

引用格式:杨振恒,胡宗全,熊亮,等.深层页岩气源储耦合机理研究——以川南地区X井为例[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):20-27.
YANG Z H, HU Z Q, XIONG L, et al. Gas storage characteristics and coupling characteristics of deep shale gas: a case study of well-X in southern Sichuan basin, China[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 20-27.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.003

深层页岩气源储耦合机理研究

——以川南地区X井为例

杨振恒^{1,2,3,4}, 胡宗全⁵, 熊亮⁶, 丁江辉^{1,2,3,4}, 申宝剑^{1,2,3,4}, 史洪亮⁶, 卢龙飞^{1,2,3,4}, 魏力民⁶, 李志明^{1,2,3,4}

(1.中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所,江苏无锡214126;2.中国石化油气成藏重点实验室,江苏无锡214126;3.页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,江苏无锡214126;4.国家能源页岩油研发中心,江苏无锡214126;5.中国石化石油勘探开发研究院,北京100083;6.中国石化西南油气分公司,四川成都610041)

摘要:以中国石化川南地区五峰组—龙马溪组典型取心井X井为例,基于岩心观察、地化分析、X衍射、物性测试、氩离子抛光—扫描电镜、生烃模拟等多种测试手段,运用“源储耦合”研究思路,分析了取心段作为“源”的属性和作为“储”的属性特征,并探讨“源储耦合”特征。研究表明,川南地区五峰组—龙马溪组底部页岩干酪根类型为腐泥型,富含有机质,处于高一过成熟演化阶段,以生成干气为主;基质孔隙度平均为6.5%,其中以无机孔为主,无机孔隙类型主要以粒间孔、黏土矿物孔、长石蚀变孔、黄铁矿晶间孔为主;地层温压条件下平均吸附气含量为0.9 m³/t;渗透率平均为0.38×10⁻³ μm²,属于超低渗透储层。整体而言,X井在五峰—龙马溪组底部“源”优质,生气量大,现今滞留气量仅为生气量的54.8%;在储集空间类型方面,以无机孔为主,同时,有机孔大量发育,在赋存方式上以游离气为主;富有机质页岩段发育的纹层增加了储层的渗透性,同时,生物成因的硅质矿物增加了储层的脆性,易于压裂造缝。因此,五峰—龙马溪组底部富有机质页岩段整体为最佳的“源储耦合”层段,是页岩气勘探开发的主要层段和水平井轨迹的关键目标层。

关键词:五峰组—龙马溪组页岩;源储耦合;川南;深层;赋存;含气量

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Gas storage characteristics and coupling characteristics of deep shale gas: a case study of well-X in southern Sichuan basin, China

YANG Zhenheng^{1,2,3,4}, HU Zongquan⁵, XIONG Liang⁶, DING Jianghui^{1,2,3,4}, SHEN Baojian^{1,2,3,4}, SHI Hongliang⁶,
LU Longfei^{1,2,3,4}, WEI Limin⁶, LI Zhiming^{1,2,3,4}

(1.Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Sinopec RIPEP, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2.Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Sinopec, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3.State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanism and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 4.State energy Center for Shale Oil Research and Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 5.Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 6.Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Taking well-X, a typical core well of the Wufeng-Longmaxi Formation in Southern Sichuan Basin, as an example, based on core observation, geochemical analysis, X-ray diffraction, physical properties testing, argon ion polishing SEM, hydrocarbon generation simulation and other testing methods, and by using the research idea of “source-storage coupling”, the properties of the core segment as the “source” and the “storage” respectively are analyzed, and the mechanism of “source-storage coupling” is

收稿日期:2019-10-24。

第一作者简介:杨振恒(1979—),男,硕士,高级工程师,从事非常规油气研究工作。地址:江苏省无锡市蠡湖大道2060号无锡石油地质研究所,邮政编码:214126。E-mail: yangzh.syky@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“深层页岩气综合评价及开发技术政策”(P18058-1);国家自然科学基金项目“复杂构造一成岩背景下海相页岩有机孔隙演化与晚期差异保存研究”(41972164)。

further discussed. The research results show that the bottom shale in Wufeng-Longmaxi Formation is characterized by sapmpelic kerogen, abundant organic matter, and high degree of thermal evolution, in which dry gas mainly generate. The average porosity of matrix is 6.5 %, mainly are inorganic pores. The inorganic pore types are mainly intergranular pore, clay mineral pore, feldspar alteration pore and pyrite intergranular pore. The average amount of adsorbed gas under formation temperature and pressure conditions is 0.9 m³/t. The average permeability is 0.38×10⁻³ μm², which means it belongs to an ultra-low permeability reservoir. Generally speaking, the well-X has sufficient “source” at the bottom of the Wufeng-Longmaxi Formation with large amount of generated gas. The current stagnant gas volume is only about 54.8 % of the amount of generated gas, and the matrix pores are mainly inorganic pores. Meanwhile, organic pores are an important supplement. Free gas is the main body. The development of organic-rich shale section improves the permeability of the reservoir. At the same time, the biogenic siliceous minerals enhance the brittleness of the reservoir and make the reservoir easy to be fractured. Therefore, the organic-rich shale section is the best source-storage coupling interval, and also is the main interval of shale gas exploration and development and the key target layer of a horizontal well.

Key words: shale in Wufeng-Longmaxi Formation, source-storage coupling, Southern Sichuan Basin, deep layer, occurrence, gas content

页岩气是指主要以游离态、吸附态赋存于富有机质页岩层中的天然气,属于典型的“自生自储”型天然气资源^[1-3]。作为页岩气形成与富集的主体,页岩兼具烃源岩和储层的双重属性,因此,有必要将作为页岩气源的有机质和储集页岩气的储层看作一个“源储”系统来进行研究^[4-5]。运用“源储耦合”的研究思路,分析页岩“源”与“储”之间的内在关系,这样就更能深入地认识页岩气形成与富集机理。

经过多年的勘探实践,在四川盆地及其周缘的上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩地层中取得重大突破,发现了焦石坝等中浅层页岩气田(主体埋深小于3 500 m)^[6-9]。目前,川南地区已成为中国页岩气勘探开发的热点地区^[10-12]。在该地区,五峰组一龙马溪组埋深普遍在3 500 m以上,有的地方甚至超过4 500 m。针对川南地区五峰组一龙马溪组深层页岩气,特别是在“源储耦合”特征等方面,还缺乏深入系统的研究。

以中国石化川南X井取心段页岩为研究对象,基于岩心观察、地化分析、X衍射、物性测试、氩离子抛光—扫描电镜和生烃模拟等多种测试研究手段,运用“源储耦合”研究思路,探讨“源储耦合”下的富集高产规律,以期为该地区页岩气勘探和开发提供基础性理论依据。

1 区域地质特征

川南X井是位于中国石化威荣页岩气区块的1口高产井,压裂试气产量约为26×10⁴ m³/d,威荣页岩

气区块位于川西南古隆起构造低缓区,整体表现为向斜(图1)。研究区五峰组—龙马溪组沉积主要受控于受加里东运动影响的三个古隆起,即川中古隆起、黔中古隆起和康滇古陆^[13-14]。晚奥陶世凯迪期海平面快速上升,受海水底部滞流的影响,在该地区主体沉积了五峰组富有机质页岩;晚奥陶世赫南特早期—早志留世鲁丹期,川中地区构造隆升,黔中水下低隆起上升,最终形成古陆,与康滇古陆形成三隆夹一凹的闭塞海湾沉积格局^[10-16],于是在该地区主体形成了五峰组—龙马溪组富有机质页岩。

研究区五峰组—龙马溪组底部整体埋深为3 500~3 860 m,其中,底板为临湘组灰白色瘤状灰岩。五峰组(O_{3w})根据电性和岩性分为2段:下段发育灰黑色含放射虫碳质笔石页岩,局部层段夹薄层或条带状钾质斑脱岩;上段为灰黑—黑色含生屑含碳灰质泥岩,含赫兰特贝。龙马溪组(S_{1l})岩性总体以灰黑色、黑色碳质笔石页岩、碳质放射虫笔石页岩

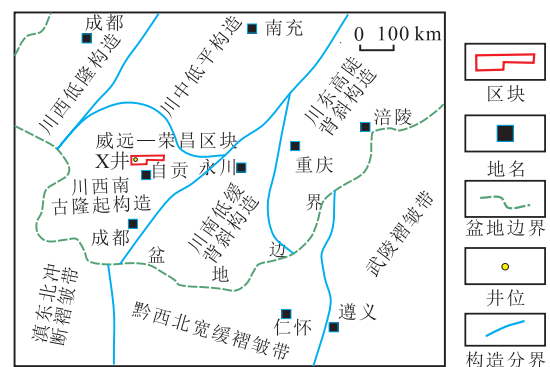


图1 研究区区域位置

Fig. 1 Location of study area

为主,向上砂质含量增多,渐变为灰绿色页岩夹粉砂质条带、深灰色泥岩。龙马溪组下部黑色碳质页岩有机质丰富,富含笔石。根据岩性、电性、笔石带分布规律、*TOC*(总有机碳含量)含量变化以及含气性等特征,将X井五峰组—龙马溪组底部细分为9个小层(图2),其中①—④小层是当前开发页岩气的核心层段,针对①—④小层实施水平井钻井和压裂改造,往往能获得高产气流,着重对比研究①—④和⑤—⑨小层的储层耦合特征,以期揭示①—④小层富集高产的机理。

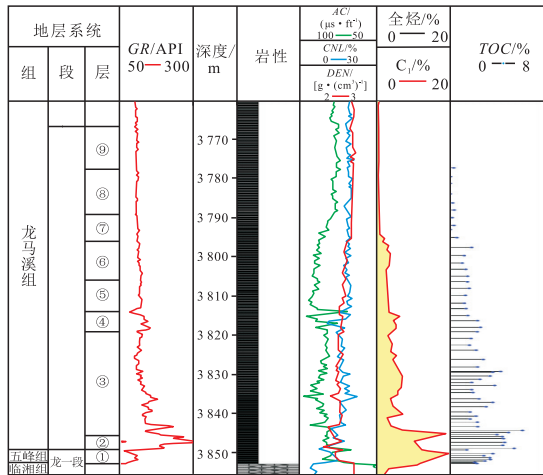


图2 X井五峰组—龙马溪组1段小层划分

Fig. 2 Division of first member in Wufeng-Longmaxi Formation of well-X

2 烃源岩特征

川南奥陶—志留系为海相沉积,干酪根生物组合主要为低等水生动物和菌藻植物,烃源岩有机质类型是由低等水生浮游生物和藻类所形成的腐泥型有机质,以I型干酪根为主^[16]。对X井五峰组—龙马溪组底部页岩开展了干酪根镜检实验分析,结果显示干酪根镜下以腐泥无定形体和藻类体的腐泥组为主(图3)。腐泥无定形体含量占比在68%~95%,平均为86%;浮游藻类体含量占比5%~32%,平均为14%。腐泥组占比在95%以上,干酪根指数为100,为典型的腐泥型干酪根。

X井取样测试数据表明,五峰组—龙马溪组底部页岩*TOC*介于0.06%~6.04%,平均为2.26%;*TOC*含量纵向分段差异性明显,①—④小层*TOC*含量介于1.43%~6.04%,平均为2.84%,⑤—⑨小层*TOC*

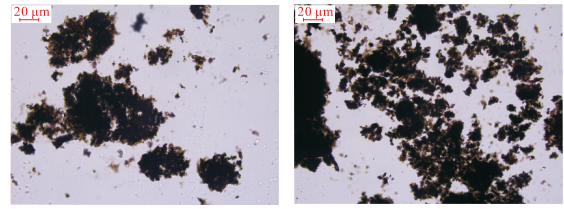


图3 X井五峰组—龙马溪组底部(③小层)页岩干酪根镜检照片

Fig. 3 Microscopic examination of shale kerogen at the bottom in Wufeng-Longmaxi Formation of Well-X (layer ③)

含量介于0.06%~1.83%,平均为0.79%,自下而上*TOC*含量逐渐减少(图2)。X井实测沥青反射率(R_b)介于2.62%~2.75%,平均为2.69%,而通过换算公式 R_0 (镜质体反射率)= $0.346+0.668 \times R_b$ 进行计算得出的 R_0 介于2.10%~2.20%,平均为2.15%,这表明该区目的层五峰组—龙马溪组页岩处于高成熟阶段,以生成干气为主。

3 储层特征

3.1 孔隙及发育特征

X井孔隙度实验数据表明,五峰组—龙马溪组页岩储层孔隙度介于2.15%~10.05%,平均为6.50%,总体上,由浅至深、逐渐变好。纵向上,⑤—⑨小层孔隙度在1.08%~5.99%,平均为2.91%;①—④小层孔隙度在1.68%~10.05%,平均为6.07%,其中①—②小层均值在6.94%以上,③—④小层均值为7.17%。

通过氩离子抛光扫描电镜镜下识别,X井五峰组—龙马溪组①—⑨小层基质孔主要包括无机孔和有机孔。无机孔类型多样,主要有矿物粒间孔、黏土矿物转化孔、长石蚀变孔,以及晶间微孔隙等(图4a—图4h)。而页岩中有机质内部孔隙发育程度并不相同,部分有机孔具有特殊的纤网状骨架结构(图4i—图4j)。

3.2 吸附特征

前人研究表明,吸附态是页岩气赋存的主要方式之一^[1-3]。等温吸附实验是描述页岩吸附能力大小的重要手段,而页岩等温吸附曲线是描述页岩吸附储存气体能力的曲线,在恒温下页岩的吸附气量是压力的函数^[17]。

根据模拟地层温度(110℃)和兰氏体积等数

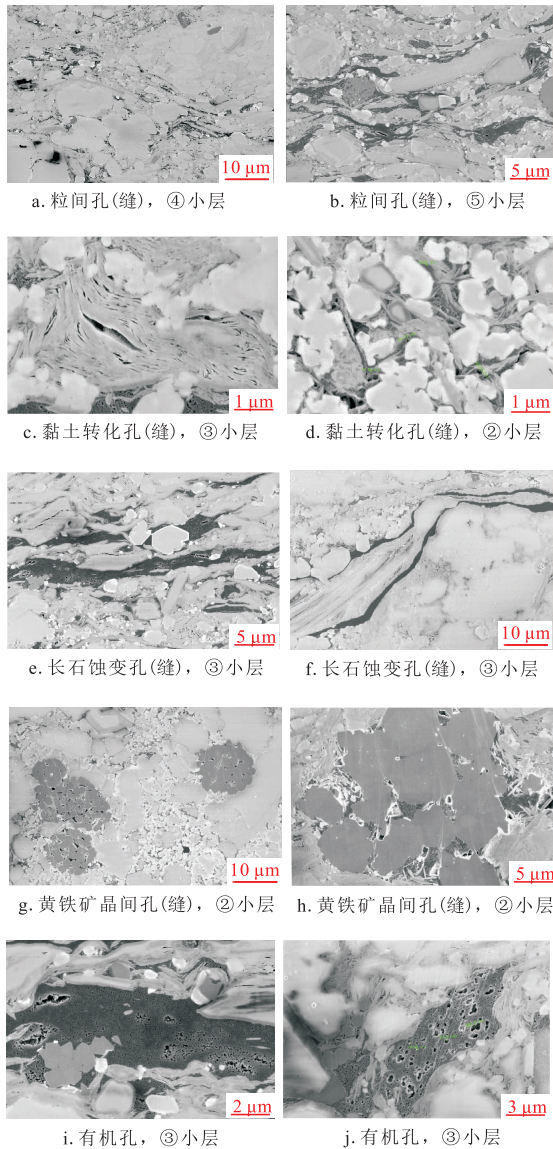


图4 X井孔隙发育类型

Fig. 4 Pore development types in well-X

据,推算地层压力条件下的泥页岩吸附气量。结果显示,X井五峰组—龙马溪组①—⑨小层泥页岩地层温度吸附气量在0.02~2.51 m³/t,平均为0.95 m³/t,其中,①—④小层泥页岩地层温度吸附气量在0.57~2.51 m³/t,平均为1.25 m³/t;⑤—⑨小层泥页岩地层温度吸附气量在0.02~0.77 m³/t,平均为0.35 m³/t(表1)。

3.3 渗透率及可压性

X井五峰组—龙马溪组①—⑨小层页岩渗透率介于(0.000 1~128)×10⁻³ μm²,平均为4.64×10⁻³ μm²。其中,①—④小层页岩渗透率在(0.000 4~128)×10⁻³ μm²,

表1 X井小层等温吸附实验测试数据
Table 1 Test data of isothermal adsorption experiment in well-X

小层	样品个数/个	温度/℃	兰氏体积 V _L / (m ³ ·t ⁻¹)		换算地层吸附气量/(m ³ ·t ⁻¹)	
			范围	平均值	范围	平均值
①—⑨	61	110	0.05~5.08	1.91	0.02~2.51	0.95
⑤—⑨	20	110	0.05~1.37	0.69	0.02~0.77	0.35
①—④	41	110	1.20~5.08	2.50	0.57~2.51	1.25

平均为6.71×10⁻³ μm²;⑤—⑨小层页岩渗透率在(0.000 1~2.12)×10⁻³ μm²,平均为0.38×10⁻³ μm²。纵向上,渗透率随深度增加有变大趋势,特别是③小层底部,渗透率最大。

脆性指数(BRIT)是页岩气储层可压性评价中的一个重要参数,其与页岩中的石英、长石、方解石、白云石等脆性矿物密切相关。对于矿物组成复杂的页岩,其脆性指数可按照如下公式计算:

$$BRIT = V_{(石英+长石+碳酸盐)} / V_{(全部矿物)} \times 100^{[18]} \quad (1)$$

式中:V_(石英+长石+碳酸盐)为石英、长石与碳酸盐体积分数之和;V_(全部矿物)为全部矿物的体积分数。

基于公式(1)对X井五峰—龙马溪底部泥页岩脆性指数进行了计算,结果显示,①—⑨小层BRIT平均值为54.2,①—④小层BRIT平均值为59.5,⑤—⑨小层BRIT平均值为34.3,其中,①—④小层可压性明显占优(表2)。

表2 X井小层渗透率和BRIT数据
Table 2 Permeability and BRIT data of small layer in well-X

小层	样品个数/个	渗透率/10 ⁻³ μm ²		BRIT/%	
		范围	平均值	范围	平均值
①—⑨	52	0.000 1~128.00	4.64	34~81	54.2
⑤—⑨	17	0.000 1~2.12	0.38	34~52	34.3
①—④	35	0.000 4~128.00	6.71	38~81	59.5

4 源储耦合特征

4.1 源优质,生气量巨大

有机质是油气生成的物质基础,有机质丰度控制着页岩生烃量的多少,决定着页岩的生烃强度^[19]。热模拟实验是烃源岩生烃潜力评价的重要手段,可再现地质体中有机质热解演化过程^[20-22]。由于五峰组—龙马溪组页岩样品成熟度较高,无法再现从低成熟到高成熟的热模拟实验过程,因此,选取广元上

表3 模拟样品与X井五峰组—龙马溪组页岩有机地化参数及矿物组成对照
Table 3 Comparison between simulated samples and shale organic geochemical parameters and mineral composition of Wufeng–Longmaxi Formation shale in well-X

样品	TOC	R_o	有机质类型	黏土	石英	长石	碳酸盐岩矿物	黄铁矿
广元大隆组页岩样	9.62	0.64	II ₁	29.0	36.0	2.0	28.0	4.0
X井五峰—龙马溪底部优质页岩	0.06~6.04	2.10~2.20	I	(15.1~61.0)/32.8	(18.0~69.2)/36.9	(0.1~10.2)/3.1	(2.0~29.6)/24.0	(1.0~7.3)/3.2

二叠统大隆组低成熟富有机质页岩进行生烃量模拟,该样品有机质类型和矿物组成与X井五峰组—龙马溪组底部优质页岩具有相似性(表3)。

热模拟实验结果表明,在高过成熟阶段,该样品的总生气量约为20.0 m³/t(图5)。根据X井各小层平均实测TOC反推X井不同层段的原始TOC,再根据模拟结果计算各小层的平均生烃量,计算结果显示,①—⑨小层生气量在0.27~28.57 m³/t,平均为10.7 m³/t,①—④小层生气量在6.72~28.57 m³/t,平均为14.0 m³/t(图6)。根据超临界甲烷流体性质模型计

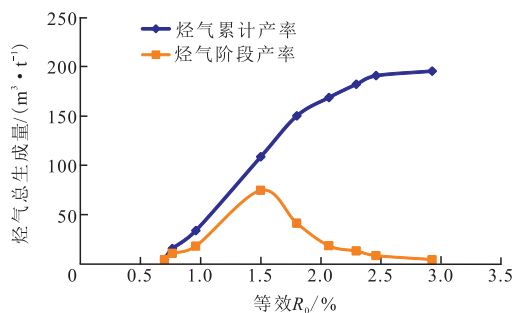


图5 模拟低成熟页岩生烃量随等效 R_o 变化

Fig. 5 Simulated low-mature shale hydrocarbon generation changes with equivalent R_o .

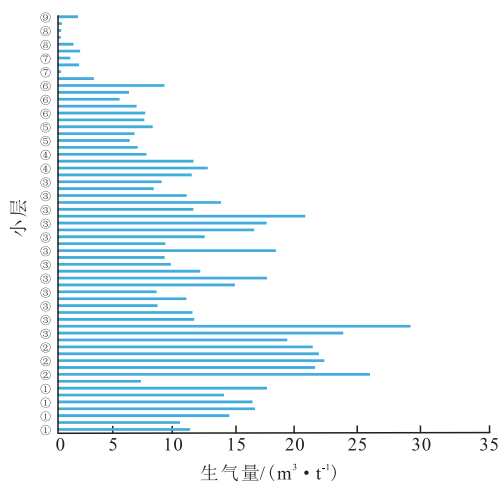


图6 基于生烃模拟反演X井不同小层的生气量

Fig. 6 Inversion of gas production in different small layers of well-X based on hydrocarbon generation simulation

算的页岩气含量①—⑨小层平均为5.87 m³/t,①—⑨小层现今滞留气量仅为生气量的54.8%,这说明①—⑨小层生烃气量远大于滞留的天然气量,研究区五峰组—龙马溪组底部甜点页岩层具有生气量大的特征。

4.2 储集、赋存及物性特征

4.2.1 基质以无机孔为主,有机孔是重要的补充

根据有机碳含量与基质孔隙度的模型,推算出各小层页岩储层中有机孔与无机孔的百分含量^[23]。整体而言,X井基质孔隙主要以无机孔隙为主,无机孔占比在21.3%~98.9%,平均为75.0%;有机孔占比介于1.07%~78.7%,平均为25%。①—④小层无机孔占比为67.8%,有机孔占比为32.2%;⑤—⑨小层无机孔占比为89.9%,有机孔占比为10.1%。对比研究发现,①—④和⑤—⑨小层无机孔分别为4.9%和4.7%,差别不大,但是①—④小层有机孔为2.2%,⑤—⑨小层有机孔为0.6%,①—④小层孔隙度的增加主要源自有机孔发育程度的增加(图7、表4)。

表4 X井小层有机孔和无机孔参数对比

Table 4 Comparison of parameters between organic pores and inorganic pores in small layer of well-X

小层	总孔隙度	无机孔孔隙度	无机孔占比	有机孔孔隙度	有机孔占比
①—⑨	6.5	4.8	75.0	1.7	25.0
⑤—⑨	5.3	4.7	89.9	0.6	10.1
①—④	7.1	4.9	67.8	2.2	32.2

4.2.2 赋存特征与含气量

HAO、ZHOU 和王飞宇等国内外不同学者针对页岩气提出了吸附气、游离气预测赋存模型^[24-26]。重点基于重量法等温吸附实验,分析了TOC含量、温度、湿度对吸附能力的影响,通过建立主因素与吸附能力的经验关系来获取埋藏条件下的吸附气量;另外,

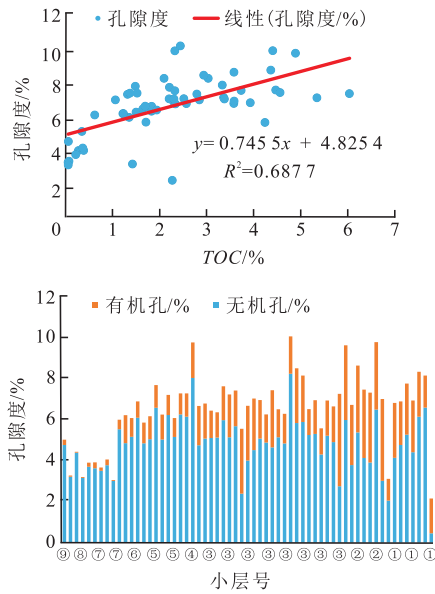


图7 X井孔隙度和TOC关系及孔隙类型

Fig. 7 Relation between porosity and TOC of well-X and its pore type

通过总孔隙空间扣除孔隙水和吸附气占据空间来厘定游离气占据空间,并基于甲烷状态(PR)方程获取游离气密度,从而构建埋藏条件下游离气赋存计算方法,这一方法在焦石坝焦页1井得到成功的应用^[27]。根据上述方法,对X井进行了游离气和吸附气占比预测,研究表明,X井以游离气为主,①—⑨小层总含气量为5.8 m³/t,平均游离气含量为4.8 m³/t,占比为82.8%,平均吸附气含量为1.0 m³/t,占比为17.2%。因此,X井五峰组—龙马溪组页岩中游离气是主体,吸附气是重要的补充(表5)。根据模型计算的①—⑨小层平均含气量为5.8 m³/t,⑤—⑨小层平均含气量为3.8 m³/t,①—④小层平均含气量为6.8 m³/t。

表5 X井游离气和吸附气小层对比
Table 5 Comparison of small layers of free gas and adsorbed gas in well-X

小层	总含气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	游离气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	游离气 占比/%	吸附气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	吸附气 占比/%
①—⑨	5.8	4.8	82.8	1.0	17.2
⑤—⑨	3.8	3.4	89.5	0.4	10.5
①—④	6.8	5.5	80.9	1.3	19.1

4.2.3 富有机质页岩的渗透率及可压性

页岩气开发实践表明,水平井+体积压裂技术对于页岩气开发至关重要,因此,压裂层段必须具有较好的可压性才能实现体积改造,也就是说,所选择的

压裂层段需要富含脆性矿物。水力压裂产生的裂缝主要是较大尺度的缝隙,页岩气层要想高产,必须有相对较高的基质渗透率。

X井①—④小层页岩渗透率平均值为6.71×10⁻³ μm²,⑤—⑨小层页岩渗透率平均值为0.38×10⁻³ μm²,①—④小层页岩平均渗透率是⑤—⑨小层页岩平均渗透率的17.7倍。X井①—④小层甜点层段岩性主要以黑色碳质页岩为主,富含笔石,纹层发育。实验分析表明纹层越发育,其对应的储层渗透率也相对越高^[23],这暗示富有机质页岩发育的纹层对渗透率意义重大。

X井①—④小层BRIT平均为59.5%,⑤—⑨小层BRIT平均为34.3%,①—④小层的脆性矿物含量较高,其中,硅质矿物占有很大比例。据研究,五峰组—龙马溪组富有机质页岩Al、Ti、Zr等多种元素的平面分布特征能够进一步反映出陆源碎屑输入较少,且海底的热液活动也极为有限,指示页岩中硅质主要来源于放射虫生物骨架,这为该段硅质页岩的生物质成因提供了证据^[28-30]。结果表明,富有机质页岩的硅质主要源于生物质成因,生物质成因的硅质矿物提高了页岩储层的脆性,易于压裂造缝,进而促进气井高产。

5 结论

1) X井在五峰组—龙马溪组底部页岩干酪根类型为腐泥型,富含有机质,自上而下TOC含量逐渐增加,处于高成熟阶段。孔隙度总体上由浅至深逐渐变大,储集空间类型主要包括无机孔和有机孔,无机孔发育程度高且类型多样,主要有矿物粒间孔、黏土矿物转化孔、长石蚀变孔和晶间微孔等。泥页岩地层温度条件下吸附气含量平均为0.9 m³/t,渗透率平均为4.64×10⁻³ μm²,纵向上,渗透率随深度增加有变大趋势,整体可压性较好。

2) 运用“源储耦合”思路研究表明,目的层“源”优质,生气量大,现今滞留气量仅为生气量的54.8%。储集空间以无机孔为主,占比可达75.0%,有机孔是主要的储集空间之一,生烃后残余的有机质是有机孔发育的主要载体。目的层段页岩气以游离气为主。富有机质页岩发育的纹层提高了储层的渗透率,并且丰富的生物质成因硅质矿物,增加了储层的脆性,易于压裂造缝,最终为该层段压裂高产提供了可能。

致谢:该论文部分原始数据引用了中国石化西南油气公司、中国石化勘探分公司,江汉油田分公司等单位的资料和成果,在此表示衷心感谢!

参考文献

- [1] CURTIS J B. Fractured shale gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [3] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
ZHANG J C, JIN Z J, YUAN M S. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [4] 胡宗全, 杜伟, 彭勇民. 海相页岩源-储耦合特征及其对页岩气的控制作用[A]. 中国地质学会2015学术年会论文摘要汇编(中册)[C]. 北京: 地质学报, 2015.
HU Z Q, DU W, PENG Y M. Source-reservoir coupling characteristics of marine shale and their control on shale gas[A]. Abstracts of the 2015 Annual Conference of Chinese Geological Society (Volume 2)[C]. Beijing: Acta Geologica Sinica, 2015.
- [5] 胡宗全, 杜伟, 刘保忠, 等. 页岩气源储耦合机理及其应用[M]. 北京: 地质出版社, 2018.
HU Z Q, DU W, LIU B Z, et al. Shale gas-reservoir coupling mechanism and its application[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2018.
- [6] 全国石油天然气标准化技术委员会. 天然气藏分类: GB/T 26979—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
SAC TC355. The classification of natural gas pool: GB/T 26979—2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [7] 全国国土资源标准化技术委员会. 页岩气资源/储量计算与评价技术规范: DZ/T 0254—2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
SAC TC93. Regulation of shale gas resources/reserves estimation: DZ/T 0254—2014[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014.
- [8] 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 Z G. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [9] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24-37.
GUO X S, HU D F, WEI Z H, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [10] 王红岩, 郭伟, 梁峰, 等. 四川盆地威远页岩气田五峰组和龙马溪组黑色页岩生物地层特征与意义[J]. 地层学杂志, 2015, 39(3): 289-293.
WANG H Y, GUO W, LIANG F, et al. Biostratigraphy characteristics and scientific meaning of the Wufeng and Longmaxi Formation black shales at well Wei 202 of the Weiyuan Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Journal of Stratigraphy, 2015, 39(3): 289-293.
- [11] 刘乃震, 王国勇. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 978-985.
LIU N Z, WANG G Y. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 978-985.
- [12] 陈云金, 张明军, 李微, 等. 体积压裂与常规压裂投资与效益的对比分析——以川南地区及长宁—威远页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 128-132.
CHEN Y J, ZHANG M J, LI W, et al. A comparative analysis of investment and benefit between conventional fracturing and fracturing by stimulated reservoir volume (SRV): Cases history of gas/shale gas wells in the Southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 128-132.
- [13] 朱炎铭, 陈尚斌, 方俊华, 等. 四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J]. 煤炭学报, 2010, 35(7): 1160-1164.
ZHU Y M, CHEN S B, FANG J H, et al. The geologic background of the Silurian shale-gas reservoiring in Szechwan, China[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(7): 1160-1164.
- [14] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. 煤炭学报, 2012, 37(5): 782-787.
HUANG J L, ZOU C C, LI J Z, et al. Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(5): 782-787.
- [15] 牟传龙, 王秀平, 王启宇, 等. 川南及邻区下志留统龙马溪组下段沉积相与页岩气地质条件的关系[J]. 古地理学报, 2016, 18(3): 457-472.
MU C L, WANG X P, WANG Q Y, et al. Relationship between sedimentary facies and shale gas geological conditions of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Journal of Palaeogeography, 2016, 18(3): 457-472.
- [16] 刘若冰, 田景春, 魏志宏, 等. 川东南地区震旦系—志留系下组合有效烃源岩综合研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(6): 824-828.
LIU R B, TIAN J C, WEI Z H, et al. Comprehensive research of effective hydrocarbon source rock of lower strata from Sinian to Silurian system in southeast area of Sichuan province[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(6): 824-828.
- [17] 郭为, 熊伟, 高树生, 等. 温度对页岩等温吸附/解吸特征影响[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 481-485.
GUO W, XIONG W, GAO S S, et al. Impact of temperature on the isothermal adsorption/desorption characteristics of shale gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 481-485.
- [18] 张梦吟, 李争, 王进, 等. 四川盆地涪陵页岩气田五峰—龙马溪组岩矿纵向差异性研究——以JYA井为例[J]. 石油实验地

- 质, 2018, 40(1): 64-70.
- ZHANG M Y, LI Z, WANG J, et al. Vertical variation of rocks and minerals in Wufeng-Longmaxi formations in Fuling shale gas field, Sichuan Basin: A case study of well JYA[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 64-70.
- [19] 腾格尔, 高长林, 胡凯, 等. 上扬子东南缘下组合优质烃源岩发育及生烃潜力[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(4): 359-365.
- TENGER, GAO C L, HU K, et al. High-quality source rocks in the lower combination in southeast Upper-Yangtze area and their hydrocarbon generating potential[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(4): 359-365.
- [20] 汤庆艳, 张铭杰, 余明, 等. 页岩气形成机制的生烃热模拟研究[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 742-747.
- TANG Q Y, ZHANG M J, YU M, et al. Pyrolysis constraints on the generation mechanism of shale gas[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 742-747.
- [21] 吉利明, 吴远东, 贺聪, 等. 富有机质泥页岩高压生烃模拟与孔隙演化特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 172-181.
- JI L M, WU Y D, HE C, et al. High-pressure hydrocarbon-generation simulation and pore evolution characteristics of organic-rich mudstone and shale[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 172-181.
- [22] 马中良, 郑伦举, 李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J]. *沉积学报*, 2012, 30(5): 955-963.
- MA Z L, ZHENG L J, LI Z M. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(5): 955-963.
- [23] 杨振恒, 韩志艳, 腾格尔, 等. 四川盆地南部五峰组—龙马溪组页岩地质甜点层特点——以威远—荣昌区块为例[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(7): 1037-1044.
- YANG Z H, HAN Z Y, TENGEER, et al. Characteristics of Wufeng-Longmaxi Formations shale sweet layer: Case study of Weiyuan-Rongchang block of SINOPEC[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(7): 1037-1044.
- [24] HAO F, ZOU H Y, LU Y C. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [25] ZHOU Q, XIAO X M, TIAN H, et al. Modeling free gas content of the Lower Paleozoic shales in the Weiyuan area of the Sichuan Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56: 87-96.
- [26] 王飞宇, 贺志勇, 孟晓辉, 等. 页岩气赋存形式和初始原地气量(OGIP)预测技术[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 501-510.
- WANG F Y, HE Z Y, MENG X H, et al. Occurrence of shale gas and prediction of original gas in-place (OGIP)[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 501-510.
- [27] 俞凌杰, 范明, 腾格尔, 等. 埋藏条件下页岩气赋存形式研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 438-444.
- YU L J, FAN M, TENGER, et al. Shale gas occurrence under burial conditions[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 438-444.
- [28] 卢龙飞, 秦建中, 申宝剑, 等. 川东南涪陵地区五峰—龙马溪组硅质页岩的生物成因及其油气地质意义[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 460-465.
- LU L F, QIN J Z, SHEN B J, et al. Biogenic origin and hydrocarbon significance of siliceous shale from the Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 460-465.
- [29] 王鹏万, 邹辰, 李娴静, 等. 昭通示范区页岩气富集高产的地质主控因素[J]. *石油学报*, 2018, 39(7): 744-753.
- WANG P W, ZOU C, LI X J, et al. Main geological controlling factors of shale gas enrichment and high yield in Zhaotong demonstration area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(7): 744-753.
- [30] 陆扬博, 马义权, 王雨轩, 等. 上扬子地区五峰组—龙马溪组主要地质事件及岩相沉积响应[J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2017, 42(7): 1169-1184.
- LU Y B, MA Y Q, WANG Y X, et al. The sedimentary response to the major geological events and Lithofacies characteristics of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Upper Yangtze Area[J]. *Editorial Committee of Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2017, 42(7): 1169-1184.

(编辑 李青)