

四川盆地南部下寒武统筇竹寺组页岩沉积微相研究

李延钧¹⁾, 赵圣贤¹⁾, 黄勇斌²⁾, 张烈辉¹⁾, 张昆³⁾, 唐洪明¹⁾

1) “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 西南石油大学, 成都, 610500;

2) 西南油气田分公司蜀南气矿, 四川泸州, 646001;

3) 美国威德福能源服务有限公司, 中国天津分公司, 天津, 300000

内容提要:页岩气是我国未来一个重要的且比较现实的非常规油气资源, 加强该领域的基础研究对页岩气油气成藏理论创新、页岩气开采技术运用和资源量的准确计算都非常必要。因此, 本文运用野外露头资料、钻取岩芯和测井资料, 以及页岩有机地球化学分析化验结果等大量第一手资料, 通过详细分析四川盆地南部下寒武统筇竹寺组页岩沉积微相特征及其含气性特征, 并结合研究区沉积相标志和测井相特征, 明确指出泥质深水陆棚微相是四川盆地南部下寒武统筇竹寺组优质页岩最有利沉积微相带。

关键词:页岩气; 沉积微相; 含气性; 四川盆地南部; 下寒武统筇竹寺组

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳质泥页岩中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的非常规天然气(张金川等, 2008)。美国是最早将页岩气列入大规模商业性勘探开发的三大非常规天然气类型(致密砂岩气、页岩气、煤层气)之一, 近年来得到了空前的发展, 其页岩气年产量相当于目前中国各类天然气年产量总和(王世谦等, 2009; 李新景等, 2009)。数据显示(张大伟, 2011), 2011年美国页岩气产量就达到近 $1800 \times 10^8 \text{ m}^3$, 是我国同年天然气总产量($1011.15 \times 10^8 \text{ m}^3$)的 1.78 倍, 2012 年诞生了美国“页岩气革命”标志性事件——美国切尼尔能源公司液化天然气出口申请获美国政府批准, 美国由天然气进口国变身为出口国。在中国, 页岩气已经越来越多的受到重视, 国家“十二五”规划明确提出大力开发利用页岩气资源, 2011 年, 国土资源部油气中心部署启动了“全国页岩气资源潜力调查及有利区优选”项目(张大伟, 2011)。四川盆地南部是全国最先进行页岩气勘探开发的地区(张金川等, 2008; 王世谦等, 2009; 程克明等, 2009), 前期通过老井复查及页岩气评价井的钻探成果均表明四川盆地南部下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组蕴藏着潜力巨大的页岩气资源, 已钻探页岩气井 20 余口均有气显示, 并获得工业气流(张金川等, 2008; 王世谦

等, 2009; 李新景等, 2009; 程克明等, 2009)。

据研究表明(程克明等, 2009; 张金川等, 2004; 张金川等, 2009), 页岩气的富集与其生气能力有关, 而有机质作为页岩气吸附的重要载体, 是评价页岩生气能力的重要指标。有机质的富集能力因其沉积环境的水体流速、浪基面深度以及有机质沉积速率等因素的不同而迥异, 如在深水低能的海相环境, 生物产率高, 沉积速率适当, 有利于大量有机质的富集等(张水昌等, 2005; 梁狄刚等, 2009; 金之钧等, 2007)。因此, 笔者重点对四川盆地南部下寒武统筇竹寺组页岩沉积微相进行研究, 通过野外露头、钻取岩芯测井资料, 以及有机地球化学分析化验结果对研究区重点井进行沉积旋回和单井相划分, 分析不同沉积微相的测井相特征, 阐述各沉积微相的 TOC 及其含气性关系, 总结和探讨了最有利于页岩气富集成藏的沉积微相特征。本文将为中国南方下古生界页岩气富集机理的研究奠定基础, 对加速我国页岩气勘探开发和利用进程具有一定意义。

1 四川盆地南部筇竹寺组页岩沉积特征

1.1 区域沉积环境

在早寒武世, 扬子地台为一独立板块, 尚未与华

注: 本文为国家杰出青年基金项目(编号 51125019)资助成果。

收稿日期: 2012-10-19; 返回日期: 2013-06-24; 责任编辑: 黄敏。

作者简介: 李延钧(1966—), 男, 副教授, 博士, 主要从事油气成藏、地球化学以及页岩气勘探研究。地址: (610500) 四川省成都市新都区西南石油大学资源与环境学院。电话: 13980782889。Email: llyyj99@126.com。

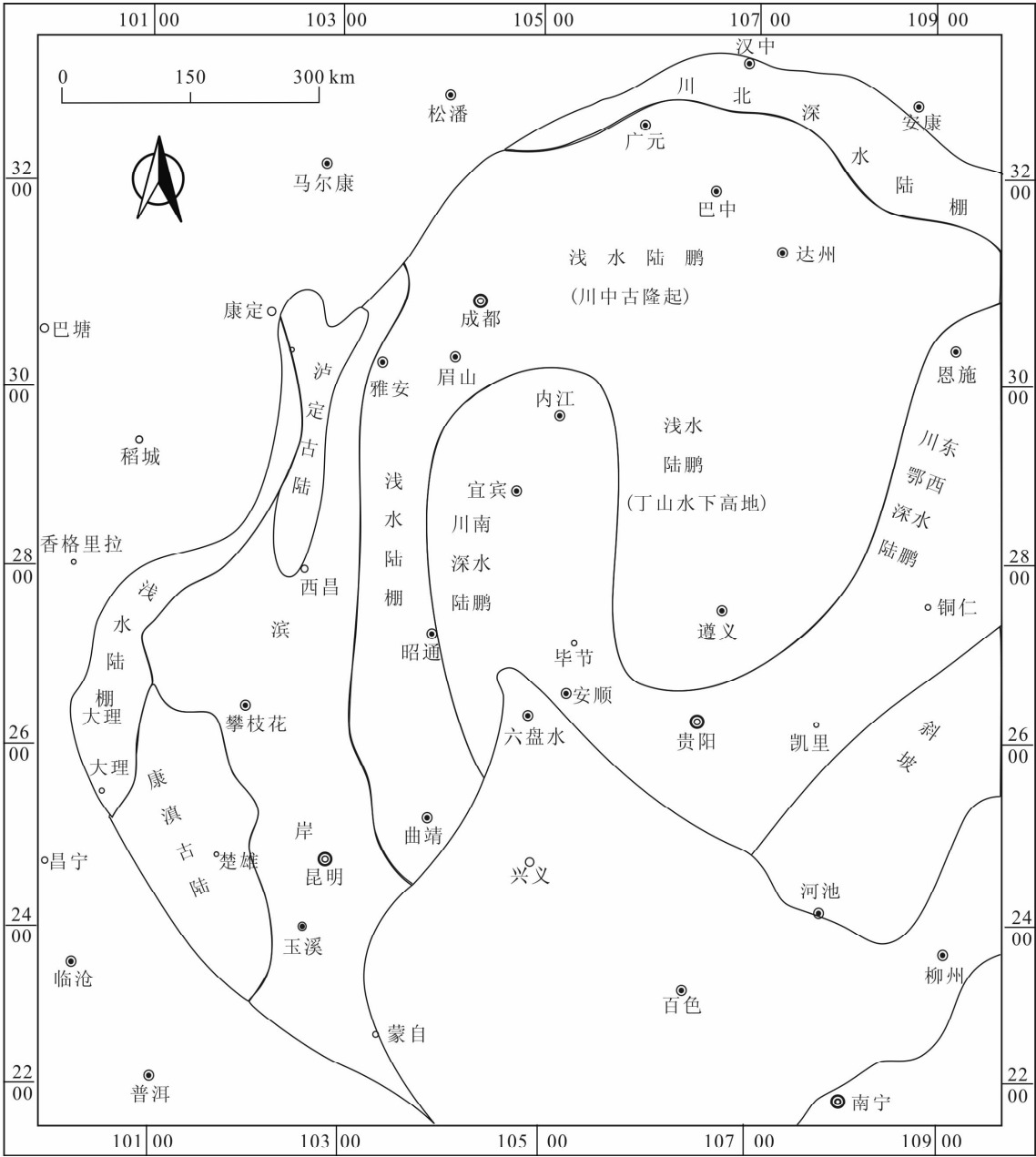


图 1 上扬子板块早寒武世筇竹寺期沉积相图

Fig. 1 Sedimentary facies of the Early Cambrian Qiongzhusi Formation on Upper Yangtze Plate

夏板块、华北板块、湘桂板块等合并(许效松等, 1996; 马力等, 2004; 黄福喜等, 2011)。早寒武世扬子板块位于南半球南纬 $5^{\circ}\sim 25^{\circ}$, 北与商丹洋相通, 南与古华南洋相通。丁山 1 井的钻探成果及邻区的层序地层研究表明在川南地区东部存在不断隆起的水下高地。根据前人的认识(黄福喜等, 2011), 在此时期上扬子地区沉积相由西向东依次为康滇古陆、滨岸、潮坪、泻湖、台缘斜坡及深海, 而笔者通过川南野外露头以及钻取岩芯观察等研究成果认为, 在早寒武世时期四川盆地南部全面

遭受海侵, 处于半局限—一半开阔的深水陆棚, 东面与鄂西深水陆棚相连通, 因此上扬子地区早寒武世的沉积相由西向东依次为康滇古陆、滨岸、浅水陆棚、川南深水陆棚、浅水陆棚(丁山水下高地)、川东鄂西深水陆棚、斜坡与深海盆地, 四川盆地南部地区正处于东、西、北三侧为浅水陆棚, 与外海(古华南洋)连通不畅的深水环境(李双建等, 2008; 梁狄刚等, 2008; 马永生等, 2009a, 2009b; 许效松等, 1996)(图 1)。

1.2 研究区沉积相标志

1.2.1 水平层理

水平层理为本区下寒武统筇竹寺组页岩最为发育的沉积构造,在岩芯和野外剖面观察时均可看到,大量发育的水平层理表明筇竹寺组页岩是在水体安静的环境下缓慢沉积而成(张金川等,2008;王世谦等,2009)。

1.2.2 岩屑流

与北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩相标志相类似(李新景等,2009;Montgomery et al.,2005;Bowker et al.,2007;Loucks et al.,2007;Daniel et al.,2007),四川盆地南部碎屑物质来源于浅水地区,为事件沉积产物(张金川等,2008)。通过威远地区 W2 井(图 2)岩芯观察发现岩屑流一般不超过 1m,上下均为正常沉积的暗色泥页岩,表明沉积环境为泥质深水陆棚沉积(图 3a,3b)。

1.2.3 结核体

在镇雄羊场剖面下寒武统筇竹寺组下段发现大量结核体,结核体的纵向厚度从 0.1~0.3m 不等,椭球体形,内部岩石颗粒疏松,表明早期形成的结核体发生在压实作用前。结核体内部由发育良好的球粒(20~100mm)、微亮晶(小于 4mm)和假亮晶(4~20mm)胶结而成的浮游动物骨质碎屑组成,与北美 Barnett 页岩的结核体特性相似(图 3c,3d),均反映了水体较深、有机质沉积缓慢的低能还原环境(王世谦等,2009;程克明等,2009)。

1.2.4 黄铁矿

黄铁矿的大小可以反映出细粒沉积岩是否沉积在缺氧环境下,细粒球状黄铁矿的形成与水体分层导致的缺氧、缺硫环境有关,一旦沉积到海底后细粒黄铁矿就停止生长(Kinley et al.,2009)。与北美

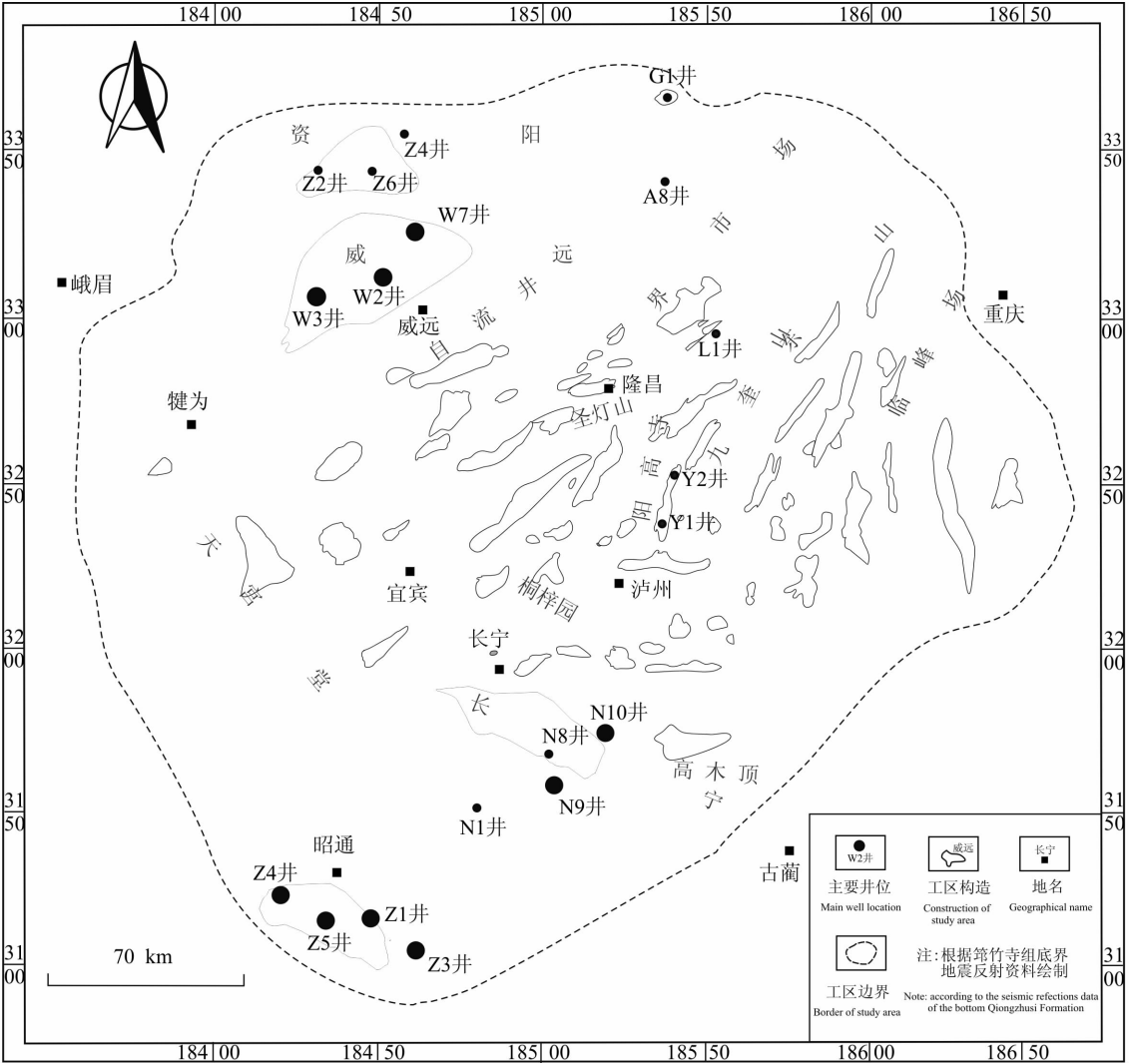


图 2 四川盆地南部主要井位平面分布图
Fig. 2 Plane distribution of major well locations in southern Sichuan Basin

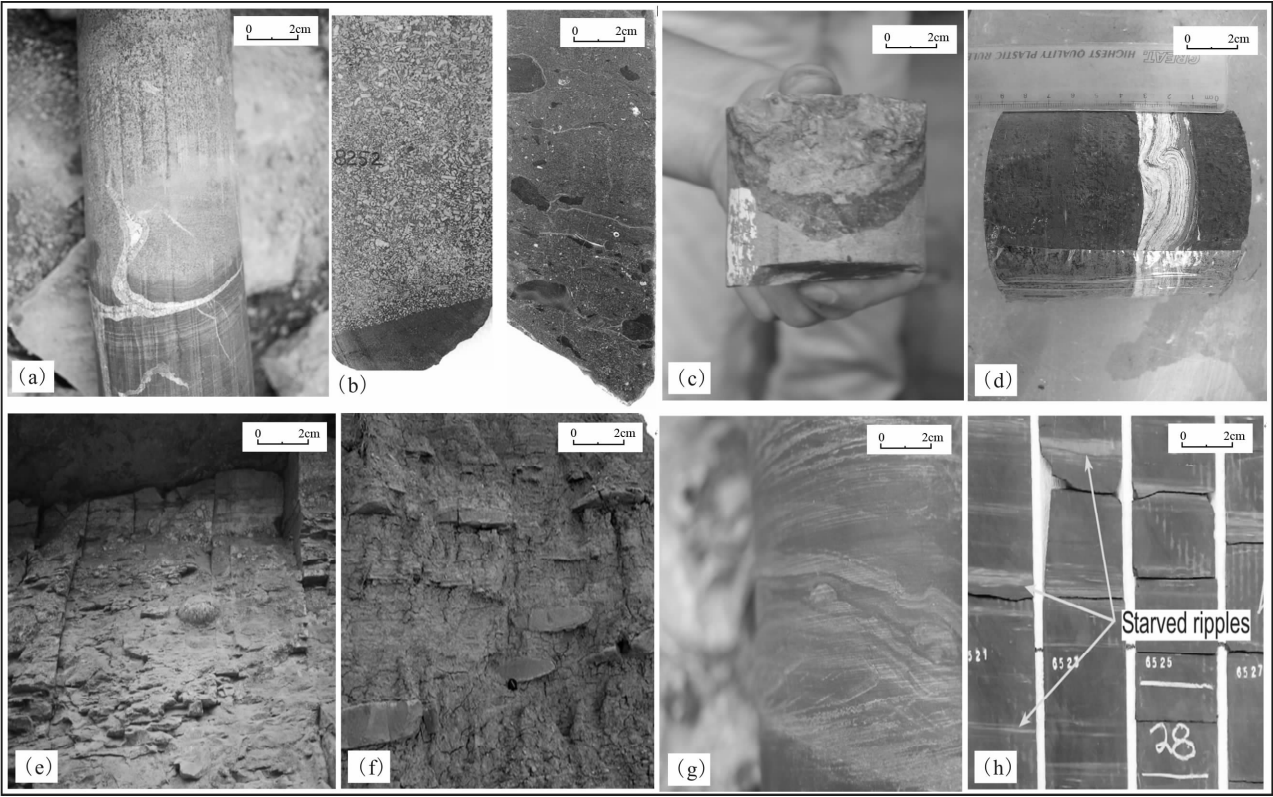


图 3 四川盆地南部典型沉积相标志

Fig. 3 Typical signs of sedimentary facies in southern Sichuan Basin

(a)—W2 井筇竹寺组下段岩屑流;(b)—北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩岩屑流;(c)—W3 井筇竹寺组硅质粉砂岩里的上升流;(d)—N10 井筇竹寺组硅质泥页岩里的上升流;(e)—镇雄羊场剖面筇竹寺组下段结核体;(f)—北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩结核体;(g)—W2 井筇竹寺组下段等深流;(h)—北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩等深流

(a)—Debris flows of W2 of Low Qiongzhusi Formation; (b)—debris flows of Low Barnett shales of North Fort Worth Basin; (c)—the upwelling of siliceous siltstone of W3 Qiongzhusi Formation; (d)—the upwelling of siliceous shale of N10 Qiongzhusi Formation; (e)—the concretion of Zhenxiongyang Field of Low Qiongzhusi Formation; (f)—the concretion of Barnett shales of North Fort Worth Basin; (g)—the contourite of W2 of Low Qiongzhusi Formation; (h)—the contourite of Low Barnett shales of North Fort Worth Basin

Barnett 页岩黄铁矿特征不同(Jarvie et al. , 2007; Curtis et al. , 2007; Robert et al. , 2007; 李天义等, 2008), 研究区黄铁矿个体颗粒较小, 一般直径在 $1\mu\text{m}$ 左右, 而 Barnett 页岩黄铁矿颗粒均在 $2\sim 3\mu\text{m}$ 之间(Jarvie DM 等, 2007)。黄铁矿在研究区泥质深水陆棚微相中极其发育。

1.2.5 上升流

上升流对有机质丰度高的烃源岩形成的控制作用主要通过改变环境的原始生产力和保存条件来实现:一方面,上升流所带来的底部营养盐有利于生物的发育,从而较大幅度地提高原始生产力;另一方面从底层带来的底层水氧含量低,有利于缺氧环境形成(陈践发等, 2006; James et al. , 2007)。在威远地区 W3 井和长宁地区 N10 井(图 2)钻取岩芯对比发现, 筇竹寺组底部发育一套硅质页岩、硅质粉砂岩(图 3e, 3f), 是上升流的沉积相标志(陈践发等, 2006)。

1.2.6 等深流

等深流局部作用于海底, 形成由硅质、碳酸盐以及极少量的磷酸盐粉砂组成的页岩缓角不补偿砂纹(图 3g, 3h), 一般发育于深水陆棚环境中(聂海宽等, 2011; 刘成林等, 2004)。对比川南威远地区下寒武统筇竹寺组页岩和北美 Barnett 页岩发现, 研究区等深流通常可以获得 $10\sim 20\text{cm/s}$ 的速度, 有时速度可能超过 $1\sim 2\text{m/s}$, 岩芯观察等深流纹层弯曲幅度大, 而 Barnett 页岩等深流速度较小, 岩芯观察其纹层呈平滑条带状(Shirley et al. , 2002; Bustin et al. , 2005; Hicky et al. , 2007)。

2 四川盆地南部筇竹寺组页岩沉积微相

本区页岩主要发育陆棚相沉积, 根据水深及水动力条件可将陆棚相划分为浅水陆棚和深水陆棚两

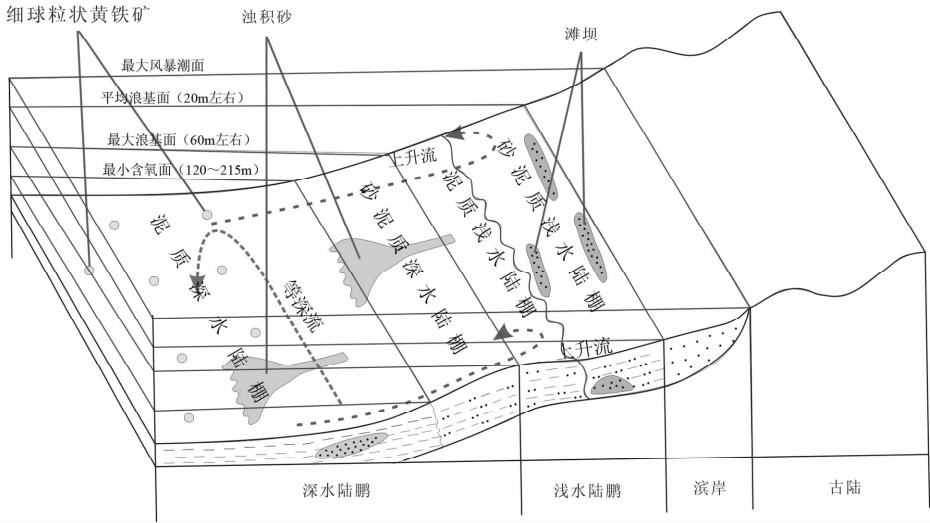


图 4 陆棚相沉积模式图

Fig. 4 Sedimentary mode of continental shelf facies

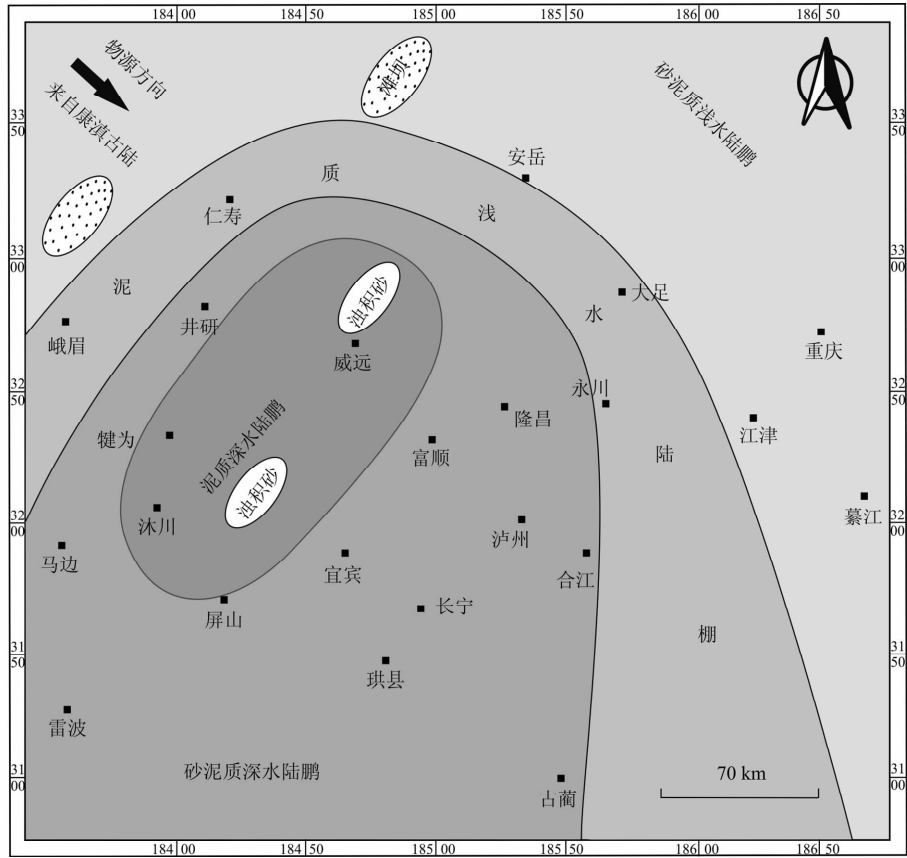


图 5 四川盆地南部沉积微相平面分布图

Fig. 5 Plane distribution of sedimentary microfacies in southern Sichuan Basin

种亚相(张水昌等,2005)(图 4)。

2.1 浅水陆棚亚相

浅水陆棚处于滨外浪基面之下至风暴浪基面之上的陆棚区。沉积物以砂泥为主,其次为碳酸盐岩。

这一海域还间歇性地受到海流、风暴浪、潮流和密度流的影响,砂质沉积物常常被改造成滩坝(黄金亮等,2012)。根据沉积特征可以划分为滩坝微相、砂泥质浅水陆棚微相以及泥质浅水陆棚微相(图 5)。

滩坝微相:如图 6a 所示昭通地区 Z1 井钻取下寒武统筇竹寺组岩芯,其岩性主要为灰色砂岩、粉砂岩等,结构成熟度和成分成熟度均较高,单个沉积序列的厚度可大于 30m,有的呈线状砂脊产出,横剖面上常呈底平顶凸的透镜体形态特征。测井曲线上表现为自然伽马低值(70API~110API),曲线幅度大、宽度大,顶、底面均突变接触,呈平滑的箱型沉积特征,具有水动力较强、粒度较粗、物源供给充分和沉积速率快等特点(张水昌等,2005)。

砂泥质浅水陆棚微相:如图 6b 所示,在川南长宁构造地区所钻 N8 井下寒武统筇竹寺组页岩岩芯可见,岩性主要为灰色、深灰色粉砂质泥岩和泥质粉砂岩,其砂质颗粒是特大洪水期由河流或潮流、风暴

流等从滨岸带改造入海,发育于水体相对较深、环境能量较低的浅水陆棚海域,其连续分布厚度较大,一般为几十米至一百多米,水平层理和波状层理发育(张水昌等,2005;梁狄刚等,2009;金之钧等,2007)。测井曲线上表现为自然伽马低值(90API~130API),曲线幅度小,顶、底面渐变接触,呈微齿状低平形沉积特征,齿中线上部水平、下部下倾,具有水动力较弱、沉积物分布均匀等特点。

泥质浅水陆棚微相:如图 6c 所示,昭通 Z3 井下寒武统筇竹寺组上段页岩岩性主要为深灰色泥岩和页岩,发育于水体相对较深、环境能量较低的浅水陆棚海域,具有发育良好的、反映低能静水环境的水平层理。在测井曲线上表现为自然伽马值相高值

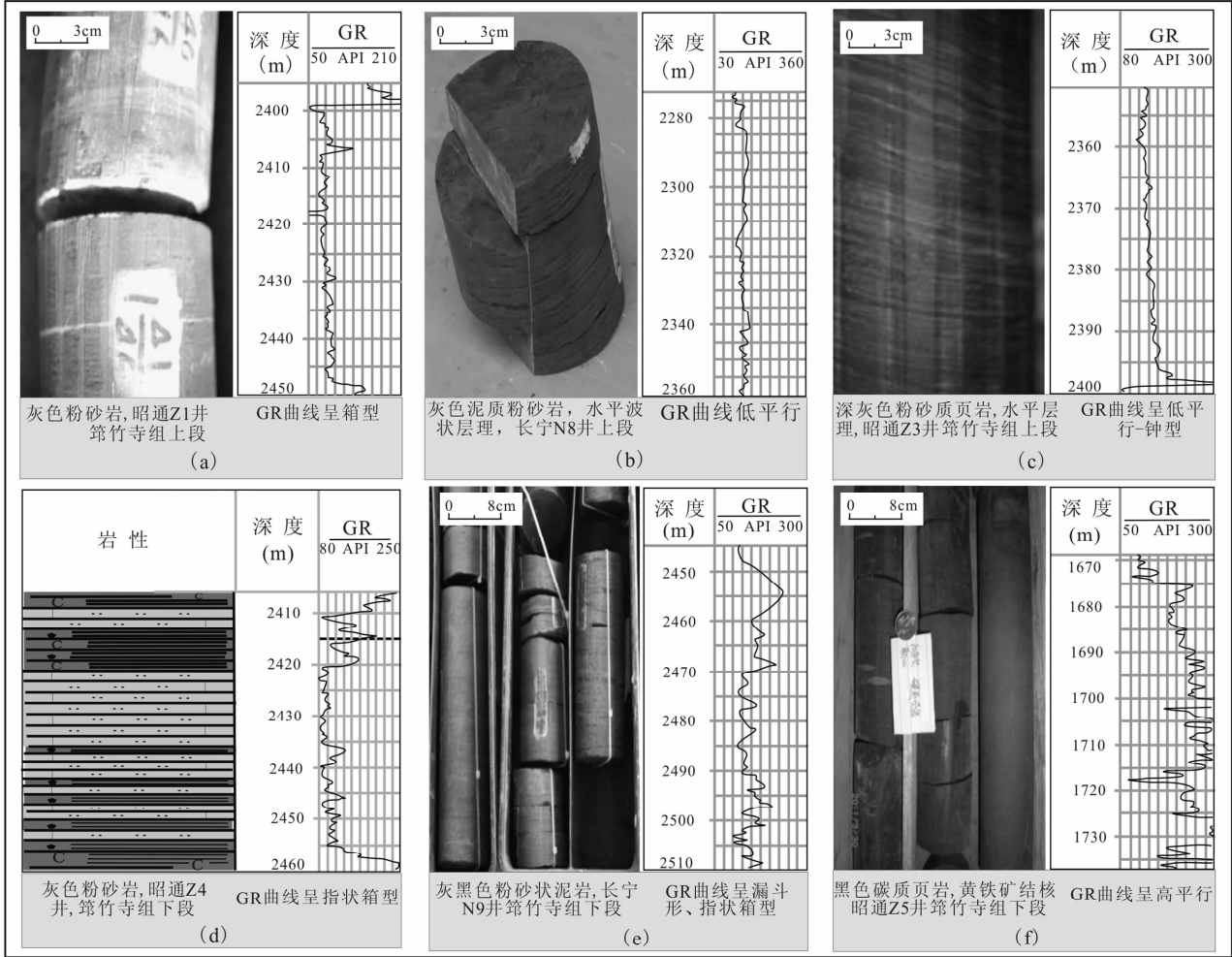


图 6 川南地区筇竹寺组页岩沉积微相与测井相

Fig. 6 Sedimentary micro-facies and log-facies of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

- (a) — 滩坝微相; (b) — 砂泥质浅水陆棚微相; (c) — 泥质浅水陆棚微相; (d) — 浊积砂微相;
(e) — 砂泥质深水陆棚微相; (f) — 泥质深水陆棚微相
- (a) — Beach bar microfacies; (b) — muddy sand shallow-water shelf microfacies; (c) — mud shallow-water shelf microfacies;
(d) — turbidite sand microfacies; (e) — muddy sand deep-water shelf microfacies; (f) — mud deep-water shelf microfacies

(140API~180API),底面突变接触、顶面均匀渐变接触,呈微齿状低平型一钟型复合沉积特征,具有水动力适中、沉积物分布不均(下粗上细)等特点。

2.2 深水陆棚亚相

深水陆棚处于陆棚靠大陆斜坡一侧的、风暴浪基面以下的陆棚区,环境能量更低。沉积物以粒细、色深、水平层理发育良好为典型特征(程克明等,2009)。根据沉积特征可进一步划分为浊积砂微相、砂泥质深水陆棚微相和泥质深水陆棚微相(图5)。

浊积砂微相:如图6d所示为昭通地区Z4井下寒武统筇竹寺组下段页岩,其岩性为深水陆棚碳质

泥页岩夹灰色、深灰色粉砂岩薄层,为浊流沉积产物。测井曲线上表现为自然伽马低值(低至40API~80API),曲线幅度较大,顶底面突变接触,呈微齿状箱型沉积特征,齿中线水平,具有水动力较强、沉积物分布均匀、粒度较粗等特点。

砂泥质深水陆棚微相:如图6e长宁N9井测井相所示,砂泥质深水陆棚微相在筇竹寺组下部发育,以灰黑色泥页岩、粉砂质泥页岩为典型特征。测井曲线上表现为自然伽马值相对增高,因含粉砂质和泥质,变化范围较大(90API~220API),曲线幅度中幅,顶部突变接触、底部渐变接触,呈微齿状或指状

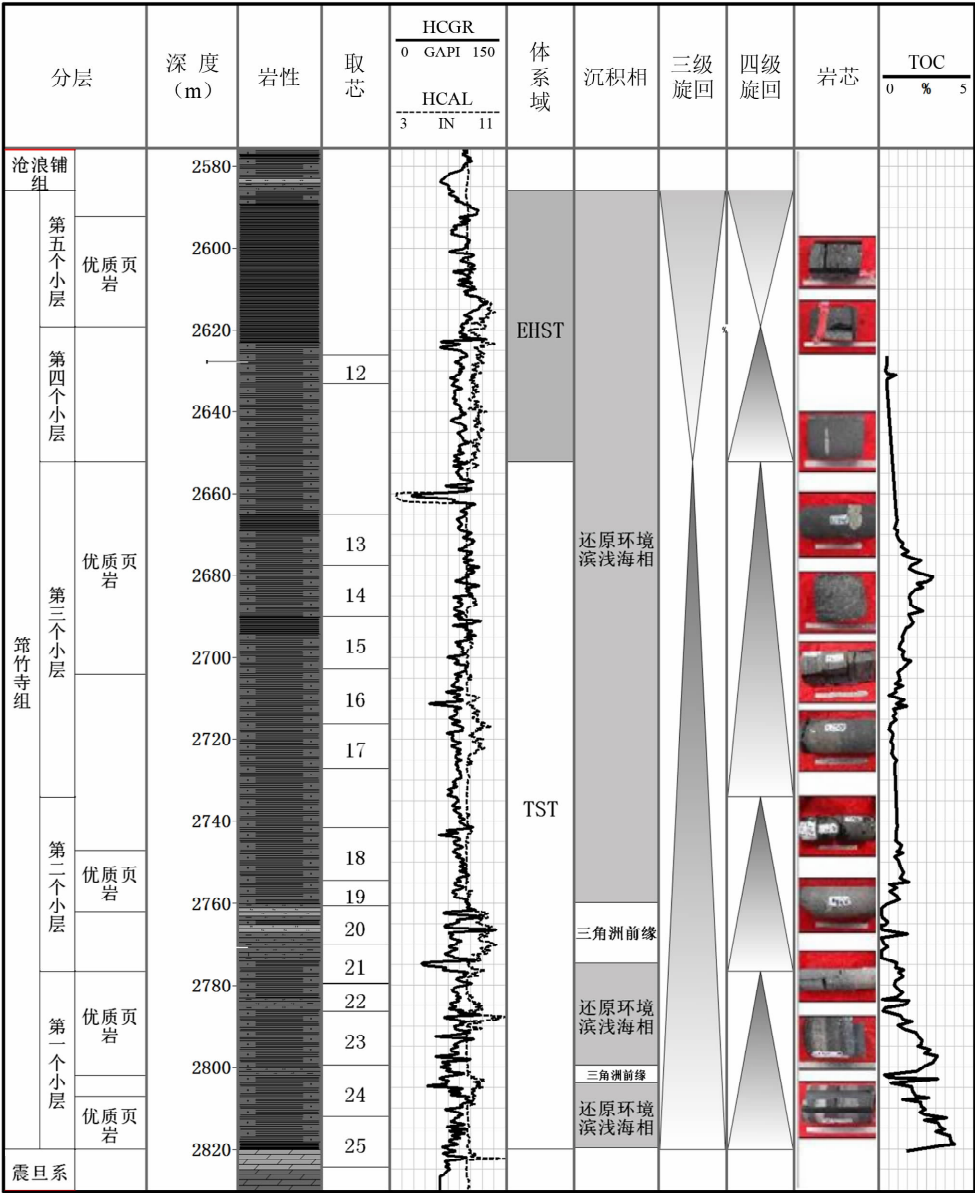


图 7 四川盆地南部威远地区沉积旋回划分图

Fig. 7 Sedimentary cycles for Wei Yuan Area in southern Sichuan Basin

箱型—漏斗型复合沉积特征,齿中线水平或上倾,具有水动力中—低、沉积物颗粒上粗下细等特点。

泥质深水陆棚微相:如图 6f 所示为昭通地区 Z5 井页岩测井相,其筇竹寺组发育黑色、灰黑色泥页岩和碳质泥页岩,处于水体非常安静的低能环境,沉积相标志包括有黄铁矿莓状体、岩屑流、结核体、等深流等,与砂泥质深水陆棚微相的主要区别在于泥页岩中几乎不含砂(Loucks et al., 2009)。测井曲线上表现为自然伽马极高值(150API~400API),

底部突变接触,顶部渐变接触,呈齿状高平型沉积特征,具有水动力弱、沉积物粒度细、沉积速率慢等特点。

2.3 沉积旋回及其微相平面展布

本文根据钻井、测井及分析化验资料,对四川盆地南部威远地区下寒武统筇竹寺组进行沉积旋回研究,将其划分为 2 个三级旋回,并细分为 5 个四级旋回(图 7)。在沉积旋回划分的基础上,本文利用长宁 N9 井、N10 井,威远 W7 井以及昭通 Z4 井、Z5 井

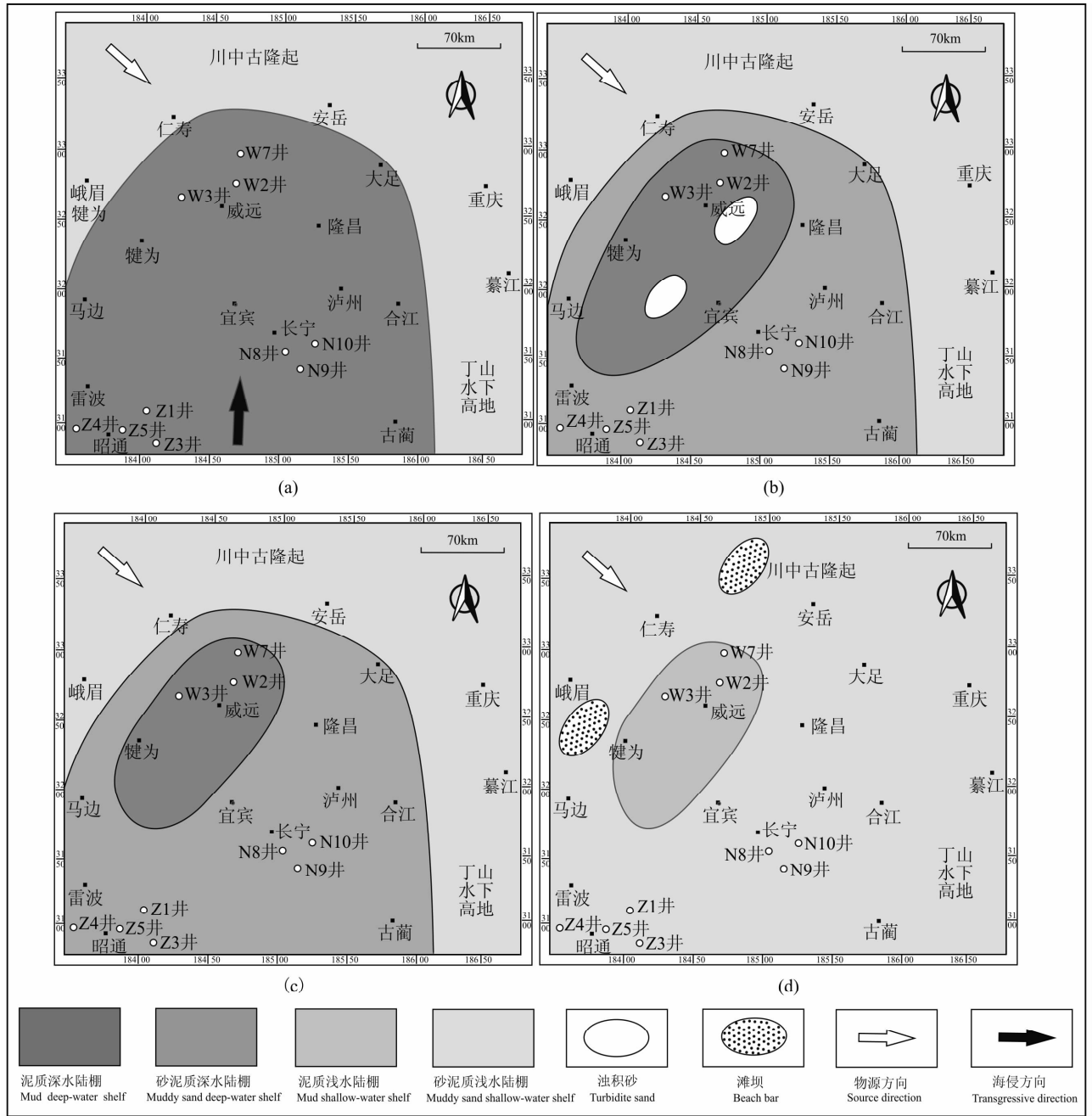


图 8 四川盆地南部筇竹寺组各沉积旋回微相分布图

Fig. 8 Micro-facies of sedimentary cycles of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

等 10 余口新钻页岩取芯井和 W2 井、W3 井、Z1 井、N8 井等 20 口老井取芯资料划分单井相，并在沉积旋回控制下编制微相平面展布特征(图 8)。

第一旋回沉积相特征(图 8a):第竹寺第一旋回为全面海侵时期，受西部康滇古陆、北部川中古隆起、东部丁山水下高地的影响，西起井研—马边，东至永川—古蔺，北至仁寿—安岳的范围内广泛发育泥质深水陆棚(梁狄刚等,2008)，在川南地区普遍沉积厚约 40m 的黑色碳质页岩。

第二旋回沉积相特征(图 8b):从第二旋回开始，东部渐渐隆起的丁山水下高地开始影响到本区，隆昌—泸州—长宁一带转变为砂泥质深水陆棚，黑色、灰黑色页岩主要分布在工区西部的威远—沐川—屏山，部分地区有浊积砂沉积。

第三旋回沉积相特征(图 8c):受丁山水下高地的影响，水体不断变浅，砂泥质深水陆棚微相继续扩大，在威远、屏山一带发育泥质深水陆棚，西部康滇古陆和北部川中古隆起相对稳定(王世谦等,2009)。

第四、第五旋回处于海退时期。第四旋回时期工区大部分沉积砂泥质浅水陆棚，泥质浅水陆棚只发育于工区西部的威远、屏山一带，局部发育滩坝；第五旋回时期已全部转变为砂泥质浅水陆棚。由于川南地区为一与外海连通不畅的、相对闭塞的欠补偿盆地(程克明等,2009)，水体较安静，无风暴浪作用，故滩坝微相并不发育(图 8d)。

3 讨论

研究表明，页岩沉积微相对页岩有机质的保存

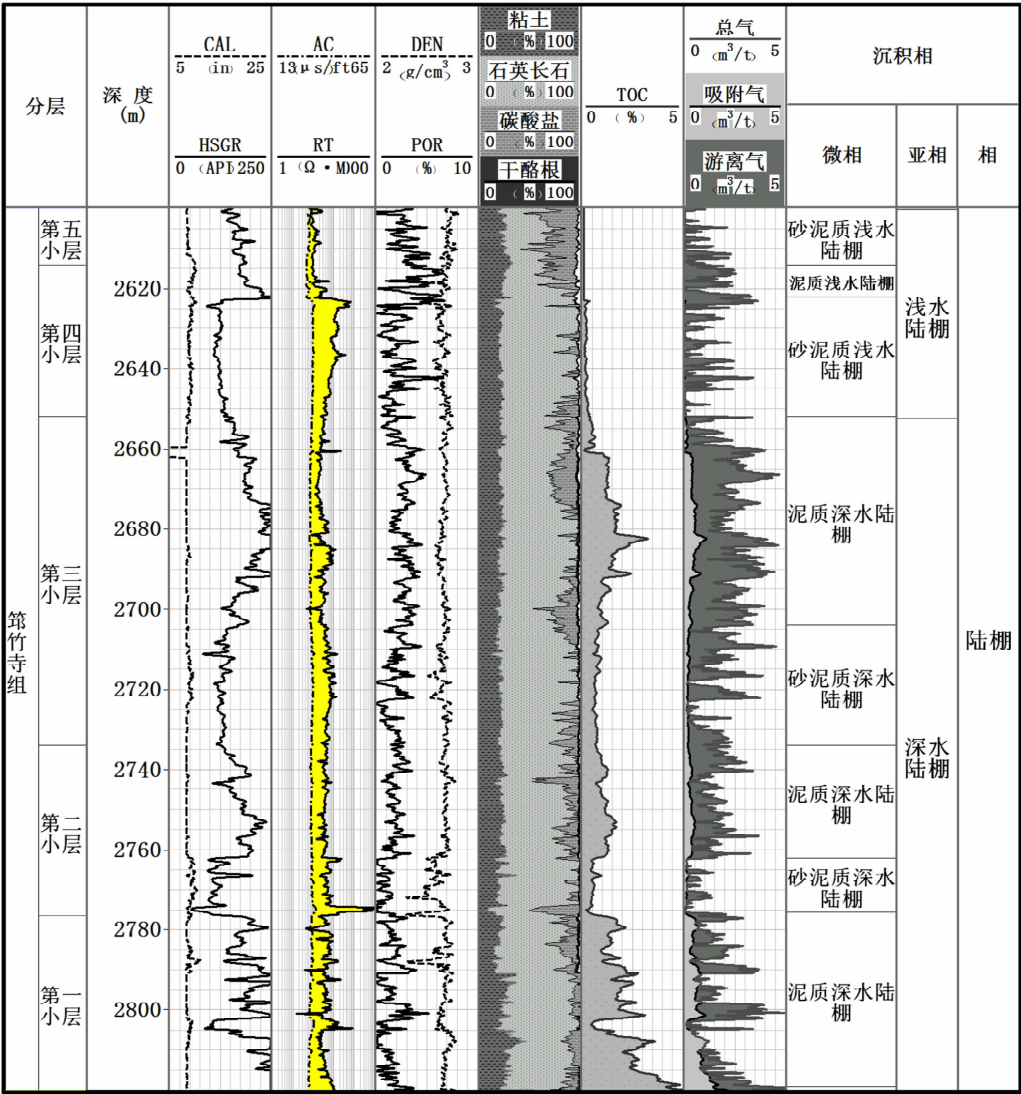


图 9 四川盆地威远地区 W7 井筇竹寺组测井解释及单井划相

Fig. 9 Log interpretation and facies of W7 for Qiongzhusi Formation in Weiyuan Area, Sichuan Basin

与富集有很大影响(张金川等,2008;王世谦等,2009;程克明等,2009;张金川等,2009)。就陆棚相而言,页岩有机质更易于在水体环境较安静、水体能量较低的深水陆棚亚相中富集,其 TOC 相对高值。页岩气藏的形成主要是通过页岩中有机质对其大量吸附成藏而成(张金川等,2009),因此研究页岩沉积微相对有机质的保存及其含气性之间的关系至关重要。本文以威远地区典型页岩气井 W7 井单井相(图 9)为例来分析页岩沉积微相与页岩 TOC 及含气性的关系。

笔者选取 W7 井筇竹寺组 30 个页岩岩芯及岩屑样品进行 TOC 及含气性测试(表 1),测试结果显示:泥质深水陆棚微相的 TOC 大部分大于 1%,砂泥质深水陆棚微相的 TOC 集中于 0.5%~1%,而砂泥质浅水陆棚与泥质浅水陆棚微相均小于 0.5%(图 10a)。含气性方面,吸附气量与游离气量有着相同的特点,泥质深水陆棚微相的吸附气量有近 40%大于 0.5m³/t(图 10b),游离气量近 70%大于 0.5m³/t(图 10c),总含气量 80%高于 1m³/t,45%高于 2m³/t,20%高于 3m³/t(图 10d);另外 3 种微相的吸附气量均处于 0~0.5m³/t

间,游离气量有近 55%~70%低于 1m³/t,总气量 55%~70%低于 1m³/t。由此可见,发育泥质深水陆棚微相的页岩有机质丰度、有机质吸附气量、游离气量乃至总气量在陆棚各微相中占据优势。

研究表明,有机质含量决定页岩的生烃能力和吸附能力,对富有机质页岩的含气量起决定性作用(张金川等,2008;张金川等,2009)。从国内外实测结果看,有机质含量直接影响含气量,有机质含量越高,含气量越大,两者具有近似线性的相关关系,相关程度很高(李新景等,2009;Sondergeld et al., 2010; Wang et al., 2009; Ambrose et al., 2010; Sarkar et al., 2008)。

张金川等(2004)将页岩气定义为“主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中,以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。在页岩气藏中,天然气也存在于夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,甚至砂岩地层中,为天然气生成之后在源岩层内就近聚集的结果,表现为典型的‘原地’成藏模式”。根据李剑等(2001)(刘成林等,2004)研究,页岩中有机质对页岩气吸附量的影响占主导地位,而页岩 TOC 值的大小直接影响页岩含气性。

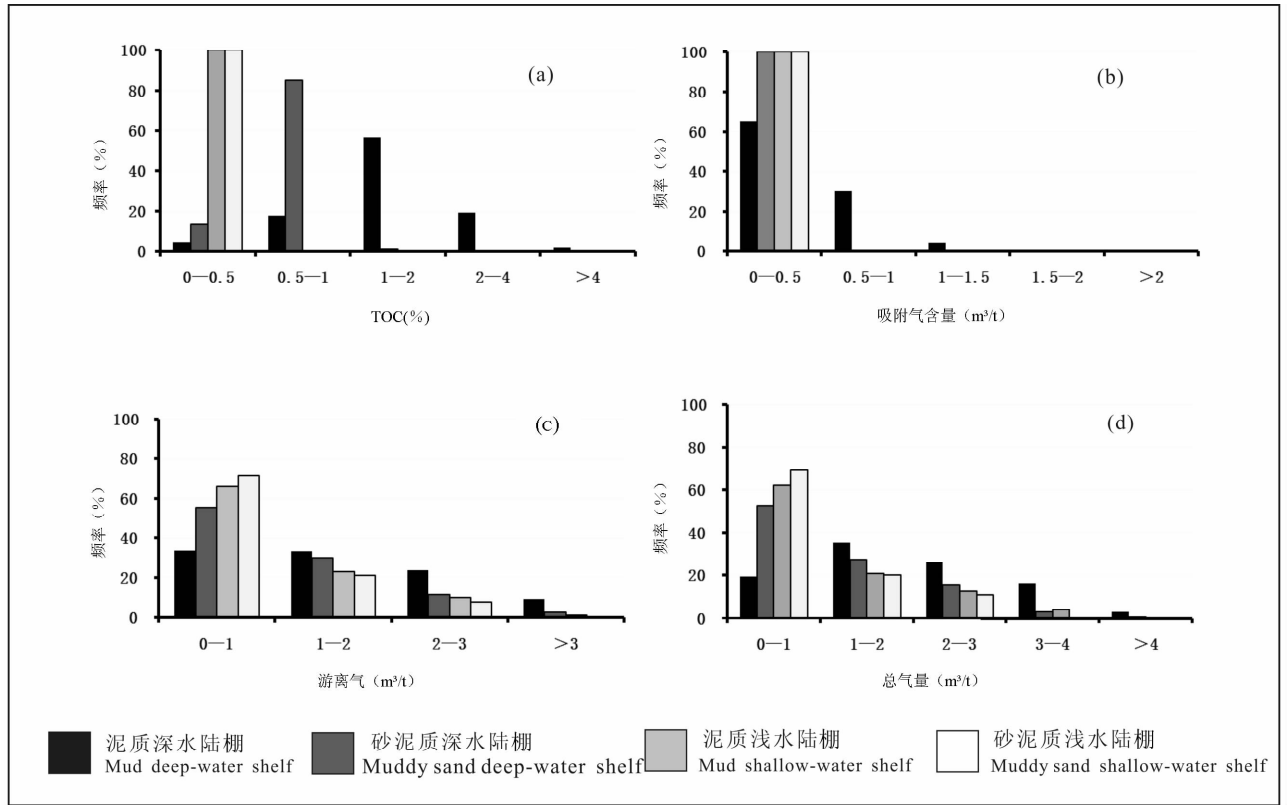


图 10 四川盆地南部沉积微相储层特征对比图

Fig. 10 Contrastive chart of reservoir characteristics for sedimentary micro-facies in southern Sichuan Basin

表 1 四川盆地威远地区 W7 井筇竹寺组页岩 TOC 及含气性测试

Table 1 TOC and gas tests of W7 for Qiongzhusi Formation in Weiyuan Area, Sichuan Basin

样品 序号	深度(m)	TOC(%)	吸附气 (m ³ /t)	游离气 (m ³ /t)	总气量 (m ³ /t)	沉积相		
						微相	亚相	相
1	2600	0.1	0	1.772	1.772	砂泥质浅 水陆棚	浅水 陆棚	陆棚
2	2610	0.1	0	0	0			
3	2615	0.1	0	3.008	3.008			
4	2619	0.1	0	3.341	3.341	泥质浅水陆棚		
5	2622	0.1	0	5.501	5.501			
6	2630	0.221	0	1.465	1.465	砂泥质浅 水陆棚		
7	2635	0.143	0	1.506	1.506			
8	2640	0.17	0	3.145	3.145			
9	2650	0.261	0.008	0.022	0.03			
10	2675	1.602	2.09	0.487	2.577	泥质深 水陆棚	浅水 陆棚	
11	2680	1.637	1.732	0.499	2.231			
12	2685	1.886	1.68	0.588	2.268			
13	2690	1.415	3.046	0.42	3.466			
14	2695	1.348	2.785	0.396	3.181			
15	2710	0.723	0.173	0.812	0.985	砂泥质深 水陆棚		
16	2715	0.82	0.208	1.444	1.652			
17	2720	0.641	0.144	1.924	2.068			
18	2730	0.762	0.187	0.698	0.885			
19	2740	1.282	2.362	0.373	2.735	泥质深 水陆棚		
20	2755	1.483	2.101	0.444	2.545			
21	2760	1.342	0	0.394	0.394			
22	2765	0.43	0.069	0.166	0.235	砂泥质深 水陆棚		
23	2770	0.554	0.113	0	0.113			
24	2775	0.191	0	0	0			
25	2780	1.892	0	0.59	0.59	泥质深 水陆棚		
26	2790	2.124	2.983	0.673	3.656			
27	2795	1.973	0.143	0.619	0.762			
28	2810	2.591	0.683	0.84	1.523			
29	2815	2.668	0	0.867	0.867			
30	2820	6.15	2.79	2.11	4.9			

由以上分析认为,发育泥质深水陆棚微相层段的 TOC、吸附气量、游离气量和总气量等影响页岩气藏的关键因素在陆棚各微相中占优势,这与沉积环境有很大关系。

4 结论

(1)研究区在早寒武世筇竹寺时期发育陆棚相,按水体由深到浅可将其依次细分为泥质深水陆棚、砂泥质深水陆棚、浊积砂、泥质浅水陆棚、砂泥质浅水陆棚和滩坝等 6 个主要沉积微相。研究区相标志种类多样、特征明显,较之北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩有许多相似之处,为研究区下寒武统筇竹寺组页岩沉积相的研究提供参照。

(2)随着水体由深到浅,研究区在早寒武世筇竹寺时期沉积微相岩性由灰黑色泥页岩—粉砂质泥岩—泥质粉砂岩—灰色砂岩变化,粒度逐渐变粗。

对应各沉积微相的测井相特征表现为:滩坝和浊积砂微相 GR 值偏低,曲线呈箱型沉积特征,顶底均突变接触,沉积水动力较强;砂泥质浅水陆棚微相较前两者 GR 值略高,但总体偏低,曲线低平形,顶底渐变接触;剩下的泥质浅水陆棚、砂泥质深水陆棚和泥质深水陆棚微相 GR 值依次增高,曲线形态依次为钟型、箱型-漏斗复合型以及高平行沉积特征,水动力和沉积速率逐渐增强。

(3)研究区下寒武统筇竹寺组可划分出 2 个三级旋回,5 个四级旋回。从第一到第五旋回时期,研究区经过全面海侵期到全面海退期,水体由深变浅,依次发育泥质深水陆棚、砂泥质深水陆棚(局部发育浊积砂)、泥质浅水陆棚以及砂泥质浅水陆棚(局部滩坝发育)。

(4)页岩中有机质作为吸附气的核心载体,有机质丰度(TOC)的高低会导致页岩中吸附气发生数

量级变化。通过选取研究区典型井来详细分析页岩沉积微相与 TOC 及含气性三者的关系,最终认为泥质深水陆棚微相是四川盆地南部下寒武统筇竹寺组优质页岩最有利沉积微相带。

参 考 文 献

陈践发,张水昌,鲍志东,孙省利,吴庆余. 2006. 海相优质烃源岩发育的主要影响因素及沉积环境. 海相油气地质,11(3):49~54.

程克明,王世谦,董大忠,黄金亮,李新景. 2009. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件. 天然气工业, 29(5):40~44.

黄福喜,陈洪德,侯明才,钟伯江,李洁. 2011. 中上扬子克拉通加里东期(寒武-志留纪)沉积层序充填过程与演化模式. 岩石学报, 27(08). 99~117.

黄金亮,邹才能,李建忠,董大忠,王社教,王世谦,程克明. 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力. 石油勘探与开发, 39(1):69~75.

金之钧,蔡立国. 2007. 中国海相层系油气地质理论的继承与创新. 地质学报,(08):17~24.

李双建,肖开华,沃玉进,龙胜祥,蔡立国. 2008. 南方海相上奥陶统下志留统优质烃源岩发育的控制因素. 沉积学报, 26(5):54~62.

李天义,何生,杨智. 2008. 海相优质烃源岩形成环境及其控制因素分析. 地质科技情报, 27(6):63~70.

李新景,吕宗刚,董大忠,程克明. 2009. 北美页岩气资源形成的地质条件. 天然气工业, 29(5):27~32.

梁狄刚,郭彤楼,陈建平,边立曾,赵喆. 2008. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一):南方四套区域性海相烃源岩的分布. 海相油气地质, 13(2):5~20.

梁狄刚,郭彤楼,边立曾,陈建平,赵喆. 2009. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三):南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素. 海相油气地质, 2(2):5~23.

刘成林,李景明,李剑,朱玉新,王浩. 2004. 中国天然气资源研究. 西南石油学院学报,26(1):9~12.

马力,陈焕疆,甘克文. 2004. 中国南方大地构造和海相油气地质:上册. 北京:地质出版社, 84~87.

马永生,陈洪德,王国力. 2009a. 中国南方层序地层与古地理. 北京:科学出版社, 260~265.

马永生,陈洪德,王国力. 2009b. 中国南方构造-层序岩相古地理图集:震旦纪-新近纪. 北京:科学出版社, 26~27.

聂海宽,张金川. 2011. 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. 石油实验地质, 33(3):119~232.

许效松,徐强,潘桂棠. 1996. 中国南大陆演化与全球古地理对比. 北京:地质出版社, 1~80.

王世谦,陈更生,董大忠,杨光,吕宗刚,徐云浩,黄永斌. 2009. 四川盆地地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景. 天然气工业, 29(5):51~58.

张大伟. 2011. 加快中国页岩气勘探开发和利用的主要路径. 天然气工业,(05): 21~25.

张金川,金之钧,袁明生. 2004. 页岩气成藏机理和分布. 天然气工业, 24(7):15~18.

张金川,聂海宽,徐波,姜生玲,张培先,汪宗余. 2008. 四川盆地页岩气成藏地质条件. 天然气工业, 28(2):151~156.

张金川,姜生玲,唐玄,张培先,唐颖,荆铁亚. 2009. 我国页岩气富集类型及资源特点. 天然气工业, 29(12):1~6.

张水昌,张宝民,边立曾,金之钧,王大锐,张兴阳,高志勇,陈践发. 2005. 中国海相烃源岩发育控制因素. 地学前缘,12(3):41~

50.

Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, Akkutlu Y, Sondergeld C H. 2010. New Considerations for Shale Gas in Place Calculations. SPE131772, Unconventional Gas Conf. , Feb-23-25, Pittsburgh, Penn.

Bowker K A. 2007. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion. AAPG Bulletin, 91(4) : 523~533.

Bustin R M. 2005. Barnett Shale Play Going Strong. AAPG explorer, 26(5): 4~6.

Curtis J B. 2007. Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, 91(4):1921~1938.

Daniel M J, Ronald J H, Tim E R. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, 91(4): 475~499.

James J H, Bo H. 2007. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T. P. Sims well, Wise County, Texas. AAPG Bulletin, 91(4): 437~443.

Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E. 2007. Unconventional shale gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment. AAPG Bulletin, 91(4):501~521.

Kinley T J, Cook L W, Breyer J A. 2009. Hydrocarbon potential of the Barnett shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico. AAPG Bulletin, 93(7): 857~889.

Loucks R G, Ruppel S C. 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin, 91(4) :579~601.

Loucks R G, Reed R M , Ruppel S C , Jarvie D M. 2009. Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. Journal of Sedimentary Research, 79: 848~861 .

Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas shale play with multi-trillion cubic foot potential. AAPG Bulletin, 89(2):155~175.

Robert G L, Stephen C R. 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale—gas succession in the Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin, 91(4):579~601.

Sarkar M, Rai C S, Sondergeld C H. 2008. A Petrophysical Study of Floyd Shale. Presented at AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas, April 20~23.

Shirley K. 2002. Barnett Shale Living Up to Potential. AAPG explorer, 23(7) : 19~27.

Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky T E, Rice M C, Rai C S. 2010. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. SPE-131768, Unconventional Gas Conf. , Feb-23-25, Pittsburgh, Penn.

Wang F P, Reed R M. 2009. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. SPE-124253, paper presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, SPE, New Orleans, LA, October 4~7.

The Sedimentary Micro-Facies Study of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin

LI Yanjun¹⁾, ZHAO Shengxian¹⁾, HUANG Yongbin²⁾, ZHANG Liehui¹⁾,
ZHANG Kun³⁾, TANG Hongming¹⁾

1) *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500*; 2) *Shunan Gas Mine of Southwest Oil and Gas Field Branch, Luzhou, Sichuan 646001*; 3) *Weatherford (USA) Energy Services Ltd, Tianjing, 300000*

Abstract

Shale gas is one of the most important and realistic unconventional gas resources for China’s future. Strengthening the basic research in such field has great significance in the theoretical innovation of shale gas hydrocarbon accumulation, utilization of shale gas mining technology and accurate calculation of resources. Therefore, based on a large number of first-hand information, such as field outcrops data, drilling cores and logging data, organic geochemical analysis and test results for shales, the study analyzed in details the characteristics of shale sedimentary micro-facies and gas bearing of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin. Combined with the sedimentary facies marks and logging phase, the results indicate that the muddy deep-water shelf micro-facies is the favorable sedimentary micro-facies for the Quality shale of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan basin.

Key words: shale gas; sedimentary micro-facies; gas bearing; southern Sichuan Basin; the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation