

引用格式:李久娣,田彬,李基伟,等.东海低渗气藏开发实践与思考[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):734-739.

LI Jiudi, TIAN Bin, LI Jiwei, et al. Practices and insights of low-permeability gas reservoir development in East China Sea[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 734-739.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.003

东海低渗气藏开发实践与思考

李久娣¹, 田彬², 李基伟³, 王健伟², 赵天沛¹, 丁利¹

(1. 中国石化上海海洋油气分公司, 上海 200120; 2. 中国石化上海海洋油气分公司勘探开发研究院, 上海 200120;
3. 中国石化上海海洋油气分公司工程技术研究院, 上海 200120)

摘要:陆上低渗气藏开发已较为成熟,北美依靠水平井、水力压裂和微地震监测等技术实现高效开发,中国鄂尔多斯和四川盆地则通过引进再创新形成适合地质条件的技术体系,但单井可采储量普遍较低。相比之下,海上低渗气藏开发面临投资高、平台空间有限、钻井约束多、环保要求严等挑战,进展相对滞后。海上非常规资源尤其是低渗和特低渗天然气逐渐成为接替常规资源的重要领域。东海西湖凹陷低渗气藏资源量占总资源量的三分之二以上,具有埋藏深、非均质性强、孔渗条件差等特点,开发难度大,经济性要求高。东海西湖凹陷自2006年启动低渗气藏开发以来,经过近20 a的探索,东海低渗气藏开发取得突破性进展:通过两个阶段的探索实践,逐渐形成以“甜点预测+高效井型+储层保护”为核心的开发模式,探索出适应东海西湖凹陷低渗气藏开发配套技术和推进难动用资源转化为效益产量的核心动能。但是,东海低渗气藏规模性开发仍面临着深化理论认识、突破关键技术、实现效益开发3大关键科学技术问题。针对这些问题,需要加强的科技攻关包括:①加强基础研究,深化理论认识,建立高成功率的地质气藏评价选区与评价技术体系;②突破关键技术,形成适应性更强的海域低渗气田开发技术和装备体系;③提升开发效益,形成海域低渗气藏低成本高效开发海工—钻井—采气—输送一体化技术管理模式。

关键词:东海;西湖凹陷;低渗气藏;开发实践;海上油气;水力压裂

中图分类号:TE53

文献标识码:A

Practices and insights of low-permeability gas reservoir development in East China Sea

LI Jiudi¹, TIAN Bin², LI Jiwei³, WANG Jianwei², ZHAO Tianpei¹, DING Li¹

(1. Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China; 3. Engineering Technology Institute, Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China)

Abstract: The development of onshore low-permeability gas reservoirs has become relatively mature. In North America, efficient development has been achieved through technologies such as horizontal wells, hydraulic fracturing, and microseismic monitoring. In the Ordos Basin and Sichuan Basin in China, adaptive technical systems suitable for local geological conditions have been established through the introduction and re-innovation of technologies. However, the recoverable reserves per well generally remain low. In contrast, the development of offshore low-permeability gas reservoirs faces challenges such as high investment, limited platform space, multiple drilling constraints, and strict environmental requirements, leading to relatively slow progress. Offshore unconventional resources, especially low- and ultra-low-permeability natural gas, are gradually becoming important alternatives to conventional resources. In the Xihu Sag of the East China Sea, low-permeability gas reservoirs account for more than two thirds of the total resources. They are characterized by great burial depth, strong heterogeneity, and poor porosity and permeability conditions, making development challenging and requiring high economic efficiency. Since the development of low-permeability gas reservoirs in the Xihu Sag of the East China Sea began in 2006, significant breakthroughs have been made in the development of low-permeability gas reservoirs in the East China Sea over nearly 20 years of exploration. Through two stages of exploratory practice, a development model with "sweet spot prediction + efficient well types + reservoir protection" as the core has gradually been developed. A technical system tailored to the characteristics of low-permeability gas reservoirs in the Xihu Sag has been established, and the core driving force for transforming difficult-to-produce resources into economically viable production has been revealed. However, the large-scale development of these reservoirs in the East China Sea still faces three major scientific and technological challenges: deepening theoretical understanding, overcoming key technical barriers, and achieving cost-effective and efficient development. To address these issues, future research and development efforts should focus on the following three aspects:

收稿日期:2025-01-15。

第一作者简介:李久娣(1970—),女,硕士,高级工程师,主要从事油气田开发方向工作。地址:上海市浦东区苗圃路466弄12号,邮政编码:200125。
E-mail:lijd@sinopec.com

(1) strengthening fundamental research to deepen theoretical understanding and establish a high-success-rate system for geological reservoir evaluation and selection; (2) overcoming key technical barriers by developing more adaptable technologies and equipment systems for the development of low-permeability gas fields in offshore areas; and (3) improving development efficiency through establishing an integrated technical and management model that supports low-cost and efficient development of offshore low-permeability gas reservoirs, encompassing offshore engineering, drilling, gas production, transportation.

Keywords: East China Sea; Xihu Sag; low-permeability gas reservoirs; development practices; offshore oil and gas; hydraulic fracturing

近年来,中国陆地非常规油气勘探开发取得重要突破和进展,近海盆地非常规资源致密油气的商业利用前景也已初露端倪,其中,海上低渗和特低渗天然气将是下一步储产接替的重要生力军^[1-2]。

依据中华人民共和国地质矿产行业标准《石油天然气储量估算规范》(DZ/T 0217-2020)的气藏划分标准,研究区中东海以渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩为主要储层的低渗气藏,主要探区西湖凹陷低渗天然气资源量约占总资源量的2/3以上^[3-4]。

陆上低渗气藏开发经过多年探索已日臻成熟,北美的页岩气、致密气开发主要集中在技术创新与集成应用,通过数值模拟、实验研究和现场试验相结合的方式,重点关注水平井、水力压裂、微地震监测等技术,取得显著的开发效果^[5-7]。中国鄂尔多斯盆地、四川盆地低渗致密气则以引进消化吸收再创新为主,重点关注压裂技术、水平井技术及储层改造技术,逐步形成适合中国地质条件的技术体系。中国陆上低渗致密气单井可采储量(EUR)总体不高,其单井可采储量仅 $(0.5 \sim 2.0) \times 10^8 \text{ m}^3$,随着开发目标物性进一步降低,单井可采储量随之减少。海上低渗气藏开发由于投资巨大,对单井初期产量、可采储量要求远高于陆上气田,且鉴于海上油气田特殊的地理环境,故海上低渗气藏开发存在更多挑战,其开发进程远落后于陆上^[8-14]。东海西湖凹陷自2006年启动低渗气藏勘探开发以来,取得了一系列突破性进展,但也遇到诸多困难,因此,基于多年跟踪研究东海低渗气藏勘探开发情况,归纳和总结东海低渗气藏探索进展和认识,结合海上油气田开发特点,提出相应开发思路,以期为后续的低渗气藏开发提供参考。

1 低渗透气藏的理论框架

低渗透气藏的理论框架主要涵盖储层特征、渗流机理、开发理论与技术、经济评价与高效开发等核心维度,理论体系随油气勘探开发实践不断完善。

储层特征方面:研究区气藏储层具有孔渗性差(孔隙度小于10%,渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、微观孔隙结构复杂(微纳米级孔隙发育、喉道细小)、非均质性强(层间/层内渗透率差异可达10倍以上)的典型特征。黏土矿物赋存状态(如伊利石胶结、伊蒙混层)直接影响渗流通道有

效性,且普遍存在应力敏感性,有效应力增加会导致渗透率呈指数级下降。

渗流机理方面:区别于常规气藏的达西渗流,低渗透气藏渗流表现为非线性特征,需引入启动压力梯度描述低速渗流阈值。气体流动同时受滑脱效应(克努森扩散)和应力敏感双重作用,渗流数学模型需耦合多重介质(基质-裂缝系统)流动方程。当渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,流体流动可能呈现分形特征,需借助分形理论修正渗流规律。

开发理论与技术方面主要包括:体积改造理论、渗吸驱替理论、数值模拟技术,基于双重介质模型(Warren-Root模型)或离散裂缝模型(DFM),耦合应力-渗流-温度多场方程,精准刻画气藏动态。

经济评价与高效开发方面:低渗透气藏开发需建立效益产量门槛模型,综合储层物性、改造成本与气价制定开发策略。水平井+分段压裂是主流技术模式,而丛式井组立体开发与老井重复压裂可进一步提升采收率。

该框架既体现储层物理特性与渗流规律的基础科学问题,也聚焦工程技术创新与经济可行性,是指导低渗透气藏高效开发的核心理论体系。

2 东海低渗气藏开发历程

东海西湖凹陷低渗气藏开发始于2006年,经历了两大重要的发展历程。

第一个历程为以压裂改造为主的探索,2006年X气田A5井进行酸压改造投产,自此掀开东海西湖凹陷低渗气藏开发探索新的一页。根据压裂改造的井型和压裂规模不同,可细分为2个不同发展阶段:第一阶段为以定向井小规模压裂为主的探索阶段,2006年在现有平台上开展首次酸压、压裂改造措施,并顺利投产,从而开启东海西湖凹陷低渗气藏开发压裂改造的探索。随后对7口井开展压裂改造,均成功投产。但此阶段压裂规模小(入液量介于 $205 \sim 460 \text{ m}^3$,加砂量介于 $20 \sim 45 \text{ m}^3$),压后措施增产幅度不理想,措施经济性仍有待提高^[4];第二阶段为以水平井大规模压裂为主的探索阶段,自Y气田勘探通过压裂在低渗气藏获得商业气流后,开发方案中部署一口长水平井+大规模压裂动用低渗气藏,并于2017年实施第一口长水平井钻完井及十段压裂改造作业。水平井压后仅在早期有瞬时气产出,后一直大量产水。水平井

大规模压裂动用特低渗气藏的开发方式失败,东海通过压裂改造方式开发低渗气藏陷入僵局^[15-16]。

第二历程为水平井、大斜度井为主的探索:东海西湖凹陷在以压裂改造探索动用低渗气藏的过程中,同时启动了采用大斜度井,水平井、多分支井开发动用低渗气藏的探索。截至目前,东海采用水平井或多分支水平井开发动用低渗气藏井39口,在这一过程中,随着水平段长度不断增加,气井单井产能显著提升,特别是随着储层预测、“甜点”刻画技术日趋成熟,钻完井和储层改造技术的不断进步,逐渐实现了低渗气藏规模经济有效开发^[17](图1)。

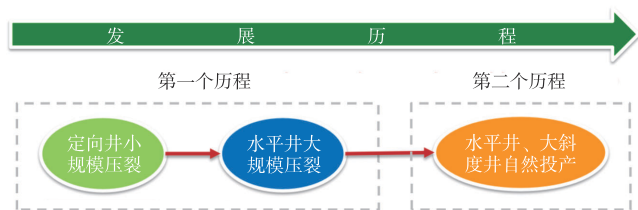


图1 东海西湖凹陷低渗气藏开发历程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of low-permeability gas reservoir development process in Xihu Sag, East China Sea

3 东海低渗气藏开发实践及认识

经过近20 a的探索实践,东海西湖凹陷低渗气藏产量占比不断提升,低渗气藏开发技术逐步成熟,已初步探索出适应东海西湖凹陷低渗气藏开发的配套技术,主要包括以下几个方面:

1) 深化沉积理论认识,攻关“甜点”分类预测技术,围绕巨厚强非均质性储层“甜点”刻画问题,基于“三相”综合分析,明确粗粒中砂岩心滩坝为“甜点”相带,创新形成了测井渗透率、单核道定量识别、地震渗透率预测等5项关键技术,解决了海上4 000 m以深低渗透储层的“甜点”描述难题,预测吻合率达到85%以上,较传统预测方法提高24%。其中,测井渗透率精细评价技术创新应用骨架密度识别岩石粒度的方法、基于FZI智能划分的渗透率精细评价,解释误差缩至不超过0.3个数量级;单河道定量识别技术创新采用边界智能匹配算法,形成多属性融合的单河道边界定量识别方法,Y气田水平井心滩钻遇符合率90%以上;密度-柔度因子地震渗透率预测方法应用地震弹性参数求取密度,采用柔度因子新算法预测渗透率,渗透率预测吻合率达到88%。

2) 强化地震技术攻关研究,提升地震品质,攻关形成双宽拖缆高精度地震勘探技术体系。地震品质资料是识别地层的重要数据基础,东海西湖凹陷低渗气藏储量主要集中在埋深3 500 m以下,储层非均质性强,地震资

料品质较差,“甜点”识别难度大。针对这些问题,主要开展以下几个方面工作:①重新采集高品质三维地震资料或对老地震资料进行重新处理,采用双宽拖缆采集技术,较常规拖缆资料,双宽拖缆成果资料主频提高2 Hz,低频段拓宽4 Hz,高频段拓宽6 Hz,倍频程从2.9提高至4.3,信噪比提升2;中深层断裂识别精度从25 m提升至15 m,进一步提升了深层岩性勘探资料品质。②进行地震储层预测和“甜点”刻画方法技术攻关,运用多种地球物理方法,寻找储层和“甜点”敏感弹性参数,针对不同气田的地质地震特征形成针对性的储层预测方法技术系列。③开展地质、地震、油藏等多学科交叉融合,利用地震沉积学的研究思路,在钻井、气藏资料指导下,立体解剖三维地震资料,系统梳理研究区沉积演化模式。在地质模式的指导下开展砂体解剖,识别并预测低渗“甜点”,并形成一套“找砂—寻优—选甜”的“甜点”预测方法^[18]。

3) 重视钻完井和储层保护等配套技术,不断进步的钻完井和储层保护技术是提高东海低渗气藏单井产量和EUR的重要支撑。东海低渗气藏大多埋藏深,温度高,孔渗条件差,导致钻完井作业周期长、成本高,储层保护难度大;相对于油藏,气藏更容易受到钻完井液及工艺的影响,因此做好全过程储层保护至关重要。

为优化钻完井工艺提高作业时效,缩短储层暴露时间,提高地层压力预测精度,优化井筒作业流体性能,综合提升储层保护效果是保障低渗气井单井产量和EUR的重要支撑,研究开展的工作包括:①开展储层岩石力学品质评价,优选高破岩钻头、提速—导向工具,优化钻进参数,提升深部地层机械钻速,减少储层暴露时间;通过井-震融合技术提高地层压力预测精度,精细控制井筒压力,降低井筒与地层压差。②进一步开展屏蔽暂堵技术,工艺优化创新,工具优选,诱喷返排四大方面储层保护攻关,形成大位移井射孔校深及生产联作技术、长裸眼多压力系统全过程储层保护技术、大位移智能完井分层开采技术、低渗气藏控水技术、低渗气藏产能释放综合工艺技术,达到单井产量有效释放。③开展针对储层特征的钻井液、固井水泥浆、完井液体系研究,形成适用于中、低渗等储层的钻井液、固井水泥浆、完井液体系,降低储层污染,实现钻井、固井、完井全过程精细储层保护^[19]。

4) 海上平台有限空间决定在已有平台上开展的小规模压裂改造虽可一定程度提高气井产能,但仅可作为在不考虑海洋工程设施和新钻井投资费用下增产措施作业的一种。而随着储层、“甜点”预测技术的攻关,钻完井和储层保护技术的不断进步,同时通过选用水平井、多分支水平井,大幅度提高了单井产能和EUR,实践证明“甜点预测+高效井型+储层保护”是适应东海低渗气藏的开发模式(图2)。

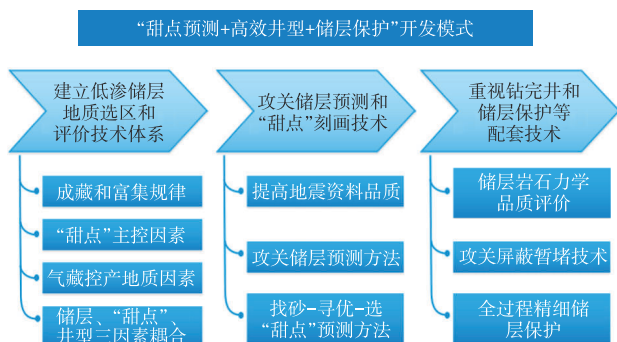


图2 东海西湖凹陷低渗气藏开发配套技术

Fig. 2 Supporting technologies for low-permeability gas reservoir development in Xihu Sag, East China Sea

X气田渗透率介于 $(0.27\sim 49.00)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,级差约30~181倍,具有储层“甜点”厚度薄、横向变化快、纵向和平面非均质性强的特点。为了提高开发效果,采用勘探—开发—工程一体化的建产模式,有效释放了深层致密低渗产能。

研究开展的主要工作包括:①重新处理三维地震资料、开展地质认识再研究,明确“甜点”主控因素和分布特征,提高“甜点”描述精度。②为提高上部低渗储量动用,采用“两层楼”开采策略。上下层楼各部署一套井网,下层楼井路过上层同时开采,同时提高上层楼开发并采气速度。平面上根据“甜点”预测结果,结合储量分布、储层厚度,非均匀布井,下层段物性好的I、II类“甜点”发育层段,采用大井距、稀井网;上层段物性差储层,采用小井距、密井网,提高井网控制程度及储量动用程度。③根据地质沉积模式结合地震响应特征,设计井轨迹纵向钻穿三期主力河道,平面沟通多期心滩,提高“甜点”段长度及“甜点”钻遇数量。采用分支水平井,设计主支与分支井眼轨迹上下交错,保证纵向均衡动用;钻井过程中实时分析构造变化,结合纵向“甜点”发育特征,调整轨迹,平面沟通多期“甜点”,增加储量动用,单井动用储量提高30%。④为降低机械表皮系数,加强储层保护,由套管射孔完井改用打孔管裸眼完井。将EZFLOW钻井液体系变更为油基钻井液体系,后续钻井污染大大降低,测试表皮系数由前期的13降低至5以下,“甜点”钻遇长度较设计增加近百米,5口井产量提升约 $100\times 10^4\text{m}^3$ 。

4 低渗气藏开发面临难题

经过近20a探索,东海西湖凹陷低渗气藏开发已经取得一些阶段认识和成果。然而,目前仍存在基础工作缺乏、理论认识有待深化、关键技术亟待突破、规模效益开发难以实现等一系列难题。

目前,地质气藏评价等基础工作还很薄弱。海域低

渗气藏开发工作起步较晚,叠加海域油气田特殊地理位置的特点,资料少,取资料困难一直以来困扰着海上油气田开发深入研究,低渗气藏开发更是如此。东海低渗气藏缺乏大量包括束缚水饱和度、残余气饱和度、相对渗透率、启动压力、岩电参数等在内的基础资料。同时,少量低渗气藏测试、开发结果表明,部分东海低渗气藏含气饱和度不高,测试和开发普遍产水,其成藏机理,地质成因均不清楚。地质气藏系统评价是开发最基础也是最关键的工作,薄弱的地质气藏评价工作势必造成低渗气藏开发研究无法深入^[20]。

东海低渗气藏大多分布于3500m以下地层,此部位常规拖缆地震资料品质较浅层差。3500m以下砂泥阻抗差异小,部分层位甚至出现阻抗叠置,储层刻画难度大。而在储层内部,基于目前的地震资料更是无法找到识别二、三类“甜点”的地球物理敏感参数,无法为井位部署、水平段轨迹设计提供更多支撑^[21],因此,“甜点”识别和刻画难度大。

海上气田由于其特殊的地理环境,油气开发必须依托或新建包括生产平台、油气输送管线、海缆等在内的海域工程设施。无论是平台模块钻井还是钻井船,钻机机具能力有限,且在有限平台立体空间范围内,水平井长度、轨迹走向、分支井方位角都严格受限。一方面,针对低渗气藏开发,需要水平井长度尽可能延长,分支井方位角尽可能大,增加储量动用,同时增加单井产能和单井EUR;另一方面受平台和钻井能力限制,水平井长度、分支井方位角处处受限,使得低渗气藏开发处于两难的境地。

低渗气藏储层物性普遍较差,单井产能和单井EUR不高,而海上气田开发所必需的海洋工程设施投资巨大,钻完井费用也较陆上高出数倍,对单井产能,单井EUR提出很高要求。目前,东海低渗气藏开发大多是在原有海洋工程设施上实施,特别是在以定向井小规模压裂的探索阶段,在海洋工程设施与钻井费用全部沉没的条件下,定向井小规模压裂改造才能实现经济有效。对于需要重新投资建造、安装海洋工程设施,重新钻新井条件下,低渗气藏实现经济有效开发难度比常规气藏大得多,特别是渗透率介于 $(0.1\sim 1.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的特低渗透气藏,经济有效规模开发存在极大挑战^[22-23](图3)。



图3 海上低渗气藏开发难点示意图

Fig. 3 Schematic diagram of development challenges of offshore low-permeability gas reservoirs

5 东海低渗气藏开发研究方向

海域油气资源是下步油气开发重要的战略接替阵地,海上低渗和特低渗天然气将是下一步储产接替的重要生力军。面对低渗气藏规模效益开发的难题,应从研究方法创新、技术体系创新、管理模式创新三大维度深化研究,形成适合东海低渗气藏开发的理论技术、开发模式、管理体系,加快东海低渗气藏以及其他海域低渗气藏规模开发。

加强基础研究,多学科协同与技术融合,深化理论认识,建立高成功率的地质气藏评价选区与评价技术体系工作包括:①加大基础工作的投入,按照地质气藏评价要求取全、取准地质、测井、气藏等学科所需的资料,突破传统单一学科评价局限,建立多源数据融合的地质气藏评价体系,为选区提供系统性依据;②开展低渗储层“甜点”主控因素与分布规律研究,建立低渗储层分类评价标准,为低渗储层适应性开发技术奠定基础;③深化理论认识,特别是针对低渗储层的地震技术与“甜点”刻画的深度耦合,提高地震资料品质,为“甜点”刻画创造可能性。

推动智能化与数字化转型,形成适应性更强的海域低渗气田开发技术和装备体系包括:①有限空间下的井型与工艺集成创新。针对海上平台面积有限的特点,开展平台空间约束条件下的井型与轨迹优研究,配套钻机机具能力提升,实现单平台控制储量最大化;②智能化排采与产水管理突破。针对海域低渗气藏普遍产水问题,提出突破传统经验的“智能排采技术”(如实时监测、动态优化排水采气工艺),替代被动式排水模式,实现产水高效控制与气井产能持续优化,体现数字化技术与开发工艺的深度融合;③推广AI、大数据、物联网技术,实现智能油田管理,降低成本。探索“油气+新能源”模式(如海上风电与油气田协同开发),拓展多能互补应用场景。

一体化降本与规模开发模式研究,形成低成本高效海域低渗气藏开发海工—钻井—采气—输送一体化技术管理模式,主要包括:①海工—钻井—采气—输送全流程优化,提出“海工设计+装备选型+钻井+采气+输送”一体化降本模式,通过海工装备轻量化、模块化设计,降低海洋工程投资,区别于传统各环节独立设计的高成本模式;②引入“工厂化”作业理念,通过批量钻井、标准化流程缩短钻井周期,同时减少储层污染,实现效率与效益双提升,该模式在陆上非常规气藏有成功案例,但在海域低渗气藏中的应用属于创新探索;③优质储层带动非优质储层的差异化开发。提出“优先动用优质储层,以效益开发带动非优质储层规模动用”的策略^[24](图4),改变传统“全层段均衡开发”思路,通过优质储层的高产井构建

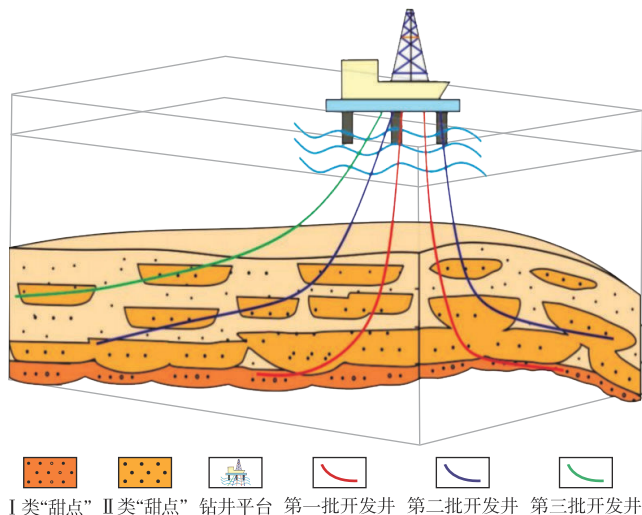


图4 海域低渗气藏开发模式示意图

Fig. 4 Schematic diagram of development model of offshore low-permeability gas reservoirs

开发骨架,降低整体开发风险,为低渗气藏的经济有效开发提供新路径;④强化前期建设到全生命周期管理。

6 结论

经过近20 a探索和研究,东海低渗气藏开发取得突破性进展,低渗气藏开发技术逐步成熟,已初步探索出适应东海西湖凹陷低渗气藏开发配套技术,但也面临基础工作薄弱、“甜点”识别和刻画难度大、长水平井、长多分支水平井钻完井技术有待突破、经济性不佳4大技术挑战。针对一系列问题,开展的主要研究包括:①加强基础研究,深化理论认识,建立高成功率的地质气藏评价选区与评价技术体系;②突破关键技术,形成适应性更强的海域低渗气田开发技术和装备体系;③提升开发效益,形成低成本高效海域低渗气藏开发海工—钻井—采气—输送一体化技术管理模式,同时推动海上油气智能化,结合政策引导与技术创新,平衡经济效益与生态保护。

参考文献

- [1] 肖国林,董贺平,杨长清,等. 我国近海非常规油气资源勘探态势及其地质有利性[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(7): 73-76.
XIAO Guolin, DONG Heping, YANG Changqing, et al. Exploration status and geological advantages of unconventional oil and gas resources in China off shore[J]. Marine Geology Frontiers, 2020, 36(7): 73-76.
- [2] 李士伦,孙雷,杜建芬,等. 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(2): 156-159.
LI Shilun, SUN Lei, DU Jianfen, et al. Difficulties and measures for development of low permeability tight gas reservoirs and condensate gas reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(2): 156-159.
- [3] 林启忠,蒋小鹏,徐博. 东海致密天然气开发管理模式探讨[J]. 海洋石油, 2022, 42(2): 39-41.

- LIN Qizhong, JIANG Yunpeng, XU Bo. Discussion on development and management mode of tight natural gas in East China Sea[J]. *Offshore Oil*, 2022, 42(2): 39-41.
- [4] 蒲庆南, 梁连喜. 压裂技术在东海低渗气田开发中的应用[J]. *海洋石油*, 2012, 32(2): 43-46.
- PU Qingnan, LIANG Lianxi. Application of fracturing technology to the development of the low permeability gas reservoir in East China Sea[J]. *Offshore Oil*, 2012, 32(2): 43-46.
- [5] 冈秦麟. 国外六类气藏开发模式及工艺技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- GANG Qinlin. Development mode and technology of six kinds of gas reservoirs abroad[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [6] 韩松. 致密气开发向国外“取经”[J]. *地球*, 2014, 33(12): 85-88.
- HAN Song. Development of tight gas “learn from foreign countries” [J]. *Earth*, 2014, 33(12): 85-88.
- [7] 彭竞, 彭彩珍, 皮秋梅. 低渗透气藏开发难点与技术对策综述[J]. *当代石油石化*, 2013, 21(9): 26-29.
- PENG Jing, PENG Caizhen, PI Qiumei. A summary of the difficulties in low permeability gas reservoir development and their technical countermeasures[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2013, 21(9): 26-29.
- [8] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- LI Shilun. Natural gas engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [9] 中国石油勘探与生产分公司. 天然气勘探开发技术论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 7-127.
- China National Petroleum Exploration and Production Branch. Collection of papers on natural gas exploration and development technology[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 7-127.
- [10] 中国石油天然气总公司开发生产局. 低渗透油田开发技术[C]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 5-24, 80-90.
- China National Petroleum Corporation Development and Production Bureau. Low permeability oilfield development technology[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 5-24, 80-90.
- [11] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(6): 1015-1026.
- SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [12] 胡文瑞. 苏里格气田建设中的管理模式创新与技术创新[J]. *科技进步与对策*, 2008, 25(10): 112-115.
- HU Wenrui. Administration model innovation and technology innovation in setting up Sulige gas field[J]. *Science & Technology Progress and Policy*, 2008, 25(10): 112-115.
- [13] 黄伟和, 刘海. 中国页岩气开发管理模式探讨[J]. *科技导报*, 2019, 37(19): 66-73.
- HUANG Weihe, LIU Hai. On the development management model of shale gas in China[J]. *Science & Technology Review*, 2019, 37(19): 66-73.
- [14] 张凤喜, 牛丛丛, 张一弛. 东海低渗储层水平井分段压裂实施及效果评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 695-702.
- ZHANG Fengxi, NIU Congcong, ZHANG Yichi. Evaluation of multi-stage fracturing a horizontal well of low permeability reservoirs in East China Sea[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 695-702.
- [15] 秦德文, 姜勇, 侯志强, 等. 叠前同步反演技术在西湖凹陷低孔渗储层“甜点”预测中的应用[J]. *油气藏评价与开发*, 2015, 5(6): 12-15.
- QIN Dewen, JIANG Yong, HOU Zhiqiang, et al. Application of prestack synchronous inversion technology in “sweet spot” prediction of low porosity and permeability reservoir in Xihu sag[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2015, 5(6): 12-15.
- [16] 秦德文, 刘创新, 曹冰, 等. 地质与工程甜点预测技术在东海致密气开发中的应用[J]. *中国造船*, 2019, 60(4): 261-269.
- QIN Dewen, LIU Chuangxin, CAO Bing, et al. Prediction technology of favorable geology and engineering areas and its application in development of tight gas-bearing reservoirs in the East China Sea[J]. *Shipbuilding of China*, 2019, 60(4): 261-269.
- [17] 彭竞, 彭彩珍, 皮秋梅. 低渗透气藏开发难点与技术对策综述[J]. *当代石油石化*, 2013, 21(9): 26-29.
- PENG Jing, PENG Caizhen, PI Qiumei. A summary of the difficulties in low permeability gas reservoir development and their technical countermeasures[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2013, 21(9): 26-29.
- [18] 刘金水, 唐健程. 西湖凹陷低渗储层微观孔隙结构与渗流特征及其地质意义: 以HY构造花港组为例[J]. *中国海上油气*, 2013, 25(2): 18-23.
- LIU Jinshui, TANG Jiancheng. Microscopic pore texture and percolation features in the low permeability reservoirs and their geological significance in Xihu sag: A case of Huagang Formation in HY structure[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2013, 25(2): 18-23.
- [19] 谢玉洪. 南海西部低渗油气藏勘探开发探索与实践[J]. *中国海上油气*, 2018, 30(6): 80-85.
- XIE Yuhong. Exploration and practice of low permeability reservoirs exploration and development in western South China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2018, 30(6): 80-85.
- [20] 雷群, 李熙喆, 万玉金, 等. 中国低渗透砂岩气藏开发现状及发展方向[J]. *天然气工业*, 2009, 29(6): 1-3.
- LEI Qun, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. The status quo and development trend of exploiting low-permeability gas sandstone reservoirs in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(6): 1-3.
- [21] 朱光亚, 刘先贵, 薛蕙, 等. 低渗气藏储层评价新特征参数研究[C]//油气田开发技术大会, 中国石油学会, 2009.
- ZHU Guangya, LIU Xiangui, XUE Hui, et al. Study on new characteristic parameters of low permeability gas reservoir evaluation [C]//Oil and Gas Field Development Technology Conference, China Petroleum Institute, 2009.
- [22] 赵贤正, 朱庆忠, 孙粉锦, 等. 沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J]. *煤炭学报*, 2015, 40(9): 2131-2136.
- ZHAO Xianzheng, ZHU Qingzhong, SUN Fenjin, et al. Practice and thought of coalbed methane exploration and development in Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2015, 40(9): 2131-2136.
- [23] 银熙炉. 低渗透气藏开发难点与技术对策[J]. *云南化工*, 2018, 45(1): 86.
- YIN Xilu. Difficulties and technical countermeasures of low permeability gas reservoir development[J]. *Yunnan Chemical Technology*, 2018, 45(1): 86.
- [24] 李阳, 薛兆杰. 中国石化油气田开发工程技术面临的挑战与发展方向[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(1): 1-5.
- LI Yang, XUE Zhaojie. Challenges and development tendency of engineering technology in oil and gas development in Sinopec[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(1): 1-5.