

深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响

——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例

曹江骏^{1,2},王继平^{1,2},张道锋^{1,2},王 龙^{1,2},李笑天^{1,2},李 娅^{1,2},张园园^{1,2},夏 辉^{1,2},于占海^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院,陕西 西安 710018;2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西 西安 710018)

摘要:为研究深层致密砂岩储层成岩作用特征,分析成岩演化对储层含气性的影响,通过铸体薄片、扫描电镜、物性、测井综合解释等资料,结合前人研究成果,对庆阳气田二叠系山西组1段(山1段)进行研究。研究表明:①庆阳气田山1段分流河道中部多期厚层砂岩具有连续沉积型和间隔沉积型两类叠置关系,前者孔隙组合类型以溶蚀孔+粒间孔+晶间微孔为主,后者以溶蚀孔+晶间微孔为主。相较于后者,前者填隙物含量更低、物性更好、含气性更好。②压实作用是影响山1段储层含气性最主要的破坏性成岩作用,连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层压实率分别为55.4%与61.2%;溶蚀作用是影响储层含气性最主要的建设性成岩作用,二者溶蚀率分别为27.9%与19.7%。连续沉积型砂岩储层受中等压实作用—中等胶结作用—中等溶蚀作用的成岩演化影响,破坏性成岩作用较弱;间隔沉积型砂岩储层受中等—强压实作用—中等—弱胶结作用—中等—弱溶蚀作用的成岩演化影响,破坏性成岩作用较强。③研究区山1段储层以先致密后充注为主,受成岩演化影响,连续沉积型砂岩储层较间隔沉积型砂岩储层致密化程度低,天然气充注规模大,含气性好。④引入成岩综合指数定量判断山1段储层成岩作用强度。平面上,西部主河道以间隔沉积型砂岩为主,储层成岩综合指数较低,含气性较差;东部主河道以连续沉积型砂岩为主,储层成岩综合指数较高,含气性较好。含气储层主要发育在庆阳一线以东地区。

关键词:成岩演化;含气性;储层成岩综合指数;深层致密砂岩;山西组1段;二叠系;庆阳气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang gas field, southwestern Ordos Basin

CAO Jiangjun^{1,2}, WANG Jiping^{1,2}, ZHANG Daofeng^{1,2}, WANG Long^{1,2}, LI Xiaotian^{1,2}, LI Ya^{1,2},
ZHANG Yuanyuan^{1,2}, XIA Hui^{1,2}, YU Zhanhai^{1,2}

(1. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China;

2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: This study aims to analyze the effects of diagenetic evolution on the gas-bearing properties of reservoirs. Using data from casting thin section observations, scanning electron microscopy (SEM) images, physical property tests, and comprehensive log interpretation, as well as previous research results, we investigate the diagenetic characteristics of deep tight sandstone reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation (hereafter referred to as the Shan 1 Member) in the Qingyang gas field. Key findings are as follows: (1) The multi-stage thick-bedded sandstones in the middle tributary channels of the Shan 1 Member in the Qingyang gas field exhibit two types of superimposition relationships: continuous and intermittent deposition. The pore assemblages in the sandstone reservoirs of the continuous deposition type are dominated by dissolution pores, intergranular pores and intercrystalline micropores, while those in the sandstone reservoirs of the intermittent deposition type predominantly include dissolution pores and intercrystalline micropores. Compared to the intermittent deposition type, the sandstone reservoirs of the continuous

收稿日期:2023-10-31;修回日期:2023-12-26。

第一作者简介:曹江骏(1993—),男,博士,深层致密气藏勘探开发、储层评价。E-mail: 282945358@qq.com。

通信作者简介:张道锋(1978—),男,高级工程师,沉积储层地质。E-mail: zhangdaofeng_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2023ZZ25);中石油长庆油田分公司科研项目(2023-26)。

deposition type exhibit lower content of fillings, more favorable physical properties, and enhanced gas-bearing properties; (2) Compaction is identified as the most significant destructive diagenesis that undermines the gas-bearing properties of reservoirs in the Shan 1 Member. The sandstone reservoirs of the continuous and intermittent deposition types exhibit compaction rates of 55.4 % and 61.2 %, respectively. Dissolution acts as the most significant constructive diagenesis that enhances the gas-bearing properties of these reservoirs. The sandstone reservoirs of the continuous and intermittent deposition types present dissolution rates of 27.9 % and 19.7 %, respectively. The sandstone reservoirs of the continuous deposition type underwent a diagenetic evolution characterized by moderate compaction, followed by moderate cementation, and then moderate dissolution, indicating weak destructive diagenesis. In contrast, the reservoirs of the intermittent deposition type experienced a diagenetic evolution from moderate to high compaction, to weak to moderate cementation, and finally weak to moderate dissolution, suggesting strong destructive diagenesis; (3) The sandstone reservoirs in the Shan 1 Member experienced reservoir tightening first and then hydrocarbon charging. Due to the influence of diagenetic evolution, the sandstone reservoirs of the continuous deposition type exhibit lower-level tightness, larger-scale natural gas charging, and more favorable gas-bearing properties compared to the intermittent deposition type; (4) The diagenetic intensity of reservoirs in the Shan 1 Member was quantitatively determined using the comprehensive diagenetic index. Regarding the planar distribution, the trunk channels to the west of the Qingyang area primarily consist of sandstones of the intermittent deposition type, with reservoirs exhibiting low comprehensive diagenetic index and poor gas-bearing properties. In contrast, in the trunk channels to the east of the Qingyang area, sandstones of the continuous deposition type are predominant, with reservoirs featuring high comprehensive diagenetic index and favorable gas-bearing properties. Therefore, gas-bearing reservoirs primarily occur to the east of the Qingyang area.

Key words: diagenetic evolution, gas-bearing property, comprehensive diagenetic index of reservoir, deep tight sandstone, 1st member of the Shanxi Formation, Permian, Qingyang gas field, Ordos Basin

引用格式:曹江骏,王继平,张道锋,等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 169–184. DOI: 10. 11743/ogg20240112.

CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang gas field, southwestern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 169–184. DOI: 10. 11743/ogg20240112.

随着油气勘探力度的不断加大,广大油气工作者将目标聚焦于深层。中国西部盆地4 500 m以深、东部盆地3 500 m以深为深层油气富集领域^[1]。目前,在塔里木、准噶尔、四川、渤海湾、珠江口等盆地深层油气勘探均不断取得突破,展现出广阔的勘探前景^[2-7]。近年来,鄂尔多斯盆地上古生界天然气勘探也逐渐从盆地东部的中、深层转向盆地西南部的深层。由于埋深大,储层致密化严重,气藏难以大面积连片,含气储层预测难度大,致密砂岩储层含气性影响因素已成为专家学者所关注的热点问题。陈占军认为致密砂岩储层含气性受其物性、源-储配置关系和充注动力等因素共同控制^[8];Deng等认为致密砂岩储层含气性受烃源岩有机质丰度和有利生-储-连通条件的共同控制^[9];曹茜等认为致密砂岩储集空间类型是影响储层含气性最关键的因素,微裂隙对储层含气性的改善明显好于孔隙^[10];Qin等认为致密砂岩储层中粒内裂缝形成的网

络通道控制着天然气的运移,粒内裂缝发育的储层含气性明显较高,裂缝的分布控制着高产气藏的分布^[11];齐荣等认为砂体构型控制着河流相砂岩储层含气性的差异,心滩砂体含气性最好,为有利储层^[12];徐思阳等认为地层水类型及矿化度对储层含气性具有一定的控制作用,CaCl₂型地层水有利于气藏后期保存,矿化度越高,越易形成低阻气藏^[13];孟元林等认为成岩阶段越晚、成岩强度越大,储层含气性越差^[14]。归纳起来,影响储层含气性的因素主要有烃源岩发育程度、烃类充注强度、储层沉积-成岩作用、裂缝发育程度及地层水矿化度等。其中,成岩演化对储层含气性的影响尤为重要,先致密后充注、先充注后致密或边致密边充注直接决定了储层的含气性。20世纪70年代末,有关学者就提出了成岩作用控制着储层的致密化程度,改变了有利储层分布仅受沉积相带控制这一固有观点^[15]。成岩作用对储层致密化的影响也成为控

制含气储层分布的关键因素,但该时期的研究以定性描述为主,难以在平面上预测含气储层^[16]。到20世纪末,“成岩相”这一概念的提出反映了有利成岩作用在平面上的分布^[17],在非均质性相对较弱的中、浅层,成岩相在一定程度上指导了含气储层的分布预测,但在深层,储层非均质性强,仅靠成岩相难以预测含气储层,对储层非均质性的表征成为预测含气储层的重要方法^[18-19]。相关学者发现储层非均质性与成岩作用关系密切^[20],差异性成岩演化控制了储层的非均质性进而影响了含气储层的分布^[21],虽然非均质性的表征以定量为主,但对成岩作用的研究仍为定性-半量化。随着致密砂岩气勘探开发向深层进军,研究对象逐渐复杂化与精细化,定量化的成岩作用分析是解决深层含气储层分布的必然趋势。

2003年在鄂尔多斯盆地庆阳气田X井山1段获工业气流后,拉开了该区勘探开发的序幕^[22],到2023年底,庆阳气田已成为长庆油田在陇东地区天然气增储上产的重要目标。虽然对庆阳气田的勘探开发已有20年的历程,但在建产过程中仍然面临以下问题。以A82井为代表的有利井,其山1段砂体厚度为15.7 m,砂/地比为56.7%,位于主河道内。测井解释气层的厚度为5.8 m,试气无阻流量为 $21.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含气饱和度为58.3%;以A64井为代表的失利井,其山1段砂体厚度为20.3 m,砂/地比为55.8%,位于主河道内。测井解释气-水同层的厚度为5.1 m,试气无阻流量为 $12.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含气饱和度为36.5%。可见,同样位于主河道内的气井,砂体厚度大,但井口产能差异明显,含气性不同,动静不符严重,阻碍了气田的规模建设。由于上古生界储层普遍埋深达深层,物性差、致密化严重,在深埋条件下,沉积作用对含气砂体分布的控制有限,成岩作用对储层致密化程度的控制是影响其含气性的重要因素,亟需开展成岩演化对储层含气性影响的研究,以期明确含气储层的分布规律。以庆阳气田二叠系山1段为目标,在分析储层成岩作用特征的基础上,研究了成岩演化对储层含气性的影响,为庆阳气田的高效开发提供借鉴与思路。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地总面积约 $21 \times 10^4 \text{ km}^2$,由西缘逆冲带、天环凹陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊蒙隆起及渭北隆起6大构造单元组成^[23]。盆地油气主要聚集在伊陕斜坡内,具有“满盆气、半盆油”的特点^[24]。庆阳气田位于鄂尔多斯盆地西南部的陇东地区,构造位置横跨

天环凹陷与伊陕斜坡(图1a),由下往上依次沉积元古宇长城系、蓟县系、震旦系,下古生界寒武系、奥陶系,上古生界二叠系,中生界三叠系、侏罗系、白垩系,新生界古近系—第四系。盆地整体为西倾单斜构造,导致西南部上古生界整体埋深超过4 000 m,最大埋深可达5 200 m。上古生界二叠系山西组作为庆阳气田主要的产气层系,由于缺失石炭系本溪组^[25],其气源主要来自于下部的太原组(图1b),为典型的煤成气^[26]。山西组自下而上可分为山2段与山1段。其中,山1段为曲流河三角洲沉积,分流河道砂体最为发育,是庆阳气田的主力勘探层位(图1c)。

2 储层基本特征

2.1 沉积特征

山西期,在鄂尔多斯盆地西南部的秦岭物源影响下,沉积物快速沉降,形成多条南西-北东向展布的分流河道^[27],成为目前研究区主要的勘探开发目标。物源供给、沉积速率与可容纳空间的差异使河道砂体在纵向上的叠置关系具有一定差异。通过岩心观察及测井曲线识别,在纵向上,研究区砂体叠置关系主要存在单砂体连续沉积型、单砂体间隔沉积型、单砂体孤立沉积型和单砂体与泥岩互层沉积型4种类型。其中,前两者主要位于分流河道中部,单砂体厚,连通性强,测井解释多以气层、差气层、含气水层及气-水同层为主,是本次研究的主要目标;后两者主要位于分流河道侧翼,单砂体薄,连通性差,测井解释多以干层为主,不对其进行研究(表1)。

连续沉积型砂岩储层伽马曲线以较为平滑的厚层箱形、钟形为主,泥质隔夹层基本不发育(厚度 $<0.5 \text{ m}$),单砂体厚度为1.3~7.3 m,平均为3.4 m(图2a);间隔沉积型砂岩储层伽马曲线以连续齿化的厚层箱形、钟形为主,泥质隔夹层发育(厚度 $>0.5 \text{ m}$),单砂体厚度为0.2~6.9 m,平均为2.1 m(图2b)。

对庆阳气田山1段152个连续沉积型及106个间隔沉积型砂岩储层铸体薄片、293个连续沉积型及314个间隔沉积型砂岩储层实测物性数据、58个连续沉积型及73个间隔沉积型砂岩储层含气饱和度数据、32口气井的钻时气测录井及试气资料分析后,研究了储层的岩石学、孔隙类型、物性及含气性特征。

2.2 岩石学特征

研究区山1段连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层

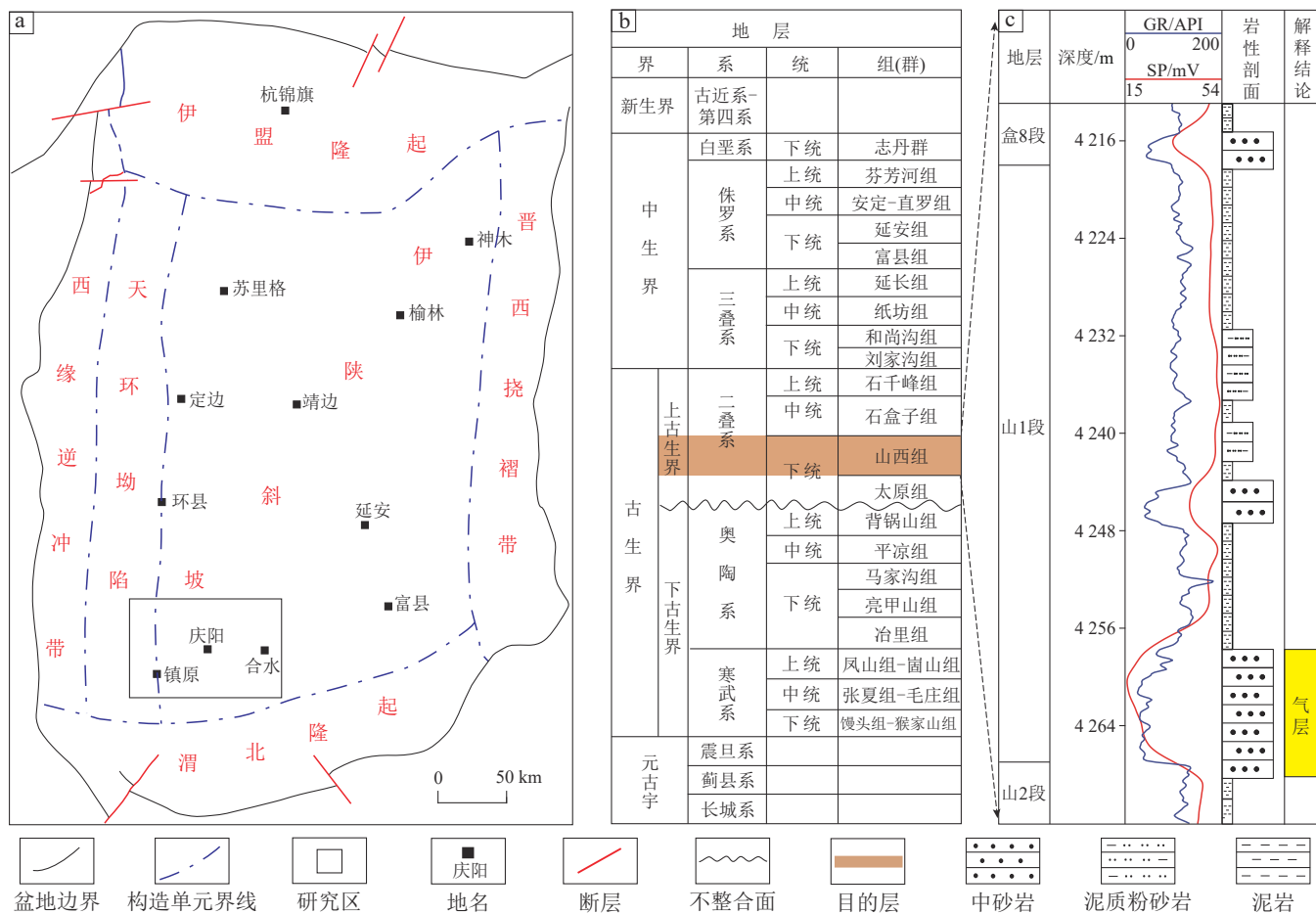


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及研究区地层综合柱状图

Fig. 1 Map showing the structural units and composite stratigraphic column of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. 鄂尔多斯盆地构造单元分布; b. 研究区地层划分; c. 山西组地层综合柱状图

中石英平均含量分别为65.7%与62.3%,长石平均含量分别为1.5%与1.7%,岩屑平均含量分别为12.9%与12.2%。根据前人对砂岩类型的划分^[28],二者均以岩屑石英砂岩为主,但前者石英砂岩占比较高,后者岩屑砂岩占比较高(图3)。前者砂岩粒径主要为0.25~2.00 mm,达中-粗粒(占总量的56.8%),磨圆度以次棱角-次圆状为主(占总量的61.5%),分选性以中等-好为主(占总量的59.3%)。后者砂岩粒径主要为0.25~1.00 mm,达中-粗粒(占总量的63.2%),磨圆度以次棱角状为主(占总量的54.7%),分选性以中等为主(占总量的53.5%)。整体上连续沉积型砂岩储层结构成熟度略高于间隔沉积型。

2.3 孔隙类型特征

研究区山1段连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层总面孔率平均分别为2.8%与1.7%。孔隙类型以次生溶孔为主(面孔率平均分别为1.5%与1.0%),包括粒间溶孔、长石溶孔、岩屑溶孔、碳酸盐溶孔及杂基溶

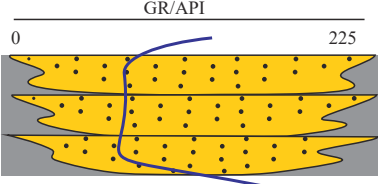
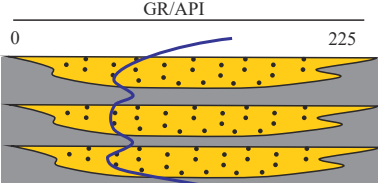
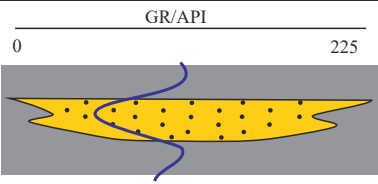
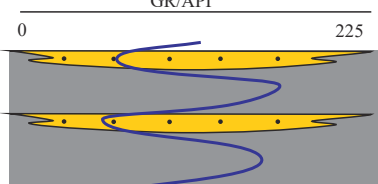
孔;其次为晶间孔(面孔率平均分别为0.5%与0.4%)、粒间孔(面孔率平均分别为0.7%与0.2%)及少量微裂隙(面孔率平均为0.1%)。前者孔隙组合形式以溶蚀孔+粒间孔+晶间微孔为主,后者以溶蚀孔+晶间微孔为主,前者孔隙含量及总面孔率大于后者(图4)。

2.4 物性特征

连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层孔隙度与渗透率呈正相关性,表明储层渗流能力主要受基质孔隙大小及其连通性的影响(图5a)。其中,二者孔隙度分别为1.2%~15.8%(平均6.3%)和0.5%~13.5%(平均4.6%),前者主要集中在1.0%~8.0%,后者主要小于5.0%(图5b);二者渗透率分别为(0.002~58.100)×10⁻³ μm²(平均1.200×10⁻³ μm²)和(0.001~8.900)×10⁻³ μm²(平均0.200×10⁻³ μm²),前者主要集中在(0.1~1.0)×10⁻³ μm²,后者主要小于0.1×10⁻³ μm²(图5c)。根据中华人民共和国石油天然气行

表 1 鄂尔多斯盆地庆阳气田山 1 段砂体构型特征

Table 1 Sand body configurations of the Shan 1 Member in the Qingyang gas field, Ordos Basin and their characteristics

砂体构型	示意图	测井曲线/GR	沉积微相	测井解释
单砂体连续沉积型		厚层平滑的箱形、钟形曲线	分流河道中部	气层、差气层
单砂体间隔沉积型		厚层连续齿化的箱形、钟形曲线	分流河道中部	差气层、含气水层、气-水同层
单砂体孤立沉积型		薄层单一钟形、指状曲线	分流河道侧翼	干层
单砂体与泥岩互层沉积型		连续指状曲线	分流河道侧翼	干层

业标准油气储层评价方法(SY/T6285—1997)^[29],山 1 段连续沉积型以致密-超低孔渗储层为主,间隔沉积型以致密储层为主,前者物性好于后者。

2.5 含气性特征

连续沉积型砂岩储层发育的气井,其山 1 段气层及差气层厚度为 1.3~7.3 m(平均 4.1 m),含气饱和度为 41.6%~81.5%(平均 56.6%),主要集中在 40%~80%(图 6a);钻时气测录井全烃含量为 0.6%~48.7%(平均 11.2%),主要小于 10%,但 10%~30%占比较高(图 6b);单井试气产气量平均为 2.35×10⁴ m³/d,平均无阻流量为 11.27×10⁴ m³/d,预测平均 EUR(单井评估的最终可采储量)为 1 844.5×10⁴ m³。间隔沉积型砂岩储层发育的气井,其山 1 段气层及差气层厚度为 0.6~5.5 m(平均 2.8 m)、含气饱和度为 29.0%~81.2%(平均 49.4%),主要集中在 20%~60%(图 6a)、钻时气测录井全烃含量为 0.4%~45.4%(平均 7.7%),主要小于 10%(图 6b),单井试气产气量平均为 1.28×10⁴ m³/d,平均无阻流量为 6.12×10⁴ m³/d、预测平均 EUR 为 1 278.4×10⁴ m³。可见,相较

于间隔沉积型砂岩储层,连续沉积型砂岩储层中气层厚度大、含气饱和度及全烃含量高,含气性较好。

3 成岩作用特征

3.1 压实作用

压实作用是影响储层物性重要的破坏性成岩作用。镜下观察发现,庆阳气田山 1 段最主要的压实现象为塑性云母及岩屑被挤压变形(图 7a)、刚性石英颗粒破碎(图 7b)。镜下薄片统计表明,连续沉积型砂岩储层颗粒间接触关系以线-凹凸接触及线接触为主(分别占总量的 40.1%和 34.0%),其次为点-线接触(占总量的 21.2%),基本不含点接触(占总量的 4.7%);间隔沉积型砂岩储层颗粒间以线-凹凸接触为主(占总量的 64.7%),其次为线接触与点-线接触(分别占总量的 18.1%与 15.6%),基本不含点接触(占总量的 1.6%)。可见,前者压实强度小于后者,主要原因为前者为多期单砂体连续沉积,隔夹层不发育,砂岩较为纯净,石英含量较高,泥质杂基含量较少,压

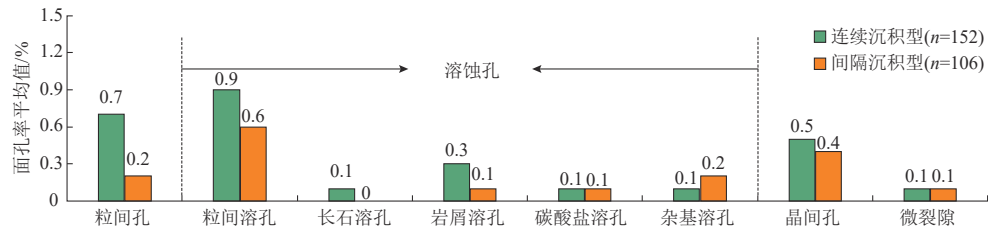


图4 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储层孔隙类型及面孔率分布柱状图

Fig. 4 Bar chart showing the pore types and their contents of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

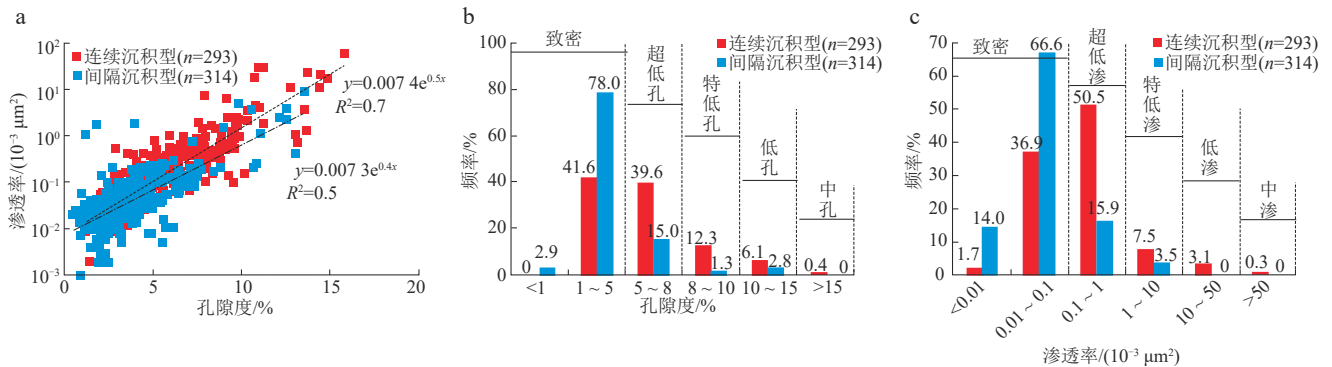


图5 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储层物性特征

Fig. 5 Physical properties of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. 储层孔-渗相关性散点图; b. 储层孔隙度分布直方图; c. 储层渗透率分布直方图

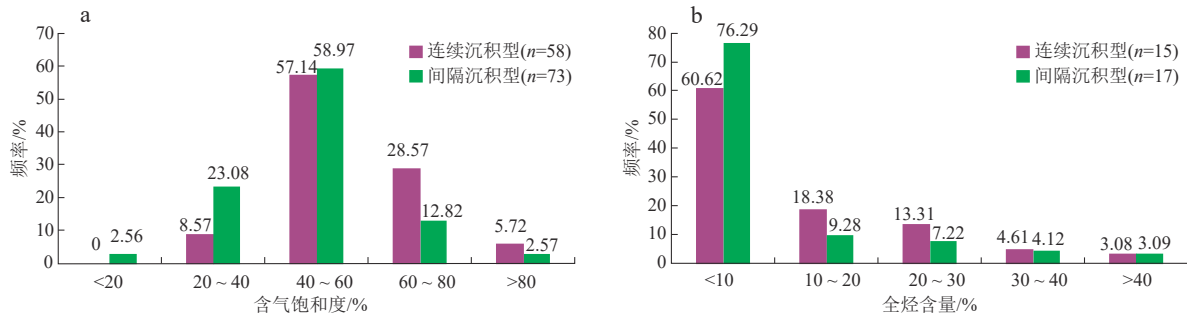


图6 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储层含气性特征

Fig. 6 Histograms showing the gas-bearing properties of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. 含气饱和度分布直方图; b. 气测全烃含量分布直方图

(图7d),高岭石胶结时一方面占据孔喉空间、堵塞孔隙喉道,对储层起到破坏作用,另一方面其特有的晶形结构使会产生大量晶间微孔^[30],该类孔隙为天然气的运移提供了大量的通道,是储层主要的孔隙类型之一。

③绿泥石胶结与伊/蒙混层胶结。储层中还存在少量绿泥石胶结与伊/蒙混层胶结。其中,绿泥石多形成于成岩早期,以薄膜状附着于孔隙表面(图7e),抵御了早期压实作用的影响及石英加大边的形成,对储层起到建设性作用;伊/蒙混层为早期蒙脱石向伊利石转化的过渡性产物,以蜂窝状胶结孔隙,与伊利石相似,同样对储层起到破坏作用。

除自生黏土矿物外,碳酸盐矿物对储层物性也产

生重要影响。镜下观察发现,研究区山1段储层中碳酸盐矿物包括2期方解石、2期白云石及1期菱铁矿。第一期方解石形成于成岩作用早期,以连晶状胶结原始粒间孔为主,该类方解石一般形成于压实作用之前,含量较低,其形成抵御了压实作用强度,但也降低了储层物性;第二期方解石为铁方解石,镜下多呈紫红色以亮晶状胶结次生溶孔为主(图7f),一般形成于成岩作用晚期,含量最高,是影响储层最重要的碳酸盐胶结物。第一期白云石形成于成岩作用中期,晚于方解石、早于铁方解石,镜下以无色菱面体状胶结剩余粒间孔为主,含量较低,对储层影响不大;第二期白云石为铁白云石,其形成晚于铁方解石,以蓝色菱面体状胶结次

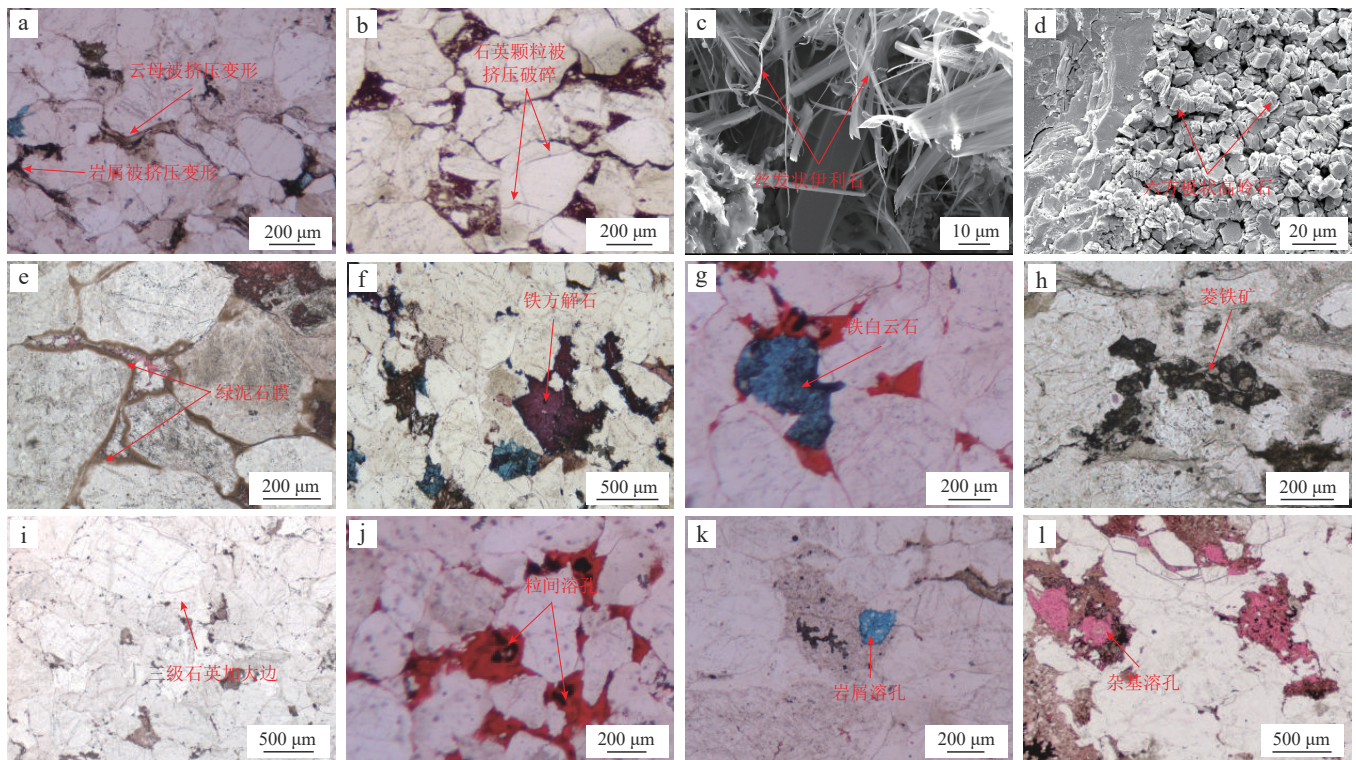


图7 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储层成岩作用镜下特征照片

Fig. 7 Microscopic diagenetic characteristics of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. A36井,埋深4 364.9 m,塑性岩屑及云母被挤压变形呈假杂基充填孔隙,单偏光;b. A65井,埋深4 213.6 m,刚性石英颗粒被挤压破碎,单偏光;c. A46井,埋深4 269.5 m,丝发状伊利石胶结孔隙,扫描电镜;d. B3井,埋深4 242.5 m,书页状高岭石胶结孔隙并形成晶间微孔,扫描电镜;e. A7井,埋深4 116.5 m,绿泥石以薄膜状附着于孔隙表面,单偏光;f. C17井,埋深4 072.7 m,铁方解石胶结次生孔隙,单偏光;g. A46井,埋深4 268.8 m,铁白云石胶结次生孔隙,单偏光;h. A27井,埋深4 389.2 m,块状菱铁矿胶结孔隙,单偏光;i. C1井,埋深3 699.6 m,三级石英加大边胶结,单偏光;j. A46井,埋深4 268.8 m,粒间溶孔发育,单偏光;k. A36井,埋深4 367.3 m,岩屑溶孔,单偏光;l. A43井,埋深4 155.7 m,杂基溶孔,单偏光

生溶孔及交代铁方解石的形式产出(图7g),含量低于铁方解石,是研究区形成最晚的碳酸盐矿物。菱铁矿一般形成于成岩作用早期,介于第一期方解石与第一期白云石之间,多以块状胶结剩余粒间孔为主,含量较低(图7h)。

硅质胶结也是储层中重要的胶结作用之一,一般多发生于石英砂岩中,主要以石英加大边的形式胶结孔隙,最高可达三级。硅质胶结时,可导致原生孔隙被充填殆尽。此外,由于石英一般溶蚀于碱性成岩环境^[31],而在以酸性成岩环境为主的研究区,石英难以溶蚀,导致次生孔隙不发育,储层较为致密(图7i)。

统计表明,连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层中自生黏土矿物平均含量分别为6.8%与8.1%,碳酸盐矿物平均含量分别为2.1%与5.5%,硅质胶结物平均含量分别为4.2%与1.3%。前人研究发现,早期绿泥石膜的形成受源区中黑云母、火山岩岩屑等外来碎屑蚀变后提供大量铁、镁离子的影响^[32];伊利石、高岭石与晚期绿泥石的形成与储层中黏土类物质的转化有关^[33];硅质胶结物的形成主要与高温下石英发生压溶

作用产生的 SiO_2 有关^[34];碳酸盐矿物的形成主要受自生黏土矿物转化生成的铁、镁离子及砂岩上覆和下伏泥岩在压实作用中排出压实流体内钙离子及碳酸根离子的影响^[35-36]。连续沉积型砂岩储层隔夹层基本不发育,砂岩较为纯净,石英颗粒含量高、泥质含量低、黏土类物质不发育,导致储层中自生黏土矿物含量与碳酸盐矿物含量较低,硅质胶结物含量高;间隔沉积型砂岩储层上覆及下伏泥岩隔夹层发育,黏土类物质含量高、石英含量低,导致储层中自生黏土矿物含量与碳酸盐矿物含量较高,硅质胶结物含量低。

3.3 溶蚀作用

溶蚀作用是恢复储层物性最主要的建设性成岩作用。研究区气源主要来自于下部太原组煤层,在成岩过程中,当煤层达生烃门限时,其产生的烃类流体沿运移通道至储层中,其伴随的 CO_2 酸性流体溶蚀储层中的长石、岩屑和杂基等易溶矿物^[37],形成粒间溶孔(图7j)、岩屑溶孔(图7k)、杂基溶孔(图7l)等次生孔隙。

统计表明,连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层次

生溶孔平均含量分别为1.5%与1.0%。前者隔夹层基本不发育,泥质杂基含量低,压实作用后原生孔隙大量保存,烃类流体充注时易于流动,其伴随的有机酸大面积溶蚀储层中的易溶矿物,产生大量的次生孔隙,以粒间溶孔与岩屑溶孔为主,基本不含杂基溶孔;后者发育一定厚度的隔夹层,泥质杂基含量高,压实作用后储层原生孔隙丧失殆尽,酸性流体难以大规模流动从而溶蚀储层,仅发生小规模溶蚀,以粒间溶蚀、岩屑溶孔与杂基溶孔为主。

3.4 成岩期次

庆阳气田山₁段储层最大埋深大于4 000 m,古地温达140 ℃,泥岩最大镜质体反射率为2.1%。储层颗粒间以线-凹凸接触为主,晚期铁方解石发育,石英自生加大边达三级,自生黏土矿物主要为伊利石与绿泥石,伊/蒙混层比平均为8.7%,主要储集空间为次生溶孔。根据碎屑岩成岩阶段划分标准(SY/T5477—2003)^[38],庆阳气田山₁段储层整体处于中成岩B期,经历早成岩A期、B期及中成岩A期、B期4个成岩阶段。根据岩相学研究表明,连续沉积型砂岩储层成岩序列为压实作用—绿泥石膜—伊/蒙混层—硅质—高岭石—伊利石—晚期绿泥石—溶蚀作用—铁方解石;间隔沉积型砂岩储层成岩序列为压实作用—早期方解石—伊/蒙混层—菱铁矿—硅质—高岭石—伊利石—晚期绿泥石—溶蚀作用—铁方解石—铁白云石。

4 成岩演化对含气性的影响

4.1 压实作用的影响

在早成岩阶段,压实作用是影响储层最主要的成岩作用类型。以压实率为标准,定量判断压实作用对

储层的控制。压实率是定量表征储层压实作用强度的参数,压实率越大,储层受到的压实作用越强。当压实率小于30%时,为弱压实;压实率为30%~65%时,为中等压实;压实率大于65%时,为强压实^[39]。

计算压实率时,首先对储层的初始孔隙度进行恢复,可根据Beard提出的公式进行计算^[40][公式(1),公式(2)]。对山₁段20个连续沉积型及31个间隔沉积型砂岩储层样品计算表明[公式(3),公式(4)],二者初始孔隙度平均为38.25%与37.29%,压实率平均为55.4%与61.2%,前者以中等压实为主,后者以强-中等压实为主。压实率与储层含气饱和度相关性较好,随着压实率增大,储层含气饱和度逐渐降低,当压实率超过60%时,储层含气饱和度急剧下降,低于20%(图8a),表明压实作用控制了储层的致密化程度,导致烃类充注规模下降,降低了储层的含气性。可见,压实作用是影响储层含气性最主要的因素。

$$\Phi_1 = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = (P_{25}/P_{75})^{1/2} \quad (2)$$

$$R_1 = (\Phi_1 - V_1)/\Phi_1 \times 100\% \quad (3)$$

$$V_1 = P_T + C + M \quad (4)$$

式中: Φ_1 为储层初始孔隙度,%; S_0 为Trask分选系数,无量纲; P_{25} 和 P_{75} 分别为砂岩粒度累计概率曲线中25%与75%所对应的颗粒直径,mm; R_1 为压实率,%; V_1 为粒间体积百分比,%; P_T 为总面孔率,%; C 为胶结物含量,%; M 为杂基含量,%。

4.2 胶结作用的影响

随着成岩作用的进行,胶结作用开始加强。以胶结率为标准,定量判断胶结作用对储层的控制。胶结率是定量表征储层胶结作用强度的参数,胶结率越大,储层胶结作用越强。当胶结率小于30%时,为弱胶结;胶结率为30%~70%时,为中等胶结;胶结率大于

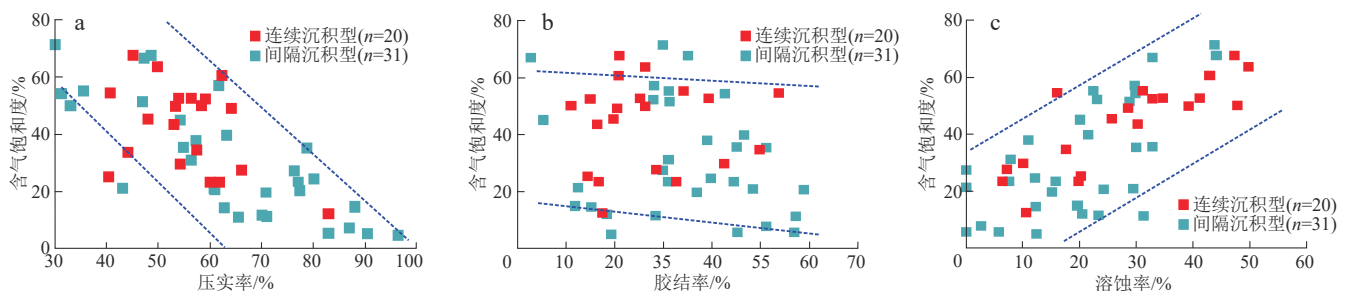


图8 鄂尔多斯盆地庆阳气田山₁段储层不同成岩作用强度及其与含气饱和度相关性散点图

Fig. 8 Scatter diagrams showing correlations between different diagenetic intensities and gas saturation for reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. 储层压实率 vs. 含气饱和度; b. 储层胶结率 vs. 含气饱和度; c. 储层溶蚀率 vs. 含气饱和度

70 %时,为强胶结^[39]。

上述样品计算表明[公式(5)],连续沉积型及间隔沉积型砂岩储层胶结率平均为34.9 %与22.6 %,前者以中等胶结为主,后者以中等-弱胶结为主。研究区储层最主要的胶结物为自生黏土矿物,自生黏土矿物胶结孔隙时,会产生大量晶间微孔,以微孔率定量表征储层微孔隙的发育程度,微孔率越高,储层微孔隙越发育^[39][公式(6)]。连续沉积型及间隔沉积型砂岩微孔比率平均为54.3 %与58.1 %,表明微孔隙在总孔隙中占有一定比例。前人基于含油储层的角度,认为晶间微孔的发育不利于有利储层的形成,微孔比率越高,储层质量越差^[39,41],但如果从含气储层来看,这些晶间微孔也是天然气赋存的有利空间,是储层主要的孔隙类型之一。因此,胶结作用对储层的影响具有双向性,胶结率与储层含气饱和度相关性较差,胶结作用对储层含气性影响程度低于压实作用(图8b)。

$$R_2 = C/\Phi_1 \times 100 \% \quad (5)$$

$$R_3 = (P_M - P_T)/P_M \times 100 \% \quad (6)$$

式中: R_2 为胶结率,%; R_3 为微孔比率,%; P_M 为实测孔隙度,%。

4.3 溶蚀作用的影响

随着埋藏深度的增加,烃源岩开始生烃,烃类流体产生的有机酸溶蚀储层,发生溶蚀作用。以溶蚀率为标准,定量判断溶蚀作用对储层的控制。溶蚀率是定量表征储层溶蚀作用强度的参数,溶蚀率越大,储层溶蚀作用越强。当溶蚀率小于25 %时,为弱溶蚀;视溶蚀率为25 %~65 %时,为中等溶蚀;溶蚀率大于65 %时,为强溶蚀^[39]。

对上述样品计算表明[公式(7)],连续沉积及间隔沉积型砂岩储层溶蚀率平均为27.9 %和19.7 %,前者以中等溶蚀为主,后者以中等-弱溶蚀为主。溶蚀率与储层含气饱和度相关性较好,随着溶蚀率增大,储层含气性逐渐增高(图8c)。可见溶蚀作用产生的次生孔隙是天然气储集的主要空间,次生孔隙发育带的分布控制了储层含气性的高低,次生孔隙发育带规模越大,储层含气性越好。研究区缺失本溪组,其烃源岩仅来自于太原组煤层,其厚度为0.2~10.5 m,平均3.2 m。煤层厚度薄导致生烃时充注强度低,其伴随的有机酸未能大规模溶蚀储层,溶蚀强度较弱。此外,成岩序列分析表明,晚期铁方解石的形成胶结了部分次生溶孔,使其含量降低。因此,储层仅受中等-弱溶蚀影响,次生孔隙不发育,

但相较而言,连续沉积型砂岩溶蚀作用强于间隔沉积型砂岩。

$$R_4 = P_D/P_M \times 100 \% \quad (7)$$

式中: R_4 为溶蚀率,%; P_D 为溶蚀孔面孔率,%。

综上所述,压实作用与溶蚀作用是控制储层致密化程度、影响储层含气性最主要的成岩作用。其中,连续沉积型储层受中等压实减孔与中等溶蚀增孔影响,储层形成以粒间孔+晶间微孔+溶蚀孔为主的三元孔隙组合,物性好、孔喉连通性强、非均质性弱、含气性好(图9a)。间隔沉积型储层受强-中等压实减孔与中等-弱溶蚀增孔影响,储层形成以晶间微孔+少量溶蚀孔为主的二元孔隙组合,物性差、孔喉连通性弱、非均质性强、含气性差(图9b)。

4.4 成岩演化与天然气充注

庆阳气田位于天环凹陷与伊陕斜坡交界处,构造运动频繁,断裂发育。研究区主要经历了海西期、印支期及喜马拉雅期等多期构造运动,主要发育海西期断裂、印支期断裂,其次为喜马拉雅期断裂。对庆阳气田山1段储层中赋存于石英内的流体包裹体均一温度统计表明,包裹体均一温度分布在99.8~136.9 °C,平均为119.7 °C,其峰值主要分布于120~160 °C。表明研究区内山1段储层在埋藏温度达120~160 °C时,发生了1期大规模烃类充注,结合埋藏热演化史,烃类充注主要发生于中三叠世(印支期)—早白垩世(燕山期)(图10)。可见烃类充注时,研究区主要断裂(海西期及印支期断裂)已经形成,为其提供了运移通道。

在此基础上,结合山1段埋藏热演化史及成岩演化序列,建立了储层的埋藏-成岩-天然气充注模式(图10)。受沉积作用影响,山1段分流河道中部形成连续叠加及间隔叠加2种沉积类型的砂岩储层。进入早成岩A期,埋深小于1 000 m,压实作用是降低储层孔渗最主要的成岩作用^[42],连续沉积型储层石英颗粒含量较高,加之早期绿泥石膜的形成,抵御了部分上覆地层压力,受到中等压实作用影响,保留了部分剩余粒间孔;间隔沉积型储层泥质隔夹层发育,石英含量略低,受到强-中等压实作用的影响,储层致密化严重。早成岩B期,压实作用对原生孔隙的影响开始下降,随着埋深的加大,地层温度逐渐升高,伊/蒙混层开始向伊利石转化、高岭石开始形成,胶结作用开始发生,但由于压实作用后,储层孔喉连通性较差,成岩流体难以运移,导致水-岩反应程度低,仅受到中等-弱胶结影响,其中高岭石形成的晶间微孔为天然气的储集

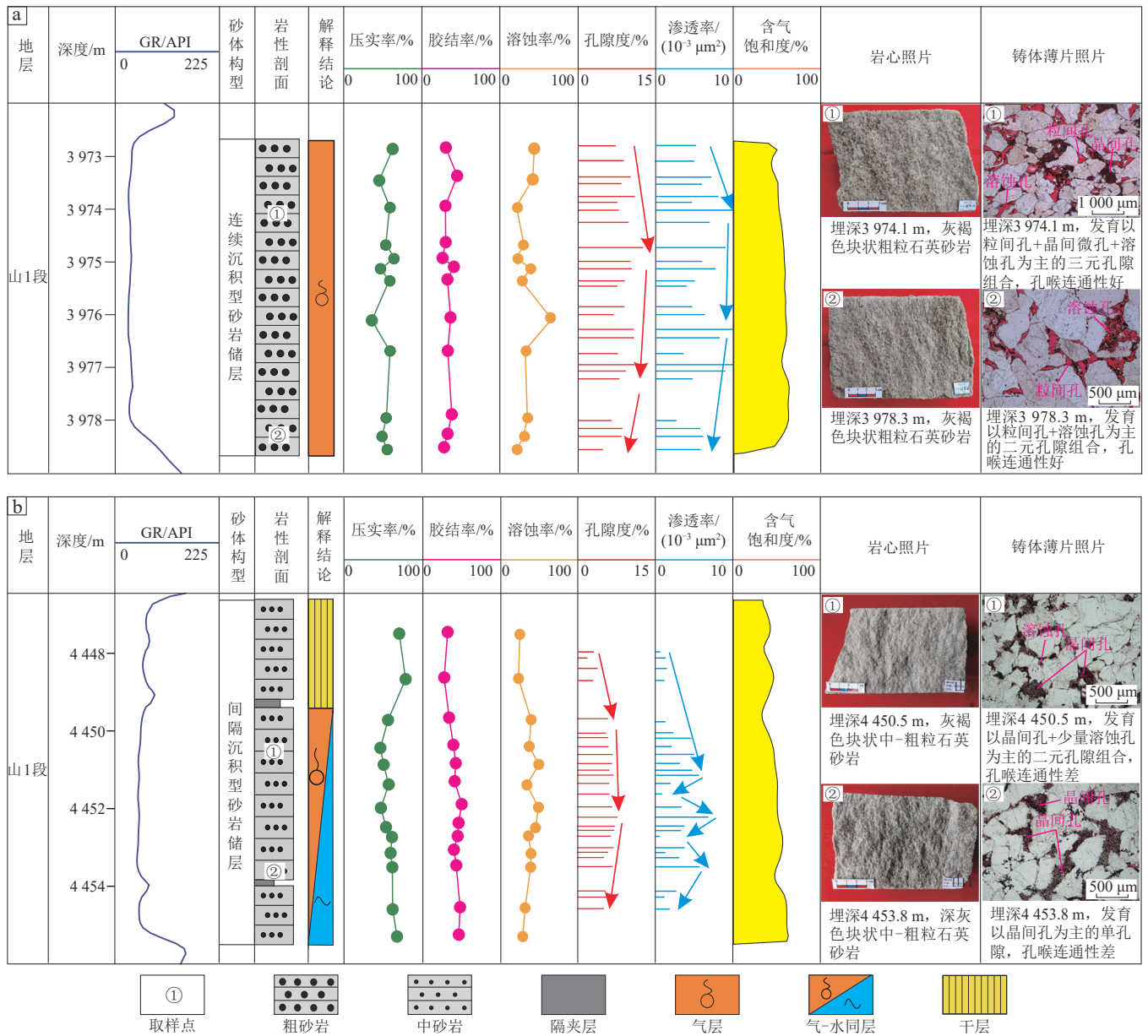


图9 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段单井综合柱状图

Fig. 9 Single-well composite stratigraphic columns of the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

a. A82井; b. A64井

提供了空间。中成岩A期,随着成岩作用的进行,地层温度进一步升高,烃源岩达生烃门限,烃类流体沿海西期及印支期断裂向上运移,其伴随的有机酸开始溶蚀储层。连续沉积型砂岩储层隔夹层不发育,泥质含量低,在中等压实、中等-弱胶结影响下,部分剩余粒间孔被保留,孔喉连通性相对较好,有机酸对储层溶蚀强度更大,以中等-弱溶蚀为主;间隔沉积型砂岩储层隔夹层发育,泥质含量高,在中等-强压实、中等-弱胶结影响下,储层致密化严重,孔喉连通性差,有机酸对储层溶蚀强度低,以弱溶蚀为主。中成岩B期,受上覆及下伏泥岩影响,间隔沉积型砂岩储层晚

期铁方解石及铁白云石发育,胶结部分次生溶孔,使储层致密化更加严重。可见,同样位于分流河道中部,受差异性成岩演化影响,间隔沉积型砂岩储层孔喉连通性差、物性低,连续沉积型砂岩储层孔喉连通性好、物性高。

综上所述,研究区山1段储层整体以先致密后充注为主,连续沉积型砂岩储层致密化程度低,天然气充注规模大,含气性高;间隔沉积型砂岩储层致密化程度高,天然气充注规模小,含气性低。这也是同样位于分流河道中部的气井,含气性差异较大、动静不符严重的主要原因。

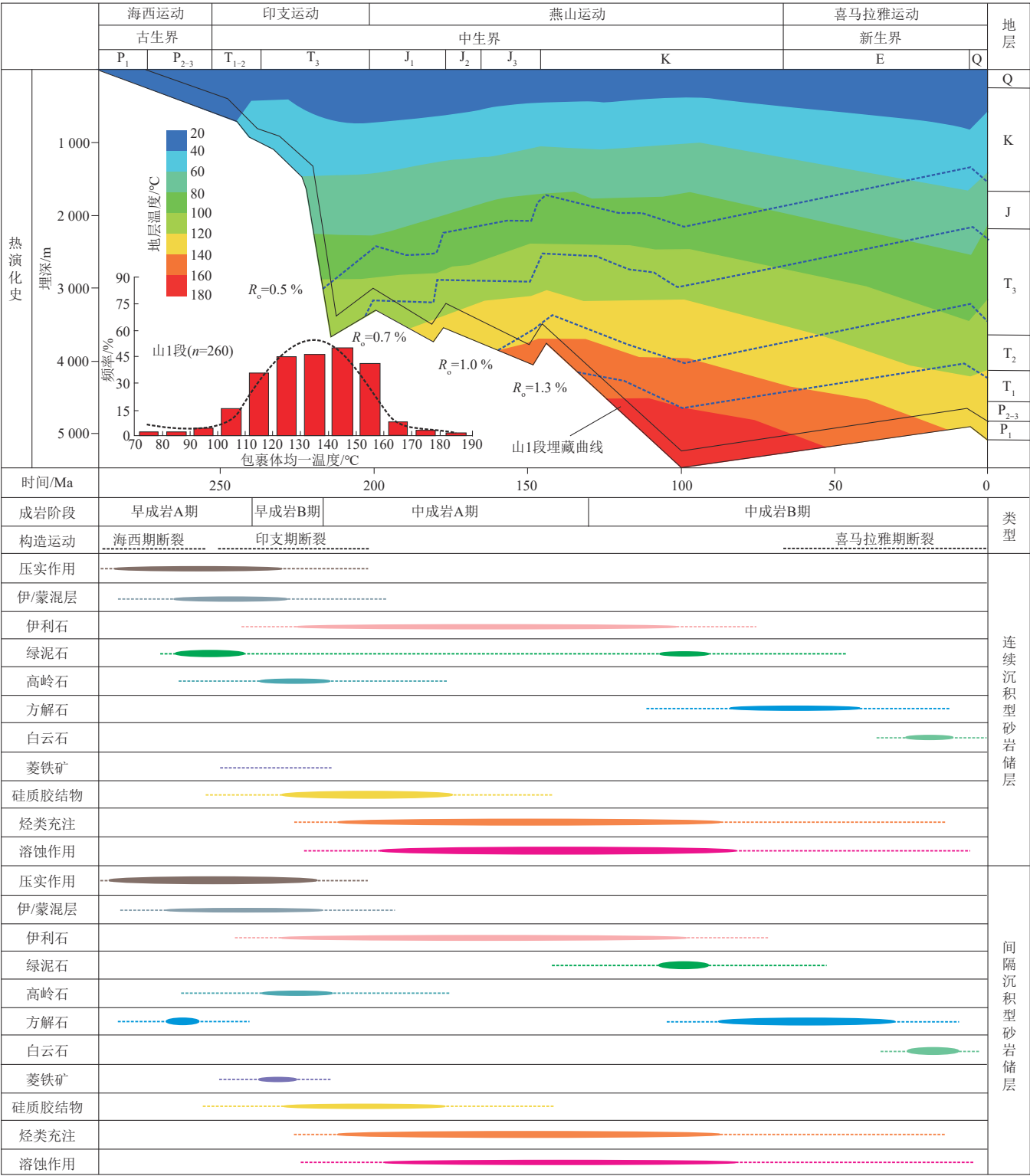


图 10 鄂尔多斯盆地庆阳气田山 1 段储层埋藏-成岩-烃类充注模式
Fig. 10 Burial-diagenesis-hydrocarbon charging model of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

5 含气储层分布

前文研究表明,储层以先致密后充注为主,差异性成岩演化对储层含气性有着重要的影响。为定量表征

储层成岩作用强度,从而预测含气储层分布,引入成岩综合指数。成岩综合指数是研究和判识成岩强度的一个综合性定量参数。成岩指数愈高,破坏性成岩作用程度愈低,愈有利于形成孔隙及其保存的成岩作用占优势^[43]。根据计算表明[公式(8)],山 1 段储层成岩综

合指数为0.1~4.8,平均为1.6,可见储层成岩强度差异较大。

成岩综合指数=(总面孔率×100)/[压实率+胶结率+(100%-溶蚀率)] (8)

在此基础上,计算各单井成岩综合指数均值,并将其投影到平面上,绘制了成岩综合指数分布图。研究区庆阳一线以西地区主河道储层成岩综合指数较小,破坏性成岩作用强度较大,致密化程度较高;庆阳一线以东地区主河道储层成岩综合指数较大,破坏性成岩作用强度较小,致密化程度较低(图11a)。结合含气饱和度平面分布图可以看出,成岩综合指数较大储层与含气性较好储层分布具有较高的一致性(图11b)。平面上,含气储层主要分布在庆阳一线以东地区的主河道内,在庆阳一线以西呈星点状分布,规模较小。首先,物源供给导致东部储层以连续沉积型为主。陇东地区山西期主要为西南部秦岭物源供给^[27],导致研究区西部较东部而言为近源沉积,西部储层泥质含量高、石英含量低,隔夹层发育,以间隔沉积型为主;东部储层泥质含量低、石英含量高,以连续沉积型为主(图11a)。其次,构造差异导致东部储层埋深小。庆阳气田位于鄂尔多斯盆地西南缘,主体位于伊陕斜坡

和天环坳陷交汇处。受西缘冲断带影响,整体表现为东高西低的西倾单斜,地层坡降20~40 m/km。东部储层较西部埋深较小,加之储层石英含量高,最终东部储层受压实影响程度较小,储层致密化程度低,有利储层发育。

6 结论

1) 庆阳气田山1段分流河道中部的砂体在纵向上发育单砂体连续沉积型与单砂体间隔沉积型两类叠置关系,二者均以岩屑石英砂岩为主。相较于后者,前者成熟度较高、填隙物含量较低、物性较好、孔喉连通性较强,储层质量较好。

2) 压实作用是影响储层致密化、降低储层含气性最主要的成岩作用,溶蚀作用在一定程度上恢复了储层的物性,提高了储层含气性。连续沉积型与间隔沉积型砂岩储层均经历4个成岩阶段,处于中成岩B期,前者受中等压实—中等胶结—中等溶蚀作用影响,储层致密化程度低,含气性高;后者受中等—强压实—中等—弱胶结—中等—弱溶蚀作用影响,储层致密化程度高,含气性低。导致同样位于河道中部的储层,含气性

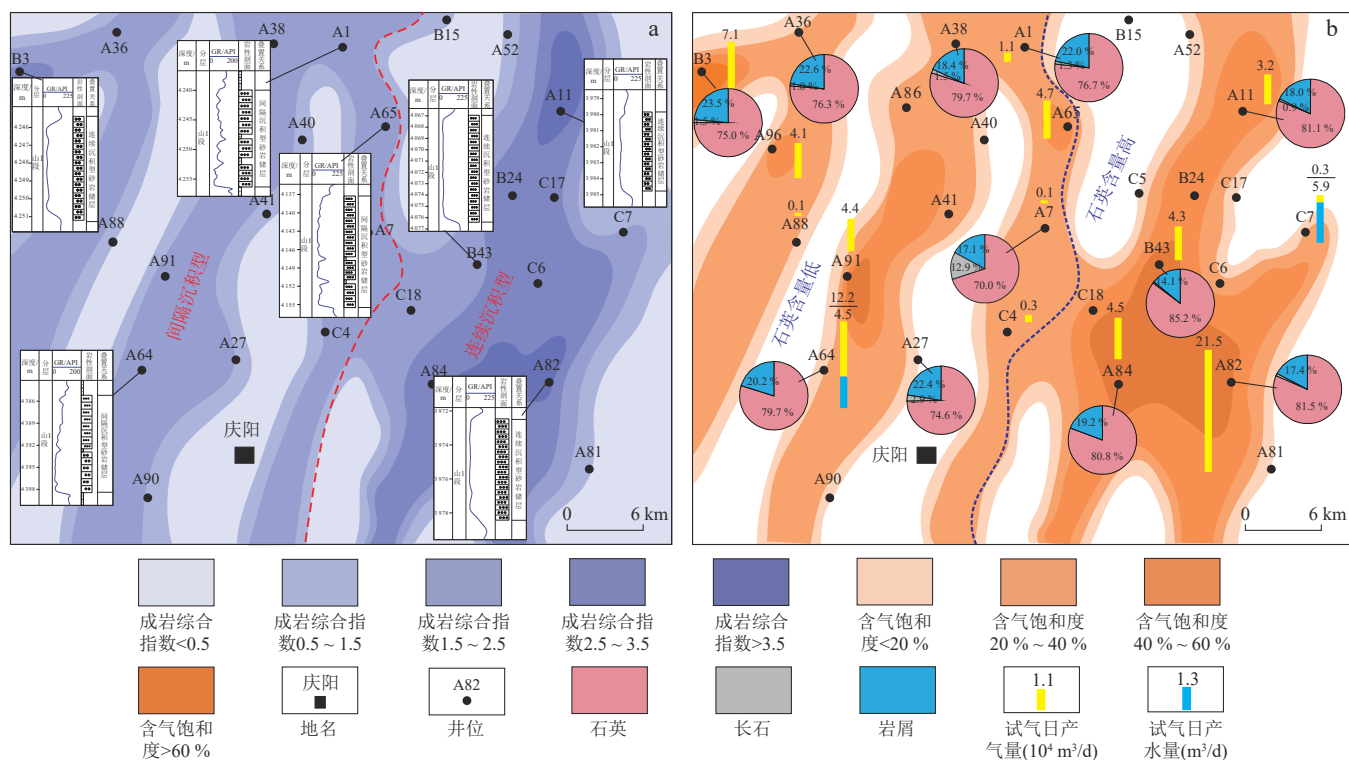


图11 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储层成岩综合指数(a)与含气饱和度(b)平面分布

Fig. 11 Planar distributions of the comprehensive diagenetic coefficients (a) and gas saturation (b) of reservoirs in the Shan 1 Member of the Qingyang gas field, Ordos Basin

差异较大。

3) 连续沉积型砂岩主要分布在庆阳地区以东的分流河道中部, 间隔沉积型砂岩主要分布在庆阳地区以西的分流河道中部, 导致庆阳气田在平面上存在西部破坏性成岩作用强、东部破坏性成岩作用弱的规律。受此影响, 东部地区储层致密化程度较弱, 含气储层较为发育。

参 考 文 献

- [1] 于京都, 郑民, 李建忠, 等. 我国深层天然气资源潜力、勘探前景与有利方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 9(10): 1398-1408.
YU Jingdu, ZHENG Min, LI Jianzhong, et al. Resource potential, explorative prospect and favorable direction for natural gas in deep formation of China [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 9(10): 1398-1408.
- [2] 杨学文, 田军, 王清华, 等. 塔里木盆地超深层油气地质认识与有利勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 17-28.
YANG Xuewen, TIAN Jun, WANG Qinghua, et al. Geological understanding and favorable exploration fields of ultra-deep formations in Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 17-28.
- [3] 王剑, 高崇龙, 白雷, 等. 准噶尔盆地南缘西段白垩系清水河组储层成岩作用及孔隙演化[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 632-645.
WANG Jian, GAO Chonglong, BAI Lei, et al. Diagenesis and pore evolution of Cretaceous Qingshuihe Formation reservoir in western section of southern margin of Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(4): 632-645.
- [4] 张新涛, 曲希玉, 许鹏, 等. 渤海湾盆地深层砂砾岩储层孔-缝成因机制及演化特征——以渤中19-6构造古近系孔店组为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 707-719.
ZHANG Xintao, QU Xiyu, XU Peng, et al. Genesis and evolution of pore-fractures in deep sandy conglomerate reservoirs in Bohai Bay Basin: Taking the Paleogene Kongdian Formation in Bozhong 19-6 structure as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 707-719.
- [5] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [6] 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.
- [7] LIAO Jihua, WU Keqiang, XIONG Lianqiao, et al. Dissolution mechanism of a deep-buried sandstone reservoir in a deep water area: A case study from Baiyun Sag, Zhujiang River (Pearl River) Mouth Basin [J]. Acta Oceanologica Sinica, 2023, 42(3): 151-166.
- [8] 陈占军. 苏里格气田不同区带盒8段、山1段气藏成藏要素差异性及其含气控制因素研究[D]. 西安: 西北大学, 2016.
CHEN Zhanjun. Research on differences of reservoir forming factors and reservoir controlling factors in He8 and Shan1 Formation, Sulige gas field [D]. Xi'an: Northwest University, 2016.
- [9] DENG Jian, LIU Mingjie, JI Yongcheng, et al. Controlling factors of tight sandstone gas accumulation and enrichment in the slope zone of foreland basins: The Upper Triassic Xujiahe Formation in Western Sichuan Foreland Basin, China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 214: 110474.
- [10] 曹茜, 樊太亮, 曹勇, 等. 致密砂岩储集空间特征及其对含气性的影响——以塔里木盆地库车坳陷克深井区巴什基奇克组为例[J]. 东北石油大学学报, 2019, 43(2): 49-58, 124, 8.
CAO Qian, FAN Tailiang, CAO Yong, et al. Tight sandstone reservoir space characteristics and its effect on gas content: A case study of Bashijiqike Formation in Keshen area of Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019, 43(2): 49-58, 124, 8.
- [11] QIN Shuo, WANG Ren, SHI Wanzhong, et al. Diverse effects of intragranular fractures on reservoir properties, diagenesis, and gas migration: Insight from Permian tight sandstone in the Hangjinqi area, North Ordos Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 137: 105526.
- [12] 齐荣, 李良, 秦雪霏. 鄂尔多斯盆地北缘近源砂砾质辫状河砂体构型与含气性[J]. 石油实验地质, 2019, 41(5): 682-690.
QI Rong, LI Liang, QIN Xuefei. Sand body configuration and gas-bearing properties of near source sand-gravel braided river on the northern margin of Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(5): 682-690.
- [13] 徐思阳, 刘岩, 李可赛. 致密砂岩气藏地层水对含气性响应机理分析——以鄂尔多斯盆地杭锦旗地区下石盒子组气藏为例[J]. 天然气勘探与开发, 2022, 45(2): 81-91.
XU Siyang, LIU Yan, LI Kesai. Mechanism of formation-water property responding to gas saturation in tight sandstone gas reservoirs: Examples from Lower Shihezi gas reservoirs, Hangjinqi area, Ordos Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2022, 45(2): 81-91.
- [14] 孟元林, 胡安文, 乔德武, 等. 松辽盆地徐家围子断陷深层区域成岩规律和成岩作用对致密储层含气性的控制[J]. 地质学报, 2012, 86(2): 325-334.
MENG Yuanlin, HU Anwen, QIAO Dewu, et al. Regional diagenetic law and control of diagenesis over gas-bearing capacity of tight reservoirs in deep Xujiaweizi fault depression, Songliao Baion [J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 325-334.
- [15] NAGTEGAL P J C. Relationship of facies and reservoir quality in Rotliegendes desert sandstones, southern North Sea region [J]. Journal of Petroleum Geology, 1979, 2(2): 145-158.

- [16] 何海清, 晋慧娟. 准噶尔盆地陆1井砂岩成岩作用及其对储层的影响[J]. 沉积学报, 1991, 9(4): 69-77.
HE Haiqing, JIN Huijuan. Diagenesis of sandstone and its influence on reservoir property, Well Lu-1 of Luliang uplift, Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1991, 9(4): 69-77.
- [17] 钟广法, 邬宁芬. 成岩岩相分析及其在泌阳凹陷核三下亚段砂岩储层中的初步应用[J]. 江汉石油学院学报, 1995, 17(1): 37-40.
ZHONG Guangfa, WU Ningfen. Diagenetic lithofacies analysis and its application in sandstone reservoirs of Biyang Depression [J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 1995, 17(1): 37-40.
- [18] 岳亮, 孟庆强, 刘自亮, 等. 致密砂岩储层物性及非均质性特征——以四川盆地中部广安地区上三叠统须家河组六段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 597-609.
YUE Liang, MENG Qingqiang, LIU Ziliang, et al. Physical property and heterogeneity of tight sandstone reservoirs: A case of the Upper Triassic 6th member of Xujiahe Formation, Guang'an, central Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 597-609.
- [19] 袁红旗, 邓馨雨, 杜会尧, 等. 柳江盆地二叠系山西组露头致密砂岩储层非均质性表征方法[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 468-479.
YUAN Hongqi, DENG Xinyu, DU Huiyao, et al. Characterizing the heterogeneity of tight sandstone in outcropped Permian Shanxi Formation, Liujiang Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 468-479.
- [20] 罗晓容, 杨海军, 王震亮, 等. 深层—超深层碎屑岩储层非均质性特征与油气成藏模式[J]. 地质学报, 2023, 97(9): 2802-2819.
LUO Xiaorong, YANG Haijun, WANG Zhenliang, et al. Heterogeneity characteristics of clastic reservoirs and hydrocarbon accumulation mode in deep-ultradeep basins [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(9): 2802-2819.
- [21] LIU Yifeng, HU Wenxuan, CAO Jian, et al. Diagenetic constraints on the heterogeneity of tight sandstone reservoirs: A case study on the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Sichuan Basin, southwest China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 650-669.
- [22] 李进步, 王继平, 王龙, 等. 古地貌恢复及其对三角洲前缘沉积砂体的控制作用——以鄂尔多斯盆地庆阳气田二叠系山西组1³亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1136-1145, 1158.
LI Jinbu, WANG Jiping, WANG Long, et al. Paleogeomorphologic restoration and its controlling effect on deposition of delta-front sand bodies: A case study of Shan 1³ sub-member of the Permian Shanxi Formation, Qingyang Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1136-1145, 1158.
- [23] 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7页岩油储层天然裂缝发育特征与控制因素[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2589-2600.
DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Development characteristics and controlling factors of natural fractures in Chang 7 shale oil reservoir, Longdong area, Ordos Basin [J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2589-2600.
- [24] 何发岐, 张宇, 王付斌, 等. 鄂尔多斯盆地中国石化“十三五”油气勘探进展与新领域[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5): 1-12.
HE Faqi, ZHANG Yu, WANG Fubin, et al. Petroleum exploration progress and new field of Sinopec in Ordos Basin during the 13th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5): 1-12.
- [25] 段志强, 夏辉, 王龙, 等. 鄂尔多斯盆地庆阳气田山1段储集层特征及控制因素[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(3): 285-293.
DUAN Zhiqiang, XIA Hui, WANG Long, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of Shan 1 member in Qingyang Gas Field, Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(3): 285-293.
- [26] 付金华, 魏新善, 罗顺社, 等. 庆阳深层煤成气大气田发现与地质认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1047-1061.
FU Jinhua, WEI Xinshan, LUO Shunshu, et al. Discovery and geological knowledge of the large deep coal-formed Qingyang Gas Field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1047-1061.
- [27] 夏辉, 王龙, 张道锋, 等. 鄂尔多斯盆地庆阳气田二叠系山西组1段层序结构与沉积演化及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1397-1412, 1488.
XIA Hui, WANG Long, ZHANG Daofeng, et al. Sequence architecture, sedimentary evolution and controlling factors of the Permian Shan-1 Member, Qingyang Gas Field, southwestern Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1397-1412, 1488.
- [28] FOLK R L. Petrology of sedimentary rocks [M]. Austin: Hemphill Publishing Company, 1968.
- [29] 中国石油天然气总公司. 油气储层评价方法: SY/T 6285-1997 [S]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 16.
China National Petroleum Corporation. Evaluating methods of oil and gas reservoirs: SY/T 6285-1997 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 16.
- [30] 曹江骏, 陈朝兵, 罗静兰, 等. 自生黏土矿物对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部合水地区长6油层组为例[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(6): 36-49.
CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, LUO Jinglan, et al. Impact of authigenic clay minerals on micro-heterogeneity of deep water tight sandstone reservoirs: A case study of Triassic Chang 6 oil reservoir in Heshui area, southwestern Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(6): 36-49.
- [31] 田建锋, 喻建, 张志国. 砂岩中碱性溶蚀研究进展[J]. 地质科技通报, 2022, 41(5): 83-93, 100.
TIAN Jianfeng, YU Jian, ZHANG Zhiguo. Advance in alkaline dissolution of sandstone [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(5): 83-93, 100.

- [32] 兰叶芳, 黄思静, 吕杰. 储层砂岩中自生绿泥石对孔隙结构的影响——来自鄂尔多斯盆地上三叠统延长组的研究结果[J]. 地质通报, 2011, 30(1): 134-140.
LAN Yefang, HUANG Sijing, LYU Jie. Influences of authigenic chlorite on pore structure in sandstone reservoir: A case study from Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, China [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(1): 134-140.
- [33] 曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 等. 成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 1031-1046.
CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, CHENG Huanghui, et al. Effect of diagenesis on microheterogeneity of deepwater tight sandstone reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(4): 1031-1046.
- [34] 刘金库, 邓明杰, 张泽, 等. 歧北斜坡沙二段储层碱性环境成岩演化及其对储集性能的影响[J]. 特种油气藏, 2023, 30(3): 38-46.
LIU Jinku, DENG Mingjie, ZHANG Ze, et al. Influence of alkaline environment diagenetic evolution on reservoir performance in the second member of Shahejie Formation of Qibei slope [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(3): 38-46.
- [35] 南凡驰, 吴少波, 陈朝兵, 等. 合水地区长8段储层碳酸盐胶结物对储层微观特征的影响[J]. 东北石油大学学报, 2021, 45(2): 41-52.
NAN Fanchi, WU Shaobo, CHEN Chaobing, et al. Effect of carbonate cements of Chang 8 reservoir section on microscopic characteristics of Heshui area [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021, 45(2): 41-52.
- [36] 李军亮, 王鑫, 王伟庆, 等. 致密砂岩砂-泥结构发育特征及其对储集空间的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷古近系沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1173-1187.
LI Junliang, WANG Xin, WANG Weiqing, et al. Influence of sand-mud assemblages in tight sandstones on reservoir storage spaces: A case study of the lower submember of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation in the Linnan sub-sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1173-1187.
- [37] LIU Zhen, LI Sheng, ZHANG Jie, et al. Quantitative study of diagenesis and dissolution porosity in conglomerate reservoirs [J]. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2023, 58(6): 1035-1045.
- [38] 中华人民共和国国家经济贸易委员会. 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477-2003[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 2-4.
State Economic and Trade Commission of the PRC. The division of diagenetic stages in clastic rocks: SY/T 5477-2003[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 2-4.
- [39] 宋子齐, 于小龙, 丁健, 等. 利用灰色理论综合评价成岩储集相的方法[J]. 特种油气藏, 2007, 14(1): 26-29.
SONG Ziqi, YU Xiaolong, DING Jian, et al. Comprehensive evaluation of diagenetic reservoir facies by gray theory [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(1): 26-29.
- [40] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [41] 单祥, 郭华军, 郭旭光, 等. 低渗透储层孔隙结构影响因素及其定量评价——以准噶尔盆地金龙2地区二叠系上乌尔禾组二段为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(3): 637-649.
SHAN Xiang, GUO Huajun, GUO Xuguang, et al. Influencing factors and quantitative assessment of pore structure in low permeability reservoir: A case study of 2nd member of Permian Upper Urho Formation in Jinlong 2 area, Junggar Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2019, 49(3): 637-649.
- [42] 刘佳庚, 王艳忠, 操应长, 等. 渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带深层-超深层碎屑岩优质储层控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1203-1217.
LIU Jiageng, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Factors controlling the development of deep and ultra-deep coarse-grained siliciclastic reservoirs with high quality in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1203-1217.
- [43] 曹江骏, 罗静兰, 马迪娜·马吾提汗, 等. 微观非均质性对砂砾岩储层致密化的影响机理: 以准噶尔盆地东道海子凹陷DN8井区上二叠统梧桐沟组为例[J]. 地球科学, 2021, 46(10): 3435-3452.
CAO Jiangjun, LUO Jinglan, MAWUTIHAN MADina, et al. Influence mechanism of micro-heterogeneity on conglomerate reservoir densification: A case study of Upper Permian Wutonggou Formation in DN8 area of Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin [J]. Earth Science, 2021, 46(10): 3435-3452.

(编辑 董奕含 张玉银)