

岩相约束下的深层致密砂岩气藏储层演化特征

林建力¹,张宪国^{1,2},林承焰^{1,2},段冬平³,黄鑫³,孙小龙¹,董春梅^{1,2}[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东 青岛 266580; 2. 山东省油藏地质重点实验室,山东 青岛 266580;
3. 中海石油(中国)有限公司上海分公司勘探开发研究院,上海 200335]

摘要:东海盆地深层致密气藏沉积和成岩演化复杂,不同岩相储层的成岩演化是揭示沉积-成岩耦合及认识致密储层甜点成因的关键,也是甜点预测的基础。本研究将岩心观察、铸体薄片、扫描电镜、粒度分析和X-衍射等资料相结合,选取东海西湖凹陷中央反转构造带深层花港组典型致密气藏,研究不同岩相储层的成岩演化。通过开展岩石学特征研究,划分主要岩相类型,结合埋藏史分析成岩演化序列,分析不同岩相砂岩成岩差异及成岩演化过程,建立不同岩相的成岩演化模式,揭示沉积对成岩的控制作用。结果表明,研究区花港组储层以水下分流河道沉积为主体,主要发育块状层理中-粗砂岩、砾质砂岩、平行层理中-细砂岩和泥砾质砂岩四种岩相类型。块状层理中-粗砂岩和砾质砂岩刚性石英含量较高,粘土含量较低,胶结物类型以薄层绿泥石和硅质胶结为主;前者经历的成岩作用较为完整,埋藏后期仍然发育有一定的原生孔隙和次生溶孔,容易形成较好储层;但后者常常因为分选性较差,最终易形成压实紧密,硅质胶结强烈的致密储层。平行层理中-细砂岩刚性石英含量较低,粘土含量较高,胶结物类型以厚层绿泥石、伊/蒙混层和伊利石相伴生为主;由于沉积分异作用,碎屑颗粒常呈层状定向排列,埋藏后期细粒层部分压实致密,粗粒层部分保留有块状层理砂岩性质,发育局部孔隙带,形成次一级储层;泥砾质砂岩塑性泥岩撕裂屑含量较高,同时混杂有大量泥质杂基,在埋藏早期就已经压实致密,各类孔隙均不发育,基本为非储层。

关键词:甜点预测;岩相;成岩作用;成岩演化;致密储层;致密砂岩气藏;花港组;西湖凹陷;东海盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Diagenetic evolution characteristics constrained by lithofacies in deep tight sand gas reservoir

Lin Jianli¹, Zhang Xianguo^{1,2}, Lin Chengyan^{1,2}, Duan Dongping³, Huang Xin³, Sun Xiaolong¹, Dong Chunmei^{1,2}

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. Key Laboratory of Reservoir Geology, Qingdao, Shandong 266580, China;

3. Research Institute of Exploration and Development of Shanghai Branch Company Ltd., CNOOC, Shanghai 200335, China]

Abstract: The sedimentary and diagenetic evolution of the deep tight gas reservoir in the East China Sea Basin is complex. The diagenetic evolution of different lithofacies reservoirs is key to revealing the sedimentary-diagenetic coupling, to understand the genetic mechanism of “sweet spot” in tight reservoirs, and also to lay a sound foundation for “sweet spot” prediction. A case study of the typical tight gas reservoir in the Huagang Formation located in the deep central structural inversion belt of the Xihu Depression, East China Sea Basin, reveals the diagenetic evolution of various lithofacies reservoirs through core observation, SEM, casting thin section, granularity and X-ray diffraction analyses. The control of deposition on diagenesis is revealed by our diagenetic evolution models for different lithofacies reservoirs, which are based on petrological characterization, classification of main lithofacies types, and analysis of diagenetic evolution sequence and burial-thermal evolution history. The results show that the sediments in underwater distributary channels constituting the main body of the Huagang Formation reservoirs in the braided-river delta front, have mainly developed four lithofacies types, namely massive medium-to-coarse grained sandstones, gravel sandstones, medium-to-fine grained sandstones with

收稿日期:2017-12-13;修订日期:2019-01-14。

第一作者简介:林建力(1992—),博士研究生,储层地质学。E-mail:real_lin@163.com。

通讯作者简介:张宪国(1982—),博士、副教授,储层地质学。E-mail:dzs1982@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05027-004);国家自然科学基金项目(41672129&41602135)。

parallel bedding and muddy gravel sandstones. The massive medium-to-fine grained and gravel sandstones is high in rigid quartz content, but low in clay content, with dominant thin chlorite and siliceous cements. However, the best reservoir quality is observed in massive medium-to-coarse grained sandstones due to their relatively complete diagenetic process and growth of primary and secondary solution pores at the later buried stage. In contrast, the gravel sandstones are prone to generate tight reservoirs characterized by greater compaction and intense siliceous cementation due to their poor sorting. In addition, the medium-to-fine grained sandstones with parallel beddings, mainly associated with thick chlorite, I/S mixed layer and illite, feature low content of rigid quartz but high clay content. Clastic particles tend to arrange directionally in lamina due to sedimentary differentiation; the fine-grained laminae favor stronger compaction at later stage of diagenesis that helps the preservation of local primary porosity in the coarse-grained part, generating reservoir pockets. Muddy gravel sandstones contain lots of pelinite clasts as well as argillaceous matrix, and they have undergone stronger compaction at the eogenetic stage, resulting in destruction of porosity and reservoir quality.

Key words: sweet spot prediction, lithofacies, diagenesis, diagenetic evolution, tight reservoir, tight sand gas reservoir, Huangang Formation, Xihu sag, East China Sea Basin

随着近年来油气勘探的不断深入,东海西湖凹陷中央反转带中北部深层天然气显示出巨大潜力^[1-3],成为东海盆地油气勘探开发的一个重点领域,但是钻井显示该区域发育深层强非均质性致密气藏,“甜点”的认识成为制约气藏开发的关键所在。近年来,国内外学者的大量研究分析了沉积和成岩作用在深层致密储层“甜点”发育中的影响^[4-10],但是在不同地区储层中,沉积和成岩影响下的不同储层孔隙演化存在差异性^[11-21]。就东海盆地西湖凹陷深层致密气藏而言,前人主要从储层特征与成岩作用类型、成岩环境演变与孔隙演化以及致密化机理与烃类充注等方面进行较大范围尺度的研究^[22-27],而不同沉积-成岩耦合下,储层的成岩演化及其对孔隙发育的影响尚未有详细的研究报道。本文以东海盆地西湖凹陷北部N气田典型深层致密气藏为例,探究主力沉积砂体中不同岩相类型储层的成岩演化,为认识储层的致密化及“甜点”成因提供依据。

1 地质背景

西湖凹陷位于东海陆架盆地东北部,呈狭条状分布(图1),面积约为 $5.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。其构造上先后经历了裂陷期、拗陷期和区域沉降期3个演化阶段。地层整体埋深较大,由于遭受多期构造运动,总体呈现出“两洼夹一隆”且具有“东西分带,南北分块”特征的构造格局^[28-29]。由西向东可划分为西部斜坡带、西部次凹、中央反转构造带、东部次凹和东部断阶带5个次级构造单元^[1](图1)。自下而上依次发育古新统(E_1)、始新统平湖组(E_{2p})、渐新统花港组(E_3h)、中新统龙井组(N_1l)、玉泉组(N_1y)、柳浪组(N_1ll)、上新统三潭组(N_2s)和第四系东海群(Qd)^[30](图1)。西湖凹陷

始新统至中新统发育海相和陆相两种沉积环境,海相沉积环境主要发育海湾三角洲相、海湾潮坪相和海湾浅海相;陆相沉积环境又可进一步划分为辫状河流相、湖泊辫状三角洲相和湖泊相^[2]。其中花港组是主要的储集层,主力源岩为下伏平湖组煤系烃源岩,中央反转构造带始新统平湖组烃源岩于中新世进入大规模生烃期,排烃高峰期在中新世中期^[31]。目前中央构造带中部N地区花港组已发现3套砂岩气藏储层,主要发育辫状河三角洲前缘沉积,砂体厚度大,分布连续稳定,厚度均达100多米,总气藏厚度超过400 m,具备了良好的开发前景,但整体埋藏较深(深度范围3 400~4 400 m),非均质性强,属于深层低渗-致密型储层。

2 岩相类型及特征

2.1 岩相分类及其岩石学特征

结合研究区沉积特征来看,西湖凹陷中央构造带N地区花上段下部主要发育辫状河三角洲前缘亚相,主要沉积微相类型为水下分流河道、水下分流间湾和河口坝^[27]。由于河道频繁的改道,河口坝和水下分流间湾遭受不同程度的冲刷改造和破坏,能保留下来的砂体相对较少,因而水下分流河道沉积构成了厚层砂岩储层的主体。针对这一特点,利用取心井岩心观察描述以及铸体薄片、粒度分析和X-衍射等测试分析资料,按照粒度、成分和沉积构造特征,将研究区水下分流河道砂岩分为以下主要的4类:块状层理中-粗砂岩、砾质砂岩、平行层理中-细砂岩和泥砾质砂岩(图2)。研究区水下分流河道厚层叠置砂体中以块状层理中-粗砂岩和平行层理中-细砂岩为主,其次为砾质砂岩和泥砾质砂岩。

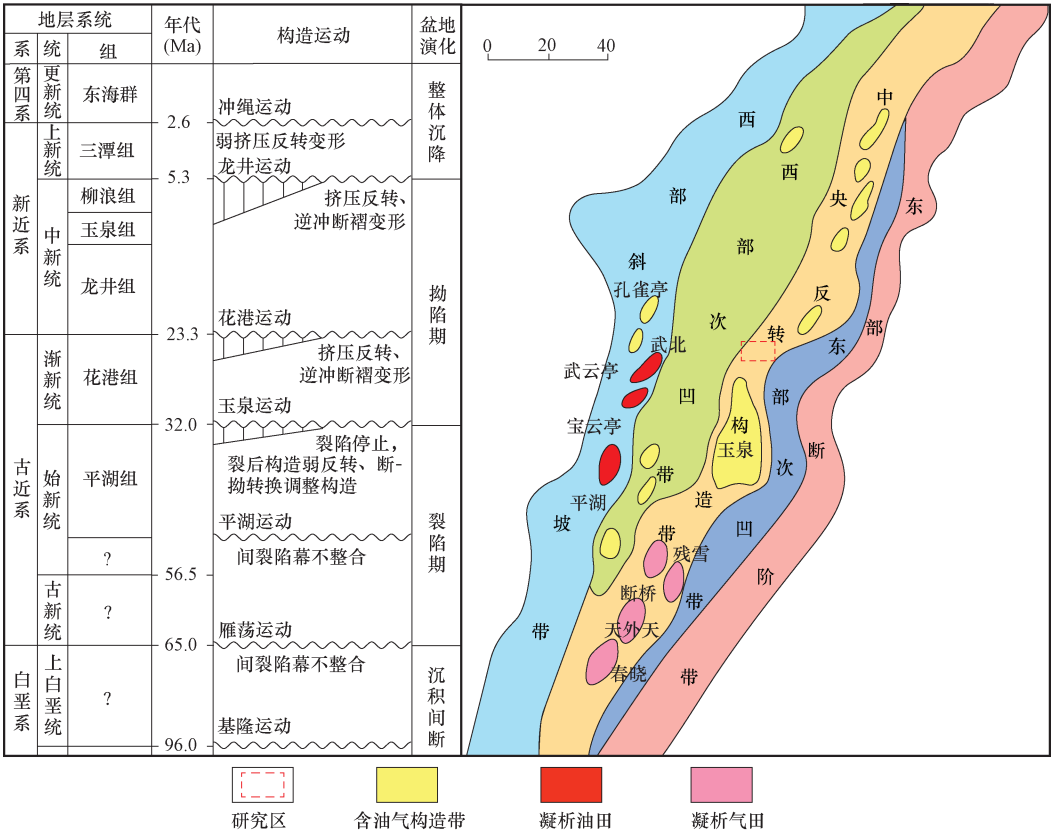


图 1 西湖凹陷地层概况、构造演化与构造单元划分(据参考文献[27]修改)

Fig. 1 Stratum overview, tectonic evolution and tectonic unit division of the Xihu sag(modified after reference[27])

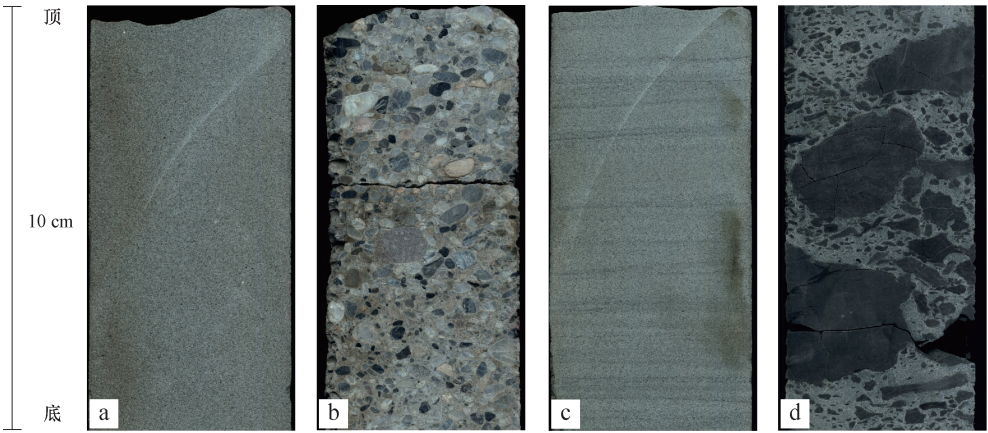


图 2 西湖凹陷水下分流河道砂岩主要岩相类型

Fig. 2 The main lithofacies types of sandstones in underwater distributary channels of the Xihu sag

a. 块状层理中-粗砂岩, N4 井, 埋深 3 507.3 m; b. 砾质砂岩, N4 井, 埋深 3 913.1 m; c. 平行层理中-细砂岩, N4 井, 埋深 3 918.5 m; d. 泥砾质砂岩, N2 井, 埋深 3 890.1 m

研究区花上段储层以岩屑长石砂岩和长石或岩屑质石英砂岩为主(图 3)。砂岩骨架颗粒百分含量总体特点为石英相对较高(60%~90%),长石(5%~25%)和岩屑相对较低(4%~20%)。其中,斜长石含量稍大于钾长石,岩屑多以刚性变质石英岩为主,次为燧石和中酸性火山岩岩屑,可见少量白云母和沉积岩岩屑。填隙物中杂基和胶结物百分含量都相对较低,

杂基含量平均小于 5%,主要为粘土杂基;胶结物含量大都在 3%~6%,主要发育方解石、硅质、绿泥石、伊利石和少量高岭石胶结。总体上砂岩成分成熟度较高,颗粒为次圆状和棱角状,分选性中等-好,碎屑颗粒多以线、凹凸接触为主,整体压实压溶程度较强。不同岩相砂岩岩石组分上存在着差异性(表 1),其中块状层理中-粗砂岩、砾质砂岩石英含量大都在 70%以

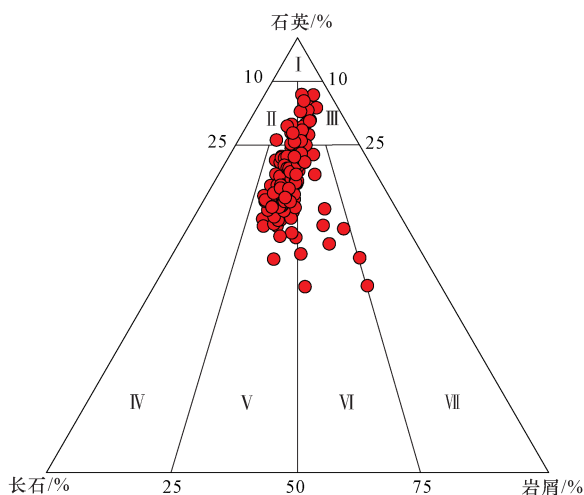


图3 西湖凹陷水下分流河道砂岩岩性三角图

Fig. 3 The ternary diagram showing the sandstone lithologies in underwater distributary channels of the Xihu sag

I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩;
V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

上,最高可达89%,除了少部分夹杂大量杂基的砾质砂岩,粘土含量大都小于5%;平行层理中-细砂岩石英含量多在60%~70%,粘土含量多在5%~15%;泥砾质砂岩石英含量多在50%~70%,粘土含量多在20%~25%。砾质砂岩中砾石成分以变质石英岩为主,次为中酸性火山岩,燧石等,砾石粒度以0.5~1 cm为主,颗粒堆积紧密,分选较差;泥砾质砂岩中砾石多为混乱排列状泥质撕裂屑,大小不一。

2.2 不同岩相的储层特征

2.2.1 不同岩相的储层物性特征

块状层理中-粗砂岩为研究区物性较好的储层类型(图4),孔隙度(Φ)最大值为16.2%,平均值为9.28%,主要介于6%~15%,渗透率(K)最大值为 $435 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $7.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要介于 $0.2 \times 10^{-3} \sim 50.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。平行层理中-细砂岩为研究区次一级的储层类型(图4),孔隙度最大值为14.9%,平均值为8.49%,主要介于3%~14%,渗透率

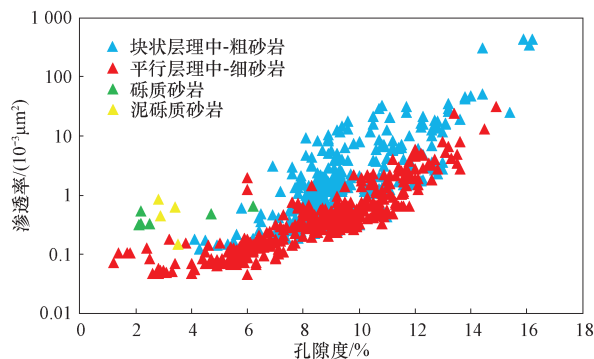


图4 西湖凹陷不同岩相砂岩孔隙度与渗透率关系

Fig. 4 Relationship between porosity and permeability of sandstones of different lithofacies in the Xihu sag

最大值为 $31.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.94 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要介于 $0.05 \times 10^{-3} \sim 8.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砾质砂岩和泥砾质砂岩由于粒度较粗且含大量砾石,在取样测试过程中易造成样品缺损或产生人工裂缝,因而可靠数据样品数量较少,其孔隙度大都小于5%,渗透率均小于 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。块状层理中-粗砂岩与平行层理中-细砂岩孔隙度相差较小,但是渗透率却相差较大,显然二者微观孔隙结构特征的差异很大程度上决定了物性优劣;砾质砂岩和泥砾质砂岩整体孔隙度较小,整体物性相对较差。

2.2.2 不同岩相的孔隙类型

铸体薄片和扫描电镜微观照片显示,块状层理中-粗砂岩主要发育均匀分布的残余粒间孔和次生溶孔,整体连通性较好;平行层理中-细砂岩主要发育局部集中的残余粒间孔和次生溶孔,局部压实紧密,孔隙集中发育处连通性较好;砾质砂岩和泥砾质砂岩微观照片上仅能观察到少量肉眼可见孔隙,整体压实紧密,主要发育微孔隙。研究区残余粒间孔是经历了压实压溶、绿泥石衬里胶结、石英加大和溶蚀等成岩作用之后所残留下来的,次生溶孔中粒间溶孔和铸模孔所占比例大,主要为长石和火山岩屑的溶蚀所致,少量为火山凝灰质和硅质碎屑颗粒或胶结物溶蚀而成。

表1 西湖凹陷不同岩相砂岩全岩和粘土矿物X-衍射分析平均值

Table 1 The average values of X-diffraction analysis of the whole rock and clay minerals in sandstones of different lithofacies in the Xihu sag

岩相类型	矿物含量/%					粘土含量/%					样品个数
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	粘土总量	伊/蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石	
块状层理中-粗砂岩	75.97	8.02	10.54	0.54	0.83	4.1	25.98	25.29	4.99	43.74	45
砾质砂岩	78.23	7.25	10.3	0.26	0.56	3.4	23.73	19.26	4.38	52.63	7
平行层理中-细砂岩	66.55	9.62	13.96	0.6	1.01	8.59	27.18	32.49	4.19	36.14	30
泥砾质砂岩	65.75	4.9	6.05	0.3	0.5	22.5	35.46	34.25	4.54	25.75	5

2.2.3 不同岩相的孔隙结构特征

由于砾质砂岩和泥砾质砂岩孔隙度小,肉眼可见孔隙不发育,微孔隙为其主要储集空间类型,整体相对致密,因而没有针对其孔隙结构研究进行额外的分析测试实验。研究区主要选取同一单井上相似深度,相同岩性的块状层理砂岩和平行层理砂岩进行恒速压汞和核磁共振实验分析。

恒速压汞分析显示(图5),块状层理砂岩进汞饱和度相对较大(最终进汞饱和度 $S_f = 73.73\%$,总孔隙进汞饱和度 $S_b = 44.06\%$,总喉道进汞饱和度 $S_l = 29.67\%$),排驱压力为 0.165 MPa ,饱和度中值压力为 0.876 MPa ,孔隙半径分布较集中,主要介于 $120 \sim 140\text{ }\mu\text{m}$,平均值为 $128.90\text{ }\mu\text{m}$,喉道半径分布较分散,主要介于 $0.8 \sim 4\text{ }\mu\text{m}$,平均值为 $2.571\text{ }\mu\text{m}$,发育一定数量的粗喉道,孔喉比分布整体偏左,介于 $40 \sim 80$;核磁共振分析显示(图6a), T_2 谱呈双峰分布,弛豫时间较大的峰高,呈近单峰右边分布,束缚水饱和度相对较低(29.51%), T_2 截止值相对较大(8.03 ms),所对应

的孔隙结构相对较好。

平行层理砂岩进汞饱和度中等(最终进汞饱和度 $S_f = 64.56\%$,总孔隙进汞饱和度 $S_b = 39.98\%$,总喉道进汞饱和度 $S_l = 24.58\%$)(图5),排驱压力为 0.415 MPa ,饱和度中值压力 1.995 MPa ,孔隙半径分布较集中,主要介于 $120 \sim 140\text{ }\mu\text{m}$,平均值为 $127.21\text{ }\mu\text{m}$,喉道半径分布也较集中,主要介于 $0.4 \sim 1.2\text{ }\mu\text{m}$,平均值为 $1.059\text{ }\mu\text{m}$,主要发育细喉道,孔喉比分布集中在中间,介于 $100 \sim 180$;核磁共振分析显示(图6b), T_2 谱呈双峰分布,两峰幅度中等且相差较小,束缚水饱和度相对较高(40.71%), T_2 截止值相对较大(9.64 ms),所对应的孔隙结构相对中等。

3 不同岩相的成岩作用特征

研究区花港组整体为低渗-致密储层,其中导致储层孔隙度损失最大的是压实作用,原生孔隙保存多少是决定储层质量的关键因素;其次是碳酸盐胶结和硅质胶结作用,进一步加快了储层致密化进程;而溶蚀

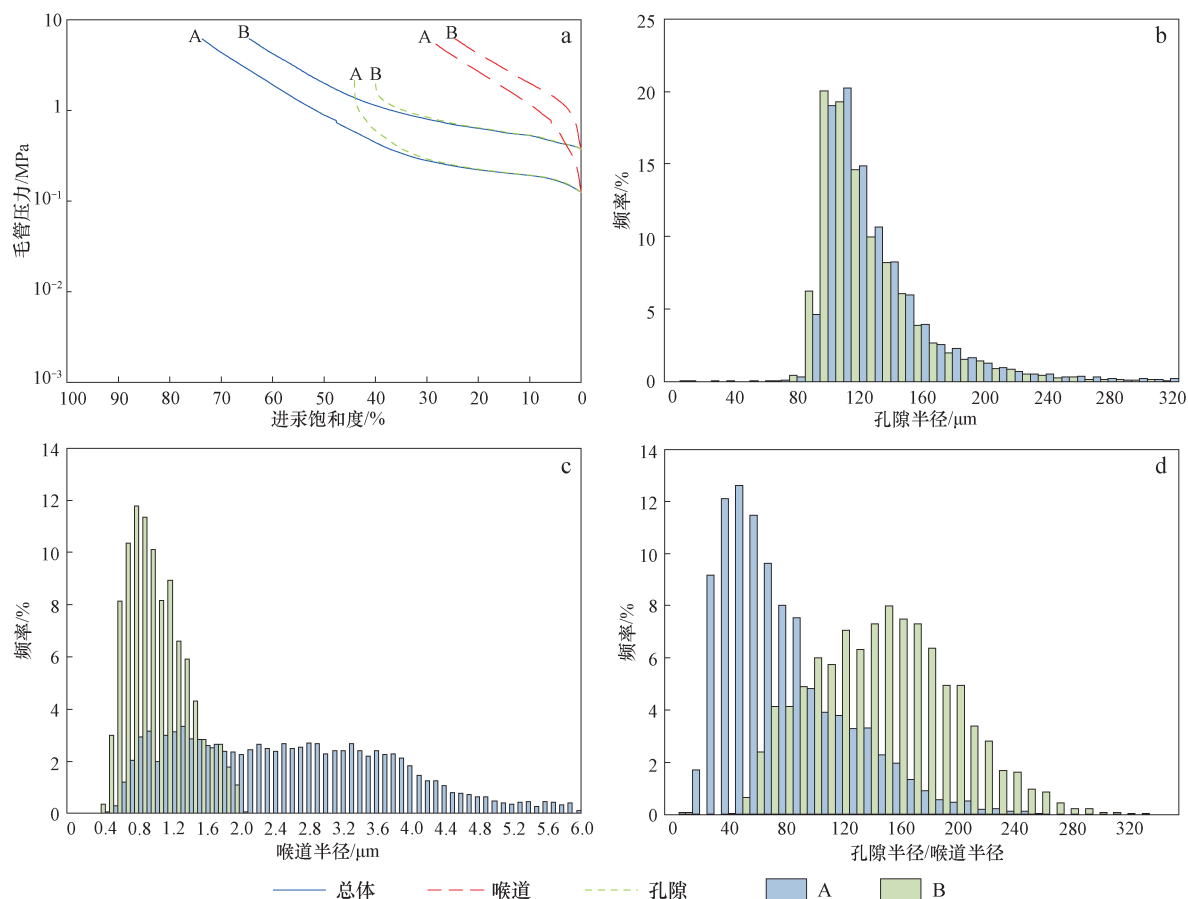


图5 西湖凹陷不同岩相类型砂岩恒速压汞曲线和参数特征

Fig. 5 Rate-controlled porosimetry curves and parameter characteristics of sandstones of different lithofacies in the Xihu sag

A. 块状层理,细砂中砂岩,N4井,埋深3506.7 m, $\Phi = 11.10\%$, $K = 4.98 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$;B. 平行层理,细砂中砂岩,N4井,埋深3511.2 m, $\Phi = 9.60\%$, $K = 0.97 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$

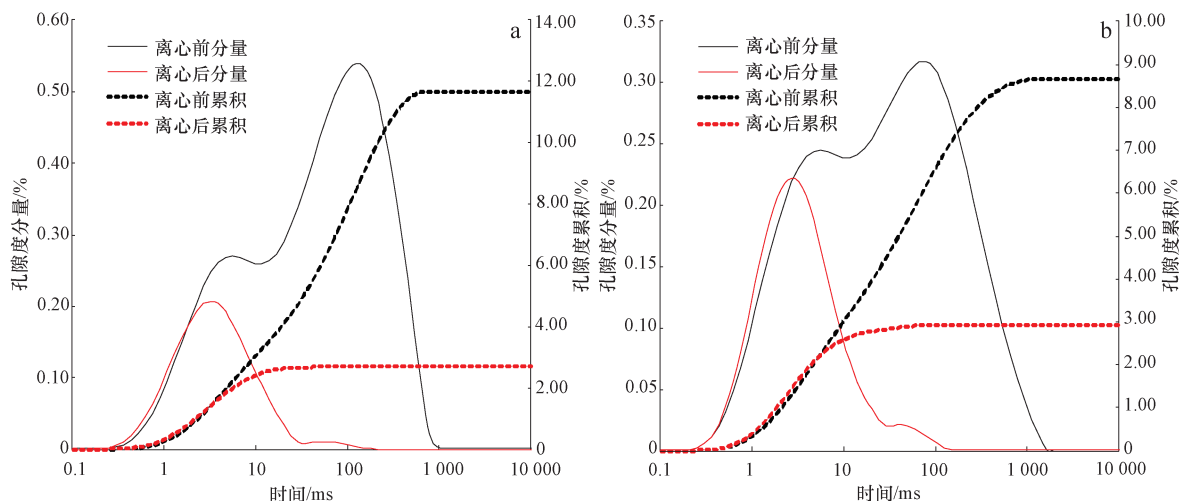


图6 西湖凹陷不同岩相类型砂岩核磁共振特征

Fig. 6 Characteristics of NMR T2 spectra in sandstones of different lithofacies in the Xihu sag

a. 块状层理,细砂中砂岩,N4井,埋深3 915.8 m, $\Phi=11.70\%$, $K=9.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; b. 平行层理,细砂中砂岩,N4井,埋深3 911.6 m, $\Phi=8.70\%$, $K=0.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

作用在一定程度上改善了储层物性;自生粘土矿物以绿泥石胶结、伊/蒙混层和伊利石胶结为主,在储层强压实的情况下,占据孔喉空间,对储层渗透率造成较大的影响。

3.1 压实作用

高石英含量砂岩虽然能够在一定程度上抑制压实作用,但结合研究区埋藏史研究可知^[27,32],中央反转构造带花上段地层在中新统玉泉组沉积时就已达到最大埋深^[27],压实程度相对较高。总体来看,石英、长石及石英质岩屑颗粒之间多呈线-压嵌式接触,压溶现象显著(图7a),同时可见少量刚性颗粒破裂。其中,块状层理中-粗砂岩和砾质砂岩石英含量最高,前者由于具有较好的分选性而有效地抑制了压实,保留了一定数量均匀分布的原生孔隙,而后者碎屑颗粒大小不一,分选较差,在经历深埋之后往往呈现硅质胶结强烈,压实紧密堆积状态(图7b)。平行层理中-细砂岩由于沉积分异的作用,不同粒度碎屑颗粒呈层状定向排列堆积,镜下可见较强的压实差异,导致孔隙常呈局部条带富集状(图7c),仅有局部少量原生孔隙得以保存。泥砾质砂岩中塑性泥岩撕裂屑含量较高,同时还混杂着大量泥质杂基,往往在埋藏早期就已经发生强烈变形和破碎,使其大部分孔隙早已丧失殆尽(图7d)。

3.2 胶结作用

3.2.1 硅质胶结

研究区硅质胶结十分普遍,最常见的形式是以规

则完整加大边状和不定形状围绕碎屑颗粒发育,或以一定数量的自生石英微晶形式沉淀在原生孔隙或次生孔隙中(图7e),镜下可观察到强烈的压溶作用和硅质胶结使石英颗粒成团块状集合体分布(图7f)。块状层理中-粗砂岩和砾质砂岩由于粒度较粗,刚性石英含量较高,埋藏压实过程中得以保留有足够的晶体生长空间,而显著的压溶作用和酸性流体的充分溶蚀又提供了充足的硅质来源,容易形成宽度较大,形状规则完整的石英加大边(图7g);同时这些早期发育,均匀分布的硅质胶结也在一定程度抑制了进一步的压实作用。平行层理中-细砂岩粒度较细,刚性石英含量低,抗压实能力较弱,硅质来源与晶体生长空间受限,因而发育的硅质胶结往往是少量不定形状的且主要分布在局部孔隙带中;泥砾质砂岩塑性泥砾含量高,在埋藏早期压实致密的情况下仅发育少量硅质胶结。

3.2.2 碳酸盐胶结作用

研究区主要发育方解石和含铁方解石胶结,其他碳酸盐胶结少量发育。方解石胶结主要存在两期,相对早期方解石呈基底式胶结,阴极发光显示橙黄色(图7h),含铁较低;相对晚期含铁方解石呈分散粒状或局部连晶状占据原生粒间孔和次生溶孔(图7h),阴极发光显示为暗红色,同时可观察到方解石交代其他碎屑颗粒(图7i)。从分布范围来看,高含量碳酸盐胶结多发育在岩性界面物性较好区域,形成薄层钙质砂岩层,尤其是砂泥界面最为明显^[33]。总体而言,研究区碳酸盐胶结范围比较局限,对储层主体质量影响较小。

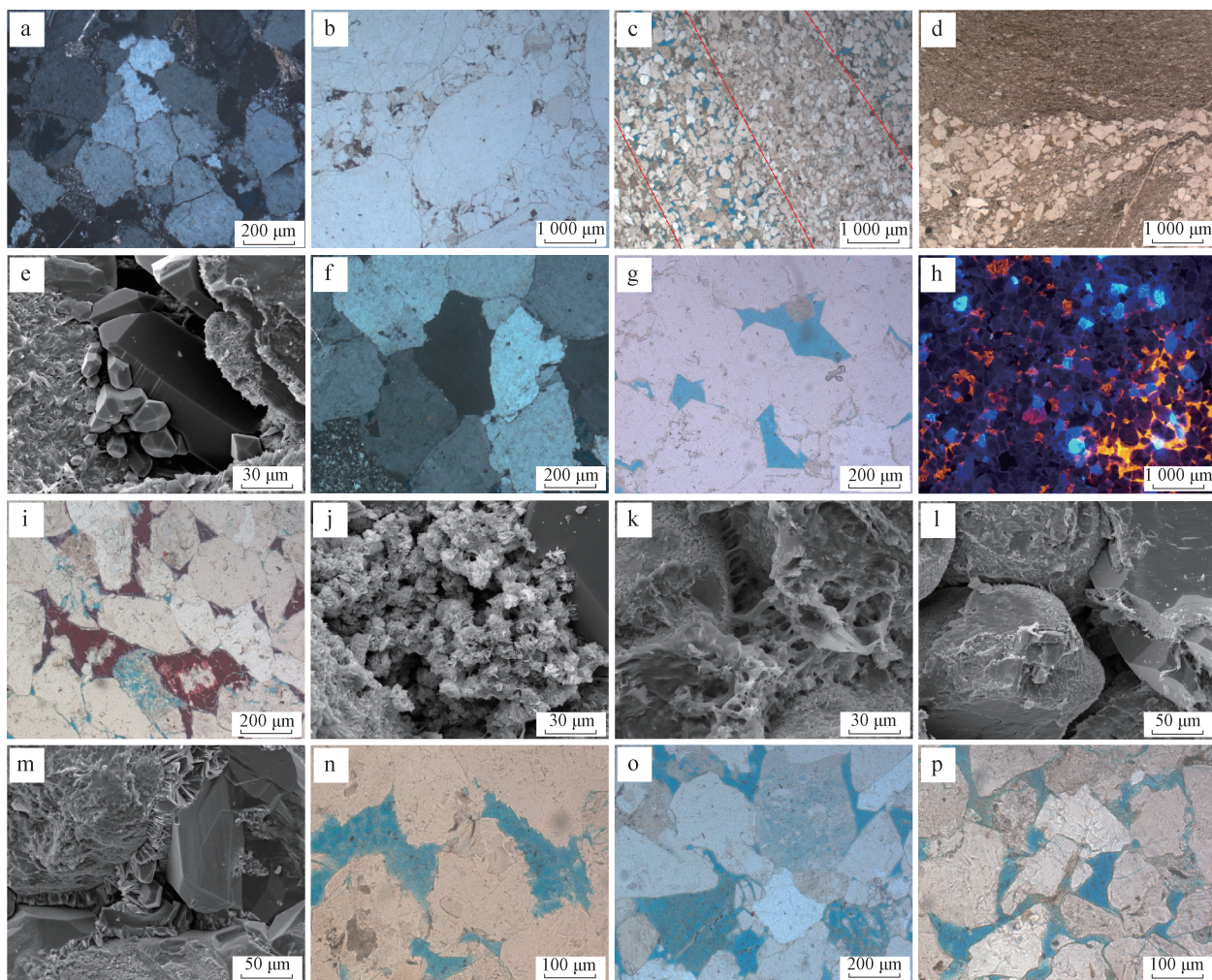


图7 西湖凹陷花港组储层成岩作用特征

Fig. 7 Diagenetic characteristics of the Huagang reservoir in the Xihu sag

a. 刚性颗粒之间压嵌压溶现象显著, N_1 , 埋深 3 462.5 m; b. 颗粒分选较差, 堆积紧密, N_4 , 埋深 3 913 m; c. 差异压实形成的局部孔隙带, N_4 , 埋深 3 919.17 m; d. 泥砾变形破碎, 泥质杂基富集, N_2 , 埋深 3 598.5 m; e. 自生石英晶体充填孔隙, N_1 , 埋深 3 645 m; f. 石英颗粒呈团块状集合体分布, N_1 , 埋深 3 458.5 m; g. 具有规则外形的石英加大边, N_1 , 埋深 3 459.5 m; h. 早期方解石连晶胶结, 呈橙黄色, 晚期含铁方解石呈粒状充填孔隙, 呈暗红色, N_4 , 埋深 3 915.7 m; i. 晚期含铁方解石交代碎屑颗粒, N_2 , 埋深 3 604 m; j. 绒球状绿泥石充填孔隙, N_1 , 埋深 3 467.1 m; k. 伊/蒙混层、片丝状伊利石和绿泥石膜相伴生, N_2 , 埋深 3 968.2 m; l. 薄层绿泥石膜和硅质胶结发育, 仅在孔喉狭窄处可见少量伊利石, N_1 , 埋深 3 447.6 m; m. 泥质环绕碎屑颗粒分布, N_2 , 埋深 4 324 m; n. 石英加大边被溶蚀呈锯齿状, 伴生丝状伊利石, N_2 , 埋深 4 322 m; o. 孤立发育且溶蚀完全的岩屑、长石铸模孔隙, N_2 , 埋深 3 621 m; p. 差异压实形成的局部孔隙带, 较厚的绿泥石膜, 少量硅质胶结和少量次生溶孔, N_4 , 埋深 3 919 m

3.2.3 自生粘土矿物胶结

绿泥石胶结、伊/蒙混层和伊利石胶结是研究区最主要的自生粘土矿物类型, 在不同类型砂岩中均可观察到, 高岭石胶结含量较低, 比较少见(表1)。绿泥石胶结主要以孔隙衬里和孔隙充填状产出(图7j), 其中孔隙衬里型绿泥石形成较早, 能在一定程度上抑制早期硅质胶结; 少量孤立柱状石英晶体仅在绿泥石不连续或颗粒破裂处发育, 但在埋藏后期, 随着地温升高, 可进一步生长成连续的石英加大边。除了考虑地层温度, 绿泥石厚度和石英晶体生长空间也是决定绿泥石

能否抑制硅质胶结的关键因素。埋藏早期, 不同岩相砂岩压实程度普遍较弱, 早期形成的绿泥石占据硅质胶结的成核基底, 同时造成石英压溶溶解障碍, 抑制硅质的供应而在一定程度上抑制了硅质胶结。埋藏晚期, 地层温度升高, 硅质胶结克服成核障碍^[34-35], 能够覆盖孔隙衬里绿泥石而形成连续的石英加大边, 这也是能够在研究区埋深较大部位观察到绿泥石与大量硅质胶结共生的原因。伊蒙混层和伊利石胶结主要呈蜂窝状, 片丝状或毛发状占据孔喉空间(图7k), 对渗透率有着显著影响。随着埋深增加, 伊蒙混层的转化或与不稳定矿物溶蚀导致自生伊利石含量不断增加, 使

原本压实强烈的储层孔喉状况更为复杂,大大地降低了渗透率。总的来看,块状层理中—粗砂岩和砾质砂岩成分成熟度高,粘土含量低,砂岩孔隙较为发育,流体活动性强,物质带入带出相对频繁;埋藏过程转化的粘土矿物含量较少,主要形成以薄层绿泥石为主的粘土矿物胶结,伊蒙混层和伊利石仅在孔喉狭窄处发育(图7l)。平行层理中—细砂岩成分成熟度相对较低,粘土含量高,虽然流体活动性受限,但由于碎屑成分相对复杂,能够在水—岩反应中形成不同种类的自生产物,因而可以观察到多种粘土矿物紧密共生(图7j);泥砾质砂岩中沉积物快速混杂堆积,分选较差,夹杂着大量杂基,同时泥岩撕裂屑容易发生变形破碎,在后期相对致密的空间下转化难度大,因而容易形成厚层粘土集合体(图7m)。

3.3 溶蚀作用

研究区储层埋深跨度大(3 400 ~ 4 400 m),不同深度、不同岩相砂岩溶蚀类型和溶蚀强度存在差异。埋深小于4 100 m时,以长石和火山岩屑的酸性溶蚀为主;埋深大于4 100 m时,压实强度进一步增强,原生孔隙和次生孔隙大都被破坏,地层逐渐处于封闭状态,成岩环境逐渐由酸性向碱性转变,开始出现高岭石伊利石化;此反应在地层温度大于140 ℃时自发进行^[36],主要导致钾长石的溶蚀,但溶蚀程度较小。另外还可以观察到石英颗粒边缘或石英加大边遭到部分溶蚀(图7n)。溶蚀强度很大程度上取决于流体活动空间的通畅性和可溶蚀物质的含量,块状层理中—粗砂岩和砾质砂岩具有较高的成分成熟度,酸性环境下可溶蚀的碎屑组分相对较少,但由于其具有足够的孔隙空间使得酸性流体易于运移流通,因而溶蚀往往更加充分(图7o);平行层理中—细砂岩虽然能够提供更多的可溶蚀物质,但由于抗压实能力较差,流体活动性弱,仅在局部原生孔隙保存较好的空间中发育溶蚀孔隙(图7p);进入埋藏后期,不但原始孔隙空间进一步被压实破坏,而且流体活动受限,仅能使少量碎屑颗粒发生溶蚀。泥砾质砂岩在埋藏早期就被压实致密,后期基本不发生溶蚀。

4 不同岩相的成岩演化特征

4.1 花港组砂岩的成岩演化

结合西湖凹陷中央反转构造带中部典型井埋藏演化史可知(图8),研究区砂岩储层主要经历了4个埋藏演化阶段:缓慢沉降阶段、快速沉降阶段、短暂抬升

阶段和稳定沉降阶段。自生伊利石测年结果和流体包裹体系统测试分析显示^[31,37-38],中央反转构造带花港组储层主要存在3期油气充注:即早期低熟黄色荧光油,充注时期为21 ~ 16.2 Ma;中期成熟蓝绿色荧光油,充注时期为10.4 ~ 6.1 Ma;晚期天然气及高成熟度蓝白色荧光油,充注时期为2.2 ~ 0 Ma。其中后两期是研究区最重要的成藏时期。缓慢沉降阶段,研究区储层主要处于同生期—早成岩期,有机质处于未成熟到半成熟阶段。煤系地层早期呈弱碱性,颗粒之间以点—线接触为主,早期绿泥石以薄层环带形式产出,同时碱性孔隙水过饱和析出少量早期基底式胶结方解石,随着埋深增加,地层流体环境由弱碱性向弱酸性转变,同时部分石英颗粒压溶产生少量硅质胶结。快速沉降阶段,研究区储层进入中成岩期并主要处于中成岩A期,由于埋深急剧增加,有机质由早成熟阶段向完全成熟阶段转变,下伏平湖组煤系烃源岩通过有机质热演化开始释放出大量有机酸。此时地层流体环境酸性逐渐增强,大量长石、岩屑等不稳定组分遭受强烈溶蚀,同时产生部分高岭石和硅质胶结。另外压溶作用程度的不断加大也提供了大量的硅质来源。随着埋深继续增加以及有机酸的不断消耗,地层流体环境逐渐过渡到弱碱性,蒙脱石伊利石化和高岭石与钾长石的自发反应也生成了一定数量的伊利石,这些反应释放出的大量碱性阳离子为之后含铁方解石和绿泥石的再次沉淀提供了物质基础;短暂抬升阶段,龙井运动的大规模发生造成地层抬升剥蚀,由于研究区储层位于花上段地层下部,因而受大气淡水酸性介质的影响不大,地层流体环境仍然保持为碱性;稳定沉降阶段,经历了短暂强烈的构造抬升之后,地层再次沉降,研究区储层主要处于中成岩B期,此时下伏平湖组煤系烃源岩生成的有机酸发生脱羧作用,储层溶蚀耗酸和碱性阳离子增多,以伊利石、绿泥石和含铁方解石胶结为主的成岩作用普遍发生,同时伴随着少量碱性条件下的硅质溶蚀作用,直至形成现今的砂岩储层。综上所述,可以大致确定研究区花港组砂岩总体成岩演化序列如下(图5):早期机械压实(点接触为主)—早期绿泥石胶结—早期方解石胶结—机械压实(线接触为主,部分压溶)—少量硅质胶结—强烈压溶/有机酸溶蚀—大量硅质胶结/少量高岭石胶结—蒙脱石伊利石化/高岭石伊利石化/晚期绿泥石胶结—少量硅质溶蚀/含铁方解石胶结。

4.2 不同岩相的成岩演化

研究区储层砂岩虽然都经历了上述主要成岩作用

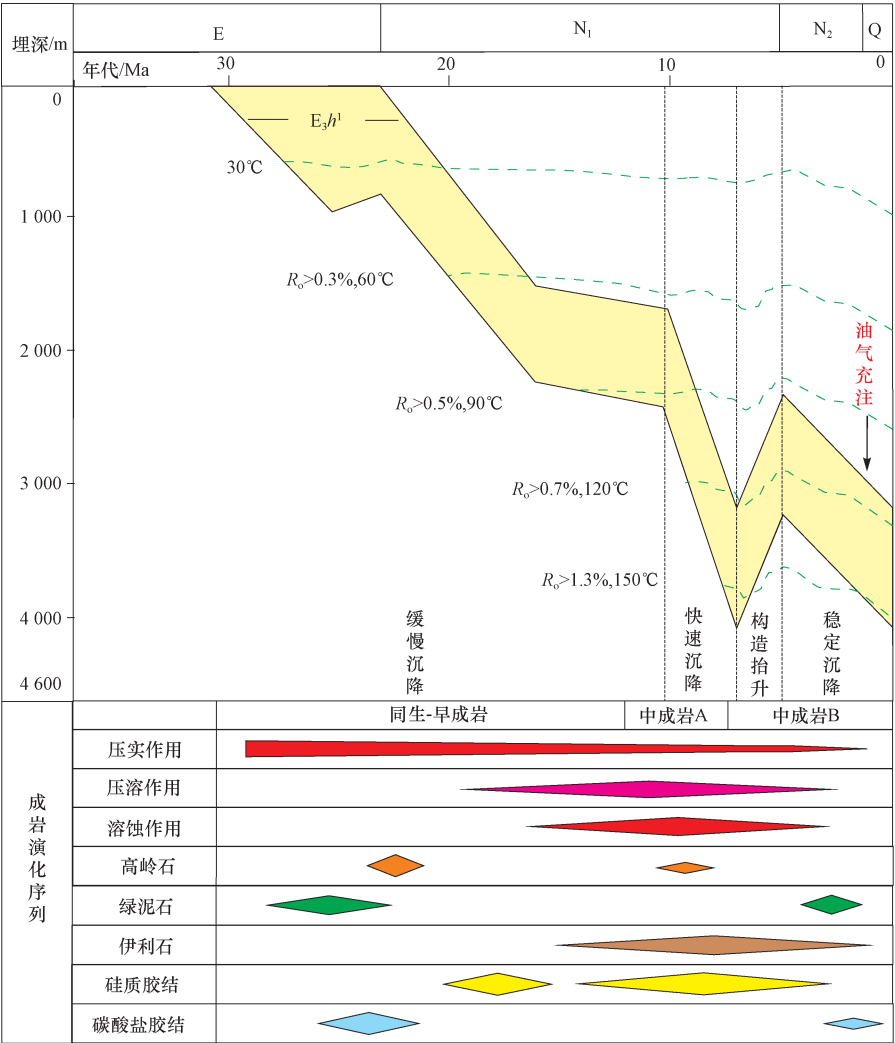


图 8 西湖凹陷花港组储层埋藏-热演化史和成岩演化序列

Fig. 8 The burial-thermal evolution and diagenetic sequence of the Huanggang reservoir in the Xihu sag

类型,但由于砂岩原始组构的差异性,不同岩相砂岩所经历的成岩作用序列和成岩作用强度上有所不同(图 9,图 10),相应的成岩产物类型,产状和含量也存在着较大的差异性,从而使砂岩储层的致密化过程和孔隙发育情况不尽相同,最终造成了不同岩相砂岩储层质量时空上的非均质性。

4.2.1 块状层理中-粗砂岩相

块状层理中-粗砂岩由于具有石英含量高、粒度粗和分选好的特点,在埋藏演化过程中始终保存有一定的原生孔隙,这为流体活动的进行和自生矿物的沉淀提供了足够的空间,因此经历的成岩作用是相对完全的(图 9,图 10a)。此类砂岩抗压实能力较强,压溶和溶蚀作用强烈,埋藏早期绿泥石胶结厚度较薄,在埋藏后期高温状态下难以抑制硅质胶结的大量生成,造成连续规则的石英加大边十分发育,孔隙类型主要为压嵌-硅质胶结残余原生孔、不稳定组分溶蚀

铸模孔和少量石英溶孔,整体粘土矿物含量低,对物性影响较小。

4.2.2 砾质砂岩相

砾质砂岩的成岩演化过程总体上与块状层理中-粗砂岩相似,不同的是砾质砂岩沉积时处于高能水动力环境,沉积物快速混乱堆积,大小不一,分选较差;同时夹杂着部分杂基,往往形成较粗的砾石颗粒作为支撑骨架,其他较细碎屑颗粒紧密充填的状态。此类砂岩在埋藏早期能够保持流体运移通畅,发育有一定数量的原生孔隙和次生孔隙,但随着埋深增大,较早进入了由强压实和硅质胶结导致的致密化过程(图 9,图 10b)。

4.2.3 平行层理中-细砂岩相

与前面两类砂岩相比,平行层理中-细砂岩刚性石英含量相对较低,细粒与塑性成分相对增多,自生粘土矿物组合更加多样,抗压实能力也相应减弱(图 9,

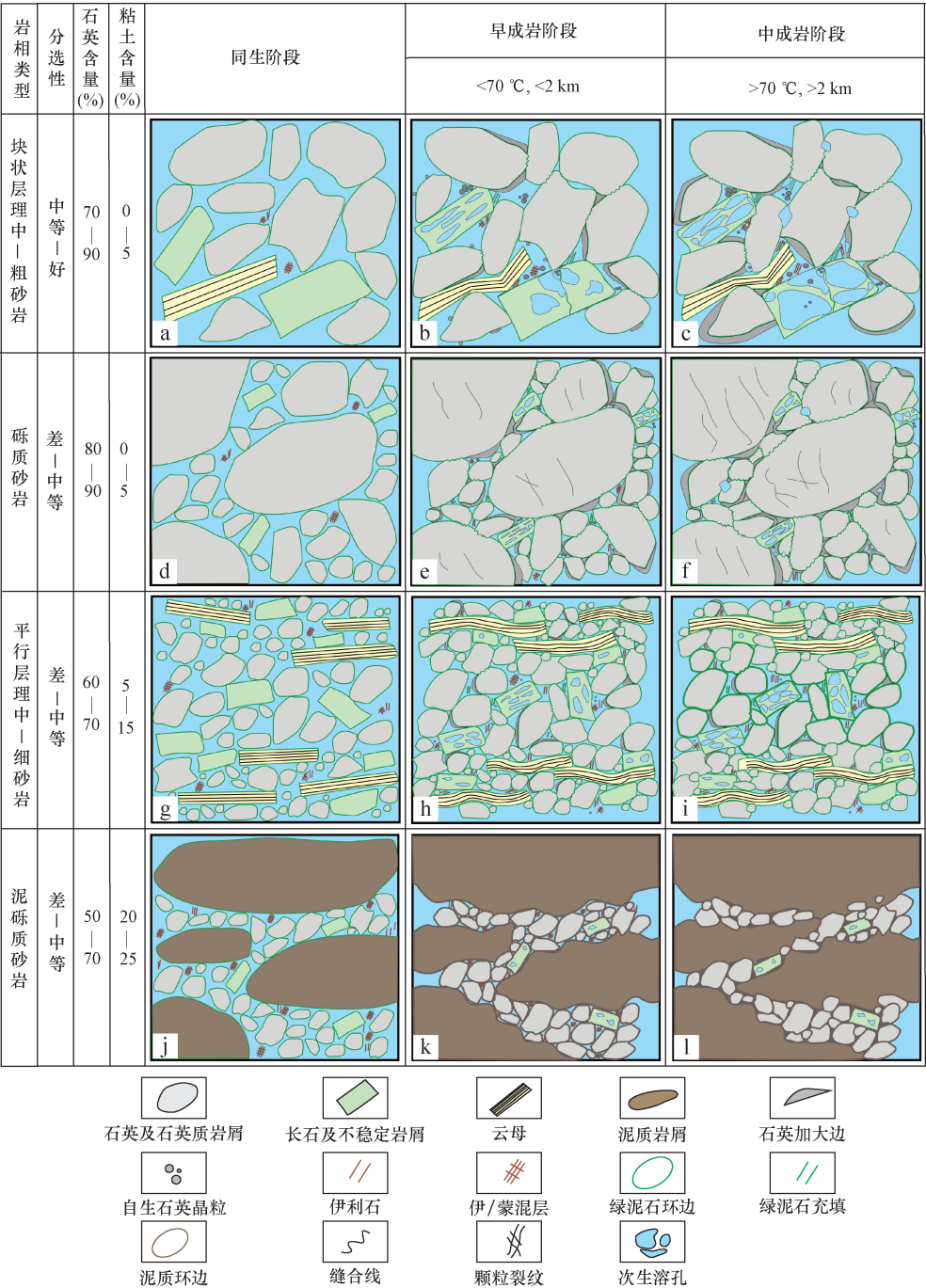


图 9 西湖凹陷不同岩相砂岩成岩演化模式

Fig. 9 The diagenetic evolution model of sandstones of different lithofacies in the Xihu sag

图 10c)。由于沉积分异作用,在形成平行层理的同时也导致了不同粒度碎屑颗粒的层状分异特点,其中条状云母、塑性碎屑和较细的颗粒组合排列在一起,具有明显的定向性,极易压实致密;而较粗的颗粒仍保持着块状层理砂岩的性质,具有高石英含量和分选较好的特点,因此仍然有一定的抗压实能力,保存着较多的原生孔隙,埋藏后期主要的流体活动也是集中于局部发育的孔隙带中。总体上,这种差异压实导致的流体压力差易造成孔隙局部发育,而孔隙带的发育程度与层

理间距和碎屑组构有着密切的关系,值得后期更加深入的研究。

4.2.4 泥砾质砂岩相

泥砾质砂岩主要特点是富含搅动卷起状态的泥岩撕裂屑,其成岩事件主要发生在埋藏早期,泥岩撕裂屑经强烈的压实作用发生扭曲变形或假杂基化堵塞孔喉空间。同时由于这些撕裂屑易于破碎,夹杂着大量泥质杂基,容易在碎屑颗粒周围形成一层较厚的泥质环

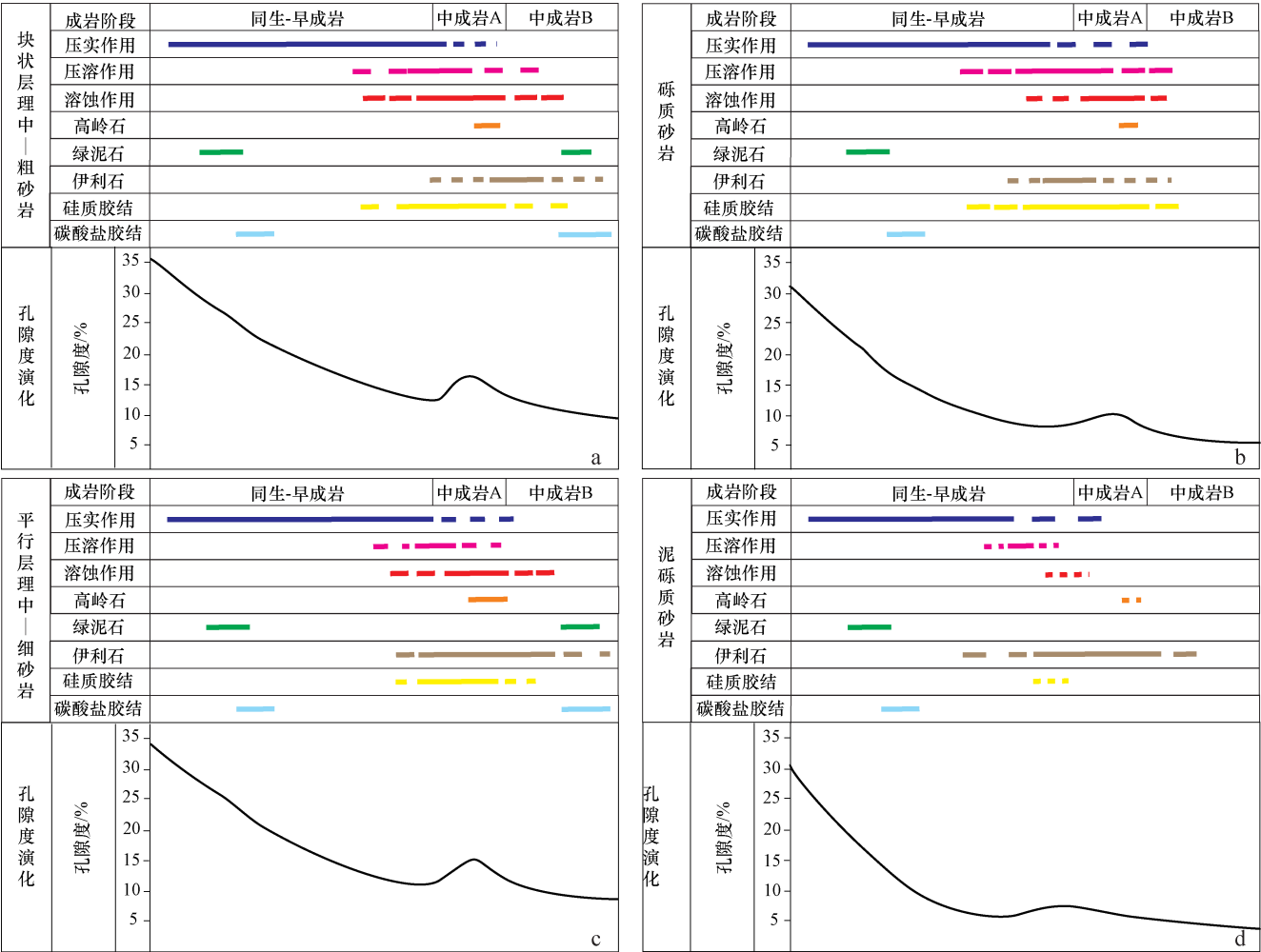


图 10 西湖凹陷不同岩相砂岩成岩演化序列及孔隙演化曲线
Fig. 10 The diagenetic sequence and porosity evolution of sandstones of different lithofacies in the Xihu sag
a. 块状层理中—粗砂岩; b. 砾质砂岩; c. 平行层理中—细砂岩; d. 泥砾质砂岩

边。此类砂岩在埋藏早期就已经丧失了大部分的孔隙空间,埋藏后期基本不能为流体活动提供有效空间,溶蚀作用和胶结作用相对较弱,主要成岩产物也是以埋藏早期发生的为主(图9,图10d)。

5 不同岩相的孔隙演化特征

不同岩相砂岩埋藏成岩演化是一个复杂的物理化学变化过程,这个过程中所经历的压实、胶结以及溶蚀等多种成岩作用都是相互联系与影响的,共同控制着储层孔隙的发育。为了合理解释不同类型和强度成岩作用对致密砂岩孔隙演化过程的影响,本文以研究区实际典型铸体薄片资料为基础,定量统计了各种胶结物 and 不同孔隙类型面孔率;同时结合花上段埋藏史和已建立的不同岩相砂岩成岩演化序列,通过“反演回剥”法逐步恢复岩相约束下的储层孔隙演化过程,以期能更直观地评价不同成岩作用对砂岩

孔隙度变化的影响。
砂岩原始孔隙度 Φ_0 受控于颗粒的分选性,与颗粒粒度关系不大,可以利用未固结砂岩 Φ_0 与砂岩分选系数 S_0 的关系式来恢复不同岩相砂岩的原始孔隙度^[39]:

$$\Phi_0 = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (1)$$

研究区粒度分析资料表明,不同岩相砂岩分选系数 S_0 相差较大,其中块状层理中—粗砂岩 S_0 主要介于 1.25 ~ 2.19,恢复的 Φ_0 主要介于 31.39% ~ 39.25%,平均值为 35.39%;砾质砂岩 S_0 主要介于 1.88 ~ 2.95,恢复的 Φ_0 主要介于 28.68% ~ 33.06%,平均值为 31.31%;平行层理中—细砂岩 S_0 主要介于 1.40 ~ 2.13,恢复的 Φ_0 主要介于 31.66% ~ 37.22%,平均值为 34.81%;泥砾质砂岩 S_0 主要介于 1.96 ~ 3.14,恢复的 Φ_0 主要介于 27.95% ~ 32.67%,平均值为 30.50%。

结合研究区埋藏演化史以及已建立的成岩演化序列(图8,图9),从砂岩经历的最后一期成岩作用开始

回剥,逐步恢复压实作用之后不同成岩作用开始或结束时的孔隙面貌。根据前文分析,可以把不同岩相砂岩孔隙演化过程分为以下几个阶段:缓慢沉降阶段的早期压实减孔和早期方解石和绿泥石胶结减孔;快速沉降至构造抬升阶段的长石、岩屑溶蚀增孔和高岭石胶结和硅质胶结减孔,稳定沉降阶段的晚期含铁方解石、伊利石胶结和充填绿泥石胶结减孔。依据前人提出的不同成岩作用对砂岩孔隙度改造的相关公式^[18,27],定量计算不同岩相砂岩的孔隙演化特征(图10):压实作用是导致储层孔隙度降低最主要的因素,块状层理中-粗砂岩、砾质砂岩、平行层理中-细砂岩和泥砾质砂岩(以下均按此顺序分析)早期压实减孔分别为22.47%,22.58%,23.24%和24.33%,压实减孔率分别为63.50%,64.87%,74.22%和79.78%;胶结作用使储层物性进一步变差,早期方解石和绿泥石胶结减孔分别为0.47%,0.34%,0.3%和0.26%,中期伴随溶蚀时高岭石和硅质胶结减孔分别为3.38%,2.19%,3.8%和0.6%,晚期含铁方解石、伊利石和充填绿泥石胶结减孔分别为4.03%,4.58%,1.6%和2.72%,总的胶结减孔率分别为22.27%,20.43%,18.21%和11.74%;溶蚀作用在一定程度上改善储层物性,中期长石和不稳定岩屑溶蚀增孔分别为4.24%,3.37%,3.26%和1.29%,溶蚀增孔率分别为11.99%,9.69%,10.41%和4.24%。不同岩相砂岩孔隙演化过程存在明显的差异性,在经历复杂的埋藏演化过程中,块状层理中-粗砂岩原生孔隙得以保存的同时又能促进溶蚀作用的进行,形成原生孔隙和次生孔隙都较为发育的“甜点”储层;平行层理中-细砂岩由于差异压实作用,在一定深度范围内能够形成局部孔隙带发育的次一级“甜点”储层;而砾质砂岩和泥砾质砂岩在埋藏过程较早进入致密化阶段,孔隙难以保存,形成非“甜点”储层。

6 结论

1) 研究区花港组主要发育的辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积,按照粒度、成分和沉积构造特征可以划分出4类主要岩相类型:块状层理中-粗砂岩、砾质砂岩、平行层理中-细砂岩和泥砾质砂岩。其中块状层理中-粗砂岩和砾质砂岩石英含量相对较高,粘土含量相对较低;平行层理中-细砂岩和泥砾质砂岩石英含量相对较低,粘土含量相对较高。

2) 研究区花港组砂岩储层总体处于中成岩B期,成岩演化序列如下:早期机械压实(点接触为主)—早期

绿泥石胶结—早期方解石胶结—机械压实(线接触为主,部分压溶)—少量硅质胶结—强烈压溶/有机酸溶蚀—大量硅质胶结/少量高岭石—蒙脱石伊利石化/高岭石伊利石化/晚期绿泥石胶结—少量硅质溶蚀/含铁方解石胶结。研究区砂岩储层虽然都经历了上述主要成岩作用类型,但由于砂岩原始组构的差异性,不同岩相砂岩所经历的成岩作用序列和成岩作用强度上有所不同。

3) 块状层理中-粗砂岩和砾质砂岩刚性石英含量较高,粘土含量较低,胶结物类型以薄层绿泥石和硅质胶结为主,前者经历的成岩作用较为完全,埋藏后期仍然发育有一定的原生孔隙和次生溶孔,容易形成较好储层;但后者常常因为分选性较差,最终易形成压实紧密,硅质胶结强烈的致密储层。平行层理中-细砂岩刚性石英含量较低,粘土杂基较高,胶结物类型以厚层绿泥石、伊蒙混层和伊利石相伴生为主,由于沉积分异作用,碎屑颗粒常呈层状定向排列,埋藏后期细粒层部分压实致密,粗粒层部分保留有块状层理砂岩性质,发育局部孔隙带,形成次一级储层。泥砾质砂岩塑性泥岩撕裂屑含量较高,同时混杂有大量泥质杂基,在埋藏早期就已经压实致密,各类孔隙均不发育,基本为非储层。

参 考 文 献

- [1] 陶士振,邹才能.东海盆地西湖凹陷天然气成藏及分布规律[J].石油勘探与开发,2005,32(4):103-110.
Tao Shizhen, Zou Caineng. Accumulation and distribution of natural gases in Xihu Sag, East China Sea basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 103-110.
- [2] 苏奥,陈红汉,王存武,等.东海盆地西湖凹陷天然气来源探讨[J].地质科技情报,2014,33(1):157-162.
Su Ao, Chen Honghan, Wang Cunwu, et al. Source of natural gas in Xihu depression of the East China Sea Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(1): 157-162.
- [3] 郭少儒,张晓丹,蔡华,等.东海低渗气田高效开发面临的挑战及其对策[J].中国海上油气,2013,25(2):46-48.
Guo Shaoru, Zhang Xiaodan, Cai Hua, et al. The challenges to efficient development of the low permeability gas field and their counter measures in the East China sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(2): 46-48.
- [4] 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究[J].天然气工业,2007,27(1):4-7.
Yang Xiaoping, Zhao Wenzhi, Zou caineng, et al. Comparison of formation conditions of “sweet point” reservoirs in Sulige gas field and Xiangxi Grouo gas field in the central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(1): 4-7.
- [5] 杨升宇,张金川,黄卫东,等.吐哈盆地柯柯亚地区致密砂岩气储层“甜点”类型及成因[J].石油学报,2013,34(2):272-282.
Yang Shengyu, Zhan Jinchuan, Huang Weidong, et al. “Sweet spot” types of reservoir sand genesis of tight sandstone gas in Kekeya area,

- Turpan-Hami Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(2): 272–282.
- [6] Stroker T M, Harris N B, Elliott W C, et al. Diagenesis of a tight gas sand reservoir; Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2013, 40(1): 48–68.
- [7] 刘春燕. 致密碎屑岩储层“甜点”形成及保持机理—以鄂尔多斯盆地西南部镇泾地区延长组8油层组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(6): 873–879.
- Liu Chunyan. Formation and preservation mechanism of sweet spot in tight clastic reservoirs: A case study of Chang 8 oil layer of Yanchang Formation in Zhenjing area, Southwest Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(6): 873–879.
- [8] Bjørlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins [J]. *Sedimentary Geology*, 2014, 301(3): 1–14.
- [9] 韩如冰, 田昌炳, 孙海航, 等. 层序格架内成岩特征差异及其成因机制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(2): 12–20.
- Han Rubing, Tian Changbing, Sun Haihang, et al. Sequence stratigraphy's control on diagenesis and its mechanisms[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(2): 12–20.
- [10] 曹铮, 林承焰, 董春梅, 等. 构造活动及层序格架约束下的沉积、成岩作用对储层质量的影响—以松辽盆地南部大情字井地区葡萄花油层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(2): 77–88.
- Cao Zheng, Lin Chengyan, Dong Chunmei, et al. Impact of sedimentation and diagenesis upon reservoir quality under constraint of tectonic activities and sequence stratigraphic framework—A case study of Putaohua oil layer in Daqingzijing area of southern Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 41(2): 12–20.
- [11] Dutton S P, Loucks R G, Day-Stirrat R J. Impact of regional variation in detrital mineral composition on reservoir quality in deep to ultra-deep lower Miocene sandstones, western Gulf of Mexico[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2012, 35(1): 139–153.
- [12] 罗静兰, 刘新社, 付晓燕, 等. 岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响—以鄂尔多斯盆地上古生界盒8天然气储层为例[J]. *地球科学*, 2014, 39(5): 537–545.
- Luo Jinglan, Liu Xinshe, Fu Xiaoyan, et al. Impact of petrologic components and their diagenetic evolution on tight sandstone reservoir quality and gas yield: A case study from He 8 gas-bearing reservoir of Upper Paleozoic in Northern Ordos Basin[J]. *Earth Science*, 2014, 39(5): 537–545.
- [13] Henares S, Caracciolo L, Cultrone G, et al. The role of diagenesis and depositional facies on pore system evolution in a Triassic outcrop analogue (SE Spain) [J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2014, 51(2): 136–151.
- [14] 李杪, 罗静兰, 赵会涛, 等. 不同岩性的成岩演化对致密砂岩储层储集性能的影响—以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒8段天然气储层为例[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2015, 45(01): 97–106.
- Li Miao, Luo Jinglan, Zhao Huitao, et al. Impact of the diagenetic evolution of different lithology on tight sandstone reservoir performance: A case study from He 8 natural gas reservoir of the Upper Paleozoic in eastern Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2015, 45(1): 97–106.
- [15] 刘占良, 樊爱萍, 李义军, 等. 碎屑组分差异对成岩作用的约束—以苏里格气田东二区砂岩储层为例[J]. *天然气工业*, 2015, 35(8): 30–38.
- Liu Zhanliang, Fan Aiping, Li Yijun, et al. Constraints of clastic component difference on diagenesis: A case study of sandstone reservoir in Dong 2 Block of the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(8): 30–38.
- [16] Henares S, Caracciolo L, Viseras C, et al. Diagenetic constraints on heterogeneous reservoir quality assessment: A Triassic outcrop analogue of meandering fluvial reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(9): 1377–1398.
- [17] 刘曦翔, 丁晓琪, 王嘉, 等. 砂岩成分对储层孔隙结构及天然气富集程度的影响—以苏里格气田西区二叠系石盒子组8段为例[J]. *天然气工业*, 2016, 36(7): 27–32.
- Liu Xixiang, Ding Xiaoqi, Wang Jia, et al. Influence of sandstone composition on pore structures and gas enrichment degree: A case study on the 8th member of Permian Shihezi Fm in the western Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(7): 27–32.
- [18] 李杪, 侯云东, 罗静兰, 等. 致密砂岩储层埋藏—成岩—油气充注演化过程与孔隙演化定量分析—以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒8段天然气储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(06): 882–892.
- Li Miao, Hou Yundong, Luo Jinglan, et al. Burial, diagenesis, hydrocarbon charging evolution process and quantitative analysis of porosity evolution: A case study from He8 tight sand gas reservoir of the Upper Paleozoic in Eastern Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 882–892.
- [19] Freiburg J T, Ritz R W, Kehoe K S. Depositional and diagenetic controls on anomalously high porosity within a deeply buried CO₂ storage reservoir—The Cambrian Mt. Simon Sandstone, Illinois Basin, USA[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 55: 42–54.
- [20] Saïag J, Brigaud B,éric Portier, et al. Sedimentological control on the diagenesis and reservoir quality of tidal sandstones of the Upper Cape Hay Formation (Permian, Bonaparte Basin, Australia) [J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2016, 77: 597–624.
- [21] 王琪, 马东旭, 余芳, 等. 鄂尔多斯盆地临兴地区下石盒子组不同粒级砂岩成岩演化及孔隙定量研究[J]. *沉积学报*, 2017, 35(1): 163–172.
- Wang Qi, Ma Dongxu, Yu Fang, et al. The diagenetic evolution and quantitative research of porosity in different grain size sandstone of the lower Shihezi Formation in Linxing area, Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2017, 35(01): 163–172.
- [22] 梁建设, 王琪, 郝乐伟, 等. 西湖凹陷渐新统花港组储层砂岩成岩环境演化探讨[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(04): 673–680.
- Liang Jianshe, Wang Qi, Hao Lewei, et al. Evolution of diagenetic environments for Oligocene Huangang Formation sandstone in Xihu sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 673–680.
- [23] 蔡全升, 胡明毅, 胡忠贵, 等. 东海盆地西湖凹陷中央隆起带古近系花港组储层特征及成岩孔隙演化[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(4): 733–740.
- Cai Quansheng, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, et al. Reservoir characteristics and evolution of diagenetic porosity of Huangang formation of Pa-

- leogene in the central anticlinal belt of Xihu sag, Donghai Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 733–740.
- [24] 苏奥, 陈红汉, 曹来圣, 等. 西湖凹陷砂岩储层异常高孔带分布及成因[J]. *沉积学报*, 2014, 32(5): 949–956.
- Su Ao, Chen Honghan, Cao Laisheng, et al. Distribution and genesis of the secondary pore of Paleogene reservoir in Xihu depression, Eastern Sea basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(5): 949–956.
- [25] 徐国盛, 徐芳良, 袁海峰, 等. 西湖凹陷中央反转构造带花港组致密砂岩储层成岩环境演变与孔隙演化[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2016, 43(04): 385–395.
- Xu Guosheng, Xu Fanggen, Yuan Haifeng, et al. Evolution of pore and diagenetic environment for the tight sandstone reservoir of Paleogene Huagang Formation in the central reversal structural belt in Xihu sag, East China Sea[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2016, 43(04): 385–395.
- [26] 苏奥, 陈红汉, 王存武, 等. 低渗透致密砂岩储层的致密化机理与成岩流体演化: 以东海西湖凹陷中央背斜带北部花港组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2016, 45(5): 972–981.
- Su Ao, Chen Honghan, Wang Cunwu, et al. Densification mechanism and diagenesis fluid evolution of low-porosity and low-permeability tight sandstone reservoir: An example from Huagang formation in the northern of the central anticlinal zone in Xihu depression, East China Sea[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2016, 45(5): 972–981.
- [27] 林承焰, 孙小龙, 马存飞, 等. 西湖凹陷中央反转构造带花港组储层物性演化[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(4): 1–10.
- Lin Chengyan, Sun Xiaolong, Ma Cunfei, et al. Physical property evolution of Huagang formation in central inversion tectonic belt in Xihu depression[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(4): 1–10.
- [28] 蔡华, 张建培, 唐贤君. 西湖凹陷断裂系统特征及其控藏机制[J]. *天然气工业*, 2014, 34(10): 18–26.
- Cai Hua, Zhang Jianpei, Tang Xianjun. Characteristics of the fault systems and their control on hydrocarbon accumulation in the Xihu sag, East China Sea shelf basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(10): 18–26.
- [29] 张国华, 张建培. 东海陆架盆地构造反转特征及成因机制探讨[J]. *地学前缘*, 2015, 22(1): 260–270.
- Zhang Guohua, Zhang Jianpei. A discussion on the tectonic inversion and its genetic mechanism in the East China Seashelf basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 260–270.
- [30] 袁学旭, 郭英海, 赵志刚, 等. 以米氏旋回为标尺进行测井层序划分对比: 以东海西湖凹陷古近—新近系地层为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2013, 42(5): 766–773.
- Yuan Xuexu, Guo Yinghai, Zhao Zhigang, et al. Comparison of well-log sequence stratigraphic classification and correlation using Milankovitch cycles: Paleogene-Neogene strata of Xihu sag in East China Sea[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2013, 42(5): 766–773.
- [31] 苏奥, 陈红汉, 陈旭, 等. 东海盆地西湖凹陷平湖构造带致密砂岩储层成岩成藏的耦合关系[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2015, 46(3): 1016–1026.
- Su Ao, Chen Honghan, Chen Xu, et al. Coupling relationship between diagenetic evolution and oil and gas accumulation of tight sandstone reservoir in Pinghu structural belt in Xihu depression, Eastern Sea basin[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2015, 46(3): 1016–1026.
- [32] 曹冰. 西湖凹陷中央反转构造带花港组致密砂岩储层埋藏史—热史[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2016, 43(4): 405–414.
- Cao Bing. Study of burial and thermal history of Huagang Formation tight sandstone reservoir in central reversal structural belt, Xihu Depression, East China Sea[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2016, 43(4): 405–414.
- [33] 张少敏, 操应长, 王艳忠, 等. 牛庄洼陷西南部沙三中亚段浊积岩储层成岩作用与物性演化[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(2): 1–11.
- Zhang Shaomin, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, et al. Diagenesis and physical properties evolution of turbidite reservoirs in Es3z of Niuzhuang sag, Dongying Depression[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(2): 1–11.
- [34] Harris N B. Low porosity haloes at stylolites in the feldspathic Upper Jurassic Ula sandstone, Norwegian North Sea: An integrated petrographic and chemical mass-balance approach[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2006, 76(3): 444–459.
- [35] Joanna M A, Richard E L. How clay grain coats inhibit quartz cement and preserve porosity in deeply buried sandstones: observations and experiments[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(11): 2091–2119.
- [36] 黄思静, 黄可可, 冯文立, 等. 成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成: 来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J]. *地球化学*, 2009, 38(5): 498–506.
- Huang Sijing, Huang Keke, Feng Wenli, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis: A cases study on the Upper Paleozoic Ordos basin and Xujiache formation, western Sichuan depression[J]. *Geochimica*, 2009, 38(5): 498–506.
- [37] 张忠民, 吴乃芩, 周瑾. 东海西湖凹陷中央背斜带油气成藏模式研究[J]. *天然气工业*, 2005, 25(10): 8–10.
- Zhang Zhongmin, Wu Naiqin, Zhou Jin. Hydrocarbon accumulation mode in the central anticlinal zone of Xihu Depression, Donghai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(10): 8–10.
- [38] 雷闯, 叶加仁, 吴景富, 等. 低勘探程度盆地成藏动力学过程: 以西湖凹陷中部地区为例[J]. *地球科学*, 2014, 39(7): 837–847.
- Lei Chuan, Ye Jiaren, Wu Jingfu, et al. Dynamic process of hydrocarbon accumulation in low-exploration basins: A case study of Xihu Depression[J]. *Earth Science*, 2014, 39(7): 837–847.
- [39] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones a model for sandstone porosity prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(5): 485–491.