

川东南丁山地区五峰—龙马溪组页岩储层特征及影响因素

何顺¹, 秦启荣^{1,3}, 范存辉^{1,3}, 周吉羚², 钟城¹, 黄为¹

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 中国石油西南油气田分公司, 四川 成都 629000; 3. 四川省页岩气资源与环境协同创新中心, 四川 成都 610500)

摘要:川东南丁山地区五峰—龙马溪组页岩勘探潜力巨大, 明确页岩储层特征及其控制因素具有重要意义。通过全岩“X”衍射和Maps显微扫描对页岩矿物组分及微观孔隙结构进行分析, 对页岩矿物组成、储集空间类型、孔隙度、渗透率及其控制因素进行研究, 从沉积环境和构造运动两方面剖析储层发育控制因素。结果表明, 丁山地区页岩储层具备有机质高、脆性矿物含量高的特点, 孔隙直径发育范围在10~100 nm, 不同层段孔隙度、渗透率等物性参数不一, 下部6~9小层孔隙度和渗透率高, 裂缝和页理发育处渗透率出现陡增现象。储层发育受沉积和构造运动的双重影响, 沉积环境是页岩储层形成的基础, 与埋藏演化共同决定原生储集空间的发育, 后期构造运动对储集空间组成和结构进行改造, 一方面微裂缝增加储集空间和渗流能力, 另一方面, 过于发育的裂缝破坏储层的有效性。

关键词:丁山地区; 沉积环境; 构造运动; 五峰—龙马溪组; 页岩储层特征

中图分类号: TE132

文献标识码: A

Shale Reservoir characteristics and influencing factors of Wufeng–Longmaxi formation in Dingshan area, Southeast Sichuan

HE Shun¹, QIN Qirong^{1,3}, FAN Cunhui^{1,3}, ZHOU Jiling², ZHONG Cheng¹, HUANG Wei¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Southwest Oil and Gas Field Company, CNPC, Chengdu, Sichuan 629000, China; 3. Collaborative Innovation Center of Shale Gas Resources and Environment of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The shale exploration potential of Wufeng–Longmaxi formation in Dingshan area of southeastern Sichuan is huge, and it is important to clarify the characteristics of shale reservoirs and their controlling factors. Through the “X” diffraction and Maps microscopic scanning of the whole rock, the shale mineral composition and microscopic pore structure were analyzed, and the shale mineral composition, reservoir space type, porosity, permeability and its controlling factors were studied. Then the sedimentary environment and tectonic movements was used to analyze reservoir development control factors. The results showed that the shale reservoirs in the Dingshan area were characterized by high organic matter and high brittle mineral content. The pore diameter development range was between 10 nm and 100 nm. The physical parameters such as porosity and permeability of different intervals were different. The porosity and permeability of the small layer 6~9 in lower part were high, and the permeability of cracks and phylogenetic development steeply increased. Reservoir development was affected by both sedimentary and tectonic movements. The sedimentary environment was the basis for the formation of shale reservoirs. Together with the burial evolution, the development of the primary reservoir space was determined. The later tectonic movements transformed the composition and structure of the reservoir space. On one hand, the micro fractures increased the reservoir space and seepage capacity, and on the other hand, the overdeveloped cracks destroyed the effectiveness of the reservoir.

Key words: Dingshan area, sedimentary environment, tectonic movement, Wufeng–Longmaxi formation, shale reservoir characteristics

收稿日期: 2018-07-05。

第一作者简介: 何顺(1993—), 男, 在读硕士研究生, 从事非常规油气地质研究工作。通讯地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: 2535081975@qq.com

基金项目: 国家科技部重大专项“四川盆地重点地区应力与裂缝发育规律及评价方法研究”(2017ZX05036-003-003); 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放基金“川东南地区龙马溪组富有机质页岩裂缝表征及地质意义”(PLN201718)。

页岩气是一类重要的非常规战略资源。美国、加拿大等西方国家率先开启了页岩气的勘探研究,在长期的实践探索中积累了丰富的经验。国内外学者认为页岩集自生、自储、自盖为一体,对页岩的研究也一直集中于页岩气的生成与保存等方面,国外学者根据有机质丰度和成熟度进行划分,一般将有机质含量 $>2.0\%$ 作为有机质勘探区域,而对于页岩大量生气(气窗)阶段有机质成熟临界值的划分存在较大争议。JARVIE等^[1]指出,页岩由油窗到气窗的转变发生于 $Ro=1.4\%$ 阶段,POLLASTRO等通过对Barnett页岩的研究认为,Barnett页岩的生气窗位于 $Ro=1.1\%$ ^[2]。而页岩储层储集空间及影响因素的研究相对匮乏,缺少储层评价特征参数。以丁山地区五峰—龙马溪组页岩为例,参考现有页岩储层评价体系,类比常规储层评价方法,分析五峰—龙马溪组页岩储集空间发育特征,利用储层脆性评价技术,分析页岩脆性对页岩储层的影响,考虑页岩有机质丰度对脆性影响及有机质成熟度对储层有机质孔隙形成演化的控制,根据丁山地区页岩气实际情况,将页岩有机质含量、孔隙度、渗透率、矿物组成、页岩脆性作为评价页岩储层优劣的标准。分析了页岩沉积环境对页岩脆性矿物及有机质发育的影响,构造运动对页岩储层后期改造的影响。

1 区域地质概况

川东南丁山地区位于四川盆地盆缘地带,地理位置上处于重庆市和贵州省的交界处,主体由华蓥山大断裂、南川—遵义断裂和齐岳山隐伏大断裂三者相互切割限制而形成(图1)。构造环境极为复杂,

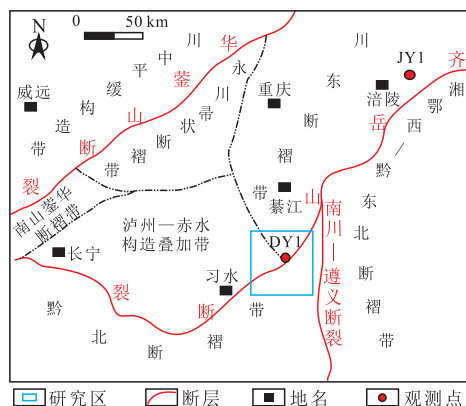


图1 研究区区域构造

Fig. 1 Structure of research area

区域构造上横跨川东高陡褶皱带和川南低缓褶皱带^[3],川东南地区北部与呈弧形的大巴山构造带相对冲,南部和黔北断褶带相接^[4],整体表现为一系列宽缓向斜和紧闭背斜相间排列。受多期构造运动叠加改造的影响,褶皱展布方向具递变规律,显示由北—北东向展布向北—北西向展布渐变。研究区处于林滩场—丁山北东向构造带上,地层出露具有厚度大($>1000\text{ m}$)、时代老和出露完整的特点,除缺少泥盆系和石炭系,震旦系到古近系均有出露。志留系龙马溪组下段和奥陶系五峰组页岩层为主要的页岩气勘探开发层位。对地层沉积特征有显著影响的构造运动包括两次构造抬升以及一次沉降过程,志留纪时期。研究区水体环境安静,沉积一套厚度大、有机质丰度高的页岩层。志留纪晚期受云南和东吴构造运动的联合影响,研究区结束沉降,进入快速隆升阶段,地层遭受剥蚀。到二叠纪时期,该区沉积环境演变为碳酸盐岩台地沉积,形成泥晶灰岩层,成为页岩上覆层。

2 页岩储层物质组成

有机质发育特征和矿物组成是影响页岩储层最重要的因素,二者影响页岩储层的作用方式不同,是研究页岩层储集特性的重点内容^[5-6]。黏土矿物和非黏土矿物在提供储集空间方式上差异较大。黏土矿物比表面积大,易吸附大量的页岩气体,同时,黏土片间孔会提供页岩游离气的储集空间,而石英、碳酸盐岩矿物、长石和黄铁矿等非黏土矿物对页岩吸附作用相对较弱,主要提供矿物晶间孔和矿物溶蚀孔隙。同时,石英、黄铁矿、长石和碳酸盐岩矿物直接影响页岩脆性,高脆性页岩在后期构造运动中易形成大量的微裂缝,增加页岩的储集空间^[7-8]。因此,分析各因素对页岩储集空间组成的作用对研究页岩储集空间特征有重要作用。

2.1 页岩岩矿组成及脆性特征

研究区页岩沉积水体主要为闭塞半深海—深海的还原环境,岩性多样,多呈灰黑色泥岩和灰黑色含粉砂泥岩。通过“X”射线全岩衍射实验对丁山地区5口钻井取22块页岩样品进行矿物含量分析,并对丁页1井和丁页2井共20个柱塞样本进行Qemscan扫描测试并统计(图2),按传统的矿物分类方法,可将

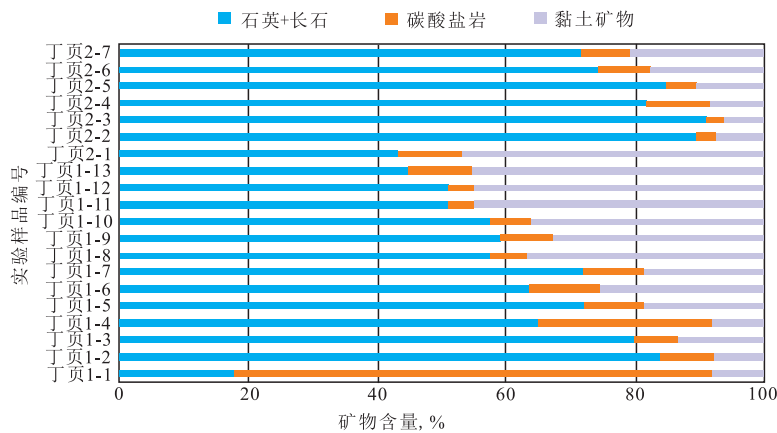


图2 丁页1井、丁页2井页岩矿物分类

Fig. 2 Shale mineral classification of well Dingye-1 and well Dingye-2

样品矿物划分为黏土类矿物、碳酸盐岩矿物、石英和长石三类。根据样本矿物含量及分布特点,得到矿物分布类型主要包括三种类型:①以石英矿物为主,石英矿物呈均匀分布,含量大于45%;②以伊利石黏土矿物为主,且伊利石均匀分布,伊利石含量大于30%;③石英和伊利石混杂分布,并夹杂部分黄铁矿条带。从丁页2井样品可以看出,五峰组岩层中硅质矿物(石英)含量最高,最高可达80%以上;龙马溪组中不同段矿物含量差异巨大,龙I亚组石英(碎屑)含量为50%~80%左右;龙II亚组石英(碎屑)含量为35%~50%之间;同时黏土含量由7%增加到40%左右;碳酸盐岩矿物的含量主要在10%左右,以方解石为主,含少量的黄铁矿,不同样品差别不大;黏土矿物成分主要为伊利石。

全岩矿物分析测试显示不同井之间及同一井不同深度段页岩矿物含量均存在明显差异(表1)。丁页1井各矿物含量波动范围大,石英与长石平均含量最高;丁页2井埋深最大,相应的石英与长石含量也最低,黏土矿物含量最高;丁页3井和丁页4井居中脆性矿物含量居中。根据丁山地区石英与长石的分类,结合各井矿物相对含量,将石英、长石、黏土矿物

和碳酸盐岩作为矿物三端元对研究区域页岩进行矿物三端元分类得到丁山地区五峰—龙马溪组页岩脆性较高(图3)。

结合不同小层石英+长石含量和对应小层样品测定总有机碳含量进行对比交汇,探讨总有机碳含量与页岩脆性之间的关系。得出川东南丁山地区龙马溪组页岩由底部向顶部石英和长石含量呈降低趋势,黏土矿物逐渐升高,碳酸盐岩矿物含量呈小范围波动,变化不明显,有机值含量由底部向顶部逐渐降低,体现出与石英和长石含量相同的变化趋势,同时

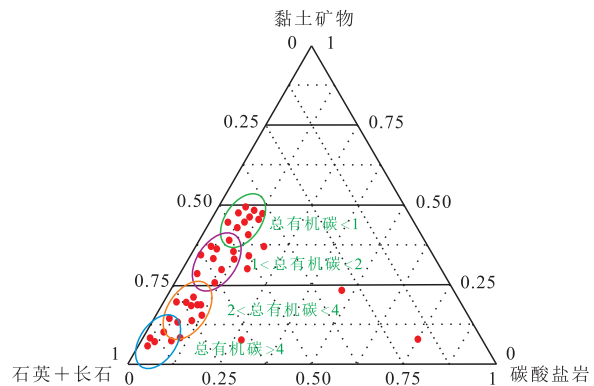


图3 页岩矿物组分三元图

Fig. 3 Mineral constituent of shale

表1 丁山地区五峰—龙马溪组页岩矿物含量

Table 1 Shale mineral content of Wufeng and Longmaxi Formation in the Dingshan area

井号	石英+长石		碳酸盐岩		黏土矿物		黄铁矿,%
	含量范围,%	平均含量,%	含量范围,%	平均含量,%	含量范围,%	平均含量,%	
DY1	18.03 ~ 83.99	58.56	4.24 ~ 26.73	9.2	7.69 ~ 46.75	27.6	1.1
DY2	31.4 ~ 56.5	43.8	8.8 ~ 26.0	16.0	22.9 ~ 48.4	39.7	1.2
DY3	39.3 ~ 62.6	50	15.1 ~ 21.8	17.5	20.4 ~ 40.9	32.4	2
DY4	40.8 ~ 66.1	51.6	13.7 ~ 19.7	16.0	18.2 ~ 42.3	32.3	2.4

由图3可得出,总有机碳含量较高的页岩脆性也较好。

2.2 页岩有机质发育情况

根据龙马溪组岩性差异,可将马溪组分为龙上段和龙下段,龙上段地层钙质及砂质成分明显高于龙下段,同时由于沉积环境和有机质含量的差异,可将龙下段页岩划分为9个不同的小层,不同小层有机质含量及成熟度均有不同。选取层位较为完整的丁页3井岩心样本进行化验测试分析,测试结果显示丁页3井(2 176.1~2 272.3 m)龙马溪组下段页岩有机碳含量具明显的分段递变规律,全段有机碳含量在1.2%~5.5%,由上向下,不同小层页岩有机质含量逐渐升高(表2),根据各小层有机碳含量的变化得到由下向上页岩有机碳含量不断下降,1号小层到5号小层的平均有机碳含量>2.0%,6号小层到9号小层平均有机碳含量<1.0%,底部有机碳含量最高达5.9%。美国福特沃斯盆地的Barnett页岩是目前勘探开发较为成功的案例之一,页岩有机碳含量高,有机碳质量百分数介于2.0%~7.0%,平均含量为4.5%,开发效果好,对比丁页3井1~4小层页岩有机碳含量与Barnett页岩相似,表明该区页岩具有较好的开发潜力。

对不同井不同深度页岩样本进行有机质镜质体反射率测定以及部分井干酪根显微组分鉴定及类型

表2 丁页1井丁页3井各小层有机质含量及孔隙度分布
Table 2 Organic matter content and porosity distribution of well Dingye-1 and well Dingye-3

井号	小层号	有机质含量, %	孔隙度分布 范围,%	平均孔隙度, %
丁页 1井	1号层	1.5~5.6	1.8~4.89	3.4
	2号层	1.5~2.3	1.5~3.0	2.3
	3号层	0.1~1.9	0.1~2.5	1.5
	4号层	0.1~1.7	0.1~2.0	1.2
丁页 3井	1号层	3.1~5.5	1.8~6.2	5.3
	2号层	4.9	2.3~5.2	5.2
	3号层	2.4~5.2	2.7~5.1	4.8
	4号层	1.3~4.2	3.0~5.0	4.3
	5号层	1.7~3.1	0.5~4.0	3.3
	6号层	0.1~1.9	0.5~3.4	2.4
	7号层	0.1~1.5	0.5~3.5	2.8
	8号层	0.2~1.9	0.5~2.6	2.5
	9号层	0.1~1.6	0.5~2.6	1.9

划分,鉴定结果显示样本有机质以腐泥无定形体为主,少量腐殖无定形体和少量镜质组,有机质类型指数为85.6,为I型优质干酪根。通过丁页1井、丁页2井等不同样本有机质成熟度的测定,得出镜质体反射率介于2.2%~3.36%,处于过成熟阶段,以大量干气生产为主。

3 储层物性特征

页岩沉积颗粒极细,储集空间的发育不同于常规砂岩储层和碳酸盐岩储层。页岩原生孔隙细小,以纳米和微米级别微孔隙发育为主,孔隙结构复杂,页岩储层的孔隙空间整体划分为孔隙和裂缝两大类,据孔隙直径大小可将其划分为5类(表3)。页岩储层渗透率低,在不同深度段、不同小层之间差异明显,且由深到浅具递变规律。

表3 页岩孔隙度分级
Table 3 Shale porosity classification

孔隙类别	直径
宏观大孔	>1cm
宏观中孔	1mm~1cm
微米级微孔隙	1 μ m~1mm
纳米级微孔隙	1nm~1 μ m
Å级孔隙	<1nm

3.1 储层孔隙度与渗透率

3.1.1 储层孔隙度差异

页岩孔隙度常用氦气孔隙度来表示。以丁页3井和丁页1井为例,丁页3井取样测试深度范围为2 176.1 m~2 272.3 m,共解释9小层96.2 m,丁页1井取样测试深度为1 972~2 054.2 m,共解释4小层82.2 m,两井有效孔隙度跨度均较大,丁页2井页岩孔隙度在0.5%~6.93%,丁页1井有效孔隙度在0.01%~4.89%,各小层有效孔隙度分布不均一,对比丁页1井及丁页3井小层孔隙度分布(表3),以孔隙度4.0%为界限,划分储层孔隙有效性,其中丁页1井解释储层的有效孔隙度分布范围在0.01%~5%,平均孔隙度为2.4%,整体孔隙度偏低,丁页3井第1~5号小层孔隙度<3.5%,第6~9号小层孔隙度>4.0%。根据我国优质页岩储层有效孔隙度4.0%的划分标准,丁页1井第1~4号小层及丁页3井第

1~5号小层均为非优质页岩储层。丁页3井第6~9号小层为优质页岩储层。

3.1.2 储层渗透率特征

渗透率是表征页岩储层物性的一项重要参数,不同深度段页岩渗透率表现出明显的不均一性,裂缝发育段页岩渗透率往往急剧加大。丁页1井页岩渗透率变化范围较大,整体在 $(0.01 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,丁页2井在取心测试段页岩渗透率变化范围在 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。在对丁页1井和丁页2井岩心观察发现,丁页2井裂缝发育程度小于丁页1井。选取1~4小层进行页岩小层渗透率测试结果显示:两口井页岩横向渗透率大于垂向渗透率,页岩气侧向渗流、扩散速率远比垂向上大。其中丁页1井目的层页岩横向渗透率约 $(0.008 \sim 1.967) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.695 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率约 $(0.005 \sim 0.495) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.205 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,两者渗透率差别为2.5~7.5倍(图4a);丁页2井目的层页岩横向渗透率约 $(0.007 \sim 0.18) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.064 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率约 $(0.002 \sim 0.068) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.019 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,两类渗透率差别为2.9~6.7倍(图4b)。通过两口井渗透率对比发现丁页2井渗透率远低于丁页1井渗透率,其主要原因为随着埋深的增加,上覆地层压力相应较高,黏土矿物进一步被压实,页理面孔隙结构进一步被压缩,即埋深约2 000 m增加到约4 500 m,其横向渗透率由平均 $0.695 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 下降至 $0.064 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂向渗透率由平均 $0.205 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 下降至 $0.019 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

两井测试段都发育不同程度的裂缝,经过测

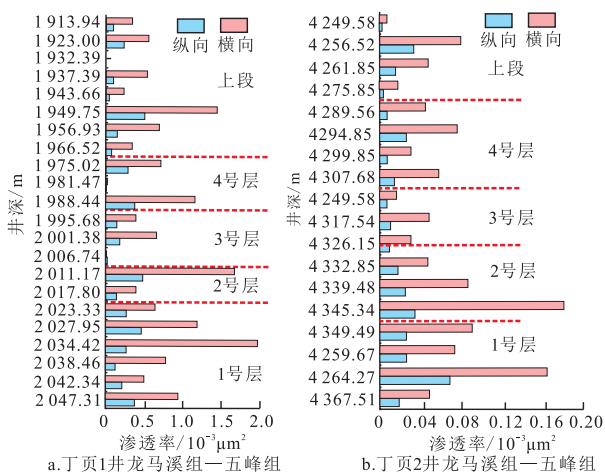


图4 丁页1井、丁页2井横纵向渗透率柱状图

Fig. 4 Vertical and transverse permeability histogram of well Dingye-1 and well Dingye-2

试在裂缝发育点页岩渗透率急剧上升,在丁页1井2 043.68 m和2 048.11 m段岩心裂缝发育段测试渗透率在 $1 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,表明裂缝的发育不仅能提高页岩气储集空间,对改善页岩渗流运移能力也有着重要作用。

3.2 储集类型及孔隙结构

结合岩心观察及氩离子抛光扫描电镜观察,丁山地区页岩储集空间类型包括有机质内发育的孔隙、无机孔隙和微裂缝等(图5)。无机孔包括粒间孔、晶间孔、铸模孔及溶蚀孔隙,原生无机孔隙由于后期压实常呈扁平状,晶间孔隙主要为黄铁矿晶体内部孔隙(图5a),孔径一般小于100 nm,而溶蚀孔隙则主要是长石和碳酸盐岩矿物在沉积和后生成岩过程中由于溶蚀所形成,主要呈不规则状。有机质孔隙包括原生有机质孔隙和后期热解生烃过程中收缩形成的孔隙(图5c、图5e),原生有机质孔隙主要呈点状或带状分布,具有一定的形状特征。次生有机质孔主要是高温高压作用下重质沥青经过运移,油气逸出后形成的孔隙,包括点状分散状分布有机质孔隙、充填有机质孔隙、黄铁矿晶间,以及与矿物伴生的有机质孔隙。孔隙形状有圆形或椭圆形蜂窝状、扁平状和不规则等,页岩微层理间发育大量的微裂缝(图5f),为储层提供油气储集空间和油气运移的通道。

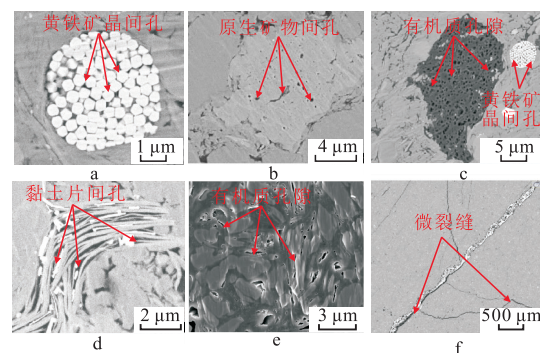


图5 丁山地区页岩微观孔隙

Fig. 5 Micropores of shale in Dingshan area

裂缝在页岩储层中具有增加页岩气储集空间和改善油气渗流能力的作用。通过页岩CT扫描得到宏观裂缝主要为充填缝,裂缝规模相对较大,延伸远,开度一般在几百微米左右;微裂缝及裂隙主要以开启缝为主,该类裂缝主要发育于层间,裂缝规模小,裂缝尺度在主要为纳米及纳微米级别,开度主要集中在几十至一百纳米之间。

4 页岩储层发育主控因素

4.1 页岩沉积环境

川东南丁山地区地处四川盆地盆缘位置,志留系的沉积开始与华南板块海盆的消退和造山运动的开始。晚奥陶世到早志留世时期,研究区在加里东运动的影响下,形成雪峰、川中和黔中三大隆起,变成四川盆地基本地质构造格局。该时期气候变暖,冰川大面积的消融,使得构造运动形成的凹陷进入快速的海侵阶段,水体加深,形成大规模的深水陆棚沉积环境^[9-12](图6)。随着冰川的消融及海底火山活动的影响,气候回暖,研究区水体温暖,低等微生物开始大量繁殖进入繁盛阶段,低等浮游微藻生物在死亡后沉降于水体深部。该时期研究区笔石、硅藻、放射虫等低等硅质生物在海底富集^[13],并有少量黄铁矿沉积。同时,逐渐加深且闭塞的深水陆棚环境使得水体含氧量降低,形成相对还原的水体环境,有利于微生物遗体的埋藏与保存,使得该地区页岩层中有机质更加丰富。硅质生物外壳和黄铁矿的沉积加大页岩脆性,对储层改造形成天然裂缝较为有利。

古沉积水体的环境和能量直接影响页岩储层的发育^[14-16]。自然伽马能谱测井曲线能确定地层中放射线元素的种类并测定不同放射线元素的含量。测井资料中,钾(K)、钍(Th)及其总和(KTH)与泥质含量的关系最好,可同时利用Th/U与Th/K来判断页岩

沉积期古环境。Th/K主要应用于页岩沉积相的判定,沉积水体的能量越高则Th/K越大,Th/K值可判断沉积环境的能量,比值在10以上为高能环境,亚高能环境比值在6~10之间,低能环境比值在3~6之间。根据不同种类黏土的Th/K值,亦可以判断页岩黏土种类(图7)。Th/U主要应用于页岩氧化还原环境的判定,氧化环境下Th/U比值高,还原环境下Th/U比值低。当(Th/U) > 7时,主要为淋滤氧化环境的陆相沉积环境,Th/U值在2~7之间则为海陆相过渡沉积环境;(Th/U) < 2时为强还原环境下的海相沉积,主要岩性为海相泥岩、碳酸盐岩和磷酸盐。

丁页3井龙马溪组不同段岩性差别较大,下段主要以黑色碳质页岩和灰黑色泥岩为主,上段为灰质泥岩、泥岩、灰黑色泥岩夹灰质条带。Th/K和Th/U值的分布区间分别是3.6~7和1.5~7,表明丁页3井黏土矿物组成主要为伊蒙混层黏土,以亚高能和低能沉积水体为主,沉积环境主要为弱氧化环境。丁页1井龙马溪组页岩Th/K比值在2.5~7范围内变化,Th/U比值在2~15范围内变化,黏土矿物组成主要为伊蒙混层黏土,表明其以低能和亚高能水体为主,沉积环境为还原—强还原环境的海相沉积,兼具氧化的陆相沉积。

4.2 构造作用对储层的改造作用

页岩储层致密,沉积环境决定页岩矿物构成和原生储集空间的发育分布,构造作用主要控制储层

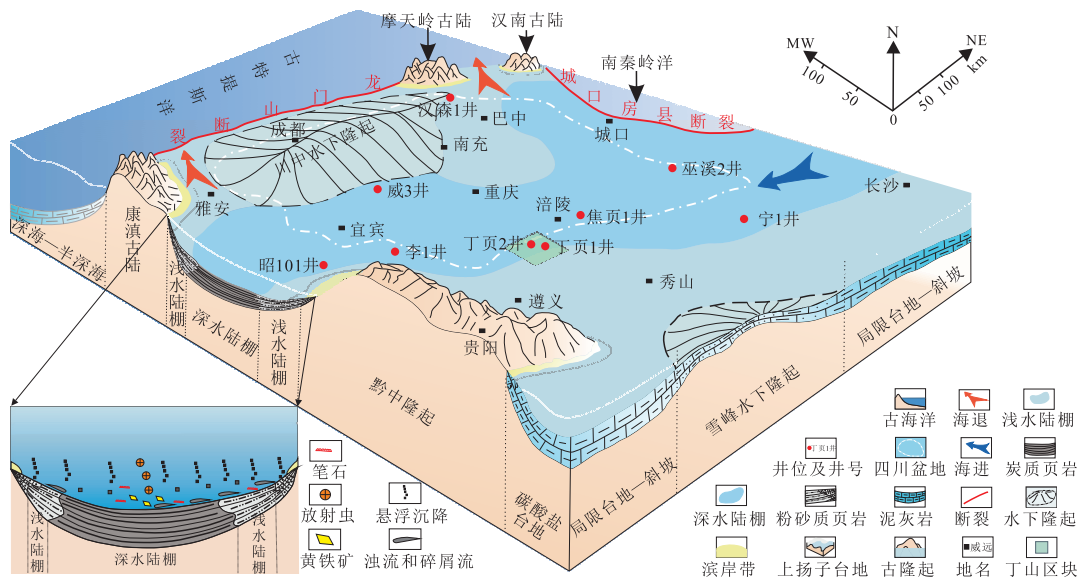


图6 四川盆地及周缘下志留统页岩沉积环境模式(据FAN, et al^[12]修改)

Fig. 6 Sedimentary environment of lower Silurian shale in the Sichuan Basin and its periphery

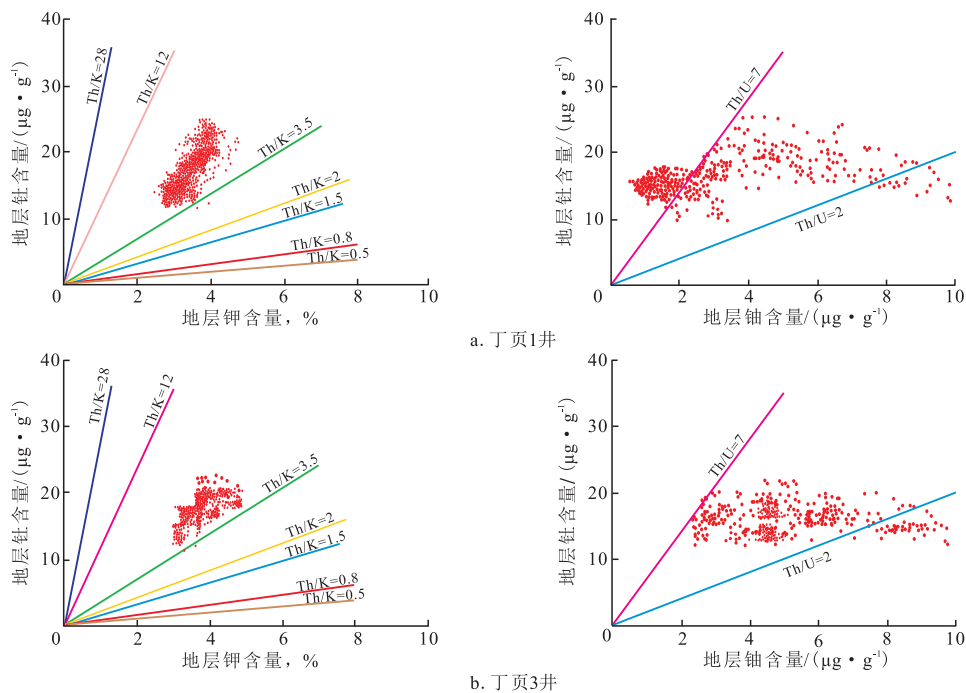


图7 丁页1井、丁页3井Th/U及Th/K交汇

Fig. 7 Th/U and Th/K intersection figure of well Dingye-1 and well Dingye-3

的后期改造,导致页岩储层的重新分布^[15,17],主要有天然裂缝和区域地应力2个方面。构造抬升和挤压作用使地层裂缝发育,地应力大小和方向是衡量裂缝封闭性的关键因素。

川东南丁山地区志留系页岩沉积后经历多期构造运动的改造,包括一次构造抬升和三次挤压作用,由研究区页岩矿物构成得知,该地区页岩脆性高,在多期构造运动的叠加改造中大量微裂缝形成,不仅加大了页岩的储集空间,同时也为页岩油气的运移提供大量的优势运移通道。天然裂缝的发育与页岩岩石力学性质密切相关,页岩脆性常用来表征在储层压裂改造中裂缝形成的能力,不同地区矿物组成特征,脆性计算方式不同。最常用的脆性矿物分别为石英、碳酸盐岩以及黏土矿物,研究中采用石英、长石,碳酸盐岩和黏土矿物的含量划分页岩脆性,计算公式如下:

页岩脆性=(石英+长石)/(石英+长石+碳酸盐岩+黏土含量)

丁山地区不同井龙马溪组埋藏深度具有明显差异。目的层在不同井埋藏深度差异明显,丁页1井距离齐岳山最近,岩心观察裂缝的发育情况也最为发育,距离齐岳山断裂最远的丁页2井由于受齐岳山断裂影响相对较弱,而且地层埋深大,地层温度高塑性

大,裂缝的发育不及丁页1井,但由于其保存良好,页岩脆性高,在储层水力压裂开发过程中形成复杂的网状缝,压裂效果好,获得了 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的日产气量。而距离齐岳山最近的丁页1井虽然储层裂缝发育,但过于发育的裂缝沟通了上部封盖层,成为页岩气逸散的通道,造成开发过程中效果欠佳。

因此,构造作用对储层的改造具有双重作用。一方面构造抬升和挤压作用有利于储层裂缝的形成,加大页岩储层的储集空间,沟通不连续的孤立孔隙,成为页岩气解吸和流动的通道;另一方面过强的构造运动也会破坏储层结构,构造缝成为页岩气逸散的通道,造成页岩储层的无效化。

5 结论

1) 丁山地区龙马溪组页岩储层主要储集空间包括原生无机质孔隙、有机质孔隙和微裂缝3类,其形成和演化与后期埋藏密切相关。储层孔隙度主要为1.8%~5.34%,最低孔隙度仅为1%,最大为6.93%,根据平均孔隙度的不同,纵向上可分为2段,上段小层平均孔隙度在4.0%以下。不同深度段储层横向和纵向渗透率差异明显,横向渗透率介于 $(0.007 \sim 1.967) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,

(下转第78页)