

柴达木盆地北缘石炭系克鲁克组 页岩气形成条件分析

仰云峰¹, 饶丹¹, 付小东², 申宝剑¹, 许锦¹

(中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石油 杭州地质研究院, 杭州 310023)

摘要:以柴达木盆地北缘野外剖面地质调查为基础,结合相关钻井、露头资料和前人研究成果,综合分析柴北缘上石炭统克鲁克组富有机质泥页岩展布、有机地球化学、矿物组成、储集空间、含气性等方面特征。结果表明,克鲁克组页岩有机质丰度高, $w(\text{TOC})$ 为0.28%~11.93%,平均值大于2%, R_o 为0.9%~1.44%,平均为1.12%,处于有机质热演化的成熟阶段,页岩有效厚度为30~150 m,脆性矿物含量大于40%,微米—纳米级裂缝和孔隙发育,含气量为1.01~2.85 m³/t,平均为1.87 m³/t,杂丘凹陷、欧南凹陷和德令哈断陷有利于页岩气形成与富集,是克鲁克组页岩气勘探开发的有利区。

关键词:页岩气成藏; 克鲁克组; 石炭系; 柴达木盆地北缘

中图分类号: TE121.2

文献标识码: A

Generation conditions of shale gas in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

Yang Yunfeng¹, Rao Dan¹, Fu Xiaodong², Shen Baojian¹, Xu Jin¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou, Zhejiang 310023, China)

Abstract: Based on outcrop geological survey in the northern Qaidam Basin and integrated with other data of drillings, outcrops and previous research results, the Carboniferous Keluke Formation shale gas accumulation conditions and core area selection were investigated by delineating regional distribution of gas shale, organic geochemical features, mineral compositions, pore system and gas content in gas shale. Shale in the Keluke Formation is rich in organic matter. The TOC value ranges from 0.28% to 11.93%, and is over 2% in average. The thermal maturity value (R_o) ranges from 0.9% to 1.44%, and is 1.12% in average, indicating for the mature stage of organic matter thermal evolution. The available thickness of shale in the Keluke Formation is 30–150 m. The content of brittle minerals is greater than 40%. Pore systems of micro and nano scales are well-developed. Gas content ranges from 1.01 to 2.85 m³/t, and is 1.87 m³/t in average. The Gaqiu Sag, Ounan Sag and Delingha Fault Depression are favorable for the generation and accumulation of shale gas, hence are the targets for shale gas exploration in the Keluke Formation.

Key words: shale gas reservoir; Keluke Formation; Carboniferous; northern Qaidam Basin

“页岩气”概念首先由美国的 Curtis 教授提出^[1],随后被广泛引入中国。它是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中,以吸附或游离状态为主要存在形式的天然气聚集^[2]。随着北美、欧洲等地区页岩气勘探程度的不断加大,对页岩气的储集特征、成藏机理等方面的研究取得了重大进展。与他们相比,中国沉积盆地经历了多旋回的构造演

化,富有机质泥页岩层系具有自身独特的地质特征,页岩气勘探尚处于起步阶段。国土资源部油气中心从2002年开始跟踪国外页岩气发展动态,2004年联合中国地质大学(北京)重点研究中国富有机质泥页岩发育情况,2009年和2011年先后启动了“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”和“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区带优选”。

收稿日期: 2013-09-30; 修订日期: 2014-09-12。

作者简介: 仰云峰(1982—),男,工程师,从事油气地质研究和烃源岩评价。E-mail: yangyf.syky@sinopec.com。

基金项目: 国土资源部项目“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区带优选”的子项目(XB2011-04)资助。

在商业性页岩气勘探开发方面,中国石油和中国石化已在川南、渝东鄂西、泌阳、济阳和东濮、鄂尔多斯等地区开展了大量页岩气老井试气和钻探评价工作,加快了四川、泌阳、鄂尔多斯等盆地页岩气勘探开发的步伐。柴达木盆地上古生界石炭系广泛发育1套海相及海陆过渡相地层,过去一直被认为已变质或浅变质,没有勘探价值而作为基底对待。但近年来的研究表明,有相当一部分石炭系没有发生变质^[3],尤其是柴北缘地区的上石炭统,其中的暗色泥页岩、碳酸盐岩具有良好的生烃条件,且分布较广泛,是盆地内一套潜在的烃源岩层系,具有一定的勘探价值^[4-9]。

本文在调研柴达木盆地北缘石炭系地层发育特征的基础上,结合富有机质泥页岩层段的有机地球化学和储层物性特征等成藏地质条件,探讨了柴达木盆地北缘石炭系地层页岩气发育有利区分布。

1 石炭系泥页岩分布特征

柴达木盆地石炭系地层主要出露在盆地的周边地区,而盆地内部则被中生界地层覆盖,石炭系自下而上分别为下石炭统埃姆尼克组(C_{1a})、穿山沟组(C_{1cs})、城墙沟组(C_{1cq})和怀头他拉组(C_{1h}),上石炭统克鲁克组(C_{2k})和扎布萨尕秀组(C_{2zh})。从目前钻井情况来看,只有霍参1井、尕丘1井等极少数钻井钻遇了石炭系地层^[8],但野外剖面揭示盆地北缘石炭系西起绿梁山,东至牦牛山及都兰大海滩地区广泛存在,以石灰沟、埃姆尼克

山、欧隆布鲁克山和牦牛山地区出露最全。

通过对柴北缘11条地质剖面(图1)的踏勘发现,柴达木盆地北缘石炭系可能的烃源岩为暗色碳酸盐岩和暗色泥岩。它们的发育和分布主要受沉积环境控制,厚度变化较大,尤其上石炭统克鲁克组和扎布萨尕秀组。下石炭统暗色泥岩不是很发育,其中怀头他拉组暗色泥岩分布较广泛,沉积厚度较大,在穿山沟剖面 and 柴东阿勒格尔泰山剖面附近厚度超过100 m。相对而言,上石炭统暗色泥岩较发育,尤其以克鲁克组为典型,在柴北缘地区分布广泛,沉积厚度较大,尕丘1井、石灰沟剖面 and 扎布萨尕秀东剖面沉积厚度分别达到302.1,201.1,139.5 m。

2 成藏条件

2.1 厚度及分布

上石炭统暗色泥页岩主要发育层位为克鲁克组,柴北缘地区克鲁克组暗色泥岩揭示厚度见表1。其中,尕丘1井揭示的克鲁克组暗色泥页岩厚度最大,达到302.1 m。露头残余厚度一般为5.4~202.1 m,其中石灰沟剖面克鲁克组暗色泥页岩残余厚度达202.1 m,柴东地区扎布萨尕秀东剖面 and 阿勒格尔泰山剖面克鲁克组暗色泥页岩残余厚度分别为139.5,116 m。以上克鲁克组暗色泥页岩在平面上分布于尕丘凹陷、欧南凹陷 and 德令哈凹陷(图1)。

2.2 埋藏深度

根据青海油田研究报告,上石炭统克鲁克组暗色泥页岩埋深在盆地内部大多超过4 500 m,埋深

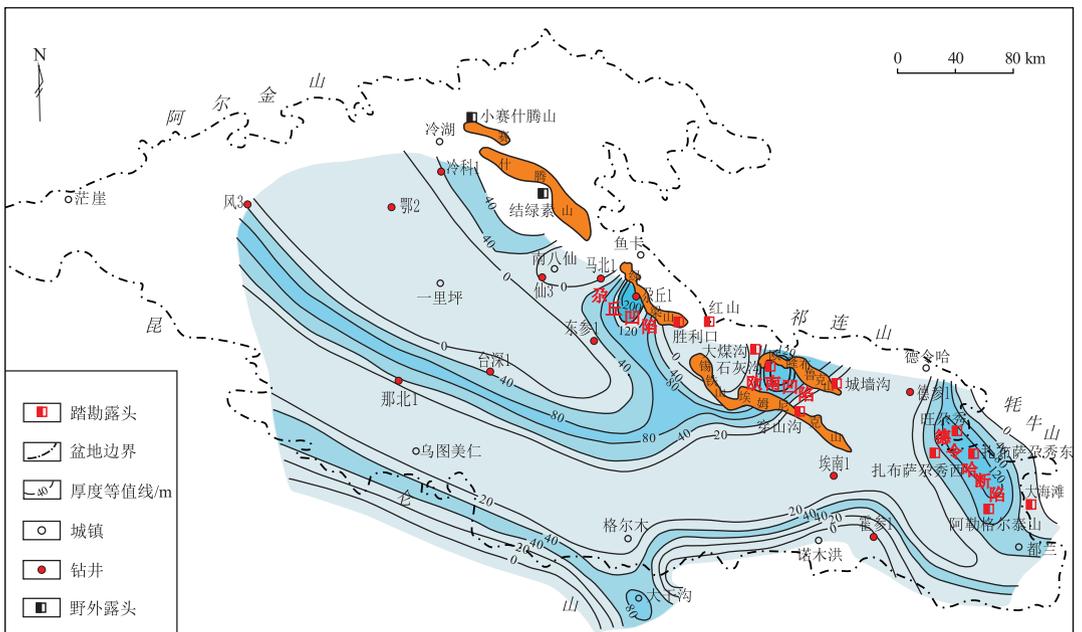


图1 柴达木盆地北缘克鲁克组暗色泥页岩厚度等值线

Fig.1 Isoch map of thickness of dark shale in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

表 1 柴达木盆地北缘石炭系暗色泥岩厚度

Table 1 Thickness of dark shale in Carboniferous, northern Qaidam Basin

剖面	层位	地层厚度/m	暗色泥页岩厚度/m	煤层厚度/m	累计厚度/m
尕丘 1 井	C ₂ k	557	301.6	0.5	302.1
红山	C ₂ k	39	16	1.2	17.2
	C ₂ zh		19.3	1.3	20.6
石灰沟	C ₂ k	1 035	194.3	7.8	202.1
	C ₁ h		41.2	0	41.2
穿山沟	C ₂ k		5.4	0	5.4
	C ₁ h	932	143.4	0	143.4
扎布萨尕秀东	C ₂ k	528	133.2	6.3	139.5
阿勒格尔泰山	C ₂ d		115	1	116
	C ₁ dg	926	240	3	243

小于 4 500 m 有利于页岩气勘探的区域主要分布在尕丘凹陷、欧南凹陷及柴东德令哈凹陷内的隆起区,且克鲁克组暗色泥页岩埋深主要分布在 1 500~3 000 m 之间。

2.3 有机质丰度和成熟度

有机质丰度(TOC)不仅是页岩生气量的物质基础,而且影响页岩气藏聚集的总气量和裂缝的发育。某种意义上讲, TOC 越高,页岩内吸附的气量越多,对裂缝的发育就越有利。烃源岩中有机质对甲烷分子的表面有吸附作用^[10]。在相同的地球动力学条件、岩石矿物组成和力学性能下, TOC 是影响页岩裂缝发育的一个重要因素^[11]。 TOC 越高,页岩越是脆性,越容易形成天然的或人为诱发的裂缝^[12]。例如,北美 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩 $w(\text{TOC})$ 一般为 1.0%~13.0%, 平均为 4.5%。页岩 TOC 与裂缝发育的相互关系可以划分为^[13]: (1) $w(\text{TOC}) < 2.0\%$, 裂缝发育较差; (2) $w(\text{TOC}) = 2.0\% \sim 4.5\%$, 裂缝发育中等; (3) $w(\text{TOC}) = 4.5\% \sim 7.0\%$, 裂缝发育较好; (4) $w(\text{TOC}) > 7.0\%$, 裂缝发育很好。综合柴北缘石炭系烃源岩研究成果^[4-7,9]来看,柴北缘上石炭统克鲁克组暗色泥页岩平均 $w(\text{TOC})$ 一般都超过 2.0% (表 2), 其中石灰沟剖面 and 扎布萨尕秀东剖面分别有 40% 和 42% 的暗色泥页岩 $w(\text{TOC}) > 2.0\%$, 不仅

表 2 柴达木盆地北缘克鲁克组页岩有机质丰度

Table 2 Organic matter abundance of shale in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

剖面	$w(\text{TOC})$ /%	(S ₁ +S ₂) /(mg·g ⁻¹)	沥青" A "含量 /%	总烃含量 /10 ⁻⁶
石灰沟	0.43~9.29	0.01~2.44	0.049~0.918	14.13~358.9
	2.27(18)	0.42(18)	0.06(18)	66.9(18)
扎布萨尕秀东	0.28~11.93	0.14~0.28	0.034~0.138	10.9~58.8
	2.54(23)	0.22(3)	0.082(3)	29.5(3)

注:表中分式为最小值~最大值
均值(样品数)。

具备了大规模生气的物质条件,而且有利于甲烷的吸附聚集和页岩裂缝的发育。

干酪根镜下鉴定和干酪根碳同位素结果显示,克鲁克组暗色泥页岩有机质以 III 型为主,部分样品为 II₂ 型。石灰沟剖面 19 个克鲁克组暗色泥岩样品 R_o 在 0.90%~1.21%, 平均为 1.08%; 扎布萨尕秀东剖面 3 个泥岩样品 R_o 在 1.02%~1.44%, 平均为 1.16%。总体来看,克鲁克组暗色泥页岩处于有机质热演化的成熟阶段。当 II₂ 型倾气源岩 R_o > 0.7%, III 型倾气源岩 R_o > 0.5% 时,便会开始生成天然气^[14]。所以柴北缘克鲁克组暗色泥页岩应该处于大量生成天然气的阶段。

2.4 储集条件

富含石英的暗色泥页岩比富含方解石的灰色泥岩更容易形成裂缝^[11],长石和白云石同样能够增加暗色页岩的脆性,所以高含石英、长石和碳酸盐岩的页岩脆性较强^[13]。北美泥盆—石炭系在采页岩气藏的岩石矿物中含有较多的生物成因有机硅质和石英,多半含量大于 40%,部分可达 75%。这些气田含有发育良好的天然裂缝系统,一般得益于高含量的石英增加了页岩的脆性。我国南方下寒武统筇竹寺组泥页岩脆性矿物(石英+长石+碳酸盐岩)含量一般高于 40%,黏土矿物含量小于 30%,层间缝、斜交缝大量发育^[15-16]。长芯 1 井下志留统龙马溪组泥页岩脆性矿物平均含量为 49%,黏土矿物平均含量为 48%,页理、裂缝十分发育,全井段普遍发育水平层间缝和高角度构造缝^[17-18]。

对扎布萨尕秀东剖面和石灰沟剖面上石炭统克鲁克组暗色页岩样品测试发现(图 2),石英含量为 21.6%~64.1%,平均为 43.1%;长石含量为 0.0%~6.5%,平均为 2.4%;碳酸盐岩矿物含量为 0.0%~13.6%,平均为 2.5%;黏土矿物含量为 31.3%~75.7%,平均为 51.0%。从矿物组成看,石英、长石和碳酸盐岩 3 种脆性矿物含量合计平均为 48.0%,说明岩石脆性较好,与北美典型页岩和我国南方页岩具有很好的可比性。

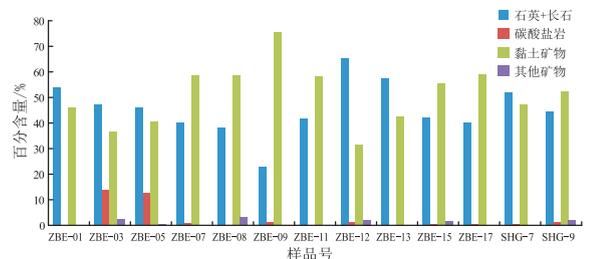


图 2 柴达木盆地北缘克鲁克组页岩矿物组成特征

Fig.2 Mineral composition of shale in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

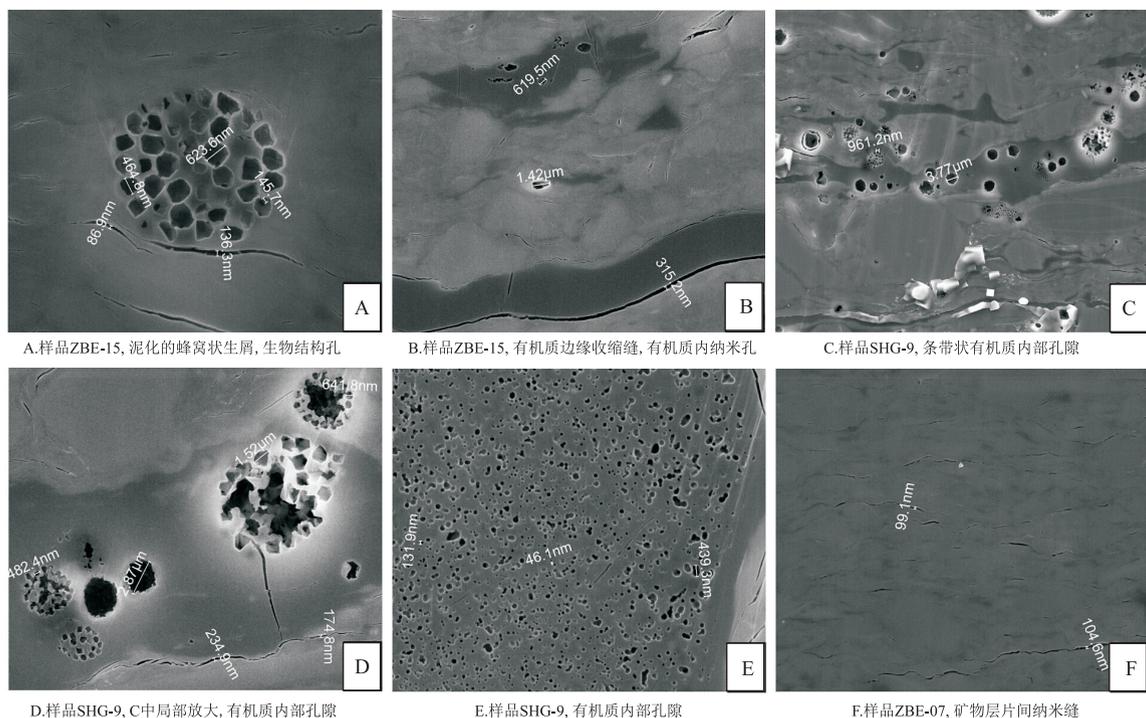


图3 柴达木盆地北缘克鲁克组页岩扫描电镜照片

Fig.3 SEM images of shale in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

页岩气储层为低孔低渗储层,目前对柴北缘上石炭统克鲁克组页岩储层的孔渗特征研究资料很少,本次工作也仅对少数样品进行了孔渗测试。克鲁克组泥页岩露头样品孔隙度为 3.68%~17.72%,平均为 9.77%;渗透率为 (0.000 2~0.025 5) × 10⁻³ μm²,平均为 0.012 9×10⁻³ μm²,与北美商业性开发的页岩气藏相比,孔隙度相当,渗透率更低。

页岩内纳米级孔隙体系对提高页岩储集能力和甲烷向裂缝网络的渗透具有重要的控制作用。纳米级孔隙分为3类:宏孔(>50 nm)、中孔(2~50 nm)和微孔(<2 nm)^[19]。大量天然气以吸附状况存在于中孔和微孔内,上述孔隙分类对非常规天然气藏非常重要^[20~21]。通过柴北缘克鲁克组页岩扫描电镜观察,发现页岩基质和有机质中存在大量微米—纳米级裂缝和孔隙,几十、几百纳米至数个微米不等。孔隙类型以有机质内部纳米孔隙和矿物层片间纳米缝为主(图3),主要以宏孔为主,包括一部分中孔。

CO₂气体吸附法可以用来测量页岩微孔体积^[22],微孔体积越大,比表面积越大,吸附能力越强^[23];随着热演化程度加剧,干酪根内部微孔会增加^[24],将会极大地提升页岩的吸附能力和储集空间。克鲁克组页岩微孔主要集中在2~20 nm,2~10 nm微孔发育(图4),比表面积为4.22~16.54 cm²/g,平均为8.48 cm²/g,说明具有很好的吸附能力和储集空

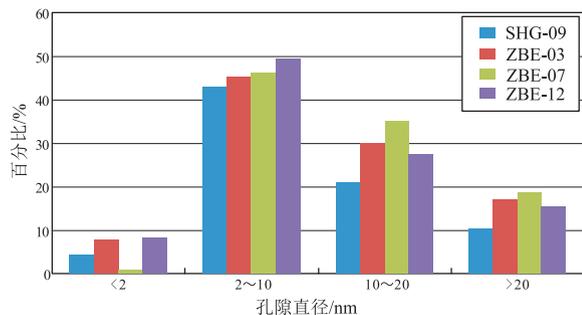


图4 柴达木盆地北缘克鲁克组页岩微孔孔径分布

Fig.4 Micropore size distribution of shale in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

间,有利于页岩气的富集与储存。

页岩的吸附能力直接决定吸附气量的大小。在70℃下,对克鲁克组页岩进行了等温吸附实验。实验结果表明,石灰沟剖面 and 扎布萨尕秀东剖面克鲁克组页岩吸附气含量为1.01~2.85 m³/t,平均为1.87 m³/t,具有较强的吸附能力。

3 页岩气有利区

根据页岩气有利区优选方法^[25],结合前文对柴北缘克鲁克组页岩气形成条件的详细分析,认为柴北缘克鲁克组页岩气有利区主要分布于尕丘凹陷、欧南凹陷和德令哈断陷(图5),有利区总面积2580 km²,属海陆过渡相沉积,发育暗色泥岩、页岩,夹生屑灰岩和薄层砂岩,埋深不超过4500 m。区

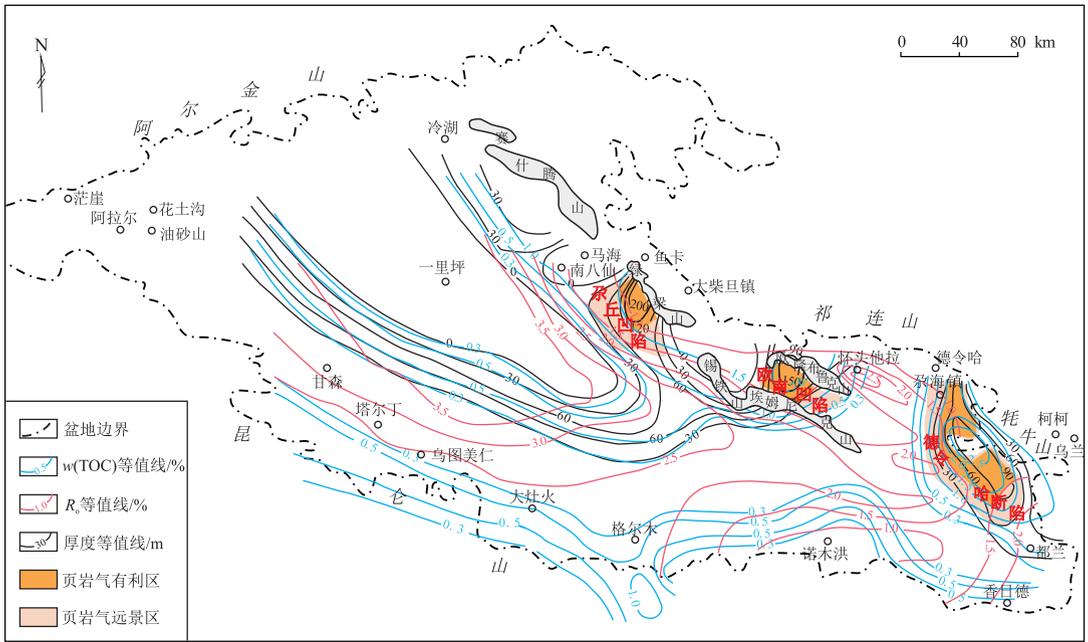


图5 柴达木盆地北缘克鲁克组页岩气有利区分布

Fig.5 Favorable exploration areas of shale gas in Carboniferous Keluke Formation, northern Qaidam Basin

域内有机质类型以 II₂-III 为主, w(TOC) 普遍大于 1.5%, R_o > 1.0%, 处于有机质热演化成熟阶段。上述地区克鲁克组具有较好的页岩气勘探开发前景。

4 结论

(1) 柴北缘上石炭统克鲁克组页岩分布广泛, 厚度较大, 埋藏深度主要分布在 1 500~3 000 m 之间, TOC 含量高, 一般都大于 2.0%, 热演化程度 R_o > 1.0%, 处于有机质热演化成熟阶段, 具备形成页岩气藏的物质条件。

(2) 克鲁克组页岩 TOC 含量高, 脆性矿物含量高, 有利于裂缝发育; 微米—纳米级裂缝和孔隙发育, 极大地提升了页岩的吸附能力和储集空间。等温吸附实验表明, 克鲁克组页岩具有较强的吸附能力。

(3) 根据页岩气有利区优选方法, 结合柴北缘克鲁克组页岩气形成条件的详细分析, 尕斯库勒凹陷、欧南凹陷和德令哈断陷一带克鲁克组具有较好的页岩气勘探开发前景。

参考文献:

[1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
 [2] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布 [J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
 Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.

[3] 翟光明, 徐凤银, 李建青. 重新认识柴达木盆地力争油气勘探获得新突破 [J]. 石油学报, 1997, 18(2): 1-7.
 Zhai Guangming, Xu Fengyin, Li Jianqing. A reconsideration of Qaidam Basin for a great breakthrough in oil and natural gas exploration [J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2): 1-7.
 [4] 文志刚, 王正允, 何幼斌, 等. 柴达木盆地北缘上石炭统烃源岩评价 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(2): 125-127.
 Wen Zhigang, Wang Zhengyun, He Youbin, et al. Evaluation of upper Carboniferous hydrocarbon source rock in the northern margin of Chaidamu basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(2): 125-127.
 [5] 牛永斌, 钟建华, 段宏亮, 等. 柴达木盆地石炭系沉积相及其与烃源岩的关系 [J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 140-149.
 Niu Yongbin, Zhong Jianhua, Duan Hongliang, et al. Relationship between Carboniferous sedimentary facies and source rock in Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 140-149.
 [6] 杨超, 陈清华, 王冠民, 等. 柴达木地区上古生界石炭系烃源岩评价 [J]. 石油学报, 2010, 31(6): 913-919.
 Yang Chao, Chen Qinghua, Wang Guanmin, et al. Evaluation of Carboniferous source rocks in Qaidam basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 913-919.
 [7] 张明峰, 妥进才, 张小军, 等. 柴达木盆地北缘东段石炭系生烃潜力及其地质意义 [J]. 现代地质, 2012, 26(4): 723-731.
 Zhang Mingfeng, Tuo Jincai, Zhang Xiaojun, et al. Hydrocarbon generating potential of Carboniferous source rocks in east part of north margin of Qaidam Basin and their geological significance [J]. Geoscience, 2012, 26(4): 723-731.
 [8] 陈琰, 张敏, 马立协, 等. 柴达木盆地北缘西段石炭系烃源岩和油气地球化学特征 [J]. 石油实验地质, 2008, 30(5): 512-517.
 Chen Yan, Zhang Min, Ma Lixie, et al. The Carboniferous source rocks in west part of north margin of Qaidam basin and their petroleum geochemical characterization [J]. Petroleum Geology &

- Experiment, 2008, 30(5): 512-517.
- [9] 邵文斌,彭立才,汪立群,等.柴达木盆地北缘井下石炭系烃源岩的发现及其地质意义[J].石油学报,2006,27(4):36-39.
Shao Wenbin, Peng Licai, Wang Liqun, et al. Discovery of Carboniferous source rocks in the north margin of Qaidam basin and its geological significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 36-39.
- [10] Romero-Sarmiento M F, Ducros M, Carpentier B, et al. Quantitative evaluation of TOC, organic porosity and gas retention distribution in a gas shale play using petroleum system modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 45: 315-330.
- [11] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured shale gas potential in New York[J]. Northeastern Geology and Environmental Sciences, 2004, 26(1/2): 57-78.
- [12] 潘仁芳,伍媛,宋争.页岩气勘探的地球化学指标及测井分析方法初探[J].中国石油勘探,2009,28(3):6-9.
Pan Renfang, Wu Yuan, Song Zheng. Geochemical parameters for shale gas exploration and basic methods for well logging analysis[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 28(3): 6-9.
- [13] Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. Geoscience Frontiers, 2012, 3(1): 97-105.
- [14] 陈更生,董大忠,王世谦,等.页岩气藏形成机理与富集规律初探[J].天然气工业,2009,29(5):17-21.
Chen Gengsheng, Dong Dazhong, Wang Shiqian, et al. A preliminary study on accumulation mechanism and enrichment pattern of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 17-21.
- [15] 黄金亮,邹才能,李建忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J].石油勘探与开发,2012,39(1):69-75.
Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75.
- [16] 程克明,王世谦,董大忠,等.上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):40-44.
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the Upper Yangtze region [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44.
- [17] 王玉满,董大忠,李建忠,等.川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J].石油学报,2012,33(4):551-561.
Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561.
- [18] 陈文玲,周文,罗平,等.四川盆地长芯1井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J].岩石学报,2013,29(3):1073-1086.
Chen Wenling, Zhou Wen, Luo Ping, et al. Analysis of the shale gas reservoir in the Lower Silurian Longmaxi formation, Changxin 1 well, southeast Sichuan basin, China [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(3): 1073-1086.
- [19] International Union of Pure and Applied Chemistry. Physical Chemistry Division Commission on Colloid and Surface Chemistry, Subcommittee on Characterization of Porous Solids: Recommendations for the characterization of porous solids (Technical Report) [J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739-1758.
- [20] Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1): 51-75.
- [21] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [22] Clarkson C R, Solano N, Bustin R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. Fuel, 2013, 103: 606-616.
- [23] Beliveau D. Honey, I shrunk the pores! [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1993, 32(8): 15-17.
- [24] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [25] 国土资源部油气资源战略研究中心.页岩气资源潜力评价与有利区优选方法[R].北京:国土资源部油气资源战略研究中心,2011.
Oil and Gas Resources Strategic Research Center of the Ministry of Land and Resources of the PRC. Resource potential evaluation and favorable area optimization method of shale gas [R]. Beijing: Oil and Gas Resources Strategic Research Center, 2011.

(编辑 黄娟)