

引用格式:梁玉凯,郑华安,曾倩宜,等.莺歌海盆地X气田基于地热模型的地热资源评价[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):891-899.

LIANG Yukai, ZHENG Hua'an, ZENG Qianyi, et al. Geothermal resource evaluation of X gasfield in Yinggehai Basin based on geothermal modeling[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 891-899.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.018

莺歌海盆地X气田基于地热模型的地热资源评价

梁玉凯^{1,2}, 郑华安^{1,2}, 曾倩宜^{1,2}, 宋吉锋^{1,2}, 田中原^{1,2}, 蒋恕^{3,4,5}

(1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南海口 570312; 2. 中国海油南海油气能源院士工作站, 海南海口 570312; 3. 中国地质大学(武汉)深层地热富集机理与高效开发全国重点实验室, 湖北武汉 430074; 4. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074; 5. 中国地质大学(武汉)新能源学院, 湖北武汉 430074)

摘要:莺歌海盆地是中国南海西部海域天然气勘探的重点区域,近年来在X气田黄流组不仅发现了具有商业潜力的气层,而且钻遇了大量高温地层水,显示出水热型地热资源开发的良好前景。然而,当前尚缺乏针对该系统的地热资源量评价研究。以莺歌海盆地X气田为例,综合钻井、测井、岩心和地震资料,构建了非均质三维热储地质模型,实现了孔隙度、渗透率、温度和含水饱和度等关键属性的网格化建模与分配。模型构建过程中引入多次随机模拟与地震属性约束,以增强地质参数空间展布的合理性与精度。基于该模型,采用容积法对黄流组热储进行了地热资源量评价,并识别了主要地热富集区。研究表明:黄流组热储地层温度介于167.0~197.6℃,平均温度达186.5℃,具备高温地热开发条件。地热总资源量为 3.84×10^{16} kJ,折合标准煤1 310.5 $\times 10^6$ t,其中细砂岩为主要热储。按8%的可采系数计算,可采资源量约为 0.31×10^{16} kJ,折合标准煤104.8 $\times 10^6$ t。资源空间分布揭示了2个主要地热富集区,均位于黄流组深水浊积水道砂体中,具有高温、良好物性和细砂岩发育等特点,是未来开发的优选区域。同时,含水饱和度模型分析显示,黄流组东部与西部含水率均较高,发育独立水体,可作为潜在的开发区。研究成果为莺歌海盆地地热资源的分布特征和开发潜力提供了更直观的认识,对推动中国海上气田与地热协同开发具有重要指导意义。

关键词:莺歌海盆地; 油气田地热; 热储建模; 海上地热资源评价; 容积法

中图分类号:TE51

文献标识码:A

Geothermal resource evaluation of X gasfield in Yinggehai Basin based on geothermal modeling

LIANG Yukai^{1,2}, ZHENG Hua'an^{1,2}, ZENG Qianyi^{1,2}, SONG Jifeng^{1,2}, TIAN Zhongyuan^{1,2}, JIANG Shu^{3,4,5}

(1. CNOOC China Limited, Hainan Company, Haikou, Hainan 570312, China; 2. CNOOC South China Sea Oil & Gas Energy Academician Workstation, Haikou, Hainan 570312, China; 3. State Key Laboratory of Deep Geothermal Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China; 4. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China; 5. School of Sustainable Energy, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China)

Abstract: The Yinggehai Basin is a key area for natural gas exploration in the western South China Sea. In recent years, commercially viable gas formations and abundant high-temperature formation water have been discovered in the Huangliu Formation of the X gasfield, indicating promising prospects for hydrothermal geothermal resource development. However, geothermal resource evaluation for this system are still lacking. Taking the X gasfield in the Yinggehai Basin as a case study, a heterogeneous 3D geothermal reservoir geological model was constructed by integrating drilling, logging, core, and seismic data. Key properties such as porosity, permeability, temperature, and water saturation were modeled and assigned in a gridded format. During the model construction, multiple stochastic simulations and seismic attribute constraints were introduced to enhance the rationality and accuracy of the spatial distribution of geological parameters. Based on this model, the volumetric method was applied to evaluate the geothermal resource potential of the Huangliu Formation, and the main geothermal resource-rich zones were identified. The results showed that the reservoir temperatures in the Huangliu Formation ranged from 167.0 °C to 197.6 °C, with an average of 186.5 °C, indicating favorable conditions for high-temperature geothermal development. The total

收稿日期:2024-08-22。

第一作者简介:梁玉凯(1981—),男,硕士,高级工程师,主要从事采油和采热工艺技术研究与应用。地址:海南省海口市秀英区长滨三路6号1609室,邮政编码:570312。E-mail:liangyk1@cnooc.com.cn

通信作者简介:蒋恕(1976—),男,博士,教授,主要从事油气和地热勘探开发研究。地址:湖北省武汉市鲁磨路388号,邮政编码:430074。E-mail:jiangsu@cug.edu.cn

基金项目:湖北省国际科技合作项目“全球地热新能源勘探开发有利区预测和利用技术研究”(2024EHA026);深地国家科技重大专项“典型高温地热系统精细表征与资源评价”(2024ZD1003503);国家重点研发计划项目课题“地质资源智能预测及勘探开发地质风险评估理论模型与方法”(2022YFF0801202);国家重点研发计划项目“地质资源精准开发风险预测的大数据智能分析及平台建设”(2022YFF0801200)。

geothermal resource was estimated to be 3.84×10^{16} kJ, equivalent to $1\ 310.5 \times 10^6$ t of standard coal, with fine sandstone serving as the main reservoir lithology. Assuming a recovery coefficient of 8%, the recoverable resource was approximately 0.31×10^{16} kJ, equivalent to standard coal of 104.8×10^6 t. The spatial distribution of resources revealed two major geothermal-rich zones, both located in the sand bodies of deepwater turbidite channels of the Huangliu Formation. These zones were characterized by high temperatures, favorable physical properties, and well-developed fine sandstone, making them preferred areas for future development. Meanwhile, water saturation model analysis indicated high water content in both the eastern and western parts of the Huangliu Formation, suggesting the presence of isolated water bodies that could serve as potential development areas. The research results provide clearer insights into the distribution characteristics and development potential of geothermal resources in the Yinggehai Basin and offer important guidance for promoting the integrated development of offshore gas fields and geothermal energy in China.

Keywords: Yinggehai Basin; geothermal energy in oil and gas fields; geothermal reservoir modeling; offshore geothermal resource evaluation; volumetric method

当前,全球正在经历以清洁和低碳为其核心特征的第三次能源革命,旨在逐渐用新能源替代部分化石能源^[1-2]。地热能作为一种新能源,因其广泛的分布、丰富的资源储量、高效的利用率和良好的环境友好性,展现出显著的优势^[3-6]。莺歌海盆地作为中国南海西部海域的一个新生代的富气盆地^[7-8],近年的勘探活动在该盆地的中新统黄流组和梅山组中不仅发现了具有商业开发前景的气层,还钻遇了大量的高温水体,标志着这些层段拥有开发水热型地热资源的潜力^[9]。随着南海油气的不断勘探开发,前期的地热地质初步研究发现莺歌海-琼东南盆地平均大地热流值达到 78.70 mW/m^2 ,高于中国陆地上平均大地热流值 64.08 mW/m^2 ^[9-10]。若能实现莺歌海盆地的地热资源高效可持续开发,形成油、气、热三位一体的多能源互补开采模式,对推动中国海上油气田绿色转型具有重大的示范效益和社会效益。然而,目前尚缺乏系统的莺歌海盆地地热资源量评价研究,制约了莺歌海盆地后续地热资源勘探与开发策略的制定。

地热资源潜力评价是筛选优质地热资源靶区,降低开发风险的关键环节。地热资源评价方法众多,包括地表流量法、热储体积法、类比法、解析模型法和数值模拟法等^[11-12]。热储体积法作为一种常用方法^[5,11],已广泛应用于渤海湾盆地馆陶组热储评价^[5],渤海湾盆地曹妃甸地热供暖项目^[13],施甸地热田评价^[14],平煤十矿井田^[15],长庆油田各热储层地热资源量计算^[16],阿根廷科帕韦(Copahue)地热田发电潜力^[17]等地热田的地热资源评价。热储体积法假设热储层的主要参数为定值,并将热储层视为均质储层^[15]。然而,实际地热储层受构造活动、沉积环境等因素影响通常表现出显著的非均质性^[18-19]。这为地热资源量的精确评价带来了新的挑战。针对这一问题,基于三维热储非均质模型的容积法成了一种有效的解决方案^[12,20-21]。

研究以莺歌海盆地X气田为例,基于该区前期积累的相关基础资料,通过PETREL软件建立了非均质的三维热储地质模型。在此基础上利用考虑岩性和含水饱和度的容积法开展莺歌海盆地X气田黄流组地热资源评价。

1 区域地热地质背景

莺歌海盆地是新生代走滑伸展盆地,盆地整体面积为 $12.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,受北西向、北北向和近南北走向的基底断裂带控制,北西向盆地内部多发育底劈^[22]。构造单元上,盆地分为莺西斜坡,中央凹陷和莺东斜坡等一级构造单元。盆地自下而上沉积了始新统(岭头组)、渐新统(崖城组和陵水组)、中新统(三亚组、梅山组、黄流组)、上新统(莺歌海组)和第四系乐东组地层^[23-24](图1)。

莺歌海盆地地温梯度介于 $40 \sim 45 \text{ }^\circ\text{C/km}$,中深层压力系数高达2.3,具有高温高压的地质特征^[25]。由于新生代以来的多次拉伸运动,盆地中央凹陷区岩石圈减薄(最薄处仅 $5 \sim 7 \text{ km}$),深部热物质上涌,导致大地热流和地温场明显升高^[9,26]。最新研究显示,莺歌海盆地现今平均大地热流值为 $74.7 \pm 10 \text{ mW/m}^2$,高于中国陆地上平均大地热流值 ($61.5 \pm 13.9 \text{ mW/m}^2$)和周边海域的平均大地热流值^[9]。相比之下,北部湾和珠江口盆地的平均热流值多在 66 mW/m^2 左右,琼东南盆地约为 71 mW/m^2 。其中,莺歌海盆地地幔热流对地表热流贡献为59%,呈现“冷壳热幔”的热结构特征^[26]。此外,莺歌海盆地内温度自盆地中部向边缘降低,高温区域位于中央底辟带附近与河内坳陷区域,与莺歌海盆地中部地壳减薄和深大断裂带分布格局一致^[26]。

研究区位于莺歌海盆地X气田黄流组。黄流组是该区的重要地热和油气储层,实测地层温度一般超过 $160 \text{ }^\circ\text{C}$,甚至高达 $220 \text{ }^\circ\text{C}$,而地层压力则介于 $84 \sim 94 \text{ MPa}$ 。主要由海南隆起控制的轴向深水重力流峡谷水道和海底扇沉积构成,以细砂岩和中砂岩为主的储集体分布广泛,沉积稳定^[9,27]。而黄流组储层非均质性由于地层异常高压受到压实作用、胶结作用和溶蚀作用影响,形成了黄流组下部非均质性较弱的有利储层^[28]。通过取样测试分析X气田黄流组地层水类型,认为目前X气田水类型以 NaHCO_3 和 NaCl 型为主。莺歌海盆地多条断裂为深部热

物质向上运移提供了通道,黄流组一段(以下简称黄一段)至莺歌海组二段(以下简称莺二段)的陆架、陆坡泥岩

层位构成黄流组热储的上覆盖层(图2),为该地区地热资源的勘探与开发提供了良好的地质条件^[29-30]。

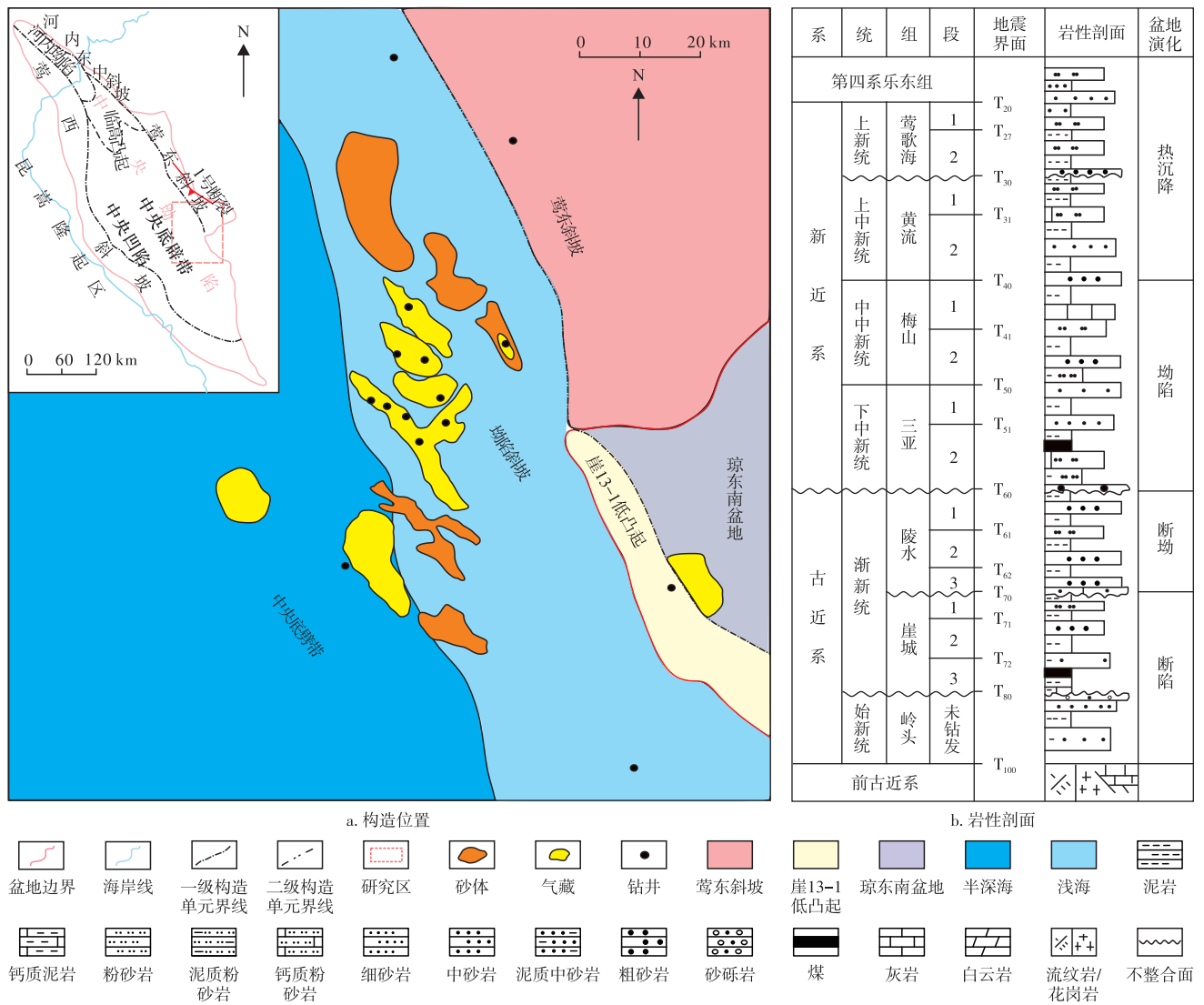


图1 莺歌海盆地X气田构造位置及岩性剖面(据参考文献[24]修改)

Fig. 1 Structural location and lithological profile of X gasfield in Yinggehai Basin (modified from reference [24])

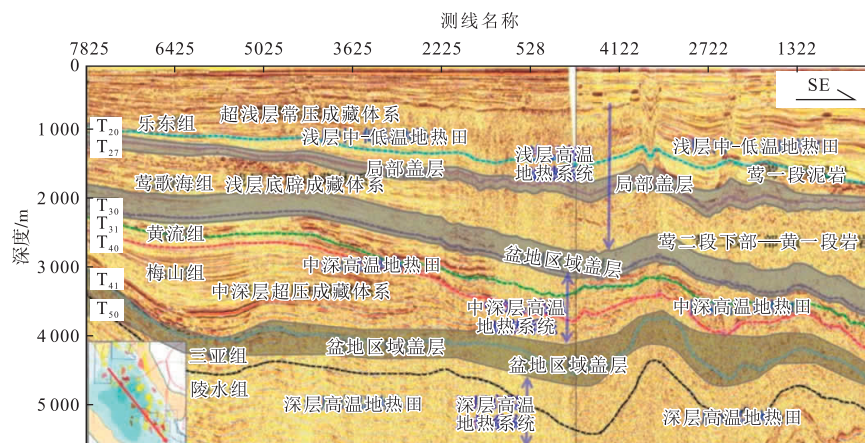


图2 莺歌海-琼东南盆地油气成藏体系和地热系统的划分^[9]

Fig. 2 Division of oil and gas accumulation systems and geothermal systems in Yinggehai-Qiongdongnan Basin^[9]

2 三维热储地质建模

PETREL 软件在油气及地热地质建模领域广泛应用^[31-33],支持测井、地震、钻井和岩心等数据集成研究。该研究的三维热储建模基于莺歌海盆地X气田现有的钻井、测井、地震和岩心数据等,涉及构造、沉积控岩相、属性(孔隙度、渗透率、温度和含水饱和度)建模。

2.1 构造模型建立

地震相干属性切片揭示研究区处于大型鼻状构造脊之上,其伴生的多期近东西向张性破裂上限基本止于梅山组顶界面^[25]。故此次建模中不考虑断层模型。基于测井及地震资料解释的层面数据,通过对数据变异性的初步分析和参考相关文献,进行克里金插值,其中基台值取1、水平变程和垂直变程取5.9、块金值取0.000 1,生成黄流组顶(T_{30})、底(T_{40})及黄流组二段(以下简称黄二段)顶(T_{31})层面模型(图3),显示区内东南部埋深较浅,峡谷水道埋深可超过4 500 m。叠合层面模型建立热储整体格架。模型平面网格步长设置为150 m×150 m,纵向上网格步长设置为3 m,最终整体格架模型平面网格数为254×224=56 896个,纵向网格数为422个,共计240 101 112个网格。热储埋深介于4 080~4 640 m,整体模型厚度约为560 m。

2.2 沉积控岩相模型建立

研究区砂体沿峡谷以条带状展布,局部砂体叠置。

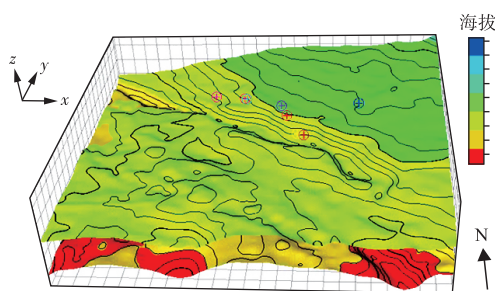


图3 X气田黄流组层面模型

Fig. 3 Horizon model of Huangliu Formation in X gasfield

早期物源供给充足,深水浊积水道砂体发育,延伸范围远。晚期物源供给减弱,砂体变薄。后期受黄一段泥质水道切割,垂向隔夹层发育^[27]。通过单井相数据进行序贯指示模拟,建立在相控条件下的序贯指示相模型。基于X气田黄流组储层物性分类(表1),结合研究区已有测井孔隙度介于8.0%~15.9%,平均为10.1%;测井渗透率介于 $(0.2\sim61.9)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $2.2\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的实际情况,将黄流组热储层段划分为泥岩、细砂岩、中细砂岩和粗砂岩(表2)。通过测井解释的沉积相控岩相粗化,采用截断高斯函数对每个岩相划分进行设置,序贯指示法随机模拟生成20个岩性模型。采用“Most of”算法得到沉积相控下的岩性模型,实现岩性网格分配,“Most of”算法指对三维网格进行赋值时,统一赋予穿过网格的井轨迹上所占比例最多的离散数据值。结果显示储层主要分布在峡谷水道,储集体以细砂岩为主,黄流组底部为优质储层。

2.3 属性模型建立

2.3.1 孔隙度和渗透率模型

受限于研究区井数量较少与井空间分布不均的情况,直接采用克里金插值的方法构建孔隙度和渗透率模型将面临模型无井分布区域缺少约束控制的问题。因此,研究采用多地震属性融合的基因反演法来实现研究区热储层段孔隙度和渗透率模型建立。研究首先从深度域的三维地震体提取了7种地震属性体,包括地震“甜点”属性、反射强度属性、图形均衡属性、去噪属性、构造平滑属性、均方根属性、滤波属性等频体属性,用于雕刻热储层段地震属性空间分布特征。单一属性分析表明其与砂体位置对应性不佳,故采用多属性融合策略,通过连井剖面及主成分分析(PCA),筛选出地震“甜点”属性,反射强度属性和均方根属性。结合遗传算法,预测得到研究区热储层段孔隙度和渗透率的空间展布体。进一步以遗传反演孔隙度和渗透率数据作为约束,采用序贯指示法进行20次随机模拟,其算术平均值被用来构建研究区最终的孔隙度和渗透率模型(图4)。该模型揭示了研究区黄流组底部水道的砂体孔隙度介于0~27.0%,平均值

表1 X气田黄流组储层物性分类(据参考文献[7]修改)

Table 1 Reservoir property classification of Huangliu Formation in X gasfield (modified from reference [7])

储层类型	储层评价	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔-喉类型	层段及岩性
I		>10	≥ 10.00	较细-细喉	黄二段粗砂岩
II ₁	有效储层	10~15	5.00~10.00	细喉	黄二段粗砂岩
II ₂		12~15	1.00~5.00	细喉、微喉	黄一段细砂岩;黄二段中砂岩
III		8~12	0.20~1.00	细-微喉	黄一段细砂岩;黄二段中砂岩
IV ₁	非有效储层	5~8	0.05~0.20	微喉	黄二段细砂岩
IV ₂		<5	<0.05	微喉	

表2 X气田黄流组热储层岩性划分标准

Table 2 Lithological classification criteria for geothermal reservoir intervals of Huangliu Formation in X gasfield

岩性划分	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
泥岩	<8	<0.2
细砂岩	8~<12	0.2~<1.0
中细砂岩	12~15	1.0~5.0
粗砂岩	>15	>5.0

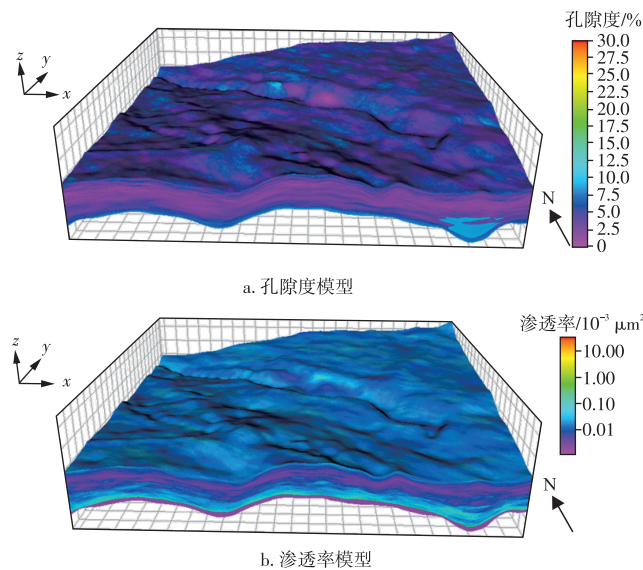


图4 X气田黄流组孔隙度和渗透率模型

Fig. 4 Porosity and permeability models of Huangliu Formation in X gasfield

为4.4%;渗透率介于 $(0.001\sim 35.600)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $5.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。通过这种方法,有效实现了孔隙度和渗透率的网格分配。

2.3.2 温度场模型建立

热储温度是地热资源评价中最重要的参数之一。在沉积盆地中,热储温度的估算通常依赖于—维稳态热传导方程,或者通过在已知温度的恒温层基础上,加上地温梯度与热储厚度的乘积进行计算^[5,34-35]。这2种方法有效性的基础是研究区域的主要热传递机制为热传导,即测温随深度变化呈线性关系。然而,在X气田黄流组的异常高温高压地层系统中,DST(钻杆测试)测温数据显示温度随深度变化呈非线性关系,表明传统热储温度估算方法对此区域不适用。因此,该研究通过有限的DST测温数据进行回归分析,建立一个描述温度随深度变化的拟合公式(图5)。利用序贯随机模拟生成20个地温场模型,其算术均值作为热储的温度模型,以实现温度的网格分配(图6)。模型显示,研究区储层深度介于3 950~4 400 m,其对应热储温度介于167.0~197.6 °C,平均为186.5 °C,

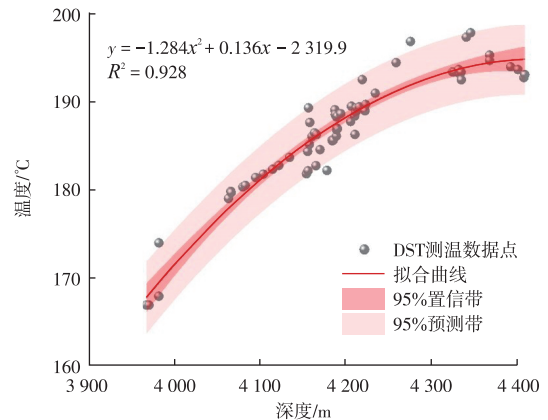


图5 DST测温数据随深度变化

Fig. 5 Variation of DST temperature measurements with depth

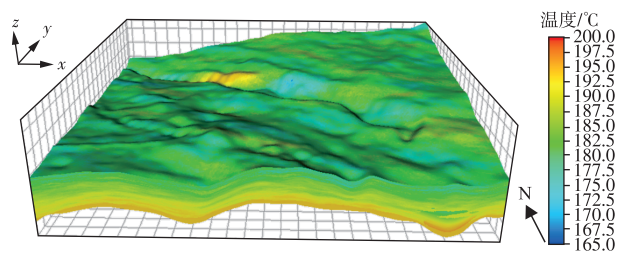


图6 X气田黄流组温度场模型

Fig. 6 Temperature field model of Huangliu Formation in X gasfield

这一发现证实了研究区黄流组具备丰富的高温地热资源。

2.3.3 含水饱和度模型建立

含水饱和度是计算油气田水热型地热资源储量的关键参数。通过分析测井数据确定气-水界面深度,实现气-水过渡带的详细刻画。结合测井解释得到的含水饱和度数据,并通过20次序贯随机模拟,取其算术平均值作为热储层段含水饱和度的三维均质模型。将三维均质含水饱和度模型与沉积控岩相模型结合,建立研究区热储层段非均质含水饱和度模型,实现含水饱和度的网格分配(红色虚线框内为100%含水储层)(图7)。模型结果揭示:研究区整体含水饱和度较高,平均含水饱和度达到0.719,研究区发育有水体及气藏,空间展布上呈现黄流组西部含水饱和度高,东北部含水饱和度相对较低的特征,气藏含水饱和度呈现正态分布。

3 地热资源储量评价

3.1 计算方法

基于三维非均质热储地质模型,采用容积法对地热资源量进行评估。通过划分热储层为网格单元并赋予参数

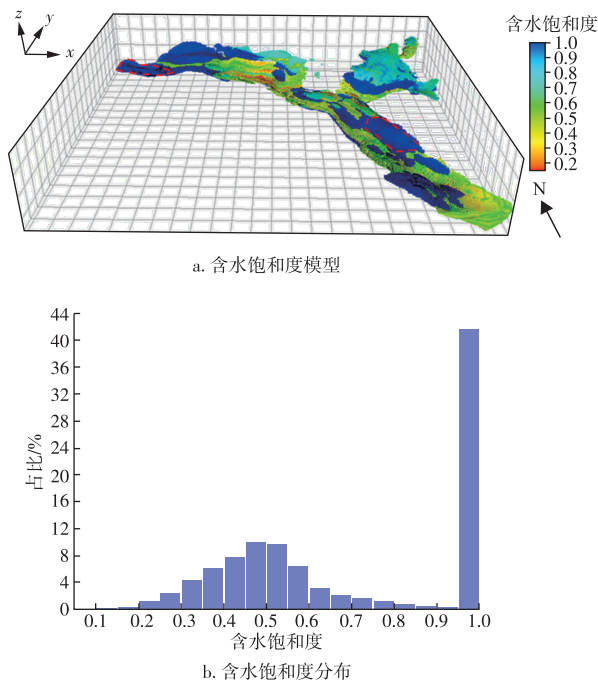


图7 X气田黄流组水道砂体非均质含水饱和度模型和含水饱和度分布

Fig. 7 Heterogeneous water saturation model and water saturation distribution of channel sand bodies in Huangliu Formation of X gasfield

值,利用热储法计算单元地热资源量,累加每个单元的计算结果得到整个热储层的地热资源总量^[20]。计算公式如下:

$$Q_s = Q_r + Q_w \quad (1)$$

$$Q_r = \sum \rho_{r_{i,j,z}} c_{r_{i,j,z}} x_{i,j,z} y_{i,j,z} (1 - \varphi_{i,j,z}) (T_{r_{i,j,z}} - T_0) M_{i,j,z} \quad (2)$$

$$Q_w = \sum \rho_w c_w x_{i,j,z} y_{i,j,z} \varphi_{i,j,z} S_{w_{i,j,z}} (T_{w_{i,j,z}} - T_0) M_{i,j,z} \quad (3)$$

$$Q_e = Q_s R_e \quad (4)$$

式中: Q_s 为热储总地热资源储量,单位J; Q_r 为热储岩石赋存的地热资源量,单位J; Q_w 为水赋存的地热资源量,单位J; $\rho_{r_{i,j,z}}$ 、 ρ_w 分别为第(i, j, z)单元格的岩性对应的密度和水的密度,单位 kg/m^3 ; $c_{r_{i,j,z}}$ 、 c_w 分别为第(i, j, z)单元格的岩性对应的比热容和水的比热容,单位 $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; $x_{i,j,z}$ 、 $y_{i,j,z}$ 分别为第(i, j, z)单元格 x 、 y 方向的步长,单位m; $\varphi_{i,j,z}$ 为第(i, j, z)单元格的平均孔隙度; $T_{r_{i,j,z}}$ 为第(i, j, z)单元格内平均热储温度,单位 $^\circ\text{C}$; T_0 为南海年平均气温,取 25°C ; $M_{i,j,z}$ 为第(i, j, z)单元格的厚度,单位m; $S_{w_{i,j,z}}$ 为第(i, j, z)单元格的平均含水饱和度; $T_{w_{i,j,z}}$ 为(i, j, z)坐标单元格的温度,单位 $^\circ\text{C}$; Q_e 为地热资源可采量,单位J; R_e 为资源量可采系数,%。参照国家标准《地热资源地质勘查规范》(GB/T 11615—2010)中推荐参数,研究区内 R_e 取8%。不同岩石和水的密度、比热容取值见表3。上述地热资源

表3 岩石和水的密度与比热容参数

Table 3 Density and specific heat capacity parameters of rocks and water

岩性和流体	密度/(kg/m^3)	比热容/[$\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$]
泥岩	1 980	751
细砂岩	2 634	855
中砂岩	2 564	941
粗砂岩	2 478	960
水	1 000	4 183

量评价计算过程参照地热资源评价方法及估算规程被广泛采用^[36]。

3.2 计算结果

研究区黄流组目的层的地热资源量计算结果显示(表4),砂岩热储地热总资源量为 3.84×10^{16} kJ,折合标准煤 $1\,310.5 \times 10^6$ t。岩石基质(包含细砂岩、中砂岩、粗砂岩)是主要的地热资源载体,赋存 3.37×10^{16} kJ,而地热流体(水)的体积约为 0.69×10^{10} m^3 ,赋存 0.47×10^{16} kJ的地热资源量。将资源量按照不同岩性的比热容进行评价,其中细砂岩赋存的地热资源量尤为显著,达到 2.70×10^{16} kJ,占岩石基质地热资源量的80.1%。按照8%的可采系数,研究区黄流组地热资源的可采量约为 0.31×10^{16} kJ,折合标准煤 104.8×10^6 t。

表4 X气田黄流组目的层地热资源量评价结果

Table 4 Evaluation results of geothermal resources in target formation of Huangliu Formation in X gasfield

岩性和流体	地热资源量/ 10^{16} kJ	折合标准煤/ 10^6 t
细砂岩	2.70	921.6
中砂岩	0.53	179.8
粗砂岩	0.14	49.2
水	0.47	159.9
合计	3.84	1 310.5

研究区黄流组目的层的地热资源分布图揭示了A和B区域地热资源富集区(图8a),这2个区域均位于黄流组深水浊积水道砂体中,具有温度高,以细砂岩为主要储集体的特点(图8b—图8d)。此外,由现有气藏剖面识别出各层内的气水界面深度,利用空间体模型描绘出砂体气水过渡带,最终含水饱和度分析显示,研究区黄流组东部及西部含水饱和度较高,可能发育独立水体(图8)。因此,图8a中A区域的地热资源具有较高的开发利用价值,而B区域则可作为潜在的地热资源储备区。

研究过程中仍存在不足,由于该储层尚未开采,未测量高温储层不同区域地层水样的密度,无法评估高温储层下地层水密度变化引起的地热资源量变化。

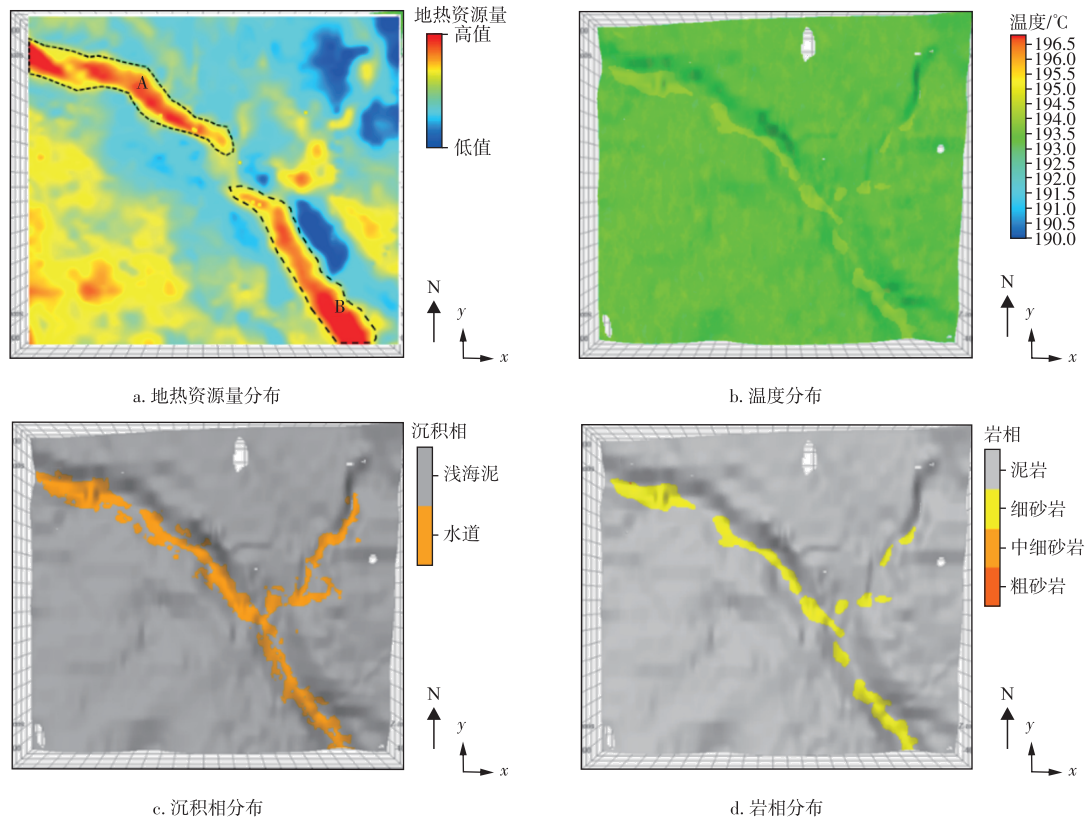


图8 X气田黄流组目的层顶界面地热资源量、温度、沉积相和岩相分布

Fig 8 Distribution of geothermal resources, temperature, sedimentary facies, and lithofacies at top surface of target formation in Huangliu Formation of X gasfield

4 结论

1) 研究综合利用地震、钻井、测井、岩心、DST等多源数据,基于PETREL软件多属性融合的基因反演技术和采用克里金插值、序贯指示算法和遗传算法等技术,建立了研究区的构造、沉积控岩相和属性模型。实现了对热储层属性的网格分配,为地热资源量精准评价奠定了基础。

2) 基于非均质三维地热地质模型的容积法地热资源量评估结果显示,莺歌海盆地X气田黄流组目的层地热资源总储量为 3.84×10^{16} kJ,折合标准煤 $1\ 310.5 \times 10^6$ t。按8%的资源量可采系数,可采地热资源量约为 0.31×10^{16} kJ,折合标准煤 104.8×10^6 t。

3) 地热资源主要富集于黄流组深水浊积水道砂岩储层,具有温度高,以细砂岩为主要热储的特点。研究区东西部的独立水体是地热开发的优选区域。

4) X气田现有海上平台井网与油气开发基础设施,在进一步开展海上地热开发工程示范之前,还需进一步开展地热开发数值模拟及海上地热发电研究。

参考文献

[1] 邹才能,何东博,贾成业,等.世界能源转型内涵、路径及其对碳

中和的意义[J].石油学报,2021,42(2):233-247.

ZOU Caineng, HE Dongbo, JIA Chengye, et al. Connotation and pathway of world energy transition and its significance for carbon neutral[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 233-247.

[2] 何东博,吕博舜,王雨佳,等.中国石油冀东油田地热能开发思考与实践[J].油气藏评价与开发,2024,14(6):825-833.

HE Dongbo, LYU Boshun, WANG Yujia, et al. Thoughts and practices of geothermal energy development in PetroChina Jidong Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 825-833.

[3] 盖长城,赵忠新,任路,等.中深层水热型地热资源集群式开发井位部署参数研究与应用:以HTC地热田为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(4):638-646.

GAI Changcheng, ZHAO Zhongxin, REN Lu, et al. Research and application of well location deployment parameters for cluster development of medium-deep hydrothermal geothermal resources: A case study of HTC geothermal field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 638-646.

[4] 柏宗宪,王宇飞,郝杰,等.基于地质构造特征的地热资源评价及开发部署[J].油气藏评价与开发,2024,14(6):834-841.

BAI Zongxian, WANG Yufei, HAO Jie, et al. Geothermal resource evaluation and development deployment based on geological structural characteristics[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 834-841.

[5] 饶松,肖红平,王朱亭,等.渤海湾盆地馆陶组热储特征与地热资源评价[J].天然气工业,2023,43(5):141-152.

RAO Song, XIAO Hongping, WANG Zhuting, et al. Geothermal

- reservoir characteristics and geothermal resource evaluation of Guantao Formation in the Bohai Bay Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 141–152.
- [6] 宋先知, 许富强, 宋国锋. 废弃井地热开发技术现状与发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(6): 1–7.
SONG Xianzhi, XU Fuqiang, SONG Guofeng. Technical status and development suggestions in exploiting geothermal energy from abandoned wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 1–7.
- [7] 代龙, 尤丽, 吴仕玖, 等. 莺歌海盆地乐东东区高温超压储层物性下限及分类[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(2): 157–166.
DAI Long, YOU Li, WU Shijiu, et al. Physical property lower limit and classification of high temperature and overpressure reservoirs in Ledong area of Yinggehai Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(2): 157–166.
- [8] 郝芳, 邹华耀, 黄保家. 莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应[J]. *中国科学(D辑: 地球科学)*, 2002, 32(11): 889–895.
HAO Fang, ZOU Huayao, HUANG Baojia. Natural gas generation pattern and its reservoir-forming fluid response in the Yinggehai Basin[J]. *Science in China(Series D)*, 2002, 32(11): 889–895.
- [9] 谢玉洪, 郑华安, 梁玉凯, 等. 南海盆地地热地质条件和资源形成因素[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(6): 647–660.
XIE Yuhong, ZHENG Hua'an, LIANG Yukai, et al. Geothermal geological conditions and resource formation factors in the South China Sea Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2023, 50(6): 647–660.
- [10] 王贵玲, 张薇, 梁继运, 等. 中国地热资源潜力评价[J]. *地球学报*, 2017, 38(4): 449–459.
WANG Guiling, ZHANG Wei, LIANG Jiyun, et al. Evaluation of geothermal resources potential in China[J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 2017, 38(4): 449–459.
- [11] CIRIACO A E, ZARROUK S J, ZAKERI G. Geothermal resource and reserve assessment methodology: Overview, analysis and future directions[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 119: 109515.
- [12] 闫家泓, 王社教, 姚艳华, 等. 油区地热资源评价与开发利用实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
YAN Jiahong, WANG Shejiao, YAO Yanhua, et al. Evaluation, development and utilization of geothermal resources in oil region[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [13] 董月霞, 黄红祥, 任路, 等. 渤海湾盆地北部新近系馆陶组地热田特征及开发实践: 以河北省唐山市曹妃甸地热供暖项目为例[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 666–676.
DONG Yuexia, HUANG Hongxiang, REN Lu, et al. Geology and development of geothermal field in Neogene Guantao Formation in northern Bohai Bay Basin: A case of the Caofeidian geothermal heating project in Tangshan, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 666–676.
- [14] 赵杰, 郭清海. 基于三维地质建模的地热资源潜力评价: 以施甸地热区为例[J]. *地球科学*, 2023, 48(3): 1107–1117.
ZHAO Jie, GUO Qinghai. Geothermal resources evaluation based on 3D geological modeling: The case of Shidian geothermal area[J]. *Earth Science*, 2023, 48(3): 1107–1117.
- [15] 张源, 万志军, 胡淞博, 等. 矿井岩溶热储三维地质建模及地热资源潜力评价[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(8): 3571–3579.
ZHANG Yuan, WAN Zhijun, HU Songbo, et al. 3D geological modeling of mine karst geothermal reservoir and geothermal resources evaluation[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(8): 3571–3579.
- [16] 郭路, 夏岩, 段晨阳, 等. 长庆油田区中深层地热资源储量评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(6): 749–756.
GUO Lu, XIA Yan, DUAN Chenyang, et al. Evaluation of middle and deep geothermal resources reserves in Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 749–756.
- [17] BARCELONA H, SENGHER M, YAGUPSKY D. Resource assessment of the Copahue geothermal field[J]. *Geothermics*, 2021, 90: 101987.
- [18] CROOIJMANS R A, WILLEMS C J L, NICK H M, et al. The influence of facies heterogeneity on the doublet performance in low-enthalpy geothermal sedimentary reservoirs[J]. *Geothermics*, 2016, 64: 209–219.
- [19] PANDEY S N, VISHAL V, CHAUDHURI A. Geothermal reservoir modeling in a coupled thermo-hydro-mechanical-chemical approach: A review[J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 185: 1157–1169.
- [20] 王社教, 李峰, 闫家泓, 等. 油田地热资源评价方法及应用[J]. *石油学报*, 2020, 41(5): 553–564.
WANG Shejiao, LI Feng, YAN Jiahong, et al. Evaluation methods and application of geothermal resources in oilfields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(5): 553–564.
- [21] 黄国疏, 胡祥云, 刘亮, 等. 雄安新区热储物性非均质条件下地热资源潜力评价[J]. *地球科学*, 2024, 49(12): 4576–4592.
HUANG Guoshu, HU Xiangyun, LIU Liang, et al. Geothermal resource evaluation under the non-homogeneous thermal reservoir properties in Xiong'an New Area[J]. *Earth Science*, 2024, 49(12): 4576–4592.
- [22] 杨东辉, 童亨茂, 范彩伟, 等. 莺歌海盆地构造转折界面的确定及其地质意义[J]. *大地构造与成矿学*, 2019, 43(3): 590–601.
YANG Donghui, TONG Hengmao, FAN Caiwei, et al. Determination of the tectonic transformation surface in Yinggehai Basin and its geological significance[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2019, 43(3): 590–601.
- [23] CAO L, JIANG T, WANG Z, et al. Provenance of Upper Miocene sediments in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, northwestern South China Sea: Evidence from REE, heavy minerals and zircon U–Pb ages[J]. *Marine Geology*, 2015, 361: 136–146.
- [24] 姜平, 何胜林, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地LD10区高含CO₂天然气充注期次精细厘定与成藏模式[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1569–1585.
JIANG Ping, HE Shenglin, YANG Zhaoqiang, et al. High CO₂ Natural gas charging events, timing and accumulation pattern in LD10 area of Yinggehai Basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1569–1585.
- [25] 李绪深, 杨计海, 范彩伟, 等. 南海北部海域高温超压天然气勘探新进展与关键技术: 以莺歌海盆地乐东斜坡带为例[J]. *中国海上油气*, 2020, 32(1): 23–31.
LI Xushen, YANG Jihai, FAN Caiwei, et al. New progress and key technologies for high temperature and overpressure natural gas exploration in the northern part of South China Sea: Taking the Ledong slope belt of Yinggehai Basin as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(1): 23–31.

- [26] 郑峰, 宋荣彩, 董贵宇, 等. 莺歌海盆地现今地温场及热结构研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2023, 50(6): 661-672.
ZHENG Feng, SONG Rongcai, DONG Guiyu, et al. Study on present geothermal field and thermal structure in Yinggehai Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2023, 50(6): 661-672.
- [27] 陈杨, 张道军, 张建新, 等. 莺歌海盆地莺东斜坡黄流组轴向重力流水道沉积特征及控制因素[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(2): 91-102.
CHEN Yang, ZHANG Daojun, ZHANG Jianxin, et al. Sedimentary characteristics and controlling factors of the axial gravity channel in Huangliu Formation of the Yingdong Slope Area in Yinggehai Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(2): 91-102.
- [28] 范彩伟, 曹江骏, 罗静兰, 等. 异常高压下海相重力流致密砂岩非均质性特征及其影响因素: 以莺歌海盆地LD10区中新统黄流组储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 903-915.
FAN Caiwei, CAO Jiangjun, LUO Jinglan, et al. Heterogeneity and influencing factors of marine gravity flow tight sandstone under abnormally high pressure: A case study from the Miocene Huangliu Formation reservoirs in LD10 area, Yinggehai Basin, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 903-915.
- [29] 贾茹. 莺琼盆地盖层完整性及与天然气成藏[D]. 大庆: 东北石油大学, 2018.
JIA Ru. The integrity of caprocks and gas accumulation in Yingqiong Basin[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [30] 李超, 罗晓容, 范彩伟, 等. 莺歌海盆地乐东斜坡区乐东A构造储层超压形成机制及其对天然气成藏的启示[J]. 地质科学, 2021, 56(4): 1034-1051.
LI Chao, LUO Xiaorong, FAN Caiwei, et al. Generation mechanism of overpressure and its implication for natural gas accumulation in Miocene reservoir in Ledong A structure, Ledong slope, Yinggehai Basin[J]. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 2021, 56(4): 1034-1051.
- [31] AL-BALDAWI B A. Building a 3D geological model using petrel software for Asmari reservoir, south Eastern Iraq[J]. Iraqi Journal of Science, 2015, 56(2C): 1750-1762.
- [32] OTOO D, HODGETTS D. Porosity and permeability prediction through forward stratigraphic simulations using GPM™ and Petrel™: Application in shallow marine depositional settings[J]. Geoscientific Model Development, 2021, 14(4): 2075-2095.
- [33] 丛淑飞, 周宏, 赵艳, 等. 大民屯凹陷沈水501中深层地热田三维地质建模技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 741-748.
CONG Shufei, ZHOU Hong, ZHAO Yan, et al. 3D geological modeling technology of medium-deep geothermal field in Shenshui 501 geothermal field in Damintun Sag[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 741-748.
- [34] 谢和平, 杨仲康, 邓建辉. 粤港澳大湾区地热资源潜力评估[J]. 工程科学与技术, 2019, 51(1): 1-8.
XIE Heping, YANG Zhongkang, DENG Jianhui. Assessment of geothermal resource potential in the Guangdong-Hong Kong-Macao Greater Bay Area[J]. Advanced Engineering Sciences, 2019, 51(1): 1-8.
- [35] 张禄权, 左银辉, 孙义高, 等. 川中地区栖霞-茅口组地热资源评价探讨[J]. 沉积与特提斯地质, 2023, 43(2): 261-270.
ZHANG Luquan, ZUO Yinhui, SUN Yigao, et al. Geothermal resource evaluation of the Middle Permian QixiaMaokou formation in the Central Sichuan Basin, China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2023, 43(2): 261-270.
- [36] 中华人民共和国自然资源部. 地热资源评价方法及估算规程: DZ/T 0331-2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
Ministry of Natural Resources of the Peoples Republic of China. Specification for estimation and evaluation of geothermal resources: DZ/T 0331-2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.

(编辑 尹淑容)