doi: 10.19388/j.zgdzdc.2023.01.01
引用格式: 张家强,毕彩芹,徐银波,等. 非常规油气地质调查工程进展与主要成果[J]. 中国地质调查,2023,10(1): 1-19 (Zhang J Q,Bi C Q,Xu Y B,et al. Progresses and main achievements on unconventional oil and gas geological survey project[J]. Geological Survey of China,2023,10(1): 1-19).

非常规油气地质调查工程进展与主要成果

张家强[1,2], 毕彩芹[1,2], 徐银波[1], 仝立华[1], 唐 跃[1], 袁 远[1], 庞守吉[1], 周俊林[3]
(1. 中国地质调查局油气资源调查中心,北京 100083; 2. 中国地质调查局非常规油气重点实验室,北京 100029; 3. 中国地质调查局西安地质调查中心,陕西 西安 710119)

摘要: 中国地质调查局油气资源调查中心牵头组织实施的"非常规油气地质调查工程",开展了黑龙江省鸡西地区煤系气地质调查、松辽盆地及外围油页岩地质调查、松辽盆地西斜坡油砂原位试采工程、陆域天然气水合物地质调查与祁连山木里天然气水合物野外长期观测站建设、陕西关中地区氦气地质调查和非常规油气资源国情调研等工作,获取了大量基础数据,取得了黑鸡地1井、黑鸡地3井、黑鸡地4井等一系列突破性成果和重要进展,初步掌握了我国油页岩、油砂、陆域天然气水合物、氦气以及鸡西盆地煤系气等非常规油气资源潜力。该工程在煤系气、油页岩、氦气等领域产生重要影响,提振了非常规油气勘探开发信心,推动了科技创新与地质调查深度融合,促进了非常规油气学科发展。

关键词: 煤系气; 油页岩; 油砂; 陆域天然气水合物; 氦气; 地质调查与评价
中图分类号: TE132.2; P618.13; P618.12; P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 2095-8706(2023)01-0001-19

0 引言

"非常规油气地质调查工程"涉及的矿种主要有煤系气(煤系中的煤层气、页岩气、致密砂岩气)、油页岩、油砂、天然气水合物和氦气,涉及的地质工作主要包括煤系气、油页岩、油砂、陆域天然气水合物、氦气地质调查,以及天然气水合物野外长期观测站建设、非常规油气资源国情调研等。

煤系气是指含煤岩系中蕴藏的煤层气、页岩气和致密砂岩气[1-13]。我国煤系分布广,发育层位多,煤系气资源丰富,根据有限资料推测资源量有(132.52~178)×10^{12} m^3[7],目前处于探索研究阶段,尚未有效综合勘查和开发利用。近年来,澳大利亚煤系气发展迅猛,一跃成为世界年产量最高的国家[8]。煤系气是我国煤层气产业发展的新方向。历经20 a发展,我国仅在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘建成2个煤层气产业化基地,全国地面钻采煤层气产量从2012年的25.13×10^8 m^3,发展到2021年的64.29×10^8 m^3,产量基本局限于1 000 m以浅,产能建设规模上升慢,连续3个五年计划没能实现国家产量目标,主要是由于平均单井产量普遍较低,产业效益差,影响了资金投入。我国如能转变煤层气工作思路,重点发展煤系气,尤其是深部煤系气,有可能形成我国天然气发展的战略接替领域,有望形成常规天然气、页岩气、煤系气生产"三足鼎立"格局,对保障国家能源安全、助推国家"双碳目标"实现具有重大战略意义。本工程将煤系气作为重点探索的新领域。

油页岩又称油母页岩,是一种高灰分、含油率大于3.5%的固体可燃有机沉积岩[14]。油页岩中的有机质含量较高,基本是没转化为油的固态干酪根,低温干馏可获得油页岩油。我国油页岩资源丰富,本工程最新评估矿石资源量有

收稿日期: 2023-01-30; **修订日期:** 2023-02-16。
基金项目: 中国地质调查局"非常规油气地质调查工程(编号: 0206)"项目资助。
第一作者简介: 张家强(1965—),男,研究员,中国地质调查局油气资源调查中心非常规油气室主任,非常规油气地质调查工程首席专家,主要从事非常规油气地质调查与研究工作。Email: zjq1965@sohu.com。

1.55×10^{12} t(折合石油 820×10^{8} t)。2020 年全国油页岩地面干馏的油品年产量达到 96.6×10^{4} t。受限于地面干馏环保压力,油页岩产业发展难以形成较大规模,当前我国油页岩属于“战略储备、战时能源”资源。我国油页岩产业的希望,是发展绿色高效的油页岩地下原位改质开采技术。2018 年 7 月 25 日,国家能源局批复设立“国家油页岩开采研发中心”(国能函科技[2018]92 号),要求主攻油页岩地下原位开采技术,兼顾油页岩地面干馏工艺创新。国家油页岩开采研发中心下设 10 个分中心,中国地质调查局油气资源调查中心负责建设“国家油页岩资源调查与评价分中心”,负责全国油页岩资源潜力评价与选区。

油砂是指出露地表或赋存于浅层,原油经过强烈降解后富含重烃物质(主要是沥青质)、含油率≥3%(重量)或含油饱和度≥40% 的砂岩层(绝大多数)或碳酸盐岩层(极少数),油砂一般较松散。我国油砂资源较丰富,本工程最新评估油砂油资源量约 56.82×10^{8} t,但勘查开发尚处于探索阶段,全国油砂油产量不足 200×10^{4} t/a,基本产自准噶尔盆地西北缘油砂矿。我国绝大部分油砂矿发育多、薄层油砂,现有开采技术不适用或不经济,导致我国油砂资源开发利用规模上不去。我国油砂产业的希望,是发展绿色高效的油砂地下原位开采技术。在当前我国石油对外依存度居高不下的严峻形势下,本工程选择典型油砂有利区,实施野外油砂微生物冷采试验工程[15],探索油砂地下原位开采技术,具有重要意义。

陆域天然气水合物赋存于高海拔地区或高纬度地区永久冻土带中。我国青藏高原、祁连山、漠河等地区的永久冻土带具备天然气水合物成藏条件。2008 年中国地质调查局首次在祁连山木里地区钻探发现天然气水合物,2009 年再次钻获天然气水合物实物样品,实现重要发现;2011 年首次开展天然气水合物直井试采,取得初步成功;2016 年首次实现天然气水合物水平对接井试开采,取得重要突破[16]。木里天然气水合物发现地是水合物的天然实验场,截至 2016 年中国地质调查局先后实施了 12 口水合物调查井和 3 口试采井,在其中 7 口调查井和 2 口试采井中发现了天然气水合物,其余调查井发现了水合物存在的异常标志。2019 年木里天然气水合物野外长期观测站被作为中国地质调查局首批野外站名录之一,要求重点建设。本工程负责开展重点地区陆域天然气水合物地质调查、全国陆域天然气水合物资源潜力评价、木里天然气水合物野外站建设。

氦气是稀散气体,不能单独成藏,一般作为伴生资源存在于天然气矿藏中,主要见于烃类气藏,少数见于二氧化碳气藏、氮气藏、有机无机混合气藏。氦气主要来自壳源放射性物质,其次来自幔源[21]。氦气广泛应用于国防工业和高新技术产业,尤其在军工、航天、核工业、深海潜水等高科技领域具有广泛用途,是关系国家安全和高新技术产业发展的重要战略资源[21]。当前全球市场氦气供应紧张,长期严重短缺,美国掌握着氦气全球供应的绝对话语权。我国氦气产量极低,一直依赖进口,近年对外依存度近乎 100%,随着中美竞争加剧,氦气成为“卡脖子”紧缺资源,资源供应安全形势十分严峻。我国具备富氦天然气成藏的地质条件,在四川、柴达木、塔里木、鄂尔多斯、渭河、渤海湾、苏北等盆地的天然气田、地热田或钻井中均发现有富氦天然气。本工程以陕西关中地区渭河盆地为重点,深入研究氦气富集条件,优选有利区,具有重要的现实意义。

为了探索煤系气、油页岩、油砂、陆域天然气水合物、氦气等非常规油气资源,服务于自然资源管理,促进非常规油气资源勘查与开发利用,2019—2021 年中国地质调查局组织实施了“非常规油气地质调查工程”。该工程的主要目标任务是:①开展东北地区鸡西盆地煤系气地质调查,实现煤系气重要新发现或突破;基本查明煤系气成藏地质条件与资源潜力,预测远景区,优选有利区;②以松辽盆地及外围盆地群为重点,开展全国油页岩地质调查与资源潜力评价,基本查明成矿地质条件与资源潜力,预测远景区,优选有利区和原位试采靶区;③开展松辽盆地西斜坡油砂勘查试采先导试验,探索绿色高效原位开采技术;④开展重点地区天然气水合物基础地质调查与资源潜力评价,建设木里天然气水合物野外长期观测站,开展系统观测与基础研究;⑤开展关中地区氦气资源调查与潜力评价,基本查明成藏地质条件与资源分布,预测远景区,优选有利区,提出钻探井位;⑥开展全国煤层气、油页岩、油砂等资源国情调研,及时跟踪分析非常规油气勘查开发形势与新技术发展动态,分析全国油页岩、油砂资

源潜力与开发利用前景;⑦探索并基本形成煤系气、油页岩、天然气水合物、氦气等非常规油气地质理论和资源评价方法。

本文围绕该工程的上述目标任务,总结了工作进展与成果,提炼理论及技术创新,阐述服务效果,总结问题并提出今后工作建议。

1　主要进展与成果

1.1　煤系气

(1)鸡西盆地黑鸡地 1 井获高产工业气流,取得新区中深部多薄互层型煤系气重大突破。2015—2018 年中国地质调查局油气资源调查中心在黑龙江省鸡西盆地开展了煤系气基础地质调查,实施了 2 口地质调查井、3 口参数井,取得了丰富地质资料[4-6]。2019—2021 年本工程对鸡西盆地埋深 400 ~ 2 000 m 下白垩统城子河组煤系气进行了系统评价,评价面积 1 960 km^2,估算煤系气资源量 2 048 × 10^8 m^3(煤层气 1 331 × 10^8 m^3,页岩气 228 × 10^8 m^3,致密砂岩气 489 × 10^8 m^3),比 1998 年原东北煤田地质局单纯评价煤层气的资源量 842 × 10^8 m^3 多了 1.5 倍,资源丰度提高至 1.04 × 10^8 m^3/km^2。优选 I 类有利区 2 个(图 1),其中南部坳陷穆棱—合作有利区面积440.0 km^2,北部坳陷滴道—城山有利区面积 100.6 km^2。鸡西盆地下白垩统含煤 40 余层,可采和局部可采 3 ~ 17 层,单层煤厚绝大部分在 1 m 左右,局部煤层厚 2 ~ 3 m,根据“十二五”期间龙煤集团单纯开采煤层气的效果,单井产量普遍较低,不具备经济价值。为了提高单井产量,探索煤系气综合评价与中深层(埋深 1 000 ~ 1 500 m)煤系气分层压裂及综合开采技术,2018 年中国地质调查局油气资源调查中心在南部坳陷穆棱—合作有利区部署实施了黑鸡地 1 井[1-2](图 1),2019—2021 年本工程对黑鸡地 1 井进行了煤系含气性地层测试。该井位于黑龙江省东部鸡西市梨树区梨树井田外围,构造处于鸡西盆地南部梨树镇坳陷梨树沟向斜南翼。梨树沟向斜构造复杂程度中等,轴向近 EW 向,褶曲幅度小,两翼对称,地层倾角约 20°。该井完钻井深 2 109.18 m,补钻井深 1 488.09 m;钻遇单层厚度≥0.5 m 的煤层有 15 层,含煤段地层厚度 1 469.35 m(埋深 382.15 ~ 1 851.5 m),单煤层厚 0.5 ~ 2.75 m,累计厚度 12.95 m,煤层主要集中在城子河组,少量分布在上部穆棱组和底部滴道组。主要煤层为结构简单型;纵向相邻可采煤层间距6.6 ~ 411.2 m;在 767.50 ~ 1 739.05 m 井段钻遇目的煤系下白垩统城子河组(图 2),总厚 971.55 m,由黑色碳质泥岩、灰色—深灰色粉砂质

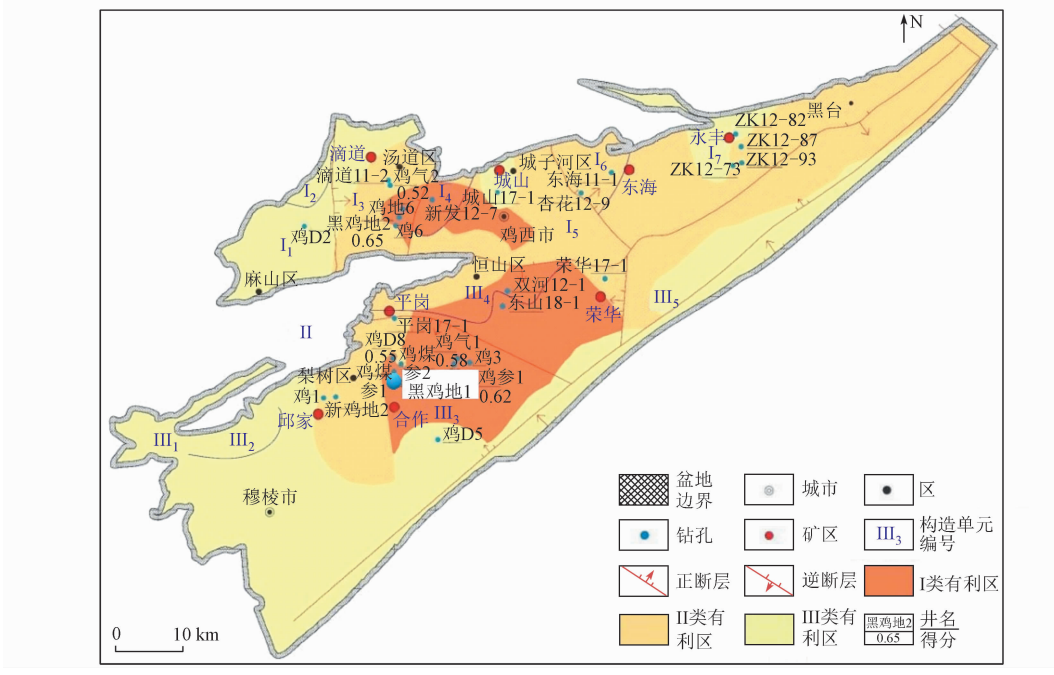


图 1　鸡西盆地煤系气有利区分布

Fig. 1　Distribution of favorable areas of coal bed methane in Jixi Basin

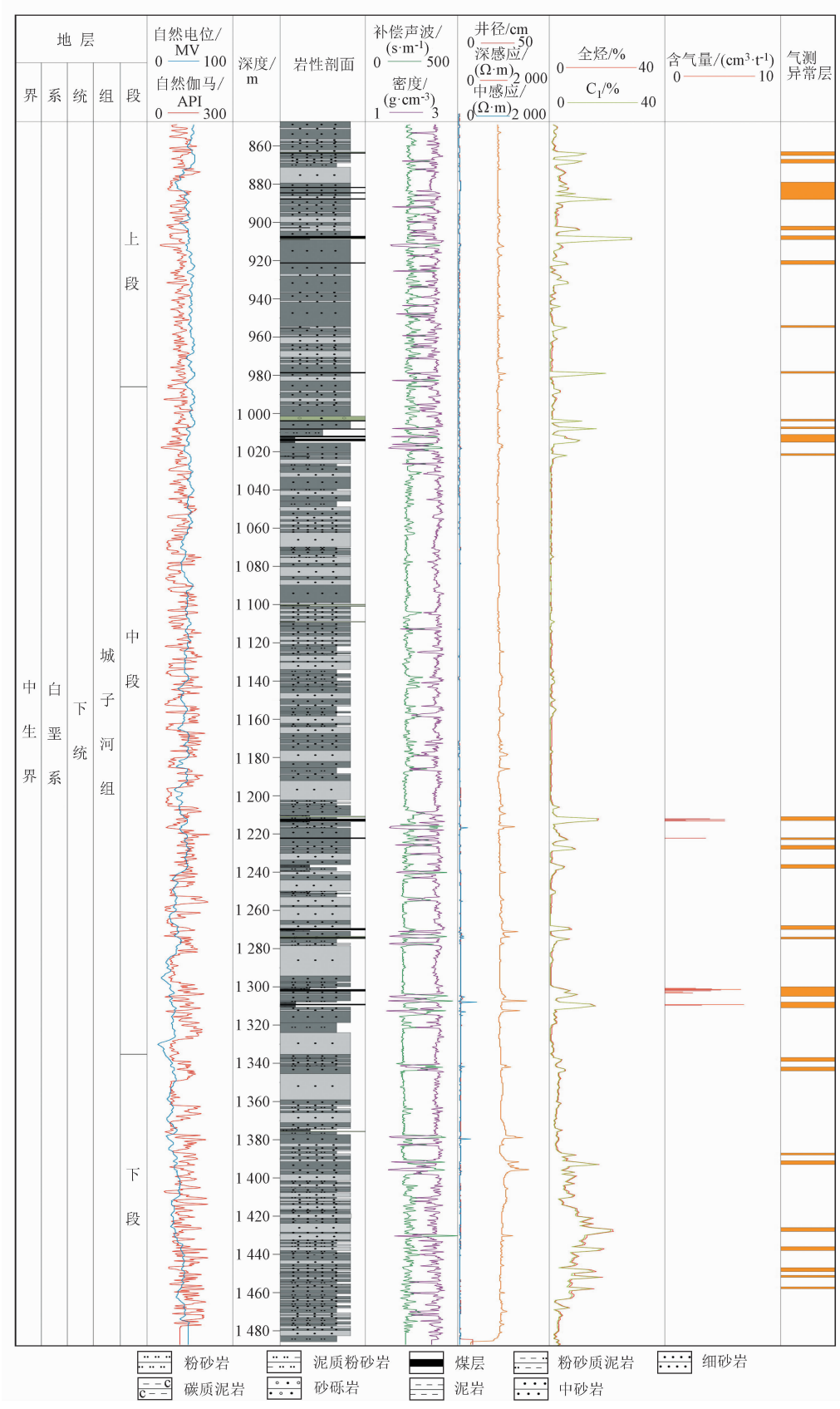


图 2　黑龙江省鸡西盆地黑鸡地 1 井下白垩统城子河组综合柱状图

Fig. 2　Comprehensive histogram of Chengzihe Formation of Lower Cretaceous in well Heijidi－1 of Jixi Basin in Heilongjiang Province

泥岩、灰色—浅灰色粉砂岩、灰白色—灰色细砂岩、灰白色中砂岩和煤层组成。黑色碳质泥岩累计厚 11.95 m,灰色—深灰色粉砂质泥岩累计厚 500.69 m,粉砂质泥岩最大单层厚度可达19.90 m,连续性较好。城子河组上煤组的 12#煤、14#煤,中—下煤组的 22#煤、23#煤、28#煤、29#煤、32#煤属于区域主力煤层,煤层结构简单,单层厚度 0.60 ~ 2.75 m。宏观煤岩类型为半暗型、暗淡型,煤体结构为碎裂结构或碎粒结构。煤类为高变质焦煤,最大镜质体反射率 R_o 为 1.34% ~1.46%。煤显微组分主体为镜质组,含少量惰质组,不含壳质组。煤层孔隙度为 2.24% ~7.02%,渗透率为(0.158 ~ 0.670)×10^{-3} μm^2。煤系暗色泥页岩有机质类型以Ⅲ型为主,少数Ⅱ$_2$型,属于生气型源岩; 总有机碳(total organic carbon, TOC)含量为 0.46% ~ 7.81%,氯仿沥青"A"含量为 0.003% ~0.709%,生烃潜量(S_1 + S_2)为0.11 ~82.22 mg/g,为优质烃源岩; R_o 值为0.5% ~ 2.0%,多为 0.8% ~1.3%,处于成熟演化阶段。煤系砂岩的有机质类型主要为Ⅱ$_2$—Ⅲ型,TOC 为 0.01% ~ 3.17%,平均 0.60%; 生烃潜力较好砂岩层段 TOC 达到 0.42% ~3.17%,平均1.34%,成熟度处于湿气—干气阶段,生烃潜力较好。煤层顶底板泥页岩孔隙度 0.13% ~5.99%,平均 1.28%,渗透率低于 1.00 × 10^{-3} μm^2,砂岩孔隙率一般为 0.62% ~6.99%,平均 3.47%,渗透率为(0.000 1 ~4.02)×10^{-3} μm^2,均为特低孔特低渗储层,主力煤层顶底板具有较好的隔水性与封盖性。黑鸡地 1 井含气性较好的层段集中发育于埋深 902 ~1 457 m 的城子河组,有 4 个煤层组、11 个砂泥岩层的含气性显示较好(图 2,表 1)。可采煤层现场解吸含气量为 3.36 ~ 7.88 m^3/t,平均 5.35 m^3/t; 兰氏体积为 9.98 ~ 25.64 m^3/t,平均 18.13 m^3/t; 兰氏压力为 1.87 ~ 4.54 MPa,平均 2.95 Mpa。煤储层具有临界解吸压力低、临储比低、欠饱和的特征。煤层临界解吸压力为 0.90 ~2.51 MPa,平均 1.46 MPa; 临储比为 0.04 ~0.23,平均 0.12; 计算的理论含气饱和度为 22.16 % ~60.21%,平均 33.93%。主要煤层的破裂压力和闭合压力随着深度的增加而增大,且破裂压力较对应的闭合压力高出 0.23 ~0.892 Mpa。14#煤层的破裂压力为 18.10 MPa,闭合压力为 17.21 MPa; 22#煤层的破裂压力为 21.01 MPa,闭合压力为20.78 MPa; 32#煤层的破裂压力为23.72 MPa; 闭合压力为 23.46 MPa。煤系泥页岩的气测全烃峰值一般为 5.04 % ~13.88%,峰基比为 4.23 ~12.87,空气干燥基含气量为 0.28 ~0.81 m^3/t,平均0.55 m^3/t; 煤系砂岩的气测全烃峰值一般为 1.5% ~ 24.0%,峰基比为 3.36 ~14.99,空气干燥基含气量为 1.76 ~3.46 m^3/t,平均 2.70 m^3/t; 含气饱和度为13.20% ~25.30%,平均 19.88%。煤系弱含水或不含水,局部发育构造裂隙水。该区地层压力正常,注入/压降试井显示 22#煤—32#煤的地层压力梯度为 0.94 ~1.01 MPa/100 m,压力系数为 0.95 ~1.09。黑鸡地 1 井主要产气层为煤层和煤系致密砂岩、泥页岩,其中煤层为主要产气层。通过对各层埋深、含气量、全烃值、地化指数、变质程度、含水情况等参数综合分析,优选 14#煤组、22# + 23#煤组、28# + 29#煤组、煤系碳质泥页岩 + 砂岩层组等 4 层段为含气性地层测试的目标层段(表 2)。为了预留煤层产气通道,沟通顶底板煤系页岩气和致密砂岩气,射孔采取射开目标煤层、扩射顶底板的方案,以充分改造煤层及顶底板含气性较好的煤系砂泥岩储层,最大限度释放产气潜能。压裂采用大液量、大排量、大砂量、高砂比、高压力的活性水 + 石英砂压裂方案,单层段总液量为 1 200 ~1 800 m^3,排量为 9.33 ~10.28 m^3/min,砂量为 50.08 ~70.14 m^3,砂比为 7.9 % ~9.4 %,施工压力为45.0 ~46.7 MPa。4 个层段压裂施工合计用总

表 1　鸡西盆地黑鸡地 1 井煤层含气有利层段划分

Tab.1　Division of favorable gas – bearing intervals in coal seams of well Heijidi – 1 in Jixi Basin

煤层组编号	录井深度/m	测井深度/m	含气量/(m^3 · t^{-1})	气测异常段/m			原值/%			峰基比	排序
				顶界	底界	厚度	基值	峰值	平均值		
12#煤	901 ~903	900.80 ~901.80	5.45	901	903	2	4.229 0	41.376 0	40.556 0	9.783 9	4
14#煤	1 005.00 ~1 007.00	1 005.00 ~1 007.00	6.68	1 004	1 008	4	3.722 0	44.579 0	31.113 8	11.977 2	1
22#煤 +23#煤	1 204.58 ~1 215.37	1 204.55 ~1 215.55	4.56	1 205	1 216	11	1.400 5	28.910 0	11.716 0	20.642 6	3
25#煤	1 262.00 ~ 1264.00	1 262.50 ~1 263.20	4.37	1 262	1 264	2	2.139 8	26.060 0	22.074 5	12.178 7	5
28#煤 +29#煤	1 295.65 ~1 303.04	1 295.05 ~1 303.20	4.17	1 294	1 306	8	1.464 9	37.371 0	22.763 9	25.511 0	2
32#煤	1 376.00 ~1 379.00	1 378.50 ~1 379.00	2.24	1 376	1 379	3	4.778 9	20.096 7	14.503 9	4.205 3	6

表 2　鸡西盆地黑鸡地 1 井优选压裂层段及煤层埋深

Tab. 2　Burial depth of optimum fracturing interval and coal seam in well Heijidi－1 of Jixi Basin

压裂层段	埋深/m	段厚/m	小层编号	煤厚/m	射孔层段/m	层厚/m
14#煤层组	1 005.50～1 016.00	10.50	$14_{上}$#煤	0.45	1 005.50～1 008.35	2.85
			14#煤	2.75	1 011.00～1 016.00	5.00
22#＋23#煤层组	1 211.25～1 223.00	11.75	22#煤	1.40	1 211.25～1 215.00	3.75
			23#煤	0.55	1 221.00～1 223.00	2.00
28#＋29#煤层组	1 299.50～1 310.65	11.15	28#煤	1.05	1 299.50～1 305.00	5.50
			29#煤	0.60	1 307.35～1 310.65	3.30
煤系炭质泥页岩＋致密砂岩层组	1 424.00～1 438.00	14.00	39 号砂泥岩层	2.00	1 424.00～1 430.00	6.00
			40 号砂泥岩层	2.00	1 435.55～1 438.00	2.45

液量 6 261 m^3，总砂量 241 m^3，完成了煤系储层大规模水力压裂任务。采用能量扫描四维影像法实时监测压裂效果，4 个压裂层段均产生了体积缝网，缝网长 320～390 m、宽 90～120 m、高 30～40 m，单层影响体积约(63.4～100.0)×10^4 m^3。4 段压裂缝网高度累计达到 130 m，贯穿了多个煤层、碳质泥岩、粉砂岩、细砂岩、中砂岩等储层，实现了大规模体积压裂、均衡改造效果。在合层排采试验期间，通过精细化管理，探索出了适合该区中深部煤系气地质特征的精细控压排采制度。黑鸡地 1 井煤系气合层排采 558 d，历经初期排水降压、憋压、控压产气、控压稳产等 4 个阶段，累计产水量6 116.6 m^3，累计产气量77.6×10^4 m^3，最高日产气量 5 666 m^3，平均稳产气量 4 138 m^3/d(图 3)，获得高产工业气流，实现单井高产，证实了鸡西盆地中深层多薄互层型煤系气产气潜力大，开辟了东北陆相含煤盆地煤系气中深层勘探开发新领域。

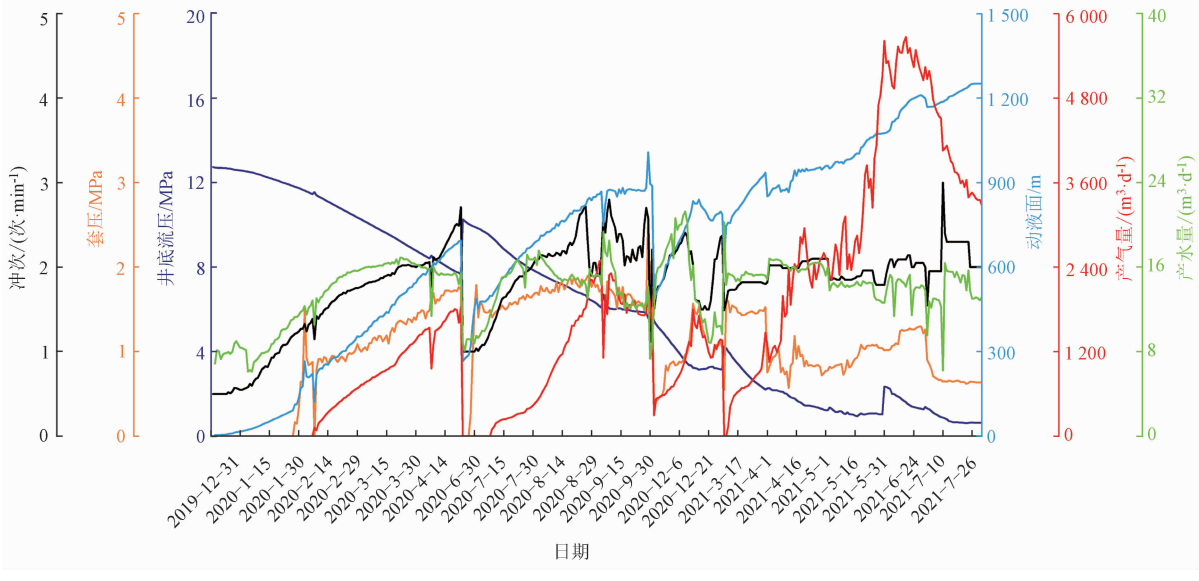


图 3　黑龙江省鸡西盆地黑鸡地 1 井煤系气排采日生产曲线

Fig. 3　Daily generation curve of coalbed methane drainage and production in well Heijidi－1 of Jixi Basin in Heilongjiang Province

(2)鸡西盆地煤矿采动－采空区地面井联动抽采获得高产工业气流，实现重大突破。采动区煤系气资源量包括回采煤层所含煤层气及采动影响范围裂隙带内煤、煤系暗色泥页岩、致密砂岩所含煤系气。本次工作优选杏花煤矿、平岗矿、东海矿 11 个采动区评价单元为研究对象，采用资源构成法和体积法计算评价单元面积 2.58 km^2，煤系气资源量 2 879.16×10^4 m^3。按照本次工作建立的有利区优选评价指标体系，对采动区评价单元综合排序，优选出杏花—东一采区 28#左二面、东海六采 34#左九面、平岗东部采区 14#右一面等采动区煤系气勘查开发有利区。为了探索薄煤层采动区－采空区

煤系气可采性,2019—2021 年本次工作在杏花—东一采区 28#、30#左二面实施了抽采钻井——黑鸡地 4 井(图 4)。杏花煤矿属于高瓦斯矿井,矿井相对瓦斯涌出量为 21.7 m^3/t,瓦斯绝对涌出量为

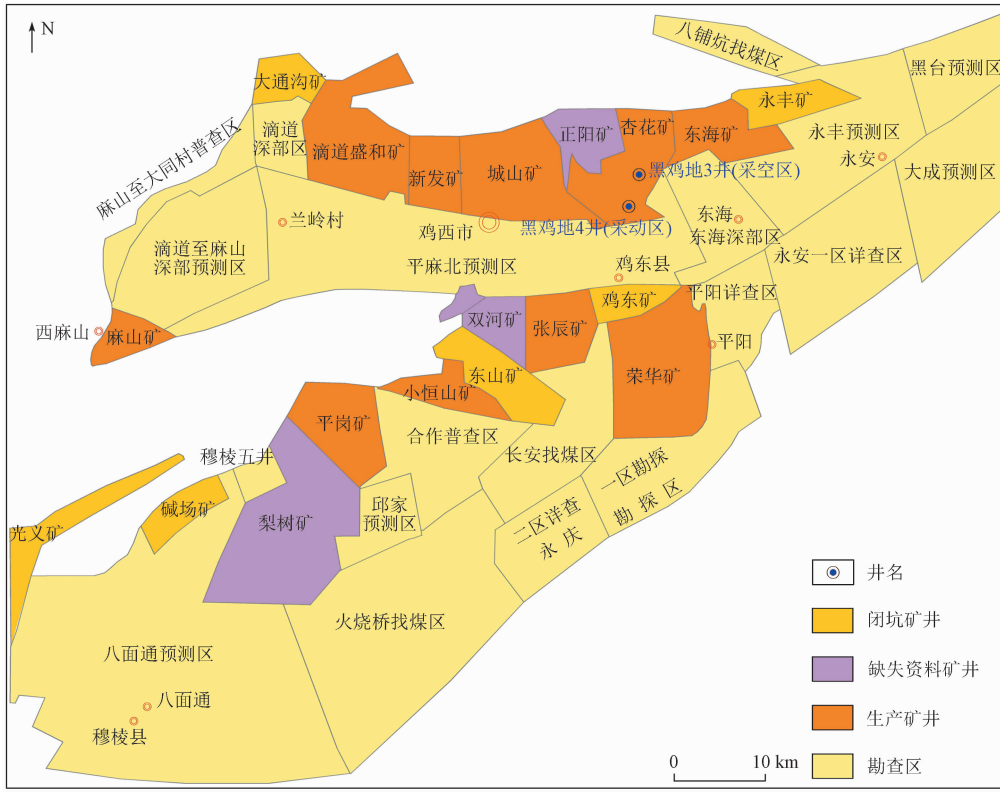


图 4　黑龙江省鸡西盆地黑鸡地 3 井、黑鸡地 4 井位置

Fig. 4　Location of well Heijidi－3 and Heijidi－4 in Jixi Basin of Heilongjiang Province

64.9 m^3/min。黑鸡地 4 井采用三开井身结构,双层套管多层固井,悬挂筛管完井,负压抽采模式采气。该井在完成 28#煤层采动区抽采后,井筒稳定性良好,契合杏花煤矿本采区开采下伏 30#煤层的采煤计划,开展了 30#煤层采动区－28#煤层采空区煤层气联动抽采试验。该井工程运行509 d,抽采 323 d,累计抽采混合气量 801.5×10^4 m^3,甲烷浓度平均 75%,折纯甲烷气量 605.5×10^4 m^3,稳定抽采期折纯甲烷气产量(1.82 ~ 3.56) $\times10^4$ m^3/d,实现国内首例煤矿采动区－采空区煤系气联动抽采突破(图 5)。其中,28#煤层采动区历经抽采试验期、间断抽采期、连续抽采期,累计抽采141 d,抽采混合气量 397.4 $\times10^4$ m^3,折纯甲烷气量 320.8 $\times10^4$ m^3;28#煤层采动区混合气产量(1.00 ~ 4.25) $\times10^4$ m^3/d,平均 2.99 $\times10^4$ m^3/d,工作负压 28.7 ~ 44.7 KPa,最佳工作负压 29 ~ 32 KPa,CH_4 浓度为 62.1% ~ 90.5%,平均浓度 80.7%。28#煤层采空区间歇往复式抽采 3 个周期共 74 d,累计抽采混合气量 179.6×10^4 m^3,折纯甲烷气量 127.5×10^4 m^3;平均混合气产量 2.90×10^4 m^3/d,抽采负压 20.8 ~ 49.2 KPa,平均负压 31.3 KPa,CH_4 浓度 15.0% ~ 88.82%,平均浓度 71.0%。30#煤层采动区 +28#煤层采空区联动抽采累计 106 d,累采混合气量 224.45×10^4 m^3,折纯甲烷气量 157.14×10^4 m^3;平均混合气产量 2.46×10^4 m^3/d,折纯甲烷气产量 1.72×10^4 m^3/d,抽采负压 16.7 ~ 73.9 KPa,平均负压 43.3 KPa,CH_4 浓度 0.0% ~ 96.9%、平均 70.01%。黑鸡地 4 井因后期地层差异沉降导致井筒变形,产量锐减,为了保证 30#煤安全生产,该井被迫关井停产。理论计算 28#煤层采动、30#煤层采动影响范围内煤系气资源量约 1 742.1 $\times10^4$ m^3。如果不出现意外,30#煤层采动区 + 采空区的甲烷气产量应与 28#煤层采动区 + 采空区的甲烷气产量相当,黑鸡地 4 井的甲烷气理想产量应在 1 000 $\times10^4$ m^3 以上。鸡西煤矿存在上、下多层薄煤开采情况,黑鸡地 4 井实现了上、下多层薄煤采动区－采空区地面钻井联动抽采技术突破,不仅高效经济,抽采后采动区瓦斯含量很低,比目前鸡西煤矿井下

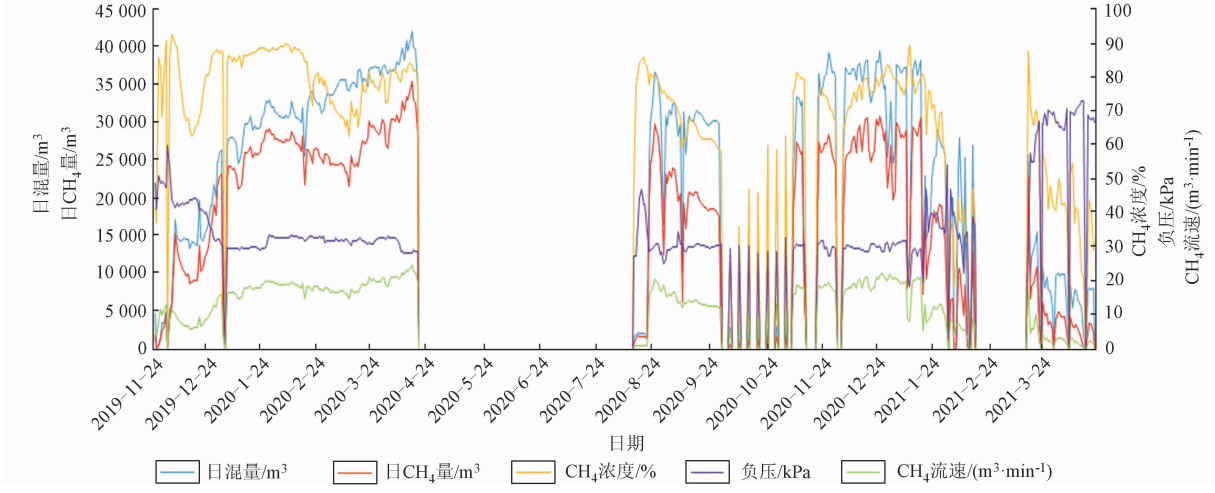


图 5　黑龙江省鸡西盆地黑鸡地 4 井 28#煤层采动区－28#煤层采空区－30#煤层采动区煤系气排采日生产曲线

Fig. 5　Daily production curve of coalbed methane drainage and production in the No. 28 # coal seam (mining area) – No. 28 # coal seam (goaf) – No. 30 # coal seam (mining area) of well Heijidi – 4 in Jixi Basin of Heilongjiang Province

抽排放空的瓦斯治理通常做法效果更好,而且采出的混合气甲烷浓度高,资源能够充分利用,为煤矿开采过程中碳减排(相当于瓦斯没有排到大气中)提供了有效途径。

(3)鸡西盆地煤矿废弃密闭采空区黑鸡地 3 井获得高产工业气流,实现重大突破。采空区煤系气资源量包括采空区残余煤所含煤层气及裂隙带内煤、煤系暗色泥页岩、致密砂岩所含煤系气。本次工作在鸡西盆地煤矿废弃密闭采空区优选 12 个评价单元作为研究对象,采用资源构成法和体积法计算采空区评价单元面积 5.59 km^2,煤系气资源量 4 159.75 $\times 10^4$ m^3。按照本次工作建立的采空区煤系气有利区评价指标体系,从采空区评价单元中优选出东海 DH－III、东海 DH－IV、滴道 DD－II、杏花 XH－I、杏花 XH－II 等采空区煤系气勘查开发有利区。为了探索煤矿废弃密闭采空区煤系气资源,2019—2020 年本次工作在杏花煤矿东三采区杏花 XH－I、XH－II 采空区(2013 年闭坑)实施了地面抽采钻井——黑鸡地 3 井(图 4)。该井采用二开井身结构,下筛管固井完井,完钻井深 825.80 m,目标层位为下白垩统城子河组 28#煤和 30#煤两层采空区(深度 811.6～823.1 m),预测采空区内煤系气资源量 778.1 $\times 10^4$ m^3。明确了采空区"地下瓦斯储气罐"式供气特征,黑鸡地 3 井采用间歇往复式负压抽采模式,抽采 3 个周期共 104 d(图 6),累计抽采混合气量 134.34 $\times 10^4$ m^3,折纯甲烷气量

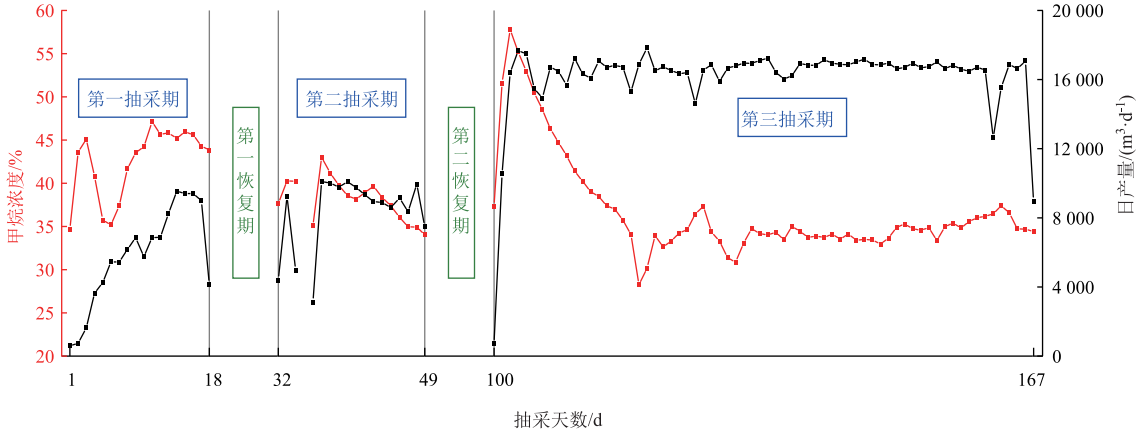


图 6　黑龙江省鸡西盆地黑鸡地 3 井排采日生产曲线

Fig. 6　Daily production curve of well Heijidi－3 in Jixi Basin of Heilongjiang Province

50.1×10^4 m^3,各周期甲烷浓度平均 37% ~43%,稳产混合气量$(0.9 \sim 1.8) \times 10^4$ m^3/d,折纯甲烷气产量$(0.5 \sim 1.0) \times 10^4$ m^3/d。其中,第三抽采周期连续稳定抽采 68 d,实现了密闭采空区长周期抽采重要突破,颠覆了以往采空区井只能短时间间歇性抽采的认识,为今后密闭采空区煤系气资源持续利用奠定了实践基础。黑鸡地 3 井因合同到期关井,仅完成采空区煤系气抽采率 6%,还有较大的抽采潜力。黑鸡地 3 井的突破,不仅证明能实现废弃矿井"废物"(甲烷气)利用,也消除了采空区火灾隐患,对我国其他地区高瓦斯煤矿的采空区资源利用具有借鉴意义。

1.2　油页岩

初步查明了松辽盆地及外围油页岩资源分布,取得新发现和新认识,评价了全国油页岩资源潜力。通过实施 14 口油页岩地质调查井、1 口水文地质观测井钻探(图 7),以及广泛调研和深入研究,

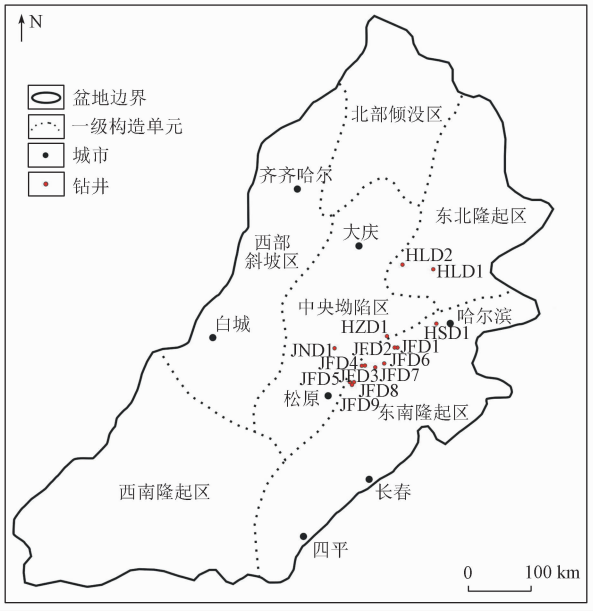


图 7　松辽盆地油页岩地质调查钻井分布示意图

Fig. 7　Sketch of oil shale geological survey wells in Songliao Basin

完成了松辽盆地及外围油页岩地质调查与资源评价,分析了全国油页岩资源潜力。过去普遍认为松辽盆地油页岩品质中等偏差[14],本次工作多口井钻获优质油页岩,证实了松辽盆地局部地区、局部层位存在油页岩富矿层。例如,松辽盆地南部吉林省扶余地区的吉扶地 4 井首次发现了含油率高达 18.1% 的油页岩,吉扶地 1 井、吉扶地 2 井、吉扶地 3 井、吉扶地 5 井、吉扶地 7 井也分别发现了含油率高达 11.0%、11.8%、15.9%、11.7%、12.2% 的油页岩,松辽盆地北部黑龙江省肇源地区的 ZY - 1 井(肇 Y - 1 井)发现有含油率高达 12.65% 的油页岩。过去油页岩资源评价的埋深下限定在 1 000 m,认为深部不存在油页岩,本次工作有 3 口地质调查井在埋深1 000 ~ 1 500 m 首次钻获油页岩,揭示了深部油页岩新领域。例如,吉林省扶余地区的吉扶地 6 井在埋深 1 058.60 ~1 079.90 m 的青一段发现有油页岩,单矿体平均含油率最高达到 6.2%,单样最高达到10.5%;吉林省松原市宁江区的吉宁地 1 井在埋深1 299.90 ~1 412.84 m 的青山口组一段见矿 7 层,单矿体最厚 2.2 m,矿层累计厚度6.0 m,单矿层平均含油率最高 4.4%,单样含油率最高 5.2%;黑龙江省肇源地区的黑肇地 1 井在埋深 1 032.80 ~1 056.20 m 的青一段发现有油页岩(图 8),单矿体平均含油率最高达到 5.65%,单样最高达到 10.0%。

编制了松辽盆地青山口组一段、嫩江组一段、嫩江组二段油页岩分布图,重新评价了松辽盆地埋深 1 500 m 以浅油页岩资源潜力$9\ 219.87 \times 10^8$ t,折合油页岩油460.33×10^8 t。其中,埋深 0 ~1 000 m 油页岩经过勘查工作查明资源量$1\ 072.04 \times 10^8$ t(含控制储量617.98×10^8 t),折合油页岩油50.65×10^8 t,预测地质资源量$4\ 843.78 \times 10^8$ t,折合油页岩油232.83×10^8 t。初步估算松辽盆地埋深 1 000 ~ 1 500 m 油页岩地质资源量$3\ 304.05 \times 10^8$ t,折合油页岩油136.81×10^8 t。在松辽盆地吉林省扶余市石桥乡、永平乡以及抚顺盆地西露天矿北翼优选了 3 个油页岩原位试采靶区。

更新了全国埋深 1 500 m 以浅油页岩资源潜力$15\ 489 \times 10^8$ t,折合油页岩油820×10^8 t。其中,全国埋深 1 000 m 以浅剩余查明油页岩资源量$1\ 459.48 \times 10^8$ t(包括剩余探明 + 控制地质储量873.87×10^8 t),折合油页岩油74.27×10^8 t(包括剩余探明 + 控制地质储量 44.47×10^8 t),预测潜在油页岩资源量$10\ 394.33 \times 10^8$ t,折合油页岩油553.85×10^8 t;全国埋深 1 000 ~ 1 500 m 预测潜在油页岩资源量$3\ 635 \times 10^8$ t,折合油页岩油191.52×10^8 t。

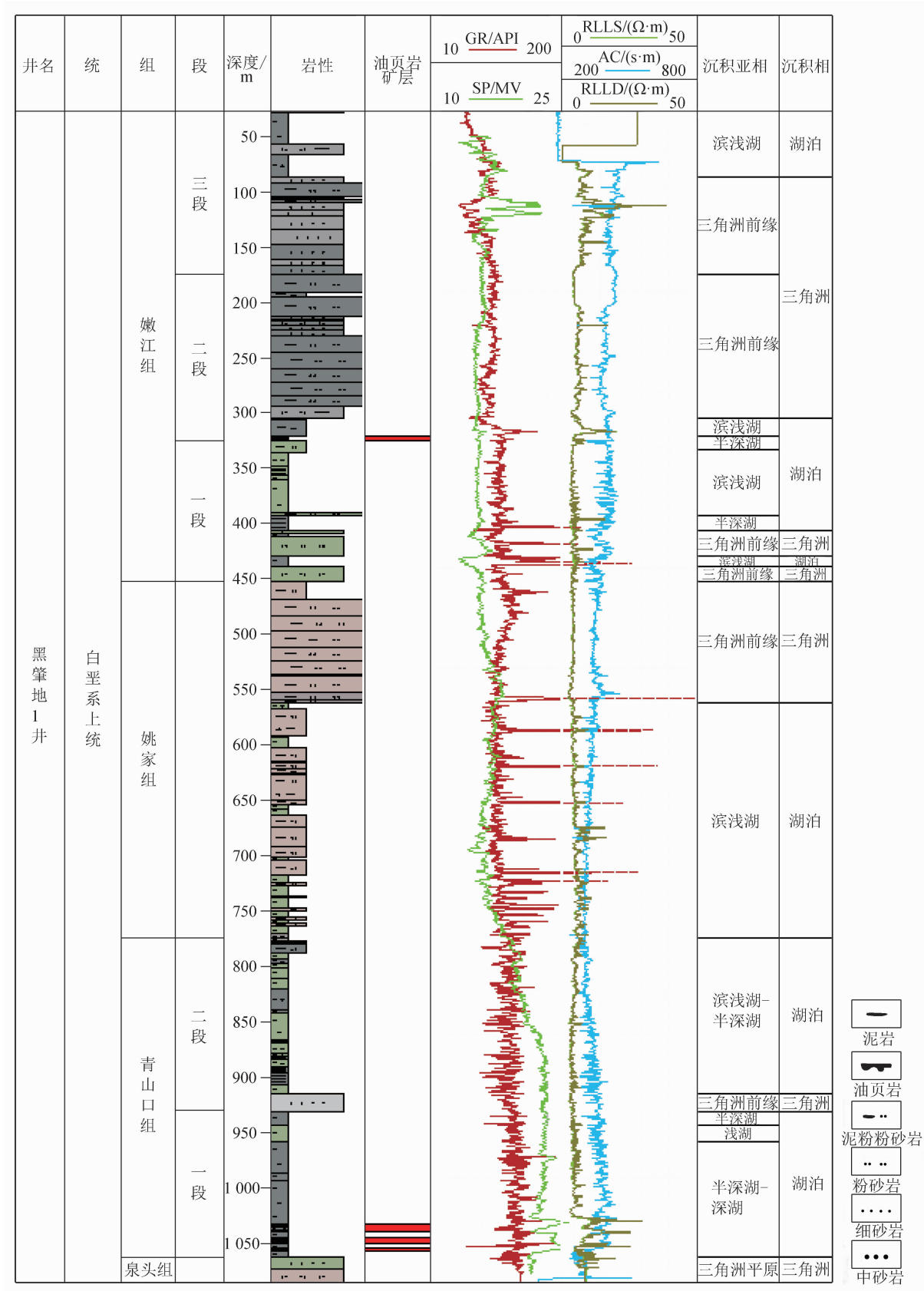


图 8　松辽盆地黑肇地 1 井综合柱状图

Fig. 8　Comprehensive histogram of well Heizhaodi－1 in Songliao Basin

1.3　油砂

分析了全国油砂资源潜力，探索了松辽盆地西斜坡油砂原位微生物冷采技术并取得重要进展。更新了全国 500 m 以浅油砂资源潜力。全国 8 个省市分布有 12 个含油砂盆地，共有 170 余个油砂矿或矿点，油砂油地质资源量有 56.82×10^8 t，可采资源量 30.76×10^8 t；只有 5 个油砂矿处于详探阶段，15 个油砂矿处于详查阶段，2 个油砂矿处于预探阶段，其余矿点均在普查及以下阶段；6 处油砂矿提交地质储量 3.39×10^8 t。松辽盆地西斜坡上白垩统姚家组油砂呈多薄层（一般发育 2 ~ 6 层，多者 20 层，单层一般小于 3 m，累计厚度一般介于 3.0 ~ 20.19 m，平均累计厚度为 4.63 m）、油黏度大、水敏强、地层含水、地层温度低、盖层差等特点，传统蒸汽吞吐、先进 SAGD 开采工艺不适用，资源长期得不到有效利用。本工程于 2019—2020 年在松辽盆地西斜坡镇赉大岗有利区（吉林省白城市镇赉县建平乡）优选了油砂试采靶区（图9），部署实

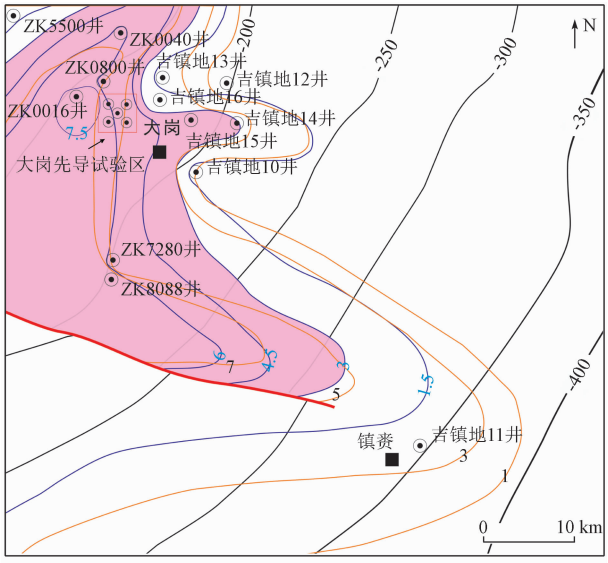


图 9　松辽盆地西斜坡镇赉大岗地区姚家组油砂有利区及试采靶区

Fig. 9　Oil sand favorable area and production test target area of Yaojia Formation in Zhenlai Dagang area in western slope of Songliao Basin

施了以微生物冷采技术为主要探索方向的油砂原位开采试验[15]，目的是探索出绿色高效油砂开采技术，促进松辽盆地西斜坡油砂资源开发利用。大岗有利区油砂累计厚度大于 3 m、平均含油率≥3% 的面积为 267.45 km^2，油砂累计厚度平均 5.71 m，加权平均含油率 6.52%，评价油砂油地质资源量 1.73 亿 t。在建平乡后大岗村，优选可采油砂层有效厚度 4 m 以上、含油率 3.05% ~ 16.78% 的油砂试采靶区面积 1 km × 1 km。在试采靶区，完成了 1 口水文地质观测井、5 口油砂试采井组成的小井网油砂原位试采工程，油砂底板埋深在 200 m 左右。5 口试采井的井组呈四方形，外围井邻井之间距离为 50 m，外围井距中心井约 70 m。5 口试采井揭示含油显示砂岩层段共 82 层，累计厚度 64.18 m。其中，油浸级别 26 层，累计厚度 21.87 m；油斑级别 33 层，累计厚度 26.13 m；油迹级别 23 层，累计厚度 16.18 m。油砂含油率一般在 7.0% ~ 9.5%，含油级别从油斑到富含油；地层内油砂油流动性较差，在 10 ~ 15 ℃ 地层温度条件下，油砂油密度为 0.939 ~ 0.977 g/cm^3，油砂油黏度为 4 717 115 ~ 1 750 000 m Pa · s；油砂储层物性较好，平均孔隙度 30% ~ 33%，有效孔隙度一般 20% ~ 21.5%；渗透率为（21.9 ~ 2460）× 10^{-3} μm^2，平均渗透率为 671.3 × 10^{-3} μm^2。经对比分析，姚家组含油显示层段下部的油砂层含油率和含油饱和度高，储层物性、含油性均较好，特别是在 196.5 m 以下至 203.7 m 层段，含油率一般大于 9%，最高达 15.48%；含油饱和度一般大于 63%，最高达 84.90%。本次油砂原位试采工程选择含油性较好的下部油砂层段（厚度 3.1 ~ 5.5 m）进行射孔。针对本地油砂特点，设计了热油基发酵液吞吐、微生物焖井、微乳液循环注采等油砂原位生产技术体系（图 10）。首先，利用热油吞吐技术在井间油砂储层形成亏空，从而达到储层有效改造、沟通；开展当地微生物菌群功能分离实验，定向筛选了适合油砂油分离和改质的低温降解功能菌，包括 *Chryseobacterium* 和 *Citrobacter* 为主要菌属的内源功能菌和 *Pseudomonas* 为主要菌属的外源功能菌，并制备微生物菌剂；将微生物菌剂注入储层、焖井；通过“一注四采”，即中心井注入返回液分离出的微生物溶剂、配制的纳米微乳液，周围四个井采油，实现连续生产。通过“一注四采”，累计产油 21 m^3，证实微生物冷采技术可行，并取得了该区油砂储层的生产能力和生产特征等一系列参数。

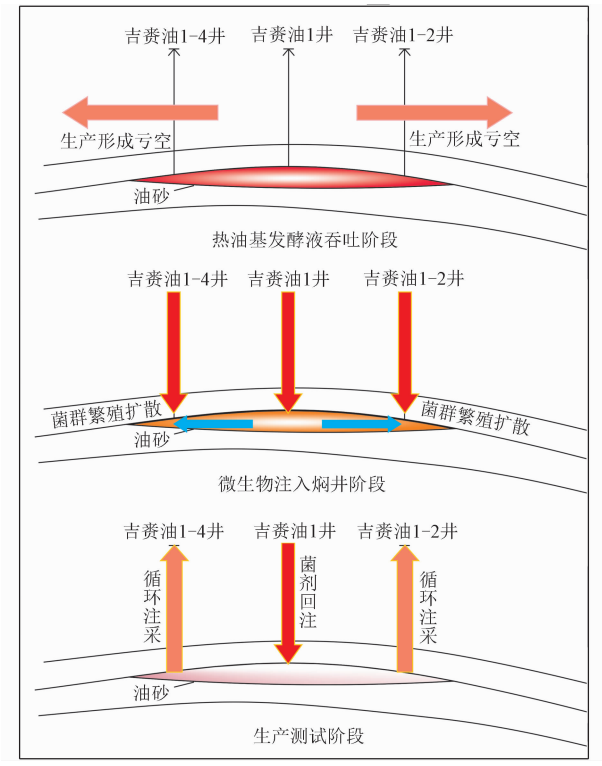


图 10　油砂原位微生物冷采技术示意图

Fig. 10　Schematic diagram of microbial cold recovery technology for in – situ oil sand

1.4　陆域天然气水合物

评价了陆域天然气水合物资源潜力，建立了祁连山木里天然气水合物野外长期观测站。重新圈定了我国陆域天然气水合物成矿远景区，包括羌塘盆地、南祁连盆地和漠河盆地三大成矿远景区[16]。划分了陆域天然气水合物成矿区带（图 11，图 12），其中南祁连盆地划分出木里坳陷、疏勒坳陷 2 个天然气水合物成矿区带；羌塘盆地划分出乌丽—玛章错钦、雀莫错雁石坪、土门、毕洛错—隆鄂尼、吐错—托纳木—笙根、半岛湖、戈木错等 7 个天然气水合物成矿区带；漠河盆地划分出三十二站凸起—金沟凹陷—漠河村凸起—元宝山凹陷、金沟东凸起—林海凹陷—宝宝林山凸起—二十七站凹陷、龙河凸起等 3 个天然气水合物成矿区带。评价我国陆域水合物天然气资源量 9.12×10^{12} m^3。完成了祁连山盆地木里天然气水合物野外长期观测站的修缮改造升级（图 13），建实了野外站。完成冻土地温、井下水体、温室气体、碳通量、地层稳定性、气象等 6 类监测系统的 27 项参数观测，积 90 万条观测数据，数据体累计约 1 GB。

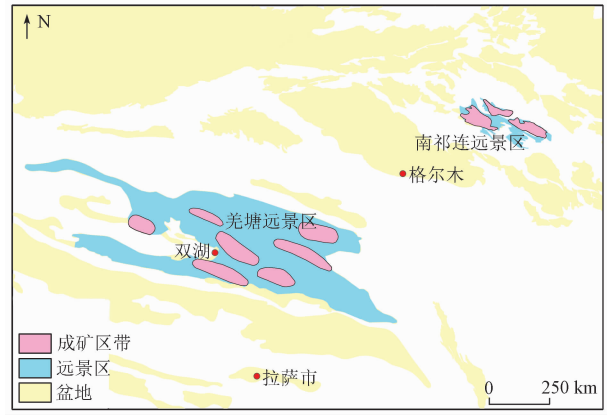


图 11　青藏高原及祁连山冻土区天然气水合物成矿区带分布

Fig. 11　Distribution of natural gas hydrate mineralization zones in permafrost region of Qinghai – Tibet Plateau and Qilian Mountains

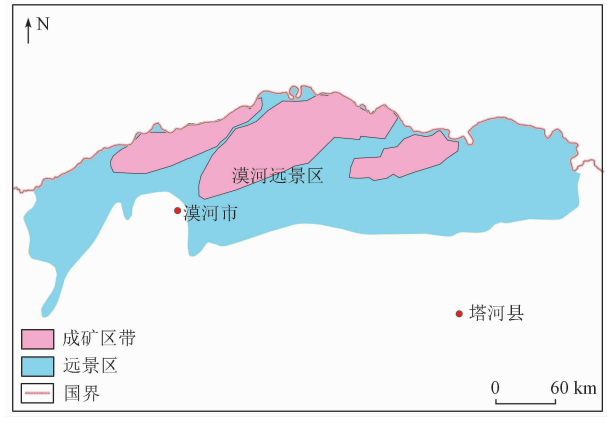


图 12　东北漠河冻土区天然气水合物成矿区带分布

Fig. 12　Distribution of natural gas hydrate mineralization zone in Mohe permafrost region of Northeast China

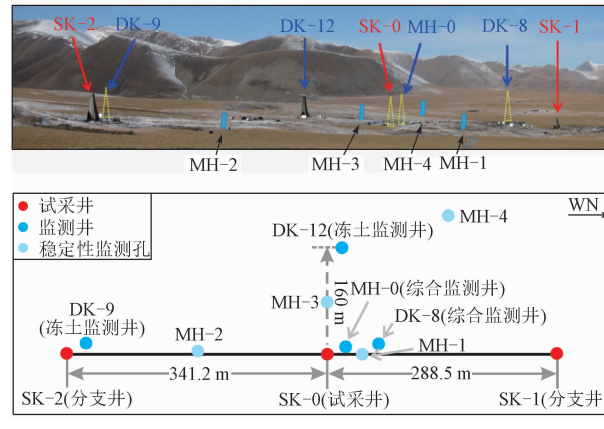


图 13　木里野外长期观测站井位平面分布

Fig. 13　Well plane distribution in field long – term observation station of Muli

1.5　氦气

评价了关中地区渭河盆地氦气资源潜力，优选了柴达木盆地氦气成藏有利区。开展了渭河盆地北缘上古生界野外地质调查，完成 18 条地质剖面草测 99.63 km，综合分析认为渭河盆地基底残留了石炭系—二叠系煤系地层，具备富氦天然气形成的载体气源岩条件[23,24]；开展了渭河盆地氦源岩年代学、岩石学和放射性 U、Th 元素研究，明确了氦源岩时代、岩性特征，以及 U、Th 矿物赋存状态，探讨了 U、Th 元素富集控制因素，分析了盆地南缘一系列花岗岩中放射性铀、钍元素丰度的变化规律，初步评价渭河盆地游离态氦气资源量 9.33×10^{8} m^3。在渭河盆地西安凹陷和咸渭凸起（图 14），部署实施了 1∶5 万油气、氦气化探测量 500 km^2，大地电磁测量 99.2 km（点间距 500 m），结合收集的 118.64 km 二维地震资料重新处理解释工作，优选了固市凹陷华州—潼关、咸渭凸起武功—咸阳 2 个氦气远景区（图 15）。在固市凹陷南缘华州北地区，于地热井中发现有高含氦天然气显示，氦气含量达5.08%，甲烷含量59.07%，显示为典型富氦天然气组分特征，圈出勘查有利区 1 个。通过 30.1 km 二维地震测量，揭示华州北地区东、西方向发育 2 个背斜构造，东部背斜形态完整，后期改造弱，氦气成藏条件好，落实 2 个井位目标。在西安凹陷北侧咸渭凸起武功—咸阳远景区，氦气显示活跃，氦气预探井——渭新 1 井的氦气稳定含量为 3.1%，最高达3.959%，16口地热井中水溶气氦含

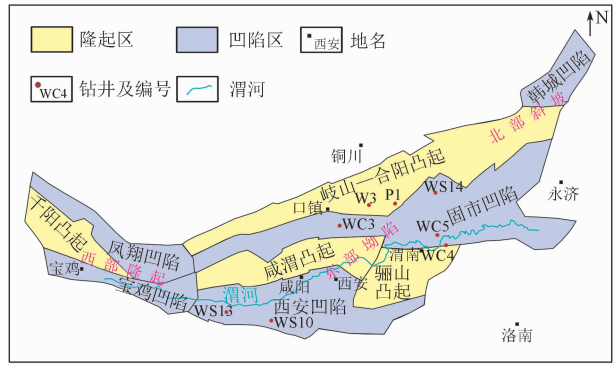
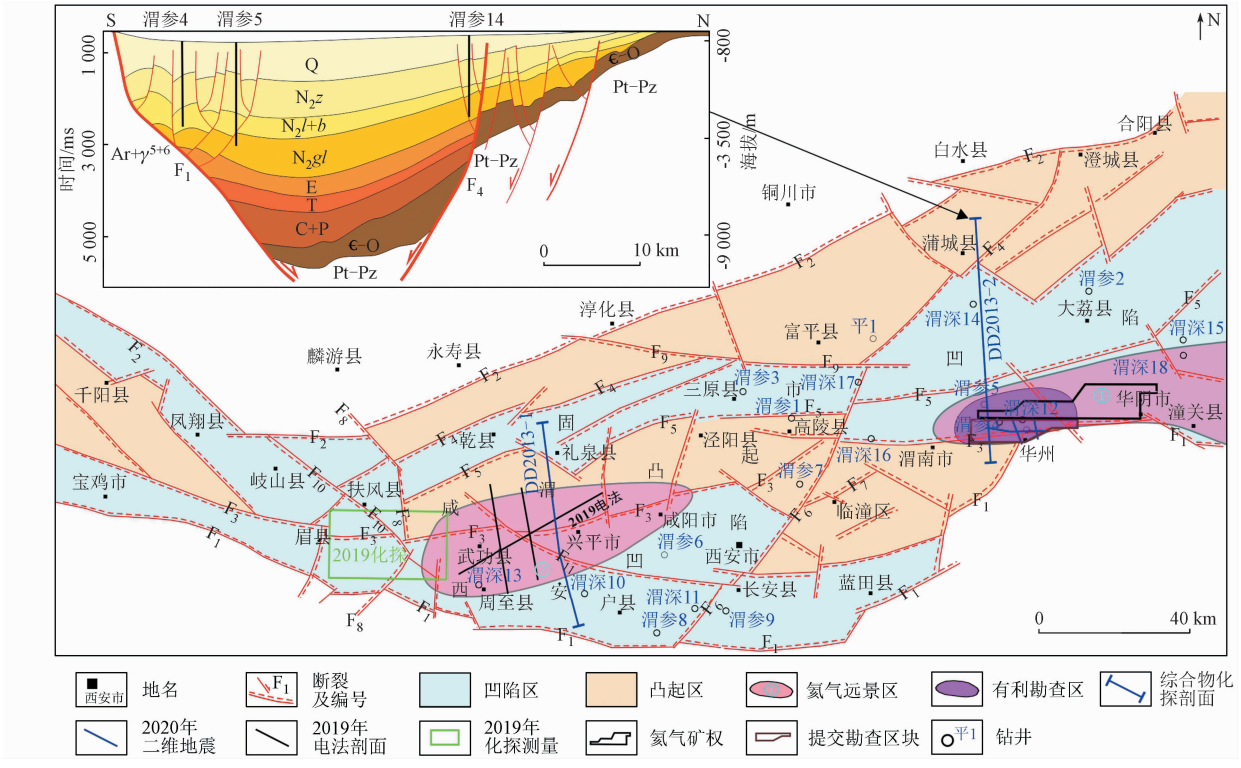


图 14　渭河盆地构造单元划分示意

Fig. 14　Schematic diagram of structural unit division in Weihe Basin



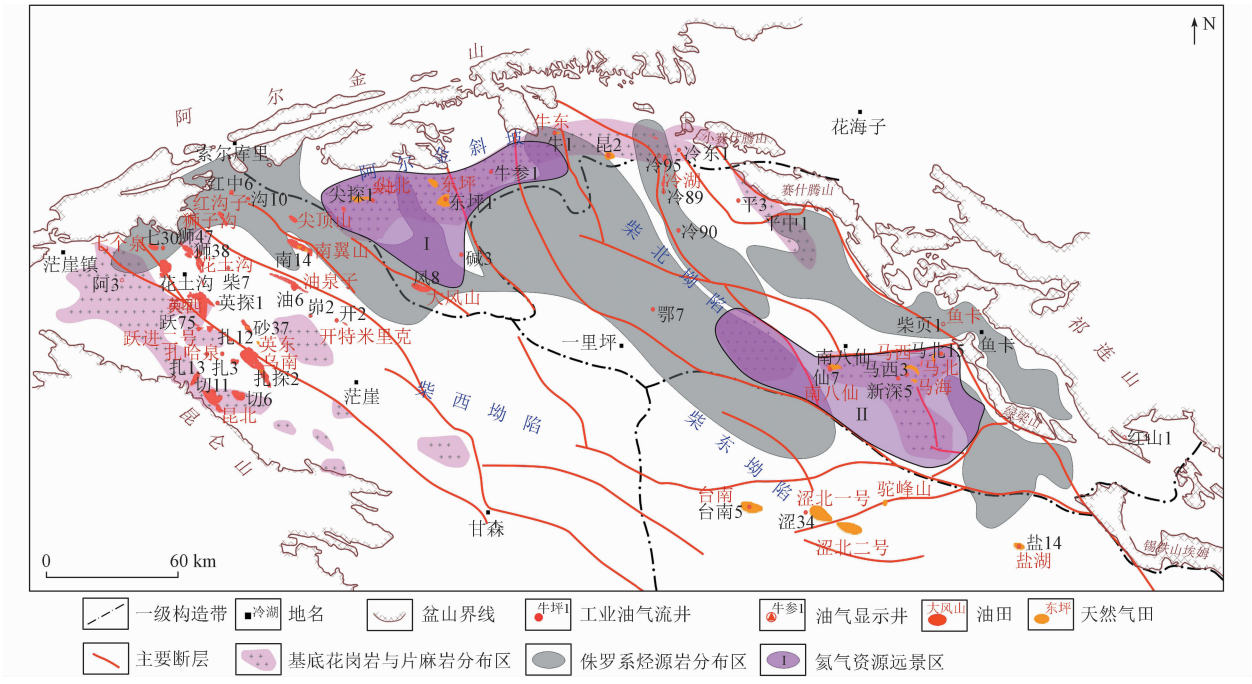
断裂：F_1. 盆地南缘边界断裂；F_2. 北山南缘断裂；F_3. 渭河断裂；F_4. 扶风—蒲城断裂；F_5. 泾阳—渭南断裂；F_6. 长安—临潼断裂；F_7. 骊山北侧断裂；F_8. 哑柏断裂；F_9. 口镇—关山断裂；F_{10}. 岐山—马召断裂

氦气油气远景区：①. 华州—潼关氦气成藏远景区；②. 武功—咸阳氦气成藏远景区

图 15　渭河盆地氦气远景区及有利区分布

Fig. 15　Distribution of helium prospective area and favorable area in Weihe Basin

量介于0.52% ~3.42%，平均 1.78%，甲烷含量介于1.79% ~31.56%，平均 11.08%。咸渭凸起为不对称地垒断块，构造高点位于北部，为富氦天然气成藏有利位置。此外，本次工作还开展了全国富氦天然气藏跟踪调研，采样测试数据证实柴达木盆地东坪气田和马北气田为典型富氦天然气藏；初步分析了柴达木盆地北缘氦气成藏地质条件与氦气富集规律[25,26]，圈定柴达木盆地阿尔金山前隆起带西段、马海—大红沟凸起 2 个富氦天然气成藏有利构造区带（图 16）；在运城盆地发现了良好的氦气找矿线索，进一步拓展了汾渭盆地氦气找矿方向。



Ⅰ：阿尔金山前隆起带西段氦气资源远景区；Ⅱ：马海—大红沟隆起氦气资源远景区

图 16　柴达木盆地氦气成藏有利区带预测

Fig. 16　Prediction of favorable zones for helium accumulation in Qaidam Basin

2　理论与技术创新

2.1　煤系气概念初探

我国地质工作者对煤系气的概念至今没能形成共识。顾名思义，煤系气是指煤系中蕴藏的天然气，包括煤层气、页岩气、致密砂岩气，甚至常规砂岩气。因此，煤系气是多个气体矿种的集合概念。煤系是指含煤岩系，即形成于一定构造时期、含有煤层并具有成因联系的一套沉积岩系。煤系中的煤和煤系页岩中的生烃母质经热演化生成以甲烷为主的天然气，这些天然气可以原地保存为煤层气、页岩气，也可以近源运移并储存在煤系中的砂岩层中，形成致密气藏，还可以运移至煤系之外形成常规气藏，但只有保存在煤系中的天然气，才能称为“煤系气”。目前工业界、学界一般认为煤系气的科学定义是“由煤系源岩母质生烃作用形成的、赋存在煤系各类储层中的全部天然气”[9-13]。煤系中煤层气、页岩气、致密砂岩气等多类型天然气共存在煤系中，形成一套或多套含气系统，我们暂时称这个定义为“广义煤系气”。

广义煤系气存在以下 3 种类型：

（1）单一型煤系气。煤系中可以存在经济可开发的一种或多种单一矿种气藏，而且这种情况也较普遍。例如，较厚的煤、较厚的富有机质页岩、较厚的砂岩，分别可形成能够按照单矿种厚度下限标准单独评价、单独经济开发的煤层气、页岩气或（致密）砂岩气等气藏。这种情况可按矿种分别评价、分别开发、分别管理，目前鄂尔多斯盆地东缘的工业界也是这样做的[7]。

（2）多薄互层型煤系气。煤系由多薄煤层、页岩、砂岩频繁互层构成，其中的煤层气、页岩气、砂岩气不足以单独高效经济开发，或单层厚度不能满足单矿种资源评价标准，只能考虑多矿种资源综合

评价、综合开采,才能提升资源规模、实现单井高产,才有经济意义。这种情况十分普遍,是目前研究、探索的前沿领域和主攻方向。

(3)复合型煤系气。即一套煤系中,同时存在单一型煤系气和多薄互层型煤系气。

从科技创新、资源意义角度出发,我们建议煤系气的概念采用多薄互层型煤系气(或"狭义煤系气"),即: 煤系气是指煤系源岩母质生烃作用形成并储存在煤系中的煤层气、页岩气或(致密)砂岩气,且不能实现单矿种高效经济开发,需综合评价、综合开发才能高效经济的两种或多种共存气体资源。这一概念利于资源管理,可将煤系气纳入煤层气矿种管理。

2.2　完善了煤系气地质理论,建立了鸡西盆地煤系气资源评价与有利区优选方法

建立了煤系气 3 种成藏模式,以资源丰度为核心,以烃源条件、源储关系、储层物性、成藏配置为基础,建立了鸡西盆地煤系气资源评价方法与指标体系,采用实验取值与盆外类比法、多元线性回归取值与盆内类比法,分别计算了鸡西盆地煤系气资源量; 以资源条件、储集条件、开发条件为核心,建立了煤系气有利区评价方法与指标体系,采用层次分析和模糊数学评价方法,优选煤系气有利区。此外,完善了煤矿采动区、采空区煤系气富集成藏地质理论,认为采动区煤系气分布受采动应力和采动裂隙影响,富集于采动裂隙"O"形圈; 采空区煤系气分布受采空区形成时间、充水情况、裂隙与地面沟通情况、邻近采区连通性等影响,富集于稳定后的采动裂隙"O"形圈。根据新认识,分别建立了煤矿采动区、采空区煤系气资源评价方法与指标体系。以采动区煤层气资源条件、开发条件、井孔稳定性条件为一级指标,以采动区煤系气开发地质与工程条件中的 10 个主要指标为二级指标,建立了采动区煤系气勘探开发有利区优选评价指标体系; 以煤系气资源条件、保存条件和工程条件为一级评价指标,以煤层气资源量、资源丰度、煤层自燃倾向等 10 项为二级指标,建立了密闭采空区煤系气勘查开采有利区优选评价指标体系。

2.3　探索了煤系气勘探开发工程技术

探索了中深层煤系气勘探开发工程技术[1-2],即以含气量和气测异常为主要指标,优选含煤层段的有利层段,以含气性、生烃潜力为主要评价指标,优选非煤层段的有利层段,优化射孔参数,增加射孔层数和扩射长度,采用"大排量、高砂比、投球分压、多级段塞、多级加砂、高施工压力"的水力压裂施工工艺,均衡改造煤系储层; 针对游离气产出快、量大,优化煤系气合层排采制度,精细控制井底流压"连续、平稳、缓慢"下降,消除段塞流,力求获得单井高产、稳产。创新了采动区煤系气地面钻采技术,形成了井位双层优选、钻完井、负压抽采技术,以及 CO、C_2H_6、C_2H_4、C_2H_2、C_3H_8、温度异常等 6 项指标联合监测控制煤层自燃风险的安全指标体系与抽采监测工艺,建立了鸡西盆地"多煤层开采、双区供气"的采动区抽采模式。创新了密闭采空区煤系气地面钻采技术,根据采空区"地下储气罐"供气模式,建立了 CH_4、CO_2、C_2H_6 浓度作为主要停抽、复抽参考指标及监测工艺,形成了间歇往复式抽采工艺。成功探索了上、下多层煤采动区 - 采空区地面钻井联动抽采"一井多用"技术。

2.4　探索了油页岩地质理论与物探技术

总结了松辽盆地油页岩主控因素与富集规律,建立了深水型油页岩成矿模式,明确松辽盆地及外围油页岩形成于深湖 - 半深湖环境,古构造和古气候为油页岩的沉积营造了有利沉积空间和微生物生产力,咸水 - 半咸水和缺氧还原环境的水体为油页岩提供了有利保存条件。开展了 80 km 油页岩可控源音频大地电磁探测技术试验,探索了井电建模约束反演技术,初步形成了油页岩电法探测技术,野外试验取得初步成功; 探索了油页岩测井识别、地震识别技术,建立了油页岩定量测井模型、测井 - 地震预测模型,支撑了松辽盆地油页岩资源潜力评价。

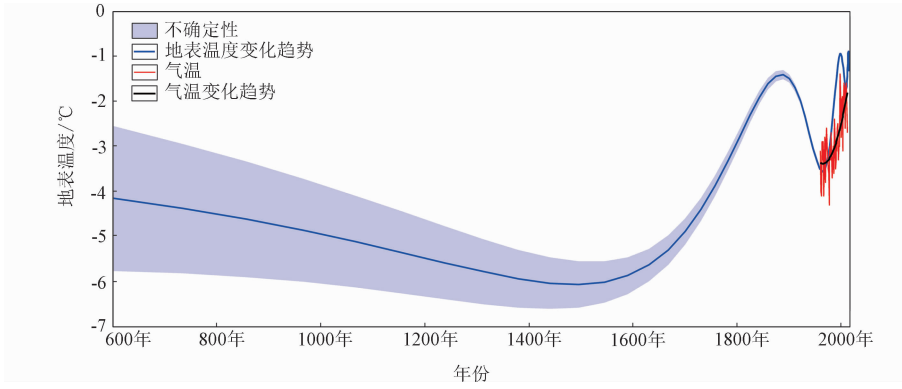
2.5　探索了油砂原位绿色开采技术

实施了松辽盆地西斜坡油砂原位微生物冷采试验工程[15],以微生物冷采技术为核心,定向筛选了低温降解功能菌剂,形成了热油基发酵液吞吐、微生物焖井、微乳液循环注采等油砂原位开采技术体系。

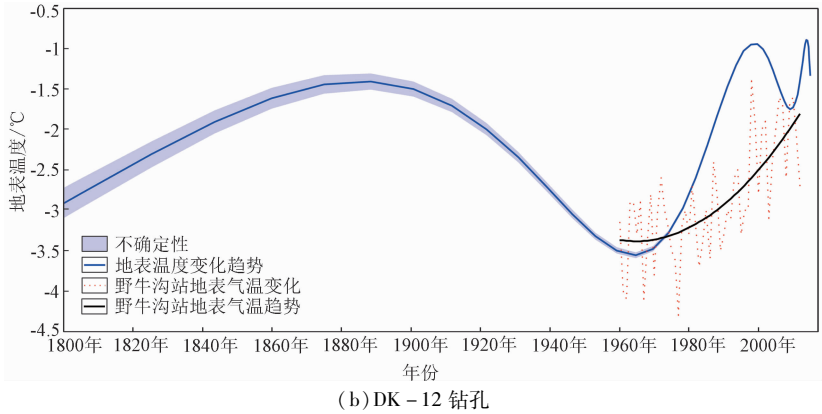
2.6　探索了天然气水合物成矿模式

通过对青藏高原冻土区天然气水合物成矿条件的综合研究,初步建立了"祁连山式"断裂系统天然气水合物成矿模式[17-18],以及泥火山系统天然气水合物成矿模式[16]。依托木里天然气水合物野外站,创新集成了覆盖大气 - 地表 - 冻土 - 井下"四位一体"的陆域水合物原位环境监测技术。根据天然气水合物形成的温 - 压条件,结合木里地区天然气水合物中气体组分分析,首次利用实测地

温、压力，计算出木里地区天然气水合物稳定带厚度约 628 m(埋深 13 ~ 641 m)。通过该监测数据和计算结果，可有效校正以往地温测井方法获得数据计算的地温梯度，从而为冻土区天然气水合物资源潜力评价提供数据支撑。利用木里野外站积累的观测数据，首次反演了 1 400 a 以来(公元 600 年以来)祁连山木里地区地表温度变化特征(图 17)和多年冻土演化特征和青藏高原天然气水合物形成演化历史，构建了青藏高原隆升、冻土演化和天然气水合物形成的时空匹配和耦合关系。



(a) DK - 12 钻孔



(b) DK - 12 钻孔

图 17 青海省木里地区 DK - 12 井地温监测数据重建过去 1 400 a 地表温度变化曲线

Fig. 17 Reconstruction of surface temperature change curve in the past 1400 years from ground temperature monitoring data of well DK - 12 in Muli area of Qinghai Province

2.7 探索了氦气地质理论与资源评价方法

通过渭河盆地及周缘各时代花岗岩、基底变质岩和碎屑岩等不同类型氦源岩的生氦潜力分析，认为氦来源于地壳花岗岩中放射性元素 U、Th 的衰变[20]；总结了盆地南缘多期花岗岩中铀、钍元素丰度的变化规律；通过花岗岩放射性矿物生氦量理论测算与排氦效率测试，揭示了花岗岩排氦率达 80% 以上，仅1.5% ~ 17.4% 氦气可保存在花岗岩中。温度是控制排氦率的首要因素，低于 27 ℃(400 m 以浅)为 He 完全封闭区，27 ~ 250 ℃(埋深 400 ~ 7 800 m)为 He 部分封存区，高于 250 ℃(埋深 > 7 800 m)为 He 不封存区，断裂可进一步将不受温度封存的 He 运移至地壳浅部的流体系统中成藏。基于稀有气体同位素示踪研究，揭示了渭河盆地和柴达木盆地氦气富集成藏过程，并分别建立了富氦天然气成藏模式[24-26]。根据壳源氦气成因机理，单位体积氦源岩中氦气的生成量取决于放射性 U、Th 元素的丰度、衰变时间。基于不同计算单元(原位、外部)的氦源岩，优选了生氦速率、生氦时间、氦源岩体积、氦源岩密度、排出系数、运聚系数等评价参数，初步建立了氦气资源评价方法(源岩体积 - 氦气生成速率法)[20]，并评价了渭河盆地氦气资源潜力。

3 有效服务

鸡西盆地煤系气地质调查取得了一系列重大突破，不仅提振了所在省份煤层气产业发展信心，而且引领、拉动了企业对煤层气勘查开发的投入，

产生了明显的经济和社会效益。参与了 2019 年全国政协赴山西煤层气调研活动,提供了“中国煤层气资源潜力与禀赋”、“公益性煤层气地质调查工作进展”、中国煤层气资源调查报告(2018 年)等参考材料,有效支撑服务了自然资源部和中国地质调查局等管理部门。鸡西盆地煤矿采动区、采空区煤系气地质调查成果产生了示范引领作用,龙煤集团积极跟进公益性煤系气地质调查技术和研究方向,准备在鸡西、鹤岗、七台河、双鸭山 4 大矿区全面推广新技术体系,已在鸡西盆地平岗矿、新发矿、梨树矿、杏花矿做试点应用。

全国油页岩地质调查与评价成果得到及时应用。完成了全国油页岩资源潜力评价与选区工作,有效服务了“国家油页岩开采研发中心”(国家能源局批复建设的科技平台),支撑建设了“国家油页岩资源调查与评价分中心”。松辽盆地南部及外围油页岩地质调查成果,增强了吉林省众诚油页岩公司勘查开发油页岩的信心。松辽盆地西斜坡公益性油砂原位试采工作取得重要进展,提振了吉林省政府的信心,吸引了吉林地勘基金、企业跟进。

陆域天然气水合物资源潜力评价成果被纳入“十三五”全国油气资源评价工作。依托木里天然气水合物野外站多套原位观测系统,与青海省自然资源厅合作开展了青藏高原冻土环境监测研究,为“中华水塔保护行动(2020—2025)”提供了基础监测数据。野外站首次采用深井 - 地表地震计联合安装,提高了地震监测的精度和地震预报的准确度,长期监测数据并入青海省地震局和北京国家地球观象台。

依托氦气地质调查基础资料和成果,积极落实中国地质调查局工作部署,牵头编制完成了“氦气资源调查评价与开发利用示范”国家专项实施方案,并开始实施,有效支撑服务了国家、部局相关工作。编制完成了《陕西省渭南市华州—华阴地区地热水及氦气普查实施方案》,全方位支撑了陕西燃气集团在渭河盆地二华地区地热水及氦气矿权区的勘查工作,发挥了公益性地质调查对氦气商业勘探开发的引领作用。

4　存在问题与工作建议

(1)我国煤系气资源潜力巨大,具备年产能(300 ~ 1 000) × 10^8 m^3 的物质基础。煤系气工作扩大了资源评价领域,可以提升资源规模和单井产量,煤系气是煤层气产业发展的新方向。如能加强煤系气勘探开发,未来有可能形成常规天然气、页岩气、煤系气“三足鼎立”的生产格局。发展煤系气对保障国家能源安全、助力国家“双碳目标”实现具有重要战略意义。目前,我国煤系气发展存在 3 个方面的制约问题,迫切需要公益性地质调查工作先行和引领: 一是尚未全面开展地质调查和潜力评价,资源“家底”不清; 二是起步晚,尚未建立中国特色煤系气地质理论与勘查开采技术体系; 三是资源管理有难度,煤系气不是独立矿种,而是多个矿种的同勘共采,缺乏配套政策支持。建议重视煤系气工作,立足国内,转变思路,从煤层气工作转向煤系气工作,从浅部转向深部,扩大资源规模,形成规模产能; 设立国家煤系气战略调查与科技攻关战项目,加快、加强全国煤系气资源调查评价与示范引领工作,尽快完成全国煤系气资源潜力评价,组织开展区域煤系气基础地质调查、重点调查区煤系气战略调查、科技攻关与示范工程建设,引导、拉动全国煤系气勘查开发,推进我国煤层气产业跨越式发展。创建中国特色的煤系气地质理论体系、勘探开发技术体系和标准体系,建立全国煤系气地质数据库,提升煤层气资源管理的支撑服务能力。开展煤系气配套政策研究,提出支持煤系气产业发展的资源管理、科技支撑、财税优惠等配套政策。

(2)我国油页岩、油砂资源丰富,现阶段开采经济效益差,难以形成规模产能,是我国未来油气资源的“战略储备、战时资源”。当前,油页岩、油砂资源勘查工作基本陷于停顿,开发工作限于个别矿点。未来我国油页岩、油砂产业发展的关键,是探索出绿色高效原位开采技术,生产出轻质清洁油品。迫切需要公益性地质调查工作全面、系统性地查明全国油页岩、油砂资源潜力,优选有利区,联合攻关,探索绿色高效原位开采技术,做好资源、技术储备,以备不时之需。本次工作已经探索了油页岩原位开采靶区优选,并取得了重要进展,建议继续给予项目支持,进一步组织实施油页岩地下原位开采示范工程,探索油页岩绿色高效原位转化与开采技术。本次工作已经启动了松辽盆地西斜坡油砂原位微生物冷采试验工作,并取得了重要进展,但由于试采工程时间短,许多新发现问题没来得及攻克,需要立项进一步攻关,重点克服油藏温度过低(10 ℃左右)的不利影响,防止注井、采井间发生水窜层影响,提高隔水保温能力、微乳液增溶剥离油砂油的能

力,力争突破油砂绿色高效原位开采技术。

(3)我国氦气勘查工作程度极低,资源家底不清;氦气成藏理论研究薄弱,资源评价方法与标准体系尚未建立,有效勘查与实验技术尚在探索,亟需开展全国氦气资源调查评价与科技攻关。本次工作已经初步建立了渭河盆地富氦天然气成藏模式,优选了有利区,急需通过地震和钻探等勘查手段进行验证,尽快实现氦气资源找矿突破。建议以渭河盆地、运城盆地、柴达木盆地、郯庐断裂带及周缘盆地群为重点,尽快开展全国氦气资源潜力评价与战略选区调查,力争实现战略突破,建立若干个氦气资源勘查开发示范工程,开展联合科技攻关,建立起我国氦气地质理论与勘查开采技术体系。

参考文献(References):

[1] Bi C Q, Zhang J Q, Hu Z F, et al. Industrial production of unconventional gas in coal – measure of Well HJD1 in Jixi Basin, Eastern Heilongjiang Province, China[J]. China Geol, 2022, 5(4): 546 – 548.

[2] 毕彩芹,周阳,姚忠岭,等. 鸡西盆地梨树井田煤系气储层特征及改造工艺探索[J]. 煤炭科学技术,2021,49(12):127 – 137.
Bi C Q, Zhou Y, Yao Z L, et al. Exploration of coal – measure gas reservoir characteristics and reforming technology in Lishu Mine Field of Jixi Basin[J]. Coal Sci Technol, 2021, 49(12): 127 – 137.

[3] 毕彩芹,胡志方,汤达祯,等. 煤系气研究进展与待解决的重要科学问题[J]. 中国地质,2021,48(2):402 – 423.
Bi C Q, Hu Z F, Tang D Z, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems[J]. Geol China, 2021, 48(2): 402 – 423.

[4] 张君峰,毕彩芹,汤达祯,等. 中国煤层气勘探开发探索与实践[M]. 北京:地质出版社,2020:201,236.
Zhang J F, Bi C Q, Tang D Z, et al. Research and Practice of Coalbed Methane Exploration and Development in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2020: 201, 236.

[5] 毕彩芹,单衍胜,逄磚,等. 鸡西盆地煤炭资源枯竭矿区钻获高含气量煤系储层[J]. 中国地质,2018,45(6):1306 – 1307.
Bi C Q, Shan Y S, Pang B, et al. High gas coal reservoir drilled in coal resource exhausted mining areas of Jixi Basin[J]. Geol China, 2018, 45(6): 1306 – 1307.

[6] 毕彩芹,张家强,单衍胜. 基于鸡西盆地 JMC1 井的煤层气储层特征分析[J]. 煤矿安全,2017,48(3):152 – 155.
Bi C Q, Zhang J Q, Shan Y S. Analysis of coalbed methane reservoir characteristics based on JMC1 Well of Jixi Basin[J]. Saf Coal Min, 2017, 48(3): 152 – 155.

[7] 秦勇,申建,史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. 煤炭学报,2022,47(1):371 – 387.
Qin Y, Shen J, Shi R. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. J China Coal Soc, 2022, 47(1): 371 – 387.

[8] 秦勇,申建,沈玉林,等. 苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J]. 石油学报,2019,40(10):1147 – 1157.
Qin Y, Shen J, Shen Y L, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin[J]. Acta Petrol Sin, 2019, 40(10): 1147 – 1157.

[9] 秦勇. 中国煤系气共生成藏作用研究进展[J]. 天然气工业,2018,38(4):26 – 36.
Qin Y. Research progress of symbiotic accumulation of coal measure gas in China[J]. Nat Gas Ind, 2018, 38(4): 26 – 36.

[10] 秦勇,吴建光,申建,等. 煤系气合采地质技术前缘性探索[J]. 煤炭学报,2018,43(6):1504 – 1516.
Qin Y, Wu J G, Shen J, et al. Frontier research of geological technology for coal measure gas joint – mining[J]. J China Coal Soc, 2018, 43(6): 1504 – 1516.

[11] 秦勇,申建,沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性——煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报,2016,41(1):14 – 23.
Qin Y, Shen J, Shen Y L. Joint mining compatibility of superposed gas – bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. J China Coal Soc, 2016, 41(1): 14 – 23.

[12] 易同生,高为. 六盘水煤田上二叠统煤系气成藏特征及共探共采方向[J]. 煤炭学报,2018,43(6):1553 – 1564.
Yi T S, Gao W. Reservoir formation characteristics as well as co – exploration and co – mining orientation of Upper Permian coal – bearing gas in Liupanshui Coalfield[J]. J China Coal Soc, 2018, 43(6): 1553 – 1564.

[13] 李五忠,孙斌,孙钦平,等. 以煤系天然气开发促进中国煤层气发展的对策分析[J]. 煤炭学报,2016,41(1):67 – 71.
Li W Z, Sun B, Sun Q P, et al. Analysis on coal – bed methane development based on coal measure gas in China and its countermeasure[J]. J China Coal Soc, 2016, 41(1): 67 – 71.

[14] 张家强,刘志逊,钱家麟,等. 中国发展油页岩产业的可行性[M]. 北京:地质出版社,2010:2,146.
Zhang J Q, Liu Z X, Qian J L, et al. Feasibility of Oil Shale Industry Development in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2010: 2, 146.

[15] 李锋,仝立华,刘衍彤,等. 低温微生物在松辽盆地西斜坡油砂原位试采中的应用[J]. 中国矿业,2022,31(3):142 – 148.
Li F, Tong L H, Liu Y T, et al. Application of low temperature microorganism in in – situ pilot production of oil sand in western slope of Songliao Basin[J]. China Min Magaz, 2022, 31(3): 142 – 148.

[16] 祝有海,张永勤,方慧,等. 中国陆域天然气水合物调查研究主要进展[J]. 中国地质调查,2020,7(4):1 – 9.
Zhu Y H, Zhang Y Q, Fang H, et al. Main progress of investigation and test production of natural gas hydrate in permafrost of China[J]. Geol Surv China, 2020, 7(4): 1 – 9.

[17] Lu Z Q, Zhai G Y, Zuo Y H, et al. The geological process for gas hydrate formation in the Qilian mountain permafrost[J]. Petrol Sci Technol, 2019, 37(13): 1566 – 1581.

[18] 卢振权,李永红,王伟超,等. 青海木里三露天冻土天然气水合物成藏模式研究[J]. 现代地质,2015,29(5):1014 - 1023.
Lu Z Q,Li Y H,Wang W C,et al. Study on the accumulation pattern for permafrost - associated gas hydrate in Sanlutian of Muli, Qinghai[J]. Geoscience,2015,29(5):1014 - 1023.

[19] 王平康,祝有海,卢振权,等. 青海祁连山冻土区天然气水合物研究进展综述[J]. 中国科学:物理学 力学 天文学,2019,49(3):034606.
Wang P K,Zhu Y H,Lu Z Q,et al. Research progress of gas hydrates in the Qilian Mountain permafrost,Qinghai,Northwest China:Review[J]. Sci Sin Phys Mech Astron,2019,49(3):034606.

[20] 李玉宏,李济远,周俊林,等. 氦气资源评价相关问题认识与进展[J]. 地球科学与环境学报,2022,44(3):363 - 373.
Li Y H,Li J Y,Zhou J L,et al. Research progress and new views on evaluation of Helium resources[J]. J Earth Sci Environ,2022,44(3):363 - 373.

[21] 李玉宏,周俊林,张文,等. 渭河盆地氦气成藏条件及资源前景[M]. 北京:地质出版社,2018:2 - 6,20 - 22.
Li Y H,Zhou J L,Zhang W,et al. Helium Accumulation Conditions and Resource Prospects in Weihe Basin[M]. Beijing:Geological Publishing House,2018:2 - 6,20 - 22.

[22] 陈践发,刘凯旋,董劬伟,等. 天然气中氦资源研究现状及我国氦资源前景[J]. 天然气地球科学,2021,32(10):1436 - 1449.
Chen J F,Liu K X,Dong Q W,et al. Research status of helium resources in natural gas and prospects of helium resources in China[J]. Nat Gas Geosci,2021,32(10):1436 - 1449.

[23] Zhang W,Li Y H,Zhao F H,et al. Granite is an effective helium source rock:insights from the helium generation and release characteristics in granites from the North Qinling Orogen,China[J]. Acta Geol Sin (Engl Ed),2020,94(1):114 - 125.

[24] Zhang W,Li Y H,Zhao F H,et al. Using noble gases to trace groundwater evolution and assess helium accumulation in Weihe Basin,central China[J]. Geochim Cosmochim Acta,2019,251:229 - 246.

[25] Zhang W,Li Y H,Zhao F H,et al. Quantifying the helium and hydrocarbon accumulation processes using noble gases in the North Qaidam Basin,China[J]. Chem Geol,2019,525:368 - 379.

[26] 韩伟,刘文进,李玉宏,等. 柴达木盆地北缘稀有气体同位素特征及氦气富集主控因素[J]. 天然气地球科学,2020,31(3):385 - 392.
Han W,Liu W J,Li Y H,et al. Characteristics of rare gas isotopes and main controlling factors of radon enrichment in the northern margin of Qaidam Basin[J]. Nat Gas Geosci,2020,31(3):385 - 392.

Progresses and main achievements on unconventional oil and gas geological survey

ZHANG Jiaqiang[1,2], BI Caiqin[1,2], XU Yinbo[1], TONG Lihua[1], TANG Yue[1], YUAN Yuan[1], PANG Shouji[1], ZHOU Junlin[3]

(1. *Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing* 100083, *China*; 2. *Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas, China Geological Survey, Beijing* 100029, *China*; 3. *Xi'an Center of China Geological Survey, Shanxi Xi'an* 710119, *China*)

Abstract: The project of geological survey of unconventional oil and gas was organized by the Oil and Gas Survey of the China Geological Survey. And a series of projects were carried out in this project, including geological survey of coal bed methane in Jixi Basin of Heilongjiang Province, the geological survey of oil shale in Songliao Basin and its surrounding areas, the in - situ test production of oil sands in the western slope of Songliao Basin, the geological survey of continental natural gas hydrate, the construction of the Muli natural gas hydrate field observation station in Qilian Mountains, the geological survey of helium in Guanzhong area of Shanxi Province and national survey of unconventional oil and gas resources, and a large quantity of basic data were acquired. Besides, a series of breakthrough and important progress have been achieved in well Heijidi - 1, well Heijidi - 3 and well Heijidi - 4, and the potential of unconventional oil and gas resources in China has been known preliminarily, such as oil shale, oil sands, continental natural gas hydrate, helium, and coal bed methane in Jixi Basin. The project has an important impact in the fields of coalbed methane, oil shale, helium, etc., which has boosted confidence in unconventional oil and gas exploration and development, and promoted the deep integration of scientific and technological innovation and geological survey, and furthered the development of unconventional oil and gas discipline.

Keywords: coalbed methane; oil shale; oil sand; continental natural gas hydrate; helium; geological survey and evaluation

(责任编辑: 常艳)