

引文: 李江涛, 胡高伟, 王任一, 等. 海域天然气水合物开采对疏松砂岩气藏开发技术的借鉴与创新[J]. 天然气工业, 2025, 45(4): 193-202.  
LI Jiangtao, HU Gaowei, WANG Renyi, et al. Innovation of marine natural gas hydrate exploitation based on unconsolidated sandstone gas reservoir development technologies[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(4): 193-202.

# 海域天然气水合物开采对疏松砂岩气藏开发技术的借鉴与创新

李江涛<sup>1,2</sup> 胡高伟<sup>3,4</sup> 王任一<sup>5</sup> 项焱伟<sup>1,2</sup> 纪云开<sup>3,4</sup> 李润彤<sup>6</sup> 张永年<sup>1</sup> 冯大强<sup>1</sup>

1. 中国石油青海油田公司 2. 青海省高原咸化湖盆油气地质重点实验室

3. 自然资源部天然气水合物重点实验室·中国地质调查局青岛海洋地质研究所

4. 青岛海洋科技中心海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室 5. 浙江海洋大学 6. 中国石油西南油气田公司

**摘要:** 海域天然气水合物(以下简称水合物)矿藏多为弱成岩泥质粉砂储层,地质及开采特征与疏松砂岩气藏类似,两者的开采技术关联性强,借鉴疏松砂岩气藏的成熟开发技术对于实现海域水合物商业化开采具有重要的指导意义。为此,分析了水合物藏储层开采地质条件和试采生产特征,明确了制约此类矿藏开采的技术难题,进而借鉴中国石油青海油田公司在近30年疏松砂岩气藏开发中形成的关键技术,创新性提出了解决水合物开采面临的地质工程问题的思路 and 方案。研究结果表明:①水合物藏开采方式的技术突破点在于“井网布控、稳上采下、地热焖层、间歇排采、降压换热、均衡动用”,而开采工艺技术的突破点在于“套管钻井、水下吊钻、造缝注介、转水热解、清砂助排、填料补强、井网锚固”;②水合物藏开采可遵循“温和注热、破立兼顾、缓慢降压、低速开采”“优化井网、循环加热、应力监测、挖潜差层”“智能支撑、钻井先行、材料为重、降本增效”3大开发技术路线。结论认为,疏松砂岩气藏高效开发技术对水合物开采技术的创新、提高、发展均具有实际的启示和借鉴作用,但目前对水合物开发机理的研究和新技术现场试验还不完备,下一步应进一步优选升级、创新完善相关研究工作。

**关键词:** 疏松砂岩气藏; 天然气水合物; 弱成岩储层; 开采方式; 开采技术; 开采技术政策

**中图分类号:** P618.13 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.04.016

## Innovation of marine natural gas hydrate exploitation based on unconsolidated sandstone gas reservoir development technologies

LI Jiangtao<sup>1,2</sup>, HU Gaowei<sup>3,4</sup>, WANG Renyi<sup>5</sup>, XIANG Yiwei<sup>1,2</sup>, JI Yunkai<sup>3,4</sup>, LI Runtong<sup>6</sup>, ZHANG Yongnian<sup>1</sup>, FENG Daqiang<sup>1</sup>

(1. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China; 2. Plateau Saline Lacustrine Basin Oil-Gas Geology Key Laboratory of Qinghai Province, Dunhuang, Gansu 736202, China; 3. Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Natural Resources// Qingdao Institute of Marine Geology, China Geological Survey, Qingdao, Shandong 266237, China; 4. Laboratory for Marine Mineral Resource, Qingdao Marine Science and Technology Center, Qingdao, Shandong 266237, China; 5. Zhejiang Ocean University, Zhoushan, Zhejiang 316022, China; 6. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610066, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.4, p.193-202, 4/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The natural gas hydrate (hereinafter referred to as hydrate) reservoirs in sea areas are mostly weak diagenetic argillaceous siltstone reservoirs, and their geological and exploitation characteristics are similar to those of unconsolidated sandstone gas reservoirs, which means their exploitation technologies are strongly related. Therefore, the mature development technologies for unconsolidated sandstone gas reservoirs are of important guidance significance to the commercial exploitation of hydrate in sea areas. In this paper, the geological conditions and production test characteristics of hydrate reservoirs are analyzed, and the technical bottlenecks restricting the exploitation of such reservoirs are clarified. Then, ideas and plans to solve the geology engineering problems in hydrate exploitation are proposed innovatively by referring to the key technologies formed by PetroChina Qinghai Oilfield Company in the nearly 30 years of unconsolidated sandstone gas reservoir development. The following results are obtained. First, the technical breakthrough of hydrate exploitation mode lies in "well pattern arrangement control, upper stabilization and lower exploitation, reservoir soaking with geotherm, intermittent production, depressurization heat exchange, and balanced production", and the technical breakthrough of hydrate exploitation process lies in "casing drilling, underwater suspension drilling, fracturing for medium injection, water transformation for pyrolysis, sand removal for drainage assistance, packing for strength improvement, and well pattern anchoring". Second, hydrate exploitation shall follow three principal development strategies (mild heat injection, balanced breaking and establishment, slow depressurization, low-speed exploitation; well pattern optimization, cyclic heating, stress monitoring, poor reservoir potential tapping; intelligence support, drilling first, material priority, cost reduction and efficiency improvement). In conclusion, the technologies for the efficient development of unconsolidated sandstone gas reservoirs act as actual enlightenment and reference for the innovation, improvement and development of hydrate exploitation technologies. At present, however, the researches on the mechanisms of hydrate exploitation and the field test of new technologies are incomplete. In the next step, it is necessary to optimization and improvement of research activities.

**Keywords:** Unconsolidated sandstone gas reservoir; Natural gas hydrate; Weak diagenetic reservoir; Exploitation mode; Exploitation technology; Exploitation technological policy

**基金项目:** 国家自然科学基金区域创新发展联合基金项目“南海水合物开采过程储层时空演变规律与声电响应特征”(编号: U24A20612)、国家自然科学基金项目“南海神狐海域水合物储层气-水-水合物三相共存微观机理研究”(编号: 42206233)。

**作者简介:** 李江涛, 1969年生, 正高级工程师, 博士; 主要从事疏松砂岩等复杂气藏高效开发工作。地址: (736202) 甘肃省敦煌市七里镇中国石油青海油田公司。ORCID: 0000-0002-2335-4050。E-mail: ljtgq@petrochina.com.cn

## 0 引言

固态的天然气水合物（以下简称水合物）又称可燃冰，其矿藏的下部或周围通常会存在游离气藏<sup>[1-4]</sup>，而存在于水合物稳定带内的游离气藏也可能伴生水合物资源，这不仅对常规天然气藏勘探具有指导意义，同样对寻找水合物资源具有指导意义。水合物藏和天然气藏两者在成烃、运聚、成藏等地质方面的关联性很大，勘探开发技术可互为借鉴。目前集成的水合物综合勘探技术体系及其成矿、控矿、找矿理论和资源区带评价预测理论，已经借鉴了常规天然气的勘探技术。

青藏高原北部柴达木盆地疏松砂岩气藏属于第四系生物成因高泥质含量、中低渗透率、弱成岩作用气藏<sup>[5-6]</sup>。在第四系冰期和间冰期内，赋存水合物的冻土层经上覆地层持续沉积掩埋，沉降于地层深部。随着温度、压力的持续升高，水合物逐渐分解，产生的天然气经运移和聚集形成疏松砂岩气藏。柴达木盆地疏松砂岩气藏开发过程中存在气井出砂出水、井筒积砂积液填埋、井内套损套变、近井地层亏空降渗、气藏水侵水淹等复杂问题<sup>[7-8]</sup>。例如，涩北一号气田典型出砂气井的砂面速度最高可达 150 m/a，平均产水量可达 13 m<sup>3</sup>/d；气井日产水量与砂面速度呈正相关关系，且随着气井日产水量的增加，井筒砂面速度增大<sup>[7]</sup>。针对上述问题，中国石油青海油田公司通过近 30 年的疏松砂岩气藏开发技术攻关和实践，探索积累了储层岩性、物性、敏感性评价技术，储层增渗、保护与修复措施技术，砂水防控、清排、分离工艺技术，生产测试、调控与维护技术等，支撑了该“沙窝子、水泡子”气田近 15 年年产天然气 50×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 的稳产规模。

水合物是一种资源潜力巨大的低碳清洁能源，初步勘查结果表明，全球大于 90% 的水合物资源分布于海域<sup>[9-11]</sup>，是世界各国都在争取开发的未来潜在能源<sup>[12]</sup>。中国水合物资源丰富，其中南海海域水合物资源量占比超过 80%。其常以块状透镜状或浸染状分布于砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩中，这些沉积物主要是新生代的产物，与上述疏松砂岩气藏类似，储层具有埋存浅、弱固结等特性，水合物试采生产过程存在砂害<sup>[13-14]</sup>、水害<sup>[15]</sup>等问题，制约着此类资源的开发动用。当前，国际上对海域水合物试采主要采用降压法，即通过降低储层压力致使水合物分解为气体和水，从而实现开发动用。尽管在原理上比疏松砂岩生产过程增加了水合物相变

分解及由此带来的储层多场耦合影响，但从已有海域水合物试采情况可以看出，水合物开采宏观上面临的“沙窝子、水泡子”问题以及如何提升产能与开采时间问题，与疏松砂岩气田开采具有相似性。

综上所述，疏松砂岩气藏和海域水合物藏均为弱成岩储层，岩性、敏感性、可塑性、蠕变性相近，仅是天然气的赋存状态有气、固之分。通常情况下，固态的水合物经储层增温、降压分解出游离气后实现原位开采，因而高泥质中低渗透率疏松砂岩气藏配套开发技术对具有相似开发地质条件的低渗透率细粒储层水合物藏开采必然有一定的通用性、关联性和借鉴性。为此，笔者借鉴疏松砂岩气藏多年来的成熟开发技术，聚焦海域水合物藏开发，探讨解决开采所涉及的地质工程问题，以期推进水合物开采技术的创新、提升与进步，加快中国乃至世界开发利用水合物的步伐。

## 1 弱成岩储层特性与开发问题再认识

### 1.1 弱成岩储层敏感性

疏松砂岩气藏储层属于第四系湖相沉积地层，岩心分析结果表明，储层以泥质为主，平均含量为 50.6%，粉砂质平均含量为 26.9%；黏土矿物以伊利石为主，平均含量为 51%，其次为伊利石/蒙脱石混层（平均含量为 22%），绿泥石平均含量为 18%。岩样粒度在粉砂粒级以下，粒度均值为 11.32 μm，中值平均为 8.05 μm，岩样粒度分布频率与粒度累计曲线图如图 1-a 所示。储层平均孔隙度为 30.95%，平均渗透率为 24.32 mD，具有高孔隙度、中低渗透率的特点<sup>[16]</sup>。由于中国南海北部深水一半深水陆架较宽，整体处于粉砂质泥岩和泥质粉砂岩的物源供给区<sup>[17]</sup>，该区水合物多赋存于低渗透率细砂粒储层。南海海域水合物第二次试采区域在水深 1 225.23 m、海底以下 207.8 m 处，该层位岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和粉砂岩，地层平均有效孔隙度为 34.6%~37.3%，平均渗透率为 2.38~6.63 mD，水合物平均饱和度为 11.7%~31.0%<sup>[18]</sup>。珠江口盆地东部水合物储层砂样的粒度主要为 0.5~20 μm，中值粒径为 11.615 μm。细粒（粒径小于 63 μm）的比例大于 90%<sup>[19]</sup>，岩样粒度分布频率与粒度累计曲线如图 1-b 所示。南海海域水合物储层具有埋存浅、固结程度弱等特征，本身即“岩石骨架”的水合物受外界影响易溃散塌陷和无序分解，使得降压法、固态流化法以及联合试采法等开采方法均面临出砂、地

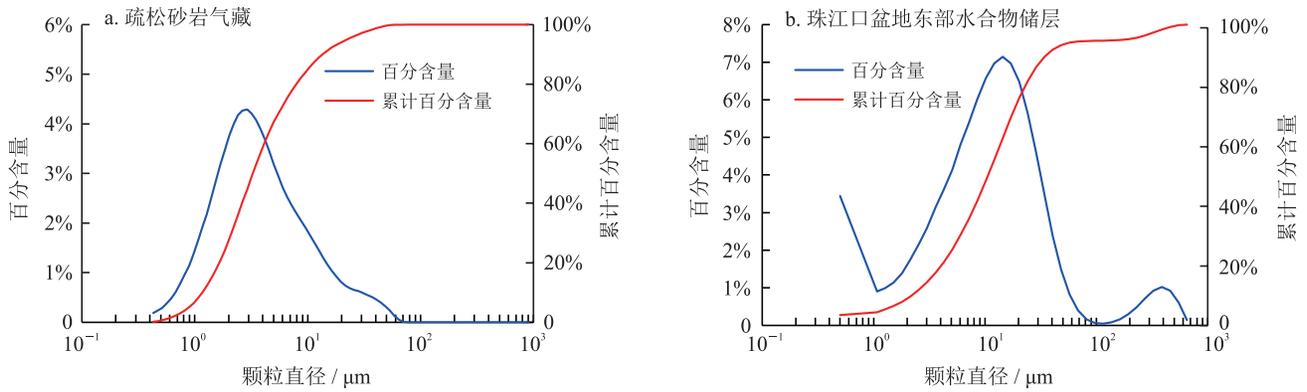


图 1 岩样粒度分布频率图与粒度累计曲线图

(资料来源：图 b 据本文参考文献 [19])

层失稳等风险问题 [20]。

岩心分析实验结果证实，疏松砂岩储层因成岩性差，气藏开采至接近废弃压力时，孔隙度相对值下降大约 10%；随着储层孔隙压力下降，岩样有效压力从 4.98 MPa 增加到 11.12 MPa，渗透率将降至原始值的 1/3 ~ 1/2。水敏实验结果证实，岩样遇地层水线性膨胀量平均为 2.18 mm，部分岩样出砂破碎，强水敏和中等偏强水敏的岩样占比为 50%。速敏实验表现出对水的流速敏感性非常强，临界流速仅在 0.5 cm<sup>3</sup>/min 以下，实验过程中出砂严重，尤其是随着流速的增大，出砂增强，储层岩样易松散。

总之，疏松砂岩气藏和海域水合物藏的储层都以泥质粉砂岩为主，均具有成岩性差、胶结疏松、敏感性高、非均质性强的特点（表 1）。层内泥质纹层和隔层、砂质薄层和夹层、冰层与岩层叠置间互，薄互层之间存在差异化成岩的现象，各类薄层软硬不一、固结强度不同，敏感性也有差异，这些特征也影响着开发技术政策的制定。

表 1 疏松砂岩气藏与水合物藏储层地质特征对比表

储层特征	疏松砂岩气藏	南海水合物藏
岩性特征	泥质粉砂岩为主，成岩性差、胶结疏松、敏感性高	泥质粉砂岩为主，成岩性差、胶结疏松、敏感性高
平均孔隙度	30.95%	34.6% ~ 37.3%
平均渗透率 /mD	24.32	2.38 ~ 6.63
中值粒径 / $\mu\text{m}$	8.050	11.615
水合物饱和度	—	11.7% ~ 31.0%

## 1.2 制约开发生产的技术性问题

### 1.2.1 青海涩北气田

青海涩北气田为典型疏松砂岩气藏，采用降压

方式开发，目前生产中暴露的主要技术难题是随着气藏地层压力下降和水侵水敏加剧，储层骨架颗粒脱落、填隙物移动和孔隙喉道变细，进而引发岩石颗粒松动脱落，造成储层出砂出泥、亏空坍塌、淤堵降渗或蠕变移位，主要表现在以下 4 个方面。

1) 出砂、井壁坍塌与套损：涩北气田 2023 年气井累计出砂量达  $12.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，同比上年增幅 27%，出水气井出砂量为  $8.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，同比增加  $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；砂面上升速度为 118 m/a，同比增加 9 m/a，出水气井出砂尤为严重（图 2）；受出砂加剧影响，井筒内的积砂清除工作量同比增加 69%，亏空地层人工井壁工作量占比为防砂总工作量的 60%；因近井地带坍塌地层挤压套管等原因，套损井数量同比增幅 124%。



图 2 涩北疏松砂岩气田开采过程中出砂照片

2) 气井出水与边水水侵：涩北气田 2023 年日均产水量为  $1.51 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，单井水气比为  $9.45 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ ，同比 2022 年分别上升  $0.355 8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $1.25 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ ；出水井数占总井数的 78%，需要携液助排维持生产的气井占比达 46%；出水气井泡排维护工作量同比 2022 年增加 39%，气举助排工作量增加且效率降低。

3) 低产与储层渗透率降低：涩北气田 2023 年开井率为 83%，单井平均日产气量为  $1.01 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、

平均日产水  $12 \text{ m}^3$ ；气井受出砂、产水、低压影响，低产井不断增加，日产气量小于  $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$  的气井占比 44%，较 2022 年同期上升 5%；因近井带储层应力敏感和淤堵导致渗透率降低，压裂+防砂组合工艺工作量同比 2022 年增加 200%，酸化解堵措施作业工作量同比增幅 16.6%。

4) 低压与压损助排：涩北气田 2023 年地层压力为 5.6 MPa，为原始地层压力的 40.9%；气井井口压力平均为 2.3 MPa，小站外输压力为 1.5 MPa，井口与小站外输压差为 0.8 MPa，气井对系统压力更为敏感；积砂积液加剧，使井筒压损年均增幅 0.15 MPa；气井井口氮气增压气举助排 6 235 井次，工作量同比 2022 年增加 62%。

### 1.2.2 海域水合物藏

海域水合物藏试采主要运用降压的开采方式，虽然开采方式、防砂、钻探等技术取得一些突破，但目前试采案例少，相较于疏松砂岩气藏，水合物藏开采过程中暴露出的产量低、出砂控制难、持续生产难等关键技术问题不够充分，主要案例如表 2 所示，制约其开发生产的重要问题主要表现在以下 3 个方面。

1) 资源品质差：目前已发现的海域水合物大多赋存在深水陆坡区，虽然资源分布广，埋藏浅（1 ~ 400 m），

但是丰度低、多无封闭的构造圈闭，富集规律不清。水合物开采涉及多学科交叉，基础理论尚未根本突破，成藏机理和资源评价方法尚未建立<sup>[21]</sup>，导致资源量估算和“甜点区”圈定有偏差，规模性开采存在风险。

2) 产能预测精度低：受海洋水合物储层埋藏浅、固结弱、未成岩等特征的影响，海洋水合物开采产量低，并且储层中与传热、渗流、变形、相变以及泥砂运移等相关的多物理场耦合行为极为复杂，影响并控制着水合物开发过程中的产能演化特征。对水合物开采储层多场耦合机制的认识不全面，难以实现多场耦合行为精准模拟与分析，给开采产能演化规律预测带来了巨大挑战<sup>[22]</sup>。

3) 安全风险大：依据弱成岩储层特性，可以认识到水合物开采过程中随着储层温度、压力等物理化学条件的改变，储层应力平衡被破坏，同时储层内气水分异会造成含气、含水量增加，进而产生储层扰动、形变、流变等复杂变化。随着水合物藏温压场、应力场的变化，储层内必然出现泄压、冻融、水侵、盐溶等现象，引发储层出砂、淤积、堵塞、蠕变、亏空、坍塌等问题，此外水合物分解过程的不可控将可能引发温室效应等环境灾害<sup>[21]</sup>，给水合物开采带来诸多技术难题和挑战。

表 2 目前海域水合物试采情况简表

年份	试采区域	储层岩性	开采方法	开采时长/d	累计产气量/ $\text{m}^3$	试采结果
2013	日本南海海槽	中粗砂岩	降压法	6	119 000	井筒失稳、出砂终止
2017	日本南海海槽	中粗砂岩	降压法	12	35 000	出砂终止
2017	日本南海海槽	中粗砂岩	降压法	24	200 000	出砂，主动终止
2017	中国南海神狐海域	泥质粉砂岩	降压法	60	309 000	出砂，主动终止
2020	中国南海神狐海域	泥质粉砂岩	降压法	30	861 400	出砂，主动终止

## 2 疏松砂岩气藏开发问题解决与技术启示

经过两轮试采探索，我国海域水合物开发仍处于产业化探索阶段，其长周期开采过程中井网重构与加密、储层亏空、产层淤堵等关键问题仍缺乏系统性认知。疏松砂岩气田开发实践已系统揭示此类特殊气藏在开发过程中面临的关键问题，并形成了一套完整的理论认识体系和技术方法。基于储层地质特征的相似性，针对疏松砂岩气藏开发问题形成的关键技术，可为正处于攻关阶段的海域水合物规模化开

发提供直接技术参考，特别是在井网完善、储层填补、产层增渗、井筒清排以及集采处理等方面具有重要启示价值。

### 2.1 井网重构与加密

疏松砂岩气藏储层平面非均质性严重<sup>[23-25]</sup>，构造不同部位孔渗条件不同、储量分布不均，气水关系不一样。加之开发过程中难以实现均衡配产，各井区采出程度不一致，压降幅度、水侵程度、剩余储量丰度不同。这就造成开发初期的基础井网对气藏储量的控制与动用程度不够充分。为挖潜动用剩余储量，必须重构井网，实施井网加密开发。涩北

气田在1995—2007年完成基础开发井网后井网密度为 $2.1$ 口/ $\text{km}^2$ ,2008—2011年实施一次井网加密后<sup>[26]</sup>,井网密度为 $4.6$ 口/ $\text{km}^2$ ,2012—2023年持续挖潜建产,不断实施加密调整井部署,使井网密度达到 $13.3$ 口/ $\text{km}^2$ (图3-a)。加密井网在进一步提高气藏储量控制和动用程度的同时,遵循针对蠕滑山体的“锚杆和抗滑桩加固”岩土工程原理,气井完井套管均使用高强度钢质管材,采用纤维膨胀水泥浆技术

提高固井质量,井筒类似于锚杆和抗滑桩,实现了对蠕变储层的稳固补强作用。

对水合物藏开发的启示:水合物藏储层更容易发生蠕变滑移,可以按照“滚动开发、加密井网”的开采思路,遵循蠕滑地质体“锚桩加固”工程地质理论,对弱成岩地层开展规模性套管钻井技术,利用多井形成网状骨架结构,使开发井网起到“锚杆和抗滑桩”的作用,以加固水合物蠕变储层。

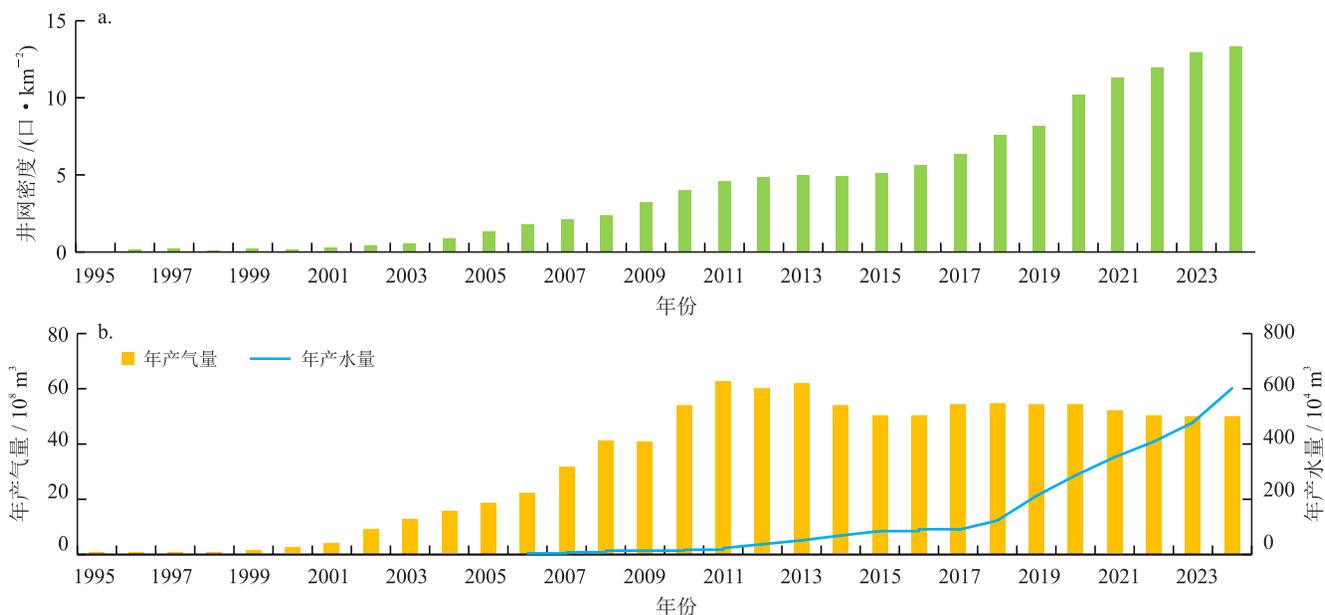


图3 涩北气田历年产气、产水量及井网密度图

## 2.2 储层亏空与填补

疏松砂岩气藏在开发过程中储层产气、出砂、出水,持续泄压造成气藏应力场、渗流场、温压场的变化,特别是近井地带应力集中,储层敏感性增强,流态变化剧烈,出现出砂失稳而亏空,进而引起套损套变。为控制储层出砂亏空,通过纤维复合防砂工艺迭代升级,按照“远端抑砂剂稳砂、近井石英砂固砂”的思路,选用固结强度高、渗透率保留程度好的化学药剂,提高人工井壁压裂充填防砂效果。对于大量出砂的气井,采用割缝管压裂充填防砂技术。其优点为:①通过高压向地层亏空带注入高渗透涂料砂并固结,形成坚固的人工井壁,可以有效阻止地层砂运移;②井筒内不留下任何管件装置,有利于后期补救性防砂或处理作业;③对于机械防砂难以防控的泥质粉细砂层,在较短井段内具有良好的防砂效果;④适用于地层严重出砂的气井和含水量高的出砂气井。

对水合物藏开发的启示:针对水合物藏储层出砂亏空问题,可在开采过程中及时实施人工井壁压裂充填防砂工艺,为实现海上低成本防砂需要,回

填采出砂是必要的。进行采出砂净化、涂胶或与胶结材料混配,再加入支撑填料,以实现“三复合填料”大排量压注于亏空地层。其中低廉的地层亏空填充材料储备和及时均衡的填充材料保量回注铺衬工艺技术储备是关键,也应开展人工井壁高压充填防砂+滤砂管防砂复合工艺试验。

## 2.3 产层淤堵与增渗

疏松砂岩气藏开发过程中因储层水侵、泄压,出现渗流通道泥沙堵塞、孔隙喉道变窄、渗流阻力变大、泄气半径延长、供气不足等问题。压裂防砂一体化技术可改善储层导流能力,扩大气井供气范围,提高单井产能,提高低品质难采储层的动用程度。目前对于涩北气田老井老层和低品质储层的挖潜,主要采用此项技术。通过实践,打破了高泥质弱成岩蠕变地层压裂造缝难、改造效果差的理论束缚。目前,针对水侵区和气水过渡带,通过提高压裂加砂量(由 $100\text{ m}^3$ 提升至 $200\text{ m}^3$ )与优选耐温耐剪切性能稳定的低温耐盐携砂液体系(8‰加量可在4 h内实现快速破胶),大规模压裂后,裂缝纵横向上的延

展范围（垂直缝最大缝高可达 29 m，水平缝最大缝宽可达 86 m，缝长可达 188 m）比普通压裂缝的长、宽、高参数均有大的改善。

此外，针对近井筒储层污染问题，以“高溶垢、低溶砂”为目标，研发无机盐、聚合物与阳离子表面活性剂三重复配的差异化溶蚀配方，体系溶垢率超过 98%，溶砂率低于 10%。筛选“产层堵塞井、低产低效井”开展酸化设计，提高解堵针对性。重复酸化井失效后，再开展小规模压裂替代酸化，提高措施有效率。目前已成功实施水平井 70 余口，打破了井壁坍塌埋井的理论束缚，提高了泄气面积和产气量。

对水合物藏开发的启示：针对水合物藏储层注入热盐水、热气体（空气、氮气等）流动介质的半径和波及体积受限的问题，可在水合物开采早期实施水平井体积压裂+防砂复合工艺，在增加矿体降压法开发泄压范围的同时，增大热激法开发注热波及范围与热交换效率以及置换法开采的体量规模等，从而提高产气量。

## 2.4 井筒填埋与清排

疏松砂岩气藏开发过程中气井产水量递增致使出砂加剧与防砂作业成本增加，需要高效的冲砂工艺以清除井筒内埋填产层的沉砂。针对产层压力系数低、冲砂液易发生漏失的难题，研发了基于连续油管作业的冲砂力强、上返力强、冲砂角度更全面的旋转冲砂喷头和具有屏蔽暂堵作用的低滤失冲砂液体系，同时创新了氮气泡沫冲砂工艺技术，在欠平衡条件下利用特殊泡沫介质进行冲砂作业，减轻了对产层的影响，减少了作业周期和成本，成为气井维护作业的主体工艺技术。

此外，疏松砂岩气田气井筒砂水共存，易造成助排机械砂卡。通过现场探索，最终配套完善和推广了两种主体排采工艺技术：①向井筒内注入起泡剂的泡沫排水采气工艺，通过降低积液相对密度，降低井底流压，提高气井的连续携液能力。该工艺设备简单，施工简便，成本低，见效快，在积液早期的井中得到广泛的应用。②围绕井筒内高泥质浆水状积液，进行无阀管柱连续气举先导试验，不断改进完善，形成站内集中增压气举排水采气工艺技术。

对水合物藏开发的启示：针对水合物藏井筒积砂、积液问题，可以建立井筒冲砂循环通道和配备气举高压动力源，采用泵组和连续油管设施进行井筒正反冲洗和旋流钻采维护作业。同时，为降低海域开采成本，可以利用风浪动能、海水压能或深井压能，

组合常规泡排、气举工艺，研发专用装置，以实现水合物矿层井筒积砂、积液的持续循环助排。

## 2.5 集采排污与处理

疏松砂岩气藏开发过程中，随着气井产出水的增加，地面净化量、排放量增加，产出水的地下回注量也大幅增加<sup>[26]</sup>。涩北气田 2022 年全年累计产水量为  $4\,064.5 \times 10^3 \text{ m}^3$ ，其中回注地层处理  $2\,818.5 \times 10^3 \text{ m}^3$ ，地面蒸发处理  $1\,246.0 \times 10^3 \text{ m}^3$ 。由于达到回注上限，2023—2024 年又新增回注井 11 口，解决产出的  $4\,996 \text{ m}^3/\text{d}$  增量水的处理问题。这些产出水基本回注到了仍保持着原始地层压力的地下含水渗透层内，如果将这些产出水注入到亏空气藏产层，在人工调驱、控窜技术干预下，用于产层补能与驱气，将起到节能、降本、增产等作用。在疏松砂岩气藏外围气水边界带上实施的边水排采降压（图 4）是控水开发的有效实践，为控制边水沿气藏高渗带窜流，采用边外井排水调控的手段，延缓边水推进速度和非均衡突进，控制水线指进、锥进，此项措施证实了构造低部位聚集的边、底水通过排采可以降低水体能量和水侵速度。

对水合物藏开发的启示：①深层高温、高压地层水可作为水合物藏热激法开发的热源和载体，也可利用其天然高压地层能量，喷涌上返回注到水合物储层内，以实现热解，从而降低热激开发导热、传热介质的加热和注入成本费用；②可以在水合物藏储层容易聚集边、底水的低部位，最先开展注热排采，以起到降压开采和疏导藏内积水释放聚气空间的作用。

## 2.6 挖潜差层与增效

在疏松砂岩气田勘探开发实践中，大量高泥质差气层、泥岩段薄层或表外可疑气层的挖潜支撑了增储上产。由于地层水矿化度高、气水过渡带宽、高束缚水及含黄铁矿等影响，差气层和水层电性特征相似，存在判识的困难。通过长期的技术探索与实践，创新薄差层电性响应分析和扩边挖潜技术方法，具有隐蔽性的可疑气层解释技术成为实现可持续开发的稳产主体技术，为调整低品质气层产能部署奠定了基础，近 3 年部署挖潜井超过 300 口，新增产能  $9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，弥补了气田产量递减，支撑了气藏稳产。

对水合物藏开发的启示：水合物以固体形式赋存于矿体中，根据目前的勘探手段和地质认识，矿体内部与纵横向分布非均质性强，富集程度差异大。所以，实现可持续效益开采应考虑以下几点：①由

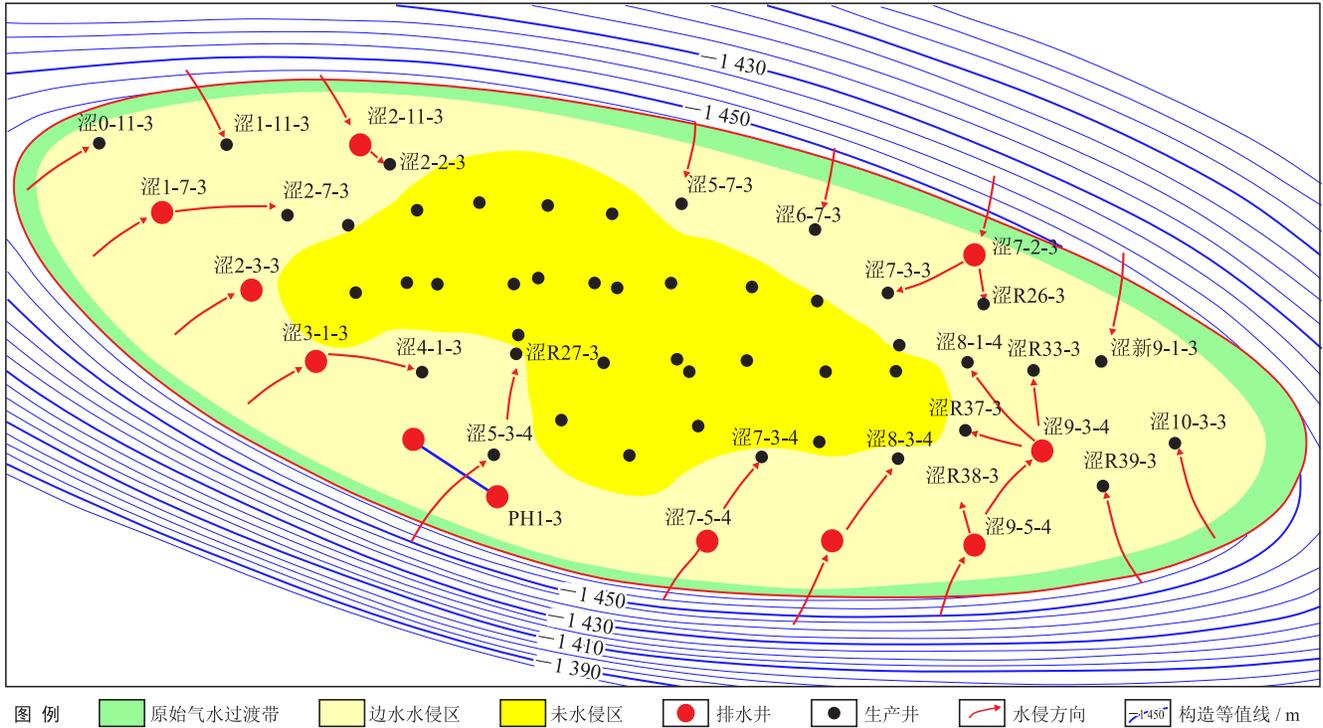


图4 涩北疏松砂岩气藏水侵方向及边部控水井部署图

于高丰度矿层少, 仅针对富集层开采, 靶向确定难。但低丰度的层段普遍分布, 应立足长远, 坚持高、低丰度兼顾, 协同开发, 讲求长远效益, 重视低品位矿层动用, 以低丰度为主, 高低互补, 持续开采。②针对低丰度水合物藏运用固体矿产挖掘式、选矿式的开采方法作业面变化大, 采出效率和效益将会更低, 所以, 创新提出热激法、降压法和置换法的组合, “焖锅”式热解、间歇式混采, 将成为遵循这一特殊矿种自然属性的复合式最优开采方式。并且, 对于长井段厚矿体, 自下至上有序开采用, 力求“采底部、保盖层”更好地规避储层塌陷造成的甲烷逸散风险。③国内外的水合物藏试采中, 并没有遇到储层大面积塌陷、地层失稳滑移等地质灾害, 也未发生水合物大面积分解逸散和泄漏, 造成不可控的或引发温室效应的环境灾害等, 勇于实践是推进水合物规模开采的根本。

### 3 对水合物藏开采技术的借鉴与创新

水合物资源开采过程是一个改变水合物稳定带的热动力学条件、固态水合物分解、发生液态水迁移、天然气产出的耦合复杂过程<sup>[21,27-29]</sup>。目前已经提出和试验的水合物开采方法都存在一定的局限性, 如热激法存在局部加热、热量利用率低、热解速度慢、效率低等局限性<sup>[30]</sup>; 化学法存在试剂费用高、作用缓慢,

易引起环境问题等局限性<sup>[30]</sup>; 置换法存在置换效率低、水合物分解速率慢等问题<sup>[31]</sup>。并且, 水合物属于固体矿藏, 热解和降压分离足够量的游离气需要一定的转化时间和周期, 因此, 此类矿藏采气井持续稳产难、产气量低、地层压力低, 致使井筒举升能力差, 利用地层能量将井下积砂、积液助排上返出井口困难。针对水合物这一特殊矿种, 在攻关开采工艺技术的同时, 应遵循其自身的自然属性, 紧密结合特殊的开发地质条件, 积极借鉴与引入疏松砂岩气藏成熟开采技术, 客观地制定开发技术政策和税收扶持政策, 以实现其规模化商业开采和效益开发。

#### 3.1 开采专项工艺技术借鉴与创新

水合物仅在低温和高压状态下才能稳定存在, 处于敏感的相态平衡之中。有效开采技术应立足于增温和降压, 寻求低成本的物理化学方法, 破坏水合物赋存环境的稳定性、平衡性, 是实现固、液、气转化和分离的基础。廉价实用的钻采工程工艺技术是实现水合物开采的手段。为此, 受疏松砂岩气藏开发技术的启示, 水合物藏主体开采方式和工艺技术可从以下6个方面进行创新。

##### 3.1.1 稳上采下

遵循“矿体顶部不部署注采井, 中下部部署注热井, 底部部署泄压排采井”的原则, 这是稳定上覆盖层, 避免天然气泄漏, 实现安全开发的关键。为

了最大限度地保护水合物藏上部盖层的封闭性，纵向上采取“先下后上”或“采下封上”的开采次序；从便于水合物藏热解融水向下排泄的视角出发，应尽可能在矿层底部或低部位部署排采泄压井。低部位井不仅可作为评价井对矿体边界范围进行评价和地质资料求取，也可以作融水排采泄压井，以促进水合物的降压分解。总体而言，要充分研究水合物藏的开发地质条件，分层段、分井区优化开发顺序和优化井网。

### 3.1.2 套管吊钻

水合物藏储层岩性以弱成岩泥质粉砂岩为主，胶结疏松、强度低、可钻性强，并且多分布于海域水下 1~400 m 浅表地层中。运用套管钻井技术，拓展绳索式钻井取心技术，研发橇装式水下电动吊钻工艺，嵌入人工智能水下机器人技术，并在防漏失钻井液、纤维膨胀水泥浆、连续性高强度管材、砾石充填完井等成熟钻井技术辅助下，配套井口控制、循环装置等，实现低成本开发井网工程。

### 3.1.3 造缝疏导

利用疏松砂岩储层压裂+防砂+解堵复合工艺对水合物矿体进行缝网改造，形成的缝网要便于高温介质进入水合物矿体，提高水合物加温热解的速度，也利于游离气与水渗流排采以及矿体降压分解。压裂液可以使用导热性、储热性好的介质，如高浓度热盐水。缝网支撑材料和亏空地层填充材料可选择灰渣、礁屑、藻粒等廉价复合材料。

### 3.1.4 地热焖层

利用水合物藏深部或近围高温、高压水体的自然能量，通过老井调层上返将深层高温地层水注入通过压裂改造的浅部水合物储层的缝网中，开展焖井、焖层或间井热水缓慢循环，实现热传导和热交换。也就是用廉价的地热能使水合物矿体升温，最终实现水合物的热解。

### 3.1.5 清砂助排

鉴于疏松砂岩气藏气井举升、冲砂技术和连续气举维护作业工艺，必须寻求稳定的高压气源和建立井筒循环通道，以实现助排维持积砂、积液气井正常生产，因而水合物气井专用助排装置的研发，可利用廉价的海域漂浮式风电、光电将空气中的氮气分离出来，再将压缩氮气作为气井助排的高压气源，或考虑海水压能或深井压能。水合物气井的井深较浅，可设计大井眼低磨阻循环举升管柱，大井眼利于冲砂和减少井筒砂卡，便于举升工具组合改进和循环助排。

### 3.1.6 补强锚固

水合物藏井型、井网的优化部署不仅决定着矿体的裂解、热解、泄压、抽采和产能规模，还主导着蠕变性矿体的补强锚固状况。所以，开展地质模型建立和开发数值模拟，应考虑矿藏地质体不同部位、不同井区矿体的强度、硬度及蠕变性、流变性的差异和变化，优化井网加密程度和次序，在矿藏地质体内形成有效的“网状骨架结构”，以阻止柔性弱成岩地层的蠕变、流变和位移。

水合物藏开采可能引发的安全环保问题在小范围的试采实践中并未证实，思想意识上束缚了对水合物实施规模开采的步伐。但是，已经认识到此类矿藏储量的劣质性、储层的非均质性、地质认识的复杂性和艰巨性，以及开采过程中流固热解的漫延性、气水分异的周期性、化学反应的迟缓性等，决定了此类非常规资源的开发有其特定的不同开发方式与专项工艺技术，只有遵循客观存在的地质规律并按照特定的开采技术政策，才能实现水合物的科学开发。

## 3.2 水合物藏开发技术路线的创新与确定

### 3.2.1 温和注热、破立兼顾、缓慢降压、低速开发

水合物藏储层非均质性强，向储层内注入热液后，层内的水合物受隔夹层即薄岩层的影响，不同部位热解速度差异大。温和注热可以增加热交换时间和储层受热体积，促使水合物均衡受热分解，温和注热也可减缓薄岩层骨架快速脱落坍塌，力求实现“冰破岩立”的最佳开采状态。储层实现热传递和热交换达到热解脱气需要一定的时间，受热时间越长脱气越彻底，并且，缓慢降压开采也可以减缓储层骨架颗粒激动而大量脱落。因此，水合物这一矿种固有的地质条件决定了在热激法和降压法开采一体化协同应用时，应遵循“温和注热、破立兼顾、缓慢降压、低速开发”的开采原则。

### 3.2.2 优化井网、应力监测、挖潜差层、循环提率

井网、井型、井距的科学设计与部署是提高开发效果的关键。水合物藏降压和热解开采加剧了储层亏空塌陷及移位的可能，井网合理布控与实施将对蠕变或流变性储层起到补强加固作用。同时井筒管柱受力增强，选择不同部位的井进行应力、温压、产出监测，建立应力场、温压场、流固场等动态地质模型和数值模型，以便于开展气井的完整性和矿藏的流变性监测预测分析。水合物藏富集程度的差异性、低丰度储量的广布性、储层的非均质性等，必然需要不断的差层挖潜和开发调整才能维持可持续

生产的需要。建立注采井组或井排之间的对应关系，进行“直井+水平井”优化组合，形成热液注采循环系统，是提高热液波及效率和提高水合物采收率的基础。所以，“优化井网、应力监测、挖潜差层、循环提率”是实现此类矿种科学开发的关键。

### 3.2.3 智能支撑、钻井先行、材料为重、降本增效

水合物藏多分布在海域和高寒地区，自动化、智能化和高效率、高性能的开采机具是减员增效和实现商业开采的重要手段。针对此类资源占比巨大的海床弱成岩储集层，创新运用套管钻井和吊钻技术，采用强力材质消磁套管，研发水下辅助作业工具，利用海上风电动力及橇装拖船等新工艺新技术是关键。储层压裂改造所需支撑剂和地层亏空人工井壁填料需求量巨大，为降低投入，需要就地取材回填，研发使用廉价海域火山礁、生物礁等碎屑类填料是必要的。还应研发储热性、导热性好的压裂液，并筒清淤冲砂性能好的携砂液等，开展管柱修复补强工艺等研究。因此，“智能支撑、钻井先行、材料为重、降本增效”是实现此类矿种低成本开发的根本。

## 4 结论与建议

1) 疏松砂岩气藏与水合物藏的储层地质特征和开采问题具有相似性与特殊性，开采工艺措施及技术政策具有关联性可借鉴性。

2) 水合物藏开采方式的技术突破点在于井网布控、稳上采下、地热焖层、间歇排采、降压换热、均衡动用，开采工艺技术的突破点在于套管钻井、水下吊钻、造缝注介、转水热解、清砂助排、填料补强、井网锚固。

3) 水合物藏开采可遵循“温和注热、破立兼顾、缓慢降压、低速开发”“优化井网、应力监测、挖潜差层、循环提率”“智能支撑、钻井先行、材料为重、降本增效”这三大技术路线。

4) 疏松砂岩气藏高效开发技术虽然对水合物开采技术的创新、提高、发展都有着实际的启示和借鉴作用。但是，目前针对水合物开发机理性的研究和新技术现场试验还不完备，需要进一步深化疏松砂岩气藏与水合物藏之间可移植技术的优选升级、创新完善和试验研究。

### 参 考 文 献

[1] 陈子归, 姜涛, 匡增桂, 等. 琼东南盆地天然气水合物与浅层气共生体系成藏特征[J]. 地球科学, 2022, 47(5): 1619-1634.

CHEN Zigui, JIANG Tao, KUANG Zenggui, et al. Accumulation characteristics of gas hydrate-shallow gas symbiotic system in Qiongdongnan Basin[J]. Earth Science, 2022, 47(5): 1619-1634.

[2] YE Jianliang, WEI Jianguo, LIANG Jinqiang, et al. Complex gas hydrate system in a gas chimney, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 104: 29-39.

[3] 杜睿山, 黄玉朋, 付晓飞, 等. 基于 SMOTE 和 XGBoost 的天然气水合物与天然气储层识别[J]. 特种油气藏, 2024, 31(5): 11-19.

DU Ruishan, HUANG Yupeng, FU Xiaofei, et al. Identification of natural gas hydrates and natural gas reservoirs based on SMOTE and XGBoost[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(5): 11-19.

[4] 孟大江, 路允乾, 张宝金, 等. 叠前反演技术在天然气水合物储层预测中的应用[J]. 特种油气藏, 2023, 30(2): 51-57.

MENG Dajiang, LU Yunqian, ZHANG Baojin, et al. Application of pre-stack inversion technology in gas hydrate reservoir prediction[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 51-57.

[5] 赵超峰, 周治岳, 田建涛, 等. 疏松砂岩气藏压裂井中微地震监测应用研究——以涩北气田为例[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(5): 1919-1925.

ZHAO Chaofeng, ZHOU Zhiyue, TIAN Jiantao, et al. Borehole microseismic monitoring technology for fracturing in unconsolidated sandstone gas reservoir: A case study from the Sebei Gas Field[J]. Progress in Geophysics, 2020, 35(5): 1919-1925.

[6] 高勤峰, 吴胜利, 任玉林, 等. 多层边水气藏的动态监测技术及效果[J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 56-60.

GAO Qinfeng, WU Shengli, REN Yulin, et al. Dynamic monitoring technology in the development of multi-layer edge water gas reservoirs: A case study from the Sebei Gas Field, Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 56-60.

[7] 李江涛. 柴达木盆地第四系生物成因气藏生聚赋存演化机理与增储挖潜方向[C]//中国能源学会油气地质专委会首届学术大会, 西安: 中国能源学会, 2024.

LI Jiangtao. The evolution mechanism of biogenic gas reservoirs in the Quaternary system of the Qaidam Basin and the direction of increasing storage and tapping potential[C]//Third International Conference on Sustainable Energy Development, Xi'an: China Energy Society, 2024.

[8] 宋伟, 奎明清, 李江涛, 等. 柴达木盆地涩北强水侵气藏稳产关键技术与开发对策[J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 37-45.

SONG Wei, KUI Mingqing, LI Jiangtao, et al. Stable production technologies and development strategies for the Sebei gas pool with severe water intrusion in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 37-45.

[9] 李文龙, 高德利, 杨进. 海域含天然气水合物地层钻井面临的挑战及展望[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 681-689.

LI Wenlong, GAO Deli, YANG Jin. Challenges and prospect of the drilling and completion technologies used for the natural gas hydrate reservoirs in sea areas[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(6): 681-689.

[10] 梁金强, 宁伏龙, 张如伟, 等. 海域天然气水合物勘查开发进展及研究方向[J]. 地质学报, 2024, 98(9): 1-8.

LIANG Jinqiang, NING Fulong, ZHANG Ruwei, et al. Progress and research direction of marine hydrate exploration and exploit[J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(9): 1-8.

[11] 翟诚, 吴迪, 秦冬冬. 天然气水合物注热分解诱发储层变形破坏的正交数值模拟研究[J]. 特种油气藏, 2024, 31(2): 112-119.

ZHAI Cheng, WU Di, QIN Dongdong. Orthogonal numerical

- simulation study of the reservoir deformation damage induced by the thermal injection decomposition of natural gas hydrate[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(2): 112-119.
- [12] 周守为, 李清平, 朱军龙, 等. 中国南海天然气水合物开发面临的挑战与思考[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 152-163.  
ZHOU Shouwei, LI Qingping, ZHU Junlong, et al. Challenges and considerations for the development of natural gas hydrates in South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 152-163.
- [13] 吴能友, 李彦龙, 万义钊, 等. 海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(8): 100-115.  
WU Nengyou, LI Yanlong, WAN Yizhao, et al. Prospect of marine natural gas hydrate stimulation theory and technology system[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(8): 100-115.
- [14] 唐青隽, 李国亮, 胡广文, 等. 粉砂影响下的甲烷水合物相平衡和生成规律实验[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(6): 100-107.  
TANG Qingjun, LI Guoliang, HU Guangwen, et al. Experimental study on methane hydrate phase equilibrium and formation considering silt sand effect[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(6): 100-107.
- [15] 李楠. 注二氧化碳改造天然气水合物藏相关基础研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.  
LI Nan. Fundamental study on the reformation of hydrate reservoirs by CO<sub>2</sub> injection[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [16] 廖丽, 欧宝明, 陈君, 等. 涩北气田疏松砂岩气藏储集层堵塞机理及解堵技术应用[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(1): 100-104.  
LIAO Li, OU Baoming, CHEN Jun, et al. Plugging mechanism and plugging removal technology for unconsolidated sandstone gas reservoirs in Sebei Gas Field[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(1): 100-104.
- [17] 靳佳澎, 王秀娟, 邓炜, 等. 南海北部多类型天然气水合物成藏特征与赋存差异[J/OL]. *地学前缘*, 2024: 1-23[2024-03-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20240417.1239.006.html>.  
JIN Jiapeng, WANG Xiujuan, DENG Wei, et al. Geological controls and differences of multi-types gas hydrate occurrences in the northern South China Sea[J/OL]. *Earth Science Frontiers*, 2024: 1-23[2024-03-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20240417.1239.006.html>.
- [18] YE Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea[J]. *China Geology*, 2020, 3(2): 197-209.
- [19] LIU Changling, MENG Qingguo, HE Xingliang, et al. Characterization of natural gas hydrate recovered from Pearl River Mouth Basin in South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 61: 14-21.
- [20] 王旱祥, 王姣姣, 于长录, 等. 天然气水合物开采关键技术研究现状[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(5): 51-56.  
WANG Hanxiang, WANG Jiaojiao, YU Changlu, et al. Key technologies for natural gas hydrate mining[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(5): 51-56.
- [21] 李清平, 周守为, 赵佳飞, 等. 天然气水合物开采技术研究现状与展望[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 214-224.  
LI Qingping, ZHOU Shouwei, ZHAO Jiafei, et al. Research status and prospects of natural gas hydrate exploitation technology[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 214-224.
- [22] 李彦龙, 吴能友, 王宏斌, 等. 海域天然气水合物储层的多场耦合模式及研究进展[J]. *工程地质学报*, 2024, 32(4): 1355-1366.  
LI Yanlong, WU Nengyou, WANG Hongbin, et al. Multi-field coupling modes during marine natural gas hydrate exploitation and its advancements[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2024, 32(4): 1355-1366.
- [23] 连运晓, 顾端阳, 张勇年, 等. 多层疏松砂岩气藏开发关键技术[J]. *化学工程与装备*, 2019(5): 130-131.  
LIAN Yunxiao, GU Duanyang, ZHANG Yongnian, et al. Key technologies for developing multi-layer unconsolidated sandstone gas reservoirs[J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2019(5): 130-131.
- [24] 李江涛, 项焱伟, 陈汾君, 等. 柴达木盆地涩北气田提高采收率关键技术与发展方向[J]. *天然气工业*, 2023, 43(1): 141-152.  
LI Jiangtao, XIANG Yiwei, CHEN Fenjun, et al. Key technologies and prospect of EGR in the Sebei Gas Field in the Qaidam Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(1): 141-152.
- [25] 孙晨皓, 李军, 董赛亮, 等. 基于拓扑分析的疏松砂岩气藏储层结构和润湿特性评价新方法[J]. *天然气工业*, 2023, 43(10): 94-102.  
SUN Chenhao, LI Jun, DONG Sailiang, et al. A new topology-based evaluation method for reservoir structure and wettability of unconsolidated sandstone gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(10): 94-102.
- [26] 李江涛, 马力宁, 王小鲁, 等. 复杂砂岩气田开发——涩北气田高效开发技术实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.  
LI Jiangtao, MA Lining, WANG Xiaolu, et al. Development of complex sandstone gas fields: Practice of efficient development technology in Sebei Gas Field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.
- [27] 张逸群, 杜红星, 王海柱, 等. 双井周期注 CO<sub>2</sub> 联合降压法开采天然气水合物分析[J]. *天然气工业*, 2024, 44(3): 199-213.  
ZHANG Yiqun, DU Hongxing, WANG Haizhu, et al. Dual-well cyclic CO<sub>2</sub> injection assisted gas hydrate depressurization production[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(3): 199-213.
- [28] 骆汀汀, 张宸毅, 张雨, 等. 胶结型水合物对黏土质沉积物力学特性影响规律[J]. *天然气工业*, 2023, 43(5): 115-128.  
LUO Tingting, ZHANG Chenyi, ZHANG Yu, et al. Influence laws of cemented hydrate on the mechanical behaviors of clayey sediments[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 115-128.
- [29] 黄浩宸, 张逸群, 武晓亚, 等. 基于分子动力学模拟的天然气水合物空蚀作用规律[J]. *天然气工业*, 2023, 43(5): 129-140.  
HUANG Haochen, ZHANG Yiqun, WU Xiaoya, et al. Laws of cavitation effect on natural gas hydrate based on molecular dynamics simulation[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 129-140.
- [30] 欧芬兰, 于彦江, 寇贝贝, 等. 水合物藏的类型、特点及开发方法探讨[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2022, 42(1): 194-213.  
OU Fenlan, YU Yanjiang, KOU Beibei, et al. Gas hydrate reservoir types, characteristics and development methods[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2022, 42(1): 194-213.
- [31] 杜垚森, 冯起赠, 许本冲, 等. 海域天然气水合物试采研究现状及存在的问题[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2018, 45(4): 6-9.  
DU Yaosen, FENG Qizeng, XU Benchong, et al. Research status and existing problems in oceanic gas hydrate trial production[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2018, 45(4): 6-9.

(修改回稿日期 2025-03-03 编辑 罗冬梅)

本  
文  
互  
动