

# 页岩气储层非均质性研究

## ——以四川盆地下寒武统筇竹寺组为例

江凯禧<sup>1,2</sup>, 彭丽<sup>3</sup>, 何文祥<sup>2</sup>, 郭清正<sup>1</sup>, 姚长华<sup>1</sup>, 张曼婷<sup>2</sup>

(1 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司非常规技术研究所 天津 300452;

2 长江大学地球环境与水资源学院 武汉 430100; 3 中海油实验中心, 天津 300452)

**摘要:**在详细调研国内外页岩气储层非均质性研究的基础上,以四川盆地下寒武统筇竹寺组为例,通过平面、层内和微观 3 个方面分析了泥页岩非均质性特征。平面非均质性主要受区域沉积特征和泥页岩有机地球化学特征控制,盆地中西部主要发育泥质砂岩和砂质泥岩,总有机碳含量 TOC 和有机质成熟度相对较低;东北部泥质灰岩发育,TOC 和有机质成熟度较高;南部以碳质泥页岩为主,TOC 和有机质成熟度最高(镜质体反射率  $R_o$  可达 4.0%)。连井剖面和单井泥岩层矿物特征分析表明,层内非均质性较强,主要表现为横向上地层总厚度、泥页岩单层厚度、泥页岩发育层数、夹层特征和顶—底板岩性沿剖面变化快,纵向上矿物成分和岩石脆性度差异明显。微观非均质性主要受孔隙类型和基质微裂缝影响,黏土层间孔隙和有机质孔隙发育,基质微裂缝对沟通孔隙起主要作用。综合分析认为,四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩气储层非均质性特征明显,对页岩气井产能和页岩气采收率有重要影响。

**关键词:**页岩气;非均质性;下寒武统;筇竹寺组;四川盆地

中图分类号:P618.12;TE122 文献标识码:A

作为资源量巨大的新能源,页岩气在北美地区已成功开发,快速推动了全球页岩气勘探开发进程<sup>[1-3]</sup>。随着我国大力倡导使用清洁能源,天然气需求量逐年攀升。为保障天然气供给安全,需大力开发本国页岩气资源<sup>[4]</sup>。我国各主要含油气盆地、聚煤盆地都广泛发育海相、海陆过渡相和陆相 3 套富有机质地层,页岩气资源潜力巨大<sup>[5-7]</sup>。现已对资源评价潜力大的有利目标区进行先行开发,如“四川长宁—威远国家级页岩气示范区”<sup>[8]</sup>。

## 1 国内外研究现状

近几年,国内相关单位和学者通过吸收和借鉴国外经验,对页岩气的研究主要集中于页岩气形成机理、赋存形式、成藏机理、资源量计算和有利区优选等领域<sup>[9,10]</sup>。随着勘探工作不断深入与有利区先行开发,页岩气储层研究越来越受重视<sup>[11,12]</sup>。泥页岩既是页岩气的烃源岩又是储集层,勘探阶段页岩气储层研究有助于页岩气资源量计算和有利区优选;开发阶段影响水平井压裂分段选择、完井工艺及储层改造方式等;开发后期则指导页岩气老井措施调整和二次压裂。

目前,国内学者在页岩气储层研究上取得了一系列进展,主要表现在:①泥页岩沉积特征研

收稿日期:2014-01-02

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”

(2011ZX05033004-003)

作者简介:江凯禧(1987—),男,工程师,主要从事石油地质与油气地球化学研究工作。E-mail:jiangkx@cnooc.com.cn

究,如上扬子地区四川、贵州的寒武系黑色页岩形成于受上升洋流影响、具低能还原环境的海相沉积<sup>[13,14]</sup>,鄂尔多斯、松辽盆地等陆相沉积盆地的泥页岩则主要形成于浅湖—深湖相<sup>[15,16]</sup>,沉积相研究对认识海相、陆相泥页岩地层发育特征、储层矿物组成和有机质富集机制有重要意义;②页岩气储层特征研究及其评价,主要分析页岩气储层的有机质特征、矿物组成、储渗空间特征、物性特征等<sup>[17,18]</sup>,通过评价泥页岩的有机质类型、有机碳含量、有机质成熟度、岩石可压裂性、厚度及埋深等作为有利区优选的主要指标,目前针对各指标的下限值还无统一标准;③页岩气储层分析测试研究,利用各类扫描电镜开展有机质和黏土矿物纳米级孔隙的分析测试,探讨其对页岩气生成与赋存的影响<sup>[19,20]</sup>,同时以相关地球化学和地球物理实验及测试方法,分析和预测泥页岩总有机碳含量、有机质成熟度、含气量、裂缝发育和应力特征等<sup>[21,22]</sup>。

北美地区页岩气开发时间早,部分生产井已进入开发中后期,页岩气储层非均质性研究有力指导了老井增产措施实施和新井开发<sup>[23,24]</sup>。以往页岩气开发中易将同一工区的页岩气系统均质化,在开发上采用相近的水平井钻井方案和完井设计,从而降低开发成本。美国和加拿大已经完钻大量页岩气水平井(延伸段在1 000~1 500 m以上),对一些水平井的测井和录井数据进行分析发现,在水平井延伸方向上泥页岩总有机碳含量、矿物成分、岩石脆性度、裂缝发育情况和含气量等存在明显非均质性<sup>[25,26]</sup>。页岩气生产测井数据也明确表明,水平延伸段上各分段产气量有显著差异,页岩气储层非均质性对页岩气产量具有重要影响<sup>[27]</sup>。

以美国为代表的国外页岩气储层非均质性研究主要集中在以下3个方面:①泥页岩应力各向异性研究,由于沉积作用,泥页岩具有层状结构,造成岩石力学属性和水平应力各向异性,通过研究泥页岩应力三维方位各向异性,预测泥浆比重和计算井轨迹,减少钻井问题<sup>[28-30]</sup>;②泥页岩裂缝研究,天然裂缝是决定页岩气储层能否达到商业开发价值及高产的关键因素,泥页岩地层内天然裂缝发育大小及分布范围差异大,重点研究裂缝空间非均质性对页岩气渗流机理和页岩气井产能的影响,利用非均质性模型预测人工裂缝在储层

三维空间的发育大小及分布范围<sup>[31-33]</sup>;③泥页岩非均质性建模,利用地球物理、地球化学和岩矿分析测试方法,选取泥页岩垂向和横向非均质性特征参数,建立泥页岩非均质性地质模型,预测泥页岩地层岩相组合变化特征、总有机碳分布特征和岩石脆性度特征等各关键地质要素,进而评价页岩气潜力<sup>[34-36]</sup>。国内相关学者已初步对页岩气储层非均质性开展研究,将泥页岩非均质性评价划分为有机非均质性评价和无机非均质性评价<sup>[37,38]</sup>。有机非均质性评价主要利用有机地球化学方法、测井方法、泥页岩吸附/解析实验,刻画泥页岩 TOC 非均质性特征及泥页岩含气性特征。无机非均质性评价主要评价泥页岩的黏土矿物组成特征、岩石脆性度特征、薄砂体夹层发育特征、裂缝成因及分布等。

## 2 平面非均质性特征

随着页岩气资源开发的持续推进,页岩气储层非均质性研究的重要性不断凸显,已成为提高页岩气采收率的关键和基础。对页岩气储层非均质性进行研究,有助于提高页岩气开发效益,针对不同非均质性特征储层采取最优的开发方案。Khaild<sup>[39]</sup>从影响页岩气产量的角度将页岩气储层非均质性划分为地质先天条件形成的泥页岩本身的非均质性和开发过程中完井产生的非均质性2类。我国部分地区页岩气资源已进入先行开发阶段,钻探的页岩气井数量在不断增加,地质先天条件形成的非均质性是当前关注的重点。四川盆地寒武统筇竹寺组泥页岩分布稳定,有机质含量高,具有形成优质页岩气藏的良好条件<sup>[40-42]</sup>。因此本文以四川盆地寒武统筇竹寺组为例,探讨了该区域内泥页岩储层非均质性特征,以期有助于该地区页岩气开发。

### 2.1 区域沉积特征

早寒武世四川盆地受盆地西缘康滇古陆影响,古地形整体呈西高东低,北高南低的趋势,筇竹寺组地层形成于该时期的首次大规模海侵期,海侵方向来自东南和东部方向,为陆棚相沉积<sup>[43]</sup>(图1)。盆地中西部发育由砂岩或颗粒沉积物组成的席状砂、泥质砂岩与低能环境泥页岩沉积为

特征的砂泥质陆棚,厚度约 100~150 m;盆地东部因水体较深,远离康滇古陆,受陆源碎屑影响较小,主要发育以泥质灰岩、泥灰岩和泥晶灰岩为特征的碳酸盐质陆棚,厚度约 200~300 m;盆地南部受海侵方向和深水体控制,发育的泥岩中几乎不含砂,受陆源碎屑影响小,水平层理发育,以灰黑色碳质泥岩和页岩为典型特征的泥质深水陆棚相<sup>[44]</sup>。在盆地古水体深度、物源方向和海侵方向的共同作用下(图 1),使得寒武系筇竹寺组地层区域岩性差异大,地层沉积厚度差异明显,区域上表现出较强的非均质性特征。沉积环境的差异是泥页岩沉积厚度、碎屑矿物组成和原始有机质输入的主控因素之一。



图 1 四川盆地早寒武世筇竹寺期沉积环境特征 (据文献[43,44]修改)

Fig. 1 Map showing depositional environment of Qiongzhusi period of the Early Cambrian in Sichuan Basin (modified from references [43,44])

### 2.2 泥页岩有机地球化学特征

泥页岩中的有机质既是页岩气的生烃母质,又是吸附气的主要介质。有机质成熟度与泥页岩生烃产物和有机质纳米级孔隙发育密切相关。泥页岩总有机碳含量和页岩气的吸附量呈明显正相关<sup>[45]</sup>(图 2)。因此,总有机碳含量 TOC 和镜质体反射率  $R_o$  被作为评价页岩气资源量的最有效和常用的指标。从泥页岩 TOC、 $R_o$  区域等值线图(图 3)可看出,川南和川东总有机碳含量较其他地区明显高。川南地区从威远到长宁泥页岩 TOC 呈递增趋势(0.75%~1.75%),长宁地区

TOC 最高,且  $R_o$  值的变化趋势与 TOC 相吻合。从威远到长宁  $R_o$  值由 2.5% 递增到 4.0%,表现出该地区有机质高成熟—过成熟的演化特征。在川东北地区,TOC 和  $R_o$  具有类似川南地区的特征,在 TOC 含量高的地区有机质成熟度也相对较高。沉积环境、地层埋深及构造运动是泥页岩 TOC 和有机质成熟度非均质性的主要控制因素。在相同构造背景下,TOC 和  $R_o$  非均质性特征将控制泥页岩层的原地含气量。

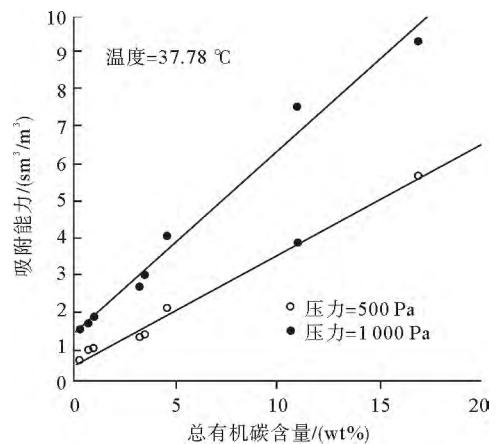


图 2 页岩气吸附能力与总有机碳含量的关系 (据文献[45]修改)

Fig. 2 The relationship between adsorption capacity of shale gas and total organic carbon content (modified from reference [45])

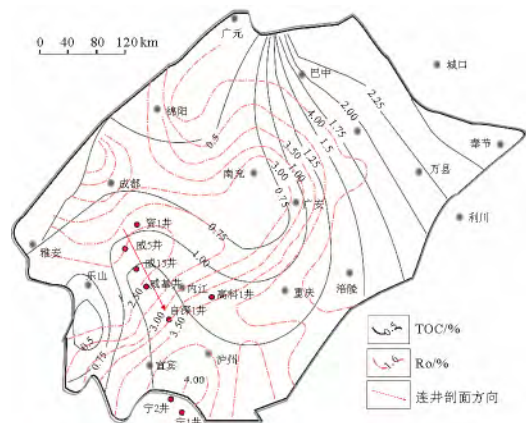


图 3 四川盆地寒武统筇竹寺组泥页岩有机碳含量及镜质体反射率  $R_o$  平面图(据文献[46]修改)

Fig. 3 Distribution of TOC and  $R_o$  of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin (modified from reference [46])

### 3 层内非均质性特征

#### 3.1 连井剖面非均质性特征

下寒武统筇竹寺组页岩气系统主要由灰黑色泥页岩层、灰岩夹层和砂岩夹层组合而成<sup>[47]</sup>,如图4。资1井—自深1井连井剖面表明,下寒武统筇竹寺组地层总厚度、泥页岩单层厚度及发育层数横向变化明显。威15井—自深1井泥页岩单层厚度较大,各井泥页岩层数和总厚度不同;连井剖面上页岩气系统内粉砂岩、泥质粉砂岩与灰岩夹层的厚度、层数及深度差异明显,资5井和自深1井夹层最为发育,威基井夹层发育相对较少。沿横向剖面筇竹寺组页岩气系统顶—底板岩性、厚度及其分布特征不同,页岩气系统上覆地层若为含水层,则顶板岩性、厚度与分布特征对水平井分段压裂作业产生重要影响。页岩气储层主要为页岩气系统内的泥页岩层,是页岩气系统非均质性表征的主体部分。据页岩气系统在连井剖面上的变化特征表明,筇竹寺组页岩气储层层间非均质性特征明显,主要受泥页岩发育厚度、层数和夹层特征控制。

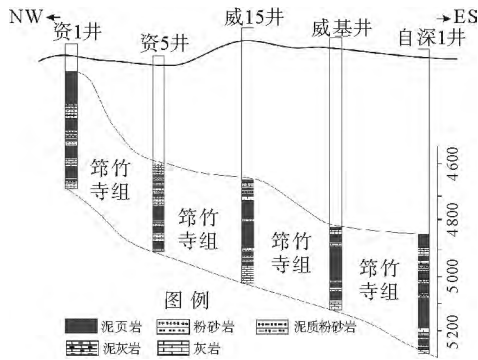


图4 下寒武统筇竹寺组地层横向变化特征 (据文献[47]修改,连井方位见图3)

Fig. 4 The characteristics of the lateral variations of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in Sichuan Basin(modified from reference [47])

#### 3.2 单井泥页岩层矿物组成特征

泥页岩黏土矿物的成因类型主要有3种:

①沉积成因的碎屑黏土,黏土矿物以微粒悬浮体

被搬运,当介质减弱时,在新的环境中堆积下来;②新成黏土矿物,直接从溶液中沉淀形成;③自生黏土矿物,指埋藏成岩过程中,一定温度、压力条件下形成的黏土矿物。在有机质生烃过程中,不同黏土矿物对甲烷吸附能力不同(页岩气主要成分为甲烷)(图5),伊利石和蒙脱石对甲烷的吸附能力最强,高岭石对甲烷的吸附弱很多<sup>[48]</sup>。在泥页岩中,黏土矿物含量低会影响吸附气含量,但是过高的黏土矿物含量又会影响岩石的脆性度,不利于天然裂缝的形成及人工水力压裂,从而在开发中难以形成复杂的裂缝网络。在泥页岩具有充足含气量下的理想情况下,脆性度越高其产气量越大,反映高脆性矿物含量对页岩气开发的重要性<sup>[49]</sup>,如图6所示。

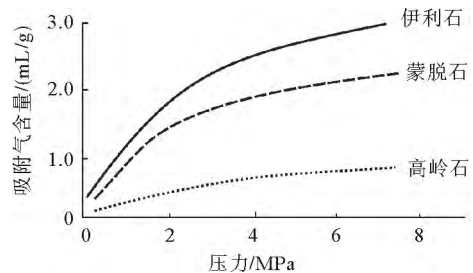


图5 吸附气含量与黏土矿物类型的关系 (据文献[48]修改)

Fig. 5 The relationship between adsorbed gas content and types of clay minerals(modified from reference [48])

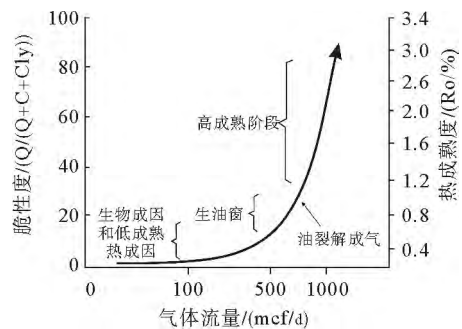


图6 页岩脆性度对产气量的影响(据文献[49]修改)

Fig. 6 Effects of shale brittleness on the gas production (modified from reference [49])

郭彤楼<sup>[50]</sup>等对四川盆地北部元坝地区 YB9 井的泥页岩矿物组成进行了分析,发现黏土、石英、方解石、长石和菱铁矿在纵向较小间隔内(5~10 m),百分含量变化大,黏土矿物百分比总体

上由浅到深逐渐升高,石英含量则逐渐降低。根据 Daniel<sup>[2]</sup> 岩石脆性度 = (石英 / (石英 + 碳酸盐矿物 + 黏土)) 计算了 YB9 井泥页岩样品岩石脆性度,结果表明,不同深度泥页岩样品脆性度差异明显,脆性度介于 0.54~0.81,纵向上变化规律不明显,反应了筇竹寺组泥页岩纵向上矿物组成与脆性度的差异,揭示了泥页岩矿物成分和岩石力学属性在空间上的各异性。泥页岩矿物组成和脆性度的非均质性将导致人工水力压裂裂缝网络复杂程度、连通性的差异,从而在各压裂分段内形成复杂程度各异的人工裂缝网络,影响页岩气从泥页岩解析流通到井筒。

#### 4 微观非均质性特征

筇竹寺组泥页岩发育多种孔隙类型:颗粒间孔隙、颗粒内孔隙(石英、黄铁矿、方解石、白云石等)、黏土矿物层间孔隙、有机质孔隙,孔喉直径一般均介于 2~50 nm<sup>[51]</sup>。样品基质孔隙度极低,分布于 1.4%~3.1%,平均 1.7%;孔隙类型以黏土矿物层间孔隙(占 79.0%)和有机质孔隙(占 18.6%)为主。筇竹寺组泥页岩具高脆性矿物含量和低泊松比,在构造应力作用下基质微裂缝较发育,对沟通各类型孔隙起主要作用。

由于筇竹寺组泥页岩有机质成熟度过高( $R_o$  介于 2.5%~4.0%),基质有机质可能出现碳化,导致有机质孔隙孔径变小。另外,强成岩作用使大孔隙锐减,岩石更加致密。一般粒间孔隙和有机质孔隙常比粒内孔隙具有更好的连通性,但黏土层间孔隙、有机质孔隙的连通性变化大,其对渗透率的贡献尚无明确结论。本区域泥页岩渗透率介于  $(0.004 \sim 0.008) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ <sup>[52]</sup> 具极低渗特征,页岩气渗流特征复杂。有机质热演化、成岩作用和构造活动是控制孔隙类型、孔隙大小、微裂缝发育的主要因素,决定了筇竹寺组泥页岩微观非均质性特征。

#### 5 储层非均质性对页岩气开发的影响

页岩气储层平面、层内与微观非均质性主要受控因素为沉积环境、泥页岩有机地球化学特征(TOC、 $R_o$  等)、泥页岩矿物组成和储渗空间特征

等。Waters<sup>[53]</sup> 通过分析 Barnett 2 口页岩气水平井,发现电阻率越高的分段其微地震监测信号越强,反之越弱。GVR(Geovision Resistivity) 成像测井中,分段电阻率越高成像越清晰反之越暗,成像清晰度与黏土含量密切相关(高黏土含量 = 低电阻率),同时各水平分段的浅电阻率值和临井所测闭合压力明显差异,反应泥页岩在水平延伸上各属性的非均质性特征。对生产 10 个月的 2<sup>#</sup> 页岩气水平井进行分析发现,4 个分段的产能贡献差异大,井底端的 1、2 段贡献率最高达 60.2%,第 3、4 段贡献率为 39.8%,认为泥页岩非均质性是造成产气量差异的重要因素(图 7)。

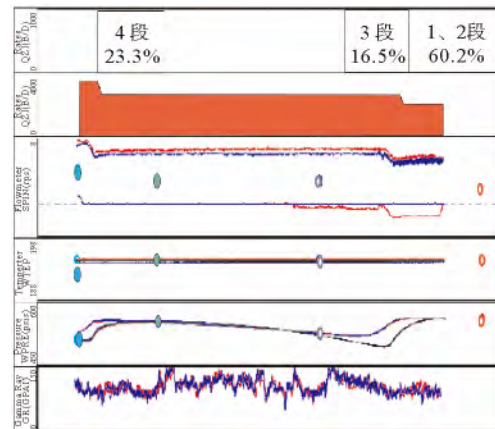


图 7 生产测井指示页岩气储层各段产能(据文献[53])

Fig. 7 Production logging showing gas productivity from different stages(from reference [53])

通过对四川盆地筇竹寺组页岩气储层平面、层内和微观非均质性表征,川南和川东北地区泥页岩地层厚度大、分布面积广、总有机碳含量和热演化程度高,页岩气资源潜力大。泥页岩非均质性特征对页岩气开发有重要影响,页岩气主要从有机质和岩石基质解析并通过裂缝渗流到井筒(图 8),在同一水平开采技术下,非均质性特征决定页岩气产量和最终采收率。针对该地区页岩气勘探较为成熟并已初步规模开发,层内和微观非均质性将是研究重点。筇竹寺组区域横向上地层总厚度、泥页岩单层厚度、发育层数、夹层特征等明显差异,将对该区域页岩气水平井完井设计、人工压裂及单井产能产生影响。纵向上岩石脆性度的差异将使人工裂缝与天然裂缝形成更为复杂的裂缝网络系统。有机质热演化程度高和强成岩作

用使得筇竹寺组页岩气储层具特低孔和特低渗透特征,页岩气开发难度大。

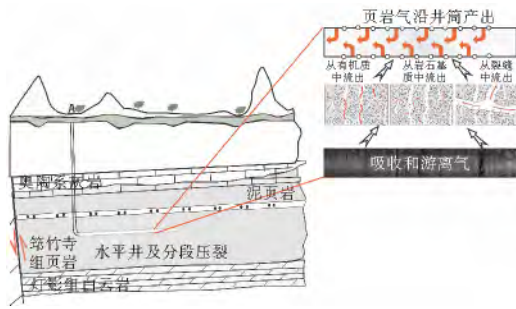


图8 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气开采示意图  
Fig. 8 Schematic of shale gas development of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

## 6 结语

(1)在盆地古水深、物源与海侵的共同控制下,四川盆地寒武统筇竹寺组泥页岩区域地层沉积厚度差异明显,岩性非均质性强。盆地中西部主要发育泥质砂岩和砂质泥岩,东北部以泥质灰岩为主,南部以碳质泥页岩为主。川南和川东北在总有机碳含量上明显较其他地区高,部分地区有机质成熟度  $R_o$  值可达 4.0%,由盆地中部向边缘升高。

(2)连井剖面 and 单井泥岩层矿物特征分析揭示筇竹寺组泥页岩层间非均质性较强。主要表现为,地层横向上泥页岩总厚度、单层厚度、发育层数及夹层特征变化明显,纵向上泥页岩矿物组成与脆性度明显不同。筇竹寺组泥页岩主要发育 4 类孔隙:颗粒间孔隙、颗粒内孔隙、黏土矿物层间孔隙和有机质孔隙。孔隙直径一般均介于 2~50 nm,具极低孔渗特征。有机质热演化和成岩作用是筇竹寺组泥页岩微观非均质性的主控因素。

(3)四川盆地寒武统筇竹寺组页岩气储层非均质性特征明显。在开发上主要影响水平井完井设计、水平分段射孔位置优选、人工压裂裂缝网络复杂性与连通性,对页岩气井产能和页岩气采收率有重要影响。

### 参考文献:

[1] Curtis J B. Fractured Shale-Gas Systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1 921-1 938.

- [2] 李欣,段胜楷,孙扬,等.美国页岩气勘探开发最新进展[J].天然气工业,2011,31(8):124-126.
- [3] 姜福杰,庞雄奇,欧阳学成,等.世界页岩气研究概况及中国页岩气资源潜力分析[J].地学前缘,2012,19(2):198-211.
- [4] 董大忠,邹才能,杨桦,等.中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J].石油学报,2012,33(S1):107-104.
- [5] 张金川,徐波,聂海宽,等.中国页岩气资源勘探潜力[J].天然气工业,2008,28(6):136-140,159-160.
- [6] 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.
- [7] 王红岩,刘玉章,董大忠,等.中国南海相页岩气高效开发的科学问题[J].石油勘探与开发,2013,40(5):574-579.
- [8] 刘伟,伍贤柱,韩烈祥,等.水平井钻井技术在四川长宁—威远页岩气井的应用[J].钻采工艺,2013,36(1):114-115.
- [9] 郑军卫,孙德强,李小燕,等.页岩气勘探开发技术进展[J].天然气地球科学,2011,22(3):511-517.
- [10] 侯读杰,包书景,毛小平,等.页岩气资源潜力评价的几个关键问题讨论[J].地球科学与环境学报,2012,34(3):7-16.
- [11] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].石油学报,2011,32(5):775-782.
- [12] 韩双彪,张金川,蒋恕,等.页岩气储层孔隙类型及特征研究:以渝东南下古生界为例[J].地学前缘,2013,20(3):247-253.
- [13] 王阳,陈洁,胡琳,等.沉积环境对页岩气储层的控制作用—以中下扬子区下寒武统筇竹寺组为例[J].煤炭学报,2013,38(5):845-850.
- [14] 郑和荣,高波,彭勇民,等.中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J].古地理学报,2013,15(5):645-656.
- [15] 杨锦婷,张金川,王香增,等.陆相页岩气的泥页岩评价—以延长下寺湾区上三叠统延长组长7段为例[J].东北石油大学学报,2012,36(4):10-17.
- [16] 林腊梅,张金川,唐玄,等.中国陆相页岩气的形成条件[J].天然气工业,2013,33(1):35-40.
- [17] 蒋裕强,董大忠,漆麟,等.页岩气储层的基本特征及其评价[J].天然气工业,2010,30(10):7-12.
- [18] 杨峰,宁正福,胡昌蓬,等.页岩储层微观孔隙结构特征[J].石油学报,2013,34(2):301-311.
- [19] 焦淑静,韩辉,翁庆萍,等.页岩孔隙结构扫描电镜分析方法研究[J].电子显微学报,2012,31(5):432-436.
- [20] 帅琴,黄瑞成,高强,等.页岩气实验测试技术现状与研究进展[J].岩矿测试,2012,31(6):931-938.
- [21] 吴庆红,李晓波,刘洪林,等.页岩气测井解释和岩心测试技术—以四川盆地页岩气勘探开发为例[J].石油学报,2011,32(3):484-488.
- [22] 李智锋,李治平,王杨,等.页岩气储层渗透性测试方法对比分析[J].断块油气田,2011,18(6):761-764.

- [23] Manger K C, Curtis J B. Geologic influences on location and production of antrim shale gas [J]. Devonian Gas Shales Technology Review (GRI), 1991, 7(2): 5-16.
- [24] Ross D J K, Marcobustin R. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [25] Lee Matthews Schein G. Stimulation of Gas Shales; They're all the Same-Right? [R]. SPE 106070, 2007.
- [26] Roberto S R, Chaitanya D, YANG. Unlocking the Unconventional Oil and Gas Reservoirs; The Effect of Laminated Heterogeneity in Wellbore Stability and Completion of Tight Gas Shale Reservoirs [R]. SPE 20269, 2009.
- [27] Ketter A A, Heinze J R, Daniels J L, et al. A Field Study in Optimizing Completion Strategies for Fracture Initiation in Barnett Shale Horizontal Wells [R]. SPE 103232, 2006.
- [28] Bustin A M M, Bustin R M. Importance of rock properties on the producibility of gas shales [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 132-147.
- [29] Shebl M A, Yalavarthi R, Nyaaba C. Role of Detailed Reservoir Characterization and Lateral Placement on Well Performance in the Marcellus Shale Gas Reservoir [R]. SPE 16718, 2013.
- [30] Christophe R, Andreas H, Suzi B, et al. "Hot Shales" Facies Heterogeneity: Highlights from the Mineralogical and Geochemical Analyses of the Lower Silurian Source Rock of a Palaeozoic Basin (SW Algeria) [R]. SPE 164694, 2013.
- [31] Suarez-rivera R, Green S J, McLennan J, et al. Effect of Layered Heterogeneity on Fracture Initiation in Tight Gas Shales [R]. SPE 103327, 2008.
- [32] Medeiros F, Petrobras, Kurtoglu B, et al. Analysis of Production Data From Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Tight, Heterogeneous Formations [R]. SPE 103327, 2008.
- [33] Raul H M, Roberto S R, Eric E. Experimental Evaluation of Hydraulic Fracture Impairment In Shale Reservoirs [C] // 45th U. S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. San Francisco, 2011.
- [34] Chlammers G R L, Bustin R M. Lower Cretaceous Gas Shales in Northeastern British Columbia, Part II: Evaluation of Regional Potential Gas Resources [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 22-61.
- [35] Waleed F. Innovative Reservoir Modeling and Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data [R]. SPE 141877, 2011.
- [36] Hasan A A, Saudi A, Wattenbarger R A. Triple-Porosity Models: One Further Step Towards Capturing Fractured Reservoirs Heterogeneity [R]. SPE 149054, 2011.
- [37] 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.
- [38] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用 [J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 221-228.
- [39] Khaield S, Faurschou K, Gorchynski T, et al. Mapping key Reservoir Properties Along Horizontal Shale Gas Wells [R]. SPE 137413, 2010.
- [40] 童崇光. 四川盆地油气地质研究 [J]. 西安地质学院学报, 1990, 12(3): 9-17.
- [41] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.
- [42] 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.
- [43] 张满郎, 谢增业, 李熙喆, 等. 四川盆地寒武纪岩相古地理特征 [J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 128-139.
- [44] 扬振恒, 腾格尔, 李志明. 页岩气勘探选区模型——以中上扬子下寒武统海相页岩气勘探评价为例 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 8-14.
- [45] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [46] 孙玮, 刘树根, 韩克猷, 等. 四川盆地震旦系油气地质条件及勘探前景分析 [J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 350-355.
- [47] 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.
- [48] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件 [J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
- [49] 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.
- [50] 郭彤楼, 李宇平, 魏志红. 四川盆地元坝地区自流井组页岩气成藏条件 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 1-7.
- [51] 王道富, 王玉满, 董大忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气储集空间定量表征 [J]. 天然气工业, 2013, 33(7) 1-10.
- [52] 马文辛, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地周缘筇竹寺组泥页岩储层特征 [J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2012, 39(2): 182-189.
- [53] Waters G, Heinze J, Jackson R, et al. Use of Horizontal Well Image Tools to Optimize Barnett Shale Reservoir Exploitation [C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2006.

## RESEARCH OF SHALE GAS RESERVOIR HETEROGENEITY: A CASE OF THE LOWER CAMBRIAN QIONGZHUSI FORMATION OF THE SICHUAN BASIN

JIANG Kaixi<sup>1,2</sup>, PENG Li<sup>3</sup>, HE Wenxiang<sup>2</sup>, GUO Qingzheng<sup>1</sup>, YAO Changhua<sup>1</sup>, ZHANG Manting<sup>2</sup>

(1 CNOOC Energy Technology & Services Unconventional Oil & Gas Technology Research Institute, Tianjin 300452, China;

2. School of Earth Environment and Water Resources, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

3. CNOOC Central Laboratory, Tianjin 300452, China)

**Abstract:** Along with the development of shale gas in favorable areas in China, the research of shale gas reservoir heterogeneity has become the key to improving shale gas recovery. Based on the detailed investigation of research programs on shale gas reservoir heterogeneity at home and abroad, taking the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin as a case, we studied the shale gas reservoir heterogeneity in three aspects: plane heterogeneity, interlayer heterogeneity and micro-anisotropy. The plane heterogeneity is mainly affected by regional depositional framework and organic geochemistry. The western part of the basin is dominated by argillaceous sandstone and sandy mudstone with low organic matter and low maturity, while the northeastern part of the basin dominated by argillaceous limestone with high organic matter and high maturity. The southern part of the basin, however, is dominated by carbonaceous mudstone with rich organic matter and highest maturity. The vitrinite reflectance  $R_o$  can reach 4%. Well correlation and mineralogy of a single mudstone layer shows that the reservoir interlayer heterogeneity is strong, the total thickness of the Formation, thickness of single shale layer, number of shale layers and intercalations vary strongly in lateral direction. The lithology of the roof and floor changes quickly along the horizontal section, and the mineral composition and rock brittleness change quickly along the vertical profile. The micro-heterogeneity is mainly affected by the pore types and matrix microcracks. The clay interlayer porosity and organic matter porosity are well developed. Matrix microcracks play an important role in pore connection. Through the comprehensive analysis of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, it is concluded that the heterogeneity characteristics of a shale gas reservoir renders important effect on shale gas productivity and recovery rate.

**Key words:** shale gas; heterogeneity; Lower Cambrian; Qiongzhusi Formation; Sichuan Basin