

渝东南彭水地区彭页 1 井龙马溪组储层特征及含气性研究

李 萧¹,王丙贤²

1. 中国石油大学 胜利学院,山东 东营 257061; 2. 中石化石油工程设计有限公司,山东 东营 257061

摘 要: 渝东南地区是我国页岩气勘探开发的重点地区. 以彭水地区彭页 1 井龙马溪组泥页岩为研究对象,结合钻井资料、全岩分析、薄片观察、扫描电镜、核磁共振与氮气吸附等实验,对页岩岩矿特征、有机地球化学、储层特征与含气性进行系统分析. 研究表明:彭页 1 井龙马溪组泥页岩厚度约 80 m,脆性矿物含量高,以石英为主,约占 48%,其次为长石与碳酸盐矿物;黏土矿物占 29%,以伊利石为主,占黏土矿物总量的 65%,与美国 Barnett 页岩矿物成分及含量相近,有利于后期压裂. 该井区页岩有机质类型为 II₂ 型,TOC 为 1%~3%,平均 1.84%,成熟度 2.5%~4.4%. 储集空间多为纳米级—微米级孔隙,有机质孔和粒间孔为主,可见粒内溶蚀孔、微裂隙、黏土矿物层间孔和少量晶间孔,平均孔隙度 2.43%,孔径以微小孔为主,介于 2~80 nm,渗透率主要集中在 0.005~0.01 mD,含气性中等—偏低,解析气量平均 1.15 m³/t,饱和吸附量(V_L)平均 2.56 m³/t,均低于 Barnett 页岩和焦页 1 井的含气量,有机质丰度、储层孔隙度是该区页岩含气量的主控因素,其次还受脆性矿物和黏土矿物含量影响.

关键词: 彭页 1 井;龙马溪组页岩;储层特征;含气性;渝东南

STUDY ON THE RESERVOIR CHARACTERISTICS AND GAS-BEARING PROPERTY OF LONGMAXI FORMATION IN PY-1 WELL, SOUTHEAST CHONGQING

LI xiao¹, WANG Bing-xian²

1. Shengli College, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China;
2. Sinopec Petroleum Engineering Corporation, Dongying 257061, Shandong Province, China

Abstract: The southeast of Chongqing is a key area for shale gas exploration and development in China. Taking the shale of Longmaxi Formation in PY-1 well, Pengshui area as the object, combined with the drilling data, whole rock analysis, thin section observation, scanning electron microscope (SEM), nuclear magnetic resonance and nitrogen adsorption experiments, the paper systematically analyzes the rock-mineral characteristics, organic geochemistry, reservoir characteristics and gas-bearing property of the shale. The study shows that the shale is about 80 m thick with high brittle mineral content, mainly quartz accounting for about 48%, followed by feldspar and carbonate minerals. The clay minerals account for 29%, mainly illite accounting for 65% of the total, similar to the mineral composition and content of American Barnett shale, which is conducive to the later fracturing. The organic matter type of shale is II₂ with TOC of 1%~3% (averagely 1.84%) and maturity of 2.5%~4.4%. The reservoir space is mostly nano-micron scale pore, mainly organic matter pore and intergranular pore. The intragranular dissolution pores, microfissures, intergranular pores of clay mineral and a few intercrystalline pores are seen with average porosity of 2.43%, micro-pore dominated

收稿日期:2019-06-24;修回日期:2019-11-11. 编辑:李兰英.

基金项目:山东省高等学校科研发展计划项目“新型纳米荧光示踪剂的应用机理研究”(J18KA205);国土资源部“全国油气资源战略选区调查与评价”专项(2009YXQ15-07-05).

作者简介:李萧(1987—),女,硕士,讲师,现从事页岩气、煤层气地质评价研究工作,通信地址 山东省东营市东营区北二路 731 号,E-mail//136930394@qq.com

(pore diameter of 2–80 nm), and permeability of 0.005–0.01 mD. The gas-bearing property is moderate-low with average desorbed gas of 1.15 m³/t, and average saturated adsorption capacity (VL) of 2.56 m³/t, both lower than the gas content of the Barnett shale and JY-1 well. The organic matter abundance and reservoir porosity are the main controlling factors of shale gas content in the area, followed by the contents of brittle and clay minerals.

Key words: PY-1 well; shale of Longmaxi Formation; reservoir characteristics; gas-bearing property; southeast Chongqing

0 引言

近年来四川盆地页岩气勘探开发是我国非常规油气勘探的热点与重点领域,相继形成涪陵、长宁–威远等页岩气商业开发基地,同时持续加大了对四川、重庆、贵州等区域页岩气勘查力度^[1-5].在渝东南秀水与彭水地区开展了秀页1井、渝页1井和彭页1井等勘探工作,发现下志留统龙马溪组泥页岩具备分布广、厚度大、有机质含量高,生烃潜力强等优越的油气地质条件^[6-7].彭水地区目前研究成果主要集中于区域构造活动、地层分布特征、岩相古地理与沉积环境和地球化学特征、成藏条件等方面^[6,8-9],对彭页1井井区内龙马溪组泥页岩岩矿特征、储层孔隙类型、物性、含气性及其控制因素方面研究相对薄弱^[10],因此,本文结合钻井第一手资料、全岩分析、薄片与扫描电镜观察、核磁共振与氮气吸附等实验结果,对井区内储层特征与含气性进行系统研究,为该区后期进一步勘探提供一定的地质依据.

1 区域地质概况

研究区位于渝东南地区,构造位置上东邻雪峰山隆起,西北与四川盆地相接,隶属中上扬子板块^[11],与扬子地台的区域构造演化具有一致性,多期构造运动改造叠加,造成了扬子地台复杂的构造形态.加里东运动期,受康滇古陆和龙门山海陆隆升作用影响,研究区整体抬升且呈现西高东低、隆拗相间的构造格局,构造形迹沿北东向分布,可划分为利川复向斜、中央复背斜2个次级构造单元(图1).该区主要发育寒武系、奥陶系、志留系以及二叠系,其他地层缺失.下古生界东部沉积水体较深,多为深水海湾沉积环境,且沉积物供给充足,沉积了两套黑色泥岩,即下寒武统牛蹄塘组广海陆盆–半深海相富有机质黑色碳质泥页岩和下志留统龙马溪组富有机质、富含笔石的黑色泥页岩,均具有厚度大(40~120 m)、埋藏浅和裂缝发育等特点,是目

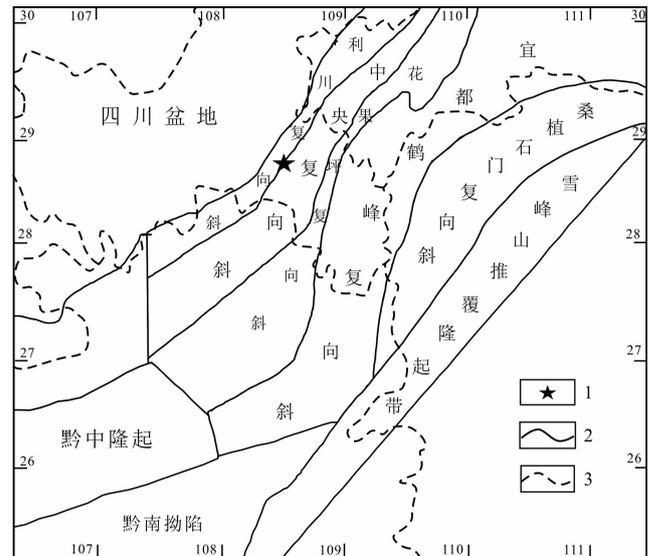


图1 研究区构造简图

Fig. 1 Tectonic sketch map of the study area

1—彭页1井 (PY-1 well); 2—构造单元 (tectonic unit); 3—省界 (provincial boundary)

前我国南方页岩气开发的主要目的层段.区内彭页1井钻井深度2525 m,龙马溪组泥页岩厚度达80 m,但地层埋藏相对较深^[11](图2).

2 储层基本特征

2.1 矿物学特征

彭页1井龙马溪组泥页岩主要为灰黑色、黑色泥岩和砂质泥岩,含有大量笔石化石,水平层理发育.全岩与显微组分揭示黑色页岩段含有石英、钾长石、斜长石、方解石、白云石、黏土矿物以及少量黄铁矿矿物,其中,石英含量占40%~66%,平均47.64%.钾长石和斜长石1%~23%,平均12%.方解石和白云石3%~20%,平均9%.黏土矿物14%~45%,平均28.54%.脆性矿物以石英为主,占脆性矿物总量的70%,其次为长石,碳酸盐矿物(图3),整体上脆性矿物占全岩的69%.本区泥页岩与美国Barnett泥页岩矿物组分相似,从岩石

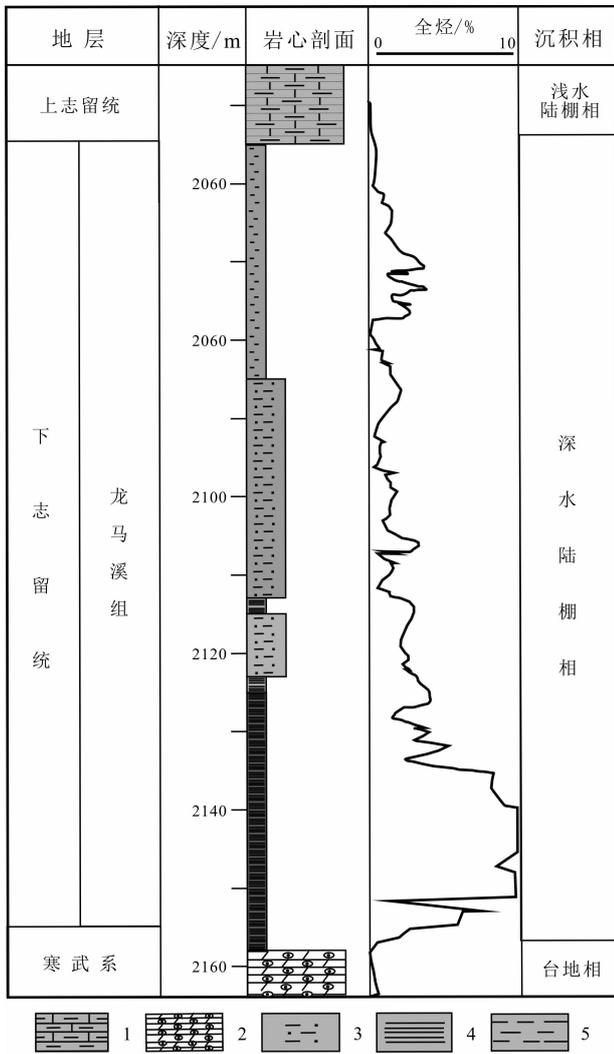


图2 彭页1井沉积地层特征

Fig. 2 Sedimentary sequence in PY-1 well

1—泥质灰岩(argillaceous limestone); 2—鲕状灰岩(oolitic limestone); 3—砂质泥岩(sandy mudstone); 4—泥页岩(mud shale); 5—泥岩(mudstone)

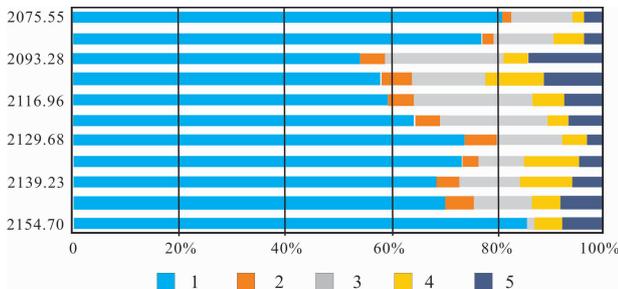


图3 龙马溪组泥页岩脆性矿物含量图

Fig. 3 Brittle mineral content in the shale of Longmaxi Formation
1—石英(quartz); 2—钾长石(potash feldspar); 3—斜长石(plagioclase); 4—方解石(calcite); 5—白云石(dolomite)

学角度应属于优质储层(图4). 黏土矿物主要有伊利石、伊蒙混层、绿泥石(图5), 其中以伊利石为主, 约占65.1%, 伊蒙混层占21.2%, 绿泥石占13.7%. 伊利石含量高导致该区泥页岩吸附能力强.

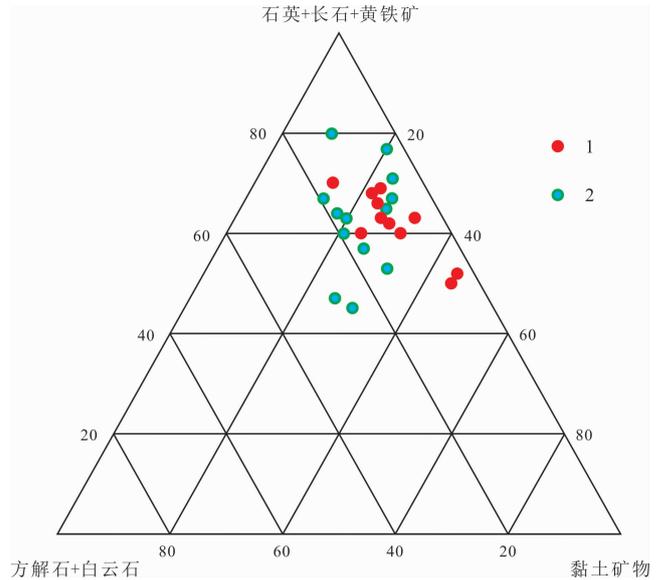


图4 龙马溪组与美国Barnett页岩矿物成分图

Fig. 4 Mineral compositions of Longmaxi Formation and American Barnett shale

1—彭页1井页岩(PY-1 shale); 2—Barnett页岩(Barnett shale)

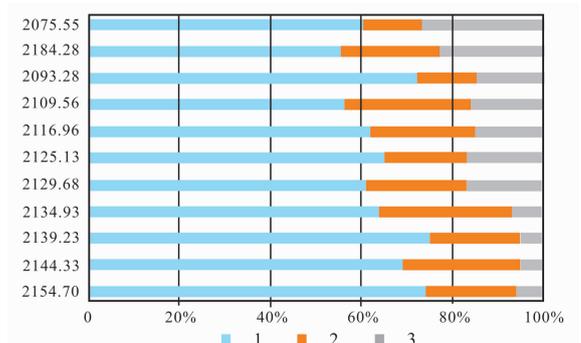


图5 龙马溪组泥页岩黏土矿物含量图

Fig. 5 Clay mineral content in the shale of Longmaxi Formation
1—伊利石(illite); 2—伊蒙混层(illite-montmorillonite mixed layer); 3—绿泥石(chlorite)

2.2 有机地球化学特征

根据彭页1井测井曲线、全烃含量以及有机地化数据分析, 确定龙马溪组下部2050~2158 m为有利含气泥页岩层段, 共计108 m. 黑色页岩有机质类型以II₂型为主, 其次为II₁干酪根, 其中, 腐泥组55%~78%, 平均67.7%. 惰质组22%~45%, 平均32.3%(图6).

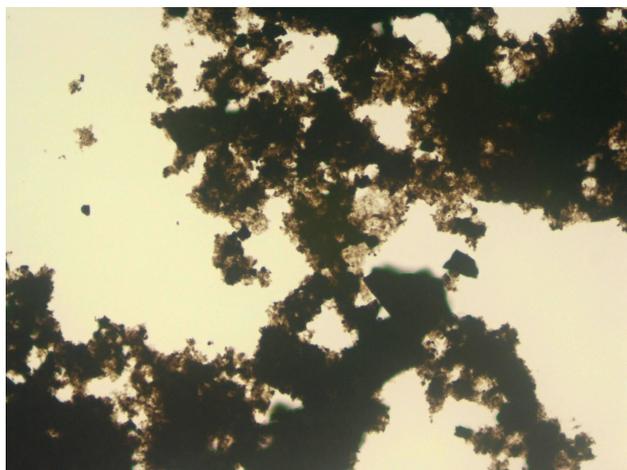


图 6 龙马溪组黑色页岩显微组分

Fig. 6 Micro-components of the black shale of Longmaxi Formation

TOC 含量中等偏好,含量 1%~5%,平均 1.84%。有机质成熟度 R_o 较高,主要分布于 2.5%~4.4%,属于过成熟阶段,处于热裂解生气阶段。从地球化学指标可见,该

层段属于优质烃源岩,生烃潜力大。

3 储层孔隙特征

泥页岩作为非常规储集层,有别于砂岩储层,主要表现为微米级、纳米级微孔隙,且孔隙类型多样。鉴于研究区海相富有机质泥页岩储集空间的特殊性,本次研究应用了常规的扫描电镜、氩离子抛光场发射扫描电镜、CT 扫描等手段对其孔隙结构形态进行观察和描述。同时,根据 Loucks 等^[12]提出的页岩孔隙分类方案,将该区龙马溪组泥页岩微观孔隙划分为有机质孔、无机矿物孔及微裂隙 3 大类,其中,有机孔主要包括有机质孔隙和生物化石内孔隙。无机孔主要包括粒间孔、晶间孔、粒内溶蚀孔、黏土矿物层间孔,粒间孔所占比最大,近 50%,且不同孔隙类型、孔隙结构与分布特征差异较大,多为微米级、纳米级,孔径呈双峰分布,即

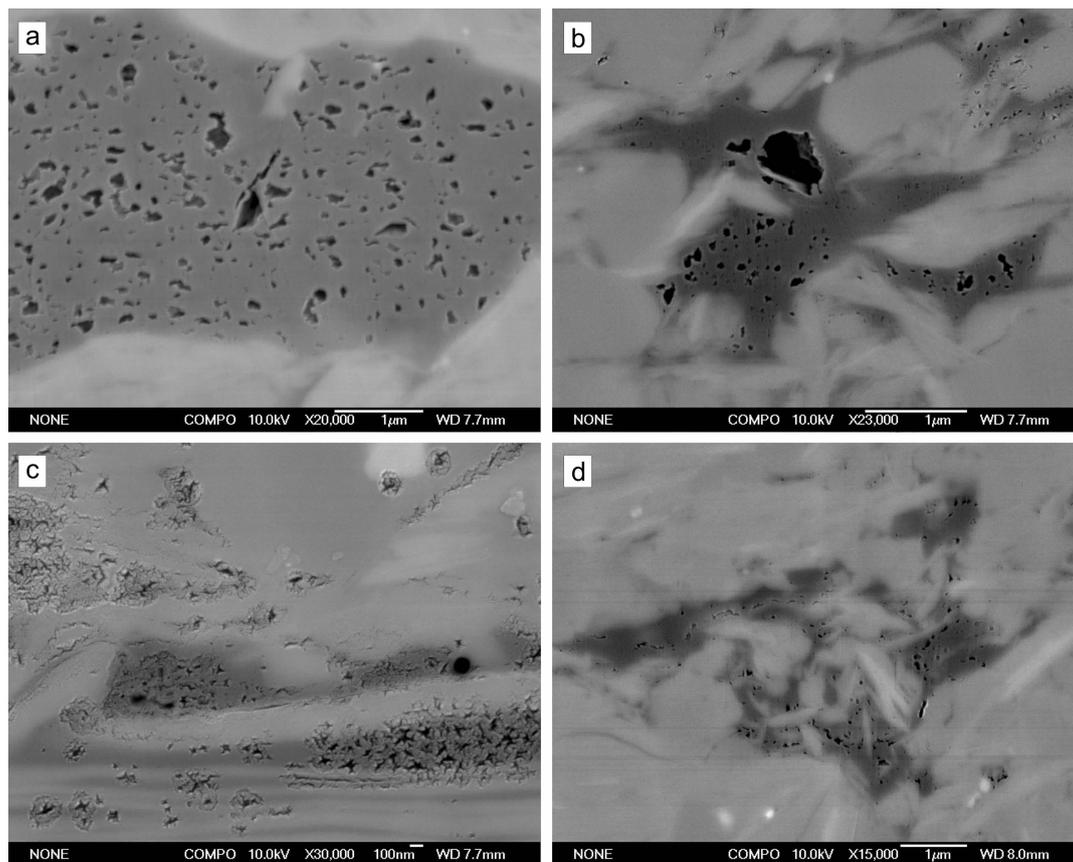


图 7 龙马溪组泥页岩有机质孔隙类型及特征图

Fig. 7 Pore types and characteristics of organic matter in the shale of Longmaxi Formation

a—不规则多边形孔(irregular polygonal pore); b—圆形椭圆形孔,最大孔径 745.43 nm(round/oval pore with maximum diameter of 745.43 nm); c—复杂网脉状孔(complex net-vein pore); d—线状串珠状孔(linear and moniliform pore)

2~80 nm 和 20 000~126 000 nm 两个峰值区,反映了彭页 1 井区龙马溪组页岩介孔、微孔、宏孔和微裂隙都有发育,其中介孔是孔隙的主要贡献者,约占 74%.

3.1 有机质孔

有机质孔是泥页岩有机质内部由于生烃后有机质体积缩小及气体排出而形成的孔隙. 彭页 1 井龙马溪组泥页岩有机质孔孔隙形态类型多样,主要有不规则多边形孔、圆形椭圆形孔、复杂网脉状孔和线状串珠状孔,孔径几纳米至几百纳米,分布非均质强,往往暗色有机质富集区有机质孔发育(图 7),其发育形态、规模直接影响着页岩气赋存于富集程度.

3.2 无机矿物孔

3.2.1 粒间孔

粒间孔是泥页岩沉积时,不同矿物或同种矿物颗粒之间互相支撑形成的原生孔隙. 彭页 1 井龙马溪组泥页岩发育石英、长石、碳酸盐岩屑、黏土矿物以及黄铁矿等颗粒支撑形成的粒间孔,孔隙形态多样,可见三角形、多边形等(图 8a、d)以及黄铁矿与有机质边缘形

成呈包裹式共存的粒间孔,孔径约 260 nm(图 8e). 通常,粒间孔不仅颗粒间连通,也可连通有机质孔形成孔喉状网络体系,增强渗透效果^[13]. 同时,薄片状高岭石、伊利石等黏土矿物层间易发育狭长型粒间孔(图 8b),延伸长度差异较大,其与黏土矿物结晶程度与颗粒大小有关,孔隙连通性一般较差.

3.2.2 粒内孔

粒内孔多为不稳定矿物或岩屑经溶蚀作用而形成的粒内溶蚀孔,通常碳酸盐岩矿物、岩屑、长石、钙质化石等遇到有机酸极易发生溶蚀作用. 该井龙马溪组页岩段粒内孔较发育,孔隙形态多为长条形、近圆形,孔径大小不一,几十纳米至几微米均可见(图 8c、f),零散孤立分布,孔隙间连通性较差,但由于粒内孔多赋存于脆性矿物和岩屑内,受人工压裂作用易形成诱导裂缝,进而沟通粒内孔,形成复杂渗流通道.

3.2.3 晶间孔

彭页 1 井龙马溪组页岩中见草莓状、球状黄铁矿,有时晶体间堆积不紧密,可形成晶间孔,孔径几十纳米

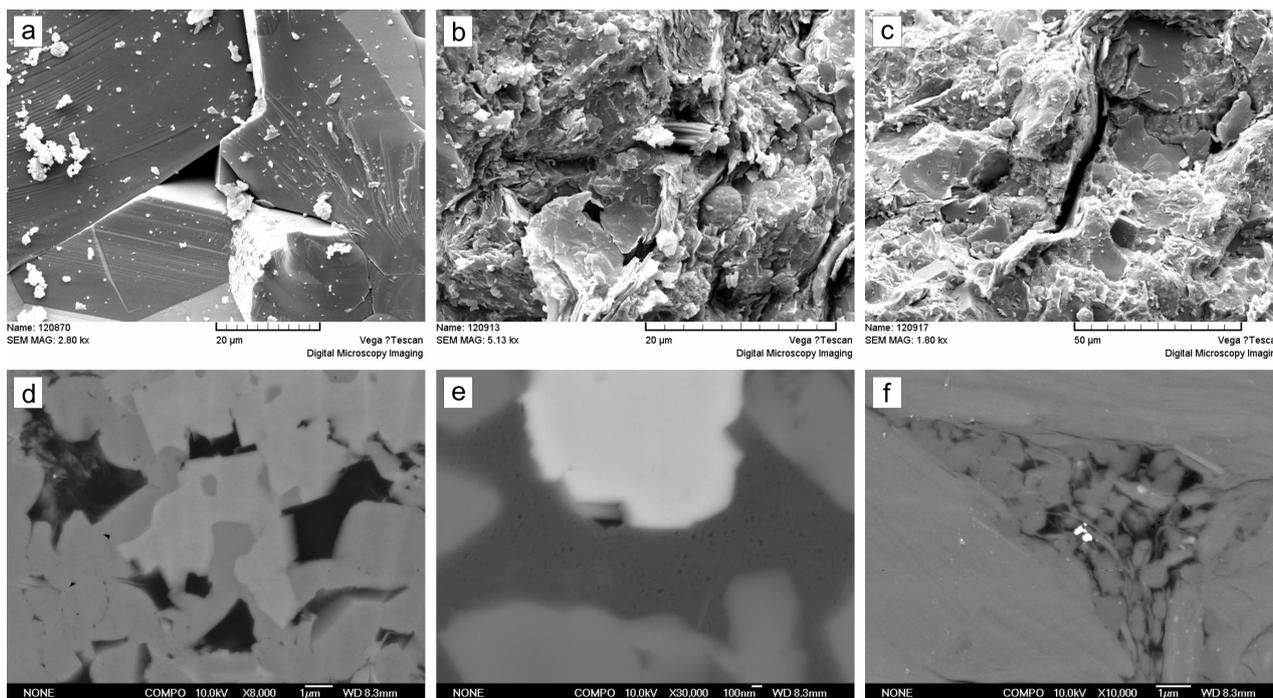


图 8 龙马溪组泥页岩无机质孔类型及特征

Fig. 8 Pore types and characteristics of inorganic matter in the shale of Longmaxi Formation

a—碎屑粒间孔,孔径约 12.07 μm (detrital intergranular pore with diameter about 12.07 μm); b—黏土矿物层间粒间孔,孔径约 4.41 μm (intergranular pore of clay mineral with diameter about 4.41 μm); c—碎屑粒内孔,孔径约 3.61 μm (detrital intragranular pore with diameter about 3.61 μm); d—碎屑粒间孔,最大孔径 4.49 μm (detrital intergranular pore with maximum diameter of 4.49 μm); e—有机质与黄铁矿间粒间孔,孔径约 262 nm (intergranular pore between organic matter and pyrite with diameter about 262 nm); f—碎屑粒内孔 (detrital intragranular pore)

至几百纳米,连通性差,且不为该层段的主要孔隙类型.

3.3 微裂隙

彭页 1 井龙马溪组泥页岩样品发育大量微裂隙,其宽度与延伸长度分布范围较大,宽度可达几纳米至几百纳米,长度可达几微米,局部被石英、方解石和沥青充填.根据微裂隙发育位置与成因,可进一步划分为黏土矿物成岩收缩缝(图 9a:长约 54.74 μm ,宽约 1.31 μm)、构造微裂隙(图 9b:长 5.55 μm ,宽 169.11 nm)、矿物结晶微裂隙以及有机质收缩缝,黏土矿物成岩收缩缝.矿物结晶缝多发育于颗粒内部,延伸长度较短,主要受颗粒大小决定.而构造微裂隙与有机质收缩缝,在颗粒内部和边缘均可发育,平直窄长分布,长度可达 80 μm .微裂隙不仅是页岩气的储集空间,同时其连通不同类型的孔隙,形成立体网络状渗流空间,是页岩气重要的运移通道.

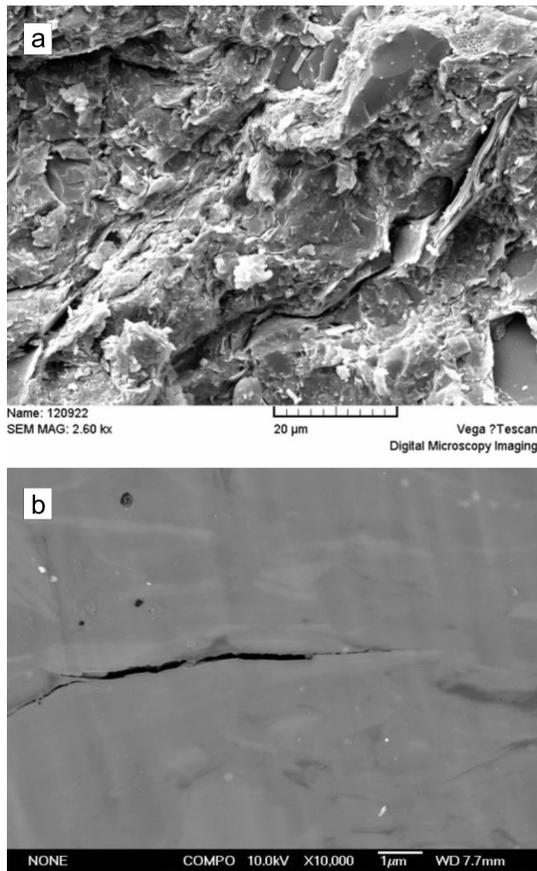


图 9 龙马溪组泥页岩微裂隙类型

Fig. 9 Microfissure types and characteristics of shale in Longmaxi Formation

a—成岩收缩缝(diagenetic contraction fracture); b—构造微裂隙(structural microfissure)

3.4 孔径分布

核磁共振是通过磁场强度来对岩石孔隙内流体的核磁信号进行检测,以获取流体的 T_2 谱分布,其 T_2 弛豫时间与岩石有效孔隙半径、分布特征和比表面积存在着一定关系,弛豫时间可间接反映孔径大小, T_2 数值越小其对应的孔隙半径越小,反之越大.对彭页 1 井 6 块岩样进行核磁共振试验,结果显示,该井龙马溪组页岩的 T_2 谱多呈宽间距双峰形态,左峰幅度高,右峰幅度低,反映出该层段以微小孔为主,也发育少量中大孔和微裂隙.以 6 号样品为例,微小孔的峰主要分布在 $T_2=0.5\sim 6.5$ ms 之间,其典型特点是离心前后的 2 个 T_2 谱差别较小.中大孔的峰主要分布在 $T_2=15\sim 115$ ms 之间,其峰值一般较微小孔峰要小,该峰的典型特点是离心后谱峰消失.裂隙/微裂隙峰主要分布在 $T_2>350$ ms 段,该峰仅见于部分裂隙/微裂隙发育的样品,且该峰经离心实验后会消失(图 10).

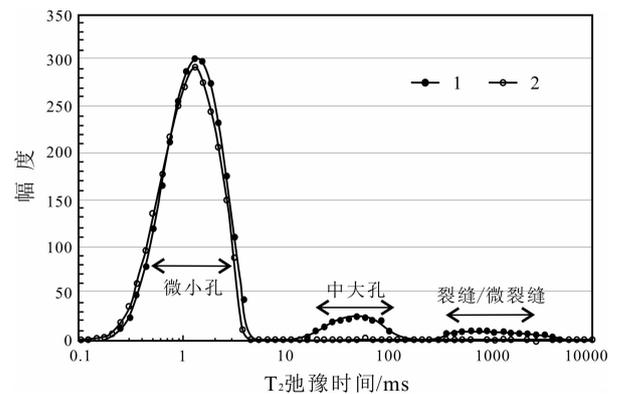


图 10 龙马溪组泥页岩样品核磁共振孔隙结构特征

Fig. 10 Pore structure characteristics of the shale of Longmaxi Formation by NMR

1—饱和状态(saturation state); 2—200 psi 离心后(200 psi centrifugal)

4 储层物性特征

泥页岩储层多为特低孔、特低渗的物性特征,主要发育纳米—微米级孔隙,孔隙类型与结构复杂,其储层物性好坏直接决定其聚集和后期开发效果.通常孔隙度好坏决定油气赋存能力,渗透性好坏控制油气产能.彭页 1 井孔隙度为 1.67%~3.17%,平均 2.43%,主要集中在 2%~3%,占 80%左右(图 11),垂向上主要分布于 2 075~2 160 m 之间.通过高压压汞和 N_2 吸附实验可知,该层段泥页岩呈突降型压汞曲线,发育细颈瓶孔

隙,微孔与中孔、大孔及裂缝串联配置,孔喉细小,连通性差,非均质性强^[14]. 泥页岩渗透率分布在 0.000515~0.01245 mD 之间,主要集中在 0.005~0.01 mD, 约占 70%,平均 0.00604 mD(图 12). 孔隙度与渗透率呈正相关关系(图 13),相关系数达到 0.841,渗透率与石英含量也呈一定正相关性(图 14). 与北美商业开采的页岩储层孔隙度、渗透率相比,该井孔隙度偏小,渗透率处于中等水平.

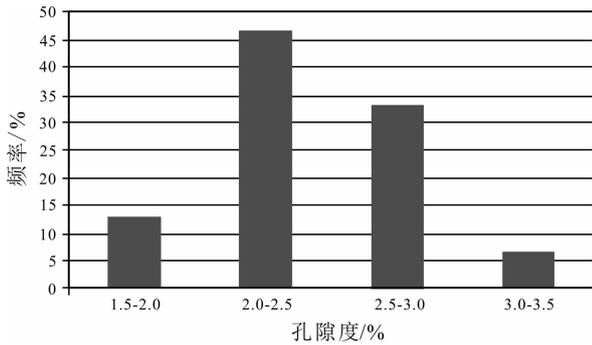


图 11 龙马溪组泥页岩孔隙度频率分布图

Fig. 11 Porosity frequency histogram for the shale of Longmaxi Formation

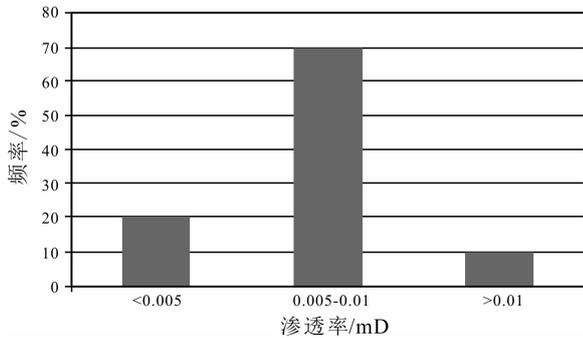


图 12 龙马溪组泥页岩渗透率频率分布图

Fig. 12 Permeability frequency histogram for the shale of Longmaxi Formation

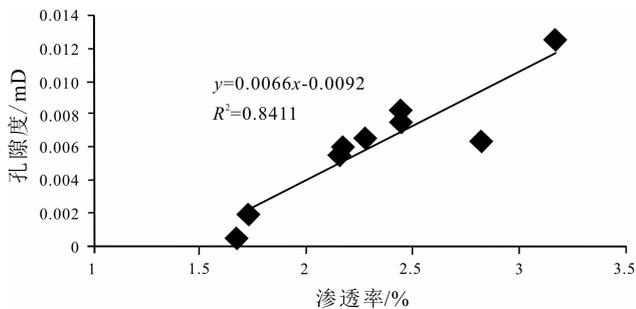


图 13 孔隙度与渗透率的正相关性

Fig. 13 Positive correlation between porosity and permeability

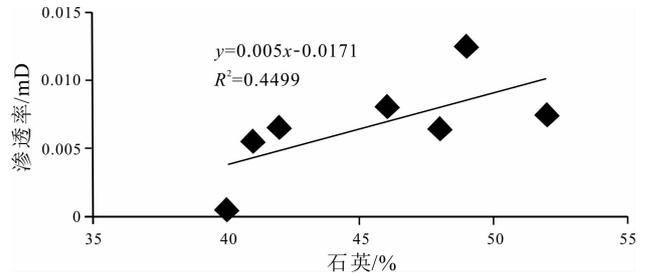


图 14 泥页岩石英含量与渗透率的正相关性

Fig. 14 Positive correlation between quartz content and permeability

5 含气性特征

页岩含气量是评价页岩气资源潜力与衡量页岩气目标区是否具有经济开采价值的重要指标. 彭页 1 井现场气测录井显示, 龙马溪组下部有机碳含量大于 2%的层段中, 2113~2158 m 段全烃含量比较明显, 为含气页岩的有效层段, 气测显示均表现为高全烃、高甲烷异常, 曲线为箱形, 局部为锯齿状, 气测值与气层相近或略高. 26 块页岩样品现场含气量解析结果显示, 龙马溪组页岩总解析气量为 0.19~2.46 m³/t, 平均为 1.15 m³/t, 与美国 Barnett 页岩的含气量(8.49~9.91 m³/t)、焦石坝焦页 1 井含气量(1.52~8.85 m³/t)相比, 彭页 1 井龙马溪组含气量偏低.

另外, 选取 6 块岩样分别在 40、50、60、70 和 80℃ 恒温不同压力下进行等温吸附实验, 结果显示在 80℃、压力 12 MPa 下, 饱和吸附量(VL)为 1.03~3.91 m³/t, 平均 2.59 m³/t, 低于焦页 1 井饱和吸附量(平均 3.19 m³/t), 但高于渝页 1 井饱和吸附量(1.98 m³/t). 这主要受构造抬升和有机质含量影响. 由于渝页 1 井龙马溪组构造抬升较高, 上覆地层剥蚀严重, 导致吸附气发生解吸作用所散失. 同时吸附气含量与有机碳含量呈正相关性, 吸附气量随有机碳含量的增加而增加.

6 含气性控制因素探讨

页岩气以吸附态和游离态两种形式赋存于页岩中, 前者主要以吸附气形式吸附在有机质表面, 后者以游离气形式赋存在页岩孔隙中. 本次研究针对彭页 1 井龙马溪组页岩有机质丰度、成熟度、脆性矿物、黏土矿物、储层物性等参数对含气性的影响进行分析, 认为该井区石英、碳酸盐岩、伊利石、有机质丰度及孔隙物性是控制页岩含气性的主要因素.

6.1 有机质丰度

彭页1井有机质丰度与总含气量、吸附气量均呈正相关性,相关系数高,有机碳含量越好,含气量越高(图15~17),这也与Rose等学者认识一致,有机质含量是页岩含气量的主控因素.有机质成熟度与吸附气量呈较好的正相关性,与总含气量呈负相关性,是由于

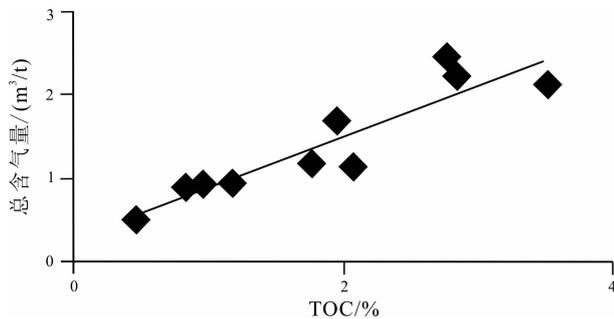


图15 总有机碳含量与总含气量的正相关性

Fig. 15 Positive correlation between TOC and total gas content

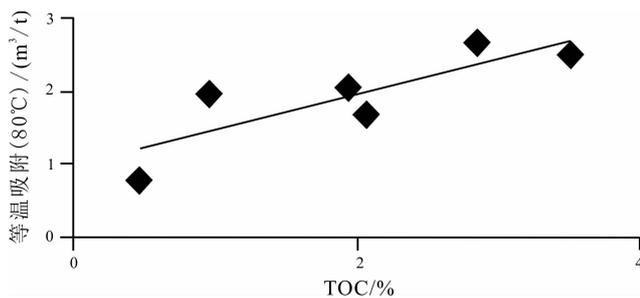


图16 总有机碳含量与吸附气量的正相关性

Fig. 16 Positive correlation between TOC and adsorbed gas content

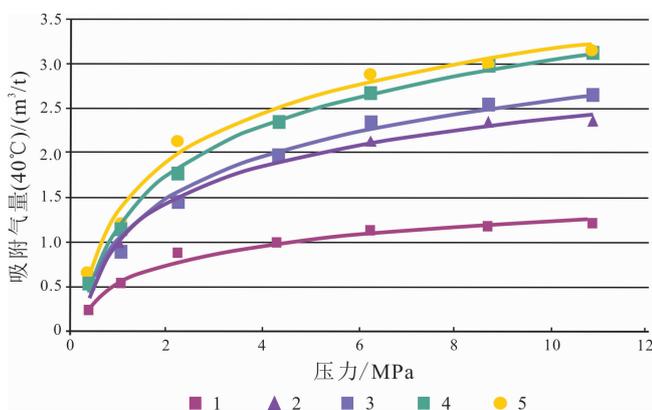


图17 龙马溪组不同TOC页岩与吸附气含量特征

Fig. 17 Adsorbed gas content in shales with different TOC of Longmaxi Formation

1—TOC=0.46; 2—TOC=0.96; 3—TOC=1.95; 4—TOC=2.85; 5—TOC=3.52

页岩热演化程度提高,可形成大量有机质孔,增加了有机孔体积,进而使页岩吸附能力提高,但同时热演化程度越高,成岩作用越强,次生矿物转化、胶结物增多,使原有的粒间孔减少以及大量的有机质排烃,导致页岩游离气减少,进而使总含气量减少.

6.2 储层孔隙度

研究认为储层物性直接控制含气量大小.彭页1井泥岩储层孔隙度与总含气量和吸附气量均呈现一定的正相关性,表明孔隙比表面积和孔体积增大为游离气和吸附气提供了有利赋存和吸附场所.裂缝的发育程度与含气量的大小有一定的正相关性,裂缝不仅能提高泥页岩的含气量,也为后期开发提供保障.

6.3 脆性矿物

该井区脆性矿物石英含量与总气含量和吸附气量均呈一定正相关性.分析认为在龙马溪组沉积时,彭水-南川地区为深海陆棚沉积环境,水体比较深,距离物源区较远,石英主要由缓慢沉降的 SiO_2 和一些有机硅生物死亡形成的,有利于有机质的富集,增大了吸附气含量,同时由于石英含量的增加提高了岩石的脆性,导致裂缝发育,更有利于游离气体的赋存.

碳酸盐岩矿物含量与总气含量和吸附气量均呈一定负相关性,由于碳酸盐岩矿物会减弱页岩吸附甲烷的能力,并且该区碳酸盐岩矿物多为页岩沉积后演化过程中形成的,主要充填于原生孔隙和裂缝中,因胶结作用增强导致孔隙度降低,使游离气的储存空间减少.

6.4 黏土矿物

通常黏土矿物成分的比表面积大,有利于改善页岩的吸附能力,但黏土矿物成分不同,吸附作用差异较大.本区黏土矿物总量与含气量相关性不明显,但不同类型黏土矿物含量对含气量的影响差异显著,伊利石含量与总含气量及吸附气量均呈正相关性,伊利石含量越高,比表面积增大,吸附气含量越高.同时,也可反映泥页岩热演化程度高,大部分蒙脱石转变成伊利石,并在转化过程中,体积减小而产生微孔隙进一步提高泥页岩的储集空间,提高含气量.而伊蒙混层和绿泥石均与总含气量及吸附气量呈一定的负相关性.

7 结论与认识

(1)全岩及显微组分揭示,彭页1井区龙马溪组黑

色泥页岩中脆性矿物含量高,有利于后期压裂改造,黏土矿物中以伊利石为主,有利于增强泥页岩的吸附作用。根据彭页 1 井测井曲线,全烃含量及有机地球化学数据分析,有机质类型为 II₂ 型,TOC 含量中等偏好,成熟度较高,属于过成熟阶段,生烃潜力大。

(2)利用扫描电镜、氩离子抛光发射扫描电镜及 CT 扫描镜定性观察,彭页 1 井区龙马溪组泥页岩广泛发育纳米级—微米级孔隙,孔隙类型复杂,且非均质性较强,孔隙度集中在 2%~3%,渗透率主要集中在 0.005~0.01 mD,与北美商业开采的储层相比,孔隙度偏小,渗透率中等。

(3)核磁共振结果显示,彭页 1 井龙马溪组页岩 T2 谱呈宽间距双峰形态,左峰幅度高,右峰幅度低,根据 T2 谱与孔径大小的关系,说明龙马溪组页岩微小孔为主,也发育少量中大孔和微裂隙。

(4)现场含气量解析及等温吸附实验结果表明,彭页 1 井区含气性中等—偏低,实验样品数据拟合结果显示,有机质丰度及储层物性是影响含气量的主控因素。

参考文献:

- [1]李玉喜,聂海宽,龙鹏宇.我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区[J].天然气工业,2009,29(12):115-118.
- [2]贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
- [3]杨平,汪正江,余谦,等.四川盆地西南缘五峰-龙马溪组页岩气资源潜力分析[J].中国地质,2019,46(3):603-604.
- [4]蒲伯伦,董大忠,王凤琴,等.沉积相带对川南龙马溪组页岩气富集的影响[J].中国地质,2020,47(1):111-120.
- [5]梁兴,张廷山,舒红林,等.滇黔北昭通示范区龙马溪组页岩气资源潜力评价[J].中国地质,2020,47(1):72-87.
- [6]李一凡,樊太亮,高志前,等.渝东南地区志留系黑色页岩层序地层研究[J].天然气地球科学,2012,23(2):299-306.
- [7]冉天,谭先锋,陈浩,等.渝东南地区下志留统龙马溪组页岩气成藏地质特征[J].油气地质与采收率,2017,24(5):17-26.
- [8]王玉满,董大忠,李新景,等.四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,2015,35(3):12-21.
- [9]张春明,张维生,郭英海.川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J].地质前缘,2012,19(1):136-145.
- [10]王兰生,邹春艳,郑平,等.四川盆地中生界存在页岩气的地球化学依据[J].天然气工业,2009,29(5):59-62.
- [11]张小龙,李艳芳,吕海刚,等.四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系[J].煤炭学报,2013,38(5):851-856.
- [12]韩双彪,张金川,邢雅文,等.渝东南下志留统龙马溪组页岩气聚集条件与资源潜力[J].煤炭学报,2013,38(S1):168-173.
- [13]李娟,于炳松,刘策,等.渝东南地区黑色页岩中粘土矿物特征兼论其对储层物性的影响——以彭水县鹿角剖面为例[J].现代地质,2012,26(4):732-740.
- [14]孔寅森,郭少斌.基于图像分析技术的页岩微观孔隙特征定性定量表征[J].地球科学进展,2016,31(7):751-763.
- [19]Abbas A, Zhu H T, Zeng Z W, et al. Sedimentary facies analysis using sequence stratigraphy and seismic sedimentology in the Paleogene Pinghu Formation, Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 93: 287-297.
- [20]张建培,徐发,钟韬,等.东海陆架盆地西湖凹陷平湖组—花港组层序地层模式及沉积演化[J].海洋地质与第四纪地质,2012,32(1):35-41.
- [21]邓宏文,郑文波.珠江口盆地惠州凹陷古近系珠海组近海潮汐沉积特征[J].现代地质,2009,23(5):767-775.
- [22]商建霞,薛国庆,袁凌荣,等.文昌 A 油田主力油组潮坪相划分及优势储层预测[J].石油地质与工程,2019,33(5):31-35.
- [23]侯云东,陈安清,赵伟波,等.鄂尔多斯盆地本溪组潮汐—三角洲复合砂体沉积环境[J].成都理工大学学报(自然科学版),2018,45(4):393-401.
- [24]何会.利用测井方法研究川西地区新场气田须二段沉积相[J].天然气勘探与开发,2015,38(2):38-42.

(上接第 151 页 /Continued from Page 151)