

# 川东北深层页岩储层成岩作用及对孔隙发育的影响 ——以DY1H井吴家坪组—大隆组为例

杨雨然<sup>1,2</sup>, 徐亮<sup>1,2</sup>, 马维泽<sup>3</sup>, 杨雪<sup>1,2</sup>, 李润彤<sup>1,2</sup>, 朱逸青<sup>1,2</sup>,  
王青<sup>1,2</sup>, 李彦佑<sup>1,2</sup>, 伍秋姿<sup>1,2</sup>, 何亮<sup>1,2</sup>

1 中国石油西南油气田公司页岩气研究院; 2 页岩气评价与开采四川省重点实验室;

3 中国石油大学(北京)地球科学学院

**摘要** 四川盆地吴家坪组—大隆组海相页岩具备良好的页岩气成藏条件,是四川盆地未来天然气勘探的重要接替领域。但受混合沉积作用的影响,不同岩相之间成岩作用及孔隙演化差异显著,影响了对其储层分布及勘探潜力的评价。综合应用X衍射、扫描电镜、能谱、薄片观察等多种实验方法,对川东北地区DY1H井吴家坪组—大隆组页岩开展了岩相划分、成岩作用与微观孔隙结构研究,讨论了其成岩作用与孔隙发育的耦合关系。结果表明:DY1H井吴家坪组—大隆组页岩主要发育硅质、混合质、钙质、黏土质4类页岩岩相。其中硅质页岩相的TOC最高。硅质页岩中石英来源于陆源碎屑与硅质生物,抗压能力强,保留下的微孔隙可为有机质迁移与富集提供空间,并且随着埋藏深度的增加,有机质热演化作用也可形成大量有机质孔。得益于优质的物质基础和良好的储集空间条件,硅质页岩成为川东北地区吴家坪组—大隆组页岩中的有利岩相。建立了有利岩相的成岩-孔隙演化模式,为海相页岩孔隙成因研究与储层分布预测提供了借鉴和参考。

**关键词** 成岩作用; 储层特征; 孔隙成因; 页岩气; 吴家坪组; 大隆组; 川东北地区

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

**引用:** 杨雨然, 徐亮, 马维泽, 等. 川东北深层页岩储层成岩作用及对孔隙发育的影响:以DY1H井吴家坪组—大隆组为例[J]. 海相油气地质, 2024, 29(4): 385-400.

YANG Yuran, XU Liang, MA Weize, et al. Diagenesis and its influence on pore development of deep shale reservoirs in northeastern Sichuan: a case study of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H [J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(4): 385-400.

## 0 前言

2023年,我国页岩气年产量达 $250\times 10^8\text{ m}^3$ ,页岩气勘探开发已进入快速发展阶段<sup>[1]</sup>。四川盆地作为我国海相页岩气勘探开发的主战场,自下而上发育多套海相页岩层系,包括下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组、上二叠统吴家坪组—大隆组等层系<sup>[2-6]</sup>。海相页岩往往存在岩相多样、成分复杂,储层孔隙演化与成岩演化的匹配关系不清等科学难题,很大程度上制约了页岩气的勘探进程<sup>[7-9]</sup>。并且相较于常规储层,页岩中独有的有机质热成熟成岩作用,使得页岩储层水-岩反应更为复杂,成岩现象

更为丰富;此外,受页岩颗粒粒径、微观实验条件等方面的约束,其微观成岩现象不易观察。因此海相页岩成岩作用的研究,需结合多方面因素、多学科交叉以及更先进的技术<sup>[10]</sup>。近年来,四川盆地海相页岩的成岩作用研究取得了显著进展,已成功识别了多种成岩作用类型,为深入理解海相页岩的成岩演化过程提供了基础<sup>[11]</sup>。张艺凡等<sup>[12]</sup>基于扫描电镜观察揭示了成岩作用与孔隙发育之间存在密切的耦合关系,在成岩作用过程中发生的流体活动和矿物转化对孔隙的形成和演化具有显著影响<sup>[13-14]</sup>;马中良等<sup>[15]</sup>通过热模拟实验构建了有机质孔演化模式,揭示了有机质热演化、无机矿物转化和孔隙演化的相互作用机制<sup>[16-18]</sup>。

收稿日期:2024-05-27; 改回日期:2024-08-07

本文受中国石油天然气集团有限公司科技项目“新区新层系有利区优选与勘探评价关键技术研究”(编号:2023ZZ21YJ04)、中国石油西南油气田公司科研项目“四川盆地北部二叠系海相页岩储层评价体系研究”(编号:2024D104-01-11)、中国石油西南油气田公司科研项目“川北地区二叠系海相优质页岩展布规律与储层主控因素研究”(编号:20230304-08)、中国石油天然气股份有限公司气藏评价项目“川东地区二叠系海相页岩有利建产目标优选”联合支持

**第一作者:** 杨雨然,高级工程师,主要从事油气勘探开发研究工作。通信地址:610051四川省成都市府青路一段3号;E-mail: yangyuran@petrochina.com.cn

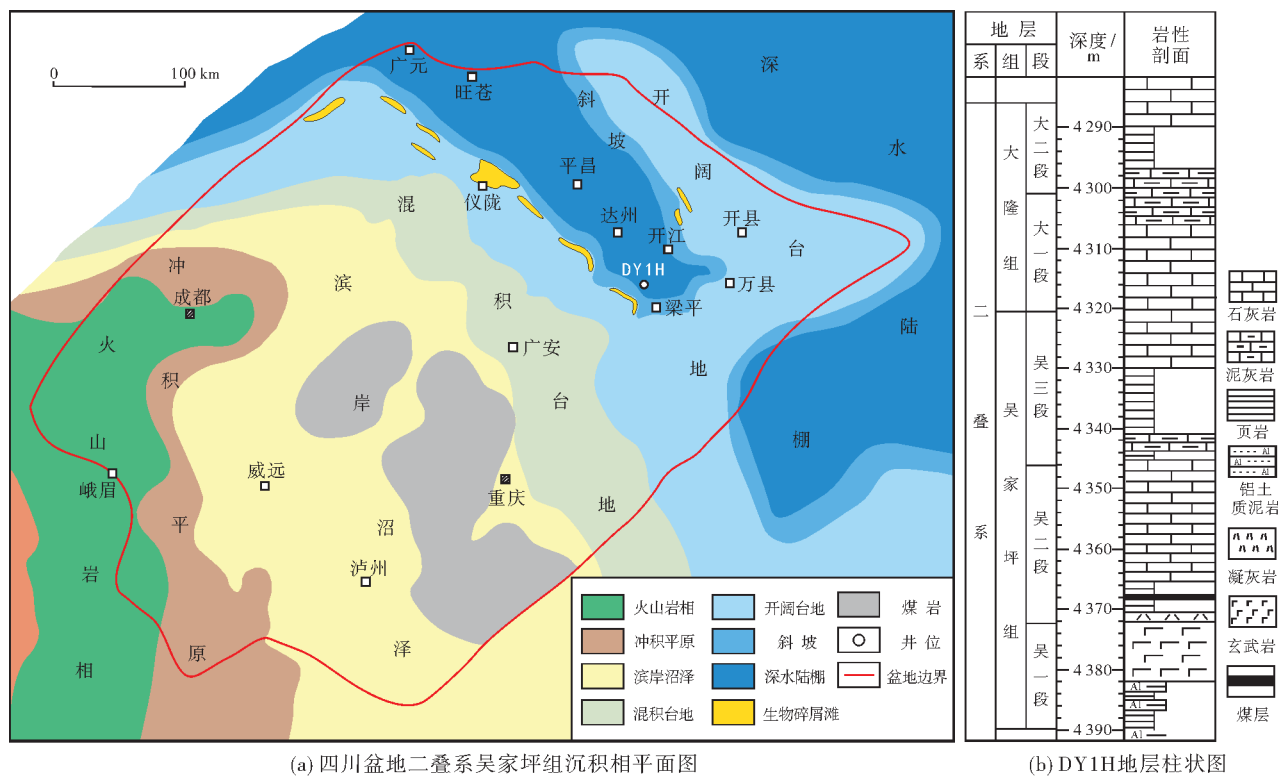
**通信作者:** 杨雪,工程师,主要从事页岩气地质综合评价及研究工作。通信地址:610051四川省成都市府青路一段3号;E-mail: yangx63@petrochina.com.cn

2022年底,四川盆地东北部开江—梁平海槽内部署的DY1H井,在二叠系深水陆棚相页岩中获日产 $32\times 10^4\text{ m}^3$ 的工业气流。DY1H井主探层系为吴家坪组一大隆组,其中吴三段页岩厚度为13 m, U/Th 介于1.2~5.9,为还原环境;平均 TOC 值可达9.8%;平均含气量为10.4 mL/g,与川南地区五峰组—龙马溪组页岩有着相近的地质条件,整体勘探前景良好<sup>[19]</sup>。前人已对吴家坪组一大隆组页岩储层的孔径分布、孔体积占比及孔隙分形维数开展了定量表征<sup>[20]</sup>,但很少从成岩作用的角度研究储层孔隙发育特征,对不同成岩作用类型与储层孔隙发育的耦合关系以及成岩演化阶段的孔隙演化过程还不明确。因此,为厘清四川盆地二叠系吴家坪组一大隆组页岩不同岩相成岩作用对储层孔隙演化的控制作用,查明优质储层发育特征,通过X衍射、扫描电镜、能谱、薄片观察等手段,对页岩进行岩相划分,探究不同页岩岩相成岩作用类型与差异,建立页岩

成岩序列,最终讨论成岩作用对孔隙发育的影响,以为川东北地区吴家坪组一大隆组页岩储层地质研究提供参考,为下一步油气勘探提供借鉴。

## 1 研究区概况

研究区位于四川盆地东北部(图1a)。四川盆地二叠系受峨眉地裂运动的影响,呈现“北部拉张”的沉积格局。茅口期,受基底断裂和勉略洋被动大陆边缘伸展构造共同控制,盆地内部形成一系列裂陷槽,发生差异性沉降,开江—梁平海槽初具雏形。吴家坪期,峨眉地幔柱活动引起地壳大规模抬升和火成岩形成,沉积分异进一步加剧,盆地由西南往东北形成火山岩相—陆相—海陆过渡相—海相沉积格局,海槽深度增加。大隆期,基底断裂持续活动,开江—梁平海槽进一步拉张,宽广的台地被切割成台隆与台盆相间的沉积格局,并在大隆组沉积末期定型<sup>[19]</sup>。



(a) 四川盆地二叠系吴家坪组沉积相平面图

(b) DY1H地层柱状图

图1 四川盆地二叠系吴家坪组沉积相图与DY1H井地层柱状图

Fig. 1 The sedimentary facies map of the Permian Wujiaping Formation in Sichuan Basin and the stratigraphic column of Well DY1H

DY1H井位于开江—梁平海槽东南部,处在深水陆棚相中,目的层吴家坪组一大隆组包括火山岩、石灰岩、页岩等岩性。其中吴家坪组可划分为3段(图1b):底部吴一段岩性主要为黑色页岩及玄武岩;吴二段发育黑色页岩和石灰岩;顶部吴三段发育大

段黑色页岩,厚度超过10 m。大隆组可划分为2段:底部大一段为石灰岩向泥灰岩过渡;顶部大二段自下而上发育泥灰岩、深灰色页岩、石灰岩。受断裂影响,研究区晚二叠世水体不断加深,相对海平面迅速升高<sup>[21]</sup>,为富有机质页岩的发育提供了良好的基础。

2 样品与实验方法

实验样品均来自川东北地区DY1H井吴家坪组一大隆组岩心,共59件,其中吴一段4件,吴二段9件,吴三段27件,大二段19件。样品埋深在4 290.0~4 389.1 m之间,所有样品的岩性均为页岩。对采集的页岩样品,分别进行X衍射、TOC、主微量元素、场发射扫描电镜(FE-SEM)、扫描电镜大拼面孔率—孔径分布计算等分析测试。

X衍射、TOC实验在中国石油西南油气田公司勘探开发研究院分析实验中心完成。X衍射实验采用DISCOVER-V8X射线衍射仪,参照《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法:SY/T 5163—2010》行业标准。TOC实验采用CS-230碳硫分析仪,执行《沉积岩中总有机碳的测定:GB/T 19145—2003》国家标准。主微量元素测试在四川

省科源工程技术测试中心完成,实验设备分别为X光射线荧光光谱仪、电感耦合等离子体原子发射质谱。场发射扫描电镜分析在四川省科源工程技术测试中心完成,样品经氩离子抛光后,参照《岩石样品扫描电子显微镜分析方法:SY/T 5162—2021》《岩石矿物能谱定量分析方法:SY/T 6189—2018》进行镜下扫描及能谱分析。

3 岩相类型及有机碳含量

3.1 矿物组成及岩相划分

DY1H井吴家坪组一大隆组页岩主要分布在吴家坪组和大二段,页岩矿物类型包括石英、长石、碳酸盐矿物(方解石、白云石、菱铁矿)、黏土矿物及少量重矿物(金红石、磷灰石)。所有样品的X衍射结果如表1所示。

表1 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩各层段矿物含量  
Table1 Mineral content in each shale interval of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

层段	矿物含量/%						
	石英	长石	方解石	白云石	菱铁矿	黏土矿物	其他矿物
大二段	20.2~44.1	4.6~13.4	0~30	0~37.2	0	27.3~45.1	0.8~8.9
	33.4	10.0	6.8	10.1		35.5	4.2
吴三段	9.3~97.5	0~18.8	1.2~73.5	0~44.9	0~2.2	0~67.3	0~13.6
	45.3	6.0	25.5	3.5	0.2	13.5	5.9
吴二段	4.3~54.1	0~25.4	0~5.6	0~17.2	0~33.7	13.3~69.9	0~26.2
	20.0	4.9	1.1	4.9	11.2	47.1	10.7
吴一段	0~56.8	0	0	0	0	43.2~95.8	0~33.5
	12.2					77.3	10.6

注:表格内数据为:  $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

吴一段以黏土矿物为主,平均含量为77.3%,石英平均含量为12.2%。吴二段黏土矿物含量最高,平均值为47.1%;石英含量次之,平均值为20.0%,并出现了长石和碳酸盐矿物。吴三段中的矿物以石英为主,最高可达97.5%,平均值为45.3%;其次为碳酸盐矿物和黏土矿物,平均含量分别为29.2%和13.5%。大二段黏土矿物和石英是主要的矿物类型,平均含量分别为35.5%和33.4%;其次为碳酸盐矿物,平均值为16.9%。研究区页岩中的黏土矿物以伊利石为主,平均含量为61%;伊蒙混层次之,平均含量为25%。

根据页岩矿物组分特征,采用长英质矿物、碳酸盐矿物、黏土矿物的三端元法对岩相进行划分<sup>[22]</sup>,将研究区页岩划分出4种岩相:硅质页岩、混合质页岩、黏土质页岩和钙质页岩(图2)。硅质页岩

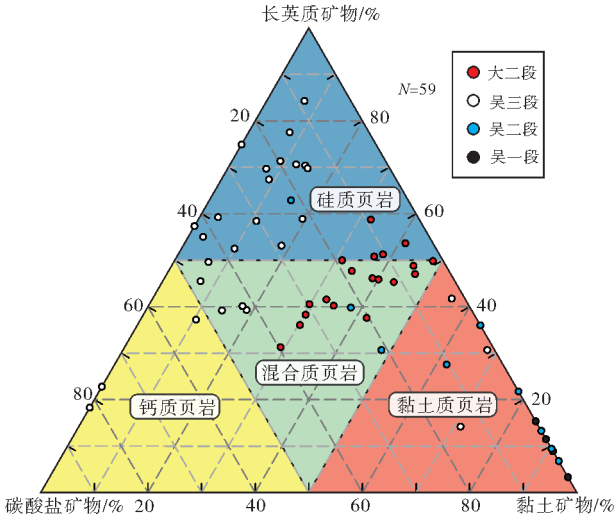


图2 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩岩相划分三角图  
Fig. 2 Triangle diagram of shale lithofacies classification of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H



岩石英含量介于33.6%~97.5%,平均值为52.8%。混合质页岩石英含量介于20.1%~42.0%,平均值为31.5%;碳酸盐矿物含量介于1.8%~46.6%,平均值为25.8%;黏土矿物含量介于5.7%~45.1%,平均值为29.4%。黏土质页岩黏土矿物含量介于43.6%~95.8%,平均值为71.2%。钙质页岩碳酸盐矿物含量介于44.5%~80.9%,平均值为67.4%。

### 3.2 有机碳含量

研究区页岩整体的TOC值介于0.09%~14.1%(图3a),平均值为4.21%。其中,硅质页岩主要分

布在吴三段(图3a),TOC介于0.21%~14.10%,平均值为7.80%(图3b);岩心多呈黑色(图3c),在镜下可见石英充填生物骨架(图3d)。混合质页岩主要集中在大二段(图3a),TOC值在0.21%~9.69%之间,平均值为2.59%(图3b);岩心多呈灰黑色(图3e),镜下可见不平行纹层(图3f)。黏土质页岩主要发育在吴一段和吴二段(图3a),TOC平均值为1.01%(图3b);岩心多呈灰黑色(图3g),镜下可见高岭石集合体(图3h)。钙质页岩仅在吴三段少量发育(图3a),TOC值最低,平均值为0.30%(图3b);岩心多呈灰黑色(图3i),镜下可见连晶方解石(图3j)。

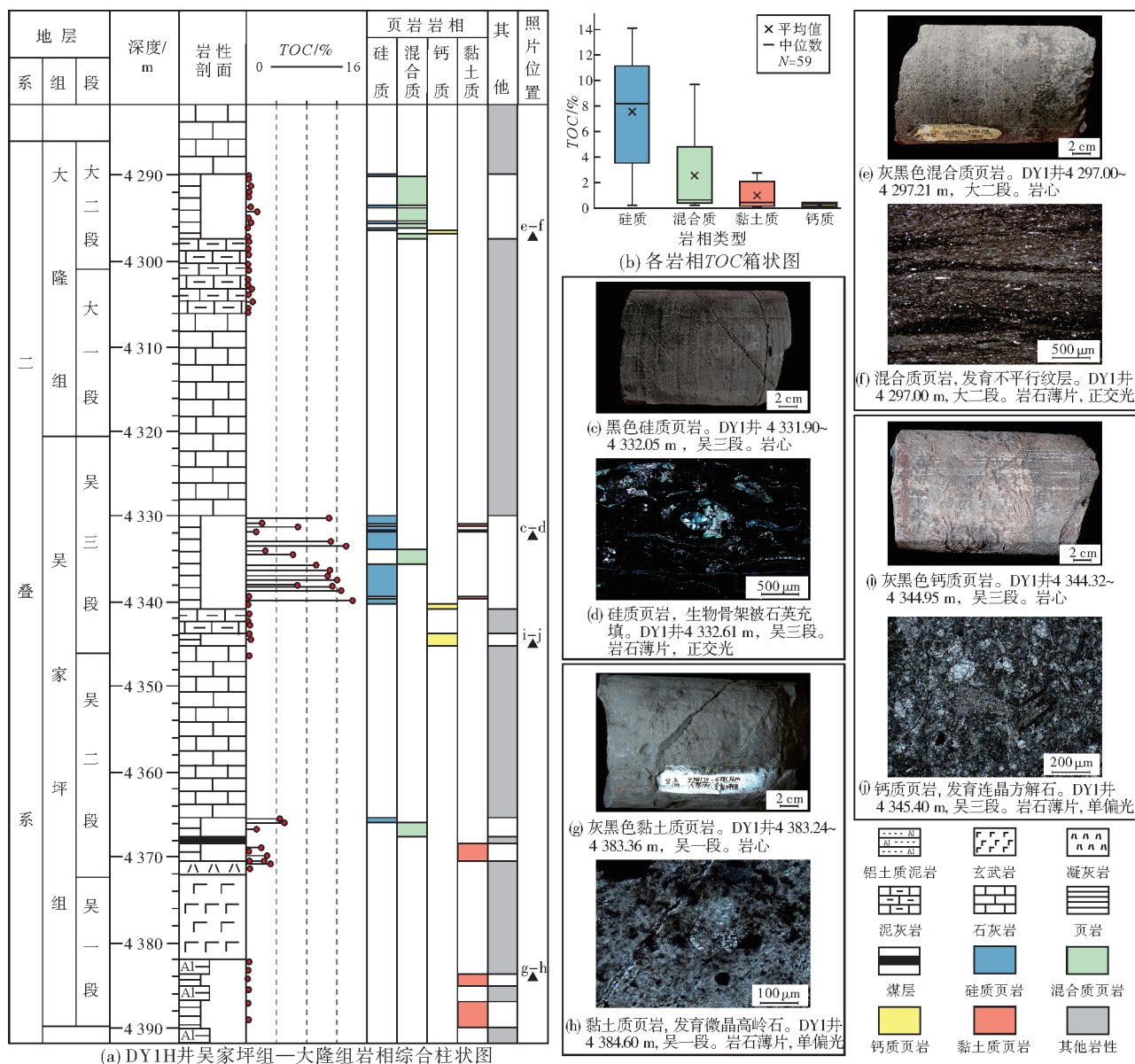


图3 DY1H井岩相综合柱状图及各岩相典型岩心、薄片照片

Fig. 3 The lithofacies comprehensive column and typical core and slice photos of each lithofacies in Well DY1H



## 4 成岩作用类型及差异

本次研究基于扫描电镜观察,共识别出了页岩成岩过程中的多种成岩作用,根据对储集性能的影响,可分为破坏性成岩作用(压实作用、胶结作用)与建设性成岩作用(溶蚀作用、黏土矿物转化及有机质成熟作用)两大类。

### 4.1 破坏性成岩作用

压实作用广泛发生在沉积物埋藏成岩的各个时期,并在埋藏的早期阶段表现得尤为明显。就页岩而言,早期泥质沉积物的原始孔隙度高达70%~

80%<sup>[23]</sup>,后受压实作用的影响,沉积物中的矿物框架坍塌变形,孔隙度急剧下降。研究区吴家坪组一大隆组页岩的压实作用表现为颗粒间的线接触,有机质和片状黏土矿物发生的弯曲变形(图4a),以及脆性颗粒间挤压导致的破裂(图4b)。

研究区吴家坪组一大隆组页岩的胶结物主要包括两种赋存状态:一种为碎屑颗粒的次生加大,包括陆源碎屑石英的次生加大(图4c)、方解石的次生加大等;另一类多以独立晶体形式赋存<sup>[24]</sup>,包括自生石英、自生黄铁矿、自生磷灰石、自生碳酸盐晶粒(图4d)等自生矿物。

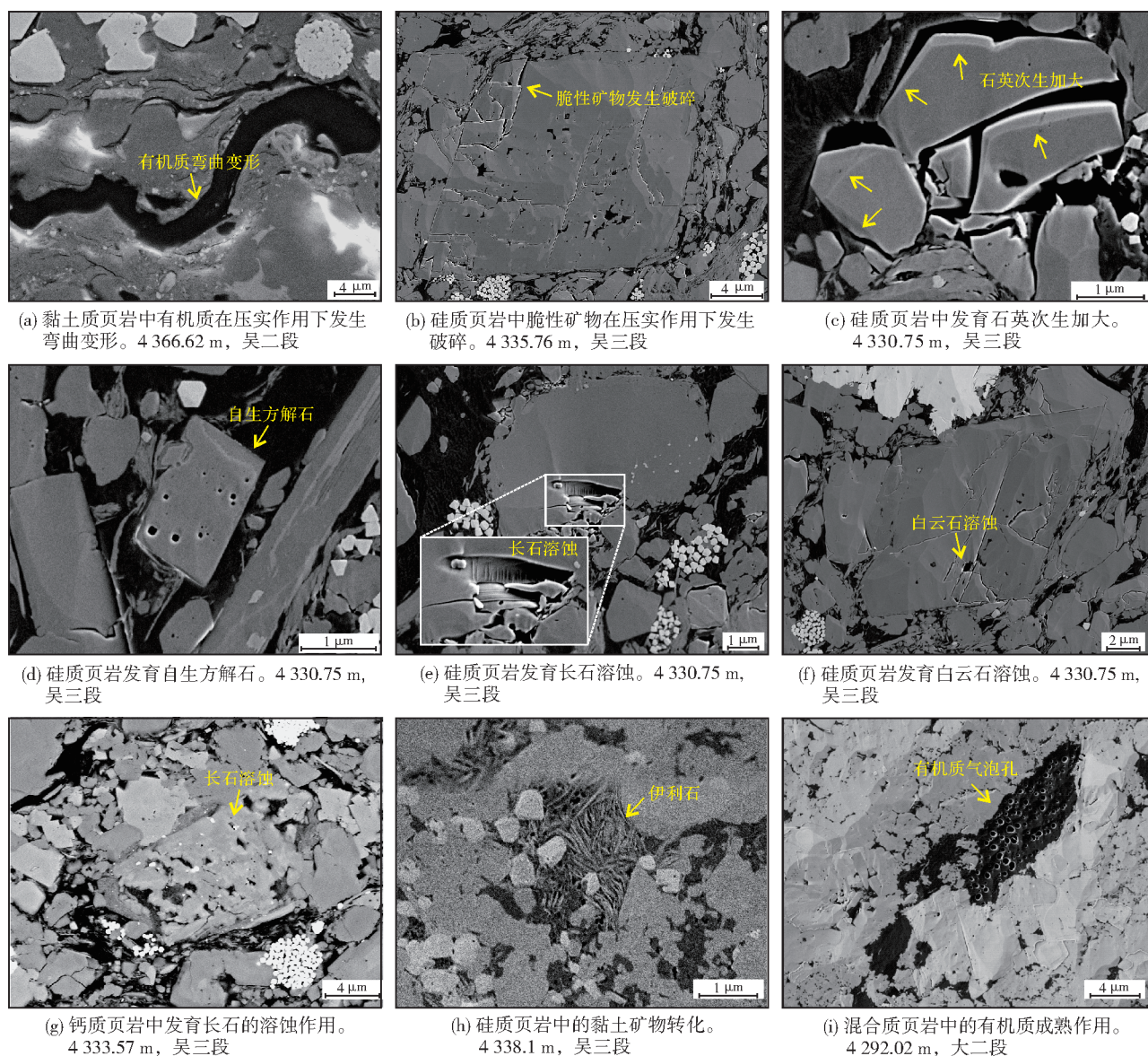


图4 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩成岩作用微观特征(扫描电镜)

Fig. 4 Microphotos showing shale diagenesis of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H



## 4.2 建设性成岩作用

溶蚀作用可以形成次生孔隙,是改善储层质量的重要成岩作用<sup>[25]</sup>。随着有机质成熟,干酪根发生裂解会释放出有机酸和 $\text{CO}_2$ ,当其与长石、方解石等不稳定矿物接触时,便会顺着解理或薄弱位置发生溶蚀作用(图4e—4g),形成溶蚀孔。这对于提高页岩储层的孔隙度具有积极的影响。

页岩在埋藏过程中,随着地层温度、压力的升高以及黏土矿物层间水、阳离子的排出,黏土矿物之间会发生相互转化。研究区吴家坪组一大隆组页岩黏土矿物中存在着大量伊利石(图4h)、部分绿泥石和伊蒙混层以及极少量的高岭石,其伊利石含量可达61%,绿泥石含量为13%,伊蒙混层占25%,高岭石仅为1%。混层内的伊利石高达90%,说明蒙

脱石向伊利石的转化程度非常高。

在埋藏过程中随着温度的升高,在热演化作用下,有机质的结构发生变化,干酪根排出烃类和沥青形成有机质孔。当热演化继续进行,迁移到外部的沥青在生气窗内会发生二次裂解,还可形成有机质孔(图4i),增加储层的储集空间<sup>[26]</sup>。

## 4.3 不同岩相成岩作用差异

在矿物组分、有机质丰度等因素的影响下,不同岩相页岩所经历的成岩序列相似,但成岩强度差异显著。硅质页岩的抗压实能力强,刚性颗粒构成的岩石骨架在压实作用下仍可保存孔隙空间<sup>[27]</sup>(图5a, 5b),为后期迁移有机质提供场所;硅质页岩中的胶结作用主要为硅质胶结,白云石与方解石的胶结作用(图5c)程度较低;酸性溶蚀和碱性溶蚀在硅质

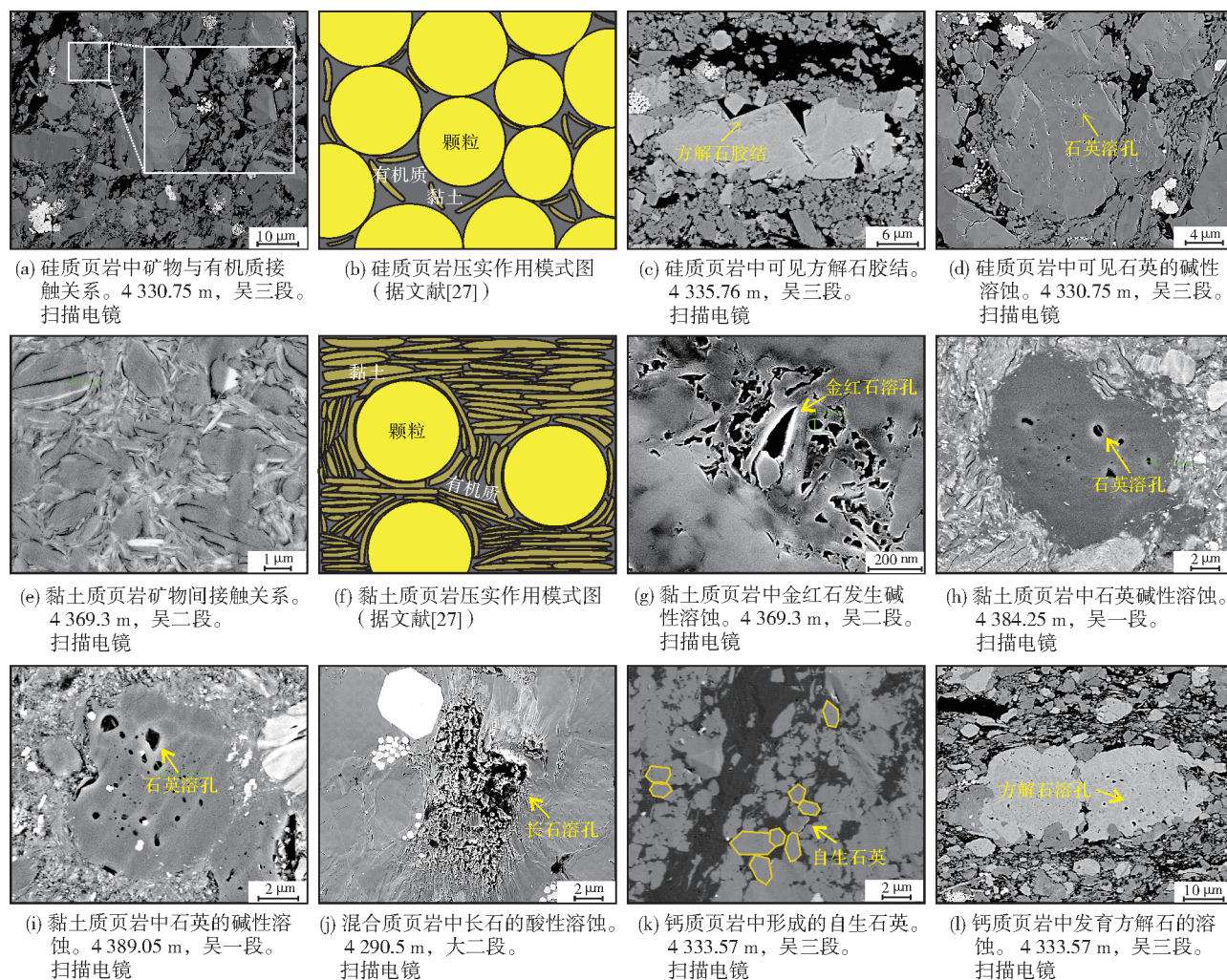


图5 DY1H井不同岩相页岩成岩作用差异特征

Fig. 5 Microphotos showing differences in diagenesis of different lithofacies shale in Well DY1H

页岩中皆有出现,可见长石的酸性溶蚀作用(图4e)及石英的碱性溶蚀作用(图5d)。黏土质页岩的抗压实能力弱,由层状矿物构成的岩石骨架在压实作用下,其内部的孔隙空间几乎被完全占据(图5e, 5f);在黏土质页岩中几乎不见胶结作用,溶蚀作用则表现为在金红石(图5g)、石英(图5h, 5i)中发育的碱性溶蚀,这可能与有机质含量低,有机酸浓度低有关。混合质页岩的抗压实能力和胶结程度与硅质页岩相近,溶蚀作用在4类页岩中强度最高,表现为有机酸对长石(图5j)、碳酸盐岩的溶蚀。钙质页岩的抗压实能力与硅质页岩相近;胶结作用和溶蚀作用强度较低,仅在局部位置上观察到硅质胶结(图5k)和方解石溶蚀(图5l)。

## 5 孔隙类型及孔径分布

### 5.1 孔隙类型

依照 Loucks 提出的三端元基质分类方案<sup>[13]</sup>以及于炳松提出的孔隙类型分类方案<sup>[28]</sup>,将吴家坪组—大隆组页岩孔隙类型划分为无机矿物粒内孔、无机矿物粒间孔、有机质孔和裂缝4大类。

#### 5.1.1 无机矿物粒内孔

无机矿物粒内孔主要为发育在石英、长石、方解石、白云石等颗粒内部的溶孔,此类孔隙受颗粒尺寸的约束,大小多在100~300 nm之间,部分可达500 nm及以上。成因机制多与溶蚀作用有关,根据赋存的矿物种类,研究区无机矿物粒内孔包括长英质粒内孔和碳酸盐矿物溶蚀孔。

长英质粒内孔 石英、长石在流体作用的影响下,在颗粒内部可形成粒内溶孔。其中,石英粒内孔在黏土质页岩及混合质页岩中发育较好,溶孔呈多边形、圆状(图5h, 5i; 图6a)。孔径在200~500 nm之间,多在300 nm左右。长石粒内孔主要发育在硅质页岩、混合质页岩和钙质页岩中,溶孔呈条状、圆状(图6b—6d),孔径在200~800 nm之间,少数可达1  $\mu\text{m}$ 。

碳酸盐矿物溶蚀孔 方解石和白云石在与有机质脱羧作用形成的有机酸发生溶蚀作用后,在颗粒内可见大量溶蚀孔。碳酸盐矿物的溶蚀孔多出现在硅质页岩(图6e)、混合质页岩和钙质页岩中(图6f),溶孔呈圆状、多边形等,孔径在40~500 nm之间,多为200 nm左右。

#### 5.1.2 无机矿物粒间孔

无机矿物粒间孔在研究区可划分为脆性矿物粒间孔和黏土矿物晶间孔两类。前者是矿物颗粒在压实作用下保留的孔隙空间,具有良好的连通性<sup>[29]</sup>,可以改善储层的渗流能力,多出现在混合质页岩和黏土质页岩中,一般呈多边形(图6g, 6h),孔径集中在几百纳米到几微米之间;后者则为在黏土矿物转化过程中,由于体积收缩形成的晶体间空隙,一般为片状、板状,且近似平行(图6i),长度在700 nm左右,开度在40 nm左右,在黏土质页岩中最为发育。

#### 5.1.3 有机质孔

有机质类型是控制页岩有机质孔发育的根本,矿物组成、成岩作用、热演化程度以及由脆性矿物构成的刚性格架是有机质孔保存的重要条件<sup>[30]</sup>。作为吴家坪组—大隆组页岩孔隙类型中占比最多的一类,有机质孔是影响储层质量的关键因素。有机质孔在硅质页岩中发育程度最高,包括在沉积有机质中出现的气泡孔(图6j)和迁移沥青二次裂解形成的有机质孔。气泡孔的孔径在100~400 nm之间。迁移有机质孔主要有3种分布模式:一种填充在颗粒之间(图6k);另一种为原始颗粒被溶蚀后,仅剩部分残余,迁移有机质充填在残余颗粒周围(图6l);最后一种为迁移有机质充填在黏土矿物晶间孔中形成的有机质孔(图6m)。前两种迁移有机质孔在孔隙形态上具有相似的特点,主要呈多边形及棱角状,孔径在200 nm左右。在黏土矿物支撑下形成的有机质孔主要呈圆状且易连通,孔径在50 nm左右。

#### 5.1.4 裂缝

裂缝可以有效地改善储层储集空间。研究区吴家坪组—大隆组页岩中的裂缝主要为黏土矿物晶间缝,在黏土质页岩中尤为发育,包括伊蒙混层晶间缝(图6n)、伊利石晶间缝(图6o)以及绿泥石晶间缝(图6p)。裂缝长度可达数十微米,宽度在200~300 nm之间。

## 5.2 不同岩相孔隙特征差异

通过液体饱和法测定不同岩相页岩样品的孔隙度。结果显示(图7):硅质页岩孔隙度介于2.61%~10.30%,平均值为5.63%;混合质页岩孔隙度介于2.04%~7.96%,平均值为4.3%;黏土质页岩孔隙度介于3.41%~13.29%,平均值为8.65%;钙质页岩孔隙度最低,平均值仅为0.50%。



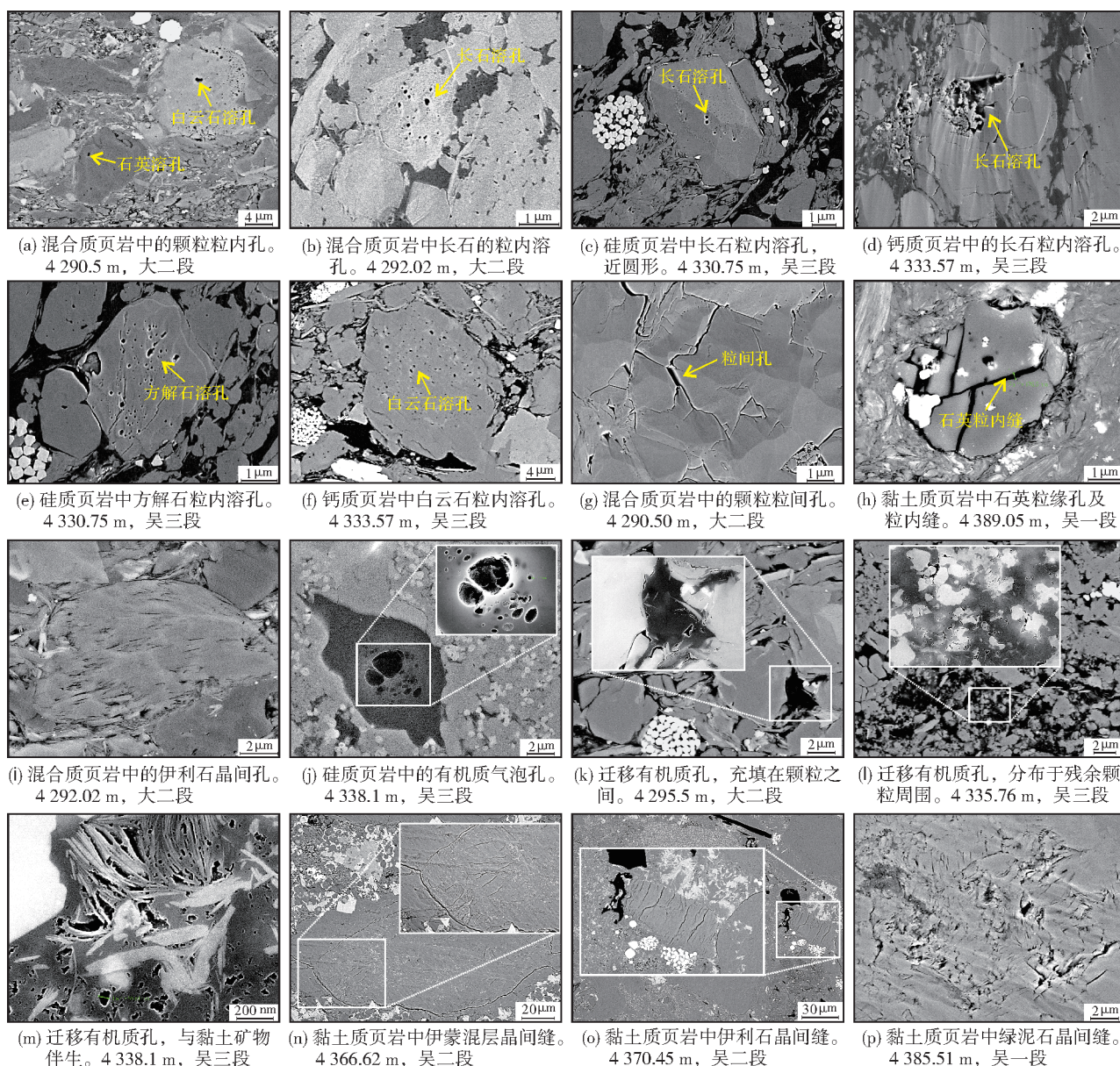


图6 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩微观孔隙类型(扫描电镜)

Fig. 6 Microscopic pore types of shale of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H (SEM)

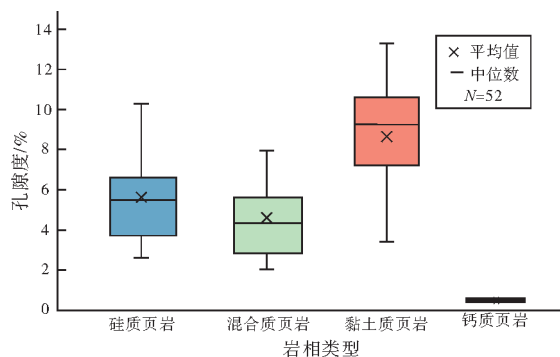


图7 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩孔隙度箱状图

Fig. 7 Box diagram of shale porosity of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

将在大面积拼接成像软件中获得( $400\ \mu\text{m} \times 400\ \mu\text{m}$ )视域面积的扫描电镜图像,利用孔隙特征识别软件,把不同样品大面积拼接图像中的孔隙、裂缝等组分分割提取,统计出每个样品中不同类型孔隙的面孔率(表2)和孔径分布(图8)。结果显示:混合质页岩有机质孔、无机矿物孔均发育,样品间差异较大;硅质页岩以有机质孔为主要孔隙类型;钙质页岩有机质孔、无机矿物孔均有发育但面孔率较低;在黏土质页岩中,裂缝的占比远超其他岩相,结合孔隙度测试得到的结果分析,黏土矿物转化所形成的晶间缝可在一定程度上提高页岩的孔隙度。

表2 DY1H井吴家坪组—大隆组页岩孔隙类型  
Table 2 Shale pore types of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

样品号	岩相	总面孔率/%	有机质孔		无机矿物孔		裂缝	
			面孔率/%	比例/%	面孔率/%	比例/%	面孔率/%	比例/%
WP1-1	混合质页岩	1.81	0.61	33.94	1.11	61.37	0.08	4.59
WP1-2	混合质页岩	0.47	0.34	72.28	0.12	26.15	0.01	1.56
WP1-5	硅质页岩	1.70	1.37	80.69	0.28	16.35	0.05	2.96
WP1-6	钙质页岩	0.64	0.42	66.02	0.21	33.04	0.01	0.94
WP1-7	硅质页岩	0.63	0.57	91.60	0.03	4.20	0.03	4.20
WP1-8	硅质页岩	0.45	0.36	79.74	0.09	19.92	0.01	0.34
WP1-9	硅质页岩	0.19	0.14	72.67	0.05	27.23	0.01	0.10
WP1-10	黏土质页岩	1.86	0.81	43.44	1.03	55.71	0.01	0.86
WP1-11	黏土质页岩	1.44	0.92	63.83	0.14	10.05	0.37	26.12

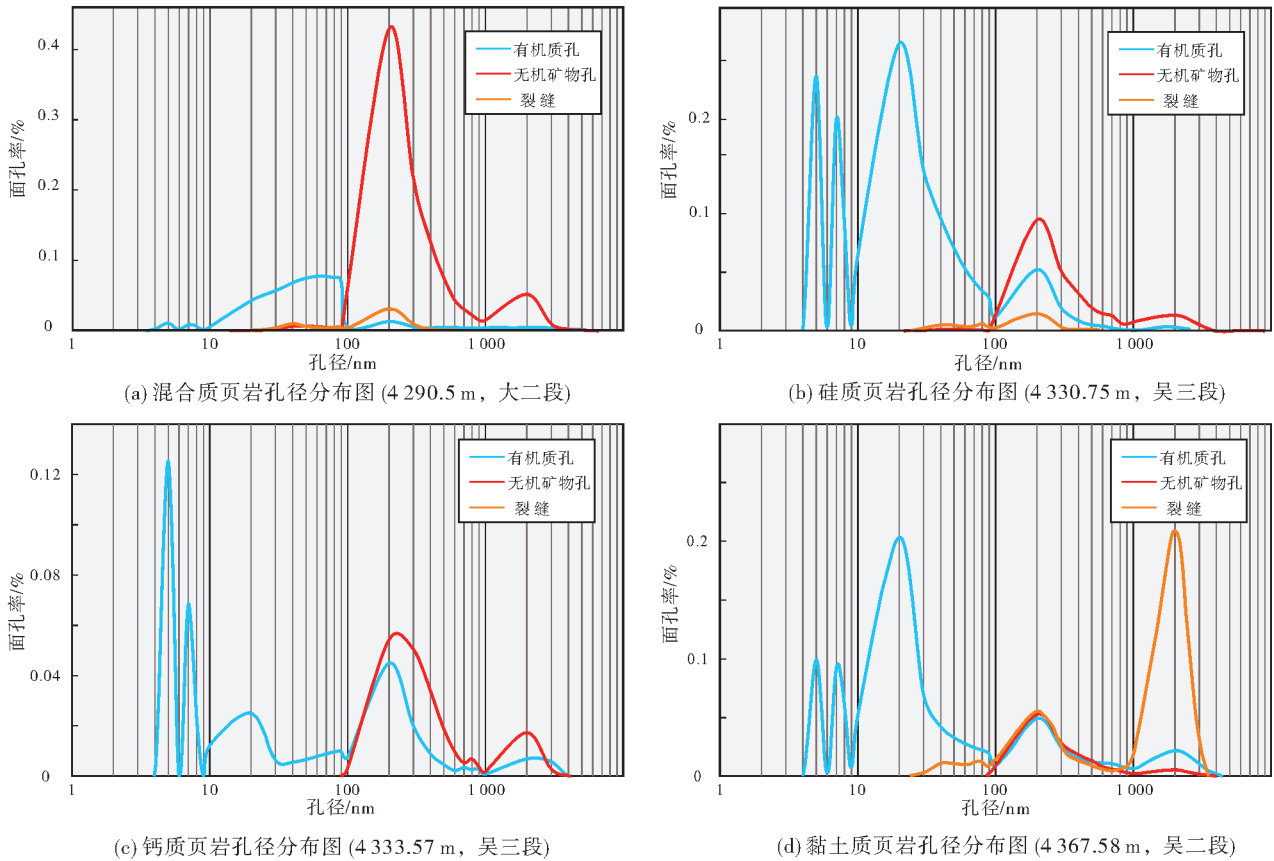


图8 DY1H井吴家坪组—大隆组页岩孔隙分布图

Fig. 8 Shale pore size distribution of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

## 6 成岩作用对储层孔隙的影响

成岩作用作为控制页岩储层孔隙发育特征的重要因素之一,主要在沉积环境约束的矿物类型基础上对储层物质成分和储集空间进行改造,最终塑造储层孔隙特征<sup>[31]</sup>。研究区吴家坪组—大隆组页岩高

TOC段主要对应硅质页岩相。通过分析 TOC与石英及黏土矿物的相关性,发现石英含量与 TOC呈正相关关系(图 9a);黏土矿物含量与 TOC呈负相关关系(图 9b)。因此,厘清以下两个问题至关重要:其一是硅质矿物成因及其与 TOC富集的关系;其二是硅质页岩相中成岩序列及其对孔隙演化的影响。



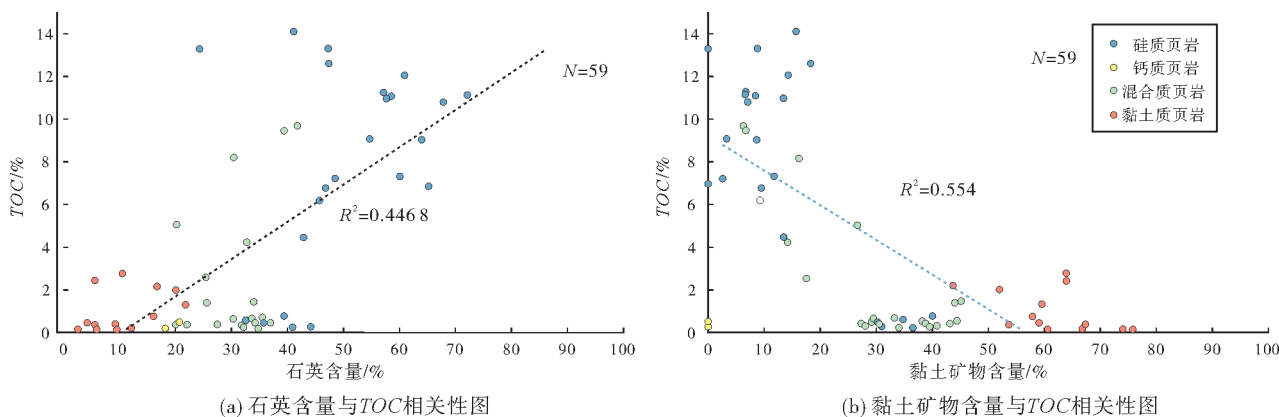


图9 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩矿物含量与TOC相关性图

Fig. 9 Crossplots of TOC and shale mineral contents of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

### 6.1 硅质矿物成因

海相沉积物受热液影响常富集Fe、Mn等元素,而Al元素与陆源物质的输入密切相关,这些元素几乎不会受到后期成岩作用以及风化作用的影响,因此可通过Al-Fe-Mn三角图有效地划分出海相沉积物中的石英来源<sup>[32]</sup>。研究区吴家坪组一大隆组页岩中的石英主要来源于非热液成因(图10a,表3)。由于陆源碎屑中的硅酸盐沉积物存在着稳定的微量元素Zr,与SiO<sub>2</sub>含量呈正相关关系<sup>[33]</sup>,因此Zr与SiO<sub>2</sub>的相关性图版可以指示石英非热液成因中的具体来源。结果显示,混合质页岩、钙质页岩和黏土质页岩中的石英为碎屑成因,硅质页岩中的石英为碎屑成因及生物成因(图10b)。

海相页岩中的生物成因硅对有机质富集的影响主要体现在以下几个方面。其一,溶解态硅是海洋生物所需的重要营养物质,海洋中的硅元素含量与水体初级生产力具有良好的对应关系<sup>[34]</sup>。其二,硅质生物的发育与藻类具有同步性,这为优质烃源岩的形成提供了物质保证。硅质生物还可以吸纳浮游藻类形成共生体,有效地保存沉积有机质<sup>[35]</sup>。其三,以放射虫为例,其在化学组成上与硅藻具有相近的脂类含量,这表明硅质生物还可以对生烃母质做出一定贡献<sup>[36]</sup>。

通过扫描电镜成像及能谱分析,观察陆源碎屑成因、生物成因2种类型石英的镜下特征。研究区吴家坪组一大隆组页岩中的陆源石英直径介于10~20 μm,磨圆较好,呈次圆一次棱角状(图11a—11d),

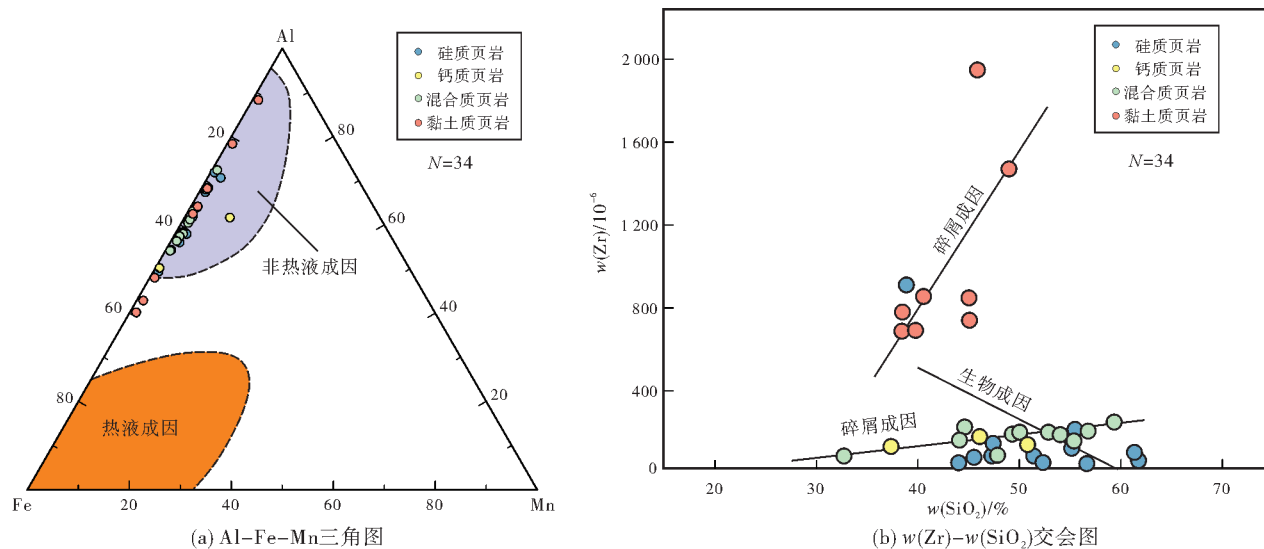


图10 DY1H井吴家坪组一大隆组页岩石英成因判别图

Fig. 10 The genetic discrimination diagram of quartz in shale of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H



表3 DY1H井吴家坪组—大隆组页岩主微量元素含量数据表

Table 3 Content data of main and trace elements of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

样品编号	层位	岩相	主微量元素含量				
			Al/%	Mn/ $10^{-6}$	Fe/%	Zr/ $10^{-6}$	SiO <sub>2</sub> / %
WP1	大二段	硅质页岩	6.93	494	5.02	189	54.03
WP2		混合质页岩	6.95	931	5.78	191	49.29
WP3		混合质页岩	7.30	644	4.57	225	44.61
WP4		混合质页岩	7.80	721	4.45	200	50.02
WP5		混合质页岩	7.99	396	5.99	199	52.88
WP6		硅质页岩	8.12	417	3.66	206	56.76
WP7		混合质页岩	7.11	1 110	5.02	162	44.09
WP8		混合质页岩	8.69	222	4.01	249	59.34
WP9		硅质页岩	8.68	345	3.97	213	55.48
WP10		混合质页岩	7.46	478	2.77	158	55.36
WP11	吴三段	硅质页岩	2.79	157	2.03	63	61.74
WP12		硅质页岩	2.01	183	1.65	54	52.32
WP13		硅质页岩	2.21	215	2.21	53	44.01
WP14		硅质页岩	4.19	301	1.62	79	45.51
WP15		钙质页岩	4.31	276	4.24	130	37.41
WP16		混合质页岩	3.54	248	2.23	85	32.71
WP17		硅质页岩	3.46	434	1.91	89	47.85
WP18		硅质页岩	1.62	358	0.96	48	56.64
WP19		硅质页岩	5.01	189	2.28	103	61.33
WP20		硅质页岩	3.45	689	2.38	85	47.27
WP21		硅质页岩	2.93	1 060	2.02	85	51.41
WP22		硅质页岩	4.43	369	3.11	122	55.15
WP23		硅质页岩	4.65	1 660	1.78	146	47.42
WP24		钙质页岩	4.42	6 240	2.11	178	46.14
WP25		钙质页岩	6.00	185	2.71	139	50.86
WP26	吴二段	硅质页岩	10.40	2 070	7.64	910	38.85
WP27		黏土质页岩	8.23	2 280	12.15	691	39.77
WP28		黏土质页岩	9.76	1 685	10.40	780	38.47
WP29		黏土质页岩	13.45	532	7.43	855	40.57
WP30		黏土质页岩	15.30	22	1.92	849	45.04
WP31		黏土质页岩	13.40	61	3.55	740	45.10
WP32	吴一段	黏土质页岩	12.55	156	7.28	1 975	45.76
WP33		黏土质页岩	12.25	96	5.57	1 470	48.98
WP34		黏土质页岩	10.10	588	13.2	687	38.42

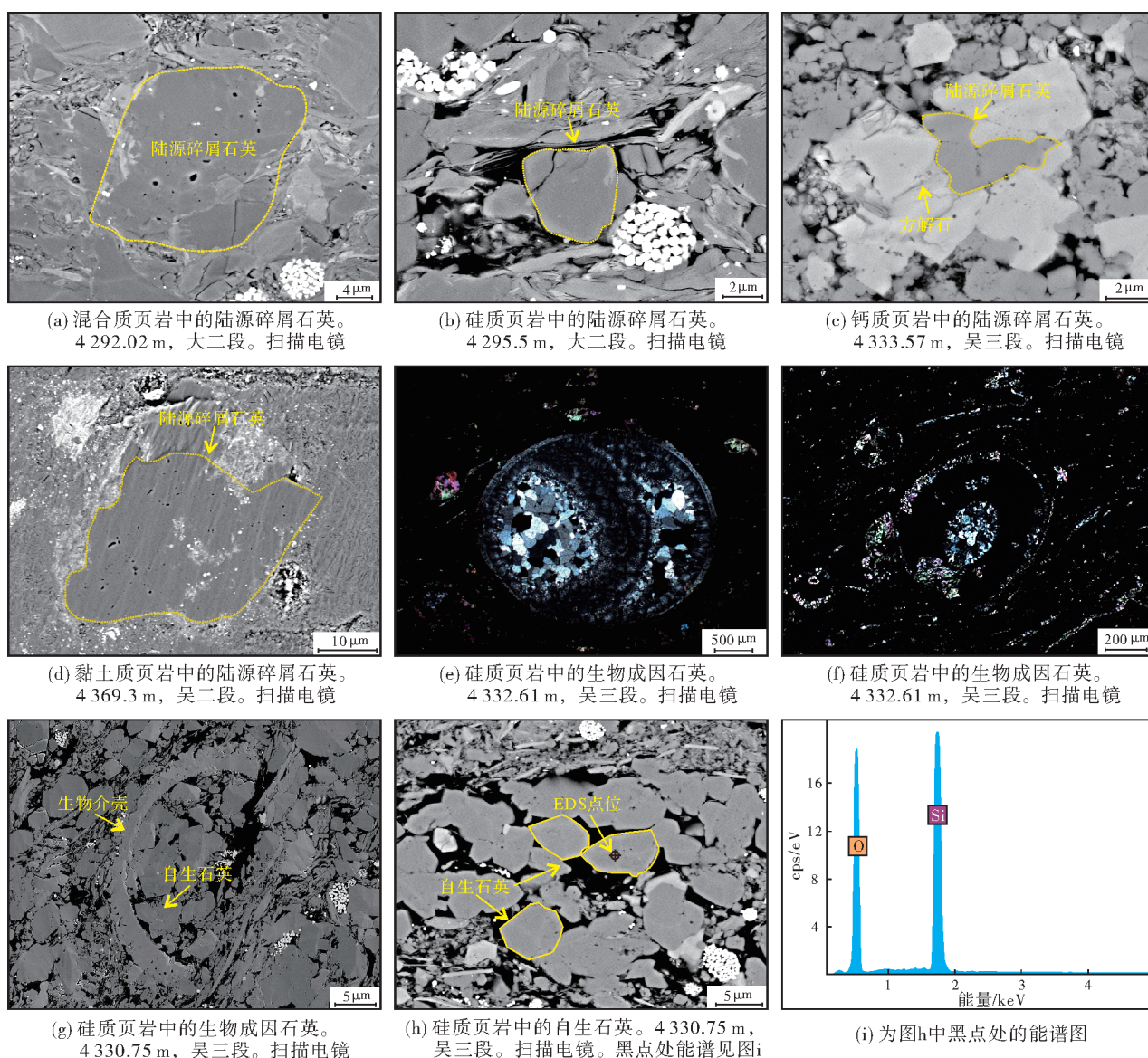


图 11 DY1H 井吴家坪组—大隆组页岩不同成因类型石英的镜下特征

Fig. 11 Microscopic characteristics of different genetic types quartz in shale of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

在水动力作用下搬运至盆地内部,最终在深水中沉积<sup>[37]</sup>。研究区的生物成因石英具有显著的生物原始结构。生物石英源于硅质浮游生物的躯壳。硅质生物在生长时产生蛋白石 A,随着生物死亡,蛋白石 A 在盆地内堆积,在埋藏过程中,随着温压的增大,无定形的蛋白石 A 向结构更加稳定的蛋白石 CT 转化,最终形成隐晶质、微晶及粗晶自生石英(图 11e—11i)。

## 6.2 成岩作用对储层孔隙的影响

受到成岩作用的影响,不同孔隙类型的演化阶段存在显著差异(图 12)。以吴三段硅质页岩为研

究对象,总结研究区硅质页岩在成岩演化过程中各类成岩作用对储层孔隙演化的影响。在早成岩阶段(图 12a),受压实作用的影响,储集空间被不断压缩。源于硅质生物的沉积物在成岩过程中,经溶解再沉淀和脱水作用可向石英转变。该过程形成的自生石英可在压实早期增强储层脆性,有利于孔隙的保存<sup>[38]</sup>。储层中粒内孔的形成主要始于早成岩晚期,以有机酸对长石及碳酸盐矿物的溶蚀作用最为典型,溶蚀程度与矿物类型及有机酸浓度有关。受硅质生物的影响,吴三段硅质页岩母质生烃能力强,排出的有机酸浓度高<sup>[39]</sup>,对长石的溶蚀作用显

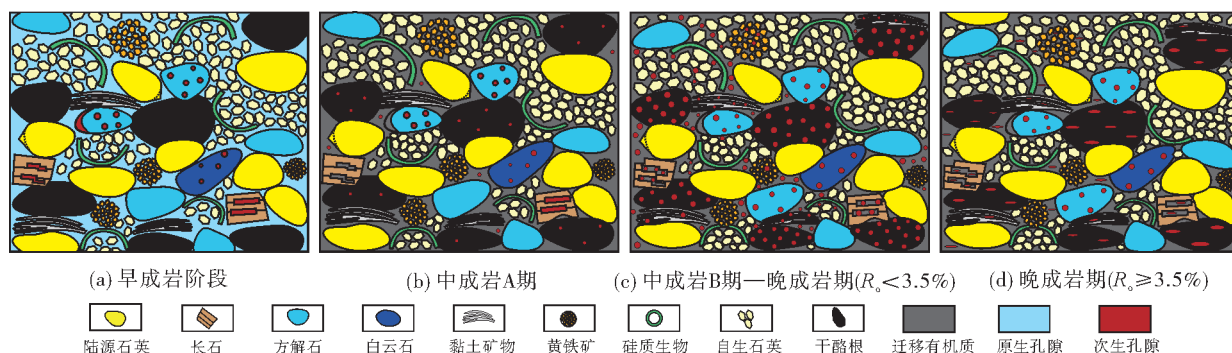


图12 DY1H井吴家坪组—大隆组硅质页岩成岩-孔隙演化模式图

Fig. 12 Diagenesis-pore evolution model of siliceous shale of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

著(图6c)。在中成岩A期,在压实作用的影响下,原生残余粒间孔几乎消失(图12b)。在有机质成熟阶段( $R_o \geq 0.7\%$ ),有机质孔初步形成,从中成岩B期到晚成岩阶段( $R_o < 3.5\%$ ),有机质气泡孔从数量和粒径上皆表现出规律性的升高(图12c)。此外,干酪根释放出的迁移有机质会占据原生孔隙和部分溶蚀孔的空间,迁移有机质的二次裂解也可以形成有机质孔。当 $R_o \geq 3.5\%$ 时,随着热演化的持续,有机质发生缩聚变质导致有机质孔形貌发生巨大变化,抗压能力降低,由圆形/椭圆形逐渐转变为针孔状<sup>[40]</sup>,甚至闭合,储层孔隙度降到最低(图12d)。

综上所述,研究区吴家坪组—大隆组硅质页岩中的部分生物成因硅在成岩早期发生胶结作用抵御压实,为迁移有机质提供空间,以硅质生物为母质的有机质在热演化过程中生成的有机质孔增加了储层储集空间,因有机酸溶蚀形成的矿物溶蚀孔也可对储层孔隙发育产生正面影响。得益于优质的物质基础和良好的储集空间形成条件,硅质页岩成为川东北地区吴家坪组—大隆组页岩中的有利岩相。

## 7 结 论

(1)根据矿物组分将研究区吴家坪组—大隆组页岩划分出4种岩相类型:硅质页岩相、混合质页岩相、钙质页岩相、黏土质页岩相。其中,硅质页岩的TOC值在4种岩相中最高。

(2)不同岩相之间成岩作用与孔隙特征差异显著。硅质页岩较黏土质页岩在压实作用下能够保留更多空间,储层孔隙类型以有机质孔为主。黏土质页岩发育部分碱性溶蚀,黏土矿物转化作用形成的孔缝是其高孔隙度的主要原因。

(3)硅质页岩主要发育于吴三段,其有机质以硅质生物为母质,生烃能力强,排出的有机酸浓度高。当迁移有机质占据原生孔隙后,形成有机质孔,有机酸对长石、碳酸盐矿物溶蚀则形成无机矿物孔。优质的物质基础结合良好的储集空间形成条件使得硅质页岩成为有利岩相。

## 参 考 文 献

- [1] 王立歆,李弘,刘小民,等.中国海相页岩气地震勘探技术及其发展方向[J].石油学报,2024,45(1):261-275.  
WANG Lixin, LI Hong, LIU Xiaomin, et al. Seismic exploration technologies of marine shale gas and their development directions in China[J]. Acta petrolei sinica, 2024, 45(1): 261-275.
- [2] 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 Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China petroleum exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [3] 梁峰,姜巍,戴赞,等.四川盆地威远—资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力[J].天然气地球科学,2022,33(5):755-763.  
LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Weiyuan-Ziyang areas, Sichuan Basin[J]. Natural gas geoscience, 2022, 33(5): 755-763.
- [4] 胡东风,魏志红,王威,等.四川盆地东北部雷页1井上二叠统大隆组页岩气勘探突破及其启示[J].天然气工业,2023,43(11):28-39.  
HU Dongfeng, WEI Zhihong, WANG Wei, et al. Breakthrough of shale gas exploration in Dalong Formation of Upper Permian by Well Leiye 1 in the northeastern Sichuan Basin and its implications[J]. Natural gas industry, 2023, 43(11): 28-39.
- [5] 姜鹏飞,吴建发,朱逸青,等.四川盆地海相页岩气富集条件及勘探开发有利区[J].石油学报,2023,44(1):91-109.



- JIANG Pengfei, WU Jianfa, ZHU Yiqing, et al. Enrichment conditions and favorable areas for exploration and development of marine shale gas in Sichuan Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2023, 44(1): 91–109.
- [6] 聂海宽, 党伟, 张珂, 等. 中国页岩气研究与发展20年: 回顾与展望[J]. *天然气工业*, 2024, 44(3): 20–52.
- NIE Haikuan, DANG Wei, ZHANG Ke, et al. Two decades of shale gas research and development in China: review and prospects[J]. *Natural gas industry*, 2024, 44(3): 20–52.
- [7] 张鹏辉, 梁杰, 陈建文, 等. 海相页岩气储层特征研究进展与发展动态[J]. *海相油气地质*, 2017, 22(4): 69–76.
- ZHANG Penghui, LIANG Jie, CHEN Jianwen, et al. Reservoir characteristics of marine gas shales: advances and trends [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2017, 22(4): 69–76.
- [8] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 655–672, 683.
- MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: advances, technological bottlenecks and basic scientific problems[J]. *Oil & gas geology*, 2020, 41(4): 655–672, 683.
- [9] 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 等. 中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(1): 13–35.
- NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(1): 13–35.
- [10] 赵建华, 金之钧. 泥岩成岩作用研究进展与展望[J]. *沉积学报*, 2021, 39(1): 58–72.
- ZHAO Jianhua, JIN Zhijun. Mudstone diagenesis: research advances and prospects [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2021, 39(1): 58–72.
- [11] 王秀平, 牟传龙, 王启宇, 等. 川南及邻区龙马溪组黑色岩系成岩作用[J]. *石油学报*, 2015, 36(9): 1035–1047.
- WANG Xiuping, MU Chuanlong, WANG Qiyu, et al. Diagenesis of black shale in Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta petrolei sinica*, 2015, 36(9): 1035–1047.
- [12] 张艺凡, 于炳松, 孙梦迪. 渝东南牛蹄塘组页岩成岩作用及其对孔隙的影响[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2017, 44(1): 48–56.
- ZHANG Yifan, YU Bingsong, SUN Mengdi. Diagenesis and its effect on pores of the Niutitang Formation shale in southeast Chongqing, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (science & technology edition)*, 2017, 44(1): 48–56.
- [13] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. *AAPG bulletin*, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [14] XIE Weidong, WANG Meng, WANG Hua, et al. Diagenesis of shale and its control on pore structure: a case study from typical marine, transitional and continental shales [J]. *Frontiers of earth science*, 2021, 15(2): 378–394.
- [15] 马中良, 郑伦举, 徐旭辉, 等. 富有机质页岩有机孔隙形成与演化的热模拟实验[J]. *石油学报*, 2017, 38(1): 23–30.
- MA Zhongliang, ZHENG Lunju, XU Xuhui, et al. Thermal simulation experiment on the formation and evolution of organic pores in organic-rich shale [J]. *Acta petrolei sinica*, 2017, 38(1): 23–30.
- [16] MILLIKEN K. A compositional classification for grain assemblages in fine-grained sediments and sedimentary rocks [J]. *Journal of sedimentary research*, 2014, 84(12): 1185–1199.
- [17] DOWEY P J, TAYLOR K G. Extensive authigenic quartz overgrowths in the gas-bearing haynesville-bossier shale, USA [J]. *Sedimentary geology*, 2017, 356: 15–25.
- [18] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 687–699.
- BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale [J]. *Petroleum exploration and development*, 2021, 48(4): 687–699.
- [19] 杨雨, 汪华, 谢继容, 等. 页岩气勘探新领域: 四川盆地开江—梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 19–27.
- YANG Yu, WANG Hua, XIE Jirong, et al. Exploration breakthrough and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang–Liangping Trough, Sichuan Basin [J]. *Natural gas industry*, 2023, 43(11): 19–27.
- [20] 何陈诚, 赵永强, 俞凌杰, 等. 川东北地区二叠系大隆组深层页岩气储层孔隙结构及其分形特征[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(2): 263–277.
- HE Chencheng, ZHAO Yongqiang, YU Lingjie, et al. Pore structure and fractal characteristics of deep shale gas reservoirs in the Permian Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum geology and experiment*, 2024, 46(2): 263–277.
- [21] 何文渊, 蒙启安, 白雪峰, 等. 川东北地区二叠系—三叠系多期台缘演化规律及勘探方向[J]. *石油学报*, 2022, 43(9): 1201–1212, 1235.
- HE Wenyuan, MENG Qian, BAI Xuefeng, et al. Evolution and exploration direction of Permian–Triassic multiphase platform margin in northeast Sichuan Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2022, 43(9): 1201–1212, 1235.
- [22] 肖威, 张兵, 姚永君, 等. 川东二叠系龙潭组页岩岩相特征与沉积环境[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(2): 152–162.
- XIAO Wei, ZHANG Bing, YAO Yongjun, et al. Lithofacies and sedimentary environment of shale of Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin [J]. *Lithologic reservoirs*, 2022,

- 34(2): 152–162.
- [23] 付晓飞, 吴桐, 吕延防, 等. 油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 454–471.  
FU Xiaofei, WU Tong, LV Yanfang, et al. Research status and development trend of the reservoir caprock sealing properties [J]. Oil & gas geology, 2018, 39(3): 454–471.
- [24] FU Qiang, HU Zongquan, QIN Tingting, et al. Diagenesis and pore formation evolution of continental shale in the Da'anzhai Lower Jurassic section in the Sichuan Basin [J]. Minerals, 2023, 13(4): 535.
- [25] LIU Huimin, ZHANG Shun, SONG Guoqi, et al. Effect of shale diagenesis on pores and storage capacity in the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Depression, Bohai Bay Basin, East China [J]. Marine and petroleum geology, 2019, 103: 738–752.
- [26] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31–44.  
ZHAO Wenzhi, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development [J]. China petroleum exploration, 2020, 25(1): 31–44.
- [27] HART B S, SCHIEBER J, KALINEC J. Clay diagenesis and overpressure development in Upper Cretaceous and Tertiary shales of South Texas [J]. Marine and petroleum geology, 2023, 147: 105978.
- [28] 于炳松. 页岩气储层孔隙分类与表征[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 211–220.  
YU Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system [J]. Earth science frontiers, 2013, 20(4): 211–220.
- [29] 李楠, 洪海涛, 赵正望, 等. 川东地区侏罗系大安寨段页岩储层特征及发育控制因素[J]. 断块油气田, 2024, 31(2): 187–196.  
LI Nan, HONG Haitao, ZHAO Zhengwang, et al. Characteristics and development controlling factors of shale reservoirs of Jurassic Da'anzhai Member in eastern Sichuan Basin [J]. Fault-block oil and gas field, 2024, 31(2): 187–196.
- [30] 王鹏威, 刘忠宝, 张殿伟, 等. 川东地区二叠系海相页岩有机质富集对有机质孔发育的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 379–392.  
WANG Pengwei, LIU Zhongbao, ZHANG Dianwei, et al. Control of organic matter enrichment on organic pore development in the Permian marine organic-rich shale, eastern Sichuan Basin [J]. Oil & gas geology, 2023, 44(2): 379–392.
- [31] 赵迪斐, 郭英海, 杨玉娟, 等. 渝东南下志留统龙马溪组页岩储集层成岩作用及其对孔隙发育的影响[J]. 古地理学报, 2016, 18(5): 843–856.  
ZHAO Difei, GUO Yinghai, YANG Yujuan, et al. Shale reservoir diagenesis and its impacts on pores of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southeastern Chongqing [J]. Journal of palaeogeography, 2016, 18(5): 843–856.
- [32] GAO Ping, XIAO Xianming, MENG Guangming, et al. Quartz types and origins of the Upper Permian Dalong Formation shale of the Sichuan Basin: implications for pore preservation in deep shale reservoirs [J]. Marine and petroleum geology, 2023, 156: 106461.
- [33] 马恺, 张兵, 王艳, 等. 四川盆地高峰场地区上二叠统吴家坪组页岩石英成因研究[J]. 矿物岩石, 2022, 42(3): 67–77.  
MA Kai, ZHANG Bing, WANG Yan, et al. Study on the genesis of different lithofacies quartz in Wujiaping Formation shale in Gaofengchang area, Sichuan Basin [J]. Journal of mineralogy and petrology, 2022, 42(3): 67–77.
- [34] 陈斐然, 刘珠江, 陆永潮, 等. 川东北地区中—上二叠统层序地层格架内多重地质事件耦合的富有机质页岩成因模式[J]. 地球科学进展, 2024, 39(5): 519–531.  
CHEN Feiran, LIU Zhujiang, LU Yongchao, et al. Organic-rich shale genesis model coupled with multiple geological events in Middle–Upper Permian sequence stratigraphic framework in northeastern Sichuan [J]. Advances in earth science, 2024, 39(5): 519–531.
- [35] 蔡雯沁, 黄恩清, 柳双权, 等. 大洋硅藻席沉积与冰期旋回中的碳–氮循环[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2024, 44(1): 96–108.  
CAI Wenqin, HUANG Enqing, LIU Shuangquan, et al. Massive deposition of oceanic diatom mat and its impact on the carbon–nitrogen cycle over glacial–interglacial periods [J]. Marine geology & Quaternary geology, 2024, 44(1): 96–108.
- [36] 卢龙飞, 秦建中, 申宝剑, 等. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组硅质页岩的生物成因证据及其与页岩气富集的关系[J]. 地学前缘, 2018, 25(4): 226–236.  
LU Longfei, QIN Jianzhong, SHEN Baojian, et al. The origin of biogenic silica in siliceous shale from Wufeng–Longmaxi Formation in the Middle and Upper Yangtze region and its relationship with shale gas enrichment [J]. Earth science frontiers, 2018, 25(4): 226–236.
- [37] 梅俊芳, 梁超, 操应长, 等. 页岩中的石英类型、成因及意义[J]. 古地理学报, 2024, 26(2): 487–501.  
MEI Junfang, LIANG Chao, CAO Yingchang, et al. Types, genesis and significance of quartz in shales [J]. Journal of palaeogeography (Chinese edition), 2024, 26(2): 487–501.
- [38] QIU Zhen, LIU Bei, DONG Dazhong, et al. Silica diagenesis in the Lower Paleozoic Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: implications for reservoir properties and paleoproductivity [J]. Marine and petroleum geology, 2020, 121: 104594.
- [39] 曹涛涛, 邓模, 刘光祥, 等. 鄂西利川地区二叠系吴家坪组富有机质硅质页岩储层特征[J]. 海相油气地质, 2018, 23(3): 32–42.  
CAO Taotao, DENG Mo, LIU Guangxiang, et al. Reservoir char-

- acteristics of organic-rich siliceous shale of Permian Wujiaping Formation in Lichuan area, western Hubei Province [J]. Marine origin petroleum geology, 2018, 23(3): 32–42.
- [40] 丁江辉, 张金川, 杨超, 等. 页岩有机孔成因演化及影响因素探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2): 33–44.
- DING Jianghui, ZHANG Jinchuan, YANG Chao, et al. Formation evolution and influencing factors of organic pores in shale [J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2019, 41(2): 33–44.

编辑: 韦东晓

## Diagenesis and its influence on pore development of deep shale reservoirs in northeastern Sichuan Basin: a case study of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Well DY1H

YANG Yuran<sup>1,2</sup>, XU Liang<sup>1,2</sup>, MA Weize<sup>3</sup>, YANG Xue<sup>1,2</sup>, LI Runtong<sup>1,2</sup>, ZHU Yiqing<sup>1,2</sup>,  
WANG Qing<sup>1,2</sup>, LI Yanyou<sup>1,2</sup>, WU Qiuzi<sup>1,2</sup>, HE Liang<sup>1,2</sup>

1. Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company;

2. Shale Gas Evaluation and Exploitation Key Laboratory of Sichuan Province;

3. College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing)

**Abstract:** The marine shales of Wujiaping Formation and Dalong Formation in Sichuan Basin have favorable conditions for shale gas accumulation, making them significant replacement fields for natural gas exploration in the future. However, due to mixed sedimentation influences, diagenesis and pore evolution vary significantly among different lithofacies. The lithofacies classification, diagenesis, and microscopic pore structure of Wujiaping Formation and Dalong Formation shales of Well DY1H in northeast Sichuan Basin are confirmed by using X-ray diffraction, scanning electron microscopy, energy spectrum analysis, and thin section observation techniques. We also discuss the coupling relationship between diagenesis and pore development. The results reveal that four types of shale lithofacies are predominantly present in well DY1H: siliceous, mixed, calcareous, and clay-rich shales. The siliceous shale has the highest *TOC*. Part of the quartz in the siliceous shale comes from the transformation of siliceous organisms in the early diagenesis. This early cementation enhances the compaction resistance of the reservoir, and the retained micropores can provide space for the migration and enrichment of organic matter. With the increase of burial depth, a large number of organic pores can be formed under the thermal evolution of organic matter. Due to their high-quality material foundation and favorable storage conditions, siliceous shales have become preferred lithofacies within the Wujiaping Formation and Dalong Formation shales in northeast Sichuan Basin. Finally, a diagenetic pore evolution model is established specifically for these favorable lithofacies which can serve as a reference for studying pore genesis and reservoir distribution prediction in marine shales.

**Key words:** diagenesis; reservoir characteristics; pore genesis; shale gas; Wujiaping Formation; Dalong Formation; northeast Sichuan Basin

**YANG Yuran**, First author: Senior Engineer, mainly engaged in research on oil and gas exploration and development research. Add: No.3 Fuqing Rd., Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610051, China. E-mail: yangyuran@petrochina.com.cn

**YANG Xue**, Corresponding author: Engineer, mainly engaged in shale gas geology. Add: No.3 Fuqing Rd., Chenghua District, Chengdu, Sichuan 610051, China. E-mail: yangx63@petrochina.com.cn