

柴达木盆地干柴沟地区古近系下干柴沟组上段页岩层系 优势岩相及其控储因素

张洪¹,冯有良¹,刘畅¹,杨智¹,伍坤宇²,龙国徽²,姚健欢³,孟博文¹,邢浩婷²,蒋文琦⁴,
王小妮¹,魏琪钊¹

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国石油青海油田分公司,甘肃 敦煌 736202;3. 中国石油天然气集团有限公司
综合管理部,北京 100007;4. 北京大学地球与空间科学学院,北京 100871)

摘要:柴达木盆地干柴沟地区页岩油勘探近年获得重要突破,研究高原咸化湖盆岩相与储层特征对甜点识别具有重要意义。通过岩心和薄片观察、全岩矿物组成和原位微量元素分布测试、大面积视域扫描拼接成像、高压压汞与氮气吸附实验以及一维核磁共振分析,判识了岩相类型,系统研究了页岩储集性和含油性差异,提出了优势岩相和控储主因。研究结果表明:研究区储层有块状灰云岩(碳酸盐矿物含量>70%)、层状灰云岩(碳酸盐矿物含量50%~70%)、纹层状混积岩(碳酸盐矿物含量10%~50%)和断续状水平层理混积岩(碳酸盐矿物含量10%~50%)4种岩相。块状灰云岩和层状灰云岩孔隙以晶间孔为主,储集空间大且连通性好,孔隙中含油指数高,为优势岩相;纹层状混积岩基质孔隙发育较差,纹层密集发育的混积岩渗透性较好;断续状水平层理混积岩孔、缝不发育,储集性较差。优势岩相成储过程受3方面因素控制:①碳酸盐矿物组构决定宏孔发育程度;②陆源长英质细粒沉积物和黏土矿物含量控制比表面吸附性;③纹层发育程度最终改善储层渗透性能。

关键词:优势岩相;控储因素;储层特征;页岩油;下干柴沟组上段;古近系;干柴沟地区;柴达木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Dominant lithofacies and factors controlling reservoir formation of the shale sequence in the upper member of the Paleogene Lower Ganchaigou Formation, Ganchaigou area, Qaidam Basin

ZHANG Hong¹, FENG Youliang¹, LIU Chang¹, YANG Zhi¹, WU Kunyu², LONG Guohui², YAO Jianhuan³,
MENG Bowen¹, XING Haoting², JIANG Wenqi⁴, WANG Xiaoni¹, WEI Qizhao¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China; 3. General Management Department, CNPC, Beijing 100007, China; 4. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China)

Abstract: In recent years, major breakthroughs in shale oil exploration have been achieved in the Ganchaigou area of the Qaidam Basin, highlighting the significance of investigating the lithofacies and reservoir characteristics of the plateau saline lacustrine basin for sweet spot identification. Focusing on shale oil reservoirs in the Ganchaigou area, we identify the lithofacies types and systematically examine the differences in the reservoir and oil-bearing properties of shales with varying lithofacies. Furthermore, we determine dominant lithofacies and primary factors controlling the reservoir formation. The methods employed in this study include core and thin section identification, whole-rock mineralogy and in-situ trace-element distribution testing, large-field splicing scanning electron microscopy (MAPS), high pressure mercury injection (HPMI) and nitrogen adsorption experiments, along with one-dimensional nuclear magnetic resonance (NMR) measurements. The results indicate that the reservoirs in the study area exhibit four lithofacies: massive limy dolomite (carbonate mineral content: above 70%), laminated limy dolomite (carbonate mineral content: 50%–70%),

收稿日期:2024-03-06;修回日期:2024-10-08。

第一作者简介:张洪(1988—),女,博士、高级工程师,非常规储层及石油地质综合研究。E-mail: zhanghongpc@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气集团有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目(2021DJ1802)。

lamellar mixed siliciclastic-carbonate rock (carbonate mineral content: 10 %–50 %), and mixed siliciclastic-carbonate rock with intermittent horizontal beddings (carbonate mineral content: 10 %–50 %). The massive and laminated limy dolomites, among others, exhibit the predominance of intercrystalline pores, large reservoir spaces with high connectivity, and pores with large oil saturation index (*OSI*), thus serving as dominant lithofacies; The lamellar mixed siliciclastic-carbonate rock manifest poorly developed matrix pores but high permeability due to intensively developed laminae; The mixed siliciclastic-carbonate rock with intermittent horizontal beddings, lacking pores and fractures, display poor reservoir properties. The reservoir formation process of the dominant lithofacies is governed by three factors: (1) carbonate fabrics, which determine the degree of macropore development; (2) the contents of terrigenous felsic fine-grained sediments and clay minerals, which dictate the specific surface adsorptivity; and (3) the developmental degree of laminae, which can ultimately enhance the reservoir permeability.

Key words: dominant lithofacies, factor controlling reservoir formation, reservoir characteristics, shale oil, upper member of the Lower Ganchaigou Formation (E_3^2), Paleogene, Ganchaigou area, Qaidam Basin

引用格式:张洪,冯有良,刘畅,等. 柴达木盆地干柴沟地区古近系下干柴沟组上段页岩层系优势岩相及其控储因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1305–1320. DOI: 10. 11743/ogg20240508.

ZHANG Hong, FENG Youliang, LIU Chang, et al. Dominant lithofacies and factors controlling reservoir formation of the shale sequence in the upper member of the Paleogene Lower Ganchaigou Formation, Ganchaigou area, Qaidam Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1305–1320. DOI: 10. 11743/ogg20240508.

页岩油是目前常规石油资源的重要接替领域^[1–5]。不同于构造油气藏,页岩油多聚集于粒径小于 62.5 μm 的细粒岩中,具有源–储一体或源–储共生聚集的特征^[4,6–9]。页岩层系岩相类型和储集特征直接影响原油赋存和甜点识别,是页岩油增储上产关注的重要方面^[10–11]。咸化湖盆页岩油储层条件与淡水湖盆不同,干旱气候条件下碳酸盐矿物、黏土矿物和长英质碎屑混积特征明显,发育的岩相复杂,储层非均质性较强,制约了页岩油赋存机理研究和甜点精细识别^[9,12–13]。

近年来,中国咸化湖盆页岩油勘探取得重大进展^[9,12–15]。例如,渤海湾盆地济阳凹陷古近系沙河街组、准噶尔盆地二叠系风城组与芦草沟组、四川盆地侏罗系等多个层系已获突破^[3,16–17]。柴达木盆地作为一个独具特色的高原山地式咸化湖相混积页岩油富集盆地,相继在英西区块与干柴沟区块钻遇工业油气流,已在英雄岭凹陷干柴沟地区落实亿吨级储量规模,页岩油勘探潜力较大^[9,14–15,18]。从 20 世纪 80 年代至今,柴达木盆地古近系页岩油勘探经历了裂缝型油气、致密油和页岩油 3 个阶段,前人对相关的构造、沉积、烃源岩、储集层和油气成藏等地质背景开展了大量研究^[9,14–15],2021 年后基于页岩油勘探新理念,深入研究了英西区块沉积环境、层序划分、碳酸盐岩沉积模式、储层岩相和烃源岩生烃模式等页岩油地质条件,有效地建立了页岩油评价标准^[9,14–15,18–27],并通过成因法、体积法和德尔菲法等多种方法对柴西坳陷古近系页岩油总资源量进行了估算^[9]。但针对构造相对稳定的干

柴沟地区页岩油研究较少,尤其是缺乏针对储层岩相的岩心、薄片和全岩矿物组成多尺度系统判别及针对不同岩相的储集空间类型和微纳米孔–缝系统特征的定量表征,各岩相的页岩油赋存差异有待进一步研究,优势岩相和控储因素研究还较薄弱。基于此,通过岩心观察、薄片分析、X 射线衍射(XRD)、氩离子抛光–场发射高分辨率扫描电镜、大面积视域扫描拼接成像、低温氮气吸附与高压压汞测试、核磁共振及岩石矿物微区分析(QEMSCAN)等实验手段,系统划分柴达木盆地干柴沟地区古近系下干柴沟组上段页岩油储层岩相类型,对比各岩相的储集性和含油性差异,优选有利储层,明确控储主要因素,相关认识一定程度上拓展了中国咸化湖盆页岩油储层理论研究,也为相似区域的页岩油甜点识别和有利区圈定提供技术支撑。

1 区域地质背景及研究方法

柴达木盆地位于中国西部青藏高原以北,是以新生代沉积为主的大型陆相含油气盆地^[14–15,28]。周缘被阿尔金山、东昆仑山和祁连山所环绕,盆地呈西宽东窄的不规则菱形。盆内发育柴西坳陷、柴北断陷和三湖坳陷 3 个一级构造单元^[14–15](图 1)。柴西坳陷是盆内主要沉积中心,西与阿尔金山东缘相连,东至博梁–甘森地区。坳陷内部隆、凹相间,发育小梁山凹陷、英雄岭凹陷、扎哈泉凹陷和茫崖凹陷。其中,分布于英雄岭凹陷西北部的干柴沟地区^[9,26],为向盆内倾没的大型鼻状斜坡,埋深适

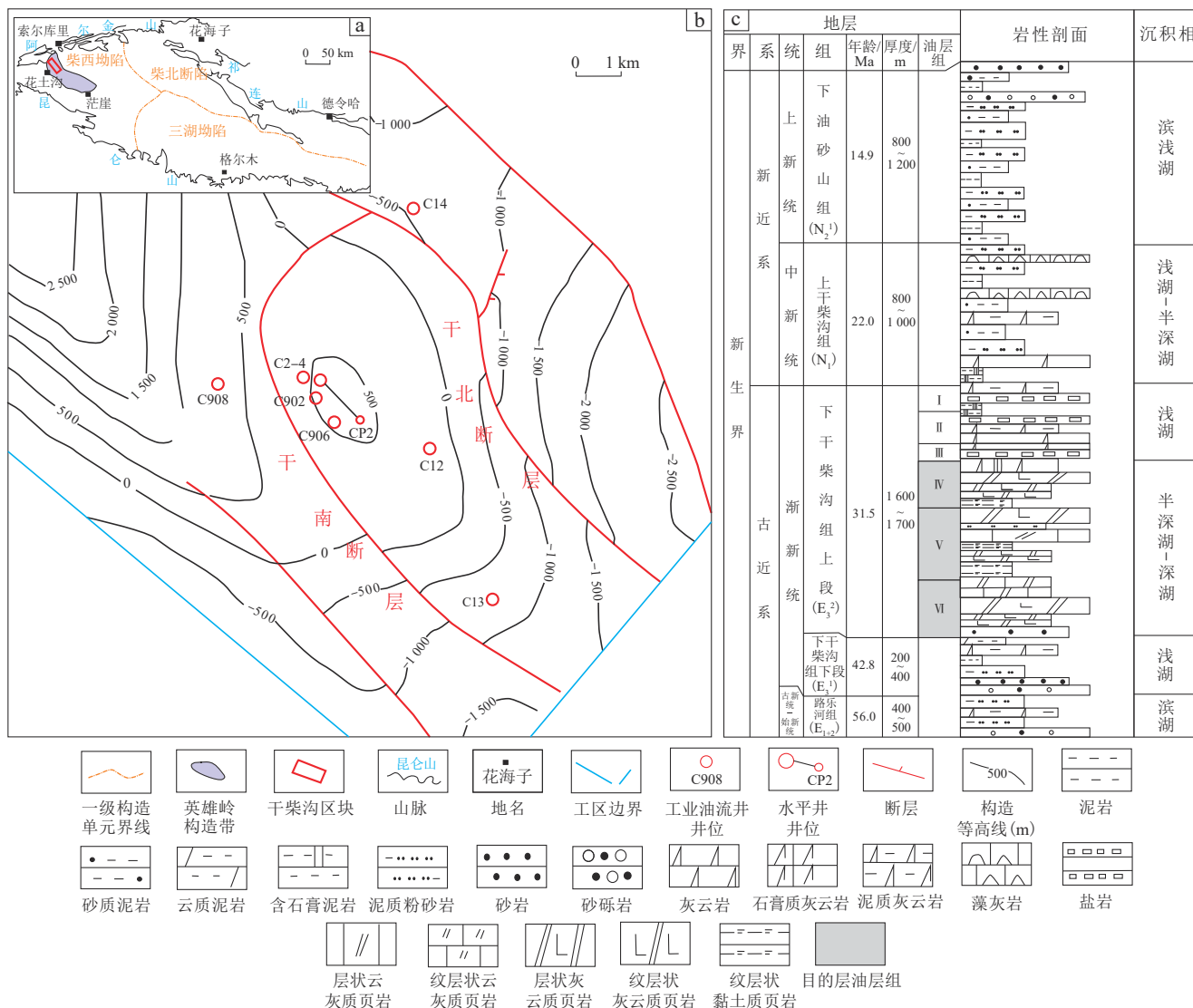


图1 柴达木盆地干柴沟地区构造平面图和地层柱状图^[9,14-15,22]

Fig. 1 Structural map and composite stratigraphic column of the Ganchaigou area, Qaidam Basin^[9,14-15,22]

a. 干柴沟地区地理位置; b. 干柴沟地区构造特征; c. 地层综合柱状图

中,断裂发育较少,构造相对稳定,是页岩油勘探突破的现实区带^[14-15](图1)。新生代以来,研究区共经历5期构造运动,以新近纪末—第四纪喜马拉雅晚期构造运动影响最明显,研究区由古近系的湖盆沉积中心反转隆起,转变为盆内山^[9,14-15,18-21],英雄岭凹陷形成现今的构造带。

沉积地层以新生界为主,厚度超过10 km,自下而上依次沉积古新统—始新统路乐河组(E_{1+2})、渐新统下干柴沟组(E_3)、中新统上干柴沟组(N_1)及上新统油砂山组(N_2^{1+2})和狮子沟组(N_2^3)^[14-15,9,18-21]。其中,下干柴沟组分为下段(E_3^1)和上段(E_3^2)。 E_3^1 发育棕褐色泥岩、泥质粉砂岩和云质泥岩, E_3^2 发育暗色页岩且上部含有灰质白云岩和含灰泥岩夹多套盐岩层。下干柴沟组上段是页岩油勘探主要目的层,近年多口井获得工业油流^[14-15,9,18-20]。研究区C902井2 800.00~

2 803.00 m深度段压裂试油,获日产油10~12 t;CP1井完钻井深3 924.33 m,水平段长997.33 m,4 mm直径油嘴日产油103.970 m³、气15 025 m³,页岩油勘探前景较好^[9,14-15,18-23]。

本文以干柴沟地区页岩油储层为研究对象,采用多种实验手段定性—定量研究储层岩相类型、储集性特征和含油性差异。岩相的识别主要基于岩心观察和荧光薄片鉴定,并结合XRD和微量元素原位分布(XRF)综合划分^[20]。页岩储层孔隙结构和非均质性特征分析主要借助薄片观察、氩离子抛光—场发射高分辨率扫描电镜(FE-SEM)、大面积视域扫描拼接成像(MAPS)、低温氮气吸附与高压压汞测试和分形维数等方法^[21]。不同岩相含油性特征则通过场发射扫描电镜细致观察和热解参数综合分析所得^[20-21]。

2 岩相特征与岩相划分

2.1 岩石学矿物组成

研究区CP2井、C14井、C2-4井和C14井等典型井的岩心特征和微量元素原位分布情况显示,干柴沟地区 E_3^2 岩性主要为灰云岩、混积岩、长英质粉砂岩和泥页岩,沉积构造为纹层状、层状、块状和断续状水平层理(图2)。通过200块样品的XRD分析,明确研究区具有陆源碎屑与内源化学沉积混合特征,碳酸盐矿物含量变化大,占总矿物含量0~90.90%(平均含量36.07%),主要为白云石和方解石;长英质矿物含量占总矿物含量9.10%~74.30%(平均含量35.71%),主要为石英和斜长石;黏土矿物含量占总矿物含量0~51.70%(平均含量23.14%),其中黏土矿物含量小于25.00%的样品占总样品数的57.75%;此外还含有黄铁矿(最大含量8.00%)和石膏(最大含量30.70%)等其他矿物。样品总有机碳含量(TOC)介于0.08%~1.63%,平均为0.45%。其中,TOC小于1.00%的岩样占91.55%,TOC为1.00%~2.00%的岩样占8.45%。尽管 E_3^2 咸化湖相烃源岩有机质含量普遍较低,但有机质类型好(I-II₁型为主,富氢组分)、滞留烃含量高,处于成熟阶段(镜质体反射率 $R_o=0.7\% \sim 1.3\%$),柴西地区页岩油物质基础丰富^[14]。

2.2 岩相特征与类型划分

由于咸化湖盆构造背景与沉积环境不同,页岩层系岩性较复杂。不同湖盆的岩相划分方案难以通用。

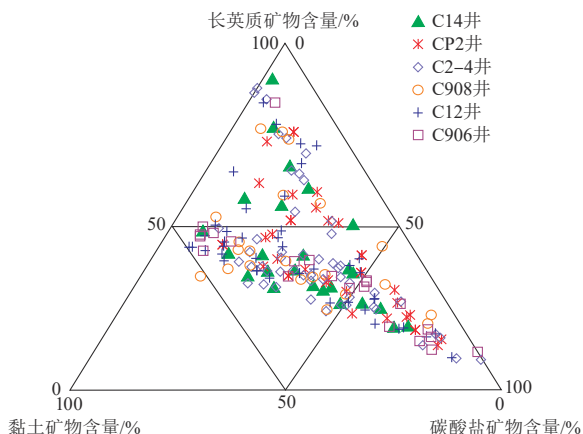


图2 干柴沟地区 E_3^2 页岩层系矿物组成三角图

Fig. 2 Ternary diagram showing the mineral composition of the shale sequence in the upper member of the Lower Ganchaigou Formation (E_3^2), Ganchaigou area

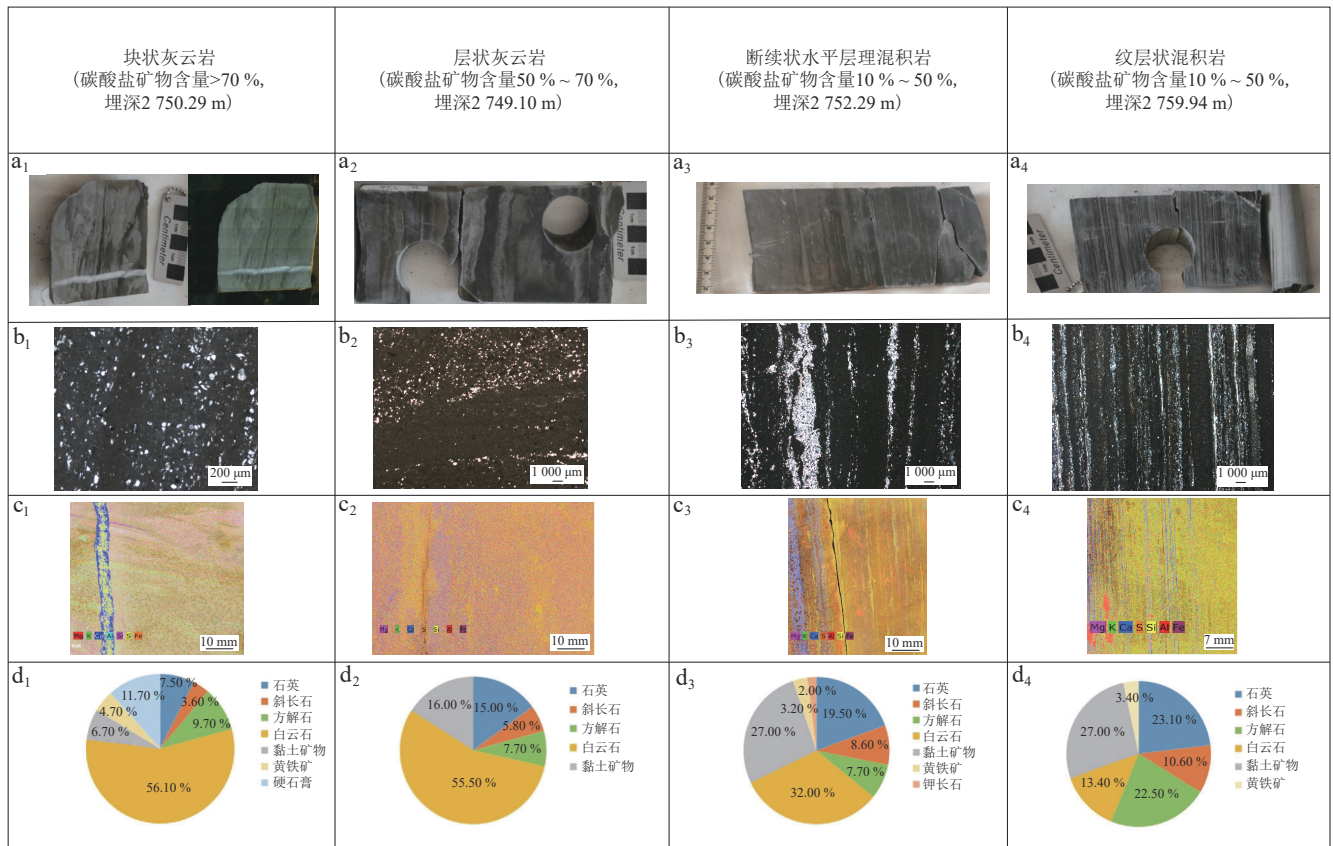
本文基于研究区岩石矿物组成、沉积构造和颗粒粒度“多层次”特征,进行岩相类型划分。以碳酸盐矿物、长英质矿物和黏土矿物含量三端元确定岩石基本类型,碳酸盐矿物相对含量超过50%且云质组分含量超过方解石的,定为灰云岩;碳酸盐矿物相对含量低于50%的岩石,划分为混积岩。根据岩心描述结果,研究区 E_3^2 页岩层系发育块状、层状和纹层状3种沉积构造(本文定义层理厚度>1 cm为层状,层理厚度<1 cm为纹层状)^[9,14-15]。结合岩心观察和XRF分布特征识别细粒沉积岩相类型,认为研究区 E_3^2 页岩储层可划分为4种岩相类型:层状灰云岩、块状灰云岩、断续状水平层理混积岩和纹层状混积岩(图3,图4)。

1) 块状灰云岩,以棕色-棕褐色为主,颗粒主要为泥晶,较致密。碳酸盐矿物含量较高,总含量超过70.00%,以白云石为主,层理厚度超过3 cm,分散分布灰黑色泥质组分。石英和长石含量较低,介于9.20%~17.80%;黏土矿物含量较少,为5.90%~12.10%。该类岩相有机质含量较低,TOC一般为0.13%~0.81%。

2) 层状灰云岩,以灰黑色和褐色为主,颗粒以泥晶-粉晶为主,较致密。碳酸盐矿物含量为50.00%~70.00%,云质成分超过50.00%,层理厚度超2 cm,普遍与灰黑色泥岩互层分布。碳酸盐矿物中白云石含量为27.20%~55.50%;相比于块状灰云岩,长英质矿物与黏土矿物含量增加,分别为17.63%~41.52%和6.76%~24.95%。有机质含量变化较大,TOC介于0.14%~1.41%。

3) 断续状水平层理混积岩,以灰色和灰黑色为主,长英质矿物为泥级颗粒,碳酸盐矿物多为泥晶-粉晶,较致密。碳酸盐矿物、长英质矿物和黏土矿物三者的相对含量较为接近,灰黄色灰云质纹层和灰色长英质纹层断续状分布于灰黑色泥质组分中,断续状层理厚度为0.5~1.0 cm。碳酸盐矿物含量为10.67~44.00%,其中白云石占总含量的0~41.20%;长英质矿物含量为26.17%~44.18%;黏土矿物含量为26.40%~44.18%。有机质含量较低,TOC一般为0.20%~0.57%。

4) 纹层状混积岩,以灰黑色和灰色为主,泥级颗粒,较致密。灰色长英质纹层、方解石纹层和暗色泥质纹层高频发育,纹层厚度0.05~0.80 cm。全岩矿物组成特征明显,黏土矿物、方解石和长英质矿物含量进一步增加,白云石含量降低。碳酸盐矿物含量降低至10.00%~50.00%,其中白云石含量(13.40%)低于方解石含量(22.50%);长英质矿物含量为21.98%~

图3 干柴沟地区CP2井E₃²岩相类型和特征Fig. 3 Lithofacies types and characteristics of the E₃² in well CP2 in the Ganchaigou areaa₁—a₄. 岩心标本照片;b₁—b₄. 岩石薄片显微照片;c₁—c₄. 微量元素原位分布照片;d₁—d₄. 矿物组分含量饼状图

49.24%,黏土矿物含量为10.42%~48.24%。有机质含量较高,TOC为0.11%~1.63%,TOC大于0.50%的样本占41%。

3 不同岩相储集性特征

3.1 储集空间类型

基于岩心、荧光薄片和氩离子抛光-场发射高分辨率扫描电镜特征,识别不同岩相储集空间类型。块状灰云岩主要发育白云石晶间孔,伴有长石溶蚀孔、缝,孔径较大,发育的溶蚀缝沟通基质孔隙,规模不大,局部连通性较好(图4a—d)。层状灰云岩发育溶蚀孔、层理缝(图4e,f)和白云石晶间孔,局部发育残余粒间孔和粒内溶孔(图4g,h),基质孔隙被黏土矿物充填,孔径比块状灰云岩的晶间孔隙小,晶间孔隙连通性和规模大小均降低,但因层理缝较长,能沟通多种基质孔隙,孔-缝系统连通性较好。断续状水平层理混积岩较致密,局部发育溶蚀孔与微裂缝(图4i,j),黑云母

蚀变成绿泥石特征明显,蚀变后云母晶间孔多被黄铁矿充填,白云石晶间孔普遍被方解石充填(图4k,l),总体孔隙较小,孔-缝连通较差。纹层状混积岩具有方解石与有机质分层特征,方解石层与云母、黏土矿物共生,方解石溶蚀孔发育,零星分布,层理缝较发育(图4m,n),云母晶间孔与粒间长英质残余粒间孔保存较好(图4o),有机质层在与无机矿物接触边缘普遍发育椭圆形或长柱形孔、缝(图4p,q),有机质层中保留黄铁矿晶间孔(图4r),因灰云质与长英质层理缝稳定分布,此类岩连通性得以改善。

系统观察高分辨率扫描电镜照片,实现页岩岩相的基质孔隙定性-半定量识别(表1),以剖析不同岩相微纳米基质孔隙类型与优势矿物间的赋存关系^[29]。由于研究区岩相非均质性较强,需在兼顾分辨率与样品尺度的基础上,通过系统观察样品的镜下特征,选取代性图像定性评价孔隙形态和分布关系;运用大面积视域图像拼接技术,统计孔径分布情况,对比4类岩相孔隙系统的相对差异^[6,15]。结果表明,各岩相优势孔隙赋存矿物、面孔率、平均孔径和分布均存在不同。

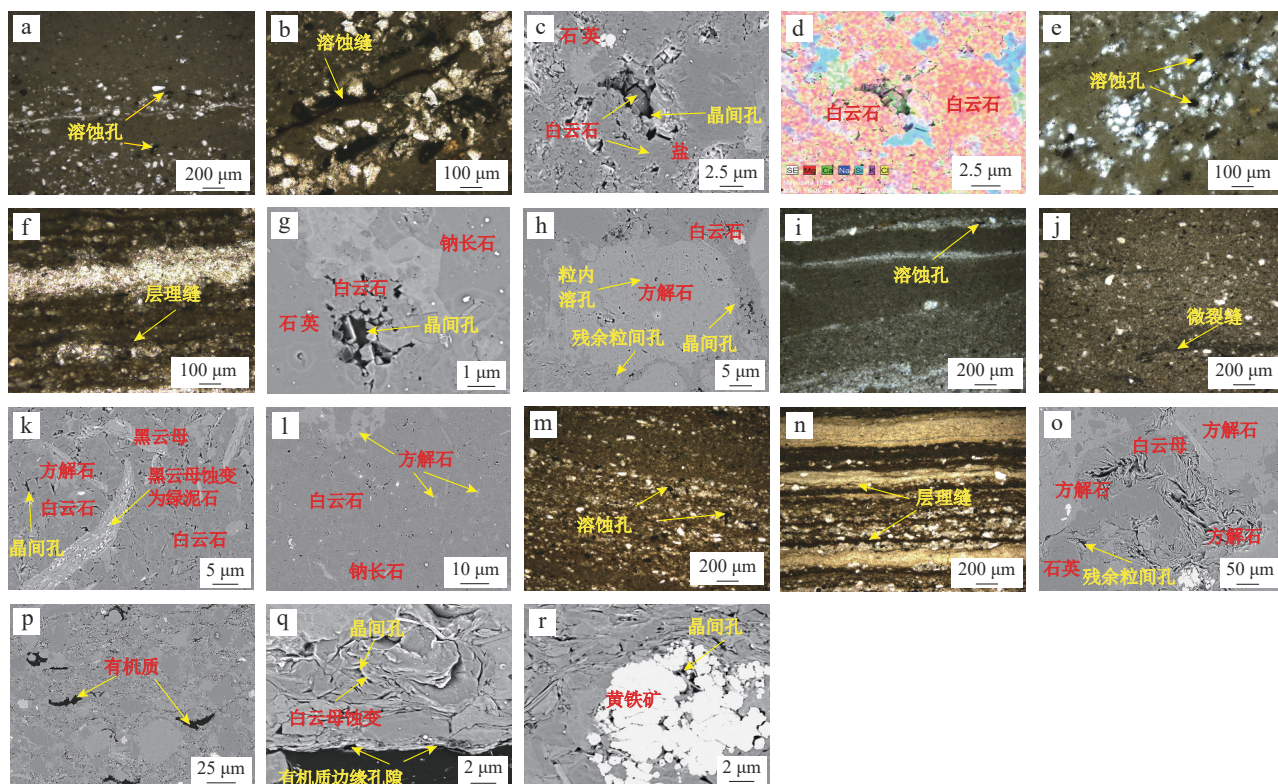


图4 干柴沟地区 E_3^2 不同岩相的储集空间特征显微照片

Fig. 4 Reservoir space characteristics of different lithofacies in the E_3^2 , Ganchaigou area

a. 块状灰云岩, CP2井, 埋深2 750.29 m, 单偏光镜下, 溶蚀孔较发育, 部分微裂缝被方解石充填; b. 块状灰云岩, C908井, 埋深2 751.80 m, 单偏光镜下, 溶蚀缝较发育, 连通性较好; c, d. 块状灰云岩, CP2井, 埋深2 750.29 m, 场发射高分辨率成像, 白云石晶间孔, 孔径大, 连通性好, c为高分辨率扫描电镜, d为同一视域元素扫描; e. 层状灰云岩, CP2井, 埋深2 749.10 m, 单偏光镜下, 灰云质溶蚀孔发育; f. 层状灰云岩, C906井, 埋深2 327.58 m, 单偏光镜下, 层理缝发育, 连通性较好; g, h. 层状灰云岩, CP2井, 埋深2 749.10 m, 场发射高分辨率成像, 白云石晶间孔较发育, 保留较好的连通性, 局部见残余粒间孔和方解石粒内溶孔; i. 断续状水平层理混积岩, C14井, 埋深3 858.85 m, 单偏光镜下, 局部发育灰云质溶蚀孔; j. 断续状水平层理混积岩, C14井, 埋深3 858.85 m, 单偏光镜下, 局部发育微裂缝, 连通较差; k, l. 断续状水平层理混积岩, CP2井, 埋深2 752.29 m, 场发射高分辨率成像, 云母与白云石晶间孔较发育, 方解石充填明显, 小孔多, 连通较差; m. 纹层状混积岩, C14井, 埋深3 834.80 m, 单偏光镜下, 灰云质纹层发育碳酸盐溶蚀孔; n. 纹层状混积岩, C14井, 埋深3 855.27 m, 单偏光镜下, 灰云质纹层与长英质纹层接触面发育溶蚀缝, 顺层理方向连通较好; o—r. 纹层状混积岩, CP2井, 埋深2 759.94 m, 场发射高分辨率成像, 方解石与有机质分层明显, 方解石层中云母分布较多(图4o), 部分蚀变为黏土矿物, 发育晶间孔, 方解石充填孔隙形成残余粒间孔, 孔隙小且连通性较差, 有机质(图4p)与无机矿物接触处发育椭圆形或长柱形孔、缝(图4q), 连通性较局限, 孔隙间黄铁矿较发育(图4r)

块状灰云岩基质孔隙普遍赋存于白云石晶体附近, 晶间孔优势明显, 大面积视域识别面孔率为5.83%, 孔径介于11.00~1 088.00 nm, 平均孔径为85.00 nm, 存在两峰值孔径181.09 nm和454.29 nm。层状灰云岩孔隙类型较多, 白云石晶间孔和方解石粒内溶孔普遍发育, 面孔率为4.50%, 孔径介于11.02~1 083.93 nm, 平均为69.88 nm, 相比块状灰云岩, 主体孔径峰值前移, 500.00~1 000.00 nm的峰值明显更低, 单峰值孔径为302.67 nm。断续状水平层理混积岩的云母晶间孔和充填方解石的白云石晶间孔普遍分布, 面孔率仅为2.14%, 孔径分布于11.00~952.00 nm, 平均为52.00 nm, 单峰值孔径为181.09 nm。纹层状混积岩的云母晶间孔、与方解石和石英共生的粒间残余孔和粒内溶孔, 以及分布于有机质与无机矿物的接触处长柱形孔的面孔率为

3.07%, 孔径介于11.00~679.00 nm, 平均为51.00 nm, 大于500.00 nm部分的峰值高于断续状水平层理混积岩。图像上整体显示块状灰云岩、层状灰云岩、纹层状混积岩和断续状水平层理混积岩储集空间类型不同, 基质孔隙系统差别较大。

3.2 多尺度孔-缝定量分布

页岩层系微纳米孔隙普遍发育。依据IUPAC(国际纯粹与应用化学联合会)的划分方案^[30], 将岩石孔隙划分为微孔(孔径<2 nm)、中孔(孔径为2~50 nm)和宏孔(孔径为50~5 000 nm)。采用压汞-氮气吸附联合法, 定量表征页岩微纳米孔隙^[24,29,31]。高压压汞基于Young-Laplace方程, 在不同注汞压力下检测不同大小的孔隙和数量, 因泥页岩排驱压力较大, 低压下存

表1 干柴沟地区CP2井E₃²不同岩相微纳米基质孔隙系统定性-半定量识别Table 1 Qualitative to semiquantitative identification results of micro- to nano-scale matrix pore systems in different lithofacies of the E₃² in well CP2, Ganchaigou area

岩相类型	孔隙类型	高分辨率 扫描电镜图像	基质孔隙系统 (扫描电镜图像孔隙提取)	大面积视域统计孔径 分布情况	面孔率/ %	孔径分布/nm	峰值 孔径/nm
块状灰云岩 (埋深 2 755.44 m)	晶间孔 粒间溶孔 粒内溶孔				5.83	11.00 ~ 1 088.00 (85.00)	181.09 454.29
层状灰云岩 (埋深 2 749.10 m)	晶间孔 粒内溶孔				4.50	11.02 ~ 1083.93 (302.67)	302.67
断续状水平 层理混积岩 (埋深 2 752.29 m)	粒间残余孔 粒内溶孔				2.14	11.00 ~ 952.00 (52.00)	181.09
纹层状 混积岩 (埋深 2 759.94 m)	粒间残余孔 粒内溶孔				3.07	11.00 ~ 679.00 (51.00)	181.09

注:孔径数据为最小值~最大值(平均值)。

在的进汞量往往反映微裂缝或层理缝特征;当高压达到410 MPa时,对应可检测最小孔径为3.58 nm,但当高压至70 MPa时,将造成泥页岩样品破裂,而使原始孔隙系统改变,以破裂压力为界限,最小可识别基质孔径21 nm的孔隙^[31-32]。氮气吸附法是在低温条件检测多孔介质不同相对压力下的等温吸附和脱附情况,大量研究表明氮气吸附实验在检测2~100 nm孔径的孔隙方面效果较好^[24,33]。前人研究结果和勘探实践证实,小于2 nm的微孔对页岩油储集性意义不大^[24,29,31]。因此本文建立的全尺寸孔径为大于2 nm的部分孔隙与微裂缝。通过保留低温氮气吸附测试中的中孔与部分宏孔数据(孔径<80 nm)、高压压汞测定的部分宏孔与微裂缝数值(孔径为80~10 000 nm),采用插值逼近的方法进行交割点的处理,由此测定页岩层系全尺寸孔-缝系统。众多研究表明,湖相页岩原生裂缝或层理缝宽度一般不超过15 μm^[24,29,31],主要分布于5~10 μm,因此全尺寸孔径曲线以10 μm进行截断,以5~10 μm为裂缝或层理缝分布范围,大于10 μm部分为实验人为

因素或样品表面不平整造成。因此,借助压汞-氮气吸附联合法检测页岩油储层的中孔(孔径为2~50 nm)、宏孔(孔径为50~5 000 nm)以及裂缝或层理缝(孔径为5~10 μm)多尺度孔-缝空间。

结果表明,块状灰云岩孔隙最发育,总孔隙体积1.680 5 cm³/g,单峰分布明显,孔隙体积峰值最高为0.100 0 cm³/g,孔径介于90.0~135.0 nm,中孔占总孔隙体积的33.62%,宏孔占65.93%,微裂缝占0.45%,尽管裂缝体积占比较小,但对沟通孔隙和改善储层渗流能力至关重要。层状灰云岩总孔隙体积0.848 9 cm³/g,呈现16.0~77.0 nm与8.2~9.3 μm两个峰值孔径,前者峰值孔隙体积最高,可达0.015 0 cm³/g,分布范围最宽。统计结果显示,中孔占总孔隙体积的73.22%,宏孔占23.72%,层间缝占3.06%,基质总体以微小孔隙为主,宏孔减少,但层间缝占比增加明显,很大程度上改善了孔-缝系统的渗透性。纹层状混积岩孔隙总体积为0.952 2 cm³/g,孔径存在5.8~44.0 nm与6.6~9.4 μm两个峰值,前者孔径的孔隙体积最高可达0.013 0 cm³/g,

后者为微裂缝分布范围,该类储层中孔占总孔隙体积的77.76%,宏孔占16.30%,纹层缝占5.94%,中孔进一步增加,宏孔减少,纹层缝发育程度增强,一定程度上弥补了岩石的储渗能力。断续状水平层理混积岩总孔隙体积为 $0.9116\text{ cm}^3/\text{g}$,单峰分布明显,以孔径为 $6.5\sim 47.0\text{ nm}$ 的小孔隙为主,孔径大于 100.0 nm 孔隙发育较少,统计表明,中孔占总孔隙体积的83.78%,超过2/3,宏孔占比16.22%,断续状层理的长英质与泥质分布密集,层理缝几乎不发育,微观孔隙结构较差(图5,图6)。

3.3 孔隙比表面积分布

页岩比表面积直接影响流体赋存和含油气性,是评价页岩储层特征的重要参数之一。众多研究者认为,采用氮气吸附实验测定页岩比表面积效果较好^[24,29,31]。将研究区典型岩相的等温氮气吸附数据通过经典的BET(Brunauer-Emmet-Teller)模型处理,确定干柴沟地区页岩的比表面积分布于 $2.062\sim 7.083\text{ m}^2/\text{g}$,平均值为 $3.314\text{ m}^2/\text{g}$ 。与中国典型的陆相页岩油相比,研究区孔隙内比表面积总体较大。

4种岩相的孔隙比表面积差异明显(图7)。断续状水平层理混积岩和纹层状混积岩孔隙比表面积较大,为 $4.05\sim 4.27\text{ m}^2/\text{g}$ 。断续状水平层理混积岩的孔隙比表面积主要来自孔径 $3.5\sim 8.1\text{ nm}$ 和 $8.4\sim 12.5\text{ nm}$

两个区间孔隙的贡献,推测与断续状长英质矿物较为致密和黏土矿物含量较高有关;纹层状混积岩孔隙比表面积主要为孔径 $3.6\sim 34.9\text{ nm}$ 孔隙的贡献。块状灰云岩与层状灰云岩孔隙比表面积平均值分别为 $2.25\text{ m}^2/\text{g}$ 和 $2.61\text{ m}^2/\text{g}$,孔隙孔径主要介于 $3.5\sim 38.8\text{ nm}$,块状灰云岩孔隙比表面积小于层状灰云岩,灰云岩孔隙比表面积总体小于混积岩,推测与灰云岩、尤其是块状灰云岩的宏孔占比较高、中孔占比较少相关。

3.4 储层非均质性特征

分形定义为物体在不同尺度下具有的自相似性特征,实质是通过分形维数(D ,无量纲)值来量化物体的不规则性和复杂性, D 值越大,物体非均质性越强^[34]。前人研究认为,页岩与煤等多孔介质具有分形几何形状,因此通过分形理论可对微观孔隙结构定量分析^[33,35-39]。众多研究表明,基于氮气吸附数据获得的孔隙结构参数与Pfeifer提出的分形FHH(Frenkel-Halsey-Hill)模型相关性较好^[38],可应用分形维数来定量评价孔隙表面粗糙度和结构不规则性。FHH模型为:

$$\ln V = k \ln [\ln(p_0/p)] + C \quad (1)$$

$$D = k + 3 \quad (2)$$

式中: V 为不同相对压力(p/p_0)下吸附气体体积, cm^3/g ;

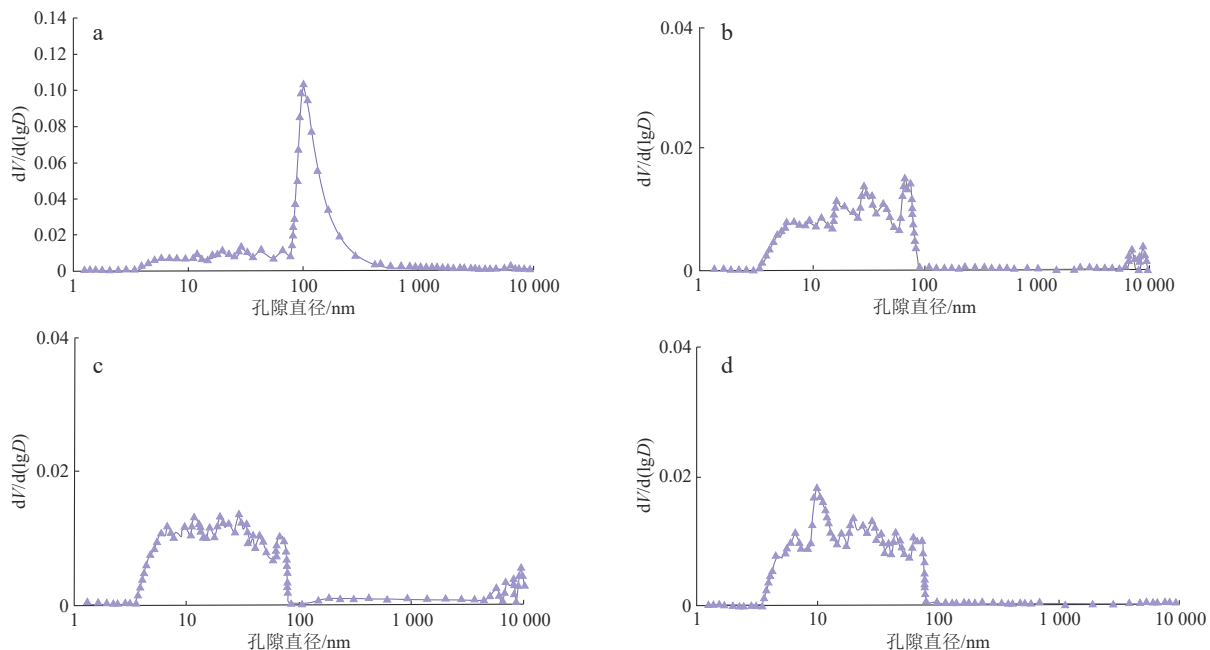


图5 干柴沟地区 E_3^2 页岩油储层不同岩相全孔径分布曲线

Fig. 5 Curves showing the full-size pore radius distribution of shale oil reservoirs of different lithofacies in the E_3^2 , Ganchaigou area

V : 孔隙体积, cm^3/g ; D : 孔径, nm

a. 块状灰云岩; b. 层状灰云岩; c. 纹层状混积岩; d. 断续状水平层理混积岩

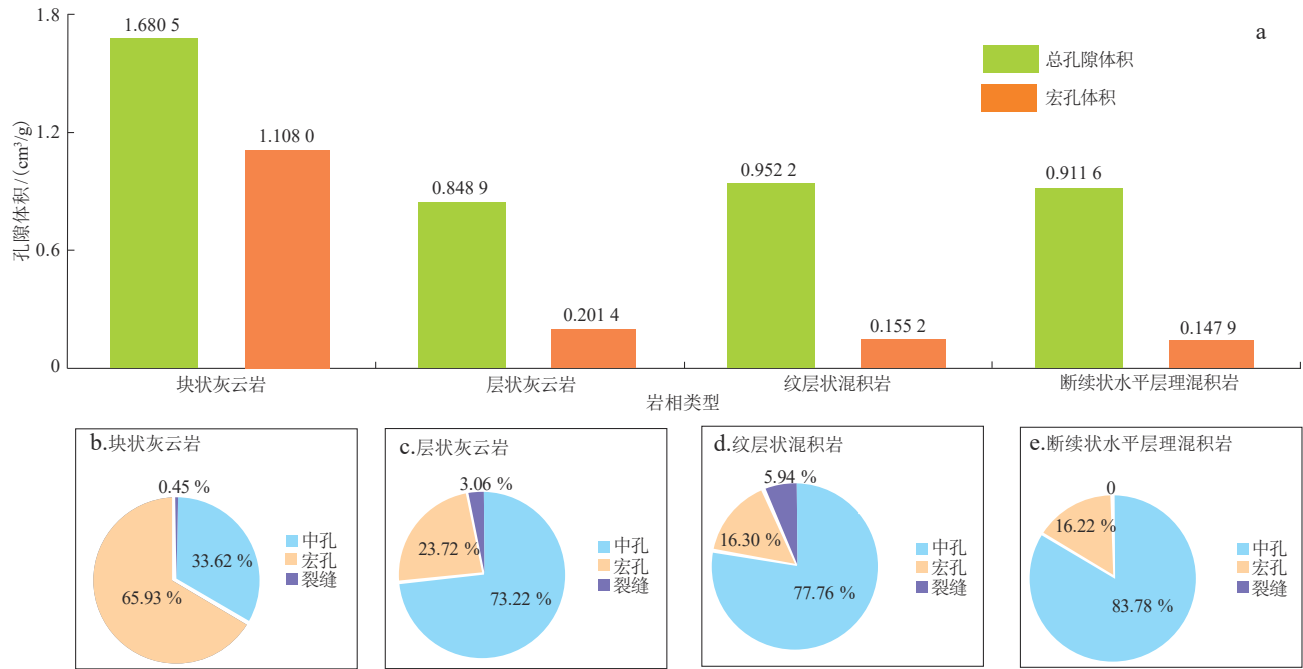


图6 干柴沟地区 E_3^2 页岩油储层4类岩相孔隙体积柱状图(a)与中孔、宏孔和裂缝孔隙体积占比饼状图(b—e)

Fig. 6 Total pore volume (a) and proportions of mesopores, macropores, and fractures to the pore volume (b—e) of shale oil reservoirs of four lithofacies in the E_3^2 , Ganchaigou area

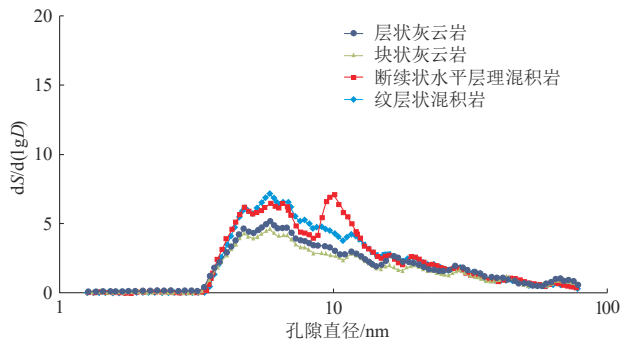


图7 干柴沟地区 E_3^2 不同岩相比表面积分布

Fig. 7 Diagram showing the specific surface area distribution in different lithofacies in the E_3^2 , Ganchaigou area

S. 比表面积, m^2/g ; D. 孔径, nm

k 为直线斜率, 无量纲; p_0 为氮气饱和蒸气压, MPa; p 为实验压力, MPa; C 为常数, 无量纲; D 为分形维数, 无量纲。

岩石的分形维数通常介于 2 ~ 3。分形维数越接近 2, 孔隙越规则、表面越光滑, 自相似性越好、连通性越好; 分形维数越接近 3, 孔隙表面越粗糙、自相似性越差, 孔隙越复杂, 非均质性越强^[36-37]。

拟合氮气吸附曲线的 $\ln V$ 与 $\ln[\ln(p_0/p)]$ 的相关关系(图 8), 获得斜率 k 并带入公式(2), 从而确定分形维数 D 。基于 Kelvin 公式计算^[33,40-41], 当 $p/p_0=0.5$ 时, 对应的孔径为 5.35 nm。以 $p/p_0=0.5$ 为界, 曲线可划分为

低压区与高压区; 低压区 p/p_0 为 0 ~ 0.5, 分形维数为 D_1 , 指示孔径 2.00 ~ 5.35 nm 孔隙内部形状不规则程度; 高压区 p/p_0 为 0.5 ~ 1.0, 分形维数为 D_2 , 指示孔径 5.35 ~ 80.00 nm 孔隙内部形状不规则程度^[33,40-41]。

同一样品的 $D_2 > D_1$, 表明研究区页岩层系较大孔隙相比于较小孔隙, 孔隙结构更复杂(图 8; 表 2), 较大孔隙主要为白云石与云母围成的尺寸较大但不规则的晶间孔, 非均质性较强, 较小孔隙主要为长石或方解石粒内溶孔和黏土矿物晶间孔等孔径较小、形状规则的孔隙, 类型单一, 自相似性较好。不同岩相的分形特征存在差异。块状灰云岩(样品 CP2-6)、层状灰云岩(样品 CP2-4)、纹层状混积岩(样品 CP2-21)和断续状水平层理混积岩(样品 CP2-11)的平均分形维数分别为 2.298 1, 2.308 1, 2.255 8 和 2.422 8。块状灰云岩以宏孔为主, 纹层状混积岩以微孔和中孔为主, 二者分形维数均较小, 主体孔隙单一, 非均质性相对较弱。断续状水平层理混积岩分形维数最大, 非均质性最强, 主要因为 D_1 为 4 类岩相中最大($D_{1\text{平均值}}=2.266 1$), 由断续状水平层理和较高泥质含量形成的较小孔隙表面最复杂、不规则性最强, 因此, 岩相非均质性较强。层状灰云岩平均分形维数小于断续状水平层理混积岩, 大于块状灰云岩, 表明层状灰云岩孔隙较块状灰云岩更复杂, 相比断续状水平层理混积岩孔隙非均质性更弱。

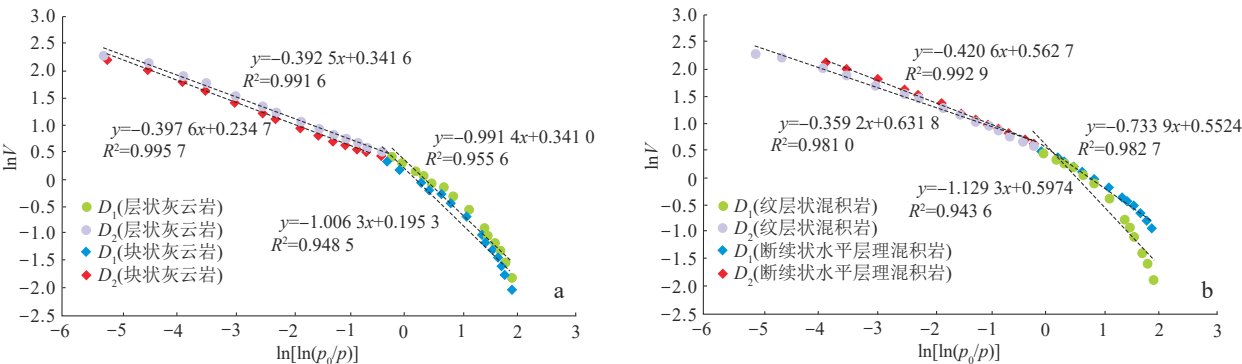


图8 干柴沟地区E₃²不同岩相样品分形维数拟合曲线

Fig. 8 Fitted curves of the fractal dimensions of the four types of lithofacies for shale oil reservoirs in the E₃², Ganchaigou area

a. 灰云岩;b. 混积岩

(V为孔隙体积;p₀为氮气饱和蒸气压;p为实验压力。)

4 页岩含油性差异

4.1 页岩油赋存样式

场发射扫描电镜下显示,游离态页岩油普遍赋存于大孔和裂缝中,油膜或浸染状页岩油多粘附于矿物颗粒表面和层理缝周围(图9),有效孔、缝类型差异影响页岩油不同赋存特征。

块状灰云岩中的有机质与黏土矿物含量较低,碳酸盐矿物含量超过70%,以白云石晶间孔为主,总孔隙体积最发育且连通性最好,孔隙分形维数较小,表面粗糙,复杂程度不高,镜下观察该类岩相晶间孔明显含油,游离油与油膜赋存均最好(图9a,b)。层状灰云岩,碳酸盐矿物相对含量为50%~70%,白云石晶间孔发育,宏孔占比超过20%,且发育层理缝,组成渗透性较好的孔-缝空间,镜下显示局部连通孔隙中赋存游离油(图9c,d)。纹层状混积岩,碳酸盐矿物含量减少至10%~50%,黏土矿物含量增加,多种矿物混合沉积,形成有机质纹层与方解石纹层层间缝、白云石

等多种矿物晶间孔,以云母与黏土矿物晶间孔保留较好,孔-缝介质连通性较佳,其间赋存油膜与有机质(图9e,f)。断续状水平层理混积岩,碳酸盐矿物、黏土矿物和长英质矿物含量各自占比均介于10%~50%,具有多种矿物混合沉积特征,层理缝断续不完整,被暗色泥质截断,云母晶间孔被方解石和黏土矿物充填明显,其次为残余粒间孔,孔隙发育较局限,渗透性较差,油膜与有机质赋存较少(图9g,h)。

4.2 页岩油可动性特征

不同于常规油气,页岩油资源主要为生烃后未排出的滞留烃。其中的可动油是增储上产考虑的重要部分。前人通常采用热解参数中的游离烃含量(S₁,mg/g)评价泥页岩的含油性,采用含油饱和度指数(OSI, OSI=S₁/TOC×100, mg/g)表征页岩油可动性。将泥页岩S₁对TOC作均一化处理,如果OSI大于100 mg/g,则认为存在滞留烃超越效应,指示潜在可采油量^[14-15,42]。

通过对研究区163块储层岩石样品进行热解与有机碳分析,确立S₁与TOC关系图,以曲线斜率表示OSI(图10)。结果表明,研究区样品的OSI多数大于

表2 基于氮气吸附实验的干柴沟地区E₃²不同岩相储层分形维数统计

Table 2 Statistics of nitrogen adsorption experiment-derived fractal dimensions of reservoirs of different lithofacies in the E₃², Ganchaigou area

岩相	样品编号	微孔		中孔+宏孔		分形维数平均值
		D ₁	R ²	D ₂	R ²	
块状灰云岩	CP2-6	1.993 7	0.948 5	2.602 4	0.995 7	2.298 1
层状灰云岩	CP2-4	2.008 6	0.955 6	2.607 5	0.991 6	2.308 1
纹层状混积岩	CP2-21	1.870 7	0.943 6	2.640 8	0.997 9	2.255 8
断续状水平层理混积岩	CP2-11	2.266 1	0.982 7	2.579 4	0.992 9	2.422 8

注:D₁为低压区分形维数,无量纲;R²为相关系数,无量纲;D₂为高压区分形维数,无量纲。

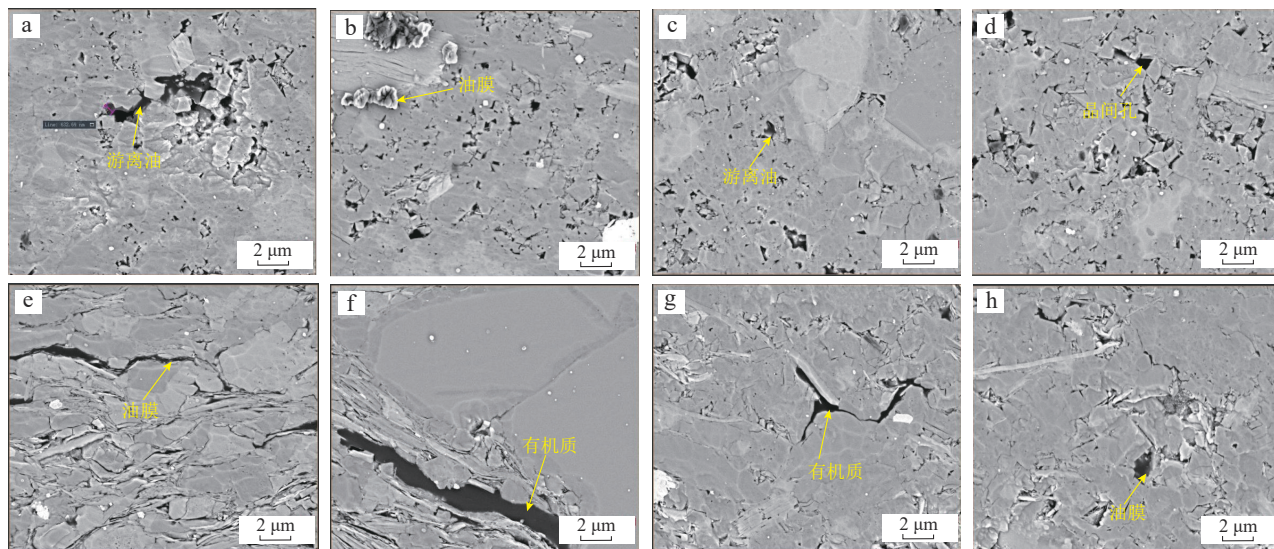
图9 干柴沟地区CP2井E₃²页岩油微观赋存样式FE-SEM照片

Fig. 9 FE-SEM images of microscopic occurrence of shale oil of the E₃² in well CP2, Ganchaigou area

a, b. 块状灰云岩,埋深2 755.44 m,白云石晶间孔游离油与油膜发育;c, d. 层状灰云岩,埋深2 749.10 m,部分晶间孔赋存游离油;e, f. 纹层状混积岩,埋深2 759.94 m,云母与黏土矿物晶间孔少量油膜赋存,且发育有机质;g, h. 断续状水平层理混积岩,埋深2 752.29 m,残余粒间孔赋存少量油膜与有机质

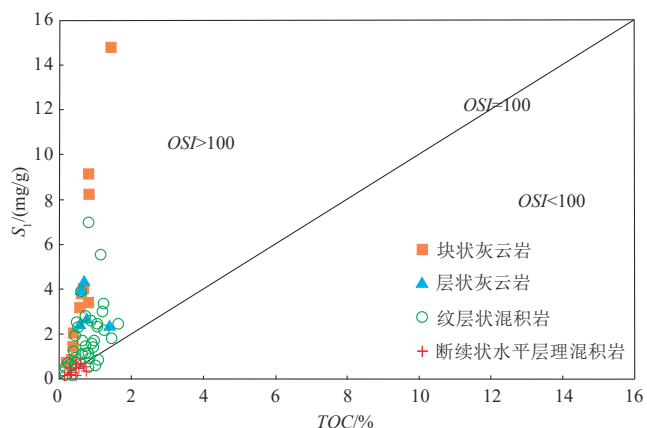
图10 干柴沟地区E₃²不同岩相S₁与TOC关系

Fig. 10 Correlation between S₁ and TOC of different lithofacies in the E₃², Ganchaigou area

100 mg/g。按不同岩相进行统计,块状灰云岩与层状灰云岩的S₁平均值分别为2.63 mg/g和0.88 mg/g,这两种岩相S₁与TOC关系曲线的斜率最大,表明该类岩相OSI最高,平均值分别达365.83 mg/g和156.34 mg/g,均超过100 mg/g,与岩心和电镜下观察的特征一致;纹层状混积岩S₁平均值为0.93 mg/g,含油性稍好于层状灰云岩,因为前者有机质与重质组分含量最大(TOC平均值为0.51%),单位有机质含油量降低,OSI平均值为150.88 mg/g,可动性低于层状灰云岩;断续状水平层理混积岩S₁平均值为0.21 mg/g,含油性最低,且OSI值也最低,平均为57.84 mg/g,普遍不超过100 mg/g。

结合4类岩相含油性和可动性参数,块状灰云岩含油性和可动性均较好;层状灰云岩含油性不高但可动性较好;纹层状混积岩有机质含量最大且具有较好的含油性,但有机质的吸附作用使得页岩油可动性一般;断续状水平层理混积岩含油性和可动性均较差。

5 优势岩相类型

基于4类岩相的矿物组成、孔隙结构和页岩油赋存特征,明确研究区优势岩相类型。总体上,各岩相总孔隙体积与宏孔体积正相关,比表面积与中孔体积正相关(图11)。其中,块状灰云岩总孔隙体积与宏孔最发育,与前文论述宏孔占比超过50%的结果相一致。该类岩相碳酸盐矿物含量超过70%,发育大量白云石晶间孔,孔隙分布较均匀且连通性较好,游离油和油膜赋存明显,OSI最高,是研究区古近系页岩油最有利岩相。断续状水平层理混积岩和纹层状混积岩的总孔与宏孔的体积相对较小,比表面积与中孔体积均较大,主要因为其碳酸盐矿物含量减少,白云石晶间孔减少,云母和黏土矿物含量增加并充填孔隙中,使孔径减小、比表面积增加、连通性降低,页岩油赋存和可动性均变差。层状灰云岩总孔与宏孔体积介于块状灰云岩和混积岩之间,50%~70%的碳酸盐矿物含量不仅发育一定量的孔径较大的白云石晶间孔,还发育层理缝、残余粒间孔和长石粒内溶孔,孔隙类型多样,孔-缝系统连

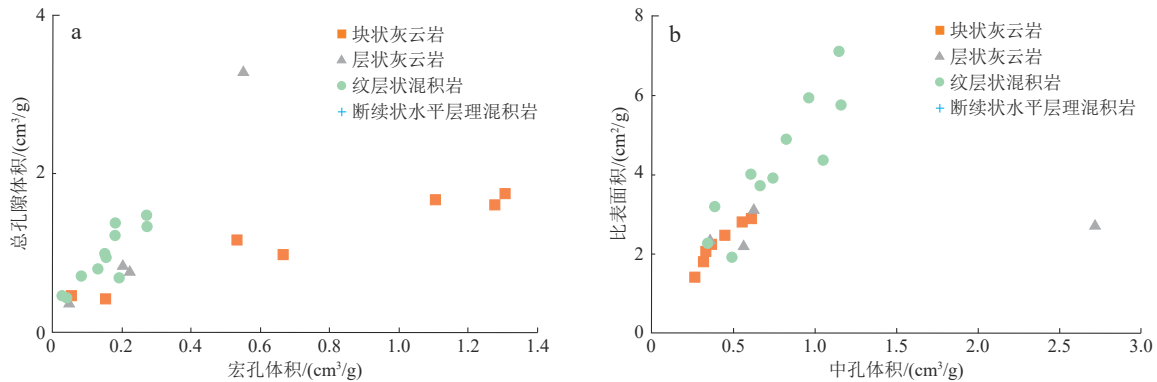


图11 干柴沟地区 E_3^2 不同岩相的总孔隙体积与比表面积散点图

Fig. 11 Scatter diagrams showing the total pore volumes and specific surface areas of different lithofacies in the E_3^2 , Ganchaigou area

a. 总孔隙体积 vs. 宏孔体积; b. 比表面积 vs. 中孔体积

通较好,部分晶间孔赋存游离油,且可动性较好,成为研究区优势岩相之一。

干柴沟地区 E_3^2 页岩油储层以块状灰云岩和层状灰云岩为优势岩相,前者宏孔发育,储集空间较大,后者层理缝一定程度上改善储层渗透条件。纹层状混积岩微观结构变化较大,云母晶间孔十分发育,纹层分布密集,层理缝较发育,弥补了因小孔而变差的渗透条件。断续状水平层理混积岩层理缝局部发育且以中孔占比最高(超过2/3),该类岩相储集性总体较局限。结合不同岩相原油赋存特征,判识 E_3^2 页岩油储层以块状灰云岩和层状灰云岩为优势岩相,其次为纹层状混积岩,断续状水平层理混积岩最差。

6 有利储层控制因素

6.1 碳酸盐矿物组构决定宏孔发育程度

不同孔径的孔隙体积与碳酸盐矿物、长英质矿物和黏土矿物相对含量的关系进一步证实,宏孔体积与碳酸盐矿物含量正相关,中孔等较小孔隙体积与非碳酸盐矿物含量正相关(图12a—c)。镜下白云石晶间孔主要为宏孔,一定程度上增加了较小孔隙的连通程度,无论是块状还是层状构造的灰云岩,碳酸盐矿物对宏孔的贡献均具有绝对优势,这也相对降低了小孔隙的占比(图12a—c),在碳酸盐矿物含量超过一半的灰云岩中,宏孔体积可超过 $0.4 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。镜下观察孔径小于 50 nm 的中孔普遍为长石粒内溶孔、有机孔和黏土矿物晶间孔,两种混积岩相的碳酸盐矿物含量较低、长英质矿物与黏土矿物含量较高,形成了混积岩小孔发育好、宏孔发育差的组构特征。

研究区碳酸盐矿物组分有利于白云石晶间孔的保

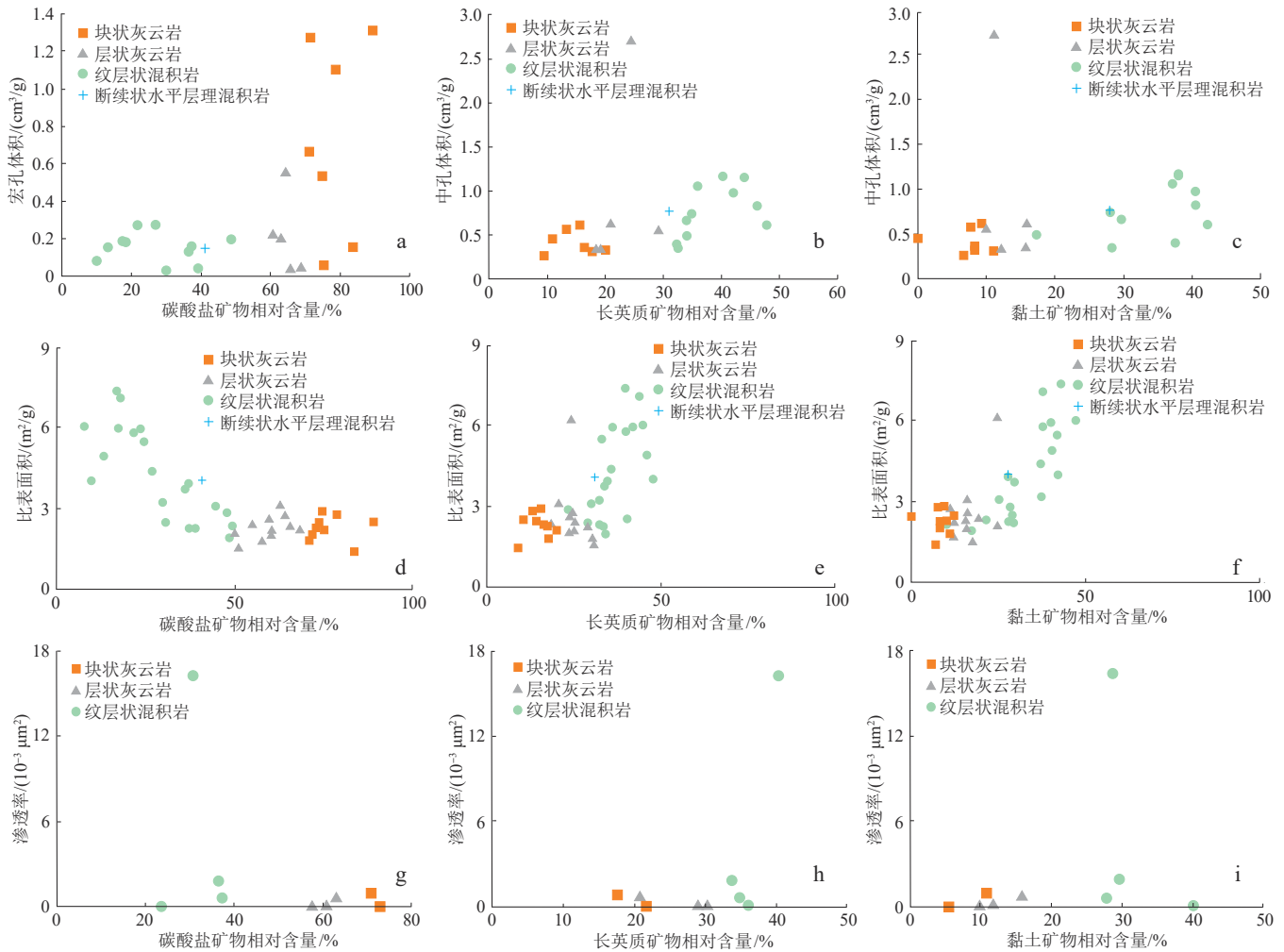
存,形成连通较好的宏孔优势介质空间,碳酸盐矿物含量越高,越有利于宏孔发育,储集空间优势越明显。白云石等碳酸盐矿物含量对研究区的储层孔隙影响具有主导作用。前人对白云石晶间孔形成机理研究认为^[19,43-44],白云石在准同生期交代方解石或文石过程中,半径较小的 Mg^{2+} (0.078 nm) 替代半径较大的 Ca^{2+} (0.106 nm),造成体积缩小进而形成晶间孔,整个过程中 1 mol 的方解石转变为 1 mol 的白云石,矿物体积缩小 9.12 cm^3 ,理论上可形成 8.67 cm^3 的孔隙体积,为柴达木盆地古近系页岩层系中白云石形成优势宏孔提供了理论支撑。

6.2 陆源长英质细粒沉积物及黏土矿物含量控制孔隙比表面积吸附性

页岩储层不同于常规砂岩,有机质和黏土矿物含量高,储层吸附性强。岩石的孔隙比表面积越大,吸附油可赋存位置越多,越有利于吸附态原油赋存,加之低压、高温条件下可向游离油转换,吸附油的增加也可增强向游离油转换的物质基础。通过统计不同样品的碳酸盐矿物、长英质矿物和黏土矿物含量与比表面积关系,确定研究区页岩油不同类型储层吸附性差异。结果表明,碳酸盐矿物含量与储层比表面积负相关,长英质细粒沉积物、黏土矿物含量与孔隙比表面积正相关(图12d—f)。碳酸盐矿物有利于形成宏孔等大孔隙,比表面积主要来自微小孔隙的贡献,因此以碳酸盐矿物为主体的岩相比表面积较小,而长英质矿物和黏土矿物含量显著增加的混积岩其比表面积较大,从而提高页岩孔隙吸附能力。

6.3 纹层发育程度改善最终渗透能力

以块状灰云岩、层状灰云岩和纹层状混积岩典型

图12 干柴沟地区E₃²页岩油储层矿物组分与孔隙发育关系Fig. 12 Relationships between mineral components and pore development of shale oil reservoirs in the E₃², Ganchaigou area

a. 宏孔体积 vs. 碳酸盐矿物相对含量; b. 中孔体积 vs. 长英质矿物相对含量; c. 中孔体积 vs. 黏土矿物相对含量; d. 比表面积 vs. 碳酸盐矿物相对含量; e. 比表面积 vs. 长英质矿物相对含量; f. 比表面积 vs. 黏土矿物相对含量; g. 渗透率 vs. 碳酸盐矿物相对含量; h. 渗透率 vs. 长英质矿物相对含量; i. 渗透率 vs. 黏土矿物相对含量

柱塞为样品,测试氦气渗透率后进行饱水-离心处理,通过测试离心前后一维核磁T₂谱特征计算可动孔隙占比,进而评价不同岩相的渗透能力^[24,32]。结果表明,可动孔隙度占比与碳酸盐矿物含量正相关,与长英质矿物和黏土矿物含量负相关,显示基质孔隙中碳酸盐矿物的贡献明显;但孔、缝渗透率与各矿物组分含量几乎不存在相关性,图12(g—i)中显示渗透性最好的样品出现在纹层状混积岩中,主要因为纹层状混积岩的纹层缝最发育。对比纹层状混积岩与层状灰云岩的QEMSCAN分析的矿物分布特征(图13),纹层状混积岩中灰云质纹层高频发育,单层厚度0.05~0.80 cm,线密度达10~30条/(5 cm),而层状灰云岩的浅色灰云质相对较厚,厚度2~3 cm,低频发育,层理线密度平均为2~3条/(5 cm),得益于纹层缝的贡献,纹层状混

积岩渗透率较高,孔-缝总体的渗透能力受纹层控制显著。研究区页岩油的4类岩相,碳酸盐矿物贡献优势宏孔储集空间(晶间孔),后者与密集的纹层共同组成渗透性孔-缝体系,决定着油藏是否能实现稳产和高产。纹层状混积岩是继灰云岩之后的又一渗透性较好的页岩油储集体。

7 结论

1) 柴达木盆地干柴沟地区下干柴沟组上段页岩层系发育块状、层状和纹层状3种沉积构造,划分为4种岩相类型:层状灰云岩、块状灰云岩、断续状水平层理混积岩和纹层状混积岩。

2) 4种岩相的孔隙类型、全孔径分布和孔隙非均

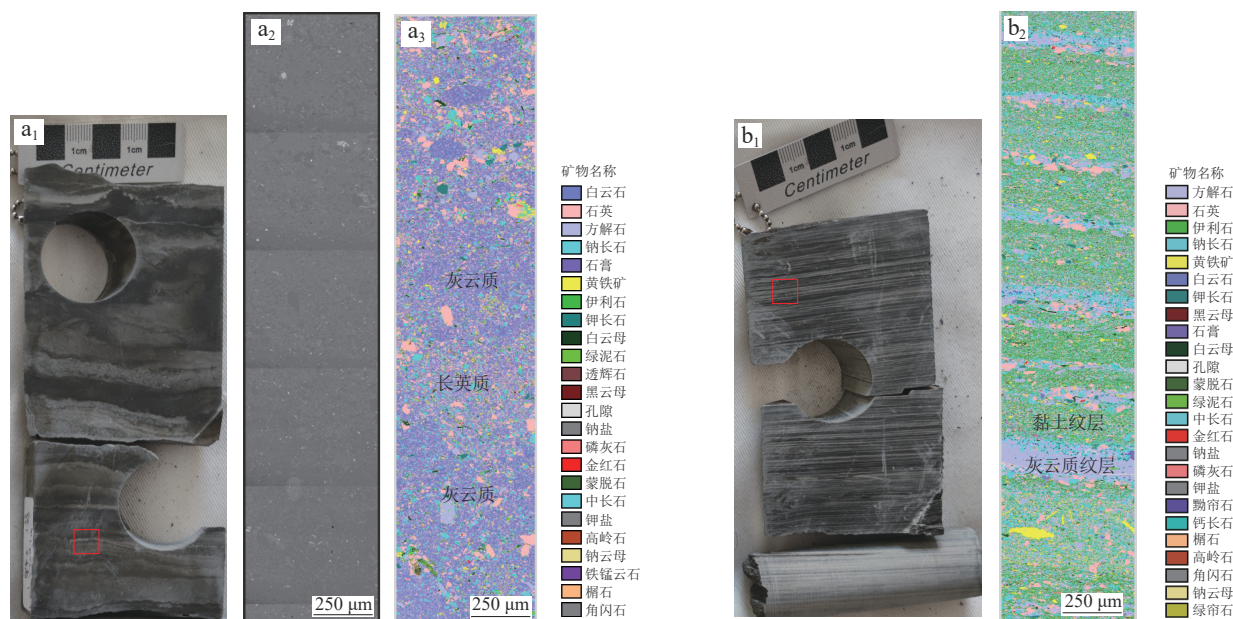


图13 干柴沟地区CP2井E₃²层状灰云岩与纹层状混积岩原位矿物分布特征

Fig. 13 In-situ mineral distributions of the laminated limy dolomites and lamellar mixed siliciclastic-carbonate rock in the E₃², Ganchaigou area
a₁. 层状灰云岩,埋深2 749.10 m,灰云质与长英质矿物呈层状分布,岩心照片;a₂. a₁图扫描电镜照片;a₃. a₁图矿物分布特征图(基于QEMSCAN分析);b₁. 纹层状混积岩,埋深2 759.94 m,灰云质纹层与伊利石黏土纹层交互分布,岩心照片;b₂. a₂图矿物分布特征图(基于QEMSCAN分析)

质程度差异明显。块状灰云岩和层状灰云岩储集空间发育最好、有效储集空间中含油指数最高,为优势岩相,纹层状混积岩孔隙较差但层理缝最发育,断续状水平层理混积岩孔、缝发育程度均最差。

3) 研究区页岩油有利储层发育主要受3方面因素控制:碳酸盐矿物组构决定宏孔发育程度;陆源长英质细粒沉积物和黏土矿物含量控制比表面吸附性;纹层发育程度改善最终渗透能力。灰云岩的储集空间发育较好,是优质储层。密集发育的纹层可改善混积岩孔-缝系统的渗透性能,因此纹层状混积岩可能成为继灰云岩优质储层之后的另一类潜力储层类型。

参 考 文 献

- [1] 金之钧,白振瑞,高波,等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [2] 邹才能,潘松圻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [3] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论技术与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 616-626.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and

development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 616-626.

- [4] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [5] 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.
- [6] 邹才能,朱如凯,白斌,等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 1-17.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 1-17.
- [7] 邹才能,冯有良,杨智,等. 中国湖盆细粒重力流沉积作用及其对页岩油“甜点段”发育的影响[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(5): 883-897.
ZOU Caineng, FENG Youliang, YANG Zhi, et al. Fine-grained gravity flow sedimentation and its influence on development of shale oil sweet spot intervals in lacustrine basins in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(5): 883-897.
- [8] 焦方正,邹才能,杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1067-1078.
JIAO Fangzheng, ZOU Caineng, YANG Zhi. Geological theory

- and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1067–1078.
- [9] 郭泽清, 龙国徽, 周飞, 等. 威化湖盆页岩油地质特征及资源潜力评价方法——以柴西坳陷下干柴沟组上段为例[J]. *地质学报*, 2023, 97(7): 2425–2444.
- GUO Zeqing, LONG Guohui, ZHOU Fei, et al. Geological characteristics and resource evaluation method for shale oil in a salinized lake basin: A case study from the upper member of the Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Depression [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(7): 2425–2444.
- [10] 王永诗, 李政, 王民, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷陆相页岩油吸附控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(3): 489–498.
- WANG Yongshi, LI Zheng, WANG Min, et al. Factors controlling lacustrine shale oil adsorption in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(3): 489–498.
- [11] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 我国陆相中高熟页岩油富集条件与分布特征[J]. *地学前缘*, 2023, 30(1): 116–127.
- ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Lacustrine medium-high maturity shale oil in onshore China: Enrichment conditions and occurrence features [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(1): 116–127.
- [12] 冯有良, 杨智, 张洪, 等. 威化湖盆细粒重力流沉积特征及其页岩油勘探意义——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. *地质学报*, 2023, 97(3): 839–863.
- FENG Youliang, YANG Zhi, ZHANG Hong, et al. Fine-grained gravity flow sedimentary features and their petroleum significance within saline lacustrine basins: A case study of the Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(3): 839–863.
- [13] 张国印, 王志章, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地乌夏地区风城组云质岩致密油特征及“甜点”预测[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(2): 219–229.
- ZHANG Guoyin, WANG Zhizhang, GUO Xuguang, et al. Characteristics and ‘sweet spot’ prediction of dolomitic tight oil reservoirs of the Fengcheng Formation in Wuxia area, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(2): 219–229.
- [14] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 18–31.
- LI Guoxin, ZHU Rukai, ZHANG Yongshu, et al. Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 18–31.
- [15] 李国欣, 伍坤宇, 朱如凯, 等. 巨厚高原山地式页岩油藏的富集模式与高效动用方式——以柴达木盆地英雄岭页岩油藏为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 144–157.
- LI Guoxin, WU Kunyu, ZHU Rukai, et al. Enrichment model and high-efficiency production of thick plateau mountainous shale oil reservoir: A case study of the Yingxiongling shale oil reservoir in Qaidam Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 144–157.
- [16] 杨智峰, 唐勇, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油赋存特征与影响因素[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 784–796.
- YANG Zhifeng, TANG Yong, GUO Xuguang, et al. Occurrence states and potential influencing factors of shale oil in the Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(5): 784–796.
- [17] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J]. *石油学报*, 2022, 43(7): 885–898.
- HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. Accumulation geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(7): 885–898.
- [18] 完颜泽, 龙国徽, 杨巍, 等. 柴达木盆地英雄岭地区古近系油气成藏过程及其演化特征[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(2): 94–102.
- WANYAN Ze, LONG Guohui, YANG Wei, et al. Hydrocarbon accumulation and evolution characteristics of Paleogene in Yingxiongling area, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(2): 94–102.
- [19] 张绍. 柴达木英西地区储层特征及油气成藏[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019: 50–72.
- ZHANG Shao. The reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation in Yingxi area of Qaidam Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2019: 50–72.
- [20] 刘占国, 张永庶, 宋光永, 等. 柴达木盆地英西地区威化湖盆混积碳酸盐岩岩相特征与控储机制[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 68–80.
- LIU Zhanguo, ZHANG Yongshu, SONG Guangyong, et al. Mixed carbonate rocks lithofacies features and reservoirs controlling mechanisms in the saline lacustrine basin in Yingxi area, Qaidam Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 68–80.
- [21] 张道伟, 薛建勤, 伍坤宇, 等. 柴达木盆地英西地区页岩油储层特征及有利区优选[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(4): 1–11.
- ZHANG Daowei, XUE Jianqin, WU Kunyu, et al. Shale oil reservoir characteristics and favorable area optimization in Yingxi area, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(4): 1–11.
- [22] 郭得龙, 申颖浩, 林海, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油CP1井压裂后甜点分析[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(4): 117–128.
- GUO Delong, SHEN Yinghao, LIN Hai, et al. Post fracturing shale oil sweet spot evaluation in Well CP1 in Yingxiongling area, Qaidam Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 117–128.
- [23] 谢贵琪, 林海, 刘世铎, 等. 柴达木盆地西部英雄岭页岩油地质工程一体化压裂技术创新与实践[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(4): 105–116.
- XIE Guiqi, LIN Hai, LIU Shiduo, et al. Innovation and practice of geology and engineering integrated fracturing technology for shale oil in Yingxiongling area in the western Qaidam Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 105–116.
- [24] 夏青松, 陆江, 杨鹏, 等. 柴达木盆地英西地区渐新统下干柴沟组上段储层微观孔隙结构特征[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(1): 132–144.
- XIA Qingsong, LU Jiang, YANG Peng, et al. Microscopic pore structure characteristics of the upper member of Oligocene Xiaganchaigou Formation in Yingxi area, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(1): 132–144.
- [25] 崔俊, 毛建英, 赵为永, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩纹层结构特征及石油地质意义[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(5): 43–53.
- CUI Jun, MAO Jianying, ZHAO Weiyong, et al. Characteristics of laminated texture and petroleum geological significance of

- Yingxiongling shale in Qaidam Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(5): 43–53.
- [26] 龙国徽, 王艳清, 朱超, 等. 柴达木盆地英雄岭构造带油气成藏条件与有利勘探区带[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(1): 145–160. LONG Guohui, WANG Yanqing, ZHU Chao, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and favorable exploration plays in Yingxiongling structural belt, Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(1): 145–160.
- [27] 张斌, 何媛媛, 陈琰, 等. 柴达木盆地西部咸化湖相优质烃源岩形成机理[J]. *石油学报*, 2018, 39(6): 674–685. ZHANG Bin, HE Yuanyuan, CHEN Yan, et al. Formation mechanism of excellent saline lacustrine source rocks in western Qaidam Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(6): 674–685.
- [28] 翟光明. 中国石油地质志(卷一): 总论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. ZHAI Guangming. *Petroleum geology of China (Volume 1): General introduction* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [29] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳凹陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(6): 1107–1119. WANG Min, GUAN Ying, LI Chuanming, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(6): 1107–1119.
- [30] SING K S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984) [J]. *Pure and Applied Chemistry*, 1985, 57(4): 603–619.
- [31] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 450–455. YANG Feng, NING Zhengfu, KONG Detao, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 450–455.
- [32] 肖玲, 陈曦, 雷宁, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长7段页岩油储层特征及主控因素[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(2): 80–93. XIAO Ling, CHEN Xi, LEI Ning, et al. Characteristics and main controlling factors of shale oil reservoirs of Triassic Chang 7 member in Heshui area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(2): 80–93.
- [33] 安成, 柳广弟, 孙明亮, 等. 基于氮气吸附实验与分形FHH模型分析页岩孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地华池地区长7段为例[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 576–586. AN Cheng, LIU Guangdi, SUN Mingliang, et al. Analysis of shale pore structure characteristics based on nitrogen adsorption experiment and fractal FHH model: A case study of 7th member of Triassic Yanchang Formation in Huachi area, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 576–586.
- [34] MANDELROT B B. On the geometry of homogeneous turbulence, with stress on the fractal dimension of the iso-surfaces of scalars [J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 1975, 72(3): 401–416.
- [35] 贺闪闪, 赵迪斐, 刘静, 等. 基于低温氮气吸附的无烟煤吸附孔隙结构与分形特征表征[J]. *煤炭技术*, 2019, 38(1): 66–69. HE Shanshan, ZHAO Difei, LIU Jing, et al. Characterization of adsorption pore structure and fractal characteristics in anthracite coal based on low temperature nitrogen adsorption [J]. *Coal Technology*, 2019, 38(1): 66–69.
- [36] 徐勇, 吕成福, 陈国俊, 等. 川东南龙马溪组页岩孔隙分形特征[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(4): 32–39. XU Yong, LYU Chengfu, CHEN Guojun, et al. Fractal characteristics of shale pores of Longmaxi Formation in southeast Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(4): 32–39.
- [37] 尹娜, 薛莲花, 姜呈馥, 等. 富有机质页岩生烃阶段孔隙演化及分形特征[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(12): 1817–1828. YIN Na, XUE Lianhua, JIANG Chengfu, et al. The porous evolution and fractal dimension of the organic-rich shale at the stage of hydrocarbon generation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(12): 1817–1828.
- [38] PFEIFER P, AVNIR D. Chemistry in noninteger dimensions between two and three. I. Fractal theory of heterogeneous surfaces [J]. *The Journal of Chemical Physics*, 1983, 79(7): 3558–3565.
- [39] 黄金亮, 董大忠, 李建忠, 等. 陆相页岩储层孔隙分形特征——以四川盆地三叠系须家河组为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(9): 1611–1618, 1708. HUANG Jinliang, DONG Dazhong, LI Jianzhong, et al. Reservoir fractal characteristics of continental shale: An example from Triassic Xujiahe Formation shale, Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(9): 1611–1618, 1708.
- [40] 近藤精一, 石川达雄, 安部郁夫. 吸附科学[M]. 李国希, 译. 2版. 北京: 化学工业出版社, 2005: 63–65. KONDO S, ISHIKAWA T, ABE I. *Adsorption science* [M]. LI Guoxi, translated. 2nd ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2005: 63–65.
- [41] 慕尚超. 马朗凹陷芦草沟组泥页岩孔隙结构表征及其含油性评价[D]. 西安: 西安石油大学, 2021. MU Shangchao. Characterization of the pore structure of mud shales of the Lucaogou Formation in the Malang Depression and evaluation of their oil content [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2021.
- [42] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(9): 1013–1029. ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(9): 1013–1029.
- [43] 黄成刚, 王建功, 吴丽荣, 等. 古近系湖相碳酸盐岩储集特征与含油性分析——以柴达木盆地英西地区为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(5): 1102–1115. HUANG Chenggang, WANG Jiangong, WU Lirong, et al. Characteristics of Paleogene lacustrine carbonate reservoirs and oil-bearing property analysis: A case study of the Yingxi area of western Qaidam Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(5): 1102–1115.
- [44] 韩吟文, 马振东, 张宏飞, 等. 地球化学[M]. 北京: 地质出版社, 2003. HAN Yinwen, MA Zhendong, ZHANG Hongfei, et al. *Geochemistry* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2003.