

# 澳大利亚苏拉特区块低煤阶煤层气有利区预测与 高效开发策略

何文渊<sup>1</sup>, 黄文松<sup>2</sup>, 崔泽宏<sup>2</sup>, 刘玲莉<sup>2</sup>, 段利江<sup>2</sup>, 赵一波<sup>3</sup>

[1. 中国石油国际勘探开发有限公司, 北京 100034; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国地质大学(北京), 北京 100083]

**摘要:** 澳大利亚苏拉特区块的煤层薄而多(平均厚度0.6 m), 并与砂-泥岩频繁互层, 导致煤层气赋存位置与富集规律难以预测。随着煤层气开发逐渐向深层拓展, 开发部署时既要考虑煤层气富集情况, 还要考虑地面工程的布局。为了实现苏拉特区块煤层气的规模效益开发, 明确了研究区主力煤层气储层的基本特征, 并通过分析研究区低煤阶煤层气气藏富集的主控因素, 建立了基于煤层可动用厚度、含气量和渗透率3个核心参数的有利区综合评价体系, 预测了煤层气有利区带。在此基础上, 充分借鉴中国煤层气成功开发经验, 形成了一系列针对研究区低煤阶煤层气的高效开发策略: ①在煤层含气量预测方面, 创新了一套基于煤相净/毛比概率趋势属性的煤相建模流程, 建立了一套综合干燥无灰基含气量随埋深的变化趋势、测井数据和岩心测试数据的原煤基含气量预测流程; ②在钻/完井方面, 提出“直井+丛式定向井”的混合布井方案, 并引入经济评价参数, 优化了不同深度条件下的井间距和平台间距; ③在排采方面, 通过综合考虑生产动态数据和现场检泵结果, 提出了一套直井螺杆泵失效分析的流程, 并优化了斜井的内衬油管设计, 并成功应用联合研发的新型遇水膨胀封隔器解决了生产中的出砂问题, 提高排采效率; ④在地面工程方面, 提出基于地面-地下一体化理念的地面设施布局流程, 并通过考虑单井开发的经济净现值产量(PV-EUR)优化掉低效井。通过这些技术策略, 提高了项目的内部收益率, 打开了苏拉特区块煤层气规模开发的局面。

**关键词:** 低煤阶煤层气; 开发实施策略; 有利区预测; 煤层气含气量; Wallon亚群; 中侏罗统; 苏拉特区块; 澳大利亚

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

## Play fairway mapping and strategies for efficient production of low-rank coalbed methane in the Surat block, Australia

HE Wenyan<sup>1</sup>, HUANG Wensong<sup>2</sup>, CUI Zehong<sup>2</sup>, LIU Lingli<sup>2</sup>, DUAN Lijiang<sup>2</sup>, ZHAO Yibo<sup>3</sup>

[1. China National Oil and Gas Exploration and Development Company Ltd., Beijing 100034, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

**Abstract:** The Surat block in Australia exhibits numerous thin coal seams (average thickness: 0.6 m) that are frequently interbedded with sandstones and mudstones, making it difficult to predict the occurrence locations and enrichment patterns of coalbed methane (CBM) in this block. With the progressive expansion toward deep CBM production, it is necessary to consider both CBM enrichment conditions and ground engineering layouts during deployment. To achieve large-scale commercial CBM production in the Surat block, we examine the essential characteristics of the major CBM reservoirs in the study area, and analyze the dominant factors governing the enrichment of low-rank CBM in these reservoirs, on which basis a comprehensive assessment system for play fairways based on three core parameters: producing interval thickness, gas content, and permeability is built. Using this assessment system, we map the play fairways of CBM. What's more, a series of strategies for the efficient production of low-rank CBM in the study area are proposed while learning from China's successful experience in CBM production. For the prediction of gas content in coal seams, we introduce an innovative coal facies modeling process based on the probabilistic trend attribute

收稿日期: 2024-11-01; 修回日期: 2025-01-03。

第一作者简介: 何文渊(1974—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 石油地质学。E-mail: hewenyan@cnpcint.com。

通信作者简介: 黄文松(1973—), 男, 博士, 高级工程师, 油气田开发地质。E-mail: hwshws6@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目(92255302)。

of net-to-gross (NTG) ratios of coal phase, and a prediction process for in situ gas content in coal seams that integrates the trend of dry, ash-free gas content variation with burial depth, log data, and the data of core tests. Regarding well drilling and completion, a hybrid well placement scheme that combines vertical wells with cluster directional wells is proposed, and economic assessment parameters are adopted to optimize vertical-well spacing and the drilling pad spacing of cluster wells for CBM reservoirs at varying depths. In terms of gas production, comprehensively considering the production performance data and field pump inspection results, we propose a failure analysis process for screw pumps in vertical wells and optimize the design of lined oil tubing for deviated wells. Furthermore, the challenge of sand production is effectively addressed using jointly developed water-swellable packers. All these collectively enhance gas production efficiency. In respect of ground engineering, a ground facility arrangement workflow is developed in line with the concept of surface-subsurface integration. Additionally, we eliminate inefficient wells through optimization based on single-well net present value (NPV) and cumulative production. These technical strategies improve the internal rate of return (IRR) of projects, introducing new practices for large-scale CBM production in the Surat block.

**Key words:** low-rank coalbed methane (CBM), strategy for CBM production, play fairway mapping, gas content of coal seams, Walloon Subgroup, Middle Jurassic, Surat block, Australia

引用格式:何文渊,黄文松,崔泽宏,等. 澳大利亚苏拉特区块低煤阶煤层气有利区预测与高效开发策略[J]. 石油与天然气地质,2025,46(1):31-46.

DOI:10.11743/ogg20250103.

HE Wenyuan, HUANG Wensong, CUI Zehong, et al. Play fairway mapping and strategies for efficient production of low-rank coalbed methane in the Surat block, Australia[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 31-46. DOI:10.11743/ogg20250103.

中国煤层气资源丰富,埋深小于2 000 m的资源量为 $30.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,现居世界第3位<sup>[1]</sup>。虽然受到赋存条件复杂、勘探开发技术难度大和不同地质条件下煤层气开发技术通用性差等不利因素影响<sup>[2-3]</sup>,中国煤层气产业依旧发展迅速,2023年产量达 $107 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。影响煤层气开发动用的因素较多,而地质条件、开发方式及开采工艺是造成技术可采性差异的主要因素<sup>[3-4]</sup>。中国煤层气在地质评价、钻/完井、排采和地面集输等方面已初步形成了一套适合中国实际情况的理论技术,在个别领域走在世界前列,对国外煤层气的勘探开发具备一定的借鉴意义<sup>[5-6]</sup>。

澳大利亚苏拉特盆地煤层气富集于低煤阶煤层之中,且缺乏厚度较大的单一煤储层。该盆地煤层气开发在21世纪初才开始受到关注,2007年开始商业性产气,并迅速大规模开发,在此基础上成功运行了世界上第一个以煤层气为气源的大型液化天然气项目<sup>[7-9]</sup>。2010年,中国石油联手壳牌公司成功收购澳大利亚箭牌能源公司苏拉特区块煤层气资产,这是中国石油在海外的第一个煤层气项目。近年来,澳大利亚钻/完井成本高,环保法规日趋严苛<sup>[10-13]</sup>,传统开采方法难以适应这些要求,苏拉特区块煤层气高效经济开发面临严峻挑战。通过借鉴中国煤层气成功开发经验,并结合澳大利亚实际情况,开展了苏拉特区块薄煤-泥互层式煤层气有利区预测与高效开发策略研究,生产实践表明煤层气预测结果与相关开发技术策

略显著提高了煤层气单井开发效益。自2022年开始,苏拉特区块煤层气产量连续攀升,揭开了规模效益开发的序幕,也为相似条件的煤层气开发提供借鉴。

## 1 地质概况与煤层气基本特征

苏拉特盆地位于澳大利亚东部(图1a),为中生代内克拉通盆地,北起昆士兰州中部,向南一直延伸到新南威尔士州北部,最大沉积厚度约2 500 m,面积约 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地北部与博文盆地存在叠加,在盆地东北边缘发育一系列NE-SW向和近NS向的区域性大断层,这些断层是由于白垩纪末期的区域挤压作用导致基底断层重新活动而形成的<sup>[14]</sup>。盆地含煤地层为中侏罗统Walloon亚群,地层厚度为300.0~450.0 m,沉积于河流-三角洲-湖泊环境<sup>[15-16]</sup>,岩性以砂岩、粉砂岩、泥岩、煤岩和炭质泥岩为主。Walloon亚群主要发育Juandah和Taroom煤层组。根据沉积旋回,Juandah煤层组从上至下可划分为Kogan, Macalister, Wambo和Argyle 4个亚煤层组;Taroom煤层组可划分为Upper Taroom和Condamine 2个亚煤层组,每个亚煤层组又可细分为若干单煤层(图1b)。单煤层侧向连续性差,尖灭频繁,厚度较薄,大部分厚0.1~0.5 m,并与薄炭质泥岩呈互层式发育<sup>[15-17]</sup>。苏拉特区块位于苏拉特盆地东缘,沿盆地走向呈现一狭长条带,构造上位于宽缓向

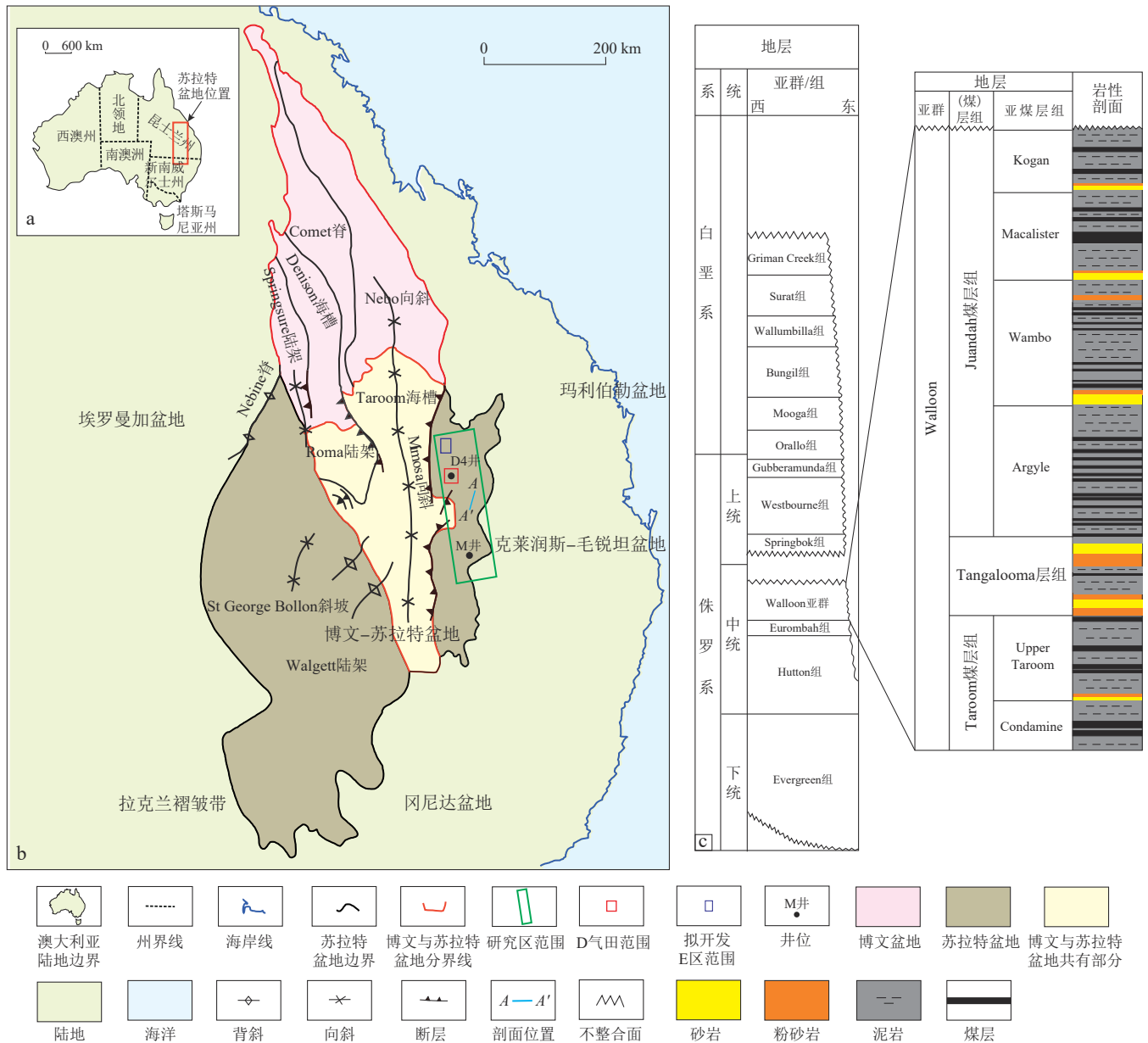


图1 苏拉特盆地构造纲要与地层柱状图

Fig. 1 Structural outline map and stratigraphic column of the Surat Basin

a. 博文—苏拉特盆地位置; b. 苏拉特区块位置; c. 地层柱状图

斜东翼的构造高部位(图1a)。区块内构造形态简单,东高西低,地层平缓(地层倾角为 $2^{\circ} \sim 3^{\circ}$ ),断层较少且规模小,东部边缘因构造抬升遭受剥蚀。

Walloon亚群的煤的镜质体反射率( $R_o$ )一般为 $0.3\% \sim 0.6\%$ <sup>[18]</sup>,干燥无灰基含气量为 $1 \sim 15 \text{ m}^3/\text{t}$ <sup>[19]</sup>。煤层含气饱和度为 $58\% \sim 158\%$ ,平均为 $102\%$ ,总体处于饱和-过饱和状态。煤的兰式体积(Langmuir's Volume)为 $6.62 \sim 12.78 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均值为 $9.73 \text{ m}^3/\text{t}$ ,兰式压力(Langmuir's Pressure)为 $4.08 \sim 7.63 \text{ MPa}$ ,平均值为 $5.55 \text{ MPa}$ <sup>[9]</sup>。解吸甲烷的碳、氢同位素组成

显示,Walloon亚群煤层气以生物成因气为主,存在一定量的混合成因气和少量热成因气<sup>[20-21]</sup>。Walloon亚群煤层顶、底发育的泥岩和炭质泥岩为区域性隔水层,煤系水主要由北部、东北部和东部露头区的大气降水补给,受大自流盆地地下水流动的影响,地下水自东北向西南渗流,与煤系地层倾向基本一致,与甲烷运移和扩散方向相反,利于煤层气的富集和保存<sup>[22-23]</sup>。另外,由于地层倾角较小,临近补给区地下水的径流强度相对较弱,也有利于煤层气的保存<sup>[24]</sup>。

## 2 低煤阶煤层气有利区预测

### 2.1 低煤阶煤储层基本特征

#### 2.1.1 薄煤层高频发育,成煤沉积环境频繁变化

根据苏拉特区块400余口开发井精细测井解释,区内煤系地层底界埋深主要集中在400~600 m,最大埋深920 m。煤系地层厚350.0~400.0 m,平均累计总煤层厚度为35.0 m,单煤层多且薄,单煤层数量主要分布区间为40~80个,最多可超过100个,单煤层厚度范围为0.1~6.2 m,平均厚度为0.6 m,而且煤系地层残余厚度和煤层厚度向区块东部边缘逐渐减薄<sup>[24]</sup>,有利含气层段集中在Macalister, Upper Taroom和Condamine亚煤层组,单煤层厚度大于1.0 m的煤层占有一定比例。煤层灰分含量介于25.4%~32.1%,平均值为28.4%。水分含量介于4.2%~8.5%,平均值为6.4%<sup>[25-26]</sup>。干燥无灰基含气量介于1.0~6.9 m<sup>3</sup>/t,平均值为4.1 m<sup>3</sup>/t。

苏拉特区块的Juandah和Taroom煤层组为主要煤层组<sup>[27-30]</sup>,主要沉积于多期曲流河-三角洲环境(图2),其成煤环境变化频繁<sup>[31-33]</sup>,控制了多套薄煤层的发育。垂向上,煤系地层沉积特征存在明显差异,控制着煤层发育的沉积结构。上部Juandah煤层组主要形成于曲流河-三角洲环境,多条分支河道发育且频繁迁移改道,成煤环境稳定性差,受成煤环境变化频繁及近源陆源物质注入的影响<sup>[34-37]</sup>,煤层沉积结构以“多而薄”为特征,横向连续性差,分叉和尖灭现象多见(图3a)。而下部Taroom煤层组主要为曲流河沉积,河道砂体常集中发育在每个旋回的底部,成煤环境稳定,煤炭沼泽大范围发育,厚煤层质较纯或以少量夹矸为主,横向分布稳定,稳定聚煤区的煤层厚度大,横向分布连续且稳定(图3b)。

#### 2.1.2 物性总体较好,非均质性强,受埋深与割理影响明显

根据苏拉特区块D气田D4井的岩心实验,利用氦气测试的煤层孔隙度介于5.4%~8.0%(表1),说明煤层进入低变质末期热演化阶段,已不具备褐煤早-中阶段的较高孔隙度。苏拉特区块煤储层渗透率变化范围较大,从 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $5000.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 均有分布。其中Juandah煤层组煤层平均渗透率为 $240.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , Taroom煤层组煤层平均渗透率为 $360.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。基于Juandah煤层组和Taroom煤层组的545个煤层渗透率数据,分6个亚煤层组建立煤层渗透率

随深度变化趋势的关系图版(图4)。可以看出,煤层渗透率受上覆地层垂向应力控制较为明显,随着煤层埋深增加,煤层垂向应力逐渐增大,煤层渗透率逐渐降低,但在同一埋藏范围内,由于煤层非均质性较强,煤层渗透率变化范围较大。

岩心观察表明,苏拉特区块低煤阶煤层割理比较发育(图2),但割理形态不规则,平均割理线密度3~4条/(5 cm),符合低煤阶煤层割理的发育特征。从孔隙和割理的发育程度来看,苏拉特区块煤岩处于低成熟阶段,大部分处于长焰煤阶段,具备割理发育的煤阶条件,极大改善了煤储层物性。

### 2.2 低煤阶煤层气气藏富集、高产主控因素

基于苏拉特区块与周边开发地质分区,进一步分析苏拉特盆地东缘地质特征差异和产能差异。根据低煤阶煤储层参数评价体系,分析影响产能差异的敏感地质参数,为有利区预测提供依据。针对苏拉特区块及周边不同地质特征的8个开发分区(图5)开展煤储层参数对比,分析各分区产能差异特征。这些开发分区处于不同的构造与埋深范围,各煤层的埋藏底深、埋藏中深、干燥无灰基含气量、煤层厚度、煤层厚度×干燥无灰基含气量及煤层渗透率有明显差异。

产能敏感地质参数分析表明(图5),煤层气产能并不受单一因素绝对控制,而是受多种地质参数的综合制约和相互控制。峰值产气量受可动用煤层厚度和渗透率共同控制,向盆地内部(构造低部位)方向,煤层渗透率降低,当煤层渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,可动用煤层数量减少,可动用丰度降低。向盆地东缘(构造高部位)方向,虽然整体煤层渗透率较高,但煤层厚度逐渐减小。总体上,构造部位控制煤层残余厚度分布,煤层埋深控制渗透率和含气量变化趋势。因此,煤层有利开发区受煤层可动用厚度和渗透率综合控制,即位于煤层厚度和渗透率相互耦合区域,既具备厚度规模,又具备较好的渗透性。

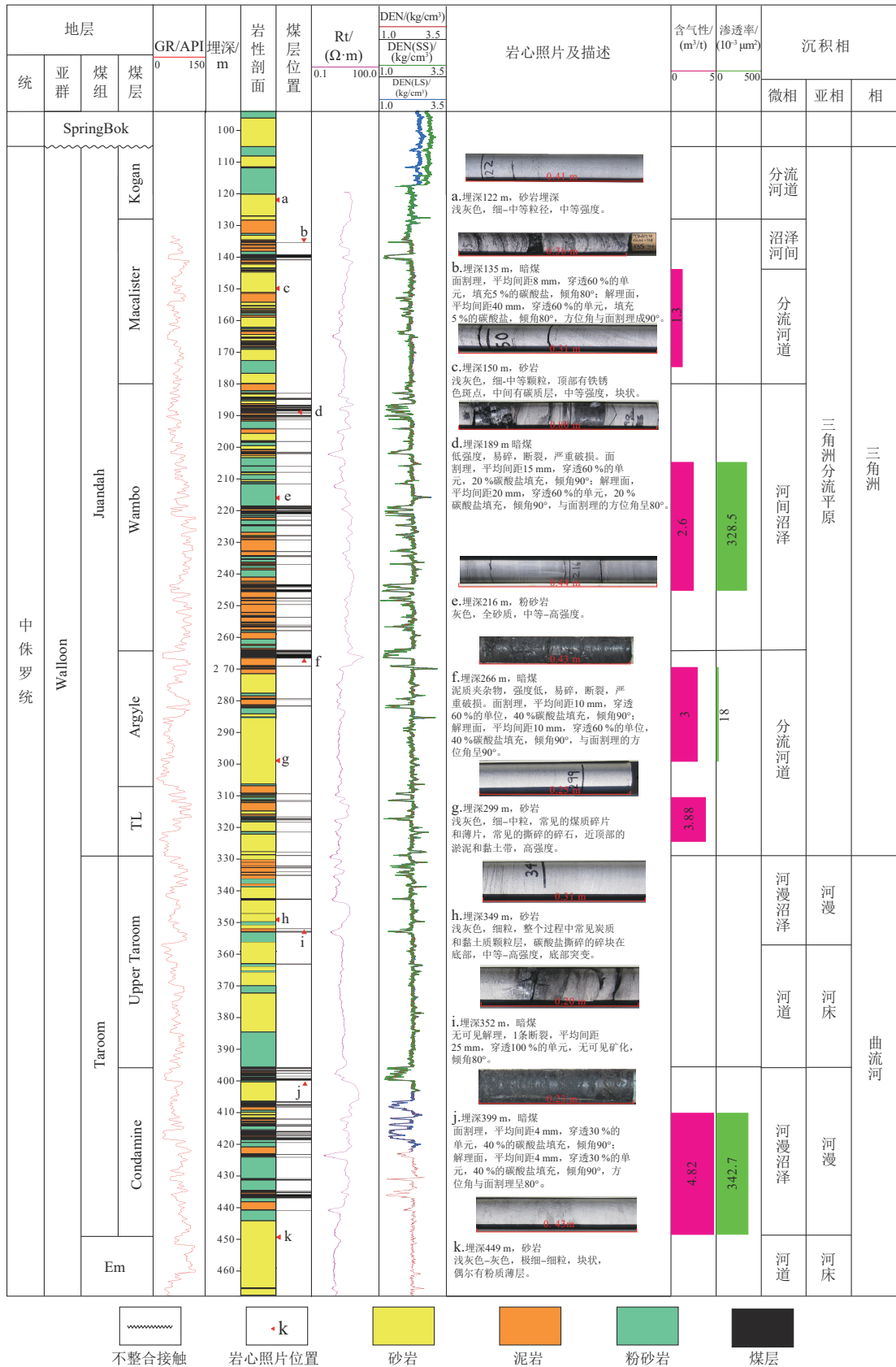
### 2.3 低煤阶煤层气有利区分布

#### 2.3.1 有利区定量综合评价方法

与国内、外其他煤层气选区流程不同<sup>[38-42]</sup>,研究区优质选区并不是针对单一目标煤层,而是针对纵向多薄煤层为主体的有利区预测。因此,研究区多薄煤层有利区预测可分为2个层级:先垂向选层,然后再平面选区。

1) 引入可动用权重系数,实现垂向选层。

由于苏拉特区块的煤层垂向埋深跨度大,单煤层



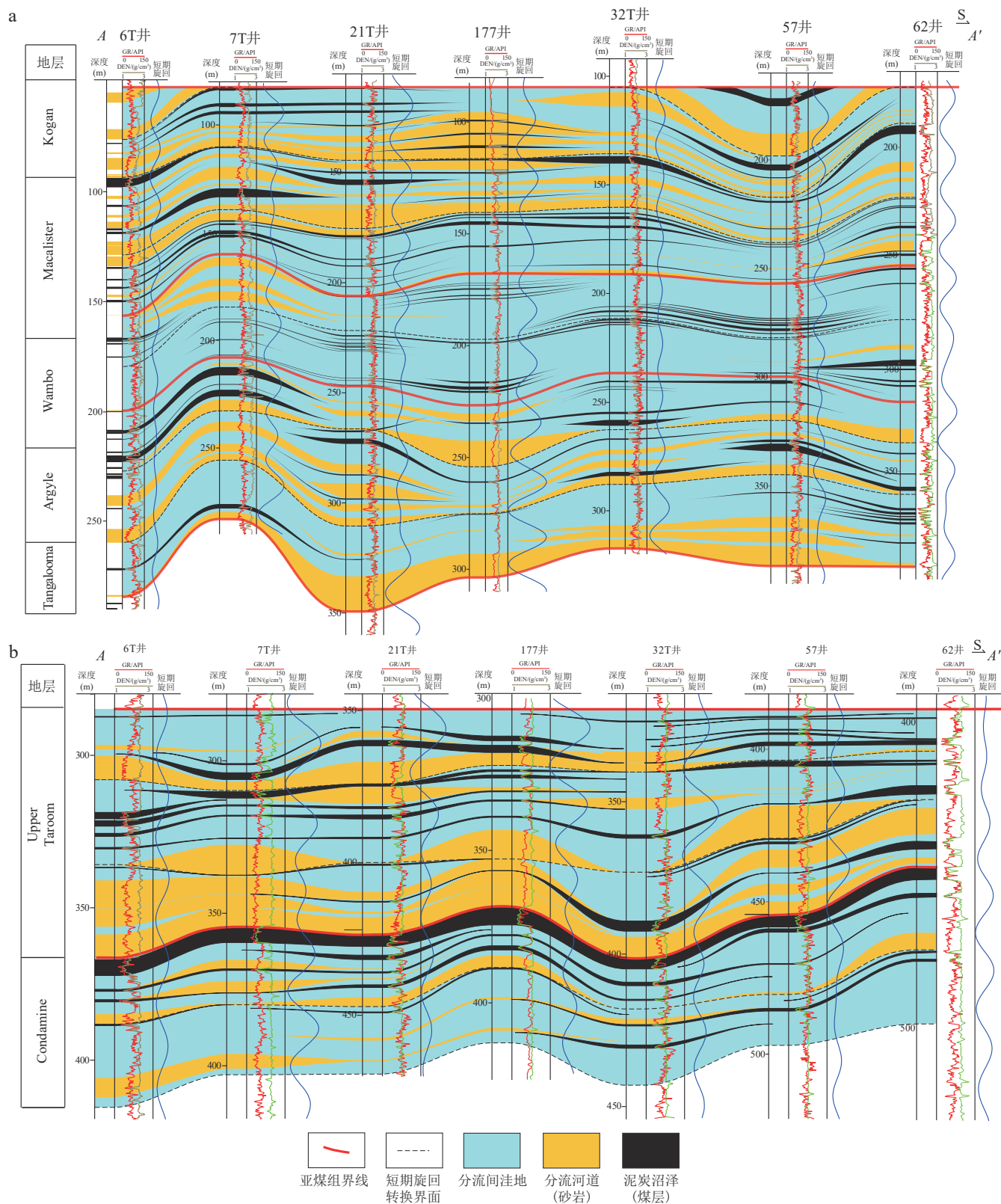


图3 苏拉特区块D气田Juandah煤层组(a)和Taroom煤层组(b)沉积连井剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 3 Cross-well sedimentary correlation of the Juandah (a) and Taroom (b) coal seam groups in gas field D within the Surat block (see Fig. 1b for the profile location)

多且薄,各煤层渗透率变化差异大,虽然部分区域储量丰度较大,但也存在部分煤层低渗,达不到自然可动用

条件。考虑煤层气自然可动用性,要针对苏拉特区块各煤层渗透率分布区间设置不同可动用权重系数,明

表1 苏拉特区块D气田D4井煤样氦气测试孔隙度  
Table 1 Helium porosimetry-derived porosity of coal samples from well D4 in gas field D in the Surat block

|       | 煤样1   | 煤样2   | 煤样3   | 煤样4   |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| 埋深/m  | 252.8 | 269.0 | 287.7 | 297.4 |
| 孔隙度/% | 8.0   | 8.0   | 5.4   | 7.7   |

确煤层等级(表2)。

2) 以垂向可动用层段为评价主体,优选平面有利区。

以垂向可动用层段作为评价主体,建立基于可动用厚度、干燥无灰基含气量和渗透率3个核心参数的有利区综合评价体系(图6),分层级设置评价指标参

数权重和隶属函数,建立煤层气有利区综合评价指数。

#### ①主控参数权重系数设置

有利区综合评价指数首先设置主控参数权重系数,考虑煤层厚度是煤层气开发的物质基础,将煤层可动用厚度权重系数( $U_1$ )设置为0.45,可动用层平均含气量权重系数( $U_2$ )设置为0.35,由于可动用层是通过渗透率可动用权重系数优选出来的,所以可动用层本身具备较高渗透率,故将可动用层平均渗透率权重系数( $U_3$ )设置为0.20。

#### ②主控参数分布范围隶属函数设置

根据主控参数数值变化范围,进行优劣等级分类,设置主控参数隶属函数,进一步对主控参数分布范围

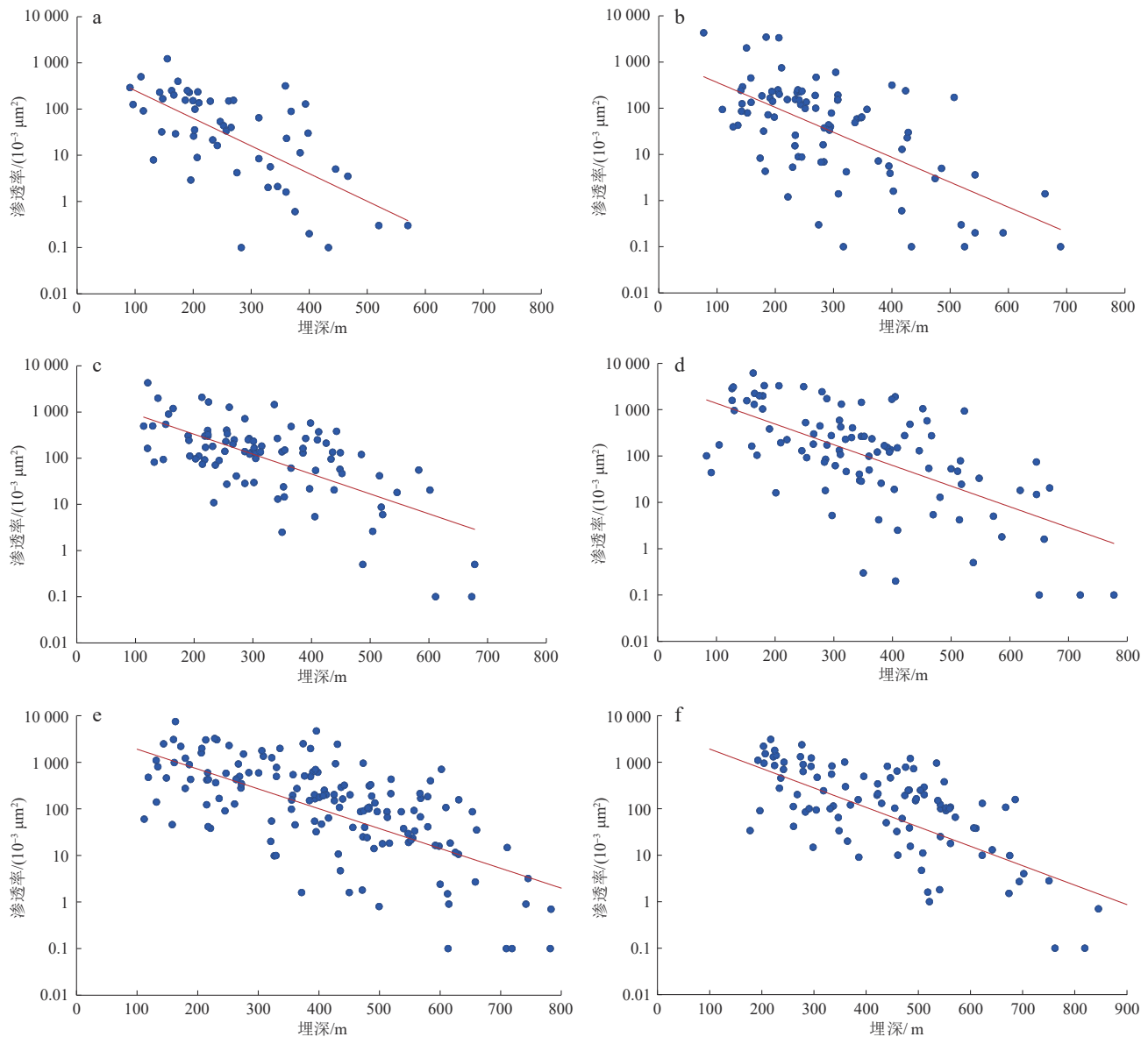


图4 苏拉特区块不同亚煤层组煤层渗透率与埋深关系

Fig. 4 Burial depth vs. permeability of coal seams in different coal seam subgroups in the Surat block

a. kogan 亚煤层组; b. macalister 亚煤层组; c. wambo 亚煤层组; d. argyle 亚煤层组; e. upper taroom 亚煤层组; f. condamine 亚煤层组

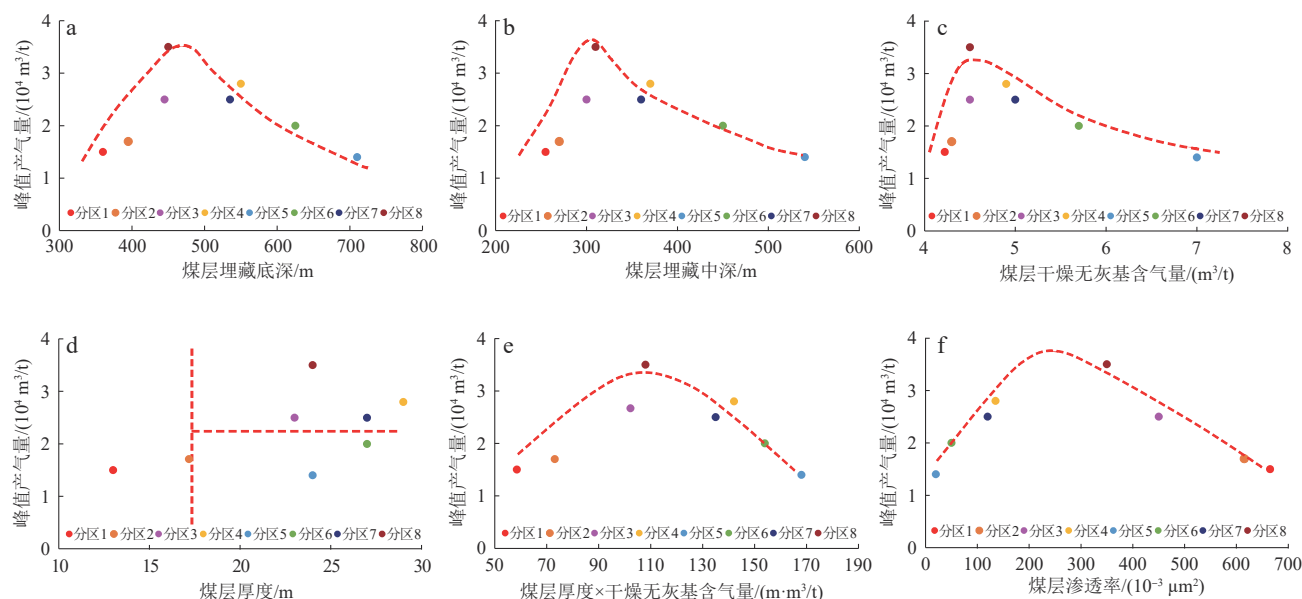


图5 苏拉特区块与周边开发区峰值产气量与各储层参数关系

Fig. 5 Peak gas production vs. reservoir parameters for the Surat block and its surrounding production areas

a. 煤层埋藏底深; b. 煤层埋藏中深; c. 煤层干燥无灰基含气量; d. 煤层厚度; e. 煤层厚度×干燥无灰基含气量; f. 煤层渗透率

表2 苏拉特区块煤层渗透率可动用权重分配系数

Table 2 Permeability weight allocation coefficients for available coal seams in the Surat block

| 煤层渗透率( $K$ )/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) | 可动用权重系数( $\lambda_K$ ) | 煤层等级   |
|------------------------------------------|------------------------|--------|
| $\geq 10$                                | 1                      | 高渗有效煤层 |
| $1 \sim 10$                              | $\lg K$                | 中渗一般煤层 |
| $\leq 1$                                 | 0                      | 低渗无效煤层 |

进行次级权重分类。如煤层可动用厚度 $\geq 30.0 \text{ m}$ ,次级权重设置为1.00;当煤层可动用厚度( $h$ )介于 $10.0 \sim 30.0 \text{ m}$ (含 $10 \text{ m}$ ),隶属函数设置为 $0.10 + 0.03h$ ,次级权重介于 $0.40 \sim 1.00$ ;煤层可动用厚度 $< 10.0 \text{ m}$ ,次级权重为0.04。煤层可动用厚度、干燥无灰基含气量和渗透率主控参数隶属函数分别用 $f(h)$ 、 $f(GC)$ 和 $f(K)$ 表示,相应设置不同的权重(图6)。

### ③建立有利区综合评价指数

在明确主控参数权重系数和隶属函数后,建立如下煤层气有利区综合评价指数( $U$ )计算公式:

$$U = U_1 \times f(h) + U_2 \times f(GC) + U_3 \times f(K) \quad (1)$$

式中: $U$ 为煤层气有利区综合评价指数,无量纲; $U_1$ 为煤层可动用厚度权重系数,无量纲; $U_2$ 为可动用层平均含气量权重系数,无量纲; $U_3$ 为可动用层平均渗透率权重系数,无量纲; $f(h)$ 为可动用厚度隶属函数; $f(GC)$ 为干燥无灰基含气量隶属函数; $f(K)$ 为渗透率隶属函数。

### 2.3.2 低煤阶煤层气有利区分布预测

基于煤层气有利区定量综合评价方法,结合三维

地质模型,建立综合评价指数分布图(图7),以周边开发区作为类比,制定综合评价指数标准(表3),进而明确煤层气的有利区和潜力区。其中, $U \geq 0.75$ 被定义为有利区(I类区),煤层可动用厚度 $\geq 18.0 \text{ m}$ ,煤层渗透率 $\geq 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,煤层干燥无灰基含气量 $\geq 3.8 \text{ m}^3/\text{t}$ ;  $0.60 \leq U < 0.75$ 被定义为煤层气潜力区(II类区),煤层可动用厚度介于 $10.0 \sim 18.0 \text{ m}$ (含 $10 \text{ m}$ ),煤层渗透率 $\geq 120 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,煤层干燥无灰基含气量介于 $2.8 \sim 3.8 \text{ m}^3/\text{t}$ (含 $2.8 \text{ m}^3/\text{t}$ );而 $U < 0.60$ 区域为煤层气较差区(III类区),暂不具有开发价值。

煤层气有利区预测结果表明,有利区位于斜坡带构造高部位,邻近剥蚀区的斜坡下倾构造方向,可动用煤层渗透率高,累计厚度大;潜力区位于斜坡构造顶部,处于内剥蚀区,煤层渗透率高,残余煤层厚度相对较大,具有一定的滚动开发潜力。

## 3 低煤阶煤层气高效开发策略

### 3.1 薄煤层建模与含气量预测

中国主力煤层气开发区块煤层普遍较厚,且井网较密,通常采用确定性建模方法预测煤层展布<sup>[43-44]</sup>。而由苏拉特区块煤层特征可知,该区块具有煤层多而薄、横向变化快的特点,利用中国现有技术难以预测煤层的展布。通过多年的探索,创建了一套适应苏拉特区块地质情况的煤相建模流程(图8),实现了煤层分

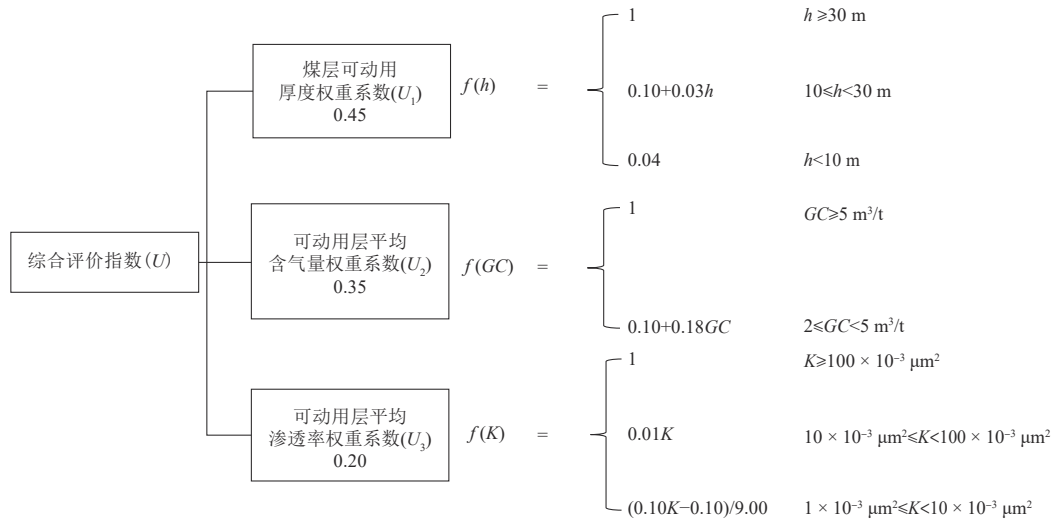


图6 苏拉特区块有利区主控参数定量综合评价体系

Fig. 6 Comprehensive quantitative assessment system for dominant parameters controlling play fairways in the Surat block

$h$ . 煤层可动用厚度;  $GC$ . 干燥无灰基含气量;  $K$ . 可动用层渗透率;  $f(h)$ . 可动用厚度隶属函数;  $f(GC)$ . 含气量隶属函数;  $f(K)$ . 渗透率隶属函数

表3 苏拉特区块有利区评价标准

Table 3 Criteria for assessing play fairways in the Surat block

| 有利区分类          | 综合评价指数( $U$ )        | 参数范围                                                              |
|----------------|----------------------|-------------------------------------------------------------------|
| I类区<br>(有利区)   | $U \geq 0.75$        | 煤层可动用厚度 $\geq 18.0$ m                                             |
|                |                      | 渗透率 $\geq 20 \times 10^{-3}$ $\mu$ m <sup>2</sup>                 |
|                |                      | 干燥无灰基含气量 $\geq 3.8$ m <sup>3</sup> /t                             |
| II类区<br>(潜力区)  | $0.60 \leq U < 0.75$ | $10.0$ m $\leq$ 煤层可动用厚度 $< 18.0$ m                                |
|                |                      | 渗透率 $\geq 120 \times 10^{-3}$ $\mu$ m <sup>2</sup>                |
|                |                      | $2.8$ m <sup>3</sup> /t $\leq$ 干燥无灰基含气量 $< 3.8$ m <sup>3</sup> /t |
| III类区<br>(较差区) | $U < 0.60$           | —                                                                 |

注:“—”表示无意义。

布的精准预测。该流程使用煤相净/毛比概率趋势来预测煤的空间分布,以保证最后的相模型忠实于井点数据,且统计规律与输入的测井数据一致。在煤相净/毛比趋势体约束下,采用截断高斯模拟,建立对应煤相净/毛比参数的煤相和非煤相模型,净煤(净煤层,不含夹层的纯煤层)属性通过煤相模型与净煤系数相乘获得。非煤相模型采用砂、泥相的序贯指示模拟建立。利用煤相净/毛比概率趋势属性在相建模中确定煤的位置,垂向上符合研究区煤组沉积过程中岩性向上变细的沉积规律,平面上忠实煤相区域变化规律,保证从资料高密度区到资料低密度区合理的煤层厚度变化<sup>[45]</sup>。

进行煤层含气量预测时,中国常采用的方法为实测数据插值法<sup>[46]</sup>和单变量<sup>[47]</sup>或多变量回归法<sup>[48]</sup>。苏拉特区块垂向上多煤层发育,虽然含气量数据整体较多,但具体到单煤层时,数据在平面上分布不均,尤其

是缺乏深部数据,因此实测数据插值法不适用。苏拉特区块煤层气是混合成因气,气体赋存机理较复杂<sup>[9,35]</sup>,单变量和多变量回归法难以保证井点处实测值与计算值一致。

为解决苏拉特区块原煤基含气量预测的难题,提出了一个新的流程:①以干燥无灰基含气量随埋深的变化趋势为控制,利用趋势加模拟误差法对干燥无灰基含气量进行随机建模;②根据建立的测井密度与相对密度的关系、相对密度与灰分的关系,将煤密度的三维模型转为灰分的三维模型;③利用所有煤心样品水分的平均值建立水分的三维模型;④将每个网格的干燥无灰基含气量、灰分和水分值代入公式计算,即可得到原煤基含气量模型。该方法的优点如下:①引入埋深对干燥无灰基含气量的趋势约束,加强了模型在平面上的控制;②提出基于岩心和测井数据相关性的含气量建模方法,提高了模型垂向上的计算精度;③进行含气量随机建模时,既忠实于井点测试数据,又考虑了煤储层参数的空间变异性,且符合煤层气的赋存规律<sup>[49-50]</sup>。

### 3.2 丛式布井与完井工艺优化

鉴于苏拉特区块浅部岩层松散及定向井造斜对深度的要求(浅层不易造斜),目前以 Condamine 煤组底深 400 m 为界,埋深 400 m 以浅钻直井。而随着开发进程的深入,垂向上亟需解锁 400 m 以深的深层煤层气资源,并需向区块之外更大范围进行滚动开发。为了规避农耕区块,埋深 400 m 以深的煤层主要采用深钻丛式定向井进行煤层气开采,但由于地表环境复杂,尤

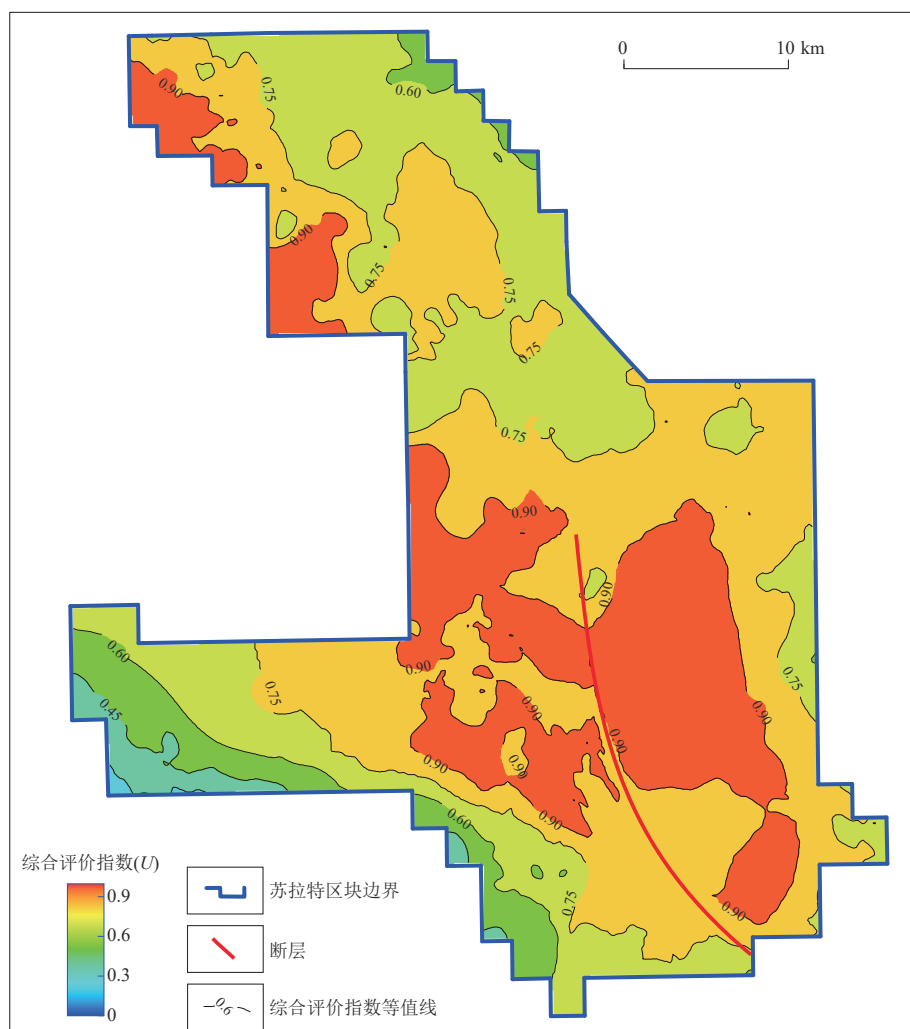


图7 苏拉特区块综合评价指数分布

Fig. 7 Contour map showing the comprehensive assessment index of the Surat block

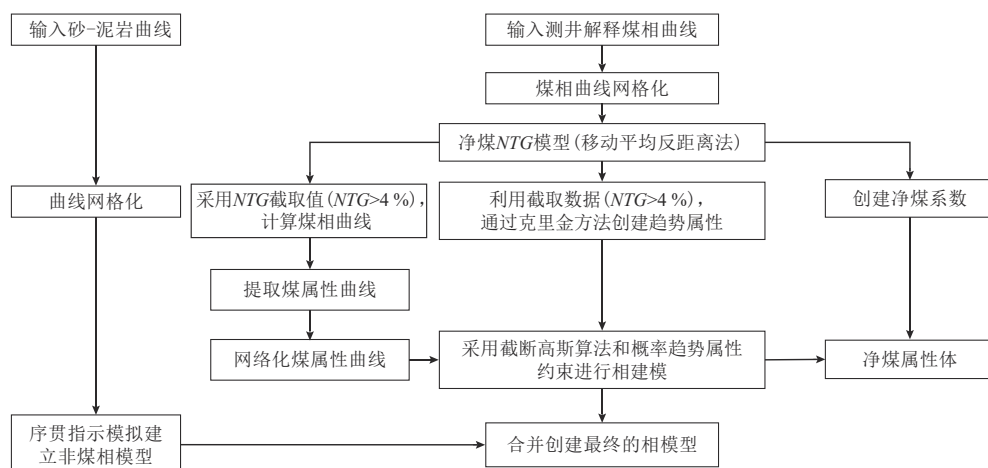


图8 苏拉特区块煤相建模流程图

Fig. 8 Flow chart of coal phase modeling for the Surat block

(NTG为煤层净/毛比。)

其是煤层气开发区易与农耕地重叠,为了提高深部低渗煤层的开发效果,丛式井又细分为4井组丛式井

(图9a)和8井组丛式井(图9b)。

煤层气开发过程中合理的井间距对优化产能至关

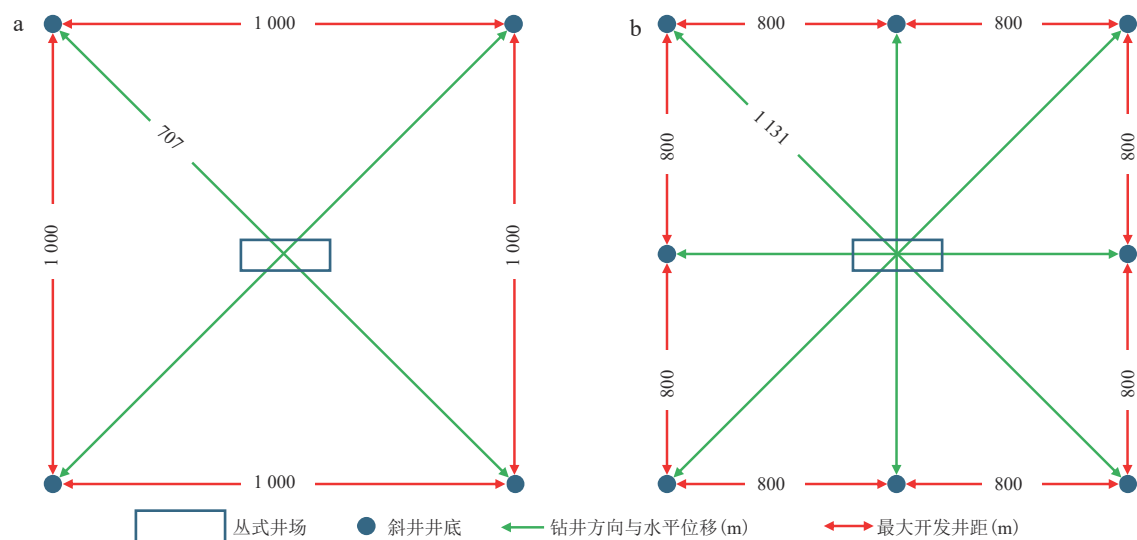


图9 苏拉特区块4井组丛式井(a)和8井组丛式井(b)设计示意图

Fig. 9 Schematic diagrams showing the design of cluster wells in the Nos. 4 (a) and 8 (b) well groups in the Surat block

重要<sup>[51]</sup>。而在此领域的研究或使用机理模型<sup>[47]</sup>,或假定煤具有均质性<sup>[52]</sup>,或仅依据产量拐点值<sup>[53]</sup>,结果的可信度通常较低。通过采用实际地质模型,并考虑经济评价结果,提出了一个新的井间距优化流程:①基于邻近气田相似深度井的井间距和经验,提出一系列备选井间距;②基于实际模型得到不同井间距下近20年的采收率;③依据单井投资,计算税后累积现金流;④综合考虑采收率和税后累积现金流,优化各深度对应的井间距,其中煤组底深小于400 m的直井,井间距在1 000~1 500 m,且埋深越大井间距越小;而埋深大于400 m的丛式定向井,平台距在2 000~2 400 m,通常8井组丛式井平台距更大一些(表4)。

直井采用电缆测井确定煤层位置,定向井采用随钻测井确定煤层位置,钻井后根据测井解释结果确定封隔器的安装位置。除了增加封隔器中封隔夹层的数量,还与昆士兰大学联合研发并优选了遇水膨胀封隔器的材料,其中利用Osmotic橡胶制造的封隔器耐气蚀

表4 苏拉特区块井型、直井井间距和丛式井平台距信息表

Table 4 Statistics of well types, vertical-well spacing, and drilling pad spacing of cluster wells in the Surat block

| Condamine<br>亚煤层组底深/m | 开发布局  |       |       | 备注     |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|
|                       | 井型    | 井间距/m | 平台距/m |        |
| <250                  | 直井    | 1 500 | —     | —      |
| 250~350               | 直井    | 1 200 | —     | —      |
| 350~400               | 直井    | 1 000 | —     | —      |
| 400~450               | 丛式定向井 | —     | 2 000 | 4井组丛式井 |
| 450~650               | 丛式定向井 | —     | 2 400 | 8井组丛式井 |
| >650                  | 丛式定向井 | —     | 2 100 | 8井组丛式井 |

注:“—”表示无数据。

和盐蚀,5天起效,寿命可达30年(表5),将其确定为苏拉特区块实际生产采用的封隔器。

3.3 低煤阶煤层气井排采控制方法

由于螺杆泵结构简单,中国公开发表的文献中对螺杆泵运行管理的策略主要是基于对修井现场检泵报

表5 遇水膨胀封隔器材料优选试验数据

Table 5 Testing data of water-swellaable packer materials

| 封隔器材料                              | Osmotic              | Hydrogel                   |
|------------------------------------|----------------------|----------------------------|
| 标准情况(8.5 in井眼,封隔器居中,2% KCl溶液浓度)    | 接触时间2.3 d            | 接触时间1.5 d                  |
| 最坏的情况(8.75 in井眼,封隔器未居中,2% KCl溶液浓度) | 接触时间11.6 d           | 未接触                        |
| 收缩率测试(模拟井下甲烷环境,100%相对湿度)           | 1.3%                 | 5.6%                       |
| 收缩率测试(模拟井下甲烷环境,90%~100%相对湿度)       | 未测量                  | 19.7%                      |
| 收缩率测试(模拟井下甲烷环境,78%~90%相对湿度)        | 11.7%~13.8%          | 26.4%~36.6%                |
| 寿命                                 | 110℃时间膨胀体寿命<br>可达30年 | 观测到封隔器中凝胶的泄露,<br>可能会影响长期性能 |

告的分析<sup>[54]</sup>,缺乏系统性的研究。通过总结苏拉特区块煤层气直井螺杆泵的运行管理经验,创新了一套综合生产动态数据和现场修井观察的泵故障分析流程,将泵失效问题逐级分解,寻找诱因,并分类制定技术对策。针对泵失效的主要原因和次要原因,从完井工艺、泵运行环境和泵运行管理3方面综合制定10项技术对策,其中完井工艺4项(膨胀式封隔器多段完井技术、封隔部分煤层、优化筛管割缝尺寸和采用耐蚀油管),泵运行环境2项(加杀菌剂和做好流体配伍实验),泵运行管理4项(连续排采、换小排量泵、优化泵转速和提振抽油杆)。

中国煤层气井中电潜泵的应用较少<sup>[55]</sup>,当前研究聚焦于工艺优化<sup>[56-57]</sup>。由于苏拉特区块砂、煤互层发育,且煤层气井采用的是割缝筛管的完井方式,所以砂粒进入井筒是不可避免的。因此,需要研究如何把进入油管的固相(主要为砂粒)及时、高效地排出。利用定向井的井下固相样品(70%粒径介于20~30 μm)进行室内实验和现场测试,发现流体返速大于0.6 m/s时能把固相排出<sup>[34]</sup>。

依据上述研究成果,结合对定向井产水量的统计和对新井产水量的预测,绘制定向井电潜泵油管设计尺寸图版(图10)。针对不同排量设计油管尺寸,在单井同一产量情况下,采用内衬管可以提高管内液体流速一倍左右,携砂能力大大增加。

### 3.4 基于一体化理念的地面布局优化策略

中国煤层气开发地面工程的研究聚焦于站场工艺<sup>[58-59]</sup>、管网路径优化<sup>[60-61]</sup>和管道积液清除<sup>[62-63]</sup>,但通常缺乏地下-地面一体化视角的地面设施布局。针对苏拉特区块的实际情况,创建如下地面布局优化流程:①在初步划分钻井区域的基础上,利用研发的地理信

息的工具软件明确各区开发钻井顺序,并通过管网模拟软件Pipesim进行各级管网的管径设计;②结合地表条件和政府对地面设施的限制等因素,调整地面工程布局,并用Pipesim优化各级集输系统的管径;③设定经济考核指标,建立模型,自动化寻求最优地面设施布局;④结合合同供气量和交气点位置,进一步优化开发顺序,并通过对比数值模拟软件Eclipse和Pipesim中生成的各管网节点压力,优化气管道低点排液装置和水管道高点排气装置的数量和位置;⑤结合项目执行过程中的设计调整,多专业分析管网布局和钻井方案是否合理,并以经济净现值产量(PV-EUR)评估单井是否达到经济开发的门槛值,最后进行产量预测<sup>[42]</sup>(图11)。

在地面布局优化过程中,通过分析每次模拟实现得

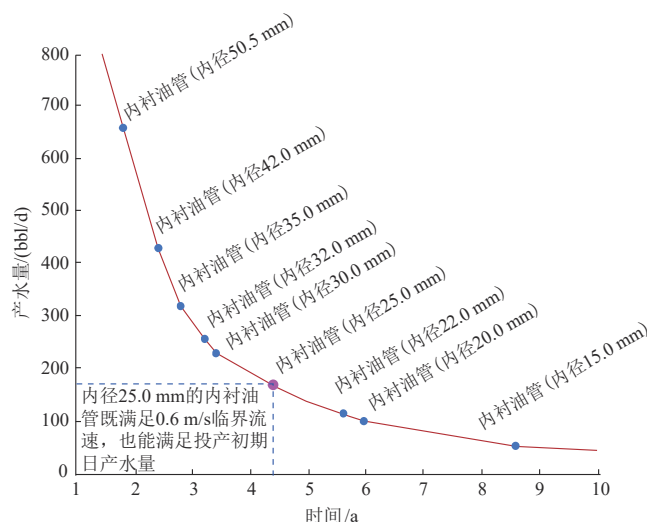


图10 苏拉特区块定向井产水剖面与内衬油管尺寸优化图版

Fig. 10 Water production profile of directional wells and lined tubing size optimization chart in the Surat block  
(粉点为达到0.6 m/s临界流速时的油管尺寸。)

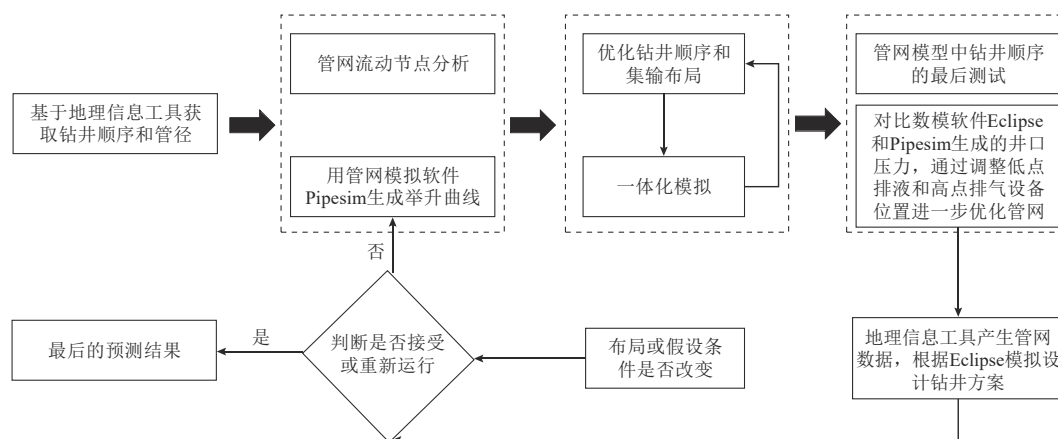


图11 基于一体化理念的地面布局优化策略流程图

Fig. 11 Flow chart of the optimized ground engineering layout strategy based on the surface-subsurface integration concept

到的单井  $PV-EUR$  值分布, 判识低值井分布的技术或非技术原因, 如储层物性差、远离增压站导致的高井口回压和到达井区需要的管输成本高(如穿越河流)等。基于分析结果, 寻求继续优化的策略。图12给出了研究区某一区块的一个模拟运行的中间结果。按照澳洲煤层气开发经济下限的标准, 单井  $PV-EUR$  值低于经济极限值(该值考虑了地面建设、钻/完井成本和人工成本等综合成本)的井不考虑开发。通过考虑经济性进行地面优化布局, 增加了设计方案的可执行性。

## 4 技术成效

通过相控建模技术, 精细刻画了苏拉特区块的煤层展布特征。利用原煤基含气量随机建模方法, 明确了研究区的含气量分布, 进而建立了精细的三维地质模型, 进行了资源分布特征评价。然后, 以煤层厚度和含气量为主要区分条件(渗透率等辅助分析), 划分了3类煤层气区带, 优化了开发区域。

“直井+丛式定向井”的混合布井方案降低了井场个数、减少了征地面积。4井组丛式井的井场面积较直井减少46.7%; 8井组丛式井的井场面积较直井减少

65.5%。相对于直井, 丛式井集约化的井口能有效减少地面征地成本和集气管线的设置。丛式井平台钻机非钻井时间较直井减少22.0%。研发的遇水膨胀封隔器实现隔夹层的有效封隔达80.0%以上, 防砂有效率达90.0%以上。2018年以后投产井开井率达89.0%。

通过建立煤层气田全开发周期的地面-地下一体化模拟流程, 将项目执行过程中, 因地面设施变动和钻井计划改变而重新评估经济性的时长从数月降至数天, 实现了苏拉特区块开发过程中的地质-工程一体化、地面-地下一体化和技术-经济一体化, 提高了项目的技术、经济可行性。苏拉特区块产气量由2021年的  $11 \times 10^8 \text{ m}^3$  提升至2024年的  $23 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

## 5 结论

1) 澳大利亚苏拉特区块中侏罗统 Walloon 亚群 Juandah 和 Taroom 煤层组形成于多期低能曲流河沉积环境, 成煤环境频繁变化导致低煤阶薄煤层高频发育。煤层厚度为0.1~6.2 m, 平均厚度0.6 m, 孔隙度介于5.4%~8.0%, 渗透率与埋深具较好的相关关系, 其中 Juandah 和 Taroom 煤层组煤层平均渗透率分别为  $240.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  和  $360.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 通过主控因素分析, 揭示出煤层气产能并不受单一因素绝对控制, 主要受到煤层可动用厚度和渗透率综合控制。在此基础上, 建立了基于可动用厚度、干燥无灰基含气量和渗透率3个核心参数的有利区综合评价体系, 并制定综合评价指数标准, 即综合评价指数 ( $U$ )  $\geq 0.75$  被定义为煤层气分布有利区,  $0.60 \leq U < 0.75$  被定义为煤层气分布潜力区, 而  $U < 0.60$  则为煤层气分布较差区。最终, 在三维地质模型的基础上, 定量表征了苏拉特区块综合评价指数分布, 并划分出有利区带。

3) 基于苏拉特区块薄煤层高频发育的地质情况, 创建了一套低煤阶煤层气高效开发策略: ①形成了基于煤相净/毛比概率趋势属性的煤相建模流程, 提出了原煤基含气量预测新方法; ②为了实现浅部和深部煤层的统筹开发, 提出“直井+丛式定向井”的混合布井方案, 提出基于经济评价结果的井间距优化流程, 制定不同深度下的最优井间距和平台距; ③综合考虑生产动态数据和现场检泵结果, 提出一套直井螺杆泵失效分析流程, 明确能把固相携带出油管的最低流速, 并绘制了内衬油管尺寸优化图板; ④针对苏拉特区块面积大、形状狭长和地表条件复杂的现状, 使用地理信息工具软件, 提出基于地面-地下一体化理念的地面设施布局流程, 优化了钻井顺序、设施布局、

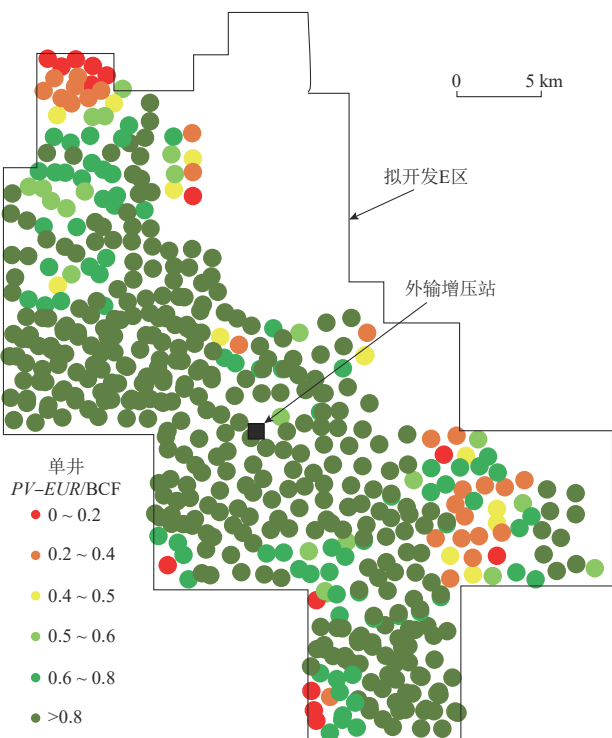


图12 苏拉特区块拟开发E区的单井  $PV-EUR$  预测

Fig. 12 Single-well  $PV-EUR$  prediction for the E area to be developed in the Surat block

(图中每个圈为一口井的井位。  $PV-EUR$  为经济净现值产量。  
BCF 为10亿立方英尺。)

管径尺寸、气管道低点排液装置和水管道高点排气装置。

### 参 考 文 献

- [1] 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1598–1604.  
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598–1604.
- [2] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669–682.  
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669–682.
- [3] 郭旭升, 赵培荣, 申宝剑, 等. 中国深层煤层气地质特征与勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1511–1523.  
GUO Xusheng, ZHAO Peirong, SHEN Baojian, et al. Geological features and exploration practices of deep coalbed methane in China. Oil & Gas Geology [J], 2024, 45(6): 1511–1523.
- [4] 何发岐, 雷涛, 齐荣, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田深部煤层气勘探突破及其关键技术[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1567–1576.  
HE Faqi, LEI Tao, QI Rong, et al. Breakthroughs and key technology in deep coalbed methane exploration in the Daniudi gas field in the Ordos Basin. Oil & Gas Geology [J], 2024, 45(6): 1567–1576.
- [5] 秦勇, 吴建光, 李国璋, 等. 煤系气开采模式探索及先导工程示范[J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 2513–2522.  
QIN Yong, WU Jianguang, LI Guozhang, et al. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7): 2513–2522.
- [6] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 1–14.  
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China [J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1–14.
- [7] DRAPER J J, BOREHAM C J. Geological controls on exploitable coal seam gas distribution in Queensland [J]. The APPEA Journal, 2006, 46(1): 343–366.
- [8] TOWLER B, FIROUZI M, UNDERSCHULTZ J, et al. An overview of the coal seam gas developments in Queensland [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 31: 249–271.
- [9] 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 Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(10): 1147–1157.
- [10] MARCOS-MARTINEZ R, MEASHAM T G, FLEMING-MUÑOZ D A. Economic impacts of early unconventional gas mining: Lessons from the coal seam gas industry in New South Wales, Australia [J]. Energy Policy, 2019, 125: 338–346.
- [11] SALMACHI A, RAJABI M, WAINMAN C, et al. History, geology, in situ stress pattern, gas content and permeability of coal seam gas basins in Australia: A review [J]. Energies, 2021, 14(9): 2651.
- [12] 姜杉钰. 澳大利亚昆士兰州煤炭-煤层气重叠矿业权管理经验借鉴[J]. 自然资源情报, 2022(11): 36–41.  
JIANG Shanyu. Experience on management of overlapping tenures for coal and coal seam gas in Queensland, Australia [J]. Natural Resources Information, 2022(11): 36–41.
- [13] BRESSAN G, DESHAIES M. Coal seam gas extraction and related landscape changes in the agricultural production area of Western Downs (Queensland, Australia) [J]. Journal of Rural Studies, 2023, 97: 495–506.
- [14] ZHOU Fengde, SHIELDS D, TITHERIDGE D, et al. Understanding the geometry and distribution of fluvial channel sandstones and coal in the Walloon Coal Measures, Surat Basin, Australia [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 573–586.
- [15] MARTIN M A, WAKEFIELD M, MACPHAIL M K, et al. Sedimentology and stratigraphy of an intra-cratonic basin coal seam gas play: Walloon Subgroup of the Surat Basin, eastern Australia [J]. Petroleum Geosciences, 2013, 19(1): 21–38.
- [16] HAMILTON S K, ESTERLE J S, SLIWA R. Stratigraphic and depositional framework of the Walloon Subgroup, eastern Surat Basin, Queensland [J]. Australia Journal of Earth Science, 2014, 61(8): 1061–1080.
- [17] ZHANG Ming, REN Bin, CUI Zehong, et al. Detailed characterization of a multilayered coalbed methane field using high-resolution sequence stratigraphy: Examples from the Surat Basin in Australia [C]//SPE Low Perm Symposium. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-180253-MS.
- [18] 俞益新, 唐玄, 吴晓丹, 等. 澳大利亚苏拉特盆地煤层气地质特征及富集模式[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(3): 160–167.  
YU Yixin, TANG Xuan, WU Xiaodan, et al. Geological characteristics and accumulation mode of coalbed methane in Surat Basin of Australia [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(3): 160–167.
- [19] RYAN D, HALL A, ERRIAH L, et al. The Walloon coal seam gas play, Surat Basin, Queensland [J]. The APPEA Journal, 2012, 52(1): 273–290.
- [20] HAMILTON S K, GOLDING S D, BAUBLYS K A, et al. Conceptual exploration targeting for microbially enhanced coal bed methane (MECoM) in the Walloon Subgroup, eastern Surat Basin, Australia [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 138: 68–82.
- [21] HENTSCHEL A, ESTERLE J S, GOLDING S D, et al. Petrologic and stable isotopic study of the Walloon Coal Measures, Surat Basin, Queensland: Peat accumulation under changing climate and base level [J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 160/161: 11–27.
- [22] SUGIARTO I, JIANG J, SHARMA V, et al. Production data analysis of CBM wells in Surat Basin [C]//SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific. Richardson:

- Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-167076-MS.
- [23] 唐颖, 谷峰, 吴晓丹, 等. 澳大利亚苏拉特盆地 Walloon 煤组成藏条件及富集模式[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 18-28.  
TANG Ying, GU Feng, WU Xiaodan, et al. Coalbed methane accumulation conditions and enrichment models of Walloon coal measure in the Surat Basin, Australia[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 18-28.
- [24] 崔泽宏, 苏朋辉, 刘玲莉, 等. 澳大利亚苏拉特盆地 Surat 区块低煤阶煤层定量表征与区带划分优选[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(2): 108-118.  
CUI Zehong, SU Penghui, LIU Lingli, et al. Quantitative characterization, exploration zone classification and favorable area selection of low-rank coal seam gas in Surat block in Surat Basin, Australia [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27 (2) : 108-118.
- [25] DUAN Lijiang, XIA Zhaohui, QU Liangchao, et al. A new approach of history matching coalbed methane pilot wells [J]. Arabian Journal of Geosciences, 2019, 12(16): 526.
- [26] DUAN Lijiang, ZHOU Fengde, XIA Zhaohui, et al. New integrated history matching approach for vertical coal seam gas wells in the KN Field, Surat Basin, Australia [J]. Energy & Fuels, 2020, 34(12): 15829-15842.
- [27] LI Ming, XIA Zhaohui, LIU Lingli, et al. Coalbed methane pad wells completion and artificial lift optimizations: Case study from Australia Surat Basin DS Gas Field [C]//International Petroleum Technology Conference 2021. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2021: 3815-3828.
- [28] YANG Yong, BIE Aifang, BIE Hanyu, et al. Coal ply distributions and quantitative prediction in Tipton Gas Field [C]//Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2020. Singapore: Springer, 2021: 1472-1484.
- [29] SCOTT A R. Hydrogeologic factors affecting gas content distribution in coal beds [J]. International Journal of Coal Geology, 2002, 50(1/4): 363-387.
- [30] HAMILTON S K, ESTERLE J S, GOLDING S D. Geological interpretation of gas content trends, Walloon Subgroup, eastern Surat Basin, Queensland, Australia [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 101: 21-35.
- [31] JOHNSON R L, SCOTT S, HERRINGTON M. Changes in completion strategy unlocks massive Jurassic coalbed methane resource base in the Surat Basin, Australia [C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006: SPE-101109-MS.
- [32] VAN AS D, BOTTOMLEY W, FURNISS J P. The characterisation of differential depletion in a thinly layered coal seam gas reservoir using packer inflation bleed off tests PIBOTs [C]//SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2017: SPE-186909-MS.
- [33] JOHNSON R L, Jr, MAZUMDER S. Key factors differentiate the success rate of coalbed methane pilots outside of North America-some Australian experiences [C]//International Petroleum Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014: IPTC-18108-MS.
- [34] VILJOEN R, SHARMA V, MAZUMDER S, et al. Interburden isolation & slotted liner placement as solids control measure to improve well performance by reducing operating costs and maximising gas production [C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-192102-MS.
- [35] 李乐忠. 低煤阶、薄互层煤层气的成藏特征及开发技术——以澳大利亚苏拉特盆地为例[J]. 中国煤层气, 2016, 13(6): 15-19.  
LI Lezhong. Reservoir formation characteristics and development technology for low rank CBM with thin interbed——Taking Surat Basin in Australia as an example [J]. China Coalbed Methane, 2016, 13(6): 15-19.
- [36] RAJORA A, SHARMA V, OBERHARDT M, et al. Deviated pad wells in Surat: Journey so far [C]//SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019: URTEC-198325-MS.
- [37] SAGHIR F, GONZALEZ PERDOMO M E, BEHRENBURCH P. Performance analysis of artificial lift systems deployed in natural gas wells: A time-series analytics approach [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 230: 212238.
- [38] 惠熙祥, 巴玺立, 郭峰, 等. 澳大利亚煤层气田地面工程技术对我国煤层气田开发的启示[J]. 石油规划设计, 2013, 24(3): 11-14.  
HUI Xixiang, BA Xili, GUO Feng, et al. Enlightenment of engineering technology on surface facilities in Australia coal bed methane field on the exploitation of the coal bed methane field in China [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2013, 24(3): 11-14.
- [39] 李庆, 陈霞, 王搏. 澳大利亚箭牌公司苏拉特区块煤层气开发地面集输工艺技术[J]. 石油规划设计, 2017, 28(5): 12-15.  
LI Qing, CHEN Xia, WANG Bo. Coal bed gas gathering technology of Arrow's Surat gas field development project in Australia [J]. Petroleum Planning & Engineering, 2017, 28(5): 12-15.
- [40] 杨宏伟, 刘方, 韩银杉. 国外天然气场站优化运行研究及启示[J]. 石油工程建设, 2020, 46(6): 50-53.  
YANG Hongwei, LIU Fang, HAN Yinsha. Research and enlightenment of optimal operation of foreign natural gas stations [J]. Petroleum Engineering Construction, 2020, 46(6): 50-53.
- [41] LE TURDU C, LAVER R, KOLEY M. Characterization of coalbed methane reservoirs: A unified geoscience and engineering approach [C]//International Petroleum Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014: IPTC-17217-MS.
- [42] SHARMA V, DAVIES J, VELLA B, et al. Integrated modelling workflow for life cycle development of a large scale coal seam gas field [C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-191986-MS.
- [43] 姜在炳, 杨建超, 李勇, 等. 基于三维地质建模技术的煤层气抽采效果评价——以晋城寺河煤矿为例[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(2): 55-64.  
JIANG Zaibing, YANG Jianchao, LI Yong, et al. Evaluation of coalbed methane extraction effect based on 3D geological modeling technology: An example of Sihe Mine in Jincheng City [J]. Coal

- Geology & Exploration, 2022, 50(2): 55–64.
- [44] 李忠城, 李丹丹. 山西沁水寿阳ST区块煤储层三维精细地质建模[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2023, 53(2): 635–650.  
LI Zhongcheng, LI Dandan. 3D fine geological modeling of coal reservoir in Shouyang ST block in Qinshui Basin, Shanxi Province [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2023, 53(2): 635–650.
- [45] BEANEY S, JEFFRIES M, MAZUMDER S, et al. Coal thickness modelling across a regional CBM project: An amended workflow [C]//SPE/AAPG/SEG Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019: URTEC-198232-MS.
- [46] 杨焦生, 刘大锰, 李安启, 等. 井组数值模拟技术在沁水煤层气田开发中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4): 103–106.  
YANG Jiaosheng, LIU Dameng, LI Anqi, et al. Application of well-group numerical simulation in development of Qinshui CBM field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(4): 103–106.
- [47] 孟召平, 张昆, 杨焦生, 等. 沁南东区块煤储层特征及煤层气开发井网间距优化[J]. 煤炭学报, 2018, 43(9): 2525–2533.  
MENG Zhaoping, ZHANG Kun, YANG Jiaosheng, et al. Analysis of coal reservoir characteristics in the Qinnan-East block and its spacing optimization of CBM development well networks [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(9): 2525–2533.
- [48] 周优, 张松航, 唐书恒, 等. 柿庄南区块3号煤层含气量三维建模[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(1): 96–104.  
ZHOU You, ZHANG Songhang, TANG Shuheng, et al. Gas content modeling of No. 3 coal seam in district 3 of southern Shizhuang block [J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(1): 96–104.
- [49] DUAN Lijiang, QU Liangchao, XIA Zhaohui, et al. Stochastic modeling of coalbed gas content: A case from Harcourt gas field of Bowen Basin, Australia [J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2019, 41(16): 1921–1927.
- [50] DUAN Lijiang, QU Liangchao, XIA Zhaohui, et al. Stochastic modeling for estimating coalbed methane resources [J]. Energy & Fuels, 2020, 34(5): 5196–5204.
- [51] AMINIAN K, AMERI S. Predicting production performance of CBM reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2009, 1(1/2): 25–30.
- [52] LUO Jinhui, YANG Yongguo, CHEN Yuhua. Optimizing the drilled well patterns for CBM recovery via numerical simulations and data envelopment analysis [J]. International Journal of Mining Science and Technology, 2012, 22(4): 503–507.
- [53] 吴晓东, 史进, 安永生, 等. 煤层气田开发数值模拟研究[J]. 油气井测试, 2012, 21(2): 1–3.  
WU Xiaodong, SHI Jin, AN Yongsheng, et al. Numerical simulation of coalbed methane gas field development [J]. Well Testing, 2012, 21(2): 1–3.
- [54] 段祥宇. 浅谈螺杆泵井故障的分析与对策[J]. 化学工程与装备, 2018(4): 177–178.  
DUAN Xiangyu. Analysis and strategies about progressive cavity pump failure [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2018(4): 177–178.
- [55] 蔡华. 无杆举升工艺在煤层气井的适应性研究[J]. 中国煤层气, 2021, 18(5): 29–32.  
CAI Hua. Adaptability research of rodless lifting technology in CBM wells [J]. China Coalbed Methane, 2021, 18(5): 29–32.
- [56] 周帅, 崔金榜, 石慧宁, 等. 煤层气井专用电潜泵研究与应用[J]. 中国煤层气, 2010, 7(6): 35–38.  
ZHOU Shuai, CUI Jinbang, SHI Huining, et al. Research and application of special-purpose submerged electric centrifugal pump for CBM well [J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(6): 35–38.
- [57] 王早祥, 兰文剑, 刘延鑫, 等. 煤层气井电潜泵排采系统优化设计[J]. 煤炭工程, 2014, 46(1): 27–30.  
WANG Hanxiang, LAN Wenjian, LIU Yanxin, et al. Optimized design on gas drainage system with electric submersible pump in coal bed methane well [J]. Coal Engineering, 2014, 46(1): 27–30.
- [58] 姚天鹏, 赵磊, 何世全, 等. 沁南夏店区块煤层气地面集输工艺优化及实践[J]. 中国煤层气, 2015, 12(2): 23–26.  
YAO Tianpeng, ZHAO Lei, HE Shiquan, et al. Research on the optimization and practice of CBM surface gathering and transportation process in Xiadian block of South Qinshui [J]. China Coalbed Methane, 2015, 12(2): 23–26.
- [59] 吴春升, 孙浩然, 王子辉, 等. 煤层气地面集输系统压缩机能效提升方案研究[J]. 油气田地面工程, 2023, 42(1): 31–35.  
WU Chunsheng, SUN Haoran, WANG Zihui, et al. Research on the scheme for improving the compressor energy efficiency of coalbed methane surface gathering and transportation system [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2023, 42(1): 31–35.
- [60] 陈洪明, 梅永贵, 薛占新, 等. 沁水盆地郑村区块煤层气集输系统的优化调整[J]. 天然气工业, 2014, 34(8): 108–112.  
CHEN Hongming, MEI Yonggui, XUE Zhanxin, et al. Optimization and adjustment of the CBM gas gathering and transportation system in the Zhengcun Block, Qinshui Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 108–112.
- [61] 李华. 煤层气开发地面集气问题及解决方案探讨[J]. 中国煤层气, 2022, 19(1): 40–44.  
LI Hua. Discussion on surface gas gathering problems and solutions in coalbed methane development [J]. China Coalbed Methane, 2022, 19(1): 40–44.
- [62] 高杰, 梁永图, 何国玺, 等. 煤层气地面集输管网的瞬态水力热力计算模型[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 108–114.  
GAO Jie, LIANG Yongtu, HE Guoxi, et al. A transient hydraulic and thermal calculation model for CBM surface gathering and transportation pipeline networks [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 108–114.
- [63] 胡倩, 肖静, 李刚, 等. 煤层气地面集输管道积液预判分析[J]. 天然气与石油, 2017, 35(5): 23–27.  
HU Qian, XIAO Jing, LI Gang, et al. Prediction of fluid accumulation in surface gas gathering pipeline of coalbed methane [J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35(5): 23–27.

(编辑 许诺)