

引用格式:郭旭升,李王鹏,申宝剑,等.中国石化探区和邻区油页岩原位开采选区评价[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):1-10.

GUO Xusheng, LI Wangpeng, SHEN Baojian, et al. Selection evaluation of in-situ exploitation of oil shale in Sinopec exploration areas and adjacent areas[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 1-10.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.001

中国石化探区和邻区油页岩原位开采选区评价

郭旭升^{1,2,3},李王鹏^{1,2,3},申宝剑^{1,2,3},胡宗全^{1,2,3},赵培荣^{1,2,3},黎茂稳^{1,2,3},高波^{1,2,3},冯动军^{1,2,3},刘雅利^{1,2,3},武晓玲^{1,2,3},苏建政³

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室,北京 102206;2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室,北京 102206;

3. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206)

摘要:中国石化探区油页岩资源丰富,是国家重要的战略储备资源和补充能源。加快油页岩勘探开发对改善中国能源结构和保障国家能源安全具有重要意义。为了实现油页岩规模勘探与效益开发,通过调研梳理国内外成功开展油页岩原位开采现场试验的技术,分析试验区特征、地质和工程适应性、选区选层要求等认为:国外壳牌公司电加热法技术、中国吉林众诚公司的原位压裂化学干馏技术和吉林大学的局部化学反应法原位裂解技术实施了现场先导试验并获得成功,但中国两项技术的成熟度和可行性有待进一步研究论证,且现有的原位开采技术对深部油页岩的适应性均未得到验证。通过开展油页岩原位开采技术特点、地质资源条件、开采工程条件梳理分析,针对约束中国油页岩原位开采的关键因素,结合加热方式确定了4项地质参数、6项工程参数和分级评价界限,并根据约束油页岩原位开采利用的程度确定各参数的权重,建立了油页岩原位开采有利区地质-工程双因素评价模型,优选出15个中国石化探区和邻区油页岩I类有利区。对选出的有利区进一步分析其顶底板、断裂、可动水等关键因素的影响,并综合评价优选出4个试验目标区,分别为:鄂尔多斯盆地南缘旬邑区块、博格达山北麓南缘上黄山街含矿区、茂名盆地电白含矿区、抚顺盆地抚顺含矿区。

关键词:油页岩;含油率;加热方式;原位转化;选区评价

中图分类号:TE662

文献标识码:A

Selection evaluation of in-situ exploitation of oil shale in Sinopec exploration areas and adjacent areas

GUO Xusheng^{1,2,3}, LI Wangpeng^{1,2,3}, SHEN Baojian^{1,2,3}, HU Zongquan^{1,2,3}, ZHAO Peirong^{1,2,3}, LI Maowen^{1,2,3}, GAO Bo^{1,2,3}, FENG Dongjun^{1,2,3}, LIU Yali^{1,2,3}, WU Xiaoling^{1,2,3}, SU Jianzheng³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China;

2. Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, Beijing 102206, China;

3. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China)

Abstract: Oil shale in the Sinopec exploration areas is abundant and serves as an important strategic reserve and supplementary energy source for the country. Accelerating the exploration and development of oil shale is crucial for improving China's energy structure and ensuring national energy security. To achieve large-scale exploration and cost-effective development of oil shale, the technologies of in-situ exploitation field tests successfully conducted both domestically and internationally were reviewed and summarized. Based on this review, the characteristics of test areas, geological and engineering adaptability, and selection layer requirements were analyzed. It was concluded that field pilot tests of Shell's electric heating method, Jilin Zhongcheng Company's in-situ fracturing chemical retorting technology, and Jilin University's local chemical reaction-based in-situ pyrolysis technology have been successfully carried out. However, the maturity and feasibility of two technologies in China need to be further studied and validated, and the adaptability of existing in-situ exploitation technologies to deep oil shale remains unverified. The technical characteristics, geological resource conditions, and exploitation engineering conditions of in-situ oil shale exploitation were reviewed and analyzed. Based on the key factors restricting in-situ exploitation of oil shale in China and the heating method, four geological parameters, six engineering parameters, and classification evaluation limits were determined.

收稿日期:2024-07-24。

第一作者简介:郭旭升(1965—),男,博士,中国工程院院士,教授级高级工程师,主要从事油气勘探研究与生产管理等相关工作。地址:北京市昌平区百沙路197号中国石化科学技术研究中心,邮政编码:102206。E-mail:guoxs.syky@sinopec.com

通信作者简介:李王鹏(1986—),男,博士,副研究员,主要从事石油地质勘探研究等相关工作。地址:北京市昌平区百沙路197号中国石化科学技术研究中心,邮政编码:102206。E-mail:liwp.syky@sinopec.com

基金项目:中国石化科技部项目“松辽盆地北部油气勘探潜力评价与突破目标优选”(P23092);中国石化科技部项目“油页岩原位转化开采关键技术”(P20066)。

Additionally, the weights of each parameter were assigned according to the degree of constraints on in-situ exploitation and utilization of oil shale. A two-factor evaluation model of geological and engineering for identifying favorable areas for in-situ oil shale exploitation was then established, leading to the selection of 15 Class I favorable areas in Sinopec exploration areas and adjacent areas. The effects of key factors, including roof and floor, fractures, and movable water, on the selected favorable areas were further analyzed. Through comprehensive evaluation, four target areas were selected: the Xunyi mining area on the southern margin of the Ordos Basin, the Shanghuangshan Street mining area on the southern edge of the northern piedmont of the Bogda Mountains, the Dianbai mining area in the Maoming Basin, and the Fushun mining area in the Fushun Basin.

Keywords: oil shale; oil content; heating method; in-situ conversion; selection evaluation

油页岩是富含有机物的沉积岩,粒度小,主要成分为油母质,可在一定温度条件下进行干馏分解,提炼出液态烃类^[1]。油页岩分布于全球各地,可采油量为 $(4\ 500\sim 5\ 200)\times 10^8\text{ m}^3$,超过已探明石油储量的2倍,主要分布在美国、俄罗斯、中国等^[2-4]。中国油页岩资源主要分布在松辽、鄂尔多斯、伦坡拉、准噶尔、羌塘、柴达木和茂名7个盆地,油页岩资源占全国总资源的96%。中国油页岩储量为 $7\ 199\times 10^8\text{ t}$,可采页岩油约为 $476\times 10^8\text{ t}$,储量仅次于煤炭,能够成为常规能源的补充^[1]。

油页岩主要有2种开发方式,分别为地面干馏和原位开采^[5]。地面干馏是指将油页岩像煤炭一样经井下或露天开采至地表,再进行破碎分离,经过室内干馏炉加热后生成油页岩油。地面干馏技术较成熟,但是仅适用于埋深小于300 m的浅层油页岩资源。然而已探明的油页岩资源中,大部分埋深大于500 m,很难使用露天或巷道式开采方式,埋藏较深的油页岩将很难被开发利用。此外,地面干馏技术存在占地面积大、生产规模小、资源利用率低和环境污染等问题^[6-7]。油页岩原位开采技术不需要露天或巷道开采,直接通过热传导、对流、辐射、燃烧等方式对油页岩进行原位加热,将有机质裂解成油和可燃的烃气,并通过热破裂和有机质热解形成的孔-缝通道渗流,然后再将油气导出地表^[5,8-9]。原位开采具有成本低、采收率高、污染少等优点,是未来油页岩开发的主要方式,也是油页岩大规模绿色开发利用的主要途径。

中国油页岩资源从埋藏深度来看,埋深(300~1 000) m的油页岩资源占86%,适合露天开采(埋深小于100 m)和井工开采(埋深介于100~300 m)的油页岩资源较少,大部分油页岩资源的开发将依赖原位开采技术的突破。针对油页岩的原位开采,除了要有先进的开采技术和工艺外,还必须选择适宜原位开采的地区,即开展选区评价。中国油页岩原位开采工艺研究刚刚起步,油页岩原位开采选区评价标准和方法正在逐渐完善^[10-14]。中国石化一直致力于打造世界领先洁净能源化工公司,是中国较早开展油页岩原位转化开采技术研究的石油公司。在原位开采选区评价、原位开采钻完井技术研究、原位开采机理和实验等方面均取得显著进展,目前已初步建立了油页岩原位

转化开采选区评价方法,开展了油页岩原位开采地质选区研究,对改变中国能源结构具有非常重要的战略意义。

1 油页岩原位开采技术研究现状

20世纪70年代以来,国内外能源公司和研究机构先后提出了十几种油页岩原位开采技术和方法。其中,国外主要有壳牌公司的电加热法(ICP)技术、埃克森美孚公司的压裂导电裂解原位转化技术、雪弗龙公司的超临界CO₂提取(CRUSH)技术、斯伦贝谢公司的临界流射频技术等^[15-19]。中国的高校、石油企业针对中国油页岩的特征,自主研发了油页岩地下原位开采技术,主要有太原理工大学对流加热技术,吉林大学研发的近临界水地下原位转化技术、高压-工频电加热原位裂解技术、局部化学反应法原位裂解(TS-A法)技术,吉林众诚集团的油页岩原位压裂和化学干馏技术等^[1,4-5,20]。但是这些技术大多仍处于实验室研发阶段,尚未实现商业化应用,国外仅有美国矿业局燃烧法原位开采技术和ICP原位开采技术实施了现场先导试验并获得成功。中国地下原位开采技术研究还处于起步阶段,基础研究比较薄弱,目前只有吉林众诚公司的原位压裂和化学干馏提取油页岩油气技术、吉林大学的TS-A法提取油页岩油气技术进行了初步试验,成功提取出了油页岩油(表1)。

1.1 原位开采技术现场试验进展

1) 壳牌公司ICP现场试验

一直以来,壳牌公司马霍甘尼(Mahogany)研究工程致力于革新原位转化工艺^[21-24]。其原理是在加热井中插入电加热器,一般加热距地表300~600 m深的油页岩。岩层被缓慢加热到400~500 °C,将油页岩中的干酪根转变为原油和天然气,再运用传统采油方法将油气生成物抽汲到地面。目前,壳牌公司ICP已经发展到第二代,被称作E-ICP,2006年编制完成相关试验计划,并申请获得了科罗拉多州3个油页岩开发、试验和示范区块进行现场试验。

1981年,壳牌公司在美国科罗拉多州开展了第一次

表1 国内外油页岩原位转化开采主要研发单位和技术
Table 1 Major research and development organizations and technologies of in-situ conversion mining of oil shale domestically and internationally

加热方式	技术研发单位或公司	工艺技术	试验方式
燃烧加热	美国矿业局	原位燃烧技术	现场试验
	美国西方石油公司	原位燃烧技术	现场试验
	众诚公司	原位压裂和化学干馏	现场试验
电加热	壳牌公司	电加热法技术	现场试验
	埃克森美孚公司	Electrofrac工艺	未成功
流体加热	IEP公司	燃料电池技术	没有试验
	美国页岩油公司	沸腾油加热转化技术	未成功
	雪佛龙公司	CRUSH技术	没有试验
	Mountain West Energy公司	IVE技术	没有试验
	Petro Probe公司	Superheated Air技术	没有试验
辐射加热	吉林大学	TS-A法	现场试验
	太原理工大学	MTI技术	实验室中试
	中国石化	电或流体复合加热技术	没有试验
	中国石油	电或流体加热技术	没有试验
	劳伦斯-利弗莫尔国家实验室	LLNL的射频工艺	没有试验
	Phoenix Wyoming公司	Microwave技术	没有试验
	雷神公司	RF或CF技术	没有试验

现场试验,至今已在美国、加拿大、约旦开展了9次现场试验,其中8次试验成功采出油气。2004年,在科罗拉多对1块长11 m、宽6 m的绿河组油页岩试验区开展加热试验,加热深度介于85.3~119.8 m。2004年年初开始对油页岩层进行加热,9月份开始产油,截至2005年8月累计产出轻质油1 860桶,同时还有伴生气产出,折合产出油2 600桶。最终油采收率65%,油气综合采收率75%。

2013年,在中国吉林扶余地区对白垩系青山口组、嫩江组油页岩(平均含油率6%)开展加热试验,加热深度300 m,加热段厚度4.5 m,历时1个月,未能实现此类油页岩的原位转化。

2) 众诚燃烧法原位转化开采技术现场试验

吉林省众诚油页岩投资开发有限公司自主研发了油页岩地下原位裂解技术并开展了现场试验。该技术以注气燃烧井为中心将生产井按照蜂窝形布局,通过对油页岩层压裂,使各井实现贯通,建立油气通道;在注气燃烧井中建立燃烧室,将油页岩层加热实现地下干馏,并驱替油页岩油气至地面。

2013年,吉林省扶余县长春岭青山口组油页岩开展现场试验,现场试验场地约20 000 m²,1口注入井、4口生产井(直井),加热深度330 m,加热段油页岩厚度4.5 m,平均含油率5.53%,3个月累计产油量15.88 t,采收率72%。产出的油页岩油经测试,得出结果:初馏点98℃,

终馏点527℃,轻油馏分比例87%,重油馏分比例13%,为较轻、品质较好的油页岩油。

3) 吉林大学TS-A法油页岩原位转化开采技术现场试验

该技术是在开始阶段注入混合热气体,对油页岩层局部位置进行加热,引发油页岩中的干酪根裂解化学反应。随后利用注入的混合热气体和添加的化学物质与油页岩持续反应产生的热量,对油页岩层进行加热。通过控制系统温度、压力、流量和反应区域等参数,提高出油效率和油品质量。

2013年10月,吉林大学在吉林省永安地区进行改进型局部化学反应法、油页岩原位转化技术先导试验工程建设。试验区总面积约1 800 m²,目标油页岩层埋深介于60~360 m,平均含油率6.33%,试验井深介于65~72 m。先导试验期间累计产油量1.65 t,油品质较好。

1.2 原位开采技术地质和工程适应性研究

通过调研国内外成功开展油页岩原位开采现场试验的技术及其特点^[25-30],分析原位开采试验区地质特征,有助于了解原位开采技术的地质和工程适应性及其选区选层要求。

壳牌公司ICP现场试验区是美国科罗拉多州皮申斯盆地(Piceance Creek)马霍甘尼(Mahogany)带绿河组油页岩,是迄今为止油页岩原位开采研究程度最高的地区。绿河组油页岩形成于早一中始新世湖相环境,皮申斯盆地是绿河组油页岩最发育的盆地,面积4 600 km²,油页岩油资源量1 710×10⁸ t。马霍甘尼带绿河组油页岩厚度大,富矿层单层厚度介于60~600 m,平均含油率11.4%,局部高达38.2%。绿河组油页岩组成以碳酸盐矿物为主(占48%),黏土矿物含量较低(平均14%)。干酪根类型为I型,有机质丰度高,总有机碳(TOC)含量介于13.95%~22.88%,平均17.32%,绿河组油页岩主要形成于强还原咸水沉积环境。

壳牌公司ICP技术经过多年的现场试验,显示其应用于油页岩商业化原位开采的前提条件为:①油页岩层段基本不渗透且无可流动的水;②油页岩平均含油率不小于7%,单层厚度不小于20 m,TOC不小于10%;③加热深度800 m以浅。

吉林大学TS-A法和众诚燃烧法现场试验区均在松辽盆地东南隆起区。前者是农安地区嫩江组油页岩,后者是扶余县长春岭地区青山口组油页岩。扶余—长春岭油页岩含矿区埋深一般在300 m以浅,农安含矿区油页岩埋深介于150~250 m。油页岩品位较低,平均含油率约5%,I—II₁型干酪根,单层厚度较小,介于2~3 m,最大累积厚度36 m,平均TOC分别为14.35%和13.82%。

油页岩形成于深湖—半深湖沉积环境(表2),该2项技术要求油页岩含油率大于5%,单层厚度无特殊要求,但层位要连续,可有薄隔层,开采层位无流动水。

总体来看,壳牌公司的ICP相对成熟,技术可行性得到了验证,但对于大规模工业应用仍具有一定局限性,主要表现在加热井距小、加热时间长、不适合层薄、含油率低、有断层、有顶底水层等油页岩。吉林众诚的燃烧法、吉林大学的TS-A法油页岩原位转化开采技术和工艺适合于低品位、薄层油页岩,但2项技术均尚不成熟,需要加强相关基础研究进一步完善发展,同时加大试验规模,验证其技术可行性。此外,目前试验深度仅达400 m左右,现有原位开采技术对于深部(埋深介于500~1 000 m)油页岩的适应性尚未得到验证(表3)。

2 油页岩原位开采选区评价参数、标准和方法

油页岩原位开采选区评价中最关键的是优选评价参数、确定权重和建立评价模型^[31-32]。通过对上述原位开采技术特点和地质、工程适应性分析(表2—表3),对油页岩原位开采有影响的关键因素可分为地质资源条件和开采工程条件两大类,而且不同加热方式对选区选层的标准也有差别。以电加热和流体加热原位开采原理为基础,针对约束中国油页岩原位开采的关键因素,遴选出制约油页岩原位开采利用的10个参数(表4)。确定了各参数分级评价界限,并根据约束油页岩原位开采利用的程

表2 现场试验成功地区油页岩地质适应性

Table 2 Geological adaptability of oil shale in areas with successful field tests

技术名称	层位	倾角/ (°)	加热油页岩 埋深/m	油页岩单层 厚度/m	加热层段 厚度/m	平均 含油率/%	平均 $\omega(\text{TOC})/\%$	有机质 类型	水分/ %	黏土含量/ %
壳牌公司ICP	古近系绿河组	1~4	85~120	60~600	35.0	11.40	17.32	I	1.24	14.0
吉林大学TS-A法	白垩系嫩江组	1~3	70	2~3	7.6	5.79	14.35	I—II ₁	3.50	35.9~39.8
众诚公司原位燃烧法	白垩系青山口组	3~5	330	2~3	4.5	5.53	13.82	I—II ₁	3.80	39.4~47.0

表3 成功实现油页岩原位转化现场试验区的工程适应性

Table 3 Engineering adaptability of field test areas achieving in-situ conversion of oil shale

技术名称	加热时间	油页岩裂解温度/°C	单层厚度	含油率	试验井距/m	地层水	目前试验深度/m
壳牌公司ICP	慢	大于350	要求较高 (大于20 m)	大于7%	5	隔离水层	300
吉林大学 TS-A法	快	大于350	无特殊要求,层位要连续, 允许有薄的隔层	大于5%,适用于低含 油率的油页岩层	5~25	远离水层	484
众诚公司原位 燃烧法	快	大于350	无特殊要求,层位要连续, 允许有薄的隔层	大于5%,适用于低含 油率的油页岩层		远离水层	330

表4 油页岩原位开采选区评价参数和标准

Table 4 Evaluation parameters and standards for target area selection in in-situ oil shale exploitation

参数 类型	参数名称	分 值				参数 权重
		一级(好) [0.75, 1.00]	二级(较好) [0.50, 0.75)	三级(较差) [0.25, 0.50)	四级(差) [0, 0.25)	
地质 条件 参数	含油率/%	[7, 10]	[6, 7)	[5, 6)	[3.5, 5)	15
	单层厚度/m	[15, 20]	[10, 15)	[5, 10)	[2, 5)	15
	油页岩油资源量/ 10^4 t	[5 000, 100 000]	[1 000, 5 000)	[100, 1 000)	[1, 100)	10
	油页岩油资源丰度/ $(10^4 \text{ t}/\text{km}^2)$	[500, 1 000]	[200, 500)	[100, 200)	[5, 100)	10
开采 工程 条件 参数	矿体埋深/m	[100, 300)	[300, 500)	[500, 800)	[800, 1 000]	15
	倾角/ $^\circ$	[0, 10)	[10, 30)	[30, 60)	[60, 90]	10
	矿体连续性	强	较强	中等	弱	10
	勘查程度	勘探	详查	普查	预查	5
	地表条件	平原	丘陵、黄土塬	戈壁	高原、山地、沙漠	5
	交通和电力供给	距干线[0, 20) km, 供电充足	距干线[20, 50) km, 需外部供电 1/3	距干线[50, 100) km, 需外部供电 1/2	距干线 ≥ 100 km, 需外部供电 2/3	5

度确定各参数的权重。

地质资源条件系数、开采工程条件系数是对油页岩含矿区不同方面属性的反映^[33-35]。因此,具有勘探开发前景的油页岩含矿区必须是地质资源条件、工程技术条件都较好的含矿区。本研究以油页岩含矿区为评价单元,以地质资源条件系数、开采工程条件系数作为决定含矿区优劣的主要因素,采用双因素法评价模型进行评价(图1)。I类有利区:地质资源条件系数和工程条件系数均不小于25,属于目前技术条件下最有利的原位开采目标,可以列为近期重点开发评价和开采试验区。在此基础上,对选出的I类有利区进一步分析其顶底板、断裂、可动水等关键因素的影响,综合评价优选出原位开采试验目标区。选区主要考虑了以下原则:油页岩资源量大、查明程度高;油页岩单层厚度大、平均含油率高、矿石

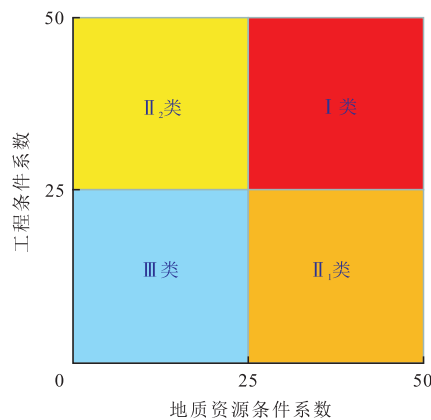


图1 油页岩原位开采选区地质-工程双因素模型

Fig. 1 Geological-engineering two-factor model for target area selection in in-situ oil shale exploitation

含水性低;构造地质条件简单,地层倾角小;水文、工程地质条件简单;非建设限制区。

油页岩原位开采靶区选择主要考虑以下原则:

1) 工艺与地质条件匹配。主要是矿体埋深、单层厚度、矿石含水性、地化、物性、岩石力学等参数,是否符合所选原位开采工艺加热干馏。

2) 平均含油率尽量高,矿体单层厚度尽量大。本次试验靶区选择要求平均含油率 $\geq 7\%$,单层厚度 ≥ 15 m,相邻主要矿层累计厚度 ≥ 20 m(夹层 ≤ 1 m)。

3) 构造地质条件简单,地层倾角小。例如:地层水平、低倾角(倾角 $\leq 20^\circ$)单斜、宽缓褶皱(翼部倾角 $\leq 30^\circ$)。无穿过顶板、底板的显著断层。

4) 水文、工程地质条件尽量简单。水文地质简单,矿体不夹含水层;顶板、底板是良好隔水层;工程地质简单—中等,矿层、顶板、底板岩体完整;储层易压裂形成缝网(水平层理或页理发育、水敏性矿物少)。

5) 非建设限制区。如非环境保护区、军事禁区等。

3 油页岩原位开采选区评价

依据上述油页岩选区标准和双因素法模型,对中国石化探区及周边32个油页岩含矿区进行评价。优选出I类有利区15个(表5)。在此基础上,对15个有利区进一步分析其顶底板、断裂、可动水等关键因素的影响,综合评价优选出原位开采试验目标区。初步优选出原位开采试验目标区4个,分别是:鄂尔多斯盆地的南缘旬邑区块、博格达山北麓南缘的上黄山街含矿区、茂名盆地的电

表5 15个I类有利区主要地质-工程参数

Table 5 Key geological-engineering parameters of 15 Class I favorable areas

盆地	矿区	地质条件系数				工程条件系数						
		含油率/ %	单层厚度/ m	油页岩油 资源量/ 10^4 t	油页岩油资源丰度/ (10^4 t/ km^2)	矿体埋深/ m	倾角/ ($^\circ$)	矿体 连续性	勘查程度	地表条件	交通和 电力	
准噶尔	三工河	10.23	15.00~30.00	498 110	4 353	0~500	25~45	强	探槽预查	山地	便利	
	上黄山街	13.25	10.00~25.00	18 365	1 670	0~500	30~60	强	探槽预查	山地	便利	
	芦草沟预测区	7.06	10.00~25.00	6 223	1 009	0~500	40~65	较强	预查	山地	便利	
	芦草沟勘查区	7.06	10.00~25.00	631	1 002	0~500	40~65	较强	普查—详查	山地	便利	
	妖魔山	7.00	1.40~17.00	1 867	808	0~590	60~80	较强	详查	山地	便利	
	水磨沟	6.86	4.00~18.00	705	647	0~500	30~45	较强	普查—详查	低山丘陵	便利	
	大东沟	5.48	8.00~15.00	5 135	815	0~500	50~60	强	探槽预查	山地	便利	
鄂尔 多斯	旬邑—宜君	6.58	16.20	164 260	215	0~1 000	5~10	较强	详查—预查	黄土塬	便利	
	彬州	6.34	15.00	32 943	79	0~1 000	5~10	较强	详查—普查	黄土塬	便利	
茂名	电白	6.85	42.34	16 759	794	0~500	4~5	强	普查—详查	丘陵	便利	
	茂名	6.47	5.00~23.00	10 208	655	0~500	4~5	强	普查—详查	丘陵	便利	
	茂名预测区	6.08	8.00~22.00	58 232	391	500~1 000	4~8	强	预查	丘陵	便利	
	高州	5.62	8.00~22.00	14 854	362	0~500	4~5	强	普查—详查	丘陵	便利	
抚顺	抚顺	7.00	65.00	21 412	535	0~750	8~70	连续稳定	勘探—开发	丘陵	便利	
渤海湾	昌乐	6.00	15.37	2 507	470	200~850	5~20	较强	详查—普查	丘陵	便利	

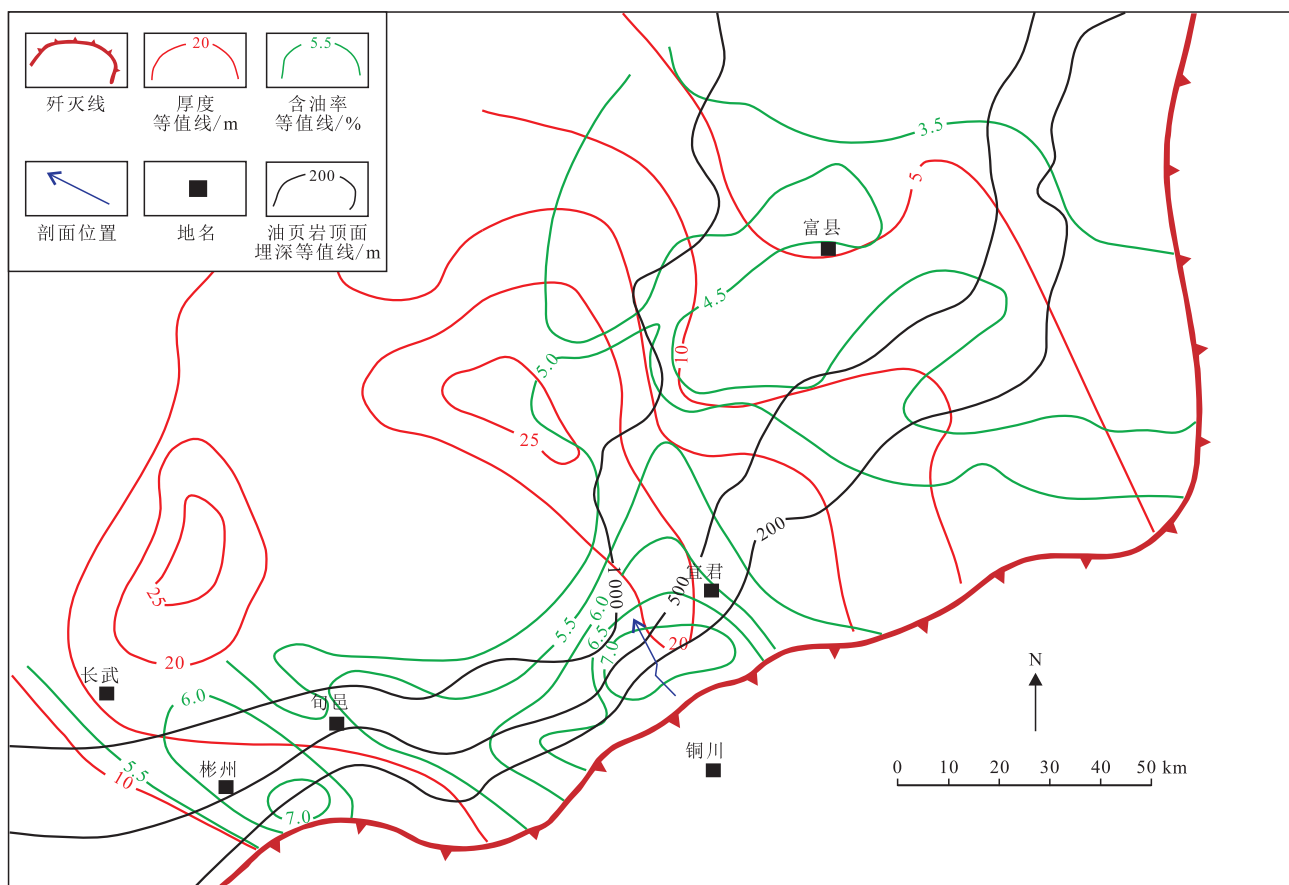
白含矿区、抚顺盆地的抚顺含矿区。

3.1 鄂尔多斯盆地南部油页岩

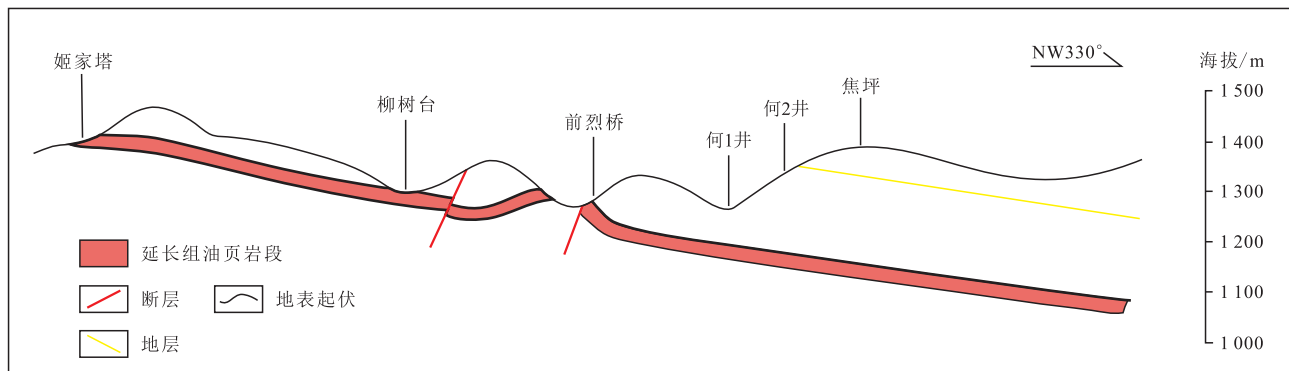
鄂尔多斯盆地南部油页岩赋存于三叠系延长组7段^[36-37],盆地南缘埋藏在1 000 m以浅的油页岩主要分布在长武、彬州、旬邑、宜君和富县等地区(图2),1 000 m以浅的油页岩分布面积为4 017 km²,油页岩资源量为999.34×10⁸ t,折合油页岩油为55.49×10⁸ t,油页岩资源丰富、前景广阔。

综合鄂尔多斯盆地南缘野外露头勘查采样、钻井岩心观察描述与采样、岩样测试等研究认为:长武—彬州—

旬邑—宜君地区油页岩相对最发育,埋深介于0~1 000 m,其中铜川—宜君地区油页岩单层厚度较厚,均大于10 m,最厚25 m,厚度较大的油页岩矿层段集中,分布稳定^[38]。盆地南部油页岩样品的含油率介于1.98%~13.95%,平均6.1%,属于中等偏好油页岩。旬邑—宜君和彬州张家滩油页岩含油率明显高于富县,尤其以旬邑南部的何家坊—淌泥河—烈桥—焦坪一带油页岩品质最好,油页岩单层厚度较大,介于14~24 m,埋深介于100~500 m,含油率平均8.1%。西北倾单斜构造简单宽缓,区内断层不发育,且远离区域性断裂。油页岩段顶底板主要为泥页岩和著名的延长组“磨刀石”致密粉砂岩,岩性致密,物性



a. 鄂尔多斯盆地南部探区油页岩原位开采选区评价



b. 鄂尔多斯盆地旬邑区块油页岩典型剖面

图2 鄂尔多斯盆地南部油页岩原位开采综合评价

Fig. 2 Comprehensive evaluation of in-situ oil shale exploitation in the Southern Ordos Basin

差,无明显水层,可为良好隔水层,稳定性好。何家坊—淌泥河—烈桥3个油页岩勘查区,矿区面积为177 km²,已进行过详查,拥有较便利的钻井、地面设施、交通通信和输运管网等基础设施,具备油页岩开发利用条件。

3.2 博格达山北麓油页岩

博格达山北麓油页岩矿区位于准噶尔盆地南缘,油页岩赋存于中二叠统芦苇沟组,东起吉木萨尔水西沟,西至乌鲁木齐妖魔山。以吉木萨尔三台为弧顶,呈略向北突出弧形带状展布,油页岩矿区分布面积152 km²(图3)。博格达山北麓油页岩资源十分丰富,不仅分布有妖魔山、水磨沟、芦苇沟油页岩含矿区,还分布有三工河、东山、大东沟、上黄山街—潘家口子和下黄山街5个油页岩预测区。妖魔山矿区含油率介于5.10%~8.14%,东山矿区含油率为6.4%,水磨沟矿区含油率介于5.46%~10.30%,芦苇沟矿区含油率介于5.00%~12.66%,大东沟矿区含油率为5.48%,三工河北矿区含油率介于3.5%~14.8%,三工河南翼矿区含油率介于1.4%~15.1%,白杨河矿区含油率介于3.0%~7.2%,下黄山街矿区含油率介于0.5%~0.9%,西沟沟口矿区含油率介于7.6%~8.7%,西沟矿区含油率介于3.0%~7.8%,大龙口矿区含油率为6.5%,石长沟矿区含油率介于3.1%~9.8%,小龙口矿区含油率为8.1%。2006年全国资源评价博格达山北麓油页岩资源量592×10⁸ t,折合油页岩油55×10⁸ t。

博格达山北麓油页岩含油率高,含油率介于5%~15%,平均9.52%,全区中等—优质品位油页岩。油页岩厚度

大,累计厚度达160 m,三工河、上黄山街一带单层厚度介于25~66 m,含油率一般大于10%。优选出I类含矿区7个,其中三工河、上黄山街含矿区油页岩资源丰富、含油率高、单层厚度大是最有潜力的地区,可考虑作为油页岩原位开采试验目标区。

2006年以来进一步的勘探,博格达山北麓新查明7个含矿区:富康林场、涝坝沟、上黄山街—潘家口子、石长沟、木塔寺、吴家湾、白杨河,加上前期查明的妖魔山、水磨沟、芦苇沟勘查区共计10个,共查明油页岩资源量为43.6×10⁸ t,折合油页岩油为2.68×10⁸ t。其中,上黄山街矿区油页岩发育好,含油率最高可达15.44%~22.73%,油页岩最厚达198.75 m,单层厚度平均46 m,顶底板均为厚层泥页岩,查明资源量大,适合开展地下原位开采试验,不利因素是山地地貌,构造较为复杂,矿层产状较陡,地层多为50°~60°。

3.3 茂名盆地油页岩

茂名盆地为新生代箕状断陷盆地,优质油页岩产于古近系油柑窝组,地层分布稳定,构造简单(图4)。油页岩分布面积约200 km²,产状平缓,出露于盆地西南缘;油页岩连续性较好,多为单层分布,厚度介于10~50 m;油页岩埋深介于0~860 m,顶板埋深小于500 m的油页岩面积为100 km²;油页岩地质资源量为165×10⁸ t,油页岩油地质资源量为10×10⁸ t。勘查程度高、油页岩资源落实,查明率42%,远高于中国油页岩平均查明率6.96%。

盆地内有3个油页岩含矿区,西部高州含矿区油页岩

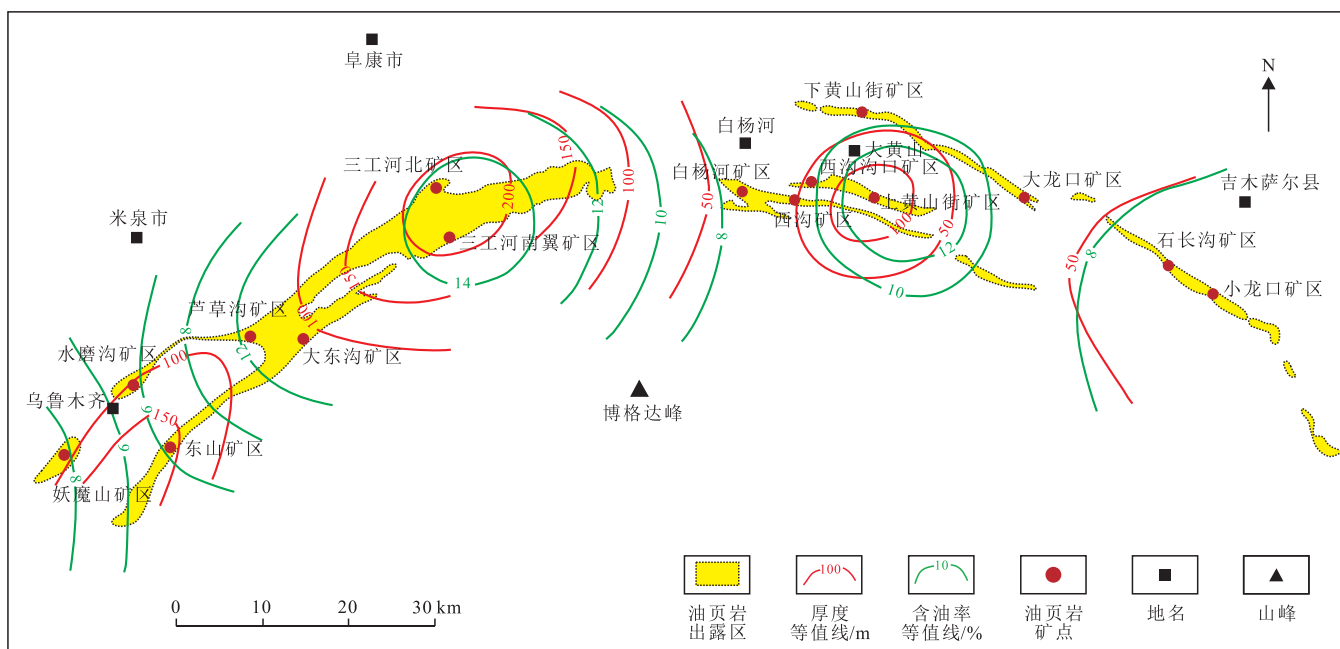


图3 准噶尔盆地南缘博格达山北麓油页岩原位开采综合评价

Fig. 3 Comprehensive evaluation of in-situ oil shale exploitation in the northern piedmont of the Bogda Mountains, southern margin of the Junggar Basin

岩平均含油率 5.71%, 中部茂名含矿区平均含油率 6.58%, 东部电白含矿区平均含油率 7.39%。油页岩品质以电白矿区最好, 可作为现场试验首选靶区, 优选原位开采试验有利区面积为 13 km²。2015 年中国石化已在该区钻探 1 口油页岩参数井(茂油页 1 井), 钻遇油页岩约 50 m, 呈单层连续发育, 含油率平均 9.11%, 最大 13.62%, 含油率大于 10% 的油页岩超过 30 m。油页岩页理构造, 微孔隙、裂缝发育, 岩石力学测试反映油页岩呈现脆性特征, 脆性指数 43.2%, 可压性较好。油页岩顶板 10~20 m 为不渗透的致密泥岩, 底板为泥岩和煤系地层(弱含水), 油页岩层段基本不渗透且无可流动的水, 上部 2 层主矿层, 下部若干薄油页岩层, 可隔水。

基于茂油页 1 井岩心的系统分析, 对油页岩原位开采可行性进行评价, 认为试验有利区油柑窝组油页岩具

有以下条件:①单层厚度大、品质优、富矿段集中、有机质丰度高、类型好、油页岩资源丰度高、落实等地质资源条件;②埋深浅、可压性较好、封盖条件好、矿层产状平缓、配套设施齐全、地面条件佳等开发工程条件;③满足壳牌公司采用 ICP 技术应用于商业化原位开采的油页岩选区选层的要求;④满足中国油页岩原位开采试验理想区块的条件, 具备油页岩原位开采的有利因素, 且茂名油页岩过去进行过成功开采和油页岩油炼制, 有条件对油页岩进行综合开采利用, 原位开采先导试验可行。

3.4 抚顺盆地油页岩

抚顺盆地油页岩赋存于古近系计军屯组, 矿层分布面积为 35 km², 油页岩埋深介于 20~600 m, 油页岩主要为单层分布, 厚度巨大, 单层厚度可达 190 m, 最薄约

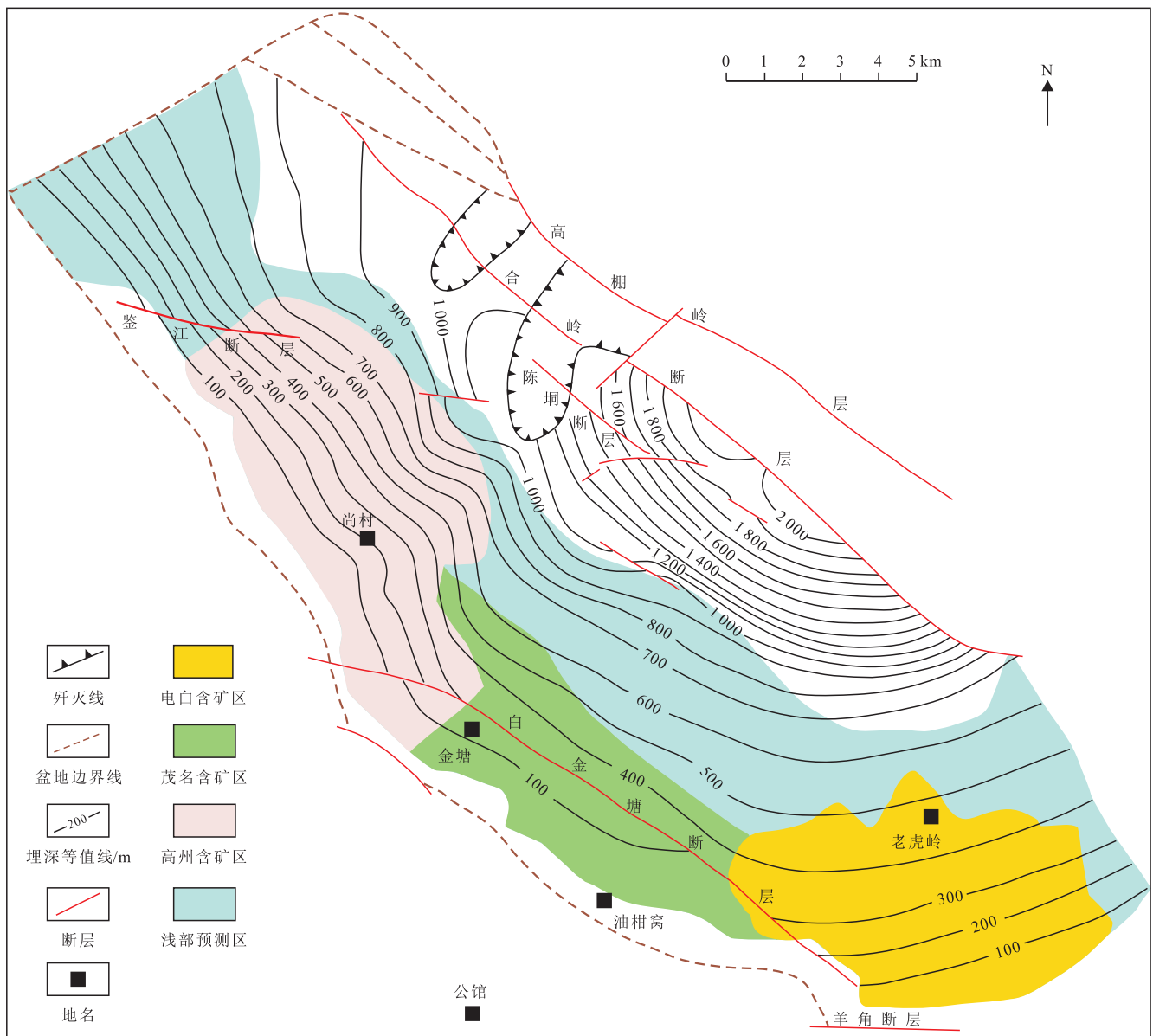


图4 茂名盆地油柑窝组顶面构造和油页岩含矿区分布

Fig. 4 Structure of top surface of the Youganwo Formation in the Maoming Basin and distribution of oil shale exploitation areas

70 m,矿层分布极稳定,含油率最高14%,平均含油率介于6%~7%。油页岩层顶板古近系泥岩层厚约90 m,为良好隔水层,顶板上部构造破碎带(角砾和断层泥),富水性差,径流条件差,不易造成涌水。底板古近系古城子组煤层不含水,层厚69.5 m。油页岩储层物性差,不含水。抚顺盆地油页岩勘探程度高,均为勘探-开发阶段,油页岩资源均已查明,剩余查明资源储量为 32×10^8 t,剩余探明资源量为 24×10^8 t。抚顺盆地油页岩厚度大、含油率高、资源丰富且上覆盖层为良好的隔水顶板,西露天矿深部剩余油页岩储量约 5×10^8 t,不能露天开采,适合开展地下原位开采试验,是油页岩原位开采先导试验比较理想的选择地。辽抚地1井钻在矿坑西侧75 m处,揭示油页岩埋深约500 m,地层倾角为 35° ,厚83.7 m。其中,富矿层厚68 m,平均含油率为6.7%;贫矿层厚15.7 m,平均含油率为3.6%。油页岩中以高岭土含量最高,其次为云母矿物,局部石英含量高,蒙脱石含量低。

4 结论

1) 国外壳牌公司ICP技术相对成熟,技术可行性得到了验证,但不适合层薄、含油率低的油页岩储层;中国众诚公司燃烧法和吉林大学TS-A法技术较适合于低品位、薄层油页岩,但该两项技术均尚不成熟,其技术可行性有待进一步研究论证。且现有的原位开采技术对于深部(埋深介于500~1 000 m)油页岩的适应性均未得到验证。

2) 针对中国油页岩原位开采现状,遴选油页岩原位开采利用的10个参数及其评价界限,并确定各参数的权重。建立原位开采有利区地质-工程双因素评价模型,对选出的有利区进一步分析其顶底板、断裂、可动水等关键因素的影响,综合评价优选试验目标区。

3) 针对中国油页岩重点含矿区进行评价,优选出15个I类有利区,通过对有利区的进一步精细研究,优选出4个原位开采试验目标区,分别为:鄂尔多斯盆地南缘旬邑区块、博格达山北麓南缘上黄山街含矿区、茂名盆地电白含矿区、抚顺盆地抚顺含矿区。

参考文献

[1] 刘招君,杨虎林,董清水,等.中国油页岩[M].北京:石油工业出版社,2009.
LIU Zhaojun, YANG Hulin, DONG Qingshui, et al. Oil shale of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.

[2] 马跃,李术元,藤锦生,等.世界油页岩研究开发利用现状:并记2015年美国油页岩会议[J].中外能源,2016,21(1):21-26.
MA Yue, LI Shuyuan, TENG Jinsheng, et al. Global oil shale research, development and utilization today: Oil shale symposium held in US in 2015[J]. Sino-Global Energy, 2016, 21(1): 21-26.

[3] 王清强,马跃,李术元,等.世界油页岩资源研究开发利用近况:并记2016年国外两次油页岩国际会议[J].中外能源,2017,22(1):23-29.

WANG Qingqiang, MA Yue, LI Shuyuan, et al. Global oil shale research, development and utilization today: Two international oil shale symposiums held in 2016[J]. Sino-Global Energy, 2017, 22(1): 23-29.

[4] 马跃,向卿谊,丁康乐.国内外油页岩工业发展现状[J].世界石油工业,2024,31(1):16-25.
MA Yue, XIANG Qingyi, DING Kangle. Development of oil shale at home and abroad[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(1): 16-25.

[5] 李隽,汤达祯,薛华庆,等.中国油页岩原位开采可行性初探[J].西南石油大学学报(自然科学版),2014,36(1):58-64.
LI Jun, TANG Dazhen, XUE Huaqing, et al. Discussion of oil shale in-situ conversion process in China[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(1): 58-64.

[6] 钱家麟,李术元.油页岩干馏炼油工艺[M].北京:中国石化出版社,2014.
QIAN Jialin, LI Shuyuan. Oil shale dry distillation refining process [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2014.

[7] 秦宏,岳耀奎,刘洪鹏,等.中国油页岩干馏技术现状与发展趋势[J].化工进展,2015,34(5):1191-1198.
QIN Hong, YUE Yaokui, LIU Hongpeng, et al. Current status and prospect of oil shale retorting technologies in China[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2015, 34(5): 1191-1198.

[8] 汪友平,王益维,孟祥龙,等.美国油页岩原位开采技术与启示[J].石油钻采工艺,2013,35(6):55-59.
WANG Youping, WANG Yiwei, MENG Xianglong, et al. Enlightenment of American's oil shale in-situ retorting technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(6): 55-59.

[9] 刘德勋,王红岩,郑德温,等.世界油页岩原位开采技术进展[J].天然气工业,2009,29(5):128-132.
LIU Dexun, WANG Hongyan, ZHENG Dewen, et al. World progress of oil shale in-situ exploitation methods[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 128-132.

[10] 高诚,苏建政,王益维,等.油页岩原位开采数值模拟研究进展[J].石油钻采工艺,2018,40(3):330-335.
GAO Cheng, SU Jianzheng, WANG Yiwei, et al. Research progress of numerical simulation on oil shale in-situ production[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(3): 330-335.

[11] 贺君玲,邓守伟,陈文龙,等.利用测井技术评价松辽盆地南部油页岩[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):909-914.
HE Junling, DENG Shouwei, CHEN Wenlong, et al. Evaluation of oil shale in the Southern Songliao Basin using logging techniques[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2006, 36(6): 909-914.

[12] 李丹梅,汤达祯,杨玉凤.油页岩资源的研究、开发与利用进展[J].石油勘探与开发,2006,33(6):657-661.
LI Danmei, TANG Dazhen, YANG Yufeng, et al. Advances in oil-shale resources: development and utilization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 657-661.

[13] 刘招君,董清水,叶松青,等.中国油页岩资源现状[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):869-876.
LIU Zhaojun, DONG Qingshui, YE Songqing, et al. The situation of oil shale resources in China[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2006, 36(6): 869-876.

[14] 汪友平,王益维,孟祥龙,等.流体加热方式原位开采油页岩新思路[J].石油钻采工艺,2014,36(4):71-74.
WANG Youping, WANG Yiwei, MENG Xianglong, et al. A new idea

- for in-situ retorting oil shale by way of fluid heating technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(4): 71-74.
- [15] KUTIMETS K, ELLMANN A, VALI E, et al. Underground oil shale mine surveying using handheld mobile laser scanners[J]. Oil Shale, 2021, 38(1): 42-64.
- [16] LEE K J, MORIDIS G J, EHLIG-ECONOMIDES C A. Numerical simulation of diverse thermal in situ upgrading processes for the hydrocarbon production from kerogen in oil shale reservoirs[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2017, 35(3): 315-337.
- [17] MORATORI C C, LISBOA A. Mass and heat transfer to and from oil shale exposed to a gas stream at constant temperature[J]. Oil Shale, 2023, 40(2): 151-165.
- [18] 管鑫,李丹东,韩冬云,等.国外油页岩资源开发利用进展[J].当代化工,2015,44(1):80-82.
GUAN Xin, LI Dandong, HAN Dongyun, et al. Development and utilization progress of foreign oil shale resources[J]. Contemporary Chemical Industry, 2015, 44(1): 80-82.
- [19] 孙友宏,邓孙华,王洪艳.国际油页岩开发技术与研究进展记第33届国际油页岩会议[J].吉林大学学报(地球科学),2015,45(4):1052-1059.
SUN Youhong, DENG Sunhua, WANG Hongyan. Advances in the exploitation technologies and researches of oil shale in the world: Report on 33rd oil shale symposium in US[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2015, 45(4): 1052-1059.
- [20] KANG Z Q, ZHAO Y S, YANG D. Review of oil shale in-situ conversion technology[J]. Applied Energy, 2020, 269: 115121.
- [21] DYNI J R. Geology and resources of some world oil-shale deposits[J]. Oil Shale, 2003, 20(3): 193-252.
- [22] 侯吉礼,马跃,李术元,等.世界油页岩资源的开发利用现状[J].化工进展,2015,34(5):1183-1190.
HOU Jili, MA Yue, LI Shuyuan, et al. Development and utilization of oil shale worldwide[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2015, 34(5): 1183-1190.
- [23] 刘胜英,王世辉,陈春瑞,等.壳牌公司页岩油开采技术与进展[J].大庆石油学院学报,2007,31(3):53-55.
LIU Shengying, WANG Shihui, CHEN Chunrui, et al. Shell shale oil recovery technique and its progress[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(3): 53-55.
- [24] 马玲,尹秀英,孙昊,等.世界油页岩资源开发利用现状与发展前景[J].世界地质,2012,31(4):772-777.
MA Ling, YIN Xiuying, SUN Hao, et al. Present status of oil shale resource utilization in the world and its development prospects[J]. Global Geology, 2012, 31(4): 772-777.
- [25] 王磊,杨栋,康志勤,等.注蒸汽原位开采油页岩热解温度确定及可行性分析[J].科学技术与工程,2015,15(29):109-113.
WANG Lei, YANG Dong, KANG Zhiqin, et al. Experimental study on feasibility and proper temperature in situ mining based overheat steam heating oil shale[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(29): 109-113.
- [26] GUO W R, YANG Q, DENG S, et al. Experimental study of the autothermic pyrolysis in-situ conversion process (ATS) for oil shale recovery[J]. Energy, 2022, 258: 124878.
- [27] HAMBURG A, HARM M. Implications of the possible exit from oil shale for Estonian electricity sector[J]. Oil Shale, 2020, 37(3): 177-187.
- [28] 车长波,杨虎林,刘招君,等.中国油页岩资源勘探开发前景[J].中国矿业,2008,17(9):1-4.
CHE Changbo, YANG Hulin, LIU Zhaojun, et al. Exploration and exploitation prospects of oil shale resources in China[J]. China Mining Magazine, 2008, 17(9): 1-4.
- [29] 刘招君,柳蓉.中国油页岩特征及开发利用前景分析[J].地学前缘,2005,12(3):315-323.
LIU Zhaojun, LIU Rong. Oil shale resource state and evaluating system[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 315-323.
- [30] 孙友宏,郭威,邓孙华.油页岩地下原位转化与钻采技术现状及发展趋势[J].钻探工程,2021,48(1):57-67.
SUN Youhong, GUO Wei, DENG Sunhua. The status and development trend of in-situ conversion and drilling exploitation technology for oil shale[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(1): 57-67.
- [31] 陈会军,刘昭君,朱建伟,等.油页岩含矿区开发优选的指标体系和权重的确定[J].中国地质,2009,36(6):1359-1365.
CHEN Huijun, LIU Zhaojun, ZHU Jianwei, et al. The determination of the index system and weights for the development optimism of oil shale potential areas[J]. Geology in China, 2009, 36(6): 1359-1365.
- [32] 董清水,王立贤,于文斌,等.油页岩资源评价关键参数及其求取方法[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):889-903.
DONG Qingshui, WANG Lixian, YU Wenbin, et al. The key parameters of oil-shale resource appraisal and its evaluating methods[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2006, 36(6): 889-903.
- [33] 刘招君,孟庆涛,柳蓉.中国陆相油页岩特征及成因类型[J].古地理学报,2009,11(1):105-114.
LIU Zhaojun, MENG Qingtao, LIU Rong. Characteristics and genetic types of continental oil shales in China[J]. Journal of Palaeogeography, 2009, 11(1): 105-114.
- [34] 赵文智,胡素云,侯连华.页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J].石油勘探与开发,2018,45(4):537-545.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2018, 45(4): 537-545.
- [35] 钱家麟,尹亮,王剑秋,等.油页岩:石油的补充能源[M].北京:中国石化出版社,2008.
QIAN Jialin, YIN Liang, WANG Jianqiu, et al. Oil shale: A complementary energy source to oil[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2008.
- [36] 丁敏.鄂尔多斯盆地志丹地区三叠系延长组长7油页岩资源评价[D].西安:西安石油大学,2012.
DING Min. Resource evaluation of oil shales of Triassic Chang 7 in Zhidan in the Ordos basin[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou university, 2012.
- [37] 马中豪,陈清石,史忠汪,等.鄂尔多斯盆地南缘延长组长7油页岩地球化学特征及其地质意义[J].地质通报,2016,35(9):1550-1558.
MA Zhonghao, CHEN Qingshi, SHI Zhongwang, et al. Geochemistry of oil shale from Chang 7 reservoir of Yanchang Formation in south Ordos Basin and its geological significance[J]. Geological Bulletin of China, 2016, 35(9): 1550-1558.
- [38] 李玉宏,武富礼.陕西省铜川—黄陵地区三叠系油页岩及伴生油气资源[M].北京:地质出版社,2014.
LI Yuhong, WU Fuli. Triassic oil shale and associated hydrocarbon resources in Tongchuan-Huangling area, Shaanxi Province[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2014.
- [39] 李成博,郭巍,宋玉勤,等.新疆博格达山北麓油页岩成因类型及有利区预测[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):949-953.
LI Chengbo, GUO Wei, SONG Yuqin, et al. The genetic type of the oil shale at the northern foot of Bogeda Mountain, Xinjiang and prediction for favorable areas[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2006, 36(6): 949-953.