

doi: 10.19388/j.zgdzdc.2023.06.03

引用格式: 郭军,苑坤,郭经纬,等. 桂中—南盘江地区黔水地1井打屋坝组页岩储层含气性及可压性评价[J]. 中国地质调查,2023,10(6): 25–30. (Guo J, Yuan K, Guo J W, et al. Gas bearing and compressibility evaluation of shale reservoir in Dawuba Formation of Qianshuidi 1 Well in Guizhong–Nanpanjiang area [J]. Geological Survey of China, 2023, 10(6): 25–30.)

桂中—南盘江地区黔水地1井打屋坝组页岩储层含气性及可压性评价

郭军¹, 苑坤^{2,3,*}, 郭经纬¹, 陈相霖³, 李岩¹

(1. 湖南省地球物理地球化学调查所, 湖南长沙 410116; 2. 中国地质大学(北京), 北京 100083;
3. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083)

摘要: 桂中—南盘江地区的黔水地1井在直井钻探过程中获得了稳定的页岩气流,取得了石炭系打屋坝组良好的海相页岩气发现。基于钻井、录井、测井、测试资料分析,通过对打屋坝组页岩储层岩相、有机地球化学、物性、裂缝发育程度和含气性等开展综合研究,解释了研究区页岩储层的含气性及可压性。研究发现:①打屋坝组为一套从碳酸盐斜坡相的下斜坡亚相过渡至台盆相的巨厚泥页岩层系,其中打屋坝组一段上部—三段中下部发育好—优质烃源岩,天然裂缝发育,气测全烃最大值63.41%,解吸气量平均值1.08 m³/t,具备良好的页岩气生成条件和资源潜力;②主要含气层段的脆性矿物含量为31%~94%,泊松比平均值为0.31,体积弹性模量平均值为27.2 GPa,破裂压力为29.7~48.5 MPa。综合评价显示该套地层具备较好的破裂潜力和裂缝保持能力,大规模体积压裂容易形成复杂裂缝网络,该套地层压力较高,具备压裂形成工业产能的条件,可作为下一步勘探开发的目标层段。

关键词: 黔水地1井; 打屋坝组; 页岩气; 含气性; 可压性

中图分类号: P618.13; TE132.2

文献标志码: A

文章编号: 2095–8706(2023)06–0025–06

0 引言

近年来,随着我国加大页岩气勘探开发力度,国内学者针对页岩气地层的生烃条件、储集特征、成藏规律等方面开展了大量研究^[1–4],在四川盆地及其周缘地区的涪陵、富顺—永川、长宁—威远等地均获得了页岩气勘探的重大突破,并形成了工业化开发^[5–6]。石炭系打屋坝组是四川盆地周缘海相沉积中发育富有机质泥页岩的层位之一,同时也是桂中—南盘江地区页岩气勘探的目标地层^[7–9],但目前针对打屋坝组储层的认识和勘探实践还较少。黔水地1井位于贵州省六盘水市市郊,是一口以探明打屋坝组页岩气地质形成条件及含气性,获取资源评价关键参数为目的页岩气调查井,在钻探过程中获得了良好的页岩

气发现^[10]。本文结合实钻数据与室内解释,系统研究了黔水地1井的页岩储层含气性及其可压性特征,对该地区的下一步勘探方向可起到引导作用,有助于准确寻找页岩气产能建设的目标区。

1 地质背景

桂中—南盘江地区位于上扬子地块的六盘水断陷区,垭都—紫云—罗甸裂陷槽西部,黔西南坳陷与黔中滇东隆起交接处(图1)。根据区域调查和野外露头资料,研究区及周缘地区在早石炭世呈现北东高、南西低的构造格局,早石炭世晚期—早二叠世,研究区主要受垭都—紫云断裂带和区内NEE向的隐伏断裂共同控制,同沉积断裂对研究区内的古地理演化起到了控盆、控相作用。

收稿日期: 2023–03–21; 修订日期: 2023–10–30。

基金项目: 中国地质调查局“桂中—南盘江页岩气地质调查(编号: DD20190088)”项目资助。

第一作者简介: 郭军(1983—),男,高级工程师,主要从事页岩气地质调查与钻探等工作。Email: 603178746@qq.com。

* 通信作者简介: 苑坤(1985—),男,高级工程师,主要从事页岩气地质调查及储层评价等工作。Email: cheerlist@qq.com。

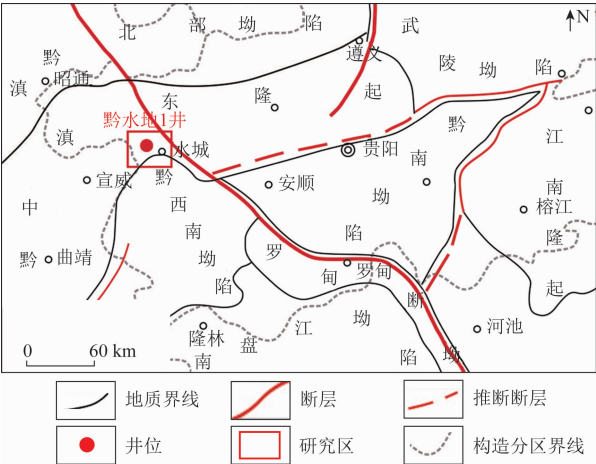


图 1 研究区构造位置

Fig.1 Structural location of the study area

黔水地 1 井位于桂中—南盘江地区的中北部，钻遇地层自上而下依次为：①第四系(Q_4)，厚 21 m，主要发育黄色、棕黄色含砾、泥砾黏土层；②下石炭统南丹组(C_1n)，厚 1 426 m，主要发育浅灰色泥晶—中细粒生屑灰岩，底部碳质泥岩增多；③下石炭统打屋坝组(C_1dw)，四段层厚 66 m，主要发育灰色灰质泥页岩；三段厚 288 m，主要发育深灰色灰质泥岩、灰质页岩、灰色泥晶灰岩；二段层厚 122 m，主要发育深灰色灰质页岩夹灰黑色碳质泥岩；一段层厚 533 m，主要发育深灰色硅质泥岩、泥岩、灰质泥岩，性软、吸水性好，见少量黄铁矿颗粒；④下石炭统睦化组(C_1m)主要发育深灰色黏土岩(图 2)，估算目的层打屋坝组地层压力系数约 1.30，属于高压储层。黔水地 1 井打屋坝组地质录井综合柱状图见图 2。

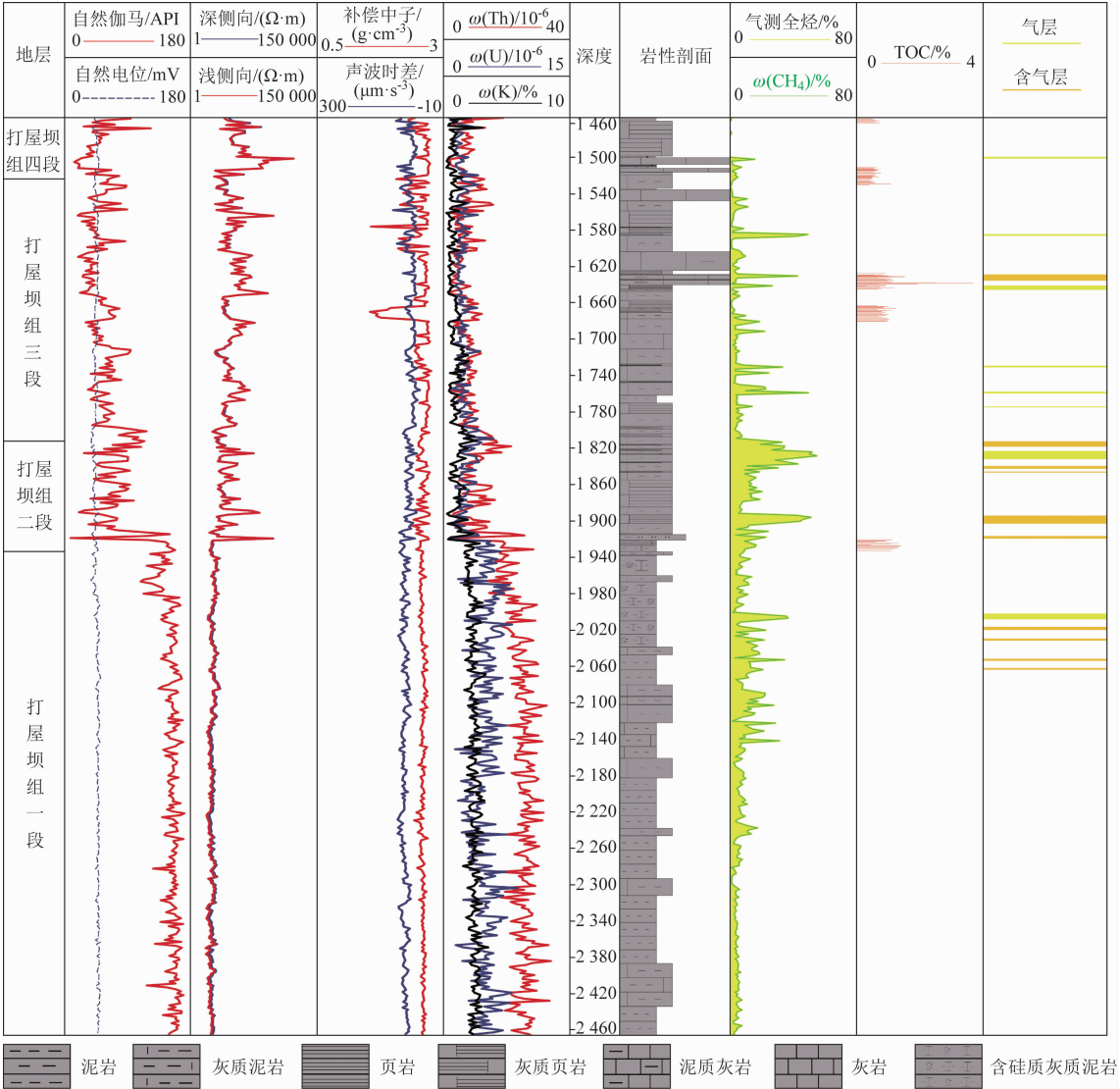


图 2 黔水地 1 井打屋坝组地质录井综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of geological logging in Dawuba Formation of Qianshuidi 1 Well

2 页岩储层含气性

2.1 岩相组合特征

根据实钻资料,黔水地1井的全井地层具有灰质泥页岩—泥晶灰岩—灰质泥岩、灰质页岩—泥岩岩相组合特征,表现为碳酸盐斜坡相的下斜坡亚相过渡至台盆相,其环境闭塞、能量较低,是发育页岩气层的有利相带。

2.2 有机地球化学特征

全井采用美国 Leco CS230 碳硫分析仪完成 103 项次的岩心样品测试,分析精度优于 0.5%。测试结果表明:打屋坝组总有机碳(total organic carbon, TOC)含量为 0.33% ~ 3.67%,平均 0.92%。其中打屋坝组三段中下部测试 47 件样品,岩性主要为深灰色、灰黑色泥页岩,TOC 为 0.33% ~ 3.67%,平均 1.05%;二段测试 4 件样品,岩性为灰黑色泥岩,TOC 为 0.88% ~ 1.13%,平均 1.01%;一段上部测试 10 件样品,岩性为灰黑色泥岩、灰质泥岩,TOC 为 0.48% ~ 1.42%,平均 1.13%。整体上,打屋坝组一段上部—三段中下部达到了好—优质烃源岩的标准,具有较好的生烃潜力。

2.3 孔渗特征

页岩的孔渗性是评价页岩气储层的重要参数,可直接决定页岩含气量的多少以及页岩气在储层中运移的难易程度^[11-12]。根据地球物理测井解释,黔水地1井打屋坝组页岩储层段的声波曲线数值多分布在 70 ~ 92.0 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ^①,补偿中子数值主要分布在 11.0% ~ 35.0%,密度测井值主要分布在 2.2 ~ 2.6 g/cm^3 。综合解释孔隙度分布在 0.05% ~ 2.5%,主要集中在 1% ~ 1.5%;渗透率分布在 $(0 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大部分低于 $0.028 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔超低渗储层。

2.4 含气特征

根据气测录井结果,黔水地1井全井气显示好的地层主要集中在 TOC 值较高的打屋坝组一段上部—三段中下部井段 1 540 ~ 2 070 m,其气测全烃最大值为 63.41%,甲烷最大值为 63.40%。现场解吸 68 件样品,气量为 0 ~ 1.18 m^3/t ,总含气量最高达 2.58 m^3/t ,平均含气量为 1.08 m^3/t 。多回次岩心出筒后的浸水实验显示岩心均冒泡强烈,呈密集串珠状(图3)。多次关井点火,火焰最高达

3.0 m,最长持续 60 min 火焰高度未降,火焰呈黄色。打屋坝组在未压裂的情况下已能形成稳定的页岩气流,具备良好的勘探开发潜力。



图3 黔水地1井浸水实验照片

Fig.3 Water immersion experiment photo of Qianshuidi 1 Well

3 可压性主要评价指标

3.1 岩石矿物学特征

全井采用可读最小步长 0.000 1° 的 Bruker D8 advance X 射线衍射仪对 47 件岩心样品进行全岩测试,分析显示打屋坝组的矿物成分以方解石、黏土矿物为主,其次为石英、白云石,少量黄铁矿、菱铁矿等,脆性矿物含量(长英质矿物与碳酸盐岩矿物之和所占矿物总量的百分比)为 31% ~ 100% (图4);垂向上,脆性矿物的总含量随着泥质含量的增加而减少,受岩性岩相控制显著。其中,主要含气层段打屋坝组一段上部—三段中下部的脆性矿物含量为 31% ~ 94%,平均 73.5%。

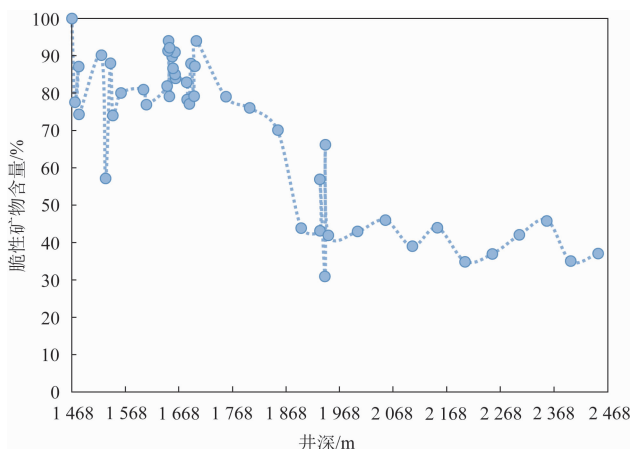


图4 黔水地1井打屋坝组脆性矿物含量统计

Fig.4 Content statistics of brittle minerals in Dawuba Formation of Qianshuidi 1 Well

① 1 ft = 0.304 8 m。

3.2 裂缝发育特征

根据岩心观察,打屋坝组裂缝较发育,主要为水平裂缝和斜裂缝(图5),缝宽0.1~10 mm,多呈现为半充填或未充填状态,部分全充填。充填物质多为方解石、泥质等,镜下观察显示裂缝主要为构造微裂缝和成岩微裂缝。其中,构造微裂缝呈现切穿矿物颗粒、方解石脉及缝合线现象,具有一定的开启度并未被充填,大多数为有效裂缝;成岩微裂缝缝宽多分布在0.02~0.1 mm,充填物主要为有机质、方解石、黄铁矿。



图5 黔水地1井斜裂缝岩心照片

Fig.5 Core photo of diagonal cracks in Qianshuidi 1 Well

通过采用哈里伯顿公司 LOG-IQ 测井系列的 XRF 电成像测井和 Geoframe 解释系统,得出黔水地1井高导缝参数定量计算结果为:井段1 400~1 650 m,裂缝长度 $<11.812 \text{ m/m}^2$,平均 2.520 m/m^2 ;裂缝密度 $<8.202 \text{ 条/m}$,平均 2.464 条/m ;裂缝孔隙度 $<0.668\%$,平均 0.084% ;井段1 650~2 400 m,裂缝长度 $<8.193 \text{ m/m}^2$,平均 2.097 m/m^2 ;裂缝密度 $<6.562 \text{ 条/m}$,平均 2.084 条/m ;裂缝孔隙度 $<0.227\%$,平均 0.028% 。

综上可知,打屋坝组天然裂缝发育,为页岩气的保存成藏提供了储集空间,也为后期压裂改造并形成复杂裂缝网络提供了良好条件。

3.3 岩石力学特征

采用 ECLIPS-5700 测井系统和 eXpress 解释系统开展交叉偶极子阵列声波测井采集数据并进行处理,结果显示黔水地1井以页岩为主的地层纵波时差主要分布在 $70 \sim 102 \mu\text{s/ft}^\bullet$,横波时差主要分布在 $130 \sim 190 \mu\text{s/ft}^\bullet$,纵横波速度比主要分布在 $1.6 \sim 2.1$;主要含气层段1 540~2 070 m 的泊松比为 $0.25 \sim 0.35$,平均 0.31 ;体积弹性模量为 $18.8 \sim 46.1 \text{ GPa}$,平均 27.2 GPa ;破裂压力为 $29.7 \sim$

48.5 MPa 。

3.4 地应力方向特征

地应力方向与井眼崩落及诱导缝的方向的关系密切。在直井中,从图像上分析井眼崩落及钻井诱导缝的发育方向可以确定最大或最小水平主应力的方向^[13-15]。根据微电阻率扫描成像测井数据,黔水地1井的井段1 415~1 445 m、2 050~2 052 m 诱导缝发育。下部由于泥质含量高,地层塑性强,诱导缝发育较少;井段1 400~1 650 m 井眼崩落特征不明显,井段1 650~2 400 m 井眼崩落局部发育。两者揭示的最大水平主应力方向均为 NW—SE 向。

4 储层可压性评价

黔水地1井的储层可压性评价分为3个方面。

(1)具备易形成复杂裂缝网络的能力。黔水地1井地区处于拉张、挤压、剪切等多种应力的作用之下,天然裂缝发育,且具有与 NW 向的最大主应力方向相近的高角度裂缝,使得页岩内的拉张应力得到了有效释放,导致主应力差减小,有利于储层的压裂改造;上部高应力差的灰岩岩层的存在可有效控制压裂缝的纵向延伸高度,有助于泥页岩井段的压裂效果。而黔水地1井中走向、倾向均杂乱分布的高阻缝,也为天然裂缝和压裂缝在体积改造过程中形成复杂裂缝网络提供了便利条件。

(2)具备较好的破裂潜力的脆性矿物可以反映页岩的脆性程度,其含量在一定程度上决定了页岩的可压裂性。脆性矿物含量的统计结果(图4)显示黔水地1井主要含气层段打屋坝组一段上部—三段中下部的脆性矿物总含量为 $31\% \sim 94\%$,在外力作用下易发生破碎,后期压裂改造中可产生较多诱导缝,故重点井段具备较好的破裂潜力。

(3)具备较好的裂缝保持能力。弹性模量和泊松比是反映岩石脆性的主要力学参数,弹性模量反映了页岩被压裂后保持裂缝的能力,泊松比反映了页岩在压力下破裂的能力^[16]。一般认为岩石的弹性模量越大,泊松比越小,其脆性越高^[17-18]。当弹性模量大于 24 GPa 、泊松比小于 0.25 时,页岩的脆性指数高,可压裂性好^[19]。依据岩石力学特征,黔水地1井主要含气层段的体积弹性模量(27.2 GPa)和泊松比(0.31)均大于标准值,表明

● 1 ft=0.304 8 m。

该段地层保持裂缝能力较好,但需要的破裂压力相对较大。

5 结论

(1)黔水地1井打屋坝组由碳酸盐斜坡相的下斜坡亚相过渡至台盆相,泥页岩发育,打屋坝组一段上部—三段中下部地层达到了好—优质烃源岩的标准,现场气测全烃最大值为63.41%,解吸气量平均值 $1.08 \text{ m}^3/\text{t}$,多次关井点火,在未压裂的情况下已能形成稳定的页岩气流。

(2)打屋坝组地层脆性矿物含量为31%~100%,天然裂缝发育,最大水平主应力方向为NW—SE向;主要含气层段泊松比平均值为0.31,体积弹性模量平均值为27.2 GPa,破裂压力为29.7~48.5 MPa。

(3)打屋坝组主要含气层段具备较好的破裂潜力、裂缝保持能力、大规模体积压裂形成复杂裂缝网络的便利条件等,再加上良好的气显示和较大的地层压力,揭示了该套地层具备压裂形成工业产能的可能,可作为下一步勘探开发的目标层段。

参考文献(References):

- [1] 何利,宋春彦,谭钦银,等.川东南武隆地区五峰组—龙马溪组页岩气形成条件及富集区分析[J].海相油气地质,2017,22(3):47-56.
He L, Song C Y, Tan Q Y, et al. Accumulation conditions and enrichment zones of shale gas in Wufeng - Longmaxi Formation in Wulong area of southeast Sichuan basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(3): 47-56.
- [2] 黄仁春,魏祥峰,王强.四川盆地东南缘丁山地区页岩气成藏富集的关键控制因素[J].海相油气地质,2017,22(2):25-30.
Huang R C, Wei X F, Wang Q. Key factors of shale gas accumulation in Dingshan area of southeastern Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(2): 25-30.
- [3] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(3):617-628.
Jiang Z X, Song Y, Tang X L, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 617-628.
- [4] 邱楠生,冯乾乾,腾格尔,等.川东南丁山地区燕山期—喜馬拉雅期差异构造—热演化与页岩气保存[J].石油学报,2020,41(12):1610-1622.
Qiu N S, Feng Q Q, Borjigin T, et al. Yanshanian - Himalayan differential tectono - thermal evolution and shale gas preservation in Dingshan area, southeastern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1610-1622.
- [5] 郭旭升,胡东风,李宇平,等.涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J].石油勘探与开发,2017,44(4):481-491.
Guo X S, Hu D F, Li Y P, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.
- [6] 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 J Z, Wang C. 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.
- [7] 卢树藩,何霖,杜胜江.黔南代页1井下石炭统打屋坝组页岩气地质条件及勘探前景[J].中国地质调查,2016,3(4):6-11.
Lu S F, He B, Du S J. Geological conditions and exploration prospect of shale gas in Dawuba Formation of Lower Carboniferous of Daiye - 1 well in southern Guizhou Province[J]. Geological Survey of China, 2016, 3(4): 6-11.
- [8] 苑坤,方欣欣,王婷,等.黔南坳陷下石炭统打屋坝组页岩气地质条件及勘探前景[J].地质论评,2020,66(S1):115-116.
Yuan K, Fang X X, Wang T, et al. Accumulation conditions and exploration potential of shale gas of Dawuba Formation, Southern Guizhou depression[J]. Geological Review, 2020, 66(S1): 115-116.
- [9] 郭军,陈相霖,赵训林,等.桂中—南盘江地区黔水地1井钻井关键技术[J].断块油气田,2021,28(3):423-427.
Guo J, Chen X L, Zhao X L, et al. Key drilling technologies for well Qianshuidi 1 in Guizhong - Nanpanjiang area[J]. Fault - Block Oil & Gas Field, 2021, 28(3): 423-427.
- [10] 陈相霖,苑坤,林拓,等.四川坳紫罗裂陷槽西北缘(黔水地1井)发现上古生界海相页岩气[J].中国地质,2021,48(2):661-662.
Chen X L, Yuan K, Lin T, et al. Discovery of shale gas within Upper Paleozoic marine facies by Qian Shuidi - 1 well in the northwest of Yaziluo rift trough, Sichuan Province[J]. Geology in China, 2021, 48(2): 661-662.
- [11] 余川,聂海宽,曾春林,等.四川盆地东部下古生界页岩储集空间特征及其对含气性的影响[J].地质学报,2014,88(7):1311-1320.
Yu C, Nie H K, Zeng C L, et al. Shale reservoir space characteristics and the effect on gas content in Lower Palaeozoic erathem of the eastern Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1311-1320.
- [12] 张晓明,石万忠,徐清海,等.四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J].石油学报,2015,36(8):926-939,953.
Zhang X M, Shi W Z, Xu Q H, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J].

- Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 926–939, 953.
- [13] 李玉坤, 林俊丞, 张广杰, 等. 地应力变化与油井套管挤毁规律研究[J]. 石油机械, 2017, 45(8): 54–60.
- Li Y K, Lin J C, Zhang G J, et al. Research on collapse of oil well casing under the variation of ground stress[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(8): 54–60.
- [14] 王璞, 王成虎, 王洪, 等. 利用孔壁竖向裂缝方位数据分析沂沭断裂带的地应力场特征[J]. 地震地质, 2020, 42(6): 1316–1334.
- Wang P, Wang C H, Wang H, et al. Analysis of in-situ stress parameters of Yishu fault zone based on orientation of diff in BHTV image[J]. Seismology and Geology, 2020, 42(6): 1316–1334.
- [15] 商恩俊. 昆北油田基岩储层裂缝特征及其对开发的影响[D]. 唐山: 华北理工大学, 2020.
- Shang E J. Fracture Characteristics of Bedrock Reservoir in Kunbei Oilfield and Its Influence on Development[D]. Tangshan: North China University of Science and Technology, 2020.
- [16] 苗凤彬, 彭中勤, 王传尚, 等. 雪峰隆起西缘湘张地1井牛蹄塘组页岩含气性特征及控制因素[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3662–3677.
- Miao F B, Peng Z Q, Wang C S, et al. Gas-bearing capacity and controlling factors of Niutitang formation shale in well XZD-1, Western Margin of Xuefeng uplift[J]. Earth Science, 2019, 44(11): 3662–3677.
- [17] 何建华, 丁文龙, 王哲, 等. 页岩储层体积压裂缝网形成的主控因素及评价方法[J]. 地质科技情报, 2015, 34(4): 108–118.
- He J H, Ding W L, Wang Z, et al. Main controlling factors of fracture network formation of volume fracturing in shale reservoirs and its evaluation method[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(4): 108–118.
- [18] 吴晶晶, 张绍和, 曹函, 等. 湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气储层可压裂性评价[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2018, 49(5): 1160–1168.
- Wu J J, Zhang S H, Cao H, et al. Fracability evaluation of shale gas reservoir in Lower Cambrian Niutitang formation, northwestern Hunan[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2018, 49(5): 1160–1168.
- [19] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[C]// Proceedings of SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh: SPE, 2010.

Gas bearing and compressibility evaluation of shale reservoir in Dawuba Formation of Qianshuidi 1 Well in Guizhong – Nanpanjiang area

GUO Jun¹, YUAN Kun^{2,3}, GUO Jingwei¹, CHEN Xianglin³, LI Yan¹

(1. Hunan Institute of Geophysics and Geochemistry, Changsha Hunan 410116, China; 2. China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 3. Oil and Gas Survey Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China)

Abstract: The stable shale gas flow was obtained during vertical well drilling of Qianshuidi 1 Well in Guizhong – Nanpanjiang area, meaning the good marine shale gas was discovered in Carboniferous Dawuba Formation. Based on the drilling, logging, well logging, analysis and testing data, the authors in this paper comprehensively studied the lithofacies, organic geochemistry, physical properties, fracture development and gas bearing of Dawuba Formation shale reservoir, and explained the gas bearing and compressibility of shale reservoir in the study area. The results show that: ① Dawuba Formation consists of a set of huge thick shale system which is from the lower slope subfacies of carbonate slope facies to the huge thick shale series of platform basin facies, and Good to high-quality source rock are well developed in the middle lower part of the third member and the upper part of the first member, with developed natural fractures. The maximum value of total hydrocarbon in gas logging is 63.41%, and the average value of desorption gas is 1.08 m³/t, with good shale gas generation conditions and resource potential. ② The total content of brittle minerals in the main gas bearing intervals is 31% ~ 94%, and the average Poisson's ratio is 0.31. The average bulk modulus of elasticity is 27.2 GPa, and the fracture pressure is between 29.7 MPa and 48.5 MPa. This set of strata has good fracture potential and fracture retention ability, which means the complex fracture networks would be easily formed under large-scale volumetric fracture. Besides, the set of strata has high pressure and meets the conditions for fracturing to form industrial production capacity, making it a target layer for further exploration and development.

Keywords: Qianshuidi 1 Well; Dawuba Formation; shale gas; gas bearing; compressibility

(责任编辑: 魏昊明)