

萍乐坳陷曲页1井乐平组页岩气和煤层气地质条件分析

陈哲¹,王中鹏^{2,3},李尚儒^{2,3}

(1.长江大学地球科学学院,湖北武汉430100;2.江西省地质工程(集团)公司页岩气中心,江西南昌330000;3.赣中南地质矿产勘查研究院,江西南昌330000)

摘要:为明确萍乐坳陷曲江向斜上二叠统乐平组页岩气和煤层气的地质条件和资源潜力,对研究区曲页1井的岩心、录井、有机地化、岩石学和储集物性等资料进行分析,并采用现场解吸等手段对乐平组煤层气和页岩气进行综合研究。结果表明:乐平组老山段暗色页岩累积厚度为183 m,煤层累积厚度为7 m,气测录井揭示乐平组含气层段厚度可达356 m;优质页岩总有机碳含量平均为2.98%,镜质组反射率平均为1.88%,处于高-过成熟热演化阶段,以生干气为主,现场解吸含气量最高可达2.1 m³/t。曲页1井乐平组煤层为煤质好的中阶煤,单层厚度大,含气量高。萍乐坳陷乐平组页岩储层的含气量随埋深增加而增大,具有典型的浅层页岩气特点。

关键词:页岩气;煤层气;储层;乐平组;萍乐坳陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Geological condition analysis of shale gas and coalbed methane of Leping Formation in Well Quye1 of Pingle Depression

CHEN Zhe¹, WANG Zhongpeng^{2,3}, LI Shangru^{2,3}

(1.School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China; 2.Jiangxi Geo-Engineering (Group) Corporation, Nanchang City, Jiangxi Province, 330000, China; 3.Ganzhongnan Institute of Geology and Mineral Exploration, Nanchang City, Jiangxi Province, 330000, China)

Abstract: To investigate the geological conditions and resources potential of shale gas and coalbed methane (CBM) of Upper Permian Leping Formation in Qujiang syncline in Pingle Depression, relevant data of Well Quye1 including drilling, logging, organic geochemistry, petrology, and reservoir characteristics were analyzed, and the CBM and shale gas of Leping Formation were studied by in-situ desorption. The results show that the accumulated thickness of shale and coal in Laoshan member of Leping Formation are 183 m and 7 m, respectively, and the gas logging reveals that the gas-bearing strata is 356 m, the average total organic carbon content of black shale in Leping Formation is 2.98%, and the average reflectance of vitrinite is 1.88%. The shale is in high-overmature thermal evolution stage in which dry gas generates dominantly and the measured desorbed gas content is 2.1 m³/t. The coal seam in Leping Formation of Well Quye1 is medium-rank coal with high quality, large thickness of single stratum and high gas content. It is found that the gas bearing capacity of shale reservoirs of Leping Formation in Pingle Depression increases with the buried depth, which shows the typical characteristics of shallow shale gas.

Key words: shale gas; coalbed methane; reservoir; Leping Formation; Pingle Depression

与常规油气资源相比,页岩气和煤层气藏具有低孔低渗透、较强抗构造破坏能力的特点^[1-3]。低渗

收稿日期:2019-03-21。

作者简介:陈哲(1989—),男,河南濮阳人,在读博士研究生,从事油气勘探方面的研究。联系电话:18571599955, E-mail:1990cz@sina.com。

通信作者:王中鹏(1990—),男,湖北荆州人,工程师,硕士。联系电话:15727667223, E-mail:spgwpz@163.com。

基金项目:中国地质调查局项目“全国海陆成矿图件编制更新”(DD20160344)。

透超低渗透储层开发技术的突破,使得油气勘探领域和范围实现爆发式的扩大。长期以来油气行业不看好的南方海相地层成为非常规油气勘探的“香饽饽”^[4-6]。处于华夏板块和扬子板块交界的萍乐拗陷上古生界二叠系海陆过渡相地层中发育的暗色页岩和煤层具有层系多、厚度大、分布广、有机质类型好、丰度较大、成熟度高等特点,但由于形成年代较老,经历了含煤盆地-陆相火山盆地-淡水湖盆地-红色碎屑岩盆地-第四纪河湖盆地等发展阶段,形成中二叠统小江边组、茅口组南港段,上二叠统乐平组及上三叠统安源组等多套以黑色页岩为主体的烃源岩层系^[7-8],但目前对于该暗色页岩含气性规律不明确,因此非常规气资源潜力亟待查明。萍乐拗陷钻探的曲页1井揭示了该地区上二叠统乐平组老山段暗色页岩和煤层的发育及含气性特征,为萍乐拗陷页岩气和煤层气资源评价提供了参数依据,通过与四川盆地蜀南地区龙马溪组页岩相类比,显示出萍乐拗陷具有良好的非常规气资源勘探前景。

1 地质概况

萍乐拗陷为发育于江南古陆南侧近NEE向的巨型拗陷(图1)^[7-9],其北部为九岭推覆带,南部为武功-官帽隆起带,二者均呈近EW向展布,主体包括清江盆地、高安盆地、鄱阳盆地及中部太阳圩-付家圩复向斜。太阳圩-付家圩复向斜位于萍乐拗陷构造带中段、清江盆地北缘,自晚三叠世开始以陆相盆地沉积为主。曲江向斜为太阳圩-付家圩复向斜的次级构造,其构造相对简单,呈近EW走向,地层倾角较小,仅约为10°,褶曲平缓,断层较少且以正断层为主。

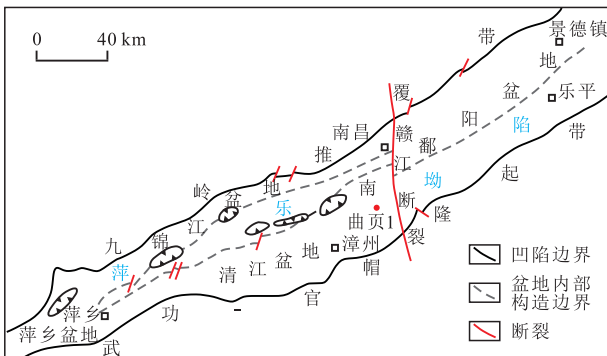


图1 萍乐拗陷区域构造位置
Fig.1 Regional structural location of Pingle Depression

曲页1井在构造上位于萍乐拗陷曲江向斜东斜坡,是丰城-高安地区实施的第1口以页岩气和煤层

气为目标的地质调查井,于2015年11月完钻,全井累积钻井取心长度为246.74 m,收获率为90.2%,获取了上二叠统乐平组煤层和页岩层段的连续岩心。该井自上而下依次钻遇第四系、古近系临江组、侏罗系水北组、三叠系大冶群、二叠系长兴组和乐平组,研究目的层乐平组自下而上可划分为老山段、狮子山段及王潘里段。乐平组老山段暗色页岩累积厚度为183 m、煤层累积厚度为7 m,气测录井揭示含气层段厚度达356 m,其中老山段下亚段埋深为653.12~820.00 m,气测录井显示烃类气体含量较高,其中707.00~729.80 m黑色页岩段全烃含量高达8.13%(图2)。将乐平组暗色页岩浸入水中,可见岩心表面不断有气泡析出,所收集的气体可点燃,火焰呈桔黄色-蓝色。在埋深为730.84~734.24

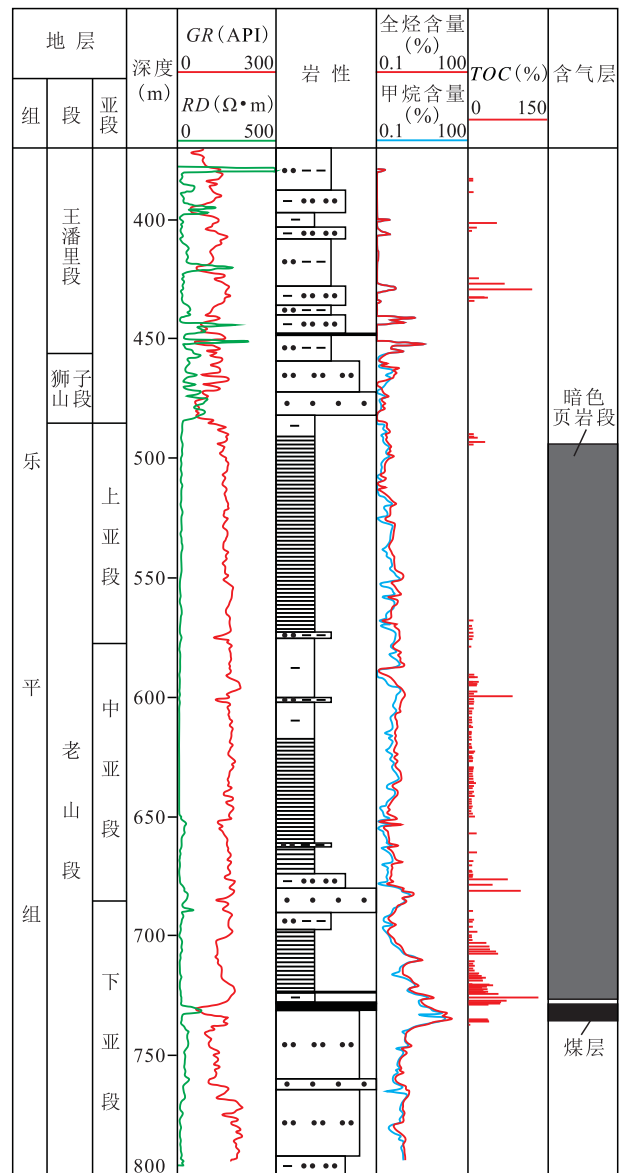


图2 萍乐拗陷曲页1井综合柱状图
Fig.2 Comprehensive histogram of Well Quyue 1 in Pingle Depression

m老山段煤层岩心出筒时,其超压天然气从岩心筒喷涌而出,随钻气测录井显示全烃含量为28.61%,其中甲烷含量占全烃的比重为27.03%。

曲页1井证实了萍乐拗陷存在煤层气和页岩气的勘探潜力。此外,分布于707.00~729.80 m黑色页岩上部和729.80~734.24 m煤层下部的粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及细砂岩层段也发现较好的气测录井显示,初步推测为源储一体成藏条件下形成的致密砂岩气。

2 煤层气地质条件

研究区乐平组煤层主要发育于老山段下亚段和王潘里段。其中,老山段下亚段煤层发育良好,共发育5层煤层,以第4层煤层最为发育,厚度为3.25 m,且分布稳定、易于对比;王潘里段煤层多达7~18层,但厚度较薄,多为0.6~1.5 m。曲页1井钻遇乐平组共4套煤组,累积厚度为7 m,单层厚度为0.375~3.25 m,以老山段煤层的厚度较大。

2.1 有机地化特征

曲页1井乐平组煤岩宏观上以亮型和半亮型为主。显微煤岩组分的分析结果表明:其镜质组含量为88.2%~91.8%,平均为87.55%;惰质组含量为7.9%~8.2%,平均为10.1%;镜质组反射率为0.994%~1.81%,平均为1.637%。煤岩类型主要为焦煤和瘦煤,少量肥煤,具有中低灰分、低挥发分的特点,其中灰分平均含量为17.1%,挥发分平均含量为10.3%。区域上煤矿采出的煤层主要以原生结构煤为主,曲页1井乐平组煤层受局部的小断层或微断裂构造破坏,煤体结构部分呈现碎裂煤的特征,见少量碎粒煤,整体破坏作用较弱,对煤层气渗流和开发的影响作用有限。综合分析认为,曲页1井乐平组煤层属于中阶煤,煤岩镜质组含量高,热演化程度适中,煤质好,具有较高的生烃能力。

2.2 物性特征

煤层的基质孔隙和裂隙是煤层气吸附和运移的重要场所,对煤层气的勘探开发起着至关重要的作用^[10]。曲页1井乐平组煤层的孔隙结构以微孔为主,其次为小孔和大孔,少量中孔;煤层割理发育,面密度为0.1~0.5条/mm²。实验分析结果显示,乐平组煤层的总孔隙度为8%~10.89%,平均为9.25%,孔隙连通性较好,连通孔隙度为1.8%~5.3%,平均为2.7%。

渗透率是控制煤层气井产能的重要因素^[10-11]。渗透率越高,煤层气产出能力越大,气井潜在产能

越高,煤层气的可采性就越好。行业内通常采用注入压降法评价煤层的渗透能力,受条件限制,曲页1井未完成注入压降试验,但研究区已有的注入压降测试数据显示煤层的空气渗透率为0.04~4.98 mD,反映研究区乐平组煤层具有较强的非均质性,且总体表现为随埋深增大渗透率降低的特征。

根据侵入带的电阻率测井响应特征,对煤层割理的渗透性进行定性评价^[12]。在盐水泥浆中,常采用双侧向电阻率测井识别高渗透性煤层和非渗透性煤层。高渗透性煤层在双侧向电阻率测井曲线上表现为较深的侵入带,而非渗透性煤层或致密煤层则表现为侵入带较浅或不具有侵入带特征,且在测井曲线上对应电阻率高值。曲页1井煤层段的深、浅电阻率测井曲线分离度较高,反映其具有较好的渗透性,亦表明研究区乐平组煤层具有良好的储集性及较好的渗透性。

2.3 含气性特征

含气量是反映煤层含气性的重要指标。采用直接法(USDM)对曲页1井乐平组煤层的3个样品进行含气量测试,结果显示其煤层含气量为4.62~7.93 m³/t(未含损失气)。考虑取样时提钻时间过长(大于2 h),煤样解吸时间较短,因此计算损失气量时需准确的时间零点校正基础上进行含气量回归分析。校正结果表明,研究区乐平组煤层含气量为8.28~16.92 m³/t。煤层气的组成特征可以反映保存条件,是开发利用过程中需考虑的重要参数。曲页1井乐平组煤层解吸气体组分分析结果表明:甲烷含量占比为66.99%~97.20%,平均为89.47%;重烃含量平均占比为1.15%,氮气含量平均占比为8.87%。因此,曲页1井乐平组老山段煤层甲烷含量较高,处于甲烷带内,有利于煤层气的开发。

3 页岩气地质条件

曲页1井页岩主要发育于乐平组老山段,其中老山段中上亚段以灰色、深灰色页岩为主,夹少量薄层粉砂质泥岩;下亚段以深灰色、黑色页岩为主,夹厚层泥质粉砂岩、细砂岩;整体自上而下,颜色逐渐变深。岩心中可见水平层理和小型波状层理,岩心表面发育较多的微裂隙和黄铁矿晶粒,断面见大量腕足类、腹足类、瓣腮类、介壳类生物化石,亦见植物根茎化石,总体反映形成于强还原沉积环境。

3.1 岩石学特征

岩石薄片分析结果表明,曲页1井乐平组页岩主要由碎屑物质、填隙物和少量碳质组成。其中,

碎屑物质含量为2%~60%，主要为矿物碎屑，多呈棱角状、次棱角状及次圆状等，磨圆度一般至较好；粒径大多为0.03~0.06 mm，分选较好；碎屑物质在岩石中多呈杂乱-半定向排列，主要成分为石英，发育少量黄铁矿，可见零星的斜长石和白云母。

X衍射全岩分析结果表明，曲页1井乐平组页岩以石英、长石等碎屑矿物及黏土矿物为主，碳酸盐矿物以方解石为主，含量较低。其中，石英含量为21.4%~79.22%，平均为44.57%；黏土矿物含量为28%~69.05%，平均为47.45%，主要由伊/蒙混层和高岭石组成，二者的平均含量分别为33.65%和32.09%，其次为伊利石和绿泥石(图3)。

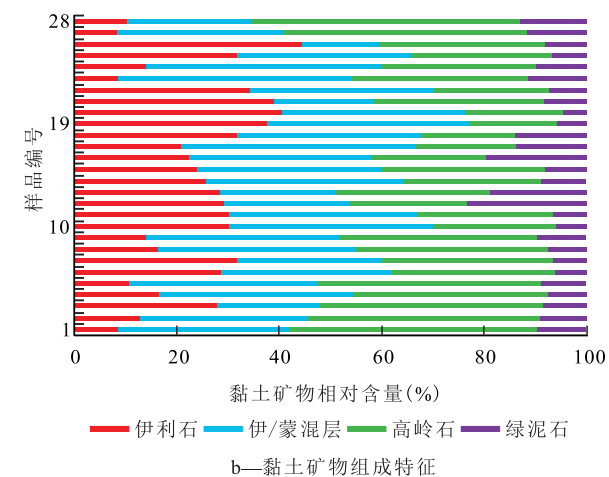
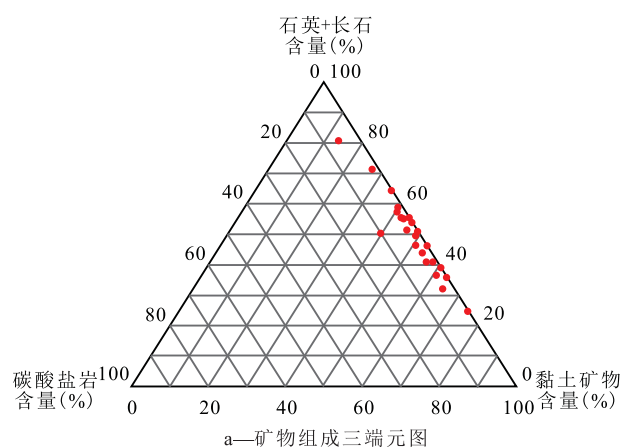


图3 曲页1井乐平组页岩矿物组成
Fig.3 Mineral composition of Leping Formation shale in Well Queye1

脆性矿物含量是页岩可压裂性评价的重要参数之一，其决定页岩储层的可压裂性和压裂裂缝的发育规模，进而影响页岩气井产量。一般要求石英含量不低于40%，黏土矿物含量不高于30%，且遇水膨胀的蒙脱石含量越低越好^[13]。曲页1井乐平组老山段页岩的脆性矿物石英和黏土矿物含量总体均大于40%，脆性矿物含量较高，黏土矿物中的蒙脱石尚未完全脱水转化为伊利石，主要以伊/蒙混层形

式存在。因此，在水力压裂过程中需充分考虑黏土矿物遇水膨化作用的影响。

3.2 有机地化特征

曲页1井乐平组老山段暗色页岩的有机质类型主要为Ⅱ₂和Ⅲ型干酪根，埋深为701~730 m页岩的总有机碳含量(TOC)均大于2%，平均为2.98%，为优质页岩层段。镜质组反射率为1.12%~2.01%，其中，优质页岩层段的镜质组反射率为1.58%~2.01%，平均为1.88%，处于高-过成熟演化阶段，有利于天然气生成。研究区乐平组页岩的总有机碳含量和镜质组反射率均具有随埋深增加而增大的特征(图4)。地球化学分析结果表明，乐平组暗色页岩是研究区极具潜力的气源岩和有利的页岩气勘探目标。

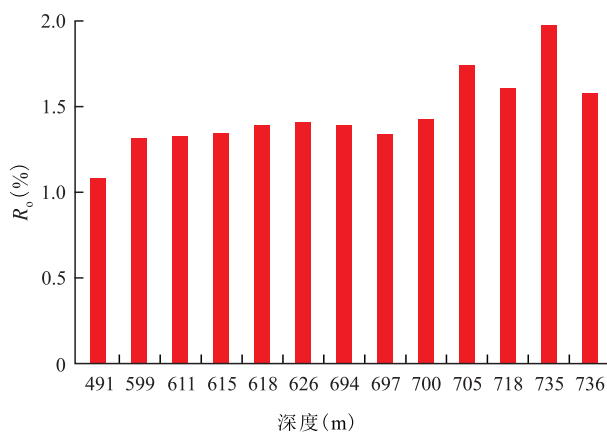


图4 曲页1井乐平组暗色页岩镜质组反射率随埋深的变化特征

Fig.4 Variations of vitrinite reflectance of Leping Formation black shale with burial depth in Well Queye1

3.3 孔隙结构及物性特征

扫描电镜观察发现，曲页1井乐平组页岩主要发育黏土矿物粒间孔和有机孔，其中黏土矿物粒间孔包括伊利石粒间孔、伊/蒙混层粒间孔和绿泥石粒间孔，有机孔主要发育于有机质颗粒与黏土矿物颗粒之间。低压氮气吸附实验结果表明，研究区乐平组页岩的孔隙体积为0.016 2~0.033 4 cm³/g，平均为0.027 3 cm³/g；比表面积为4.31~13.18 m²/g，平均为10.24 m²/g；平均孔隙直径为10.09~15.05 nm，且以中孔为主。借鉴四川盆地蜀南地区页岩气测井评价岩石物理模型^[14]，确定曲页1井乐平组页岩储层的测井解释孔隙度为1.54%~7.1%，平均为3.15%，渗透率为0.02~0.03 mD，平均为0.025 mD。

3.4 含气性特征

曲页1井乐平组17个页岩岩心样品现场含气量测试结果显示，其含气量主要为0.22~2.1 m³/t，其中埋深为701~730 m总有机碳含量较高的页岩的

平均含气量为 $1.42 \text{ m}^3/\text{t}$ 。解析气相色谱分析结果表明,天然气组分以烃类气体为主,其中甲烷占烃类气体的含量平均为 86.63% ,最高可达 98% ;非烃类气体含量较低,主要为氮气和二氧化碳等。

中外页岩储层评价结果显示,地层压力与页岩含气量的关系密切,含气量通常随地层压力的升高而增大,因此地层压力常作为页岩气评价的重要指标。结合录井压力监测,利用偶极子声波测井获得研究区乐平组页岩层段的地层压力系数为 $1.05 \sim 1.12$,平均为 1.08 ,表现为微超压系统。

3.5 优质页岩发育特征

优质页岩作为页岩气开发的主要层段,其储层品质很大程度上决定页岩气的单井产量^[6,15],通常具有总有机碳含量高、含气量高、总孔隙度高及脆性矿物含量高等特点。根据岩心观察、分析化验及测井资料,对曲页1井优质页岩进行综合评价。由于曲页1井的页岩埋深较浅,因此,以页岩总有机碳含量大于 2% 、含气量大于 $1 \text{ m}^3/\text{t}$ 、总孔隙度大于 2% 作为优质页岩的划分下限。评价结果显示,曲页1井优质页岩段埋深为 $701 \sim 730 \text{ m}$,厚度为 29 m ,总有机碳含量平均为 2.98% ,镜质组反射率为 1.88% ,脆性矿物含量为 44.57% ,孔隙度平均为 3.68% ,含气量平均为 $1.42 \text{ m}^3/\text{t}$,地层压力系数为 1.08 。

根据 JARVIE 多参数评价方法^[13,16],将曲页1井乐平组老山段与四川盆地蜀南地区龙马溪组优质页岩进行参数对比^[17-19]。结果(图5)表明,蜀南地区钻井揭示龙马溪组页岩的埋深均为 $2000 \sim 3000 \text{ m}$,由于其具有厚度大、有机质丰度高、处于过成熟演化阶段和孔隙发育等特征,因此普遍具有含气量高、地层压力系数高等特点。萍乐坳陷乐平组老山

段页岩的厚度相对较薄、有机质丰度较低且处于高成熟演化阶段,总体上其含气量和地层压力系数低于蜀南地区龙马溪组。由于曲页1井老山段页岩的埋深仅约为 700 m ,对地层压力系数和含气量均具有一定的影响,因此在萍乐坳陷乐平组埋深更大、地层压力系数较高的页岩发育区可能具有良好的含气性。

4 结论

曲页1井的成功钻探揭示了萍乐坳陷曲江向斜上二叠统乐平组海陆过渡相页岩气及煤层气的非常规气资源潜力,为该地区的进一步勘探明确了方向。通过对曲页1井目的层段的连续取心,系统揭示了研究区乐平组多套煤组及暗色页岩的地质特征,共钻遇煤层 7 m 、暗色页岩累积厚度 183 m ,老山段、狮子山段和王潘里段累积气测显示 356 m 。研究区乐平组煤层含气量高,单层厚度大,具备有利的煤层气勘探条件和可采性。老山段下亚段和王潘里段发育2套煤组,其中老山段煤层的单层厚度可达 3.25 m 。乐平组煤层气测显示良好,全烃含量最高达 28.61% ,属于固定碳组分高、成熟度较高的中阶煤,为煤层气聚集提供了充足的物质基础。萍乐坳陷乐平组具有良好的页岩气成藏地质条件,其页岩厚度较大,有机质类型以腐泥-腐殖型为主,与煤层相伴而生,优质页岩厚度较大且各项评价指标较好,可与四川盆地蜀南地区龙马溪组较好类比,萍乐坳陷乐平组埋深更大、地层压力系数较高的页岩发育区可能具有良好的含气性。

参考文献

- [1] 张金川,汪宗余,聂海宽,等.页岩气及其勘探研究意义[J].现代地质,2008,22(4):640-646.
ZHANG Jinchuan, WANG Zongyu, NIE Haikuan, et al. Shale gas and its significance for exploration[J]. Geoscience, 2008, 22(4): 640-646.
- [2] 葛岩,万欢,黄志龙,等.页岩气储层微观孔隙结构影响因素及“三元”耦合控制作用[J].油气地质与采收率,2018,25(5):17-23.
GE Yan, WAN Huan, HUANG Zhilong, et al. Influencing factors and three-element coupled control on microscopic pore structure in shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 17-23.
- [3] 王超,石万忠,张晓明,等.页岩储层裂缝系统综合评价及其对页岩气渗流和聚集的影响[J].油气地质与采收率,2017,24(1):50-56.
WANG Chao, SHI Wanzhong, ZHANG Xiaoming, et al. Compre-

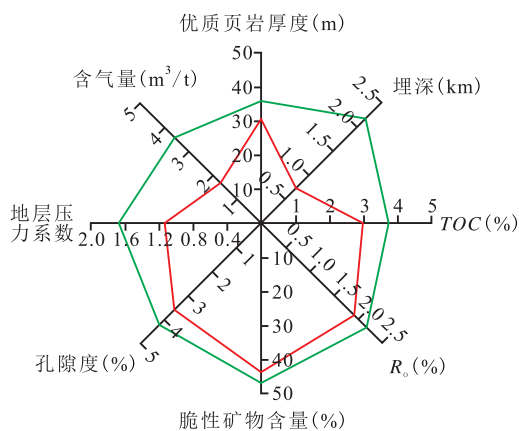


图5 曲页1井乐平组优质页岩与蜀南地区龙马溪组优质页岩参数对比

Fig.5 Parameters contrast of Leping Formation high-quality shale in Well Quye1 with Longmaxi Formation high-quality shale in southern Sichuan

- hensive evaluation of fracture system in shale reservoir and its influence on shale gas seepage and accumulation[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 50-56.
- [4] 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.
NIE Haikuan, TANG Xuan, BIAN Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 484-491.
- [5] 王红岩, 刘玉章, 董大忠, 等. 中国南方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.
WANG Hongyan, LIU Yuzhang, DONG Dazhong, et al. Scientific issues on effective development of marine shale gas in southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(5): 574-579.
- [6] 梁兴, 王高成, 徐政语, 等. 中国南方海相复杂山地页岩气储层甜点综合评价技术——以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. *天然气工业*, 2016, 36(1): 33-42.
LIANG Xing, WANG Gaocheng, XU Zhengyu, et al. Comprehensive evaluation technology for shale gas sweet spots in the complex marine mountains, South China: A case study from Zhaotong national shale gas demonstration zone[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(1): 33-42.
- [7] 李会军, 张立勤, 梁锋, 等. 江西萍乐坳陷海相含油气系统特征[J]. *新疆石油地质*, 2003, 24(3): 210-213.
LI Huijun, ZHANG Liqin, LIANG Feng, et al. The marine petroleum system characteristics of Pingle Depression in Jiangxi Province[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2003, 24(3): 210-213.
- [8] 邓荣敬, 徐备, 张立勤, 等. 萍乐坳陷西部上古生界—下三叠统烃源岩评价[J]. *天然气工业*, 2005, 25(3): 23-28.
DENG Rongjing, XU Bei, ZHANG Liqin, et al. Assessment of the hydrocarbon source rocks in Upper Paleozoic-Lower Triassic in West Pingle Depression[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(3): 23-28.
- [9] 黄孝波, 李贤庆, 王帅, 等. 江西萍乐坳陷页岩气成藏条件分析[J]. *中国煤炭地质*, 2012, 24(11): 17-21.
HUANG Xiaobo, LI Xianqing, WANG Shuai, et al. Shale gas reservoiring condition analysis in Pingxiang-Leping depression, Jiangxi[J]. *Coal Geology of China*, 2012, 24(11): 17-21.
- [10] 王勃, 李景明, 张义, 等. 中国低煤阶煤层气地质特征[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 30-34.
WANG Bo, LI Jingming, ZHANG Yi, et al. Geological characteristics of low rank coalbed methane, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 30-34.
- [11] 赵庆波, 陈刚, 李贵中. 中国煤层气富集高产规律、开采特点及勘探开发适用技术[J]. *天然气工业*, 2009, 29(9): 13-19.
ZHAO Qingbo, CHEN Gang, LI Guizhong. The regular patterns of highly-produced CBM, its production performance and the progress of prospecting technologies in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(9): 13-19.
- [12] 金泽亮, 薛海飞, 高海滨, 等. 煤层气储层测井评价技术及应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2013, 41(2): 42-45.
JIN Zeliang, XUE Haifei, GAO Haibin, et al. Technology for evaluation of CBM reservoir logging and its application[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2013, 41(2): 42-45.
- [13] 王世谦, 王书彦, 满玲, 等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2013, 40(6): 609-620.
WANG Shiqian, WANG Shuyan, MAN Ling, et al. Appraisal method and key parameters for screening shale gas play[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2013, 40(6): 609-620.
- [14] 钟光海, 谢冰, 周肖. 页岩气测井评价方法研究——以四川盆地蜀南地区为例[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(4): 96-102.
ZHONG Guanghai, XIE Bing, ZHOU Xiao. Well logging evaluation methods of shale gas reservoir: A case study from Shunan area, Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(4): 96-102.
- [15] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(1): 1-6.
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(1): 1-6.
- [16] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. *石油学报*, 2012, 33(4): 551-561.
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 551-561.
- [17] 朱汉卿, 贾爱林, 位云生, 等. 昭通示范区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及吸附能力[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(4): 1-6, 15.
ZHU Hanqing, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Characteristics of microscopic pore structure and methane adsorption capacity of shale in the Longmaxi Formation in the Zhaotong area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 1-6, 15.
- [18] 易积正, 王超. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组海相页岩储层非均质性特征[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 13-19.
YI Jizheng, WANG Chao. Differential pore development characteristics in various shale lithofacies of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 13-19.
- [19] 杨文新, 李继庆, 赵江艳, 等. 四川盆地涪陵地区龙马溪组页岩微观孔隙结构定性定量研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 97-102.
YANG Wenxin, LI Jiqing, ZHAO Jiangyan, et al. Qualitative and quantitative study of micro-pore structures of Longmaxi Formation shale in Fuling area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 97-102.