

鹤峰地区中上二叠统海相页岩储层 非均质性特征——以HD1井为例

姜生玲¹, 彭传圣², 周庆华², 张立原³, 胡晓兰², 洪克岩², 朱亮亮²

1 陇东学院新能源学院; 2 中国华电集团清洁能源有限公司勘探开发事业部;

3 中国石油长庆油田公司第十一采油厂

摘要 以鹤峰地区参数井HD1井为例,通过有机地球化学测试、全岩矿物X衍射、扫描电镜、高压压汞、等温吸附以及现场解吸等实验分析,对湘鄂西褶皱带鹤峰地区中上二叠统孤峰组—大隆组海相页岩的非均质性展开了系统分析。结果表明:中上二叠统孤峰组—大隆组海相页岩主要发育硅质、混合质、钙质和黏土质4类页岩岩相。受岩石相控制,不同岩相的宏观构造裂缝线密度差异较大,且发育不同类型、不同尺度的微观孔缝结构。位于孤峰组和大隆组下部的硅质页岩相有机碳含量高,具有较大的比表面积和总孔体积。渗透率参数指标极差,突进系数和变异系数显示大隆组混合质页岩相和钙质页岩相的层内非均质性较弱,硅质页岩相的层内非均质性强;下窑组和孤峰组不同类型岩相均表现出较强的层内非均质性特征。孤峰组—大隆组页岩生气能力和储集能力的非均质性致使不同类型岩相含气性亦具有较强的非均质性。总体上,有机碳含量高,脆性矿物、宏观裂缝、微观有机孔及矿物内部微裂隙较发育,储集物性好、解吸气含量高的层段均位于孤峰组和大隆组下部的硅质页岩相。

关键词 海相页岩; 岩石相; 非均质性; HD1井; 中上二叠统; 鹤峰地区

中图分类号: TE122 **文献标识码**: A

引用: 姜生玲, 彭传圣, 周庆华, 等. 鹤峰地区中上二叠统海相页岩储层非均质性特征: 以HD1井为例[J]. 海相油气地质, 2024, 29(1): 71-80.

JIANG Shengling, PENG Chuansheng, ZHOU Qinghua, et al. The heterogeneity characteristics of marine shale reservoirs of Middle-Upper Permian in Hefeng area: a case study of the Well HD1[J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(1): 71-80.

0 前言

中国是世界上二叠系最发育的国家之一。中国的二叠系沉积类型多样,海相、陆相及海陆过渡相并存^[1-2],研究程度较高的鄂尔多斯盆地^[3-4]、沁水盆地^[5-6]、下扬子地台区^[7-8]的二叠系页岩气资源类型主要为海陆过渡相。中上扬子地台区中上二叠统页岩也广泛发育,沉积厚度中心在资阳—宜宾—泸州一带,沉积环境以潮坪—潟湖相为主,属于海陆过渡相范畴^[9];海相页岩以盆地相沉积为主,主要分布在川东—川北地区^[10]、桑植—恩施—鹤峰—建始一带以及襄樊—荆州—咸宁一带,分属古开江—梁平盆地、鄂西盆地和北部盆地^[2,11-12],该套页岩富

含有机质,是一套优质烃源岩^[13-14]。

我国的页岩气勘探率先在四川盆地五峰组—龙马溪组取得突破^[15-16],随着勘探工作的不断推进和认识的不断深化,逐步向盆地之外和其他层系拓展。湘鄂西地区页岩气研究工作主要集中在牛蹄塘组和五峰组—龙马溪组^[17-20],针对中上二叠统页岩气的研究则相对较少,主要涉及二叠系页岩地层沉积演化^[21]、页岩储层初步评价及含气性特征^[22-24]、页岩气资源潜力及地质意义^[21,25]等方面。这些研究成果表明:二叠纪台盆深水陆棚沉积环境为优质页岩的形成提供了充足的物质基础,孤峰组和大隆组分布面积广、厚度大,吸附气含量高,具备页岩气形成的基本地质条件,且具有一定的资源潜力。

收稿日期: 2022-12-20; 改回日期: 2024-01-02

本文受甘肃省自然科学基金项目“鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组页岩储层评价及油气共生关系研究”(编号:22JR5RM202)、甘肃省教育科技创新项目“甘肃省中小型盆地页岩气资源潜力评价研究”(编号:2022B-218)、庆阳市青年科技基金项目“鄂尔多斯盆地陇东地区延长组页岩油气含率及其主控因素研究”(编号:QY-STK-2022A-019)、陇东学院2020博士基金计划项目“湘鄂西复杂构造区下寒武统牛蹄塘组页岩气富集条件及主控因素研究”(编号:XYBY202012)联合资助

第一作者: 姜生玲, 博士, 副教授, 矿产普查与勘探专业, 主要从事非常规油气勘探及评价方面的研究工作。通信地址: 745000 甘肃省庆阳市西峰区兰州路45号; E-mail: move824@163.com

国内外页岩气勘探开发实践表明,不同类型的页岩储层在平面和纵向上均具有明显的分带性和差异性^[26-29],即明显的非均质性。非均质性表明了页岩储层的岩石组成、矿物成分、有机地球化学特征、储集物性、含气性、脆性等特征具有一定程度的复杂性和特殊性,对页岩气的富集规律、有利区优选、资源评价、可压裂性及开发方案等方面具有显著的影响^[30]。本文基于参数井HD1井的岩心资料及大量的实验测试数据,从岩石相划分入手,在页岩生气能力、储集能力以及含气性等多个方面对鹤峰地区中上二叠统的典型海相页岩开展非均质性特征分析。

1 地质背景

鹤峰地区在大地构造位置上位于扬子板块中部的湘鄂西褶皱冲带,西与四川盆地毗邻,北靠秦岭—大别造山带,东接江南—雪峰推覆隆起带(图1),是由北东—北东东向的齐岳山断裂和慈利—保靖深大断裂联合控制的向西北凸出的弧形构造带^[20,31]。根据褶皱组合样式,湘鄂西褶皱冲带可进一步划分为桑植—石门复向斜、宜都—鹤峰复背斜、花果坪复向斜、中央复背斜、利川复向斜带等次级构造单元^[20]。

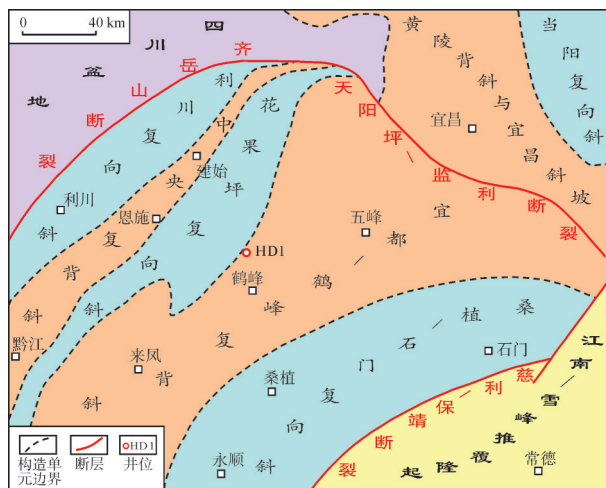


图1 湘鄂西区域构造单元划分及HD1井位置图
(构造单元据文献[30])

Fig. 1 Structural unit of the western Hubei-Hunan and the location of Well HD1 (cited from reference [30])

中上扬子区在晚二叠世长兴晚期主体为碳酸盐沉积背景,其中桑植—鹤峰—恩施—建始一带为碳酸盐台地间盆地^[11]。总体上,鹤峰地区处于碳酸盐台地间盆地沉积环境,中上二叠统自下而上发育了孤峰组、龙潭组、下窑组和大隆组4套页岩层系,总厚度约为90~102 m。

HD1井位于宜都—鹤峰复背斜带的陈家湾向斜核部,完钻井深1 366.77 m,揭示孤峰组和大隆组均发育暗色泥页岩,总厚度为102 m。孤峰组岩性主要为黑色碳质页岩,其次为灰黑色含碳硅质页岩与碳质页岩薄互层,厚度为18 m,裂缝较发育,大多被方解石充填;龙潭组岩性为黑色碳质页岩夹薄煤层、灰色含黄铁矿黏土岩夹碳质页岩,厚度为6 m;下窑组中部发育碳质页岩和钙质页岩,厚度为22 m,上部 and 下部以石灰岩为主;大隆组岩性以灰黑色硅质页岩及碳质页岩为主,厚度为56 m。

2 岩石相划分

以硅质矿物(石英+长石)、黏土矿物和碳酸盐矿物(方解石+白云石)含量为端元,按照岩石矿物组分划分岩石相^[32-33](图2)。105块页岩样品的全岩X-衍射实验结果显示,HD1井中上二叠统孤峰组—大隆组岩石的矿物组成主要为石英+长石(20.7%~73.0%)、黏土矿物(2.8%~52.4%)、碳酸盐矿物(1.7%~75.2%)等矿物,此外,黄铁矿总体较为发育,部分样品还含有少量赤铁矿和铁白云石。根据矿物含量特征,HD1井的中上二叠统页岩可划分为2个沉积亚相(斜坡相和盆地相),4个岩石相(钙质页岩相、黏土质页岩相、混合质页岩相和硅质页岩相)(图2)。

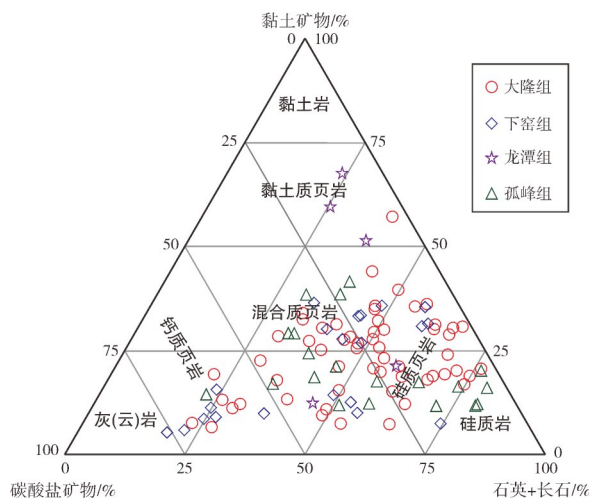


图2 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组页岩岩相划分图
Fig. 2 Shale lithofacies classification of Gufeng Formation-Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

不同类型岩石相页岩矿物含量差异较大。钙质页岩相以碳酸盐矿物为主,含量为7.8%~68.5%,平均为41.6%;其次为石英+长石,含量介于22.3%~59.2%,平均值为37.6%;黏土矿物含量为7.5%~

28.9%,平均值为16.8%。黏土质页岩相以黏土矿物为主,含量介于5.2%~52.4%,平均值为33.3%;石英+长石含量次之,平均值为28.7%;碳酸盐矿物含量平均值为13.5%。混合质页岩相以石英+长石和碳酸盐矿物为主,且含量大致相当,黏土矿物含量次之:石英+长石含量为1.3%~74.5%,平均值为37.2%;碳酸盐矿物含量为6.8%~93.4%,平均值为35.5%;黏土矿物含量为2.8%~42.0%,平均值为22.5%。硅质页岩相以石英+长石为主,含量介于26.8%~77.2%,平均值为55.2%;黏土矿物含量为6.4%~50.7%,平均值为19.8%;碳酸盐矿物含量为1.7%~65%,平均值为18.6%。

孤峰组以硅质页岩和混合质页岩为主,含少量硅质岩。垂向上表现为硅质页岩相—混合质页岩相组合:硅质页岩相对应井段为1 324.8~1 335.3 m(图3a),位于孤峰组底部;混合质页岩相对应井段为1 317.3~1 324.8 m,位于孤峰组的上部。龙潭组主要为黏土质页岩相和煤层。下窑组以混合质页岩相为主,夹薄层灰岩,含少量硅质页岩和富硅泥质页岩。大隆组以硅质页岩相和混合质页岩相为主,含少量钙质页岩相,自下而上构成硅质页岩相—钙质页岩相—混合质页岩相组合:硅质页岩相对应井段为1 258.0~1 289.7 m,位于大隆组底部;钙质页岩相对应井段为1 252.0~1 258.0 m,以薄层的

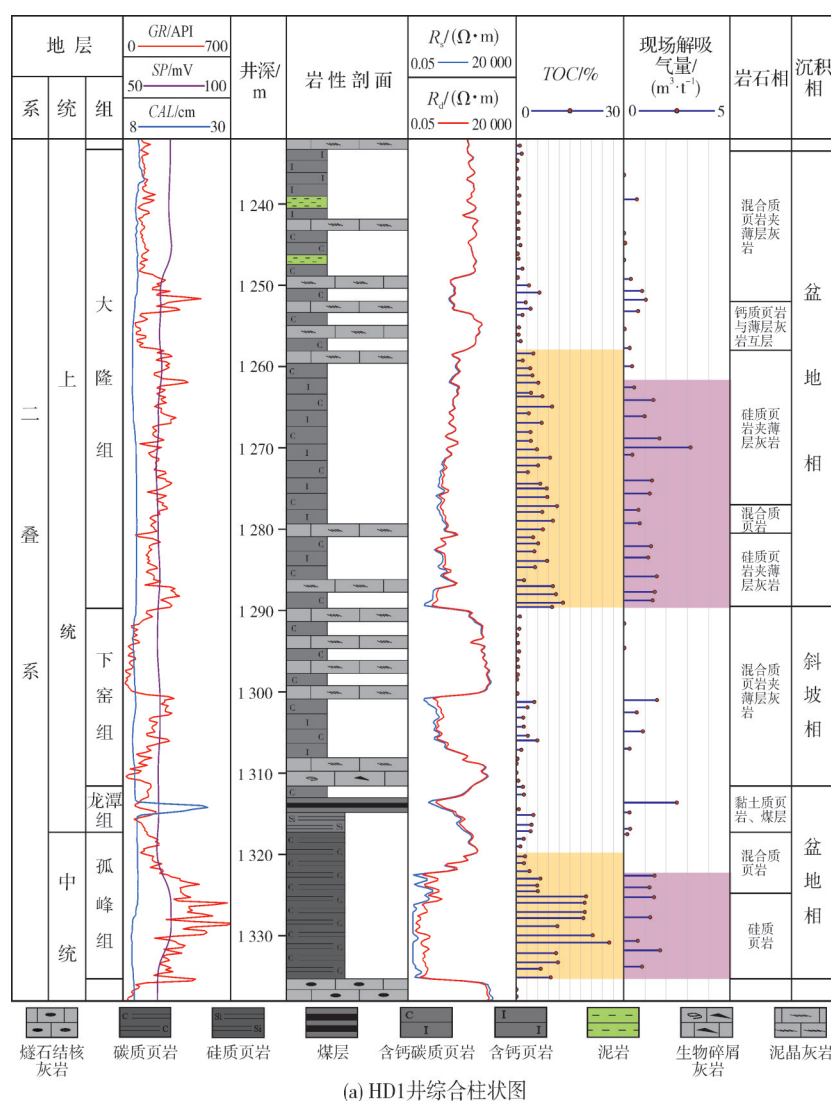


图3 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组综合柱状图及大隆组裂缝发育特征

Fig. 3 Comprehensive column of Gufeng Formation-Dalong Formation and characteristics of fracture development of Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

形式夹于硅质页岩相内,表现为岩性薄互层状特征,位于大隆组的中部;混合质页岩相对应井段为1 233.3~1 252.0 m,位于大隆组的上部。

3 页岩生气能力非均质性

25块样品的干酪根镜检结果表明:HD1井孤峰组一大隆组泥页岩有机显微组分以腐泥组为主,介于85%~99%,其次为壳质组,不含镜质组和惰质组。结合干酪根指数(92.5~99.5),综合判断有机质类型以I型为主。由16块页岩样品实测沥青反射率换算的等效镜质组反射率(R_o)为2.01%~2.81%,平均值为2.38%,指示烃源岩处于过成熟阶段,以生干气为主。

HD1井孤峰组一大隆组页岩105块样品的有机碳含量变化较大,范围在0.10%~25.93%之间,平均值为5.08%,含量大于2.0%的样品占总样品的62%。其中,孤峰组的有机碳含量为1.16%~25.93%,平均值为10.78%;龙潭组的有机碳含量为0.74%~4.82%,平均值为3.46%;下窑组的有机碳含量为0.10%~5.90%,平均值为1.48%;大隆组的有机碳含量为0.20%~18.80%,平均值为4.75%(图4)。

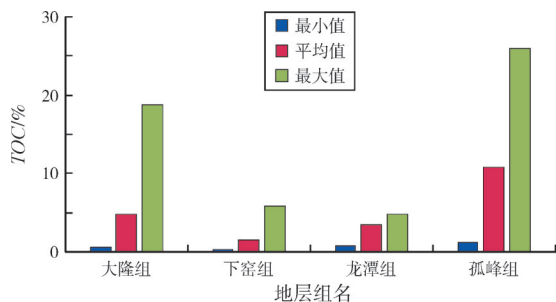


图4 鹤峰地区HD1井孤峰组一大隆组有机碳含量直方图

Fig. 4 TOC histogram of Gufeng Formation-Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

中上二叠统页岩的有机碳含量受岩石相控制明显,有机碳含量与硅质(石英)含量具有明显的正相关关系(图5)。硅质页岩相有机碳含量介于1.82%~25.93%,平均值为8.94%,41块样品中97.6%的样品有机碳含量大于2.0%;钙质页岩相有机碳含量为0.70%~4.02%,平均值为1.87%;混合质页岩相有机碳含量为0.10%~18.80%,平均值为2.62%,有机碳含量大于2.0%的样品占35.8%。以有机碳含量大于2.0%为评价标准^[33],HD1井中上二叠统富有机质页岩段发育在大隆组底部和孤峰组底部的硅质页岩相,厚度分别为30 m(含薄层灰岩夹层,厚度2~10 cm不等)和15 m(图3a)。

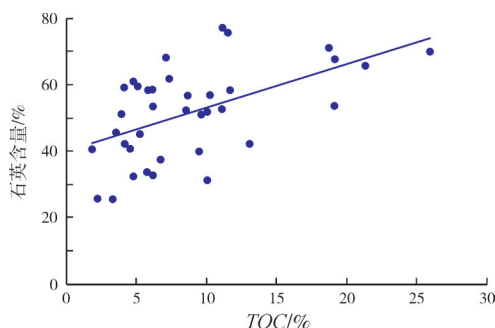


图5 鹤峰地区HD1井硅质页岩相有机碳含量与石英含量交会图

Fig. 5 Crossplot of TOC and quartz content of siliceous shale in Well HD1, Hefeng area

4 页岩储集能力非均质性

4.1 裂缝特征

页岩气藏产量高低直接与泥页岩内部裂缝发育程度密切相关,宏观裂缝、微裂缝的存在提高了水力压裂效应的有效性,从而极大改善了泥页岩的渗流能力,为页岩气从基岩孔隙进入井孔提供了运移通道^[20,34-36]。裂缝的存在可以增加游离态天然气的赋存量,亦有助于吸附态天然气的解吸,同时有利于纳米级孔隙连片并形成网状孔隙-裂缝系统^[37]。按照裂缝成因,HD1井主要发育构造缝和非构造缝(图3b—3f)。构造缝多以垂直缝/高角度为主,多被方解石充填,在钙质页岩中较为发育(图3d);也发育水平/低角度缝,数量较高角度/垂直缝略少,充填和未充填缝比例相当(图3c,3f)。非构造缝以层理缝为主(图3e),偶尔可见缝合线型裂缝(图3b)。

大隆组裂缝线密度整体较低,平均为4.3条/m,其中钙质页岩中为5.2条/m,硅质页岩中为4.2条/m,钙质含量降低造成硅质页岩中构造裂缝不甚发育。下窑组混合质页岩相裂缝线密度为9.0条/m,整体较高,尤其钙质含量较高层段的裂缝较发育。龙潭组主要为黏土质页岩相和煤层,裂缝线密度整体较高,平均为7.3条/m。孤峰组上部混合质页岩相裂缝不发育,线密度仅为2.6条/m,下部硅质页岩相裂缝十分发育,达13.3条/m。此外,各组裂缝占比相对较高的裂缝为垂直/高角度充填缝,其次依次分别为水平/低角度充填缝、水平/低角度未充填缝和垂直/高角度未充填裂缝(表1)。

总体上,主要受燕山期—喜马拉雅期构造运动的影响,发育与北西、北东东向挤压断层和北东、北北东向压扭性走滑断层及褶皱相伴生的构造裂缝,

早期形成的开启裂缝被完全充填,晚期形成的裂缝有效开启。另一方面,脆性矿物含量较高的硅质页岩相和混合质页岩相更容易破裂形成裂缝,因此构造裂缝相对较发育。小型非穿层开启缝和微裂缝的存在一方面增加了泥页岩的储集空间,另一方面也提高了页岩局部的渗透率。

表1 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组不同岩相裂缝统计表
Table 1 Statistics of fractures in different lithofacies of Gufeng Formation–Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

层位	岩石相	井段/m	垂直/高角度裂缝		水平/低角度裂缝		合计/条	线密度/ (条·m ⁻¹)
			充填缝/条	未充填缝/条	充填缝/条	未充填缝/条		
大隆组	钙质页岩相	1 252.77~1 258.77	16	2	11	2	31	5.2
	硅质页岩相	1 258.77~1 291.47	74	9	35	18	136	4.2
下窑组	混合质页岩相	1 291.47~1 312.77	84	22	43	42	191	9.0
龙潭组	黏土质页岩相,煤层	1 312.77~1 318.77	21	4	6	13	44	7.3
孤峰组	混合质页岩相	1 318.77~1 327.77	2	3	7	11	23	2.6
	硅质页岩相	1 327.77~1 336.77	40	25	20	35	120	13.3
总计	总数	1 252.77~1 336.77	237	65	122	121	545	6.5
	占比		43.5%	11.9%	22.4%	22.2%		(平均值)

4.2 微观孔隙特征

中上二叠统孤峰组—大隆组的页岩储层主要发育无机孔、有机质孔和裂缝3种类型(图6)。其中,无

机孔以泥粒孔(图6a)、晶间孔(图6b)和铸模孔(图6c)为主,孔径整体较大,多处于数百纳米至微米级,主要发育于孤峰组混合质页岩相、龙潭组和大隆组的混合质页岩相和钙质页岩相。有机质孔发育(图6d),

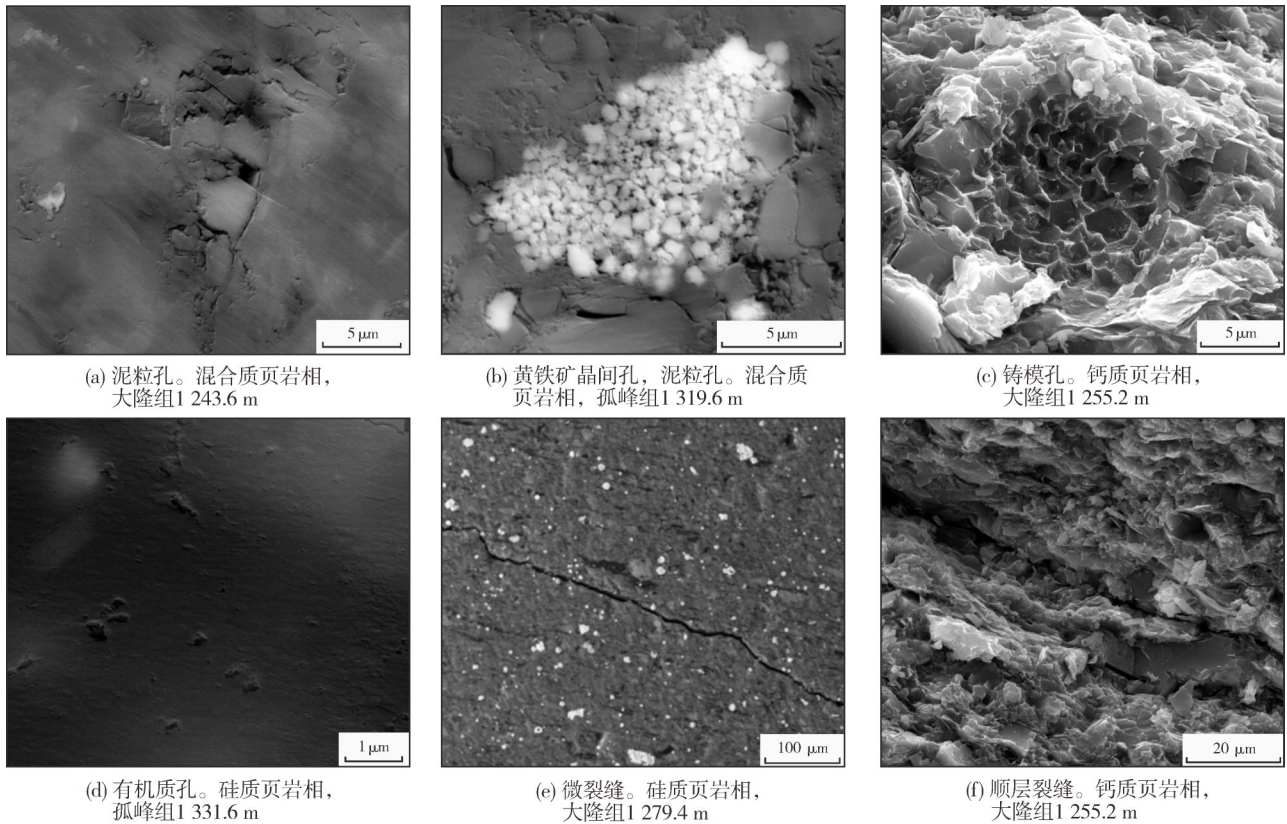


图6 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组页岩微观孔缝特征
Fig. 6 Microscopic pore and fracture characteristics of shale of Gufeng Formation–Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

部分样品有机质内可见黄铁矿晶间孔,这是因为有机质填隙物在后期热演化过程中消耗殆尽,从而形成黄铁矿—有机质孔,呈圆形、椭圆形、六边形及不规则形状,空间上形成管柱状、洞穴状等复杂的内部空间结构。有机质孔隙孔径范围变化较大,从纳米级到微米级不等。有机质孔主要发育于有机碳含量高的孤峰组和大隆组底部的硅质页岩相。有机质孔的发育及其发育程度直接证明了有机质的生烃过程,同时也为页岩气赋存提供了储集空间。孤峰组—大隆组页岩发育一定数量的微米—纳米级微裂缝(图6e),包括有机质边缘微裂缝(缝宽约为0.05 μm)、石英等矿物内部的微裂隙、伊利石层间微裂缝等多种类型。孤峰组和大隆组硅质页岩相局部发育微米级裂缝,大隆组钙质页岩相发育顺层微裂缝(图6f),孤峰组混合质页岩相偶见微裂缝,而大隆组和下窑组的混合质页岩相的微裂缝均不发育。

4.3 总孔体积和比表面积

根据样品测试结果(表2),孤峰组—大隆组页岩的总孔体积、比表面积和孔径表现出明显的非均质性,硅质页岩比混合质页岩、钙质页岩的比表面积和总孔体积大,孔径略小或相当。总体上,孤峰组—大隆组的硅质页岩具有较大的比表面积和总孔体积,为吸附气和游离气提供了储存空间。据统计,以中孔和微孔为主的孔隙结构所提供的比表面积对吸附气的贡献多于孔隙体积对游离气的贡献^[26],更有利于页岩气吸附。

表2 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组页岩孔隙结构参数表

Table 2 Pore structure parameters of shale of Gufeng Formation—Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

层位	岩相	深度/m	比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)	BJH平均 孔径/nm	总孔体积/ ($10^3 \text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)
大隆组	硅质页岩相	1 258.69	4.281	3.830	11.230
		1 268.13	4.673	3.833	8.719
		1 277.43	23.100	3.847	22.230
		1 288.40	2.276	3.820	4.925
	混合质页岩相	1 246.26	5.308	4.058	7.964
下窑组	硅质页岩相	1 309.65	11.746	3.842	16.880
	钙质页岩相	1 299.31	1.866	4.012	5.482
孤峰组	硅质页岩相	1 331.26	28.129	3.842	22.940
	混合质页岩相	1 321.13	8.817	3.825	19.100

4.4 储集物性特征

大隆组39块页岩样品的孔隙度介于0.45%~2.34%,平均值为1.70%;渗透率范围为(0.000 9~0.209 9) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为0.009 6 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。纵向上,孔隙度随深度变化呈现规律性变化,总体表现为下部物性比中上部好。其中,硅质页岩集中发育段15块岩心样品的孔隙度范围为0.45%~2.30%,平均值为1.78%;渗透率介于(0.000 9~0.209 9) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为0.017 5 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。结合扫描电镜分析(图6),大隆组硅质页岩的孔缝类型主要为有机质孔、微裂缝和晶间微孔隙。有机质生烃时产生的有机酸溶蚀矿物而形成类似蜂窝状的孔隙,页岩内部石英颗粒内形成解理微孔隙,造成了比表面积和孔隙体积均较大,有利于吸附气和游离气赋存。

孤峰组10块页岩样品的孔隙度范围为1.29%~2.99%,平均值为1.98%,60%样品的孔隙度小于2.0%;渗透率分布范围为(0.001 9~0.089) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为0.015 7 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,50%样品的渗透率小于0.005 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。纵向上,亦表现出下部硅质页岩相的物性比中上部混合质页岩相好的特征(表3)。

储层层内渗透率的非均质程度大小能直接表征储层层内非均质性的强弱。应用储层层内渗透率参数极差(J_k)、突进系数(T_k)和变异系数(V_k)来判断非均质性的强弱^[38](表4),计算公式分别为:

$$J_k = K_{\max} / K_{\min} \quad (1)$$

$$T_k = K_{\max} / \bar{K} \quad (2)$$

$$V_k = \frac{1}{\bar{K}} \sqrt{\sum_{i=1}^n (K_i - \bar{K})^2 / n} \quad (3)$$

公式(1)~(3)中: \bar{K} —层内所有样品的平均渗透率值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; n —层内样品的个数; K_i —层内第*i*个样品的渗透率值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{\max} —层内最大渗透率值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{\min} —层内最小渗透率值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

通过定量评价,位于大隆组上部的混合质页岩相和钙质页岩相的非均质性较弱,极差小于8.0,突进系数小于2.0,变异系数小于0.5。位于大隆组下部的硅质页岩相表现出很强的非均质性:1 258.0~1 277.0 m深度段的硅质页岩相极差达233.22,突进系数为11.99,变异系数达2.94;1 280.5~1 289.5 m的硅质页岩相极差为35.70,突进系数为5.95,变异系数为1.76。硅质页岩相内所夹混合质页岩相的非均质性弱。下窑组的混合质页岩相和孤峰组的混合质页岩相、硅质页岩相均表现出较强的非均质性(表3)。

表3 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组页岩储层物性统计表

Table 3 The physical properties of shale of Gufeng Formation-Dalong Formation in Well HD1, Hefeng Area

层位	岩相	深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	级差(J_k)	突进系数(T_k)	变异系数(V_k)
大隆组	混合质页岩相	1 233.5~1 252.0	1.26~1.67/1.46(5)	0.001 5~0.005 6/0.003 3(5)	3.73	1.70	0.49
	钙质页岩相	1 252.0~1 258.0	1.07~2.34/1.60(6)	0.001 1~0.006/0.004 1(6)	5.45	1.46	0.49
	硅质页岩相	1 258.0~1 277.0	0.45~2.30/1.78(15)	0.000 9~0.209 9/0.017 5(15)	233.22	11.99	2.94
	混合质页岩相	1 277.0~1 280.5	1.85~2.07/1.98(4)	0.004~0.005 5/0.004 7(4)	1.38	1.17	0.14
	硅质页岩相	1 280.5~1 289.5	1.25~2.10/1.65(9)	0.001~0.035 7/0.006(9)	35.70	5.95	1.76
下窑组	混合质页岩相	1 289.5~1 311.6	0.97~3.51/1.90(21)	0.000 4~0.024 1/0.004 3(21)	60.25	5.60	1.14
孤峰组	混合质页岩相	1 317.3~1 326.4	1.29~1.88/1.50(5)	0.001 9~0.030 4/0.008 2(5)	16.00	3.71	1.36
	硅质页岩相	1 326.4~1 335.3	1.80~2.99/2.47(5)	0.004 7~0.089/0.023 3(5)	18.94	3.82	1.41

注：孔隙度和渗透率的数据格式表示为：最小值~最大值/平均值(样品数)。

表4 储层层内非均质性评价标准(据文献[38])

Table 4 Evaluation criteria for heterogeneity within reservoir layers (cited from reference [38])

评价参数	极差(J_k)	突进系数(T_k)	变异系数(V_k)
非均质程度	弱	< 8.0	< 2.0
	中等	8.0~20.0	2.0~3.0
	强	≥20.0	≥3.0

5 页岩含气非均质性

5.1 等温吸附气含量

为评价HD1井孤峰组—大隆组页岩吸附气体的能力,在恒温34℃的实验条件下,对8块页岩样品进行了等温吸附实验测试。页岩等温吸附特征一般采用Langmuir等温吸附曲线来描述。Langmuir体积是指理论上的饱和吸附量,表征最大吸附能力,当Langmuir体积达到一半时所对应的压力为Langmuir压力^[39]。由于有机质是吸附气体的主要载体,因此有机质含量越高,吸附能力越强^[40]。实验结果表明(表5):Langmuir体积介于3.21~6.42 m³/t,平均值

表5 鹤峰地区HD1井孤峰组—大隆组页岩样品等温吸附Langmuir参数表

Table 5 The Langmuir parameters of shale of Gufeng Formation-Dalong Formation in Well HD1, Hefeng area

层系	岩相	深度/m	Langmuir 体积/ (m ³ ·t ⁻¹)	Langmuir 压力/ MPa
大隆组	钙质页岩相	1 252.20	3.47	1.92
		1 272.35	3.21	4.47
	硅质页岩相	1 283.59	4.02	3.87
		1 290.26	4.01	2.43
下窑组	混合质页岩相	1 302.51	4.58	2.38
龙潭组	黏土质页岩相	1 315.13	6.42	2.48
孤峰组	硅质页岩相	1 325.12	6.27	2.56

为4.60 m³/t,相应的Langmuir压力为1.92~4.47 MPa,平均值为2.84 MPa;8块样品的Langmuir体积均大于2.0 m³/t,尤其是大隆组底部硅质页岩、龙潭组黏土质页岩以及孤峰组底部硅质页岩的Langmuir体积均大于4.0 m³/t。可见HD1井孤峰组—大隆组不同类型页岩对甲烷的吸附能力具有较大的差异性,吸附能力更强的页岩相与有机碳含量大于2.0%的优势页岩相分布基本一致。

5.2 现场解吸气含量

对HD1井44块样品进行了现场解吸实验,其中大隆组27块、下窑组6块、孤峰组11块。实验结果表明HD1井现场解吸气含量在0.04~3.14 m³/t之间(图3),平均值为1.07 m³/t。其中,大隆组的解吸气含量为0.02~4.39 m³/t,平均值为1.03 m³/t,52.6%的样品在1.0~2.0 m³/t之间;下窑组的解吸气含量为0.04~1.97 m³/t,平均值为0.69 m³/t;孤峰组的解吸气含量为0.21~2.84 m³/t,平均值为1.32 m³/t,55.6%的样品在1.0~2.0 m³/t之间。孤峰组和大隆组的下部含气性要好于上部,含气量较高段位于大隆组底部(0.47~4.39 m³/t,平均值1.53 m³/t)和孤峰组底部(0.81~2.41 m³/t,平均值1.54 m³/t)(图3),均属于硅质页岩相。

总体上,HD1井中上二叠统页岩生气能力和储集能力均明显受岩石相控制,非均质性强,致使页岩含气性具有非均质性强的特征。综合分析认为,优势岩石相为硅质页岩相,其有机碳含量高,脆性矿物、宏观裂缝、微观有机质孔及矿物内部微裂隙发育,储集物性相对较好,解吸气含量高,是进一步勘探的有利目标。

6 结 论

(1)鹤峰地区中上二叠统孤峰组—大隆组海相页岩主要发育硅质、混合质、钙质和黏土质页岩相。

垂向上,大隆组自下而上发育硅质页岩(夹1层小于5 m的混合质页岩)—钙质页岩—混合质页岩相组合,孤峰组主要为硅质页岩相—混合质页岩相组合,下窑组主要为钙质页岩相和混合质页岩相,龙潭组主要为黏土质页岩相和煤层。

(2)受岩相控制,页岩有机地球化学特征和储集能力均表现出不同程度的非均质性。富有机质页岩段分布在大隆组底部和孤峰组底部的硅质页岩相;不同岩相的页岩宏观裂缝、微观孔缝结构类型及发育程度各异,硅质页岩相比混合质页岩相的比表面积、总孔体积、孔渗大,孔径略小或相当。这对页岩气的赋存方式及含量有较大影响。

(3)中上二叠统孤峰组—大隆组不同岩相类型的页岩对甲烷的吸附能力具有较大的差异性,现场解吸气含量较高层段均位于大隆组底部和孤峰组底部的硅质页岩相。总体上,硅质页岩相的有机碳含量高,脆性矿物、宏观裂缝、微观有机质孔及矿物内部微裂隙发育,储集物性好,解吸气含量高,是页岩气勘探的有利目标。

参考文献

- [1] 詹立培,李莉.中国二叠系若干问题的探讨[J].地球学报,1984,6(2):169-184.
ZHAN Lipai, LI Li. Some new understanding concerning the study of the Permian System in China[J]. Acta geoscientica sinica, 1984, 6(2): 169-184.
- [2] 杨玉卿,冯增昭.中国南方二叠纪沉积体系[J].古地理学报,2000,2(1):11-18.
YANG Yuqing, FENG Zengzhao. Permian depositional systems in South China[J]. Journal of palaeogeography, 2000, 2(1): 11-18.
- [3] 张琴,邱振,张磊夫,等.海陆过渡相页岩气储层特征与主控因素:以鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块二叠系山西组为例[J].天然气地球科学,2022,33(3):396-407.
ZHANG Qin, QIU Zhen, ZHANG Leifu, et al. Reservoir characteristics and its influence on transitional shale: an example from Permian Shanxi Formation shale, Daning-Jixian blocks, Ordos Basin[J]. Natural gas geoscience, 2022, 33(3): 396-407.
- [4] 武瑾,王红岩,施振生,等.海陆过渡相黑色页岩优势岩相类型及成因机制:以鄂尔多斯盆地东缘二叠系山西组为例[J].石油勘探与开发,2021,48(6):1137-1149.
WU Jin, WANG Hongyan, SHI Zhensheng, et al. Favorable lithofacies types and genesis of marine-continental transitional black shale: a case study of Permian Shanxi Formation in the eastern margin of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2021, 48(6): 1137-1149.
- [5] 钟秋,傅雪海,张苗,等.沁水煤田石炭系—二叠系煤系地层页岩气开发潜力评价[J].天然气地球科学,2020,31(1):110-121.
ZHONG Qiu, FU Xuehai, ZHANG Miao, et al. Development potential of Carboniferous-Permian coal measures shales gas in Qinshui Coalfield[J]. Natural gas geoscience, 2020, 31(1): 110-121.
- [6] 苏育飞,张庆辉,魏子聪.沁水盆地石炭系—二叠系页岩气资源潜力评价[J].中国煤炭地质,2016,28(4):27-34.
SU Yufei, ZHANG Qinghui, WEI Zicong. Permo-Carboniferous shale gas resources potential assessment in Qinshui Basin[J]. Coal geology of China, 2016, 28(4): 27-34.
- [7] 李琪琪,徐尚,陈科,等.下扬子地区上二叠统页岩气成藏条件分析[J].中国地质,2022,49(2):383-397.
LI Qiqi, XU Shang, CHEN Ke, et al. Analysis of shale gas accumulation conditions of the Upper Permian in the Lower Yangtze Region[J]. Geology in China, 2022, 49(2): 383-397.
- [8] 吴小力,李荣西,李尚儒,等.下扬子地区海陆过渡相页岩气成藏条件与主控因素:以萍乐坳陷二叠系乐平组为例[J].地质科技情报,2018,37(1):160-168.
WU Xiaoli, LI Rongxi, LI Shangru, et al. Accumulation conditions and main factors of marine-continental transitional shale gas in the Lower Yangtze area of China: a case of Permian Leping Formation in the Pingling Depression[J]. Geological science and technology information, 2018, 37(1): 160-168.
- [9] 徐良伟,刘洛夫,刘祖发,等.扬子地区二叠系页岩气赋存地质条件研究[J].现代地质,2016,30(6):1376-1389.
XU Liangwei, LIU Luofu, LIU Zufu, et al. Research on shale gas occurrence geological condition of Permian in Yangtze Region[J]. Geoscience, 2016, 30(6): 1376-1389.
- [10] 郭旭升,胡东风,刘若冰,等.四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J].天然气工业,2018,38(10):11-18.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LIU Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continental transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2018, 38(10): 11-18.
- [11] 何幼斌,罗进雄.中上扬子地区晚二叠世长兴组岩相古地理[J].古地理学报,2010,12(5):497-514.
HE Youbin, LUO Jinxiong. Lithofacies palaeogeography of the Late Permian Changxing age in Middle and Upper Yangtze Region[J]. Journal of palaeogeography, 2010, 12(5): 497-514.
- [12] 赵宗举,周慧,陈轩,等.四川盆地及邻区二叠纪层序岩相古地理及有利勘探区带[J].石油学报,2012,33(增刊2):35-51.
ZHAO Zongju, ZHOU Hui, CHEN Xuan, et al. Sequence lithofacies paleogeography and favorable exploration zones of the Permian in Sichuan Basin and adjacent areas, China[J]. Acta petrolei sinica, 2012, 33(S2): 35-51.
- [13] 夏茂龙,文龙,王一刚,等.四川盆地上二叠统海槽相大隆组优质烃源岩[J].石油勘探与开发,2010,37(6):654-662.
XIA Maolong, WEN Long, WANG Yigang, et al. High-quality source rocks in trough facies of Upper Permian Dalong Formation of Sichuan Basin[J]. Petroleum exploration and development, 2010, 37(6): 654-662.
- [14] 李牛,胡超涌,马仲武,等.四川广元上寺剖面上二叠统大隆组优质烃源岩发育主控因素初探[J].古地理学报,2011,13(3):347-354.
LI Niu, HU Chaoyong, MA Zhongwu, et al. Main control factors of high quality hydrocarbon source rocks of the Upper Permian Dalong Formation at Shangsi section of Guangyuan, Sichuan Province[J]. Journal of palaeogeography, 2011, 13

- (3): 347-354.
- [15] 张抗. 涪陵页岩气田高产的构造因素分析及思考[J]. 中外能源, 2016, 21(4): 1-8.
ZHANG Kang. An analysis of geological structure factor behind the high productivity of Fuling shale gas field and some thoughts[J]. Sino-global energy, 2016, 21(4): 1-8.
- [16] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth science frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [17] 张胜蓉, 文志刚, 赵璐阳. 湘鄂西地区志留系龙马溪组页岩气勘探潜力评价[J]. 长江大学学报(自科版), 2017, 14(7): 25-27.
ZHANG Shengrong, WEN Zhigang, ZHAO Luyang. The evolution on exploration potential of shale gas of Longmaxi Formation in Hunan and the west of Hubei area[J]. Journal of Yangtze University (natural science edition), 2017, 14(7): 25-27.
- [18] 胡忠贵, 秦鹏, 胡明毅, 等. 湘鄂西地区下寒武统水井沱组页岩储层分布及非均质性特征[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(4): 39-50.
HU Zhonggui, QIN Peng, HU Mingyi, et al. The distribution and heterogeneity characteristics of shale reservoirs in Lower Cambrian Shuijingtuo Formation in western Hunan-Hubei region[J]. China petroleum exploration, 2018, 23(4): 39-50.
- [19] 蔡进, 吉婧, 刘莉, 等. 湘鄂西—鄂西渝东地区上奥陶统五峰—下志留统龙马溪组页岩气成藏条件研究[J]. 非常规油气, 2019, 6(4): 18-24.
CAI Jin, JI Jing, LIU Li, et al. Study on shale gas accumulation condition of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian series Longmaxi Formation in Western Hubei and Hunan-Western Hubei and Eastern Chongqing area[J]. Unconventional oil & gas, 2019, 6(4): 18-24.
- [20] 姜生玲, 周庆华, 蒋礼宏, 等. 湘西北HY1井下寒武统牛蹄塘组页岩储层可压性评价[J]. 现代地质, 2021, 35(4): 1024-1032.
JIANG Shengling, ZHOU Qinghua, JIANG Lihong, et al. Fractability evaluation of shale reservoir in the Lower Cambrian Niutitang Formation of Well HY1, Northwestern Hunan [J]. Geoscience, 2021, 35(4): 1024-1032.
- [21] 翟常博, 牟传龙, 梁薇, 等. 鄂西地区二叠系孤峰组—大隆组沉积演化及其页岩气地质意义[J]. 矿物岩石, 2021, 41(4): 114-124.
ZHAI Changbo, MU Chuanlong, LIANG Wei, et al. Sedimentary evolution characteristics of Permian Gufeng Formation-Dalong Formation in western Hubei Province and its geological significance for the geological survey of shale gas [J]. Journal of mineralogy and petrology, 2021, 41(4): 114-124.
- [22] 王秀平, 牟传龙, 肖朝晖, 等. 湖北鹤峰地区二叠系大隆组页岩气储层特征及评价[J]. 海相油气地质, 2019, 24(1): 51-62.
WANG Xiuping, MU Chuanlong, XIAO Chaohui, et al. Characteristics and evaluation of shale gas reservoir of Upper Permian Dalong Formation in Hefeng Area, Hubei Province [J]. Marine origin petroleum geology, 2019, 24(1): 51-62.
- [23] 洪克岩, 朱亮亮, 程晓艳, 等. 湘鄂西构造复杂区页岩气井含气性及可压性评价: 以湖北鹤峰区块HY1井为例[J]. 断块油气田, 2018, 25(6): 721-725.
HONG Keyan, ZHU Liangliang, CHENG Xiaoyan, et al. Compressive evaluation and gas-containing of shale gas well in tectonic complex area of western Hunan and Hubei: taking Well HY1 of Hefeng Block as an example [J]. Fault-block oil & gas field, 2018, 25(6): 721-725.
- [24] 孟凡洋, 陈科, 包书景, 等. 鄂西巴东地区(巴页1井)发现海陆过渡相页岩气[J]. 中国地质, 2017, 44(2): 403-404.
MENG Fanyang, CHEN Ke, BAO Shujing, et al. Determination of marine-continental transitional facies shale gas: a case study of Baye No. 1 Well in Badong area, western Hubei Province[J]. Geology in China, 2017, 44(2): 403-404.
- [25] 许露露, 刘早学, 张焱林, 等. 鄂西鹤峰区块大隆组含页岩气地层潜力评价[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 13-18.
XU Lulu, LIU Zaoxue, ZHANG Yanlin, et al. Shale gas reservoir potential evaluation of Dalong Formation in Hefeng of western Hubei Province [J]. Special oil & gas reservoirs, 2018, 25(2): 13-18.
- [26] ROSS D J K, MARC BUSTIN 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.
- [27] MILLIKEN K L, ESCH W L, REED R M, et al. Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG bulletin, 2012, 96(8): 1553-1578.
- [28] MOKHTARI M, HONARPOUR M M, TUTUNCU A N, et al. Acoustical and geomechanical characterization of Eagle Ford shale-anisotropy, heterogeneity and measurement scale [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam: SPE, 2014: SPE-170707-MS.
- [29] 胡素云, 白斌, 陶士振, 等. 中国陆相中高成熟度页岩油非均质地质条件与差异富集特征[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 224-237.
HU Suyun, BAI Bin, TAO Shizhen, et al. Heterogeneous geological conditions and differential enrichment of medium and high maturity continental shale oil in China[J]. Petroleum exploration and development, 2022, 49(2): 224-237.
- [30] 李玉喜, 何建华, 尹帅, 等. 页岩油气储层纵向多重非均质性及其对开发的影响[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 118-125.
LI Yuxi, HE Jianhua, YIN Shuai, et al. The multi-anisotropy of shale oil and gas reservoirs in vertical and its influence on oil-gas development [J]. Earth science frontiers, 2016, 23(2): 118-125.
- [31] 杨飞, 叶建中. 川东南—湘鄂西地区构造特征与页岩气勘探潜力 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社有限责任公司, 2011: 1-124.
YANG Fei, YE Jianzhong. Structural characteristics and shale gas exploration potential in southeast Sichuan-western Hubei and Hunan areas [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press Co. Ltd, 2011: 1-124.
- [32] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 119-133.
WANG Yuman, WANG Shufang, DONG Dazhong, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the

- Lower Silurian, southern Sichuan[J]. *Earth science frontiers*, 2016, 23(1): 119–133.
- [33] 陈相霖, 苑坤, 覃英伦, 等. 贵州六盘水地区石炭系打屋坝组页岩岩相特征及其对孔隙结构的影响[J]. *海相油气地质*, 2021, 26(4): 335–344.
- CHEN Xianglin, YUAN Kun, QIN Yinglun, et al. Shale lithofacies characteristics and its influence on pore structure of the Carboniferous Dawuba Formation in Liupanshui area, Guizhou Province [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2021, 26(4): 335–344.
- [34] CURTIS J B. Fractured shale–gas systems [J]. *AAPG bulletin*, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [35] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion [J]. *AAPG bulletin*, 2007, 91(4): 523–533.
- [36] 龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 525–532.
- LONG Pengyu, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development [J]. *Natural gas geoscience*, 2011, 22(3): 525–532.
- [37] 潘涛, 姜歌, 孙王辉. 四川盆地威远地区龙马溪组泥页岩储层非均质性[J]. *断块油气田*, 2016, 23(4): 423–428.
- PAN Tao, JIANG Ge, SUN Wanghui. Shale reservoir heterogeneity of Longmaxi Formation, Weiyuan Area, Sichuan Basin [J]. *Fault-block oil & gas field*, 2016, 23(4): 423–428.
- [38] 朱源泉. ZL油田延长组储层特征及非均质性特征研究[D]. 西安: 西安科技大学, 2016.
- ZHU Yuanquan. The reservoir characteristics and heterogeneity study of Yanchang Formation in ZL Oilfield [D]. Xi'an: Xi'an University of Science and Technology, 2016.
- [39] ROSS D J K, MARC BUSTIN R. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs [J]. *Fuel*, 2007, 86(17/18): 2696–2706.
- [40] 李阳阳, 罗良, 张民康, 等. 不同沉积相泥页岩天然气吸附能力及其影响因素[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(4): 415–428.
- LI Yangyang, LUO Liang, ZHANG Minkang, et al. Gas-adsorption capacity of shale of different sedimentary facies and its influencing factors [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2022, 27(4): 415–428.

编辑:黄革萍

The heterogeneity characteristics of marine shale reservoirs of Middle–Upper Permian in Hefeng area: a case study of the Well HD1

JIANG Shengling¹, PENG Chuansheng², ZHOU Qinghua², ZHANG Liyuan³, HU Xiaolan², HONG Keyan², ZHU Liangliang²

1. School of New Energy, Longdong University; 2. Oil and Gas Exploration and Production Branch, China HuaDian Green Energy Co. Ltd; 3. PetroChina Changqing Oilfield Company Eleventh Oil Production Plant

Abstract: Permian marine shale is widely distributed in Hefeng area, western Hunan–Hubei fold belt. It is rich in organic matter and is a set of high–quality source rock. Compared with the shale gas of Niutitang Formation and Wufeng Formation–Longmaxi Formation, the research degree of marine shale gas of Middle–Upper Permian is relatively low. Survey well HD1 reveals the reservoir characteristics of the Gufeng–Dalong shale of Middle–Upper Permian and its gas–bearing properties in the core of Chenjiawan anticline, Hefeng area. So taking the Well HD1 as the research target, analysis of organic geochemistry and data of X–ray diffraction whole rock mineral, SEM, high pressure mercury intrusion, isothermal adsorption and on–site experimental permit to characterize the marine shale heterogeneity of Gufeng Formation–Dalong Formation in Middle–Upper Permian in Hefeng area. The results show that four types of lithofacies are developed in Gufeng–Dalong marine shale as siliceous shale facies, mixed shale facies, calcareous shale facies and clay shale facies. Controlled by lithofacies, the linear density of fracture diversities among different lithofacies, and the micro pore–fracture structures of different types and scales are developed. Siliceous shale in the lower part of Dalong Formation and Gufeng Formation has high organic carbon content, large specific surface area and total pore volume. The differential, onrush and variation coefficient of permeability show that the heterogeneity of mixed and calcareous lithofacies in Dalong Formation is weak, while that of siliceous lithofacies is strong. Different types of lithofacies in Xiayao Formation and Gufeng Formation show strong heterogeneity. The heterogeneity of gas generation capacity and reservoir capacity result in the gas content having the characteristics of strong heterogeneity in different lithofacies. In general, the shale layers with high organic carbon content, relatively well developed brittle minerals, natural macro fractures, micro organic pores and micro fractures in minerals, with good reservoir physical properties and high gas content are all siliceous shale facies, and located in the bottom part of Dalong Formation and Gufeng Formation.

Key words: marine shale; lithofacies; heterogeneity; Well HD1; Middle–Upper Permian; Hefeng area

JIANG Shengling, First author: PhD, mainly engaged in the research of unconventional oil–gas exploration and evaluation. Add: No. 45 Lanzhou Rd., Xifeng District, Qingyang, Gansu 745000, China. E–mail: move824@163.com