

四川盆地川西坳陷三叠系须家河组致密砂岩储渗体发育规律与天然气差异富集机制

王玉杞¹,陈冬霞¹,熊亮²,王翘楚¹,王福伟¹,李莎¹,王昱超¹,雷文智¹

(1. 中国石油大学 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 勘探开发研究院,四川 成都 610041)

摘要:针对四川盆地川西坳陷三叠系须家河组致密砂岩储渗体类型多样且天然气富集主控因素不明的问题,基于地震、成像测井、岩心观察、高压压汞和产能数据,厘清了储渗体类型、地质特征及含气性差异,探讨了地质构造、储层裂缝和物性特征对含气性的控制作用,明确了天然气差异富集机制。研究结果表明:①研究区发育断缝型、褶皱型、断褶皱型和基质型4种储渗体类型。构造裂缝不发育的基质型储渗体物性较差,含气性较弱。受构造变形控制的断缝型、褶皱型和断褶皱型储渗体裂缝较发育,物性较好,含气性较强。②对于裂缝较发育的储渗体而言,中-高角度缝增强了储层的垂向渗流能力,扩大了天然气充注范围。裂缝密度与中-高角度缝占比通常随距断裂距离增加而减少,200~600 m的距离是天然气富集优势区间。褶皱宽/高比同样影响裂缝发育,褶皱枢纽附近具有更高的裂缝密度和中-高角度缝占比,具备更好的天然气充注条件。③孔隙保存条件是基质型储渗体天然气富集的关键,具有绿泥石环边和分选性较好的储层是天然气富集有利场所。

关键词:差异富集;孔隙保存;储渗体;致密砂岩气;构造裂缝;须家河组;川西坳陷

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Development patterns of reservoir-seepage units and differential enrichment mechanisms of natural gas in tight sandstones of the Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Depression, Sichuan Basin

WANG Yuqi¹, CHEN Dongxia¹, XIONG Liang², WANG Qiaochu¹, WANG Fuwei¹, LI Sha¹, WANG Yuchao¹, LEI Wenzhi¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Exploration & Production Research Institute, Southwest Oil & Gas Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: This study characterized the types, geological features, and differences in gas-bearing properties of reservoir-seepage units, investigated the controlling effects of geological structures, reservoir fractures, and petrophysical properties on gas-bearing potential, and elucidated the differential enrichment mechanisms of natural gas. Using seismic data, imaging logs, core observations, high-pressure mercury injection (HPMI), and production data, we aim to address the challenges of diverse reservoir-seepage unit types and unclear primary controlling factors of natural gas enrichment in the tight sandstones of the Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan Depression, Sichuan Basin. As indicated by the research results, four types of reservoir-seepage units are identified in the study area: fault-fracture, fold-fracture, fault-fold-fracture, and matrix types. The matrix-type units, characterized by underdeveloped tectonic fractures, exhibit inferior petrophysical properties and low gas-bearing potential. In contrast, the fault-fracture, fold-fracture, and fault-fold-fracture types, which are governed by tectonic deformation, feature well-developed fracture networks, enhanced physical properties, and higher gas-bearing potential. Meanwhile, fracture-rich units, medium- and high-angle fractures significantly enhance vertical permeability and expand the effective range of gas charging. Fracture density and the proportion of medium- and high-angle fractures typically decrease with increasing distance from faults, with the 200 ~ 600 m range identified as the optimal

收稿日期:2025-06-22;修回日期:2025-08-22。

第一作者简介:王玉杞(1999—),男,博士,油气成藏机理与非常规油气。E-mail: yuqi@swu.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目(42302141);中国石油天然气集团公司项目(34450000-24-ZC0607-0018)。

interval for gas enrichment. Furthermore, the fold width-to-height ratio exerts a clear influence on fracture intensity; areas proximate to fold hinges exhibit higher fracture densities and a greater proportion of medium- and high-angle fractures, providing superior conduits for gas accumulation. Finally, effective pore preservation is critical for gas enrichment in matrix-type units, and those with chlorite rims and superior sorting represent the most favorable sites for accumulation.

Key words: differential enrichment, pore preservation, reservoir-seepage unit, tight sand gas, tectonic fractures, Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

引用格式:王玉杞,陈冬霞,熊亮,等.四川盆地川西坳陷三叠系须家河组致密砂岩储渗体发育规律与天然气差异富集机制[J].石油与天然气地质,2026,47(3):985-1001. DOI:10.11743/ogg20260318.

WANG Yuqi, CHEN Dongxia, XIONG Liang, et al. Development patterns of reservoir-seepage units and differential enrichment mechanisms of natural gas in tight sandstones of the Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3):985-1001. DOI:10.11743/ogg20260318.

致密气通常指覆压基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度小于10%的砂岩气藏^[1]。截至2024年,四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组已累计提交致密气三级储量共 $11\,537.12 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中探明储量为 $3\,013.14 \times 10^8 \text{ m}^3$,显示了该区域丰富的致密气资源潜力^[2]。然而,须家河组储层埋深大、致密化严重,导致储量动用难度高,气井普遍低产。随着勘探开发的深入和地质认识的提高,大量学者意识到构造改造作用是控制裂缝发育、改善储层物性及天然气富集的关键因素^[3],并已成功钻探了多口中-高产井。但川西坳陷历经多期构造演化,形成了复杂的断层、褶皱及其伴生裂缝网络^[4-8],由此产生了多样化的储渗体类型。这些储渗体含气性差异显著,其天然气差异富集机理尚不明晰,严重制约了该区致密气的勘探开发。

前人针对四川盆地储渗体类型及天然气富集规律开展了一定的研究。熊晨皓^[9]等将中等储层、较好储层和好储层较为发育的区域划分为储渗体。魏艳^[10]等认为断层网络、叠置河口坝和叠置河流相砂体是有效的优质储渗体。吴双^[11]等认为有效储渗体的发育受构造、沉积相和成岩相3种因素控制。范凌霄^[12]等指出天然裂缝发育区是天然气富集甜点,近断层面或褶皱枢纽带为有利布井区。刘君龙^[13-14]等强调断褶裂缝体是天然气富集区。目前针对川西坳陷的储渗体分类多依据物性参数进行划分,然而受地层非均质性 & 构造改造作用的影响,同一储层相邻区域的物性、孔隙结构及裂缝发育程度也可能具有明显差异。这不仅导致传统分类方法难以有效刻画储渗体空间分布规律,也制约了对不同储渗体含气性差异及其富集机制的认识。

因此,本研究旨在综合利用地震资料、岩心观察及成像测井,基于地质构造与裂缝网络配置关系,厘清研究区储渗体类型及其地质特征;结合孔-渗实验

与高压压汞分析,明确不同储渗体的物性特征与孔隙结构差异;利用单井产能数据,揭示不同储渗体含气性差异特征;探讨断层、褶皱、裂缝及物性对含气性的控制作用,阐明致密气差异富集机制;最终建立储渗体致密气富集模式,为川西坳陷高效勘探开发提供理论支撑。

1 区域地质概况

四川盆地位于中国西南地区,整体呈NE-SW走向的菱形构造,总面积约为 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[15-17]。该盆地致密气资源十分丰富,地质资源量达 $5.87 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中可采资源量为 $2.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[18]。川西坳陷是四川盆地西部的重要构造单元,毗邻龙门山前构造带,地貌特征表现为西高东低^[19-21]。研究区位于川西坳陷中部,地处龙门山推覆构造带东侧与川中缓坡断褶带之间(图1)^[22]。

研究区断裂发育,以逆断层为主。根据断裂的规模可将其划分为二级—六级断裂;按其形成期次及走向特征,可分为近WE向、NEE向和近NS向3期断裂^[23-24]。其中,WE向断裂主要受印支期米仓山构造带自南向北的挤压应力控制,NEE向和NS向断裂则主要受燕山期—喜山期大巴山弧形构造NE向和SW向推覆挤压作用的影响^[25]。

2 储渗体类型、特征与分布

储渗体是低渗透储集层中由非均一分布的孔隙和裂缝相互叠加形成的储集体,是在特定地质条件下形成的具有不同孔-缝配置关系的储渗系统^[26-27]。储渗体的类型、特征与分布规律可以受单一地质作用影响,也可受多种地质成因综合控制。

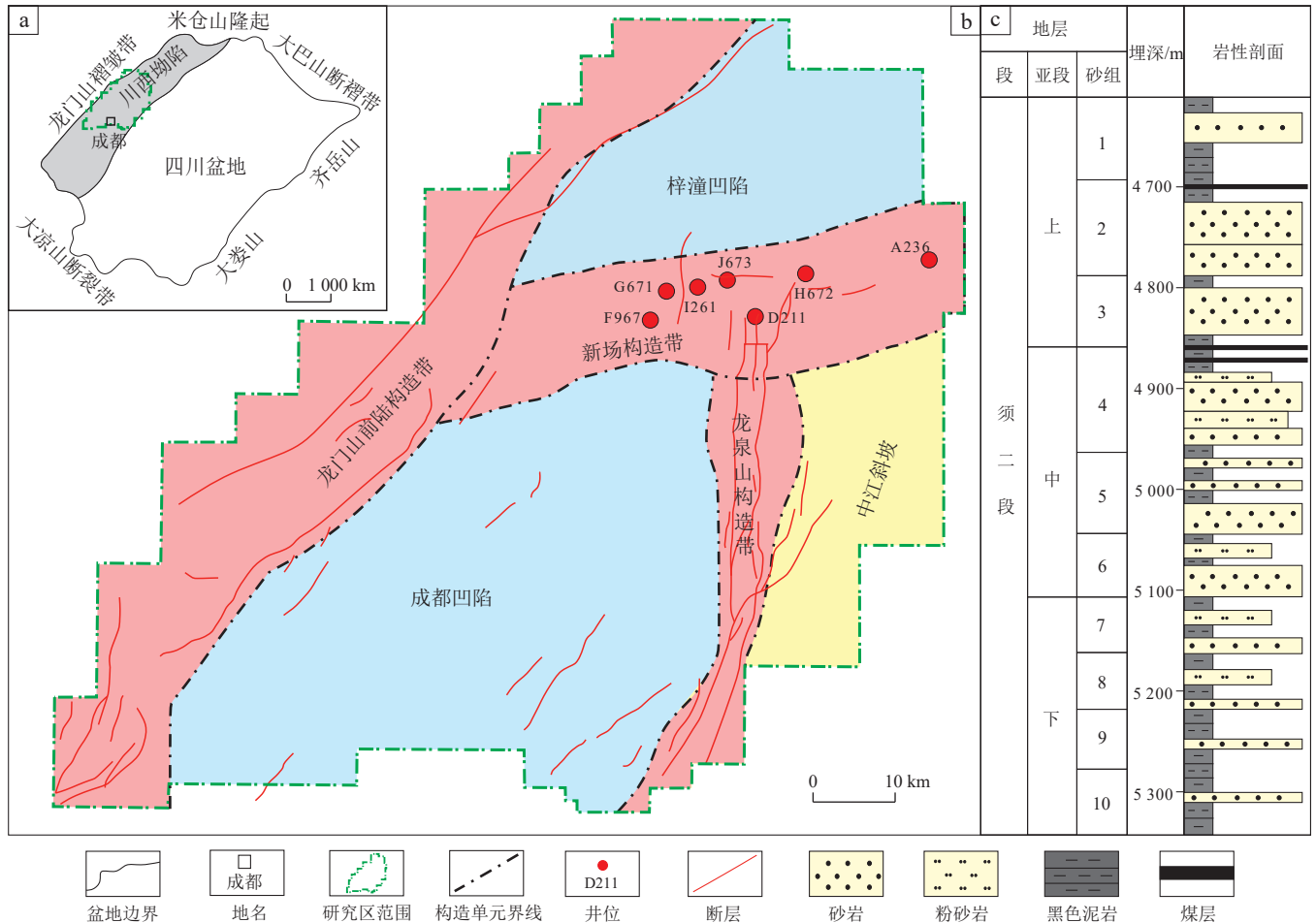


图1 四川盆地川西坳陷构造位置、构造单元划分及地层综合柱状图

Fig. 1 Tectonic location and composite stratigraphic column of the western Sichuan Depression, Sichuan Basin

a. 研究区构造位置;b. 研究区构造单元划分及井位分布^[20,22];c. 须家河组二段综合柱状图(参照D211井、C2井及A2井绘制)

2.1 储渗体类型与分布

致密砂岩储层具有孔隙致密、低-特低渗的特点,裂缝的发育极大影响了致密砂岩储集体的渗流能力^[28]。四川盆地须(须家河组)二段经历多期构造演化,断裂、褶皱和裂缝的配置关系多样,形成了多种储渗体类型。任杰等及熊晨皓等综合考虑了储层类型,将储渗体划分为孔隙型和裂缝-孔隙型,并基于物性条件将储层进行分级评价,将中等储层、较好储层和好储层较为发育的层段和区域定义为储渗体^[27]。孟祥豪等根据孔洞和裂缝的发育情况,结合地质分类方法,将碳酸盐岩储层划分为孔隙型、溶蚀孔(洞)型、裂缝型和裂缝-(溶)孔隙型4种储渗类型^[26]。前人主要通过孔隙类型对储渗体进行划分,明确了储渗体的孔隙结构差异。然而,受控于构造运动改造和地层非均质性,同一套储层相邻区域的物性参数、孔隙结构及裂缝发育程度也可能存在显著差异。这种空间异质性导致传

统分类方法难以有效揭示储渗体的分布规律,也忽视了宏观地质构造对天然气富集的影响。刘君龙等基于地质构造配置划分了断褶裂缝体,在宏观上明确了不同“断缝体”或“储渗体”的成因和分布模式^[13],但对于不同储渗体类型的孔隙结构差异及含气性差异的原因缺少讨论。储渗体的形成与构造演化密切相关,地质构造相互叠加及孔-缝协同作用形成了多种储渗系统,造成了天然气的差异富集。因此,基于地质构造组合划分储渗体类型是十分必要的。

在此基础上,将川西坳陷须家河组致密砂岩储层划分为断褶缝型、断缝型、褶缝型以及基质型4类储渗体。其中,由于断褶缝型内部存在差异性,可进一步描述为单断褶控制和双断褶控制,但仍归为一类(图2)。

1) 断缝型储渗体的发育主要受断裂的控制,区域应力作用下地层发生错断,形成断裂及伴生裂缝,同时也影响了流体对孔隙结构的改造。川西坳陷发育了WE向、NEE向和NS向3期断裂,不同期次、不同强度

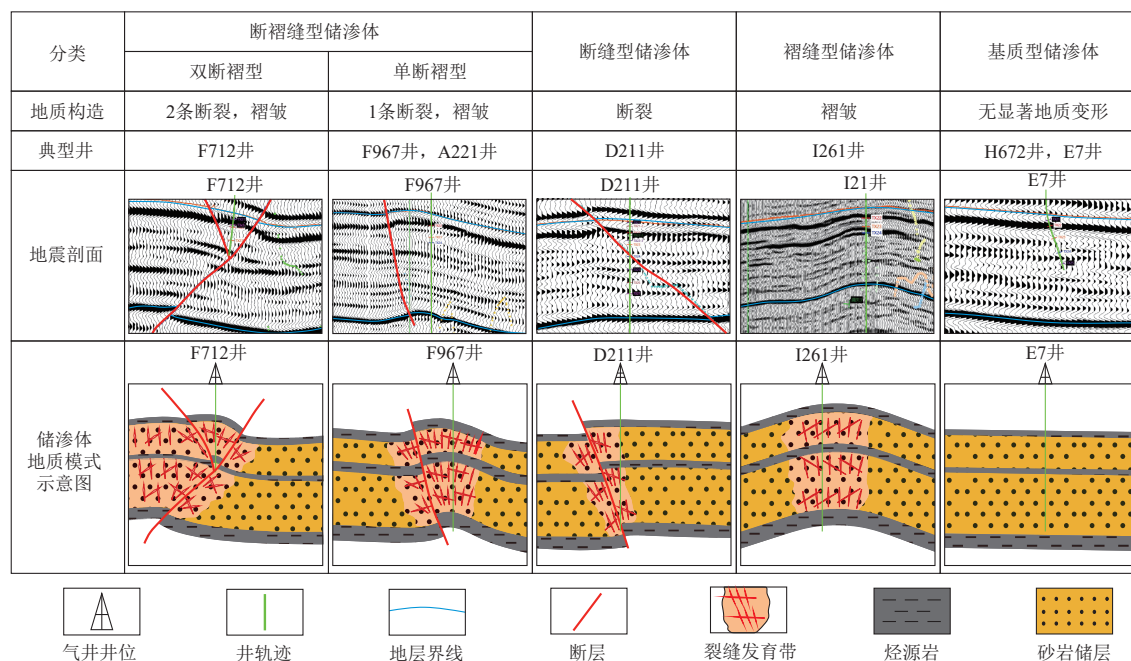


图2 川西坳陷须二段致密砂岩储层不同类型储渗体的地质模式示意图

Fig. 2 Conceptual model of reservoir-seepage unit types in tight sandstone reservoirs of the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

的断裂控制的裂缝密度不同,对储集层物性和孔隙结构的影响也具有差别,NEE向和NS向断裂受到构造应力的持续改造,裂缝更发育^[29-33]。

2) 褶皱型储渗体是由区域应力作用下形成的褶皱、伴生裂缝及相应的基质孔隙构成的储渗体系^[13]。在区域构造应力的挤压过程中,地层未发生断裂而是产生了弯曲变形,在地层的中和面之上易形成高角度的张裂缝,中和面之下易形成中-高角度的剪切缝^[34-37]。构造应力形成的褶皱和伴生裂缝网络与基质储层的储集空间共同构成了褶皱型储渗体。在挤压应力作用下,距离断层较远的地层也会发生弯曲而形成褶皱型储渗体。

3) 断褶皱型储渗体是由区域挤压应力作用下发育的断裂、褶皱、伴生裂缝及基质孔隙组合而成的储渗体。在构造挤压作用下,地层弯曲形成褶皱,进而错断破裂,或者先形成断裂,随后上、下盘在挤压和牵引作用下形成褶皱。相较于断缝型和褶皱型,此类储渗体因构造挤压作用而具有更高的裂缝发育程度,中-高角度裂缝发育较多。研究区三级断层、NEE向断裂附近及断裂中段构造变形较强的区域易发育断褶皱型储渗体。

4) 基质型储渗体没有受到明显的构造作用影响,地层不发育断裂也没有产生明显的变形,其发育受到沉积作用和后期成岩作用的影响。基质型储渗体的构造裂缝发育较少,以水平层理缝等成岩裂缝为主。

2.2 储渗体裂缝网络发育特征

不同类型储渗体的裂缝发育特征存在显著差异。通过岩心观察与成像测井识别,明确了各类储渗体裂缝的发育特征与分布范围(图3)。基质型储渗体裂缝发育最弱,成像测井显示裂缝线密度为0.026~0.450条/m,岩心观察显示裂缝以水平缝为主,构造缝较少,如F312井裂缝线密度仅为0.026条/m,H672井裂缝线密度相对较高,达0.450条/m,但以低角度的酥饼状水平缝为主,几乎不发育斜缝及高角度裂缝。褶皱型储渗体裂缝较发育,中-高角度裂缝占比较高,如I261井成像测井裂缝线密度为0.260条/m,中-高角度缝占比高达65.0%,岩心显示中-高角度缝及垂直缝发育,裂缝长度较大。断缝型储渗体受断裂改造影响,裂缝发育程度显著增强,线密度范围为0.012~0.711条/m,岩心中裂缝面平直光滑,常伴有擦痕、镜面与阶步特征,表明其为形成于水平挤压应力作用下的剪切缝,产状以斜缝和低角度缝为主,局部发育高角度缝。断褶皱型储渗体受断层与褶皱双重控制,裂缝密集且分布广,线密度为0.058~2.600条/m,平均值为0.870条/m。岩心显示中-高角度剪切缝与张裂缝均较发育,反映其受到剪切与张性应力的共同作用。成像测井显示斜缝和高角度缝占比为11.8%~62.7%,平均占比为39.4%。裂缝发育受地质构造显著控制。裂缝密度与

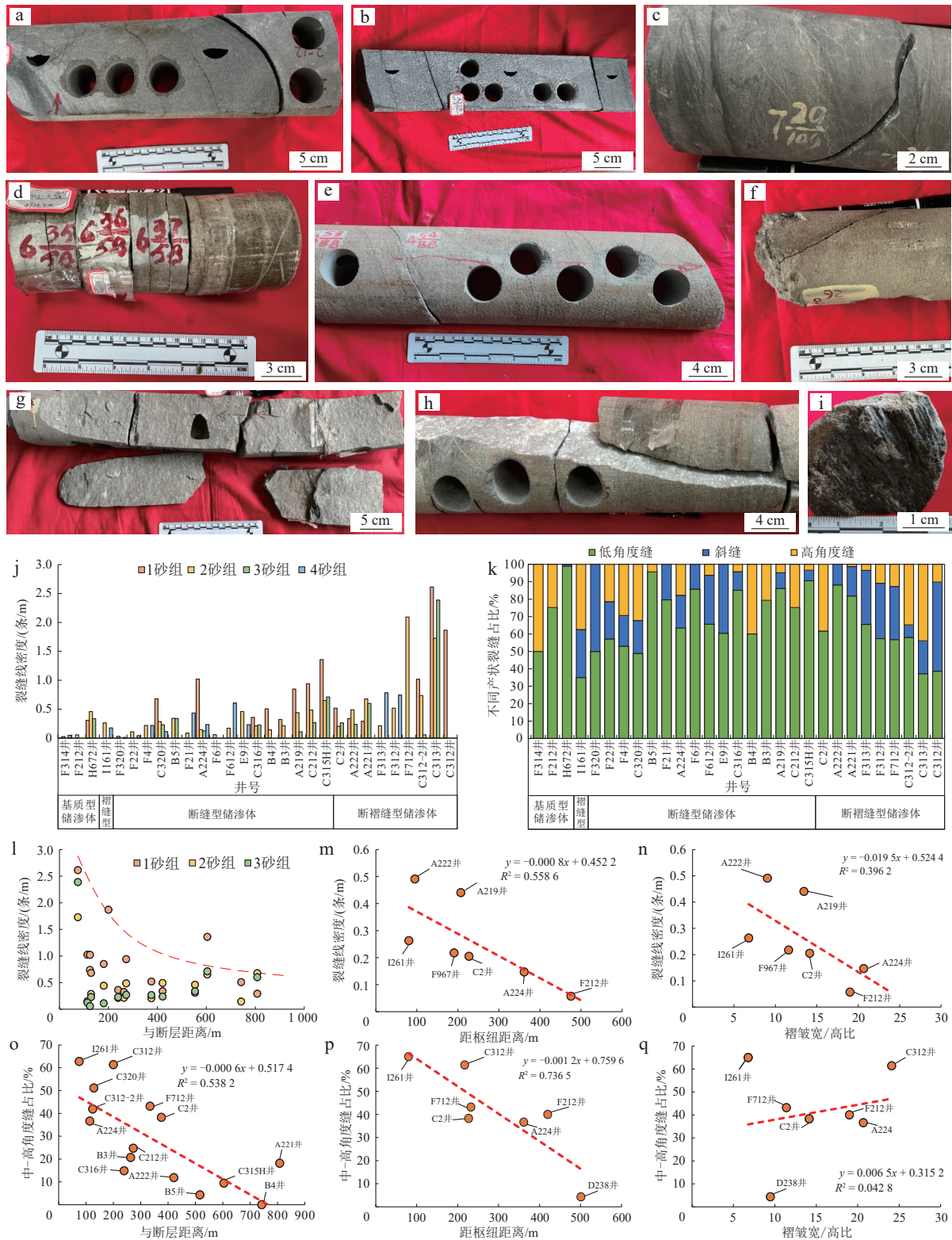


图3 川西坳陷须二段裂缝岩心照片(a—i)及分布特征(j—q)

Fig. 3 Core photographs (a-i) and distribution characteristics (j-q) of fractures in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. A211井,埋深4 528.21 m,低角度缝;b. A211井,埋深4 528.21 m,低角度缝;c. D238井,埋深4 605.20 m,斜缝;d. H672井,埋深4 934.50 m,酥饼状层理缝;e. C315H井,埋深4 700.52 m,斜缝;f. F967井,埋深4 724.00 m,高角度缝;g. I261井,埋深4 730.20 m,垂直缝;h. C2井,埋深4 485.90 m,垂直缝,方解石充填;i. C315H井,埋深4 609.59 m,斜缝,发育擦痕;j. 不同类型储渗体单井裂缝线密度统计柱状图;k. 不同类型储渗体单井裂缝产状构成比例条形图;l. 裂缝线密度与距断层距离相关性;m. 裂缝线密度与距褶皱枢纽距离相关性;n. 裂缝线密度与褶皱宽/高比相关性;o. 中-高角度缝占比与距断层距离相关性;p. 中-高角度缝占比与距褶皱枢纽距离相关性;q. 中-高角度缝占比与褶皱宽/高比相关性

距断层距离呈明显负相关关系,越靠近断层裂缝越发育;与褶皱枢纽距离也呈负相关关系(复相关系数 $R^2 = 0.5586$),靠近枢纽区域裂缝密度增高。此外,裂缝密度与褶皱宽/高比呈负相关($R^2 = 0.3900$),说明地层弯曲程度越强,裂缝越发育。裂缝的产状也受断层与褶皱控制,中-高角度缝的比例随距断层距离减小而升高,褶皱枢纽附近中-高角度缝同样发育显著。褶皱宽/高比对裂缝产状占比无明显影响,各类褶皱构造的中-高角度缝均占优势。

2.3 储渗体物性特征

研究区储层整体致密,受沉积差异、成岩作用及构造改造共同影响,不同储渗体物性特征差异显著,其中渗透率受储渗体类型控制尤为明显(图4)。致密砂岩储层的孔隙度分布范围较广(0.31%~14.70%),平均值为3.64%。但不同储渗体类型之间孔隙度差异不明显,与断层和褶皱等构造因素相关性较弱,主要受沉积相、压实、胶结及溶蚀等成岩作用影响。相比之下,渗透率差异更为显著,分布范围为(0.001~397.323) ×

$10^{-3} \mu\text{m}^2$,非均质性强,且与储渗体类型密切相关。基质型储渗体渗透率极低,中位数为(0.034~0.058) × $10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度分布较集中。褶皱型储渗体物性相对较好,渗透率中位数为(0.062~0.065) × $10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为4.16%~7.22%。断缝型储渗体渗透率中位数为(0.030~0.160) × $10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为1.86%~4.50%。断褶皱型储渗体的渗透率中位数为(0.013~0.104) × $10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度平均值为2.40%~4.50%。

2.4 储渗体孔隙类型及孔隙结构

基质型储渗体的孔隙类型以原生粒间孔为主,受储层致密化影响,孔隙发育程度普遍较低(图5a)。强烈的压实作用及石英次生加大显著降低了原生孔隙。局部区域(如H672井区)发育绿泥石环边,有效抑制了石英次生加大,有助于原生粒间孔保存(图5b—c)。褶皱型储渗体发育一定的微裂缝,微裂缝附近发育少量溶蚀孔,包括粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔(图5d—f)。断缝型和断褶皱型储渗体的孔隙类型同样以溶蚀孔为

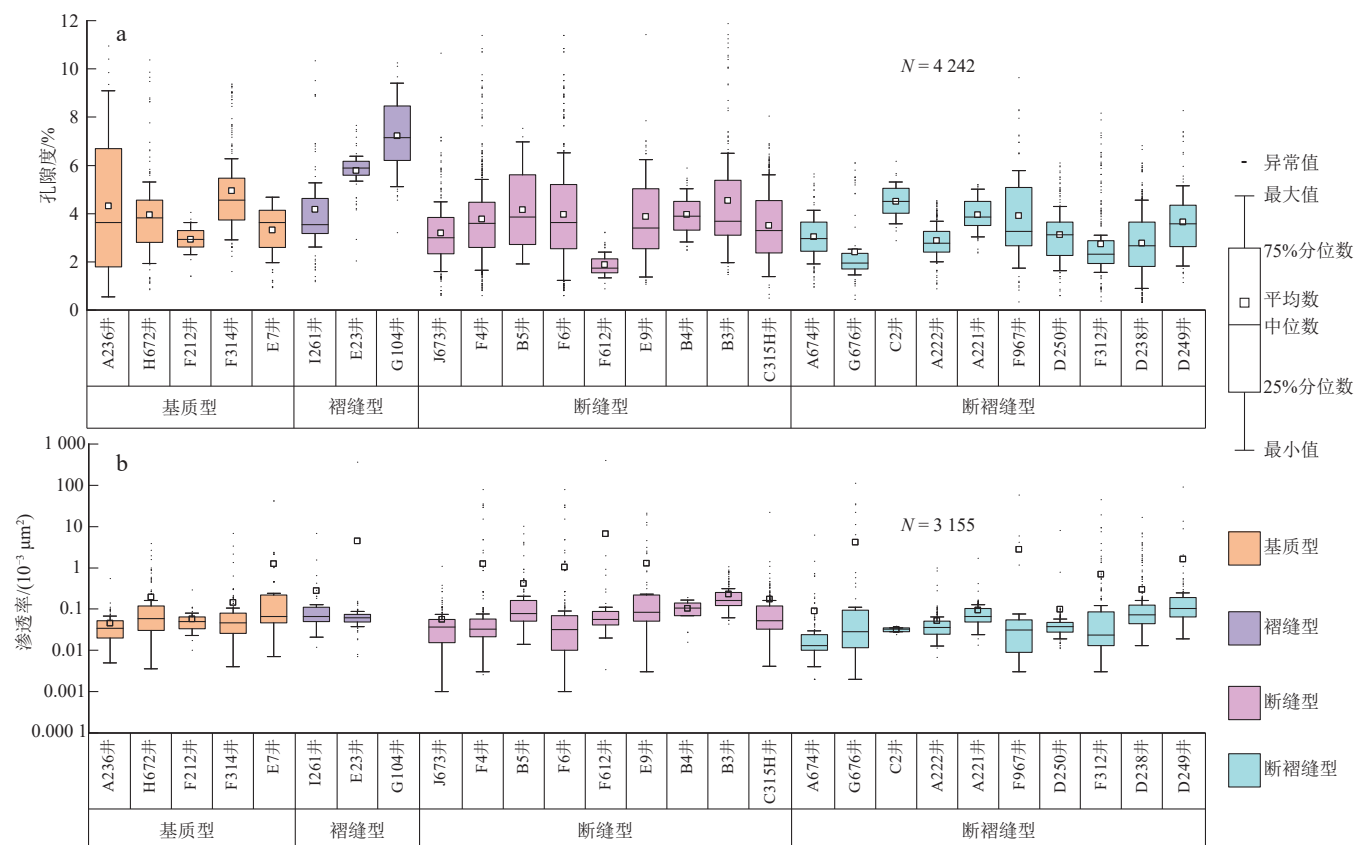


图4 川西坳陷须家河组不同储渗体物性分布箱形图

Fig. 4 Box plots illustrating the distribution of petrophysical properties across different reservoir-seepage units in the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression
a. 孔隙度; b. 渗透率

主,镜下观察显示两者的微裂缝发育程度明显高于其他类型储渗体(图5g—l)。微裂缝附近的溶蚀作用更强烈,此外长石和岩屑颗粒更易形成溶蚀孔。

对不同储渗体砂岩样品开展高压压汞测试,获取了压汞曲线(图6a—d)及孔隙结构参数分布特征(图6e)。

结果表明,不同类型储渗体的孔隙结构存在明显差异。基质型储渗体进汞曲线具有明显平台段,退汞饱和度低,反映出孔隙连通性差(图6a)。其门槛压力较高、分布范围在0.73 ~ 2.89 MPa(平均值为2.05 MPa),最大连通孔喉半径较小、为0.26 ~ 1.01 μm (平均值为

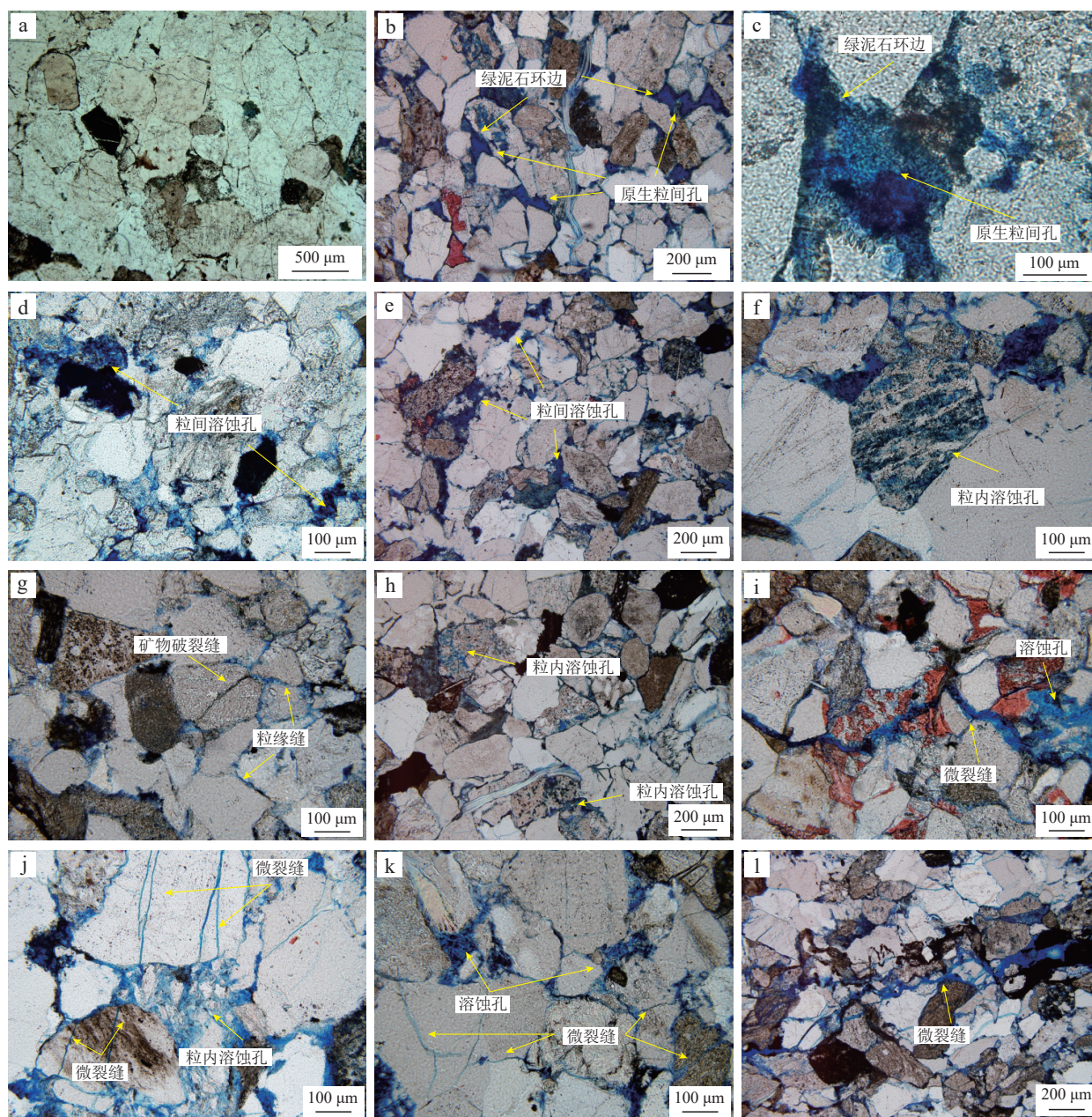


图5 川西坳陷须家河组不同储渗体类型储层岩石镜下铸体薄片照片

Fig. 5 Thin sections showing the microscopic features of various reservoir-seepage units in the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. F314井,埋深4 904.53 m,原生粒间孔发育,基质型储渗体;b. H672井,埋深4 993.40 m,原生粒间孔发育,绿泥石环边,基质型储渗体;c. H672井,埋深4 993.40 m,原生粒间孔发育,绿泥石环边,基质型储渗体;d. I261井,埋深4 730.00 m,溶蚀孔发育,胶结程度低,褶皱型储渗体;e. E23井,埋深4 826.23 m,溶蚀孔,褶皱型储渗体;f. E23井,埋深4 826.23 m,长石溶蚀作用,褶皱型储渗体;g. C315H井,埋深4 603.55 m,矿物破裂缝,粒缘缝,断缝型储渗体;h. B3井,埋深5 040.78 m,粒内溶蚀孔,断缝型储渗体;i. B5井,埋深5 115.70 m,微裂缝发育,溶蚀孔,断缝型储渗体;j. D249井,埋深4 567.00 m,微裂缝,粒内溶蚀孔,断褶皱型储渗体;k. D238井,埋深4 551.00 m,微裂缝,溶蚀孔,断褶皱型储渗体;l. A211井,埋深4 654.02 m,微裂缝发育,断褶皱型储渗体

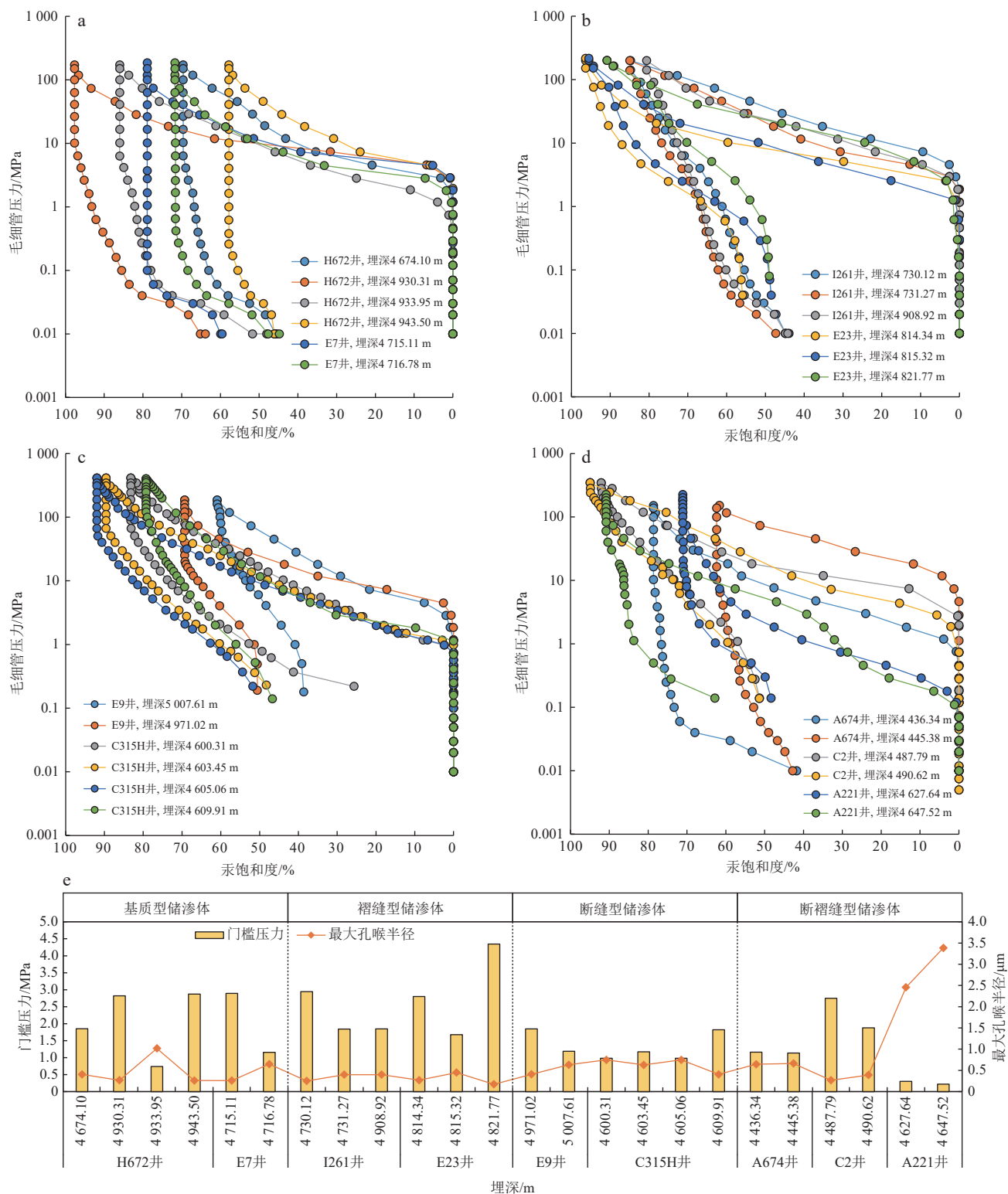


图6 川西坳陷须二段不同类型储渗体压汞曲线及参数

Fig. 6 Mercury injection capillary pressure (MICP) curves and parameters for different reservoir-seepage units in the 2nd member of the Xujiache Formation, western Sichuan Depression

a. 基质型储渗体压汞曲线; b. 褶皱型储渗体压汞曲线; c. 断缝型储渗体压汞曲线; d. 断褶皱型储渗体压汞曲线; e. 不同类型储渗体门槛压力及最大孔喉半径分布柱状图

0.47 μm), 说明该类型孔径细小、微裂缝不发育, 渗流能力弱。褶皱型储渗体进汞曲线无明显平台, 退汞饱和

度明显升高, 表明孔隙连通性有所改善(图6b)。其门槛压力较高、分布范围在1.670~4.430 MPa(平均值为

2.576 MPa),最大孔喉半径较小(平均值为 $0.322\ \mu\text{m}$),说明其整体孔喉尺寸小。断缝型储渗体进汞曲线同样无明显平台,孔隙结构非均质性强,退汞饱和度高,指示较好的孔喉连通性(图6c)。其门槛压力分布范围在 $0.98\sim 1.84\ \text{MPa}$ (平均值为 $1.33\ \text{MPa}$)、显著低于基质型和褶皱型储渗体,最大孔喉半径平均值为 $0.59\ \mu\text{m}$,可能是由于微裂缝的发育增强了储层的渗流能力。断褶皱型储渗体的孔隙结构在不同井位间差异较大,但整体表现为进汞曲线无明显平台、退汞饱和度高,孔隙连通性较好(图6d)。其门槛压力较低、分布范围在 $0.21\sim 2.74\ \text{MPa}$ (平均值为 $1.24\ \text{MPa}$),最大孔喉半径平均值为 $1.30\ \mu\text{m}$,表明该类型微裂缝发育,有效改善了渗流能力,同时促进了溶蚀孔的形成(图5j—l),从而进一步提升了储层连通性。

3 不同储渗体的天然气差异富集影响因素

3.1 不同储渗体的含气性差异

产能统计结果表明,不同类型储渗体的产气能力存在明显差异(图7)。基质型储渗体的初期日产气量和累计产气量均较低,平均值分别为 $3.39\times 10^4\ \text{m}^3$ 和 $0.66\times 10^8\ \text{m}^3$,显示其含气性较差。褶皱型储渗体产能相对较高,其初期日产气量为中-低水平;以I261井为例,其初期日产气量为 $7.00\times 10^4\ \text{m}^3$,略高于基质型,累计产气量达到 $2.97\times 10^8\ \text{m}^3$,反映出较强的含气性和稳定的生产能力。断缝型储渗体的初期日产气量介于 $(0.44\sim 24.00)\times 10^4\ \text{m}^3$,从低产到高产均有分布;累计产气量介于 $(0.005\ 3\sim 1.75)\times 10^8\ \text{m}^3$,整体低于褶

缝型储渗体。断褶皱型储渗体的产气能力最高,其初期日产气量介于 $(0.50\sim 56.91)\times 10^4\ \text{m}^3$,累计产气量达 $(0.08\sim 3.66)\times 10^8\ \text{m}^3$,含气量最高。

整体来看,初期产能较高的井通常对应较高的累计产气量,但也存在初期产能较低、累计产量较高的井。初期产能与储层的侧向渗流能力有关,渗流能力的提高有利于天然气成藏,但这并非天然气富集的唯一决定因素。

3.2 裂缝对天然气富集的影响

通过成像测井资料获取裂缝密度和产状的特征,结合研究区须二段致密气井的产能,分析裂缝对天然气富集的影响。由图8可见裂缝越发育的井,其产能通常越高。裂缝密度与气井初期产能呈显著正相关, R^2 达到 $0.773\ 7$,但与累计产能相关性较弱。而中-高角度裂缝占比则与累计产能密切相关, R^2 达到 $0.583\ 6$,与初期产能关联度较低。这可能源于不同类型裂缝对储层渗流能力的差异贡献。

裂缝的发育改善了储层的渗透性,降低了气体向井筒运移的阻力,从而有效提升早期产能。然而,累计产能更受控于成藏期天然气是否能充满储层。中-高角度裂缝的开度较大,可以增强储层的垂向渗流能力,促进了天然气在垂向上更大范围充注储层并富集成藏。低角度缝受到更强的上覆压力,张开度小,仅能改善储层局部的侧向渗流能力,垂向输送能力弱,不利于天然气富集。

3.3 断层-褶皱对天然气富集的影响

对不同井位距断层距离与产能数据的统计分析发现,随着距断层距离的增加,产能先升高,在距断层约

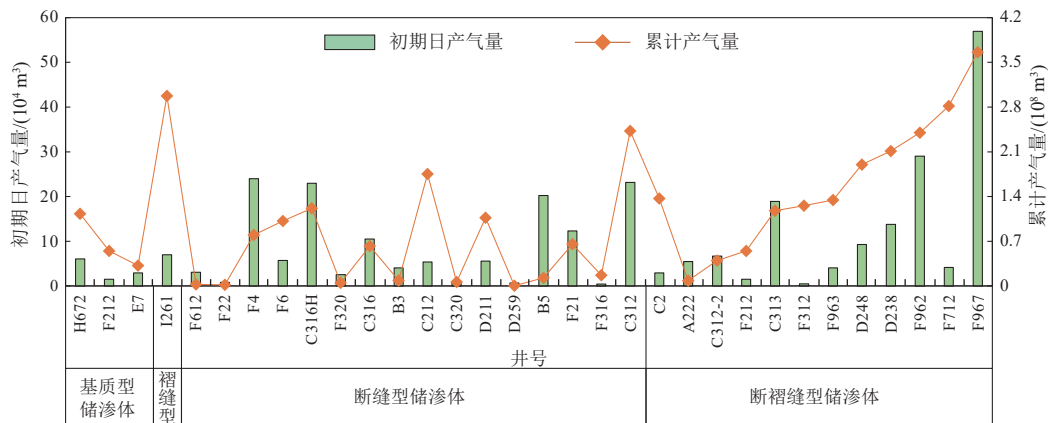


图7 川西坳陷须二段不同储渗体产能分布柱状图

Fig. 7 Bar chart showing productivity distribution of different reservoir-seepage units in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

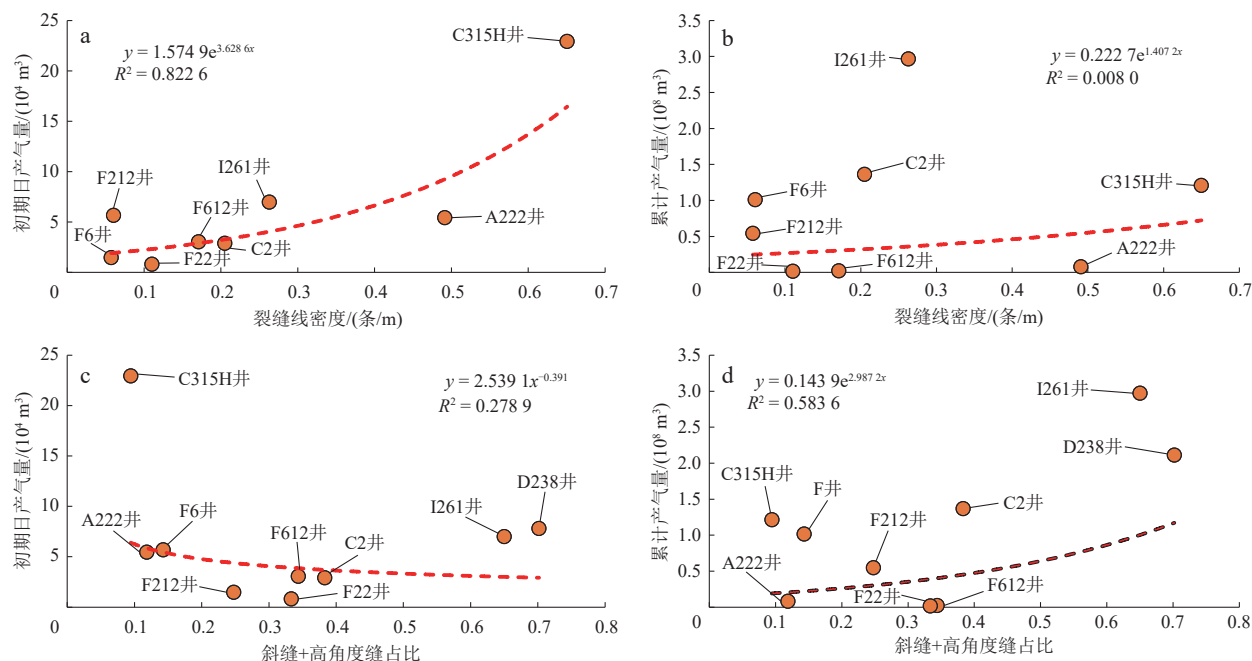


图8 川西坳陷须二段裂缝线密度与中-高角度裂缝占比对产能的影响

Fig. 8 Impacts of fracture linear density and the proportion of medium- and high-angle fractures on productivity in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. 裂缝线密度与初期日产气量相关性; b. 裂缝线密度与累计产气量相关性; c. 斜缝+高角度缝占比与初期日产气量相关性; d. 斜缝+高角度缝占比与累计产气量相关性

400 m 处达到最大,随后逐渐降低(图 9a,b)。断层的发育控制了裂缝的形成,改善了致密储层的储渗能力,同时,断层可沟通烃源岩与储集层,成为油气运移的重要通道,从而增强储层含气性^[38]。然而,靠近断层区域裂缝密度高、中-高角度裂缝占比大,储层具较强的垂向与侧向渗流能力,天然气易沿裂缝逸散。距断层较远区域则裂缝稀少、储层物性差,油气运移路径长,充注效率低,往往含气性较弱。而距断层 200 ~ 600 m 范围内的储层裂缝适度发育、储集和渗流能力较强,天然气充注条件和保存条件较好,为天然气富集的有利区间。

结合产能数据,进一步分析褶皱宽/高比及井距褶皱枢纽远近对含气性的影响(图 10)。结果显示,距褶皱枢纽越近的井其产能越高,而越远产能越低(图 10a,b)。褶皱宽/高比越小,越易获取较高的工业气流(图 10c,d)。褶皱构造控制裂缝的发育特征(图 3m,n,p,q),从翼部向枢纽方向,裂缝密度及中-高角度裂缝占比逐渐增加;宽/高比越小的褶皱,构造应力集中程度越高,更易形成裂缝,因而储层渗流能力更强,气藏含气性更好。综上所述,距褶皱枢纽较近且宽/高比较小的褶皱带是致密气富集的有利区。

3.4 储渗体孔隙保存条件对天然气富集的控制作用

储层物性是控制天然气富集的关键因素,其中渗

透率影响了储层的渗流能力,孔隙度提供了天然气的聚集空间。通过分析单井及研究区整体的产能数据,结合储层物性特征,探讨孔隙度和渗透率对产能的影响。以 C315H 井保压取心的含气性与物性数据为例,结果显示:孔隙度高,含气量就大,单井产能与孔隙度的相关性好,而与渗透率相关性不显著(图 11),表明天然气富集程度主要受储集空间控制。渗透率虽可改善储层渗流能力,促进天然气充注与运移,但对最终聚集量的影响有限。

不同类型储渗体因受地质改造作用强弱的差异,其孔隙保存条件存在差别,进而影响天然气的富集模式。基质型储渗体裂缝发育较弱,储层致密,储渗能力主要受控于沉积条件与成岩演化。分选差、泥质含量高的砂岩孔隙保存较差,裂缝的发育能有效改善致密储层的渗透率(图 12)。而绿泥石环边的发育可抑制石英次生加大,有利于原生孔隙的保存(图 5b,c;图 13)^[39-41]。褶皱型储渗体发育中-高角度裂缝,镜下可见微裂缝及少量溶蚀孔,有助于改善渗流性能。断缝型储渗体裂缝与微裂缝发育,断层沟通烃源岩与储层,生烃期酸性流体沿裂缝侵入,有利于溶蚀孔形成^[42-43]。断褶皱型储渗体同时受断层与褶皱叠加改造,裂缝密度高、分布广,中-高角度缝发育良好,且断层沟通烃源岩,有利于酸性流体的渗入与孔

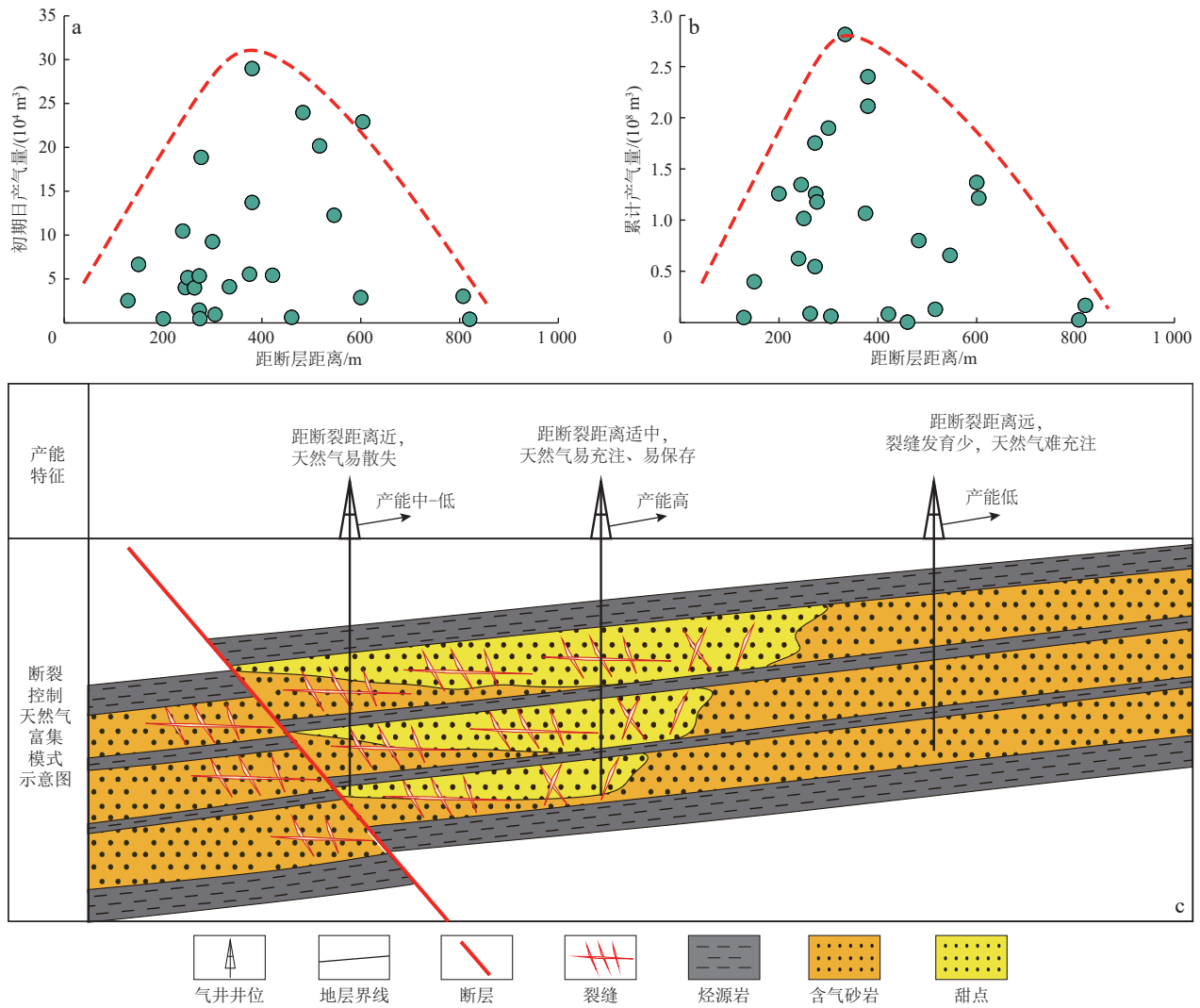


图9 川西坳陷须二段井位距断裂距离对产能的影响

Fig. 9 Impacts of the distance between well location and faults on productivity in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. 井距断层的距离对初期日产气量的影响;b. 井距断层的距离对累计产气量的影响;c. 断裂控制天然气富集模式示意图

隙改造。上述孔隙保存条件的差异决定了不同储渗体储渗能力的差异,进而控制天然气的富集程度。

4 不同储渗体的天然气差异富集模式

川西坳陷须二段不同类型储渗体的地质构造配置差异,决定了天然气的差异富集模式。早期构造相对平静,烃源岩生烃有限,天然气以近源充注为主,富集程度普遍较低(图14a)。后期多期构造运动叠加,发育大量断裂、褶皱及伴生裂缝,形成多种类型的储渗体(图14b)。早期沉积环境影响了基质储层的物性条件,断裂沟通烃源岩与储层,为天然气提供输导通道,褶皱和断褶组合构造则发育中-高角度裂缝,提升了储层的垂向渗流能力,同时有利于酸性流体沿裂缝侵

入,促进溶蚀孔隙形成,显著增强了储层的储渗能力。这种内部结构的不同,导致后期不同储渗体的天然气富集机制存在显著差异(图14c)。

1) 基质型储渗体的天然气富集依赖于原生孔隙保存,受控于有利的沉积相带和成岩作用,如分选良好的砂体以及绿泥石环边的发育。有利区分布范围较小,天然气富集程度相对较低。

2) 断缝型储渗体中断裂距离越近的地区,裂缝线密度越高,中-高角度裂缝占比越大,储层的渗流能力越强。但距断裂过近(距离<200 m)天然气散失风险高,过远(>600 m)则充注效率低。距断裂200~600 m区间是天然气富集甜点带,该范围内中-高角度裂缝发育比例高,既能保障有效充注,又具有相对较好的保存条件。

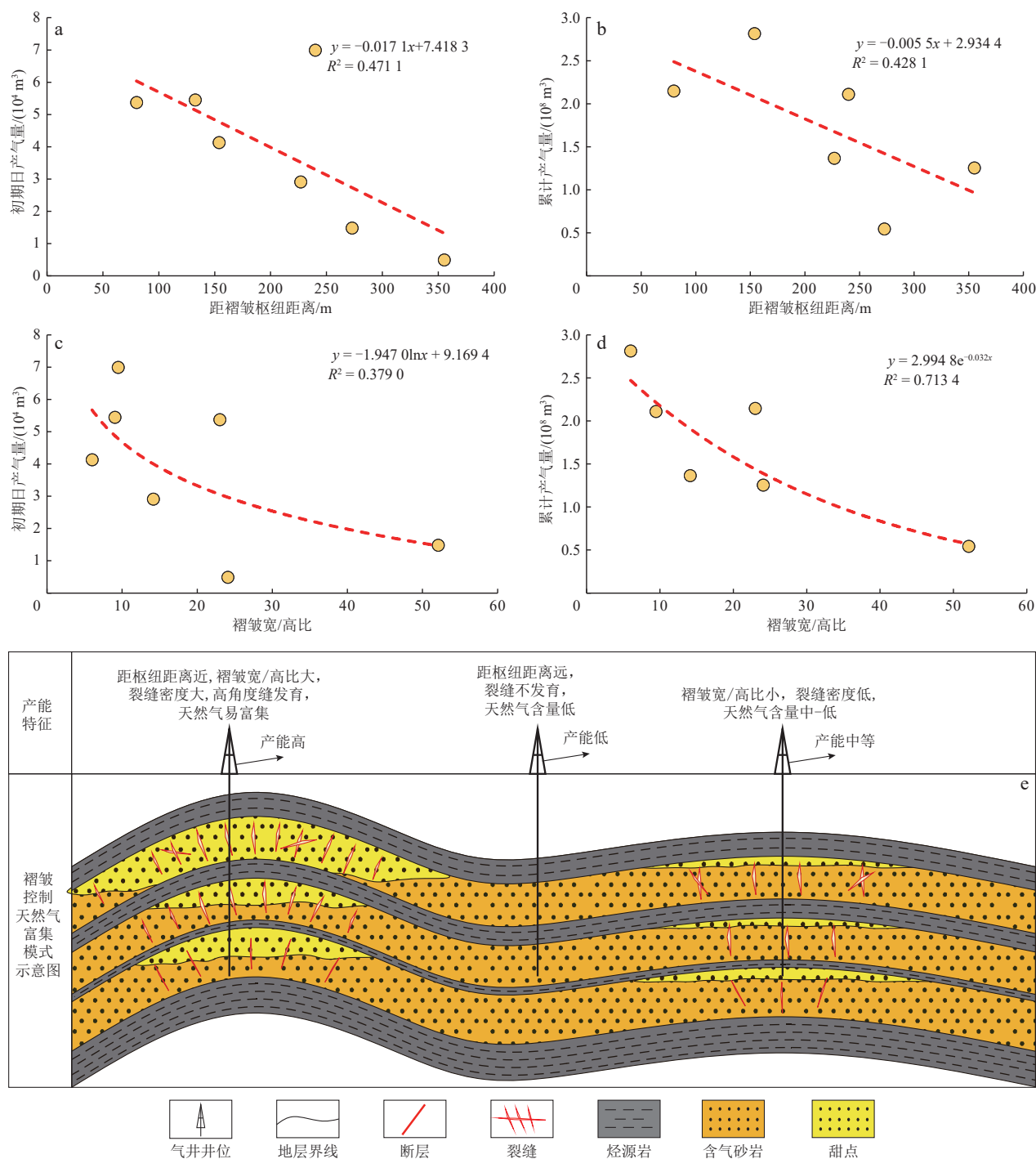


图10 川西坳陷须二段井位距褶皱枢纽距离及褶皱宽/高比对产能的影响

Fig. 10 Impacts of the distance between well location and fold hinges and fold width-to-height ratios on productivity in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. 井距褶皱枢纽的距离与初期日产气量相关性; b. 井距褶皱枢纽的距离与累计产气量相关性; c. 褶皱宽/高比与初期日产气量相关性; d. 褶皱宽/高比与累计产气量相关性; e. 褶皱控制天然气富集模式示意图

3) 褶皱型储渗体的富集甜点集中于褶皱枢纽区。该部位构造应力集中, 中-高角度裂缝占比高、线密度大, 极利于天然气垂向充注。此外, 宽/高比小的褶皱整体裂缝密度更高, 更有利于天然气富集。

4) 断褶皱型储渗体兼具断裂的强输导能力与褶

皱的裂缝发育优势, 是天然气富集程度最高的储渗体类型。单断或双断控制可能进一步影响裂缝网络规模和样式。

综上所述, 须二段天然气差异富集模式受储渗体类型控制。孔隙度影响天然气储集空间, 渗透率及裂缝网

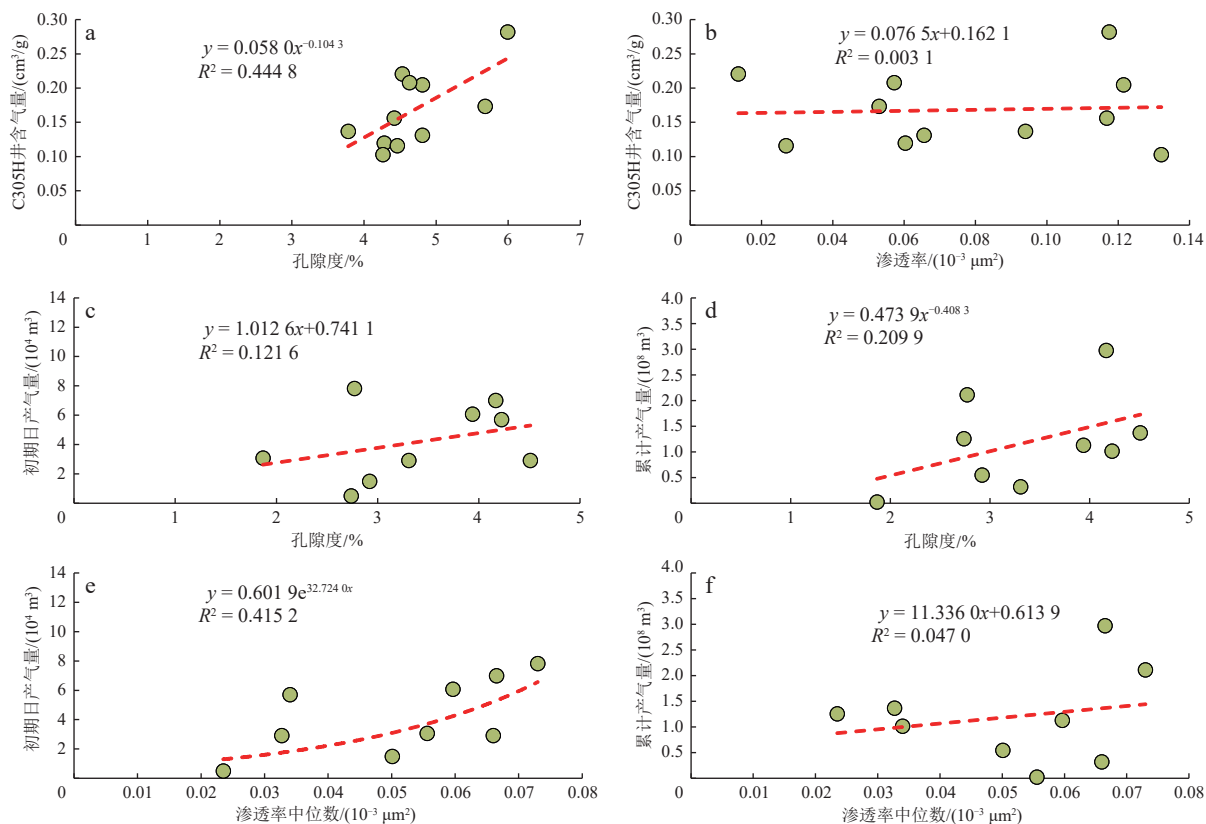


图11 川西坳陷须二段储层物性对产能的影响

Fig. 11 Influence of reservoir petrophysical properties on productivity in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. C305H井孔隙度与含气量相关性;b. C305H井渗透率与含气量相关性;c. 孔隙度与初期日产气量相关性;d. 孔隙度与累计产气量相关性;e. 渗透率中位数与初期日产气量相关性;f. 渗透率中位数与累计产气量相关性

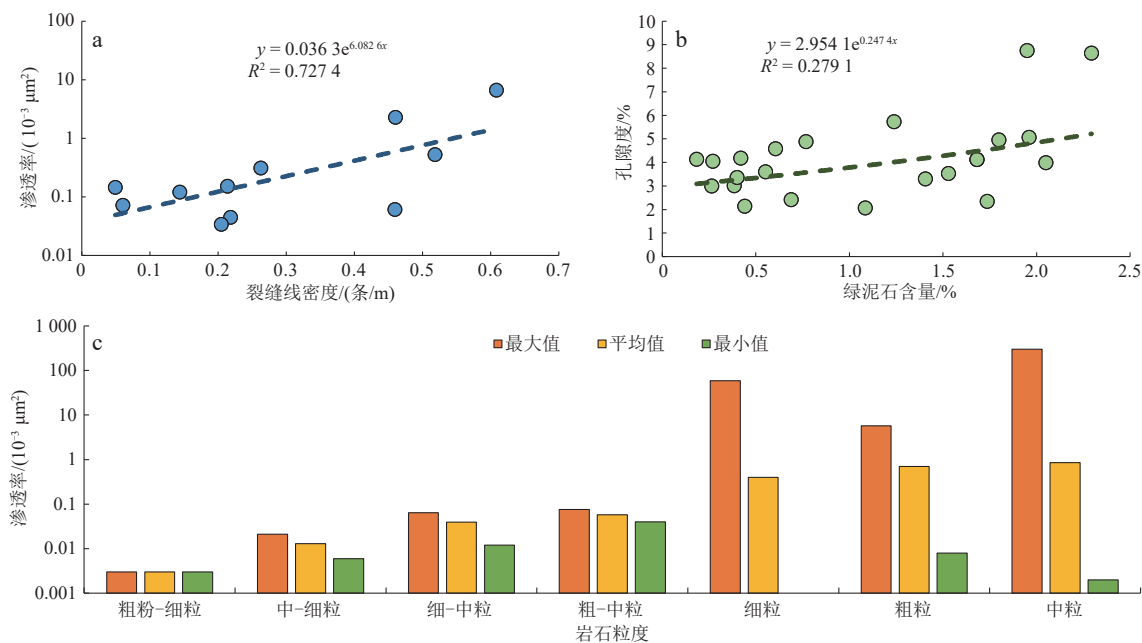


图12 川西坳陷须二段储层物性的影响因素

Fig. 12 Factors influencing reservoir petrophysical properties in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression

a. 裂缝线密度对储层渗透率的影响;b. 绿泥石含量对孔隙度的影响;c. 不同分选、不同粒径的岩石渗透率分布柱状图

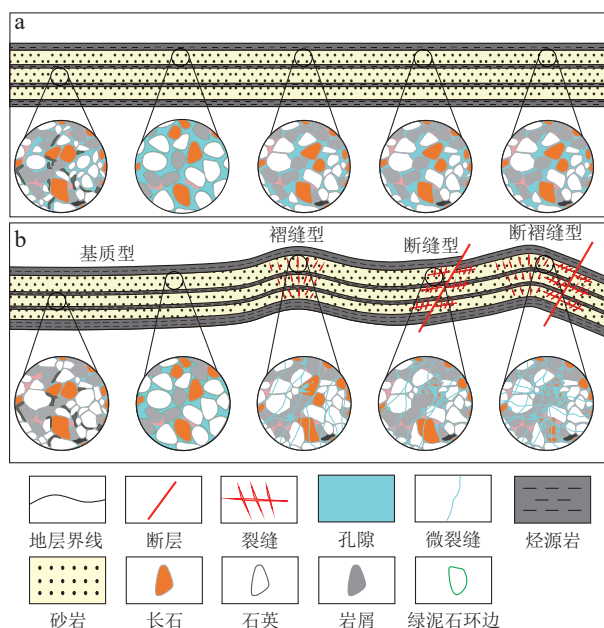


图13 川西坳陷须二段不同储渗体储层的孔隙保存机制
Fig. 13 Pore preservation mechanisms across different reservoir-seepage units in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression
a. 构造改造前; b. 构造改造后

络则决定充注效率;同时,有利的输导体发育和良好的保存条件是天然气富集的主控因素。优质天然气富集区主要包括物性良好的基质储层、距断裂距离适中的断缝带(200~600 m)、临近褶皱枢纽且低宽/高比的褶皱构造带以及断褶缝发育区。这些区域共同构成了川西坳陷须二段致密砂岩储层天然气富集的“甜点区”。

5 结论

1) 川西坳陷须家河组发育4类致密砂岩储渗体: 基质型、断缝型、褶皱型以及断褶缝型。基质型储渗体裂缝不发育, 储集空间以原生粒间孔为主, 孔隙保存受绿泥石环边发育程度及颗粒分选性影响; 断缝型储渗体受断裂控制, 裂缝密度高, 中-高角度裂缝较发育, 孔隙空间以溶蚀孔为主; 褶皱型受构造挤压作用控制, 中-高角度裂缝占比最高, 低宽/高比的褶皱及褶皱枢纽区裂缝密度高; 断褶缝型储渗体受断裂和褶皱构造联合控制, 裂缝最发育, 物性最佳。

2) 不同储渗体的天然气富集受断层位置、褶皱形态、裂缝与孔隙结构等多因素协同控制。裂缝密度主

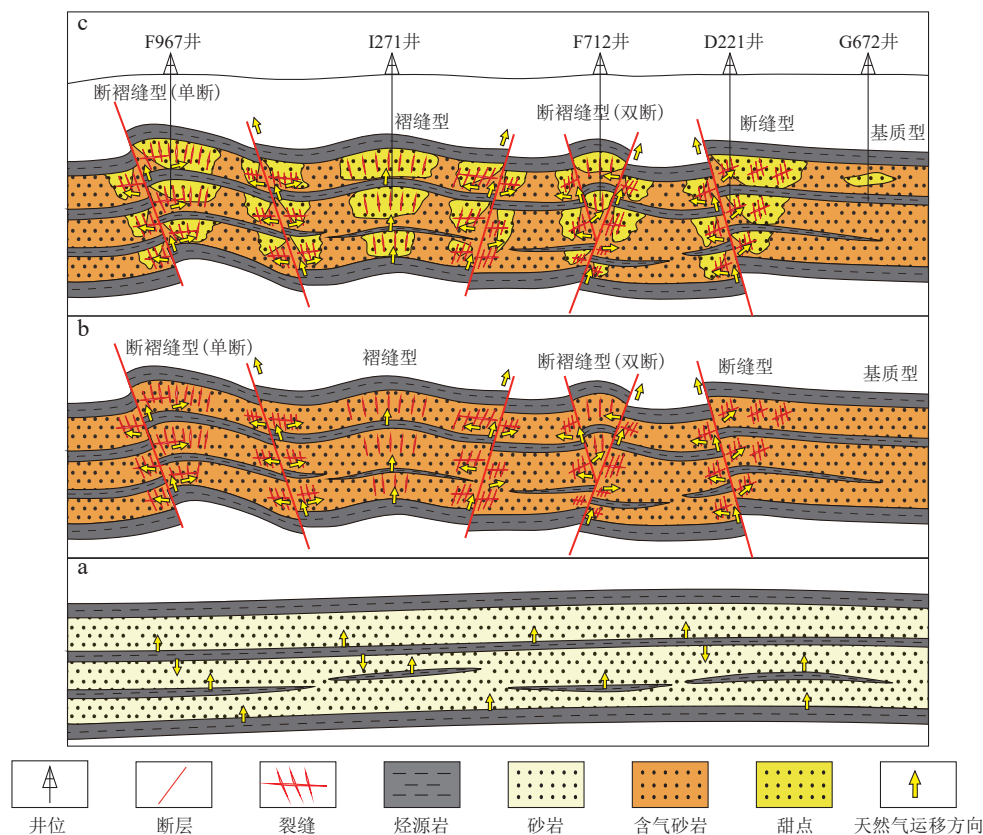


图14 川西坳陷须二段不同储渗体天然气差异富集模式示意图

Fig. 14 Conceptual model showing the differential enrichment mechanisms of natural gas in various reservoir-seepage units of the 2nd member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression
a. 构造稳定与早期排烃阶段, 地层未发生形变, 烃源岩初始少量生烃; b. 构造剧烈运动与大规模成藏期, 构造运动形成多种储渗体, 烃源岩大量生烃; c. 现今气藏分布模式, 地层整体含气, 储渗体甜点富气

控初期产能,中-高角度裂缝增强垂向输导,有利于天然气富集。距断裂200~600 m、褶皱宽/高比低且靠近枢纽的区域为富集“甜点”;有利的原生孔隙保存条件和微裂缝诱导的溶蚀孔共同改善了储层的连通性与有效性。

3) 在多期构造演化下形成的不同类型储渗体,影响了川西坳陷须二段天然气的差异富集模式。基质型储渗体的天然气富集受控于孔隙保存条件;断缝型储渗体的富集甜点出现在与断裂距离适中的区带;褶皱型储渗体中天然气易富集于构造应力集中区;断褶皱型储渗体具备最优的输导体系、裂缝体系与物性条件,是天然气高产富集的最优类型。

参 考 文 献

- [1] 李耀华, 宋岩, 姜振学, 等. 全球致密砂岩气盆地参数统计分析[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(6): 952-964.
LI Yaohua, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Parameters statistic analysis of global tight sand gas basins[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(6): 952-964.
- [2] 王翹楚, 陈冬霞, 李莎, 等. 川西坳陷新场须二段致密气藏气水分布成因机制[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(5): 782-797.
WANG Qiaochu, CHEN Dongxia, LI Sha, et al. Mechanism of the gas-water distribution of the tight sandstone gas reservoirs in the second member of the Xujiahe Formation in the Xinchang area, western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(5): 782-797.
- [3] 殷积峰, 谷志东, 李秋芬. 四川盆地大川中地区深层断裂发育特征及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 376-382.
YIN Jifeng, GU Zhidong, LI Qiufen. Characteristics of deep-rooted faults and their geological significances in Dachuanzhong area, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 376-382.
- [4] 刘忠群, 徐士林, 刘君龙, 等. 四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 31-40.
LIU Zhongqun, XU Shilin, LIU Junlong, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 31-40.
- [5] 陈冬霞, 王翹楚, 熊亮, 等. 川西-川中地区陆相层系全油气系统常规和非常规有效储层成因机制与分类评价[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1215-1232.
CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, XIONG Liang, et al. Genetic mechanisms and classified evaluation of conventional and unconventional effective reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences, western-central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1215-1232.
- [6] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术——以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 707-714.

- CAI Xiyuan. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone: An example from gas exploration in the Xujiahe Formation of the western Sichuan Depression, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 707-714.
- [7] 叶素娟, 李嵘, 杨克明, 等. 川西坳陷叠覆型致密砂岩气区储层特征及定量预测评价[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1484-1494.
YE Sujuan, LI Rong, YANG Keming, et al. Characteristics and quantitative prediction of tight sand gas reservoirs in superimposed tight sandstone gas-bearing area, western Sichuan depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1484-1494.
- [8] 杨克明, 朱宏权. 川西叠覆型致密砂岩气区地质特征[J]. 石油实验地质, 2013, 35(1): 1-8.
YANG Keming, ZHU Hongquan. Geological characteristics of superposed tight sandstone gas-bearing areas in western Sichuan[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 1-8.
- [9] 熊晨皓. 川中蓬莱地区须家河组二段储渗体综合预测[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
XIONG Chenhao. Comprehensive prediction of reservoir and permeability body in the second member of T_{3x} Formation in Penglai area, central Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [10] 魏艳, 刘殊, 李华科. 川西坳陷须家河组二段优质储渗体预测[J]. 地球科学前沿, 2014, 4(6): 361-369.
WEI Yan, LIU Shu, LI Huake. The High-Quality permeability reservoir prediction of the second members of xujiahe exploration in depression of western Sichuan[J]. Frontiers of Earth Science, 2014, 4(6): 361-369.
- [11] 吴双, 商晓飞, 李蒙, 等. 裂缝性致密砂岩气藏剩余气分布预测及开发优化建议: 以川西坳陷新场地区须家河组二段为例[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(29): 12484-12493.
WU Shuang, SHANG Xiaofei, LI Meng, et al. Prediction of residual gas distribution and suggestion of development optimization for fracture-developed tight sandstone gas reservoir: A case study of the 2nd member of Xujiahe Formation in Xinchang area, western Sichuan depression[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(29): 12484-12493.
- [12] 范凌霄, 刘君龙, 李胜玉, 等. 川东北通江地区须家河组天然裂缝发育规律及控制因素[J]. 断块油气田, 2024, 31(4): 580-588.
FAN Lingxiao, LIU Junlong, LI Shengyu, et al. Development laws and controlling factors of natural fractures of Xujiahe Formation in Tongjiang area, northeastern Sichuan[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(4): 580-588.
- [13] 刘君龙, 刘忠群, 刘振峰, 等. 四川盆地新场构造带深层须二段致密砂岩断褶裂缝体特征和地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 530-540.
LIU Junlong, LIU Zhongqun, LIU Zhenfeng, et al. Geological characteristics and models of fault-fold-fracture body in deep tight

- sandstone of the second member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang structural belt of Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 530–540.
- [14] 刘君龙, 胡宗全, 刘忠群, 等. 四川盆地川西坳陷新场须家河组二段气藏甜点模式及形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 852–862.
- LIU Junlong, HU Zongquan, LIU Zhongqun, et al. Gas pool sweet spot models and their forming mechanism in the Xu 2 Member in Xinchang area, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 852–862.
- [15] DAI Jinxing, NI Yunyan, QIN Shengfei, et al. Geochemical characteristics of ultra-deep natural gas in the Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 619–628.
- [16] WANG Pengwei, NIE Haikuan, LIU Zhongbao, et al. Differences in pore type and pore structure between Silurian Longmaxi marine shale and Jurassic Dongyemiao lacustrine shale and their influence on shale-gas enrichment[J]. *Minerals*, 2023, 13(2): 190.
- [17] 印森林, 陈恭洋, 张玲, 等. 岩相构型对致密砂岩优质储层的控制作用——以川西坳陷须二段为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(7): 1179–1189.
- YIN Senlin, CHEN Gongyang, ZHANG Ling, et al. The controlling effect of lithofacies architecture on high quality tight sandstone reservoirs: A case study of second member of the Upper Triassic of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(7): 1179–1189.
- [18] 郑志红, 李登华, 王志欣, 等. 我国重点盆地致密油气资源潜力评价[J]. *中国矿业*, 2017, 26(8): 22–29.
- ZHENG Zhihong, LI Denghua, WANG Zhixin, et al. Assessment of the potential of tight oil and gas in major basins in China [J]. *China Mining Magazine*, 2017, 26(8): 22–29.
- [19] 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1233–1249.
- WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones: A case study of the Maokou Formation, central Sichuan Basin, China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1233–1249.
- [20] 赵爽, 赵迪, 张玲, 等. 川西坳陷须家河组二段深埋致密砂岩储层溶蚀作用特征与成因[J/OL]. *矿物岩石*: 1–24 [2025-04-16]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1143.TD.20250414.0932.002>.
- ZHAO Shuang, ZHAO Di, ZHANG Ling, et al. Characteristics and genesis of dissolution in the second member of the Xujiahe Formation, western Sichuan Depression [J/OL]. *Mineralogy and Petrology*: 1–24 [2025-04-16]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1143.TD.20250414.0932.002>.
- [21] 贺书洲, 程超, 赖强, 等. 多物源体系下海陆过渡三角洲沉积模式及控储机制——以川西北中坝地区须二段为例[J]. *天然气地球科学*, 2025, 36(5): 846–863.
- HE Shuzhou, CHENG Chao, LAI Qiang, et al. Sedimentation patterns and controlling mechanisms of reservoir formation of marine-continental transitional delta in a multi-source system: An example of the second member of Xujiahe Formation in the Zhongba area, northwestern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2025, 36(5): 846–863.
- [22] 陈冬霞, 王翹楚, 祝渭平, 等. 川西坳陷深层叠覆连续型致密砂岩气藏气水分布特征及成因机制[J]. *地球科学*, 2025, 50(1): 110–126.
- CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, ZHU Weiping, et al. Characteristics and genetic mechanisms of gas-water distribution in deep-buried continuous superimposed tight sandstone gas reservoirs in western Sichuan Depression, Sichuan basin [J]. *Earth Science*, 2025, 50(1): 110–126.
- [23] 李阳兵. 川西坳陷新场构造带须二段致密砂岩储层特征及综合评价[J]. *断块油气田*, 2024, 31(4): 629–636.
- LI Yangbing. Characteristics and comprehensive evaluation of tight sandstone reservoirs in Xu 2 Member of Xinchang structural belt in western Sichuan Depression [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2024, 31(4): 629–636.
- [24] 熊亮, 隆轲, 曹勤明, 等. 四川盆地川西气田多层系成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2024, 45(3): 595–614.
- XIONG Liang, LONG Ke, CAO Qinming, et al. Multilayer accumulation conditions and key technologies for exploration and development of the West Sichuan gas field in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(3): 595–614.
- [25] 赵圣贤, 夏自强, 刘文平, 等. 四川盆地南部泸203井区五峰组—龙马溪组页岩裂缝特征及形成演化[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(5): 28–38.
- ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, LIU Wenping, et al. Fracture characteristics and evolution of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Lu203 well area in southern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 28–38.
- [26] 孟祥豪, 张哨楠, 李连波, 等. 鄂尔多斯北部塔巴庙地区奥陶系风化壳储渗体特征及分布[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2006, 33(3): 233–239.
- MENG Xianghao, ZHANG Shaonan, LI Lianbo, et al. Character and distribution about the reservoir and permeable body in Ordovician weathering crust in Tabmiao of North Ordos Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2006, 33(3): 233–239.
- [27] 任杰, 侯克均, 缪祥禧, 等. 非线性模型在储渗体预测中的应用[J]. *石油化工应用*, 2024, 43(1): 79–85.
- REN Jie, HOU Kejun, MIAO Xiangxi, et al. Application of nonlinear models in predicting storage-permeation body [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2024, 43(1): 79–85.
- [28] RONG Lanxi, CHEN Dongxia, WANG Yuchao, et al. Pore structure differences and influencing factors of tight reservoirs under gravity flow-delta sedimentary system in Linnan Subsag, Bohai Bay Basin [J]. *Applied Sciences*, 2025, 15(11): 5800.
- [29] 李王鹏, 刘忠群, 胡宗全, 等. 四川盆地川西坳陷新场须家河组二段致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 884–897, 1010.

- LI Wangpeng, LIU Zhongqun, HU Zongquan, et al. Characteristics of and main factors controlling the tight sandstone reservoir fractures in the 2nd member of Xujiahe Formation in Xinchang area, western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 884–897, 1010.
- [30] 陈颖莉, 顾阳, 陈古明, 等. 川西坳陷邛西构造古构造应力研究[J]. *中国石油勘探*, 2008, 13(3): 10–17.
- CHEN Yingli, GU Yang, CHEN Guming, et al. Research on paleo-structure stress of Qiongsi structure in west Sichuan Depression [J]. *China Petroleum Exploration*, 2008, 13(3): 10–17.
- [31] 李厂, 何建华, 蒋睿, 等. 川西新场-丰谷地区须二段致密砂岩储层有效构造裂缝成因及发育规律[J/OL]. *成都理工大学学报(自然科学版)*: 1–20[2025-04-16]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1634.N.20250115.1134.003>.
- LI Chang, HE Jianhua, JIANG Rui, et al. Effective structural fractures in tight sandstone reservoirs of the second member of Xujiahe Formation in Xinchang-Fenggu area, western Sichuan [J/OL]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*: 1–20[2025-04-16]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1634.N.20250115.1134.003>.
- [32] 黄滔, 李瑞雪, 邓虎成, 等. 四川盆地川西坳陷深部致密砂岩储层地应力场预测及分区评价——以新场—丰谷地区须家河组二段为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(6): 1198–1214.
- HUANG Tao, LI Ruixue, DENG Hucheng, et al. Prediction and zoning evaluation of in-situ stress field in deep tight sandstone reservoirs of western Sichuan Depression, Sichuan Basin: A case study of the second member of Xujiahe Formation in Xinchang and Fenggu area [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(6): 1198–1214.
- [33] 张世华. 川西坳陷须二段断裂演化特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2020, 47(4): 385–394.
- ZHANG Shihua. Fault evolution characteristics of the Member 2 of Xujiahe Formation in the western Sichuan Depression, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2020, 47(4): 385–394.
- [34] SUN Shuai, HOU Guiting, ZHENG Chunfang. Fracture zones constrained by neutral surfaces in a fault-related fold: Insights from the Kelasu tectonic zone, Kuqa Depression [J]. *Journal of Structural Geology*, 2017, 104: 112–124.
- [35] AL-KINDI M H N. Understanding the relationship between large-scale fold structures and small-scale fracture patterns: A case study from the Oman Mountains [J]. *Geosciences*, 2020, 10(12): 490.
- [36] WARSITZKA M, KUKOWSKI N, MAY F. Patterns and failure modes of fractures resulting from forced folding of cohesive caprocks-comparison of 2D vs. 3D and single-vs. multi-layered analog experiments [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 881134.
- [37] 鲁雪松, 赵孟军, 刘可禹, 等. 库车前陆盆地深层高效致密砂岩气藏形成条件与机理[J]. *石油学报*, 2018, 39(4): 365–378.
- LU Xuesong, ZHAO Mengjun, LIU Keyu, et al. Forming condition and mechanism of highly effective deep tight sandstone gas reservoir in Kuqa foreland basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(4): 365–378.
- [38] 赵正望, 唐大海, 王小娟, 等. 致密砂岩气藏天然气富集高产主控因素探讨——以四川盆地须家河组为例[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(7): 963–972.
- ZHAO Zhengwang, TANG Dahai, WANG Xiaojuan, et al. Discussion on main controlling factors of natural gas enrichment and high yield in tight sandstone gas reservoirs: Case study of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(7): 963–972.
- [39] 黄鑫, 段冬平, 刘彬彬, 等. 西湖凹陷花港组绿泥石成因及其对储层物性的影响[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2021, 51(3): 669–679.
- HUANG Xin, DUAN Dongping, LIU Binbin, et al. Origin mechanism of chlorite and its impact on reservoir properties in Huagang Formation, Xihu Depression [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2021, 51(3): 669–679.
- [40] 吴家洋, 吕正祥, 卿元华, 等. 致密油储层中自生绿泥石成因及其对物性的影响——以川中东北部沙溪庙组为例[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(1): 76–85.
- WU Jiayang, LYU Zhengxiang, QING Yuanhua, et al. Genesis of authigenic chlorite in tight oil reservoirs and its influence on physical properties: A case study of Shaximiao Formation in NE of central Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(1): 76–85.
- [41] 刘金库, 彭军, 刘建军, 等. 绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制——以川中-川南过渡带包界地区须家河组储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(1): 53–58.
- LIU Jinku, PENG Jun, LIU Jianjun, et al. Pore-preserving mechanism of chlorite rims in tight sandstone-an example from the T₃x Formation of Baojie area in the transitional zone from the central to southern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2009, 30(1): 53–58.
- [42] 时战楠, 蒲秀刚, 韩文中, 等. 黄骅坳陷孔南地区中下侏罗统储层特征及成藏组合模式[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(6): 758–770.
- SHI Zhannan, PU Xiugang, HAN Wenzhong, et al. Characteristics and accumulation models of Middle and Lower Jurassic reservoirs in Kongnan area, Huanghua depression [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(6): 758–770.
- [43] 金值民, 杨跃明, 罗冰, 等. 四川盆地天府气田简阳区块须四段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. *中国石油勘探*, 2025, 30(2): 25–41.
- JIN Zhimin, YANG Yueming, LUO Bing, et al. Characteristics and main controlling factors for tight sandstone reservoirs in the fourth member of Xujiahe Formation in Jianyang Block, Tianfu Gas Field, Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2025, 30(2): 25–41.