

安哥拉深海油田边际储量高效开发技术对策及其应用

王光付^{1,2}, 陆文明¹, 李发有¹, 张文彪^{1,2}, 陈志海³, 徐睿¹, 李苗¹, 李林地¹, 王桐¹, 余刚¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206;

3. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029)

摘要: 深海油田已成为全球油气增储上产的核心战略接替区, 安哥拉 18 区块等深水浊积砂岩油田已整体进入高含水、高采出程度阶段, 周边分布着大量边际储量, 因水深大、规模小、单井投资高、开发风险大而长期难以动用。针对边际储量开发面临的经济可行性快速评价难、井网模式与储层构型不匹配、高速采油与稳产调控矛盾突出这 3 大关键问题, 形成了以“少井-高产-稳产”为核心的边际储量高效开发技术体系。结果表明: ①建立“油价-距离-风险”三重耦合经济可采储量界限模型, 明确了回接开发的最小经济可采储量下限, 在油价 60 美元/bbl、回接距离 20 km 及中等地质风险的条件下, 下限约为 $(840 \sim 1\,010) \times 10^4$ t, 实现边际目标的快速筛选, 并判别目标边际储量是否具备开展详细开发方案设计条件。②构建了储层构型与储量丰度约束的差异化注-采井网模式, 即限制性复合浊积水道块状油藏采用“顶密边稀、边缘注水”的规则井网, 非限制性浊积水道层状油藏采用“顶部油井、边缘注水”的不规则井网, 解决了井网适配问题。③研发了多参数注-采动态平衡优化方法, 实现了高速采油与稳产的协同调控, 并明确了与井网适配的合理采油速度区间。该技术体系在安哥拉深海边际油田得到成功应用, PT 油田(限制性浊积水道)采用“2 注 2 采”较规则井位方案, 实现稳产 3 a、累计产油 420×10^4 t, 延长老油田生产寿命 6 a; CS 油田(非限制性浊积水道)采用“2 注 2 采”不规则井位方案, 预测采收率 35.6%。研究成果为全球类似深海边际储量的高效开发提供了可复制的技术思路与决策支撑。

关键词: 浊积水道; 井网适配; 最小经济可采储量下限; 边际储量; 开发模式; 深海油田; 安哥拉

中图分类号: TE15

文献标识码: A

Efficient development technologies and strategies for marginal reserves in deepwater oilfields of Angola and their application

WANG Guangfu^{1,2}, LU Wenming¹, LI Fayou¹, ZHANG Wenbiao^{1,2}, CHEN Zhihai³, XU Rui¹,LI Miao¹, LI Lindi¹, WANG Tong¹, SHE Gang¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China; 3. International Petroleum Exploration and Production Corporation, SINOPEC, Beijing 100029, China)

Abstract: Deepwater oilfields have become one of the principal strategic frontiers for global reserve replacement and production growth. Deepwater turbidite sandstone oilfields, such as those in Block 18, Angola, have generally entered a stage of high water cut and high recovery, while substantial marginal reserves remain distributed around the developed fields. However, the development of these reserves has long been constrained by great water depths, small reserve size, high single-well investment, and significant development risks. An integrated technical system for efficient development of marginal reserves was developed based on the principle of “minimum wells with high and stable production,” to address three key challenges in marginal reserve development—rapid assessment of economic feasibility, mismatch between well-pattern configurations and reservoir architecture, and the conflict between high-rate oil production and stable production. As indicated by the research results, (1) an economic recoverable reserve threshold model coupling oil price, tieback distance, and geological risk was established to define the minimum economic recoverable reserves required for tieback development. Under an oil price of USD 60/bbl, a tieback distance of 20 km, and moderate geological risk, the minimum threshold ranges

收稿日期: 2026-06-02; 修回日期: 2026-07-27。

第一作者简介: 王光付(1965—), 男, 博士、教授级高级工程师, 油气田开发。E-mail: wanggf.syky@sinopec.com。

通信作者简介: 陆文明(1983—), 男, 高级工程师, 油气田开发。E-mail: luwm.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技项目(P25055)。

from 8.4×10^6 t to 10.1×10^6 t, enabling rapid screening of marginal targets and identification of candidates suitable for detailed development planning. (2) Differentiated injection-production well patterns constrained by reservoir architecture and reserve abundance were developed. Massive reservoirs within confined composite turbidite channels adopted a regular well pattern characterized by dense crestal wells, sparse flank wells, and peripheral water injection, whereas layered reservoirs within unconfined turbidite channels adopted an irregular well pattern with crestal producers and peripheral water injection, thereby improving the compatibility between well-pattern design and reservoir architecture. (3) A multi-parameter optimization method for injection-production dynamic balance was developed to achieve coordinated high-rate oil production and stable production while defining the optimal production-rate range for different well-pattern configurations. The proposed technical system has been successfully applied to deepwater marginal oilfields in Angola. In the PT oilfield (in confined turbidite channel facies), a relatively regular “two-injector + two-producer” well pattern maintained stable production for three years and achieved cumulative oil production of 420×10^4 t, extending the life of the mature field by six years. In the CS oilfield (in unconfined turbidite channel facies), an irregular “two-injector + two-producer” well pattern is predicted to achieve a recovery factor of 35.6%. These results provide a replicable technical framework and decision support for the efficient development of similar deepwater marginal reserves worldwide.

Key words: turbidite channel, well pattern adaptability, minimum economic threshold of recoverable reserves, marginal reserves, development model, deep-water oilfield, Angola

引用格式:王光付,陆文明,李发有等. 安哥拉深海油田边际储量高效开发技术对策及其应用[J]. 石油与天然气地质, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

WANG Guangfu, LU Wenming, LI Fayou, et al. Efficient development technologies and strategies for marginal reserves in deepwater oilfields of Angola and their application[J]. Oil & Gas Geology, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

全球深水油气勘探开发正持续向超深水、复杂地质条件领域延伸,深海油田已成为油气增储上产的核心战略接替区^[1-4]。西非下刚果-刚果扇盆地是全球深水油气最为富集的区域之一,其中安哥拉深水海域以中新统-渐新统深水浊积砂岩为优质储层,具备高孔-高渗和高产-稳产的开发潜力^[5-9]。然而,该区域的已开发油田整体进入高含水、高采出程度阶段,进一步提高采收率空间有限,产能接替形势严峻。与此同时,油田周边仍分布着近 5.7×10^8 t 未动用的边际储量,是维持现有设施生产、延长油田寿命的重要资源基础。深海边际储量的开发是一项极具挑战的系统工程。这类资源存在共同特征:地质条件复杂,储层预测及储量评价仅依托 1~2 口探井或评价井资料,储量规模相对较小,且分布在远离现有生产设施的深海区域,往往难以满足独立开发的经济界限要求。

目前,深海边际储量的有效开发主要面临以下难点:①边际储量能否开发,取决于回接距离、国际油价和地质风险 3 个因素的综合评价,如何在分散分布的边际油田中快速筛选出优质目标,目前尚未有明确标准;②井网模式与储层构型不匹配,限制性与非限制性浊积水道的砂体分布差异显著,常规均质井网无法实现“少井高产”;③高速采油与注水调控矛盾突出,强非均质性储层中水窜风险高,固定注/采比难以同时满足

高速采油和长期稳产的需求;④边际储量开发回接已有设施的协同难度大,涉及油田群-井筒-管网-FPSO(浮式生产储卸油装置)的多层级联动优化。近年来,国内外学者围绕深水浊积砂岩油藏开发技术开展了大量研究,在井网优化、注水策略和地质-工程一体化等方面取得了重要进展。王光付等提出了深水浊积砂岩油藏高效开发策略和关键技术框架^[10]; Millheim 等强调了深水边际油田开发需追求“产量实质性提升”的新范式^[11];西非 Bonga North 和墨西哥湾 Vito 等项目的实践表明,水下回接技术与一体化协同开发是改善边际资产经济性的有效途径^[12]。然而,现有研究多聚焦于储量规模较大或资料条件较好的深水油田,针对井资料极度匮乏、储层构型复杂和经济边界动态变化的边际储量,尚未形成系统性的、以“少井高产”为核心的高效开发技术对策与开发模式。

为此,以安哥拉深海 PT 油田和 CS 油田为典型研究对象,其中 PT 油田发育限制性复合浊积水道(已投产),CS 油田发育非限制性浊积水道(方案设计中),分别作为技术对策的验证案例和设计案例。在前期建立的机器学习储层预测、质心频率流体识别和构型约束多点地质统计学建模等定量表征技术基础上,进一步聚焦开发技术对策与模式创新^[13]。针对安哥拉 18 区块边际储量面临的“经济可行性快速评价难、井网与储

层不匹配、高速采油与稳产调控矛盾突出”3大挑战,从经济筛选、井网部署和动态调控3个层面,形成了一套系统的技术对策。首先,建立“油价-距离-风险”三重耦合经济储量界限模型,解决边际储量“能否开发”的筛选问题,确定目标边际储量是否值得开展下一步方案详细设计;其次,基于储层构型建立差异化注-采井网模式,并配套多参数注-采动态平衡优化方法,解决“怎么布井”和“如何调控”的问题;最后,明确合理采油速度,实现边际储量从“边际-有效-高效”的开发升级。研究成果可为全球类似深水少井边际储量油田的开发决策提供技术借鉴与实践参考。

1 研究区概况

安哥拉18区块位于西非深水海域,水深1 200~1 800 m,主力储层为渐新统-中新统深水浊积砂岩,属于高孔-高渗优质储层。区块东区GTP油田群于2007年投产,采用“FPSO+水下生产系统”的“全海式”开发模式,该油田群通过1艘FPSO连接5个油田。截至2025年底,GTP油田群累计产油约 $9\,200 \times 10^4$ t,综合含水率达70%,可采储量采出程度已超过90%,其目前所处的开发阶段属于典型的高含水、高采出程度开发后期阶段。尽管现有FPSO仍富余一定的原油处理能力

力,但主力油田进一步增产潜力有限,区块亟需寻找产能接替。GTP油田群周边10~30 km范围内,分散着PT,CB和CS等多个未开发动用的边际油田(图1),此类油田单个区块可采资源量规模较小[多在 $(300 \sim 700) \times 10^4$ t],不具备独立开发的经济条件,且距离现有生产设施10~30 km,即使回接至现有FPSO设施,其经济效益也处于边际状态。初步评估该区域边际储量总量近 5.7×10^8 t,是维持现有设施生产、延长油田寿命的重要物质基础,但亟需有效的开发技术对策实现高效投产。

2 “油价-距离-风险”三重耦合经济储量界限模型

“少井、高产、高投资、高回报”是深海边际油田开发的核心指导思想^[14]。但深海边际储量资源分散、单个区块规模小,并非所有边际油田都具备开发价值,需建立有效的筛选方法以快速识别具备经济可行性的优质目标。

2.1 三重耦合经济储量界限模型表达

深海边际油田开发的核心瓶颈在于经济可行性。传统方法存在3方面不足:①静态评价与动态市场脱节,传统方法采用固定储量阈值,但实际经济性受油价剧烈波动影响,且海底管道投资随距离呈指数上升,30 km距

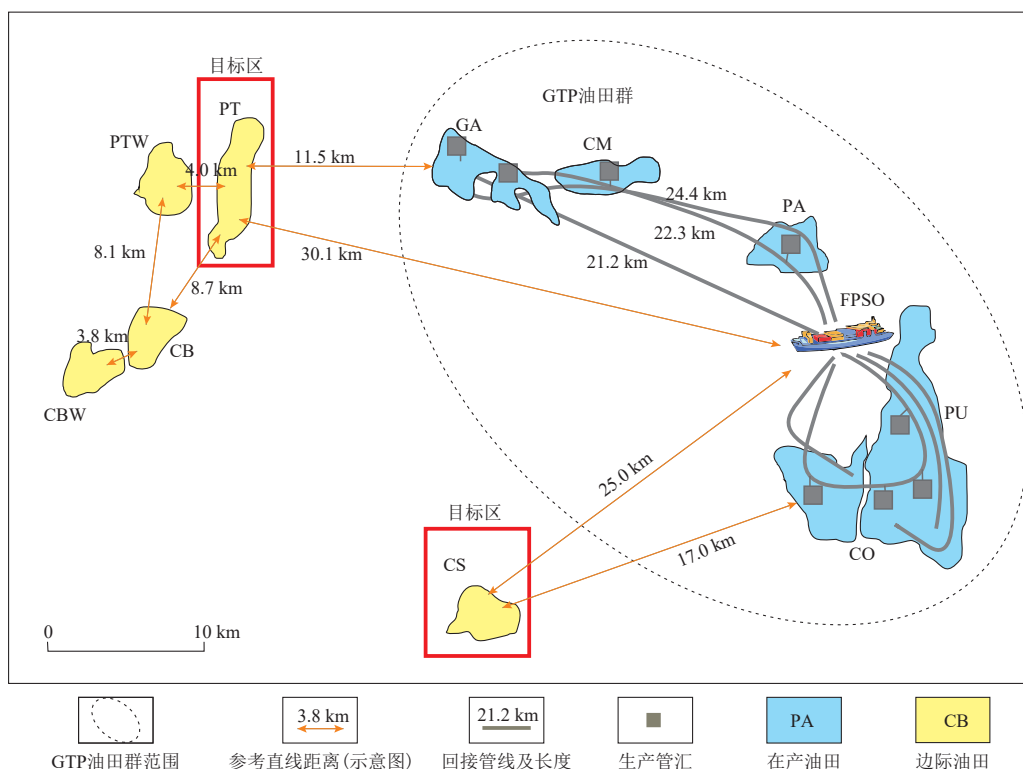


图1 安哥拉18区块GTP油田群及边际油田分布

Fig. 1 Distribution of the GTP oilfield group and marginal oilfields in Block 18, Angola

离回接成本比 10 km 高 3.2 倍,现有的线性模型低估长距离项目风险。②储层不确定性对经济存在重要影响,深海浊积砂岩储层预测误差大于 30%,传统方法用固定风险溢价(如储量 $\times 1.2$)补偿,但实际风险与砂体识别率等参数强相关。③多因素耦合决策缺失,距离、油价和储层风险三者相互制约,高油价时远距离开发可行,但需匹配低风险储层;低油价时仅近距离高丰度储层具有经济性。现有工具无法动态权衡三者关系,导致决策滞后。

本文提出了“油价-距离-风险”三重耦合经济界限模型,实现了三重因素耦合量化,建立科学决策依据,决策判断若实际储量 $R > R_{\min}$,即目标边际油田可采储量大于经济可采储量下限,即具有开发可行性。

三重耦合经济储量界限模型:

$$R_{\min} = kD^{\alpha}e^{\beta(P_{\text{oil}} - P_{\text{base}})} + \gamma\sigma_{\text{reservoir}} \quad (1)$$

式中: $e^{\beta(P_{\text{oil}} - P_{\text{base}})}$ 为油价敏感项,基于 2000—2024 年油价波动数据,确定 $\beta = 0.018$ (单桶油价每涨 10 美元, $R_{\min}$ 降 8%); D^{α} 为距离成本项,统计西非 12 个油田管道投资,确定 $\alpha = 0.33$ (幂律衰减反映深海工程成本特性); $\gamma \cdot \sigma_{\text{reservoir}}$ 为风险补偿项,通过 38 个历史项目反演, $\gamma = 85.2$ (考虑高风险项目需额外储量缓冲),具体参数物理意义及取值依据见表 1。

该模型基于西非深海浊积砂岩油藏的工程成本数据和油价历史数据回归建立,适用于以下条件:回接距

离 5 ~ 50 km,如超出此范围管道成本呈指数上升,幂律拟合误差增大。油价适用范围为 40 ~ 120 美元/bbl,如超出此范围 β 需重新标定。油藏类型限定为深水浊积砂岩边水或底水油藏,对于超深水区域(水深 > 2 500 m)或非常规储层,需根据实际工程成本重新标定参数 k 和 α 。

2.2 模型敏感性分析

模型可以生成一系列极具操作性的动态决策矩阵(表 2),为不同情景下的投资决策提供清晰量化依据。

针对不同情景开展模型敏感性分析。以基准条件($D = 20$ km, $P_{\text{oil}} = 60$ 美元/bbl, $\sigma_{\text{reservoir}} = 1.0$)为参照,分别改变各参数 $\pm 20\%$,计算 $R_{\min}$ 的变化幅度。结果表明,当油价下降 10 美元/bbl(降幅 16.7%)时, $R_{\min}$ 增加约 20.0%;当距离从 20 km 增加至 30 km(增幅 50.0%)时, $R_{\min}$ 增加约 31.0%;当风险系数从 1.0 降至 0.8(降幅 20.0%)时, $R_{\min}$ 降低约 9.2%。 $R_{\min}$ 对油价最敏感,对距离次之,对地质风险敏感性最低。这一排序说明,在项目经济可行性快速筛选评价中应优先关注油价和回接距离。

通过安哥拉深海边际油田 $R_{\min}$ 动态区间表可以得出多项关键管理启示:①距离的边际效应,从 10 km 增加到 20 km, $R_{\min}$ 增幅远大于从 5 km 到 10 km 的增幅,印证了距离成本的非线性增长。②油价的杠杆作用,

表 1 安哥拉深海边际油田三重耦合经济储量界限模型参数物理意义与取值依据

Table 1 Physical meanings and basis for parameter determination in the triple-coupled economic reserve threshold model for deepwater marginal oilfields in Angola

参数	物理意义(单位)	取值	获取方式	工程意义
$R_{\min}$	经济可采储量下限(10^6 t)	变量	模型计算输出	决定项目是否启动的关键阈值
D	距现有设施距离(km)	输入	海底地形测绘	距离每增加 10 km,成本上升 58%
P_{oil}	布伦特实时油价(美元/bbl)	输入	金融市场数据	油价每涨 10 美元, $R_{\min}$ 降 8%
$\sigma_{\text{reservoir}}$	储层风险系数(无量纲)	0.8 ~ 1.2	公式: $1.2 - 0.4 \times \frac{\text{砂体识别率}}{100}$	砂体识别率 < 80% 时风险等级提升
k	基础设施成本基数(10^6 t/km)	118.6	西非 12 个油田回归分析	反映区域开发成本特征
α	距离衰减指数(无量纲)	0.33	管道投资梯度统计	决定成本随距离增长的非线性程度
β	油价敏感系数(1/美元)	0.018	2000—2024 年油价波动模拟	衡量油价对经济性的杠杆效应
γ	风险补偿权重(10^6 t)	85.2	历史项目亏损案例分析	高风险项目的安全缓冲空间

表 2 安哥拉深海边际油田经济可采储量下限动态区间

Table 2 Dynamic ranges of the minimum economic recoverable reserves for deepwater marginal oilfields in Angola

回接距离/km	$R_{\min}/(10^6 \text{ t})$			
	$P_{\text{oil}} = 50$ 美元/bbl	$P_{\text{oil}} = 60$ 美元/bbl	$P_{\text{oil}} = 70$ 美元/bbl	$P_{\text{oil}} = 80$ 美元/bbl
5	4.2 ~ 5.0	3.5 ~ 4.2	3.0 ~ 3.6	2.6 ~ 3.1
10	6.5 ~ 7.8	5.4 ~ 6.5	4.6 ~ 5.5	4.0 ~ 4.8
20	10.1 ~ 12.1	8.4 ~ 10.1	7.2 ~ 8.6	6.2 ~ 7.4
30	13.2 ~ 15.8	11.0 ~ 13.2	9.4 ~ 11.3	8.1 ~ 9.7

注: $R_{\min}$ 为经济可采储量下限; P_{oil} 为布伦特实时油价。“4.2 ~ 5.0”区间上、下限分别对应低地质风险和高地质风险情景。

在 10 km 距离上,油价从 60 美元/bbl 升至 70 美元/bbl, $R_{\min}$ 下降约 15%,这可能直接让一个此前不经济的油田进入可启动队列。③风险提示,在油田回接距离 10 km、评估经济可采储量 600×10^4 t 及油价 60 美元/bbl 的条件下,若地质风险低(σ 值小),收益略大于经济极限;若地质风险高,则明显不经济。地质研究降低 σ 值等同于发现新的可采储量。

3 边际储量开发井网模式、注-采优化与合理采油速度协同技术

对于通过经济门槛的边际储量,需进一步解决“如何开发”的技术问题,核心在于 2 个方面:①井网模式如何适配储层构型以实现“少井高产”;②注-采策略如何动态响应油藏状态以平衡高速采油与稳产需求。围绕 2 个核心问题,本文从差异化注-采井网模式、注-采动态平衡优化和合理采油速度确定这 3 个方面,形成边际储量有效开发的技术对策体系。

3.1 井网模式与注-采动态协同优化

深海边际油田的高速、高效开发,需兼顾注-采井网的合理设计与注-采策略的动态优化。前者适配储层构型以确定动用格局,后者依据油藏响应实时调控以维持高效驱替。

3.1.1 基于储层构型的差异化注-采井网模式

深海浊积水道因沉积环境和构造背景的差异,可划分为限制性水道与非限制性水道 2 种基本类型,2 类水道的储层构型特征决定了差异化的井网部署策略。限制性水道以边界发育明显的大型下切谷界面为特征,谷侧壁构成天然边界,对水道内部充填形成强约束^[15-16]。在此类环境下,沉积物被限制于下切范围内搬运,砂体垂向叠置作用占主导,整体向“窄深型”形态发展,具有砂体厚度大、块状分布和单期水道保存相对完整的特点(图 2a,b)^[16-18]。针对限制性水道块状砂体集中发育的特点,井网部署策略以“顶部集中采油、边缘顺复合水道注水”的相对规则井网为原则:以构造高部位和水道轴线叠加的储量富集区为核心,优先部署采油井,以大斜度井或水平井为主,实现单井对块状砂体的最大化控制;注水井则沿油-水边界和水道边缘顺水道方向部署,利用边缘注水补充地层能量、延长低含水采油期(图 2c,d)。

非限制性水道不发育大型下切谷边界,水道活动以侧向迁移和摆动为主,垂向切割相对有限,沉积物可

在更开阔的海底平原上自由展布^[10,19-20],砂体呈席状或宽带状展布,单层厚度较薄(一般数米至数十米),多期水道侧向拼接形成规模较大的复合砂体,纵向上含油层系多且各小层具有独立的油-水系统(图 3a,b)。针对非限制性水道纵向上含油层系多的特点,井网部署原则以“抓住主力、兼顾次要”的不规则井网为策略:在主力油层构造高部位部署采油井,设计斜井钻遇多套含油层系,重点开发主力层,兼顾次要层;注水井优先保障主力层,兼顾次要层(图 3c-f)。

3.1.2 多参数注-采动态平衡优化方法

在差异化井网模式的基础上,在生产过程中对油藏进行精准的能量管理与流场调控同样关键^[21-23]。传统的固定注/采比注水方式在面对强非均质性浊积砂岩油藏时,常常陷入“一注就窜、一停就降”的困境。具体而言,初期为快速回收投资而进行强采,会加剧注入水沿高渗通道突进的风险;而储层内部复杂的隔-夹层与渗透率差异,又使得注入水难以均匀推进,体积波及效率低;加之基于初期有限资料制定的配注方案,难以适应开发过程中油藏状态的持续变化。因此,必须建立一套能够实时响应油藏状态和动态调整注水策略的方法,以平衡高速开采与长期稳产之间的矛盾。

为此,本研究提出了“动态平衡”注水的理念,其核心是将注水从一个固定的工程参数,转变为一个与油藏动态实时耦合的调控手段。“平衡”体现在 2 个层面:①能量平衡,即注入量需与采出量及天然能量补给相匹配,维持合理的地层压力水平;②流场平衡,即通过差异化的注水调配,主动干预水驱前沿,在提高采收率与控制含水上升之间寻求最优解。

基于大量油藏数值模拟及油田生产动态分析,建立了注/采比优化公式,将最优注/采比表达为基准值、压力变化响应项($0.04 \frac{\Delta p_{\text{res}}}{\Delta t}$)和含水补偿项($0.12 \times \ln \frac{W_{\text{cut}}}{0.05}$)的函数,即注-采动态优化模型:

$$\text{注/采比}_{\text{opt}} = 0.92 + 0.04 \frac{\Delta p_{\text{res}}}{\Delta t} + 0.12 \ln \frac{W_{\text{cut}}}{0.05} \quad (2)$$

式中各参数的物理意义及取值依据如下:注/采比基础值 0.92 的设定,是基于对目标油藏天然能量(约 8% 贡献)的定量评估,为岩石和流体的弹性膨胀留出空间,避免了开发早期过度注水。压力变化项 $0.04 \frac{\Delta p_{\text{res}}}{\Delta t}$ 源于物质平衡原理,反映了注-采不平衡导致的弹性能量亏空或盈余。 $\frac{\Delta p_{\text{res}}}{\Delta t}$ 为平均地层压力变化率,MPa/

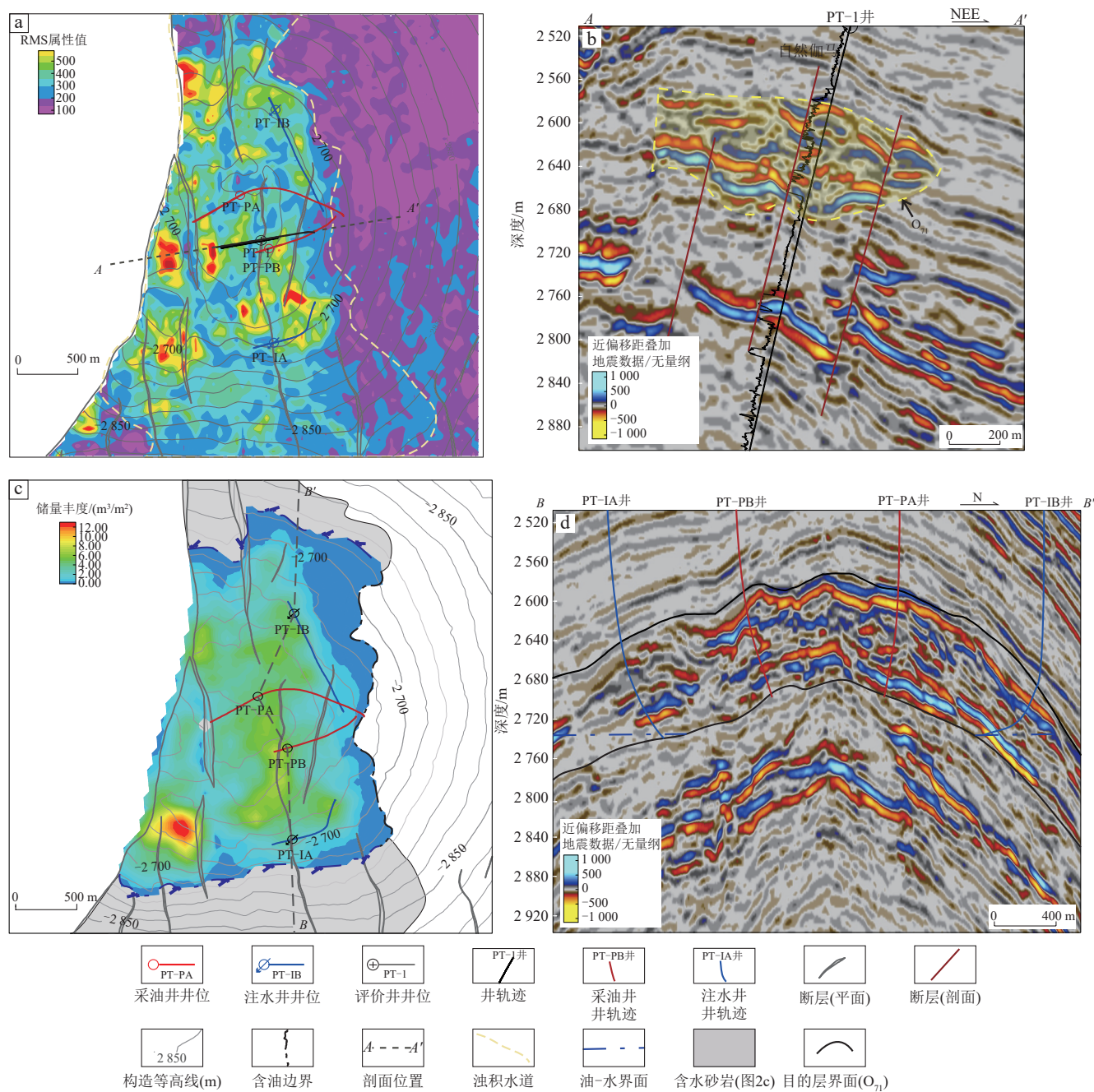


图2 安哥拉18区块限制性水道(PT油田O₇₁组)井网设计方案

Fig. 2 Well-pattern design proposal for confined turbidite channel reservoirs (O₇₁ Formation, PT oilfield), Block 18, Angola

a. RMS属性平面分布;b. 剖面形态特征(近道;剖面位置见图2a);c. 储量丰度平面分布;d. 井网剖面(剖面位置见图2c)

(O₇₁为渐新统71砂组;RMS为均方根振幅。)

月,通过井下永久压力计实时监测获得。当压力下降速率超过0.1 MPa/月时,该项驱动提高注/采比以补充能量;系数0.04反映了该油藏压力每下降1 MPa/月所需增加的注/采比补量,当压力下降速率为0.1 MPa/月时,需将注/采比提高0.004以补充能量,该值与储层综合压缩系数和孔隙体积相关。含水补偿项 $0.12 \times \ln \frac{W_{cut}}{0.05}$ 采用对数函数形式,反映了水驱油藏含水上升

的“加速”特征——低含水阶段含水上升速度较慢,调控力度可平缓增加;中-高含水阶段含水上升速度加快,需加大注水调控力度。其中, W_{cut} 为区块综合含水率;0.05是根据油水相对渗透率曲线设定的调控启动阈值(即5%)。采用自然对数函数形式,实现了非线性响应:当含水低于5%时,注水以维持压力为主;当含水超过5%后,系统自动进入“控水稳油”模式,通过提升注/采比改

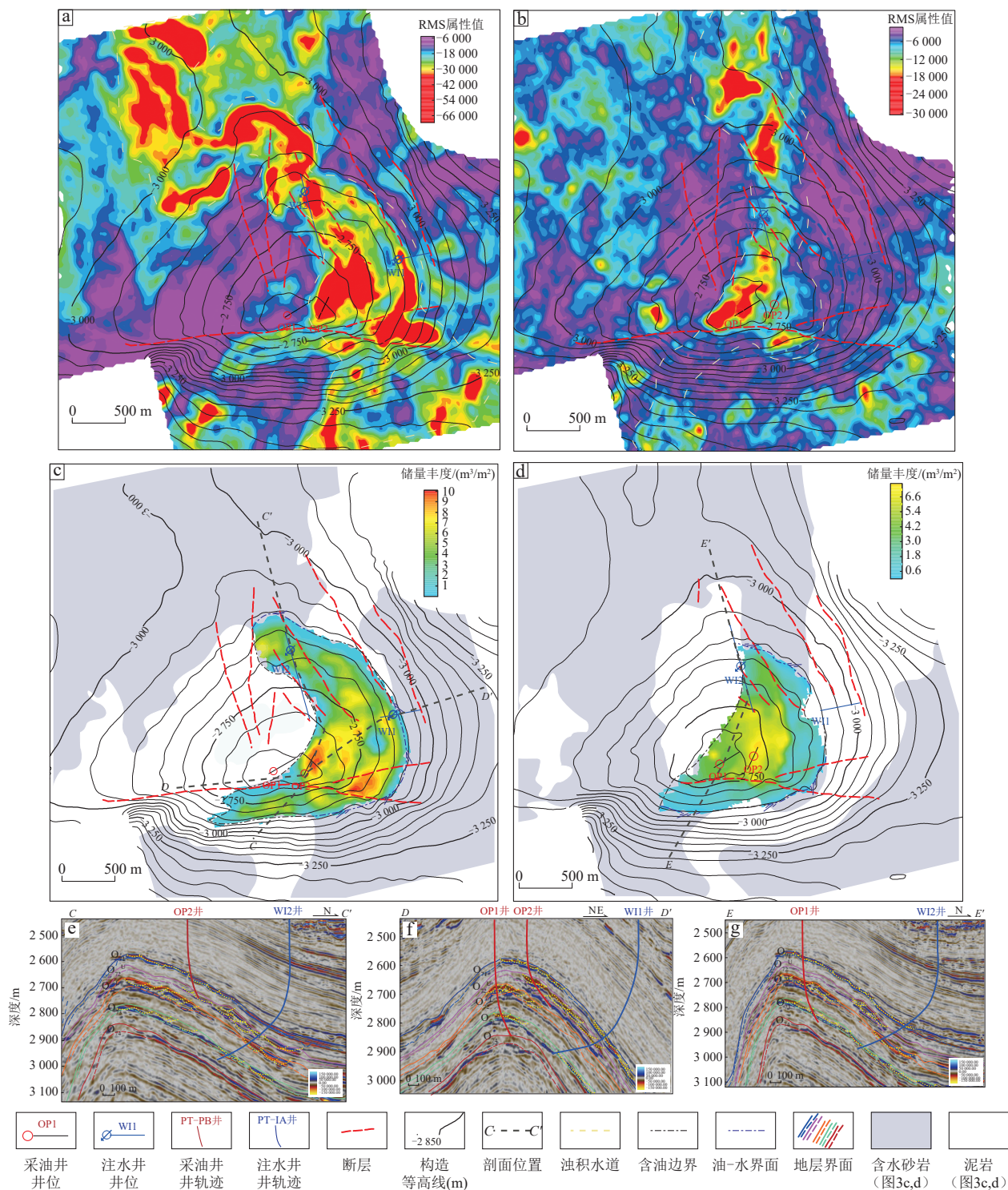


表3 安哥拉深海边际油田注-采动态优化模型参数

Table 3 Parameters of the injection-production dynamic balance optimization model for deepwater marginal oilfields in Angola

参数	物理意义(单位)	监测方式	调控逻辑
注/采比 _{opt}	最优注/采比	模型实时计算	平衡能量补充与控水需求
0.920	基础注/采比	38个历史方案回归	满足地层压力保持率>85%
$\Delta p_{res}/\Delta t$	油藏压力变化率(MPa/月)	井下压力计(0.1%精度)	参数>0.10时每增加0.01,注/采比增加0.004
W_{cut}	综合含水率(%)	多相流量计	参数>5%后每增加10%,注/采比增加0.030(抑制水锥)
0.04	压力敏感系数	数值模拟优化	反映压力对开发效果的敏感性
0.12	含水补偿系数	水驱曲线分析	强化高含水期注水调控

化 $\pm 0.08\%$,说明在中-高含水阶段精准调控注/采比对控制含水上升更为关键。模型含水率小于80%,地层压力保持率大于70%。当含水率超过80%时,对数函数增长趋缓,模型推荐注/采比趋于稳定,此时需结合堵水等工艺措施进行综合治理。当压力保持率低于70%时,基础注/采比0.92需适当上调,以补充地层能量亏空。

3.2 边际储量开发合理采油速度的确定与适配

在差异化井网模式和注-采动态调控策略确定之后,还需要进一步解决“以多快的速度采油”这一核心经济-技术决策问题。在深海边际油田开发中,采油速度(定义为油田年产量与地质储量的百分比)的确定是关乎项目经济效益的核心技术决策。不同于常规油田开发中以最大化最终采收率为首要目标的理念,深海边际油田的开发逻辑更接近于“时间优先于采收率”——通过高速开采在有限的时间窗口内快速收回巨额投资,以对冲深海环境下的高投资风险、高操作成本和油价波动的不确定性^[24-25]。然而,高速开采必然伴随着稳产期缩短、含水率上升加速和最终采收率下降的风险,如何在“高速采油”与“长期稳产”之间找到最优平衡,采用合理的采油速度至关重要。

合理采油速度的确定须在“经济回收最大化”与“稳产期延长”之间进行系统优化。不同井网模式下,储层动用特征存在差异,对采油速度的支撑能力也不同。限

制性水道采用“顶密边稀、边缘注水”井网,块状砂体连通性好,可支撑较高的采油速度;非限制性水道采用“顶部油井、边缘注水”井网,多层合采时需控制采油速度以避免层间干扰。通过对安哥拉18区块及周边邻区油田开发历史的数值模拟与敏感性分析,得到了不同油价条件下采油速度与净现值(NPV)的关系曲线,以及采油速度与地质储量采出程度的关系曲线(图4,图5)。

从经济性角度分析,油价的高低直接影响最优采油速度的取值。高油价环境下,原油销售收入对时间的敏感度上升,高速采油带来的NPV增益更为显著;反之,低油价环境下,边际收益收窄,过高的采油速度可能因加速水窜而损失可采储量,反而降低项目全生命周期收益。基于安哥拉18区块的数据回归,不同油价下最优采油速度区间存在如下规律:当油价在60~80美元/bbl区间时,最优地质储量采油速度为4%~5%;当油价高于80美元/bbl时,最优地质储量采油速度可提升至5%以上,以捕提高油价带来的短期收益窗口;当油价低于60美元/bbl时,则应适当降低采油速度,更注重控制含水上升速度和延长经济生产寿命。

从稳产期与采出程度的角度分析,合理的采油速度应确保2个关键节点的采出程度达到经济可接受的阈值。基于安哥拉18区块实际油田开发数据的统计分析,合理的采油速度(>4%)可以支撑稳产期2~3 a,稳产阶段的地质储量采油速度维持在4%~5%。更为

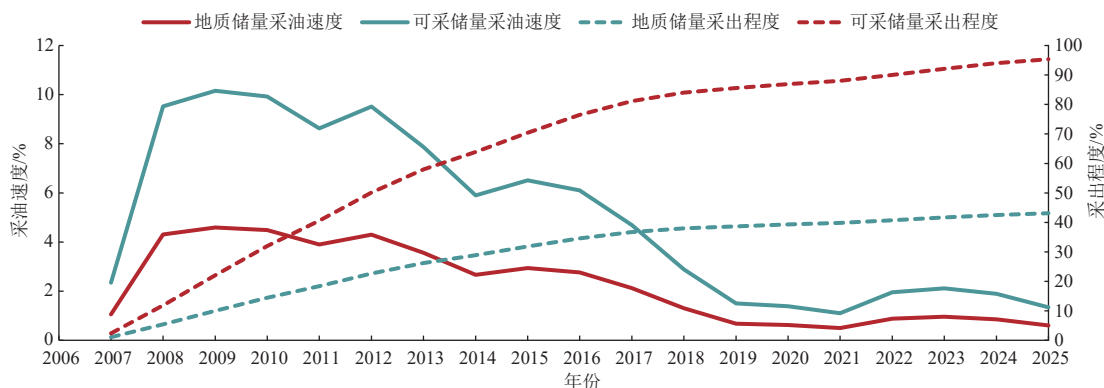


图4 安哥拉18区块采油速度与采出程度曲线

Fig. 4 Oil production rate and recovery curves for Block 18, Angola

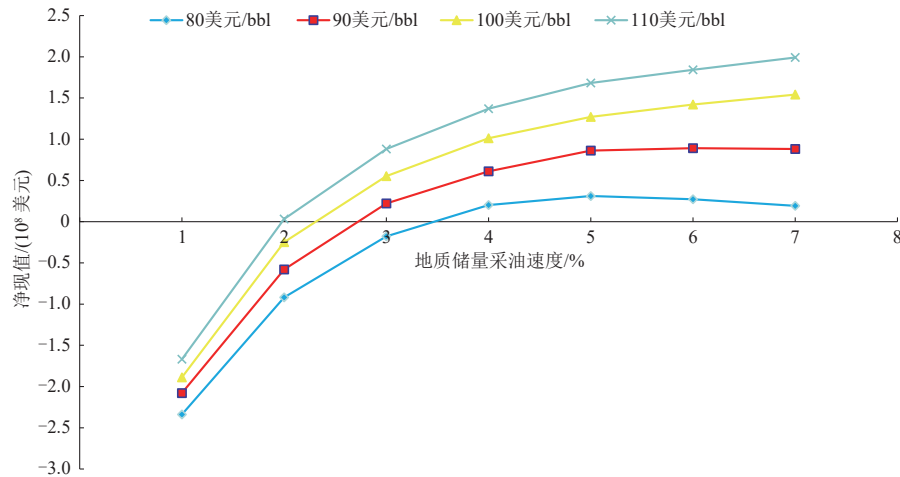


图5 安哥拉18区块不同油价下地质储量采油速度与净现值关系

Fig. 5 Relationship between oil production rate of geological reserves and net present value (NPV) under different oil prices for Block 18, Angola

关键的2个节点是:投产5 a内可采储量采出程度应超过50%,投产10 a内可采储量采出程度应超过80%。这2个指标构成了边际储量开发“少井高产”策略成功与否的核心判据——若投产5 a内采出程度不足50%,意味着投资回收周期过长,项目的经济性难以保障;若投产10 a内采出程度不足80%,则无法在深海设施的设计寿命内实现储量的有效动用。此外,合理采油速度还需与注-采动态调控协同实施。在高速采油阶段,需要进行注/采比优化,根据压力变化率和含水率实时调整注/采比,维持地层能量稳定;当含水上升时,及时调整注/采比以抑制水线突进,延长稳产期。

4 应用效果

4.1 PT油田应用效果

PT油田位于安哥拉18区块西部,距离邻近已开发油田11.5 km,水深1 650 m,储层为中-高孔、高渗深海浊积砂岩,油藏类型为具有边水的构造-岩性油藏,纵向发育大厚度限制性水道砂体(图2b),油田内仅有探井1口,石油地质储量 $1\,444 \times 10^4$ t,可采储量约 630×10^4 t,属于典型的深海边际储量。

应用三重耦合经济模型可快速评估PT油田的经济可行性。在项目论证初期,国际油价正处于中-低位震荡阶段,综合分析确定输入参数: $D = 11.5$ km,采用60美元/bbl进行敏感性分析。基于本项目研发的高精度储层预测与建模技术,将 σ 从行业普遍估计的“高”水平,下调至“中偏低”水平,因为新技术显著提升了砂体刻画和流体预测的精度。在60美元/bbl油价、

中偏低风险下,计算得出 $R_{\min}$ 约为 580×10^4 t。PT油田的可采储量估值(630×10^4 t)高于此经济可采储量下限,初步筛选具有开发可行性,可进行方案详细设计。

针对PT油田限制性浊积水道发育特征,采用“顶部集中采油、边缘顺水道注水”的相对规则井网部署,设计“2注2采”布井方案。该类型水道砂体厚度大、呈块状分布,储层连续性好,统一的油水系统,为“少井高产”提供了有利的物质基础。方案在构造高部位、水道轴线与构造叠合的储量富集区部署2口采油井,采用大斜度井,扩大泄油面积,显著提升单井控制储量,最大化单井产量;沿浊积水道油水边界附近部署2口注水井,早期同步投注,形成边缘注水驱替系统,通过补充能量维持地层压力,延缓边底水锥进(图2c)。该方案被作业者采纳并实施。与作业者原设计的“5采3注”方案相比,井数减少一半但开发效果基本相同(表4),同时大幅降低了项目投资,体现了限制性水道块状砂体“少井高产”的动用理念优势。

PT油田投产初期采取高速开采的策略,至第7个月,北部生产井P-1含水率升至8%,同时地层压力呈缓慢下降趋势。应用注-采动态优化模型,根据压力

表4 安哥拉18区块PT油田优化方案和原方案对比

Table 4 Comparison of the optimized and original development plans for the PT oilfield, Block 18, Angola

参数	原方案	优化方案
注/采比井数	5采3注	2采2注
累产油量/(10^4 t)	656.2	614.8
含水率/%	50.0	55.0
地质储量采出程度/%	32.5	30.5
累注水量/(10^4 t)	77.8	76.5
平均单井累产量/(10^4 t)	82.0	153.7

变化率和含水率实时调整注/采比,将总注/采比从1.2调至1.0,并实施差异化配注。调整后,地层压力趋于稳定,验证了注-采模型在高速开采条件下的调控有效性。与传统固定注/采比方案相比,采用动态调控措施后,油田稳产期从2.1 a延长至3.3 a,前3年累计产油量由 448×10^4 bbl增至 605×10^4 bbl,第三年综合含水率由72%降至50%(图6)。

PT油田于2021年投产,2022—2024年实现稳产3年,峰值日产油量3 850 t。2025年起进入递减阶段,目前日产油量1 330 t,含水率62%,累计产油量 420×10^4 t(图6)。地质储量采出程度24%,可采储量采出程度70%。实现了高速开采和成本快速回收,生产指标与方案设计基本吻合。地质储量采油速度大于6%,高于常规4%~5%的建议区间。这一实践表明,在限制性水道块状砂体良好连通性和配套注水支持的条件下,采油速度可以适度突破常规区间,实现投资快速回收的同时保证可采储量的有效动用。

同时,PT油田通过与GTP油田群现有FPSO设施回接,充分利用了富余处理能力,延长了安哥拉18区块老油田生产寿命周期6 a(至2032年),老油田增加

可采储量约 730×10^4 t(图7)。

4.2 CS油田开发方案设计实践

CS油田位于安哥拉18区块西南部,距离GTP油田群生产设施约17 km,发育典型的非限制性层状浊积水道,储层呈条带状展布特征,单层厚度12~40 m,纵向上发育多套渐新统含油层系(渐新统71组 O_{71} ,渐新统72组上段 O_{72}^U ,渐新统72组下段 O_{72}^L 和渐新统73组上段 O_{73}),各小层具有独立的油-水系统,属于典型的非限制性水道边际储量类型,目前尚未投产。应用“油价-距离-风险”三重耦合经济模型评估其开发可行性,输入参数为: $D = 17$ km, $P_{oil} = 60$ 美元/bbl, $\sigma = 1.0$ (中等风险水平), $R_{min} \approx 710 \times 10^4$ t。CS油田可采储量估值约 729×10^4 t,高于该经济下限,具备开发可行性。

针对CS油田非限制性浊积水道发育特征,按照“抓住主力、兼顾次要”的不规则井网部署原则,设计“2采2注”布井方案,采油井主要针对主力开发层系 O_{72}^U 和 O_{72}^L 。其中 O_{72}^U 水道分布在构造高点偏西的翼部, O_{72}^L 水道则分布于构造高部位,2口采油井分别针对 O_{72}^U 和 O_{72}^L 的最优开发位置部署,采用大斜度井,扩大泄油面

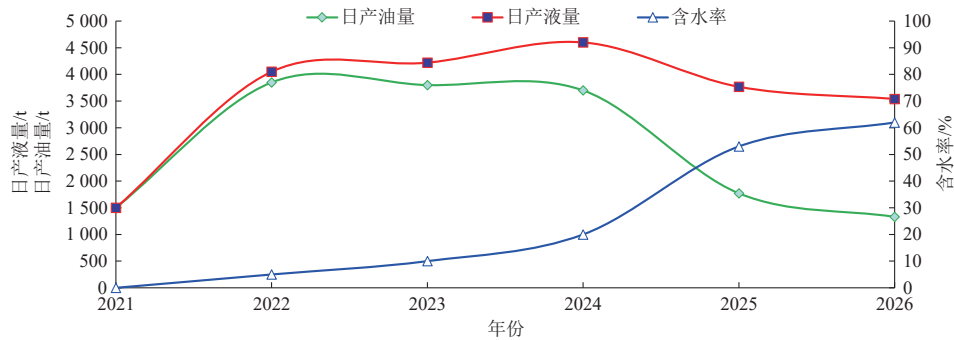


图6 安哥拉18区块PT油田年均日产开发曲线

Fig. 6 Annual average daily oil production for the PT oilfield, Block 18, Angola

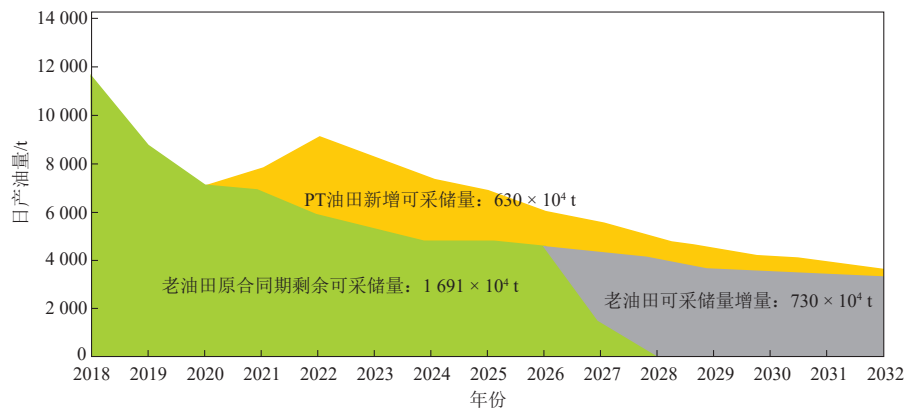


图7 安哥拉18区块PT油田边际储量与老油田群协同高效开发效果

Fig. 7 Performance of the synergistic development of marginal reserves and the mature oilfield group in the PT oilfield, Block 18, Angola
(图中不同颜色面积代表不同储量的相对大小。)

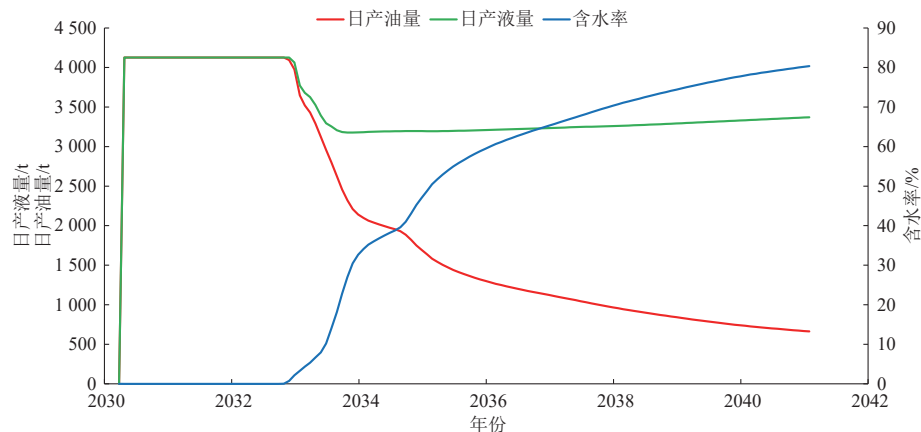


图8 安哥拉18区块CS油田开发方案设计产量预测剖面

Fig. 8 Predicted production profile of the development plan for the CS oilfield, Block 18, Angola

积,主力层系重点兼顾,同时兼顾 O_{71} 和 O_{73} 次要层系,实现单井一次性穿越多套含油层系。注水井同样主要针对主力开发层系 O_{72}^U 和 O_{72}^L ,优先保障其能量补给,同时也对 O_{71} 和 O_{72} 提供一定的能量支持(图3c—g)。

基于CS油田地质模型,应用差异化井网模式和注-采动态优化方法开展数值模拟预测,预测结果表明:峰值产量约 150.6×10^4 t/a,地质储量采油速度7.8%,稳产期约2.5 a,5 a累计产油量约 598×10^4 t,采出程度30.8%,见水时间为投产2.5 a,高含水期(含水率>80%)出现在投产10.5 a后,预测合同期末(2037年)最终采收率35.6%(图8)。与PT油田实际开发效果对比,限制性水道(PT油田)采用“顶密边稀”井网和“2注2采”方案,块状砂体支撑了更高的采油速度(>6%),实际采收率约44.0%;非限制性水道(CS油田)同样采用“2采2注”方案,但以分层开发控制层间干扰,采油速度控制在4%~5%,预测采收率35.6%,两者均通过注/采动态调控延长了稳产期,验证了本文技术体系对两类边际储量的适用性。数值模拟预测误差主要来源于储层物性参数的不确定性,采收率预测误差控制在 $\pm 3.0\%$ 以内。

5 结论

1) 针对深海边际储量的经济筛选问题,建立了“油价-距离-风险”三重耦合经济储量界限模型,明确了安哥拉海域回接开发的最小经济可采储量下限区间,在油价60美元/bbl、回接距离20 km及中等地质风险条件下,下限为 $(840 \sim 1\,010) \times 10^4$ t,可实现目标边际储量动用经济可行性快速筛选。参数敏感性分析表明,经济可采储量下限对油价最敏感、对回接距离次之、对地质风险敏感程度较低。

2) 构建了储层构型和储量丰度约束的高效开发

注-采井网模式:限制性块状复合浊积水道采用“顶密边稀、边缘注水”井网,构造高部位且储量丰度大的位置部署油井、构造低部位油-水界面附近部署水井;非限制性层状浊积水道采用“顶部油井、边缘注水”井网,针对单一水道构造高部位部署油井、构造低部位部署水井。2类水道在砂体形态、单砂体厚度、纵向含油层系特征和开发方式上存在显著差异。

3) 针对高速采油与稳产调控的矛盾,研发了多参数注-采动态平衡优化方法。参数敏感性分析表明,含水补偿系数的敏感性高于压力敏感系数,说明中-高含水阶段精准调控注/采比对控制含水上升更为关键。明确了边际储量开发的合理采油速度与井网模式的适配关系:限制性水道块状砂体可支撑更高采油速度(>6%),非限制性水道多层合采时宜控制在4%~5%。提出了投产5 a内可采储量采出程度应超过50%,投产10 a内应超过80%的关键节点控制指标。

4) 该技术体系在安哥拉深海边际油田成功应用。PT油田采用“2注2采”方案,实现稳产3 a、累计产油量 420×10^4 t,采油速度大于6%,并延长老油田生产寿命6 a。CS油田方案设计采用“2采2注”分层开发方案,采油速度控制在4%~5%,数值模拟预测采收率35.6%,验证了技术体系对2类边际储量的适用性,可为全球类似深水边际油田的开发提供可复制的技术借鉴与决策依据。

参 考 文 献

- [1] 刘剑平,潘校华,马君,等. 西部非洲地区油气地质特征及资源概述[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 378-384.
Liu Jianping, Pan Xiaohua, Ma Jun, et al. Petroleum geology and resources in West Africa: an overview[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(3): 378-384.
- [2] 邓荣敬,邓运华,于水,等. 尼日尔三角洲盆地油气地质与成

- 藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 755-762.
- Deng Rongjing, Deng Yunhua, Yu Shui, et al. Hydrocarbon geology and reservoir formation characteristics of Niger Delta Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 755-762.
- [3] 吕明, 王颖, 陈莹. 尼日利亚深水海底扇沉积模式成因探讨及勘探意义[J]. 中国海上油气, 2008, 20(4): 275-282.
- Lyu Ming, Wang Ying, Chen Ying. A discussion on origins of submarine fan deposition model and its exploration significance in Nigeria deep-water area [J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 275-282.
- [4] 田纳新, 龚承林, 吴高奎, 等. 重力流与海底地貌动态相互作用下深水沉积体系发育演化——以大西洋赤道段菩提尔盆地为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 15-30.
- Tian Naxin, Gong Chenglin, Wu Gaokui, et al. Development of submarine depositional systems under dynamic interplays between sediment gravity flows and seafloor topography: a case study of the Potiguar Basin on the equatorial Atlantic Ocean [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 15-30.
- [5] 刘祚冬, 李江海. 西非被动大陆边缘含油气盐盆地构造背景及油气地质特征分析[J]. 海相油气地质, 2009, 14(3): 46-52.
- Liu Zuodong, Li Jianghai. Tectonic evolution and petroleum geology characteristics of petroliferous salt basins area along passive continental margin, west Africa [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(3): 46-52.
- [6] 熊利平, 王骏, 殷进垠. 西非构造演化及其对油气成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 641-646.
- Xiong Liping, Wang Jun, Yin Jinyin. Tectonic evolution and its control on hydrocarbon accumulation in West Africa [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 641-646.
- [7] 宫越, 郭荣涛, 张忠民, 等. 刚果扇盆地深水沉积体系及控制因素——以渐新统一中新统为例[J]. 沉积学报, 2025, 43(4): 1446-1460.
- Gong Yue, Guo Rongtao, Zhang Zhongmin, et al. Study on the deep-water sedimentary system and controlling factors in the Congo Fan Basin: a case study from the Oligocene and Miocene [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(4): 1446-1460.
- [8] Bouma A H. Sedimentology of some flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation[M]. Amsterdam: Elsevier, 1962.
- [9] Mayall M, Jones E, Casey M. Turbidite channel reservoirs—key elements in facies prediction and effective development [J]. Marine and Petroleum Geology, 2006, 23(8): 821-841.
- [10] 王光付, 张文彪, 李发有, 等. 深水浊积砂岩油藏高效开发策略及关键技术[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(1): 1-15.
- Wang Guangfu, Zhang Wenbiao, Li Fayou, et al. High efficient development strategies and key technologies for turbidite sandstone reservoirs in deep-water [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(1): 1-15.
- [11] Millheim K K. The next major challenge for deep water: developing marginal fields[C]//Offshore Technology Conference, Houston, 2008. Red Hook: Curran Associates, Inc., 2008: OTC-19642-MS.
- [12] Offshore Network. Shell Nigeria advances Bonga North development [EB/OL]. 2024. https://offsnet.com/content/west-africa/shell-nigeria-advances-bonga-north-development?internal_render=1.
- [13] 王光付, 张文彪, 李蒙, 等. 深海边际油田油藏定量表征关键技术及其应用——以安哥拉刚果扇盆地为例[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(4): 1340-1356.
- Wang Guangfu, Zhang Wenbiao, Li Meng, et al. Key technologies and their application in quantitative reservoir characterization of marginal deepwater oilfields: A case study of the Congo Fan Basin, Angola [J]. Oil Gas Geology, 2026, 47(4): 1340-1356.
- [14] Szymczak P D. Azule JV produces first oil from Agogo FPSO in Angola [J]. Journal of Petroleum Technology. 2025. <https://jpt.spe.org/azule-jv-produces-first-oil-from-agogo-fpso-in-angola>.
- [15] Labs N. What is marginal field[EB/OL]. 2024.
- [16] 吕文睿, 曹树春, 卜范青, 等. 富泥型深水重力流沉积特征及沉积演化规律分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(1): 119-129.
- Lyu Wenrui, Cao Shuchun, Bu Fanqing, et al. A study on the sedimentary characteristics and evolution of mud-rich deepwater turbidite reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(1): 119-129.
- [17] Govindarajan R, Singh A. Deep-water channel systems: Architecture, evolution and reservoir performance[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 112: 104085.
- [18] 赵晓明, 刘丽, 谭程鹏, 等. 海底水道体系沉积构型样式及控制因素: 以尼日尔三角洲盆地陆坡区为例[J]. 古地理学报, 2018, 20(5): 825-840.
- Zhao Xiaoming, Liu Li, Tan Chengpeng, et al. Styles of submarine-channel architecture and its controlling factors: A case study from the Niger Delta Basin slope [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2018, 20(5): 825-840.
- [19] 赵晓明, 刘飞, 葛家旺, 等. 深水水道沉积构型单元分级与结构样式[J]. 沉积学报, 2023, 41(1): 37-51.
- Zhao Xiaoming, Liu Fei, Ge Jiawang, et al. Sedimentary architecture unit classification and structural style of deep-water channels[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023, 41(1): 37-51.
- [20] Mustafa A, Ravuri M, Heah L, et al. Automated well and reservoir management using hybrid physics and data-driven models-case study [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 2024. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024: SPE-220714-MS.
- [21] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600-608.
- Sun Huanquan, Yang Yong, Fang Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600-608.
- [22] Magomadov I A, Prasad P, Balhasan S A, et al. Designing an early production facility for a marginal oil field to boost the economic profitability of the project[C]//GOTECH, Dubai, 2024. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024: SPE-219352-MS.
- [23] Ruiz Maraggi L M, Walsh M P, Lake L W, et al. Fast optimization of the net present value of unconventional wells using rapid rate-transient analysis[J]. SPE Journal, 2024, 29(11): 6500-6515.
- [24] Marvin M K, Grema A S. Self-optimizing control for smart wells during waterflooding of uncertain reservoir [J]. Chemical Engineering Communications, 2026, 213(1): 83-95.
- [25] Burgess M, Etoh E, Zaki K, et al. Sand management practices at a mature field in the deepwater Niger Delta[C]//SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, 2024. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024: SPE-221739-MS.