

引用格式:赵勇,李久娣,严曙梅,等.东海陆架盆地西湖凹陷油气开发技术及攻关方向[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):711-721.

ZHAO Yong, LI Jiudi, YAN Shumei, et al. Oil and gas development technologies and research directions in Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 711-721.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.001

东海陆架盆地西湖凹陷油气开发技术及攻关方向

赵勇¹,李久娣¹,严曙梅²,李基伟³,田彬²,潘潞²,徐晨²,陈磊³,雷蕾²,吕鹏²

(1.中国石化上海海洋油气分公司,上海 200125;2.中国石化上海海洋油气分公司勘探开发研究院,上海 200125;
3.中国石化上海海洋油气分公司工程技术研究院上海 200125)

摘要:近年来中国石化上海海洋油气分公司持续在东海陆架盆地西湖凹陷开展勘探开发实践,面对海上少井少资料带来的地质认识不确定性大,有限平台空间和平台有限辐射范围带来工程工艺上的难题,以及海上油气开发高投资、高风险和西湖凹陷异常复杂油气藏类型等巨大挑战,创新发展了适应海上开发特点的多项工程工艺。海上低渗致密气藏开发技术初步实现了强非均质低渗致密气藏均衡动用;海上零散储量“滚评建”一体化开发技术实现了东海零散储量有效动用与效益开发;老区“滚评调”一体化高效调整技术充分考虑滚动、评价和调整3个目的进行了综合立体部署,实施效果远超预期;海上带水气藏全生命周期提高采收率技术有效控制边底水气藏水侵速度、有效延长了气井的生产寿命;通过这些技术的推广应用,实现了东海陆架盆地西湖凹陷油气增储上产和高效开发,为国内外海上油气田的高效开发提供了借鉴和参考。围绕东海低渗致密储层高效开发、边际零散储量效益动用、常规边底水气藏提高采收率等方面的问题,仍面临理论创新、工艺技术突破等问题和挑战,亟待开展低渗致密气藏高效开发技术、平台周边远距离储量开发工程技术、带水气藏剩余气描述、西湖凹陷多资源立体综合利用等技术的攻关,以期持续推动东海西湖凹陷油气高效高质开发。

关键词:东海西湖凹陷;海上油气;低渗致密;“滚评建”一体化;边底水气藏

中图分类号:TE53

文献标识码:A

Oil and gas development technologies and research directions in Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin

ZHAO Yong¹, LI Jiudi¹, YAN Shumei², LI Jiwei³, TIAN Bin², PAN Lu², XU Chen², CHEN Lei³, LEI Lei², LYU Peng²

(1. Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200125, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200125, China; 3. Engineering Technology Research Institute, Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200125, China)

Abstract: In recent years, Sinopec Shanghai Offshore Oil & Gas Company has continuously carried out exploration and development practices in the Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin. In the face of high geological uncertainties caused by sparse wells and limited data offshore and engineering difficulties brought by constrained platform space and limited coverage, along with the significant challenges of high investment and high risk in offshore oil and gas development and exceptionally complex reservoir types in the Xihu Sag, multiple engineering technologies tailored to the characteristics of offshore development have been innovatively developed. The development technology for offshore low-permeability tight gas reservoirs has preliminarily achieved balanced production in strongly heterogeneous, low-permeability tight gas reservoirs. The integrated “rolling evaluation and development” technology for offshore scattered reserves has enabled the effective utilization and cost-effective development of scattered reserves in the East China Sea. The integrated and efficient “rolling evaluation and adjustment” technology for mature areas fully considers the three objectives of rolling exploration, evaluation, and adjustment, and achieves a comprehensive and multidimensional deployment, with implementation results far exceeding expectations. The full-lifecycle enhanced oil recovery technology for offshore water-bearing gas reservoirs effectively controls the water invasion rates in edge-bottom water gas reservoirs, and significantly extends the production lifespan of gas wells. The promotion and application of these technologies enables increased oil and gas reserves, production, and efficient development in the Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin, providing a reference for the efficient development of offshore oil and gas fields both in China and abroad. For the efficient development of low-permeability tight reservoirs in the East China Sea, effective utilization of marginal and scattered reserves, and enhanced oil recovery in conventional edge-bottom water gas reservoirs, there are still challenges in theoretical innovation and technological breakthroughs. It is urgent to tackle key technical challenges such as efficient development technologies for low-permeability tight gas reservoirs, engineering technologies for long-

收稿日期:2025-01-16。

第一作者简介:赵勇(1966—),男,博士,正高级工程师,从事油气开发地质方面的研究。地址:上海市浦东新区锦康路50弄中国石化浦东研发中心,邮政编码:200125。E-mail:zhaoyong@sinopec.com

基金项目:中国石化重点科技项目“东海深层气藏开发关键技术研究”(P15124)。

distance reserve development around platforms, residual gas characterization in water-bearing gas reservoirs, and integrated utilization of multiple resources in the Xihu Sag, with the aim of continuously promoting the efficient and high-quality development of oil and gas resources in the Xihu Sag of East China Sea.

Keywords: Xihu Sag of East China Sea; offshore oil and gas; low-permeability tight reservoirs; integrated “rolling evaluation and development”; edge-bottom water gas reservoirs

东海陆架盆地是中国近海面积最大的中、新生代沉积盆地,最大沉积厚度达15 000 m,有效勘探面积 $24\times 10^4\text{ km}^2$ 。西湖凹陷位于东海陆架盆地的东北部,面积约 $5.9\times 10^4\text{ km}^2$,是盆地内最具油气勘探潜力的地区。根据新生代的构造格局、沉积特点、断裂发育及油气赋存状态等特征,西湖凹陷由西向东可划分为保俶斜坡带、三潭深凹、浙东中央背斜带、白堤深凹和天屏断裂带5个次级构造单元,其中,浙东中央背斜带和保俶斜坡带是西湖凹陷油气勘探与开发的重点区域。

海上油气田开发具有独有的特点与挑战:①海上井少、资料少,油气田评价阶段地质认识不确定性大^[1-2];②海上油气田开发高投资、高风险,开发效益难以保证^[3-4];③有限平台空间和有限平台辐射范围使得海上油气田开发无法直接采用陆上成熟的开发工程工艺技术^[5];④西湖凹陷总体油气藏规模小,地质特征及油气类型异常复杂多样。因此,油气开发特点使海上油气田开发困难与挑战迭代增加。国内外学者论述海上油气田开发技术多针对单一专业、单一因素的单一技术,比如海上稠油开发技术^[6]、边际油田开发技术等^[7],鲜有同时结合海上油气田开发难题和地区特有的地质油气藏特征,并围绕高效开发较为全面的技术系列。从海上开发的特点与挑战入手,结合西湖凹陷地质油气藏特征,重点介绍东海西湖凹陷油气开发实践中形成的关键技术和特色方法,以期为国内外海上同类油气藏的勘探开发工作提供参考。

1 东海陆架盆地西湖凹陷天然气勘探开发历程

东海西湖凹陷勘探开发历史迄今50 a。1974年9月,中国对东海开展以油气为主的大规模地质综合调查,开始了东海油气勘探的工作;1982年11月,在西湖凹陷平湖构造带上钻探了PH1井,试获日产原油 174.34 m^3 、天然气 $40.84\times 10^4\text{ m}^3$,发现了东海海域的第一个油气田——PH油气田,实现了东海油气勘探的重大突破。截至2023年,东海西湖凹陷已发现并探明油气田19个。

1996年起,东海西湖凹陷第一个油气田——PH油气田投入开发建设,并于1998年底成功投产,正式开始了东海西湖凹陷的开发工作。

2003—2017年东海陆续投入大规模产建时期,保俶

斜坡带与中央背斜带共10个油气田相继投入开发。按照构造油气藏模式“沿长轴、占高点”的思路部署开发井,东海西湖凹陷年产量迅速实现翻番。但开发井钻后构造高部位多口井目的层储层发生减薄或尖灭现象,多个油气田探明储量、产能大幅缩水,部分开发井产量快速递减,气田稳产形势严峻。西湖凹陷构造-岩性复合气藏开始受到关注,迫切需要开展沉积特征、储层平面展布的研究。

2018—2021年是东海西湖凹陷老区调整时期。针对构造-岩性复合气藏特点,围绕已有开发平台,以“滚评调”一体化工作模式部署调整及评价井,东海西湖凹陷天然气产量翻一番。构造-岩性复合气藏的成功挖潜,转变了原有构造型气藏描述及开发思路。在海上井少资料少、开发投资大、地质认识不确定性强的客观条件下,深化了深层沉积储层认识,在源汇沉积体系指导下明确了有利沉积区。提升了地震资料品质及应用,从而解决不同期次河道的刻画及表征;强化了油气成藏关键要素分析,指出达到开发精度的油气富集目标。综合考虑周边潜力,地质工程相结合,形成立体挖潜的动用策略。以动用储量-产能-经济效益为风险衡量标准,建立了海上“五步法”的老区挖潜研究思路,提升了海上调整井及评价井的开发效益,投产成功率为94%。

2022—2023年,东海西湖凹陷再次进入新区产建大规模上产时期。深层低渗气藏的开发推动东海西湖凹陷天然气产量实现跨越式增长。低渗致密储层的测井综合评价、“甜点”预测及刻画、开发技术政策制定以及钻完井配套工程工艺技术是低渗致密气藏实现效益开发的关键技术,将成为今后海上低渗致密气藏开发的主要攻关方向。

2 东海西湖凹陷油气开发关键技术

2.1 海上低渗致密气藏开发技术

随着勘探开发的不断推进,东海西湖凹陷探明未动用低渗致密天然气储量占比不断增加,低渗致密气有效开发已经十分重要。受海上高投资影响,海上低渗气藏开发经济界限和可采储量(EUR)要求高,陆上成熟的“水平井+大规模体积压裂”无法支撑海上低渗致密气有效开发^[8-10]。针对海上特点,形成了海上“‘甜点’+水平井/多分支井+优快钻井+裸眼完井”集成化的强非均质低渗

气藏高效开发关键技术。

2.1.1 低渗气藏“甜点”储层预测技术

“甜点”储层的有效动用是低渗气藏获得自然产能的关键。东海西湖凹陷已开发低渗气藏主要沉积类型为复杂辫状河,纵向多期叠置、横向迁移频繁,内部“甜点”厚度薄(3~5 m)、分布规律不清。“甜点”储层的预测是低渗气藏开发的重点和难点。

东海西湖凹陷深部储层成岩期次多、改造强烈,孔喉空间关系复杂,“甜点”成因机制存在争议。以先天沉积

条件和后期成岩改造为切入点,形成沉积微相-岩石相-成岩相,结合埋藏史-热史-充注史-成岩史-孔隙演化史分析“甜点”时空演化的技术流程。“三相”主控下“五史”匹配的“甜点”成因机制分析认为:沉积时期高能水道大型心滩优势沉积控制了储层物性基础“甜点”,成岩阶段绿泥石蚀边增加了抗压实能力。第一期油气充注产生大量酸性流体形成溶蚀,缓慢沉降期和快速抬升期产生差异保孔,最终优势相带物性“甜点”区的溶蚀孔被保留下来形成优质储层。后期油气通过输导断层运输至构造高部位优质储层或岩性圈闭形成“甜点”(图1)。

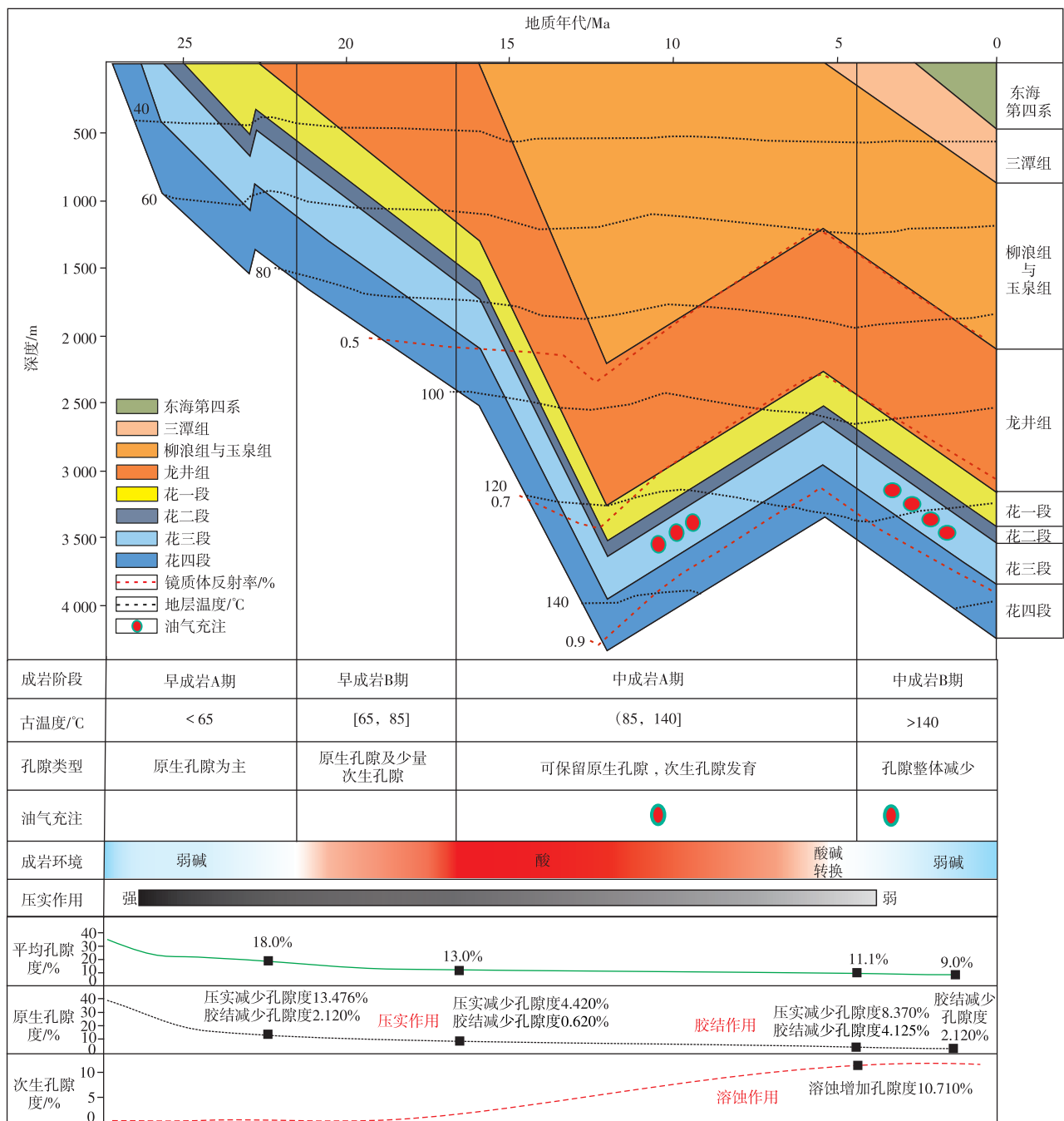


图1 东海陆架盆地西湖凹陷Z气田埋藏史-热史-充注史-成岩史-孔隙演化史剖面

Fig. 1 Burial history-thermal history-injection history-diagenetic history-pore evolution history profile of Z gas reservoir in Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin

低渗储层非均质性强,渗透率测井解释精度不能满足“甜点”精细刻画评价需求。通过创新采用岩石骨架法识别粒级岩性,结合流动单元指数(FZI)与人工智能方法,建立基于岩性及孔喉分类下的渗透率智能预测技术(图2),从而大幅提高了渗透率测井解释精度。误差由原来1个数量级缩小至不超过0.3个数量级,为“甜点”精细刻画提供支撑。

东海低渗气藏普遍埋深大于3 500 m,但海上深层地震资料主频低、地震信号弱,分类储层间的地震响应特征差异小,“甜点”识别难度大。利用岩-电-震进行构型边界识别及构型级次划分,井-震及构型联合驱动解析河道叠置模式,三原色融合(Red Green Blue,简称RGB)分频属性融合表征单一河道厚度,形态梯度学算法智能提取单一河道边界,成功将复合河道级次刻画精细至4级单一河道,实现三角洲内部单一河道边界识别和平面精细表征。在单一河道识别的基础上利用叠前高精度反演技术、致密储层多层门控循环单元(Gated Recurrent Unit,简称GRU)网络的孔隙度智能预测技术、基于柔度因子分类的渗透率定量预测等地球物理方法,完成砂岩构型解剖下的分类“甜点”精细空间预测。指导后续实钻井I类、II类“甜点”储层吻合率88%,III类“甜点”储层吻合率72%。

2.1.2 强非均质气藏产能评价技术

强非均质性气藏不同类型储层物性差异大,导致产能差异较大。常规方法利用平均渗透率计算强非均质性气藏产能精度只有50%,影响开发技术政策制定。因此,创新形成了强非均质低渗气藏多层干扰下的水平井产能预测方法。

按照储层分类标准,将储层分成四类。每类储层分别利用对应的渗透率及钻遇长度进行产能预测,同时考虑不同类储层间的相互干扰,计算得到4个分类储层干扰系数,创建低渗气藏多层干扰下的水平井产能预测公式,即式(1),破解了常规均质渗透率储层产能预测公式,即式(2)产能求不准的难题,预测精度由50%提升至90%,确保气藏科学合理配产。

$$Q = \alpha_1 Q_I + \alpha_2 Q_{II} + \alpha_3 Q_{III} + \alpha_4 Q_{IV} \\ = 0.92 Q_I + 0.84 Q_{II} + 0.7 Q_{III} + 0.2 Q_{IV} \quad (1)$$

$$Q = \frac{k_a l_1 (p_i^2 - p_{wf}^2)}{1.291 \times 10^{-3} \mu Z T / \cos \theta \ln (r_e / r_w + S + S_\theta)} \quad (2)$$

式中: Q 为气井产能,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_I 为I类储层产能,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_{II} 为II类储层产能,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_{III} 为III类储层产能,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; Q_{IV} 为IV类储层产能,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ 为不同类型储层产能系数; k_a 为平均渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; l_1 为气井钻遇储层总长度,单位m; p_i 为地层原始压力,单位MPa; p_{wf} 为井下压力,单位MPa; μ 为气体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Z 为天然气压缩因子; T 为地层温度,单位K; θ 为井斜角,单位($^\circ$); r_e 为供气半径,单位m; r_w 为井底折算半径,单位m; S 为表皮系数; S_θ 为井斜产生的拟表皮系数。

2.1.3 高效井型井网设计技术

西湖凹陷北部发育厚层低渗气藏,储层厚度达100 m以上,纵向非均质性强,采用一套常规层系开发储量会导致动用不充分,物性较差引起层段采出程度低。针对强非均质厚气藏均衡动用难题,创新形成了高效井型、井网设计技术。

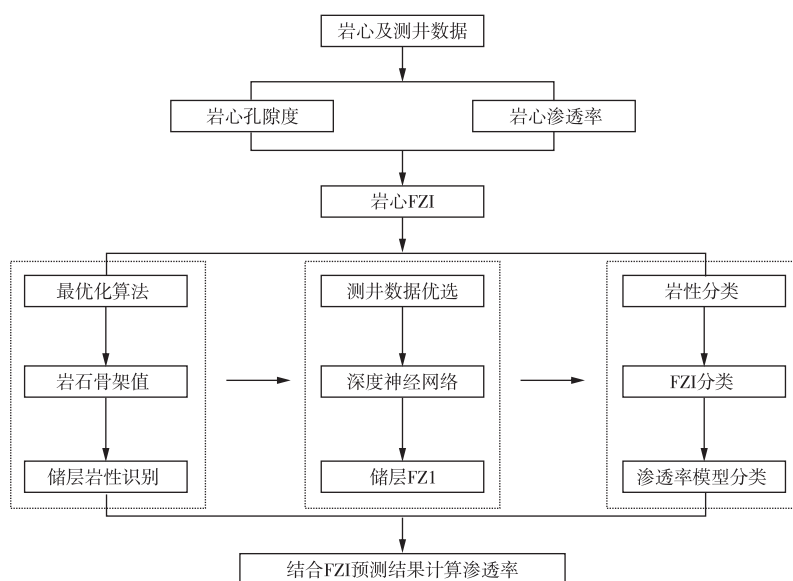
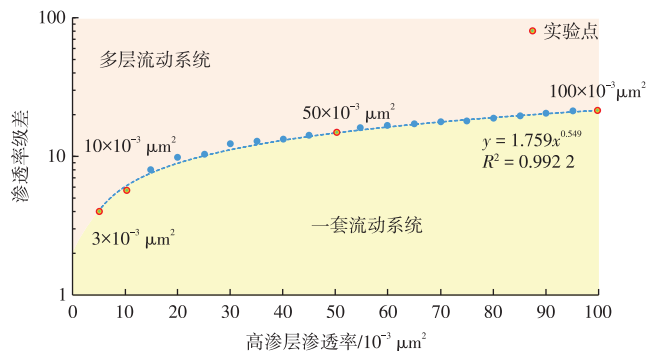


图2 基于岩性及流动单元的渗透率智能计算流程

Fig. 2 Intelligent permeability calculation flowchart based on lithology and flow units

1) 创新强非均质气藏层系划分方法。研发大型纵向渗流实验装置,揭示巨厚强非均质储层的分层渗流规律,创建分层流动系统划分(图3),为立体高效井网设计提供理论依据。



注: R^2 为决定系数。

图3 分层流动系统划分

Fig. 3 Division of layered flow system

2) 创新海上低渗气藏合理井网密度设计技术。基于低渗透气藏动用半径及“甜点”分布规律,研发“方向向量计算方法”,形成了“大斜度井+水平井”布井模式,创新研究出低渗气藏合理井网密度设计技术。一次井网条件下储量控制程度达90%,单井EUR达 $26 \times 10^8 \text{ m}^3$,有效提升了低渗透储量动用程度,从而实现强非均质气藏均衡动用。

2.1.4 钻完井一体化储层保护技术

针对东海储层低渗气藏储量占比大、埋藏深(不小于3500 m)、温度高(超过150℃)、压力异常(压力系数最高超过1.7)等特点,创建了钻完井一体化储层保护技术体系^[11],应用于超50口井,表皮系数降低,不高于5,平均超产46.7%。技术体系包含3项技术:①油基钻完井一体化工作液技术,针对低渗储层水敏、盐敏强、钻井液固相污染等问题,优选固相加重颗粒尺寸,创新提出油基钻井液固相颗粒封堵机理(图4),首创油基钻完井液一体化储层保护技术,即“上部等密度完井液+中间隔离液+裸眼段油基钻井液”,同时配合高效返排技术,即“多次激活型井下旁通阀+油基专用清洗剂”,实现储层保护时效双提升^[12];②射孔生产一体化工艺,针对常规套管射孔工艺无

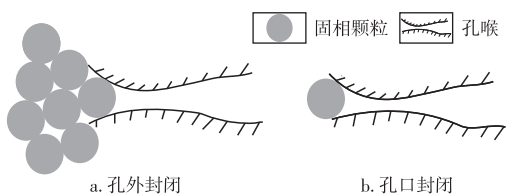


图4 固相颗粒封堵机理

Fig. 4 Plugging mechanism of solid-phase particles

法满足深部储层高压井控和低渗储层保护的要求,基于管柱功能集成化概念,设计采用射孔生产一体化分采工艺,先油管输送射孔(TCP)负压射孔打开常压层,采用低密度工作液压井,再下入射孔生产一体化管柱,达到“常压低渗层负压射孔+高压层联作负压射孔”的全过程储保效果,避免高密度工作液对常压层造成伤害,目前该技术已累计在东海应用14井次^[13];③自生酸化完井一体化,针对低渗储层物性差、易受水锁效应、压力亏空、地露压差小、凝析油污染等问题,优选适用于高温储层(140℃以上)的自生酸体系,生酸速率慢、储层穿透深,解决了酸液体系易腐蚀生产管柱的问题,施工便利,同时配合“甲酸盐完井液+防水锁剂+固化水+后效体射孔弹”等技术实现保护储层,该技术解堵效果明显,投产初期油压与产量逐渐上升,平均超配产2.5倍^[14]。

2.2 海上零散储量“滚评建一体化”开发技术

海上油气开发投资巨大,受平台有限辐射范围影响,海上零散储量实现经济动用难度巨大。另外,海上评价阶段资料少,油气藏评价、潜力与风险认识严重不足。因此,为了实现海上零散储量有效动用与效益开发,既要夯实储量动用基础,围绕已发现储量开展潜力评价降低开发风险,又要利用已有储量兼顾评价潜力,降低评价成本与风险,从而创新工程工艺技术,实现工程降本增效。

2.2.1 零散储量整体描述技术

面对零散储量效益开发难题,一方面要夯实气田已探明储量基础,另一方面要详细描述气田由内到外的潜力资源。针对西湖凹陷斜坡带以多种类型零散构造-岩性油气藏为主的特征,根据“源渠汇”宏观沉积理论的指导,开展少井条件下沉积微相精细描述。结合相控储层反演技术,进一步定量刻画气田整体零散圈闭,落实平台动用储量基础。

以斜坡带N1气田为例,通过古地貌精细恢复来梳理物源特征,结合断槽和转换断层控制古水系搬运砂体,明确优势沉积相带,进一步确定规模构造-岩性圈闭主要富集区。在“源渠汇”体系认识的基础上,通过岩心描述和测井相分析,结合地震属性和相对海平面的升降旋回,实现油气田内部河潮联控沉积微相精细描述,厘清水下分流河道、潮汐砂坝是优势储集体。在河潮联控的地质模式指导下,梳理储层的振幅随偏移距变化(Amplitude Versus Offset,简称AVO)特征响应和储层敏感弹性参数,实现基于相控下的敏感弹性参数反演,针对平湖组10个主要目的层开展砂体定量刻画,夯实已钻井探明储量,同时落实气田内外12个潜力目标,为效益开发奠定资源基础。

2.2.2 潜力目标评价分级技术

斜坡带已钻圈闭均表现出油气水关系复杂、零散,构造-岩性圈闭成藏效果差异大,且开发井单井动用地质储量变化大的特点,需要针对气田未钻潜力目标开展定量成藏评价。通过总结提出“烃源背景、断砂匹配和封堵条件”为油气成藏关键3个要素,建立“本地供烃、优势输导、立体封存”的油气成藏模式,实现斜坡带油气田有利圈闭分级优选。

一方面,针对砂层组级别开展油气物理、化学性质和地球化学参数研究,定量评价内源、外源的贡献占比,明确主力烃源灶;另一方面,通过建立断裂活动强度指数和分析已钻油气井油气显示情况,定量判断断层疏导能力,从而进一步明确优势成藏潜力区域。优势潜力区内的断块型油气藏通过泥岩涂抹系数定量评价断层封堵性;对于岩性上倾尖灭油气藏,结合反演、地震和地貌综合判断尖灭点落实程度,降低圈闭有效性风险。结合成藏要素的分析与评价,建立“本地供烃、优势输导、立体封存”的油气成藏模式和3个关键要素,建立潜力目标综合评价公式,对构造-岩性圈闭开展定量化评价,梳理优势潜力目标和风险潜力目标,进一步夯实滚动储量基础。

2.2.3 “滚评建”一体化开发技术

已探明储量和后续优势潜力的储量规模、空间分布特征和风险等级差异较大,因此,只有将滚动勘探、评价及建产等关键环节形成有机整合,采用“滚评建”一体化开发技术才能进一步降低开发风险,实现边际气田效益开发。

针对N1气田开发方案(ODP)的5口开发井,一方面,根据储层刻画结果和地质认识,通过开发井靶点的复核,将部分开发井靶点优化至储层发育区,降低钻井风险;另一方面,结合周边滚动评价潜力目标,优化部分井的轨迹来进行兼顾评价,实现一井多目标。针对无法利用开发井进行兼探评价的潜力目标,采用“滚动+预案”的扩储策略,先滚动甩开评价潜力大的圈闭目标,如果成功将直接投产,如果失败可以回撤至已探明的调整目标,保障开发井一定成功投产,进一步实现预测储量滚动、控制储量评价、探明储量调整动用。

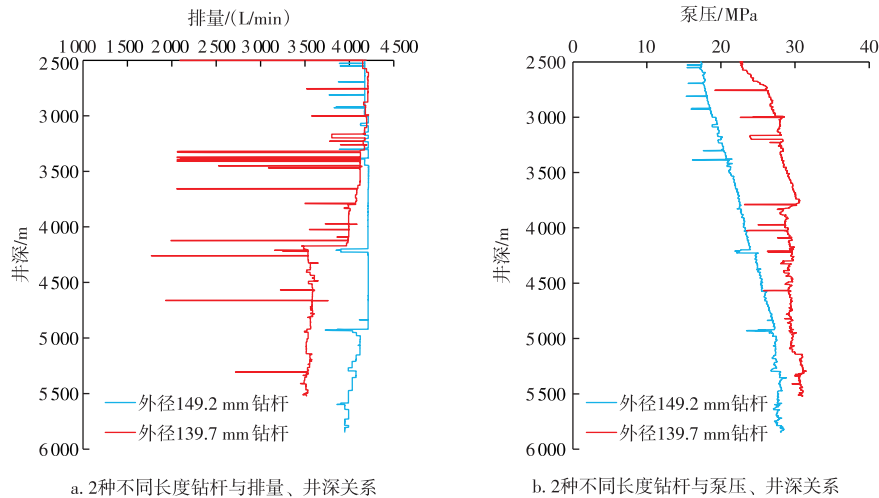
从ODP方案实施结果来看,5口开发井均成功钻遇油气层并成功投产,其中4口开发井钻遇储层累计厚度优于钻前设计;从滚动评价结果来看,滚动扩储的A8井、A12井、A11井和A5H1井均钻遇油气层并成功投产。最终实现动用地质储量增幅76%、新建产能增幅143%,建成东海首个示范级无人化井口平台。

2.2.4 大位移井及优快钻完井技术

围绕已建生产平台对周边3~6 km构造实施滚动勘探开发与增产挖潜,创建了东海大位移井安全高效钻完井技术,累计实施大位移井38井次,支撑了百亿立方米可采储量的有效动用^[15-16]。具体包含3项技术:①基于钻井延伸极限的一体化优化设计技术,有效提升了大位移井扩边扩储能力和已建生产平台覆盖范围。综合考虑管柱摩阻扭矩、设备机具能力、裸眼井壁稳定性的约束,形成东海大位移井综合延伸极限预测模型和基于井眼延伸极限的大位移井身结构优化方法。轨迹设计综合考虑轨道长度、轨道势能、摩阻扭矩等因素,形成“拟悬链线+圆弧”井眼轨道优化设计方法^[17],大位移井钻进摩阻降低11%,垂深超4 000 m井最大水平位移延伸极限达到5 975 m。②形成东海大位移井井筒高效清洁技术,考虑岩屑浮力影响和悬浮层与岩屑床层质量交换,提出大位移钻井两层动态岩屑运移模型,明确井斜角、钻杆转速、环空返速、钻杆尺寸、钻杆偏心度等对岩屑床高度的影响规律,通过将钻杆外径由139.7 mm升级为149.2 mm、安装岩屑床破坏器等措施,进一步增大泥浆排量提高井筒清洁效果,降低泥浆泵泵压^[18](图5)。③形成东海大位移井提速提效技术,创新设计形成“聚晶金刚石复合片(PDC)钻头+一体化复合冲击器+旋转导向的轨迹控制钻具”组合。基于不同PDC齿形冲击破岩实验与模拟,量化侵入深度和破岩体积(图6),创新形成以360°旋转齿钻头为核心的钻井提速技术。以纵横弯曲法为基础,建立了旋转导向系统的力学分析方程,揭示了提速工具长度和地层硬度对旋转导向造斜能力的影响规律,在保证轨迹平滑的同时提高机械钻速^[19]。平均机械钻速提高了84.06%,钻井周期缩短了37.09%。

2.3 老区“滚评调”一体化高效调整技术

海上油气田评价阶段由于井少、资料少,地质认识存在较大的不确定性,因此开发方案阶段制定的开发技术政策与开发指标预测都存在不确定性。油气田完成产建投入开发后,随着井资料和开发动态资料逐步增加,地质认识逐步从“黑匣子”向“灰匣子”逼近,开发矛盾也逐步显现。一方面,由于评价阶段评价不足,地下潜力未能充分探明,油气田投入开发之后,区块内部及周边存在相当可观的油气潜力待调整与滚动评价动用;另一方面,由于已开发油气田地质认识的不确定性大,老区调整及滚动挖潜风险高。针对上述油气开发特点,海上油气田开发调整着重强调动静态资料综合分析,降低地质认识不确定性;针对地质认识不确定性,通过部署策略综合研究,攻关形成具有海上特色的老区潜力精细评价技术和“滚



a. 2种不同长度钻杆与排量、井深关系

b. 2种不同长度钻杆与泵压、井深关系

图5 2种不同长度钻杆参数对比

Fig. 5 Comparison of parameters between drill pipes with two different lengths

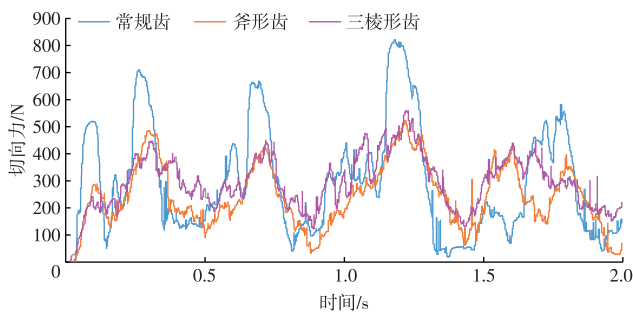


图6 不同PDC齿形冲击破岩模拟

Fig. 6 Simulation of rock breaking with different PDC tooth profiles

评调”一体化高效调整技术,进一步推动海上老区持续稳产和效益开发。

2.3.1 海上老区潜力精细评价技术

1) 动静结合开发矛盾分析技术

海上油气田受测试资源调配的影响,动态监测井次仅为陆上油气田的12%,地层动态资料基础薄弱,油气藏动用情况评价难度大。通过深挖现有生产动态和动态检测资料,深化建模数模一体化技术应用,结合物质平衡法、现代产量递减法等多种分析手段,强化动态资料的应用和分析,与地质特征分析、地震解释预测、测井解释评价等静态地质成果相结合,综合分析气田动用情况,揭示气藏开发矛盾,落实剩余潜力分布。东海H气田通过现代产量递减和历年测压结果明确气藏动态法储量与地质储量存在较大差异,根据地质地震一体化再认识,转变气藏认识由构造气藏变为岩性-构造气藏,从而发现大型浅水三角洲多期复合河道中的未动用潜力。

2) 复合河道解剖技术

陆上密井网油田对于复合河道解剖通常从大量井点

取心资料出发,采用“点-平-剖结合、井-震结合”的研究思路,侧重于利用井点数据支撑,而地震资料通常作为辅助手段。海上油气田面临“面积大、井网稀、资料少”等问题,更侧重于应用地震资料,钻井地质资料为辅,厘清复合河道三维空间展布特征。该技术充分利用地震资料横向分辨率高的优势,采用地震沉积学地层切片方法,实现相对高分辨率的沉积演化研究。对于复合河道边界识别,采用单井相分析、砂体厚度预分析、沉积相组合互动分析的研究思路,根据取心井岩电标定进行单井相分析,优选敏感地震属性编制砂体厚度平面图,基于沉积演化模式及相序定律确定沉积相平面分布和垂向演化特征。

3) 储层构型表征技术

随着老区油气藏开发动用程度不断提高,控制剩余油气分布的地质单元越来越小,认识剩余油气分布的难度越来越大^[20-21],迫切需要开展储层构型精细表征研究^[22],确定不同级次储层构型单元的形态、规模及叠置关系^[23]。分频RGB融合技术可以通过颜色差异和亮度高低清晰显示不同地质体边界,特别在海上井控程度低的复杂相带构型解剖具有独特的优势。综合应用层次分析、井-震联合、模式指导、动静结合以及分频RGB融合方法,形成海上储层构型表征技术(图7)。通过岩心观察描述,岩心可识别3级构型界面(大型底型内的侵蚀面或者增生体、单一水下分流河道内部泥质隔层及增生体等);通过测井曲线特征分析和岩性识别,单井上可识别4级构型界面(单一河道边界);通过地震多属性融合分析和分频RGB融合分析,平面上可最小识别至4级构型边界。

4) 圈闭有效性评价技术

研究区多表现为“下生上储”型含油气系统,含油气层位与断层关系密切,同一层段内油气富集差异主要受

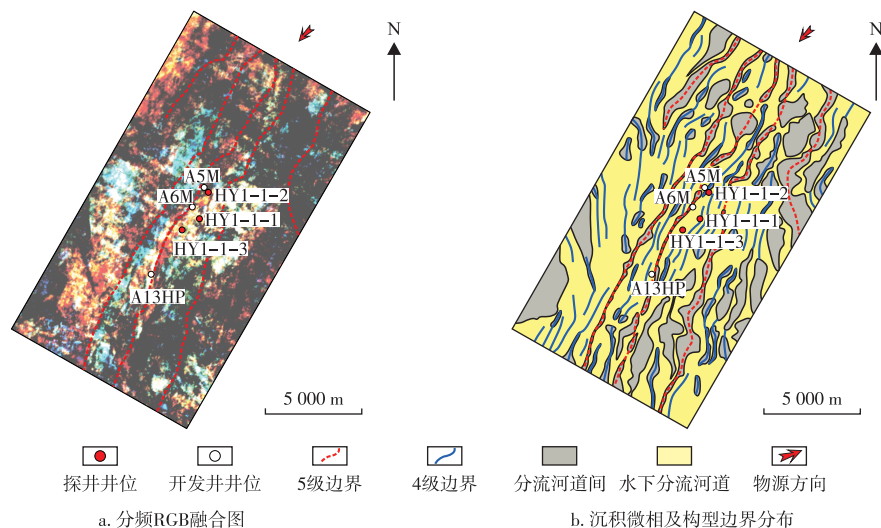


图7 东海西湖凹陷中央带储层构型表征技术方法

Fig. 7 Reservoir architecture characterization methods of central zone in Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin

控于油气输导体系。近年来针对输导系统的研究逐步从定性评价发展到定量评价,通过分析影响输导能力的关键参数,将研究区输导样式划分为4类,形成圈闭含油气概率评价公式,用于评价目标圈闭油气输导体系有效性,指导钻探目标评价优化,应用该技术部署的5口评价井均钻遇工业油气层,取得较好实施效果。

2.3.2 “滚评调”一体化高效调整技术

针对海上油气开发特点,在实践中形成“滚评调”一体化高效调整技术,注重地震资料品质提升,强化沉积储层刻画,深化成藏与富集要素分析,加强平台周边综合立体挖潜,强化产能、储量、经济风险综合分析管控,实现最大程度高效开发调整。

每期开发调整方案既有对动用不充分油气藏的调整井部署,又有对动用状况不明确油气藏的进一步评价,同时安排对潜力层系的滚动勘探,统筹考虑多个目的开展井轨迹优化,确保砂体钻遇率,进一步降低风险。东海H气田开发调整方案应用该技术,充分考虑滚动、评价和调整3个目的进行综合立体部署,先后部署9口调整井、评价井,实施后气田动用地质储量超百亿立方米,日产气量超百万立方米,成为东海西湖凹陷首个“双百”气田^[24]。

2.4 海上带水气藏全生命周期提高采收率技术

2.4.1 水驱气藏“防控排”一体化治理技术

东海已开发气藏以构造气藏为主,气藏驱动方式以边底水驱动为主,生产动态上总体呈现“无水采气期—产压递减期—低压低产期”三段式特征^[25],影响水驱气藏开发效果主要包括储集层类型、气水分布关系、水体大小等地质因素,以及布井方式、完井方式、采气工作制度等开

发因素,按照“充分认识和利用地质因素、优化开发因素”的原则,建立了东海水驱气藏“早期防水、中期控水、晚期排水”相结合的全周期开发技术对策^[26],形成了变密度定向射孔、智能控水完井、轨迹优化、出水层位识别及卡堵水等防水控水技术系列,以及气举排液、电泵排液、速度管柱排液、涡轮排液等排水技术系列,有效控制了水侵气藏水侵速度,延长了气井的生产寿命,有效提高了气藏采收率。

1) 井型井位优化避水技术

井型井位优化避水技术主要是通过深入分析地质构造与气水分布特征,设计合理的井型及优化井轨迹,最大程度地规避或延缓水侵的影响,以有效延长气井的生产寿命,提高气藏的整体采收率。

东海CB气田通过分析隔夹层分布特征,优化水平井井型及井轨迹,将水平段部署在隔夹层之上,纵向避水高度虽然仅9.1 m,但投产后实现3 a无水期,相比类似地质条件下常规定向井开发方式,无水期增加1 a,新增可采储量 $3\ 500\times 10^4\text{ m}^3$,提高采收率5%。

2) 水平井变密度射孔完井技术

已有研究结果显示:水平井正常生产时,其压力沿水平井筒方向,并非均匀分布,水平段跟端的生产压差一般要大于趾端,这也造成了水平井在开发底水气藏时,跟端由于生产压差较大,往往更容易见水。因此,根据储层的物性差异,通过调整射孔的密度分布来优化气井的压力分布,在储层物性较好、渗透率较高的区域,适当降低射孔密度以提高生产压差;而在物性较差、渗透率较低的区域,增加射孔密度来降低生产压差,这种设计有助于实现储层的均衡动用,延缓局部由于生产压差过大造成的水侵。

X气田A10H井通过采用水平段变密度定向射孔完

井方式,无水期相比常规完井延长1 a,增加可采储量 $2\ 500\times 10^4\text{m}^3$ 。

3) 出水层位识别和卡堵水技术

生产测井技术通过测井仪器,利用流量、持水率、流体密度、温度、压力等多参数综合分析,实时监测井内流体动态,精确定位出水层段,在识别出水层后,利用分采管柱开关滑套等物理或化学方法封堵出水层,恢复油井正常生产,实现提高采收率的目的。

生产测井技术与卡堵水技术相结合,在东海气田取得了较好的应用效果,为油田开发提供了强有力的技术支持。引入该技术以来,先后在十几口气井上应用,通过及时封堵产水层,有效延长气井生产时间,提高采收率超过3%。

2.4.2 海上气藏多级降压技术

东海西湖凹陷西部斜坡带发育构造-岩性气藏以及岩性气藏,驱动方式表现为气驱。气驱气藏由于不受气藏水侵及井筒积液影响,其采收率水平主要取决于外输压力影响。因此,东海气田通过“外输压缩机整体降压、闪蒸气回收压缩机局部降压、小型压缩机单井降压”3级降压开采技术最大程度降低气驱气藏废弃压力,有效提高了气藏采收率水平。

通过3级降压体系,整体外输背压从4.5 MPa降至2.8 MPa,二十几口低压、低产井得以持续生产;通过实施平台降压,实现区域部分气田流程压力降低1.2~2.0 MPa。同时对部分单井利用小型压缩机或混输泵实现单井降压,通过多级降压技术实现恢复产能 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,新增可采储量 $5\times 10^8\text{m}^3$ 。

3 东海西湖凹陷天然气开发技术攻关方向

3.1 带水气藏剩余气定量描述技术

带水气藏剩余气定量精细描述是目前国内外水驱气藏开发面临的普遍难题。当前首要任务是需要将地质静态资料与生产动态认识深度整合,同时采用最前沿的数据分析技术和地质建模方法,精准刻画剩余气的空间分布与动态变化,以形成对储层剩余气分布的准确认识。为了实现这个目标,对气水两相在复杂多孔介质中的渗流机理认识仍有待深化,需要利用实验室物理模拟微观观测与数值模拟技术相结合,揭示气水多相渗流的物理规律。在此基础上,利用云计算、大数据等现代信息技术,通过机器学习、深度学习等手段,自动优化模拟参数,提高剩余气预测结果的准确性和可靠性,为带水气藏剩

余气动用策略的制定提供坚实的基础。

对剩余气的动用,除了针对剩余气富集区完善井网外,针对产水井附近剩余潜力,需要重点发展排水采气工艺技术,提高带水气藏采收率。东海气田先后探索实践了气举、超声雾化、泡沫排水、涡流排采、电潜泵等排水采气工艺,其中气举、速度管柱等排水采气工艺应用效果较好,但部分排采工艺的适用性仍有待进一步评价。后续东海也将继续开展电潜泵、气举撬增压排采等多种排水采气工艺适应性研究,丰富海上带水气藏的排采手段,实现采收率最大化。

3.2 平台周边远距离储量开发工程工艺技术

平台周边远距离边际储量开发工程技术主要有4个攻关方向:①继续攻关超深大位移井钻完井技术,基于已建平台对周边构造实施滚动勘探与增产挖潜,盘活边际地质储量,降低勘探开发投资和环保风险,需进一步解决大位移井安全延伸、轨迹控制、高效破岩钻头、长裸眼段固井与分层开采完井的问题,将平台控制半径由3~6 km拓宽至6~8 km,攻关形成水平位移6~8 km的超深大位移井钻完井技术;②形成标准化、系列化的无人井口平台,进一步优化平台油气工艺系统和设备配置,提高设备选型以及运维系统的智能化水平,减少操作人员的干预和维护频次,优化平台上部组块总图布置,并基于东海环境条件和海上安装资源等优化导管架结构型式,降低投资建造成本;③推动百米水深级国产化水下生产系统的研制,按照高可靠性、紧凑化、模块化以及可重复利用的研究思路,持续深化水下采油树、水下处理增压装置等关键设备的总体布局设计及国产化研制,进一步降低采购成本、缩短供货周期,同时增强维护水下生产系统产业链、供应链的安全;④创新可移动重复利用生产设施的研发,基于降低施工费用和节省弃置费的理念,推动可移动自安装、自升式生产平台以及小型浮式生产平台新型号的开发,突破在井口支持、结构设计、储油外输等方面的技术难点,同时还需要结合可重复利用特点进一步创新项目的经济评价方式。

3.3 低渗致密气藏高效开发技术

针对海域低渗致密气藏束缚水饱和度高、气水两相渗流机理及产能主控因素认识不清、效益开发缺乏技术-经济动用界限指导等难题,需要从以下3个方面进行攻关:①针对性开展不同束缚水饱和度下气水两相渗流、不同物性储层动用范围渗流特征研究,建立低渗致密气藏渗流规律模型;②基于渗流模型,建立产能评价模型,结合低渗井实际产能特征开展产能主控因素研究,明确不同类型低渗致密气藏产能分布规律;③结合效益开发

所需的单井产能及EUR,建立低渗致密气藏效益开发技术-经济界限,在此基础上开展低渗致密气藏开发层系、井型井距、合理配产优化,形成合理开发技术政策,最终实现整体动用方案。

3.4 东海西湖凹陷多资源立体综合应用技术

随着中国部分陆上油气田逐渐进入开发后期,衰竭油气藏的再利用已成为实现油气田可持续发展方向之一。近年来,利用衰竭气藏建设储气库已经是成熟、安全、可靠的调峰储气技术,衰竭油气藏进行CO₂封存技术也日渐成熟,特别是部分油气田发现了多种关系国防、农业、高科技等行业安全的战略资源,因此,地下多资源立体综合运用已势在必行^[27]。东海西湖凹陷目前虽整体处于勘探开发早期阶段,但也有部分油气藏已经进入开发中后期,随着中国“双碳”目标的提出和碳减排工作的不断推进,东海西湖凹陷也需要根据自身特点开展油气开发、CO₂封存、海上风电等多资源立体综合应用探索。

4 结论与建议

面对东海西湖凹陷异常复杂油气藏类型叠加海上油气田勘探开发独有的特点和难点,经过多年的探索攻关,在常规油气藏和低渗致密气藏的产能建设、滚动评价调整、提高采收率领域,在地质认识、储层识别、钻完井及海洋工程方向均取得了一系列重要成果,为海域油气藏勘探突破和高效开发奠定了理论基础和实践。

1) 构建具有海域特色四大技术:海上低渗致密气藏开发技术,海上零散储量“滚评建”一体化开发技术,老区“滚评调”一体化高效调整技术,海上带水气藏全生命周期提高采收率技术。

2) 形成10项海上特色技术:低渗气藏“甜点”成因机制分析及分类“甜点”定量预测技术,强非均质气藏产能评价技术,高效井型井网设计技术,钻完井一体化储层保护技术,气藏精细表征技术及储量评价技术,大位移井及优快钻完井技术,无人化井口平台技术,动静结合潜力分析技术,水驱气藏“防控排”一体化治理技术,海上气藏多级降压技术。

3) 勘探开发实践证实了东海西湖凹陷具有广阔的发展前景,同时也面临理论创新、工艺技术突破等问题和挑战,需开展以下4个方面的关键技术攻关:低渗致密气藏高效开发技术;平台周边远距离储量开发工程工艺技术;带水气藏剩余气描述;多资源立体综合利用,构建千万吨级油气田开发的技术系列。

参考文献

[1] 王贺林. 海上油气田油藏评价和开发技术研究:以大港油田关家

堡油藏为例[D]. 成都:成都理工大学, 2006.

WANG Helin. The research of reservoir appraisal and development technology for offshore oilfield[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2006.

[2] 罗宪波. 海上砂砾岩油藏层间与层内干扰实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 117-123.

LUO Xianbo. Laboratory experiment on interlayer and intralayer interference in offshore sandy conglomerate reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 117-123.

[3] 周守为. 海上油田高效开发技术探索与实践[J]. 中国工程科学, 2009, 11(10): 55-60.

ZHOU Shouwei. Exploration and practice of offshore oilfield effective development technology[J]. Strategic Study of CAE, 2009, 11(10): 55-60.

[4] 张乐, 刘长龙, 寇磊, 等. 海上油田大斜度井缆控智能分层注聚技术研究及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 133-137.

ZHANG Le, LIU Changlong, KOU Lei, et al. Research and application of intelligent polymer injection technology with cable control for high angle wells in offshore oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 133-137.

[5] 周守为. 海上稠油高效开发新模式研究及应用[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 1-4.

ZHOU Shouwei. The study and application of new mode of effective development of offshore heavy oil field[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(5): 1-4.

[6] 黄琴, 蔡晖, 桑丹, 等. 海上稠油油田水平井多轮蒸汽吞吐生产规律研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 76-79.

HUANG Qin, CAI Hui, SANG Dan, et al. Study on development law of horizontal well multiple cyclic steam stimulation for offshore heavy oilfields[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 76-79.

[7] 王志中. 海上气田开发评价中合理井距确定方法[J]. 天然气勘探与开发, 2024, 47(2): 61-67.

WANG Zhizhong. Methods for determining reasonable well spacing in evaluation on offshore gasfield development[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(2): 61-67.

[8] 黄导武, 黄召, 段冬平, 等. 西湖凹陷深层低渗砂岩气藏高效开发关键技术及应用成效[J]. 中国海上油气, 2025, 37(1): 103-115.

HUANG Daowu, HUANG Zhao, DUAN Dongping, et al. Key technologies for efficient development of deep low-permeability sandstone gas reservoirs and their application effectiveness in Xihu Sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2025, 37(1): 103-115.

[9] 范廷恩. 中国海上低渗油气田开发历程、关键技术及攻关方向[J]. 中国海上油气, 2024, 36(3): 95-109.

FAN Ting'en. Development process, key technologies and research direction of China's offshore low-permeability oil and gas field[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(3): 95-109.

[10] 胡文瑞, 张书通, 徐思源, 等. 中国油气田开发实践、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(5): 1-11.

HU Wenrui, ZHANG Shutong, XU Siyuan, et al. Practice, challenges and prospects of oil and gas field development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(5): 1-11.

[11] 王家航, 褚道余, 李基伟, 等. 西湖凹陷储层保护施工门限探讨[J]. 海洋石油, 2021, 41(2): 48-53.

- WANG Jiahang, CHU Daoyu, LI Jiwei, et al. Discussion on threshold value of reservoir protection in Xihu Sag[J]. *Offshore Oil*, 2021, 41(2): 48–53.
- [12] 杜鹏, 谢中成, 黄召, 等. 长裸眼油基钻井液完井投产技术研究及应用[J]. *海洋石油*, 2024, 44(4): 77–82.
- DU Peng, XIE Zhongcheng, HUANG Zhao, et al. Research and application of long open hole oil based drilling fluid completion and production technology[J]. *Offshore Oil*, 2024, 44(4): 77–82.
- [13] 王友春. 东海气田高低压层分采一体化射孔技术[J]. *油气井测试*, 2022, 31(6): 22–26.
- WANG Youchun. Integrated perforating technology for separate production of high and low pressure layers in East China Sea gas field [J]. *Well Testing*, 2022, 31(6): 22–26.
- [14] 马薛丽. 海上低渗气藏自生酸液体系及酸化工艺优化研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
- MA Xueli. Study on optimization of self-generating acid system and acidizing process in offshore low permeability gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [15] 熊振宇, 陈进程, 汪珂欣, 等. 东海大位移井钻井井漏特征分析及风险识别[J]. *石油地质与工程*, 2024, 38(6): 102–106.
- XIONG Zhenyu, CHEN Jincheng, WANG Kexin, et al. Analysis of lost circulation characteristics and risk identification of large displacement well in East China Sea[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2024, 38(6): 102–106.
- [16] 张海山. 中国海洋石油大位移井钻井技术现状及展望[J]. *石油钻采工艺*, 2023, 45(1): 1–11.
- ZHANG Haishan. Status and prospect of CNOOC's extended reach well drilling technologies[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2023, 45(1): 1–11.
- [17] 李乾, 王磊, 王喜杰, 等. 东海大位移水平井降摩减阻技术研究与实践[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(6): 149–156.
- LI Qian, WANG Lei, WANG Xijie, et al. Research and practice of friction and drag reduction technology for extended reach horizontal wells in the East China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(6): 149–156.
- [18] 左宏刚, 何福耀, 严维锋, 等. 超深大位移井井筒清洁技术及工程实践[J]. *石油化工应用*, 2020, 39(2): 92–97.
- ZUO Honggang, HE Fuyao, YAN Weifeng, et al. Research and engineering practice on wellbore cleaning technology for ultra deep and large displacement wells[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2020, 39(2): 92–97.
- [19] 姜韡, 李基伟, 张瑞, 等. 东海西湖凹陷安全高效钻井技术优化研究[J]. *海洋石油*, 2021, 41(4): 57–62.
- JIANG Wei, LI Jiwei, ZHANG Rui, et al. Study on optimization of safe and efficient drilling technology in Xihu Sag of East China Sea [J]. *Offshore Oil*, 2021, 41(4): 57–62.
- [20] 杨民鑫, 赵晓明, 梁岳立, 等. 基于分频RGB融合技术的储层构型精细解剖: 以东海盆地西湖凹陷渐新统花港组为例[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(7): 1323–1338.
- YANG Minxin, ZHAO Xiaoming, LIANG Yueli, et al. Fine anatomy of reservoir architecture based on frequency division RGB fusion technology: A case study of the Oligocene Huagang Formation in Xihu Depression, East Sea Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(7): 1323–1338.
- [21] 岳大力, 李伟, 王军, 等. 基于分频融合地震属性的曲流带预测与点坝识别: 以渤海湾盆地埕岛油田馆陶组为例[J]. *古地理学报*, 2018, 20(6): 941–950.
- YUE Dali, LI Wei, WANG Jun, et al. Prediction of meandering belt and point-bar recognition based on spectral-decomposed and fused seismic attributes: A case study of the Guantao Formation, Chengdao Oilfield, Bohai Bay Basin[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2018, 20(6): 941–950.
- [22] 李顺明, 宋新民, 蒋有伟, 等. 高尚堡油田砂质辫状河储集层构型与剩余油分布[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(4): 474–482.
- LI Shunming, SONG Xinmin, JIANG Youwei, et al. Architecture and remaining oil distribution of the sandy braided river reservoir in the Gaoshangpu Oilfield[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(4): 474–482.
- [23] 孙天建, 穆龙新, 吴向红, 等. 砂质辫状河储层构型表征方法: 以苏丹穆格莱德盆地Hegli油田为例[J]. *石油学报*, 2014, 35(4): 715–724.
- SUN Tianjian, MU Longxin, WU Xianghong, et al. A quantitative method for architectural characterization of sandy braided-river reservoirs: Taking Hegli oilfield of Muglad Basin in Sudan as an example[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(4): 715–724.
- [24] 赵勇. 西湖凹陷高效开发调整策略与实践[J]. *海洋石油*, 2023, 43(4): 1–7.
- ZHAO Yong. Strategies and practices of efficient development and adjustment in Xihu Sag[J]. *Offshore Oil*, 2023, 43(4): 1–7.
- [25] 李久娣, 田彬. 东海水驱气藏开发特征及开发对策实践[J]. *海洋石油*, 2023, 43(4): 8–12.
- LI Jiudi, TIAN Bin. Development characteristics and countermeasures practice of water drive gas reservoir in East China Sea[J]. *Offshore Oil*, 2023, 43(4): 8–12.
- [26] 田彬, 王健伟, 李久娣, 等. 基于井筒携液实验的临界携液流量预测方法[J]. *复杂油气藏*, 2022, 15(1): 91–95.
- TIAN Bin, WANG Jianwei, LI Jiudi, et al. A critical liquid-carrying flow prediction method based on wellbore liquid-carrying experiment [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2022, 15(1): 91–95.
- [27] 刘俊民, 张关龙, 赵乐强, 等. 胜利探区油气共/伴生资源综合利用前景[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(4): 207–216.
- LIU Junmin, ZHANG Guanlong, ZHAO Leqiang, et al. Prospects for comprehensive utilization of symbiotic/associated oil and gas resources in exploration area of Shengli Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(4): 207–216.

(编辑 黄颖)