

南华北盆地尉参1井上古生界海陆交互相页岩地球化学及其含气特征

曾秋楠^{1,2}, 张交东², 于炳松¹, 刘旭锋², 周新桂²

1 中国地质大学(北京); 2 中国地质调查局油气资源调查中心

摘要 为了明确南华北盆地太康隆起上古生界海陆交互相页岩含气性特征及资源潜力,以太康隆起西部页岩气参数井尉参1井的钻录井、岩心和测试分析等资料为基础,对泥页岩的发育特征、地球化学特征及含气性进行了研究。结果表明:太康隆起上古生界海陆交互相泥页岩较发育,累计厚度大;泥页岩有机碳含量高,二叠系太原组和山西组TOC平均值分别为1.46%、1.01%;泥页岩有机质类型均为Ⅲ型,现场解吸气含量分别为0.172~5.478 m³/t和0.242~2.858 m³/t。并进一步探讨了埋藏深度、岩性特征及地球化学特征与含气性之间的关系,优选了优质烃源岩发育层段。

关键词 南华北盆地;太康隆起;上古生界;海陆交互相;页岩气;地球化学

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

0 引言

页岩气是指以吸附气和游离气形式赋存在低孔低渗的富有机质暗色泥页岩中的天然气,具有典型的“自生自储”特点^[1]。中国页岩气资源潜力巨大,发育层系多,主要分布于海相、海陆交互相与陆相(湖沼相)3类富有机质泥页岩之中^[2]。其中,南方海相页岩是我国页岩气研究和勘探的重点,在这一领域已形成较为系统的海相页岩气“二元”富集理论,并在重庆涪陵焦石坝及四川长宁—威远示范区取得了页岩气勘探开发的重大突破,进入了商业性开发阶段^[3-4]。陆相地层以鄂尔多斯盆地为代表,在对三叠系延长组湖相泥页岩储层改造后点火成功,也获得了较好勘探成果^[5]。

相比较于海相地层,海陆交互相地层具有岩性复杂,砂泥频繁互层,纵向变化快,成熟度低、孔隙度低、压力系数低等特点。目前,海陆交互相页岩气在国内外还未获得工业突破,与之相关的研究仍较少。我国的海陆交互相页岩主要分布在北方鄂尔多斯盆地和南华北盆地的石炭系—二叠系、南方扬子地区的二叠系,生烃潜力巨大,并且经常与煤层气、致密气共存。因此,系统梳理海陆交互相页岩的地球化学

特征和含气性能,对非常规天然气勘探具有重要指导意义。

南华北盆地一直被认为是我国东部重要的油气远景区。自上世纪60年代起,历经多年勘探,始终未获得工业性突破,勘探工作一度停滞不前^[6-8]。近年来,太康隆起西部一系列新部署钻井取得了一定的突破,例如,牟页1井在太原组和山西组143 m厚的含气层段分3段进行分压合试,获得了日产1 256 m³天然气的较稳定气流,实现了海陆交互相页岩气勘探的重大发现^[9]。因此,有必要针对南华北盆地海陆交互相泥页岩开展储层识别和评价。

尉参1井是中国地质调查局在南华北盆地部署的海陆交互相页岩气参数井,完钻井深2 821.38 m。在该井钻探过程中于上古生界发现气测异常81.29 m,其中,在山西组见气测异常9层,全烃最大值为24.1183%,在太原组见气测异常11层,全烃最大值为8.4065%,这进一步揭示了南华北盆地上古生界具有较好的页岩气勘探潜力。本文以尉参1井钻探成果为基础,对南华北盆地太康隆起上古生界海陆交互相页岩进行地球化学特征分析,并探讨了泥页岩的含气性,这对评价研究区页岩气资源潜力和后续压裂改造均有重要意义。

收稿日期:2018-11-05; 改回日期:2019-02-13

本文受国家科技重大专项“大型油气田和煤层气开发”下属专题“南华北地区海陆交互相页岩气勘查评价应用试验”(编号:2016ZX05034004-006)、地质调查项目“南华北盆地油气资源战略调查”(编号:1211302108023)联合资助

第一作者:曾秋楠,工程师,中国地质大学(北京)矿产普查与勘探专业博士在读,从事油气成藏及储层评价工作。通信地址:100083 北京市海淀区北四环中路267号; E-mail: zqn1001@foxmail.com

尉参1井位于南华北盆地太康隆起, 周边钻井有牟页1井^[9]、郑东页2井、通许1井等(图1)。太康隆起西部具有“南北分区、东西成块”的特征, 被进一步划分为通许凸起、中部鼻状构造带、薛店—尉氏南次凹、北部斜坡带及新郑凸起等次级构造(图1)^[10]。晚石炭世本溪期, 华北板块呈西北高、东南低的平缓单斜古地形, 海水从北东方向侵入, 沉积了一套海陆交互相地

层;至晚二叠世晚期,南北地区整体抬升,古地形北高南低,海水完全退出,气候由温暖潮湿转变为炎热干旱,盆地进入陆相沉积发展阶段,沉积了一套以河流相为主的红色碎屑岩建造夹淡水石灰岩及石膏^[11-14]。

尉参1井自下而上钻遇石炭系本溪组(C_{2b})、二叠系太原组(P_{1t})、山西组(P_{2sh})、下石盒子组(P_{2x})、上石盒子组(P_{3sh})、石千峰组(P_{3s})、三叠系、新近系和第四系等地层,其中,上古生界山西组和太原组为主要目的层(图2)。太原组岩性主要为灰黑色泥岩、灰

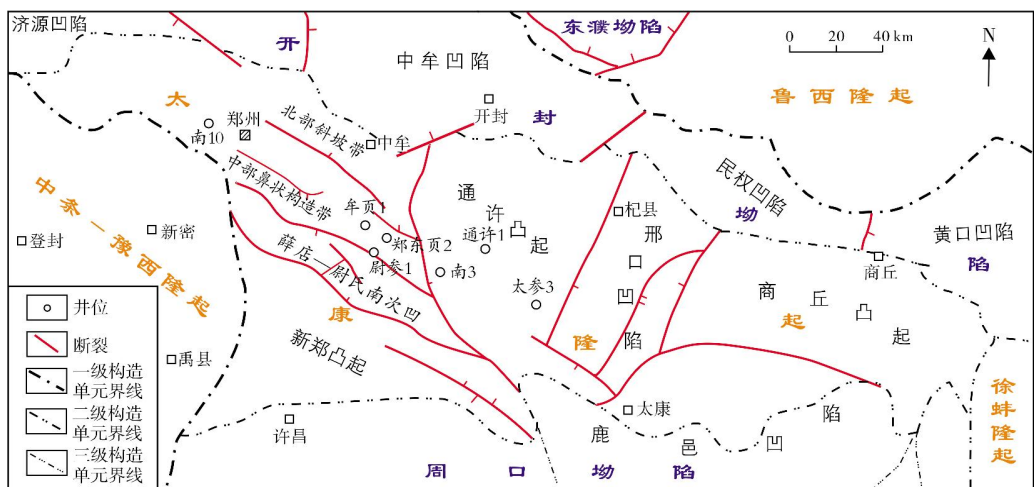


图1 南华北盆地太康隆起区域构造单元图(据文献[10]修改)

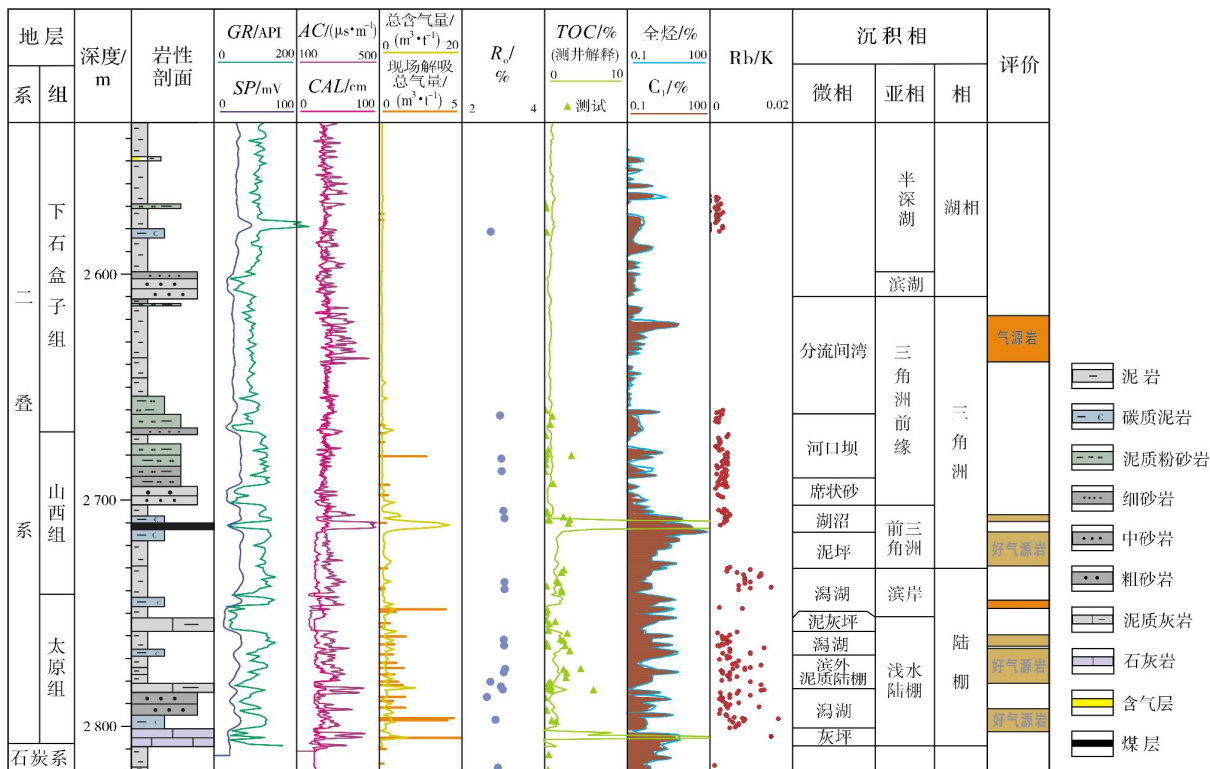


图2 南华北盆地尉参1井上古生界中一下二叠统综合柱状图

色石灰岩、灰色细砂岩,夹多层煤线,局部夹灰色中砂岩,为浅水陆棚沉积;山西组岩性以灰黑色泥岩、碳质泥岩、煤层互层为主,夹灰色细砂岩、中砂岩,为三角洲前缘—前三角洲沉积(图2)。

2 样品采集及分析测试

本次研究在尉参1井上古生界共取样113个,取样深度为2 210~2 819 m,包括上石盒子组泥页岩样品14个,下石盒子组泥页岩样品24个,山西组泥页岩样品39个,太原组泥页岩样品34个,本溪组样品2个。样品送至河南油田研究院实验中心,分别进行有机碳含量(TOC)、镜质组反射率(R_o)、热解和氯仿沥青“A”等测试,共计234项次;并使用Niton XL3元素分析仪,以0.5 m或1.0 m间隔采集常量、微

量元素配套数据300个。

3 有机地球化学特征

3.1 有机质类型

通过对样品进行降解潜率(D)和氢指数(HI)测试可知,尉参1井上石盒子组、下石盒子组、山西组和太原组这4个层位的降解潜率最小值为0.16%(图3a),最大值为2.02%,平均值为0.77%,均小于10%;氢指数最小值为1.92 mg/g(图3b),最大值22.22 mg/g,平均值为9.08 mg/g,均小于120 mg/g。由此认为泥页岩有机质类型均为Ⅲ型,属陆源高等植物成因。这与研究区二叠系发育三角洲平原相和潟湖相的地质背景相符。

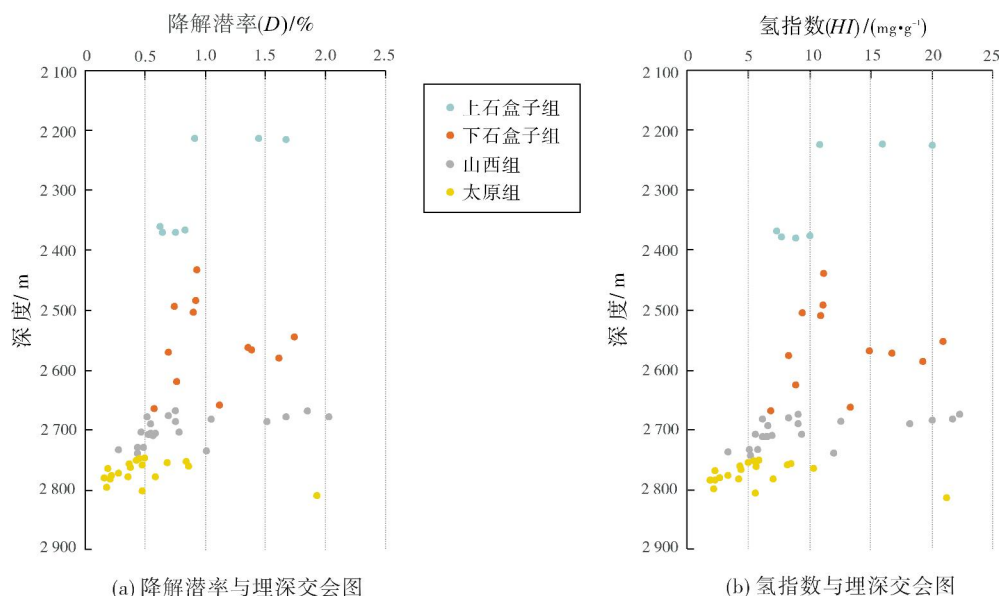


图3 南华北盆地尉参1井上古生界泥页岩有机质降解潜率和氢指数与埋深交会图

3.2 有机质丰度

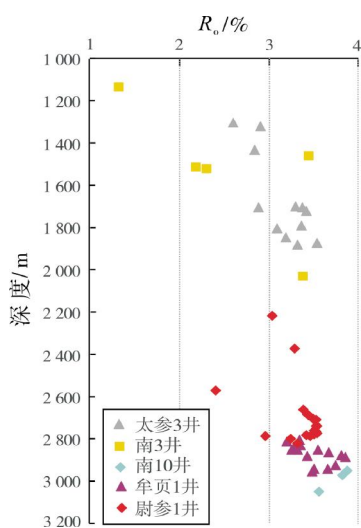
南华北地区晚古生代为海陆交互相沉积环境,水深变化频繁,导致沉积地层的岩性、有机质丰度在纵向上变化大。对尉参1井上古生界87块样品进行总有机碳(TOC)含量分析表明(表1):煤系地层发育的太原组暗色泥页岩有机质丰度较高,TOC平均值为3.22%;山西组次之,TOC平均值为2.72%;下石盒子暗色泥岩有机质丰度较低,TOC平均值为0.70%。测井解释结果也表明,上古生界泥页岩有机质丰度随层位及沉积相变化,整体向上减小(图2)。

3.3 有机质成熟度

镜质组反射率(R_o)和岩石热解峰温(T_{max})的测试表明:尉参1井山西组和太原组泥页岩有机质达到了过成熟阶段。23块样品的 R_o 为2.45%~3.38%,平均值为3.13%,整体随深度增大有线性的增加趋势,但其斜率(ΔR_o)大于1.5%/km(图4),超过正常埋深增温作用引起的 R_o 增加幅度(研究区中生界—新生界的 ΔR_o 一般为(0.2%~0.8%)/km^[15])。邻井南3井太原组—山西组 R_o 为2.18%~3.48%,太参3井的太原组—山西组 R_o 为2.60%~3.54%^[15],指示太康隆起的太原组—山西组烃源岩热演化程度较高,处于过成熟阶段。

表 1 南华北盆地太康隆起尉参 1 井烃源岩有机质特征

层 系	TOC/%			$S_1+S_2/(mg \cdot g^{-1})$			$T_{max}/^{\circ}C$		
	样品数	范围值	平均值	样品数	范围值	平均值	样品数	范围值	平均值
上石盒子组	10	0.07~11.80	2.14	7	0.01~1.07	0.27	9	478~584	542
下石盒子组	16	0.06~3.37	0.70	12	0.01~0.31	0.08	14	387~682	534
山西组	32	0.09~55.60	2.72	28	0.01~3.74	0.24	28	418~585	532
太原组	29	0.09~52.60	3.22	29	0.01~2.94	0.15	29	478~585	542

图 4 南华北盆地太康隆起上古生界
镜质组反射率(R_o)—埋深关系图

一般认为, $T_{max} \leq 435^{\circ}C$ 为未成熟阶段, $435^{\circ}C < T_{max} \leq 455^{\circ}C$ 为成熟阶段, $455^{\circ}C < T_{max} \leq 500^{\circ}C$ 为高成熟阶段, $T_{max} > 500^{\circ}C$ 为过成熟阶段^[16]。尉参1井上石盒子组的 T_{max} 值为 478~584 $^{\circ}C$, 下石盒子组为 387~582 $^{\circ}C$, 山西组为 418~585 $^{\circ}C$, 太原组为 478~585 $^{\circ}C$, 即 4 个层位的 T_{max} 最高值均大于 580 $^{\circ}C$ (表 1)。因此, 认为这 4 个层位的有机质均达到成熟—过成熟阶段。

上述多种成熟度参数均反映了研究区山西组和太原组页岩具有较高的热演化程度, 已经达到过成

熟阶段。从有机质丰度、类型、成熟度来看, 其原始有机质来源丰富, 有机质热演化程度高, 处于高成熟—过成熟阶段, 具备烃源物质基础和生气潜力。若其他地质条件 (如埋深、脆性矿物含量、储集性质和储层厚度等) 较为有利, 则形成具有潜力的页岩气层的可能性较大。

3.4 烃源岩评价

太康隆起上古生界烃源岩层段由老到新为石炭系本溪组, 二叠系太原组、山西组、下石盒子组和上石盒子组, 其中太原组、山西组和上、下石盒子组为海陆交互相层系, 具有分布面积广、厚度大、埋藏较浅 (1 000~3 500 m) 的特点。各组均不同程度地发育暗色泥页岩和煤层, 暗色泥页岩一般厚 200~500 m, 煤层厚 10~40 m^[15]。尉参1井揭示上古生界泥页岩累计厚度达 514.46 m, 虽然单层厚度小, 但层数多, 泥地比较高。单层厚度大于 10 m 的暗色泥页岩层数较多, 夹层小于 1 m 的泥页岩连续厚度可达 26~53 m。泥页岩有机质丰度整体较低, 有机碳含量主频分布在 0~2%, 有机质类型均为 III 型, 有机质成熟度随埋深增加而增加, 总体上处于成熟—过成熟阶段, 因而具备一定的生烃物质基础。优质烃源岩主要发育在下石盒子组、山西组下部和太原组上部, 具有较好气源岩的特征 (表 2)。

表 2 南华北盆地尉参 1 井上古生界烃源岩特征

层 系	岩性特征	沉积相类型	暗色泥岩 厚度/m	TOC>2%的 泥岩厚度/m	暗色泥岩 TOC 平均值/%	有机质 类型	R_o 平均值/ %
太原组	灰黑色泥岩、煤、 深灰色石灰岩	陆表海、滨岸	29.50	10.75	3.22	III	3.39
山西组	灰黑色泥岩、 碳质泥岩、煤	潮坪、泥炭沼泽及 水下三角洲	51.73	7.50	2.72	III	3.49
下石盒子组	深灰色泥岩	河流、三角洲平原	197.26	0	0.70	III	2.89

注: TOC > 2% 的泥岩厚度为测井解释 TOC 统计的结果。

太原组泥页岩连续发育,以碳质泥岩为主。泥页岩中不同黏土矿物对不同离子的吸附能力不同,而黏土矿物的发育又受到沉积环境的控制。陆相地层中黏土矿物以高岭石为主,不易吸附钾(K)离子,而海相地层中常见的伊利石易于吸附包括铷(Rb)离子在内的多种碱金属离子,因此,Rb/K值可以作为古盐度判断标志。Niton XL3元素分析仪测试结果表明,尉参1井太原组的Rb/K值明显大于0.006(图2),这反映了典型的海相沉积环境特征^[17]。太原组总体以浅水陆棚相沉积为主,潟湖相与灰坪间或发育,间有生物碎屑灰岩沉积。泥页岩有机质丰度较高,有机碳含量平均值为3.22%; R_o 平均值为3.39%,烃源岩达到了过成熟阶段。综合评价,太原组灰黑色泥页岩段及下部深灰色石灰岩段为好的气源岩。

山西组泥页岩连续发育,主要分布在山西组的下段,以碳质泥岩为主,Rb/K值大于0.006,表明其为典型的海相沉积环境;山西组上部主要为泥页岩、粉砂岩和中粒砂岩互层,泥页岩中发育水平层理,见有向上变粗的层序,Rb/K值与太原组相比较显著减小(图2),古盐度相当于微咸水或半咸水环境,表现出海陆过渡相性质,总体为水下三角洲沉积。泥页岩有

机碳含量平均值为2.72%,热演化程度较高, R_o 平均值为3.49%,已达到过成熟阶段。山西组与煤层相邻的暗色泥页岩也为好气源岩。

下石盒子组泥页岩不连续发育,夹层多,单层厚度小;岩性以中粗粒砂岩和泥岩、粉砂岩互层为主,砂岩中发育槽状交错层理,泥页岩发育水平层理,Rb/K值明显小于0.004(图2),表明其发育于淡水沉积环境,总体反映三角洲平原的沉积特征。泥页岩有机质丰度较低,但演化程度较高, R_o 平均值为2.89%。下石盒子组泥页岩为中等气源岩。

4 含气性特征

4.1 气测显示特征

根据尉参1井气测录井数据可知,高气测异常层(最大全烃含量>5%)主要分布在山西组下部和太原组。测井解释划分的气层分布在上石盒子组和下石盒子组的砂岩层段、下石盒子组深灰色泥岩层段、山西组灰黑色泥岩(夹煤层)层段和太原组深灰色—灰黄色石灰岩(夹煤线)层段。山西组夹煤层泥页岩层段的最大全烃含量达24.1183%,为本井最高(表3)。

表3 南华北盆地尉参1井气测显示数据表

组别	层数	累计厚度/m	全烃/%			C_1 /%	
			最大值	最小值	平均值	最大值	占比
石千峰组	2	2.00	0.1995	0.1160	0.1578	0.1832	91.83
上石盒子组	24	30.85	11.8870	0.1086	1.3161	11.4710	96.50
下石盒子组	22	22.44	14.9665	0.1471	1.6883	14.6425	97.84
山西组	9	12.00	24.1183	0.5196	5.8099	23.9317	99.23
太原组	11	11.00	8.4065	0.8283	4.1061	7.0122	92.80
本溪组	1	1.00	4.1610	4.1610	4.1061	4.1020	98.58

全烃组分分析数据表明:气测全烃含量整体随深度增加而增大,全烃组分中甲烷的比重也随深度加深而增大。上石盒子组和下石盒子组下段2606 m以上取得的样品,全烃组分中仍含有一定量的乙烷,最大含量达0.0422%,平均含量为0.0076%;山西组、本溪组和太原组样品的全烃组分中则主要为甲烷(图2)。

根据气测异常段的岩性统计,尉参1井上古生界气测显示段的岩性以泥岩为主(层数占58.0%,见图5),其次是粉砂岩、细砂岩、中砂岩、石灰岩和煤;泥岩又可细分为暗色泥岩、砂质泥岩、碳质泥岩和铝土质泥岩(层数占比见表4)。山西组气测显示以泥岩为主,另

以煤层的气测显示为特征;太原组气测显示以泥岩为

主,其次是石灰岩;上、下石盒子组气测显示除泥岩外,砂岩中的气测显示层数明显增多(图6)。

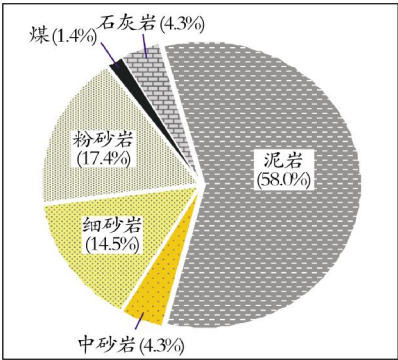


图5 南华北盆地尉参1井上古生界气测显示岩性层数统计

表 4 南华北盆地尉参 1 井气测异常岩性统计

岩性	气测显示层		厚度 /m	全烃含量/%		
	层数	占比/%		最大值	最小值	平均值
暗色泥岩	17	24.6	16.29	11.887 0	0.140 6	1.717 4
碳质泥岩	10	14.5	11.00	10.115 9	0.844 6	3.748 8
细砂岩	10	14.5	14.00	14.966 5	0.108 6	2.086 8
粉砂岩	12	17.4	13.56	11.488 7	0.195 2	1.724 4
砂质泥岩	12	17.4	16.44	5.441 2	0.147 1	1.290 3
石灰岩	3	4.3	3.00	8.406 5	0.828 3	5.810 7
中砂岩	3	4.3	3.00	0.585 9	0.116 0	0.407 2
煤	1	1.4	3.00	24.118 3	—	—
铝土质泥岩	1	1.4	1.00	4.161 0	—	—

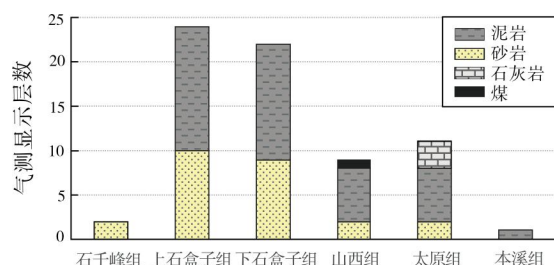


图6 南华北盆地尉参1井气测显示岩性统计特征

综合气测显示层数、累计厚度及最大全烃含量(表4),认为暗色泥岩含气性最优(图5,图6),其中共发现气测显示17层,累计厚度16.29m,全烃含量最大值达11.887 0%,并且在各层段均有分布;其次为碳质泥岩(气测显示10层,累计厚度11m,全烃含量最大值达10.115 9%);再次为细砂岩(气测显示10层,累计厚

度14m,全烃含量最大值达14.966 5%)和粉砂岩(气测显示12层,累计厚度13.56m,全烃含量最大值达11.488 7%)。砂质泥岩气测显示累计厚度大,但全烃含量相对较小;煤层全烃含量最大值高达24.118 3%,但分布局限,层数和厚度均较小(图2)。

综上所述,以尉参1井为代表,南华北盆地上古生界海陆交互相页岩气在上石盒子组、下石盒子组、山西组和太原组均有显示,高气测显示层(最大全烃含量>5%)主要分布在山西组下部和太原组。综合全烃含量和气测显示厚度认为,暗色泥岩、碳质泥岩和粉砂岩—细砂岩含气性较好,煤层全烃最大值较高,但分布范围有限,仅对与其接触的上部层段有所影响。

4.2 现场解吸结果分析

以山西组和太原组泥页岩为主,兼顾上石盒子组、下石盒子组和本溪组,在尉参1井现场采集38块泥页岩样品进行现场解吸。解吸结果分析表明(表5):解吸气+损失气范围介于0.149~5.478 m³/t之间,其中太原组含气量介于0.172~5.478 m³/t,山西组含气量介于0.242~2.858 m³/t;气体组分均以甲烷为主,点火可持续燃烧,无爆鸣声。解吸气含量随着深度的增加而逐渐增加,到2805m时达到峰值5.478 m³/t,解吸气量较高的主要集中在山西组2674~2697m、太原组2748~2754m和太原组2796~2805m这3段。经统计,约55%样品的解吸气含量大于0.5 m³/t,达到了工业开采标准的下限,约10%样品的解吸气含量大于3.5 m³/t,指示了较好的页岩气含气性能。

表 5 南华北盆地尉参 1 井现场解吸结果分析

地层	样品数	岩性	解吸气/(m ³ ·t ⁻¹)		损失气/(m ³ ·t ⁻¹)		(最大解吸气+最大损失气)/ (m ³ ·t ⁻¹)
			最小值	最大值	最小值	最大值	
上石盒子组	5	灰黑色泥岩	0.118	0.801	0.031	0.204	1.005
下石盒子组	3	深灰色粉砂质泥岩	0.120	0.215	0.094	0.142	0.357
山西组	12	灰黑色碳质泥岩	0.134	1.663	0.108	1.195	2.858
太原组	16	灰黑色碳质泥岩	0.163	1.352	0.009	4.126	5.478
本溪组	2	灰色铝土质泥岩	0.175	0.294	0.094	0.110	0.404

尉参1井上古生界泥页岩成熟度均处于高成熟—过成熟阶段,在一定范围内,成熟度对含气量的影响甚微。通过分析含气量与TOC之间的关系(图7)可知,TOC越高,其与含气量之间的相关性越显著。因此,在有机碳含量高的层段,含气量才会达到高值。纵向上,邻近煤系地层的页岩含气量远高于其他层段。

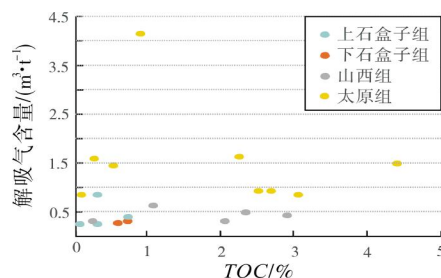


图7 南华北盆地尉参1井解吸气含量与TOC之间的关系

5 结 论

(1)尉参1井揭示:南华北盆地太康隆起上古生界上石盒子组、下石盒子组、山西组和太原组泥页岩均较为发育,整体为海相环境向陆相环境转变的海陆交互相沉积,泥地比高,泥页岩累计厚度大;单层厚度大于10m的暗色泥岩层数比例相对较高,夹层小于1m的泥页岩连续段厚度可达26~53 m,主要位于山西组下段和太原组中上段,这些层段是优质烃源岩发育的主要层段。

(2)上古生界泥页岩有机碳含量高,太原组浅水陆棚相泥页岩的TOC平均值为3.22%,山西组湖相泥页岩的TOC平均值为2.72%,有机质类型均为Ⅲ型,有机质成熟度随埋深增加而增加,整体处于成熟—过成熟阶段,具备一定的生烃物质基础。

(3)尉参1井上古生界泥页岩含气量较高,山西组和太原组解吸气含量分别为0.242~2.858 m³/t和0.172~5.478 m³/t,解吸气含量随着深度的增加而增大,太原组含气性最优。高气测显示层(最大全烃含量>5%)主要分布在山西组下部和太原组,暗色泥岩、碳质泥岩和粉砂岩—细砂岩含气性较好,指示太康隆起西部上古生界泥页岩段具有巨大的页岩气资源潜力。

参 考 文 献

- [1] 张金川,薛会,张德明,等.页岩气及其成藏机理[J].现代地质,2003,17(4): 466.
- [2] 郭少斌,付娟娟,高丹,等.中国海陆交互相页岩气研究现状与展望[J].石油实验地质,2015,37(5): 535-540.
- [3] 王志刚.涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J].石油与天然气地质,2015,36(1): 1-6.
- [4] 胡明毅,邱小松,胡忠贵,等.页岩气储层研究现状及存在问题探讨[J].特种油气藏,2015,22(2): 1-7.
- [5] 曾秋楠,于炳松,李昱霏.鄂尔多斯盆地东南部延长组页岩储层特征及控制因素[J].特种油气藏,2013,20(1): 23-26.
- [6] 韩宇春,黄晓梅.华北南部地区古生界构造演化及其油气远景[J].海相油气地质,1997,2(3): 11-15.
- [7] 林小云,蒋伟,陈倩岚.南华北地区二叠系烃源岩生烃潜力评价[J].石油天然气学报,2011,33(6): 1-5.
- [8] 陶士振,刘德良,李昌伟,等.华北陆块新区新层页岩气潜在勘探新领域:南华北下寒武统马店组烃源岩及其含气系统[J].天然气地球科学,2014,25(11): 1767-1780.
- [9] 邱庆伦,张木辰,李中明,等.牟页1井海陆过渡相页岩气压裂试气效果分析[J].石油地质与工程,2017,31(2): 111-116.
- [10] 张交东,曾秋楠,周新桂,等.南华北盆地太康隆起西部新区上古生界天然气成藏条件与钻探发现[J].天然气地球科学,2017,28(11): 1637-1649.
- [11] 胡国辉,赵太平,周艳艳,等.华北克拉通南缘中-新元古代沉积地层对比研究及其地质意义[J].岩石学报,2013,29(7): 2491-2507.
- [12] 谢其锋,周立发,刘新华,等.南华北盆地周口坳陷南12井油藏成藏条件分析[J].石油地质与工程,2008,22(5): 14-17.
- [13] 林玉祥,朱传真,赵承锦,等.华北地区晚三叠世岩相古地理特征[J].岩性油气藏,2016,28(5): 82-90.
- [14] 杜建波,田景春,何明喜,等.南华北地区上古生界储层影响因素分析[J].成都理工大学学报(自然科学版),2012,39(5): 496-501.
- [15] 何明喜,王敏,邱荣华,等.南华北多期复合叠合盆地与油气[M].北京:地质出版社,2012: 256.
- [16] 邱楠生,胡圣标,何丽娟.沉积盆地热体制研究的理论与应用[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [17] 王益友,郭文莹,张国栋.几种地球化学标志在金湖凹陷阜宁群沉积环境中的应用[J].同济大学学报(自然科学版),1979(2): 51-60.

编辑:黄革萍

Geochemical characteristics and gas-bearing property of paralic transitional shale of the Upper Paleozoic in well Weican 1, Southern North China Basin

ZENG Qiunan, ZHANG Jiaodong, YU Bingsong, LIU Xufeng, ZHOU Xingui

Abstract: In order to determine the gas-bearing property and shale-gas resource potential of paralic transitional stratum of the Upper Paleozoic in Taikang Uplift, Southern North China Basin, the characteristics of the shale development, geochemistry and hydrocarbon content are studied based on the data of drilling, logging and test results of well Weican 1. The results show that the paralic transitional shale of Upper Paleozoic develop with large accumulative thickness. The TOC value of Permian Taiyuan Formation and Shanxi Formation is high with average value of 1.46% and 1.01% respectively, and the organic matter is mainly of type III. The result of field analysis of core shows that the gas content is 0.172~5.478 m³/t and 0.242~2.858 m³/t respectively in these two formations. The relationship is further discussed between the gas-bearing property and such factors as burial depth, lithologic character and geochemical characteristics. The high quality source rocks are appointed out on the basis of comprehensive analysis.

Key words: geochemical characteristics; paralic transitional shale; shale gas; Early Paleozoic; Taikang Uplift; Southern North China Basin

ZENG Qiunan: PhD in progress in China University of Geoscience(Beijing), engaged in reservoir geology. Add: No. 267 Beisihuan Middle Rd., Haidian District, Beijing 100083, China