

引文: 曾溅辉, 胡林, 刘亚洲, 等. 琼东南盆地超深水超浅层陵水36-1大气田天然气成藏的关键地质要素: 储盖组合类型[J]. 天然气工业, 2025, 45(6): 54-67.  
ZENG Jianhui, HU Lin, LIU Yazhou, et al. Key geological elements of natural gas accumulation in Lingshui 36-1 ultra-deepwater ultra-shallow giant gas field in the Qiongdongnan Basin: Types of reservoir-caprock assemblages[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(6): 54-67.

## 琼东南盆地超深水超浅层陵水 36-1 大气田天然气成藏的关键地质要素: 储盖组合类型

曾溅辉<sup>1,2</sup> 胡林<sup>3</sup> 刘亚洲<sup>1,2</sup> 宋鹏<sup>3</sup> 董科良<sup>1,2</sup> 罗威<sup>3</sup>  
乔俊程<sup>1,2</sup> 郭潇潇<sup>3</sup> 余汉文<sup>3</sup> 强宜<sup>1,2</sup> 马士彪<sup>1,2</sup> 魏吉光<sup>1,2</sup>

1. 油气资源与工程全国重点实验室 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院 3. 中海石油(中国)有限公司海南分公司

**摘要:** 超深水超浅层天然气资源量大,是目前海域天然气勘探开发的现实领域,但该类天然气资源具有埋藏浅、气源多样、分布广、储层固结性弱、封盖机理不明等特点,天然气勘探开发过程中储盖组合有效性评价是该领域的前沿科学难题。为此,以琼东南盆地陵水36-1大气田为例,通过测井、地震、岩石学、矿物学以及层序地层学,分析了储盖层岩性、物性特征及其分布规律,进而划分出不同类型的储盖组合,然后结合模拟实验结果,探讨不同储盖组合对天然气成藏的影响,提出了超深水超浅层天然气成藏模式。研究结果表明:①第四系乐东组储层岩性以粉砂质沉积物为主,颗粒之间呈现出游离式一点接触,属于特高孔隙度、特高一高渗透率储层;盖层以泥质沉积物和天然气水合物为主,顶部发育一套区域盖层。②基于四级层序划分,可将乐三段地层划分为5套主要储盖组合,根据储盖层类型和孔隙度差值,可划分弱封型、中封型、强封型和含天然气水合物复合型共4种储盖组合类型。③含天然气水合物复合型储盖组合的含气性整体高于单一储盖组合;在单一储盖组合中,强封型和中封型的含气性明显优于弱封型;而多套储盖组合通过叠加补偿效应增强了盖层的封闭性。④天然气发生垂向运移时,多套储盖组合产生多级水坝拦截效应,底部天然气富集;天然气发生侧向运移时,通过优势砂体输导,构造高点和优质储盖组合中天然气富集。结论认为,超深水超浅层陵水36-1大气田具有“双源供烃、优势输导,储盖组合类型控制含气性,叠加效应增强封闭性,晚期动态成藏”的成藏特征,该认识有望为中国海域超深水超浅层油气资源的高效勘探开发提供参考和借鉴。

**关键词:** 琼东南盆地; 超深水; 超浅层; 乐东组; 天然气水合物; 储盖组合; 含气性; 成藏模式

中图分类号: TE122 文献标识码: A DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.06.005

### Key geological elements of natural gas accumulation in Lingshui 36-1 ultra-deepwater ultra-shallow giant gas field in the Qiongdongnan Basin: Types of reservoir-caprock assemblages

ZENG Jianhui<sup>1,2</sup>, HU Lin<sup>3</sup>, LIU Yazhou<sup>1,2</sup>, SONG Peng<sup>3</sup>, DONG Kelian<sup>1,2</sup>, LUO Wei<sup>3</sup>,  
QIAO Juncheng<sup>1,2</sup>, GUO Xiaoxiao<sup>3</sup>, YU Hanwen<sup>3</sup>, QIANG Yi<sup>1,2</sup>, MA Shibiao<sup>1,2</sup>, WEI Jiguang<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 3. Hainan Branch of CNOOC Co., Ltd., Haikou, Hainan 570100, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.6, p.54-67, 6/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Abundant natural gas resources in ultra-deepwater ultra-shallow reservoirs are currently a practical field for natural gas exploration and development in sea areas. However, this type of natural gas resource has the characteristics of shallow burial, diverse gas sources, wide distribution weak consolidation, and unknown sealing mechanisms, which makes the availability evaluation of reservoir-caprock assemblage in the process of natural gas exploration and development a cutting-edge scientific challenge in this field. Taking the Lingshui 36-1 giant gas field in the Qiongdongnan Basin as an example, this paper analyzes the lithology, physical properties and distribution patterns of reservoirs and cap rocks on the basis of logging, seismic, petrology, mineralogy and sequence stratigraphy. Then, the reservoir-caprock assemblages are classified. Finally, based on the simulation experimental results, the influences of different reservoir-caprock assemblages on natural gas accumulation are discussed, and the accumulation model of ultra-deepwater ultra-shallow natural gas is established. The following results are obtained. First, the Ledong Formation reservoir is lithologically dominated by silty sediments with particles contacting in the free-point pattern, and it is an extra-high porosity and extra-high and high permeability reservoir. The caprocks are dominated by argillaceous sediments and natural gas hydrates, with a set of regional caprocks developed at the top. Second, based on fourth-order sequence division, the 3<sup>rd</sup> member of Ledong Formation (Le 3 Member) is divided into five reservoir-caprock assemblages, which are classified into four types according to the reservoir and caprock types and porosity difference, namely weak sealing type, moderate sealing type, strong sealing type, and natural gas hydrate bearing complex type. Third, the gas content of natural gas hydrate bearing complex reservoir-caprock assemblage is overall higher than that of single reservoir-caprock assemblage. Among the single reservoir-caprock assemblage, the gas content of strong sealing type and moderate type is greatly higher than that of weak sealing type. Multiple sets of reservoir-caprock assemblages enhance the sealing capacity of cap rocks through a superimposed compensation effect. Fourth, when natural gas migrates vertically, multiple sets of reservoir-caprock assemblages generate a dam interception effect, resulting in the enrichment of natural gas at the bottom. In the process of lateral migration, natural gas transports through predominant sand bodies to get enriched in the structural highs and quality reservoir-caprock assemblages. In conclusion, the Lingshui 36-1 ultra-deepwater ultra-shallow giant gas field has the hydrocarbon accumulation characteristics of "dual-source hydrocarbon supply, predominant transport, type of reservoir-caprock assemblage controlling gas content, superimposed effect enhancing sealing capacity, and dynamic hydrocarbon accumulation in the late stage". The research results provide reference and guidance for the efficient exploration and development of ultra-deepwater ultra-shallow oil and gas resources in the sea areas of China.

**Keywords:** Qiongdongnan Basin; Ultra-deepwater; Ultra-shallow; Ledong Formation; Natural gas hydrate; reservoir-caprock assemblage; Gas content; Hydrocarbon accumulation model

**基金项目:** 国家资助博士后研究人员计划项目“基于人工智能的超深层断控缝洞型碳酸盐岩油气成藏主控因素定量研究”(编号: GZC20242002)、中国石油大学(北京)科研基金资助项目“斜坡带原油混合作用对分子成熟度参数的影响机制及其成藏史重建指示作用”(编号: 2462024XKBH005)、国家自然科学基金青年基金项目“非稳态充注过程中致密砂岩微米-纳米孔喉系统天然气运移微观动力机制研究”(编号: 42302144)、中央高校基本科研业务经费项目“基于孔隙-岩心-一砂层多尺度耦合的致密砂岩气充注动力学机制及其富集效应研究”(编号: 2462023BJRC012)。

**作者简介:** 曾溅辉, 1962年生, 教授; 主要从事含油气盆地地质流体与油气成藏机理方面的研究工作。地址: (102249)北京市昌平区府学路18号。ORCID: 0000-0003-1000-2205。E-mail: zengjh@cup.edu.cn

**通信作者:** 刘亚洲, 1993年生, 博士; 主要从事油气藏形成机理与分布规律方面的研究工作。地址: (102249)北京市昌平区府学路18号。ORCID: 0009-0007-4332-9040。E-mail: maxliuyzh@163.com

## 0 引言

超浅层、浅层油气藏的勘探与开发成本相对较低,一直以来都是油气勘探领域的重要发展方向。关于超浅层、浅层油气藏的深度划分界限,在不同的区域标准也不同。其中,在中国东部陆上断陷盆地中,埋深小于2 000 m的油气藏被定义为浅层油气藏<sup>[1]</sup>;在西部陆内克拉通盆地中,埋深小于4 500 m的油气藏被定义为中浅层油气藏<sup>[2-3]</sup>。对于海上油气藏来说,现有研究认为,水深超过1 500 m、埋深小于300 m的地层中赋存的天然气定义为超深水超浅层天然气,超深水超浅层天然气藏具有埋藏浅、固结性弱、气源多样、分布广等特点<sup>[4-5]</sup>。

近年来,中国的超浅层—浅层气藏勘探工作持续推进。在陆地上,柴达木盆地三湖地区及东部的杭州湾地区已有规模浅层气藏发现<sup>[6-9]</sup>。其中,柴达木盆地第四系生物气藏储层为中—低有机碳含量(0.20%~1.68%)的弱固结泥岩<sup>[10]</sup>;杭州湾地区浅层生物气藏储层为中—粗砂质沉积物,盖层为粉砂质黏土,两者渗透率数值相差3个数量级,为生物气有效聚集提供了保障<sup>[11]</sup>。对于海上油气藏而言,有学者统计了全球海上埋藏深度小于500 m的气田,发现80%分布在浅水区,且90%地质储量不超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,而深水区仅有两个气田投入生产<sup>[5]</sup>。近年来,中海石油(中国)有限公司在琼东南盆地发现中国首个超深水超浅层大型气田——陵水36-1气田,天然气探明地质储量超过 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,标志着我国超深水超浅层天然气勘探取得重大突破。

目前,超深水超浅层天然气储盖组合有效性评价是深水油气勘探领域的前沿科学难题。传统评价方法中,层序地层学侧重于沉积岩性特征的定性描述<sup>[12-15]</sup>;测井手段虽能实现局部储集性—封闭性定量评价,却受限于数据密度与空间预测能力,难以有效揭示超浅层独特的动态封闭机制。其科学挑战集中体现于两方面:①超浅层储—盖系统处于同生成岩阶段<sup>[4]</sup>,沉积物颗粒以游离/点接触为主,常规测试方法难以实现<sup>[16-18]</sup>,导致储层储集性与盖层封闭性的定量评价失效;②未固结沉积物中,单一储盖系统和多套储盖系统的封闭机理不明确。因此,明确超深水超浅层储盖组合类型、分布、含气性差异及其封闭性机理,对超深水超浅层天然气藏勘探开发具有重要意义。

为此,通过测井、地震、岩石学、矿物学以及层序地层学分析,对琼东南盆地陵水36-1气田储层和盖层岩性、物性及空间分布规律研究,划分出不同

类型的储盖组合。在此基础上,开展不同储盖组合条件下的未—弱固结沉积物盖层封闭能力评价模拟实验以及天然气二维物理模拟实验,探讨不同储盖组合对天然气成藏的影响,并进一步总结陵水36-1气田超浅层天然气成藏模式,以期为超深水超浅层天然气勘探提供方法借鉴。

## 1 地质背景

琼东南盆地是中国南海北部被动大陆边缘伸展构造背景上发育的新生代裂陷盆地,整体呈北东—南西向展布<sup>[19]</sup>。盆地面积约 $8 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,水深80~3 000 m,深水区(水深大于300 m)约占盆地总面积的60%。受控于南海陆缘扩张,太平洋板块、印支地块旋转等区域构造的相互作用,盆地整体呈现出“南北分带、东西分块”的构造格局(图1a),自北向南依次划分为北部坳陷、中部隆起、中央坳陷、南部隆起等4个一级构造单元,中央坳陷进一步可划分为乐东凹陷、陵水凹陷、松南凹陷及宝岛凹陷等多个二级构造单元。

新生代以来,琼东南盆地主要经历了始新世断陷期、渐新世坳断期、早中新世断坳期与中中新世以来坳陷期等4期构造演化阶段<sup>[20]</sup>。不同构造时期盆地沉积环境不同:始新世断陷期为湖相沉积;渐新世坳断期主要为滨浅海相沉积,发育一套煤系及海相烃源岩,为盆地主要烃源岩<sup>[21]</sup>;早中新世断坳期主要为浅海相沉积,发育大型辫状河三角洲、(扇)三角洲砂体,为盆地中深层成藏层系;中中新世以来坳陷期主要为浅海—半深海沉积,发育黄流组及莺歌海组海相泥岩<sup>[22-24]</sup>。

第四系乐东组盆内主要为深海泥岩沉积,局部发育重力流沉积,是超浅层天然气勘探的主要储集体<sup>[25-26]</sup>。乐东组分为3个三级层序及9个四级层序(图1),其中乐东组三段(以下简称乐三段)为研究的主要目的层系。

## 2 储盖组合类型及其特征

研究区关于天然气成因已经开展过大量研究,其主要来自深部热成因气和浅部生物成因气<sup>[5,27-31]</sup>,为一典型的双源供烃形成的规模性天然气藏。其中,有些地区储层物性好却表现出含气性差,因此需要考虑盖层品质,良好的储盖组合关系是形成有效圈闭的必要条件,最终影响天然气的富集。

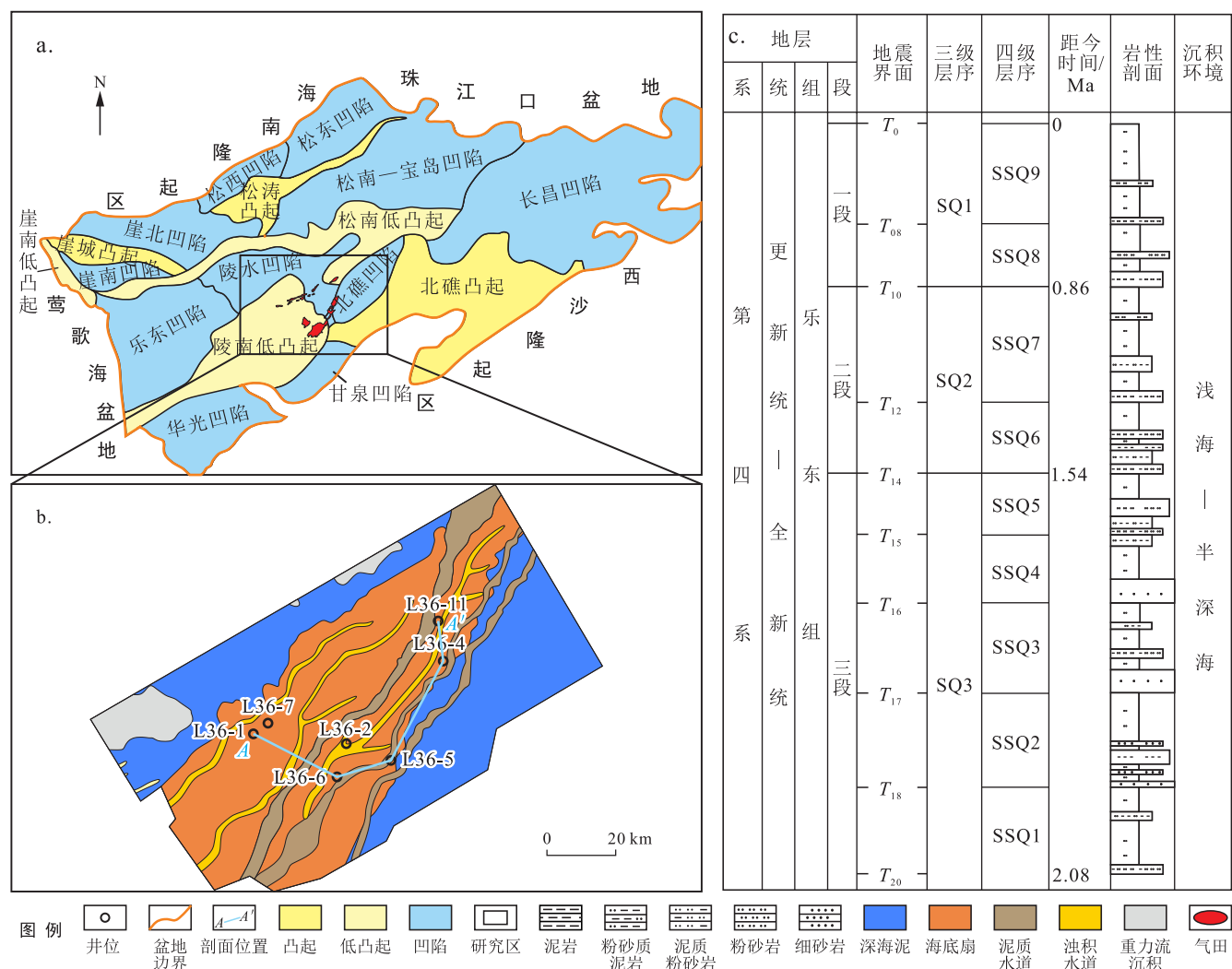


图 1 琼东南盆地构造图

## 2.1 储层特征

陵水 36-1 气田位于琼东南盆地陵南低凸起之上，气藏位于深水（1 500 m 以下）海底浅层 200 ~ 300 m 未成岩地层之中。第四系乐东组沉积时期主要发育北东—南西向展布的大型深水海底扇，该时期为海底扇发育的鼎盛时期，粒度较粗物性较好<sup>[5]</sup>。储层岩性整体上相对单一，以粉砂质沉积物和含泥粉砂质沉积物为主，少量细砂质沉积物，矿物组成上以石英为主（图 2a）。由于地层埋藏浅，目前仍处于未—弱成岩阶段，储层物性好。根据岩心和壁心实测数据表明孔隙度为 25.9% ~ 43.8%，平均值为 38.7%，渗透率为  $(20.1 \sim 2\,830.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为  $613.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，整体上以特高孔、特高一高渗储层为主（图 2b）。储层的储集空间主要为原生粒间孔隙、粒内孔隙和晶间孔，部分可见生物碎屑（图 3）。粒间孔隙大小在 10 ~ 30  $\mu\text{m}$ ，晶间孔隙一般小于 5  $\mu\text{m}$ ，生物体腔一般在 200 ~ 300  $\mu\text{m}$ 。乐东

组储层颗粒整体上以游离式一点接触式为主，棱角一次棱角状，分选性较差。依据岩性描述和测井响应对研究区内单井乐东组进行储、盖层划分，结合北东—南西向连井剖面来看，砂体厚度向上逐渐减薄，但连续性增强（图 4）。乐东组上部砂体覆盖区域广、厚度适中，有利于油气运移和聚集成藏。

## 2.2 盖层类型及其特征

根据岩性差异性划分是盖层分类的常用方法，通常情况下膏盐类盖层由于几乎不具有孔隙且韧性最强是质量最好的盖层，而泥质沉积物盖层是最为广泛发育的盖层。陵水 36-1 气田处于低温、高压环境，基于测井解释和岩心观察，该地区主要发育泥质沉积物和天然气水合物两类不同类型盖层（图 4）。

### 2.2.1 泥质沉积物盖层特征

研究区泥质沉积物盖层类型主要为深海相泥岩，岩性主要以含泥粉砂质沉积物和泥质沉积物为主。



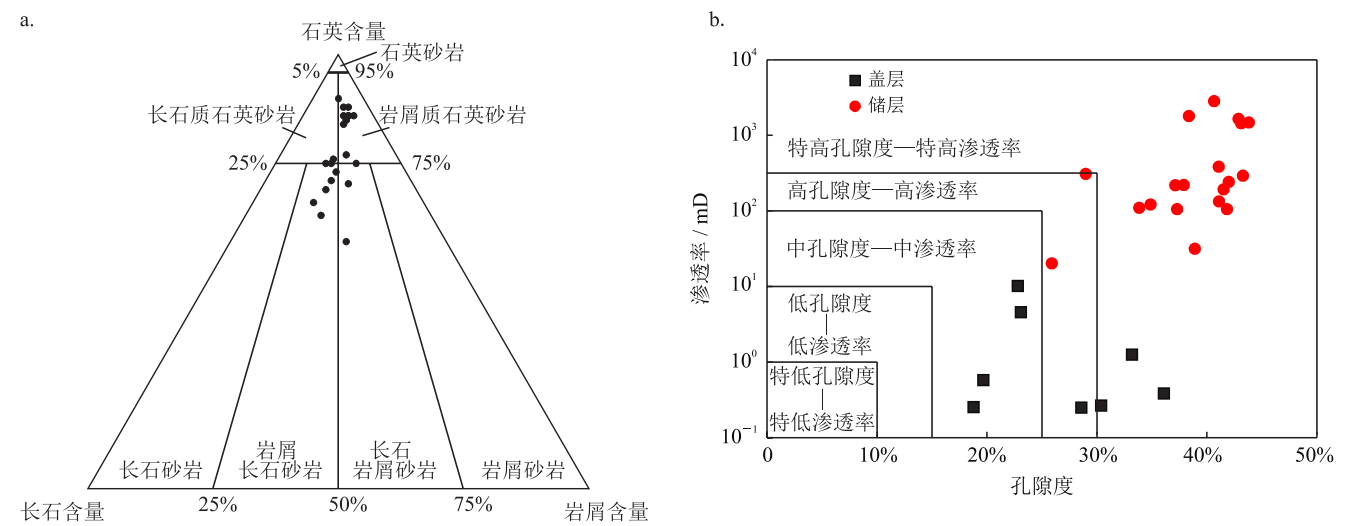


图 2 陵水 36-1 气田乐东组储层与盖层特征对比图

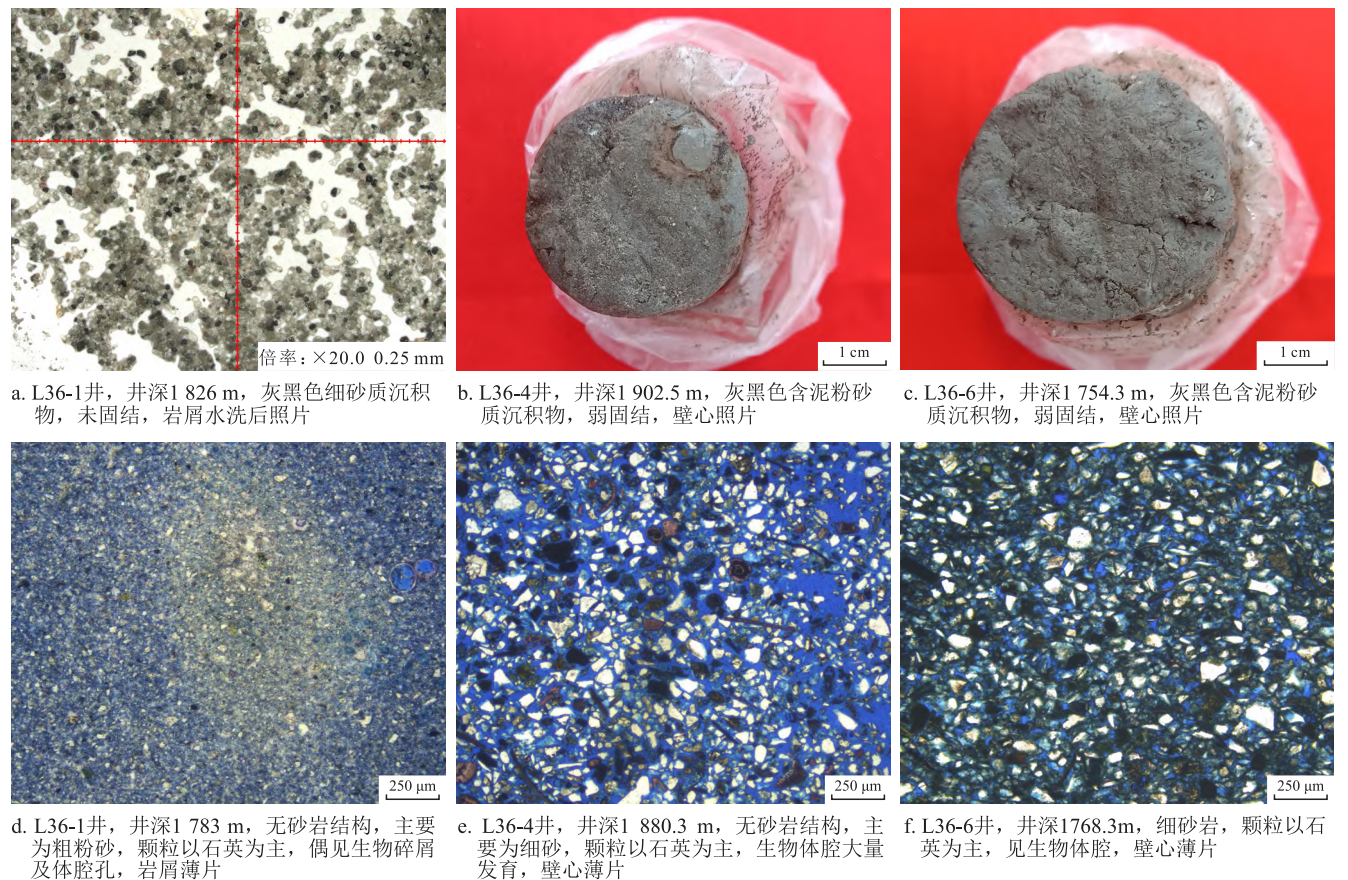


图 3 陵水 36-1 气田乐东三段储层与盖层岩样及微观特征照片

黏土矿物组成上以伊利石和伊 / 蒙混层为主，占比 70% ~ 80%，高岭石和绿泥石次之。由于泥质含量较高且粒度偏细，其物性相对于储层较差，基于岩心和壁心实测数据表明孔隙度为 18.8% ~ 36.1%，平均值为 26.6%，渗透率为  $(0.25 \sim 10.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为  $2.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，整体上为中—高孔隙度、

特低—低渗透率物性（图 2b）。结合连井剖面来看，研究区多发育厚度不大的局部盖层，具有一定厚度且连续性好的区域盖层位于乐三段顶部（图 4）。

2.2.2 天然气水合物类盖层特征

天然气水合物的发育主要受气源、温压条件及孔隙水等因素的影响。研究区双源供烃充足，中部和东

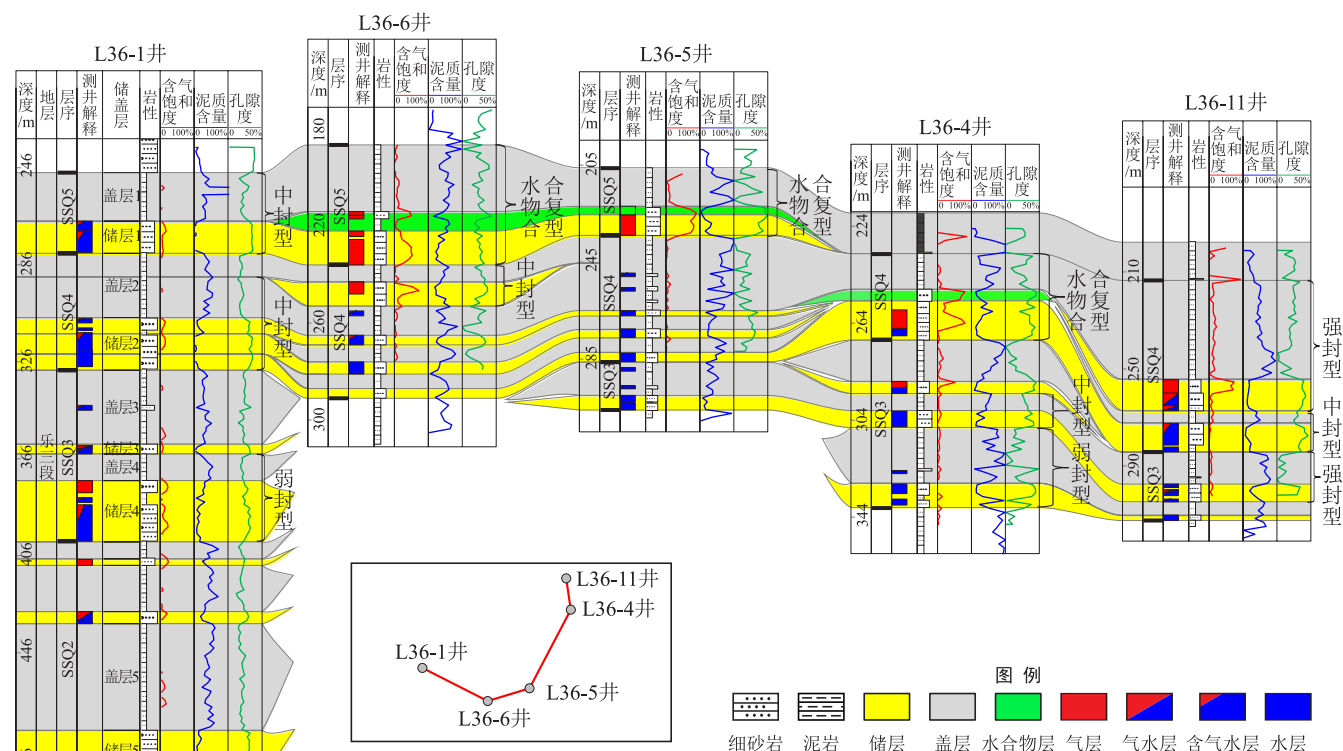


图 4 陵水 36-1 气田东北—南西向连井剖面图

部（低温常压）砂体储层物性好且连续分布，为天然气水合物的发育提供了良好的条件。研究区 12 口井发育不同程度的天然气水合物，其厚度为 2.3 ~ 12.8 m，含天然气水合物饱和度为 51.18% ~ 90.08%（平均值为 76.25%），纵向上主要位于区域盖层之下，深度为 1 726 ~ 1 844 m，多分布于天然气水合物稳定域—非稳定域，处于动态变化过程中。已有研究基于核磁共振和地层测试发现，含天然气水合物的地层渗透率普遍偏低，为  $(0.1 \sim 10.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，但受技术限制目前无法获得实验室条件下研究区含天然气水合物地层真实渗透率。因此，默认含天然气水合物地层的封闭能力强于未发育天然气水合物地层封闭能力。

## 2.3 储盖组合特征

### 2.3.1 储盖组合划分

层序地层格架揭示储层盖层非均质性分布的时空演化规律，而储层盖层非均质性则控制油气的富集模式与分布格局。结合三维地震、测井和岩心等资料，乐三段共发育 5 个四级层序，在此基础上将乐三段划分成 5 套储盖组合，在几乎每个四级层序的底部都发育一套厚层砂质沉积物（图 5）。

整体上除了储层 3 以外其他储层厚度相差不大，其平均值约 12 m。纵向上，储层 1 和储层 2 分布广且连续性好，整体较厚（厚度为 9.5 ~ 22.3 m）；储

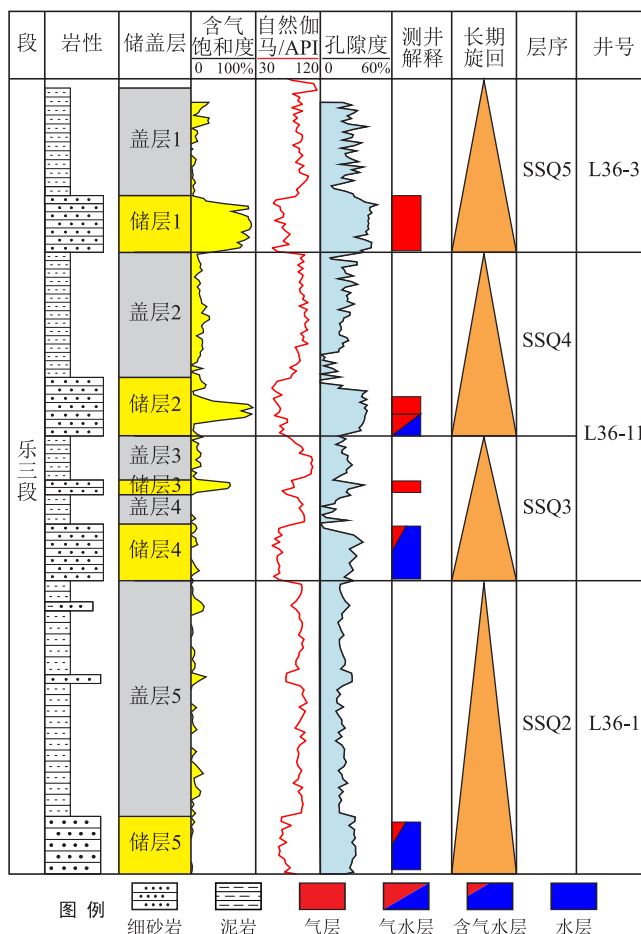


图 5 陵水 36-1 气田储层和盖层划分图



层 3 整体较薄，厚度为 4.7 ~ 8.6 m，平均为 5.6 m；储层 4 和储层 5 分布局限且连续性差，为局部储层。研究区盖层分布非均质强，其中盖层 1 厚度大，为 20 ~ 65 m，平均值接近 30 m，遍布整个工区，为典型的区域盖层；而其他盖层厚度差异大且分布相对局限，为局部盖层。

2.3.2 储盖组合类型

良好的储盖组合是油气成藏与富集的关键地质要素。近年来，石油地质学家对于盖层的封闭机理已经开展了大量的研究，归纳起来主要包括物性封闭、超压封闭和烃浓度封闭<sup>[32-35]</sup>。陵水 36-1 气田地层压力为 17.6 ~ 18.4 MPa，压力系数为 1.04 ~ 1.06，属于常压系统；地层温度为 14 ~ 17 ℃，泥质沉积物盖层本身具有一定生成生物气的能力但不处于大量生物气窗范围（35 ~ 75 ℃）。因此，该地区盖层的封闭机理需要更多考虑物性封闭。通常利用排替压力、突破压力和渗透率等来定量评价盖层封盖能力强弱<sup>[36-38]</sup>，但对于松散未成岩的盖层很难实现准确

测定，因此笔者提出利用储层盖层孔隙度差值定量表征盖层的封闭能力。当储层盖层孔隙度差值越大，盖层封闭性越好，形成油气富集区的概率越大。基于 22 口单井计算得到的储层盖层孔隙度差值，研究区储盖组合类型大致可以划分成 3 类，分别对应着累计频率分布折线图上的 3 个不同的转折点：当储层盖层孔隙度差值小于 8% 时，为弱封型；当储层盖层孔隙度差值为 8% ~ 14% 时，为中封型；当储层盖层孔隙度差值大于 14% 时，为强封型（图 6a）。考虑到本地区部分井位发育天然气水合物，则存在天然气水合物复合型，共计 4 类储盖组合。

2.3.3 储盖组合分布特征

通过对 22 口单井储盖组合类型进行统计发现，研究区整体上以中封型储盖组合为主，占据 29%（图 6b）；强封型与弱封型次之，各约占 24%；天然气水合物复合型占比最少，约 23%。平面上，基于储盖组合 1 和储盖组合 2 的类型分布来看，东块海底扇封闭性较好，有利于油气聚集成藏（图 6c）。

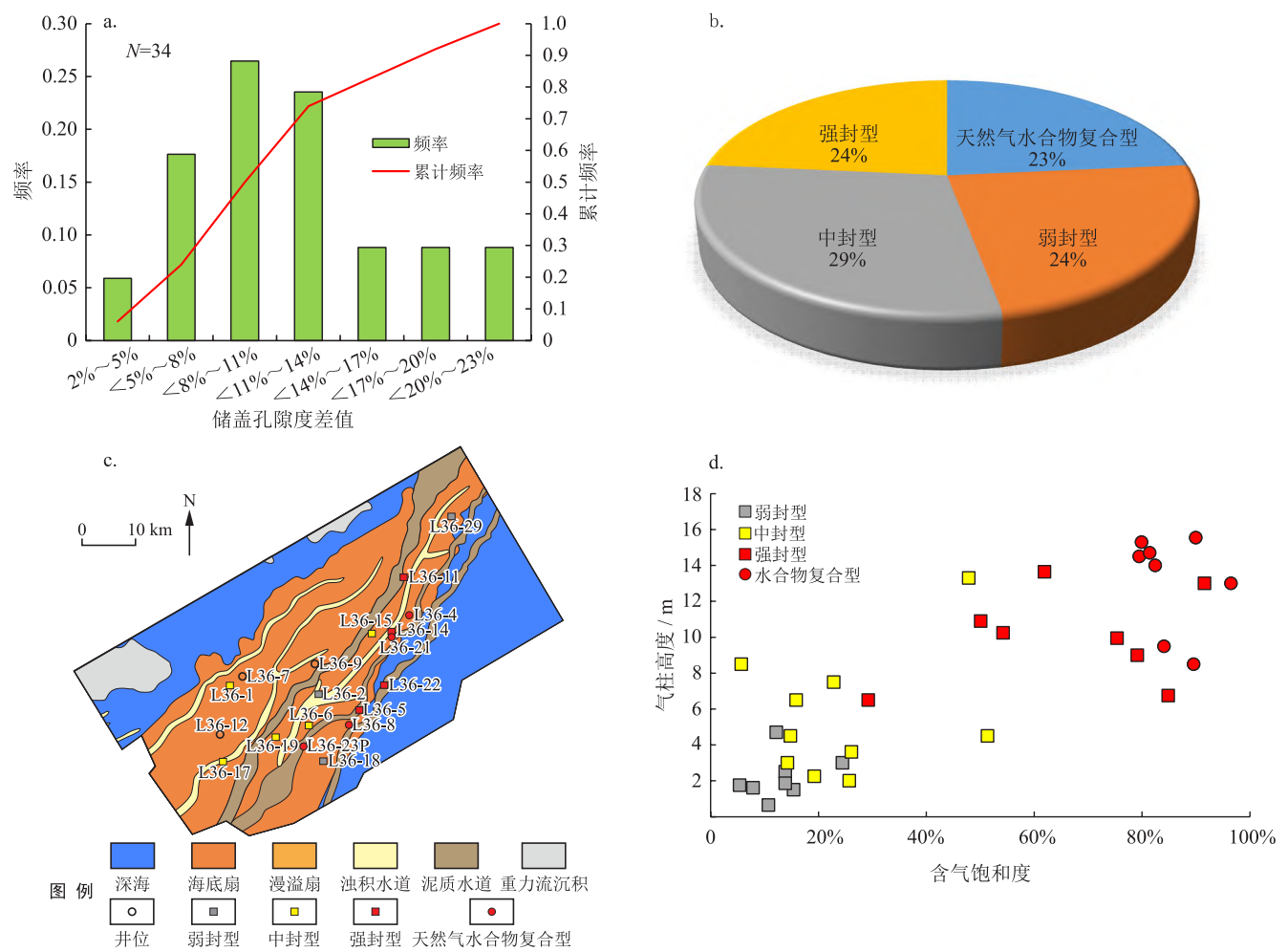


图 6 陵水 36-1 气田储盖组合类型及含气性特征图

### 3 储盖组合对天然气成藏的控制作用

#### 3.1 不同储盖组合的含气性

不同储盖组合类型的含气饱和度和气柱高度表现出明显的非均质性现象(图 6d), 其中, 弱封型储盖组合含气饱和度为 5.38%~15.4% (平均值为 12.9%), 气柱高度为 0.7~4.7 m (平均值为 2.2 m); 中封型储盖组合含气饱和度为 5.7%~47.8% (平均值为 24.4%), 气柱高度为 2.0~13.3 m (平均值为 5.6 m); 强封型储盖组合含气饱和度为 29.2%~79.1% (平均值为 65.8%), 气柱高度为 6.5~13.6 m (平均值为 10.0 m); 天然气水合物复合型储盖组合含气饱和度为 79.5%~96.5% (平均值为 85.4%), 气柱高度为 8.5~15.3 m (平均值为 13.1 m)。由此可知, 含天然气水合物的复合型储盖组合的含气饱和度和气柱高度普遍高于单一储盖组合。在单一储盖组合中, 强封型和中封型储盖组合形成的含气饱和度和气柱高度相对较高, 而弱封型储盖

组合相对较低。纵向上, 含气饱和度表现出由储层 1 到储层 5 呈现出递减的趋势(图 4)。

#### 3.2 不同储盖组合对天然气成藏影响机理

##### 3.2.1 不同储盖组合条件下天然气成藏物理模拟

针对研究区未—弱固结沉积物机械压实程度低和稳定性差等地质特征, 采用天然气运聚二维物理模拟实验装置(图 7a)来开展未固结泥质沉积物盖层封闭能力评价实验, 进而分析不同储盖组合类型对天然气成藏的影响。该装置主要包括松散沉积物装载腔体(为绝缘体), 长度分别为 40 cm、60 cm 和 100 cm, 直径为 10 cm; 压力和电阻采集系统, 主要包括布置在腔体四周的电阻测点、压力测点(纵向间隔 10 cm 装载)和电阻与压力自动计量系统; 天然气注入系统主要包括高压气瓶和气体调压阀。实验数据监测与采集系统, 主要包括电阻监测单元、压力监测单元与计算机。实验过程中, 计算机自动记录每分钟储层与盖层电阻和压力的变化。

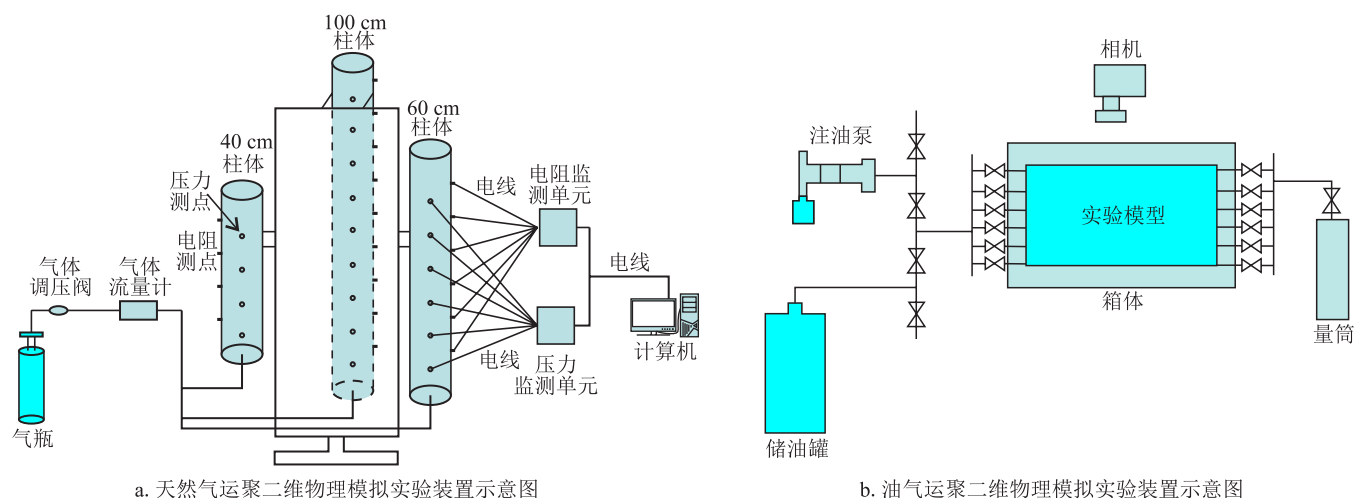


图 7 未—弱固结沉积物不同储盖组合条件下天然气运聚模拟实验装置图

基于陵水 36-1 气田海水矿化度特征, 实验配置了矿化度为 35 g/L NaCl 型地层水, 用于模拟海水和地层流体。实验样品选取南海周边现代海滩的海泥和海沙, 取回后通过振动筛分别将海泥和海沙制备成不同粒径的盖层和储层样品。按照与储层/盖层矿物组分、粒径相近原则, 选用海泥主要用于模拟盖层, 海沙主要用于模拟储层, 具体实验参数如表 1 所示。选用氮气近似代替超浅层天然气, 充注压力恒定为 0.02 MPa, 充注速率恒定为 0.2 mL/min。

未—弱固结泥质沉积物盖层封盖能力模拟实验过程大致可以划分成以下几个阶段: ①当气体无法克

服储盖界面毛管力而进入盖层时, 储层、盖层压力和电阻率未发生明显变化, 对应完全封闭阶段; ②当气体克服储盖界面毛管力进入盖层时, 储层、盖层压力和电阻率开始上升, 未出现大幅波动, 对应有效封闭阶段; ③当盖层中气体发生微渗漏时, 储层、盖层压力发生大幅度波动变化, 电阻率持续增加, 对应部分封闭阶段; ④当气体完全突破盖层时, 储层、盖层压力发生突变式下降, 电阻率略有降低, 对应封闭失效阶段(图 8)。在单一储盖组合模拟实验中, 当储层、盖层压力达到最大值并发生突变式下降时, 该点的压力值为泥质沉积物盖层的突破压力。在多

表 1 松散—未成岩泥质盖层封闭能力评价实验参数表

类型	实验 序号	盖层粒径	储层粒径	储层厚度 /cm	上覆海水 高度 /cm	底部盖层 厚度 /cm	顶部盖层 厚度 /cm
多套储盖组合	1	150 ~ 200 目海泥	25 ~ 50 目海沙	底部 15、	5	5	15
	2	(0.010 0 ~ 0.007 8 mm)	(0.062 5 ~ 0.031 0 mm)	顶部 10	5	15	5
	3	50 ~ 100 目					
	4	80 ~ 120 目					
单一储盖组合	5	100 ~ 150 目	25 ~ 50 目海沙 (0.062 5 ~ 0.031 0 mm)	15	5	15	—
	6	150 ~ 200 目					
	7	> 200 目					

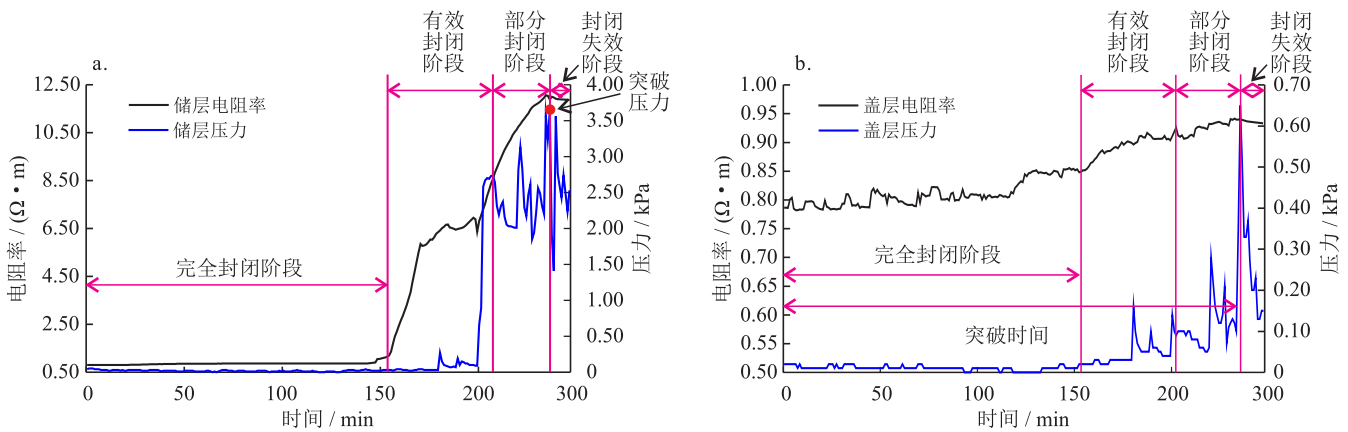


图 8 未—弱固结沉积物单一储盖组合条件下电阻率和压力随时间变化关系图

套储盖组合实验中，底部直接盖层突破压力为底部储层压力首次突变降低对应的压力值，顶部盖层突破压力为底部储层压力发生第二次突变式降低对应的压力值。突破时间为实验开始至气体完全突破盖层所需要的时间（图 8b）。

3.2.2 单一储盖组合对天然气成藏的影响

在单一储盖组合实验条件下，当储层与盖层厚度不变时，随着盖层粒径的减小，即随着储层盖层粒径差增加，储层盖层之间物性差异增大，盖层突破压力与突破时间均逐渐增大（图 9a、b）。储层盖层平均粒径差从 37.5 目增加到 262.5 目时，盖层突破压力增加 39%，突破时间增加 133%。

3.2.3 多套储盖组合对天然气成藏的影响

为了进一步明确上覆压力增加对盖层封盖能力的影响，在前面单一储盖组合模拟实验模型的基础上，在其上部增加一套储盖组合，其他实验条件一致。多套储盖组合未固结泥质沉积物盖层封盖能力模拟实验表明，多套盖层的叠加会产生补偿效应，导致各套盖层的突破压力和突破时间普遍大于单一盖层。在单一储盖组合实验中，当盖层厚度为 15 cm 时，

盖层突破压力为 3.31 kPa，盖层突破时间为 86 min（图 9c、d）。在多套储盖组合实验中，当底部直接盖层厚度为 15 cm 时，盖层突破压力为 6.20 kPa，增加 87%，盖层突破时间为 179 min，增加 108%。当底部直接盖层为 5 cm 时，盖层突破压力为 5.48 kPa，是单一盖层突破压力（盖层厚度为 15 cm）的 1.65 倍，盖层突破时间为 203 min，增加 136%。由此可见，当储层盖层粒径差相同时，随着多套储盖组合层数的增加，突破压力和突破时间会明显增加。

3.2.4 储盖组合对天然气成藏影响机理

陵水 36-1 气田超浅层天然气成藏的关键控制因素为储盖组合类型及其动态封闭能力。研究区盖层以未固结泥质沉积物和天然气水合物为主，其封闭机理与深层固结盖层存在显著差异。基于模拟实验结果与地质特征分析，研究区盖层封闭能力主要受以下因素控制：

1) 未固结泥质盖层的物性封闭机制。实验表明，未固结泥质盖层的封闭性依赖于储层盖层层间的孔隙度差值及粒径差异。当储层盖层粒径差为 262.5 目时，突破压力达 3.6 kPa，突破时间为 229 min；而储



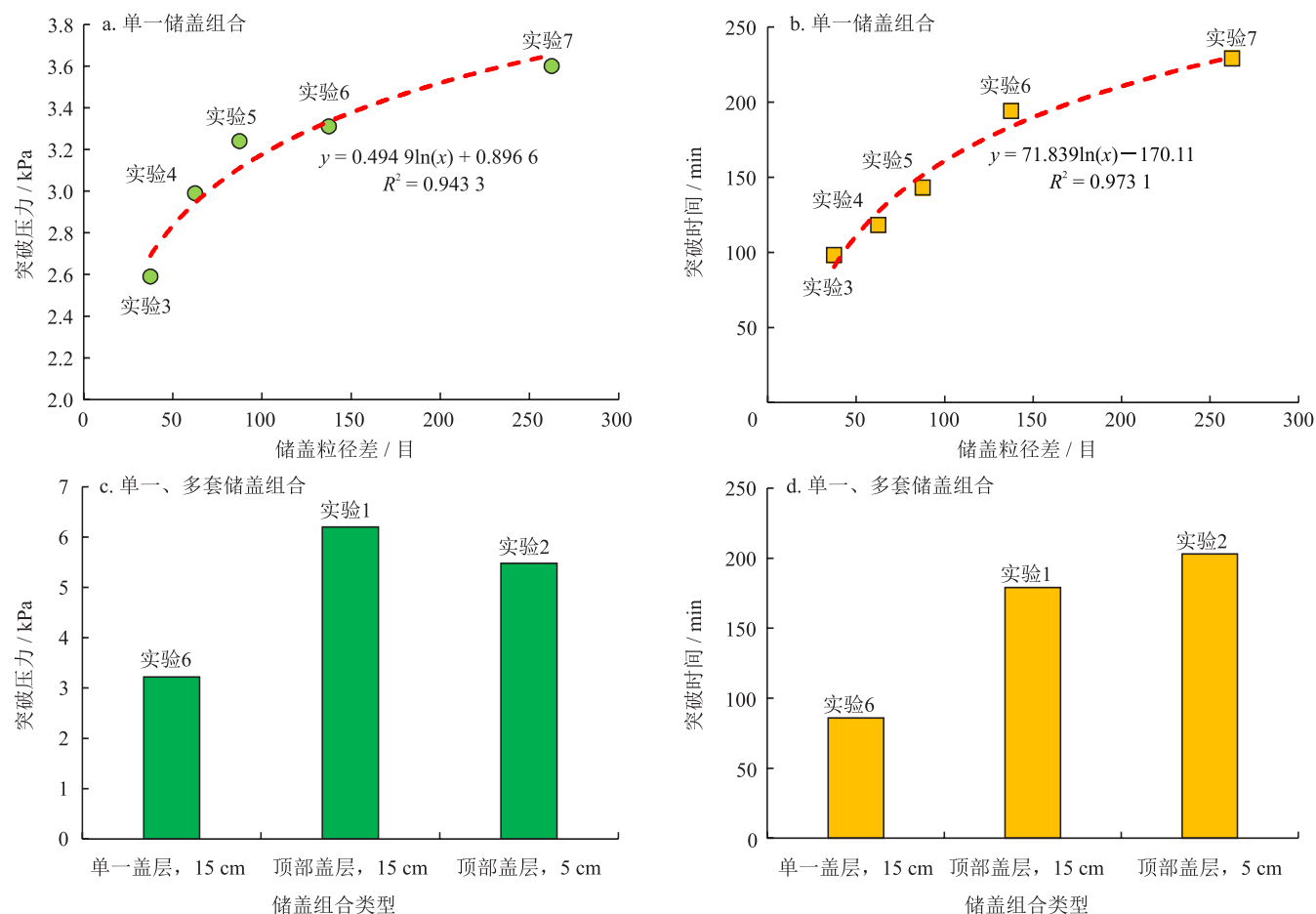


图9 未—弱固结沉积物不同储盖组合条件下突破压力和突破时间特征图

层盖层粒径差为 37.5 目时, 突破压力与时间分别降低至 2.59 kPa 和 98 min。这是由于未固结泥质盖层颗粒间以游离一点接触为主, 毛管力差直接决定其封闭能力。此外, 盖层饱含水特性进一步增强了毛管力, 延缓气体突破。

2) 天然气水合物复合型盖层的动态封闭效应。天然气水合物盖层通过相态变化形成动态封闭。研究区天然气水合物多发育于含泥粉砂质沉积物中, 其稳定域受温度—压力条件控制。统计结果显示, 含天然气水合物复合型储盖组合的含气饱和度(平均值为 85.4%)显著高于单一储盖类型。天然气水合物分解后形成的微裂隙虽可能引发局部渗漏, 但其原位结晶可堵塞孔隙喉道, 形成“自修复”封闭效应。

3) 多套储盖组合的叠加补偿效应。多套储盖组合通过增加渗流路径迂曲度显著提升封闭性。模拟实验显示, 叠加 2 套储盖组合后, 突破压力增至 6.20 kPa (较单一组合提升 87%), 突破时间延长至 179 min (图 9c、d)。其机理在于: ①多层盖层形成多级毛管阻力屏障, 类似“水坝拦截效应”; ②上部盖层提供的静岩压力增强下部盖层的压实作用, 降

低孔隙连通性。

综上所述, 陵水 36-1 区超浅层天然气成藏受储盖组合类型与动态封闭效应联合控制。未固结泥质盖层通过物性差异实现基础封闭, 天然气水合物复合型盖层提供动态增强封闭, 多套组合则通过叠加效应形成多级封堵作用。

### 3.3 储盖组合对天然气成藏影响模式

#### 3.3.1 储盖组合对天然气成藏过程影响模拟实验

物理模拟实验是一种直观且可视化的技术, 广泛应用于研究油气运移与聚集规律<sup>[39-40]</sup>。笔者采用油气运聚二维物理模拟实验装置, 来探讨不同储盖组合对天然气运聚成藏过程的影响。模型箱体尺寸大小为 64 cm×44 cm×2 cm, 正面由钢化玻璃制成, 可直接观察到实验过程中油、气和水的运移状况(图 7b)。边框和后壁采用钢板制成, 具有很好的抗压强度和抗热性能。实验过程中, 相机每隔 5 min 进行一次拍照, 记录实验过程中模型内油、气和水的运移状况。实验材料为不同粒径的石英砂, 用于模拟不同物性的储、盖层。

基于研究区 L36-4 井、L36-6 井和 L36-1 井实际地质剖面及其储盖组合类型（图 4），概化了一组二维实验模型（图 10），探讨在不同储盖类型和区域构造形态影响下天然气运聚过程。根据前人对该地区油气来源分析，陵水 36-1 气田整体上以热成因为主，混有部分生物气，其中 L36-1 和 L36-7 以生物气为主，热成因气由东北向西南方向运移<sup>[5]</sup>。因此，在实验模型储层 4 左下角和储层 2 右下角位置，分别设置有一个注气口，同时在储层 1-1 左上角设置一个出气口。依据实际地质条件下储盖组合类型，近似选用不同粒径石英砂来模拟不同储盖组合类型。

实验开始时，采用相同的注气压力（0.02 MPa）注气（图 11a），观察并记录实验现象。注气 186 min 时，储层 4 内气基本达到饱和，储层 1-1、储层 2 与储层 3 高部位含气饱和度升高（图 11b）。注气 449 min 时，储层 1-1 左侧低部位含气饱和度升高（图 11c）；注气 902 min 时，储层 1-1 与储层 2 高部位基本饱

和，储层 1-1 与储层 2 左侧低部位含气饱和度升高（图 11d）；注气 1 249 min 时，气体突破盖层 4，向上运聚，储层 1-1 与储层 2 左侧低部位含气饱和度升高（图 11e）。注气 1 543 min 时，储层 1-1 与储层 2 左侧低部位含气饱和度基本达到稳定，实验结束（图 11f）。

实验过程中，注入口 2 的气优先发生侧向运移，在储层 1-1 与储层 2 高部位聚集，高部位含气饱和度较高。注入口 1 气体未突破盖层 4 之前，储层 1-1 与储层 2 低部位含气饱和度已经开始升高。而实验结束时，左侧储层 4、储层 2 与储层 1 的含气饱和度依次递减，表明左侧储层 4 内气体发生垂向运移时，存在多级水坝拦截效应，气体主要在底部富集。

陵水 36-1 气田天然气主要来源于深部热成因气。热成因气由深部运移至浅层后，沿侧向分布连续的砂体进行运移。砂体内的天然气也可通过渗流或扩散的方式穿透盖层进行垂向运移，运移的量取决于

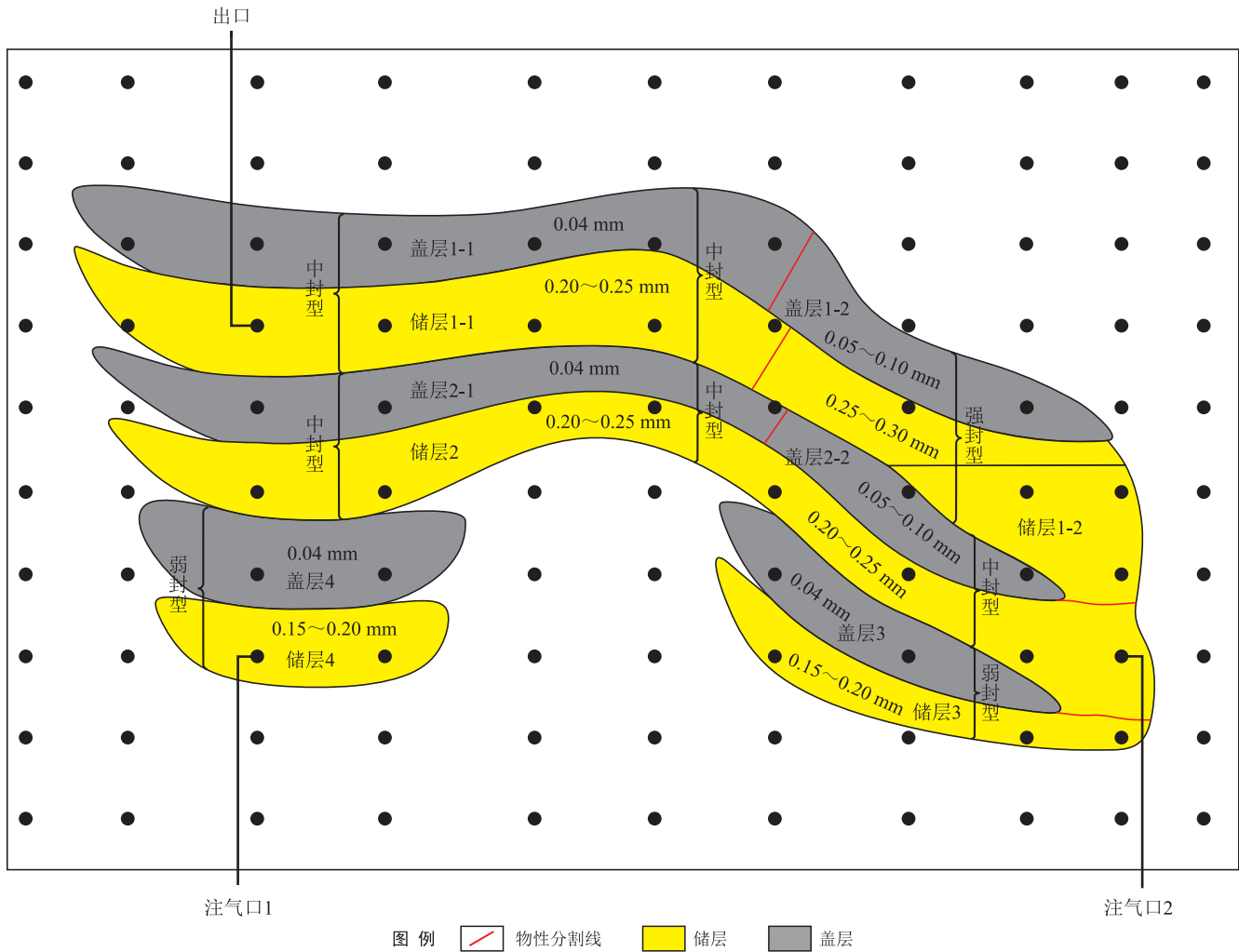


图 10 陵水 36-1 气田东北—西南方向实验地质模型图

注：数据代表砂粒粒径。

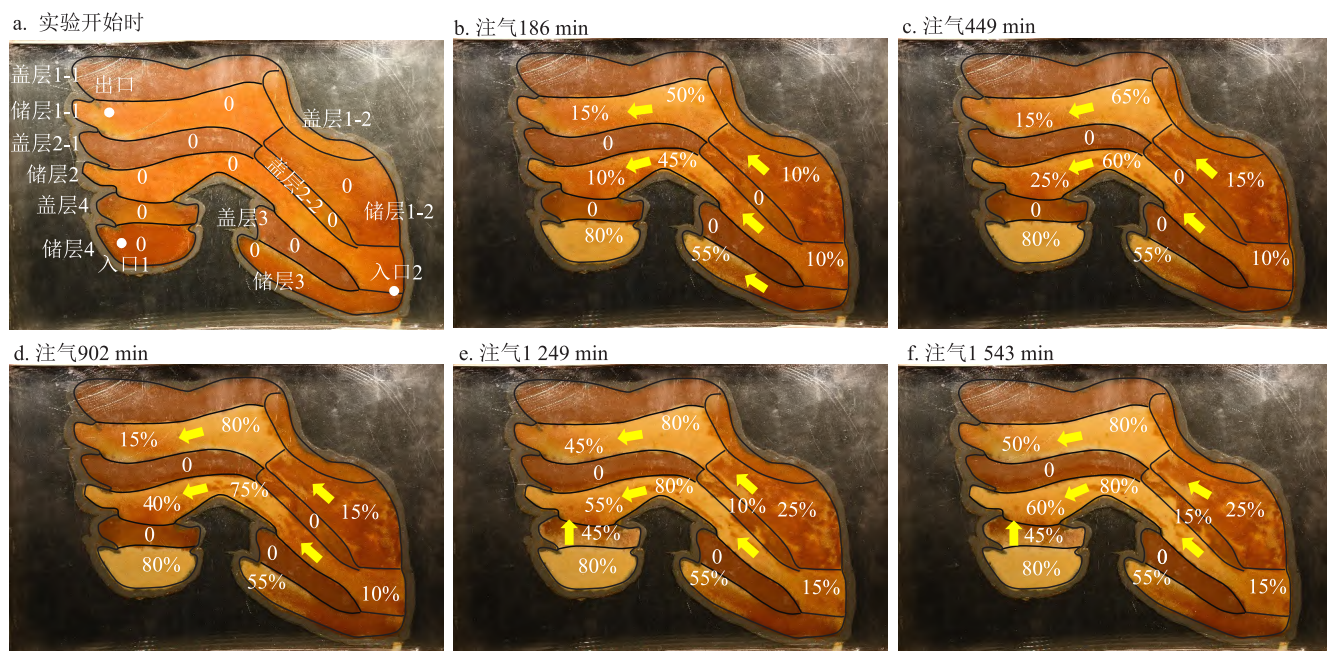


图 11 天然气的运移和聚集过程图

注：图中数值代表含气饱和度。

储、盖层间的物性差。陵水 36-1 气田天然气空间分布具有相似的规律。储层、盖层 1 孔隙度平均相差 12.62%，储层、盖层 2 孔隙度平均相差 9.45%，且储层、盖层 1（储层 2）处于构造高部位，因此天然气主要聚集在顶部储层 1 与储层 2 内（图 4）。L36-1 井储层、盖层 4 平均孔隙度仅相差 6.40%，且该井天然气主要来源于生物气，气源不足，因此储层 4 内天然气聚集量较少。综上所述，二维物理模拟实验与实际地质下天然气聚集特征具有很好的相似性。

### 3.3.2 不同储盖组合对天然气成藏影响模式

基于实际地质剖面研究成果、不同储盖组合松散沉积物封盖实验和二维物理模拟实验，总结了陵水 36-1 气田超浅层不同储盖组合对天然气成藏影响模式。陵水 36-1 气田超浅层天然气具有热成因气和生物气双源供烃特征，主要沿东北向西南方向运移；乐东组储层以粉砂质沉积物和含泥粉砂质沉积物为主，颗粒整体上以游离式一点接触式为主，属于特高孔、特高一高渗储层；盖层主要发育泥质沉积物盖层和天然气水合物盖层；基于储层盖层类型和物性差异性，可以划分成弱封型、中封型、强封型和含天然气水合物复合型；含天然气水合物的复合型储盖组合的含气性普遍高于单一储盖组合；在单一储盖组合中，强封型和中封型储盖组合含气性优于弱封型储盖组合；多套储盖组合产生叠加补偿效应

显著增强盖层的封闭性；发育垂向运移和侧向运移，前者多套储盖组合产生多级水坝拦截效应，底部含气性好，后者优势砂体输导，高点和优质储盖组合含气性好；研究区超浅层圈闭形成时间晚，目前仍处于动态成藏阶段<sup>[5]</sup>。基于上述研究，总结提出陵水 36-1 气田超浅层天然气具有“双源供烃、优势输导，储盖组合类型控制含气性，叠加效应增强封闭性，晚期动态成藏”的成藏模式特征（图 12）。

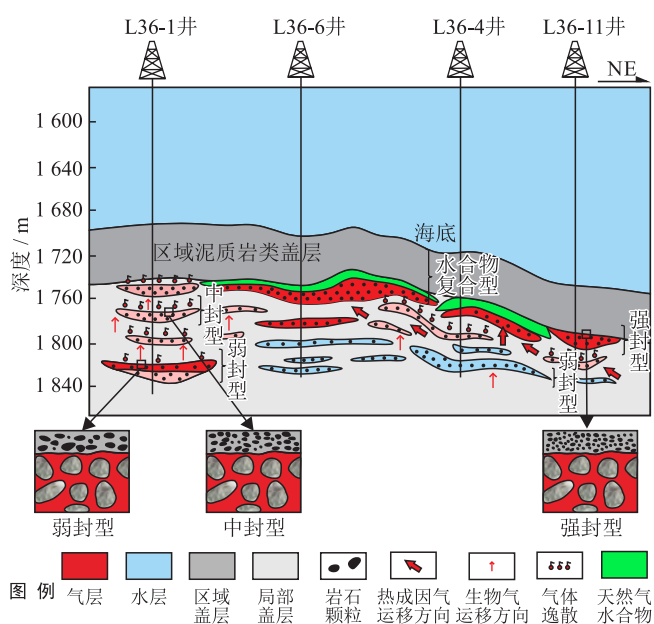


图 12 陵水 36-1 气田超深水超浅层不同储盖组合条件下含气性影响模式图



## 4 结论

1) 琼东南盆地陵水 36-1 气田是我国超深水超浅层天然气勘探领域取得的重大突破, 该气田的目的层系为第四系乐东组。其中, 储层岩性以粉砂质沉积物为主, 颗粒之间呈现出游离式一点接触, 属于特高孔隙度、特高一高渗透率储层。此外, 该地区主要发育泥质沉积物和天然气水合物两类盖层。其中, 泥质沉积物盖层以泥和细粉砂级为主, 顶部发育区域性盖层, 为中一高孔隙度、特低一低渗透率物性。天然气水合物类盖层多分布于稳定域—非稳定域之间, 均位于区域盖层之下。

2) 基于四级层序划分, 可以将乐三段划分成 5 套主要储盖组合。在此基础上, 根据储盖层类型和孔隙度差值 (8% 和 14%), 研究区主要发育弱封型、中封型、强封型和含天然气水合物复合型 4 种储盖组合。其中, 含天然气水合物复合型储盖组合的含气性整体高于单一储盖组合。在单一储盖组合中, 强封型和中封型的含气性明显优于弱封型。而多套储盖组合通过叠加补偿效应, 显著提升了盖层的封闭性。

3) 通过实际地质剖面解剖、不同储盖组合松散沉积物模拟实验以及二维物理模拟实验, 总结提出陵水 36-1 地区超深水超浅层天然气具有“双源供烃、优势输导, 储盖组合类型控制含气性, 叠加效应增强封闭性, 晚期动态成藏”的成藏特征, 以期为该领域下一步油气勘探提供方法借鉴。

### 参 考 文 献

- [1] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述 [J]. 地学前缘, 2011, 18(4): 181-192.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. The research status and advances in porosity evolution and diagenesis of deep carbonate reservoir [J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(4): 181-192.
- [2] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向 [J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457-1469.  
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [3] 马永生, 蔡勋育, 黎茂稳, 等. 深层—超深层海相碳酸盐岩成储成藏机理与油气藏开发方法研究进展 [J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 692-707.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, LI Maowen, et al. Research advances on the mechanisms of reservoir formation and hydrocarbon accumulation and the oil and gas development methods of deep and ultra-deep marine carbonates [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 692-707.
- [4] 裴健翔, 王宇. 琼东南盆地深水第四系超浅层大型气藏盖层类型及封盖机理 [J]. 地球科学, 2025, 50(1): 144-157.  
PEI Jianxiang, WANG Yu. Caprock type and sealing mechanism of Quaternary ultra shallow large gas reservoir in deep water area of Qiongdongnan Basin, China [J]. Earth Science, 2025, 50(1): 144-157.
- [5] 徐长贵, 吴克强, 裴健翔, 等. 超深水超浅层天然气富集机理与成藏模式——以琼东南盆地陵水 36-1 气田为例 [J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 44-56.  
XU Changgui, WU Keqiang, PEI Jianxiang, et al. Enrichment mechanisms and accumulation model of ultra-deep water and ultra-shallow gas: A case study of Lingshui 36-1 gas field in Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 44-56.
- [6] 李剑, 严启团, 张英, 等. 柴达木盆地三湖地区第四系生物气盖层封闭机理的特殊性 [J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2007, 37(增刊 2): 36-42.  
LI Jian, YAN Qituan, ZHANG Ying, et al. Peculiarities of the Quaternary biogenic gas caprock sealing mechanism in the Sanhu area of the Qaidam Basin [J]. SCIENTIA SINICA Terrae, 2007, 37(S2): 36-42.
- [7] 王金鹏, 彭仕宓, 管志强, 等. 柴达木盆地第四系生物气藏泥岩盖层封闭机理 [J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(6): 63-67.  
WANG Jinpeng, PENG Shimi, GUAN Zhiqiang, et al. Mudstone caprock's sealing mechanism of biogenetic gas reservoir of Quaternary in Qaidam Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(6): 63-67.
- [8] 唐相路, 姜振学, 邵泽宇, 等. 第四系泥岩型生物气储层特征及动态成藏过程 [J]. 现代地质, 2022, 36(2): 682-694.  
TANG Xianglu, JIANG Zhenxue, SHAO Zeyu, et al. Reservoir characteristics and dynamic accumulation process of the Quaternary mudstone biogas [J]. Geoscience, 2022, 36(2): 682-694.
- [9] 田继先, 邵泽宇, 李剑, 等. 柴达木盆地第四系泥岩生物气成藏地质特征及有利勘探方向 [J]. 天然气地球科学, 2024, 35(12): 2155-2167.  
TIAN Jixian, SHAO Zeyu, LI Jian, et al. Geological characteristics of biogenic gas formation and direction of favorable zones in the Quaternary mudstone of the Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(12): 2155-2167.
- [10] 宋德康, 刘晓雪, 邵泽宇, 等. 柴达木盆地三湖坳陷第四系泥岩气藏成藏模式 [J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 495-504.  
SONG Dekang, LIU Xiaoxue, SHAO Zeyu, et al. Accumulation mode of Quaternary mudstone gas reservoir in Sanhu Depression, Qaidam Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 495-504.
- [11] 曲长伟, 张霞, 林春明, 等. 杭州湾地区晚第四纪浅层生物气盖层物性封闭特征 [J]. 地球科学进展, 2013, 28(2): 209-220.

- QU Changwei, ZHANG Xia, LIN Chunming, et al. Characteristics of capillary sealing mechanism of Late Quaternary shallow biogenic gas in the Hangzhou Bay Area[J]. *Advances in Earth Science*, 2013, 28(2): 209-220.
- [12] EMBRY A F, JOHANNESSEN E P. T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada[J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 1993, 2: 121-146.
- [13] PEARCE J K, DAWSON G K W, GOLAB A, et al. A combined geochemical and  $\mu$ CT study on the CO<sub>2</sub> reactivity of Surat Basin reservoir and cap-rock cores: Porosity changes, mineral dissolution and fines migration[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 80: 10-24.
- [14] JONK R, BOHACS K M, DAVIS J S. Evaluating top seals within a sequence-stratigraphic framework: Impact on geological carbon sequestration[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 146: 105920.
- [15] 康婷婷, 陈永权, 赵凤全, 等. 塔里木盆地轮南—富满台缘带寒武系层序格架中生储盖组合特征及勘探意义[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(1): 72-83.
- KANG Tingting, CHEN Yongquan, ZHAO Fengquan, et al. Characteristics and exploration significance of source-reservoir-cap assemblage in Cambrian sequence framework of Lunnan-Fuman platform margin in Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(1): 72-83.
- [16] SCHLÖMER S, KROOSS B M. Experimental characterisation of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, 14(5): 565-580.
- [17] EDLMANN K, HASZELDINE S, MCDERMOTT C I. Experimental investigation into the sealing capability of naturally fractured shale caprocks to supercritical carbon dioxide flow[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2013, 70(7): 3393-3409.
- [18] ALNAJDI N A, WORDEN R H, UTLEY J E P. Compositional controls on the Lower Cretaceous Rodby Shale pore structure and surface area: A planned CCS top seal caprock for the Acorn storage site[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2024, 137: 104219.
- [19] 李绪宣, 钟志洪, 董伟良, 等. 琼东南盆地古近纪裂陷构造特征及其动力学机制[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(6): 713-721.
- LI Xuxuan, ZHONG Zhihong, DONG Weiliang, et al. Paleogene rift structure and its dynamics of Qiongdongnan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(6): 713-721.
- [20] 雷超, 任建业, 李绪深, 等. 琼东南盆地深水区结构构造特征与油气勘探潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 560-569.
- LEI Chao, REN Jianye, LI Xushen, et al. Structural characteristics and petroleum exploration potential in the deep-water area of the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 560-569.
- [21] 张功成, 纪沫, 陈莹, 等. 琼东南盆地“气聚集带”的成藏特征与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 226-240.
- ZHANG Gongcheng, JI Mo, CHEN Ying, et al. Accumulation characteristics and exploration potentials of gas accumulation belt in Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 226-240.
- [22] 甘军, 梁刚, 李兴, 等. 琼东南盆地梅山组海底扇天然气成因类型及成藏模式[J]. *地质学报*, 2022, 96(3): 1069-1078.
- GAN Jun, LIANG Gang, LI Xing, et al. Genetic types and accumulation model of submarine fan gas in the Meishan Formation, Qiongdongnan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(3): 1069-1078.
- [23] 罗泉源, 焦祥燕, 何小胡, 等. 琼东南盆地西区黄流组重力流水道沉积特征及其控制因素[J]. *海洋地质前沿*, 2023, 39(7): 25-33.
- LUO Quanyuan, JIAO Xiangyan, HE Xiaohu, et al. Sedimentation and controlling factor of gravity flow channels in the Huangliu Formation in the western of the Qiongdongnan Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2023, 39(7): 25-33.
- [24] 陈奎, 胡德胜, 宋瑞有, 等. 深水中大型气田滚动勘探技术体系与成效——以琼东南盆地中央峡谷 A 边际气田为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(1): 1-10.
- CHEN Kui, HU Desheng, SONG Ruiyou, et al. Technical system and achievements of rolling exploration in large and medium-sized deep-water gas fields: A case study of marginal gas field A in central canyon of Qiongdongnan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(1): 1-10.
- [25] LI Wenlong, MAO Xueliang, SONG Peng, et al. Sedimentary system evolution and petroleum geological significance of the Quaternary Ledong Formation in Qiongdongnan Basin[J]. *American Journal of Environmental Science and Engineering*, 2023, 7(2): 34-40.
- [26] 方小宇, 姚哲, 廖晋, 等. 琼东南盆地深水区第四系乐东组层序地层学特征及其水合物勘探启示[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(1): 51-60.
- FANG Xiaoyu, YAO Zhe, LIAO Jin, et al. Sequence stratigraphic architecture of the Quaternary Ledong Formation in the deep-water area of the Qiongdongnan Basin and its significance to gas hydrate exploration[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2022, 38(1): 51-60.
- [27] 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.
- [28] 孙鲁一, 李清平, 陈芳, 等. 琼东南盆地块体搬运沉积区多类型水合物赋存特征与数值模拟[J]. *地球物理学报*, 2023, 66(11): 4721-4741.
- SUN Luyi, LI Qingping, CHEN Fang, et al. The numerical modelling analysis on the characteristics of multi-type gas hydrates occurrence in the mass transport deposit area, the

- Qiongdongnan Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2023, 66(11): 4721-4741.
- [29] 何家雄, 关进安, 王梦荷, 等. 南海北部气烟囱成因及其与油气及水合物运聚成藏关系[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(4): 1-8. HE Jiaxiong, GUAN Jin'an, WANG Menghe, et al. Discussion on the origin of gas chimney and its relationship with the migration and accumulation of oil and gas hydrates into reservoirs in the northern South China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(4): 1-8.
- [30] 姚永坚, 何家雄, 徐行, 等. 南海北部大陆边缘盆地天然气/水合物成因类型与气源综合判识[J]. 矿产勘查, 2024, 15(11): 2075-2088. YAO Yongjian, HE Jiaxiong, XU Xing, et al. Comprehensive identification of natural gas/hydrate genesis types and gas sources in the northern continental margin basins of the South China Sea[J]. Mineral Exploration, 2024, 15(11): 2075-2088.
- [31] LIU Kun, CHENG Peng, TIAN Hui, et al. Development model of shallow lithologic traps and natural gas accumulation mechanisms in marine deep-water areas: A case study in the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 151: 106211.
- [32] CARTWRIGHT J, HUUSE M, APLIN A. Seal bypass systems[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(8): 1141-1166.
- [33] APLIN A C, MACQUAKER J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031-2059.
- [34] 谢玉洪. 莺歌海盆地高温高压盖层封盖能力定量评价[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2579-2589. XIE Yuhong. Quantitative evaluation of sealing capacity of high temperature and pressure caprocks in Yinggehai Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2579-2589.
- [35] SCHOWALTER T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 723-760.
- [36] 马东焯, 陈宇航, 王应斌, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界盖层封闭性能评价[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11): 1673-1684. MA Dongye, CHEN Yuhang, WANG Yingbin, et al. Sealing capability evaluation of the Upper Paleozoic cap rock in the eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1673-1684.
- [37] 徐振平, 陈书平, 罗彩明, 等. 塔里木盆地中寒武统膏盐岩分布及封闭性评价[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 54-67. XU Zhenping, CHEN Shuping, LUO Caiming, et al. Distribution and sealing capacity evaluation of gypsum-salt rocks in the Middle Cambrian in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 54-67.
- [38] RAHMAN M J, FAWAD M, MONDOL N H. Integrated containment risks assessment for subsurface CO<sub>2</sub> storage: Overburden analysis and top seal integrity study, offshore Norway[J]. International Journal of Coal Geology, 2024, 282: 104440.
- [39] 朱秀香, 曹自成, 隆辉, 等. 塔里木盆地顺北地区走滑断裂带压扭段和张扭段油气成藏实验模拟及成藏特征研究[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 289-304. ZHU Xiuxiang, CAO Zicheng, LONG Hui, et al. Experimental simulation and characteristics of hydrocarbon accumulation in strike-slip fault zone in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 289-304.
- [40] 隆辉, 曾溅辉, 刘亚洲, 等. 可视化三维物理模拟实验技术在油气成藏研究中的应用——以塔里木盆地顺北地区 S53-2 井为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 1110-1122. LONG Hui, ZENG Jianhui, LIU Yazhou, et al. Application of visual 3D physical simulation experiment technology in oil and gas accumulation research: A case study of Well S53-2 in Shunbei area of Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(5): 1110-1122.

(修改回稿日期 2025-05-19 编辑 陈 嵩)



本文  
互动