

doi: 10.13745/j.esf.2016.01.016

川西坳陷须五段陆相页岩层系储层特征及对含气性的控制作用

陈冬霞¹, 刘雨晨¹, 庞雄奇¹, 钟大康¹, 孟昊¹, 熊亮²

1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2. 中国石化西南油气分公司 勘探与开发研究院, 四川 成都 610017

CHEN Dongxia¹, LIU Yuchen¹, PANG Xiongqi¹, ZHONG Dakang¹, MENG Hao¹,
XIONG Liang²

1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China

2. Petroleum Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Chengdu 610017, China

CHEN Dongxia, LIU Yuchen, PANG Xiongqi, et al. Reservoir characteristics and its control on gas-bearing properties of the 5th Member of the Triassic Xujiahe Formation continental shale in the Sichuan Basin of China. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 174-184

Abstract: Continental shale sequences are well developed in the Sichuan Basin, but the characteristic of complex petrology and lithology combination, strong heterogeneity and unclear reservoir property restricted the gas exploration and development process. Using experimental methods such as whole rock X-ray diffraction, FESEM, high pressure mercury injection, isothermal adsorption, this study investigated the reservoir geological characteristics of the 5th Member of the Triassic Xujiahe Formation continental shale according to the petrologic features, micro-pore structure and physical property, and the major geological factors influencing reservoir development. On this basis, this study also clarified the controlling effects of reservoir on the natural gas content and occurrence state. The research shows that there are three kinds of superposition-type reservoir structure in the 5th Member of the Xujiahe Formation (T_3x^5) in vertical, which are sand-rich type, interbedded type and mud-rich type. The densification of the reservoir is very serious, but the reservoir physical property of mudstone is better than that of siltstone and fine sandstone. The reservoirs in T_3x^5 have a small amount of primary and intergranular dissolution pore, which was caused by strong diagenesis and the sedimentary environment from distant part of the delta to shore shallow lake with low hydrodynamic energy. The large quantitative of flake intergranular pores, organic pore, and micro-fractures in shale make it being main contribution to the reservoir property. Besides, the continental shale gas also has mixing features of two kinds of gases, i. e., adsorption gas and free gas. However, adsorption gas is dominant, accounting for 84.9% of the total gas content. Gas occurrence state and gas content are controlled by the reservoir lithology, microscopic pore structure and reservoir physical property.

Key words: continental shale; reservoir characteristics; Western Sichuan Depression; gas-bearing properties; pore structure characteristics

摘 要:四川盆地陆相领域页岩层序发育,但其内部发育复杂的岩性及组合关系、非均质性强、储层特征不明,制约了油气勘探开发的进程。本文研究通过大量的全岩 X 衍射、场发射扫描电镜、高压压汞、等温吸附等实验方法,从岩石学特征、微观孔隙结构特征及物性特征等方面,对川西坳陷上三叠统须五段陆相页岩须五段储

收稿日期:2015-09-11;修回日期:2015-11-14

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973”项目(2011CB201102);国家自然科学基金项目(41472110)

作者简介:陈冬霞(1974—),女,博士,副教授,从事油气藏形成机理与分布规律研究。E-mail:Lindachen@cup.edu.cn

层地质特征进行研究,并分析影响储层发育的主要地质因素,同时阐明储层地质特征对天然气赋存状态和含气量大小的影响。研究表明:须五段储层在垂向上形成富砂型、互层型和富泥型3种叠覆式储层结构;储层均致密化严重,但泥页岩储集物性优于粉砂岩和细砂岩;水动力条件较弱的三角洲远端到滨浅湖的沉积环境和强烈的成岩作用导致须五段储层原生孔隙及粒间溶孔基本不发育,对储集性能起主要贡献的为泥页岩中发育大量片状晶间孔、有机质孔及微裂缝,因此泥页岩是须五段的最有利储层。须五段天然气为吸附气与游离气的混合气体,但以吸附气为主,吸附气含量占总含气量的84.9%。天然气赋存状态和含气量大小受控于储层的岩性、微观孔隙结构和储层的物性。

关键词:陆相页岩;储层特征;川西坳陷;含气性;孔隙结构特征

中图分类号:P618.130.21 **文献标志码:**A **文章编号:**1005-2321(2016)01-0174-11

与北美地区页岩气主要形成于海相富有机质泥页岩层系相比,中国沉积盆地在多旋回的构造演化过程中,发育了海相、陆相及海陆过渡相3类富含有机质的泥页岩层系。目前我国已在陆相泥页岩中获得了页岩气勘探开发的重要突破,在川东建南地区、川东北元坝地区、川西新场地区和鄂尔多斯盆地中南部延长石油集团探区均获得工业气流^[1-4]。其中,四川盆地被认为是最具潜力的、也是最先突破的重点页岩气勘探地区。近年,四川盆地在中生界陆相页岩气获得突破,成功钻探多口页岩气井,其中元坝9井在侏罗系自流井组日产气 $1.15 \times 10^4 \text{ m}^3$;川西坳陷新页HF-2井上三叠统须五段陆相页岩层序中测试产气,产能达到 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,之后又相继有十几口井获得产能。须五段页岩实验测试含气量在 $0.64 \sim 6.27 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $1.37 \text{ m}^3/\text{t}$,显示出较好的勘探开发潜力。但目前除了对川西地区须家河组成藏条件和勘探潜力^[5]、建南地区侏罗系页岩气评价与预测的研究外^[6],陆相页岩层序天然气并未获得足够重视,尤其是对陆相页岩层系储层特征及对含气性的控制作用研究还非常薄弱。

从目前国内外陆相页岩层序的地质特征来看,陆相页岩层序内沉积相带变化较大^[7-8],陆相页岩层系内部结构复杂,其内发育复杂的岩性及组合关系,页岩有机质变化大,非均质性强。在页岩气勘探开发中,储层特征不明,无法确定泥页岩或是细粉砂岩为良好储层,储层微观特征及储集性能不明确,各相储集类型对天然气的控制作用不清晰。本文研究通过对川西坳陷须五段陆相页岩层系12口井的191个样品开展全岩X衍射、场发射扫描电镜、高压压汞、等温吸附等测试,对储层微观孔隙结构和物性进行了研究,明确了须五段陆相页岩层系储层特征,并确定了储层非均质性对含气性的控制作用,对该区天然气勘探具有重要指导意义。

1 研究区概况

川西坳陷位于四川盆地西部,在构造位置上属于川西前陆盆地的一部分,包括梓潼凹陷、孝泉—新场—丰谷构造带、成都凹陷、安县—鸭子河—大邑断褶带和知新场—龙宝梁构造带等5个构造单元(图1)。陆相地层发育有上三叠统、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系,这些沉积地层厚度巨大,现今最厚达6 000 m以上,其中上三叠统须家河组自下而上表现为一个完整的由海相—海陆过渡相—陆相的正常退覆层序。须一段(马鞍塘—小塘子组)、须三段和须五段为主要的气源岩层位,发育早期的浅海陆棚相的暗色泥页岩及中晚期的三角洲、湖沼相的灰色碳质泥页岩夹砂岩、煤层。须二段和须四段以砂岩沉积为主,主要为三角洲平原和三角洲前缘沉积,是主要的致密砂岩气产层。

由于印支晚幕运动的影响,须五段沉积时期基准面不断上升、湖水位上涨至最大湖泛期,川西坳陷西北主要发育辫状河三角洲沉积体系,向东南逐渐过渡为前三角洲—滨浅湖沉积环境。沉积中心位于彭州附近,须五段厚度可达700 m以上。储层岩石类型可以分为泥页岩(含粉砂质泥岩)、粉砂岩(含泥质粉砂岩)和细砂岩(含细粒以上不等粒砂岩)3类,其中泥页岩是须五段储层的主体,并且须五段砂泥岩频繁互层,厚度不等,整体表现为较强的非均质性,在垂向上形成富砂型、互层型和富泥型3种叠覆式储层结构,其中富砂型可以进一步划分为单纯富砂型和富砂型中砂体以厚层和泥岩互层型(图2)。

2 储层地质特征

2.1 储层岩石学特征

通过对岩心、铸体薄片观察以及录井资料的研

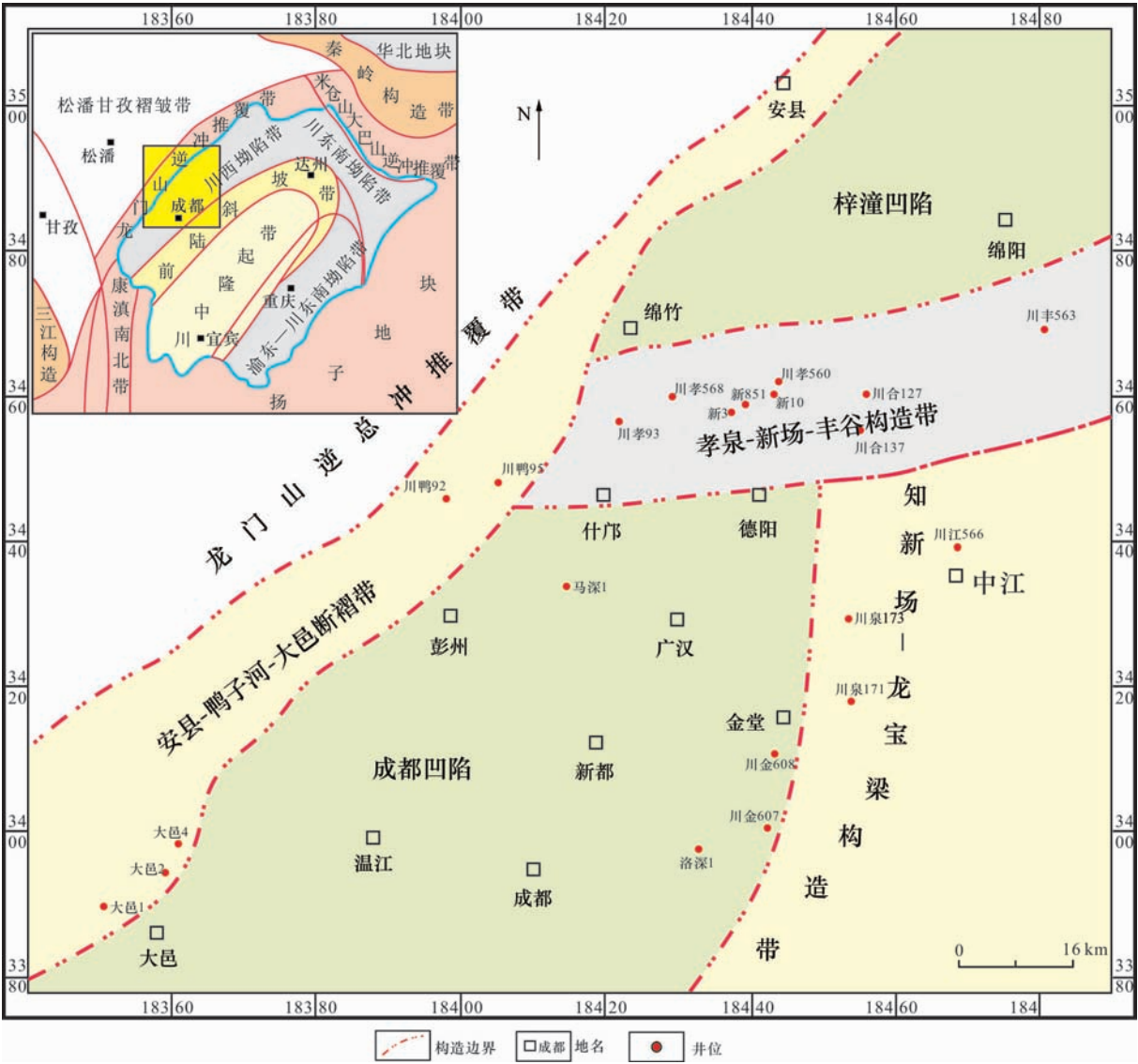


图 1 川西坳陷位置及构造区划图
Fig. 1 Location and tectonic division map of the western Sichuan depression

究,须五段储层的岩性大致可以分为三大类:泥页岩(包括泥岩、页岩、粉砂质泥岩、粉砂质页岩等)、粉砂岩(包括泥质粉砂岩)、细砂岩(包括较粗粒砂岩)(图3)。其中泥页岩是须五段储层的主体,泥页岩占地层总厚度的50%~80%,平均约为55%,粉砂岩厚度占10%~30%,平均约为20%,细砂岩占10%~40%,平均约为25%。由于须五段内部水进水退频繁,整体表现为较强的非均质性,在其内部上亚段以砂泥岩频繁互层为主(砂地比35.3%),中亚段以互层型和富页岩为主(砂地比32.8%),下亚段以富砂型为主(砂地比38.4%)。在须五段泥页岩中裂缝发育相对明显,常见顺页理发育的裂缝,虽然对孔隙度影响不大,但是极大地改善了储层渗透率;而砂岩

中裂缝较少,通常发育于泥质条带或碳屑条带中,对储层物性贡献较小。

根据研究区内30块砂岩样品进行薄片鉴定所得结果表明,须五段砂岩储层的碎屑成分中,石英的相对含量最高,主要分布在40%~70%,平均值为55.44%;长石含量总体较少,较多样品薄片中长石,其含量主要分布在0%~5%,平均值3.08%;岩屑含量相对也比较多,主要分布在5%~30%,平均值为24%。其中,碳酸盐岩岩屑最多,通常在占岩屑总量的70%~90%,部分样品中含少量云母,另有部分样品中含有少量的燧石。黏土矿物的相对含量平均值为20.59%,最大值为36.1%,最小值为5.1%。由于泥页岩粒度极细,难以通过镜下鉴定分

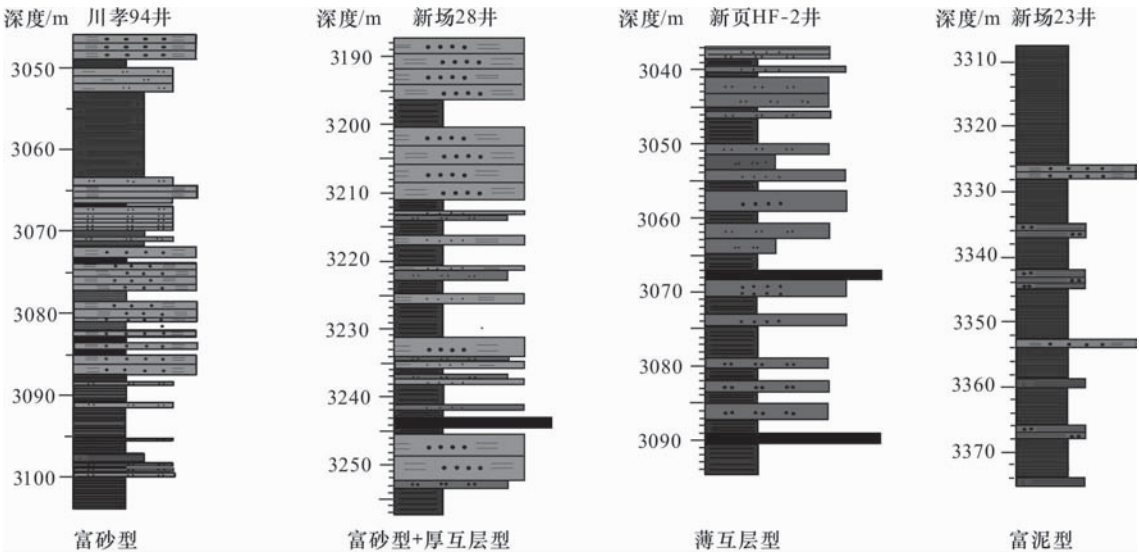
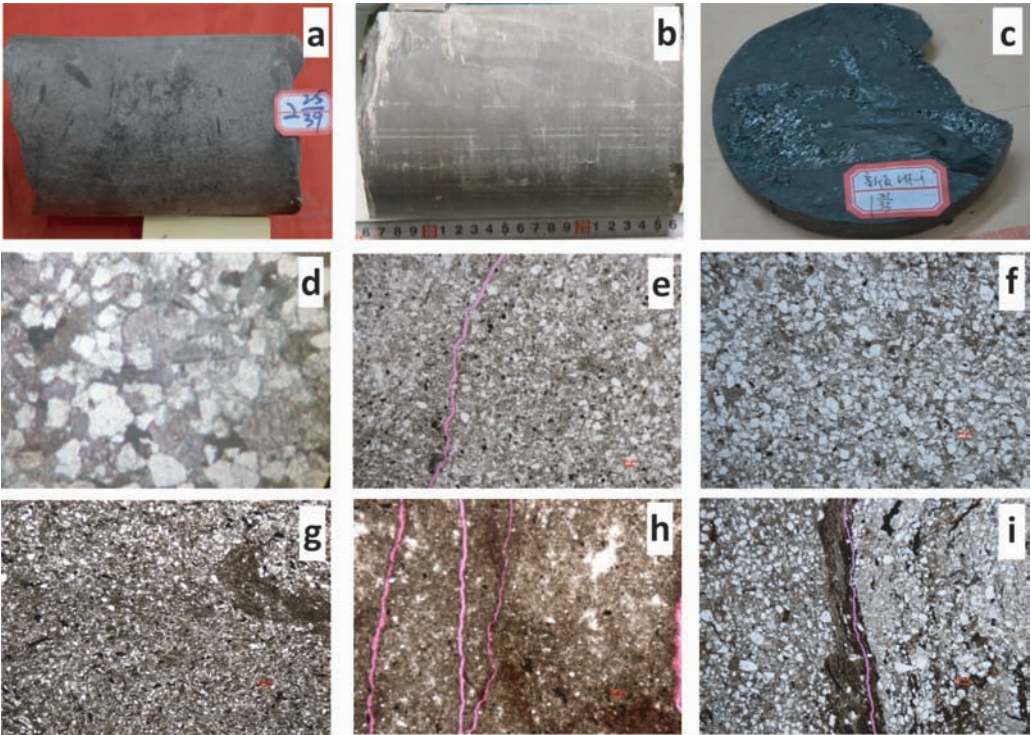


图 2 川西坳陷须五段储层组合结构
Fig. 2 Reservoir composite structures of T₃x⁵ in western Sichuan depression



a—绵阳 1 井,3 620.32~3 620.60 m,深灰色细砂岩;b—新页 HF-1 井,3 046.00~3 046.20 m,灰色粉砂岩;c—新页 HF-1 井,3 034.67~3 034.87 m,灰黑色页岩;d—新页 HF-1 井,3 046.7 m,细砂岩,无孔无缝,正交光,5×10;e—新页 HF-2 井,3 292.29 m,泥质粉砂岩,有裂缝发育,面孔率 3%左右,单偏光 5×10;f—新场 28 井,3 288.16 m,灰色粉砂岩,无孔无缝,面孔率为零,正交光,5×10;g—新场 28 井,灰黑色泥岩,3 289.68 m,面孔率低,单偏光,5×10;h—新页 HF-2 井,3 290.57 m,黑色泥岩,有裂缝发育,面孔率 5%左右,单偏光 5×10;i—新场 28 井,3 287.84 m,灰黑色泥岩,发育宽 0.01~0.02 mm 的裂缝,延有机质条带分布,单偏光,5×10。

图 3 须五段储层岩心及铸体薄片鉴定照片
Fig. 3 Rock core and cast thin section photos of T₃x⁵ shale plays

析其矿物组成,因此采用全岩 X 衍射分析测得须五 段泥页岩以黏土矿物含量为主,黏土矿物 43.65%, 段泥页岩中各矿物组分平均含量。结果显示,须五 石英 37.81%,长石 2.57%,碳酸盐矿物 13.67%,

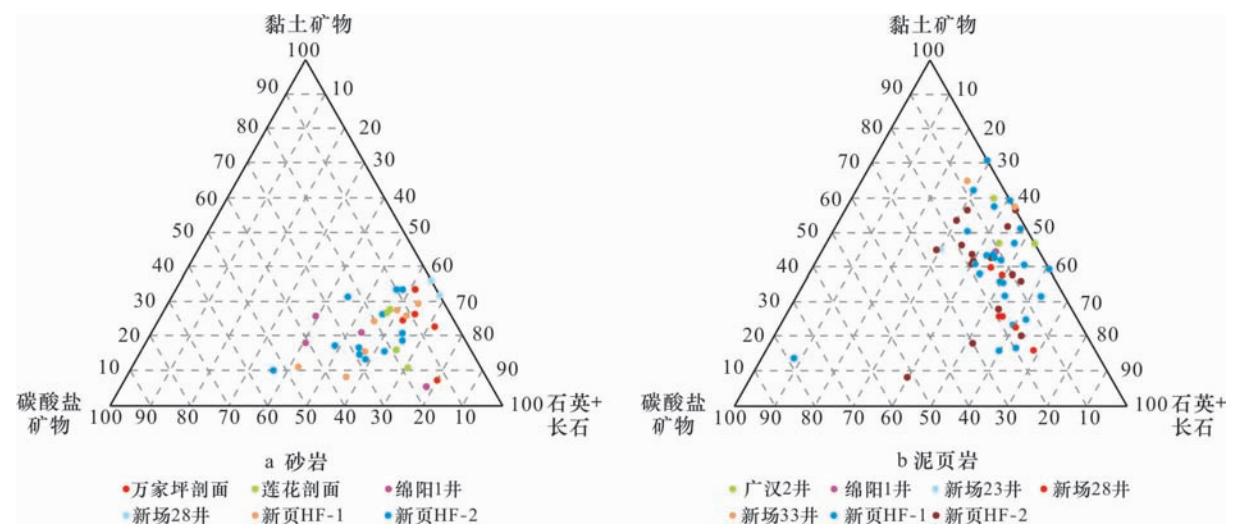


图 4 须五段泥页岩矿物组分三元图
Fig. 4 Shale minerals contents of T₃x⁵ reservoir

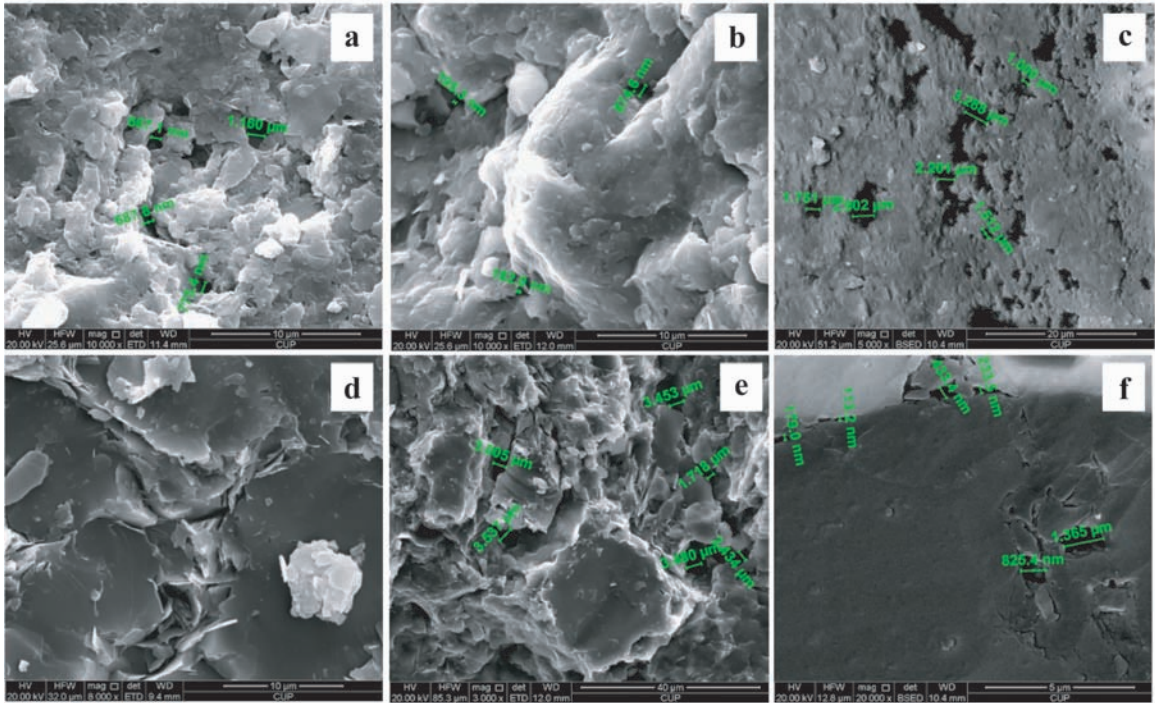
文石、菱铁矿、黄铁矿、辉石、重晶石等其他矿物 2.34%(图 4)。泥页岩中的黏土矿物主要以伊利石和伊蒙混层为主,绿泥石和高岭石的含量相对较少。在所有样品中,伊蒙混层相对含量平均值为 44.18%,最大为 60%,最小为 17%;伊利石含量平均值为 33.77%,最大 58%,最小 19%;高岭石含量平均值为 11.28%,最大为 21%,最小为 7%;绿泥石含量平均值为 10.77%,最大值为 16%,最小值为 7%。

2.2 储层微孔孔隙结构特征

须五段储层整体非常致密,根据孔隙成因与形态将储集空间类型分为有机质孔、粒间溶孔、粒内溶孔、杂基微孔、和微裂缝 5 种类型。有机质中排烃后产生的网状微米-纳米有机质孔及泥页岩中黏土矿物内发育的大量片状晶间孔是须五段储层储集空间的主要组成部分(图 3,图 5a—c),同样是最具有油气意义的储集空间。并且泥页岩中裂缝发育相对明显,常见顺页理发育的层间水平缝及低角度裂缝,延伸范围小,密度大,极大地改善了储层渗透率,而砂岩中裂缝发育较少。中国四川盆地地下古生界海相富有机质脆性页岩层中天然气有良好显示或高产气井均与裂缝发育密切相关^[9],因此泥页岩作为须五段的最有利储层。细-粉砂岩以杂基微孔为主,粒间孔被黏土矿物充填,虽然孔径比泥页岩孔径略大,从几纳米到几微米不等,但最大不超过十微米(图 3,图 5d—f),并且细-粉砂岩的孔隙数量较泥页岩明显更低。与四川盆地海相页岩龙马溪组相比,龙马溪组泥(页)岩发育有机质孔隙、黏土矿物层间微孔隙、不

稳定矿物溶蚀孔、残余原生孔隙及大量裂缝,其中有有机质微孔隙和黏土矿物层间微孔隙是页岩基质孔隙的主要组成部分^[10-14],可见陆相页岩须五段的储集空间类型与海相页岩龙马溪组相似。

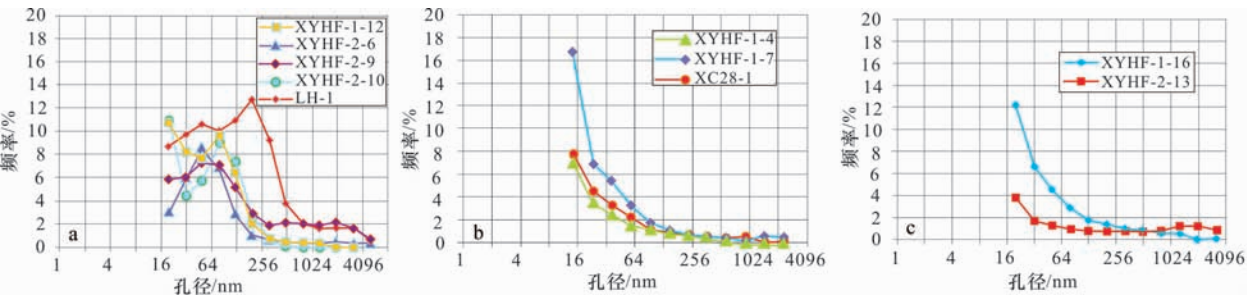
虽然场发射扫描电镜可以清楚观察到须五致密储层中发育的微小孔隙,但是粒径整体微小,而且范围分布广,难以确定是何种粒径的孔隙起了主要贡献,因而采用高压压汞技术来定量分析储层孔径分布特征。从由毛管压力曲线得出的孔径分布中可以看出,岩心样品中的细砂岩,其主要孔隙大小分布在 30~100 nm,露头样品的细砂岩粒径稍大,但也主要分布在 30~500 nm。也就是说,虽然在铸体薄片以及扫描电镜观察中能看到大量微米级的孔隙,但是微米级孔隙对储层孔隙度贡献极小,其主要贡献的仍然是纳米级的微孔(图 6a)。由于本次高压压汞实验才用的最高压力是 100 MPa,其测量范围是 14 nm~400 μm,因此无法测出小于 14 nm 的孔隙。但是从粉砂岩与泥页岩的压汞孔径分布(图 6b、c)中可以明显看出,虽然粉砂岩孔径整体比泥页岩略大,在这两种岩性的储层中起主要贡献的,均为小于 64 nm 的微孔,特别是泥页岩和粉砂岩中,小于 64 nm 的微孔比较大孔隙占的比例明显更高,细砂岩中也仍然以微孔为主,但总的对比来看,泥页岩中的微孔的数量要高于粉砂岩和细砂岩。与四川盆地海相页岩龙马溪组相比,龙马溪组页岩孔隙直径 100 nm~50 μm,孔隙一般大于 100 nm,龙马溪组页岩中微裂缝发育,裂缝宽 2~5 μm^[14]。可见,须



a—黏土矿物间片状晶间孔,新页 HF-2 井,3 080.94 m,碳质页岩;b—黏土矿物间片状晶间孔,新页 HF-1 井,3 052.8 m,粉砂质泥岩;c—有机质孔,新页 HF-2 井,3 088.35 m,黑色泥岩;d—石英颗粒间孔隙被伊利石部分充填,新页 HF-2,3 078.02 m,细砂岩;e—石英颗粒间孔隙,新场 28 井,3 293.3 m,细砂岩;f—碳屑内部及其边缘发育的微孔,新页 HF-1,3 043.9 m,泥质粉砂岩。

图 5 须五段储层场发射扫描电镜照片

Fig. 5 Field emission scanning electron microscopy photos of T_3x^5 in western Sichuan depression



a—细砂岩;b—粉砂岩;c—泥页岩。

图 6 须五段储层高压汞孔径分布图

Fig. 6 High pressure mercury intrusion pore size distribution of T_3x^5 reservoir

五段泥页岩孔径比龙马溪组页岩孔径要小,但裂缝普遍比龙马溪组更发育。

2.3 储层物性特征及影响因素

针对须五段不同岩性样品进行覆压氦气孔隙度和瞬时脉冲渗透率测试,发现研究区目的层中不同岩性岩石的物性规律与一般的认识不同。研究区内泥页岩孔隙度 0.28%~6.15%,平均为 4.00%;粉砂岩孔隙度 0.93%~5.23%,平均为 3.13%;细砂岩孔隙度 0.41%~3.73%,平均为 2.44%。泥页岩渗透率 0.001~24.5 mD,平均为 0.54 mD;粉砂岩

渗透率 0.001~0.149 mD,平均为 0.018 mD;细砂岩渗透率 0.001~0.076 mD,平均为 0.01 mD。泥页岩的孔隙度和渗透率平均值均高于粉砂岩和细砂岩。实验表明,细砂岩、粉砂岩孔隙度与渗透率整体均较低,泥页岩物性整体好于粉砂岩及细砂岩,这与一般的认识不同。由新 503 井 402 块岩心样品孔渗数据与深度关系交会图中可以看出,储层物性与埋深关系不大,与岩性关系明显(图 7)。

须五段储层物性较差并存在特殊性主要由于沉积环境、成岩作用及岩石矿物成分对其产生的影响。

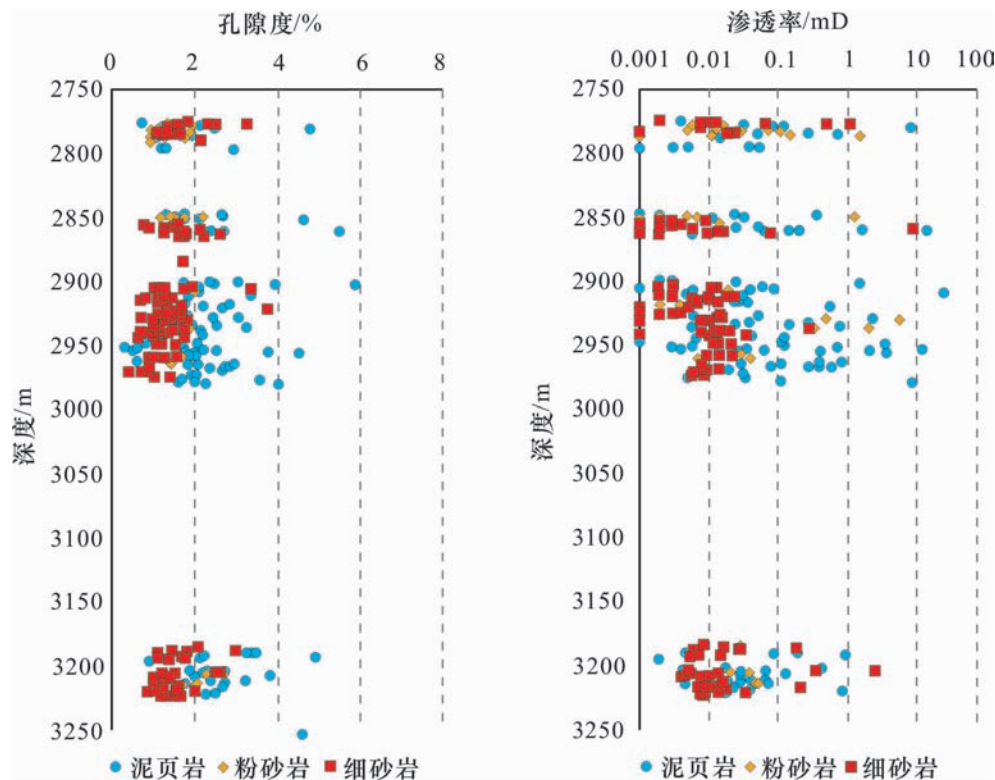


图 7 新 503 井须五段储层物性与深度关系图
Fig. 7 Relationships between physical property and depth of T₃x⁵ reservoir in well Xin503

(1)沉积环境。须五段地层发育于三角洲远端到滨浅湖的沉积环境,水动力条件较弱,以浅湖和分流间湾的泥页岩为主,水下分流河道砂不发育,整体黏土矿物含量极高,颗粒间基本被泥质杂基充填,原生孔隙几乎不发育。(2)成岩作用。随着埋藏深度的加大,粒间孔隙和粒内孔隙会被压实,孔隙的体积会大幅度减少^[15]。须五段储层埋深较深,受强烈的压实作用,须五段本身以泥页岩为主,抗压强度极低,砂岩颗粒间主要被黏土矿物充填,导致抗压强度也较低,在强烈的压实作用下,储层中的粒间原生孔基本损失殆尽。并且须五段作为须家河组主力烃源岩之一,虽然在生排烃时会释放出有机酸,在碳酸盐矿物颗粒中形成大量粒内溶孔,但由于颗粒间主要被杂基充填,粒间碳酸盐胶结物不发育,因而对粒间溶孔的形成贡献不大。以上两个原因共同导致须五段储层物性较差。(3)岩石矿物成分。泥页岩中的黏土矿物主要以伊利石和伊蒙混层为主,其内发育大量片状晶间孔及有机质孔,且微裂缝比较发育。细粉砂岩为粒屑结构,粒间孔被黏土矿物充填,孔隙以杂基微孔为主,孔径比泥页岩孔径略大,从几纳米到几微米不等,但最大不超过 10 μm。因此导致须五

段储层物性的特殊性。

3 储层非均质性对含气性的控制作用

3.1 储层含气性特征

在钻至须五段储层时天然气显示良好,普遍见到含气显示(气浸、井漏、井涌),川西地区钻遇须五段的 80 口井中,累计页岩气显示 349 层,累厚 1 306 m。目前,对须五段 19 口老井挖潜井进行专门测试,测试产量差异大(0.04~10.1 m³/d),14 口井测试产量大于 1 m³/d,平均最大日产气量高达 3.23 m³/d。与川西坳陷须家河组和侏罗系部分层段天然气产能进行对比,显示出陆相页岩层系的天然气日产量相对并不差,除了与须二段部分井由于裂缝非常发育,导致产能极高之外,与致密砂岩层的产量对比而言,具有一定的勘探和开发潜能。对须五段 62 块样品进行现场解吸实验,实测的含气量在 0.25~7.96 m³/t,平均为 1.09 m³/t,含气量小于 0.5 m³/t 的样品较少,仅占 25%左右;分布在 0.5~1.0 m³/t 的最多,占总样品数的 40%左右;含气量大于 1.0 m³/t 的样品较多,占总样品数的 35%左右(表 1),可见须五段整体含气

表 1 须五段部分储层样品现场解吸实验数据表
Table1 Desorption experiment data of reservoir samples of T₃x⁵

序号	井号	深度/m	岩性	解吸样 质量/g	解吸气含量/ (cm ³ ·g ⁻¹)	损失气含量/ (cm ³ ·g ⁻¹)	残余样质 量/g	残余气含量 /(cm ³ ·g ⁻¹)	总含气量/ (cm ³ ·g ⁻¹)
1	新 503 井	2 913.68~2 913.88	黑色碳质页岩	3 015.5	0.382 2	0.598 5	93.44	0.157 8	1.138 5
2	新 503 井	2 920.25~2 920.45	黑色碳质页岩	3 414.5	0.126 6	0.160 8	98.36	0.104 9	0.392 4
3	新 503 井	2 929.23~2 929.43	黑色碳质页岩	3 728.0	0.135 0	0.119 7	94.88	0.067 3	0.322 0
4	新 503 井	2 962.97~2 963.17	黑色煤岩	2 330.0	3.240 0	4.439 0	100.22	0.284 4	7.963 3
5	新 503 井	2 965.32~2 965.52	灰黑色页岩	3 295.5	0.142 5	0.321 4	92.26	0.111 8	0.575 8
6	新 503 井	3 206.02~3 206.22	灰黑色页岩	3 461.5	0.131 6	0.133 5	97.20	0.091 0	0.356 1
7	新 503 井	3 214.95~3 215.15	灰黑色含粉泥岩	3 814.5	0.077 6	0.101 4	97.35	0.101 0	0.280 0
8	新页 HF-1	3 028.81~3 029.01	灰黑色含粉砂质泥岩	3 502.5	0.617 6	1.646 7	94.07	0.166 7	2.431 0
9	新页 HF-1	3 032.13~3 032.33	灰黑色泥岩	4 118.5	0.268 3	0.702 2	114.06	0.186 7	1.157 2
10	新页 HF-1	3 041.18~3 041.38	灰黑色碳质泥岩	3 518.0	0.727 0	1.899 1	91.30	0.259 1	2.885 2
11	新页 HF-1	3 042.82~3 043.02	灰黑色碳质泥岩	3 367.0	0.790 9	2.618 8	105.11	0.169 5	3.579 2
12	新页 HF-1	3 043.68~3 043.87	灰黑色碳质泥岩	3 244.0	1.440 3	4.652 3	101.90	0.184 1	6.276 7
13	新页 HF-1	3 046.00~3 046.20	灰黑色粉砂岩	3 993.0	0.105 3	0.303 6	114.27	0.008 2	0.417 1
14	新页 HF-1	3 047.57~3 047.77	灰色粉砂岩	4 467.5	0.116 0	0.420 3	114.98	0.183 5	0.719 8
15	新页 HF-1	3 048.76~3 048.97	灰色粉砂岩	3 673.5	0.164 9	0.566 3	112.64	0.183 2	0.914 4
16	新页 HF-1	3 051.45~3 051.65	灰色粉砂岩	4 075.0	0.134 6	0.496 2	116.22	0.141 2	0.772 0
17	新页 HF-1	3 055.54~3 055.73	灰黑色含粉砂质泥岩	3 386.5	0.269 6	0.656 8	95.31	0.019 7	0.946 1
18	新页 HF-1	3 058.26~3 058.46	灰黑色碳质泥岩	4 009.0	0.193 7	0.532 6	100.44	0.289 5	1.015 8
19	新页 HF-1	3 059.37~3 059.57	灰黑色含粉砂质泥岩	3 609.0	0.366 9	0.108 2	95.45	0.024 6	0.499 7
20	新页 HF-1	3 065.94~3 066.13	灰色粉砂岩	3 896.5	0.113 5	0.492 8	96.15	0.253 6	0.859 9
21	新页 HF-2	3 074.14~3 074.34	灰色粉砂岩	3 935.5	0.070 5	0.184 3	96.52	0.214 9	0.469 8
22	新页 HF-2	3 076.66~3 076.85	灰色粉砂岩	3 869.0	0.200 1	0.956 2	101.17	0.266 1	1.422 4
23	新页 HF-2	3 077.64~3 077.84	灰黑色泥岩	4 307.5	0.102 8	0.214 8	108.71	0.162 4	0.479 9
24	新页 HF-2	3 078.46~3 078.65	灰色粉砂岩	3 569.0	0.496 7	1.511 0	105.90	0.083 6	2.091 4
25	新页 HF-2	3 079.05~3 079.22	灰黑色泥岩	3 701.0	0.106 9	0.441 3	108.28	0.184 0	0.732 3
26	新页 HF-2	3 082.22~3 082.36	灰色粉砂岩	3 309.5	0.032 2	0.086 8	97.95	0.135 6	0.254 7
27	新页 HF-2	3 086.94~3 087.1	灰黑色泥岩	3 694.5	0.068 4	0.347 7	102.35	0.320 1	0.736 2
28	新页 HF-2	3 090.55~3 090.70	灰黑色泥岩	2 737.0	0.093 9	0.368 1	112.70	0.188 6	0.650 6

注:由四川省西南油气分公司勘探开发研究院 LH-2 型页岩气含气量测定仪 2014 年测定。

性较好。天然气中,通过经验公式结合吸附实验计算结果,显示吸附气量所占比例为 59.03%~87.94%,平均为 75.22%;游离气含量所占比例为 10.63%~39.06%,平均为 34.32%;其余为溶解气,明显显示出以吸附气为主的特征。

3.2 储层岩石类型对含气性的影响

根据统计须五段 62 块样品不同岩性的含气量大小,结果显示,黑色煤岩的含气量最大,高达 7.96 m³/t;泥页岩含气量在 0.28~6.28 m³/t,平均为 1.01 m³/t;粉砂岩含气量在 0.25~2.09 m³/t,平均为 0.92 m³/t;细砂岩含气量最低,平均为 0.41 m³/t。可见,须五段泥页岩的含气性要高于粉砂岩及细砂岩的含气性。与四川盆地龙马溪组页岩相比,龙马溪组页岩含气量最高为 5.1 m³/t,平均为 1.9 m³/t^[16]。由此可见,海相龙马溪组泥页岩含气性比须五段泥页岩

含气性高。在本次研究过程中,选取须五段样品进行等温吸附试验,试验结果显示,灰黑色泥岩最大吸附气量为 2 mL/g,泥质粉砂岩最大吸附气量为 1.2 mL/g,灰黑色泥岩最大吸附气量高于泥质粉砂岩,岩石粒度越细其吸附气量越高,含气性越好,与现场解吸实验结果相吻合。

在页岩中,天然气赋存状态多样,除极少部分以溶解态赋存外,大部分均以游离态或吸附态赋存于页岩的各类基质孔隙空间或颗粒表面^[17-18]。对于吸附气及游离气含量的测定,本文均采用测井解释法,万宇等^[19]根据岩心实验数据,建立吸附气与地层温度、压力及 TOC 含量的通用计算模型

$$V_a = V_{\text{bag}} \times [1 - \lg(\text{TOC} \times 100) \times k \times \text{GT} \\ \times \text{Depth}] \times \frac{\text{GP} \times \text{Depth}}{\text{GP} \times \text{Depth} + \frac{1}{b}} \quad (1)$$

式中: V_a 为吸附气含量, m^3/t ; V_{bag} 为平衡吸附气量, m^3/t ;TOC 为有机质含量,%; b,k 为系数;Depth 为地层深度,m;GT 为地温梯度, $2\sim 4\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$;GP 为压力梯度, $0.010\text{ }1\text{ MPa}/\text{m}$ 。

游离气含量的计算采用经验公式法,根据气藏的压力、有效孔隙度和含气饱和度来估算游离气含量^[20]:

$$V_f=\frac{p\cdot\varphi\cdot S_g}{p_s\cdot\rho}\tag{2}$$

式中: V_f 为游离气含量, m^3/t ; p_s 为标准压力, 101.325 kPa ; p 为地下页岩埋深处的静水压力, kPa ; ρ 为页岩密度, kg/m^3 ; φ 为有效孔隙度,%; S_g 为含气饱和度,%。

计算结果表明,吸附气含量占总含气量的 $73.83\%\sim 96.34\%$,平均为 84.9% ;游离气含量占总含气量的 $3.7\%\sim 26.2\%$,平均为 15.04% ,明显显示出储层以吸附气为主的特征(表2)。根据统计不同岩性对其赋存状态的影响,结果显示,泥页岩中吸附气含量高于细砂岩及粉砂岩,细砂岩及粉砂岩游离气含量相对较高。

3.3 储层孔隙结构对含气性的影响

储层孔隙中的流体与固体表面存在一定的相互

作用,受之影响,孔隙表面附近的流体被束缚不能参与流动,成为束缚流体。相互作用的强弱受控于多种因素,如孔隙大小、表面粗糙程度、比表面大小等。对饱和流体(水或油)的岩样进行核磁共振 T_2 测量时,得到的 T_2 弛豫时间大小可以反映流体分子受到孔隙固体表面作用力的强弱,当流体受固体表面的作用力很强时,如小孔隙中的流体, T_2 弛豫时间短,流体为束缚状态。而当流体受作用力较弱时,如大孔隙中的流体, T_2 弛豫时间较大,流体则处于可动状态。据此可以根据岩样内流体的 T_2 谱特征来分析孔隙流体的赋存状态。

本次研究选取了新页 HF-1 井的 10 个样品进行分析,岩性包括细砂岩与泥页岩,样品孔隙度从 2.288% 到 5.837% 。实验结果表明须五段储层中可动用流体普遍极低,最小 4.54% ,最大 19.15% (表3)。须五储层可动流体含量极低,主要原因是孔隙形态多为黏土矿物和有机质中的片状、絮状、网状孔隙,连通性较差。可动流体含量主要与岩性相关,细砂岩可动流体含量均在 10% 以上,泥页岩中可动流体含量则介于 $5\%\sim 10\%$ 。而同种岩性的可动流体含量与渗透率呈正相关,说明主要受喉道大小与类型控制。

表 2 须五段储层各相态含气量及比值对比表
Table 2 Gas content and ratio of each phase of T_3x^5 reservoir

井名	测试段岩性	厚度/m	$Q_{\text{吸附}}/$ ($\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$)	$Q_{\text{游离}}/$ ($\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$)	$Q_{\text{总}}/$ ($\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$)	$Q_{\text{吸附}}/$ $Q_{\text{总}}$	$Q_{\text{游离}}/$ $Q_{\text{总}}$	$Q_{\text{吸附}}/$ $Q_{\text{游离}}$
新场 28 井	泥页岩	67	682.108	183.588	865.696	0.787 9	0.212 1	3.715
	细砂岩	30.5	314.614	99.286	413.900	0.760 1	0.239 9	3.169
	粉砂岩	10	97.350	34.505	131.855	0.738 3	0.261 7	2.821
新页 HF-1 井	泥页岩	1.5	38.180	1.449	39.629	0.963 4	0.036 6	26.352
	细砂岩	14.5	195.298	20.062	215.360	0.906 8	0.093 2	9.735
	粉砂岩	12	329.204	20.587	349.792	0.941 1	0.058 9	15.991

表 3 核磁共振可动流体饱和度表
Table 3 The data of nuclear magnetic resonance (NMR) movable fluid saturation

序号	井号	深度/m	岩性	T_2 谱	可动流体饱和度/%	孔隙度/%	气测渗透率/mD
1	新页 HF-1	3 034.67~3 034.87	碳质泥岩	单峰	6.18	5.837	0.000 508
2	新页 HF-1	3 041.18~3 041.38	碳质泥岩	单峰	8.37	5.437	0.005 167
3	新页 HF-1	3 042.82~3 043.02	碳质泥岩	单峰	5.89	5.521	0.000 606
4	新页 HF-1	3 043.68~3 043.87	碳质泥岩	单峰	4.54	5.445	0.009 483
5	新页 HF-1	3 048.76~3 048.97	细砂岩	双峰	17.12	2.683	0.000 577
6	新页 HF-1	3 051.45~3 051.65	细砂岩	双峰	19.15	2.288	0.000 893
7	新页 HF-1	3 055.54~3 055.73	泥岩	单峰	7.42	3.194	0.013 975
8	新页 HF-1	3 057.56~3 057.72	泥岩	单峰	9.89	3.033	0.036 235
9	新页 HF-1	3 059.37~3 059.57	泥岩	单峰	5.07	3.564	0.005 846
10	新页 HF-1	3 065.94~3 066.13	细砂岩	双峰	11.49	2.161	0.000 262

注:由中国石油大学(北京)储层渗流实验室 2014 年测定。

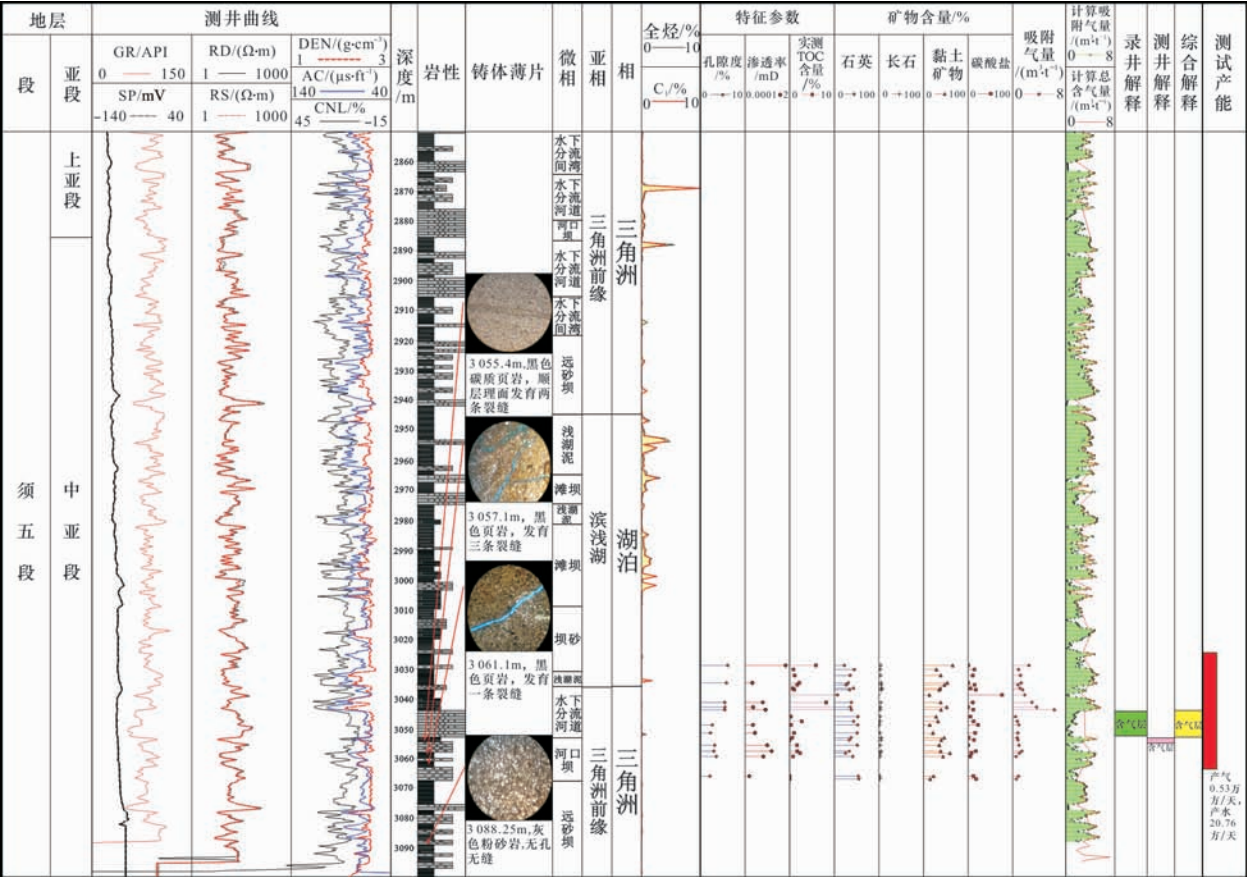


图 8 新页 HF-1 井须五中亚段单井综合柱状图

Fig. 8 Single well integrated histogram of T_3x^5 reservoir in Xinye HF-1

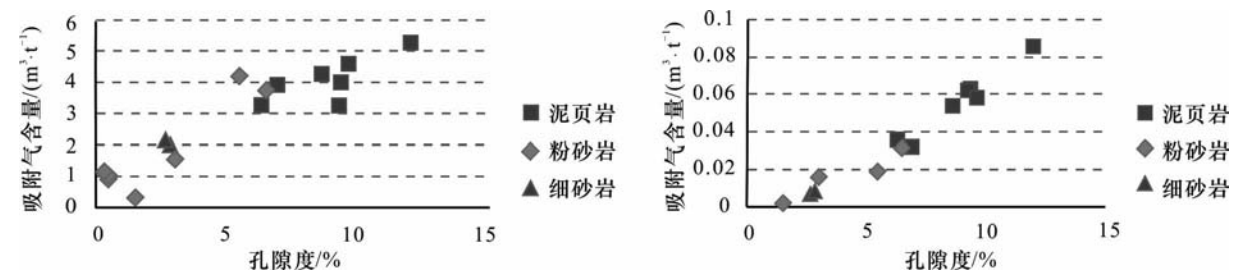


图 9 须五段储层孔隙度与各相态含气量交会图

Fig. 9 Relationship between porosity and each phase gas content T_3x^5 reservoir

3.4 储层物性对含气性的影响

前已述及,由于须五储层原生粒间孔不发育,次生溶蚀孔也不发育,因而对孔隙度起主要贡献的是黏土矿物中的晶间微孔、有机质中的有机孔及微裂缝。以新页 HF-1 井为例,深度为 3 057. 1 m 的黑色泥页岩,通过铸体薄片观察显示,其内发育三条裂缝,大大改善了储层物性,实验测得其孔隙度为 4. 63%,渗透率为 0. 075 mD,且实测 TOC 含量较高为 2. 35%,通过测井计算含气量为 4. 76 cm³/g,并以吸附气为主,综合解释为含气层,并具有较高的

测试产能(图 8)。本文根据有效孔隙度与各含气量的数据,建立有效孔隙度与吸附气含量、游离气含量拟合关系。结果表明,有效孔隙度与吸附气含量、游离气含量及总含气量均呈较明显的正相关性,即有效孔隙度越大,吸附气、游离气含量均越多(图 9)。

4 结论

(1)须五段储层在垂向上形成富砂型、互层型和富泥型等 3 种叠覆式储层结构;储层致密化严重,但

泥页岩储集物性优于粉砂岩和细砂岩。储集空间包括有机质孔、粒间溶孔、粒内溶孔、杂基微孔、和微裂缝 5 种类型。

(2)水动力条件较弱的三角洲远端到滨浅湖的沉积环境和强烈的成岩作用导致须五段储层原生孔隙及粒间溶孔基本不发育,对储集性能起主要贡献的为泥页岩中发育大量片状晶间孔、有机质孔及微裂缝,泥页岩是须五段的最有利储层。

(3)须五段天然气为吸附气与游离气的混合气体,但以吸附气为主,吸附气含量占总含气量的 84.9%。天然气赋存状态和含气量大小受控于储层的岩性、微观孔隙结构和储层的物性。

参考文献

[1] 何发岐,朱彤. 陆相页岩气突破和建产的有利目标:以四川盆地地下侏罗统为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(3): 246-251.

[2] 朱彤,包书景,王峰. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 1-6.

[3] 王香增,张金川,曹金舟,等. 陆相页岩气资源评价初探:以延长直罗一下寺湾区中生界长 7 段为例[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 192-197.

[4] 王社教,李登华,李建忠,等. 鄂尔多斯盆地页岩气勘探潜力分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 40-46.

[5] 叶军,曾华盛. 川西须家河组泥页岩气成藏条件与勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 18-25.

[6] 周德华,焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测:以四川盆地建南地区侏罗系为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 109-114.

[7] 张天舒,吴因业,郭彬程. 鄂尔多斯盆地西南缘晚三叠世前陆冲断活动控制的沉积层序特征[J]. 地学前缘, 2012, 19(1): 40-50.

[8] 李登华,李建中,王社教,等. 页岩气藏形成条件分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 22-26.

[9] 丁文龙,李超,李春燕,等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 212-220.

[10] 陈文玲,周文,罗平,等. 四川盆地长芯 1 井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J]. 岩石学报, 2013, 29(3): 1073-1086.

[11] 王玉满,董大忠,李建忠,等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.

[12] 魏志红,魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异:以四川盆地焦石坝地区五峰组-龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 37-41.

[13] 刘树根,王世玉,孙玮,等. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组黑色页岩特征[J]. 成都理工大学学报, 2013, 40(6): 621-639.

[14] 黄磊,申维. 页岩气储层孔隙发育特征及主控因素分析:以上扬子地区龙马溪组为例[J]. 地学前缘, 2015, 22(1): 374-385.

[15] Robert G L, Robert M R, Stephen C R, 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.

[16] 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.

[17] 郝建飞,周灿灿,李霞,等. 页岩气地球物理测井评价综述[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(4): 1624-1632.

[18] 屈绍忠,林建东. 浅谈煤层气与游离气共同开发新思路[J]. 中国煤炭地质, 2013, 25(2): 65-70.

[19] 万字. 页岩气储层测井解释软件设计与实现[D]. 北京:中国地质大学(北京), 2014.

[20] Lewis R, Ingraham D, Percy M, et al. New evaluation techniques for gas shale reservoirs[C]//Reservoir Symposium 2004. Bangkok, Phailand: Schlumberger, 2004.