

魏祥峰, 黄静, 李宇平, 等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 970-981.

Wei Xiangfeng, Huang Jing, Li Yuping, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai member continental shale gas in Yuanba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 970-981(in Chinese with English abstract).

元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素

魏祥峰¹ 黄静² 李宇平¹ 王庆波¹ 刘若冰¹ 文治东¹

(1. 中国石化勘探南方分公司, 四川 成都 610041; 2. 四川省科源工程技术测试中心, 四川 成都 610500)

摘要:四川盆地元坝地区大安寨段湖相泥页岩为研究对象,在样品实验数据分析和岩心观察的基础上,对元坝地区陆相页岩气的形成条件进行了评价,并探讨了陆相页岩气富集高产的主控因素。元坝地区大安寨段泥页岩具有厚度大、有机质丰度高、类型好、热演化程度适中、储集物性以及含气性好、并具有可压性等特点,具备陆相页岩气形成的有利地质条件。元坝地区泥页岩含气量较高,其中吸附气量明显受到温度和压力、TOC、热演化程度(R_o)以及矿物成分的控制,表现为与压力、TOC、硅质和粘土矿物呈正相关,与温度、 R_o 呈负相关,与碳酸盐矿物相关性不大的特点,影响程度表现为 $TOC > R_o > \text{硅质} > \text{粘土矿物} > \text{碳酸盐矿物}$;游离气量则受孔隙和裂缝发育的影响,其与孔隙度成正相关关系;其中反映孔隙发育程度的基质孔隙度与TOC、粘土矿物含量呈正相关,与石英+长石呈先正相关后负相关(在40%左右最大),与碳酸盐含量呈负相关;裂缝发育程度则受岩性、构造作用、沉积成岩作用以及生烃作用的控制。元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产的主控因素包含了沉积相带、岩相和裂缝发育程度,其中浅湖—半深湖暗色泥页岩是湖相页岩气富集高产的基础;浅湖—半深湖相富有机质泥页岩所夹的薄层(条带)灰岩或砂岩有利于后期的压裂改造;裂缝和“挡板”层控制了页岩油气的高产。

关键词:陆相页岩气;成藏条件;富集高产;主控因素;大安寨段;元坝地区

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2014)03-0970-12

页岩气作为一种资源量非常巨大的非常规天然气资源,在北美地区已经取得了良好的勘探开发效益^[1-4]。与北美地区页岩气主要形成于海相富有机质泥页岩相比,中国海相、陆相及海陆过渡相富有机质泥页岩均广泛分布,具备良好的页岩气成藏条件^[5-12]。对于海相页岩气,目前中国已在四川盆地涪陵焦石坝、威远—长宁、昭通地区相继获得单井突破^[13-14],这证实了四川盆地是中国最为现实的海相页岩气勘探区^[15-17]。而对于中国陆相页岩气,通过近年来的勘探和评价认识,相继在南襄盆地泌阳凹陷、四川盆地元坝、涪陵、建南和新场地区获得了页岩气工业油气流^[5,8,18-19],这反映了中国陆相页岩气

同样具有良好的勘探开发前景;但与海相地层相比,陆相页岩具有其自身的特性^[5,8-9,18-19],具体表现为:①面积相对较小,规模局限;②非均质性强,岩性常表现为砂(灰)泥频繁互层;③有机质丰度对水深和气候变化敏感,且常表现出有机质丰度较高的地方,粘土矿物含量较高,不利于后期的压裂改造;④有机质类型多样,热演化程度整体较海相低,常出现油气兼产的现象;⑤后期改造较弱,保存条件较好。

陆相页岩的上述特点决定了中国陆相页岩气勘探开发难以直接借鉴海外及中国南方海相页岩气已取得的研究成果,因此,本文以四川盆地典型

收稿日期:2013-09-10;改回日期:2014-04-27

基金项目:国土资源部油气战略研究中心项目(2009GYXQ15-06)资助。

作者简介:魏祥峰,男,1984年生,博士,工程师,主要从事沉积学、非常规油气地质研究;E-mail:weixiangfeng1984@163.com。

地区和层位——元坝地区大安寨段为例,在对页岩气富集条件研究的基础上,探索陆相页岩气富集高产的主控因素,以期对我们掌握中国陆相页岩气的分布特点和规律、提高陆相页岩气勘探开发综合效益的途径起到积极的推动作用。

1 概况

元坝地区位于四川盆地东北部,区域构造上属于米仓山、大巴山弧形构造带与川东弧形褶皱带叠加区块,纵向上存在中古生界多套含油气系统,继发现海相深层长兴组千亿立方米大气田以来,近期浅层侏罗系湖相页岩气勘探也获得重大突破^[6,19]。大安寨段为侏罗系自流井组顶部地层,从上至下可划分为3个亚段,其中大二亚段发育暗色泥页岩,为有利的页岩气层系。截止目前,已有5口井大安寨段页岩气测试获得中—高产工业气流,其中Yb21井大安寨段(4010~4033 m)页岩常规测试获得日产 $50.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产工业气流(图1),展现出该区大安寨段页岩气良好的勘探前景。

2 页岩气形成条件

2.1 暗色泥页岩发育及分布

早侏罗世早期,由于受印支运动晚幕造山作用影响,四川盆地周围全部被古陆所包围,盆地中心已演变为内陆湖泊,开始了湖泊相的沉积^[20-21]。自流井组大安寨时期的沉积是在马鞍山末时已被充填补齐的湖盆基础上发展起来的;受区域构造背景影响,盆地基底整体下沉剧烈,湖盆在大安寨段大二亚段沉积期发育达到鼎盛期,湖盆范围明显扩大,元坝地区主体为浅湖—半深湖弱氧化—还原环境,形成了一套以暗色泥页岩为主、间夹薄层或条带状介屑灰岩为特征的内陆湖沉积体系(图1),泥页岩累计厚度介于30~40 m。

2.2 有机地化特征

元坝地区大二亚段暗色泥页岩TOC值分布于0.30%~3.64%,平均含量为1.06%,且90%的数据集中在0.5%以上。有机质母质类型以II₂型为主,含少量III型,反映母质来源于一定的陆生高等植物。热演化程度适中, R_o 值介于1.44%~1.83%,处于凝析油—湿气的高成熟阶段,目前仍处于生气阶段。以上特征表明烃源岩具有较好的生烃潜力。

2.3 储渗条件

泥页岩结构相对致密,孔隙发育相对较差。元坝地区大安寨段泥页岩密度平均为 2.58 g/cm^3 ,含气页岩层段的岩石密度比不含气层段岩石密度低 $0.06 \sim 0.20 \text{ g/cm}^3$,与美国商业开采的页岩层密度大体一致^[22]。

2.3.1 储集空间类型

泥页岩储层是一种双孔隙岩层,由基质孔隙和裂隙组成,基质孔隙和裂隙的大小、形态、孔隙度和连通性等决定了页岩气的储集、运移和产出。

通过岩心观察、氩离子抛光扫描电镜等微观分析发现,元坝地区大安寨段暗色泥页岩中纳米级微孔隙、微裂缝(隙)发育。其中微孔隙可识别出有机质孔、晶间孔、矿物铸模孔、粘土矿物间微孔、次生溶蚀孔等类型(图2),孔径一般为2~2000 nm。裂缝按成因可分为构造缝、层间页理缝、微张裂缝、粘土矿物片间缝、有机质收缩缝等、超压破裂缝等类型(图2)。以上孔隙和裂缝的发育,为大安寨段泥页岩提供了较好的储渗性能。

2.3.2 储集物性

氦气法和GRI法物性测试表明,元坝大安寨段泥页岩孔隙度分布在0.95%~8.42%,平均为3.21%;渗透率由于个别样品裂缝发育,变化范围较大,介于 $0.0018 \times 10^{-3} \sim 223.9938 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $1.7245 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与北美商业开采的页岩气孔隙度和渗透率相比(孔隙度为2%~10%、渗透率为 $1 \times 10^{-13} \sim 10 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$)^[23-24],区内大安寨段泥页岩物性总体适中,达到了一定开采条件;另外一个显著的特点为元坝地区低的孔隙度对应着较高渗透率,说明微裂缝(隙)为泥页岩提供了一定的渗滤通道,有利于页岩气的产出(图3)。

2.4 岩石矿物学特征

目前,美国页岩气开采主要采用大型压裂产生微裂缝来采出页岩气,因此,页岩的脆性和硬性对页岩气的开采十分重要。页岩矿物组成中,粘土矿物含量为5.2%~56.8%,平均为40.5%;石英、长石和碳酸盐含量较高,主要分布在31.9%~94.8%,平均为59.4%(图4);与北美主产页岩气盆地泥页岩相比,矿物分布范围和趋势总体相似,大部分样品点落在A区(石英、长石和黄铁矿:25%~82%;碳酸盐岩:<35%;粘土矿物:8%~65%),落在B区(石英、长石和

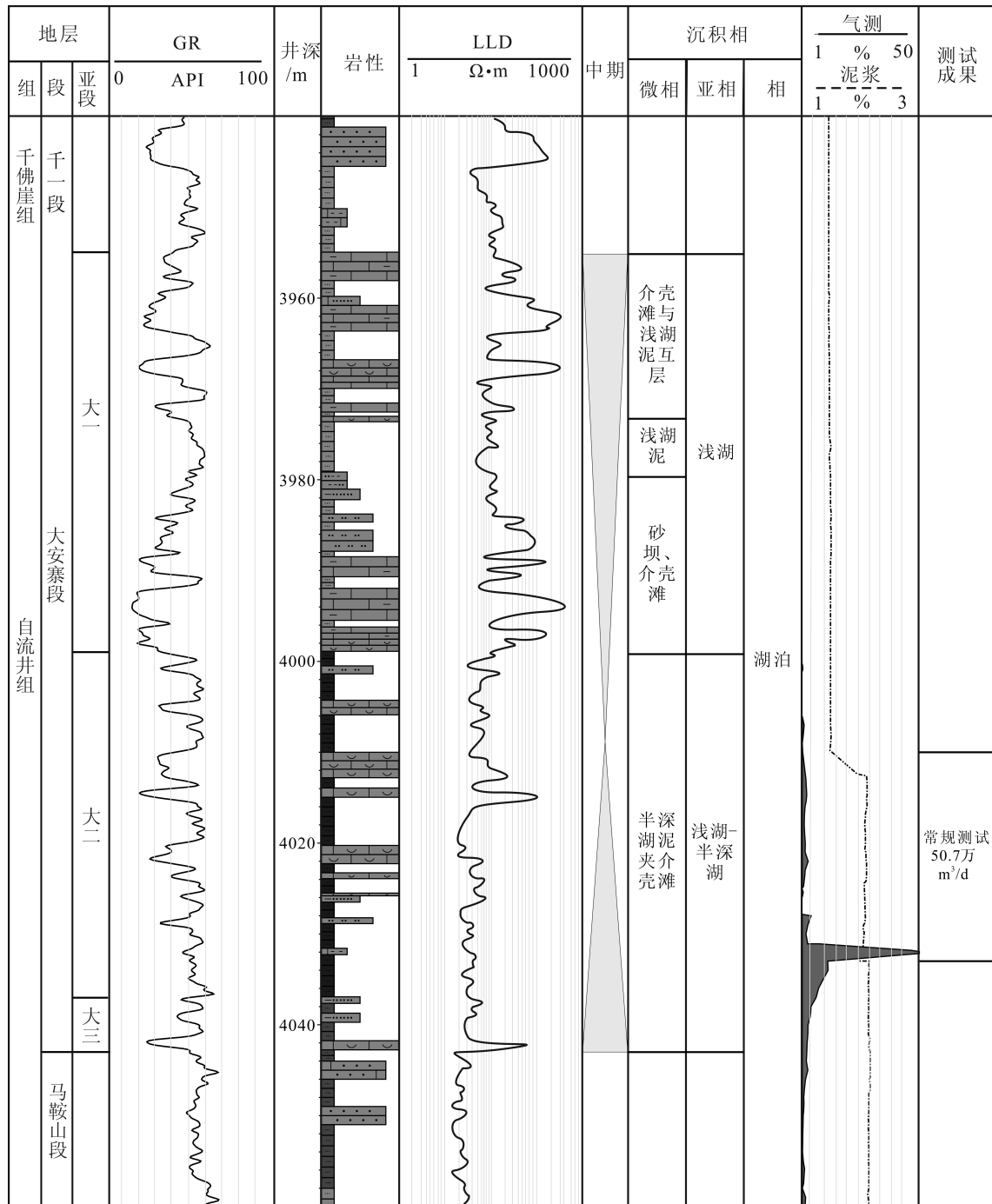


图1 Yb21井大安寨段地层综合柱状图

Fig.1 Composite columnar section of Da'anzhai Member for Well Yb21

黄铁矿:5%~40%;碳酸盐岩:>35%;粘土矿物:2%~45%)的则主要为泥页岩夹薄层或条带状的灰岩样品(图4),其主要是由于大二亚段沉积期湖平面的频繁变化造成的;页岩中砂质和钙质含量较高,表明页岩硬度较高,脆性强,水力压裂改造时有利于

产生大量的裂缝网,利于页岩气商业开采。

2.5 保存条件及页岩含气量

勘探实践表明,保存条件好坏控制页岩气含气量及气体组分(集中反映为甲烷含量和含氮量)^[4]。元坝地区构造上位于川东北九龙山、通南巴背斜构

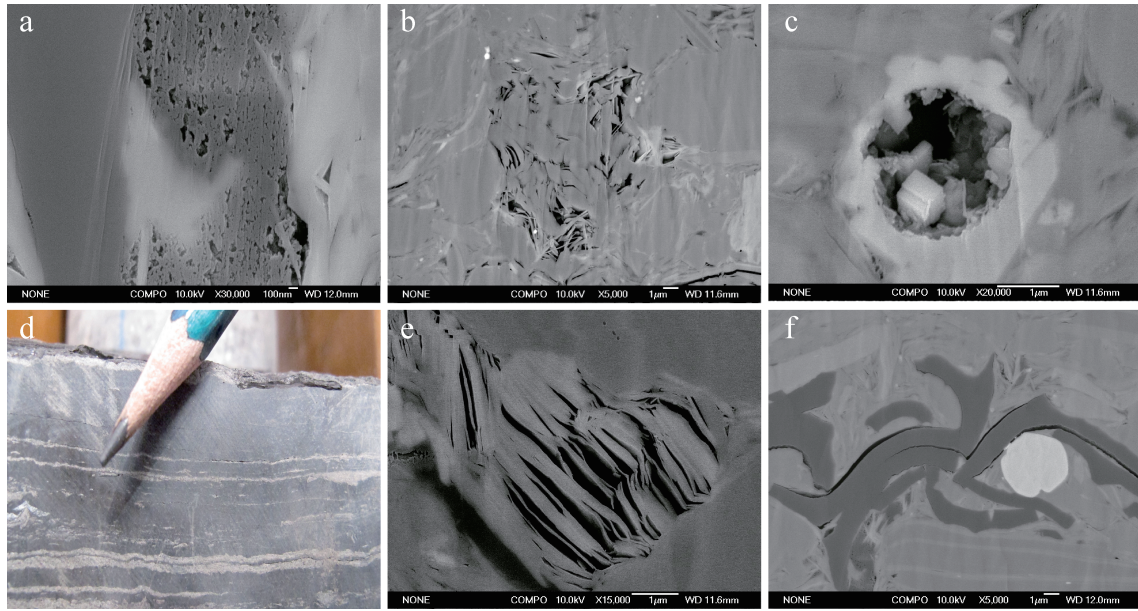


图2 元坝地区大安寨段泥页岩主要储集空间类型及特征

a—有机质孔,y14井,3789.34 m;b—粘土矿物间微孔,y14井,3789.24 m;c—粒内溶孔,y14井,3789.24 m;
d—层间页理缝,y14井,3754.81 m;e—粘土矿物片间缝,y14井,3789.24 m;f—有机质收缩缝,y14井,3789.34 m

Fig.2 Types and characteristics of the main reservoir spaces for Da'anzhai Member shale in Yuanba area

a—Organic pore, Well y14, 3789.34 m; b—Intergranular pore of clays, Well y14, 3789.24 m; c—Intragranular solution pores, Well y14, 3789.24 m; d—Interlayer lamellation fracture, Well y14, 3754.81 m; e—Inter-chip fracture of clays, Well y14, 3789.24 m; f—Organic shrinkage fracture, Well y14, 3789.34 m

造带与川中古隆起之间的向斜区,构造简单、稳定,地层平缓,断裂相对不发育^[5]。中下侏罗统局部断裂上、下分别消失于千佛崖组泥页岩、中下三叠统膏盐岩;同时页岩油气顶、底板砂岩或灰岩相对致密(平均孔隙度和渗透率分别为1.81%、 $0.0018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),以上构造及顶底板特征有利于烃类在泥页岩

层段中形成与保存。另外,该地区侏罗系普遍存在的异常高压(压力系数为1.4~2.1)特征也体现了良好的保存条件。

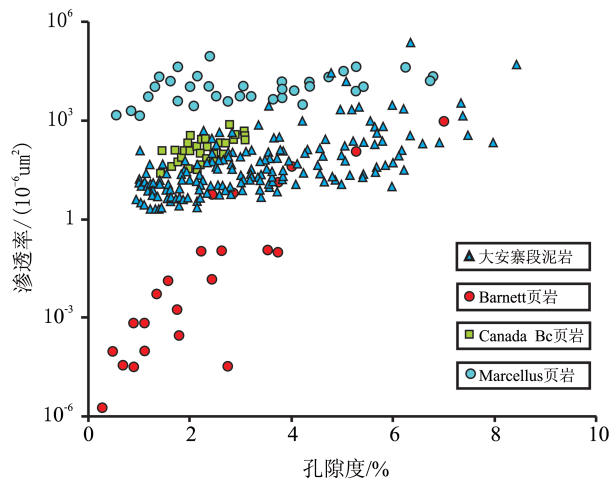


图3 大安寨段和北美泥页岩孔隙度-渗透率相关图
Fig.3 Correlation diagram of porosity and permeability between Da'anzhai Member shale and North America shale

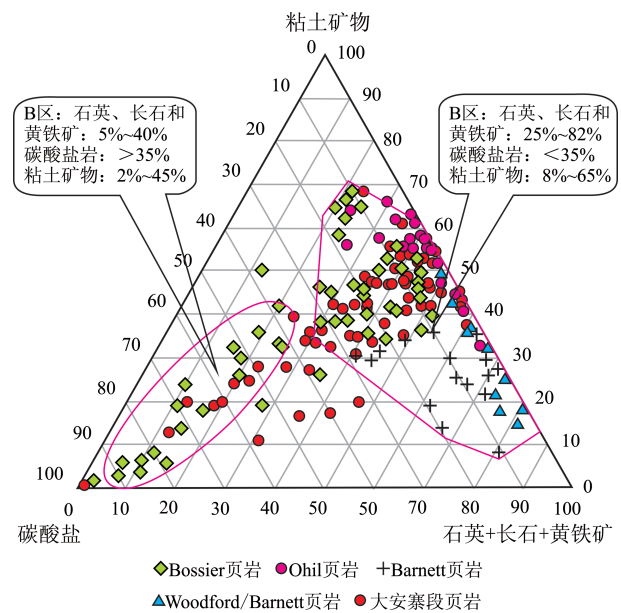


图4 大安寨段和北美泥页岩矿物组成三角图
Fig.4 Triangular diagram of mineral composition of Da'anzhai Member shale and North America shale

在烃源条件充足的情况下,良好的保存条件有利于页岩气的富集。元坝地区大安寨段岩心现场实测含气量为 $0.5\sim 1.32\text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $1.374\text{ m}^3/\text{t}$,测井解释平均含气量可达到 $1.97\text{ m}^3/\text{t}$,显示了良好的含气性。

3 页岩气富集高产主控因素分析

3.1 页岩含气量影响因素

泥页岩的含气量一定程度上反映了页岩油气的富集程度^[25-28],含气量是控制页岩气富集高产的主控因素之一。因此本文为了研究页岩气富集高产主控因素,首先探讨了元坝地区大安寨段湖相页岩含气量的影响因素。

3.1.1 吸附气量影响因素

(1) 压力、温度

Y14井泥页岩样品等温吸附试验结果显示,在等温条件下,泥页岩的吸附量随着压力的增高而变

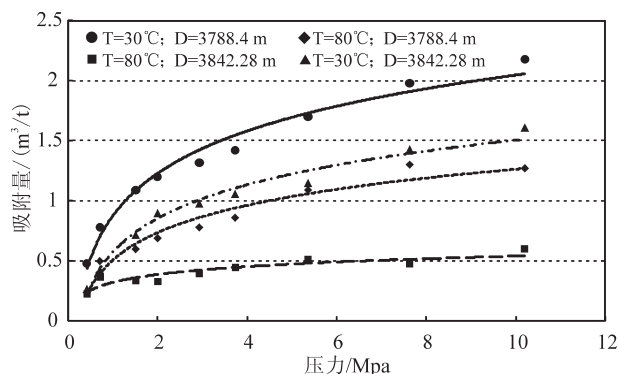


图5 元坝地区泥页岩不同温度等温吸附曲线图
Fig.5 Isothermal adsorption curve of the shale at different temperatures in Yuanba area

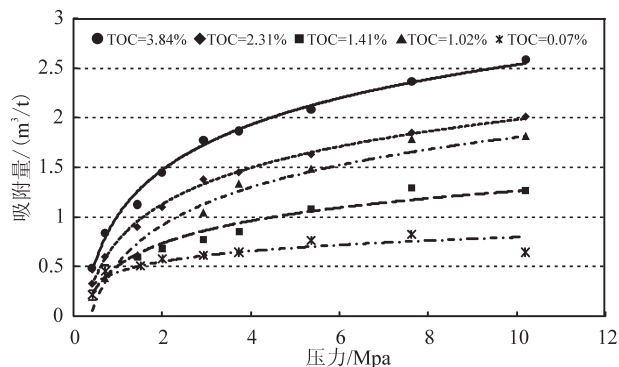


图6 元坝地区泥页岩 TOC-吸附气量相关图
Fig.6 Correlation of TOC and adsorption capacity between Da'anzhai Member shale and North America shale

大。在低压区,吸附量随压力增加呈近似线性增长,此后吸附量的增长率逐渐变小,直至吸附达到饱和状态。而在其他条件相同的情况下,泥页岩具有随温度升高吸附量降低的特点(图5),这是因为在温度相对较低的情况下,泥页岩对气体的吸附主要为物理吸附,其具有可逆性,温度越高,气体分子热运动越剧烈,游离气越多,吸附气越少,从而显示出随温度升高泥页岩吸附量减小的特点。

(2) 有机碳含量

Lu 等和 Hill 等通过实验研究得出有机碳含量与甲烷吸附能力之间存在良好的正相关线性关系,拟合系数在 $0.67\sim 0.99$,拟合率高^[29-30],说明 TOC 是控制页岩含气量的主控因素。测试结果显示,元坝地区湖相泥页岩同样表现出 TOC 越高,吸附气含量越大的特点(图6)。

(3) 热演化程度(R_o)

R_o 不仅直接影响泥页岩气的生气量,而且影响生烃后天然气的赋存状态、运移程度、聚集场所。元坝地区湖相含气页岩在 TOC 一定的情况下,成熟度增加,最大吸附气量(V_L)具有减少的趋势(图7)。通过计算 TOC、 R_o 2 个参数和吸附气量(V)的关系回归拟合公式,拟合公式为:

$$V = 0.4385 \times \text{TOC} - 2.3099 \times R_o + 5.4447 \quad (\text{式1})$$

由拟合公式计算的吸附气量 V 和 V_L 的线性回

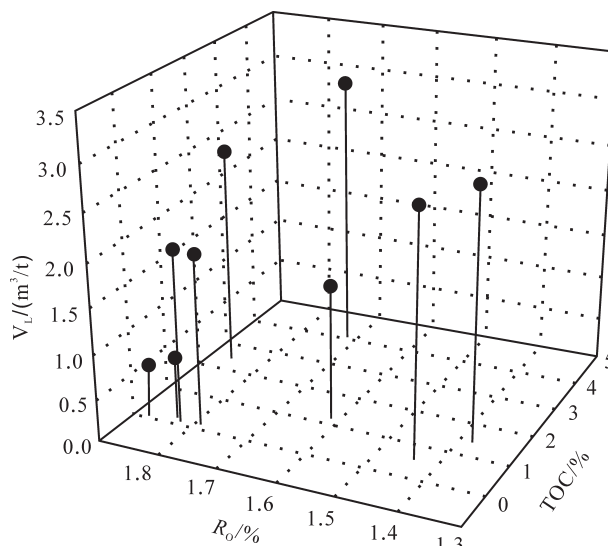


图7 泥页岩 V_L 与 TOC- R_o 的关系图
Fig.7 The relationship between V_L and TOC- R_o of the shale

可知计算效果良好,进行等温吸附曲线的9块样品的回归系数(R^2)为0.7108(图8)。通过系数标准化,可以得到TOC标准化系数为1.5781, R_o 标准化系数为0.3757。即TOC、 R_o 2个参数对于含气量的影响中TOC作用相对较大,有机质成熟度虽然相对略小,但在元坝地区湖相泥页岩含气性评价同样非常重要。

(4)矿物成分

页岩中的孔隙结构对页岩气的赋存状态具有重要的控制作用,而显微孔隙结构和吸附能力又受页岩物质组成的制约。通过统计、观察发现,元坝地区湖相含气页岩进行等温吸附曲线实验样品的TOC主要分布在0.07%~3.84%,硅质含量主要分布在35%~49.5%,粘土矿物主要分布于41.6%~57.9%,碳酸盐含量相对较低主要分布在0~10.8%。而在

TOC一定的情况下,随着硅质和粘土矿物增大,具有 V_L 增大的特征,碳酸盐含量影响规律则不太明显(图9)。

在此基础上,我们通过有机碳含量、粘土含量(k)、硅质(Q)、碳酸盐(c)和吸附气量(V)的关系回归拟合公式进行了吸附气量的计算,拟合公式为:

$$V=0.4741 \times \text{TOC} + 0.0056 \times Q + 0.0037 \times k + 0.9719 \quad (\text{式}2)$$

由拟合公式计算的 V 和 V_L 的线性回归可知计算效果良好,全部样品的回归系数(R^2)为0.6641(图10)。通过系数标准化,可以得到TOC标准化系数为0.1452,硅质标准化系数为0.000558;粘土矿物标准化系数为0.000315。即对于元坝地区湖相页岩吸附气量中有机碳含量影响最大,其次是硅质和粘土矿物;即硅质、粘土矿物与吸附气量都为正相关,但

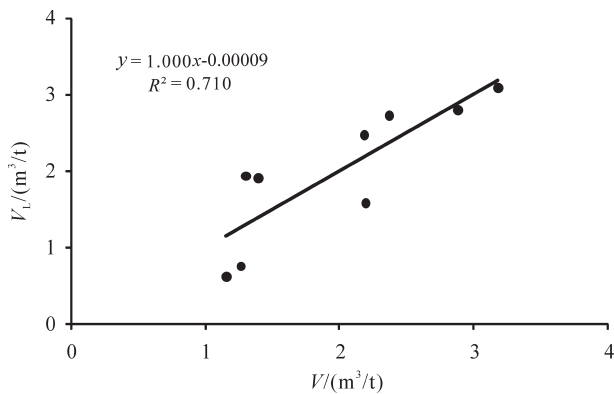


图8 V (式1计算)和 V_L 关系图
Fig.8 The relationship between V (calculated by Formula 1) and V_L

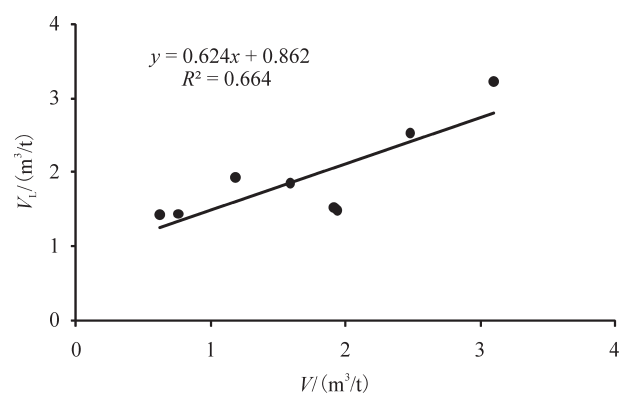


图10 V (式2计算)和 V_L 关系图
Fig.10 The relationship between V (calculated by Formula 2) and V_L

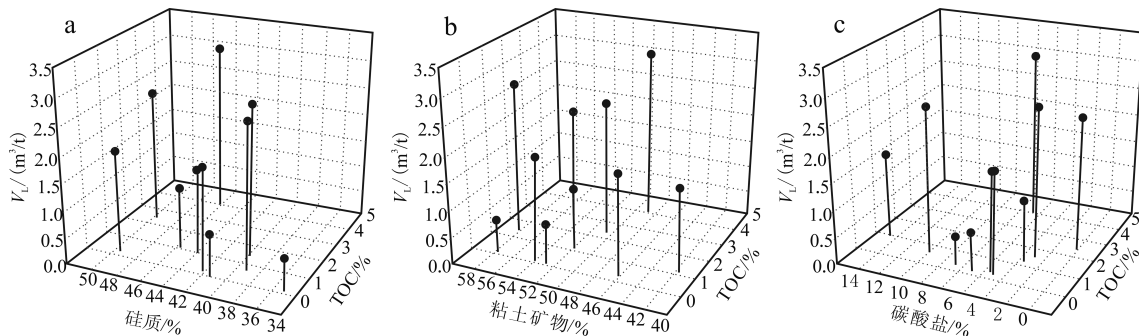


图9 泥页岩 V_L 与TOC-不同矿物的关系图
a— V_L 与TOC-硅质;b— V_L 与TOC-粘土矿物;c— V_L 与TOC-碳酸盐
Fig.9 The relationship between V_L and TOC versus different minerals of the shale
a— V_L and TOC versus siliceoide; b— V_L and TOC versus clay minerals; c— V_L and TOC versus carbonate minerals

影响远小于TOC。碳酸盐岩含量与吸附气量相关性不大。

3.1.2 游离气量影响因素

游离状态的页岩气存在于页岩的孔隙或裂隙中,可以自由流动的气体数量取决于页岩内自由的空间,因此游离气的含量与孔隙度成正相关关系,而孔隙度则受孔隙和裂缝发育的影响。由此可知孔隙和裂缝发育的影响因素制约着游离气的含量。

(1)孔隙

页岩的岩石骨架组成主要包括有机质、石英、粘土矿物、碳酸盐等,各成分的含量在一定程度上同样影响着孔隙度的大小。

元坝地区泥页岩孔隙度与有机质丰度呈正相关(图11),即有机碳含量越高,孔隙度越大,这主要是由于有机质在生烃过程中,形成了大量的有机质孔(图2-a)。

石英、长石为刚性矿物,其自身所提供的无机孔隙的孔体积和比表面积远远小于粘土矿物中的蒙脱石、伊蒙混层等矿物^[31];但由于其本身具有抗压

实能力比较强的特性,二者的存在会支撑骨架间的孔隙。研究发现,元坝地区泥页岩基质孔隙度与石英+长石的含量呈先正相关后负相关(在40%左右最大),即孔隙度随着石英+长石的含量具有先增大后减小的特点(图11)。

元坝地区粘土矿物类型主要为伊利石、绿泥石、伊蒙混层等,其各自对孔隙度的影响各不相同,但我们发现元坝地区泥页岩孔隙度与粘土矿物含量呈正相关的关系(图11);分析其原因是由于粘土矿物中伊蒙混层矿物提供了大量的比表面积和孔体积造成的^[29]。碳酸盐矿物主要是页岩沉积后演化过程中形成的,主要以方解石和白云石的形式充填在原生孔隙或裂缝中,因此碳酸盐矿物的存在导致孔隙度降低,碳酸盐含量和孔隙度呈负相关关系(图11)。

(2)裂缝

裂缝形成主要受内因和外因两大控制因素。其中,内因主要包括岩石、岩相和岩石矿物组成特征,外因主要包括区域构造应力、构造部位、沉积成

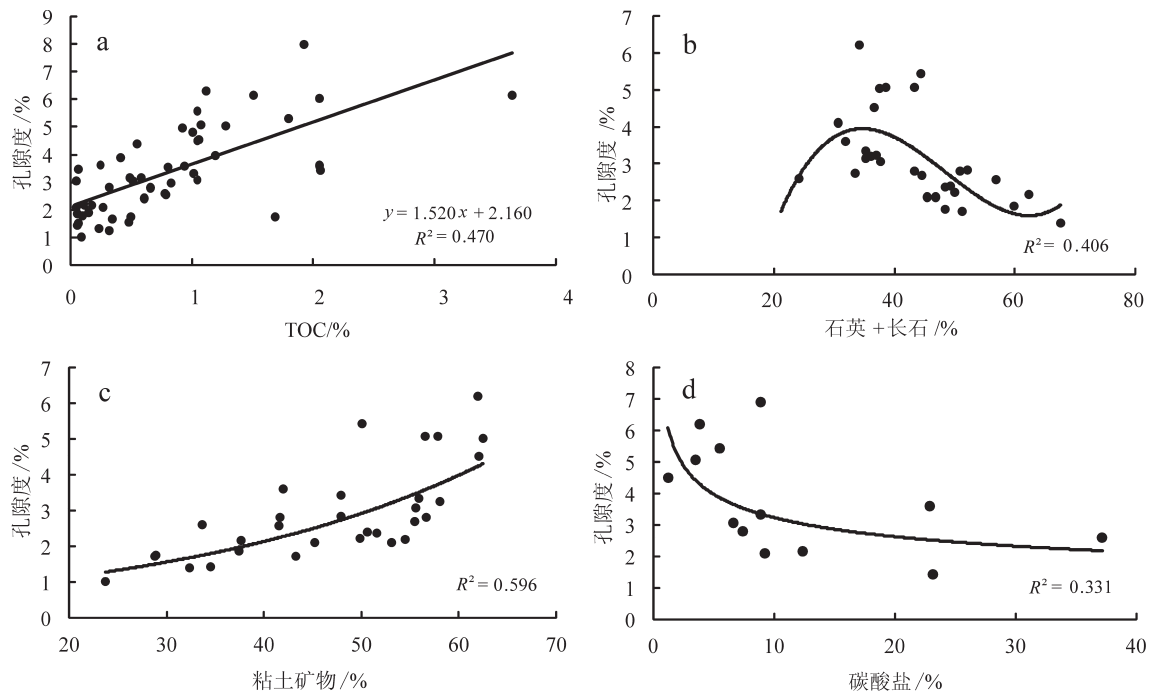


图11 元坝地区泥页岩孔隙度与不同岩石骨架成分含量关系图
a—孔隙度与TOC;b—孔隙度与石英+长石;c—孔隙度与粘土矿物;d—孔隙度与碳酸盐

Fig.11 The relationship between porosity and the content of different rock skeleton of the shale in Yuanba Area
a—Porosity versus TOC; b—Porosity versus content of quartz+feldspar;
c—Porosity versus content of clay minerals; d—Porosity versus content of carbonate minerals

岩作用和生烃过程产生的高异常地层压力。研究发现:①岩性是元坝地区大安寨段裂缝发育的基础;在相似的应力环境下,元坝地区脆性较高的富有机质泥页岩或富有机质泥页岩夹薄层(条带)的灰岩、砂岩相对于碳酸盐矿物和硅质含量低的更容易发育裂缝(图2-d)。②构造作用则是大安寨段泥页岩裂缝形成的关键因素;在构造应力高的地区,如褶皱构造转折端和断裂附近,构造裂缝发育。③沉积成岩作用对非构造缝形成起控制作用,如元坝地区泥页岩中常见的层间页理缝非常发育(图2-d),这是由于沉积过程中水动力条件发生变化以及沉积后固结时失水收缩而形成的;另外缝合线以及溶蚀缝都受到沉积成岩作用的影响;④富有机质泥页岩的生烃作用有利于超压破裂缝的形成;高演化阶段由于埋深增加、温度增高有机物质发生热解作用,局部形成异常高压膨胀,当压力达到岩石临界值时将发生破裂形成有机质演化超压破裂缝。

3.2 影响页岩气富集高产的主要地质要素

前面分析到,元坝地区大安寨段泥页岩的含气量明显受到 TOC、孔隙度、裂缝发育程度、地层温度、压力和矿物成分等因素的控制,这些因素从不同方面控制着页岩气的富集高产,并且有内在联系,受控于几个主要的地质要素。

3.2.1 浅湖、半深湖暗色泥页岩是湖相页岩气富集高产的基础

与海相沉积相比,湖相明显受水深、物源、古地貌等方面的影响,沉积变化快,沉积相带明显控制了富有机质泥页岩的空间展布。元坝地区大安寨段沉积物形成于滨湖、浅湖、半深湖等不同的沉积环境,通过对比分析发现,水体相对较深、相对缺氧的浅湖、半深湖是富有机质泥页岩分布的有利相带,富有机质泥页岩厚度大(图1),且 TOC 含量高,大多处于 0.5% 以上(图12)。而滨湖亚相虽然也有一定厚度的泥页岩分布,但 TOC 明显偏低,大多小于 1%,尤以小于 0.5% 含量最多(图12)。

3.2.2 岩相控制了物性特征及可压裂性

(1) 岩性组合控制了物性特征

在元坝地区大安寨段大二亚段地层中,浅湖-半深湖相带由于水体频繁升降变化,形成的多韵律型富有机质泥页岩夹薄层(条带)灰岩的岩性组合油气显示活跃,而在滨湖相带中则相对较差。油气

显示的差异性一方面是由于富有机质泥页岩或富有机质泥页岩夹薄层(条带)灰岩的岩性组合具有源储共生的特征,而相对厚层的砂岩、灰岩中的油气则主要是油气的二次运移造成了,虽然也相对近源,但仍有一定的差异性。另外一个决定性的因素则主要是不同岩性的储集物性造成的。研究发现,岩性组合明显控制了物性特征,其中富有机质泥页岩或富有机质泥页岩夹薄层(条带)灰岩的岩性组合物性较好(图3),分析其原因除了页岩层理以及页岩与薄层灰岩之间的层间缝影响之外,另外一个影响因素是有机质含量,通常富有机质泥页岩有机质含量比浅色泥页岩、砂岩和灰岩高,造成了有机质孔隙的大量发育(图2-a),而相对厚层的砂岩或灰岩则相对致密,孔隙度、渗透率明显偏小(图13),微孔、微缝相对不发育。

(2) 岩性组合控制了可压性

元坝地区大安寨段地层中不同的岩性具有不同含量的脆性矿物、泊松比和杨氏模量。较厚层的砂岩和灰岩虽然具有高含量的脆性矿物、低泊松比以及高杨氏模量的特点,但通常其含气量低,油气显示差,因此不予考虑。而富含有机质的纯泥页岩虽然具有 TOC 含量高、物性好以及含气量高的特点,但其粘土矿物总体较高,不利于后期的压裂改造;另外借鉴邻区 X1101 井岩心岩石力学特性参数测试结果发现,纯泥页岩具有相对略高的泊松比以及略低的杨氏模量的特点(表1),因此其可压性总体相对较差。而富有机质泥页岩夹薄层(条带)灰

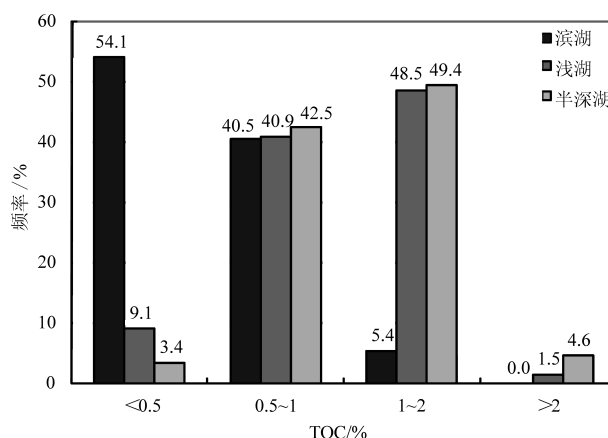


图12 不同沉积相 TOC 统计直方图
Fig.12 TOC statistic histogram for different sedimentary facies

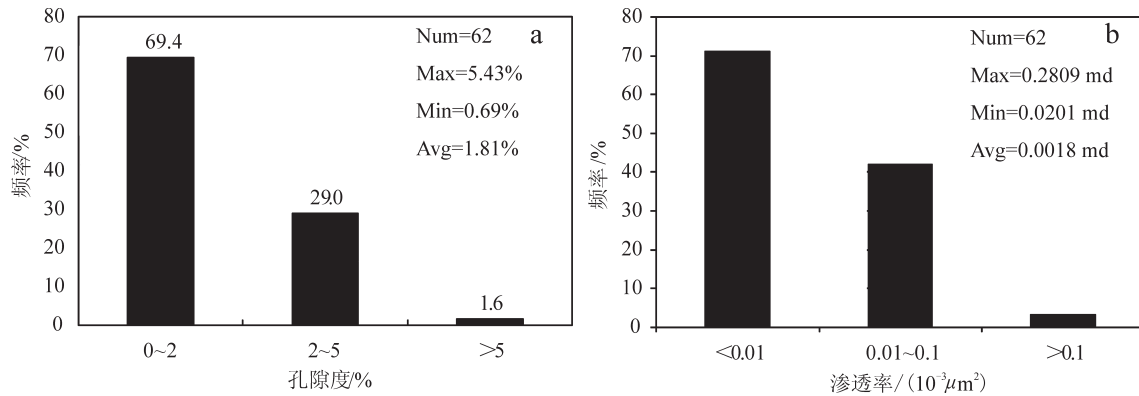


图 13 元坝地区中下侏罗统灰岩、砂岩孔隙度(a)、渗透率(b)统计直方图
 Fig.13 Porosity (a) and permeability (b) statistic histogram of the Middle and Lower Jurassic limestone and sandstone in Yuanba area

岩或砂岩则不仅具有页岩气生成和聚集的良好条件,同时该种岩性组合提高了脆性指数和杨氏模量,并降低了泊松比,特别是泊松比更是接近纯页岩的值(表1),因此有利于后期的压裂改造。

3.2.3 裂缝和“挡板”层控制了页岩气的高产

裂缝在页岩气藏中的具体作用,很多学者都进行过研究^[22,25-26,32],裂缝的发育不仅有助于泥页岩层中游离气体积的增加,还有助于吸附气的解吸,其发育程度是决定页岩气藏品质的重要因素。在断裂和较大规模裂缝不发育的情况下,我们发现元坝地区大安寨段具有裂缝和“挡板”层控制页岩气高产的特点。前面提到,Yb21井在下侏罗统自流井组大安寨段常规测试即获得高产工业气流(图1),分析其高产的因素除Yb21井位于富含有机质泥页岩(夹薄层或条带灰岩、砂岩)的浅湖相带,有利于页

岩气的富集这一因素之外,天然裂缝发育和“挡板”层的配套存在是主要原因。

(1)Yb21井岩性组合和构造位置决定其天然裂缝发育。Yb21井大二亚段的岩性主要为富含有机质泥页岩夹薄层或条带灰岩、砂岩,层间页理缝更发育(图1,图2-d);另外其位于构造应力高的构造转折端地区,构造缝相对发育。层间缝和构造裂缝的发育为页岩气的富集提供了更大的储集空间和更为广阔的运移通道。

(2)Yb21在大一亚段底部和大三亚段都存在相对致密的“挡板”层,这有利于页岩气的保存和富集(页岩气产层压力系数为1.61,大二亚段含气量为1.374 m³/t)。

另外,与Yb21具有相似构造位置、地质条件、裂缝发育程度并具有“挡板层”的Yb11井,在下侏罗

表 1 邻区 XI101 井大安寨段岩心岩石力学特性参数测试结果
 Table 1 Analytical results of rock mechanical parameters of Da'anzhai Member cores in XI101 well of an adjacent area

井深/m	岩性	试样编号	围压/Mpa	孔压/Mpa	抗压强度/Mpa	杨氏模量/Gpa	泊松比
2144.00~2150.00	页岩夹灰岩	垂 1	0	0	36.57	23.26	0.197
		水平 0°	0	0	40.51	24.15	0.228
		水平 45°	0	0	38.27	30.45	0.221
		水平 90°	0	0	80.4	46.45	0.196
2125.77~2131.50	介壳灰岩	垂 1	0	0	44.62	32.05	0.191
		水平 0°	0	0	47.96	30.83	0.19
		水平 45°	0	0	43.73	20.29	0.195
		水平 90°	0	0	45.77	30.18	0.216
2240.22~2246.31	页岩	垂 1	0	0	60.8	19.65	0.233
		水平 0°	0	0	42.63	27.16	0.245
		水平 45°	0	0	36.29	29.4	0.236
		水平 90°	0	0	46.75	26.922	0.223

统自流井组大安寨段大二亚段 3880.0~3940.0 m 进行常规测试,也获得 $14.44 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,验证了裂缝发育和“挡板”层对页岩油气高产的控制作用。

4 结 论

(1)元坝地区大安寨段泥页岩主要发育在浅湖、半深湖沉积相带,其具有厚度大、有机质丰度高、有机质类型好、热演化程度适中,储集物性以及含气性好,并具有可压性等特点,具备陆相页岩气形成的有利地质条件。

(2)元坝地区大安寨段泥页岩含气量中的吸附气量明显受到温度和压力、TOC、热演化程度(R_o)以及矿物成分的控制;吸附气量随压力升高而增大、随温度升高而降低;另外,其还与 TOC、硅质和粘土矿物呈正相关,与 R_o 呈负相关,而与碳酸盐矿物相关性不大,各因素影响程度为:TOC> R_o >硅质>粘土矿物>碳酸盐矿物。

(3)含气量中的游离气量受孔隙和裂缝发育的影响,其与孔隙度成正相关关系;其中反映孔隙发育程度的基质孔隙度与 TOC、粘土矿物含量呈正相关;与石英+长石呈先正相关后负相关(在 40%左右最大);与碳酸盐含量呈负相关;裂缝发育程度则受岩性、构造作用、沉积成岩作用以及生烃作用的控制。

(4)沉积相带、岩相、裂缝发育程度和“挡板”层是元坝地区大安寨段页岩气富集高产的主控因素。其中沉积相带控制了富有机质泥页岩的空间展布,岩相则控制了物性特征及可压裂性,裂缝和“挡板”层控制了页岩油气的高产。

参考文献(References):

- [1] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [2] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 551-578.
- [3] Bustin R M. Gas shale tapped for big pay[J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2): 5-7.
- [4] Warlick D. Gas shale and CBM development in North America[J]. Oil and Gas Financial Journal, 2006, 3(11): 1-5.
- [5] 郭彤楼,李宇平,魏志红,等.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.

- Guo Tonglou, Li Yuping, Wei Zhihong, et al. Reservoir-forming conditions of shale gas in Ziliujing Formation of Yuanba area in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscienc, 2011, 22(1): 1-7(in Chinese with English abstract).
- [6] 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.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(3): 219-225(in Chinese with English abstract).
- [7] 董大忠,程克明,王玉满,等.中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J].石油与天然气地质,2010,31(3):288-299.
- Dong Dazhong, Chen Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 288-299(in Chinese with English abstract).
- [8] 陈祥,严永新,章新文,等.南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩气形成条件研究[J].石油实验地质,2011,33(2):137-141.
- Chen Xiang, Yan Yongxin, Zhang Xinwen, et al. Generation conditions of continental shale gas in Biyang Sag, Nanxiang Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 137-141 (in Chinese with English abstract).
- [9] 梁狄刚,冉隆辉,戴弹申,等.四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J].石油学报,2011,32(1):8-17.
- Liang Digang, Ran Longhui, Dai Danshen, et al. A recognition of the prospecting potential of Jurassic large area and non-conventional oils in the central northern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 8-17(in Chinese with English abstract).
- [10] 陈会军,刘招君,朱建伟,等.相似类比面积丰度法估算页岩资源潜力——以茂名盆地为例[J].中国地质,2012,39(5):1427-1435.
- Chen Huijun, Liu Zhaojun, Zhu Jianwei, et al. The application of the acreage bearing likelihood ratio method to assessing oil shale resources: A case study of Maoming basin[J]. Geology in China, 2012, 39(5): 1427-1435(in Chinese with English abstract).
- [11] 汪凯明.桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件浅析[J].中国地质,2013,40(2):430-438.
- Wang Kaiming. Shale gas accumulation conditions of Devonian strata in Guizhong depression[J]. Geology in China, 2013, 40(2): 430-438(in Chinese with English abstract).
- [12] 姜呈馥,王香增,张丽霞,等.鄂尔多斯盆地东南部延长组长7段陆相页岩气地质特征及勘探潜力评价[J].中国地质,2013,40(6):1880-1888.
- Jing Chenfu, Wang Xiangzeng, Zhang Lixia, et al. Geological characteristics of shale and exploration potential of continental shale gas in 7th member of Yanchang Formation, southeast Ordos Basin[J]. Geology in China, 2013, 40(6): 1880-1888(in Chinese

- with English abstract).
- [13] 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, 32(z1): 107-114.
Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 32(z1): 107-114(in Chinese with English abstract).
- [14] 梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北坳陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 38(6): 693-699.
Liang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, et al. Reservoir forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in the Weixin Sag, Dianqianbei Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 38(6): 693-699(in Chinese with English abstract).
- [15] 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.
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156(in Chinese with English abstract).
- [16] 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.
Cheng keming, Wang Shiqia, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44(in Chinese with English abstract).
- [17] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地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.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230(in Chinese with English abstract).
- [18] 周德华, 焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测—以四川盆地建南地区侏罗系为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 109-114.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: A case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2): 109-114 (in Chinese with English abstract).
- [19] 倪楷. 元坝地区大安寨段页岩气藏的形成条件[J]. 天然气技术与经济, 2012, 6(4): 13-16.
Ni Kai. Shale-gas Reservoir-forming Conditions in Daanzhai Section, Yuanba Area[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2012, 6(4): 13-16(in Chinese with English abstract).
- [20] 李军, 陶士振, 汪洋成, 等. 川东北地区侏罗系油气地质特征与成藏主控因素[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(5): 732-741.
Li Jun, Tao Shizhen, Wang Zecheng, et al. Characteristics of Jurassic petroleum geology and main factors of hydrocarbon accumulation in NE Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 732-741(in Chinese with English abstract).
- [21] 邓康龄. 四川盆地柏垭—石龙场地区自流井组大安寨段油气成藏地质条件[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(2): 9-13.
Deng Kangling. Geological conditions of Daanzhai oil-gas reservoir forming in artesian well group of Baiya-Shilongchang region in Sichuan basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(2): 9-13(in Chinese with English abstract).
- [22] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [23] Bowker K A. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [24] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured shale gas potential in New York[C]. Annual Conference—Ontario Petroleum Institute, 2002: 1-16.
- [25] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multitrillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [26] Bowker K A. Recent developments of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2005, 42(6): 4-11.
- [27] Mavor Matt. Barnett Shale gas-in-place volume including sorbed and free gas volume: AAPG Southwest Section Meeting, Texas, 2003[C]. Fort Worth: Texas, 2003.
- [28] 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 等. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 308-317.
Li Yuxi, Qiao Dewu, Jiang Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 308-317(in Chinese with English abstract).
- [29] Lu X C, Li F C, Watson A T. Adsorption measurements in Devonian shales[J]. Fuel, 1995, 74, 599-603.
- [30] Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(3): 51-75.
- [31] 赵杏媛, 张有瑜. 粘土矿物与粘土矿物分析[M]. 北京: 海洋出版社, 1990: 43-44.
Zhao Xingyuan, Zhang Youyu. Clay Minerals and Analysis of Clay Minerals[M]. Beijing: Ocean Press, 1990: 43-44.
- [32] Engelder Terry, Lash Gary G, Uzcátegui Redescal S. Joint sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(7): 857-889.

The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai member continental shale gas in Yuanba area

WEI Xiang-feng¹, HUANG Jing², LI Yu-ping¹, WANG Qing-bo¹,
LIU Ruo-bing¹, WEN Zhi-dong¹

(1. Southern Company of Sinopec Exploration, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. Sichuan Keyuan Engineering Testing Center, Chengdu 610500, Sichuan, China)

Abstract: Taking Da'anzhai Member lacustrine shale in Yuanba area of Sichuan basin as the study area and based on the sample analysis of the experimental data and the observation of drilling cores, the authors evaluated the conditions for the formation of continental shale gas in Yuanba area and discussed the main factors controlling the enrichment and high production of the continental shale gas. Da'anzhai Member shale in Yuanba area is characterized by large thickness, high abundance of organic matter, good type of organic matter, moderate thermal evolution degree, good gas-bearing reservoir properties and fracturing performance, suggesting favorable geological conditions for the formation of continental shale gas. In Yuanba area, shale gas content of Da'anzhai Member lacustrine shale is higher, the adsorption capacity is affected by temperature and pressure, TOC, and the thermal evolution degree (R_o) and mineral composition; it is characterized by positive correlation with pressure, TOC, silica and clay minerals, negative correlation with temperature, R_o , and insignificant relationship with carbonate minerals. The influence extent is in order of TOC> R_o >siliceous>clay minerals>carbonate minerals. Free gas is influenced by the development of pores and fractures, and has a positive correlation with porosity. Matrix porosity that can reflect the porosity development degree has positive correlation with TOC, clay mineral content, positive correlation followed by negative correlation with quartz and feldspar (maximum 40%), and negative correlation with the content of carbonate. The development degree of fractures was controlled by lithology, tectonics, sedimentary diagenesis and hydrocarbon generation. The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai Member shale gas in Yuanba area included sedimentary facies, lithofacies and the degree of fracture development. The dark shale of the shallow and semi-deep lake constituted the foundation of the enrichment and high production of lacustrine shale gas. The intercalated thin layers (or stripes) of limestone or sandstone with organic-rich shale in the shallow-semi deep lake were favorable for hydraulic fracturing in the later period. The fractures and the "baffle" layer controlled high production of continental shale oil and gas.

Key words: continental shale gas; reservoir forming conditions; enrichment and high production; controlling factors; Da'anzhai Member; Yuanba area

About the first author: WEI Xiang-feng, male, born in 1984, doctor candidate, engineer, majors in sedimentology and unconventional oil and gas geology research; E-mail: weixiangfeng1984@163.com.