

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.354



# 自由烃差值法评价页岩含油性的思想、方法及应用

李水福<sup>1,2</sup>, 胡守志<sup>1,2\*</sup>, 张冬梅<sup>1,2</sup>, 李祥权<sup>1,3</sup>, 解习农<sup>1,3</sup>

1. 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

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

3. 中国地质大学海洋学院, 湖北武汉 430074

**摘要:** 如何准确判断页岩含油性是页岩油勘探甜点预测的关键。根据陆相泥页岩非均质性特点, 提出用自由烃差值(即原始生烃量减去现存残留量)评价页岩含油性的方法, 并对泌阳凹陷深凹区重点井进行采样分析, 刻画自由烃差值在剖面上与平面上的分布特征。结果表明: 剖面上, 泌页1井5号页岩层的底部含油性较好, 程2井5号页岩层的顶部含油性较好; 平面上, 含油性较好的主要分布在程2井区一带, 而最先获得工业油流的泌页1井区并非含油性最好的区域。结合地层压力系数、脆性矿物含量及其他地质因素, 在大甜点区内进一步划分出3个不同级别的小甜点区。由此可见, 用自由烃差值法评价和预测页岩含油性是可行的, 后期的勘探实践也证明了该甜点预测的正确性。

**关键词:** 自由烃差值; 页岩含油性; 页岩油; 5号页岩层; 泌阳凹陷; 石油地质。

**中图分类号:** P618.13

**文章编号:** 1000-2383(2019)03-0929-10

**收稿日期:** 2018-11-06

## Idea, Method and Application of Evaluating Shale Oil Potential by Free Hydrocarbon Difference

Li Shuifu<sup>1,2</sup>, Hu Shouzhizhi<sup>1,2\*</sup>, Zhang Dongmei<sup>1,2</sup>, Li Xiangquan<sup>1,3</sup>, Xie Xinong<sup>1,3</sup>

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

2. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. College of Marine Science and Technology, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

**Abstract:** Assessment of shale oil potential is an important issue for predicting the sweet spots of shale oil exploration. Here, we suggest a new free hydrocarbon index to assess the oil content considering the characteristics of heterogeneity, and we present a case study of the Paleogene Hetaoyuan Formation in the Biyang Depression by this method to analyze the key wells of shale oil in the deep sag, Biyang Depression. First, the section characteristics of free hydrocarbon difference for the No.5 shale layer in Well Biye1 and Well Cheng2 are depicted. The results show that the oil potential for the No.5 shale layer is good for the bottom of Well Biye1 and the top of Well Cheng2. Then, the above-mentioned process is applied to the whole deep sag to predict the horizontal distribution of shale oil. It is found that the area of good shale oil potential is located in the area of Well Cheng2, while the area of Biye1 is not the best shale oil area though the industrial shale oil has been found there. Combined with the formation pressure coefficient and the content of brittle mineral, we overlap the thickness of non-mudstone interlayer, the development area of micro-cracks and the distribution of micro-structures, and three different grades of small sweet spots have been proposed based on the previous one big sweet spots. This prediction has been partly proved by the recent exploration.

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(Nos.41672136,41572109); 国家科技重大专项子课题(No.2017ZX05032-001-004)。

**作者简介:** 李水福(1962-), 男, 教授, 博导, 主要从事油气地球化学教学与科研工作。ORCID:0000-0003-0319-0244。E-mail:lishf@cug.edu.cn

\* **通讯作者:** 胡守志, ORCID:0000-0002-4535-8669。E-mail:hushzh@cug.edu.cn

**引用格式:** 李水福, 胡守志, 张冬梅, 等, 2019. 自由烃差值法评价页岩含油性的思想、方法及应用. 地球科学, 44(3): 929-938.

**Key words:** free hydrocarbon difference; oil content of shale; shale oil; the No.5 shale layer; Biyang Depression; petroleum geology.

## 0 引言

随着常规油气资源的不断枯竭,非常规油气资源越来越受到重视(Chew, 2014).其中,页岩油作为非常规油气资源的重要一员,随着页岩气的开发成功,也逐渐成为当今世界油气勘探开发的重要方向之一(Slatt, 2011; Badics and Vetö, 2012; Hu, 2015; Song *et al.*, 2015; 蒋恕等, 2017).我国在有关页岩气资源评价和勘探开发方面已有大量研究报道(贾承造等, 2012; 马永生等, 2012; 邹才能等, 2013; 蒋恕等, 2017), 并已进入实质性勘探开发阶段(蒋裕强等, 2010; 曹涛涛等, 2015; 谢军等, 2017). 相比而言,页岩油的研究相对滞后,很多研究工作尚处于起步阶段(张金川等, 2012; 李吉君等, 2014; 张林晔等, 2015; 卢双舫等, 2016; 曾维主等, 2018). 由于页岩油的形成和富集机理以及赋存方式与页岩气有本质的区别,所以,它们在资源评价和勘探开发方式上有较大的差别(卢双舫等, 2012). 以吸附态和溶解态赋存于有机质中的页岩油资源,在目前技术条件下很难被开采利用(宋国奇等, 2013). 因此,如何评价页岩中的可动油含量成了页岩油勘探的焦点问题.

页岩油勘探离不开甜点预测,而甜点预测的基础是页岩的含油性(可动油的含量),它是勘探甜点预测的重要指标之一.以往直接用  $S_1$  ( $S_1$  是单位岩石通过加热至 300 °C 以前所释放出的烃类含量,它是已经从干酪根中生成并经过排烃作用而残留在烃源岩中的烃类,故称之为自由烃)评价,但后来发现,  $S_1$  不仅包含游离烃和吸附烃,还有少量与干酪根互溶的溶解烃,但在目前技术条件下,吸附烃和溶解烃无法被开采(宋国奇等, 2013),所以直接用  $S_1$  评价页岩的含油性往往偏好.于是学者们提出用自由烃含量( $S_1$ )与有机碳含量(TOC)比值( $S_1/TOC \times 100$ )大于 100 来判断页岩可动油含量和储集性能好坏,即含油饱和度法(OSI),取得了良好的效果(Jarvie, 2012a, 2012b, 2014).但是,当  $S_1$  与 TOC 两者含量都很低时,其比值也能达到判别标准,判别潜在储层是正确的,但是判别含油性可能出现误判.为此,笔者根据干酪根生烃原理,从理论上计算出泥页岩的原始生烃量,再减去现今残存量,即得出自由烃差值(Li *et al.*, 2016).用这种方法来评价页岩的含油性,差值的正值越大,表明烃类排出越多,可动

油越少,页岩含油性越差;差值出现负值,表明有外来烃,负值越大,可动油越多,页岩的含油性越好.自由烃差值不仅在判断页岩含油性与 OSI 值之间具有良好的一致性,还可以判断生排烃单元之间烃类微运移的发生与否以及运移作用强度.在我国页岩油勘探最早取得突破的泌阳凹陷的应用表明,无论是在剖面上还是平面上,自由烃差值对页岩含油性的评价和预测都取得了良好的效果(柯思, 2017).

## 1 自由烃差值评价页岩含油性的思想

自由烃差值判别与评价页岩含油性的核心思想是首先根据页岩的非均质性,将相对均质的岩体划分成微小的生排烃单元,然后再根据干酪根生烃原理,计算出每个生排烃单元的原始生烃量,最后减去相应单元的烃类现存量,即可获得该生排烃单元的自由烃差值,由此判别生排烃单元的排烃情况和含油性.

### 1.1 烃类排出与进入强度判断

若自由烃差值为负值,说明有外来烃进入;自由烃差值为正值,说明有烃类排出.那么,自由烃负差值绝对值越大,表明外来烃越多;自由烃正差值越大,表明排烃作用越强.

### 1.2 页岩含油性(可动油含量)判断

若自由烃差值小于零,表明该生排烃单元原始生烃量没有现存自由烃量大,即可判断有邻近的其他单元进入外来烃.该单元烃源岩特点是有机碳含量比邻近的低,其本身生烃潜能差,原始生烃量小.但由于邻近单元的生烃能力强,形成较强的烃类浓度差,驱使邻近单元烃进入.同时,又因它们之间存在毛细管压力差,生烃能力好的单元孔径一般小于生烃能力差的单元,驱使烃类由孔径小的单元向孔径大的单元微运移.相反,烃类又难以从孔径大的单元向孔径小的单元排出而滞留(毛细管阻力作用),因此使得外来烃得以保存(李传亮等, 2007; 李志明等, 2018),导致自由烃差值为负值.这类单元属于开放型富烃单元(简称为 I 型单元,是页岩含油性最好的类型).

若自由烃差值大于零,但差值不大,或接近于零值,表明该生排烃单元的原始生烃量与现存自由烃量相当,即该单元与邻近单元的连通性较差,这类单

元属于封闭型单元(简称为Ⅱ型单元),它可能存在两种情况:第一种情况:该单元有机碳含量高,生烃能力强,生烃量大,但由于与外界相对封闭,生成的烃类基本上没有向外排出,导致现存自由烃量也大,所以两者差值趋于零;该单元含有较高的自由烃现存量,属于封闭型富烃单元(简称为Ⅱ<sub>1</sub>型单元,是页岩含油性次好的类型);第二种情况:该单元有机碳含量低,生烃潜能差,生烃量小,满足岩石本身吸附之外,剩余的烃不多,加上与外界连通性差,生成的烃类基本上没有向外排出,但也没外来烃进入,导致现存自由烃量也小,所以两者差值也趋于零;该单元含有较低的自由烃现存量,属于封闭型贫烃单元(简称为Ⅱ<sub>2</sub>型单元,是页岩含油性次差的类型)。

若自由烃差值大于零,且差值较大,表明该生排烃单元的生烃量大于现存自由烃量,即可判断该单元生成的烃类基本上向邻近单元排出。该单元特点是有机碳含量高,生烃能力强,生烃量大,且与外界有良好的连通性(微裂缝发育),使得该单元生成的烃类排出量多,导致现存自由烃量少,两者差值大。这类单元属于开放型贫烃单元(简称Ⅲ型单元,是页岩含油性最差的类型)。Ⅰ型与Ⅱ型单元以零值为界限,Ⅱ型与Ⅲ型单元的界限值需要根据具体地区的实际情况而定。

那么,在剖面上,如果Ⅰ型单元出现较多的层段可以判断为Ⅰ型层段,Ⅱ<sub>1</sub>单元出现较多的层段判断为Ⅱ<sub>1</sub>型层段,Ⅱ<sub>2</sub>型单元出现较多的层段判断为Ⅱ<sub>2</sub>型层段,Ⅲ型单元出现较多的层段判断为Ⅲ型层段。在平面上,如果Ⅰ型层段出现较多的区域可以判断为Ⅰ型区域,Ⅱ<sub>1</sub>层段出现较多的区域判断为Ⅱ<sub>1</sub>型区域,Ⅱ<sub>2</sub>型层段出现较多的区域判断为Ⅱ<sub>2</sub>型区域,Ⅲ型层段出现较多的区域判断为Ⅲ型区域。

这样,笔者可以根据Ⅰ型、Ⅱ<sub>1</sub>型、Ⅱ<sub>2</sub>型和Ⅲ型单元出现的层段和区域来预测页岩的含油性在剖面上和平面上的分布规律,从而为页岩油甜点预测和勘探提供可靠的理论依据和实践指导。

## 2 自由烃差值计算方法

计算自由烃差值需要 TOC、S<sub>1</sub>、R<sub>o</sub> 等原始测试资料,还需要干酪根热模拟产烃率曲线数据及其与 R<sub>o</sub> 的回归关系式等。

先根据该地区的镜质体反射率(R<sub>o</sub>)随深度变化回归公式,计算出每个样品所处的深度对应的 R<sub>o</sub> 值,根据干酪根类型选择相应的产烃率曲线,再由

R<sub>o</sub> 计算出相应的产烃率(即单位质量 TOC 的产烃量,Hydrocarbon Generation Rate,缩写成 HCGR),然后将 HCGR 乘以 TOC,即得单位岩石生烃量(Hydrocarbon Generation Quantity,缩写成 HCGQ),最后将 HCGQ 减去校正后的 S<sub>1</sub>,求出自由烃差值 ΔS<sub>1</sub>。

具体计算步骤如下:

(1)根据样品的深度 H,用  $\ln(R_o) = A \times H - B$  计算出 R<sub>o</sub>(A 和 B 为回归系数),如泌阳凹陷为(参见 Li *et al.*,2016): $\ln R_o = 0.000\ 577 \times H - 1.933\ 7$ 。

(2)将计算出的 R<sub>o</sub> 代入相应类型的产烃率公式求出 HCGR,如泌阳凹陷具体公式为(请参见 Li *et al.*,2016):

Ⅰ型干酪根,  $HCGR = 20.163 R_o^3 - 164.71 R_o^2 + 557.55 R_o - 146.48$ ;

Ⅱ<sub>1</sub>型干酪根,  $HCGR = 15.698 R_o^3 - 128.25 R_o^2 + 419.67 R_o - 131.95$ ;

Ⅱ<sub>2</sub>型干酪根,  $HCGR = 10.642 R_o^3 - 88.593 R_o^2 + 283.47 R_o - 86.301$ ;

Ⅲ型干酪根,  $HCGR = 5.6037 R_o^3 - 44.996 R_o^2 + 142.98 R_o - 40.584$ 。

(3)计算单位质量岩石的产烃量  $HCGQ = HCGR \times TOC$ 。

(4) $\Delta S_1 = HCGQ - S_1$ 。

## 3 自由烃差值法评价页岩含油性在泌阳凹陷的应用

根据上述思想与方法,将其应用到我国南襄盆地泌阳凹陷。南襄盆地泌阳凹陷位于中国东部河南省境内,属于新生代富烃的小型山间断陷,面积约为 1 000 km<sup>2</sup>,沉积中心和沉降中心均位于唐河—栗园断裂和栗园—泌阳断裂的交汇处,该处古近系地层厚度最大可达 8 000 m,自下而上包括玉皇顶组、大仓房组、核桃园组(核一段、核二段、核三段)和廖庄组,总体呈南深北浅的箕状展布(杨香华等,1994;张建光等,2011)。其中,核三段发育宽广的深湖相灰色砂泥岩,是页岩油勘探的有利目标,特别是其上段,进一步依据地层岩性、地化及测录井特征,可将核三上亚段 I~IV 号砂层组划分出 6 套页岩层(图 1)。

在泌阳凹陷深凹区对泌页 1 井和程 2 井的 5 号页岩层系统采样分析,并应用上述方法计算获得自由烃差值在剖面上的变化(图 2,图 3)。图 2 显示,泌

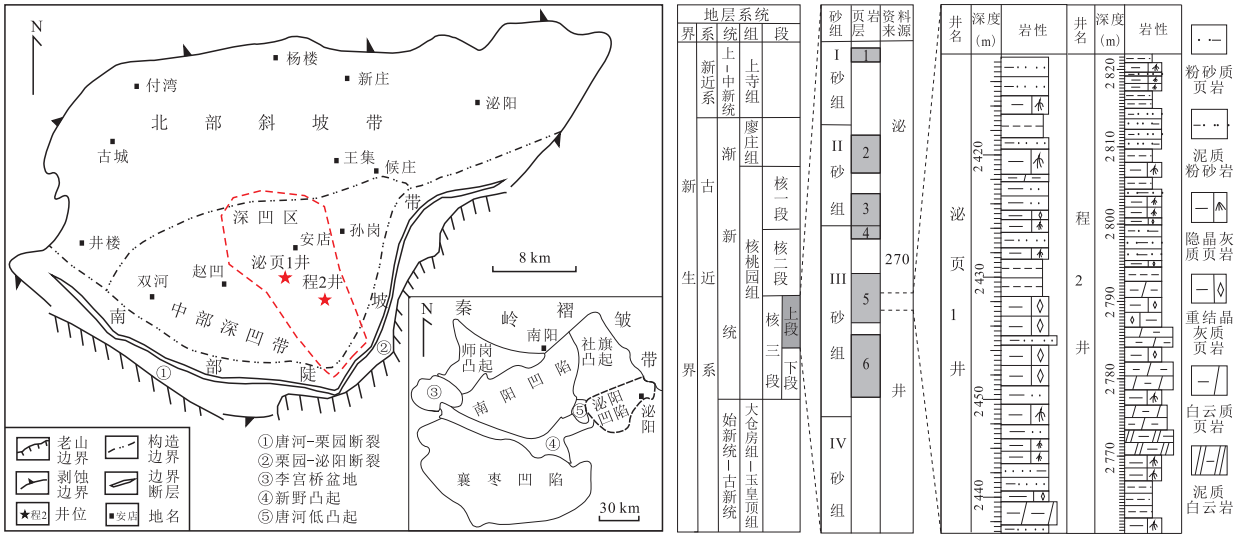


图 1 研究区构造位置及 5 号页岩层地层柱状图

Fig.1 Tectonic location of the research region and the stratigraphic column of the No.5 shale layer

页 1 井 5 号页岩层的底部出现较多的 I 型单元,且与 III 型单元交替出现,表明泌页 1 井 5 号页岩层的底部含油性较好;同样,图 3 显示,程 2 井 5 号页岩层的中部出现 I 型单元与 III 型单元相互交替,说明中部的含油性好于其他部位.详细结果请参见 Li *et al.*(2016).

在剖面研究基础上,进一步对深凹区 5 号页岩

层现有井的有机碳和热解数据进行了自由烃差值和含油饱和度指数计算,其结果再用 Surfer 软件绘制平面等值线图.

### 3.1 含油饱和度指数 (OSI) 法预测

根据泌 80、泌 93、泌 215、泌 270、泌 280、泌 289、泌 291、泌 296、泌 305、泌 314、泌 354、泌 355、泌 364、泌 365、泌页 1、程 2、安深 1 这 17 口井的热

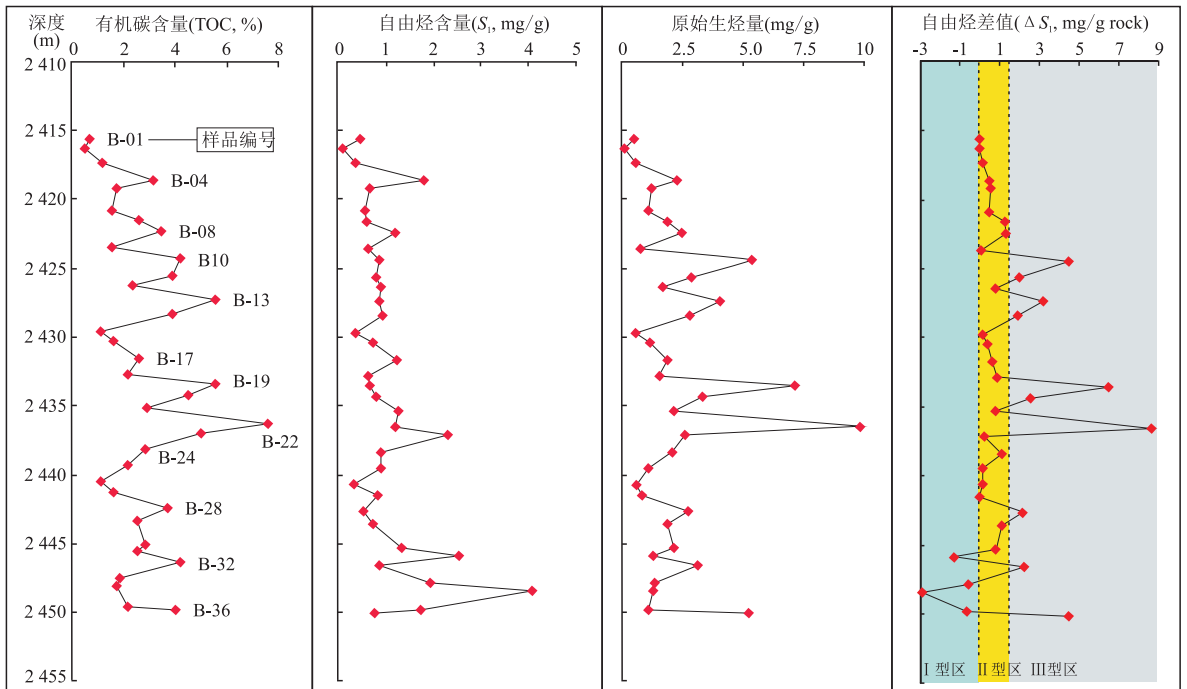


图 2 泌页 1 井 5 号页岩层自由烃差值剖面变化

Fig.2 Geochemical sections indicating free hydrocarbon differences in the No.5 shale layer of Well Biye1

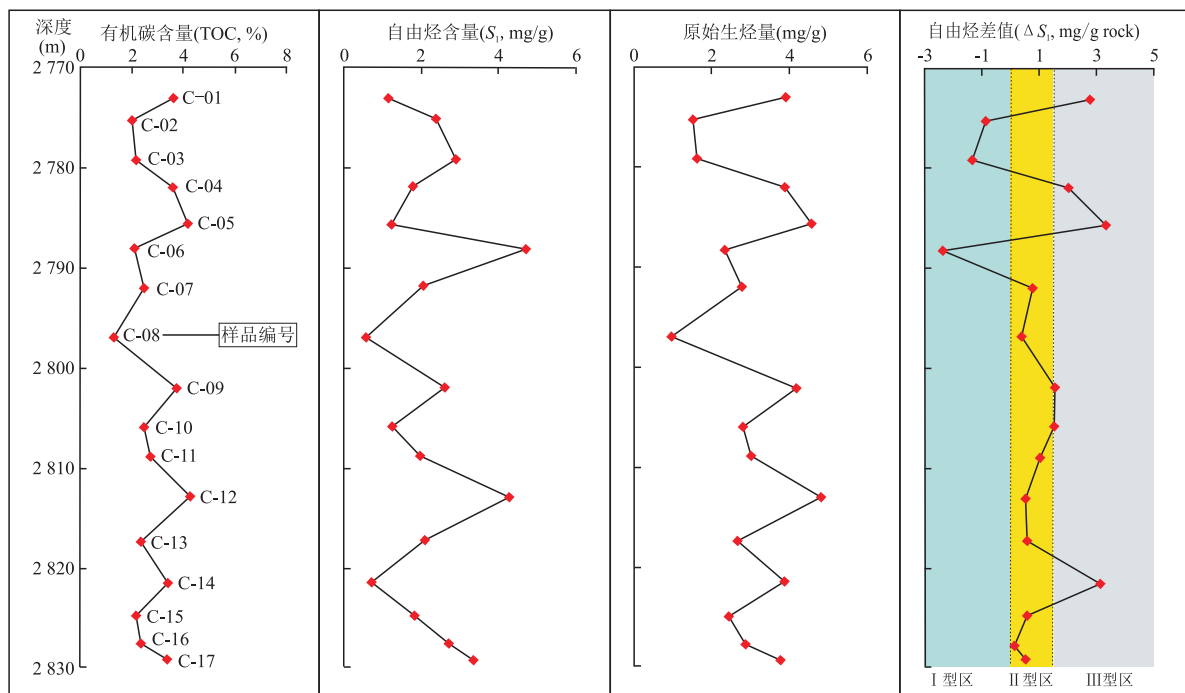


图 3 程 2 井 5 号页岩层自由烃差值剖面变化

Fig.3 Geochemical sections indicating free hydrocarbon differences in the No.5 shale layer of Well Cheng2

解数据计算获得 5 页岩层泥页岩含油饱和指数(表 1,图 4),含油饱和指数高值区主要分布在安棚附近,以泌 101、泌 364、泌 354、泌 163、泌 270 等井围成的区域含油饱和指数最高,超过 300 mg/g TOC;泌 100、泌 103、泌 291、泌 374、泌 396 等井含油饱和指

数超过 200 mg/g TOC.含油饱和指数超过 100 mg/g TOC 主要分布在安棚、程店和梨树凹区域内.另外,在泌 305 井附近出现 200 mg/g TOC 的区域.

表 1 泌阳凹陷深凹区 5 号页岩层部分井含油饱和指数和自由烃差值

Table 1 OSI and free hydrocarbon differences in the No.5 shale layer of some wells in the deep sag, Biyang Depression

井号	含油饱和指数 (OSI, mg/g TOC)	自由烃差值 ( $\Delta S_1$ , mg/g rock)
B80	14.50	1.26
B93	51.69	0.71
B215	18.74	0.44
B270	404.39	-3.94
B280	142.02	-1.76
B289	36.18	-0.50
B291	355.30	-6.18
B296	134.42	-1.64
B305	306.05	-3.43
B314	18.30	-0.08
B354	446.06	-8.60
B355	45.22	4.79
B364	494.93	-4.91
B365	101.31	-0.79
BYHF1	43.98	1.53
Cheng2	276.88	0.97
AS1	45.40	0.49

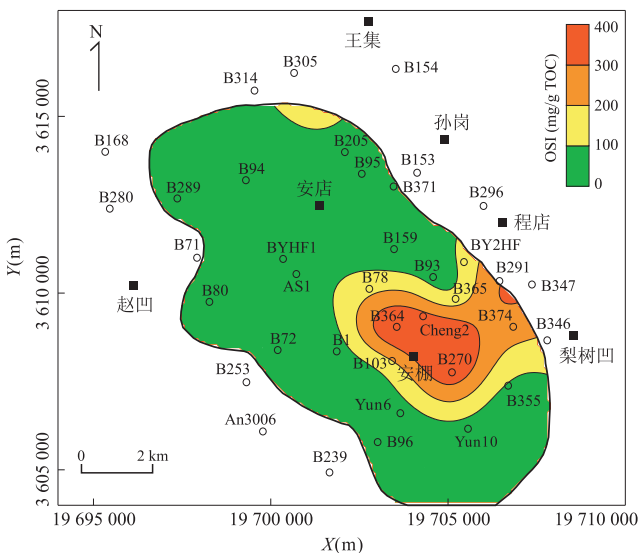


图 4 泌阳凹陷深凹区 5 号页岩层泥页岩含油饱和指数等值线图

Fig.4 OSI distribution of the No.5 shale layer in the deep sag, Biyang Depression



表 2 泌阳凹陷深凹区 5 号页岩层甜点区级别与指标

Table 2 Sweet spots and its parameters for the No.5 shale layer in the deep sag, Biyang Depression

指标	I 级甜点区	II 级甜点区	III 级甜点区
地层压力系数	>1.25	>1.25	>1.25
脆性矿物含量	>64%	>64%	>64%
含油饱和度(OSI, mg/g TOC)	>200	>200	>200
自由烃差值( $\Delta S_1$ , mg/g rock)	<-2.0	<-2.0	<-2.0
夹层厚度(m)	与 2 m 夹层分布形状一致,其内夹层厚度大于 2 m,最厚超过 6 m	与 2 m 夹层分布形状一致,其内夹层厚度大于 2 m,最厚超过 6 m	小于 2 m
微裂缝发育等级	与 I 级微裂缝发育相吻合	裂缝不发育	裂缝不发育
微幅构造	介于 2 个微幅构造的鞍部	有一个 II 级微幅鼻状构造	北部有 II 级微幅构造

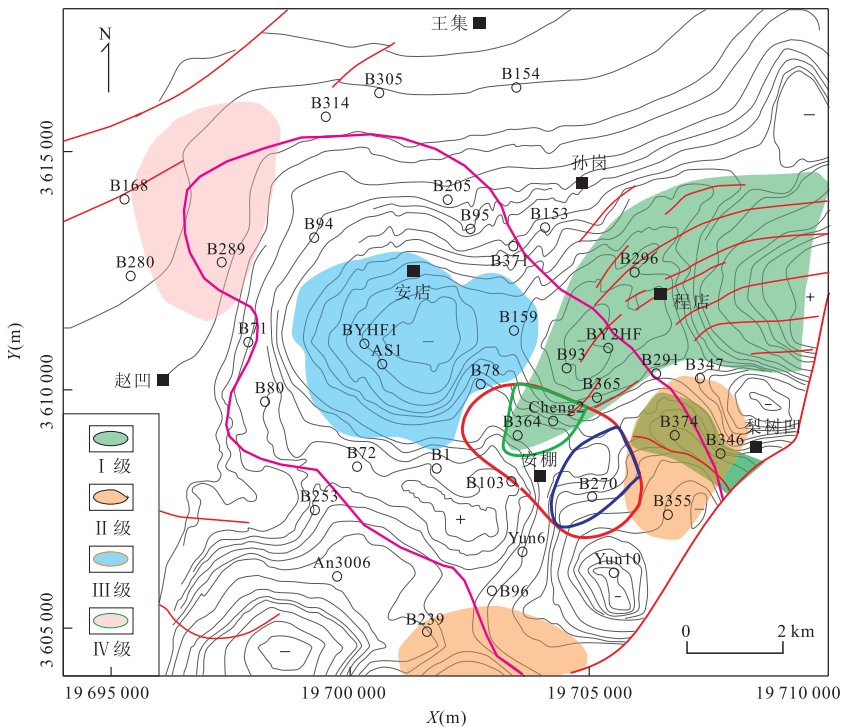


图 8 页岩油富集甜点区划分与微裂缝发育等级分布叠合图

Fig.8 Division of shale oil sweet spots and the micro-fracture development of the No.5 shale layer in the deep sag, Biyang Depression

岩层的夹层厚度均在 2 m 以上,最厚可达 6 m;其中,绿色区域发育了 I 级微裂缝,并与夹层厚度具有良好的匹配性(图 8),而蓝色区域内发育了 II 类微幅构造(图 9)。

因此,综合考虑,在安棚地区划分出 1 个大甜点包含 2 个小甜点,即红框区域、绿框区域和蓝框区域.根据各种指标分布特征,将绿色框区域定为页岩油勘探目标的 I 级甜点区,蓝色框区域定为 II 级甜点区,红色框内其他区域定为 III 级甜点区.不同级别的甜点区内各种指标总结于表 2(尚飞等,2018)。

### 3.4 后期勘探实践

泌页 HF1 井压后试采,初期最高日产油

23.6 m<sup>3</sup>,随后逐渐递减至 0.2 t,低效关井,累计生产 1 082 d,累计产油 1 478 t,平均日产油 1.36 t.由于产出的主要为基质孔隙中的原油,没有解吸附原油补充,导致页岩油产量快速递减.泌页 HF2 井压后试采,初期最高日产油 28.1 m<sup>3</sup>,随后逐渐递减至 0.9 t,目前尚在产油,累计生产 1 147 d,累计产油 2 598 t,平均日产油 2.26 t;该井产油过程中含水率上升,气油比、日产油上升,反映可能有部分溶解态页岩油产出(柯思,2017).泌页 HF2 井实际上为斜井,其钻井最终目的层已经偏斜延伸到泌 365 井以南,伸入预测的甜点区(图 8,图 9),其页岩油含量明显好于泌页 HF1 井。





- Jarvie, D. M., 2012a. Shale Resource Systems for Oil and Gas; Part 1—Shale-Gas Resource Systems. In: Breyer, J. A., ed., *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century*. AAPG Memoir 97, 69—87.
- Jarvie, D. M., 2012b. Shale Resource Systems for Oil and Gas; Part 1—Shale-Gas Resource Systems. In: Breyer, J. A., ed., *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century*. AAPG Memoir 97, 89—119.
- Jarvie, D. M., 2014. Components and Processes Affecting Producibility and Commerciality of Shale Resource Systems. *Geologica Acta*, 12(4): 307—325. <https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2014.12.4.3>
- 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, S., Tang, X. L., Osborne, S., et al., 2017. Enrichment Factors and Current Misunderstanding of Shale Oil and Gas; Case Study of Shales in U.S., Argentina and China. *Earth Science*, 42(7): 1083—1091 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.087>
- Jiang, Y. Q., Dong, D. Z., Qi, L., et al., 2010. Basic Features and Evaluation of Shale Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 30(10): 7—12 (in Chinese with English abstract).
- Ke, S., 2017. Discussion on Occurrence and Mobility of Shale Oil in Biyang Depression. *Petroleum Geology and Engineering*, 31(1): 80—83 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. F., Hu, S. Z., Xie, X. N., et al., 2016. Assessment of Shale Oil Potential Using a New Free Hydrocarbon Index. *International Journal of Coal Geology*, 156: 74—85. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.02.005>
- Li, C. L., Zhang, J. L., Du, Z. M., 2007. New Viewpoints of the Primary Migration of Oil and Gas. *Earth Science Frontiers*, 14(4): 132—142 (in Chinese with English abstract).
- 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>
- Lu, S. F., Huang, W. B., Chen, F. W., et al., 2012. Classification and Evaluation Criteria of Shale Oil and Gas Resources; Discussion and Application. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 249—256 (in Chinese with English abstract).
- Lu, S. F., Xue, H. T., Wang, M., et al., 2016. Several Key Issues and Research Trends in Evaluation of Shale Oil. *Acta Petrolei Sinica*, 37(10): 1309—1322 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., Feng, J. H., Mu, Z. H., et al., 2012. The Potential and Exploring Progress of Unconventional Hydrocarbon Resources in SINOPEC. *Engineering Science*, 14(6): 22—30 (in Chinese).
- Shang, F., Xie, X. N., Li, S. F., et al., 2018. Comprehensive Prediction of Shale Oil Sweet Spots Based on Geophysical and Geochemical Data; A Case Study of the Paleogene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression, China. *Earth Science*, 43(10): 3640—3651 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.249>
- Slatt, R. M., 2011. Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales. *Central European Journal of Geosciences*, 3(4): 435—448. <https://doi.org/10.2478/s13533-011-0042-2>
- Song, G. Q., Zhang, L. Y., Lu, S. F., et al., 2013. Resource Evaluation Method for Shale Oil and Its Application. *Earth Science Frontiers*, 20(4): 221—228 (in Chinese with English abstract).
- Song, J. L., Littke, R., Weniger, P., et al., 2015. Shale Oil Potential and Thermal Maturity of the Lower Toarcian Posidonia Shale in NW Europe. *International Journal of Coal Geology*, 150-151: 127—153. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.08.011>
- Xie, J., Zhang, H. M., She, C. Y., et al., 2017. Practice of Geology-Engineering Integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area. *China Petroleum Exploration*, 22(1): 21—28 (in Chinese with English abstract).
- Yang, X. H., Sun, Y. C., Sun, J. Z., 1994. Lower Tertiary Sequence Stratigraphy Framework and Its Response to Boundary Faults, Paleoclimate and Sediment Source in Biyang Depression. *Earth Science*, 19(5): 676—684 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, W. Z., Song, Z. G., Cao, X. X., 2018. Oil Potential of Qingshankou Formation Source Rocks in Northern Songliao Basin. *Geochimica*, 47(4): 345—353 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. C., Lin, L. M., Li, Y. X., et al., 2012. Classification and Evaluation of Shale Oil. *Earth Science Frontiers*, 19(5): 322—331 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. G., Yao, G. Q., Chen, Y. B., et al., 2011. Sub-lacustrine Fan of Chengdian and Zircon U-Pb Ages and Constraint on Its Provenance in Biyang Depression,

Nanxiang Basin, China. *Earth Science*, 36(6): 1105–1118 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2011.116>

Zhang, L. Y., Li, J. Y., Li, Z., et al., 2015. Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in Lacustrine Shales. *Earth Science*, 40(11): 1824–1833 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.163>

Zou, C. N., Yang, Z., Cui, J. W., et al., 2013. Formation Mechanism, Geological Characteristics and Development Strategy of Nonmarine Shale Oil in China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(1): 14–26 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

曹涛涛, 宋之光, 王思波, 等, 2015. 不同页岩及干酪根比表面积和孔隙结构的比较研究. *中国科学(D辑)*, 45(2): 139–151.

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.

蒋恕, 唐相路, Osborne, S., 等, 2017. 页岩油气富集的主控因素及误辩: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例. *地球科学*, 42(7): 1083–1091. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.087>

蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等, 2010. 页岩气储层的基本特征及其评价. *天然气工业*, 30(10): 7–12.

柯思, 2017. 泌阳凹陷页岩油赋存状态及可动性探讨. *石油地质与工程*, 31(1): 80–83.

李传亮, 张景廉, 杜志敏, 2007. 油气初次运移理论新探. *地学前缘*, 14(4): 132–142.

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>

卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等, 2012. 页岩油气资源分级评价标准探讨. *石油勘探与开发*, 39(2): 249–256.

卢双舫, 薛海涛, 王民, 等, 2016. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势. *石油学报*, 37(10): 1309–1322.

马永生, 冯建辉, 牟泽辉, 等, 2012. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展. *中国工程科学*, 14(6): 22–30.

尚飞, 解习农, 李水福, 等, 2018. 基于地球物理和地球化学数据的页岩油甜点区综合预测: 以泌阳凹陷核三段 5 号页岩层为例. *地球科学*, 43(10): 3640–3651. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.249>

宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等, 2013. 页岩油资源评价技术方法及其应用. *地学前缘*, 20(4): 221–228.

谢军, 张浩淼, 余朝毅, 等, 2017. 地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践. *中国石油勘探*, 22(1): 21–28.

杨香华, 孙永传, 孙家振, 1994. 泌阳凹陷下第三系的层序地层格架及其对边界断裂、古气候和物源的响应. *地球科学*, 19(5): 676–684.

曾维主, 宋之光, 曹新星, 2018. 松辽盆地北部青山口组烃源岩含油性分析. *地球化学*, 47(4): 345–353.

张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等, 2012. 页岩油分类与评价. *地学前缘*, 19(5): 322–331.

张建光, 姚光庆, 陈亚兵, 等, 2011. 南襄盆地泌阳凹陷深水湖底扇厘定及碎屑锆石 U–Pb 年代学物源追踪. *地球科学*, 36(6): 1105–1118.

张林晔, 李钜源, 李政, 等, 2015. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制. *地球科学*, 40(11): 1824–1833. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.163>

邹才能, 杨智, 崔景伟, 等, 2013. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策. *石油勘探与开发*, 40(1): 14–26.