	 商646井 3 389 m
	C ₃		 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 自生伊利石 黑云母	黑云母、泥质胶结物占据 喉道。泥质胶结物含量大 于8%,黑云母等塑性成分 含量大于5%	改造潜力差, 一般压裂开采	 田306井 4 005 m
	C ₄		 早期碳酸盐 碎屑石英 粘土膜 自生伊利石 次生加大边	石英次生加大边占据喉道, 泥质胶结物含量大于3%,石 英次生加大含量大于2%	压裂效果取决于 裂缝的发育程度	 临82井 3 494 m
D	D ₁	 喉道直径小于1 μm	 碳酸盐 碎屑石英	碳酸盐占据孔隙,自生粘土 矿物占据喉道。泥质胶结 物含量小于3%,碳酸盐胶 结物含量小于5%	压裂、酸洗效果 取决于裂缝的发育 程度	 街203井 3 842.50 m
	D ₂		 碳酸盐 碎屑石英 次生加大边	碳酸盐和粘土占据孔隙,硅 质占据喉道。泥质胶结物 含量小于2%,碳酸盐胶结 物含量小于5%,硅质含量 大于3%	压裂、酸洗效果 取决于裂缝的发育 程度	 临98井 4 380.98 m

图1 基于低渗透成因分析的储层分类方案

18.5% ,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,此类型又可分为2个小类 ,以隐晶 微晶碳酸盐(方解石和白云石为主)占据喉道的B₁型 ,采取基质酸化效果最好 ,酸液可以溶蚀碳酸盐胶结物 ,明显疏通喉道 ,扩大孔隙 ,增加渗流半径 ,提高稳产期 ,如瓦屋的夏463井区 ,沙三段下亚段砂岩储层段主要为微晶铁白云石胶结 ,采取基质酸化后效果非常理想 ,稳产期大幅提高。而隐晶 微晶碳酸盐主要填充孔隙的B₂型 ,基质酸化则稍逊一筹 ,但仍能靠溶蚀碳酸盐增大孔隙度 ,进而增大少部分喉道。由于B类储层的产能受酸化工艺影响 ,故将这类储层命名为酸化控低渗透 特低渗透储层。此类储层典型区见于江家店三角洲的夏斜96和夏斜502等井区。

C类储层 其喉道和孔隙内充填物复杂 ,根据填隙物类型分为粗晶 连晶碳酸盐胶结类型(C₁)、泥质胶结类型(C₂)、塑性组分充填类型(C₃)和次生石英胶结类型(C₄)4小类。C₁型孔隙度和渗透率分别为8.5%~12.5%和 $0.25 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要受控于碳酸盐含量和晶形 ,一般采取小型压裂结合酸化的工艺 ,在人工造缝的同时 ,挤入酸液进行溶蚀 ,双层面提高储层的渗透能力 ,典型储层见于江家店三角洲的夏960井区。C₂型孔隙度和渗透率分别为8.5%~10%和 $0.25 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其改造一般基于压裂施工人工造缝 ,注入添加防膨剂、防铁离子沉淀剂等试剂的少量酸液进行酸洗 ,同时利用携砂液带入陶粒砂作为人工骨架 ,共同起增大渗流能力的作用 ,该类储层见于盘河砂体的临98、临82井区。C₃型孔隙度和渗透率分别为8.5%~10%和 $0.25 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其改造受控于沉积物沉积时带来的黑云母、炭质等塑性组分的含量及后期自生矿物的类型 ,此类含油性好的储层的开采主要依赖于大型压裂 ,这类储层见于盘河砂体的田306、田斜307等井和基山三角洲的商646、商644等井的砂岩储层。C₄型主要特征为次生石英加大边发育 ,喉道被硅质堵塞 ,孔隙度为8.5%~12.5% ,储层渗透率极低 ,为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其典型储层见于临82井区和营子街的街204井区 ,该类储层若含油气性好 ,压裂后单井产量较高。由于C类储层的产能受酸化和压裂工艺影响 ,将C类储层命名为酸压控低渗透 特低渗透储层。

D类储层 其骨架颗粒间为凹凸接触 ,孔隙度一般小于8.5% ,喉道细小 ,渗透率极低 ,小于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,部分喉道中有少许自生粘土矿物 ,如高岭

石、伊利石、绿泥石等。此类储层压裂和酸化效果均较差。命名为力求产特低渗透储层。见于埋深大于4 000 m的街201井的浊积砂岩储层中。

4 结论

在研究临南洼陷带储层微观特征及低渗透控制因素的基础上 ,将研究区沙三段下亚段低渗透 特低渗透储层划分为4大类10小类。A类储层本身具有较好的孔渗条件 ,仅需对钻井液污染带进行针对性的酸洗处理即可具备较好的自然产能 ,为自然产能控低渗透储层 ;B类储层渗流能力较差 ,需要利用酸液对碳酸盐胶结物进行溶蚀 ,增大孔隙度和渗透率 ,为酸化控低渗透 特低渗透储层 ;C类储层根据填隙物类型分为碳酸盐胶结类型、泥质胶结类型、塑性组分充填类型和次生石英胶结类型4小类 ,不同类型采取不同工艺的酸化配合压裂措施才能取得一定的效果 ,为酸压控低渗透 特低渗透储层 ;D类储层压裂和酸化效果均较差 ,将其命名为力求产特低渗透储层。

参考文献 :

- [1] Leonard Kalfayan. Production enhancement with acid stimulation [M]. Tulsa , Okla : Penn Well Corp , 2008.
- [2] 封东晓. 临南洼陷南部沙三段下亚段储层综合评价[J]. 油气地质与采收率 , 2010 , 17(1) : 33-36.
- [3] 孙致学 , 鲁洪江 , 冯文光 , 等. 低渗透砂岩储集层油藏评价一体化研究方法及应用[J]. 石油勘探与开发 , 2006 , 33(6) : 743-747.
- [4] 王瑞飞 , 沈平平 , 宋子齐 , 等. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征[J]. 石油学报 , 2009 , 30(4) : 560-569.
- [5] 霍英彩 , 张永成 , 贾敏. 低渗透油藏评价研究现状[J]. 内蒙古石油化工 , 2009 , (17) : 132-135.
- [6] 汪全林 , 唐海 , 吕栋梁 , 等. 低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J]. 油气地质与采收率 , 2011 , 18(1) : 97-100.
- [7] 王瑞飞 , 陈明强 , 孙卫. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J]. 地质论评 , 2008 , 54(2) : 270-277.
- [8] 戚颖 , 杨友运 , 肖淑明. 现河低渗透储层开发单元分类评价[J]. 西安石油大学学报 : 自然科学版 , 2009 , 24(4) : 20-22.
- [9] 袁亦楠. 油气储层评价技术[M]. 北京 : 石油工业出版社 , 1997 : 80-96.
- [10] 曲占庆 , 齐宁 , 王在强 , 等. 低渗透油层酸化改造新进展[J]. 油气地质与采收率 , 2006 , 13(6) : 93-96.
- [11] 朱斌 , 罗蔓莉 , 张建国 , 等. SY/T 5358 - 2002 储层敏感性流动实验评价方法[S]. 北京 : 石油工业出版社 , 2002.

PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 19 No. 5 2012

Xu Zhicheng, Lü Fuliang, Fan Guozhang et al. Deepwater petroleum geology and exploration potential of West Africa coastal basins. *PGRE*, 2012, 19(5): 1–5.

Abstract: On the basis of plate tectonic theory and petroleum geology theory, we analyzed the formation and evolution of West Africa coastal basins, studied deepwater exploration data and typical deepwater oil & gas fields, and discussed petroleum geologic characteristics and exploration potential of deepwater areas in West Africa. The evolution of West Africa coastal basins can be divided into pre-rift stage, syn-rift stage, and post-rift stage. Controlled by formation and evolution of the basins, most of deepwater fields developed in post-rift stage and oil fields are predominant. Oil and gas found in West Africa deepwater settings are generated from Lower Cretaceous (syn-rift stage) lacustrine source rocks, Upper Cretaceous and Tertiary (post-rift stage) marine source rocks. The most important deepwater reservoirs are turbidite channel sandstone. The main types of deepwater traps are combined stratigraphic-structural traps, followed by structural traps and stratigraphic traps. Deepwater exploration potential is best in Lower Congo basin and Niger Delta, and is good in Cote D'Ivoire basin, Benin basin and Senegal basin. Douala basin and Rio Muni basin have fair deepwater exploration potential, whereas, deepwater exploration may be highly risky in Kwanza basin.

Key words: deepwater area; petroleum geology; exploration potential; turbidities; West Africa coastal basins

Xu Zhicheng, PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou City, Zhejiang Province, 310023, China

Teng Jianbin. Classification and guiding significance based on primary micro-factors of low-permeability reservoir—case study on lower Sha3 reservoir in Lin'nan depression. *PGRE*, 2012, 19(5): 6–9.

Abstract: Clastic reservoirs are highly developed in lower Sha3 reservoir of Lin'nan depression, with low-permeability and extra-low permeability reservoir that is high in amount and difficult to explore. Based on studies about the key elements of sandstone acidization, the oil reservoir is divided into four categories corresponding to ten types by analyzing petrology microeconomic and causes factors of reservoir in study area. Production stimulation treatments are proposed according to the study on primary microeconomic factors. Category A reservoir has good natural capacity by treating the acidized damage zone, and this Category is named low natural production low permeability reservoir. Using acid can dissolve carbonate cementation in Category B reservoir, it increases the porosity and permeability, and then obtains good capacity, therefore, the Category B is named acidization controlled low and extra-low permeability oil reservoir. According to interstitial content type, the Category C reservoir is classified into mid-crystal carbonate cement type, argillaceous cement type, plastic components filling type and secondary quartz cement type. Different types should be treated by different acidization fracturing measures. It is named acidization and fracturing controlled low and extra-low permeability oil reservoir. Capacity of Category D is very low by fracturing and (or) acidization, and it is named difficult to use of extra-low permeability reservoir. This series of new classification not only can apply to evaluation of the quality and potential of the low-permeability reservoir, but also can improve the producing rate and recovery of the low-permeability reservoir.

Key words: diagenesis; occurrence status; low permeability genesis; sensitivity mineral; acidization; Lin'nan depression

Teng Jianbin, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Han Zongyuan. Organic geochemical characteristics of source rocks in well-Zhentan1, Ordos Basin. *PGRE*, 2012, 19(5): 10–14.

Abstract: Using analytic methods of thermal decomposition experiment, microscopic observation, organic elemental analysis and vitrinite reflectance, and based on study on abundance, types, maturity, and biomarkers of organic matter, this paper comparatively analyzes the organic geochemical characters of Mesozoic and Palaeozoic source rocks of well-Zhentan1 in Ordos Basin. The source rocks of Ty and Jy are comprehensively evaluated as medium source rocks, owning high generating capability of liquid hydrocarbon and having high organic content, the kerogen are mainly humic kerogen, and the organic matters are now in the mature stage. The source rocks of Psh and Pt are comprehensively evaluated as poor source rocks, owning high generating capability of gaseous hydrocarbon and having low organic content, the kerogen are mainly humic kerogen, and the organic matters are now in the over mature stage. Mesozoic organic matters whose original biologic assemble are dominated by terrestrial plants and deposited in weak-reducing and oxygen free environment of lacustrine facies. The Palaeozoic organic matters whose original biologic assemble are both terrestrial plants and aquatic community are accumulated and preserved in the reducing environment of lacustrine facies.

Key words: source rock; geochemical characteristics; kerogen; biomarker; reducing environment

Han Zongyuan, Petroleum Development Center of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

Wang Hongping, Lü Fuliang, Fan Guozhang et al. Petroleum geology and exploration direction of Martaban Basin in Andaman Sea. *PGRE*, 2012, 19(5): 15–19.