

文章编号:1009-9603(2020)02-0007-11

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.02.002

# 叠合盆地复杂构造带页岩油资源评价

——以准噶尔盆地东南缘博格达地区中二叠统芦草沟组为例

林会喜<sup>1,2</sup>,宋明水<sup>3</sup>,王圣柱<sup>2</sup>,张奎华<sup>2</sup>

(1.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015; 3.中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001)

**摘要:**页岩油是滞留于烃源岩层系各类孔隙中的液态烃类,不同区带的保存条件优劣对页岩油散失量的影响及量化表征是目前页岩油资源评价中的薄弱环节,开展复杂构造区的页岩油资源评价方法研究,对于指导中国西部经历多期构造运动的压扭叠合盆地的页岩油勘探具有重要的现实意义。为此,以准噶尔盆地东南缘博格达地区中二叠统芦草沟组为例,在地质结构精细解剖和保存评价单元划分的基础上,根据露头剖面和钻井岩石样品总有机碳含量(TOC)、 $S_1$ 及抽提氯仿沥青“A”含量实测数据,建立不同保存评价单元、不同岩相类型页岩油的保存系数相对权重赋值模型,实现对各评价单元页岩油散失程度的量化表征,并在原始页岩油资源量计算的基础上,确定现今残留页岩油资源量。研究表明:①博格达地区发育凹陷区、构造稳定区、冲断改造区和地表出露区4类保存评价单元,不同单元的岩石含油率随构造变形强度的增强、保存条件的变差整体呈减小趋势;②页岩油储层的储集空间类型和孔隙结构控制了泥岩型和砂岩型岩相TOC与含油率的差异,泥岩型页岩油两者之间呈幂函数关系,砂岩型页岩油两者则表现为线性关系;③基于不同保存评价单元泥岩型和砂岩型页岩油TOC与含油率量化模型,实现了保存系数相对权重的分单元、分岩相量化赋值,为科学评价构造改造区的残留页岩油资源量奠定了基础;④博格达地区页岩油资源物质基础雄厚,奇台庄和柴窝堡凹陷中北部为有利的页岩油勘探靶区,芦三段砂岩型页岩油为主要的勘探层段和目标类型。

**关键词:**芦草沟组;页岩油;资源评价;保存系数;博格达山前带;准噶尔盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

## Shale oil resource evaluation in complex structural belt of superimposed basin: A case study of middle Permian Lucaogou Formation in Bogda area, southeast margin of Junggar Basin

LIN Huixi<sup>1,2</sup>, SONG Mingshui<sup>3</sup>, WANG Shengzhu<sup>2</sup>, ZHANG Kuihua<sup>2</sup>

(1. *Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China*; 2. *Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China*; 3. *Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China*)

**Abstract:** The shale oil is the liquid hydrocarbon trapped in various pores of source rock strata, and the studies on the influence of the preservation conditions of different zones on the shale oil loss and its quantitative characterization are inadequate during the shale oil resource evaluation at present. The evaluation of shale oil resource in complex structural areas is of great practical significance to guide shale oil exploration in superimposed basin that experienced multiple tectonic movements in western China. Therefore, taking the shale oil of the Middle Permian Lucaogou Formation in Bogda area, the southeast margin of Junggar Basin as an example, based on the detailed anatomy of geological structure and the division of the

收稿日期:2019-10-16。

作者简介:林会喜(1969—),男,山东济宁人,教授级高级工程师,博士,从事油气勘探部署与管理工。E-mail:linhuixi237.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“准噶尔盆地碎屑岩层系油气富集规律与勘探评价”(2016ZX05002-002)。

preservation evaluation unit, and according to the outcrop section and total organic carbon (TOC) content of the drilling rock sample, pyrolysis hydrocarbon  $S_1$  and the measured data of extraction of chloroform bitumen "A", the relative weight assignment quantitation models of preservation coefficients of shale oil in different preservation evaluation units and different lithofacies are established to quantitatively characterize shale oil loss degree in different evaluation unit. Based on the calculation of original shale oil resources, the amount of residual shale oil resources is determined. The results show that: ① There are four types of preservation evaluation units in Bogda area, including sag area, structural stability area, thrust transformation area, and surface outcropping area. The oil content of rocks in different units decreases with the increase of tectonic deformation strength and the deterioration of preservation conditions; ② The reservoir space type and the pore structure of shale oil reservoir control the difference of TOC and oil content between mudstone and sandstone lithofacies. There is a power function relationship between mudstone and sandstone, and a linear relationship between mudstone and sandstone shale oil; ③ Based on the quantitation models of TOC and oil content of shale oil of mudstone and sandstone shales in different preservation and evaluation units, the quantization of the relative weight assignment of preservation coefficient by units and lithofacies is achieved, which lays a foundation for the scientific evaluation of the amount of residual shale oil resources in the tectonic reconstruction area; ④ Bogda area has abundant shale oil resources. Qitaihuang, the middle and north of Chaiwopu Sag are favorable shale oil exploration targets, and sandstone shale oil in Lu3 Member is the main exploration interval and target.

**Key words:** Lucaogou Formation; shale oil; resource evaluation; preservation coefficient; Bogda piedmont belt; Junggar Basin

随着对能源需求量的逐步增大以及常规油气资源勘探开发难度的不断加大,非常规油气资源的能源战略地位日益凸显,尤其是北美页岩油气的成功,极大地推动了全球页岩油气的勘探开发进程,目前油气勘探已悄然进入常规与非常规油气并重的时代<sup>[1]</sup>。中国页岩油气资源丰富,无论西部压扭叠合盆地,还是东部伸展断陷盆地均展现出巨大的勘探潜力<sup>[2-7]</sup>。中国页岩油勘探仍处于起步阶段,页岩油资源评价对于勘探初期的战略方向选择具有重要意义。

中国专家学者在有机质非均质性刻画、页岩油资源评价关键参数校正、资源量计算方法及页岩油赋存机理等基础地质方面取得了丰硕的研究成果<sup>[8-16]</sup>,有效指导了中国页岩油勘探。鉴于前期研究对象主要集中在构造相对稳定的盆地或地区,且受页岩油无运移或极短距离运移,自生自储、源储一体成藏认识的束缚<sup>[1-7]</sup>,致使在进行页岩油资源评价时忽视了保存条件对页岩油散失的影响。准噶尔盆地东南缘博格达地区露头 and 钻井样品的含油率与构造改造相对较弱的松辽盆地、渤海湾盆地等钻井样品的含油率相比明显偏低<sup>[4-5,11]</sup>,且不同区带的样品含油率也存在一定差异,地表露头样品含油率则更低。经历多期构造运动改造的叠合盆地复杂构造区页岩油散失作用不容小觑,应把页岩油散失评价与页岩气散失评价置于同等重要的位置<sup>[17-19]</sup>。实际上,复杂构造区的页岩油资源量为“残留”可动页岩油资源量,与构造相对稳定区的“原始”

可动页岩油资源量不同。因此,运用常规的页岩油资源评价方法进行叠合盆地复杂构造区的页岩油资源量计算存在明显的不适用性,甚至会得出错误结论而误导勘探人员,亟需针对叠合盆地地质结构复杂、保存条件差异大的特点,采用分单元评价的思路开展复杂构造区的页岩油资源评价,其关键是不同评价单元的保存系数权重的科学合理赋值。

笔者选取准噶尔盆地东南缘博格达地区中二叠统芦草沟组( $P_2l$ )为研究对象,基于大量岩石样品的总有机碳含量(TOC)与含油率等综合分析,明确了保存条件优劣对页岩油散失的影响,建立了不同评价单元泥岩型和砂岩型页岩油的保存系数量化赋值模型,明确了研究区“残留”页岩油的资源潜力,对页岩油勘探选区具有重要指导;同时提出一种适用于复杂构造区的“残留”页岩油资源评价方法,以期能够起到抛砖引玉的作用,提出更优更好的评价方法,有效地推动叠合改造盆地的页岩油勘探。

## 1 区域地质背景

研究区位于准噶尔盆地东南缘博格达山周缘地区,主体为博格达山,南北两侧分别为柴窝堡凹陷和昌吉凹陷(图1)。自晚古生代以来,博格达地区经历了裂陷、拗陷和类前陆盆地演化阶段<sup>[20-22]</sup>。中二叠统芦草沟组沉积时期依林黑比尔根山为重要的物源区,博格达山尚未隆升成山<sup>[22]</sup>,柴窝堡凹陷与昌吉凹陷连为一体,自南向北发育扇三角洲-

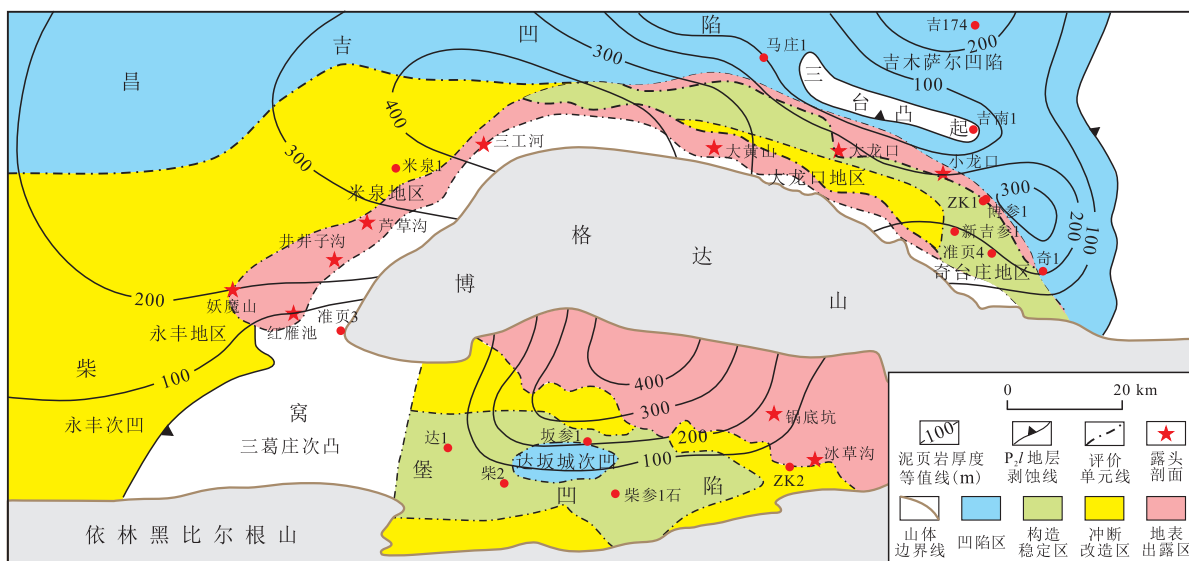


图1 博格达地区芦草沟组页岩油保存评价单元划分

Fig.1 Division of shale oil preservation evaluation units of Lucaogou Formation in Bogda area

滨浅湖-半深湖-深湖相沉积<sup>[23]</sup>,研究区主要处于湖相区。根据红雁池、井井子沟、妖魔山、大黄山、小龙口、锅底坑等露头剖面 and 奇1、新吉参1、吉174等钻井岩性组合特征,将芦草沟组自下而上划分为一段、二段、三段和四段,沉积物粒度整体表现为由粗变细的特点,反映湖侵演化过程,其中,三段和四段主要岩性为深灰色泥页岩、油页岩、砂质泥岩、粉砂岩,夹薄层碳酸盐岩。该套细粒泥质岩累积厚度为100~400 m,干酪根类型以I和II型为主,镜质组反射率( $R_0$ )为0.7%~1.3%,具有高TOC、高氯仿沥青“A”含量和高生烃潜量等特点<sup>[24]</sup>;同时,石英、长石、白云石等脆性矿物含量高,平均值为75.3%,黏土矿物含量低,一般小于20%,具备形成页岩油气的良好条件和物质基础。受海西晚期、印支期、燕山期和喜马拉雅期构造运动的影响,先后经历晚二叠世博格达山形成雏形、晚侏罗世全面隆升造山、古近纪-新近纪和第四纪强烈造山过程,最终形成现今板内“无根”背冲型山前带<sup>[22,25]</sup>,地层强烈褶皱变形,白垩系、古近系-新近系几乎被剥蚀殆尽,地表主要出露石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系,整体呈南北分带、东西分段的地质结构特征<sup>[22]</sup>。

## 2 保存评价单元划分

页岩气散失是页岩气评价的重要内容<sup>[19]</sup>,页岩油散失同样是复杂构造区页岩油资源评价的关键要素,保存条件优劣是造成页岩油散失及古今岩石含油率变化的主要原因。博格达地区地质结构复

杂,保存条件差异大,有必要根据不同构造部位的保存条件进行评价单元划分,分单元开展构造改造区“残留”页岩油资源量评价。根据芦草沟组埋深、构造变形强度、断裂发育程度、上覆盖层发育情况和地层压力条件等因素,将研究区划分出凹陷区、构造稳定区、冲断改造区和地表出露区4类保存评价单元。

**凹陷区** 凹陷区指与博格达山造山带具有一定距离,构造变形相对较弱的区域,如吉木萨尔凹陷,同时也包括对冲构造控制下的地堑或单向冲断构造样式控制下的大型负向单元,如达坂城次凹(图2a)和阜康、妖魔山等大型推覆断层下盘(图2b),芦草沟组埋深一般超过3 000 m,上覆的中二叠统红雁池组( $P_2h$ )、上二叠统梧桐沟组( $P_3wt$ )、下三叠统韭菜园子组( $T_3j$ )和上三叠统黄山街组( $T_3h$ )区域性盖层发育,断层不发育,或断层仅断至白垩系及以下层位,具有较好的保存条件,地层压力系数可达1.2以上。

**构造稳定区** 构造稳定区为低角度推覆滑脱断裂控制下的宽缓褶皱区,褶皱两翼地层倾角小于 $30^\circ$ ,构造变形相对较弱,二叠系、三叠系和侏罗系保存较为齐全,白垩系、新生界局部残留,芦草沟组一般埋深为1 500~3 000 m,次级断裂断距小,对盖层破坏程度小,保存条件较好,为地层常压-弱超压区,如奇台庄向斜区(图2c)。

**冲断改造区** 冲断改造区指由一系列高角度逆冲断层、反冲断层、紧闭褶皱和断块组成的强烈构造变形区,褶皱两翼地层倾角一般超过 $40^\circ$ ,甚至



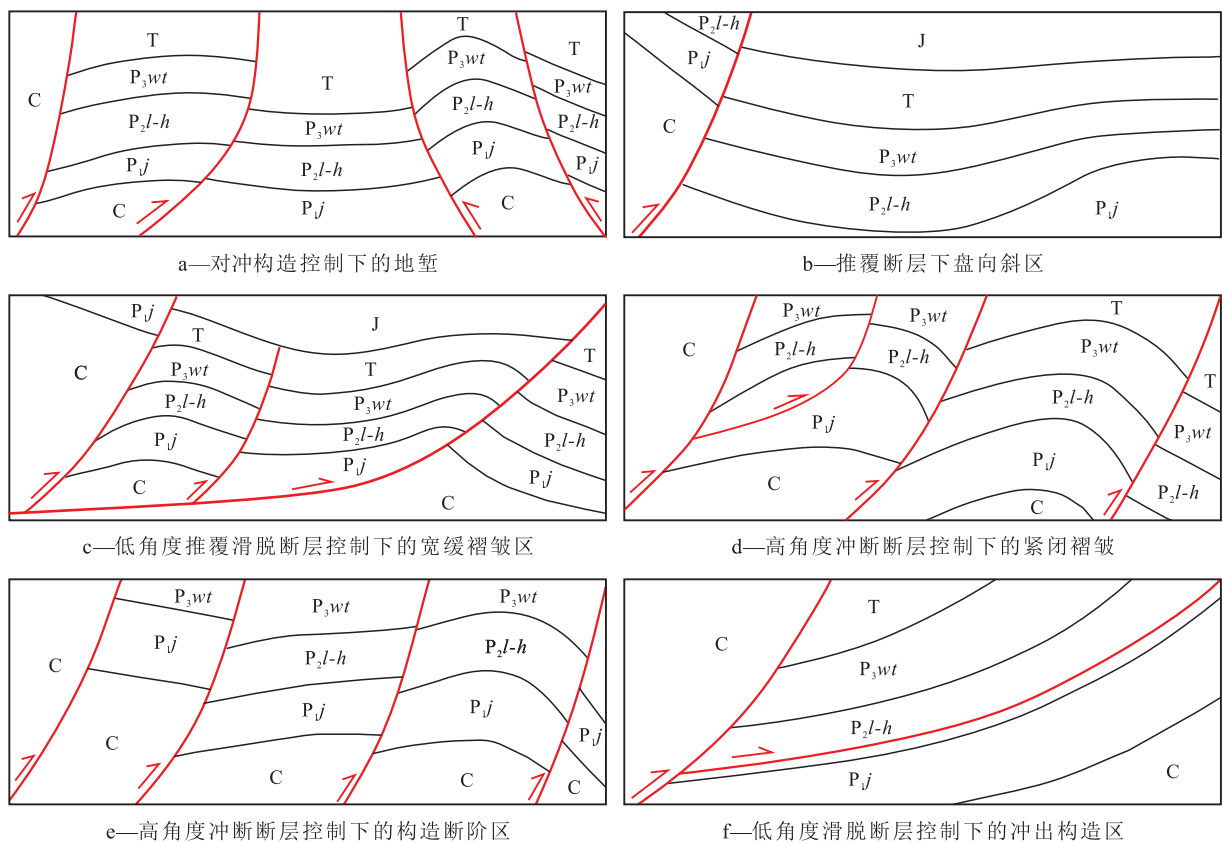


图2 博格达地区芦草沟组页岩油保存评价单元划分示意

Fig.2 Schematic diagrams of shale oil preservation evaluation units of Lucaogou Formation in Bogda area

超过70°,芦草沟组埋深为500~1 500 m,上覆的韭菜园子组和黄山街组区域性盖层几乎剥蚀殆尽,梧桐沟组盖层在构造高部位遭受不同程度地剥蚀,断裂断距较大,大部分断至地表,保存条件较差,为地层常压区,如米泉冲断区、奇台庄冲断区(图2d)。

**地表出露区** 地表出露区指紧邻博格达山造山带的高角度冲断断层控制下的构造断阶区(图2e)或低角度滑脱断层控制的冲出构造区(图2f),地层倾角超过60°,芦草沟组甚至下二叠统井子沟组(P<sub>j</sub>)或石炭系出露地表,保存条件差。

### 3 不同岩相类型保存系数权重赋值

复杂构造区分评价单元页岩油资源量评价的关键是科学合理地确定不同单元的保存系数权重。研究中为了减少保存系数权重赋值的人为因素影响,同时考虑不同岩相储层孔隙结构对页岩油赋存形式的影响<sup>[25]</sup>,采用分单元、分岩相数理统计建立保存系数相对重量化赋值的方法。该方法主要基于以下假设:①岩石 TOC 虽然受风化作用和保存条件的影响,但相对于 S<sub>1</sub> 而言,其受影响程度相对较弱,因此可将岩石 TOC 作为“桥梁”,从而实现不

同评价单元(岩相)岩石样品含油率的对比;②在相似的原始地质背景下,TOC 相当的相同岩相,其岩石“原始”含油率基本相当,后期保存条件优劣是造成现今“残留”含油率差异的主要原因;③地质历史时期或样品采集后至测试分析前,不同评价单元相同岩相的岩石油气损失量与其原始含油量呈正相关关系,即损失比率一致。

#### 3.1 不同岩相含油性特征

野外露头岩心观察、薄片鉴定、扫描电镜和全岩 X 衍射分析结果表明,芦草沟组岩性复杂,主要由陆源碎屑颗粒、碳酸盐矿物和黏土矿物组成,表现为混积岩特点<sup>[23]</sup>。根据沉积构造(纹层状、层状、块状)、矿物组分(石英、长石、碳酸盐矿物、黏土矿物)及孔隙结构特征,采用“岩石组分-沉积构造-有机质”岩相类型划分方案<sup>[6]</sup>,将芦草沟组划分出泥岩型(页岩、泥岩)和砂岩型(砂岩、碳酸盐岩)2种岩相。

针对页岩油储层的特殊性,在常规扫描电镜、薄片鉴定、荧光观察的基础上,结合场发射扫描电镜、氩离子抛光等技术,系统分析了不同岩相的储集空间和页岩油赋存状态。泥岩型储集空间以粒内溶孔、粒间溶孔、晶间孔、纹层理缝、黏土矿物片间孔、有机质孔和构造裂缝为主,纳米级微孔和中

孔发育,原油以吸附态和游离态分别附着于干酪根和无机矿物颗粒的表面,或充填于孔隙和裂缝中;砂岩型储集空间以不稳定矿物(白云石、长石、方解石、黏土矿物)粒间溶孔、晶间孔、粒间孔和裂缝为主,微米级中孔和大孔占优势,样品抽提前后岩石 $S_1$ 对比分析表明,其自身生烃能力有限,以外来烃充注为主,原油主要以游离态赋存于孔隙和裂缝中。

为了保证建立的不同评价单元、不同岩相的 $TOC$ 与含油率参数( $S_1$ 、氯仿沥青“A”含量)量化模型具有代表性和可靠性,根据研究区实际地质情况,选取吉木萨尔凹陷吉174、吉251、吉28、吉22和吉17井作为凹陷区评价单元的样本点,选取奇1、新吉参1井作为构造稳定区评价单元的样本点,选取ZK1、准页3、ZK2和博参1井作为冲断改造区评价单元的样本点,选取井子沟、红雁池、妖魔山、三工河、西大龙口、大黄山、小龙口、冰草沟、锅底坑等博格达山周缘地表露头作为出露区评价单元的样本点,完成了772块泥页岩类和327块砂岩类样品的 $TOC$ 、 $S_1$ 和 $S_2$ 、氯仿沥青“A”抽提3类4300余项分析测试。

岩石样品 $TOC$ 与含油率参数关系分析结果(图

3)表明:①砂岩型样品 $TOC$ 较泥岩型样品明显偏低;②凹陷区样品的含油率最高,地表出露区样品的含油率最低,且泥岩型和砂岩型两类样品的含油率整体表现为随 $TOC$ 增加呈增大的趋势;③相同岩相不同评价单元内的岩石样品含油率随 $TOC$ 的变化特征存在明显差异。研究认为,储层的储集空间类型及孔隙结构控制了不同岩相类型样品的含油率差异,其中,泥岩型样品 $TOC$ 与含油率呈幂函数关系(图3a,3c),砂岩型样品 $TOC$ 与含油率为线性关系(图3b,3d),具体表达式见表1。

### 3.2 保存评价单元保存系数量化赋值

为了解决复杂构造区页岩油资源量计算时不同评价单元保存系数权重绝对值难以确定的问题,提出了相对保存系数的概念和归一化处理的研究思路。

相对权重赋值 将距离博格达山前带较远,受构造作用影响相对较小,保存条件最为优越的凹陷区作为标准刻度区,其保存系数相对权重赋值取1.0。根据建立的不同评价单元(岩相)的 $TOC$ 与含油率量化模型,分别计算构造稳定区、冲断改造区、地表出露区含油率并与标准刻度区(凹陷区)进行

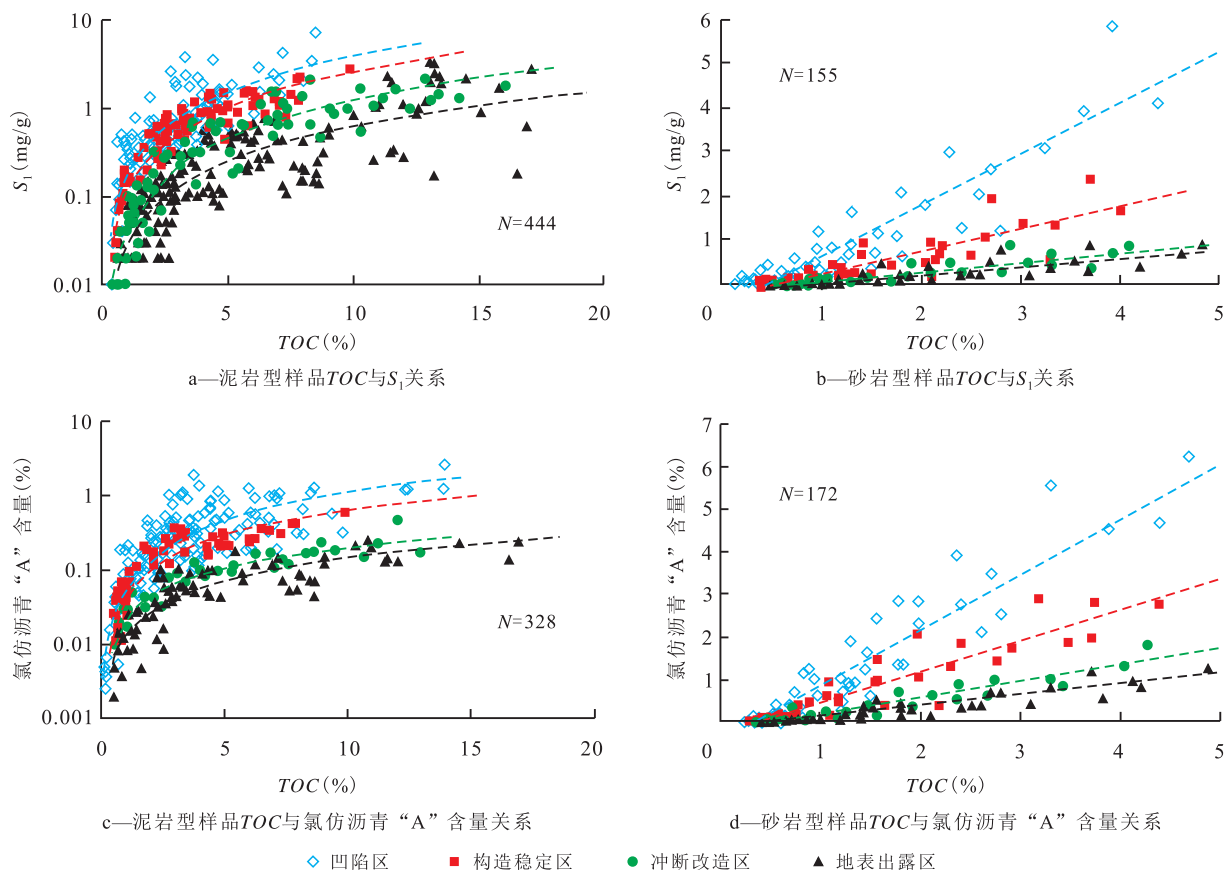


图3 博格达地区芦草沟组不同保存评价单元、不同岩相 $TOC$ 与含油率参数关系

Fig.3 Relationship of  $TOC$  and oil content in different preservation evaluation units and lithofacies of Lucaogou Formation in Bogda area

表1 博格达地区芦草沟组不同保存评价单元 TOC 与含油率的关系  
Table1 Relationship between TOC and oil content in different preservation evaluation units and lithofacies of Lucaogou Formation in Bogda area

方法	保存评价单元	泥岩型	砂岩型
热解烃 S <sub>1</sub> 法	凹陷区	$S_{1凹sh} = 0.1748TOC^{1.3565} R^2 = 0.726$	$S_{1凹s} = -0.5123 + 1.1577TOC R^2 = 0.606$
	构造稳定区	$S_{1稳sh} = 0.1254TOC^{1.3122} R^2 = 0.869$	$S_{1稳s} = -0.2084 + 0.5098TOC R^2 = 0.672$
	冲断改造区	$S_{1冲sh} = 0.0416TOC^{1.4753} R^2 = 0.740$	$S_{1冲s} = -0.1272 + 0.2101TOC R^2 = 0.685$
	地表出露区	$S_{1露sh} = 0.0289TOC^{1.3364} R^2 = 0.872$	$S_{1露s} = -0.1285 + 0.1824TOC R^2 = 0.634$
氯仿沥青“A”法	凹陷区	$A_{凹sh} = 0.0650TOC^{1.2298} R^2 = 0.717$	$A_{凹s} = -0.4648 + 1.3015TOC R^2 = 0.892$
	构造稳定区	$A_{稳sh} = 0.0489TOC^{1.1257} R^2 = 0.805$	$A_{稳s} = -0.3038 + 0.7316TOC R^2 = 0.851$
	冲断改造区	$A_{冲sh} = 0.0241TOC^{0.9237} R^2 = 0.895$	$A_{冲s} = -0.2021 + 0.3824TOC R^2 = 0.881$
	地表出露区	$A_{露sh} = 0.0137TOC^{1.0231} R^2 = 0.872$	$A_{露s} = -0.1520 + 0.2592TOC R^2 = 0.851$

一一比对,确定其对应的保存系数相对权重赋值,具体表达式为:

$$K_{S_{1单元ish}} = \frac{S_{1单元ish}}{S_{1标准sh}} \quad (1)$$

$$K_{S_{1单元is}} = \frac{S_{1单元is}}{S_{1标准s}} \quad (2)$$

$$K_{A_{单元ish}} = \frac{A_{单元ish}}{A_{标准sh}} \quad (3)$$

$$K_{A_{单元is}} = \frac{A_{单元is}}{A_{标准s}} \quad (4)$$

综合权重赋值 为了保证不同评价单元 TOC 与含油率量化关系比对样本点具有代表性,需根据不同类型岩相 TOC 分布特征,分别选取 TOC 合理的比对区间和比对间隔,进而确定不同评价单元间比对样本点及样本数,取样本点保存系数相对权重赋值的算术平均值,作为相应评价单元对应岩相类型的保存系数综合权重赋值,具体计算公式为:

$$N = \frac{n - m}{Inter} \quad (5)$$

$$K_{单元ish综} = \frac{K_{单元ish1} + K_{单元ish2} + \dots + K_{单元ishj}}{N} \quad (6)$$

$j = 1, 2, 3, \dots, N$

$$K_{单元is综} = \frac{K_{单元is1} + K_{单元is2} + \dots + K_{单元isj}}{N} \quad (7)$$

$j = 1, 2, 3, \dots, N$

研究区泥岩型和砂岩型岩石样品的 TOC 分布特征存在明显差异(图4),泥岩型岩石样品富含绿藻类生烃母质,有机质丰度高,TOC 分布区间为 0.35%~17.11%;砂岩型岩石样品虽然其自身生成烃含量较低,但受外来烃充注的影响,也表现出较高的有机质丰度特征,TOC 分布区间为 0.14%~5.01%。基于有机质含量分布特征,泥岩型选择 TOC 比对区间为(1.0, 12.0],比对间隔取 0.2%;砂岩型选择 TOC 比对区间为(0.5, 4.0],比对间隔取 0.1%。

根据不同评价单元、不同岩相类型页岩油保存系数相对权重综合赋值公式,分别采用热解烃 S<sub>1</sub>法和氯仿沥青“A”法,确定了研究区 4类评价单元的泥岩型和砂岩型页岩油保存系数相对权重综合赋值,取 2种方法的算术平均值作为最终的页岩油评价单

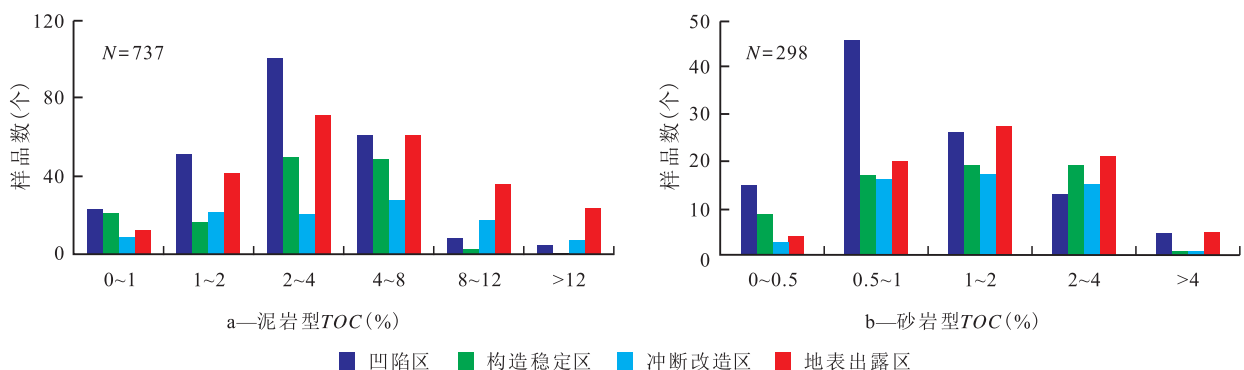


图4 博格达地区芦草沟组泥岩型和砂岩型岩石样品 TOC 分布

Fig.4 TOC distributions of mudstone and sandstone of Lucaogou Formation in Bogda area



元保存系数相对权重。

由计算结果(表2)可以看出,泥岩型页岩油保存系数相对权重平均值凹陷区为1.00,构造稳定区为0.66,冲断改造区为0.27,地表出露区为0.15;砂岩型页岩油保存系数相对权重平均值凹陷区为1.00,构造稳定区为0.47,冲断改造区为0.21,地表出露区为0.14。研究认为,受博格达山造山作用的影响,不同保存评价单元的保存条件优劣存在明显差异,不同类型的页岩油在地质历史时期均发生不同程度的油气散失,砂岩型页岩油以游离态赋存形式为主,散失作用更为明显,因此,相同评价单元砂岩型保存系数权重赋值较泥岩型明显偏低。

表2 博格达地区芦草沟组不同保存评价单元保存系数权重赋值

Table2 Preservation coefficients in different preservation evaluation units of Lucaogou Formation in Bogda area

评价单元	热解烃 $S_1$ 法		氯仿沥青“A”法	
	泥岩型	砂岩型	泥岩型	砂岩型
凹陷区	1.00	1.00	1.00	1.00
构造稳定区	0.67	0.41	0.65	0.53
冲断改造区	0.29	0.16	0.26	0.25
地表出露区	0.16	0.13	0.15	0.16

## 4 页岩油资源评价

### 4.1 “原始”页岩油资源量计算

页岩油以游离态、吸附态以及溶解态等多种形式存在<sup>[2-3,26]</sup>。游离态烃类可赋存于层理缝、构造缝及成岩缝中,晶间孔、溶蚀孔等较大孔隙中也可形成连续的游离态烃类聚集,较小的纳米级粒间孔中的烃类由于黏土、石英、长石等矿物颗粒表面束缚水膜的存在,在其内部主要为游离态,部分为吸附态。吸附烃主要赋存于有机质孔、黄铁矿晶间孔和絮凝晶间孔中,附着于有机-黏土复合物和金属-有机复合物上,呈油膜或残留沥青质形式<sup>[26]</sup>。页岩油可动烃是指满足其自身饱和吸附后以游离态赋存的石油资源,页岩油原始可动资源量等于原地页岩油资源量减去饱和吸附油量,即页岩油要达到呈游离态并可动的条件必须首先满足自身的饱和吸附<sup>[11]</sup>。

页岩油吸附部分在目前技术条件下很难开采,页岩油主要指游离状态的原油,因此中国学者提出了饱和吸附系数来定量表征页岩油的吸附能力,对页岩油中可动部分进行评价<sup>[3,12,14,27]</sup>。关于构造稳定区的“原始”页岩油资源量计算,中外学者开展了大量研究,提出了成因法、类比法、统计模型、递减

法和数值模拟等多种评价方法,且根据泥岩型和砂岩型页岩油赋存形式不同分别提出了相应的资源量计算方法<sup>[11-13]</sup>,其中泥岩型页岩油资源量计算采用热解烃 $S_1$ 法和氯仿沥青“A”法;砂岩型页岩油资源量计算采用含油饱和度法。由于岩石热解和氯仿沥青“A”抽提实验测试方法的局限性,所测得的 $S_1$ 存在着轻烃和重烃损失,氯仿沥青“A”含量存在轻烃损失<sup>[10-15]</sup>,均不能直接用作岩石含油率指标,为了更准确地评价页岩油资源,需要对 $S_1$ 与氯仿沥青“A”含量参数进行校正。因此,中外学者采用液氮冷冻密闭岩心轻质烃组分低温封闭抽提技术<sup>[28]</sup>、烃源岩和原油热模拟实验有机质全组分生烃动力学方法、岩石抽提前后的热解参数及自生自储油气藏中原油与烃源岩氯仿抽提物组分的差异对比等技术方法<sup>[11-15]</sup>,进行 $S_1$ 的轻烃、重烃补偿校正及氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿校正,来获取页岩油的总可动含油量。

根据芦草沟组岩石热解(含抽提后热解)和氯仿沥青“A”抽提实测数据,结合其热演化特征( $R_o$ 值为0.7%~1.3%),采用薛海涛等提出的含油率参数校正方法<sup>[11-15]</sup>,进行了 $S_1$ 的轻烃、重烃和氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿校正, $S_1$ 校正系数为3.87~4.64,氯仿沥青“A”含量校正系数为1.07~1.15。同时研究中根据 $S_1/(S_1+S_2)$ 、 $S_1/TOC$ 、氯仿沥青“A”含量/ $TOC$ 和镜质组反射率等地球化学指标,确定芦草沟组的生烃门限为2700 m,排烃门限为2900 m。结合排烃门限深度及可动油地球化学判识指标( $S_1/TOC$ 和氯仿沥青“A”含量/ $TOC$ 等),确定了芦草沟组 $S_1$ 饱和吸附比例系数临界下限值为0.08,氯仿沥青“A”含量饱和吸附比例系数临界下限值为0.2(图5)。在上述页岩油资源评价相关参数确定的基础上,针对泥岩型和砂岩型页岩油特点,分别采用相应的资源量评价方法对芦草沟组的“原始”页岩油资源量进行了计算,泥岩型页岩油“原始”资源量为 $28.6 \times 10^8$  t,砂岩型页岩油“原始”资源量为 $11.3 \times 10^8$  t(图6a)。

### 4.2 “残留”页岩油资源量计算

受博格达山多期隆升造山作用的影响,芦草沟组页岩油在地质历史时期发生不同程度的散失,与中国东部盆地构造相对稳定区的页岩油明显不同,表现为“残留”页岩油特征。为了更客观准确地评价芦草沟组的页岩油资源潜力,充分考虑散失作用影响,在“原始”页岩油资源量计算的基础上,依据凹陷区、构造稳定区、冲断改造区和地表出露区4类保存评价单元的保存系数权重赋值分别进行了“残留”页岩油资源量的精细评价。

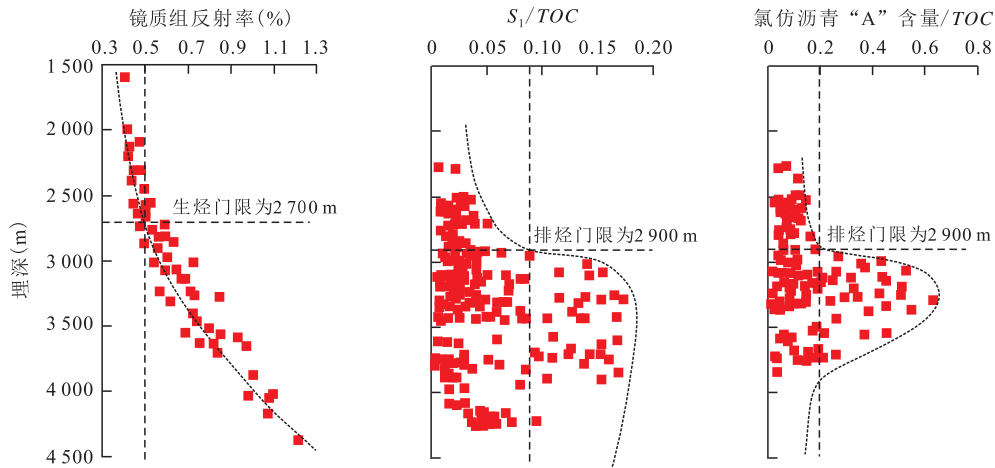


图5 博格达地区芦草沟组页岩油饱和和吸附系数确定图版

Fig.5 Map of shale oil saturation adsorption coefficient of Lucaogou Formation in Bogda area

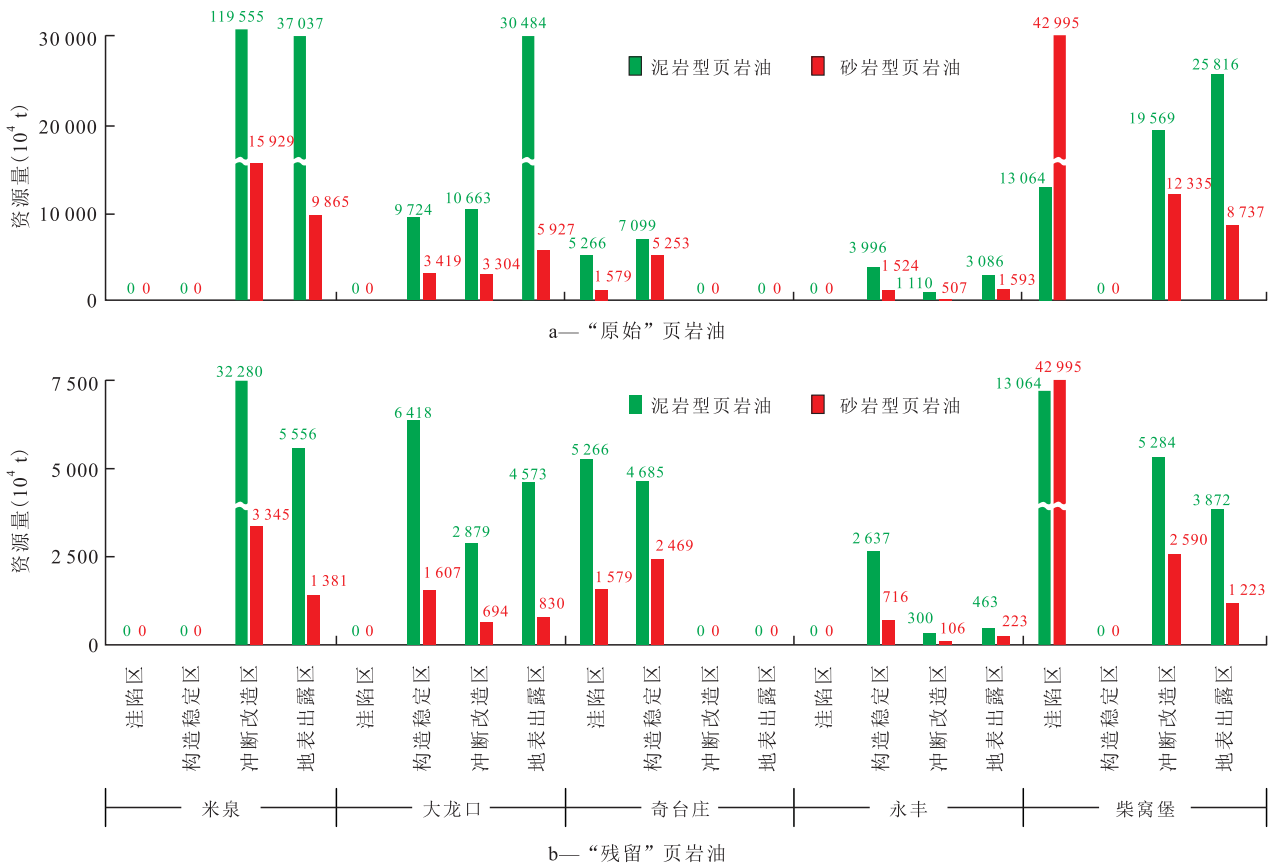


图6 博格达地区芦草沟组不同保存评价单元页岩油资源量分布

Fig.6 Histogram of shale oil resources distribution in different preservation evaluation units of Lucaogou Formation in Bogda area

计算结果(图6)表明,博格达地区中国石化探区内泥岩型“残留”页岩油资源量为 $8.11 \times 10^8$  t,砂岩型“残留”页岩油资源量为 $6.59 \times 10^8$  t,“残留”页岩油资源量仅为“原始”页岩油资源量的35%左右(图6b)。对比分析发现,保存条件与页岩油散失量关系密切,保存条件越差,页岩油散失量越大,譬如博格达山北缘米泉地区,虽然“原始”页岩油资源量丰

富,但该区强烈的构造作用造成了页岩油的大量散失,致使“残留”页岩油资源量大幅度降低,其仅相当于“原始”页岩油资源量的21.1%。

### 4.3 勘探潜力评价

从“残留”页岩油资源构成来看,泥岩型和砂岩型页岩油所占比例相差不大。从“残留”页岩油资源分布层段(图7a)来看,芦四段泥岩型页岩油资源



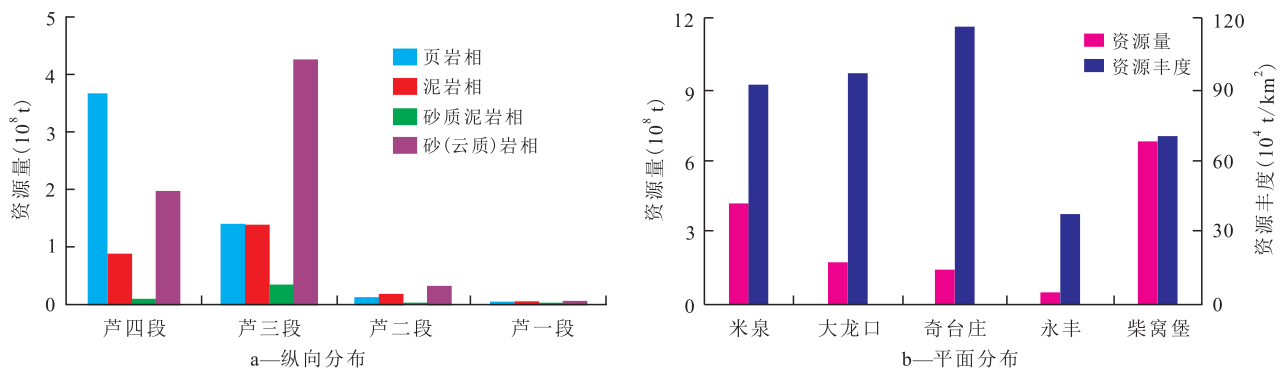


图7 博格达地区芦草沟组“残留”页岩油资源组成及其分布

Fig.7 Histogram of composition and distribution of “residual” shale oil of Lucaogou Formation in Bogda area

量最大,芦三段砂岩型页岩油资源量最大。勘探实践证明,砂岩型页岩油是目前页岩油勘探的“甜点”目标类型<sup>[6]</sup>,因此,芦三段为研究区页岩油勘探的主力层段。由“残留”页岩油资源分布特征(图7b)可见,柴窝堡凹陷资源量最大,占探区内总资源量的46.9%,其次为米泉和大龙口地区,再者为奇台庄地区,永丰地区资源量最小。就“残留”页岩油资源丰度来看,奇台庄地区资源丰度最高,可达 $116.7 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ,具有“小而肥”的特点,为“甜点”勘探靶区;柴窝堡凹陷中北部处于浅湖-半深湖区,具有良好的泥岩型和砂岩型页岩油资源基础,为较有利的勘探靶区;永丰地区资源丰度最低,仅为 $37.3 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ,勘探潜力有限。

## 5 结论

博格达地区地质结构复杂,保存条件优劣差异大,划分出凹陷区、构造稳定区、冲断改造区和地表出露区4类保存评价单元。

基于露头 and 钻井样品 TOC 和含油率参数系统测试分析,分单元、分岩相建立了 TOC 与含油率关系图版,实现了评价单元保存系数相对权重的量化赋值,为客观评价研究区“残留”页岩油资源量奠定了基础。

芦草沟组“残留”页岩油资源量达 $14.7 \times 10^8 \text{ t}$ ,具有雄厚的页岩油资源物质基础;奇台庄地区和柴窝堡凹陷中北部为有利勘探靶区,芦三段砂岩型页岩油为重点勘探目标类型,该认识对研究区的页岩油勘探具有重要指导。

分保存单元、分岩相页岩油资源评价方法相对目前流行的页岩油分级评价方法更加科学,有效解决了叠合盆地复杂构造区的页岩油资源评价难题,对相似地区的页岩油资源评价具有一定借鉴意义。

### 符号解释

$S_{1\text{凹sh}}$ ——凹陷区泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $TOC$ ——总有机碳含量,%;  $S_{1\text{稳sh}}$ ——构造稳定区泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{冲sh}}$ ——冲断改造区泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{露sh}}$ ——地表出露区泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{凹s}}$ ——凹陷区砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{稳s}}$ ——构造稳定区砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{冲s}}$ ——冲断改造区砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{露s}}$ ——地表出露区砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $A_{\text{凹sh}}$ ——凹陷区泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{稳sh}}$ ——构造稳定区泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{冲sh}}$ ——冲断改造区泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{露sh}}$ ——地表出露区泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{凹s}}$ ——凹陷区砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{稳s}}$ ——构造稳定区砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{冲s}}$ ——冲断改造区砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{露s}}$ ——地表出露区砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $K_{S1\text{单元ish}}$ ——某评价单元泥岩型样品热解烃  $S_1$  法保存系数相对权重赋值,小数;  $i$ ——某评价单元,为构造稳定区、冲断改造区或地表出露区;  $S_{1\text{单元ish}}$ ——某评价单元泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{标准sh}}$ ——标准刻度区(凹陷区)泥岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $K_{S1\text{单元is}}$ ——某评价单元砂岩型样品热解烃  $S_1$  法保存系数相对权重赋值,小数;  $S_{1\text{单元is}}$ ——某评价单元砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $S_{1\text{标准s}}$ ——标准刻度区(凹陷区)砂岩型样品  $S_1, \text{mg/g}$ ;  $K_{A\text{单元ish}}$ ——某评价单元泥岩型样品氯仿沥青“A”法保存系数相对权重赋值,小数;  $A_{\text{单元ish}}$ ——某评价单元泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{标准sh}}$ ——标准刻度区(凹陷区)泥岩型样品氯仿沥青“A”含量,小数;  $K_{A\text{单元is}}$ ——某评价单元砂岩型样品氯仿沥青“A”法保存系数相对权重赋值,%;  $A_{\text{单元is}}$ ——某评价单元砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $A_{\text{标准s}}$ ——标准刻度区(凹陷区)砂岩型样品氯仿沥青“A”含量,%;  $N$ ——不同评价单元对比样本数,个;  $n$ ——TOC 区间最大值,%;  $m$ ——TOC 区间最小值,%;  $Inter$ ——TOC 比对取值间隔,%;  $K_{\text{单元ish综}}$ ——评价单元  $i$  泥岩型页岩油保存系数相对权重赋值算数平均值,小数;  $K_{\text{单元ishj}}$ ——评价单元  $i$  泥岩型样品第  $j$  个样本点保存系数相对权重赋值,小数;  $j$ —— $S_1$  或氯仿沥青“A”含量对比区样本数;  $K_{\text{单元is综}}$ ——评价单元  $i$  砂岩型页岩油保存系数相对权重

赋值算数平均值,小数; $K_{\text{单元}i}$ ——评价单元*i*砂岩型样品第*j*个样本点保存系数相对权重赋值,小数。

### 参考文献

- [1] 贾承造,邹才能,李建忠,等.中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J].石油学报,2012,33(3):343-350.  
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [2] 宁方兴.济阳坳陷不同类型页岩油差异性分析[J].油气地质与采收率,2014,21(6):6-9,14.  
NING Fangxing. Difference analysis on different types of shale oils in Jiyang depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 6-9, 14.
- [3] 包友书.渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油主要赋存空间探索[J].石油实验地质,2018,40(4):479-484.  
BAO Youshu. Effective reservoir spaces of Paleogene shale oil in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 479-484.
- [4] 吴河勇,林铁锋,白云风,等.松辽盆地北部泥(页)岩油勘探潜力分析[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):78-86.  
WU Heyong, LIN Tiefeng, BAI Yunfeng, et al. Analyses of the mudstone(shale) oil exploration potential in North Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 78-86.
- [5] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等.陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段—亚段为例[J].石油勘探与开发,2018,45(3):361-372.  
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 361-372.
- [6] 宋明水.济阳坳陷页岩油勘探实践与现状[J].油气地质与采收率,2019,26(1):1-12.  
SONG Mingshui. Practice and current status of shale oil exploration in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 1-12.
- [7] 邱振,卢斌,施振生,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油滞留聚集机理及资源潜力探讨[J].天然气地球科学,2016,27(10):1 817-1 827,1 847.  
QIU Zhen, LU Bin, SHI Zhensheng, et al. Residual accumulation and resource assessment of shale oil from the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1 817-1 827, 1 847.
- [8] 赵文韬,荆铁亚,姚光华,等.复杂构造区页岩气保存条件研究[J].特种油气藏,2018,25(6):83-89.  
ZHAO Wentao, JING Tieya, YAO Guanghua, et al. Shale gas preservation condition in complex tectonic zone[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 83-89.
- [9] 王瀚玮,夏宏泉,刘畅,等.页岩储层脆性指数的随钻测井计算方法研究——以威远地区寒武系筇竹寺组为例[J].油气藏评价与开发,2018,8(3):73-78.  
WANG Hanwei, XIA Hongquan, LIU Chang, et al. Research on calculation method of BI by logging while drilling of shale reservoirs: A case of Qiongzhusi formation in Cambrian, Weiyuan area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(3): 73-78.
- [10] 黄文彪,邓守伟,卢双舫,等.泥页岩有机非均质性评价及其在页岩油资源评价中的应用——以松辽盆地南部青山口组为例[J].石油与天然气地质,2014,35(5):704-711.  
HUANG Wenbiao, DENG Shouwei, LU Shuangfang, et al. Shale organic heterogeneity evaluation method and its application to shale oil resource evaluation—a case study from Qingshankou Formation, southern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 704-711.
- [11] 薛海涛,田善思,卢双舫,等.页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):70-78.  
XUE Haitao, TIAN Shansi, LU Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: A case study at the Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 70-78.
- [12] 宋国奇,张林晔,卢双舫,等.页岩油资源评价技术方法及其应用[J].地学前缘,2013,20(4):221-228.  
SONG Guoqi, ZHANG Linye, LU Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4): 221-228.
- [13] 薛海涛,田善思,王伟明,等.页岩油资源评价关键参数——含油率的校正[J].石油与天然气地质,2016,37(1):15-22.  
XUE Haitao, TIAN Shansi, WANG Weiming, et al. Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 15-22.
- [14] 王安乔,郑保明.热解色谱分析参数的校正[J].石油实验地质,1987,9(4):342-350.  
WANG Anqiao, ZHENG Baoming. Calibration of analytic parameters for pyrolytic chromatography[J]. Experimental Petroleum Geology, 1987, 9(4): 342-350.
- [15] 赖富强,冷寒冰,龚大建,等.综合矿物组分和弹性力学参数的页岩脆性评价方法[J].断块油气田,2019,26(2):168-171,186.  
LAI Fuqiang, LENG Hanbing, GONG Dajian, et al. Evaluation of shale brittleness based on mineral compositions and elastic mechanics parameters[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2): 168-171, 186.
- [16] 卢双舫,黄文彪,陈方文,等.页岩油气资源分级评价标准探讨[J].石油勘探与开发,2012,39(2):249-256.  
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256.
- [17] 唐令,宋岩,姜振学,等.渝东南盆缘转换带龙马溪组页岩气散失过程、能力及其主控因素[J].天然气工业,2018,38(12):37-47.

- TANG Ling, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Diffusion process and capacity of Longmaxi shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing and their controlling factors [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 37-47.
- [18] 张海涛, 张颖, 何希鹏, 等. 渝东南武隆地区构造作用对页岩气形成与保存的影响[J]. *中国石油勘探*, 2018, 23(5): 47-56.  
ZHANG Haitao, ZHANG Ying, HE Xipeng, et al. The effect of tectonism on shale gas formation and preservation in Wulong area, southeastern Chongqing [J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(5): 47-56.
- [19] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. *石油学报*, 2010, 31(2): 225-230.  
PU Boling, JIANG Youlu, WANG Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(2): 225-230.
- [20] 陈发景, 汪新文, 汪新伟. 准噶尔盆地的原型和构造演化[J]. *地学前缘*, 2005, 12(3): 77-89.  
CHEN Fajing, WANG Xinwen, WANG Xinwei. Prototype and tectonic evolution of the Junggar basin, northwestern China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(3): 77-89.
- [21] 蔡忠贤, 陈发景, 贾振远. 准噶尔盆地的类型和构造演化[J]. *地学前缘*, 2000, 7(4): 431-440.  
CAI Zhongxian, CHEN Fajing, JIA Zhenyuan. Types and tectonic evolution of Junger Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2000, 7(4): 431-440.
- [22] 崔泽宏, 汤良杰, 王志欣. 博格达南、北缘成盆过程演化及其对油气形成影响[J]. *沉积学报*, 2007, 25(1): 59-64, 98.  
CUI Zehong, TANG Liangjie, WANG Zhixin. Basin-formation evolution and its effect on petroleum formation in the southern and northern margins of Bogda [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(1): 59-64, 98.
- [23] 王越, 陈世悦, 张关龙, 等. 咸化湖盆混积岩分类与混积相带沉积相特征——以准噶尔盆地南缘芦苇沟组与吐哈盆地西北缘塔尔朗组为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(9): 1 021-1 035, 1 065.  
WANG Yue, CHEN Shiyue, ZHANG Guanlong, et al. Classifications of mixed sedimentite and sedimentary facies characteristics of mixed sedimentary facies belt in saline lacustrine basin: taking examples as the Lucaogou Formation in the south of Junggar Basin and the Taerlang Formation in the northwest of Tuha Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(9): 1 021-1 035, 1 065.
- [24] 齐雪峰, 吴晓智, 唐勇, 等. 新疆博格达山北麓二叠系油页岩成矿特征及资源潜力[J]. *地质科学*, 2013, 48(4): 1 271-1 285.  
QI Xuefeng, WU Xiaozhi, TANG Yong, et al. Minerogenetic characteristics and resources potential of Permian oil shale in the northern slope of Bogda Mountain in Xinjiang [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2013, 48(4): 1 271-1 285.
- [25] 冯烁, 田继军, 孙铭赫, 等. 准噶尔盆地南缘芦苇沟组沉积演化及其对油页岩分布的控制[J]. *西安科技大学学报*, 2015, 35(4): 436-443.  
FENG Shuo, TIAN Jijun, SUN Minghe, et al. Distribution of the oil shale by sedimentary evolution in the Lucaogou Formation in southern margin of Junger Basin [J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2015, 35(4): 436-443.
- [26] 孙超, 姚素平. 页岩油储层孔隙发育特征及表征方法[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 153-164.  
SUN Chao, YAO Suping. Pore structure and characterization methods of shale oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 153-164.
- [27] PEPPER A S, CORVI P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(4): 417-452.
- [28] 王娟. 轻质烃组分的低温密闭抽提技术及其在页岩油资源评价中的应用[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(3): 58-63.  
WANG Juan. Low-temperature closed extraction technology of light hydrocarbons and its application in evaluation of shale oil resource [J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(3): 58-63.

编辑 李伟忠