

西湖凹陷深层低渗-致密气藏“甜点”类型划分及成因探讨

赵仲祥¹,董春梅^{1,2},林承焰^{1,2},张宪国^{1,2},段冬平³,黄鑫³,曾芳¹

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)山东省油气藏地质重点实验室,山东 青岛 266580; 3. 中海石油(中国)有限公司上海分公司,上海 200000]

摘要:低渗-致密气藏开发的关键是“甜点”的识别和预测,为探索海上少井、深层低渗-致密气藏“甜点”类型及成因,指导油气田勘探开发,利用岩心观察、铸体、阴极发光、扫描电镜等薄片鉴定,粒度分析,核磁共振,高压压汞,恒速压汞,孔渗测试和元素分析等多种手段对东海陆架盆地西湖凹陷X气田“甜点”进行研究。首先对研究区“甜点”定义进行探讨,并根据理论产能、物性、孔隙结构和束缚水含量将“甜点”分为3类:Ⅰ类“甜点”为高产气藏,以Ⅰ类孔隙结构为主,束缚水饱和度大多处于22%~57%;Ⅱ类“甜点”为中产气藏,储层中主要发育Ⅱ类孔隙结构,其次为Ⅰ类孔隙结构,少见Ⅲ类孔隙结构,束缚水饱和度大多处于45%~55%;Ⅲ类“甜点”为低产气藏,主要以Ⅲ类孔隙结构为主,发育少量Ⅳ类孔隙结构,束缚水饱和度大多处于45%~55%。认为Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”能够实现现阶段经济有效开发,Ⅲ类“甜点”为后期开发的“潜力层”。研究认为,埋深是控制“甜点”发育的决定性因素,研究区4 000 m以深基本不发育Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”;沉积环境是控制“甜点”发育的内因;事件性沉积作用及成岩作用是Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”的重要影响因素;溶蚀作用是Ⅲ类“甜点”的主控因素;构造运动是研究区气藏“甜点”形成和保存的必要条件。

关键词:“甜点”分类;“甜点”成因;深层;低渗-致密气藏;西湖凹陷;东海陆架盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Classification and origin of “sweet spots” in deep low permeability tight gas reservoirs, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

Zhao Zhongxiang¹, Dong Chunmei^{1,2}, Lin Chengyan^{1,2}, Zhang Xian'guo^{1,2}, Duan Dongping³, Huang Xin³, Zeng Fang¹

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

2. Shandong Provincial Key Laboratory of Reservoir Geology, China University of Petroleum (East China), Qingdao,

Shandong 266580, China; 3. Shanghai Branch of CNOOC Ltd., Shanghai 200000, China]

Abstract: “Sweet spot” identification and prediction is the key to develop tight gas reservoirs with low permeability. In order to explore the types and genesis of “sweet spots” in deep low permeability tight gas reservoirs with fewer wells in the sea, and to guide the exploration and development of oil and gas fields, the study investigated the “sweet spots” in X gas field in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin, through multiple methods, such as core observation, cast thin section, cathodoluminescence and scanning electron microscopy thin section identification, grain size analysis, nuclear magnetic resonance, high pressure and constant pressure mercury intrusion porosimetry (MIP), porosity and permeability test and elemental analysis. First of all, the definition of “sweet spot” was explored, and three classes of “sweet spots” were identified based on the theoretical production capacity, physical property, pore structure and bound water content: “Sweet spot” Class I is high yield gas reservoirs with Type I pore structure being dominant and the irreducible water saturation mostly in the range of 22% to 57%; “Sweet spot” Class II is moderate yield gas reservoirs with Type II pore structure being dominant, followed by Type I pore structure and Type III pore structure being rare, and irreducible water saturation varies mostly between 45% and 55%; “Sweet spot” Class III is low-yield gas reservoirs, with Type III pore structure being dominant and a small number of IV pore structures developed, and irreducible water saturation mostly between

收稿日期:2017-08-23;修订日期:2018-06-06。

第一作者简介:赵仲祥(1987—),男,博士研究生,沉积学与储层地质学。E-mail:zhaozhongxiang5@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41672129,41202092);国家科技重大专项(2016ZX05027-004-002)。

45% and 55%. It is believed that Class I and II “sweet spots” can be efficiently and economically developed at present, but Class III “sweet spot” has “potentials” for future development. According to the research, we propose that (1) burial depth is the decisive factor in controlling the development of “sweet spot”, thus no Class I and II “sweet spots” occur in areas with burial depth larger than 4 000 m in general; (2) sedimentary environment is the root cause controlling the development of “sweet spot”; (3) event sedimentation and diagenesis greatly impact the formation of Class I and II “sweet spot”; (4) dissolution is the main controlling factor for the development of Class III “sweet spot”; (5) tectonic movement is a necessary condition for the formation and preservation of “sweet spots” in the study area.

Key words: “sweet spot” classification, origin of “sweet spot”, deep stratum, low permeability tight gas reservoir, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

随着全球经济的快速发展,人类对资源的需求不断增长。陆上油气勘探日趋成熟,新发现的油气藏规模越来越小,这种油气的供需矛盾逐渐促使海洋油气资源成为能源发展的重点。但是海洋油气勘探和开发受环境、技术和经济等因素的影响,钻井数量往往较少,井网密度小,导致很多地质规律认识不清,尤其是深层低渗和致密储层,成因复杂,非均质性强,越发加大了海上油气藏“甜点”的研究难度^[1]。

东海陆架盆地西湖凹陷花港组主要为河流沉积相,储层沉积微相主要为辫状水道,单套砂体累计厚度最大可达百米,储层物性较差,非均质性强,属于低渗-致密储层^[2-4]。前人研究得出,在纵向上,西湖凹陷压实作用的差异导致花(花港组)上段整体储层物性明显好于花下段,同时在相同层位内,压实作用受多方面因素影响,存在强烈的不均一性;西湖凹陷储层物性控制因素分析表明沉积环境、压实作用、粘土矿物类型及含量、溶蚀作用、异常压力和深部热液等因素是影响储层物性的主要因素,但是不同研究区主控因素差异明显^[4-6]。研究区勘探开发程度较低,前人研究较少。本文旨在基于研究区现阶段的勘探开发现状,对“甜点”进行分类、特征总结和原因分析,进而总结一套适合海上、少井深层低渗-致密气田“甜点”的研究思路和方法。

1 地质概况

西湖凹陷位于东海陆架盆地东部坳陷的中部,面积为 $5.9 \times 10^4 \text{ km}^2$,东海陆架盆地是我国近海面积最大的含油气盆地。为一狭长的新生代沉积凹陷,沉积厚度可达万米,是东海盆地研究程度最高,也是最具勘探潜力的凹陷^[7]。西湖凹陷主要经历了断陷—拗陷—整体沉降3个阶段。早期平湖组以下为断陷期,中期花港组—柳浪组为拗陷期,晚期三潭组—东海群为整体沉降期^[8-9]。多期裂陷和反转构造作用的叠加形成

相对复杂的构造格架样式和盆地地质结构,平面上可划分为西部斜坡带、西部次凹带、中央反转构造带、东部次凹带和东部断阶带^[10](图1)。

研究区是位于西湖凹陷内的一个宽缓背斜带,构造较为简单,断层较少。目的层段花港组为砂泥岩互层,属于一套湖相三角洲沉积,气层主力砂体厚度大,分布稳定,发育辫状河三角洲前缘沉积。根据花港组内部特征,将研究区花港组分为两部分:4 000 m以浅为花港组上部,以深为花港组下部,测试结果显示研究区在花港组具有较好的开发潜力。

2 “甜点”定义及分类

2.1 “甜点”定义

从20世纪90年代开始,国内外学者就开始对“甜点”定义开始探讨。1999年美国地质调查局(USGS)把“甜点”定义为可以持续提供30年产量的致密砂岩气区块^①。Law认为致密砂岩气藏中的“甜点”是沉积和构造作用所造成的局部高产气区^[11]。张金川等则将“甜点”定义为致密砂岩气藏内部孔、渗物性相对发育处的天然气浓集区带^[12]。杨升宇等认为致密砂岩气勘探开发过程中的储层“甜点”可以被认为是在砂岩整体物性较差背景下的局部高孔高渗区,并且能够提供较高天然气日产量和持久经济产量的致密砂岩气发育区^[13]。目前“甜点”这一名词并不只局限于致密砂岩气,它已经在页岩气和页岩油等非常规油气领域得到了广泛的应用。笔者认为致密砂岩气藏“甜点”应该是针对特定研究工区,在当前经济、技术条件下,根据研究区当前勘探开发现状及要求,能够实现经济、稳定生产的区域。研究区尚未投入开发,无准确的产能数据,井位少,资料有限,前人研究不够深入。在此情况下,“甜点”划分着重考虑理论产能、储层物性和含水性3方面。

① Popov M A, Nuccio V F, Dyman T S, et al. Basin-centered gas systems of the U. S [R]. USGS, 2000.

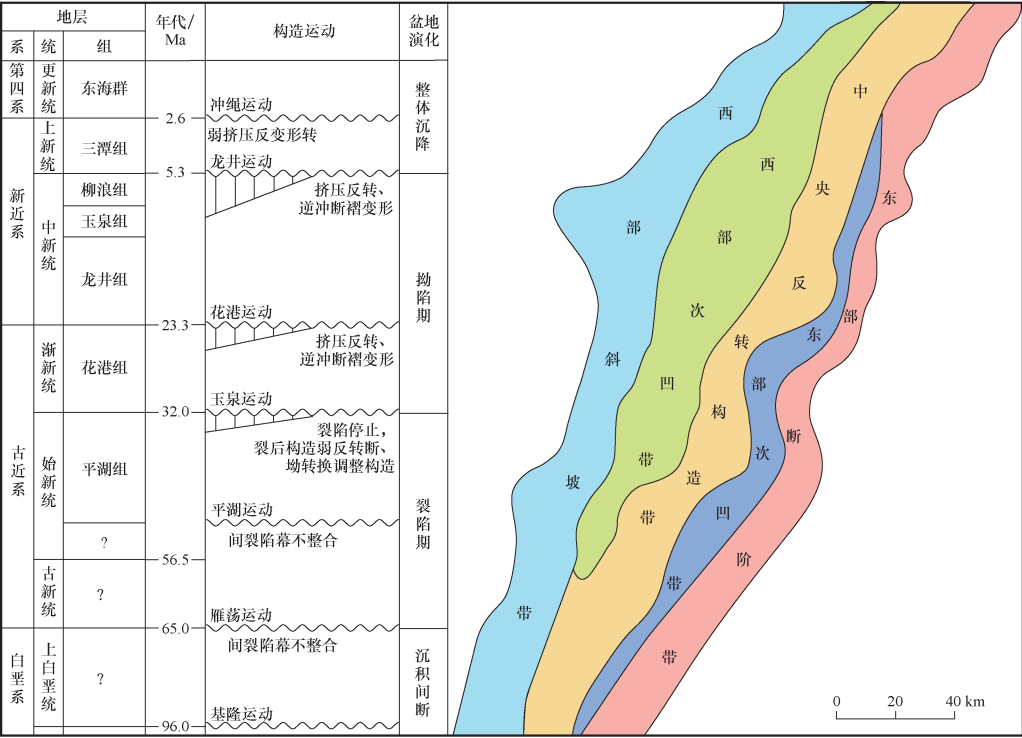


图 1 西湖凹陷地层概况、构造演化与构造单元划分(据文献[10]修改)

Fig. 1 Strata, tectonic evolution and tectonic unit division in the Xihu Sag(modified from reference[10])

2.2 “甜点”分类

产能是经济价值最直观的体现,也是评价“甜点”最直观的参数^[14-15],本次研究用产能作为“甜点”分类的主要依据。研究区探井压裂实验效果较差,所以下文中所提产能指自然产能。研究区试气层段少,无法通过试气资料直接建立起“甜点”的评价标准,本次研究认为基于压汞和岩心物性分析的 R_{35} 计算气藏产能方法能够很好的弥补以上不足。

压汞毛管压力实验中累积进汞饱和度达到 35% 时对应的孔喉半径,称之为 R_{35} ,它可以反映储层中的孔隙结构特征。国外采用 R_{35} 方法评价气藏产能的研究已相对成熟,1980 年 Winland^[16] 在对 Spindle 油气田有效、无效储层界线划分时,提出了 R_{35} 与孔、渗的统计关系式;1995 年 Martin^[17] 等人提出了不同级别 R_{35} 与气井产能的大致对应关系;2002 年 Aguilera^[18] 提出了类似 Winland 的统计关系式,并认为 R_{35} 为孔隙网络相互连通且能使流体在其内部流动的最小孔喉半径;2006 年 Byrnes^[19] 等人通过大量统计 R_{35} 与气藏产能关系,确定了常规气与致密气界限值;2010 年 Roberto^[20] 等人在总结前人研究成果基础上,通过理论分析及测试验证,得出 R_{35} 方法可以将常规气、致密气、页岩气进行统一的储层分类评价。国内学者林潼等人^[21] 2016 年对致密砂岩储层评价时发现, R_{35} 对致密储层气层和

干层的划分效果明显优于常规方法;蔡华等人^[22] 在 2015 年对东海盆地尝试利用 R_{35} 进行产能评价,并发现东海盆地 R_{35} 产能评价公式与 Aguilera 经典公式存在较大差异。总结前人的研究结果,本文利用 5 段试气和对应的 R_{35} 进行分析,建立起研究区理想每米无阻流量 Q_{AOF} 与 R_{35} 相关公式[公式(1),图 2a]:

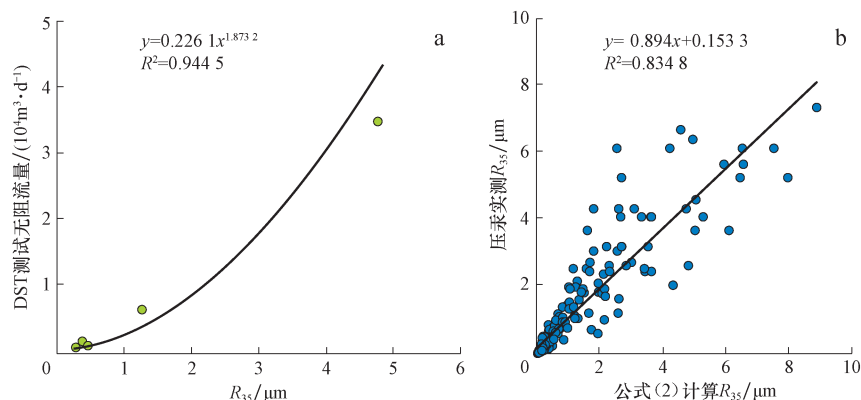
$$Q_{AOF}/H = 0.2261R_{35}^{1.87} \tag{1}$$

式中: Q_{AOF} 为理想无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; H 为测试层有效厚度, m; R_{35} 为累积进汞饱和度达到 35% 时对应的孔喉半径, μm 。

压汞得到的 R_{35} 数量有限,怎样将 R_{35} 跟常规资料结合起来是十分有必要的。Winland^[16] 通过对不同地区不同孔隙度、渗透率样品的进汞饱和度分析提出了用孔隙度和渗透率计算 R_{35} 的经验公式[公式(2)]。并将渗透率小于 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度小于 7.8% 的储层划归于无效储层,这种划分标准并不适合研究区。对研究区 300 个压汞资料展开分析,利用线性回归分析法求得研究区用孔隙度、渗透率计算 R_{35} 的公式[公式(3)],计算结果与压汞实测 R_{35} 值具有很好的匹配关系(图 2b):

$$\ln R_{35} = 0.732 + 0.588 \ln K_{air} - 0.864 \ln \Phi \tag{2}$$

$$\ln R_{35} = -0.7557 + 0.5392 \ln K_{air} + 0.6464 \ln \Phi \tag{3}$$

图2 西湖凹陷 R_{35} 计算无阻流量相关图件Fig. 2 Graphs displaying the computation of open flow capacity via the formula R_{35} in the Xihu Saga. R_{35} 计算无阻流量的相关公式; b. 测井计算 R_{35} 与压汞实测 R_{35} 匹配度

式中: K_{air} 为空气渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; Φ 为孔隙度, %。

采用公式(3)和公式(1)计算每个深度的 R_{35} 及无阻流量。结合海上油田稳定产量与无阻流量转换关系,认为无阻流量的 1/3 为稳定产量,求取每个小层内的稳定产量平均值乘以 1 000 得到每个层位的千米井深稳定产量。依据行标《海上石油天然气储量计算规范》(DZ/T 0252—2013),以千米井深稳定产量作为产能分类标准:千米井深稳定产量 $\geq 15 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d})$ 为高产气藏; $5 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d}) \leq$ 千米井深稳定产量 $\leq 15 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d})$ 为中产气藏; $1 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d}) \leq$ 千米井深稳定产量 $\leq 5 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d})$, 为低产气藏; 千米井深稳定产量 $< 1 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{km} \cdot \text{d})$ 为特低产气藏。根据计算所得的千米井深稳定产量将研究区产能分为高产、中产、低产和特低产,并根据产能划分“甜点”。I 类“甜点”对应高产气藏, II 类“甜点”对应中产气藏, III 类“甜点”对应低产气藏。其中 I 类和 II 类“甜点”是在当前经济、技术背景下能够实现有效开发的“甜点”类型,而研究区主要为低渗-近致密储层,尤其是花港组下部,当深度大于 4 000 m 时,渗透率基本小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度均小于 9%, 试气及千米井深稳定产量均显示为低产和特低产气藏。本次研究将花港组下部的低产气藏划分为 III 类“甜点”, 作为下阶段勘探和开发“潜力层”。

3 “甜点”特征

3.1 岩石学特征

研究区目的层各类“甜点”岩石学组分特征基本一致。主要岩石类型为长石岩屑质石英砂岩, 少量长石质岩屑砂岩和岩屑砂岩(图3)。岩石的成分成熟度

较好, 石英含量、长石、岩屑含量变化不大, 石英含量平均 63.4% ~ 65.1%, 长石含量平均 16% 左右, 岩屑含量平均 18.3% ~ 20.2%。结构成熟度中等, 颗粒磨圆以次棱-次圆状为主, 分选中等-好或好, 接触类型以点-线接触为主, 少量凹凸-线接触以及线-点接触, 胶结类型以接触-压嵌式胶结为主。

3.2 孔喉类型

研究区为典型低渗-致密砂岩储层, 储层非均质性强, 孔隙和喉道类型复杂, 不同“甜点”孔隙和喉道的类型及大小都有各自的特点, 同时孔喉的差异导致不同“甜点”的孔隙度和渗透率具有不同的范围^[23]。

低渗透储层具有复杂的储集空间类型及组合, 其孔隙结构类型因受沉积和成岩作用等较多地质因素影响而复杂多样^[24]。对研究区不同层段铸体薄片观察发现, 花港组储层具有多种不同类型的孔隙, 主要包括

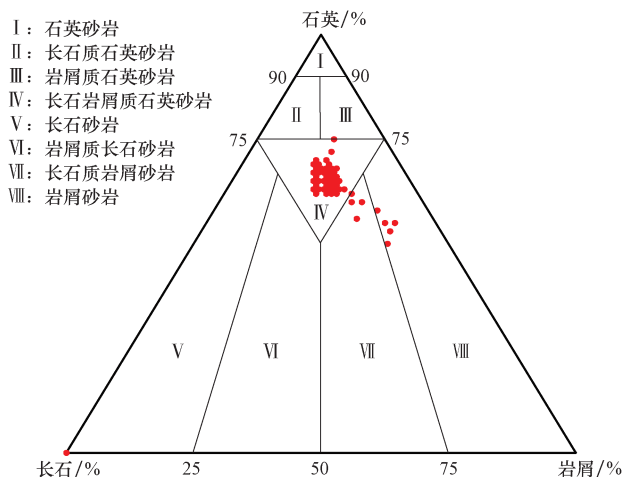


图3 西湖凹陷岩石分类

Fig. 3 Petrographic classification of the Xihu Sag

粒间孔、粒内孔和晶间孔。经镜下测量可知孔隙直径大小不均,大部分小于 $100\ \mu\text{m}$ 。

粒间孔主要发育有3种类型,第一种为复合孔(图4a,b),其特征为孔隙边缘较为平直的原生孔和边缘颗粒被部分溶蚀形成的溶蚀孔组合形成,由于压实作用较弱,原生孔隙得以保存下来,后期溶蚀作用使孔隙进一步扩大,这类孔隙孔径较大,连通性好,平均孔隙直径大于 $70\ \mu\text{m}$;第二种为残余粒间孔(图4c),由于储层埋藏深,机械压实作用较强,成岩过程中原生粒间孔隙被压实和充填后残余的孔隙,孔隙直径小、连通性差异性大,具有强烈的非均质性,平均孔隙直径在 $40\sim 85\ \mu\text{m}$,在各个目的层段均较发育;第三种为粒间溶孔(图4a),受溶蚀作用影响,在颗粒接触边缘或颗粒之间的胶结物产生的次生孔隙,这类孔隙孔径较小,连通性差,平均孔隙直径一般在 $20\sim 50\ \mu\text{m}$,在研究区较为常见。

粒内孔主要为粒内溶孔和铸模孔(图4c),主要为长石不稳定矿物成分的溶蚀,其次为岩屑颗粒溶蚀,石英溶蚀少见(图4g)。粒内溶蚀孔隙一般孔径较小,且

为孤立的,孔隙连通性差。

晶间孔主要有绿泥石和自生伊利石及伊蒙混层晶间微孔隙(图4j),这些粘土矿物晶体之间具有一定的微孔隙,具有一定的渗流能力,但孔隙孔径较小,且连通性差,对储层的渗透率贡献很小。

在低渗透储层中,喉道是影响储层渗透率的关键因素。受颗粒本身大小和形状、岩石颗粒间的接触关系、胶结物形态等因素影响,喉道的大小及形态差异较大^[15]。研究区花港组储层喉道类型主要有:孔隙缩小型喉道、缩颈型喉道、片状喉道和管束状喉道。

对于不同类型的低渗透储层,其孔隙大小及规模差异不大,但渗透率差异较大,而渗透率差异体现在喉道的差别,喉道是控制低渗透储层质量的关键因素^[21]。因此,着重通过对喉道分级标准研究进行孔隙结构分类。选取平均连通孔喉半径作为研究区孔隙结构分级的指标参数。采用数据构形分析法对研究区孔隙结构进行分类,根据累计曲线上的拐点数量,将研究区孔隙结构划分为6类(图5a)。

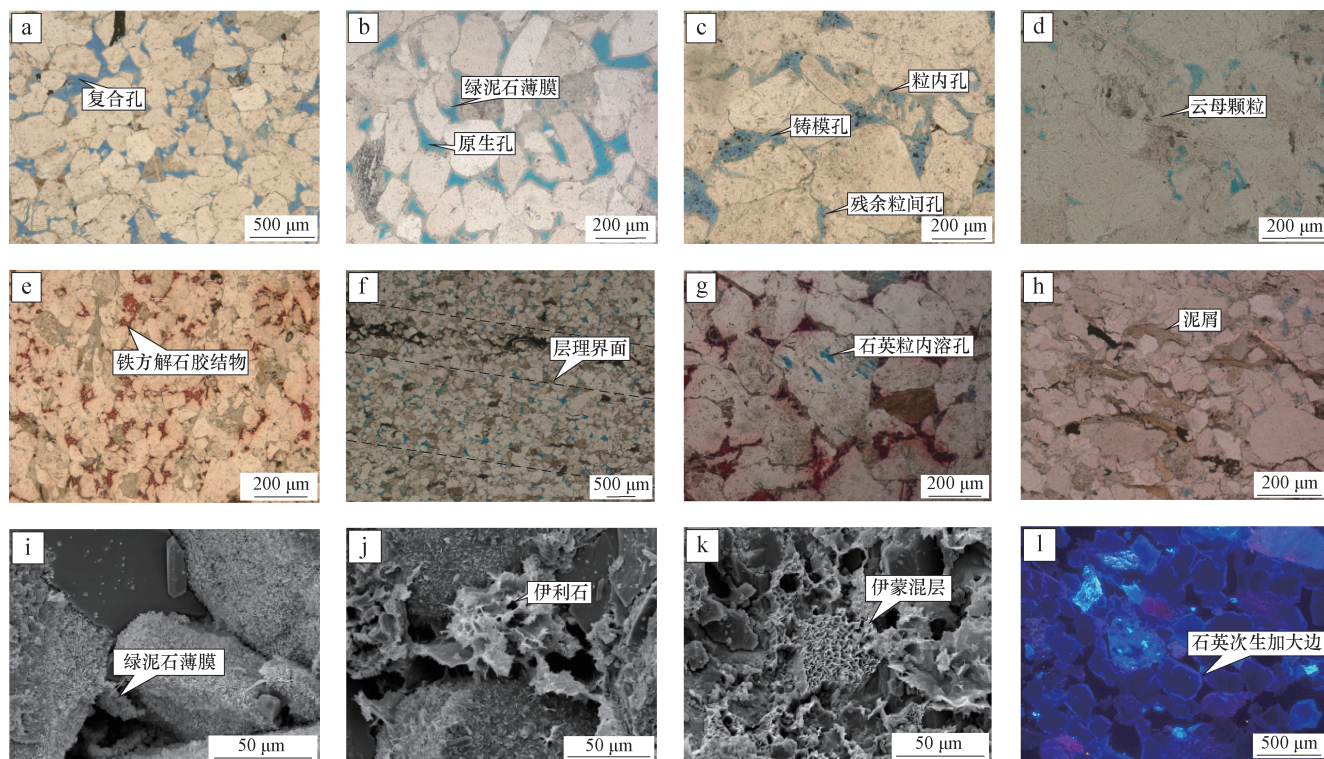


图4 西湖凹陷储层微观特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of reservoirs in the Xihu Sag

a. “甜点”Ⅰ类,中砂岩,以复合孔为主,X-3井,埋深3 843 m;b. “甜点”Ⅱ类,原生孔为主,绿泥石薄膜常见,X-4井,埋深3 672.3 m;c. “甜点”Ⅲ类,少量残余粒间孔,粒内溶蚀孔为主,X-1井,埋深4 287.8 m;d. 细砂岩,成熟度低,塑性矿物被压弯曲变形充填于颗粒之间,物性差,X-2井,埋深3 666.4 m;e. 方解石胶结致密层,基本无面孔率,X-2井,埋深3 822.1 m;f. 平行层理,矿物成分不同,压实程度不同,物性不均一,X-2井,埋深3 908.3 m;g. 石英粒内溶孔,碳酸盐胶结,X-2井,埋深4 052.2 m;h. 含泥砾层,镜下分选差,小的泥屑塑性变形充填到颗粒之间,物性较差,X-1井,埋深3 863.5 m;i. 绿泥石薄膜,X-2井,埋深3 718 m,SEM;j. 伊利石充填孔隙,X-1井,埋深4 016.2 m,SEM;k. 伊蒙混层充填孔隙,X-2井,埋深4 247.1 m,SEM;l. 石英多呈蓝紫色,次生加大边较发育,X-2井,埋深3 766 m,阴极发光

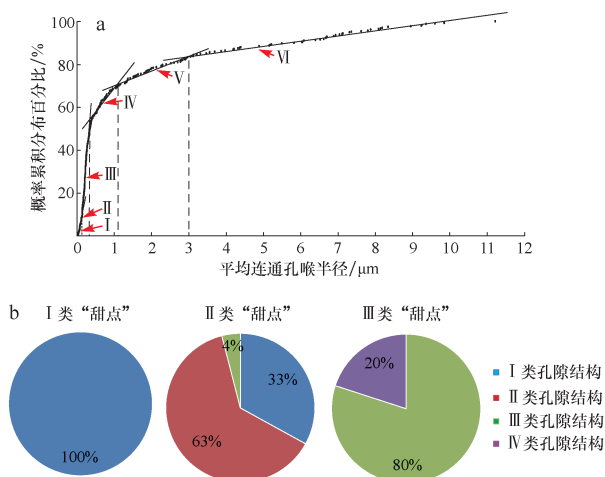


图5 西湖凹陷孔隙结构分类及特征

Fig. 5 Classification and characteristics of

pore structures in the Xihu Sag

a. 累计平均孔喉半径划分孔隙结构;

b. 不同“甜点”类型所含孔隙类型比重

I类,孔隙类型以粒间复合孔为主,粒间原生孔次之,含较多粒内容蚀孔;喉道类型以孔隙缩小型喉道为主,其次为缩颈型喉道。镜下测量平均孔隙直径大于70 μm ,孔隙度一般大于11.6%,平均为14.6%,渗透率一般大于 $3.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $46.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞曲线为具有一定斜率的平台型,平台相对较短,分选相对较差,排替压力小于0.1 MPa,最大连通孔喉半径大于6 μm ,平均连通孔喉半径大于3 μm 。

II类,孔隙类型主要为粒间复合孔和粒间原生孔,粒内容蚀孔较少,喉道类型主要为缩颈型喉道、片状喉道,镜下测量平均孔隙直径一般在40~85 μm 。孔隙度一般为5.7%~18.4%,平均为10.5%,渗透率一般为 $0.76 \times 10^{-3} \sim 3.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞曲线为具有一定斜率的平台型,平台相对较长,分选相对较好,排替压力在0.1~0.2 MPa。

III类,孔隙类型以原生孔保存的粒间残余孔为主;喉道以片状喉道为主,其次为缩颈型喉道。镜下测量平均孔隙直径一般在30~70 μm ,孔隙度一般为6%~14.4%,平均为9%;渗透率一般为 $(0.35 \sim 0.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞曲线为具有长平台型,平台最长,分选较好,排替压力在0.2~0.8 MPa,最大连通孔喉半径为0.7~2.4 μm ,平均连通孔喉半径为0.3~1.1 μm 。

IV类,孔隙以粒间溶蚀孔、粒内容蚀孔为主,粒间残余孔较少。喉道以片状喉道为主,弯片状次之,缩颈型喉道较少,镜下测量平均孔隙直径一般在20~50 μm 。孔隙度主要分布在5%~11%,平均为

7.3%,渗透率一般为 $(0.23 \sim 0.45) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞曲线为具有一定斜率的平台型,平台较短,分选较差,排替压力在0.8~2 MPa。最大连通孔喉半径为0.3~0.7 μm ,平均连通孔喉半径为0.13~0.3 μm 。

V类,孔隙以粒内容蚀孔为主,粒间溶蚀孔、铸模孔次之,喉道为片状喉道、弯片状喉道,镜下测量平均孔隙直径为8~20 μm ,孔隙度主要分布在2%~8%,平均为4.6%,渗透率一般为 $(0.03 \sim 0.22) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞曲线为缓坡形,平台较短,分选较差,排替压力在2~5 MPa。最大连通孔喉半径为0.12~0.3 μm ,平均连通孔喉半径介于0.02~0.13 μm 。

VI类,仅见少量粒内容蚀孔,喉道基本不发育,镜下测量平均孔隙直径小于10 μm ,孔隙度一般小于2.2%,渗透率一般小于 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压汞曲线表现为陡坡形,排驱压力大,一般大于6 MPa。最大连通孔喉半径小于0.12 μm ,平均连通孔喉半径小于0.02 μm 。

通过分析得I类“甜点”储层以I类孔隙结构为主;II类“甜点”储层中主要发育II类孔隙结构,其次为I类孔隙结构,少见III类孔隙结构;III类“甜点”主要以III类孔隙结构为主,发育少量IV类孔隙结构;V类、VI类孔隙结构对应渗透率小于 $0.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于强致密储层,主要发育在非“甜点”储层(图5b)。

3.3 束缚水含量

研究区不同“甜点”类型的束缚水含量有较大差别,尤其是I类“甜点”的束缚水含量明显低于其它类型储层。高含水一直以来是制约气藏开发的难点^[23-25]。前人研究核磁共振 T_2 (弛豫时间)谱图能够很好的反映束缚水含量,且准确度高,但是不能对全井段进行规律总结。束缚水饱和度与孔隙结构、岩石性质及形成条件密切相关^[24]。对于低渗-致密气藏储层,束缚水与可动水渗孔比的大小侧面反映了岩石的孔隙结构,中子-密度孔隙度差值与岩石束缚水含量相关,泥质含量间接决定着岩石的孔隙结构特征,三者从不同的角度反映了岩石束缚水饱和度(S_{wi})的状态^[25]。通过以上测井参数与研究区25块核磁共振测试数据建立关系,运用多元线性回归拟合出束缚水饱和度和测井计算公式如下[公式(4)]:

$$S_{wi} = 50.23871 - 0.04341 \times \text{差值} + 0.3929 \times \text{测井泥质含量} - 0.03235 \times \text{渗孔比} \quad (4)$$

总结来看:研究区 I 类“甜点” T_2 谱图形态为右偏峰式,具体形态呈现多样化,最大峰值从 30 ~ 200 ms 不定(图 6a)。从测井束缚水饱和度与千米井深稳定产量匹配来看,束缚水饱和度大多处于 22% ~ 57% (图 6d); II 类“甜点”与 III 类“甜点”束缚水含量相近, T_2 谱图形态为均匀双峰式,两个峰值在 2.2 ms 和 40 ms 左右(图 6b)。测井束缚水饱和度与千米井深稳定产量匹配表明, II 类“甜点”与 III 类“甜点”束缚水饱和度大多处于 45% ~ 55% (图 6d);非“甜点”储层为左偏峰式,主要峰值基本在 2 ms 附近,另一个峰值不稳定,可大可小(图 6c)。测井束缚水饱和度与千米井深稳定产量匹配表明,非“甜点”储层束缚水饱和度基本大于 50% (图 6d)。

4 “甜点”成因

4.1 埋藏深度

埋藏深度是研究区目的层控制“甜点”发育的决定性作用。通过对研究区多次 MDT 录井测压和 DST 地层测压得出,研究区目的层地层压力系数在 1.01 ~ 1.03,属常压地层。储层物性随深度增加变差,深度越深差异变小。据统计埋深大于 4 000 m 基本不发育

“甜点”储层,现阶段有开发价值的 I 类“甜点”和 II 类“甜点”几乎全部发育在花港组上部(表 1)。

4.2 沉积作用

花港组上部,沉积作用是 I 类和 II 类“甜点”储层发育的主控因素。沉积作用从沉积环境、事件性沉积及层理类型等方面控制着“甜点”储层的发育。

4.2.1 沉积环境是控制“甜点”发育的内因

不同沉积环境下,砂体的粒度和成熟度等方面有明显差异。研究区花港组发育一套大型辫状河三角洲沉积体系,目的层发育辫状河三角洲前缘亚相,以大套厚层砂岩为主。主要发育辫状水道、水道间、溢岸沉积和席状砂 4 种微相,其中以辫状水道为主,辫状水道根据水道底部有无底砾岩和冲刷面,分为高能辫状水道和低能辫状水道,高能辫状水道粒度明显比低能辫状水道粗。经统计发现,研究区“甜点”主要发育在辫状水道中, I 类和 II 类“甜点”主要发育在辫状水道的中砂岩, I 类“甜点”大多只在高能辫状水道中发育。 III 类“甜点”主要发育在低能辫状水道的细砂岩中,中砂岩次之(图 7)。这主要是由于沉积水动力越强,粒度越粗,塑性矿物越少,抗压实能

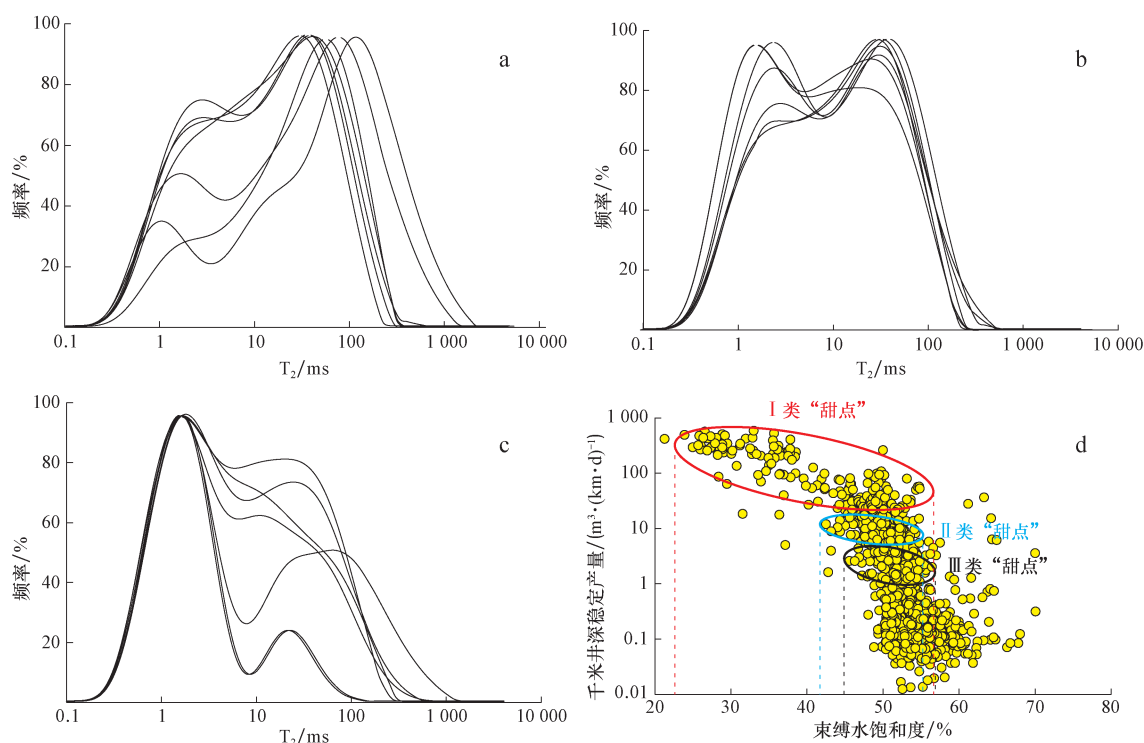


图 6 西湖凹陷不同“甜点”类型核磁共振束缚水饱和度特征(离心力 2.07 MPa)

Fig. 6 Characteristics of irreducible water saturation revealed by magnetic resonance spectrogram for different “sweet spots” in the Xihu Sag (with the centrifugal force of 2.07 MPa)

a. “甜点” I 类 T_2 谱图; b. “甜点” II 类、III 类 T_2 谱图; c. 非“甜点” T_2 谱图; d. 不同“甜点”束缚水含量标准

表1 西湖凹陷花港组物性统计
Table 1 Property statistics of the Huangang Formation in the Xihu Sag

层位	$R_{35}/\mu\text{m}$	千米井深稳定 产量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-1} \cdot \text{d}^{-1})$	孔隙度/ %	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$
花港组上部	0.2 ~ 16.5	1 ~ 400.0	5.0 ~ 20	0.20 ~ 260.00
花港组下部	< 1.0	< 8.0	4.7 ~ 9.0	0.01 ~ 1.00

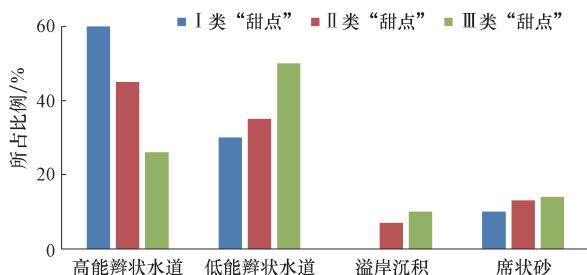


图7 西湖凹陷不同微相“甜点”分布概率

Fig. 7 Probability distribution of “sweet spots” in different depositional microfacies in the Xihu Sag

力也就越强,促进了原生孔隙的保留(图8);同时粒度越粗、分选越好,表面积越小,颗粒之间的支撑力越大,孔喉连通性越好。

4.2.2 事件性沉积不利于“甜点”的形成

研究区发育多套含灰黑色泥砾层,砾石大小不一,形态不同,按排列方式大致可以分为两类:杂乱排列和定向排列。杂乱排列类型的泥砾大小和形态差别较大,部分呈撕裂状;定向排列类型的泥砾粒度普遍较小,具有一定的成层性,形状较为圆润,说明经过一定距离的搬运。

图9上段的泥砾层,发育两种类型泥砾,泥岩撕裂屑(①号)主量元素和微量元素含量与下伏泥岩差别都较大,主量元素中Si含量明显增多,其它主量元素

含量都相应减少,微量元素含量普遍比下伏泥岩少;泥砾(②号)与其紧邻下覆泥岩段具有相近的常量元素和微量元素类型和含量,说明泥砾(②号)来自附近下伏泥岩出露的位置,而泥岩撕裂屑(①号)来自其它地区的泥岩。前人研究,水体越深溶解氧含量相对越高,海水中 Mn^{2+} 被氧化,以 Mn(IV) 的氧化物或氢氧化物沉淀下来。Ti是一种较稳定的元素,很难形成可溶性化合物,所以海水中Ti的含量很低,沉积物中Ti主要来自陆源碎屑物质,根据Mn和Ti两种元素的特征差异性,Mn/Ti比值可以判断水体的深浅,比值越大水体越深,反之则反^[26]。泥砾(②号)为灰色,泥岩撕裂屑(①号)为灰黑色,同时泥砾(②号)和下伏泥岩中Mn/Ti比相近且比泥岩撕裂屑(①号)小,验证前文所述泥砾(②号)为就近沉积,同时证明泥岩撕裂屑(①号)来自更深的水体环境。推断本段泥砾层段是同一期风暴浪将较深水处和近处的未固结泥岩搅起混合后在此处快速堆积而成。图9下段泥砾(③号)与下伏泥岩相比,主量元素中Fe和Ti含量偏高,微量元素普遍比下伏泥岩段含量少,Mn/Ti比明显比下伏泥岩小,说明此段泥砾来自相对较浅的水体环境,推断泥砾(③号)是洪水冲刷上游泥岩并搬运而来。

通过铸体薄片、压汞和测井等资料观察分析,泥砾层物性普遍较差,非均质性强(图4h)。杂乱排列泥砾层,厚度较大,一般在0.5~3 m,层内的砂岩层分选差,成熟度低,含大量泥质杂基,压实作用强烈。镜下观察几乎所有薄片都发育碳酸盐胶结,胶结物一般不会充填整个薄片,而是不均匀的分布在薄片的不同位置,大大增加了储层不均一性;定向排列的小泥砾层厚度较薄,一般小于0.5 m,分选稍好,同样发育不均匀碳酸盐胶结。紧邻定向排列小泥砾层上部一般发育一套0.3~1 m的相对高渗层,这是洪水过后,水动力相对较强的一套沉积,沉积物相对较粗,物性好。

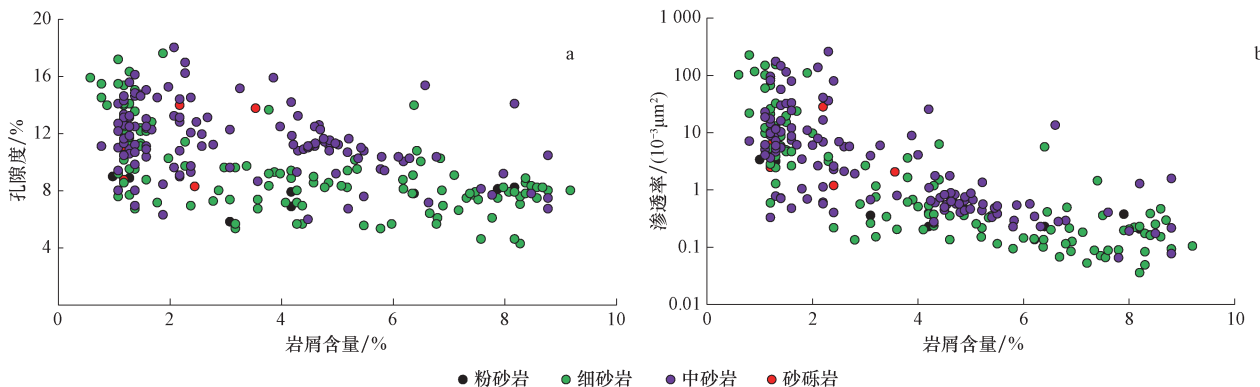


图8 西湖凹陷塑性岩屑含量与孔隙度、渗透率关系

Fig. 8 Plastic lithic content vs. porosity and permeability in the Xihu Sag

a. 孔隙度与岩屑含量关系; b. 渗透率与岩屑含量关系

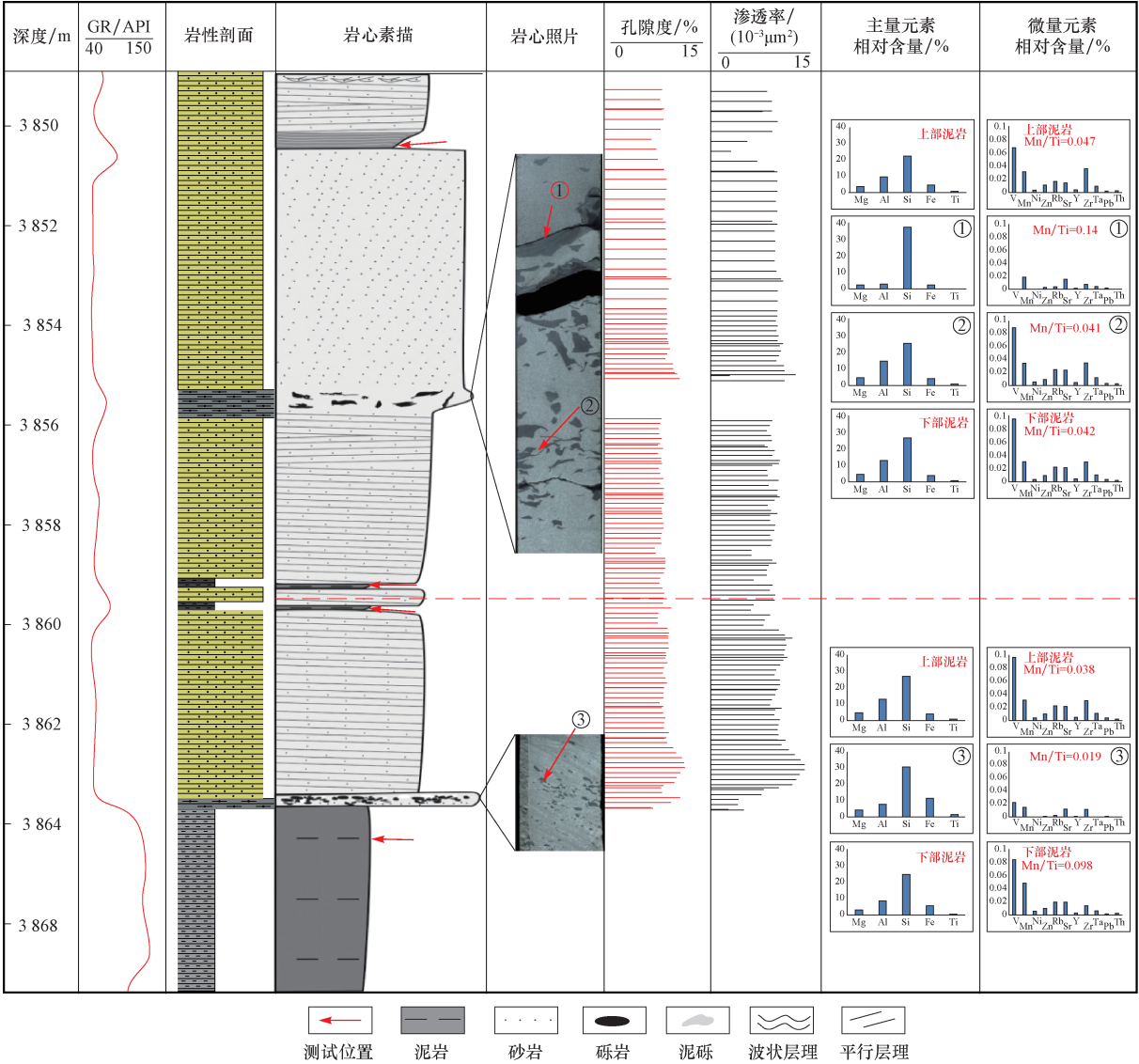


图 9 西湖凹陷 X-1 井地层综合柱状图

Fig. 9 Composite stratigraphic column of Well X-1 in the Xihu Sag

4.2.3 不同层理构造储层物性不同

研究区层理十分发育,主要发育块状层理、平行层理和波状层理 3 种,且物性依次变差。这主要是由于形成块状层理的水动力最强,粒度最粗,以中砂岩为主,细砂岩次之;平行层理其次,以细砂岩为主;波状层理最细,以粉砂岩为主(图 10)。相同岩性时(以细砂岩为例),块状层理的孔隙结构普遍比其它两种层理好。块状层理砂岩较为干净,原生孔隙较多,孔隙结构好,物性最好;平行层理段由于纹层之间成分不同,物性不同的层相间分布,导致平行层理进汞曲线存在多种类型,孔隙结构多样化,物性不均一(图 4f);波状层理细砂岩中大多具有高含量粉砂及泥质,压实作用强,孔隙结构差,物性最差。

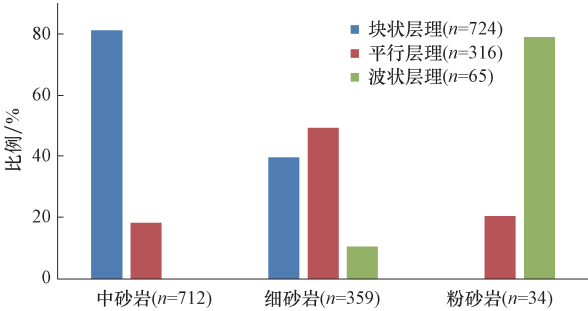


图 10 西湖凹陷不同层理中岩性分布概率

Fig. 10 Probability distribution of lithologies in different layers of the Xihu Sag

4.3 成岩作用

成岩作用对不同类型“甜点”所起作用不同。在

花港组上部,成岩作用对“甜点”储层影响较为有限,其中伊利石和伊蒙混层是影响储层物性的重要因素,溶蚀作用对部分“甜点”储层具有改善作用,胶结作用只是对局部储层起致密化作用;花港组下部,溶蚀作用是Ⅲ类“甜点”的主控因素。

4.3.1 胶结作用是储层致密化的重要影响因素

研究区胶结作用普遍发育,但局部富集,从压实作用和胶结作用减孔图中可以看出,胶结作用减孔所占比重较少,胶结减孔量约1%~12%,占总减孔量的4%~32%,主要包括碳酸盐、硅质和粘土矿物(图11)。

1) 粘土矿物胶结

粘土矿物胶结是影响“甜点”储层发育的主要成岩因素,研究区粘土矿物以绿泥石、伊利石和伊蒙混层为主(图4i—k)。统计发现,花港组上部,伊利石和伊蒙混层含量与孔隙度、渗透率呈负相关关系(图12a—d),说明埋深浅于4 000 m时,伊利石和伊蒙混层是控制储层的重要因素。通过铸体薄片和扫面电镜观察,伊利石常以蜂窝状和丝缕状附着在颗粒表面或填充于粒间孔隙和喉道中,使得孔隙储集性和连通性变差(图4j,k);其次,粘土矿物在压力作用下,发生塑性变形,从而减少骨架颗粒之间的摩擦,促进压实作用,同时,变形的粘土矿物充填在颗粒之间,多方面促进储层物性的变差。

绿泥石的保孔作用目前是一个饱受争议的话

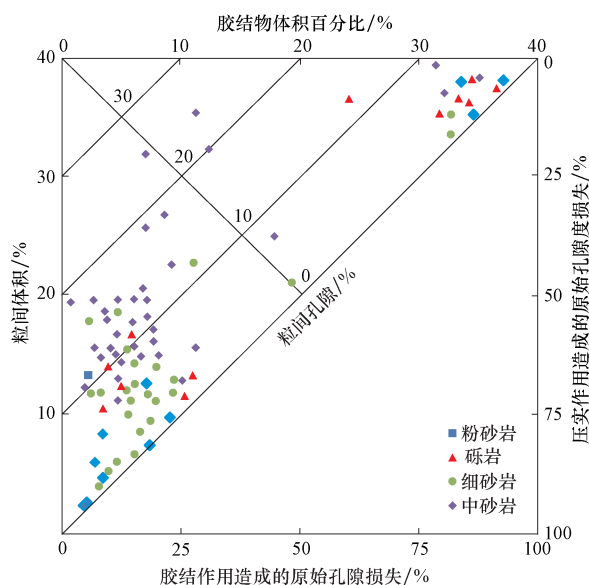


图11 西湖凹陷压实作用和胶结作用在孔隙度损失中的相对重要性评价

Fig. 11 Impact of compaction and cementation on porosity loss in the Xihu Sag

题^[27],前人指出西湖凹陷中央隆褶带优质储层发育层段与高绿泥石含量正相关明显,绿泥石膜抑制石英次生加大,有效保护了原生孔隙^[28]。但是笔者统计发现,无论是花港组上部还是花港组下部,绿泥石含量与储层物性均没有较好的单向相关性(图12e—h)。这主要是因为,研究区硅质胶结率低,基本小于1%,所以绿泥石膜抑制硅质胶结不是储层保孔的主要原因;其次,研究区共发育孔隙衬里和孔隙充填两种绿泥石,孔隙衬里绿泥石可以促进原生孔隙的保留,但是孔隙充填绿泥石则跟其它粘土矿物一样,阻塞孔隙和喉道,绿泥石含量与孔隙度、渗透率相关关系图中显示的两向相关性,可能就是受此原因导致(图12e,f),

2) 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结物是研究区花港组含量最多的自生矿物,主要包括方解石胶结和铁方解石胶结物(图4e),碳酸盐胶结物含量的增加会导致储层孔隙度和渗透率降低,不利于储集空间的发育。在辫状河三角洲前缘辫状水道砂体底部邻近泥岩的地方发现较多早期方解石基底式胶结,形成致密的砂岩储层。经统计发现,储层中胶结物含量大于10%的砂体一般距砂泥界面0.8 m范围内,即砂体边缘处易于形成碳酸盐基底式胶结,由砂体边缘向砂体内部,胶结物含量逐渐减低(图13)。受胶结物分布特征的影响,研究区储层存在一定厚度的胶结壳,储集物性在砂体边缘向砂体中部逐渐增加,在砂体中部胶结作用较弱,储集物性较高,孔隙度相对较为稳定。

4.3.2 溶蚀作用是Ⅲ类“甜点”形成的控制因素

研究区溶蚀作用普遍,铸体薄片观察、统计发现,少量岩屑颗粒及早期碳酸盐胶结物也容易发生溶蚀,形成溶蚀孔和晶间微孔。极少数的石英颗粒发生碱性溶蚀,形成石英粒内孔。主要以长石颗粒溶蚀为主,溶蚀形成粒间孔、粒内溶孔及铸模孔。长石溶蚀作用主要是在原生孔隙或者长石粒内缝基础上进行的,原生孔隙及粒内缝越多,溶蚀作用越发育,所以,花港组下部相对溶蚀增孔量远高于花港组上部,但是绝对溶蚀增孔量,花港组上部远多于花港组下部。采用视溶蚀率[公式(5)]定量表征溶蚀程度,花港组上部视溶蚀率在35%~65%左右,为中等溶蚀;花港组下部气层组整体较为致密,视溶蚀率大于70%,为中等-强溶蚀。所在,溶蚀作用对Ⅰ类“甜点”和Ⅱ类“甜点”的形成,主要起到改善作用;花港组下部致密储层中,溶蚀作用是Ⅲ类“甜点”形成的主控因素。

视溶蚀率 = 次生溶蚀面孔率 / 总面孔率 100%

(5)

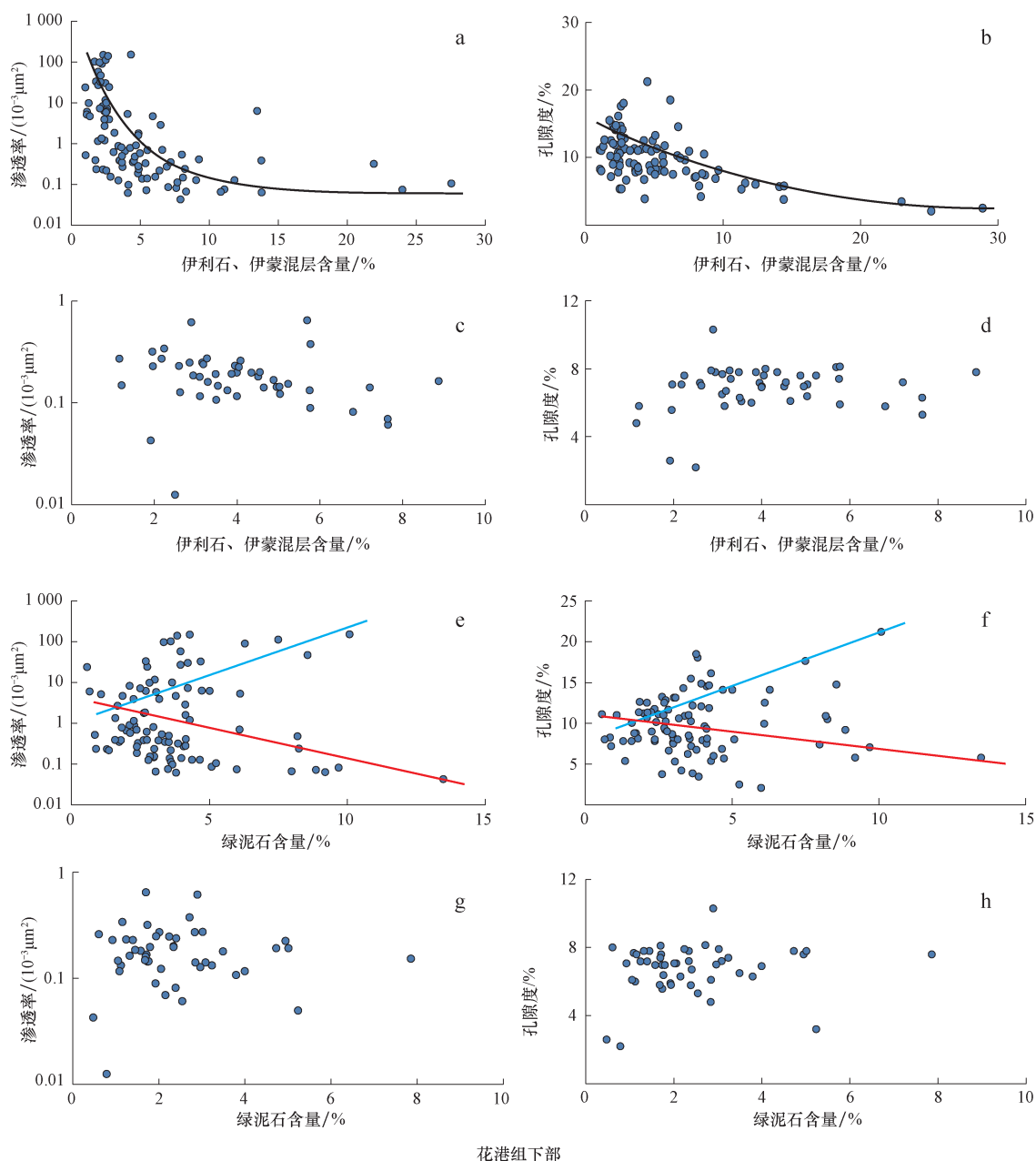


图12 西湖凹陷粘土矿物含量与孔隙度、渗透率关系

Fig. 12 Clay mineral content vs. porosity and permeability in the Xihu Sag

a. 花港组上部伊利石、伊蒙混层含量与渗透率关系;b. 花港组上部伊利石、伊蒙混层含量与孔隙度关系;c. 花港组下部伊利石、伊蒙混层含量与渗透率关系;d. 花港组下部伊利石、伊蒙混层含量与孔隙度关系;e. 花港组上部绿泥石含量与渗透率关系;f. 花港组上部绿泥石含量与孔隙度关系;g. 花港组下部绿泥石含量与渗透率关系;h. 花港组下部绿泥石含量与孔隙度关系;

4.4 构造运动

构造运动是“甜点”形成的必要条件。前人研究西湖凹陷中央隆起带一共经历过3期成藏,第一期为中中新世,第二期为中中新世晚期,第三期为上新世—第四纪,是西湖凹陷中央隆起带主要成藏期^[29]。研究区宽缓背斜构造,是在花港组沉积以后龙井运动时期,受挤压作用形成的。龙井运动发生在第三期成藏之前,本时期形

成的背斜构造为后期气藏的形成提供了良好的圈闭条件。此外,盖层是气藏形成和保存的关键^[30],从研究区地震剖面看,研究区断层较少,只有少数断层断穿目的层花港组上部的盖层,为气藏的形成提供了完整的盖层。龙井运动以后西湖凹陷进入缓慢沉降区,稳定的构造环境也为研究区气藏的保存提供了保障。圈闭形成时间与主要成藏期次良好的匹配关系,加上后期稳定的构造环境是研究区气藏“甜点”形成的必要条件。

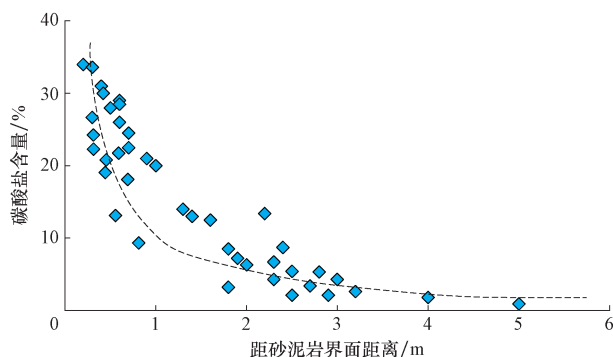


图13 西湖凹陷胶结物含量与距砂泥界面距离的关系

Fig. 13 Relationship of cement content and distance from the interface between sandstone and mudstone in the Xihu Sag

5 结论

1) 致密砂岩气藏“甜点”应该是针对特定研究工区,在当前经济和技术背景下,根据研究区当前勘探开发现状及要求,能够实现经济、稳定生产的区域。当前情况下研究区“甜点”划分应着重考虑储层物性、理论产能和含水性3方面。

2) 根据 R_{35} 计算研究区的理论产能,根据产能将“甜点”分为3类,Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”为高产、中产层段,在当前经济和技术背景下能够实现有效开发;花港组下部大部分层段渗透率基本小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度小于9%,试气及千米井深稳定产量均显示为低产和特低产气藏。本次研究将花港组下部低产气藏储层作为Ⅲ类“甜点”,作为下阶段勘探和开发“潜力层”。不同类型的“甜点”具有相近的岩石学特征,但是在物性、孔隙机构和束缚水饱和度等方面存在较大差别。

3) 埋藏深度是控制“甜点”发育的决定性因素,4 000 m 以深基本不发育Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”。在花港组上部,Ⅰ类和Ⅱ类“甜点”储层物性主要受沉积作用控制,成岩作用增加了储层不均一性;花港组下部,溶蚀作用是形成Ⅲ类“甜点”的主要因素;同时构造运动与主要成藏期次良好的匹配关系,加上后期稳定的构造环境为研究区气藏“甜点”形成提供了保障。

参 考 文 献

- [1] 潘继平,张大伟,岳来群,等. 全球海洋油气勘探开发状况与发展趋势[J]. 中国矿业,2006,15(11):1-4.
Pan Jiping, Zhang Dawei, Yue Laiqun, et al. Status quo of global offshore oil and gas exploration and development and its trends[J]. China Mining Magazine, 2006, 15(11): 1-4.
- [2] 苏奥,陈红汉,王存武,等. 低渗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.
- [3] 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): 95-102.
Cai Quansheng, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, et al. Reservoir characteristics and evolution of diagenetic porosity of Huagang Formation of Paleogene in the central anticlinal belt of Xihu Sag, Donghai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 95-102.
- [4] 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):820-829.
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): 820-829.
- [5] 高伟中,孙鹏,赵洪,等. 西湖凹陷花港组深部储层特征及控制因素[J]. 成都理工大学学报(自科版),2016,43(4):396-404.
Gao Weizhong, Sun Peng, Zhao Hong, et al. Study of deep reservoirs characters and main control factors of Huagang Formation in Xihu Sag, East China Sea[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(4): 396-404.
- [6] 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 Huagang Formation of Paleogene in the central anticlinal belt of Xihu Sag, Donghai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 733-740.
- [7] 苏奥,陈红汉. 东海盆地西湖凹陷油岩地球化学特征及原油成因来源[J]. 地球科学-中国地质大学学报,2015(6):1072-1082.
Suo Ao, Chen Honghan. Geochemical characteristics of oil and source rock, origin and genesis of oil in Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Earth Science, 2015(6): 1072-1082.
- [8] 陈智远,徐志星,徐国盛,等. 东海盆地西湖凹陷中央反转构造带异常高压与油气成藏的耦合关系[J]. 石油与天然气地质,2017, 38(3): 570-581.
Chen Zhiyuan, Xu Zhixing, Xu Guosheng, et al. Coupling relationship between abnormal overpressure and hydrocarbon accumulation in a central overturned structural belt, Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 570-581.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] Law B E, Basin-centered gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1891–1919.
- [12] 张金川, 金之钧. 深盆气成藏条件及其内部特征[J]. *石油实验地质*, 2000, 22(3): 210–214.
- Zhang Jinchuan, Jin Zhijun. Formation conditions and internal features of Deep Basin Gas accumulations [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2000, 22(3): 210–214.
- [13] 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, Zhang Jinchuan, Huang Weidong, et al. “Sweet spot” types of reservoirs and genesis of tight sandstone gas in Kekeya area, Turpan-Hami Basin [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2013, 34(2): 272–282.
- [14] 朱筱敏, 潘荣, 朱世发, 等. 致密储层研究进展和热点问题分析[J]. *地学前缘*, 2018(2): 141–146.
- Zhu Xiaomin, Pan Rong, Zhu Shifa, et al. Research progress and core issues in tight reservoir exploration. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(2): 141–146.
- [15] 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长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 Yan-chang Formation in Zhenjing area, southwest Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(6): 873–879.
- [16] Kolodzie S. Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine ooip in spindle field Colorado [M]. *National Academy of Sciences*, 1980, 41(3): 150–5.
- [17] Martin J, Solomon S, Hartmann A D. Abstract: characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs [J]. *Houston Geological Society Bulletin*, 1995, 38(1): 11–11.
- [18] Aguilera R. Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and Winland r_{35} value son Pickett Plots [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(4): 605–624.
- [19] Byrnes A P, Bhattacharya S. Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow-shelf carbonates [M]. *Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research*, 2006, 106(4): 374–387.
- [20] Iannuzzi R, Souza P A, Holz M. Stratigraphic and pale of loric record of the Lower Permian postglacial succession in the southern Brazilian Paraná Basin [J]. *Geological Society of America Special Papers*, 2010, 468: 113–132.
- [21] 林潼, 魏红兴, 谢亚妮. 以喉道为参数的致密砂岩气储层评价方法——以库车坳陷迪北地区致密砂岩气为例[J]. *沉积学报*, 2016, 34(5): 983–990.
- Lin Tong, Wei Hongxing, Xie Yani. Using throat parametre to assess tight sandstone gas reservoir: A case study of Dibe tight sandstone gas in the east of Kuqa Depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(5): 983–990.
- [22] 蔡华, 鹿克峰, 杨志兴, 等. 对 R_{35} 经典产能评价指标的探讨[J]. *中国海上油气*, 2015, 27(1): 57–61.
- Cai Hua, Lu Kefeng, Yang Zhixing, et al. A discussion on the classic productivity-evaluation index of R_{35} [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2015, 27(1): 57–61.
- [23] 李海燕, 岳大力, 张秀娟. 苏里格气田低渗透储层微观孔隙结构特征及其分类评价方法[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 133–140.
- Li Haiyan, Yue Dali, Zhang Xiujuan. Characteristics of pore structure and reservoir of evaluation of low permeability reservoir in Sulige gas field [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 133–140.
- [24] 周尚文, 刘洪林, 闫刚, 等. 中国南方海相页岩储层可动流体及 T_2 截止值核磁共振研究[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(4): 612–616.
- Zhou Shangwen, Liu Honglin, Yan Gang, et al. NMR research of movable fluid and T_2 cut off of marine shale in South China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(4): 612–616.
- [25] 马旭鹏. 储层物性参数与其微观孔隙结构的内在联系[J]. *油气藏评价与开发*, 2010, 33(3): 216–219.
- Ma Xupeng. Internal relationship between physical property and micro-pore structure of reservoir [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2010, 33(3): 216–219.
- [26] 陈洪德, 李洁, 张成弓, 等. 鄂尔多斯盆地山西组沉积环境讨论及其地质启示[J]. *岩石学报*, 2011, 27(8): 2213–2229.
- Chen Hongde, Li Jie, Zheng Chenggong, et al. Discussion of sedimentary environment and its geological enlightenment of Shanxi Formation in Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(8): 2213–2229.
- [27] 马鹏杰, 林承焰, 张世奇, 等. 碎屑岩储集层中绿泥石包膜的研究现状[J]. *古地理学报*, 2017, 19(1): 147–159.
- Ma Pengjie, Lin Chengyan, Zhang Shiqi, et al. An overview on study of chlorite films in clastic reservoirs [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2017, 19(1): 147–159.
- [28] 郑军. 西湖凹陷中央背斜带中北部深部优质储层孔隙保存机理[J]. *地质科技情报*, 2016(3): 173–179.
- Zheng Jun. Porosity preservation of deeply buried and high-quality reservoirs in the north and middle part of central anticlinal zone, Xihu Sag [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2016(3): 173–179.
- [29] 张忠民, 周瑾, 邬兴威. 东海盆地西湖凹陷中央背斜带油气运移期次及成藏[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(1): 30–33.
- Zhang Zhongmin, Zhou Jin, Wu Xingwei. Jurassic sequence stratigraphy of the Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(1): 30–33.
- [30] 林建品, 贾善坡, 刘团辉, 等. 枯竭气藏改建储气库盖层封闭能力综合评价研究——以兴9枯竭气藏为例[J]. *岩石力学与工程学报*, 2015(s2): 4099–4107.
- Lin Jianpin, Jia Shanpo, Liu Tuanhui, et al. Comprehensive evaluation of sealing ability of mudstone cap rock for Xing 9 depleted gas reservoir in reconstructing underground gas storage [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2015(s2): 4099–4107.