

# 页岩气研究中应注意的问题

葛忠伟<sup>1</sup>, 樊莉<sup>2</sup>

(1.中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院,四川 成都 610041;  
2.中国石油川庆钻探工程有限公司 川西钻探公司,四川 成都 610051)

**摘要:**中国页岩气研究起步较晚,各沉积盆地中含气页岩层段经历了复杂的构造运动和沉积演化,其地质特征、赋存状态、含气性与北美成熟页岩气相比具有明显的差异;因此,须解决页岩气勘探开发中的诸多地质及工程问题,建立适用于中国页岩气的资源评价体系。在明确页岩气概念的基础上,对中外页岩气特征差异性对比、页岩气勘探开发中地层水的赋存及渗流机理、页岩气成因类型与压裂效果的关系以及含气页岩储层评价等问题进行探讨;指出中国页岩气地质特征较北美地区复杂,页岩孔喉中地层水渗流机理尚不明确,页岩压裂效果与天然气成因密切相关;建议借鉴常规(致密)砂岩气藏储层分类评价方法,对不同沉积体系下的页岩储层进行分类评价,以寻找页岩气“甜点”,从而实现对中国页岩气资源合理、有序地开发和利用。

**关键词:**页岩气勘探目标 储层分类评价 地压系数 压裂 天然气成因 孔喉直径

**中图分类号:** TE112.221

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)06-0019-04

页岩气在中国分布广泛,可采资源量达 $25 \times 10^{12}$   $m^3$ 。“十二五”期间,中国页岩气发展规划的目标为:优选30~50个页岩气远景区和50~80个有利目标区,探明页岩气地质储量为 $0.6 \times 10^{12}$   $m^3$ ,可采储量为 $0.2 \times 10^{12}$   $m^3$ ,2015年页岩气产量达 $65 \times 10^8$   $m^3$ ;同时,形成适用于中国地质条件的页岩气地质调查与资源评价体系,以及页岩气勘探开发关键技术和配套装备,建立中国页岩气调查与评价、资源储量、实验分析与测试、勘探开发、环境保护等多个领域的技术标准和规范。为此,笔者在大量文献调研和工作实践的基础上,针对中国页岩气起步晚、发展水平低的现状,总结出目前页岩气发展急需解决的地质和工程问题,以期为中国页岩气研究提供参考。

## 1 页岩气概念的问题

页岩气是指主体位于暗色页岩或高碳页岩中,以吸附或游离状态为主要存在形式的天然气聚集。近年来,随着页岩气勘探热潮的兴起,对于何为页岩气,何种含气岩性组合才为页岩气产生了一些不同的观点<sup>[1-3]</sup>。以四川盆地为例,海相富有机质页岩集中发育在上震旦统陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组、下志留统龙马溪组和上二叠统大隆组等地层中,而陆相生烃泥页岩则主要集

中于上三叠统须家河组一段、三段、五段以及下侏罗统。其中,筇竹寺组和龙马溪组页岩以其烃源岩品质好、展布面积大、厚度大、埋深浅及可压裂等特性,成为中国页岩气先导试验的主力目的层系。许多学者针对这2套含气页岩层系进行了深入研究<sup>[4-11]</sup>,并通过钻探获得了一批工业性气井,例如W201, W201-1H, W201-3H, N201和N203等井。

近年来,中国页岩气研究主要通过和北美地区海相页岩进行类比,来评估页岩气的规模和资源潜力,研究主要针对筇竹寺组和龙马溪组2套海相页岩。勘探实践证明,在四川盆地其他层系,特别是烃源岩相对发育的上三叠统须家河组、下侏罗统等海陆过渡相或陆相页岩中均钻遇良好的页岩气显示。例如,对川西地区CL562井须五段裂缝型泥页岩进行中途测试,天然气产量为 $7.6175 \times 10^4$   $m^3/d$ ;XC6井钻至3 111~3 120 m井段,岩性为灰黑色页岩与灰色细粒岩屑砂岩互层,槽面见70%气泡显示,气测全烃值达99.99%,点火火焰高度为1.5 m,录井解释为裂缝性气层。对川中地区DF2井须五段进行大型加砂压裂改造,测试期间天然气总产量为800  $m^3$ 。川北地区的SL9井千佛崖组页岩段测试,原油产量为6.56~48.58 t/d,天然气产量为290~2 686  $m^3/d$ 。川东北地区YB9井在东岳庙段页岩发育段测试,天然气产量为11 546  $m^3/d$ ;YB21井

收稿日期:2013-09-12。

作者简介:葛忠伟,男,工程师,硕士,从事储层评价及油气成藏等方面的研究。联系电话:13981726272, E-mail:swpigzw@aliyun.com。

在大安寨段页岩发育段测试无阻流量的天然气产量为  $34.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。大量的钻探实例证实了四川盆地陆相页岩中普遍含有天然气。

对于四川盆地上三叠统须家河组和下侏罗统凉高山组、自流井组大安寨段、千佛崖组等烃源岩中产出的天然气,许多科研工作者对于其是否归属为页岩气产生质疑;认为只有纯页岩同时作为烃源岩和储层,才能认定为页岩气。但笔者认为,页岩气应产出于海相、陆相或海陆过渡相沉积环境,其岩性概念不能仅局限或束缚于页岩;只要有生烃能力的页岩参与,在成藏过程中起到主要生烃贡献,且其上覆地层为区域性含气储层(常规气藏或致密气藏)的含气岩性组合,则均应称为页岩气。这样的页岩气地层可以包括以页岩为主,夹少量砂岩或碳酸盐岩、砂泥互层、灰泥(页)互层等岩性组合。若将这部分地层排除在页岩气研究范畴之外,而常规气藏研究也只将其认定为生储盖组合中的生油层和盖层,则忽视了其也具有很好的天然气储集能

力。例如,川西坳陷须五段发育厚度为 261 ~ 751.5 m 的湖相砂泥岩,为区域性烃源岩层;其潜在资源量达  $8\,423.02 \times 10^8 \sim 11\,009.04 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,可作为页岩气研究的重点。笔者建议应扩大页岩气定义的范畴,并加强对不同沉积环境下含气烃源岩层的研究力度。

## 2 中外页岩气特征差异性的问题

通过与北美成熟页岩气进行类比分析<sup>[12-20]</sup>,明确了中国页岩气具有巨大的资源量和发展前景;然而,对比中外页岩气主要评价参数发现,两者的地质特征存在巨大差异(表1)。中国主要页岩气层系的埋深较大,一般超过 2 000 m;总有机碳含量(TOC)偏低,不超过 5%;镜质组反射率( $R_o$ )较高,处于高成熟—过成熟阶段;孔隙度偏低,普遍小于 5%;地压系数较高,普遍高于 1。这些差异导致在页岩气评价和储层改造等方面均须建立不同的标准和方案。

表1 中外页岩气主要评价参数的差异性和相似性

盆地	页岩名称	层位	差异性					相似性					
			埋深/m	TOC,%	$R_o$ ,%	孔隙度,%	地压系数	成因类型	脆性矿物含量,%	粘土矿物含量,%	吸附气含量,%	总含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	单层页岩厚度/m
阿帕拉契亚	俄亥俄	泥盆系	610~1524	0~4.7	0.4~1.3	4.7	0.35~0.92	热解气			50	1.68~2.83	9~31
密歇根	安特里姆	泥盆系	183~730	0.3~24	0.4~0.6	9	0.81	生物气			70	1.1~2.8	21~37
伊利诺斯	新奥尔巴尼	泥盆系	183~1494	1~25	0.4~1.0	10~14	0.99	生物气—热解气	54	35.5	40~60	1.2~2.3	15~30
福特沃斯	巴勒特	密西西比系	1981~2591	4.5	1.0~1.3	4~5	0.99~1.02	热解气	76.5	23.5	20	8.5~9.9	15~60
圣胡安	刘易斯	白垩系	914~1829	0.45~2.5	1.6~1.88	3~5.5	0.46~0.58	热解气			13~40	0.4~1.3	61~91
四川	筲竹寺	寒武系	2652~2704	2.3~4.2	1.5~5.7	2.29	1.8~2.0	热解气	72	28	46	0.8~2.25	8~52
	龙马溪	志留系	2073~2393.5	1.6~3.6	1.88~4.36	0.3~6	2.03	热解气	79.9	19.2	37.5	0.5~6.5	14~70
	须五	三叠系	2606~3658	3.42	1.27	4.26	1.19	热解气	71.8	28.2	78	0.64~1.49	9~51

造成中外页岩气地质特征存在巨大差异的主要原因是沉积环境和构造运动。不同的沉积环境导致页岩储层微观孔喉结构的差异,这种微观变化直接影响页岩气吸附和解吸的全过程。中国页岩气产自海相和陆相地层,美国主要以海相为主,陆相页岩与海相页岩岩石力学性质的差异导致压裂改造方式和压裂效果的差异。中国各沉积盆地经历了多期构造运动,构造运动的差异导致地层均质性发生变化,非均质性页岩储层在压裂改造过程中的裂缝规模和延伸方向均非常复杂。此外,沉积环境和构造运动对海、陆相页岩气藏的微观特征、含气性、岩石力学性质及流体渗流机制等方面的影响

尚有待于深入研究。

## 3 页岩气勘探开发中地层水的问题

常规(致密)砂岩气藏均存在一定程度的可动水和束缚水,可动水在开采初期即可采出,束缚水随着地层压差的增大,水分子突破毛管压力,同样也可以采出。页岩一般沉积于深水低能环境中,在沉积、成岩过程中,虽然页岩储层的孔喉极为微小,但其中仍然存在水分子。研究表明,甲烷分子的直径为 0.38 nm,水分子的直径为 0.40 nm,甲烷分子与水分子的大小相近,而页岩气储层的孔喉直径为

5~200 nm;说明甲烷分子和水分子的直径远小于非常规油气储层的孔喉直径<sup>[21]</sup>,气水可共存于页岩的孔喉或裂缝中。北美及川南地区页岩气藏的勘探开发实践证明,页岩层段测井解释的含水饱和度较高;国外页岩气气藏的含水饱和度平均约为30%<sup>[22]</sup>,中国主要页岩气气藏的含水饱和度平均约为50%~60%。页岩储层在沉积、成岩及成藏过程中滞留的水分子润湿性好于甲烷分子,即页岩孔喉表面为亲水性,水分子易吸附于孔喉或裂缝表面,形成水薄膜;随着甲烷分子的不断聚集,甲烷分子依靠浮力或生烃增压作用可以突破水薄膜,并缓慢解析出来(图1),较为合理地解释了页岩气藏产量低、开采时间长的原因。但在页岩气开采过程中产水少或基本不产水,是否是由于页岩储层纳米级的孔喉通道不利于气水两相流体共同产出造成的,其中的渗流机理有待于进一步的深入研究。此外,页岩孔喉空间中吸附气体分子间的范德华力对于水分子在孔喉中的赋存是否有影响,以及水分子能否在孔喉中形成连续流等问题均须进行深入的研究。

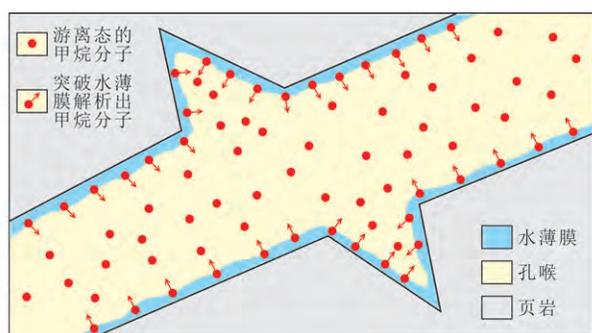


图1 甲烷分子突破水薄膜解析示意

#### 4 页岩气成因类型与压裂改造效果的问题

北美页岩气储层改造强调以工程技术的进步来实现天然气的最大化产出,如直井连续油管分层压裂技术、水平井分段压裂技术和裂缝监测技术等<sup>[23]</sup>,但其忽视了地层压力和页岩气成因类型对改造效果的影响。页岩气的压裂效果除与储层中脆性矿物的含量有关,还与地层压力密切相关;而地层压力除与烃类的生成、多期构造挤压、欠压实作用和岩石致密化等因素有关,还与天然气成因类型密切相关。页岩气藏与常规(致密)砂岩气藏具有类似的成因类型,即生物成因和热成因。其中,热成因的页岩气藏一般以高压为主要特征,而生物成

因的页岩气藏一般为低压。热成因气是在一定的埋深下,在温度和压力的共同作用下生成的;热成因的页岩气藏通常是经历了埋深作用、压实作用、流体热增压及有机质向烃类转化过程,气体体积逐渐膨大而引起异常高压。而生物成因页岩气藏的埋深较浅,易于形成异常低压。国外主要页岩气藏的地压系数以正常压力或异常低压为特征,中国页岩气藏以异常高压为特征(表1),二者差异明显。

在储层压裂改造过程中,地层压力特别是异常高压的存在,可能会影响压裂改造的效果,具体表现在2个方面:①地层压力高,破裂压力也高,需要地面施加较高的施工压力;因此,压裂相对困难,且压裂液的注入及在人工裂缝中的运移受到一定程度的影响。不同地层压力下,人工裂缝的规模及针对性压裂工艺均具有较大差异。②在地层能量较强的情况下,压裂液返排较快,先期形成的裂缝未得到有效支撑成型,易于闭合,直接影响吸附气的有效解吸。中国页岩气藏的地层压力普遍为异常高压,明显高于美国五大页岩气藏的地层压力;因此,须针对不同压力条件下的页岩储层开展压裂效果试验,形成合理、有效的技术方法,在达到评价页岩储层含气性的同时,实现资源的最大化开采利用。

#### 5 含气页岩储层评价的问题

针对常规(致密)砂岩气藏,储层评价是寻找有利储层的关键。储层评价是综合地质、钻井、测井和实验资料,对储层的成岩阶段、原生和次生矿物、各种孔(裂)隙测定和分类、孔隙结构及其对油气渗流的影响等进行全面的研究和评价。通过建立有效厚度、物性及含气饱和度等参数模型定量划分储层类型,进而在勘探开发过程中针对储层级别进行有序地开发。对于页岩气藏,目前还未建立储层分类评价的方法体系,仅通过对一些地质特性,如总有机碳含量、镜质组反射率、厚度、埋深等参数下限的设定,建立有利页岩气储层和储量的评价标准<sup>[24]</sup>。页岩气储层的微观结构差异明显,具有纳米级的储集空间,孔隙结构也不同,非均质性极强,赋存其中的流体渗流机制也存在差异;若合并在一起开发,其效果势必会受到影响。因此,针对页岩气储层,应借鉴常规(致密)砂岩气藏储层分类评价方法,通过大量的地化分析、微观特征及流体力学研究,利用有机地化特征及岩石力学分析、含气量检测等方法进行页岩气储层的综合评价,以建立不同沉积环境、不同等级类别的页岩气储层评价标准。

## 6 结束语

中国沉积盆地类型多样,既有以沉降为主的拗陷盆地,又有断裂发育的断陷盆地;在漫长的地质时期,经历了不同的沉积环境演变,遭受了多期构造运动改造,形成了海相、海陆过渡相和陆相3大类沉积体系。各盆地具有不同的油气演化特征,赋存其中的页岩在地球化学、岩石特征、岩石力学特性、流体力学、天然气成因类型和地层压力等方面存在诸多差异,储层改造效果迥异。建议借鉴常规(致密)砂岩气藏储层分类评价方法,开展针对页岩气储层的分类评价,寻找页岩气“甜点”目标,以期合理、有序地开发利用中国页岩气资源。

### 参考文献:

- [1] 张金川.从“深盆气”到“根缘气”[J].天然气工业,2006,26(2):46-48.
- [2] 孙超,朱筱敏,陈箐,等.页岩气与深盆气成藏的相似性与相关性[J].油气地质与采收率,2007,14(1):26-31.
- [3] 叶军,曾华盛.川西须家河组泥页岩成藏条件与勘探潜力[J].天然气工业,2008,28(12):18-25.
- [4] 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等.四川盆地地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J].石油学报,2010,31(2):225-230.
- [5] 王兰生,邹春艳,郑平,等.四川盆地地下古生界存在页岩气的地球划分依据[J].天然气工业,2009,29(5):59-62.
- [6] 王世谦,陈更生,董大忠,等.四川盆地地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J].天然气工业,2009,29(5):51-58.
- [7] 张金川,聂海宽,徐波,等.四川盆地页岩气藏地质条件[J].天然气工业,2008,28(2):151-156.
- [8] 王社教,王兰生,黄金亮,等.上扬子区志留系页岩成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):45-50.

- [9] 黄籍中.四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析[J].岩性油气藏,2009,21(2):116-120.
- [10] 程克明,王世谦,董大忠,等.上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):40-44.
- [11] 孟庆峰,侯贵廷.页岩气藏地质条件及中国上扬子区页岩气潜力[J].油气地质与采收率,2012,19(6):25-29.
- [12] 曾祥亮,刘树根,黄文明,等.四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国Fort Worth盆地石炭系Barnett组页岩地质特征对比[J].地质通报,2011,30(2/3):372-384.
- [13] 杨振恒,李志明,王果寿,等.北美典型页岩气藏岩石学特征、沉积环境和沉积模式及启示[J].地质科技情报,2010,29(6):59-65.
- [14] 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.
- [15] 蒲泊伶,包书景,王毅,等.页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J].石油地质与工程,2008,22(3):33-39.
- [16] 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,30(4):484-491.
- [17] 范柏江,师良,庞雄奇.页岩气成藏特点及勘探选区条件[J].油气地质与采收率,2011,18(6):9-13.
- [18] 聂海宽,张金川.页岩气储层类型和特征研究——以四川盆地及其周缘下古生界为例[J].石油实验地质,2011,33(3):219-225.
- [19] 徐波,李敬含,谢东,等.中石油探区主要盆地页岩气资源分布特征研究[J].特种油气藏,2011,18(4):1-6.
- [20] 刘成林,葛岩,范柏江,等.页岩气成藏模式研究[J].油气地质与采收率,2010,17(5):1-5.
- [21] 邹才能,杨智,陶士振,等.纳米油气与源储共生型油气聚集[J].石油勘探与开发,2012,39(1):13-26.
- [22] 陈更生,董大忠,王世谦,等.页岩气藏形成机理与富集规律初探[J].天然气工业,2009,29(5):17-21.
- [23] 孙海成,汤达祯,蒋廷学,等.页岩气储层压裂改造技术[J].油气地质与采收率,2011,18(4):90-93,97.
- [24] 马宁,侯读杰,包书景,等.页岩气资源潜力评价方法[J].油气地质与采收率,2012,19(6):25-29.

编辑 邹澍滢

### (上接第18页)

- [8] 戴金星,裴锡古,戚厚发.中国天然气地质学:卷一[M].北京:石油工业出版社,1992:190-206.
- [9] 关德师,牛嘉玉.中国非常规油气地质[M].北京:石油工业出版社,1995:60-85.
- [10] 董晓霞,梅廉夫,全永旺.致密砂岩气藏的类型和勘探前景[J].天然气地球科学,2007,18(3):351-355.
- [11] 李忠,寿建峰,王生朗.东濮凹陷砂岩储层成岩作用及其对高压致密气藏的制约[J].地质科学,2000,35(1):70-78.
- [12] 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J].石油学报,2007,28(4):57-61.
- [13] 郑军,闫长辉,张文洪,等.大牛地气田气井最小携液产量研究[J].油气地质与采收率,2011,18(1):70-73.
- [14] 刘忠群,高青松,张健.大牛地气田山西组储层孔隙结构特征

[J].天然气工业,2001,21(增刊):53-55.

- [15] 唐海发,彭仕宓,赵彦超.大牛地气田盒2-3段致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其分类评价[J].矿物岩石,2006,26(3):107-113.
- [16] 周锋德,姚光庆,赵彦超.鄂尔多斯北部大牛地气田储层特低渗成因分析[J].海洋地质,2003,23(2):27-31.
- [17] 罗东明.大牛地气田沉积相类型与岸线控藏特征[J].油气地质与采收率,2009,16(3):56-58.
- [18] 罗月明,刘伟新,谭学群,等.鄂尔多斯大牛地气田上古生界储层成岩作用评价[J].石油实验地质,2007,29(4):384-390.
- [19] 刘小洪.鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层的成岩作用研究与孔隙演化分析[D].西安:西北大学,2008:40-70,90-110.

编辑 经雅丽

**Sun Bo**, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China

**Qiu Longwei, Zhou Yongyi, Gao Qingsong et al. Study of porosity structure and its influences on Carboniferous and Permian tight sand reservoir rock in Danniudi gasfield, Ordos basin. *PGRE*, 2013, 20(6): 15–18**

**Abstract:** The porosity structure and its influences on Carboniferous and Permian tight sand reservoir rock are studied through observation on the casting thin section and analysis on mercury data in Danniudi gasfield, Ordos basin. And, we made a conclusion that, the secondly porosity, such as intergranular pore and innergranular pore are the dominant reservoir space in the study area. There exists similar change trend between the average value of displacement pressure and that of maximum pore throat in different formations. While the average value of  $p_{c50}$  tends to be smaller with the increment of depth, changes reversely with that of displacement pressure. The low pore-throat sorting, scattered distribution, with micro pore and fine throat, micro throat combination are the dominant pore throat combination type. The pore structure in the area is influenced by buried depth and detrital particular materials. The displacement pressure increases, and the pore and throat decrease along with the increment of the burial depth. Higher content of feldspar and rock fragments is more beneficial to the reservation of pore and throat for the influence of selective pressure dissolution and secondly growth under the detrital components and diagenetic environment in the study area.

**Key words:** tight sand; reservoir characteristics; pore structure; expulsion pressure; Daniudi gasfield

**Qiu Longwei**, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China

**Ge Zhongwei, Fan Li. Some notable problems about shale gas in the scientific research. *PGRE*, 2013, 20(6): 19–22**

**Abstract:** China's shale gas exploration and research is still in the primary stage, and facing many complicated geological and engineering problems. Although it has obtained a large number of precious experiences through the analogy of matured shale gas in the United States, it has its unique characteristics. Therefore, it is necessary to establish a set of effective resources evaluation system. Based on the exploration target of shale gas, this paper provides some questions about the different reservoir characteristics at home and abroad, such as the "formation water" storage and percolation mechanism in shale reservoir, the relationship between fracturing effect and genetic types of natural gas, then suggesting the shale reservoir classification evaluation in different depositional system so as to look for the shale gas "dessert", and realize the reasonable and maintainable development of shale gas in China.

**Key words:** shale gas exploration target; reservoir classification evaluation; pressure coefficient; fracturing; natural gas origin; throat diameter

**Ge Zhongwei**, Exploration Development Research Institute, Xinan Oil&Gas Company, SINOPEC, Chengdu City, Sichuan Province, 610081, China

**Liu Jie, Cao Yingchang, Fan Tailiang et al. Sequence stratigraphy and modeling of sandbodies distribution in Yonganzhen delta, Dongying depression. *PGRE*, 2013, 20(6): 23–28**

**Abstract:** The Yonganzhen delta is developed in Minfeng sag and its peripheral area are important oil and gas accumulation belts in Dongying depression, Bohaiwan Basin, China. Based on the principles of seismic sequence, combined with logging and drilling, the target strata of Yonganzhen delta, the middle and the lower submember of third member of Shahejie formation ( $E_{3sz}$ – $E_{3sx}$ ) are divided into a third-order sequence separately. In the sedimentary stage of  $E_{3sz}$ , three fourth-order sequences (MSC1–MSC3) and eight fifth-order sequences (Z1–Z8) are developed; in the sedimentary stage of  $E_{3sx}$ , two fourth-order sequences (MSC4–MSC5) and two fifth-order sequences (X1–X2) are developed. Meanwhile, the scales of Yonganzhen deltaic deposition was small in the periods of MSC5–MSC3; in the period of MSC2, the strength of source supply increased from the Qingtuozi salient, the Yonganzhen delta prograded massively, and reached the downthrown block of Shengtuo fault with the depositions of mixed sources; in the period of MSC1, the Yonganzhen delta migrated to the north is affected by the deposition of the Dongying delta. Moreover, the Yonganzhen delta has the characteristic of self-similarities for development of sandbody controlled by sequence. The self-similarities illustrate that the delta sandbody is developed within the dropping semi-cycle in each grade of base level cycle, with the sand content higher than that of the rising semi-cycle.

**Key words:** Yonganzhen delta; sequence stratigraphy; sedimentary system; sequence stratigraphy controlled sandbody; Dongying depression

**Liu Jie**, School of Energy Resource, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China

**Zhang Daiyan, Peng Yongcan, Xiao Fangwei et al. Pore structure and influence factors of conglomerate reservoir—case study of lower Karamay formation in mid and east of 7th block, Karamay oilfield. *PGRE*, 2013, 20(6): 29–34**

**Abstract:** The conglomerate reservoir pore structure of the lower Karamay formation in mid and east of 7th block, Karamay oilfield, is fully studied by means of casting thin sections, SEM and petrophysical and mercury injection data. There are three main types of microscopic pore distribution in the conglomerate reservoir of the lower Karamay formation in the study area, the pore diameter distribution is monomodal, bimodal and complex modal. According to nine parameters screened out (porosity, permeability, mean, skewness, the sat-