



海洋深拖电阻率层析成像用于海底水合物法 CO₂ 封存监测

邱宁^{1,2,3,✉}, 路川岳^{1,3}, 潘春梧^{1,3}, 刘彬^{1,3}, 李鹏春^{1,2}, 孙珍^{1,2}

1. 中国科学院南海海洋研究所, 三亚海洋生态环境工程研究院, 热带海洋环境与岛礁生态全国重点实验室, 广州 511458; 2. 南方海洋科学与工程广东省实验室(广州), 广州 511458; 3. 中国科学院大学, 北京 100049

摘要 海底水合物法二氧化碳(CO₂)封存是一种重要的碳排放减少技术, 可以通过提取水合物和封存 CO₂ 来减缓温室效应。然而, 海底水合物在浅海床沉积物中分布不均匀且沉积物厚度较薄, 运用常规地球物理探测方法面临挑战。海洋深拖电阻率层析成像用于海底水合物法 CO₂ 封存监测识别值得深入探讨, 特别是需要通过实验综合评价电阻率层析成像用于不同场景情况下水合物法 CO₂ 封存的不同饱和状态等识别和监测效果。实验结果表明, 海洋深拖电阻率层析成像能够有效识别和定位封存区域的水合物, 监测封存区域内部结构和饱和度等信息。实验分析有助于了解离岸 CO₂ 封存的羽流运移识别跟踪, 评估封存的可行性和安全性, 指导 CO₂ 封存技术的优化和应用, 为实现“碳中和”的“双碳”目标提供科学依据。

关键词 水合物 CO₂ 封存; 监测; 海底深拖; 电阻率层析成像

随着全球气候变化问题的日益严重, 控制温室气体排放和探索新能源的需求越来越迫切。近几年各国开始重视二氧化碳(CO₂)捕集利用与封存(CCUS)研究和经济可行性发展^[1], 例如《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2024)》给出了 CO₂ 地质封存经济可行性研究^[2], 离岸 CO₂ 封存是一种非常有前途的减少 CO₂ 排放的方法^[3]。海洋覆盖了地球表面 71% 的面积, 是陆地表面面积的两倍多。海洋是自然界中最大的碳汇, 其封存潜力超过 2×10^8 t。且海水可以作为 CO₂ 的吸收缓冲层, 其海洋地质封存的环境风险低于陆地封存^[4]。因此, 海洋在全球碳循环中发挥着重要作用, 在减少 CO₂ 排放方面具有不可估量的潜力。特别是海底沉积物, 其在相对高压和低温条件下为 CO₂ 的长期注入提供了大体积和足够的渗透性, 离岸 CO₂ 封存被认为是减少温室气体排放的有效方法。

近年来, 基于固态水合物 CO₂ 方法具有稳定性好、储量巨大、封闭位置分布广等优点, 主要包括 CO₂ 在海洋中的溶解与水合物盖层封闭相结合, 以及 CO₂ 驱替提取用于天然气水合物封存。基于浅层天然气水合物的 CO₂ 封存不仅可以通过 CO₂ 置换实现天然气开采, 还可以封存 CO₂ 以减轻温室效应, 具有可利用地点广、储量大的优点^[5-8]。

许多因素会影响水合物法 CO₂ 封存的埋深, 包括地下地质条件、水合物的稳定性、CO₂ 的压力和温度等。一般来说, 水合物法 CO₂ 存储的埋深通常在几百米到几千米之间。在这个范围内, 地层温度和压力将有助于维持水合物的稳定并持久封存 CO₂。计划埋深取决于具体的地质条件和封存目标, 所以为了确定最佳埋深, 需要进行详细的地质勘探和模拟研究, 以评估地下水合物层的稳定性和封存能力。然而, 海底浅层沉积物中水合物的分布通常是不均匀的, 海底浅部沉积物的厚度较小, 通常在几十米到几百米之间。因此, 海底沉积层 CO₂ 封存泄露监测和预测相比陆上存在很多挑战^[9]。研究有效的海底浅层水合物 CO₂ 封存特征检测和识别方法具有重要意义。

最近提出的一种 CO₂ 封存方法建议在水合物稳定区底部开发固体 CO₂ 水合物, 以实现人为 CO₂ 的安

收稿日期: 2023-12-30 录用日期: 2024-05-08

基金项目: 广东省重大人才工程项目(2019BT02H594), 三亚市科技创新专项(2022KJ CX08), 广东南方碳捕集与封存产业中心开放基金(GDCCUS202203)

第一作者: 邱宁(1980—), 男, 博士, 副研究员, 研究方向为资源环境地球物理, ningqiu@scsio.ac.cn ✉通信作者

全、长期封存。GAUTEPLASS 等^[10]通过实验室实验研究 CO₂ 水合物在含水砂岩中的形成和分解对电阻率的影响,发现 CO₂ 水合物的形成会显著降低含水砂岩的电阻率,且电阻率降低的幅度与 CO₂ 水合物的饱和度成正比。对于人造样品和砂岩,CO₂ 水合物比粘质粉土沉积物更容易形成,水合物饱和度更高。为了在水合物开采期间和开采后保持地层的硬度,REN 等^[11]提出了在水的冰点以下进行 CH₄ 水合物开采和 CO₂ 封存。这将提高地层的力学性能,避免地质灾害。

电阻率层析成像(ERT)是一种较为成熟的地球物理表征方法,由于其对气液饱和度变化产生的电阻率对比显著异常的敏感性,在实际应用中已表现出监测地质 CO₂ 封存的潜力^[12]。ERT 可以利用向储层注入超临界流体所产生的时移电阻率变化,跟踪注入流体的运动和浓度,以及地质密封程度^[13]。ERT 曾应用于法国南部 Rhône 三角洲的一个砂岩充填古河道,探测结果显示,ERT 提供了有价值的高分辨率信息,补充了历史信息、水深、地质和岩石地层数据等现有数据,从而可以确定通道的结构^[14]。三维(3D)井间 ERT 用于监测丹麦西部 Vrøngum 地区的 CO₂ 注入实验,ERT 结果数据能显示 CO₂ 羽流宽度的变化^[15],此外,在丹麦西部的一个野外实验中,使用 ERT 对于浅层含水层中溶解 CO₂ 探测,结果显示可以勾勒出 CO₂ 羽流形状^[16]。在 SECARB Cranfield 封存场地使用 ERT 跟踪地下注入 CO₂ 羽流扩散,显示对 CO₂ 饱和度变化相当敏感^[17]。

海洋地球物理是探索海底结构和资源的最重要工具^[18]。地震勘探在钻探之前可以提供海底地层结构以及地层中流体等性质,有效提高钻井的成功率^[19-24]。然而,地震方法识别地层中流体的饱和度还存在挑战^[23]。相比地震方法,ERT 具有优势包括:1) 流体敏感优势。电阻率对地下流体相对地震成像更敏感;2) 测量距离较近优势。深拖电阻率层析成像相比海面测量,更贴近海底,更接近探测目标体,因此,信号比海面测量要更强;3) 测量效率成本优势。深拖电阻率层析成像相比可控源电磁测量,不用在海底投放电磁接收机(OBEM),测量中发射和接收都在深拖电缆上,走航测量效果更高,也可以实时看到采集数据,这样工作方式可以提高测量效率,同时降低成本优势,适合 CO₂ 封存监测工程项目需要。在所有岩石物性参数中,电性参数对储层中的流体最敏感,将其与地震数据相结合,可改进对深层流体的跟踪识别^[25]。海底水合物与围岩沉积物在电阻率值上也呈现明显差异^[26-33]。COLLETT 和 KUUSKRAA^[34]使用阿奇公式估算了水合物的浓度,Ocean Drilling Program (ODP) Leg 204 也证明了方法可行性^[35]。

因此,可以利用海洋深拖电阻率层析成像来评估和监测水合物法 CO₂ 封存的饱和状态,设计一种水合物封存区特定场景下的电阻率监测方法和技术,不仅有助于了解水合物法 CO₂ 在封存中的行为和分布,评估封存的可行性和安全性,还可以指导 CO₂ 封存技术的优化和应用,为实现可持续碳减排提供重要的科学依据。

1 研究方法

1.1 观测系统

海底浅层沉积物中水合物的分布通常不均匀,且厚度较小,范围通常在几十米到几百米之间。在海上实施电法勘探中经常会遇到挑战,如在海洋环境探测中,进行海底水合物法 CO₂ 封存监测中时,CO₂ 羽流相比围岩地层呈现高电阻率特征,但是高电导特性的海水会成为人工源电流耗散首选通道,导致能够穿透海底深部地层的信号能量衰减,信噪比和分辨率均降低。因此,有必要全面评估海洋深拖电阻率层析成像用于 CO₂ 封存羽流识别效果,以及针对这个目标特征设计改善探测效果的方法。

近海底深拖阵列可以显著降低海水引起的电流耗散,提高观测信号能量强度。海上作业是通过近海底深拖一根长电缆,电缆上布置数个接收器和发射器电极组成观测阵列系统,接收电极数量多于发射电极。通过增加接收电极数量,也可以提高观测信号效果(图1)。

目前海底测量阵列主要包括:垂直电偶极子、水平电偶极子等。其中,在海洋环境中,水平阵列测量比垂直阵列测量的工作效率更高。另外,海底储层通常呈现水平分布特点,水平阵列对这种分布特征更敏感。因此,重点考虑分析利用水平阵列测量方式。

实际海上作业是通过在拖曳电缆上的发射电极发射人工源电流,同时在拖曳电缆上的接收电极上采集电位差来实现测量,使用式(1)计算视电阻率。

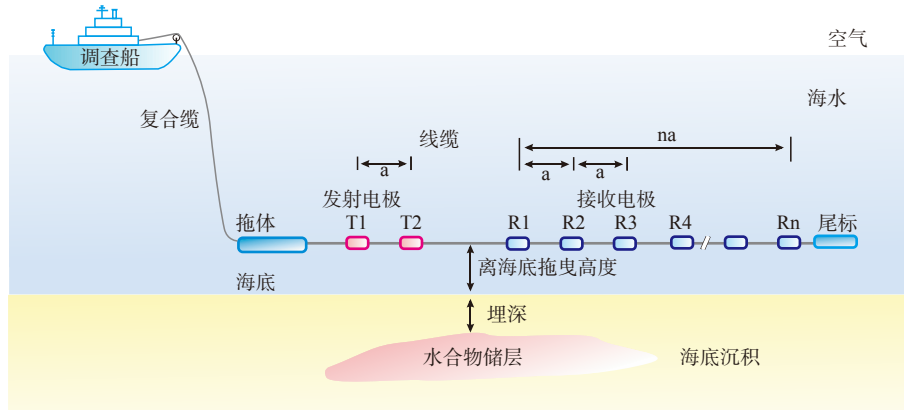


图 1 用于海底水合物法 CO₂ 封存监测的海洋深拖电阻率层析成像系统工作示意图

Fig. 1 Schematic diagram of marine deep-tow ERT for monitoring submarine hydrate CO₂ sequestration

$$\rho_a = k \frac{V}{I} \tag{1}$$

式中：k 为阵列几何系数；V 为电势；I 为电流；ρ_a 为视电阻率。该装置的几何特性与包括导电海水和海底的准空间有关。

采用有限差分生成组合模型网格。将海底结构划分为几个块，使用带有矩形网格的二维模型。有限差分法主要计算矩形网格内节点的电位，矩形网格包括水平和垂直方向的节点。这些区块可能具有可变的电阻率水平。使用高度分割的网格，可以正确地再现复杂的地质特征。

1.2 电阻率层析成像

电阻率层析成像解决了具有不适当和非唯一性质的非线性优化问题，使用式 (2)^[36]。

$$P^r(m, d) = \varphi(m, d) + \alpha S(m) \tag{2}$$

式中：α 为正则化系数；m 为反演电阻率参数；d 为观测数据；S(m) 为稳定函数。

拟合函数可以定义为式 (3)。

$$\varphi(m, d) = \|W_d(d - f(m))\|_2^2 \tag{3}$$

式中：W_d 为数据权重矩阵；f(m) 为关于电阻率模型参数的正演函数。

加权稳定函数可以定义为式 (4)。

$$S_w(m) = W_m S(m) \tag{4}$$

式中：W_m 为灵敏度模型权重矩阵。

稳定函数的伪二次型可以定义为式 (5)^[37]。

$$S_w(m) = \|W_e W_m m\|^2 \tag{5}$$

式中：W_e 是为用于模型参数的运算符。这种稳定函数的定义允许在反演过程中使用许多稳定器。高斯-牛顿最小二乘法通常用于电阻率反演^[38]。

在反演计算中，拟合误差方法用于减少估计值和测量值之间的差异。研究中对模型块体的电阻率进行了调整，以减少估计值和观测值之间的差异。均方根误差 (RMSE) 用于量化这种差异。当 RMSE 误差变化不大时，希望在迭代时选择模型，因为这提供了最佳的反演结果。RMSE 的公式如式 (6) 所示。

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_{c,i} - X_{m,i})^2}{n}} \tag{6}$$

式中：X_{c,i} 是为计算数据，X_{m,i} 是为观测数据，RMSE 误差接受范围是 0.05~0.10。其中 RMSE 误差接受范围是 0.05~0.10。

1.3 饱和度

水合物的饱和度是研究基于水下水合物的 CO₂ 封存的重要指标。电阻率可用于确定水合物的孔隙度和饱

和度^[39], 可以使用钻芯和测井数据来获得用于计算饱和度的经验方程。LEE 等讨论了校正泥质参数在估计水合物饱和度方面的功效^[40]。

LIU 等^[41]对经典的 Archie (阿尔奇) 公式和经验修正公式进行了比较, 他们将 2 个方程产生的理论饱和度和水平与实际钻井结果进行了比较, 研究发现采用粘土校正的电阻率层析成像成功地预测了水合物饱和度。KATRIN 等^[42]使用具有泥质参数的校对方程来估计黑海的水合物饱和度。

海洋沉积物含水饱和度计算通常使用阿尔奇方程^[43]。该方程可用于确定储层中天然气水合物和盐水的量, 方程如式 (7) 所示。

$$S_{gh} = 1 - S_w \quad (7)$$

式中: S_{gh} 为水合物饱和度; S_w 为含水饱和度。

使用阿尔奇方程计算^[43], 如式 (8) 所示。

$$S_w = \left(\frac{a\rho_w}{\varphi^m\rho_f} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (8)$$

式中: m 为胶结系数; n 为饱和系数; a 为岩性系数; ρ_w 为电阻率; φ 为孔隙度; ρ_f 为沉积物电阻率。

PEARSON 等^[44]研究了海底水合物储层中 n 的平均值 (=1.9386) 可以根据现有文献中提供的样本数据进行参考。海底水合物饱和度可根据式 (9) 计算。

$$S_{gh} = 1 - \left(\frac{a\rho_w(1-\rho_f Q_c)}{\varphi^m\rho_f} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (9)$$

式中: Q_c 为粘土的有效电阻率。

方程式如式 (10) 所示。

$$Q_c = \frac{V_c(1-\varphi)}{R_c} \quad (10)$$

式中: R_c 为泥质粘土的电阻率; V_c 为粘土的体积含量。

修正后的方程表示饱和度比标准方程略高。在电阻率反演结果中, 储层包含在背景地层和海水中, 因此必须将这些背景从饱和度计算中删除。式 (10) 用于获得饱和度转换方程, 并且当储层饱和度为零时, 可以计算临界电阻率值。计算公式如式 (11) 所示。

$$\rho_f = \frac{1}{Q_c + \frac{\varphi^m}{a\rho_w}} \quad (11)$$

式中: ρ_f 为沉积物电阻率; Q_c 为粘土有效电阻率; φ 为孔隙度; m 为胶结系数; a 为岩性系数; ρ_w 为电阻率。

2 实验结果

针对监测离岸 CO₂ 水合物分布的封存迁移和扩散的几种典型潜在情况, 主要考虑包括不同的水合物分布埋深和水平延伸扩散。模型参数包括: 1) 近海底深拖测量的高度; 2) 水合物分布的埋深; 3) 水合物分布的水平长度。

2.1 近海底深拖测量高度

测量装置的近海底深拖测量高度是海底水合物分布成像识别的一个非常重要的观测系统参数。表 1 显示了 M1 模型对比使用不同深拖高度测量模型的模型参数。

表 1 M1 模型对比使用不同深拖高度测量模型的模型参数

Table 1 Parameters of M1 models for various configuration deep towed height from the bottom of the sea

模型编号	X	Y	分布厚度/m	分布长度/m	埋深/m	深拖高度/m
M1-1	-500~500	1 300~1 400	100	1 000	100~200	30
M1-2	-500~500	1 300~1 400	100	1 000	100~200	50
M1-3	-500~500	1 300~1 400	100	1 000	100~200	70

在 M1 对比模型中，使用了同线偶极—偶极阵列测量装置，电极间距为 25 m，隔离系数为 8。水合物埋深 100~200 m；水合物分布的长度为 1 000 m；水合物分布的厚度为 100 m；水合物的电阻率为 20 Ω·m；沉积物电阻率为 5 Ω·m；海水电阻率 0.3 Ω·m；测线长度为 5 000 m。该组近海底深拖高度分别为 30 m、50 m 和 70 m。

图 2(d)~2(i) 显示了使用不同深拖高度测量（M1-1、1-2 和 1-3）的电阻率和饱和度成像结果。电阻率成像结果与模型中的存储范围密切一致，表明高电阻率和饱和度范围相似。成像结果中水合物储层电阻率值在 12~18 Ω·m 之间，可以较为准确反映了水合物分布范围，但是识别准确性各不相同。

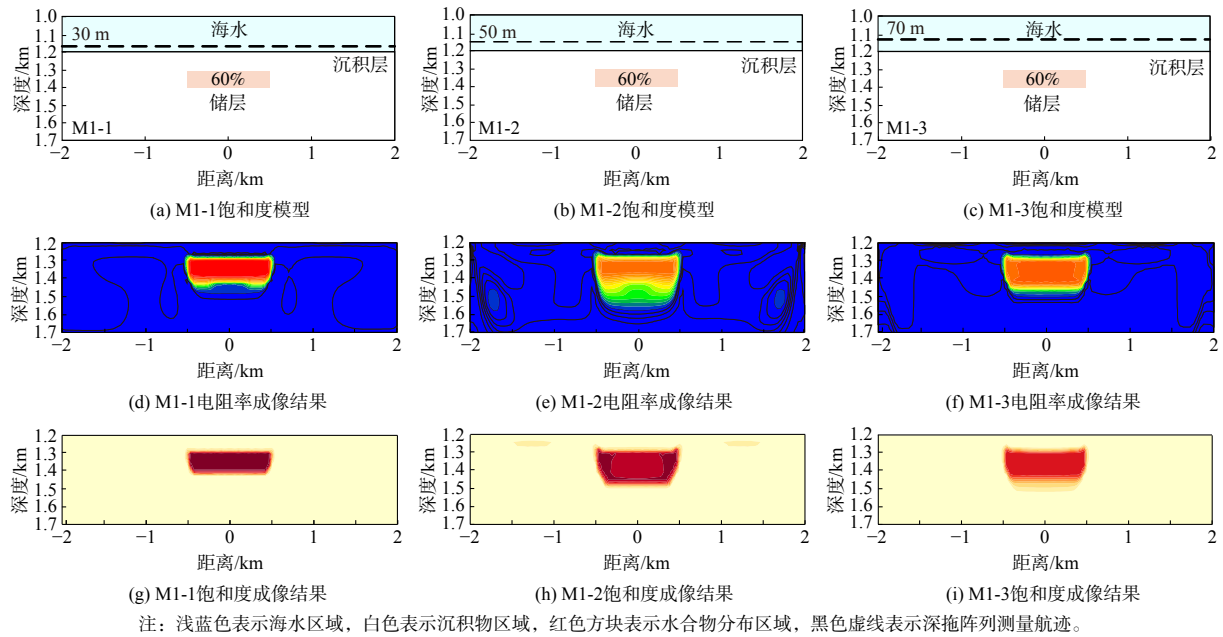


图 2 M1 模型不同深拖测量高度的水合物 CO₂ 封存电阻率和饱和度成像

Fig. 2 Resistivity and saturation of M1 models for various configuration's deep towed height away from the bottom of the CO₂ storage

饱和度成像结果显示，高饱和度区域基本也与水合物分布埋深范围一致（100~200 m）。但是，在各种阵列配置之间有一些细微的变化。对于深拖高度 30 m 和 50 m 的（M1-1 和 1-2）成像结果表明，高电阻率区域的埋深范围（100~170 m）的厚度略微小于真实分布埋深范围（100~200 m），而深拖高度为 70 m 的（M1-3）成像结果显示，高电阻率区域的深度范围（100~225 m）的厚度略微大于真实分布埋深范围（100~200 m）。

2.2 海底 CO₂ 水合物分布埋深

海底水合物 CO₂ 封存埋深也是影响水合物分布成像识别的一个重要参数，本研究对不同水合物分布埋深情况的电阻率和饱和度进行了比较。表 2 显示了 M2 模型中考虑几种不同海底水合物 CO₂ 封存埋深的模型参数。

在 M2 对比模型中，使用了同线偶极-偶极阵列测量装置，电极间距为 25 m，隔离系数为 n=8。水合物

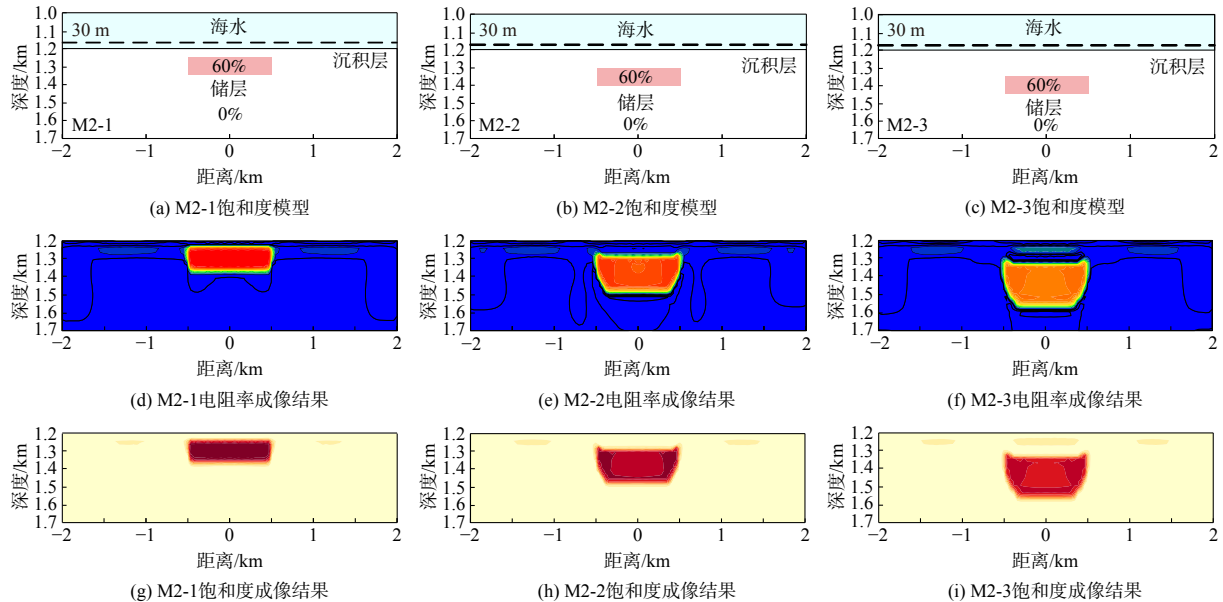
表 2 M2 模型中考虑几种不同海底水合物 CO₂ 封存埋深的模型参数

Table 2 Parameters of M2 models for various buried depth at the top of the storage that needs to be compared

模型编号	X	Y	分布厚度/m	分布长度/m	深拖高度/m	埋深/m
M2-1	-500~500	1 250~1 350	100	1 000	30	50~150
M2-2	-500~500	1 300~1 400	100	1 000	30	100~200
M2-3	-500~500	1 350~1 450	100	1 000	30	150~250

分布长度为 1 km, 水合物分布厚度为 100 m。水合物分布电阻率为 $20 \Omega \cdot \text{m}$, 沉积物电阻率为 $5 \Omega \cdot \text{m}$ 。海水电阻率为 $0.3 \Omega \cdot \text{m}$; 测线长度为 5 km。该组不同的水合物分布埋深分别为 50~150 m、100~200 m 和 150~250 m。

图 3(d)~3(i) 展示了水合物分布不同埋深 (M2-1、2-2 和 2-3) 的电阻率和饱和度成像结果。电阻率成像结果与模型中成像的水合物分布范围基本一致, 即图中所对应高电阻率和饱和度范围。



注: 浅蓝色表示海水区域, 白色表示海洋沉积物区域, 红色方块表示水合物分布区域, 黑色虚线表示近海底深拖测量阵列的航迹。

图 3 M2 模型不同埋深水合物 CO_2 封存的电阻率和饱和度成像

Fig. 3 Resistivity and saturation of M2 models for various buried depths at the top of the CO_2 storage

饱和度成像结果显示, 高饱和度区域基本也与水合物分布范围一致。然而, 这些成像结果也存在各自差异。M2-1 成像水合物分布的埋深 (50~120 m) 最接近真实埋深 (50~150 m)。M2-2 成像的水合物分布埋深 (100~270 m) 也很接近真实埋深 (100~200 m)。M2-3 成像的水合物分布埋深 (150~350 m) 也较接近真实埋深 (150~250 m)。

2.3 海底 CO_2 水合物分布水平长度

海底水合物分布水平长度也是影响水合物分布成像识别需要考虑的重要参数。将电阻率和饱和度数据与具有不同水合物分布水平长度的模型进行了比较。表 3 显示了 M3 模型中考虑几种不同海底 CO_2 水合物分布水平长度的模型参数。

表 3 M3 模型中考虑几种不同海底 CO_2 水合物分布水平长度的模型参数

Table 3 Parameters of M2 models for various reservoir lengths that must be compared in this category

模型编号	X	Y	分布厚度/m	埋深/m	深拖高度/m	分布长度/m
M3-1	-250~250	1 300~1 400	100	100~200	30	500
M3-2	-500~500	1 300~1 400	100	100~200	30	1 000
M3-3	-750~750	1 300~1 400	100	100~200	30	1 500

在 M3 对比模型中, 使用了同线偶极-偶极阵列测量装置, 电极间距为 25 m, 隔离系数 $n=8$ 。近海底深拖高度 30 m; 水合物分布埋深为 100 m; 水合物分布厚度 100 m; 水合物分布电阻率为 $20 \Omega \cdot \text{m}$; 沉积物电阻率 $5 \Omega \cdot \text{m}$; 海水电阻率 $0.3 \Omega \cdot \text{m}$; 测线长度为 5 000 m。该组中的水合物分布水平长度分别为 500、1 000 和 1 500 m。

图 4(d)~4(i) 展示了几种不同水合物分布长度情况 (M3-1、3-2 和 3-3) 的电阻率和饱和度成像结果。电

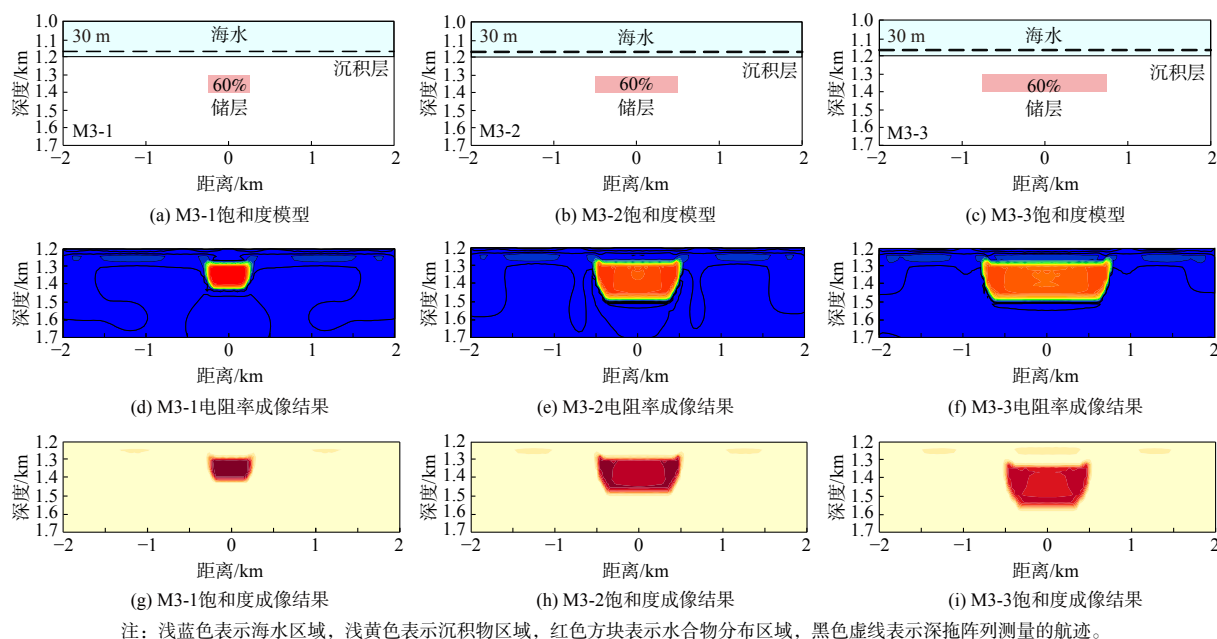


图4 M3模型对比不同水合物分布长度情况的电阻率和水合物饱和度成像结果

Fig. 4 Resistivity and saturation of M3 models for various lengths. light blue indicates seawater, light yellow indicates sediments, gray block indicates storage, and dotted line indicates the track of the deep towed array configuration

阻率成像结果与水合物分布范围基本一致，即呈现高电阻率和饱和度分布范围。

饱和度成像结果显示，高饱和度区域基本也与水合物分布范围一致。然而，在这些不同的模型之间，成像结果仍然存在差异。具体而言，M3-1（分布长度 500 m）成像结果表明水合物分布的埋深（100~218 m）最接近真实埋深范围（100~200 m）。M3-2（分布长度 1 000 m）的成像结果显示分布范围（100~220 m）也很接近真实埋深范围（100~200 m）。M3-3（分布长度 1 500 m）的成像结果显示分布埋深范围（100~290 m）基本接近真实埋深范围（100~200 m）。

3 讨论

3.1 近海底深拖测量高度

在本组对比模型中，通过将反演电阻率和饱和度与真实电阻率和饱和度进行比较，可以清楚地看出，采用 30m 的深拖测量高度成像可以获得最准确结果，即电阻率和饱和度成像结果与真实的电阻率（20 $\Omega\cdot\text{m}$ ）和饱和度（60%）范围最为接近。成像显示的高电阻率和高饱和度区域也与真实范围一致（埋深 100~200 m）。在以上对比模型中，随着深拖测量高度的下降，成像结果的准确性也有所提高。特别是，选用 30 m 的深拖测量高度，成像水合物分布厚度约为 100 m，成像的电阻率值 16 $\Omega\cdot\text{m}$ 也最接近真实值（图 2）。

另外，随着深拖测量高度的降低，反演出来的电阻率成像结果图及饱和度成像图都逐渐趋向于真实模型，成像水合物分布边界也最接近真实边界；而当深拖测量高度超过 50 m 后，反演出来的电阻率成像图及饱和度成像图已较难准确反映原始模型的边界及饱和度。海水电阻率通常低于海洋沉积物，这会影响到海洋电法测量效果。因此，如果测量距离海底太远，产生的电流可能难以穿透沉积物，导致最终测量的数据的幅值较低，进而导致了成像的分辨率与准确性的下降。

3.2 海底 CO₂ 水合物埋深

在本组对比模型中，当水合物分布深度为 50 m 时，成像的高电阻率和饱和度最接近真实值（电阻率 20 $\Omega\cdot\text{m}$ 和饱和度 60%）。成像显示的高电阻率区域也与真实范围一致。此外，成像结果的准确性随着水合物埋深的增加而降低。然而，当水合物分布尺寸保持不变，而水合物分布深度增加时，成像显示水合物分布范围过度扩大，成像电阻率值也偏高（图 3）。

特别注意到,本组对比模型中,成像识别到埋深顶界面(50、100和150 m)基本与真实值接近(50、100和150 m),但是成像识别到埋深底界面与真实值分别有不同偏差,其中M3-1(埋深50~150 m)成像显示底界面(120 m)与真实值(100 m)偏差最小,偏差仅有20 m;而M3-3(埋深150~350 m)成像显示底界面(350 m)与真实值(250 m)偏差最大,偏差达到100 m。即当埋深超过100 m时,反演出来的电阻率成像图及饱和度成像图已较难准确反映原始模型的真实情况;而当埋深超过150 m时,反演出来的结果图已与实际模型出现较大偏差。

因此,当使用海洋深拖电阻率成像来识别海底水合物分布时,成像顶界面一般比较准确,而成像底界面则存在一些偏差,但是可以利用地震等资料联合约束底界面提高整体成像效果。同时,随着水合物分布埋深的增加,通过成像结果识别的水合物分布范围应该小于成像显示范围。为了提高深层水合物分布的识别效率,可以考虑增加测量电极距离以及发射电极和接收电极之间的距离,同时还可以增加发射电流的强度。

3.3 海底CO₂水合物分布水平长度

在本组对比模型中,考虑不同水合物分布水平长度情况,即水合物分布的封存迁移和扩散情况,评价海洋深拖电阻率层析成像效果。当水合物分布长度为500 m时,成像的高电阻率和高饱和度区域也与真实范围一致,成像的电阻率和饱和度最接近原始模型。成像结果的准确性随着水合物分布长度而降低。水合物分布埋深保持不变,而水合物分布长度增加时,成像显示水合物分布范围过度扩大,成像电阻率值也偏高(图4)。

本组对比模型中,成像识别到埋深顶界面(100 m)均与真实值一致(100 m),但是成像识别到埋深底界面(100 m)与真实值分别有不同偏差,其中M3-1(分布长度500 m)成像显示底界面(218 m)与真实值(200 m)偏差最小,偏差仅有18 m;而M3-3(分布长度1500 m)成像显示底界面(290 m)与真实值(200 m)偏差最大,偏差达到90 m。

因此,当使用海洋深拖电阻率成像来识别海底水合物分布时,成像顶界面一般比较准确,但是底界面成像存在一定程度偏差,可以考虑地震资料约束提高水合物底界面成像准确度。

4 结论

1) 深海拖曳电阻率层析成像技术在鉴别和定位水合物封存区方面具有较好的有效性。利用该技术,能够准确识别水合物在封存区的分布情况,并提供内部结构和饱和度等。通过收集和分析电阻率数据,能够监测水合物封存区的电阻率变化特征。这些变化特征可以帮助我们评估封存区的饱和状态,为确定封存区可行性提供重要依据。

2) 本研究对于理解地下封存中CO₂的行为和分布具有重要意义。通过电阻率层析成像技术,能够深入了解CO₂在封存区的扩散和运移,从而评估封存的可行性和安全性,对于优化和应用CO₂封存技术具有指导作用。了解封存区的饱和状态和内部结构有助于封存项目设计规划,提高封存项目作业效率,并确保安全性。为实现可持续的碳排放减少提供了重要的科学依据。通过深入研究水合物封存区的特征和行为,能够更好地理解CO₂的封存机制。

3) 使用海洋深拖电阻率成像来识别海底水合物分布时,顶界面成像通常较准确,但是底界面成像有待改善,钻井、反射地震等资料对底界面识别较为准确的优势,可以考虑多源数据联合识别提高准确率。同时,随着水合物分布埋深的增加,推测的水合物横向分布范围应该小于成像显示范围。为了提高深层水合物横向分布的识别准确度,可以考虑根据目标深度调整观测系统参数,如增加测量电极距离、发射电极和接收电极之间距离、增加发射电流的强度等。

4) 考虑进一步优化数据处理和成像方法,提高海洋深拖电阻率层析成像监测羽流迁移效果。此外,探索与其他监测技术联合进一步提高羽流监测的准确性和可靠性,从而提高监测和管理离岸CO₂封存方面的理解和能力。

参考文献

- [1] LIU G Z, CAI B F, LI Q, et al. China's pathways of CO₂ capture, utilization and storage under carbon neutrality vision 2060[J]. *Carbon Management*, 2022, 13(1): 435-449.

- [2] 蔡博峰, 李琦, 张贤. 中国区域二氧化碳地质封存经济可行性研究—中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2024)[R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 2024.
- [3] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Climate change 2007-Mitigation of climate change: working group III contribution to the fourth assessment report of the IPCC[M]. Cambridge: Cambridge University Press. 2007.
- [4] 张少鹏, 刘晓磊, 程光伟, 等. 海底碳封存环境地质灾害风险及监测技术研究[J]. 中国工程科学, 2023, 25(3): 122-130.
- [5] MERLE S G, EMBLEY R W, JOHNSON H P, et al. Distribution of methane plumes on Cascadia margin and implications for the landward limit of methane hydrate stability[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 531714.
- [6] BECKER K, DAVIS E E, HEESEMANN M, et al. A long-term geothermal observatory across seafloor gas hydrates, IODP Hole U1364A, Cascadia Accretionary Prism[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2020, 8: 568566.
- [7] WANG W, BA J, CARCIONE J M, et al. Wave properties of gas-hydrate bearing sediments based on poroelasticity[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 640424.
- [8] LI XS, XU CG, ZHANG Y, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review[J]. *Applied Energy*, 2016, 172: 286-322.
- [9] LI Q, WU Z S, LI X C. Prediction of CO₂ leakage during sequestration into marine sedimentary strata[J]. *Energy Conversion and Management*, 2009, 50(3): 503-509.
- [10] GAUTEPLASS J, ALMENNINGEN S, ERSLAND G. Storing CO₂ as solid hydrate in shallow aquifers: Electrical resistivity measurements in hydrate-bearing sandstone[J]. *E3S Web of Conferences*, 2020, 146: 05002.
- [11] REN LL, JIANG M, WANG LB, et al. Gas hydrate exploitation and carbon dioxide sequestration under maintaining the stiffness of hydrate-bearing sediments[J]. *Energy*, 2020, 194: 116869.
- [12] LOCHBHLER T, BREEN S J, DETWILER R L, et al. Probabilistic electrical resistivity tomography of a CO₂ sequestration analog[J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2014, 107: 80-92.
- [13] CARRIGAN C R, YANG X, LABRECQUE D J, et al. Electrical resistance tomographic monitoring of CO₂ movement in deep geologic reservoirs[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 18: 401-408.
- [14] MAILLET G M, RIZZO E, REVIL A, et al. High resolution electrical resistivity tomography (ERT) in a transition zone environment: Application for detailed internal architecture and infilling processes study of a Rhône River paleo-channel[J]. *Marine Geophysical Researches*, 2005, 26(2): 317-328.
- [15] YANG X, LASSEN R N, JENSEN K H, et al. Monitoring CO₂ migration in a shallow sand aquifer using 3D crosshole electrical resistivity tomography[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 42: 534-544.
- [16] AUKEN E, DOETSCH J, FIANDACA G, et al. Imaging subsurface migration of dissolved CO₂ in a shallow aquifer using 3-D time-lapse electrical resistivity tomography[J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2014, 101: 31-41.
- [17] CARRIGAN C R, RAMIREZ A L, NEWMARK R L, et al. Application of ERT for tracking CO₂ plume growth and movement at the SECARB Cranfield site[R]. Livermore, CA (United States): Lawrence Livermore National Lab, 2009.
- [18] LIU X P, JIN Z J, BAI G P, et al. Formation and distribution characteristics of proterozoic-lower paleozoic marine giant oil and gas fields worldwide[J]. *Petroleum Science*, 2017, 14(2): 237-260.
- [19] LIU B, SYED W H, CHEN J, et al. Distinct BSRs and their implications for natural gas hydrate formation and distribution at the submarine Makran accretionary zone[J]. *Journal of Oceanology and Limnology*, 2021, 39(5): 1871-1886.
- [20] CAI L, XIAO G, ZENG Z, et al. New insights into marine hydrocarbon geological conditions in the South Yellow Sea Basin: evidence from borehole CSDP-2[J]. *Journal of Oceanology and Limnology*, 2020, 38(4): 1169-1187.
- [21] XU H., ZHANG W., WEI K., et al. Ferroan dolomites in miocene sediments of the Xisha Islands and their genetic model[J]. *Journal of Oceanology and Limnology*, 2018, 36(1): 165-180.
- [22] YU G, JIN H, KONG Q. Study on hydrate risk in the water drainage pipeline for offshore natural gas hydrate pilot production[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 9: 816873.
- [23] GUO Z, WANG X, JIAO J, et al. Rock physics model and seismic dispersion and attenuation in gas hydrate-bearing sediments[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 641606.
- [24] WANG L, LIU H, WANG Z, et al. Reverse time migration of vertical cable seismic data to image hydrate-bearing sediments with high resolution[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 751202.
- [25] STRACK K M. Future directions of electromagnetic methods for hydrocarbon applications[J]. *Surveys in Geophysics*, 2014, 35(1): 157-177.
- [26] ATTIAS E, AMALOKWU K, WATTS M, et al. Gas hydrate quantification at a pockmark offshore Norway from joint effective medium modelling of resistivity and seismic velocity[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 113: 104151.
- [27] COOK A E, PAGANONI M, CLENNELL M B, et al. Physical properties and gas hydrate at a near-seafloor thrust fault, Hikurangi Margin, New Zealand[J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(16): e2020GL088474.
- [28] HAROON A, SWIDINSKY A, HOELZ S, et al. Step-on versus step-off signals in time-domain controlled source electromagnetic methods using a grounded electric dipole[J]. *Geophysical Prospecting*, 2020, 68(9): 2825-2844.
- [29] LIU T, LIU X, ZHU T. Joint analysis of P-wave velocity and resistivity for morphology identification and quantification of gas hydrate[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 112: 104036.
- [30] 陈玉凤, 梁德青, 吴能友. 南海神狐海域水合物对岩心电阻率的影响[J]. 石油地球物理勘探, 2018, 53(6): 1241-1246.
- [31] ZHANG Q, YANG Z, HE T, et al. Growth pattern of dispersed methane hydrates in brine-saturated unconsolidated sediments via joint velocity and resistivity analysis[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 96: 104279.
- [32] DUAN S, HOELZ S, DANNOWSKI A, et al. Study on gas hydrate targets in the danube paleo-delta with a dual polarization controlled-source electromagnetic system[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 134: 105330.
- [33] KEY K. Marine electromagnetic studies of seafloor resources and tectonics[J]. *Surveys in Geophysics*, 2012, 33(1): 135-167.
- [34] COLLETT T S, KUUSKRAA V A Hydrates contain vast store of world gas resources[J]. *Oil and Gas Journal*, 1998, 96(19): 90-95.

- [35] COLLETT T S, LADD J. 19. Detection of gas hydrate with downhole logs and assessment of gas hydrate concentrations (saturations) and gas volumes on the Blake Ridge with electrically resistivity log data[C]// Texas A&M university, college station. Proceedings of the ocean drilling program, scientific results. TX, USA, 2000, 164.
- [36] GUNDOGDU N Y, CANDANSAYAR M E. Three-dimensional regularized inversion of DC resistivity data with different stabilizing functionals[J]. *Geophysics*, 2018, 83(6): E399-E407.
- [37] CANDANSAYAR M E Two-dimensional inversion of magnetotelluric data with consecutive use of conjugate gradient and least-squares solution with singular value decomposition algorithms[J]. *Geophysical Prospecting*, 2008, 56(1): 141-157.
- [38] OLDENBURG D W, LI Y G. Inversion of induced polarization data[J]. *Geophysics*, 1994, 59(9): 1327-1341.
- [39] 王彩程. 含天然气水合物多孔介质的复电阻率特性及饱和度计算模型研究[D]. 青岛: 中国石油大学, 2017.
- [40] LEE M, COLLETT T. A method of shaly sand correction for estimating gas hydrate saturations using downhole electrical resistivity log data[R]. U. S. Geol. Survey 2006.
- [41] LIU J, ZHANG J, MA F, et al. Estimation of seismic velocities and gas hydrate concentrations: a case study from the Shenhu area, northern South China Sea[J]. *marine and Petroleum Geology*, 2017, 88: 225-234.
- [42] SCHWALENBERG K, GEHRMANN R A S, BIALAS J, et al. Analysis of marine controlled source electromagnetic data for the assessment of gas hydrates in the Danube deep-sea fan, Black Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 122: 104650.
- [43] ARCHIE G E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics[J]. *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*, 1942, 146: 54-61.
- [44] PEARSON C F, HALLECK P M, MCGUIRE P L, et al. Natural-gas hydrate deposits-a review of insitu properties[J]. *Journal of Physical Chemistry*, 1983, 87(21): 4180-4185.

(责任编辑:陶雪)

Monitoring submarine hydrate CO₂ sequestration using marine deeptow resistivity tomography

QIU Ning^{1,2,3,*}, LU Chuanyue^{1,3}, PAN Chunwu^{1,3}, LIU Bin^{1,3}, LI Pengchun^{1,2}, SUN Zhen^{1,2}

1. South China Sea Institute of Oceanology, Sanya Institute of Ocean Eco-Environmental Engineering, Key Laboratory of Tropical Oceanography, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 511458, China; 2. Southern Marine Science and Engineering Guangdong Laboratory (Guangzhou), Guangzhou 511458, China; 3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

*Corresponding author, E-mail: ningqiu@scsio.ac.cn

Abstract Submarine hydrate CO₂ sequestration is an important carbon emission reduction technology that can mitigate greenhouse effects by extracting hydrates and storing CO₂. However, the uneven distribution and thin sediment thickness of seabed hydrates in shallow seabed sediments pose challenges to conventional geophysical exploration methods. The use of ocean deep drag resistivity tomography for monitoring and identifying CO₂ sequestration in seabed hydrate method is worth further research. This study proposed the use of resistivity tomography to evaluate and monitor the saturation state of CO₂ sequestration by hydrate method. This study analyzed the data of resistivity tomography and analyzed the characteristics of resistivity changes by considering the different distribution states of CO₂ sealing in the seabed hydrate method. The results indicated that the ocean deep drag resistivity tomography technology could effectively identify and locate hydrates in storage areas, providing important information about the internal structure and saturation of the storage area. The results of this study contributed to understanding the behavior and distribution of offshore CO₂ sequestration, evaluating the feasibility and safety of storage, guiding the optimization and application of CO₂ sequestration technology, and providing important scientific basis for achieving sustainable carbon emission reduction.

Keywords hydrate CO₂ sequestration; monitoring; marine deeptow; resistivity tomography