

北部湾盆地涠西南凹陷流沙港组二段下亚段页岩油储层非均质性特征

邓勇,范彩伟,胡德胜,何卫军,张建新

[中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东 湛江 524057]

摘要:北部湾盆地涠西南凹陷是中国南海海域重要的常规和非常规油气勘探开发区域,2022年7月WY-1井页岩油压裂测试成功并获得商业油气流,标志着中国海上页岩油勘探取得重大突破。基于岩心、薄片、矿物组成、有机地化、扫描电镜、基质孔渗和精细测井分析,开展了涠西南凹陷WY-1井的页岩油储层非均质性特征研究。结果表明:WY-1井流沙港组二段下亚段(流二下亚段)可识别出富硅黏土质泥岩相、混合质泥岩相、富黏土硅质粉砂岩相和(混合)硅质砂岩相4类岩相。对该4类岩相的物性、孔喉特征、可动性和脆性进行分析发现,储集空间以粒间孔为主,(混合)硅质砂岩相孔渗值最高、可压性最好、可动性最高,为有利岩相,富黏土硅质粉砂岩相次之,混合质泥岩相与富硅黏土质泥岩相比较差,但混合质泥岩相可压性与可动性好于富硅黏土质泥岩相。有利于储层发育的顺序为(混合)硅质砂岩相>富黏土硅质粉砂岩相>混合质泥岩相>富硅黏土质泥岩相。从储集性的纵向展布特征来看,流二下亚段底部储集性、可动性和可压性最好,其岩相主要为(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相互层;流二下亚段中部混合质泥岩相与富硅黏土质泥岩相互层分布,其脆性和可压性较流二下亚段上部好。综合评价认为,WY-1井甜点段主要为(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相以互层形式分布的流二下亚段下部,其次为混合质泥岩相较为发育的流二下亚段中部。

关键词:岩相;非均质性;页岩油储层;流二下亚段;涠西南凹陷;北部湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Heterogeneity of shale oil reservoirs in the $E_2l^{(1)}$ in Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

DENG Yong, FAN Caiwei, HU Desheng, HE Weijun, ZHANG Jianxin

(Zhanjiang Branch of CNOOC, Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

Abstract: Weixinan Sag, an important area for the exploration and development of both conventional and unconventional hydrocarbon in the Beibu Gulf Basin, South China Sea, has witnessed the success of well WY-1 which tested commercial oil and gas flow after fracturing in July, 2022, marking a major breakthrough in offshore shale oil development in China. An integration of the analysis of core, thin section, mineral composition, organic geochemistry, scanning electron microscope (SEM), matrix porosity and permeability and fine logging, is applied to study the heterogeneous signatures of shale oil reservoirs in well WY-1, Weixinan Sag. The results are shown as follows. Four types of lithofacies can be identified in the lower submember of the second member of Liushagang Formation ($E_2l^{(1)}$) in well WY-1, including highly siliceous clayey mudstone, mixed mudstone, clay-rich siliceous siltstone and (mixed) siliceous sandstone. Lithofacies is key to the reservoir heterogeneity. An analysis of the physical properties, pore throat characteristics, mobility and brittleness of the four types of lithofacies, indicates that the reservoir space is dominated by intergranular pores, and the (mixed) siliceous sandstone facies is of the highest porosity and permeability, the best compressibility and the highest mobility, a favorable lithofacies, followed by clay-rich siliceous siltstone, and the mixed mudstone and highly siliceous clayey mudstone coming at last though the compressibility and mobility of mixed mudstone are relatively better than the highly siliceous clayey mudstone. It is found that the favorable lithofacies for reservoir development can be sorted as (mixed) siliceous sandstone the first, followed by clay-rich siliceous siltstone, mixed

收稿日期:2023-02-20;修回日期:2023-05-05。

第一作者简介:邓勇(1975—),男,教授级高级工程师,海上石油地质与综合勘探。E-mail: dengy@cnooc.com.cn。

基金项目:中国海洋石油有限公司科技项目(KJZH-2023-2106);中国海洋石油有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2022-0303)。

mudstone and highly siliceous clayey mudstone in order. In terms of the vertical distribution of reservoir properties, the bottom interval of the $E_2l^{(1)}$ dominated by (mixed) siliceous sandstone interbedded with clay-rich siliceous siltstone, is the best in reservoir property, mobility and compressibility; the brittleness and compressibility of the interbedded mixed mudstone and highly siliceous clayey mudstone in the middle interval of the $E_2l^{(1)}$ are better than the upper interval. In all, it can be concluded that the sweet-spot section in well WY-1 is mainly composed of (mixed) siliceous sandstone interbedded with clay-rich siliceous siltstone in the lower interval of the $E_2l^{(1)}$, followed by the middle interval where mixed mudstone is well developed.

Key words: lithofacies, heterogeneity, shale oil reservoir, $E_2l^{(1)}$, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

引用格式: 邓勇, 范彩伟, 胡德胜, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷流沙港组二段下亚段页岩油储层非均质性特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 923–936. DOI: 10. 11743/ogg20230410.

DENG Yong, FAN Caiwei, HU Desheng, et al. Heterogeneity of shale oil reservoirs in the $E_2l^{(1)}$ in Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 923–936. DOI: 10. 11743/ogg20230410.

页岩油是全球重要的战略接替能源, 已在美国、加拿大、阿根廷等国实现商业开发。以美国为例, 据2021年EIA(美国能源信息署)的统计数据, 该国2020年页岩油产量达 3.60×10^8 t, 占其原油总产量的65%, 页岩油商业开发的成功直接帮助美国实现了能源独立, 成为石油净出口国, 由此深刻影响着世界能源格局^[1]。相较国外, 中国页岩油勘探起步虽然较晚, 但已取得明显的进展, 近年来在准噶尔盆地芦草沟组、鄂尔多斯盆地延长组、渤海湾盆地沙河街组、四川盆地侏罗统、松辽盆地青山口组、苏北盆地阜宁组以及北部湾盆地流沙港组相继取得重大突破和进展^[2-9]。与北美海相克拉通盆地页岩油不同, 中国页岩油主要分布在陆相淡水或咸水盆地中, 具有构造背景较不稳定、分布面积小、沉积相变快、沉积厚度大、成熟度低、有机质类型多样、非均质性强等特点^[1, 10-13]。上述特征导致中国页岩油勘探开发难度较大, 页岩油甜点段的评价与预测有赖于对储层非均质性特征的精细解剖。因此, 通过对陆相泥页岩进行精细岩相划分, 探究岩相微相对储层各性质的控制作用, 对中国页岩油勘探评价具有重要的应用实践意义。

涠西南凹陷是北部湾盆地目前唯一的油气产区, 整体勘探程度较高, 成熟区常规油气勘探潜力下降明显, 页岩油成为该区新领域勘探的重点方向, 2022年部署的首口页岩油勘探井WY-1井取得重大突破, 日产原油 20 m^3 , 表明中国海上页岩油具有很好的勘探前景^[9]。古近系流沙港组二段下亚段(流二下亚段)页岩是本区页岩油勘探的主要目的层之一, 目前已对其生产能力、储集性、可动性和可压性进行了初步研究^[9]。然而, 关于其储层非均质性特征及其岩相控制因素方面的研究还未涉及。本文在精细岩相划分的基础上,

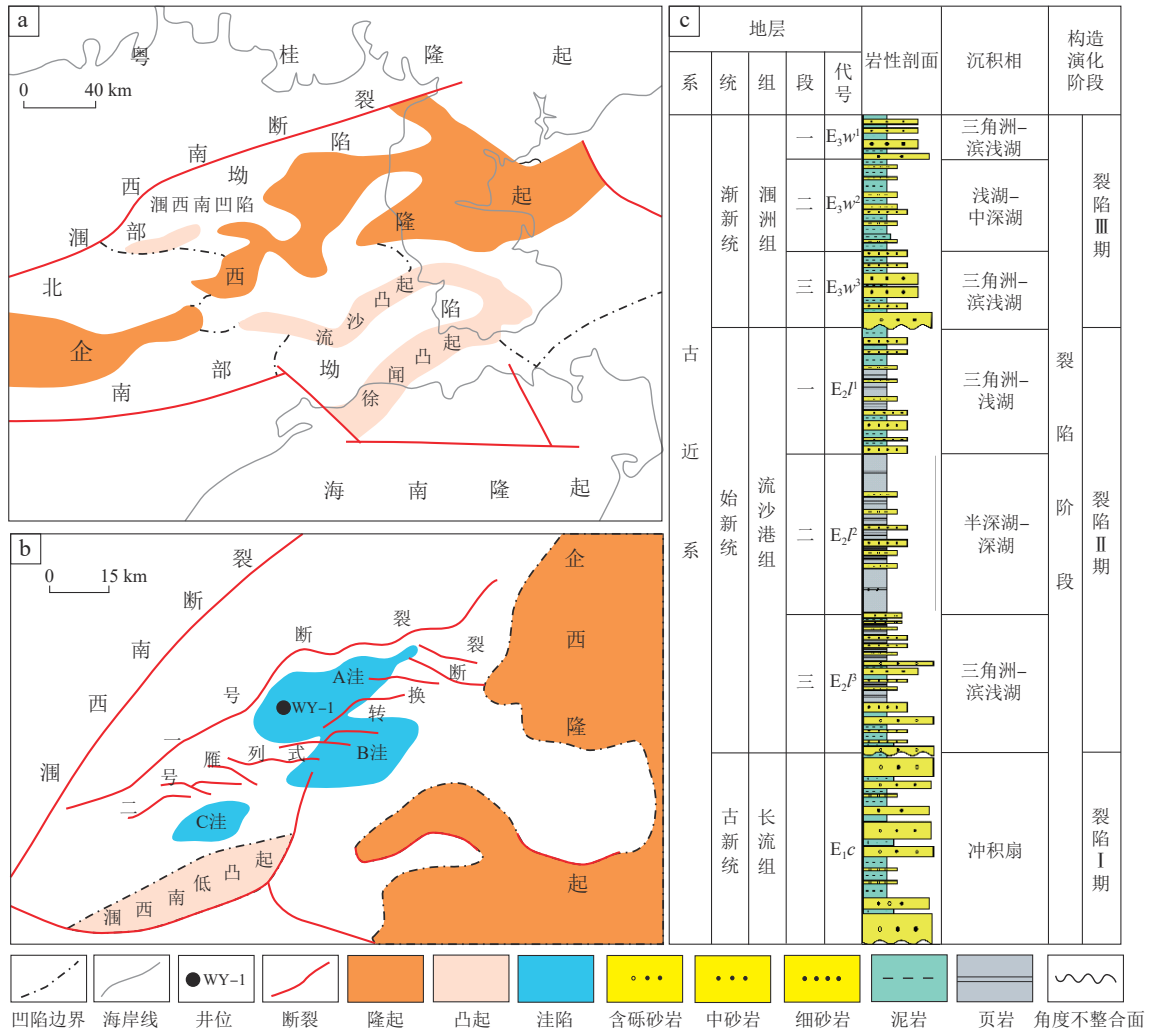
结合测井及分析化验资料, 分析目的层各岩相的页岩油储层特征, 探讨岩相对储层非均质性发育的控制作用, 以期对流沙港组二段(流二段)页岩油储层甜点评价及预测提供理论依据。

1 区域地质概况

涠西南凹陷位于北部湾盆地北部坳陷带, 是盆地内的三级构造单元, 北部是近北西-南东向的涠西南断裂, 南部为涠西南低凸起, 东部为企西隆起, 面积约 3800 km^2 , 是目前北部湾盆地勘探程度较高、油气显示最丰富的凹陷(图1a)。涠西南凹陷内北部一号断裂为控洼边界断裂, 在流二段沉积时期强烈活动, 控制了流二段烃源层的发育; 二号断裂为A洼陷和B洼陷的分隔断层, 呈雁列式展布, 主要在流一段及涠洲组沉积时期活动, 为涠西南凹陷重要的构造变换带和油气富集区(图1b)^[14]。涠西南凹陷为中生界基底上发育起来的典型伸展断陷盆地, 古近系主要经历了3期裂陷阶段, 分别对应古新统长流组、始新统流沙港组和渐新统涠洲组, 流沙港组沉积期为湖盆发育的鼎盛时期, 以半深湖-深湖及三角洲沉积为主, 岩性以深灰色、暗色页岩为主, 夹有薄层-厚层砂岩、粉砂岩, 也是涠西南凹陷的主力烃源岩^[15]。流沙港组依据岩相特征进一步分为流一段、流二段和流三段, 其中流二段是最有利的烃源岩(图1c)。

2 岩相划分及岩石学特征

岩相是指一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合^[17], 是岩石类型及沉积构造的综合, 是沉积环境在岩性上的综合表现^[18]。研究页岩油储层非均质性,

图1 北部湾盆地(a)、涠西南构造位置(b)及地层综合柱状图(c)^[9, 16]Fig. 1 Structural locations of Beibu Gulf Basin (a) and Weixinan Sag (b), and the corresponding composite stratigraphic column (c)^[9, 16]

寻找有利甜点段,确定有利岩相是基础。对国内外页岩油区块的调研发现,国外以海相型页岩油为主,岩相主要以硅质泥岩、钙质泥岩、混积碳酸盐岩和碳酸盐岩类为主,储集空间以粒间孔、晶间孔、有机孔和微裂隙为主,孔渗发育非均质性受岩相控制,甜点段具有高总有机碳含量(TOC)、高孔渗、厚层型、源-储一体等特征;国内页岩油可分为淡水湖盆和咸化湖盆两大类。淡水湖盆以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7段)为例,主要发育细砂岩、粉砂岩、暗色泥岩、黑色页岩4大岩类,孔隙类型主要为粒间孔、溶蚀孔、晶间孔及微裂隙,泥页岩孔隙度一般小于2%,渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu m^2$,有机质含量高,可动烃含量平均为0.47%;咸化湖盆以济阳坳陷为例,主要发育纹层状泥质灰岩/灰质泥岩,层状泥质灰岩/灰质泥岩,块状灰质泥岩/泥岩,碳酸盐岩含量高,孔隙类型包括粒间孔、晶间孔、微裂缝和有机孔,孔隙度变

化较大(3%~16%), TOC 为0.6%~16.7%,整体非均质性强,孔渗性较差。

目前,对于涠西南凹陷流二下亚段岩相的研究相对较少,缺少明确的划分方案。页岩岩相研究的重点集中在结构(粒度)、(构造)层理及成分特征。结构特征能够反映沉积物源、沉积位置、水体能量及岩石性质(比如孔隙度和渗透率),层理特征则可指示沉积物输入与沉积过程、底层水能量以及生物扰动现象,而成分特征与细粒沉积物沉积时及沉积后的物理、化学和生物耦合反应密切相关^[19]。前人对于岩相的划分也多基于矿物组成、沉积构造、有机质丰度等^[20-25]。其中,矿物组成是决定页岩岩相类型的根本因素^[1, 17],矿物组成一定程度上能够反映物质来源和水介质条件,决定着页岩的储集空间。不同的矿物组成决定了页岩的孔隙类型及结构^[26]。

本文在全岩X射线衍射矿物组分分析的基础上,

以长英质矿物、黏土矿物和碳酸盐矿物含量为三端元,采用斯伦贝谢^[27]的矿物组分划分方法(图2),结合岩石的结构(粒度)特征,将涪西南凹陷流二下亚段划分为4类岩相:富硅黏土质泥岩相、混合质泥岩相、富黏土硅质粉砂岩相及(混合)硅质砂岩相(表1)。岩相类型与沉积构造、有机质丰度等关系密切,对应良好。

2.1 富硅黏土质泥岩相

富硅黏土质泥岩相岩心观察为深灰色,层状构造,岩心及薄片上为较亮层与较暗层交互(图3a)。可见少量0.5~1.0 cm宽的含黄铁矿层与厚约0.5 cm的含粉砂纹层(图3a),发育黄铁矿结核与沥青质团块。镜下可见棕色的藻碎片,颗粒为粉砂级石英,基质为泥级黏土,粒径多在32 μm以下(图4a)。该类岩相是富有

有机质页岩的一种,TOC整体较高,岩心测试TOC多大于4%,平均值为5.72%(表1),有机质类型以I-II₁型为主,具有良好的生烃潜力。X射线衍射分析显示黏土矿物含量多在50%~60%,碳酸盐矿物含量小于10%,具有黏土矿物和长英质矿物含量较高,碳酸盐矿物含量低的特征(图2)。富硅黏土质泥岩相主要发育于半深湖-深湖沉积环境中,远离物源,具有相对低能、稳定的水动力条件。在WY-1井流二下亚段分布比例最大,厚度占比达60.23%,主要分布在流二下亚段上部。

2.2 混合质泥岩相

混合质泥岩相岩心上表现为深灰色,与富硅黏土质泥岩相相比略浅,滴酸起泡,层状构造,岩心及薄片上同样为较亮层与较暗层交互,可见少量0.5~1.0 cm宽的

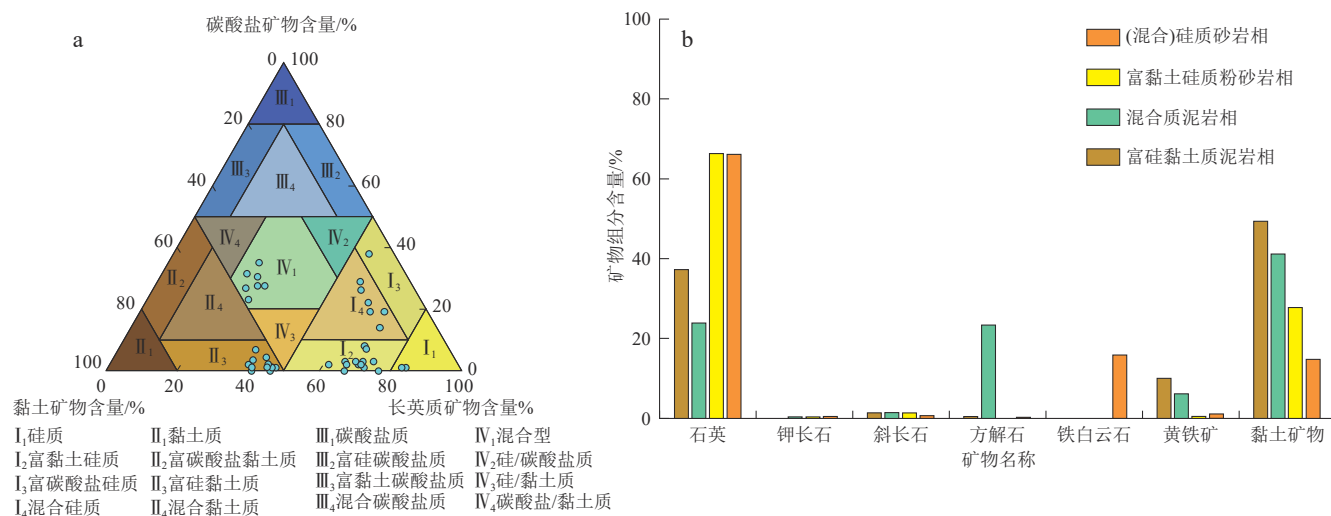


图2 北部湾盆地涪西南凹陷WY-1井流二下亚段岩相划分依据及主要矿物组成

Fig. 2 Lithofacies division basis and main mineral compositions in the E₂l⁽¹⁾ in well WY-1, Weixian Sag, Beibu Gulf Basin

a. 矿物成分分布; b. 不同岩相岩石矿物组分含量

表1 北部湾盆地涪西南凹陷流二下亚段岩相划分和WY-1井各岩相厚度占比

Table 1 Lithofacies division in the E₂l⁽¹⁾ and statistics of the thickness proportion of each lithofacies in well WY-1, Weixian Sag, Beibu Gulf Basin

岩相类型	矿物组成	构造	粒径/μm	TOC/%	厚度占比/%
富硅黏土质泥岩相	黏土矿物: 50% ≤ Φ < 80 % 碳酸盐矿物: Φ < 10 %	层状	< 32.0	(3.78 ~ 8.14)/5.72	60.23
混合质泥岩相	黏土矿物: 20% ≤ Φ < 50 % 碳酸盐矿物: 20% ≤ Φ < 50 %	层状	< 32.0	(0.86 ~ 9.54)/5.19	32.76
富黏土硅质粉砂岩相	碳酸盐矿物: Φ < 10 % 长英质矿物: 50 ≤ Φ < 80 %	层状	32.0 ~ 62.5	(0.49 ~ 3.79)/1.58	6.26
(混合)硅质砂岩相	碳酸盐矿物: Φ ≥ 10 % 长英质矿物: Φ ≥ 50 % (混合硅质砂岩相) 或 Φ ≥ 80 % (硅质砂岩相)	块状	> 62.5	(0.51 ~ 0.66)/0.56	0.75

注: Φ 为孔隙度。TOC 列数值格式为(最小值 ~ 最大值)/平均值。

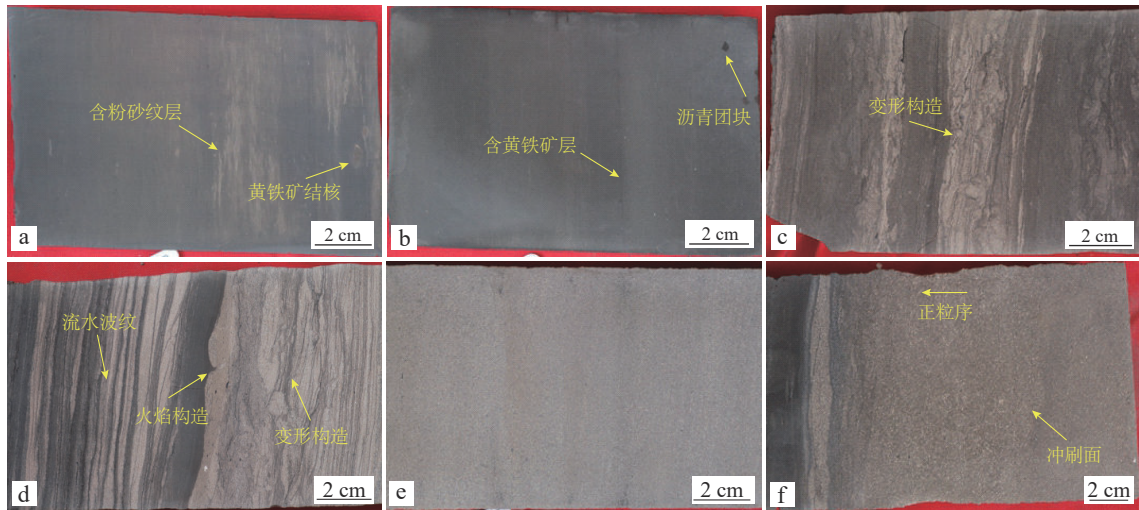


图3 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段不同岩相岩心照片

Fig. 3 Core photos of different lithofacies in the $E_2^{l2(1)}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

a. 富硅黏土质泥页岩相,层状构造,见含粉砂纹层和黄铁矿结核,埋深3 005.66~3 005.79 m;b. 混合质泥岩相,层状构造,见沥青团块、含黄铁矿纹层,埋深3 007.50~3 007.62 m;c. 富黏土硅质粉砂岩相,发育变形构造,埋深3 028.78~3 028.89 m;d. 富黏土硅质粉砂岩相,发育变形构造、火焰构造、流水波纹构造,埋深3 027.62~3 027.77 m;e. (混合)硅质砂岩相,块状构造,埋深3 027.28~3 027.41 m;f. (混合)硅质砂岩相,块状构造,底部发育冲刷面,见正粒序,埋深3 026.87~3 027.00 m

含黄铁矿层与厚约0.5 cm的含粉砂纹层,发育黄铁矿结核与沥青团块(图3b)。镜下可见棕色的藻碎片及富含方解石的团块,颗粒为粉砂级石英或方解石,基质为泥级黏土,粒径多在32 μm 以下(图4b,c)。该类岩相同样是富有机质页岩的一种,TOC整体偏高,岩心分析TOC多大于4%,平均值为5.19%(表1),有机质类型也为I-II₁型,具有良好的生烃潜力。混合质泥岩相黏土矿物含量、碳酸盐矿物含量和长英质矿物含量均在20%~50%,X射线衍射分析显示碳酸盐矿物成分主要为方解石(图2)。这类岩相发育于半深湖-深湖沉积环境中,水体略浅,最显著的特征就是具有较高含量的方解石,常常与富硅黏土质泥岩相频繁互层,是沉积水体低幅震荡条件下的产物。WY-1井流二段较发育,厚度占比在32.76%,主要分布在流二下亚段中部和下部。

2.3 富黏土硅质粉砂岩相

富黏土硅质粉砂岩相岩心观察为浅灰色-灰色,岩心上多见变形构造,发育冲刷面、火焰构造等(图3c,d)。薄片上见富黏土层,多见针状白云母,颗粒主要为粉砂级石英,占50%以上,粒径多在32.0~62.5 μm ,基质为泥级黏土(图4d,e)。该类岩相TOC偏低,岩心测试TOC在0.49%~3.79%,平均值为1.58%(表1),有机质类型为II₂型,可能是受陆源有机质输入的影响。X射线衍射矿物组成分析显示,长英质矿物含量在50%~80%,碳酸盐矿物含量小于

10%,表现为长英质矿物含量较高,碳酸盐矿物含量低的特征(图2)。富黏土硅质粉砂岩相发育于重力流沉积物中,高能、瞬时沉积,故而含有大量的陆源石英。在WY-1井流二下亚段以夹层形式发育于富硅黏土质泥岩相或混合质泥岩相之间,发育相对较少,厚度占比为6.26%。

2.4 (混合)硅质砂岩相

(混合)硅质砂岩相包括混合硅质砂岩相和硅质砂岩相两种岩相。混合硅质砂岩相岩心上表现为浅灰色,块状构造(图3e)。薄片上见铁白云石等碳酸盐矿物,颗粒主要为中砂级石英或燧石,粒径多在250~500 μm (图4f,g)。该类岩相TOC低,岩心测试TOC小于1%(表1)。长英质矿物含量主要在50%~80%,黏土矿物含量在10%~40%,碳酸盐矿物含量在10%~40%,具有长英质矿物含量高、含有相对较多铁白云石、黏土矿物含量低的特征(图2)。该类岩相为重力流搬运沉积物,属事件性沉积。在WY-1井流二下亚段少量发育,厚度仅占0.62%,多夹于富黏土硅质粉砂岩之间,分布在流二下亚段下部。

硅质砂岩相岩心观察为浅灰色,块状构造,发育粒序层理,底部见冲刷面(图3f)。岩心上可见两层,厚约15 cm。镜下观察颗粒主要为中-粗砂级石英颗粒或燧石,粒径多在250~1 000 μm ,黏土基质十分少(图4h,i)。该类岩相TOC低,岩心测试TOC小于1%(表1),孔隙

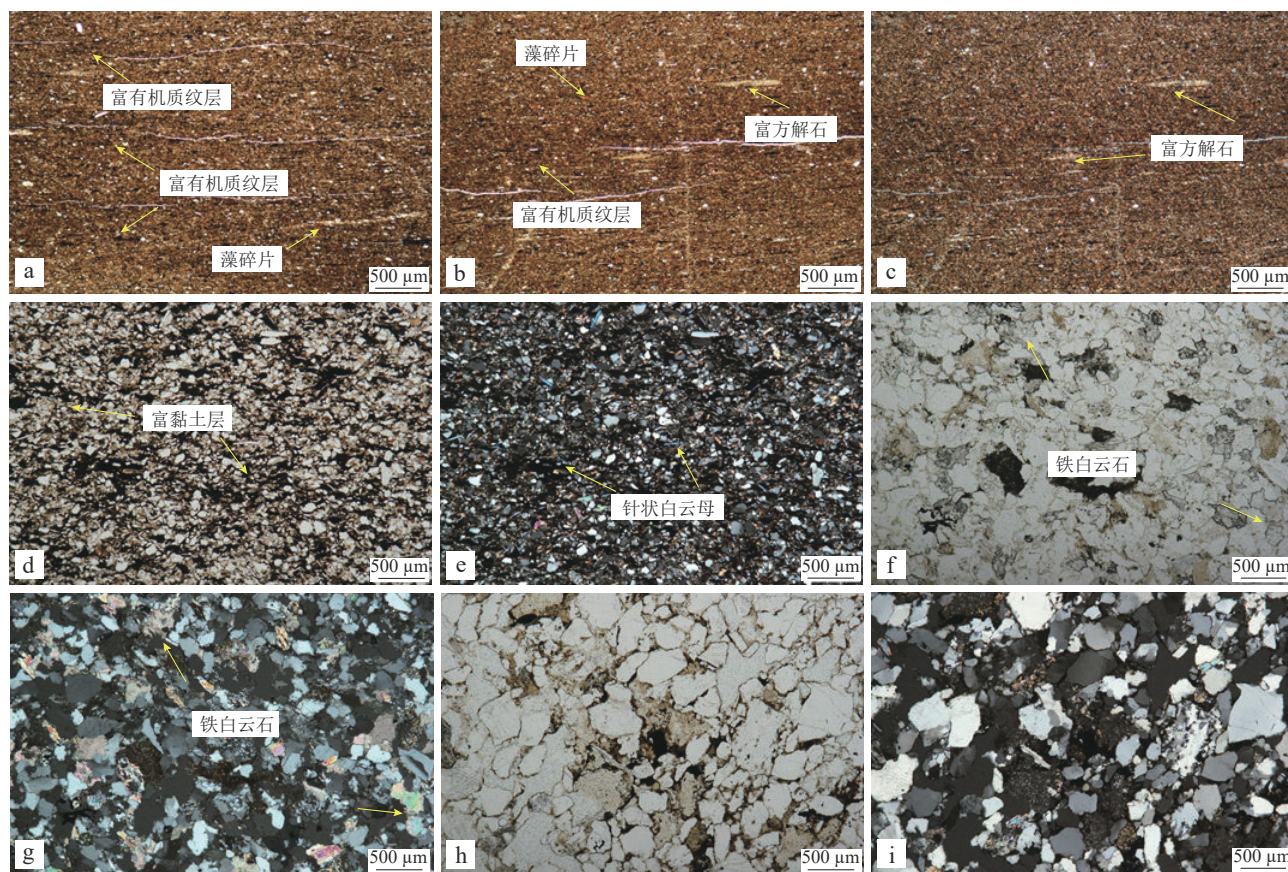


图4 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段不同岩相镜下特征

Fig. 4 Microscopic characteristics of different lithofacies in the $E_2^{(1)}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

a. 富黏土质泥岩相,层状构造,见富有机质纹层、藻碎屑,埋深3 015.90 m,单偏光;b. 混合泥岩相,层状构造,见富有机质纹层、藻碎屑、富方解石团块,埋深3 009.84 m,单偏光;c. 混合泥岩相,层状构造,见富方解石团块,埋深3 009.84 m,正交光;d. 富黏土硅质粉砂岩相,发育富黏土层,埋深3 028.80 m,单偏光;e. 富黏土硅质粉砂岩相,见较多针状白云母,埋深3 028.80 m,正交光;f. (混合)硅质砂岩相,块状构造,见铁白云石,埋深3 027.33 m,单偏光;g. (混合)硅质砂岩相,块状构造,见铁白云石,埋深3 027.33 m,正交光;h. (混合)硅质砂岩相,块状构造,埋深3 026.93 m,单偏光;i. (混合)硅质砂岩相,块状构造,埋深3 026.93 m,正交光

不发育。X射线衍射矿物组成分析显示,长英质矿物含量大于80%,具有石英含量高,碳酸盐矿物及黏土矿物含量低的特征(图2)。与混合硅质砂岩相的区别主要是两方面:①碳酸盐矿物(铁白云石)含量低;②粒度更粗。硅质砂岩相也是重力流搬运事件性沉积。在WY-1井流二下亚段发育极少,厚度占比仅为0.13%,分布在流二下亚段下部。

由于两种岩相在流二段发育较少(厚度占比<1%),且性质相似,故将两种岩相合在一起进行分析。

3 储层非均质性

3.1 储层物性特征

页岩油储层作为非常规储层的一种类型,其特点

在于页岩本身不仅作为油气系统的烃源岩和盖层,也可作为储存油气的储集层,具有典型的源-储一体的特征。储集层物性的好坏能直接影响页岩内部的储集能力、油气富集模式与赋存状态,决定着开发产出的经济效益大小。但页岩储层岩相变化快、微裂缝与纳米孔隙发育,不同岩相物性之间差异较大,且本身非均质性强,因此研究其物性对于开发页岩油储层至关重要。

孔隙度与渗透率作为能直接表征储层物性的重要参数,是页岩油赋存状态与富集模式的主控因素。通过常规物性测试实验数据分析涠西南凹陷流沙港组页岩油储层物性特征,流二下亚段储层的孔隙度范围为2.6%~16.7%,平均为8.4%;渗透率范围为 $(0.01 \sim 2.75) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

流二下亚段整体孔、渗变化大,不同岩相之间有明显差异。混合质泥岩相孔隙度范围为2.9%~4.9%,

平均为3.9%;渗透率范围为 $(0.11 \sim 0.80) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;富硅黏土质泥岩相孔隙度范围为2.6%~16.2%,平均为6.5%;渗透率范围为 $(0.12 \sim 1.58) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;(混合)硅质砂岩相孔隙度范围为8.0%~16.7%,平均为11.7%;渗透率范围为 $(0.04 \sim 2.75) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;富黏土硅质粉砂岩相孔隙度范围为4.7%~11.9%,平均为8.5%;渗透率范围为 $(0.01 \sim 1.73) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。(混合)硅质砂岩相物性最好,孔隙度一般在10.0%以上,渗透率在 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上(表2)。富黏土硅质粉砂岩相、富硅黏土质泥岩相等岩相次之;混合质泥岩相

物性最差。孔隙度与渗透率有一定的相关性,指示粒间孔可能为主要渗流空间。

本次研究利用扫描电镜、高压压汞实验等技术综合分析,定量表征涠西南凹陷流二下亚段页岩油储层的孔隙流体分布、孔喉分布、孔隙结构以及主要流体渗滤通道分布。

3.2 储集空间类型及孔喉分布非均质性特征

页岩微观储渗空间的类型、结构、大小及分布会影响页岩储层的储集能力、页岩油的赋存状态及其渗流和开采产出条件。地质条件控制储渗空间的发育,而有机质含量、类型及成熟度对有机孔隙至关重要^[28-30]。

岩样薄片观察、扫描电镜观察综合分析发现,涠西南凹陷流二下亚段储集空间类型不仅包括孔隙,还有微裂缝(图5)^[31-33]。其中孔隙类型有3类,分别是粒间孔隙、晶间孔隙以及少量的溶蚀孔隙。样品页岩中多发育晶间孔隙与微裂缝,其中黄铁矿集合体晶间孔隙较发育,且部分被有机质和黏土矿物充填;细砂岩中多发育粒间孔隙与微裂缝,被黏土矿物和自生石英等充填,粒间孔隙内多充填书页状高岭石,见少量晶间孔隙;微孔隙和微缝隙多在有机质或黄铁矿边缘发育。

表2 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段各岩相物性统计

Table 2 Statistics of physical properties of each lithofacies in the $E_2^{I^{(1)}}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

岩相	孔隙度/%		渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	
	范围	平均值	范围	平均值
富硅黏土质泥岩相	2.6 ~ 16.2	6.5	0.12 ~ 1.58	0.40
混合质泥岩相	2.9 ~ 4.9	3.9	0.11 ~ 0.80	0.40
富黏土硅质粉砂岩相	4.7 ~ 11.9	8.5	0.01 ~ 1.73	0.26
(混合)硅质砂岩相	8.0 ~ 16.7	11.7	0.04 ~ 2.75	0.89

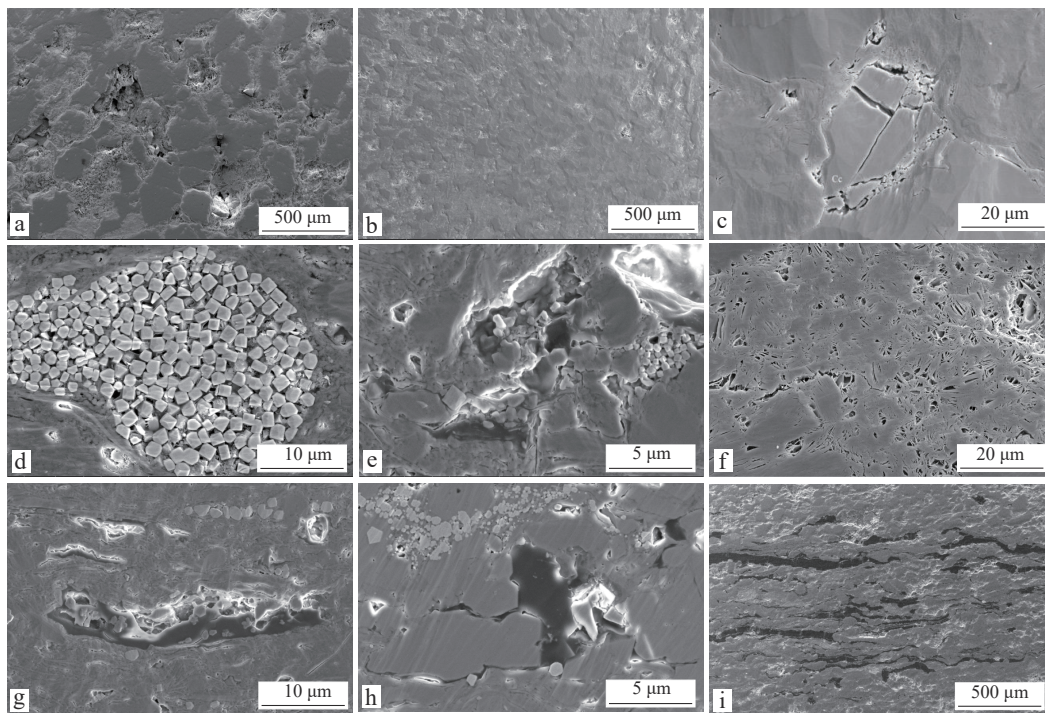


图5 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段孔隙类型扫描电镜照片

Fig. 5 SEM images showing different types of pores in the $E_2^{I^{(1)}}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin
a. 粒间孔,埋深3 053.0 m;b. 粒间孔,埋深3 060.2 m;c. 溶蚀孔隙(方解石),埋深3 060.2 m;d. 晶间孔隙,埋深2 959.0 m;
e. 晶间孔隙,埋深2 971.0 m;f. 晶间孔隙,埋深3 053.0 m;g. 微裂缝,埋深2 971.0 m;h. 微裂缝,埋深2 988.3 m;
i. 微裂缝,埋深3 035.2 m

高压压汞通过测量毛管力曲线、进汞体积,可以获得研究区页岩储层渗滤性,孔喉半径以及孔隙体积分布。压汞测试10个样品包含流二下亚段的4种岩相,根据压汞曲线分析,混合质泥岩、富硅黏土质泥岩物性相似,排驱压力高(17.215 MPa)、最大进汞饱和度低,总体渗滤性较差,孔喉半径差距相对较小。富黏土硅质粉砂岩、(混合)硅质砂岩总体渗滤性较好,最大进汞饱和度较高,排驱压力较低(1.355 MPa),孔喉半径差距较大,(混合)硅质砂岩相较富黏土硅质粉砂岩相物性更好(图6)。

混合质泥岩与富硅黏土质泥岩孔喉半径都为 $0.004 \sim 0.040 \mu\text{m}$,且主要发育半径为 $0.004 \sim 0.010 \mu\text{m}$ 的微孔;而富黏土硅质粉砂岩与(混合)硅质砂岩孔喉半径都分布在 $0.004 \sim 0.400 \mu\text{m}$,富黏土硅质粉砂岩主要发育半径为 $0.040 \sim 0.100 \mu\text{m}$ 的孔隙,(混合)硅质砂岩以半径为 $0.063 \sim 0.160 \mu\text{m}$ 的孔隙为主。

通过进汞体积与孔喉半径的关系图可看出,混合质泥岩与富硅黏土质泥岩主要进汞量集中在半径为 $0.004 \sim 0.010 \mu\text{m}$ 的孔隙中,而富黏土硅质粉砂岩与(混合)硅质砂岩主要进汞量集中在半径为 $0.004 \sim 0.100 \mu\text{m}$ 的孔隙中。这表明混合质泥岩与富硅黏土质泥岩的主要储集空间是半径为 $0.004 \sim 0.010 \mu\text{m}$ 的孔隙,而富黏土硅质粉砂岩与(混合)硅质砂岩的主要储集空间是半径为 $0.004 \sim 0.100 \mu\text{m}$ 的孔隙(图7)。根据渗透率贡献值曲线图,混合质泥岩主要流体渗滤通道为半径 $0.016 \sim 0.040 \mu\text{m}$ 的孔隙,富硅黏土质泥岩主要流体渗滤通道为半径 $0.010 \sim 0.025 \mu\text{m}$ 的孔隙,富黏土

硅质粉砂岩主要流体渗滤通道为半径 $0.063 \sim 0.160 \mu\text{m}$ 的孔隙。(混合)硅质砂岩渗透率贡献值曲线具有明显双峰性,半径 $0.100 \sim 0.400 \mu\text{m}$ 的孔隙是其主要渗滤通道。富黏土硅质粉砂岩与(混合)硅质砂岩孔渗性更好(图7)。

3.3 可动性非均质性特征

常规岩石热解实验获得的 S_i 值通常对应于岩石中热汽化释放的游离烃质量分数,其一定程度上能反映可动油的含量,常被用来评价储层中可动用的资源量。目前常用游离烃指数(OSI)来评价页岩油的可动性^[34]。根据全岩热解和总有机碳分析实验结果,得出富硅黏土质泥岩相 S_i 较大,平均值为 8.7 mg/g , OSI 值均大于 100 mg/g ,发生超越效应,成为潜在可动油^[34-35];混合质泥岩相 S_i 也较大,平均值为 8.1 mg/g , OSI 值范围为 $30.2 \sim 1372.9 \text{ mg/g}$,平均值为 305.9 mg/g ;富黏土硅质粉砂岩相 S_i 平均值为 4.4 mg/g , OSI 值范围为 $71.4 \sim 426.9 \text{ mg/g}$,平均值为 168.2 mg/g (图8a);(混合)硅质砂岩相 S_i 平均值为 5.2 mg/g , OSI 值范围为 $203.9 \sim 690.9 \text{ mg/g}$,平均值为 436.5 mg/g 。整体来看,(混合)硅质砂岩相可动性最好,混合质泥岩相因游离烃含量高,整体可动性次之,富黏土硅质粉砂岩相和富硅黏土质泥岩相可动性较差。

3.4 可压性非均质性特征

当页岩中膨胀性黏土矿物含量较少,硅质、碳酸盐和长石等脆性矿物含量较多时,岩石脆性较大,因此可以用脆性矿物[主要包括石英、长石、碳酸盐矿物(方解

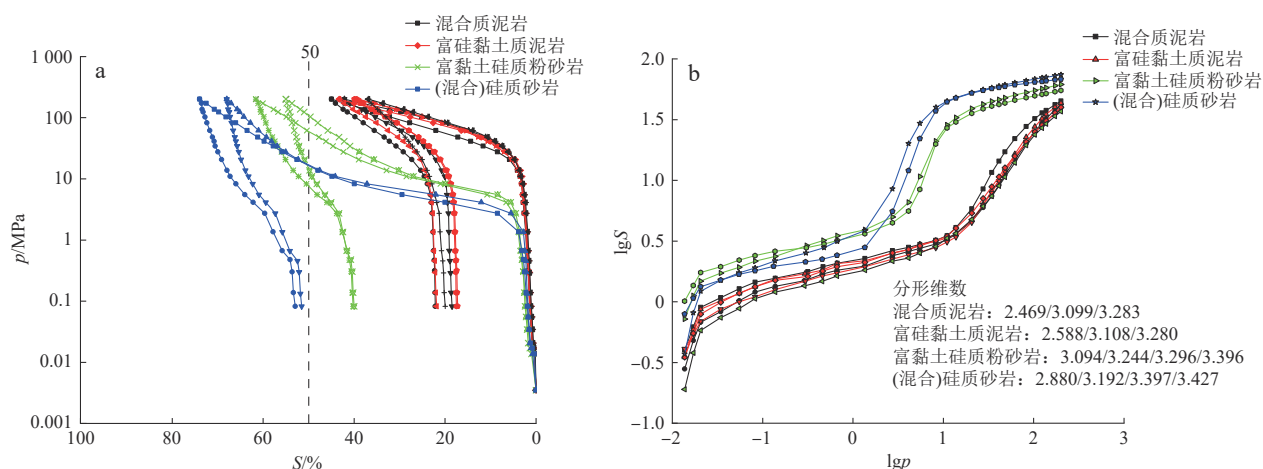


图6 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段压汞曲线形态及孔喉半径分布特征

Fig. 6 Mercury intrusion porosimetry curves and pore throat radius distribution in the $E_2^{(1)}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

a. 各岩相压汞曲线,毛管压力变化快慢、汞饱和度高低可反映储层渗透性好坏;b. 各岩相三段平均分形维数

(S 为汞饱和度,%; p 为实验过程的动态毛管压力,MPa。)

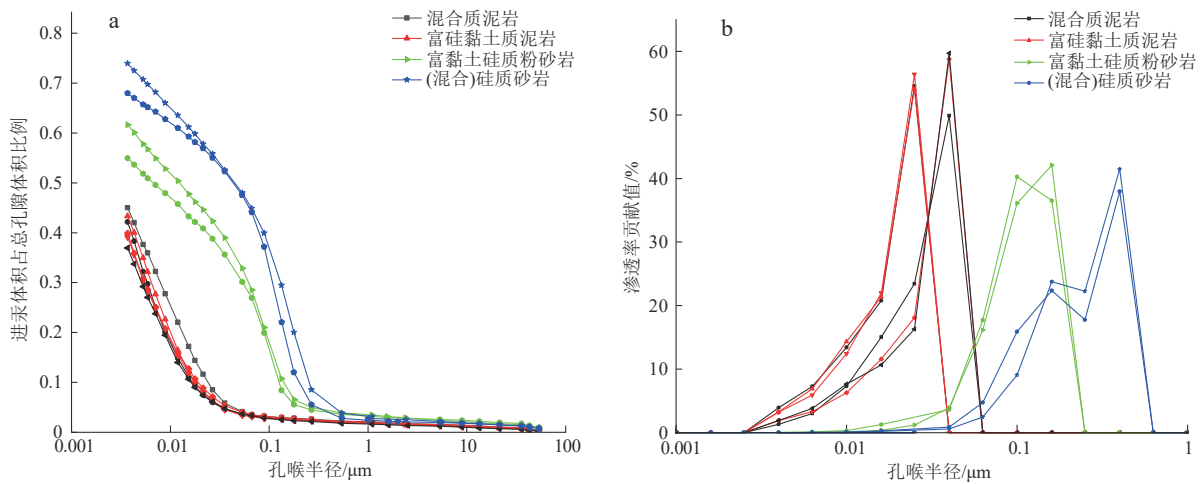


图7 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段孔隙分布区间特征

Fig. 7 Diagram showing pore throat radius distribution in the $E_2l^{(1)}$ in well WY-1, Weixian Sag, Beibu Gulf Basin

a. 流体赋存空间的孔喉半径分布; b. 流体渗流的孔喉半径分布

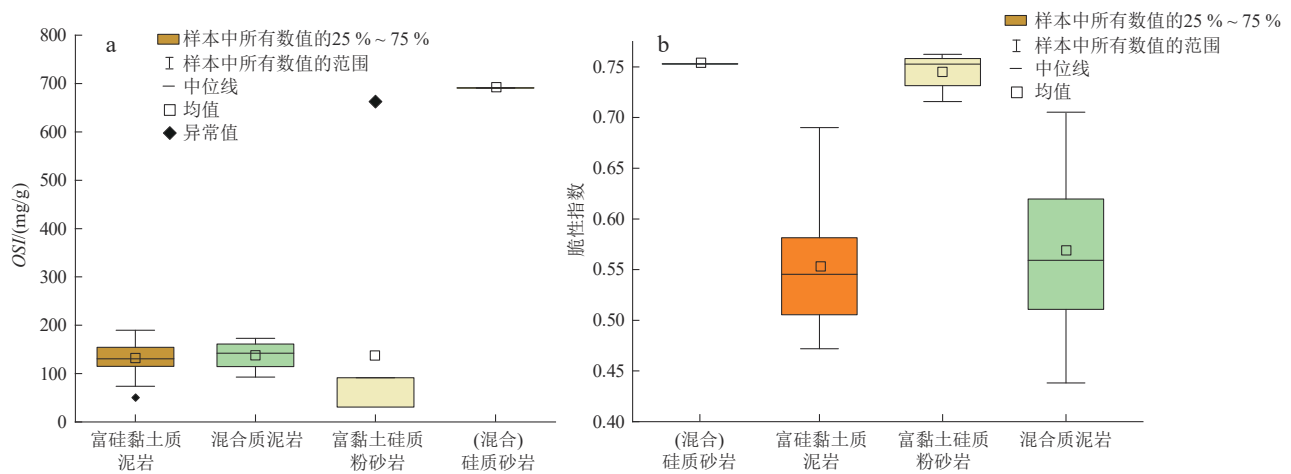


图8 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段可动性和可压性分析

Fig. 8 Mobility and compressibility analysis in the $E_2l^{(1)}$ in well WY-1, Weixian Sag, Beibu Gulf Basin

a. 游离烃指数(OSI)与各岩相关系; b. 脆性指数与各岩相关系

石、白云石)] 占总矿物的比值计算页岩脆性指数。但要注意X射线衍射全岩矿物分析获得为无机矿物质量分数,需要转换成其体积分数^[36]。富硅黏土质泥岩脆性指数较小,范围在0.47~0.69,平均值为0.55;混合质泥岩相脆性指数也较小,范围为0.44~0.73,平均值为0.57;富黏土硅质粉砂岩相脆性指数范围为0.72~0.76,平均值为0.74;(混合)硅质砂岩相脆性指数范围为0.73~0.75,平均值也为0.74(图8b)。流二下亚段识别的4种岩相中,(混合)硅质砂岩相与富黏土硅质粉砂岩相的脆性矿物(石英)含量高,其可压性明显好于混合质泥岩相和富硅黏土质泥岩相。

富硅黏土质泥岩相是4种岩相中黏土含量最高

的,脆性指数较小,受矿物含量影响,孔渗变化区间大,主要发育微孔,总体孔喉半径差距相对较小,渗透性较差,孔喉半径分布区间均小于0.1 μm,该岩相TOC较高,OSI值较小,是主要的烃源岩岩相;混合质泥岩相中的黏土含量仅次于富硅黏土质泥岩相,其脆性指数同样略小,孔渗性是4种岩相中最差的,孔隙度最大仅为4.9%,主要流体渗滤通道由半径为0.016~0.040 μm的孔隙构成,其 S_i 值较大,具有一定可动性;富黏土硅质粉砂岩相长英质矿物含量高,有较好的可压性,是流二下亚段主要的砂岩岩相,总体渗滤性较好,但孔隙非均质性最强,孔隙结构复杂程度最大, S_i 与OSI值较小,有一定的改造潜力;(混合)硅质砂岩相脆性矿物含

量(石英、长石和碳酸盐矿物等)最高,脆性指数大,物性较好,孔隙度均大于8.0%,孔喉半径分布均匀程度低于富黏土硅质粉砂岩相,整体物性最好,TOC值较小,OSI值较大,可动性最好。

4 储层非均质性的控制因素及其综合评价

4.1 储层非均质性的控制因素

储层非均质性受不同岩相中矿物组分的差异控制。其中,储层物性特征与各种因素密切相关,而矿物组成对无机孔隙的影响大。对流二下亚段孔隙度、渗透率与矿物组分进行分析,得出孔、渗值与石英和黏土矿物有较强的相关性(图9)。孔隙度、渗透率与石英含量呈正相关关系。其中(混合)硅质砂岩相、富黏土硅质粉砂岩相石英含量最多,对应孔、渗值也较大;孔隙度、渗透率与黏土含量呈负相关关系。其中混合质泥岩相、富硅黏土质泥岩相黏土含量最多,对应孔、渗值也较小;页岩储层可压性越好,越有利于后期的压裂开发增产。页岩裂缝的发育程度一般与页岩中脆性矿物的含量呈正相关关系,因此储层的脆性矿物含量越多,计算得到的脆性指数就越大,同各岩相有较好的对应关系,如在富黏土硅质粉砂岩相中石英含量越高,黏土含量越少,其脆性指数就越大,说明其可压性变好。通过对岩相中矿物组分含量与储层各性质的参数分析,岩相对储层非均质性有较强的控制作用。

除此之外,成岩作用对储集层的非均质性也具有较强的控制作用。由于有机质演化处于早期阶段,有机质成熟度低,镜质体反射率(R_o)在0.8%左右,处于中-低成熟阶段,未发育大量有机质孔(图5),故而富硅黏土质泥岩相与混合质泥岩相储集空间发育较少,孔渗较低,未形成良好储层。富黏土硅质粉砂岩由于含有较多黏土矿物(图4d,e),在压实作用下,孔隙度迅速降低,但由于成岩作用尚处于早期阶段,仍保留一定的储集空间,从而具有较高的物性特征。(混合)硅质砂岩相中含有较多铁白云石胶结物(图4f,g),胶结物使储集空间大幅度减少,但由于胶结作用并非十分强烈,且(混合)硅质砂岩相之间的硅质砂岩相并未发育大量铁白云石胶结物(图4h,i),仍保存大量储集空间,表明胶结作用影响程度有限。研究区目的层储集空间主要为粒间孔,成岩作用多为破坏性成岩作用,故而处于早期的、成岩作用不强的条件对(混合)硅质砂岩相、富黏土硅质粉砂岩相的原生粒间孔的保

存有利,而对富硅黏土质泥岩、混合质泥岩相的有机质孔发育不利。

4.2 流二段页岩油甜点段典型井综合评价

通过岩心观察、薄片鉴定、基质孔渗实验、扫描电镜及高压压汞实验等结果的综合研究,并结合元素测井的矿物组分测量结果对WY-1井流二下亚段进行岩相识别,流二下亚段的储层性质与岩相有着较好的对应关系。同时,该目的层段从储集性的纵向展布特征可以看出,流二下亚段底部储集性最好,其岩相主要为(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相互层,孔隙度最大17.3%,平均值为11.7%,渗透率平均值为 $0.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;从可动性的纵向展布特征可以看出,流二下亚段底部可动性最好, S_i 较大,最大为7.9 mg/g,OSI值均大于100 mg/g,最小为172 mg/g,可发生超越效应,成为潜在可动油;从可压性的纵向展布特征可以看出,流二下亚段除(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相互层段外,脆性指数普遍偏低,可压性差,底部脆性指数整体较高,为0.15~0.47,平均为0.36,可压性较好(图10)。综合储集性、可动性以及可压性等储层特征,流二下亚段底部(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相互层段是研究区主要甜点段。

5 结论

1) 通过对矿物组成、粒度、沉积构造和有机地化参数进行分析,可在WY-1井流二下亚段识别出富硅黏土质泥岩相、混合质泥岩相、富黏土硅质粉砂岩相及(混合)硅质砂岩相4类岩相。其中,富硅黏土质泥岩相黏土矿物含量高,TOC值大,厚度占比大,主要分布在流二下亚段上部;混合质泥岩相具有较高含量的方解石,TOC值大,厚度占比较大,主要分布在流二下亚段中部;富黏土硅质粉砂岩相石英含量较高,TOC值小,厚度占比较小,主要分布在流二下亚段下部。(混合)硅质砂岩相石英含量高,TOC值小,厚度占比小,主要分布在流二下亚段下部。

2) 基于基质孔渗、高压压汞、电镜扫描等实验,判定了各岩相的储集性具有较强的非均质性,4种岩相分形维数偏大,整体孔隙结构较差,其中(混合)硅质砂岩相孔参值最大,而混合质泥岩、富硅黏土质泥岩物性相似,渗滤性较差,孔喉半径变化相对较小,以发育微孔为主;流二下亚段下部除了作为主要储集空间类型的粒间孔之外,还发育晶间孔隙、溶蚀孔隙以及微裂缝。

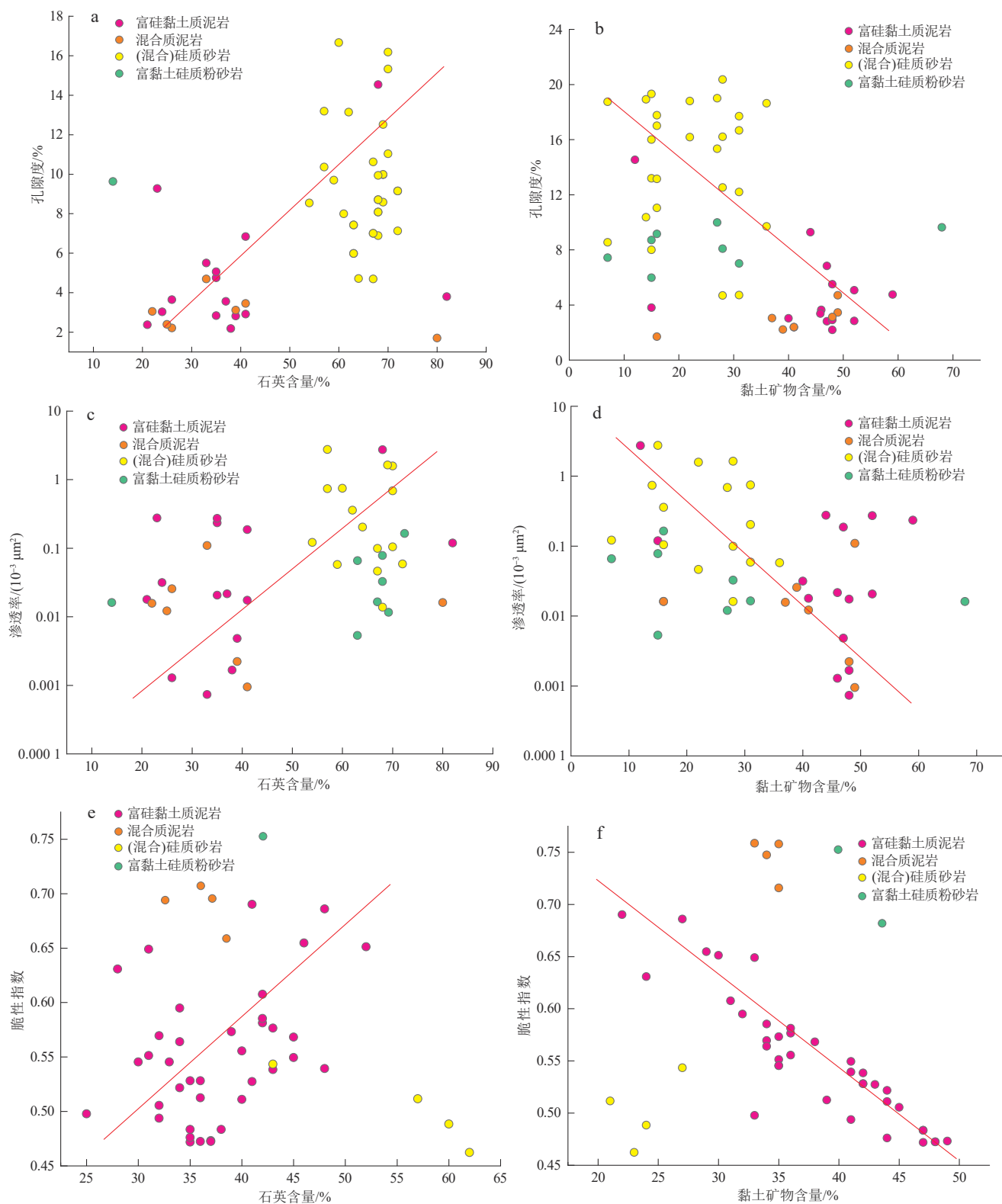


图9 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段各岩相储层非均质性与矿物含量相关性

Fig. 9 Correlation between heterogeneity and mineral content for reservoirs of diverse lithofacies in the $E_2^{L^{(1)}}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

a, c, e. 分别为各岩相石英含量与孔隙度、渗透率及脆性指数相关性; b, d, f. 分别为各岩相黏土矿物含量与孔隙度、渗透率及脆性指数相关性

3) 游离烃含量及矿物组分含量分析表明,流二下亚段的可动性与可压性存在明显的非均质性,不同岩

相之间差异较大,受岩相控制显著。(混合)硅质砂岩相与富黏土硅质粉砂岩相可压性较好,(混合)硅质砂岩

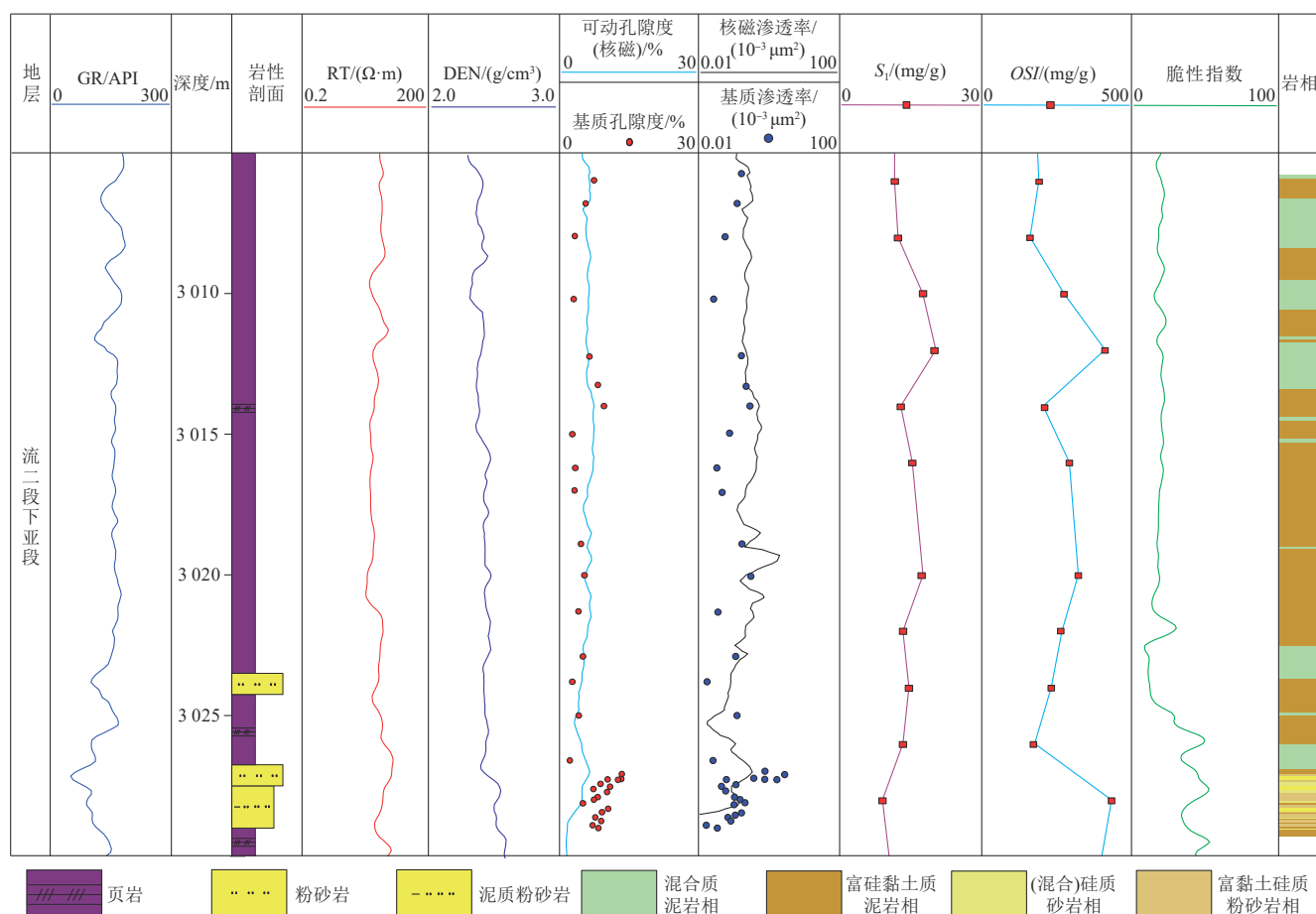


图10 北部湾盆地涠西南凹陷WY-1井流二下亚段测井综合图

Fig. 10 Composite logging analysis of the $E_2J_2^{(1)}$ in well WY-1, Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin

相与混合质泥岩相的可动性较好,有较好的生油潜力;综合评价流二下亚段储集性、可动性以及可压性等储层特征的非均质性,底部(混合)硅质砂岩相和富黏土硅质粉砂岩相互层段整体最好,中部富黏土硅质粉砂岩相与混合质泥岩相互层段次之,上部富硅黏土泥岩相最差。

参 考 文 献

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣,等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 155-171.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 155-171.
- [2] 马永生,冯建辉,牟泽辉,等. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 22-30.
MA Yongsheng, FENG Jianhui, MU Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 22-30.
- [3] 马克,侯加根,董虎,等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1194-1205.
MA Ke, HOU Jiagen, DONG Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1194-1205.
- [4] 孙焕泉,蔡勋育,周德华,等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 569-575.
SUN Huanquan, CAI Xunyu, ZHOU Dehua, et al. Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 569-575.
- [5] 付金华,刘显阳,李士祥,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(5): 1-11.
FU Jinhua, LIU Xianyang, LI Shixiang, et al. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(5): 1-11.
- [6] 赵贤正,蒲秀刚,周立宏,等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. 石油学报, 2021, 42(2): 143-162.

- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143-162.
- [7] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 453-463.
- SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 453-463.
- [8] 咎灵, 路卫峰, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油形成条件及有利区评价[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 233-241.
- ZAN Ling, LUO Weifeng, YIN Yanling, et al. Formation conditions of shale oil and favorable targets in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(2): 233-241.
- [9] 徐长贵, 邓勇, 范彩伟, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷页岩油地质特征与资源潜力[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(5): 1-12.
- XU Changgui, DENG Yong, FAN Caiwei, et al. Geological characteristics and resource potential of shale oil in Weixinan Sag of Beibu Gulf Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(5): 1-12.
- [10] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. *石油学报*, 2021, 42(7): 821-835.
- JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(7): 821-835.
- [11] 黎茂稳, 金之钧, 董明哲, 等. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 489-505.
- LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 489-505.
- [12] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(1): 1-14.
- KUANG Lichun, HOU Lianhua, YANG Zhi, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(1): 1-14.
- [13] 朱彤. 四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 345-354.
- ZHU Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(3): 345-354.
- [14] 胡德胜, 宫立园, 满晓, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷雁列断层变换带发育特征及其控储作用——以古近系流沙港组一段重力流沉积为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(6): 1359-1369.
- HU Desheng, GONG Liyuan, MAN Xiao, et al. Development pattern of en echelon fault transition zone in Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin and its control on hydrocarbon accumulation——A case study of gravity flow deposits in the Palaeogene Liu 1 Member [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(6): 1359-1369.
- [15] 严德天, 陆江, 魏小松, 等. 断陷湖盆富有机质页岩形成环境及主控机制浅析——以涠西南凹陷流沙港组二段为例[J]. *中国海上油气*, 2019, 31(5): 21-29.
- YAN Detian, LU Jiang, WEI Xiaosong, et al. Sediment environment and major controlling factors of organic-rich shales in the rift lake basin: A case study of the 2nd Member of Liushagang Formation of the Weixinan Sag [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(5): 21-29.
- [16] 魏小松, 陆江, 刘蕾, 等. 涠西南凹陷流沙港组一段天文旋回识别及高频层序划分[J]. *中国海上油气*, 2018, 30(6): 99-108.
- WEI Xiaosong, LU Jiang, LIU Lei, et al. Astronomical cycle identification and high frequency sequence division of the 1st Member of Liushagang Formation in Weixinan Sag, Beibuwan Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2018, 30(6): 99-108.
- [17] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 1-25.
- LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 1-25.
- [18] 王圣柱. 博格达山山前带芦苇沟组不同岩相储集特征及含油性[J]. *新疆石油地质*, 2020, 41(4): 402-413.
- WANG Shengzhu. Reservoir characteristics and oil-bearing properties of different lithofacies of Lucaogou Formation in the piedmont belt of Bogda Mountain [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2020, 41(4): 402-413.
- [19] 李一凡, 魏小洁, 樊太亮. 海相泥页岩沉积过程研究进展[J]. *沉积学报*, 2021, 39(1): 73-87.
- LI Yifan, WEI Xiaojie, FAN Taiyang. A review on sedimentary processes of marine mudstones and shales [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(1): 73-87.
- [20] 孙善勇, 刘惠民, 操应长, 等. 湖相深水细粒沉积岩米兰科维奇旋回及其页岩油勘探意义——以东营凹陷牛页1井沙四上亚段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(4): 846-858.
- SUN Shanyong, LIU Huimin, CAO Yingchang, et al. Milankovitch cycle of lacustrine deepwater fine-grained sedimentary rocks and its significance to shale oil: A case study of the upper Es4 member of well NY1 in Dongying Sag [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(4): 846-858.
- [21] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 828-838.
- LIU Bo, SHI Jiaxin, FU Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: A case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 828-838.
- [22] 何文渊, 蒙启安, 张金友. 松辽盆地古龙页岩油富集主控因素

- 及分类评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 1-12.
- HE Wenyuan, MENG Qi'an, ZHANG Jinyou. Controlling factors and their classification-evaluation of Gulong shale oil enrichment in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 1-12.
- [23] 金成志, 董万百, 白云凤, 等. 松辽盆地古龙页岩岩相特征与成因[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 35-44.
- JIN Chengzhi, DONG Wanbai, BAI Yunfeng, et al. Lithofacies characteristics and genesis analysis of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 35-44.
- [24] 高波, 何文渊, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩岩性、物性、含油性特征及控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 68-79.
- GAO Bo, HE Wenyuan, FENG Zihui, et al. Lithology, physical property, oil-bearing property and their controlling factors of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 68-79.
- [25] 刘惠民, 张顺, 王学军, 等. 陆相断陷盆地页岩岩相组合类型及特征: 以济阳坳陷东营凹陷沙四上亚段页岩为例[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 30-48.
- LIU Huimin, ZHANG Shun, WANG Xuejun, et al. Types and characteristics of shale lithofacies combinations in continental faulted basins: A case study from upper sub-member of Es4 in Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 30-48.
- [26] 姜在兴, 张文昭, 梁超, 等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 184-196.
- JIANG Zaixing, ZHANG Wenzhao, LIANG Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.
- [27] GAMERO-DIAZ H, MILLER C, LEWIS R. sCore: A mineralogy based classification scheme for organic mudstones [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans: SPE, 2013: SPE-166284-MS.
- [28] 陈世悦, 张顺, 王永诗, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系细粒沉积岩岩相类型及储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 198-208.
- CHEN Shiyue, ZHANG Shun, WANG Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 198-208.
- [29] 卢振东, 刘成林, 臧起彪, 等. 高压压汞与核磁共振技术在致密储层孔隙结构分析中的应用: 以鄂尔多斯盆地合水地区为例[J]. 地质科技通报, 2022, 41(3): 300-310.
- LU Zhendong, LIU Chenglin, ZANG Qibiao, et al. Application of high pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance in analysis of the pore structure of dense sandstone: A case study of the Heshui area, Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(3): 300-310.
- [30] 孔星星, 肖佃师, 蒋恕, 等. 联合高压压汞和核磁共振分类评价致密砂岩储层——以鄂尔多斯盆地临兴区块为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 38-47.
- KONG Xingxing, XIAO Dianshi, JIANG Shu, et al. Application of the combination of high-pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance to the classification and evaluation of tight sandstone reservoirs: A case study of the Linxing Block in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 38-47.
- [31] 刘毅. 渤海湾盆地济阳坳陷沙河街组页岩油储层特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2018.
- LIU Yi. Study on shale oil reservoir characteristics of Shahejie Formation in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2018.
- [32] 崔景伟, 邹才能, 朱如凯, 等. 页岩孔隙研究新进展[J]. 地球科学进展, 2012, 27(12): 1319-1325.
- CUI Jingwei, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. New advances in shale porosity research[J]. Advances in Earth Science, 2012, 27(12): 1319-1325.
- [33] 何建华, 丁文龙, 付景龙, 等. 页岩微观孔隙成因类型研究[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 30-35.
- HE Jianhua, DING Wenlong, FU Jinglong, et al. Study on genetic type of micropore in shale reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 30-35.
- [34] 常佳琦, 姜振学, 高之业, 等. 玛湖凹陷风城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3354-3367.
- CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3354-3367.
- [35] 管倩倩. 利津洼陷利886块沙四上油页岩甜点评价[J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2021, 35(4): 29-35.
- GUAN Qianqian. Dessert evaluation of upper Es4 oil shale in Li-886 pieces of Lijin Sag [J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2021, 35(4): 29-35.
- [36] 马存飞, 黄文俊, 杜争利, 等. 陆相湖盆页岩岩相分类方案及其意义——以沧东凹陷孔二段为例[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3287-3300.
- MA Cunfei, HUANG Wenjun, DU Zhengli, et al. Shale lithofacies classification scheme of continental lake basin and its significance: A case of E2 Member of Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3287-3300.

(编辑 梁 慧)