

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.990



陆相湖盆细粒岩油气的概念、特征及勘探意义： 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例

周立宏¹, 蒲秀刚¹, 陈长伟¹, 杨 飞¹, 夏 君¹, 官全胜¹, 黄传炎²

1. 中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司, 天津 300280

2. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

摘要: 陆相湖盆致密油气与传统致密油气和页岩油气有相关性, 也体现出较大的差异性。通过对渤海湾盆地沧东凹陷孔二段(孔二段)优质“生油岩”开展岩性、物性、生烃特性、含油性、脆性综合分析及勘探实践, 发现了一种赋存于陆相湖盆细粒沉积岩(粒径小于 62.5 μm)之中的油气, 并提出了细粒岩油气的概念。细粒岩油气不同于传统的致密油气和页岩油气, 具有以细粒沉积为主, 主要发育碳酸盐岩、细粒长英沉积岩、细粒混合沉积岩 3 种岩类; 纵向上表现为纹层状或块状沉积, 平面上稳定分布; 3 种岩性均具备良好的生烃条件, 均具有一定的储集空间, 均有明显的含油气特征, 脆性矿物含量均较高, 具有较好的可压裂性。该类油气藏在空间上连续稳定分布, 整体含油气, 甜点段富集高产, 通过分段分簇大型压裂改造, 具备长期稳产的有利条件, 是陆相湖盆非常规油气勘探的重点领域。

关键词: 陆相湖盆; 沧东凹陷; 孔二段; 细粒沉积岩; 细粒岩油气; 石油地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2018)10-3625-15

收稿日期: 2018-06-10

Concept, Characteristics and Prospecting Significance of Fine-Grained Sedimentary Oil Gas in Terrestrial Lake Basin: A Case from the Second Member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

Zhou Lihong¹, Pu Xiugang¹, Chen Changwei¹, Yang Fei¹, Xia Jun¹, Guan Quansheng¹, Huang Chuanyan²

1. China National Petroleum Corporation Ltd., Dagang Oilfield Branch, Tianjin 300280, China

2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: The tight oil and gas in terrestrial lacustrine basin shows great differences from the traditional tight/shale oil and gas. The second Member of Paleogene Kongdian Formation is an important source rock of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, based on the comprehensive analysis of lithology, physical properties, hydrocarbon generation characteristics, oiliness, brittleness and exploration practice, an new oil gas reservoir was discovered in fine-grained sedimentary rocks in terrestrial lake basin, the concept of fine-grained sedimentary oil reservoir was proposed which is different from traditional tight oil gas and shale oil gas. Fine-grained sedimentary rock is mainly composed of carbonate rock, fine-grained feldspar-quartzose sedimentary rock and fine-grained mixed sedimentary rock and has the characteristic of vertically thin interbed deposits, stable plane distribution, fine hydrocarbon generation conditions, certain reservoir space, obvious hydrocarbon characteristics, high content of brittle minerals

基金项目: 中国石油股份公司重大科技专项(No.2018E-11-01)。

作者简介: 周立宏(1968—), 男, 博士, 教授级高工, 主要从事油气勘探研究与生产管理工作。ORCID: 0000-0001-9323-4479。

E-mail: zhoulh@petrochina.com.cn

引用格式: 周立宏, 蒲秀刚, 陈长伟, 等, 2018. 陆相湖盆细粒岩油气的概念、特征及勘探意义: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例. 地球科学, 43(10): 3625-3639.

and good fracturability. These reservoirs are continuously and stably distributed in space, containing oil gas as a whole, and the dessert section is enriched, featuring high-yield. With favorable long-term stable production conditions through segmented clumps and fracturing reconstruction, it is the key areas for unconventional oil and gas exploration in terrestrial lake basin.

Key words: terrestrial lake basin; Cangdong sag; the second member of Paleogene Kongdian Formation; fine-grained sedimentary rock; fine-grained sedimentary oil gas; petroleum geology.

0 引言

近年来,致密油气、页岩油气等非常规油气资源越来越受到我国地质研究学者及勘探家们的重视,业已成为当前乃至今后油气工业发展的主要方向之一(贾承造等,2012;杜金虎等,2014;李吉君等,2014;刘英辉等,2014;陈世加等,2015;袁选俊等,2015;邱振等,2016;王文广等,2018;马新华和谢军,2018),油气工业进入常规与非常规并重发展阶段(Nordeng,2009).在致密油气领域,我国鄂尔多斯盆地延长组(袁选俊等,2015)、准噶尔盆地二叠系(刘英辉等,2014;张逊等,2018)、四川盆地侏罗系(陈世加等,2015)、渤海湾盆地沙河街组(王文广等,2018)等地层中均有发现并已成为重要的原油生产基地.在页岩气领域开展了大量的技术攻关与先导实验并已在四川盆地奥陶系五峰组—志留系龙马溪组海相页岩中取得了重大突破,探明了焦石坝(郭彤楼和张汉荣,2014)、长宁—威远(马新华和谢军,2018)等千亿立方米级的大气田.页岩油领域目前尚处于探索阶段,如鄂尔多斯盆地延长组半深湖—深湖页岩(邱振等,2016)、准噶尔盆地二叠系半深湖—深湖页岩、云质泥岩等(李吉君等,2014)均发育一定规模页岩油储量,但尚未有工业性开发的报道.

致密油气、页岩油气等概念的提出主要源于美国巴肯(Bakken)、鹰潭(Eagle Ford)等海相盆地的研究与勘探实践(Richard *et al.*, 2007; Lu *et al.*, 2017),2017年美国页岩气产量达4 721亿方,页岩油产量达36 272万吨(马新华和谢军,2018),对我国相关领域的研究起到了重要的借鉴意义.然而与海相盆地(Nordeng,2009)相比,我国陆相含油气盆地面积相对较小、沉积环境受影响因素多、地层纵横向变化快,地质条件与美国巴肯、鹰潭组页岩相比差异较大.笔者通过对沧东凹陷孔二段、歧口凹陷沙三段等细粒沉积岩发育区的研究与勘探实践,发现了一种陆相湖盆非传统意义上致密油气或页岩油气的非常规油气类型,其在“七性”关系、油气分布等诸多方面与传统致密油气有相关性,也体现出较大的差异性.

1 细粒岩油气概念的提出

致密油气是指夹在或紧邻优质生油层系的致密储层中,油气经短距离运移聚集而成的油气,致密储层主要包括致密砂岩和致密碳酸盐岩,也包括致密火成岩和致密变质岩,强调的是储层的致密性,孔隙度一般小于10%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (杜金虎等,2014;李志明等,2018),通常无自然产能,需通过大规模压裂技术才能形成工业产能(贾承造等,2012).页岩油气是指成熟或低成熟烃源岩已生成并滞留在纯泥岩或页岩中的石油聚集(姜在兴等,2014),强调泥页岩岩性,具有层理、页理发育,储层孔隙度一般小于5%、渗透率一般小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (贾承造等,2012;姚悦等,2017),有效储集空间以层理缝和微裂缝为主,基质孔内原油流动性较差,其生油岩本身就是储集层.陆相湖盆相对于海相盆地,分布面积小,物源充沛,季节性纹理发育,韵律性较强,而页理不发育,国内许多学者不认同将陆相湖盆页岩油归为致密油范畴.作者通过开展陆相湖盆细粒沉积岩岩性、物性、生烃特性、含油性和脆性等综合分析并结合勘探实践,提出陆相湖盆细粒岩油气这一概念.

渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段是该区主要烃源岩层,沉积时期受环湖物源控制,边缘主要发育扇三角洲平原和扇三角洲前缘相,湖盆中部为优质烃源岩发育区(图1)(陈长伟等,2007;董清源等,2013),分布面积约为241 km².在对沧东凹陷孔二段500 m系统取心段研究发现,该套地层主要由粒径小于62.5 μm 的粘土级和粉砂级沉积物组成(姜在兴等,2013;周立宏等,2016),矿物成分主要包括粘土、长石—石英和碳酸盐矿物.相对于致密油气储层而言,该套沉积岩粒度更小,不含极细砂岩成分,为典型细粒沉积岩.该区细粒沉积岩具有纹层状或块状沉积特征,粘土矿物含量一般小于20%,未发现粘土岩,页理发育层段仅占岩心总长度的15%左右,其本身具有较高的生烃潜力和储集性能,与传统意义的致密油气及页岩油气差别较大.在该套细粒沉积岩内发现了规模储量并获得工业油气流,特此

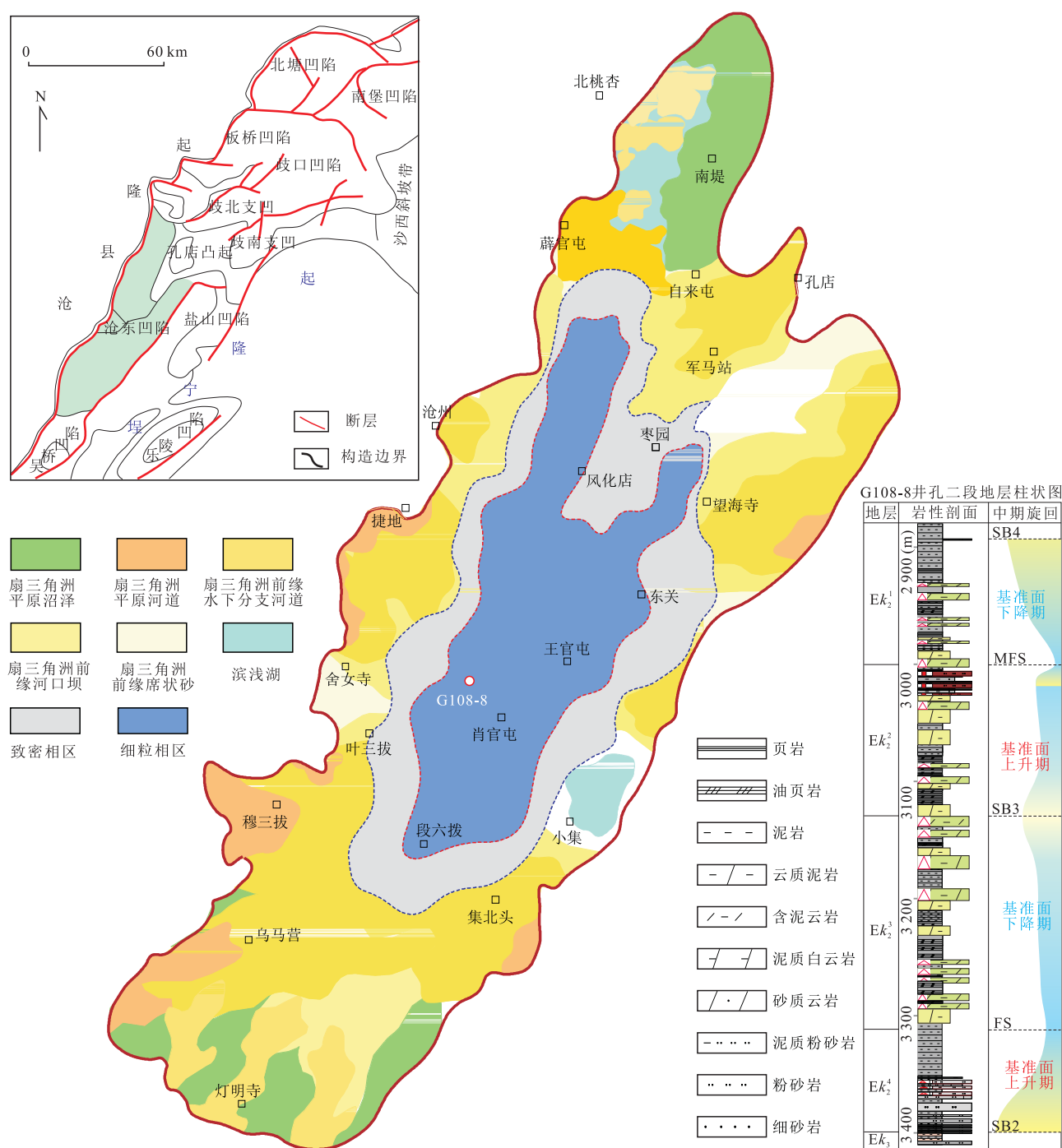


图 1 沧东凹陷孔二段沉积体系及单井柱状图

Fig.1 Deposition system and single well integrated histogram of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Depression

提出细粒岩油气的概念,其特指赋存于陆相湖盆细粒相区细粒沉积岩之中的油气.通过对该类型油气藏岩性特征、生烃特征、储集特征、含油气性和脆性特征展开描述,提出了细粒岩油气分布模式并指导勘探部署实践,该区 20 余口井钻探成功,压裂后均获工业油气流,其中 2 口水平井体积压裂取得高产油气流.

2 细粒沉积岩油气藏基本特征

2.1 岩性特征

2.1.1.1 矿物成分 孔二段细粒相区细粒沉积岩矿物含量丰富,扫描电镜下见有长石、石英、白云石、粘土、方沸石、方解石、黄铁矿等矿物(图 2)。960 个样品 X 衍射分析显示,细粒沉积岩石英含量一般在

10%~25%, 平均 16.05%; 长石含量一般在 5%~30%, 平均 17.23%; 方解石含量一般在 0~70%, 平均 8.3%; 白云石含量一般在 0~95%, 平均 26.45%; 方沸石含量一般在 0~59%, 平均 14.38%; 粘土含量一般在 0~56%, 平均 15.71%; 黄铁矿含量一般在 0~18%, 平均 1.65%, 总体表现为混合沉积特征。

长石和石英类矿物主要为原生矿物, 有少量的次生长石和石英矿物, 代表物源供给的强弱。白云石、方解石和黄铁矿反映孔二段沉积时期为咸化还原沉积环境。细粒相区方沸石含量较高, 扫描电镜下多见有球粒状方沸石充填于其他矿物粒间孔内, 具有次生成因特点。沧东凹陷孔二段方沸石矿物含量与粘土矿物含量在纵向上具有此消彼长的关系(张跃等, 2015), 粘土矿物可能是其生成的主要物质来源, 这是导致该区细粒沉积岩中粘土矿物含量(平均为 15.9%)整体偏低的主要原因。

2.1.2 岩性组合特征 根据细粒沉积岩三端元命名法(蒲秀刚等, 2016; 陈世悦等, 2017), 沧东凹陷孔

二段细粒沉积岩主要发育碳酸盐岩、细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩 3 种岩性。

碳酸盐岩中方解石和白云石含量大于 50%, 该区孔二段碳酸盐岩白云石含量平均为 58.8%, 方解石平均含量为 5.7%, 以白云石为主(图 3)。碳酸盐矿物含量约占 64.5%, 不发育纯碳酸盐岩, 长石矿物平均含量为 8%, 石英平均含量为 9.8%, 粘土矿物平均含量为 9.27%, 黄铁矿平均含量为 0.62%, 方沸石平均含量为 8.1%。碳酸盐岩镜下块状特征显著, 矿物成分单一, 以粉晶白云岩为主, 少量长英质矿物呈星散状较均匀分布于白云岩中, 在扫描电镜下存在大量 $50\ \mu\text{m} \times 60\ \mu\text{m}$ 自形度较好的白云石晶体。

细粒长英沉积岩中长石和石英矿物含量大于 50%, 该区孔二段细粒长英沉积岩中长石矿物平均含量为 33.61%, 石英矿物平均含量为 23.1%, 长石矿物含量相对较高(图 3)。粘土矿物平均含量为 17.2%, 方解石和白云石矿物平均含量分别为 7.5% 和 7.7%, 黄铁矿矿物平均含量为 2.73%, 方沸石矿

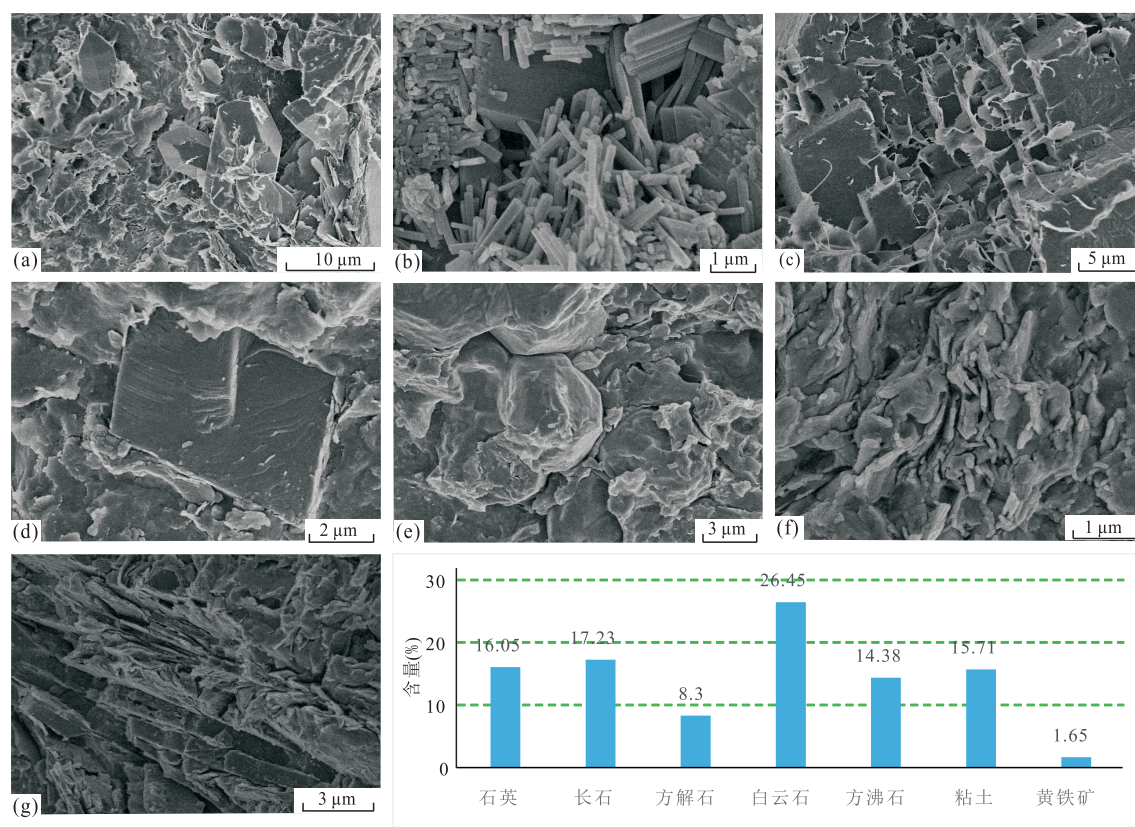


图 2 沧东凹陷孔二段岩石矿物特征

Fig.2 Rock mineral characteristics of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Depression

a.3 359.76 m, 3 000 $\times$, 颗粒表面及粒间充填的自形石英和片状粘土矿物; b.3 381.38 m, 15 000 $\times$, 自生长石; c.3 382.41 m, 4 000 $\times$, 粒间充填方解石胶结物, 少量丝缕状粘土矿物; d.2 935.31 m, 12 000 $\times$, 自形白云石; e.2 935.31 m, 6 000 $\times$, 粒间充填球粒状方沸石; f.2 985.72 m, 22 000 $\times$, 粘土矿物定向排列; g.3 294.66 m, 8 000 $\times$, 放射状黄铁矿

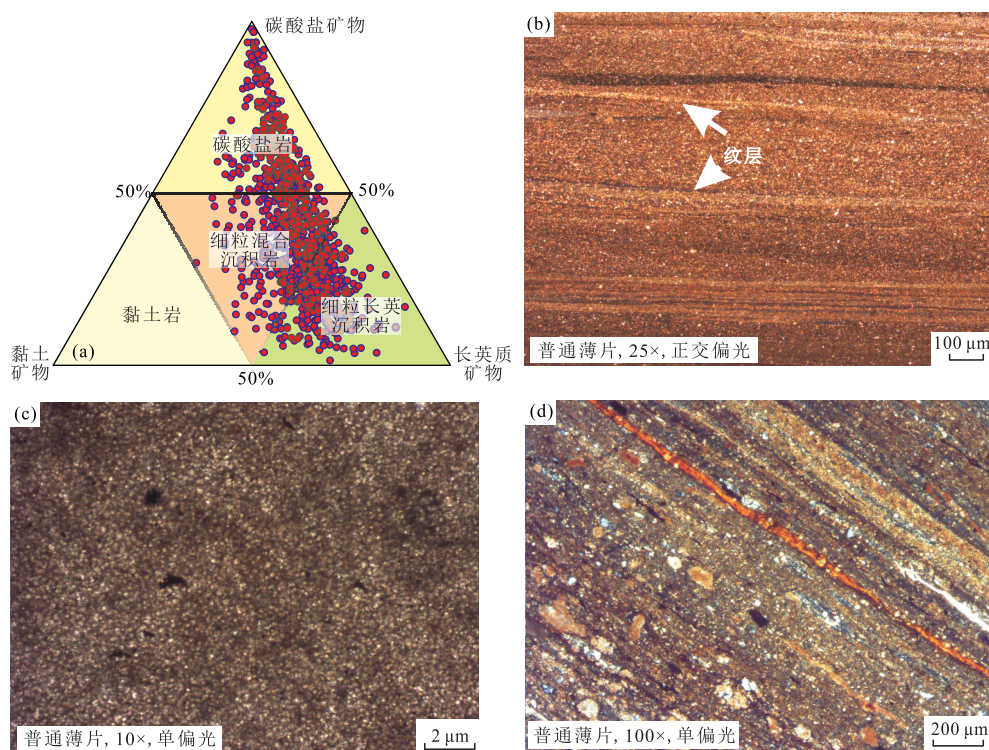


图 3 沧东凹陷孔二段细粒沉积岩岩相类型

Fig.3 Petrography of fine-grained sedimentary rock of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Depression

a.细粒沉积岩三端元结构图; b.纹理结构细粒长英沉积岩,G108-8井,2 957.35 m; c.块状结构碳酸盐岩,G108-8井,3 162.77 m; d.纹理结构细粒混合沉积岩,G108-8井,3 040.55 m

物平均含量为 8.3%。镜下纹层发育,成层性较好,但纹层厚度不一,纵向上主要由泥质纹层、细一粉砂混合层叠置构成,可见泥晶方解石与长英质颗粒以及泥质混杂。此外,可见介形虫碎片零星分布,胶磷矿呈断续状顺层产出。

细粒混合沉积岩中长英质、碳酸盐和粘土矿物含量均小于 50%,表现为混合沉积特征。该区孔二段细粒混合沉积岩长石和石英矿物平均含量分别为 17.8%和 17.4%,方解石和白云石矿物平均含量分别为 9.28%和 18%,粘土矿物平均含量为 17.9%,黄铁矿矿物平均含量为 1.9%,方沸石矿物平均含量为 9.3%(图 3)。镜下粗细纹层均可见,粗纹层主要由泥质及长英质矿物组成,可见粉砂、粘土、白云石以及少量方解石较均匀混合,长英质矿物分选较差,针状黄铁矿局部富集呈条带状产出。

孔二段细粒沉积岩主要由碳酸盐岩、细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩 3 种岩性组成,局部见有基性侵入岩, $E_{k_2}^{2-4}$ 顶部和 $E_{k_2}^{4-5}$ 底部为一套致密砂岩,主要为细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩和云质细砂岩。G108-8 井孔二段 494.03 m 取心段厘米级岩心描述结果显示,该井孔二段取心段共分成 2 897 个小

层,其中单层最大厚度为 1.87 m,最小单层厚度为 0.02 m,平均单层厚度为 0.17 m。在细粒沉积岩段内,各矿物成分纵向变化快,无优势岩性集中发育层段,3 类细粒沉积岩成薄互层状分布(图 4)。

2.1.3 岩石结构特征 沧东凹陷孔二段地层沉积时间约为 5 Ma, G108-8 井孔二段地层厚度为 468.5 m,沉积速率约为 $93.7 \mu\text{m/a}$,薄片下细粒沉积岩以纹层状和块状为主,单纹层厚度以 $10 \sim 200 \mu\text{m}$ 为主,层理不发育,在碳酸盐岩层表现为块状构造,纵向上纹层与块状构造呈韵律性变化,层理不发育,主要受季节性气候影响。暖湿气候环境下,降水增加,湖平面相对上升,湖盆可容纳空间增加,与此同时陆表风化作用增强,陆源碎屑物供给增加,粗粒碎屑物在湖盆边缘沉积,细粒沉积物被带到湖盆中心,形成以长石和石英矿物为主的细粒长英沉积岩。干冷气候环境下,降水减少,水平面相对下降,陆源碎屑供给能力减弱,碳酸盐岩含量相对增加。

孙善勇等(2017)研究认为,受米兰科维奇旋回控制,地球出现周期性暖湿和干冷气候变化。在暖湿气候下四季分明,夏季物源供给能力较强,湖盆中心以长石和石英等陆源碎屑矿物沉积为主,冬季物源

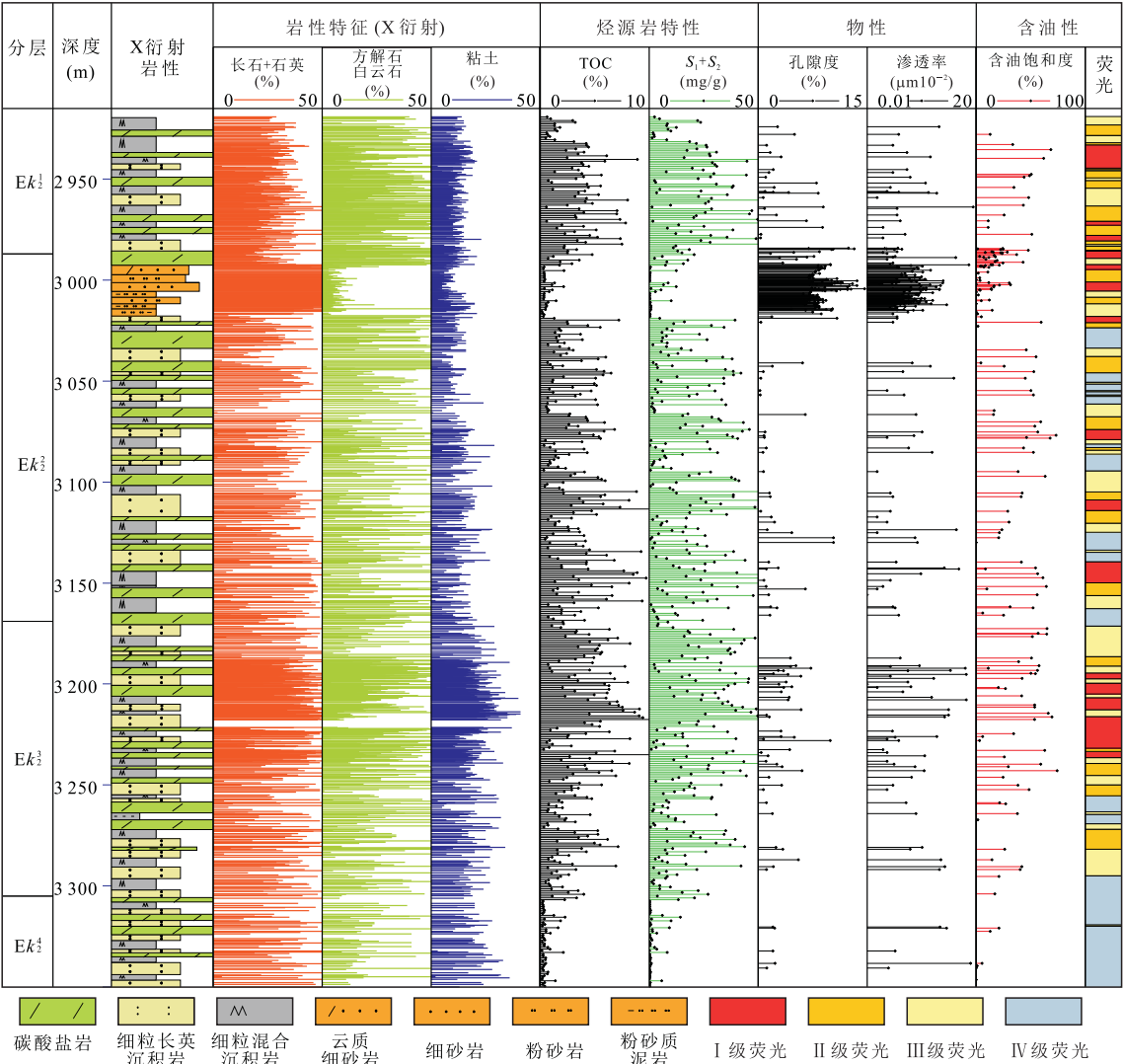


图 4 孔二段岩性组合特征

Fig.4 Characteristics of lithologic combination of the second member of Kongdian Formation

供给能力相对减弱,以碳酸盐和粘土等矿物沉积为主,季节性变化形成纹理发育的细粒沉积岩(图 3)。干冷气候下四季不分明,纹层界限不明显,表现为块状构造,此时岩石以碳酸盐岩沉积为主,但此时陆源碎屑仍有一定的供给能力,该区并不发育纯碳酸盐岩,所谓的碳酸盐岩其碳酸盐矿物平均含量仅占 64.5%,陆源碎屑长石和石英矿物平均含量为 17.8%。暖湿和干冷气候周期性变化,细粒沉积岩纵向结构呈韵律性变化。

宽缓背景下形成的致密砂岩、致密碳酸盐和泥页岩空间分异性较好,存在稳定岩层发育段,不同岩性之间呈厚层状或薄互层状过渡,纹理现象丰富,细粒沉积岩各岩性呈渐变特征,层理少见。

2.2 生烃特征

孔二段细粒沉积岩发育段有机质丰度在

0.3%~11.9%之间,平均 3.6%,参考国内陆相泥岩烃源岩有机质丰度评价标准(秦建中等,2014),属于富烃源岩,其成熟度在 0.66~0.96 之间,有机质类型以 I~II₁ 为主,处于低成熟至中等成熟阶段,整体以生油为主。

各岩类有机质丰度统计结果显示:细粒长英沉积岩富烃源岩占 59.9%,好烃源岩占 22.8%,非烃源岩仅占 1.6%;细粒混合沉积岩富烃源岩占 36.6%,好烃源岩占 27.1%,非烃源岩占 7.4%;碳酸盐岩富烃源岩占 13.3%,好烃源岩占 24%,非烃源岩占 6%(图 5)。

生烃潜量包括生成并残留的烃量和尚未转化的剩余生烃潜量两部分,常规泥岩好烃源岩下限值为 10 mg/g(秦建中等,2014)。孔二段碳酸盐岩生烃潜量在 0.23~69.9 mg/g 之间(312 个样品),平均 10.34 mg/g;细粒长英沉积岩生烃潜量在 0.43~

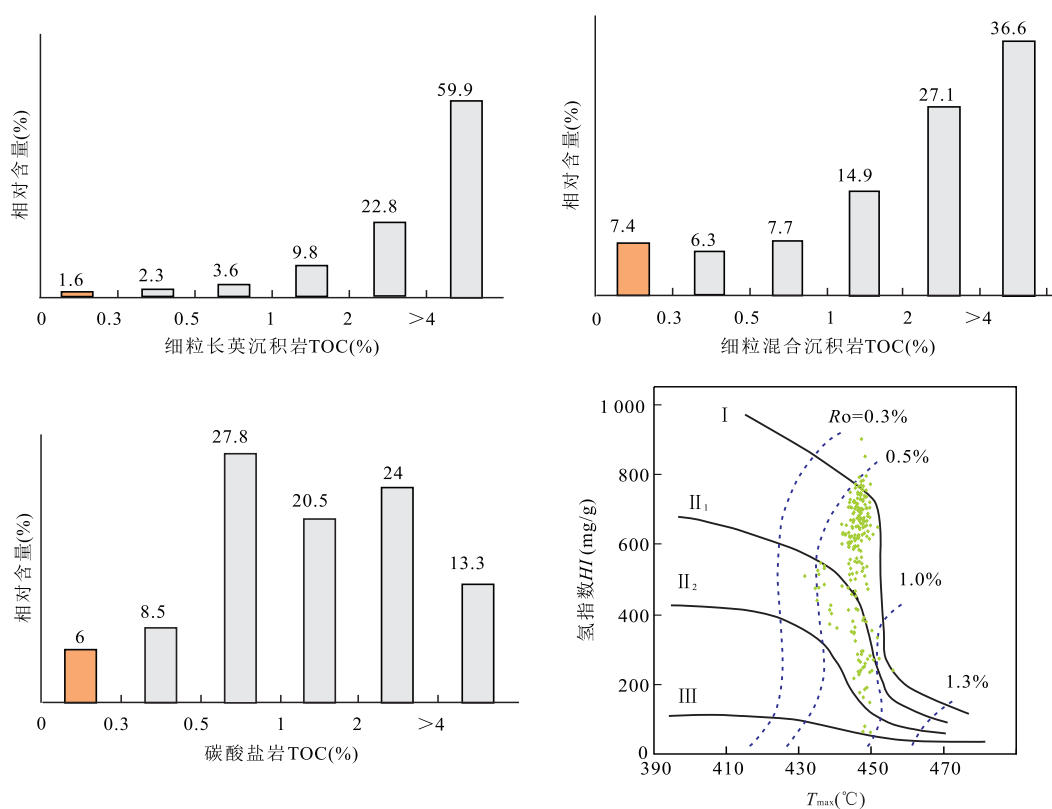


图 5 沧东凹陷孔二段有机质丰度

Fig.5 Organic abundance of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Depression

73.1 mg/g 之间 (308 个样品), 平均 30.84 mg/g; 混合沉积岩生烃潜在量在 0.27~59.9 mg/g 之间 (337 个样品), 平均 19.86 mg/g (图 4)。3 种细粒沉积岩生烃潜在量均达到好烃源岩标准。

岩石中游离烃的热蒸发量 S_1 是细粒岩油藏的可动用成分, 一般大于 1 mg/g 被认为是好烃源岩 (蒲秀刚等, 2016), 细粒长英沉积岩 S_1 值分布在 0.18~8.11 mg/g 之间, 平均 1.58 mg/g, 好烃源岩样品占 52.9%, 碳酸盐岩 S_1 值分布在 0.01~8.07 mg/g 之间, 平均 0.72 mg/g, 好烃源岩样品占 21.9%, 细粒混合沉积岩 S_1 值分布在 0.01~4.8 mg/g 之间, 平均 0.99 mg/g, 好烃源岩样品占 33.1%。3 类岩性均具有较高的游离烃含量, 可动油含量高。

细粒沉积岩中, 细粒长英沉积岩有机质丰度高, 生烃潜在量高, 优质烃源岩所占比例高, 细粒混合沉积岩次之, 碳酸盐岩中等烃源岩和差烃源岩所占比例相对较高, 但 85.5% 的样品都达到了中等烃源岩以上标准。沧东凹陷孔二段整体有机质丰度高, 有机质类型好, 为细粒沉积岩成藏提供了油源基础。

2.3 储集特征

2.3.1 细粒长英沉积岩

细粒长英沉积岩主要由石

英和长石矿物组成。储集类型多样, 铸体薄片下局部发育成岩粒间孔, 扫描电镜下见有柱状长石颗粒周缘发育孔隙, 孔隙内生石英、长石矿物和颗粒晶间孔隙。储集物性主体表现为致密储层特征, 孔隙度分布在 0.8%~12.4% 之间 (平均 3.9%), 渗透率受裂缝影响, 总体分布在 $0.8 \sim 12.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间 (平均 $3.97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。压汞最大进汞饱和度为 98.97%, 退汞效率为 39.47%, 平均喉道半径为 0.4 μm , 排驱压力为 2 MPa, 孔隙结构以纳米级孔隙为主 (图 6)。

2.3.2 碳酸盐岩 碳酸盐岩主要由方解石和白云石组成, 中间多夹杂有石英、长石、粘土以及少量有机质。岩心和薄片下见有裂缝, 扫描电镜下见有白云石晶间孔、白云石边缘溶蚀孔和粒内溶蚀孔, 偶见孔隙内充填方沸石。孔隙度分布在 0.3%~13.21% 之间 (平均 4.48%), 受裂缝影响, 渗透率变化幅度较大, 总体分布在 $0.01 \sim 16.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间 (平均为 $0.97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。压汞最大进汞饱和度 99.84%, 退汞效率为 32.52%, 平均喉道半径为 0.6 μm , 排驱压力为 2 MPa。微裂缝、白云石矿物溶蚀孔改善了孔隙结构, 明显增加了孔隙之间的连通性 (图 6)。

2.3.3 细粒混合沉积岩

细粒混合沉积岩矿物成

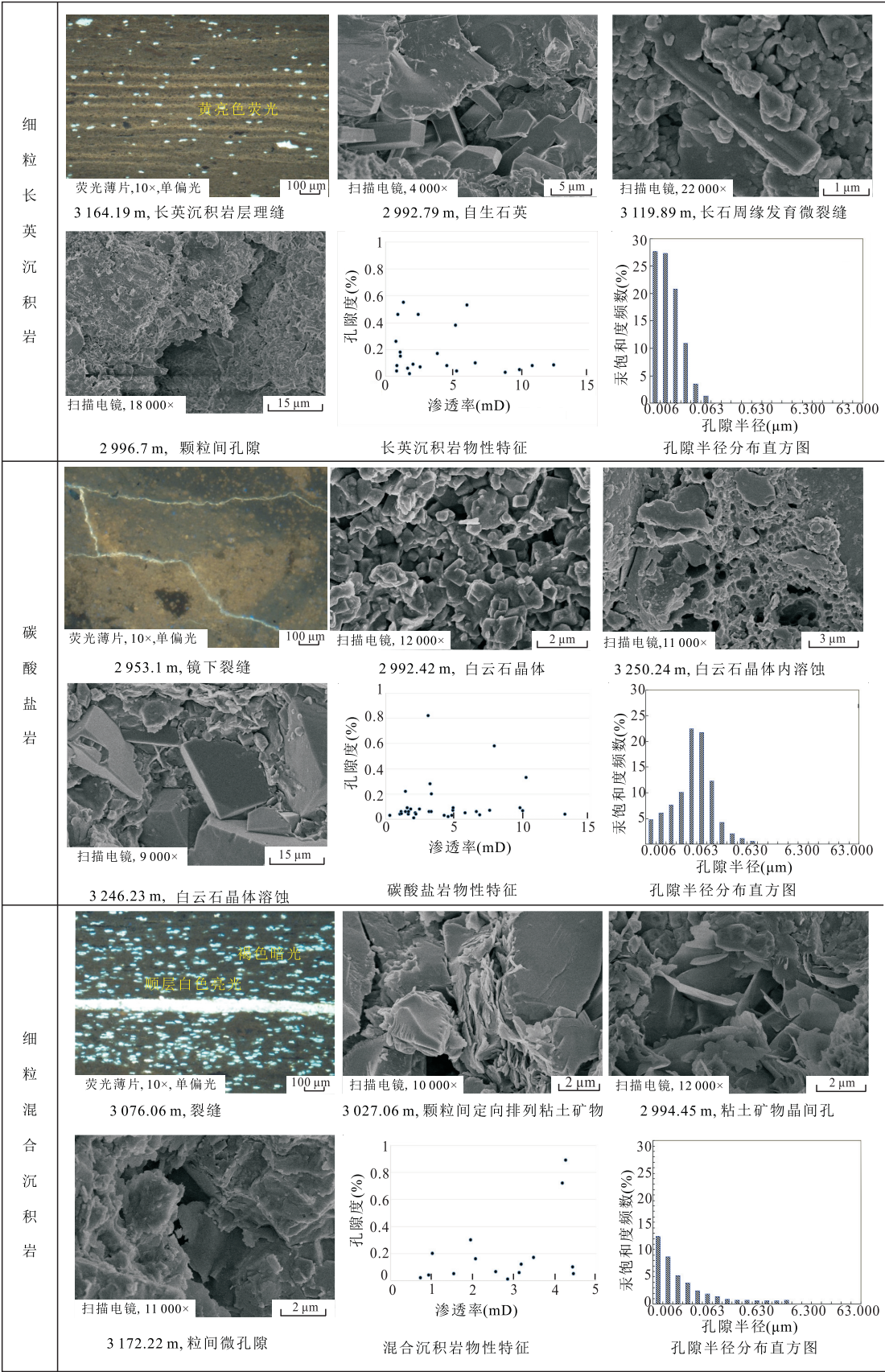


图 6 细粒沉积岩储集空间特征

Fig.6 Reservoir spatial characteristics of fine-grained sedimentary rock

分复杂,长英质、碳酸盐和粘土矿物各占 33%,无优势矿物,复杂的矿物成分改变了储层结构。在普通薄片下仍可以观察到少量裂缝,扫描电镜下见有粒间孔、自生粘土矿物晶间孔,少见粒内溶蚀孔隙。相比较于细粒长英沉积岩和碳酸盐岩而言,细粒混合沉积岩储集物性更低,孔隙度分布在 0.73%~4.45%之间(平均 2.61%),渗透率受裂缝影响,总体分布在 $0.01 \sim 3.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(平均 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。压汞最大进汞饱和度为 40.78%,退汞效率为 80.92%,平均喉道半径为 $0.4 \mu\text{m}$,排驱压力为 0.2 MPa(图 6)。混合沉积岩具有更宽的喉道分布范围,纳米级孔隙仍是其主要孔隙类型,但由于其成分复杂,裂缝发育减少,孔隙之间连通性变差。

2.4 含油气性

石油组成中的油质、沥青质等在紫外线照射下能发出一种特殊光亮的现象,称为石油的荧光性(姜在兴等,2013),碳酸盐岩、细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩均具有一定的荧光显示特征,荧光薄片主要发黄光和蓝白色荧光(图 7)。细粒长英沉积岩主要发黄光荧光和蓝白色亮光,沥青充填顺层微缝,黄色荧光。碳酸盐岩发黄绿色和深褐色荧光,溶蚀孔隙发蓝白色荧光。混合沉积岩发淡黄色、黄色亮光,片状

顺层分布的胶磷矿发黄光。细粒沉积岩岩心在荧光灯照射下主要呈黄绿色、黄褐色和灰色荧光,根据亮度的高低发荧光分为 5 个级别,然后通过厚度与荧光级别的加权平均,可以把岩心荧光显示划分为 I~IV 4 个级别,其中 I 类代表岩心荧光显示很强,II 类代表岩心荧光显示较强,III 类代表岩心荧光显示一般,IV 类代表岩心无明显荧光显示。根据岩心荧光统计结果,细粒沉积岩段 I 类荧光岩心占 20.8%,II 类荧光岩心占 22%,III 类荧光岩心占 31%,IV 类荧光岩心占 26.2%,荧光显示率为 73.8%,总体含油性较好。

细粒长英沉积岩含油饱和度分布在 12.82%~74.21%之间,平均 49.5%,碳酸盐岩含油饱和度分布在 8.26%~68.45%之间,平均 25.18%,细粒混合沉积岩含油饱和度分布在 26.8%~67.75%之间,平均 48.59%。细粒长英沉积岩和细粒混合沉积岩含油饱和度相对较高,细粒沉积岩平均含油饱和度为 38.16%,具有整体含油,局部富集的特点。

2.5 脆性特征

2.5.1 脆性指数评价方法

细粒沉积岩具有岩石致密、低孔低渗和储集空间规模小等特征,其内部存储的油气有相当一部分以吸附态存在,采用常规开

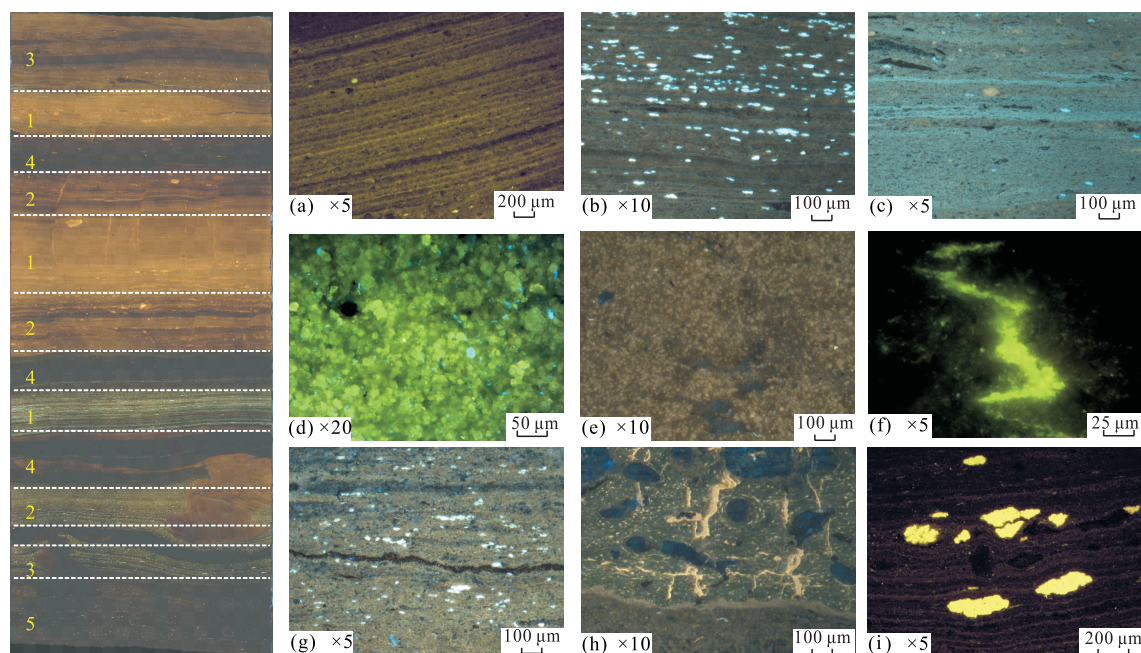


图 7 细粒沉积岩荧光显示特征

Fig.7 Fluorescent display feature of fine-grained sedimentary rock

a. 沥青充填顺层微缝,黄色荧光; b. 整体发褐色弱光,团块状有机质发蓝白色亮光; c. 主体为棕褐色暗光与蓝黄色荧光交互,蓝黄色荧光为油质沥青; d. 白云石晶隙发光,向晶体浸染; e. 整体发深褐色暗荧光,溶蚀孔隙发蓝白色荧光; f. 沥青充填构造裂缝(异常压力缝)、成岩缝; g. 整体荧光分布均匀,主要为淡黄色亮荧光与蓝绿色中亮荧光; h. 砂质颗粒不发光,基质中间条带状、片状有机质,发黄色亮光; i. 片状顺层分布的胶磷矿发光

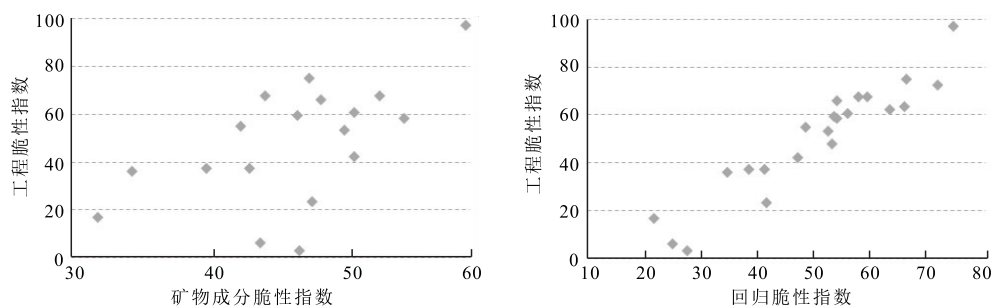


图 8 细粒沉积岩不同脆性指数之间的关系

Fig.8 The combination of different brittleness index of fine-grained sedimentary rock

采技术难以获得工业产能,因此必须对其进行压裂改造(Jin *et al.*, 2014).借鉴 Rickman *et al.* (2008) 总结的基于杨氏模量和泊松比归一化(无量纲化)的页岩气地层脆性指数计算方法,在 25 MPa 围压下,沧东凹陷孔二段细粒沉积岩脆性指数为 8.21~64.49,平均值为 35.25.针对孔二段细粒沉积岩脆性特征研究表明,石英和碳酸盐岩脆度与工程力学参数脆度的相关性较好.

工程脆性指数与矿物成分脆性指数之间的相关性较差(图 8),显示出不同矿物对储层脆性的贡献程度不同,通过回归方法得到脆性指数的计算公式:

脆性指数 = 石英 + 0.63 白云石 + 0.52 长石 + 0.25 方解石 + 0.2 黄铁矿 + 0.18 方沸石 + 0.02 粘土

利用矿物成分通过回归方程得到的脆性指数称之为回归脆性指数,回归结果表明石英对脆性贡献最大,白云石、长石次之,方解石、黄铁矿、方沸石影响较弱,粘土对脆性贡献最小.矿物组分法获得的狭义和广义脆性指数与工程脆性指数之间的相关性较差,回归方程计算出的回归脆性指数与工程脆性指数之间的 R^2 为 0.799,显示出较好的相关性(图 8),基于回归方程脆性指数可以被用来代替工程脆性指数评价,以此弥补传统矿物组分法的不足.

2.5.2 脆性评价 研究表明脆性指数小于 25 时,岩性以粉砂质泥岩、泥岩为主,压裂造缝效果较差,需要使用较高浓度和较大的压裂支撑剂;脆性指数为 30 时,易形成多缝,脆性指数大于 40 时易形成缝网和多缝过渡态(唐颖等, 2012). Barnett 页岩 T. P. Sims 井脆性指数为 46.4%(任战利等, 2014),该井的压裂取得良好效果,参考此脆性指数值,把脆性指数大于 46.4% 作为工程甜点.

通过回归脆性指数计算公式,利用沧东凹陷孔二段 967 个实测 X 衍射计算细粒沉积岩回归脆性指数.沧东凹陷孔二段细粒长英沉积岩 75% 的样品

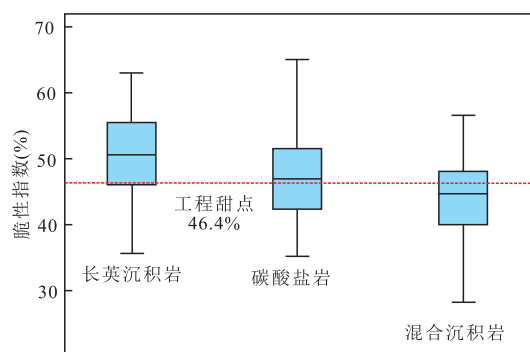


图 9 细粒沉积岩脆性指数箱形图

Fig.9 Brittleness index box chat of fine-grained sedimentary rock

脆性指数分布在 46%~55.5% 之间,平均 51.5%(图 9).碳酸盐岩 75% 的样品脆性指数分布在 42.3%~51.7% 之间,平均 47%.细粒混合沉积岩 75% 的样品脆性指数分布在 40%~48% 之间,平均 44.8%.若按脆性指数 40% 为工程甜点,则孔二段细粒沉积岩均具有较高的脆性,工程改造易形成复杂裂缝网络.如若按脆性指数 46.4% 为工程甜点,沧东凹陷孔二段细粒长英沉积岩、50% 的碳酸盐岩和 25% 的细粒混合沉积岩可视为工程甜点,在压裂过程中,可把细粒长英沉积岩和碳酸盐岩作为优势岩相,用来优化压裂方案.

3 细粒岩油气空间分布模式

3.1 细粒岩油气空间分布模式

按照沉积特征的不同,可以把地层分为常规岩相区、致密岩相区和细粒岩相区 3 个部分.常规岩相区主要为陆上暴露或滨浅湖沉积环境,发育冲积扇、河流、扇三角洲、三角洲等砂体,以背斜油气藏、地层油气藏、岩性油气藏、断控油气藏等常规油气藏为

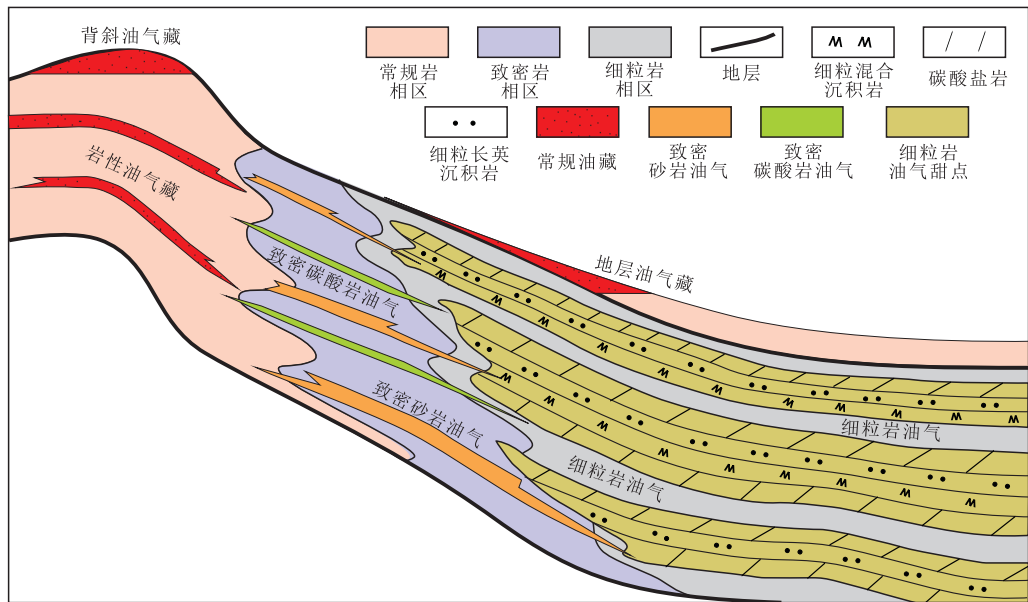


图 10 陆相湖盆细粒岩油气分布模式

Fig.10 Oil and gas distribution mode of fine-grained sedimentary rock in continental lake basin

表 1 细粒岩油与致密油、页岩油地质特征对比

Table 1 Geological feature comparison among fine-grained sedimentary oil gas, tight oil and shale oil

条件与指标类型		致密油	页岩油	细粒岩油
沉积条件	盆地类型 沉积环境	坳陷、克拉通为主 海相、陆相	坳陷、前陆、断陷为主 海相、海陆过渡相、陆相	断陷为主 陆相
有机质	类型	I、II	I、II ₁	I~II ₁ 为主,少量 II ₂
	TOC	大于 2% 以上	大于 2% 以上	普遍大于 1%
	Ro	0.6%~1.3%	0.6%~2.1%	0.6%~1.0%
物性	粒度	0.003 9~0.25 mm	小于 0.062 5 mm	小于 0.062 5 mm
	岩性	粉细砂岩、白云岩	泥页岩	细粒沉积岩
	结构差异	矿物分异度高	矿物分异度高	矿物分异度低
	有效储集空间	基质孔、溶蚀孔 孔喉为 40~900 nm	层理缝、微裂缝为主;	基质孔为主、少量微裂缝 孔喉以 20~700 nm 为主,平均为 520 nm
	储集物性	孔隙度以 8%~12% 为主; 大于 1.0 × 10 ⁻³ μm ² 的储集层占比大于 70%	孔隙度为 2%~5% 为主; 渗透率在 0.001~1.0 × 10 ⁻³ μm ² 之间	孔隙度为 0.3%~13.2% 为主, 平均 3.92%; 渗透率为 0.001~25.3 × 10 ⁻³ μm ² , 平均为 1.36 × 10 ⁻³ μm ²
运聚条件	运移特征	一次运移或短距离二次运移为主	经短距离运移	未运移
	聚集动力	扩散为主、浮力作用受限	生烃增压	生烃增压

主.致密岩相区为半深湖、深湖环境,沉积受物源供给和气候等因素控制,发育远岸水下扇、湖底扇等重力流砂体和碳酸盐岩,形成致密储层,其本身烃源岩品质较差,油源主要来自于与之相邻的烃源岩,石油短距离运聚成藏,形成致密砂岩油气和致密碳酸盐岩油气.细粒岩相区形成于半深湖—深湖水流微弱的静水还原环境,为有机质保存提供了良好的条件,该区以悬浮沉积为主,受季节性气候和陆源供给能力的变化控制,细粒岩相区岩石矿物成分复杂,其中长英质和碳酸盐等脆性矿物的增加改善了储层脆性,优势岩性甜点富集,形成源储一体油气连续分布

模式(图 10).

3.2 致密油气、页岩油气与细粒岩油气之间区别与联系

细粒岩油气、致密油气和页岩油气作为非常规能源,都具有低孔低渗特征,但其沉积条件、烃源岩特征、储集层特征、源储组合和运聚条件等方面具有明显区别(表 1).

(1)致密油气在坳陷或克拉通盆地较为发育,相对宽缓构造背景下致密砂岩、致密碳酸盐和泥页岩在平面上分异性较好,垂向上海相致密储层与泥页岩叠置呈厚互层或薄互层状.断陷湖盆面积相对较

小,沉积由常规相带快速递变到重力流或细粒岩相区,细粒岩相区受物源和气候影响较大,岩性分异性差,发育纹理层,但页理不发育。

(2)致密油储集空间主要是基质孔和溶蚀孔,致密碳酸盐储层内微裂缝发育,储层孔隙度以 8%~12% 为主,粒度相对较粗,孔喉较大。页岩油储层属于超致密储层,孔隙度以 2%~5% 为主,孔喉半径以 50~300 nm 为主。细粒岩储层孔渗性变化较大,以超致密储层为主,局部发育致密储层,孔喉平均半径为 520 nm,其基质孔隙性能要优于页岩储层,相对于致密油储层较差。

(3)泥页岩作为烃源岩,致密油以一次运移或短距离二次运移为主,页岩油基质孔原地成藏,微裂缝内油经短距离运移成藏。页岩储集性能较差,致密储层成藏需要较强的生烃动力,因此页岩油和致密油甜点对烃源岩的品质要求较高,一般有效烃源岩只有几十米,Willston 盆地 Bakken 页岩有效厚度为 5~12 m(Nordeng,2009),鄂尔多斯盆地延长组页岩厚度为 10~40 m(袁选俊等,2015),烃源岩段相对集中。细粒沉积岩好烃源岩段比例占 85% 以上,有效烃源岩厚度达 400 m。

(4)致密油储层脆性指数较高,具有较强的可压裂性,甜点受烃源岩影响较大。页岩油粘土等非脆性矿物含量高,储层改造能力差,储层甜点跟裂缝发育

情况相关。细粒岩混合沉积岩中长英质和碳酸盐等脆性矿物含量增加,粘土矿物减少,储层脆性得到改善,比页岩油具有更高的可动用能力,勘探潜力较大。

4 勘探成效与地质意义

4.1 勘探成效

针对孔二段细粒沉积岩油藏设计实施 Z68-12、G89、Z1605、KN9、G108-8 等 12 口钻井,压裂后在不同层段均获得工业油流(图 11),措施成功率 100%,充分表明该区具有整体含油的特点。将有机质丰度(TOC)大于 2%,生烃潜量($S_1 + S_2$)大于 10 mg/g,孔隙度大于 4%,I 类和 II 类荧光显示,脆性指数大于 46.4% 作为细粒岩油藏甜点,优选出 Ek_2^1 底部、 Ek_2^2 顶部和 Ek_2^3 中部 3 个甜点段(图 11)。其中:KN9 井 Ek_2^1 获得日产 29.6 t 的高产工业油流,后期稳产 5.6 t/d,试采 120 天累计采油 1 800 t; Ek_2^2 亚段 Z68-12 井初期日产油 8.24 t,后期稳定日产油 3.8 t,累产油 12 318 t,细粒沉积岩油藏试采效果好; Ek_2^3 亚段 Z68-12 井、Z1605 井和 G108-8 井分别获得日产油 14.06 t、14.84 t 和 5.21 t 工业油流产量,甜点段具备高产稳产特点。勘探实践表明,孔二段细粒岩油藏具有整体含油、甜点段局部富集的特点,初步形成整装油藏开发评价条件。针对 Ek_2^1 细粒

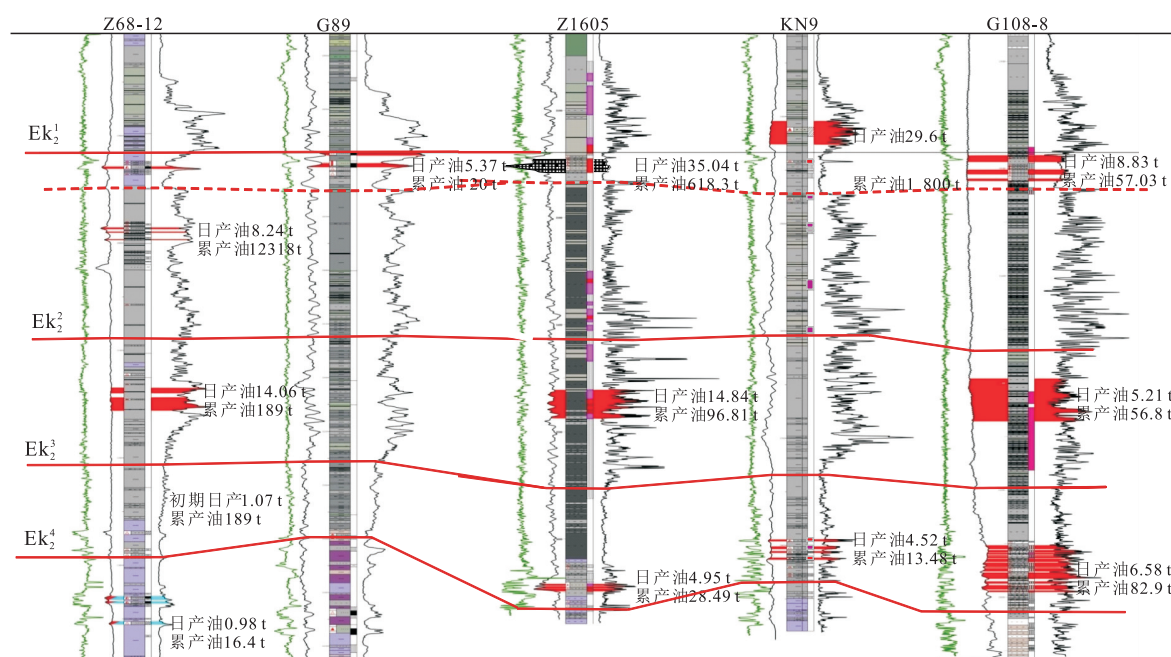


图 11 沧东凹陷孔二段细粒沉积岩油(藏)勘探成效

Fig.11 Exploration effectiveness of fine-grained sedimentary oil gas of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Depression

沉积岩油藏甜点段设计 GD1701H 水平井,该井完钻水平段长度为 1 464.6 m,解释油层 1 409.7 m/78 段,优质层钻遇率为 96.25%,分簇分段体积压裂获高产油流。

4.2 地质意义

沧东凹陷孔二段细粒沉积岩油气分布具有纵向上分段、横向上连片、整体含油气、甜点段富集高产的特点,作为一种新的油气成藏模式,拓展了低渗透油气藏的概念,转变了勘探思维,为拓展陆相湖盆非常规油气勘探开启了新的发展空间。随着甜点评价水平的不断提升,长井段水平井及大型水力压裂技术的应用,该类油气藏具备长期稳产的有利条件。细粒岩油气形成于半深湖—深湖沉积环境,其突破对歧口凹陷沙三段、沙一段、东营凹陷沙四段乃至渤海湾盆地开展细粒沉积岩研究也具有一定的参考意义,对我国东部油田有效扩展勘探领域具有探索价值。

5 结论

(1)陆相湖盆细粒相区细粒沉积岩包括细粒长英沉积岩、碳酸盐岩和细粒混合沉积岩 3 种类型,各矿物成分纵向变化快,纹层与块状构造呈韵律性变化,层理不发育,3 类细粒沉积岩成薄互层状分布,无优势岩性集中发育层段,岩性分异度低,不存在传统意义上的泥页岩、致密砂岩或致密碳酸盐岩。

(2)细粒长英沉积岩有机质丰度高,生烃潜量高,优质烃源岩所占比例高,细粒混合沉积岩次之,碳酸盐岩中等烃源岩和差烃源岩所占比例相对较高,但 85.5% 的样品都达到了中等烃源岩以上标准,整体有机质丰度高,有机质类型好,为细粒沉积岩成藏提供了油源基础。

(3)细粒沉积岩储集空间以基质孔为主,粒间孔、溶蚀孔和铸模孔是细粒沉积岩主要储集空间,裂缝的发育改善了细粒沉积岩储集性能,储集空间内 I 类荧光岩心占 20.8%,II 类荧光岩心占 22%,III 类荧光岩心占 31%,IV 类荧光岩心占 26.2%,荧光显示率为 73.8%,具有源储一体、总体含油性的特点。

(4)细粒沉积岩各矿物成分中,石英对脆性贡献最大,白云石、长石次之,方解石、黄铁矿、方沸石影响较弱,粘土矿物对脆性贡献最小,把脆性指数大于 46.4% 作为细粒岩油藏甜点,优选出 Ek_2^1 底部、 Ek_2^2 顶部和 Ek_3^3 中部 3 个甜点段,细粒沉积岩油藏试采效果好,具备高产稳产特点。

References

- Chen, C. W., Xue, L. F., Xu, X. K., et al., 2007. Re-Establishment of Basin Framework on Member 2 of Kongdian Formation in Kongnan Area, Huanghua Depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 25(4): 511—517 (in Chinese with English abstract).
- Chen, S. J., Zhang, H. X., Lu, J. G., et al., 2015. Controlling Factors of Jurassic Da'anhai Member Tight Oil Accumulation and High Production in Central Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(2): 186—193 (in Chinese with English abstract).
- Chen, S. Y., Zhang, S., Liu, H. M., et al., 2017. Discussion on Mixing of Fine-Grained Sediments in Lacustrine Deep Water. *Journal of Palaeogeography*, 19(2): 271—284 (in Chinese with English abstract).
- Dong, Q. Y., Liu, X. P., Li, H. X., et al., 2013. Formation Conditions of Shale Oil Reservoir in the Second Member of Kongdian Formation in Southern Kongdian Area, Huanghua Depression. *Natural Gas Geoscience*, 24(1): 188—198 (in Chinese with English abstract).
- Du, J. H., He, H. Q., Yang, T., et al., 2014. Progress in China's Tight Oil Exploration and Challenges. *China Petroleum Exploration*, 19(1): 1—9 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C. Z., Zheng, M., Zhang, Y. F., 2012. Unconventional Hydrocarbon Resources in China and the Prospect of Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129—136 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Liang, C., Wu, J., et al., 2013. Several Issues in Sedimentological Studies on Hydrocarbon-Bearing Fine-Grained Sedimentary Rocks. *Acta Petrolei Sinica*, 34(6): 1031—1039 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Zhang, W. Z., Liang, C., et al., 2014. Characteristics and Evaluation Elements of Shale Oil Reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 35(1): 184—196 (in Chinese with English abstract).
- Jin, X. C., Shah, S. N., Roegiers, J. C., et al., 2014. Fracability Evaluation in Shale Reservoirs: An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach. *SPE Journal*, 20(3): 518—526. <https://doi.org/10.2118/168589-MS>
- Li, J. J., Shi, Y. L., Zhang, X. W., et al., 2014. Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression. *Earth Science*, 39(7): 848—857 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>

- Li, Z. M., Zheng, L. J., Jiang, Q. G., et al., 2018. Simulation of Hydrocarbon Generation and Expulsion for Lacustrine Organic-Rich Argillaceous Dolomite and Its Implications for Shale Oil Exploration. *Earth Science*, 43(2): 566—576 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.025>
- Liu, Y. H., Zhu, X. M., Zhu, M., et al., 2014. Characteristics of Tight Oil Reservoirs of the Permian Fengcheng Formation in Wu-Xia Area, Junggar Basin. *Lithologic Reservoirs*, 26(4): 66—72 (in Chinese with English abstract).
- Lu, J. M., Michler, P. J., Choi, W., et al., 2017. Geochemical Interactions of Shale and Brine in Autoclave Experiments: Understanding Mineral Reactions during Hydraulic Fracturing of Marcellus and Eagle Ford Shales. *AAPG Bulletin*, 101(10): 1567—1597.
- Ma, X. H., Xie, J., 2018. The Progress and Prospects of Shale Gas Exploration and Development in Southern Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 161—169 (in Chinese with English abstract).
- Nordeng, S. H., 2009. The Bakken Petroleum System: An Example of a Continuous Petroleum Accumulation. *DMR Newsletter*, 36(1): 21—24.
- Pu, X. G., Zhou, L. H., Han, W. Z., et al., 2016. Geologic Features of Fine-Grained Facies Sedimentation and Tight Oil Exploration: A Case from the Second Member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 43(1): 24—33 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. Z., Shen, B. J., Tao, G. L., et al., 2014. Hydrocarbon-Forming Organisms and Dynamic Evaluation of Hydrocarbon Generation Capacity in Excellent Source Rocks. *Petroleum Geology and Experiment*, 36(4): 465—472 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, Z., Shi, Z. S., Dong, D. Z., et al., 2016. Geological Characteristics of Source Rock and Reservoir of Tight Oil and Its Accumulation Mechanism: A Case Study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 43(6): 928—939 (in Chinese with English abstract).
- Ren, Z. L., Li, W. H., Liang, Y., et al., 2014. Tight Oil Reservoir Formation Conditions and Main Controlling Factors of Yanchang Formation in Southeastern Ordos Basin. *Oil and Gas Geology*, 35(2): 190—198 (in Chinese with English abstract).
- Richard, M. P., Daniel, M. J., Ronald, J. H., et al., 2007. Geologic Framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic Total Petroleum System, Bend Arch-Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91(4): 405—436.
- Rickman, R., Mullen, M. J., Petre, J. E., et al., 2008. A Practical Use of Shale Petrophysics for Simulation Design Optimization: All Shale Plays are not Clones of the Barnett Shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver.
- Sun, S. Y., Liu, H. M., Cao, Y. C., et al., 2017. 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. *Journal of China University of Mining and Technology*, 46(4): 846—857 (in Chinese with English abstract).
- Tang, Y., Xing, Y., Li, L. Z., et al., 2012. Influence Factors and Evaluation Methods of the Gas Shale Fracability. *Earth Science Frontiers*, 19(5): 356—363 (in Chinese with English abstract).
- Wang, W. G., Lin, C. Y., Zheng, M., et al., 2018. Enrichment Patterns and Resources Prospects of Tight Oil and Shale Oil: A Case Study of the Second Member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Huanghua Depression. *Journal of China University of Mining and Technology*, 47(2): 332—344 (in Chinese with English abstract).
- Yao, Y., Wang, G., Li, L., et al., 2017. The Reservoir Heterogeneity Characteristics and Affecting Factors of Tight Lacustrine Dolomite Reservoirs. *Earth Science*, 42(12): 2327—2335 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.145>
- Yuan, X. J., Lin, S. H., Liu, Q., et al., 2015. Lacustrine Fine-Grained Sedimentary Features and Organic-rich Shale Distribution Pattern: A Case Study of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(1): 34—43 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X., Zhuang, X. G., Tu, Q. J., et al., 2018. Depositional Process and Mechanism of Organic Matter Accumulation of Lucaogou Shale in Southern Junggar Basin, Northwest China. *Earth Science*, 43(2): 538—550 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.603>
- Zhang, Y., Chen, S. Y., Meng, Q. A., et al., 2015. The Discovery of Analcite in Fine-Grained Sedimentary Rocks of the Second Member of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Huanghua Depression: Implications for Early Diagenetic Environment. *China Petroleum Exploration*, 20(4): 37—43 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Pu, X. G., Deng, Y., et al., 2016. Several Issues in Studies on Fine-Grained Sedimentary Rocks. *Lithologic Reservoirs*, 28(1): 6—15 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈长伟,薛林福,徐兴科,等,2007.黄骅坳陷孔南地区孔二段湖盆结构恢复.沉积学报,25(4):511—517.
- 陈世加,张焕旭,路俊刚,等,2015.四川盆地中部侏罗系大安寨段致密油富集高产控制因素.石油勘探与开发,42(2):186—193.
- 陈世悦,张顺,刘惠民,等,2017.湖相深水细粒物质的混合沉积作用探讨.古地理学报,19(2):271—284.
- 董清源,刘小平,李洪香,等,2013.黄骅坳陷孔南地区孔二段页岩油藏形成条件分析.天然气地球科学,24(1):188—198.
- 杜金虎,何海清,杨涛,等,2014.中国致密油勘探进展及面临的挑战.中国石油勘探,19(1):1—9.
- 郭彤楼,张汉荣,2014.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式.石油勘探与开发,41(1):28—36.
- 贾承造,郑民,张永峰,2012.中国非常规油气资源与勘探开发前景.石油勘探与开发,39(2):129—136.
- 姜在兴,梁超,吴靖,等,2013.含油气细粒沉积岩研究的几个问题.石油学报,34(6):1031—1039.
- 姜在兴,张文昭,梁超,等,2014.页岩油储层基本特征及评价要素.石油学报,35(1):184—196.
- 李吉君,史颖琳,章新文,等,2014.页岩油富集可采主控因素分析:以泌阳凹陷为例.地球科学,39(7):848—857. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>
- 李志明,郑伦举,蒋启贵,等,2018.湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示.地球科学,43(2):566—576. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.025>
- 刘英辉,朱筱敏,朱茂,等,2014.准噶尔盆地乌—夏地区二叠系风城组致密油储层特征.岩性油气藏,26(4):66—72.
- 马新华,谢军,2018.川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景.石油勘探与开发,45(1):161—169.
- 蒲秀刚,周立宏,韩文中,等,2016.细粒相沉积地质特征与致密油勘探——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例.石油勘探与开发,43(1):24—33.
- 秦建中,申宝剑,陶国亮,等,2014.优质烃源岩成烃生物与生烃能力动态评价.石油实验地质,36(4):465—472.
- 邱振,施振生,董大忠,等,2016.致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例.石油勘探与开发,43(6):928—939.
- 任战利,李文厚,梁宇,等,2014.鄂尔多斯盆地东南部延长组致密油成藏条件及主控因素.石油与天然气地质,35(2):190—198.
- 孙善勇,刘惠民,操应长,等,2017.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.中国矿业大学学报,46(4):846—857.
- 唐颖,邢云,李乐忠,等,2012.页岩储层可压裂性影响因素及评价方法.地学前缘,19(5):356—363.
- 王文广,林承焰,郑民,等,2018.致密油/页岩油富集模式及资源潜力——以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例.中国矿业大学学报,47(2):332—344.
- 姚悦,王刚,李乐,等,2017.湖相致密白云岩不均一油藏特征及主控因素.地球科学,42(12):2327—2335. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.145>
- 袁选俊,林森虎,刘群,等,2015.湖盆细粒沉积特征与富有机质页岩分布模式:以鄂尔多斯盆地延长组长7油层组为例.石油勘探与开发,42(1):34—43.
- 张逊,庄新国,涂其军,等,2018.准噶尔盆地南缘芦草沟组页岩的沉积过程及有机质富集机理.地球科学,43(2):538—550. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.603>
- 张跃,陈世悦,孟庆爱,等,2015.黄骅坳陷沧东凹陷孔二段细粒沉积岩中方沸石的发现及其地质意义.中国石油勘探,20(4):37—43.
- 周立宏,蒲秀刚,邓远,等,2016.细粒沉积岩研究中几个值得关注的问题.岩性油气藏,28(1):6—15.