

doi:10.3799/dqkx.2014.079

页岩油富集可采主控因素分析：以泌阳凹陷为例

李吉君^{1,2}, 史颖琳³, 章新文⁴, 陈祥⁴, 严永新⁴, 朱景修⁴, 卢双舫¹, 王民¹

1. 中国石油大学非常规油气与新能源研究院, 山东青岛 266580
2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
3. 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318
4. 中国石油化工股份有限公司河南油田分公司, 河南郑州 450000

摘要：页岩油能否有效聚集并具可采性主要受控于6个方面因素，即生烃基础、存储空间、保存条件、储层改造条件、原油物性和开发方式。目前已取得页岩油突破的安深1井、泌页1井开发层段有机质丰度高、有机质类型好，页理、纹理及构造裂缝发育，脆性矿物含量较高等有利条件，但其泥页岩有机质成熟度较低，在影响泥页岩含油率的同时，对原油的物性也有较大影响，且保存条件不佳，地层无超压，能量较低，不利于页岩油的产出。今后，泥页岩埋深较大的东南部地区可能是下步页岩油勘探开发的有利区。另外，考虑到原油溶解气量对其物性的影响以及低渗储层的应力敏感性，生产方面应尽量延缓储层压力的降低。

关键词：页岩油；富集；可采；主控因素；泌阳凹陷；石油地质。

中图分类号：P618 **文章编号：**1000—2383(2014)07—0848—10 **收稿日期：**2013—11—20

Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression

Li Jijun^{1,2}, Shi Yinglin³, Zhang Xinwen⁴, Chen Xiang⁴, Yan Yongxin⁴,
Zhu Jingxiu⁴, Lu Shuangfang¹, Wang Min¹

1. Research Institute of Unconventional Oil & Gas and New Energy, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China
2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. College of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China
4. Henan Oilfield Company Ltd., Research Institute of Petroleum Exploration & Development, SINOPEC, Zhengzhou 450000, China

Abstract: This paper discusses the key control factors of shale oil enrichment and producibility. It is found that whether shale oil can effectively accumulate and has producibility is mainly controlled by six factors, namely, hydrocarbon generation amount, porosity, preservation condition, reservoir reconstruction condition, crude oil property and development scheme. A break-through of shale oil development has been made in Anshen-1 Well and Biye-1 Well due to their advantages for shale oil enrichment and producibility, including high organic matter abundance, excellent organic matter type and high brittle mineral content, good development of lamellation, structural fracture. But there are also disadvantages. Firstly, maturity of organic matter is low, which influences oil content of shale and physical property of crude oil. Secondly, there is no overpressure in Biyang depression, indicating the preservation condition of shale oil is not good and the stratum energy is low. So the southeast area where the shale has higher depth can be the favorable area for shale oil exploration and exploitation. It is concluded that the decrease of reservoir pressure shall be delayed during production due to the influence of dissolved gas amount on physical property of crude oil and the stress sensitivity of low permeability reservoir.

Key words: shale oil; enrichment; producibility; control factor; Biyang depression; petroleum geology.

0 前言

随着水平井等关键技术的突破,自 20 世纪 90 年代后期,页岩气在美国率先实现商业化、规模化,产量迅速增加.页岩气产量的急剧增加造成美国天然气价格持续走低,于是众多石油公司开始把目光瞄准更具经济价值的页岩油.

国外勘探实践证实,页岩油资源同样潜力巨大.其中美国 Bakken 的页岩油资源量达 570 亿 t(超过沙特原油储量,378 亿 t)(罗承先,2011),俄罗斯西西伯利亚盆地萨累姆油田上侏罗统巴热诺夫组页岩油储量高达 13.7 亿 t(蒲泊伶,2008).产量方面,2012 年美国页岩油产量达到 72 万桶/日,约合年产量 3600 万 t,俄罗斯萨累姆油田已累计产出页岩油 120×10^4 t(蒲泊伶,2008).因此,页岩油有可能成为继页岩气之后,未来又一重要的接替能源.在我国,东部陆相含油气盆地有机质类型以 I、II 型为主且成熟度处于油窗范围内,符合页岩油勘探条件.在以往常规油气勘探过程中,松辽、渤海湾、南襄等盆地已发现众多泥岩裂缝油藏(张光亚等,1993;丁文龙等,2003;穆小水等,2003;徐福刚等,2003;向立宏,2008),也在一定程度上显示了页岩油的资源潜力.

相对页岩气而言,页岩油勘探开发研究较为滞后,目前虽然已对其基本地质地化特征(Cardott, 2012;邹才能等,2013)、资源丰度(Lu *et al.*, 2012)及可采性评价(Jarvie, 2008;Sheng and Chen, 2014)等有了一定的认识,但缺少我国页岩油勘探开发数据的支撑.2011 年泌阳凹陷泌页 HF1 井通过水平井分段压裂技术获得日产 23.6 m³ 的高产油量(马永生等,2012;张金川等,2012),率先取得我国陆相页岩油开发的突破,同时也为我国陆相页岩油勘探提供了第一手资料.本文即以泌阳凹陷为例进行了页岩油富集、开发主控因素探讨,为页岩油勘探开发提

供参考意见.

通过老井复查、实验数据的分析整理,我们认为页岩油能否被成功地勘探开发,主要取决于 6 个方面的条件:生烃基础、存储空间、保存条件、储层改造条件、原油物性和开采方式.

1 页岩油富集主控因素

1.1 生烃基础

生烃基础是页岩油存在的物质基础,主要取决于泥页岩的性质和发育规模.泥页岩的性质主要包括有机质的丰度、类型和成熟度.研究发现,工区泥页岩的含油性与其有密切的关系.通过理论计算可以得出不同性质泥页岩的生烃潜力,如表 1 所示.从表 1 中可以看出,泥页岩生油量要达到富集资源要求,含油率超过 0.4%(Lu *et al.*, 2012),其有机质丰度、类型和成熟度都有较高的要求(表中原油烃类族组成按 60%计算).目前国内外一般认为泥页岩富气标准是含气量超过 1 m³/t,从生气角度讲要达到这一标准对泥页岩有机质丰度、类型和成熟度的要求均可较低.从计算过程中可以看出,泥页岩有机质对页岩油气的意义是不同的,对于页岩油而言,泥页岩有机质的油源作用突出,而对于页岩气而言,有机质更多地起到吸附气载体和游离气、溶解气储集体的作用(Ross and Bustin, 2007, 2009).造成这一现象的根本原因是天然气的易散失性,泥页岩对石油的储存能力远高于天然气.为将有机质性质对泥页岩含油量的影响进行细致刻画,我们分别进行了泥页岩有机质丰度、类型和成熟度对泥页岩含油量的影响的研究.

1.1.1 有机质丰度 从图 1 中可以看出,泥页岩含油性随 TOC 的增大总体呈上升趋势,表现出明显的 3 段性特征.根据包络线拐点值,对泥页岩的含

表 1 不同丰度、类型和成熟度有机质理论生烃量

Table 1 Hydrocarbon generation in the theory of organic matter with different abundance, type, and maturity

TOC(%)	生烃潜力(mg/g · TOC)	生烃转化率(%)	生油量(%)	生气量(m ³ /t 岩石)
1	300	30	0.05	1.22
1	300	60	0.09	2.37
1	500	30	0.13	2.04
1	500	60	0.25	3.95
2	300	30	0.09	2.44
2	300	60	0.18	4.74
2	500	30	0.25	4.07
2	500	60	0.50	7.90

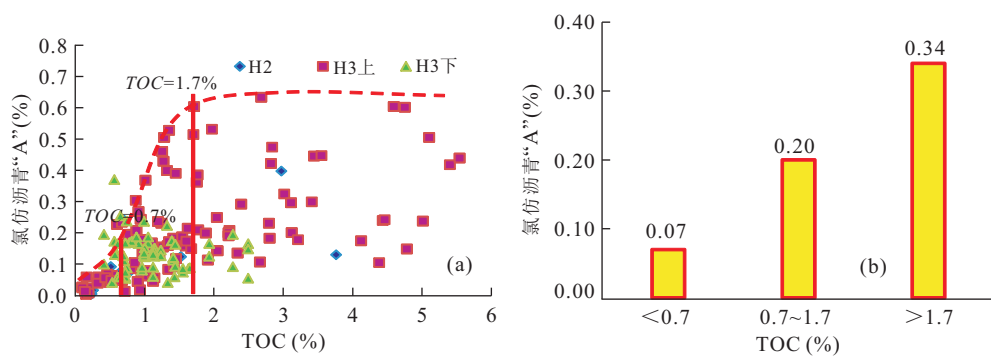


图 1 泌阳凹陷核桃园组泥页岩含油性与有机质丰度的对应关系

Fig.1 Corresponding relationship of shale oil-bearing property and abundance in the Hetaoyuan Formation, Biyang depression

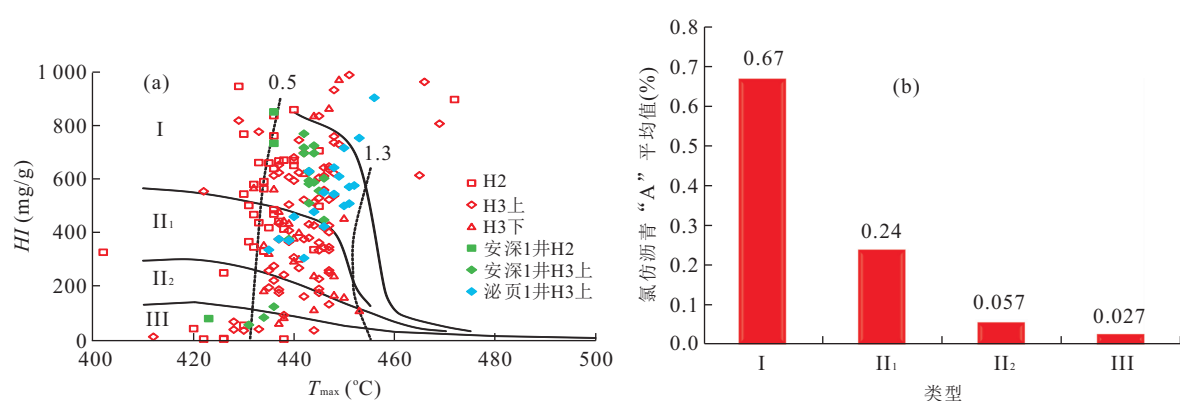


图 2 泌阳凹陷核桃园组泥页岩有机质类型(a)及其与含油性关系(b)

Fig.2 Organic matter type (a) and its relationship with oil-bearing property (b) of the Hetaoyuan formation in Biyang depression

油性进行了分段统计,如图 1b 所示,可以看出泥页岩的含油性与有机碳的值域有明显的正相关性.实测分析数据显示,泌页 1 井和安深 1 井总体均具有较高的有机质丰度,其中泌页 1 井、安深 1 井 H33 中部富集段 TOC 均值分别为 2.83%和 2.52%,均超过了泌阳凹陷富集段的门限值 1.70%,也达到了目前国内学者所认可的富集资源或有利区划分的门限值 2%(Lu *et al.*, 2012; 张金川等, 2012; 邹才能等, 2013).较多的有机质类型为其高含油性奠定了基础,泌页 1 井氯仿沥青“A”平均值为 0.4%.

1.1.2 有机质类型 由图 2a 可以看出,泌阳凹陷有机质类型总体以 I 型和 II₁ 型为主,安深 1 井、泌页 1 井核三上亚段泥页岩有机质类型主要为 I 型.从图 2 中可以明显看出,泥页岩有机质类型对其含油性有明显的控制作用,有机质类型越好,含油性越好.有机质类型为 II₂ 型和 III 型的泥页岩值明显低于有机质类型为 I 型和 II₁ 型的泥页岩.有机质为 I 型泥页岩含油性为 III 型的 10 倍以上.安深 1 井、泌页 1 井良好的有机质类型也是其高含油性的重要基础.

1.1.3 有机质成熟度 泥页岩有机质成熟度可以

用传统地化指标 *R*.加以反映,随深度的增加有机质成熟度总体上呈增大趋势(图 3a).受成熟度影响,氯仿沥青“A”/TOC 随深度总体上呈先增加后减小的趋势(图 3b),早期的增加是有机质的生烃作用造成的,后期的减小则是液态烃的裂解造成的.从含油量角度考虑,氯仿沥青“A”/TOC 的高值区所对应的深度范围是进行页岩油气勘探、开发的有利深度范围,对于泌阳凹陷,该深度范围大约是 3 000~3 500 m,对应 *R*. 大约在 0.8%~1.2%.安深 1 井和泌页 1 井 H33 中部富集段埋深在 2 500 m 左右,距离最佳埋深还有一定的差距,成烃转化率还未达到最高值.成熟度较小一方面会对泥页岩的含油性造成影响.另一方面,还将对地层原油的物性造成很大影响,具体我们将在下文“原油物性”部分展开介绍.

1.2 存储空间

存储空间同样是页岩油富集的重要因素,不难理解在油气源充足的情况下,存储空间越大,泥页岩的含油性越高.页岩油气的存储空间主要包括两大类:无机孔隙(裂缝)和有机纳米孔隙.从图 4 中可以看出,泥页岩含油性与有效孔隙度呈正相关,与

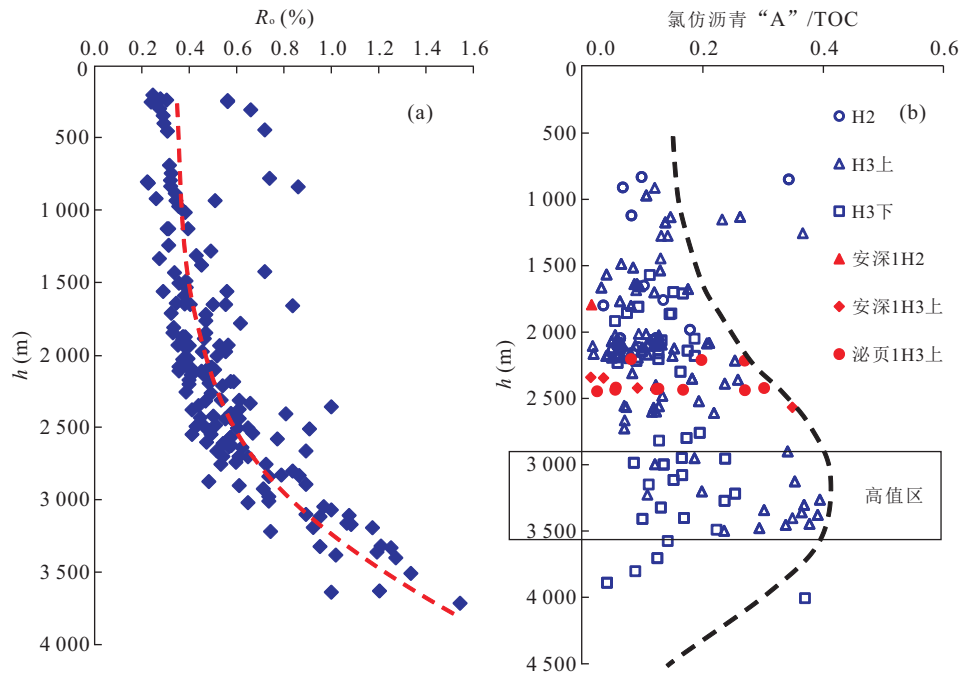


图 3 泌阳凹陷泥页岩有机质成熟度随埋深的变化(a)及氯仿沥青“A”/TOC 随埋深的变化(b)
Fig.3 Variation of organic matter maturity (a) and “A”/TOC (b) with depth of shale in Biyang depression

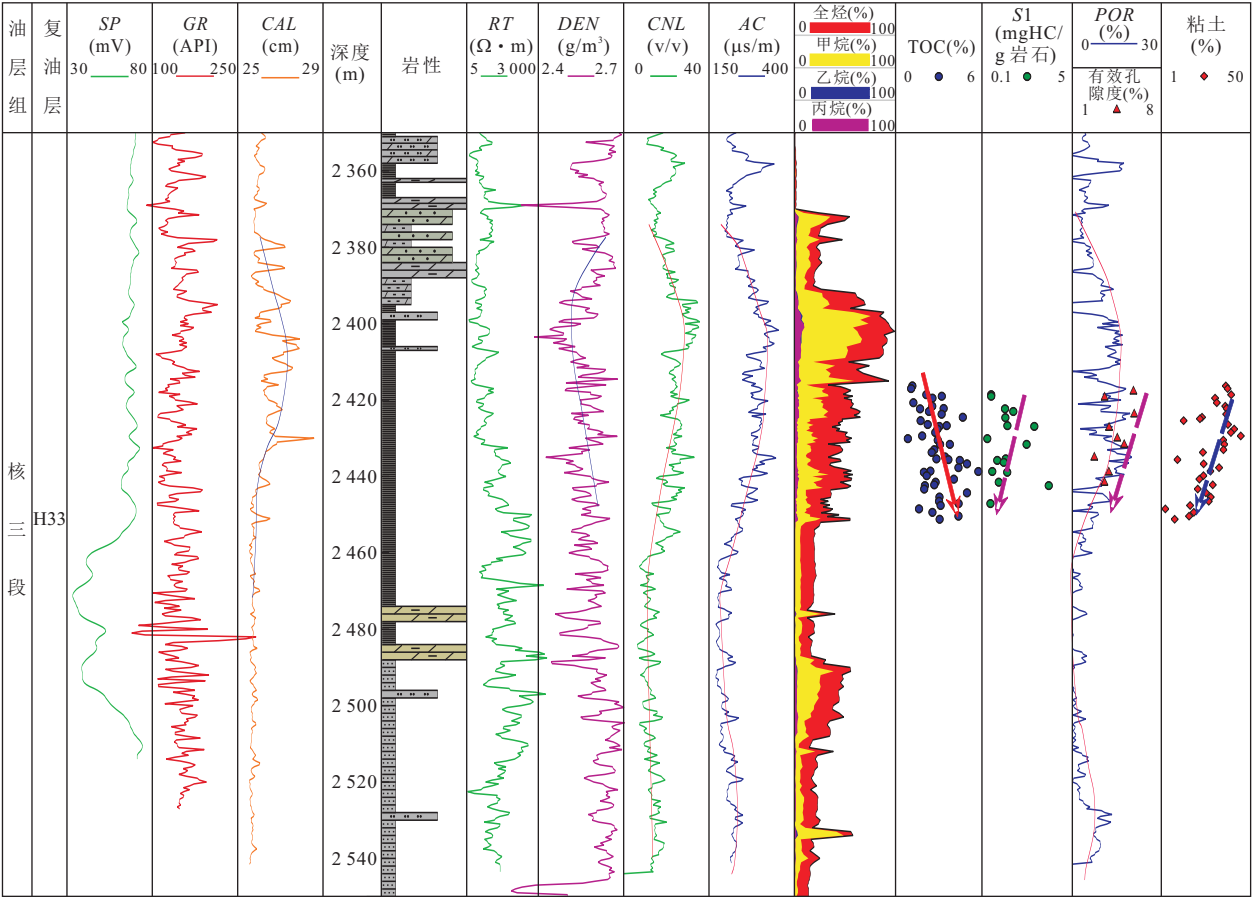


图 4 泌页 1 井综合柱状图
Fig.4 Columnar section of Biye-1 Well

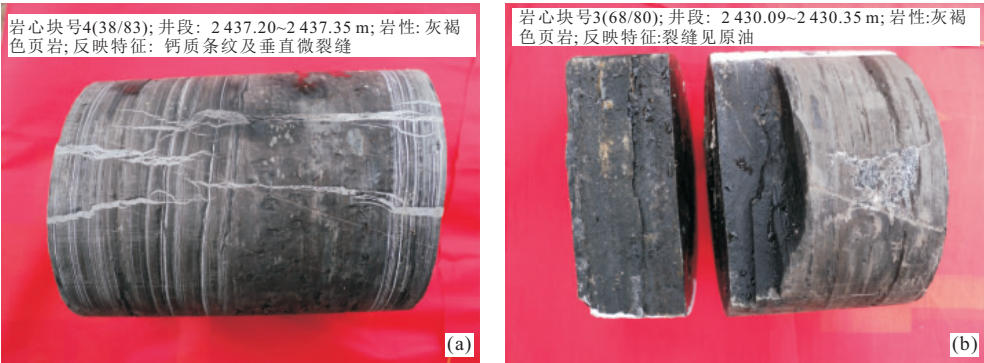


图 5 泌页 1 井泥页岩层理(a)及高角度构造裂缝(b)
Fig.5 Shale beddings and tectoclasses with high dip-angle of Biye-1 Well
a.2 437 m;b.2 420 m;岩心直径 101 mm

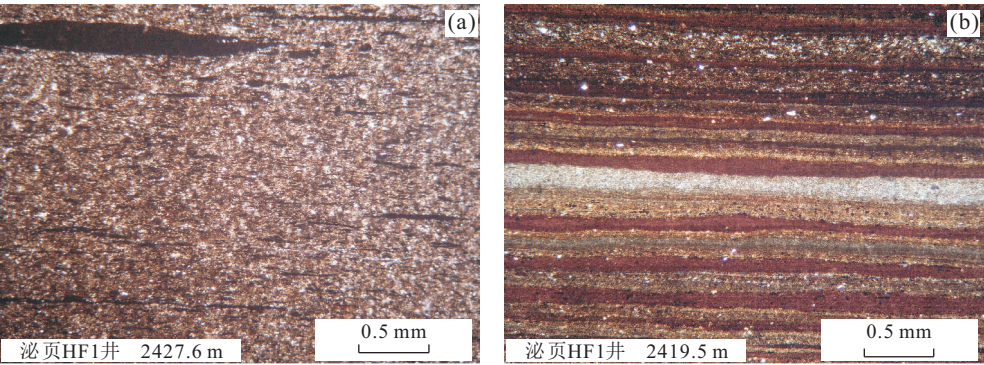


图 6 泌页 1 井泥页岩纹理发育情况
Fig.6 Development of lamination in shales with (a) and without beddings (b)
a.块状泥岩 2 427.6 m;b.页岩 2 419.5 m

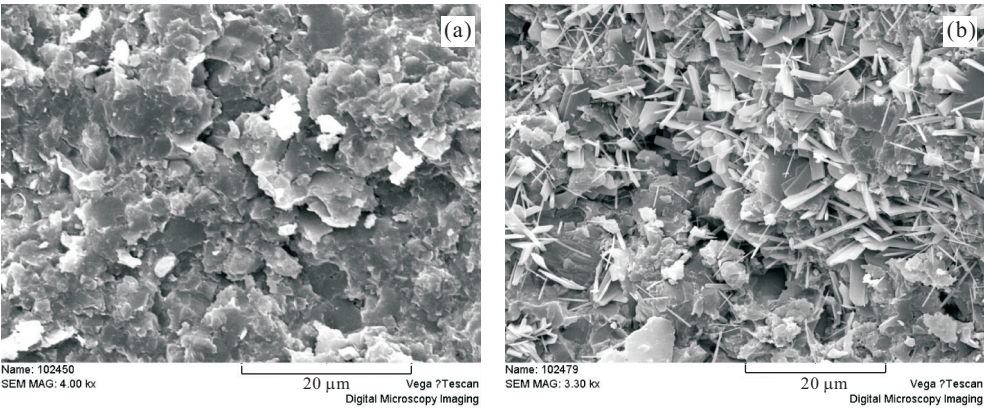


图 7 安深 1 井泥页岩基质孔隙
Fig.7 Matrix pores of shale in Anshen-1 Well
a.泥岩 2 418.55~2 418.85 m;b.白云质泥岩 2 570.46~2 570.76 m

TOC 呈负相关,说明有效孔隙度主要源于无机孔隙/裂缝的贡献,有机纳米孔隙作用有限,相互连通的无机孔隙是页岩油的主要赋存空间.另外,气测异常与有效孔隙度、扩径等有较好的对应关系,与有机

质丰度呈负相关关系,说明气测异常主要揭示溶解气和游离气的量.吸附气量在气测异常上没有很好的响应主要由于在油气可以共存的较大孔隙内,气分子难以与油分子竞争吸附位,天然气主要是溶解

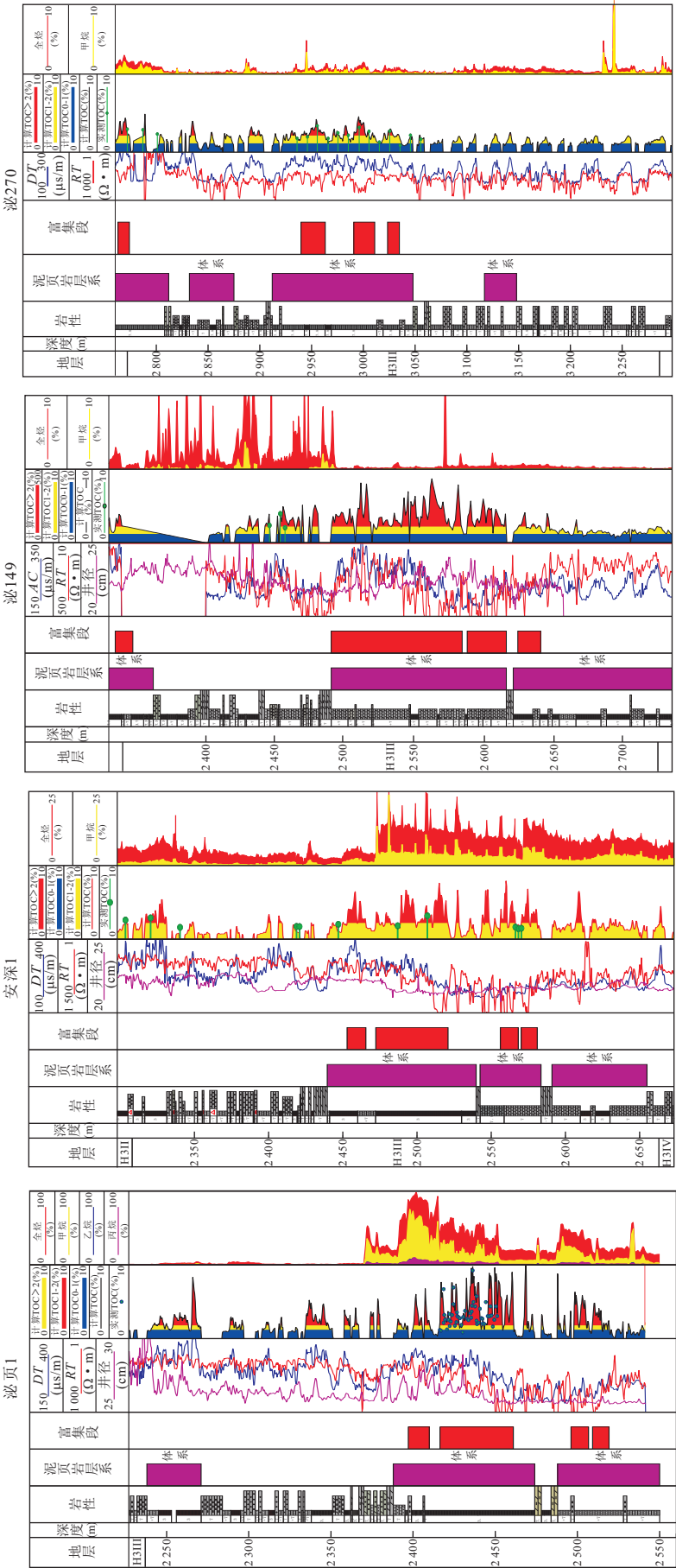


图8 泌阳凹陷H33页岩油富集段地层岩性及测井响应特征

Fig.8 Lithology and logging response characteristics of shale oil enrichment segment in the H33 formation, Biyang depression

在原油中或以游离态存在,而赋存在纳米级孔隙中以吸附态存在的天然气在平衡钻井过程中难以在短时间内大量解析.含油性、气测异常与孔隙度间的良好对应关系说明,对于大面积连续分布的泥页岩油气藏,也存在高孔渗的甜点区,有利于页岩油气的富集和开采.另外需要注意的是,在不发生扩径的层段可能出现含油性较好,但气测异常不明显的情况.加之气测异常与钻井工艺有很大关系,因此仅靠气测异常确定含油气层位具有一定的风险.

泌页 1 井和安深 1 井研究显示,泌阳凹陷无机孔隙(裂缝)主要包括宏观的页理、高角度构造裂缝(图 5)以及微观的纹理(图 6)、基质孔隙(图 7)等.从图 5~7 中可以看出,对于页岩而言,其页理、高角度构造裂缝、纹理发育,而普通块状泥岩发育程度较差.泥页岩的基质孔隙主要受其成分控制,对于成分单一粘土矿物含量较高的泥岩其基质孔隙往往是不发育的,而成分复杂的白云质泥页岩往往具有较好的基质孔隙.

1.3 保存条件

页岩油气的保存条件主要涉及沟通传统源储的断裂、源内裂缝的发育程度和岩性组合等.沟通源储的断裂发育会造成泥页岩向高孔渗的储层大量排烃,从而不利于页岩油的保存;致密的顶底板或薄夹层可对页岩油气起到较好的封闭作用;页理、构造裂缝和层间微裂缝既是页岩油气的储存空间,又是油气运移的疏导通道,具有双重作用.泌阳凹陷有效泥页岩层系均发育在深凹区内,断裂不发育(陈祥等, 2011),此外,泌阳凹陷页岩油富集段发育致密的白云岩顶底板且段内发育低有机质丰度泥页岩隔层(图 8),这些均有利于页岩油的保存.不过页岩油的保存还涉及其他因素,总体上页岩油气的保存条件涉及因素多,缺少定量化的指标,研究难度大,但异常地层压力的存在与否可以作为页岩油气保存条件的判断标准.因为保存条件好的地区,有机质生烃过程中必然产生异常高压(吴财芳等, 2014;杨兴业等, 2014),尽管产生异常高压的原因不仅限于此,目前已发现的页岩油藏通常呈高压特征(张金川等, 2012;邹才能等, 2013).从声波时差随深度变化的关系曲线(图 8)可以看出,泌阳凹陷页岩油富集段具有高声波时差的特征,但这些位置恰好是有机质丰度较高的层位,且经常伴随扩径现象发生,因此高声波时差的特征未必是超压现象的体现,泌阳凹陷的勘探实践也证实该凹陷不存在明显超压.超压的不存在说明该区页岩油气保存条件一般,同时也说明

该区地层能量不高,这对页岩油气的开采不利.

2 页岩油可采主控因素

2.1 储层改造条件

储层改造的最终目的是形成网状裂缝,提高渗流能力.在地应力场和施工条件一定的情况下,影响储层压裂效果的主要是岩石的脆性和天然孔缝的发育.首先,岩石的脆性越高,越容易形成网状裂缝,而天然的孔缝可以与人造裂缝相互连通,进一步增加储层的渗流能力.泌阳凹陷具备一定的天然孔缝,尤其是页理、纹理发育(图 5~6),它们很容易与压裂过程中产生的高角度裂缝连通形成网状疏导体系.另外,泌阳凹陷泥页岩脆性矿物含量普遍较高,多数超过 50%(图 9),有利于储层的压裂.泌页 1 井脆性矿物含量与泌阳凹陷整体大致相当,安深 1 井脆性矿物含量稍高,一般在 60%以上(图 9).

2.2 原油物性

原油物性是影响页岩油开采的重要因素之一,不难理解,对于低孔渗的致密储层,低密度、低粘度的原油更容易被采出,正因如此目前所产出的页岩油主要为轻质油(含凝析油)(张金川等, 2012;邹才能等, 2013).影响原油物性的因素主要有两点,一是原油的胶质、沥青质的含量,一是原油溶解天然气的数量.图 10 给出了泌阳凹陷原油、泥页岩抽提物随深度变化关系,可以看出,随深度(成熟度)的增加原油及抽提物中胶质与沥青质的含量呈明显的降低趋势.安深 1 井、泌页 1 井原油性质介于同深度常规原油与泥页岩抽提物之间.这主要是由于原油从源岩排出的初次运移过程中存在组分分馏作用,烃类更多地排除,而胶质和沥青质则更多地残留在泥页岩

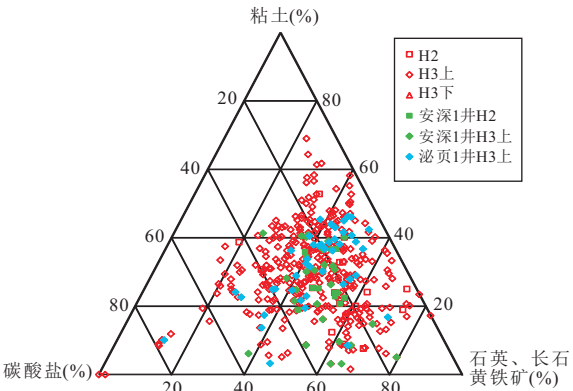


图 9 泌阳凹陷泥页岩矿物组成

Fig.9 Mineral composition of shale in Biyang depression

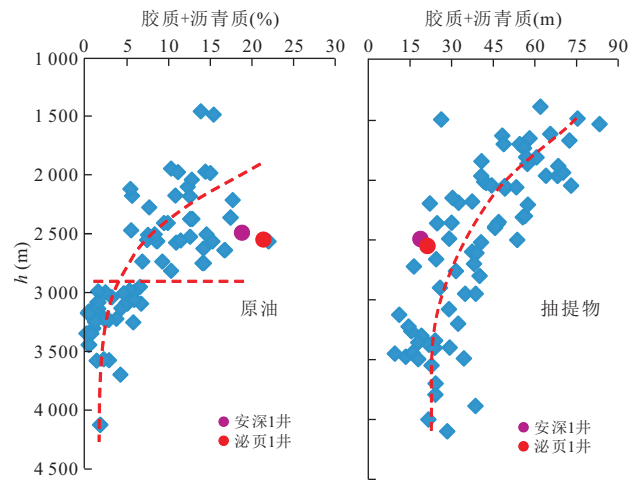


图 10 泌阳凹陷原油及泥页岩抽提物胶质、沥青质含量随深度的变化规律

Fig.10 Content variation of the resins and asphaltenes with depth of crude oil and chloroform extract in Biyang depression

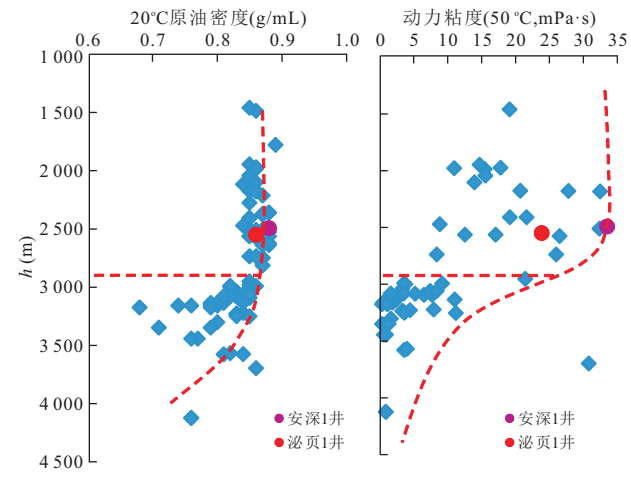


图 11 泌阳凹陷原油密度、粘度随深度变化规律

Fig.11 Variation of oil density and viscosity with depth in Biyang depression

中;而与源岩抽提物相比安深 1 井和泌页 1 井早期所产原油主要源自较大的孔缝(层理、裂缝),跟基质孔隙中原油相比烃类含量较高,而且源岩抽提物存在轻烃挥发损失的问题。

随着胶质、沥青质含量的降低,原油的密度和粘度呈明显下降趋势(图 11),特别是在 2 800 m 左右,原油密度和粘度开始骤减。泌页 1 井、安深 1 井由于埋深较小,有机质成熟度较低(R_o 平均值 0.86%),所产原油的密度和粘度均处于高值区。从原油物性考虑,2 800 m 以下应是页岩油开发的有利深度段。结合成熟度对泥页岩含油量的影响,泌阳凹陷泥页

岩埋深较大的东南部地区可能是下步页岩油勘探开发的有利区。

2.3 开发方式

从图 12 中可以看出页岩油产能呈逐渐下降趋势,下降速度逐渐降低,页岩气产能呈先下降、后高值波动、最后平稳的三阶段特征。这种产能变化曲线是 Bakken 页岩油气生成过程中的最为典型的一种(Tran *et al.*, 2011)。页岩油气产能的变化反映了地层压力变化下页岩油气赋存空间、相态的变化。在页岩气产能快速降低的第一阶段(50 d 之前)单相流体(页岩气以溶解态产出)从裂缝网络流向井筒,储层压力高于泡点压力,但压力急剧下降;在页岩气产能出现高值波动的第二阶段(50~150 d),储层压力低于泡点压力,气体从溶解态解析出来,油仍从裂缝网络流向井筒;在页岩气产能趋于平稳的阶段(150 d 以后),基质开始向裂缝网络排烃,在基质补充充足的情况下,气和油的产量趋于稳定。原油中溶解天然气的数量对其粘度有重要影响,天然气的大量脱溶必然造成原油粘度的大幅上升,从而不利于页岩油的产出,降低页岩油最终的产出量。因此生产过程中应尽量延缓储层压力的降低,增长页岩气产出的第一周期,使页岩气更多地以溶解态而不是以游离态产出,最终达到提高页岩油采收率的目的。此外,以往对致密储层的研究表明,低渗透储层一般具有较强的应力敏感性,地层压力的降低会进一步降低储层渗透率,增强流固耦合作用,增大启动压力梯度,不利于致密油气的开采(郭肖和伍勇, 2007;胥洪俊等, 2008;李传亮, 2009)。而且,泥页岩相对致密砂岩具有较高的粘土矿物含量,塑性较强,储层应力敏感会更为明显。基于该认识,页岩油气开采过程中也应尽量保持储层压力。

3 结论

页岩油的富集性主要受控于生烃基础、存储空间和保存条件,而是否具有可采性则主要取决于储层改造条件、原油物性和开发方式。泌阳凹陷安深 1 井、泌页 1 井核桃园组页理、纹理、构造裂缝等存储空间发育,且脆性矿物含量较高,有利于储层的压裂改造。然而,其埋深较小,成熟度较低,由此造成含油性较差,原油粘度较高,加之地层能量较低,不利于页岩油的开采。基于上述考虑,泌阳凹陷页岩油勘探开发的重点可能应向埋深较大的东南部地区转移。页岩油开采过程中储层压力低于泡点压力后,原油

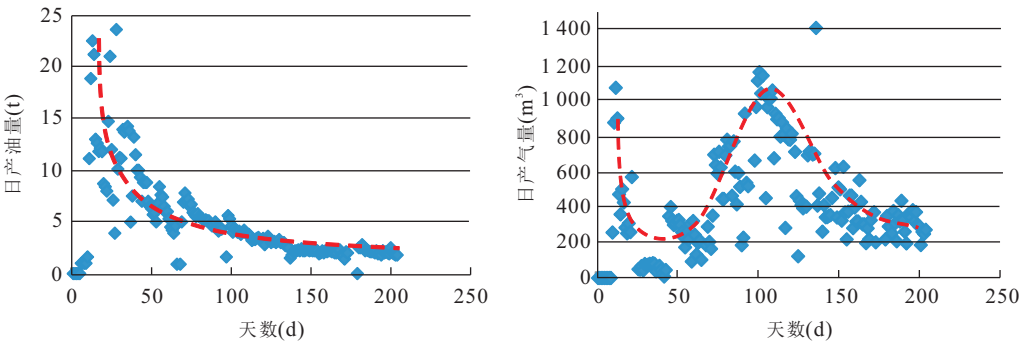


图 12 泌阳凹陷泌页 1 井页岩油气产能曲线
Fig.12 Shale oil and gas deliverability curve of Biye-1 Well in Biyang depression

伴生气将大量脱溶,原油粘度随之增大,另外泥页岩储层还具有较强的应力敏感性,因此页岩油生产过程中应尽量延缓储层压力的降低。

References

Cardott, B. J., 2012. Thermal Maturity of Woodford Shale Gas and Oil Plays, Oklahoma, USA. *International Journal of Coal Geology*, 103: 109–119. doi:10.1016/j.coal.2012.06.004

Chen, X., Wang, M., Yan, Y. X., et al., 2011. Accumulation Conditions for Continental Shale Oil and Gas in the Biyang Depression. *Oil & Gas Geology*, 32(4): 568–576 (in Chinese with English abstract).

Ding, W. L., Zhang, B. W., Li, T. M., 2003. Formation of Non-Tectonic Fractures in Mudstones in Gulong Depression. *Oil & Gas Geology*, 24(1): 50–54 (in Chinese with English abstract).

Guo, X., Wu, Y., 2007. Influence of Start-up Pressure Gradient and Stress Sensitivity on Productivity of Low-Permeability Gas Reservoirs. *Oil & Gas Geology*, 28(4): 539–543 (in Chinese with English abstract).

Jarvie, D. M., 2008. Unconventional Shale Resource Plays: Shale-Gas and Shale-Oil Opportunities. Fort Worth Business Press Meeting, Fort Worth.

Li, C. L., 2009. Stress Sensitivity Influence on Oil Well Productivity. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 31(1): 170–172 (in Chinese with English abstract).

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): 268–276. doi: 10.1016/S1876–3804(12)60042–1

Luo, C. X., 2011. Shale Oil Development may Change the Landscape in the World's Oil Market. *Sino-Global En-*

ergy, 16(12): 22–26 (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 Sciences*, 14(6): 22–29 (in Chinese with English abstract).

Mu, X. S., Yuan, X. R., Jia, Y. F., et al., 2003. The Formation Conditions and the Distribution Characteristics of the Oil Pools in the Fractures of the Shales in Dongpu Depression. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 10(1): 12–14 (in Chinese with English abstract).

Pu, B. L., 2008. Analysis of the Reservoir-Forming Conditions of Shale Gas Potential in Sichuan Basin, China University of Petroleum (East China) (Disstertation), Dongying, 1–7 (in Chinese).

Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2007. Impact of Mass Balance Calculations on Adsorption Capacities in Microporous Shale Gas Reservoirs. *Fuel*, 86: 2696–2706. doi: 10.1016/j.fuel.2007.02.036

Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2009. The Importance of Shale Composition and Pore Structure upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26: 916–927. doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004

Sheng, J. J., Chen, K., 2014. Evaluation of the EOR Potential of Gas and Water Injection in Shale Oil Reservoirs. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 5: 1–9. doi:10.1016/j.juogr.2013.12.001

Tran, T., Sinurat, P., Wattenbarger, R. A., 2011. Production Characteristics of the Bakken Shale Oil. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. doi:10.2118/145684–MS

Wu, C. F., Wang, C., Jiang, W., 2014. Abnormal High-Pressure Formation Mechanism in Coal Reservoir of Bide-Santang Basin, Western Guizhou Province. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*,

- 39(1):73—78(in Chinese with English abstract).
- Xiang, L. H., 2008. Quantitatively Analyze the Main Controlling Factors of Mudstone Fracture in Jiyang Depression. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 15(5): 31—33, 37 (in Chinese with English abstract).
- Xu, F. G., Li, Q., Kang, R. H., et al., 2003. The Characteristics of Fractured Shale Reservoir in Zhanhua Depression. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 23(1): 74—76 (in Chinese with English abstract).
- Xu, H. J., Fan, G. M., Kang, Z., et al., 2008. A Productivity Prediction Equation Considering Rock Permeability Stress-Sensitivity in Low-Permeability Gas Reservoirs. *Natural Gas Geoscience*, 19(1): 145—147 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y. X., He, S., He, Z. L., et al., 2014. Sealing Mechanism of Overpressured Top Seal in Well Jianshen 1 Silurian Formation of Shizhu Synclinorium. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 39(1): 64—72(in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. Y., Chen, Q. M., Liu, L. M., 1993. A Discussion on the Characteristics of Fractured Reservoir of Mudstone in Nanyang Depression and the Mechanism of Its Formation. *Petroleum Exploration and Development*, 20(1): 18—26(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).
- 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).
- 丁文龙, 张博闻, 李泰明, 2003. 古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成. *石油与天然气地质*, 24(1): 50—54.
- 郭肖, 伍勇, 2007. 启动压力梯度和应力敏感效应对低渗透气藏水平井产能的影响. *石油与天然气地质*, 28(4): 539—543.
- 李传亮, 2009. 应力敏感对油井产能的影响. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 31(1): 170—172.
- 罗承先, 2011. 页岩油开发可能改变世界石油形势. *中外能源*, 16(12): 22—26.
- 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—29.
- 慕小水, 苑晓荣, 贾贻芳, 等, 2003. 东濮凹陷泥岩裂缝油气藏形成条件及分布特点. *断块油气田*, 10(1): 12—14.
- 蒲伯伶, 2008. 四川盆地页岩气成藏条件分析(学位论文). 东营: 中国石油大学(华东), 1—7.
- 吴财芳, 王聪, 姜玮, 2014. 黔西比德—三塘盆地煤储层异常高压形成机制. *地球科学——中国地质大学学报*, 39(1): 73—78.
- 向立宏, 2008. 济阳坳陷泥岩裂缝主控因素定量分析. *油气地质与采收率*, 15(5): 31—33, 37.
- 徐福刚, 李琦, 康仁华, 等, 2003. 沾化凹陷泥岩裂缝油气藏研究. *矿物岩石*, 23(1): 74—76.
- 胥洪俊, 范明国, 康征, 等, 2008. 考虑渗透率应力敏感的低渗气藏产能预测公式. *天然气地球科学*, 19(1): 145—147.
- 杨兴业, 何生, 何治亮, 等, 2014. 石柱地区建深1井志留系超压顶封层的封闭机制. *地球科学——中国地质大学学报*, 39(1): 64—72.
- 张光亚, 陈全茂, 刘来民, 1993. 南阳凹陷泥岩裂缝油气藏特征及其形成机制探讨. *石油勘探与开发*, 20(1): 18—26.
- 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.
- 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.

附中文参考文献

- 陈祥, 王敏, 严永新, 等, 2011. 泌阳凹陷陆相页岩油气成藏条件. *石油与天然气地质*, 32(4): 568—576.