

引用格式: 文星, 王坤, 谢明英, 等. 中国首个长期弃置深水油田二次开发技术创新与实践[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 610-617.

WEN Xing, WANG Kun, XIE Mingying, et al. Innovation and practice of secondary development technology for China's first long-term abandoned deepwater oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 610-617.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.011

中国首个长期弃置深水油田二次开发技术创新与实践

文星, 王坤, 谢明英, 冯沙沙, 李黎, 李威

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518067)

摘要: 中国首个长期弃置的深水油田由于二次开发面临复杂的技术难题和较低的经济效益等问题, 成为难以动用的边际油田。通过GGRP(地球物理-地质-油藏-生产)一体化技术研究与实践, 盘活弃置油田, 保障高产稳产。针对剩余油分布的不确定性、构造复杂、储层非均质及水下管汇限温等问题, 克服了多项前沿技术难点。这些创新技术包括长期水驱关停油田的剩余油预测技术、复杂油藏的地质导向及精细描述技术、油藏管流耦合模型流动保障技术, 成功指导了油田的二次开发, 显著提升了油田的开发效果。结果表明: 该油田初期产能跃居南海东部油田前三, 实际含水上升趋势与方案设计基本一致, 预计增加可采储量达 $259 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这一开拓性研究为长期弃置深水油田二次开发提供了宝贵的经验, 该科技成果在同类油田的开发进程中有着广泛的应用前景。

关键词: 深水油田; 长期弃置; 二次开发; GGRP一体化技术; 剩余油预测; 超深探测地质导向; 油藏管流耦合模型

中图分类号: TE343

文献标识码: A

Innovation and practice of secondary development technology for China's first long-term abandoned deepwater oilfield

WEN Xing, WANG Kun, XIE Mingying, FENG Shasha, LI Li, LI Wei

(CNOOC(China) Shenzhen Branch, Shenzhen, Guangdong 518067, China)

Abstract: China's first long-term abandoned deepwater oil field has become a marginal oil field that is difficult to exploit due to complex technical difficulties and low economic benefits faced by secondary development. Through the research and practice of GGRP (geophysics-geology-reservoir-production) integrated technology, abandoned oil fields are revitalized to ensure high and stable production. In order to cope with the challenges of uncertainty in the distribution of remaining oil, structural complexity, reservoir heterogeneity and temperature limitations of underwater manifolds, we have overcome a series of cutting-edge technical problems. These innovative technologies include remaining oil prediction technology for long-term water flooding shut-in oil fields, geological guidance and fine description technology for complex oil reservoirs, and reservoir pipe flow coupling model flow assurance technology. They have successfully guided the secondary development of oil fields and significantly improved the development effect of oil fields. The results show that the initial production capacity of the oil field has jumped to the top three oil fields in the eastern South China Sea. The actual water content rising trend is basically consistent with the plan design, and the increase in recoverable reserves is expected to reach $259 \times 10^4 \text{ m}^3$. This pioneering research provides valuable experience for the secondary development of long-term abandoned deepwater oil fields. This scientific and technological achievement has broad application prospects in the development of similar oil fields.

Keywords: deepwater oilfield; long-term abandoned; secondary development; integrated GGRP technology; remaining oil prediction; ultra-deep detection with geological guidance; reservoir pipe flow coupling model

深水油田的二次开发是石油工业的关键议题, 近年来, 该领域在国内外均引起了广泛关注。国外, 特别是美国和挪威, 在深水油田的二次开发方面具有先进的经验。美国在其海湾地区采用了尖端的技术和设备, 有效提高

了采收率且延长了油田寿命; 挪威则重视环保和可持续性开发, 采用创新技术对油田进行改造。中国对南海、东海等海域深水油田进行二次开发已取得了一定成果, 但同时也面临着系列挑战^[1-2]。

收稿日期: 2023-11-14。

第一作者简介: 文星(1989—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油气田开发工程方面的研究工作。地址: 广东省深圳市南山区后海滨路(深圳湾段)3168号中海油大厦A座, 邮政编码: 518067。E-mail: wenxing@cnooc.com.cn

基金项目: 中海石油(中国)有限公司重大科技专项“南海东部油田上产2000万吨关键技术研究”(CNOOC-KJ-135-ZDXM37-SZ); 中海石油(中国)有限公司综合科研项目“恩平18区疏松砂岩稠油油藏有效开发技术”(YXKY-2019-SZ-01)。

LXFA 油田地质及开发概况:滨岸相沉积的断背斜构造底水油藏,该油藏含油面积为 11.5 km²,储层厚度为 53.5 m,孔隙度介于 21.4%~26.2%,渗透率介于 (616~4 308)×10⁻³ μm²,属于中孔、中高渗储层,轻质、高凝原油。油田群平均水深约 330 m,属于海上开发深水油田。1997年,该油田首次成功开发并投产了 8 口井。2009年,由于水下设备腐蚀、油价低等因素导致这些井被弃置,关停前综合含水率为 94.0%,采出程度为 40.1%。2021年,该油田通过区域联合项目重启二次开发,采用海管和水下井口模式对 4 口开发井实施生产。

LXFA 油田二次开发面临的难题主要包括:① 剩余油分布的不确定性,使井位部署和实施复杂化;② 构造风险,井点较少且早期控制程度不足,尤其在构造不确定区域,水平井开发困难(图 1);③ 储层非均质性,早期开发导致的油水界面不稳定和目标层非均质性带来的技术挑战;④ 早期开发井轨迹复杂,可能导致水平井错失靶点或产生碰撞,及水下管汇限温影响产量。

LXFA 油田是中国首个历经 12 a 关停后重启的海上油田,这在世界范围内都极为罕见。考虑到油水分离和界面重新平衡对油田重启极为重要,但前人研究较少,需进行深入探讨;此外,还考虑到 LXFA 深水油田全部采用水下井口的长水平井开发,对油田剩余油分布模式的精确预测提出了更高的挑战。因此,开展 GGRP 一体化创新性技术研究,能有效指导长期弃置深水油田的二次开发。

1 长期弃置深水油田二次开发关键技术

1.1 长期水驱关停油田剩余油预测技术

1.1.1 GGR 一体化动态油水界面预测研究思路

为有效进行 LXFA 油田二次开发的剩余油预测,评估关闭期油水界面平衡状态与剩余油分布,在传统井网调整和局部细化研究基础上,进一步探讨 GGR(地球物

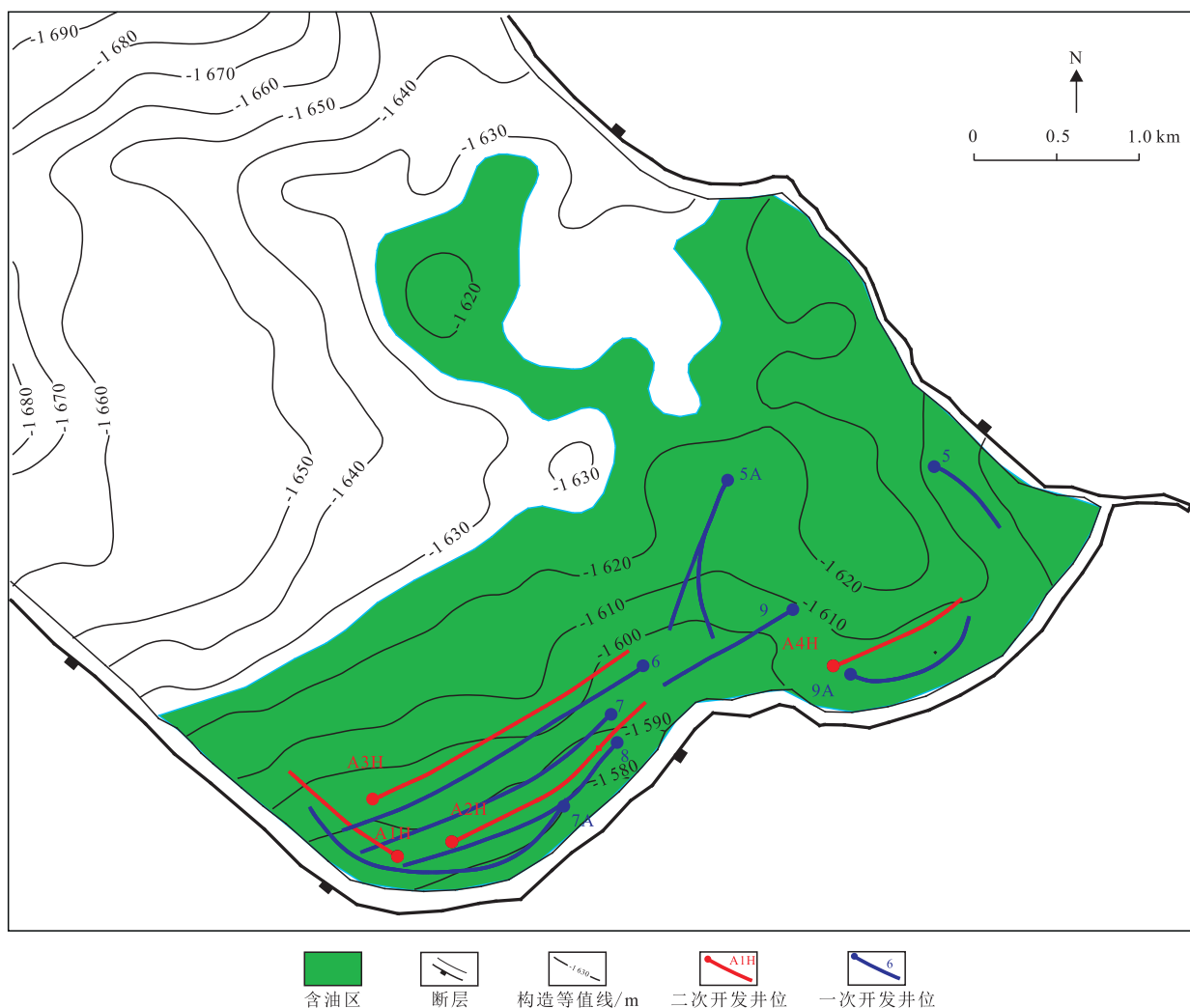


图1 LXFA 油田地质构造及井位分布

Fig. 1 Geological structure and well location of LXFA Oilfield

理-地质-油藏)一体化研究思路:首先,评估整体剩余储量及其可动部分,依赖于长期水驱后残余油饱和度的精确识别^[3-5]。其次,在确定宏观静态参数后,探究长期关闭且高渗透性油田的油水界面宏观分布模式,这对理解二次开发的风险和潜力至关重要^[6-8]。最后,在此基础上进行剩余油的精准预测,有效实施二次开发井网。这些研究内容构成二次开发中动态油水界面和剩余油精准预测的核心思路(图2)。此技术适用于不同类型的油田,尤其是水驱后期关停的油田,可以有效提高剩余油的预测精度。

1.1.2 长期水驱时移饱和度标定技术

为准确评估长期水驱对油藏参数的影响,特别是相对渗透率曲线中残余油饱和度的变化,选取了典型的海域高渗油田进行水驱实验。通过分析不同驱替倍数下的残余油饱和度变化(图3),建立了残余油饱和度变化通用公式^[9]:

$$S_{or} = a \ln Q_1 + b \quad (1)$$

式中: S_{or} 为残余油饱和度,%; Q_1 为驱替倍数,单位PV; a 、 b 为系数。

LXFA油田使用水平井进行开发,缺乏定向井过路数据。为此,参考了邻近LFB油田ZJ470油藏数据,该油藏经过30a的底水驱替后残余油饱和度显著降低(从岩心的25%降至实际的19%)。基于长期水驱的标定技术,估算LXFA油田的残余油饱和度降低了20%,这一预测与LXFA-10评价井的残余油饱和度测井解释结果基

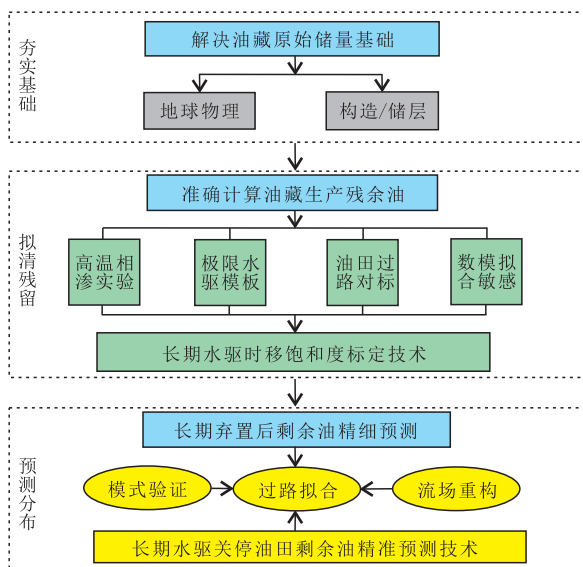


图2 LXFA油田二次开发油田动态油水界面及剩余油研究思路

Fig. 2 Quantitative prediction technology of dynamic oil-water interface and remaining oil in secondary development of LXFA Oilfield

本一致。该参数对于预测剩余油的潜力至关重要,与原预测相比,采用二次开发技术后可采储量增加了约 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$,因此,可广泛应用于长期水驱的油田,有助于更准确地评估剩余油潜力。

1.1.3 油田尺度下水重新平衡时间模型建立

生产实践表明,油田长时间停产,油水存在重新分异及运聚现象,对剩余油分布和挖潜调整的影响至关重要。目前,对油田长期关停后油水分异及界面重新平衡时间研究较少^[10-11]。油水重新运聚实际上是原油质点的运移动力和运移阻力相互作用,最终达到平衡的一个过程^[12-13]。沿运聚方向受力分析,可得出单位油柱所受合力为:

$$F_{\text{合}} = (F_{\text{水动力}} + F_{\text{净浮力}}) \sin \alpha - F_{\text{毛细力}} \quad (2)$$

式中: $F_{\text{合}}$ 、 $F_{\text{水动力}}$ 、 $F_{\text{净浮力}}$ 、 $F_{\text{毛细力}}$ 分别为单位油柱所受合力、水动力、净浮力、毛细管力,单位N; α 为油水运聚方向与水平方向夹角,单位($^{\circ}$)。

当运移动力等于运移阻力,油水运聚开始发生,计算得到临界油柱高度:

$$h_{\text{临界}} = \frac{2\sigma}{g \sin \alpha \sqrt{8K/\varphi}} \left[\frac{1}{(M+1)\rho_w - \rho_o} \right] \quad (3)$$

式中: $h_{\text{临界}}$ 为临界油柱高度,单位m; σ 为表面张力,单位N/m; g 为重力加速度力矢量,单位 m/s^2 ;K为储层渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; φ 为储层孔隙度,%; M 为水动力与静水柱压力的比值,%; ρ_w 、 ρ_o 分别为水、油密度,单位 g/cm^3 。

当运移动力大于运移阻力时,原油在储层中进行运聚。原油发生运聚的几何位移关系如图4。考虑目标低幅构造油藏倾角较小,水平位移 $L \approx$ 实际位移 L' ,在 $h > h_{\text{临界}}$ 情况下, $F_{\text{毛细力}}$ 较小,这里进行忽略简化处理,由此得到单位面积油柱运动合势:

$$\varphi_{\text{合}} = (M\rho_w gh + \Delta\rho_{wo} gh) \sin \alpha \quad (4)$$

式中: $\varphi_{\text{合}}$ 为单位面积油柱运动合势,单位N; h 为油柱高

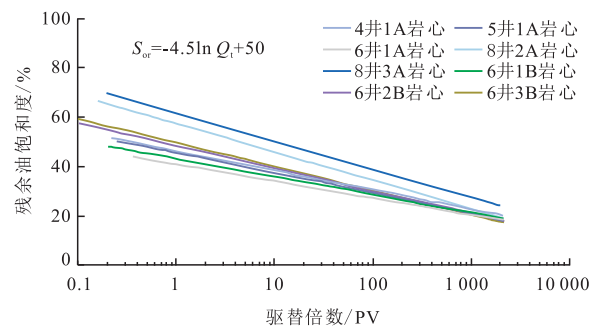


图3 不同驱替倍数下残余油饱和度变化
Fig. 3 Residual oil saturation change under different displacement multiples

度,单位m; $\Delta\rho_w$ 为水、油密度差值,单位 g/cm^3 。

从M'点运移至N'点过程,满足达西渗流公式,即原油的渗流速度为:

$$v = \frac{K\varphi_{\text{合}}}{\mu_o L'} \approx \frac{K\varphi_{\text{合}}}{\mu_o L} \quad (5)$$

式中: v 为渗流速度,单位m/s; μ_o 为地层原油黏度,单位 $mPa \cdot s$ 。

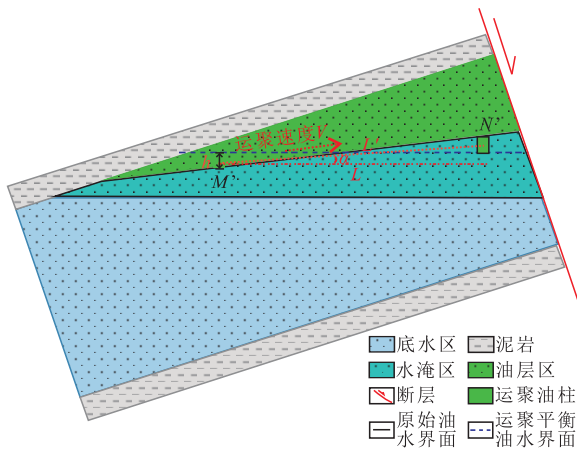
得到油水运聚微分模型:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{Kg \sin^2 \alpha h}{\mu_o L \varphi} [(M+1)\rho_w - \rho_o] \quad (6)$$

式中: t 为油水运聚平衡所需时间,单位s。

对上式进行积分简化后,得到油水运聚平衡时间:

$$t = \frac{\mu_o L \varphi}{Kg \sin^2 \alpha} \left[\frac{1}{(M+1)\rho_w - \rho_o} \right] \ln \frac{\alpha}{\alpha_0} \quad (7)$$



注: L 为运聚油柱水平位移,单位m; L' 为运聚油柱实际位移,单位m;
 M' 为运聚油柱起点位置; N' 为运聚油柱终点位置。

图4 原油运聚几何位移关系

Fig. 4 Geometric displacement relationship of crude oil migration and accumulation

式中: α_0 为平衡时对应的油水界面夹角,单位($^\circ$)。

通过推导和简化处理,建立了一种低幅构造底水油藏的油水运聚平衡解析模型。该模型能够快速指导对类似油田的定量或半定量油水运聚分析,以及剩余油模式的认识。

为了计算油水界面是否能够重新达到平衡,利用此解析模型进行了快速的油水运聚平衡定量分析。以地层倾角平均值为 2.2° ,渗透率介于 $(616 \sim 4\,308) \times 10^{-3} \mu m^2$ (平均为 $2\,031 \times 10^{-3} \mu m^2$)目标油田为例,模型计算显示:原始油水界面至构造高点2.5 km范围内,油水界面完全平衡的时间约为35~234 a。考虑到当前油田已停产12 a,油水界面尚未完全平衡。该模型的创新性建立,避免了实际数值模拟中的超长时间步和超大数据量运算,该技术适用于各种经历长期水驱的油田,有助于预测油水界面的动态变化。对于快速评估长期关闭油田的剩余油分布模式具有重要指导意义。

1.1.4 长期水驱关停油田剩余油精准预测技术

围绕长期水驱关停油田剩余油,细化开展了油田弃置后油水运聚数值模拟评价,精细水驱模拟和评价并对拟合,精准预测油田剩余油分布情况,明确了二次开发挖潜区域。此技术可以推广应用于多种复杂储层,提高剩余油的预测精度。

1) 弃置后油水运聚数值模拟评价

在模拟小型低幅构造底水油藏的油水平衡机理时,设置初始油水界面为非平衡的阶梯状,并调整关键数值模拟参数,可以匹配解析模型中的油水运移动力和阻力。数值模拟显示:油藏关停后,原油会逐渐从构造高点向上部位运聚,最终油水界面基本达到平衡状态(图5),与解析模型的预测相符^[14]。

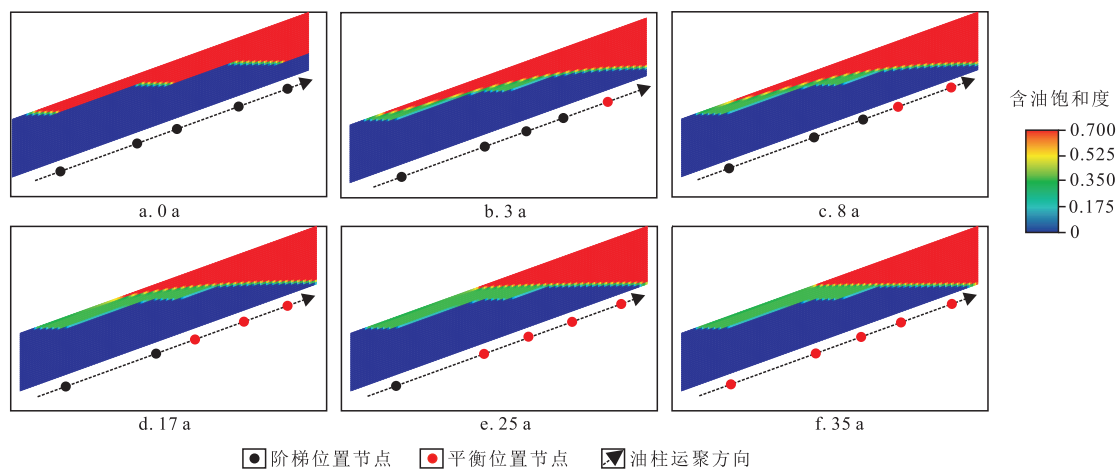


图5 油藏数值模拟关停下水运聚平衡过程

Fig. 5 Reservoir numerical simulation shuts down oil and water migration and accumulation equilibrium process

敏感性分析揭示,储层渗透率对油水运聚影响显著。随着储层物性的变差,临界油柱高度和运聚平衡时间明显增长。这表明在海相低幅构造油藏中,低渗透储层更易形成较高的滞留油柱区域,这些区域在油田复产后可重点挖掘其潜力。

2) 精细水驱模拟和评价井对标拟合

通过对LXFA油田的精细历史拟合和油水运动规律研究,成功预测了油田剩余油分布情况。经数值模拟预测及实际验证,剩余油集中分布于油田的西南部构造高点,东、中局部小高点一带。

对于LXFA油田关停9 a后钻探LXFA-10评价井,测井曲线显示剩余油柱高度为15.8 m,与数值模拟预测结果基本一致;动态油水界面以下残余油饱和度约为20%,也与预测结果吻合。在剖面上,2022年投产前剩余油的垂直构造走向呈斜坡式分布。综上所述,这些精确的剩余油预测结果为后续油田开发实施提供了保障。

1.2 复杂油藏地质导向与精细描述技术

针对复杂海相砂岩油藏存在的问题,创新性地形成了超深探测预测储层边界、复合厚砂体储层构型解剖、基于地质成因理论应力模拟预测漏失区、全卷积神经网络识别微小断层等精准地质导向技术,助力4口千米级水平井顺利实施,总体砂体钻遇率达到97%以上。

1.2.1 超深探测地质导向技术

针对油柱高度难以准确把控及防碰实施难的问题,

引入超深探测地质导向工具用以提升实施效果。超深探测地质导向工具可反映井筒周围30 m范围内的地层和流体的电阻率特征,以电阻率反演图的形式显示,垂向分辨率可达1 m左右,从而弥补了大尺度数据和小尺度数据之间的空白,进而形成多尺度的完整数据链,实现了对非均质厚储层特征的有效描述。降低错误解释地质构造或流体的风险,适用于复杂地质环境^[15]。

利用该工具成功完成了油田二次开发中4口井的实施,将开发井水平段避水高度控制在10 m以上,为油田投产打下了坚实的基础。该技术适用于复杂油藏实钻过程中物性和含油性识别,降低实施风险,提高地质油藏认识的准确性。

1.2.2 滨岸相厚层砂岩储层构型解剖技术

针对老井实施过程中揭示的地质模式多解性,结合现代沉积认识,长水平井及超深探测资料,创新性地形成了滨岸相厚层砂岩储层构型解剖技术,精细刻画储层非均质性,指导LXFA油田二次开发水平井实施^[16-17]。该技术可以广泛应用于类似地质结构的油田,提高模型精度。

该技术主要有:①建立滨岸相滩坝储层沉积地质模式;②建立目标油藏储层构型模式,指导开发井随钻实施;③开展储层成因单元定量描述,刻画储层沉积单元展布^[18];④开展油藏精细地质建模和油藏数值模拟,根据模拟结果反向验证储层构型认识(图6)。

考虑到油田厚油层内储层非均质性较强,该项技术的应用提高了对地下地质情况的认识程度,为4口开发

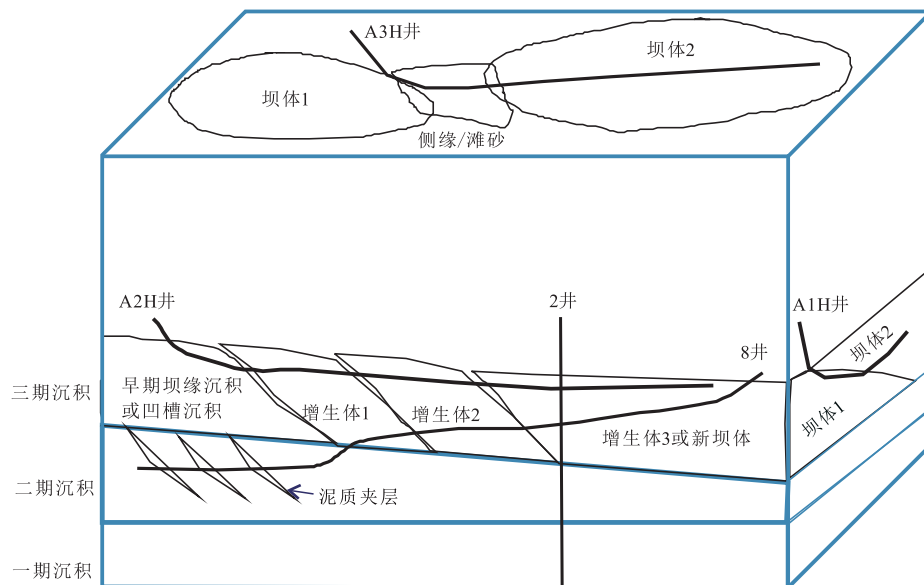


图6 滨岸相厚层砂岩储层构型解剖示意图

Fig. 6 Formation profile of coastal facies thick sandstone reservoir

并在超深探测剖面上出现的反演电阻率变化提供了更加合理的解释,为随钻决策技术、后期剩余油分析提供了依据。

1.2.3 地质成因理论应力模拟技术

此技术适用于各种储层类型,特别是在复杂应力环境下的油田。为防止二次开发井钻井过程中发生井漏,LXFA油田针对井漏点的分布进行了研究。发现漏失点主要位于张扭性应力控制下的张性裂缝区,而在压扭性应力控制区的裂缝多为闭合,没有井漏。因此,利用目标油藏的构造曲率、断层数据及岩石脆性指数进行ZXJ470砂岩油藏的应力分布模拟,并通过调整模型参数来预测漏失风险区。

此外,为准确识别小裂缝,创新性地应用了全卷积神经网络技术^[19]。这一技术具有多个优势,适用于地震断层识别任务、修正不平衡样本分类问题、使用少量数据进行高效训练以及在建模过程中快速调参和模型优化。

应用全卷积神经网络的裂缝识别方法,在地震资料中精确识别了小裂缝。结果显示,老井的漏失点与裂缝预测结果高度吻合。实钻A3H井的尾端约100 m处被预测为漏失高风险区,实际钻探中,在设计长度差96 m处发生漏失,与预测一致。

1.3 油藏管流耦合模型流动保障技术

油藏管流耦合模拟技术为海上油田流动安全保障的问题提供了新的解决思路。LXFA油田投产后,受水下井口温度关断设置影响,无法正常提液致使油田产量受限,油田增产成为难题。为迫切探究水下操作温度对应液量的阈值,通过单井管流模型与油藏数值模型耦合,开展限温条件下提液策略研究,定量分析最大提液能力,力争突破限温瓶颈,谋求流动性安全保障条件下的产量最大化^[20-24]。

首先,建立单井管流模型,模拟沿程温度变化规律。为确保管流模拟研究的准确性,此研究综合了200余天的历史数据并选取稳定特征点进行校调。其中,涉及到井底温度、总传热系数、导套油管材料的导热性能的精细验算,从而完成历史拟合。自投产以来,井口温度随产液量的增加而提升。模型计算的温度,与实际井口测试温度误差小于5%(表1),表明该模型能够准确模拟多相流混输的温度变化规律。

其次,将油藏数值模型与管流模型耦合,基于可靠的历史拟合数据,进行提液预测。油藏数值模型预测提液含水率在上升时,根据产液量-含水率敏感参数,在管流模型中进行不同工况下温度模拟,从而预测提液对井口温度的影响。

从模型预测提液时井口温度变化曲线来看(图7),井口温度上升趋势由初期的陡升变为后期的平缓直至最终平稳,A2H井分别提液100、200、300、400、500 m³/d时,井口温度对应升高0.10、0.25、0.38、0.49、0.59 °C。井口限温88 °C的前提下,A2H井预计最大提液空间为500 m³/d。其余3口井提液空间介于263~870 m³/d,油田最大提液空间为2 010 m³/d(表2)。

基于油藏管流耦合模型,按照限温条件下最大提液空间预测累产油,与限液方案相比可增加11×10⁴ m³,有效释放油藏潜力。

2 技术应用成效

通过GGRP一体化关键技术的应用,较好推动了LXFA油田二次开发方案4口千米级水平井的实施。砂岩钻遇率为100%,有效储层平均钻遇率为97.4%(表3),

表1 实际生产数据与模型拟合数据对比

Table 1 Comparison between actual production data and model fitting data

日期	产液量/ (m ³ /d)	产油量/ (m ³ /d)	产水量/ (m ³ /d)	含水率/ %	井口测试 温度/°C	模型温 度/°C
2022-12-12	1 743	902	841	48.26	85.00	84.97
2023-02-03	2 409	728	1 681	69.79	87.00	86.99
2023-03-30	2 669	485	2 184	81.84	87.35	87.36

表2 提液空间预测数据

Table 2 Prediction data for liquid extraction space

井号	目前液量/ (m ³ /d)	目前井口 温度/°C	临界温度/ °C	最大液量/ (m ³ /d)	提液空间/ (m ³ /d)
A1H	2 834	87.00	88.00	3 704	870
A2H	2 682	87.35	88.00	3 182	500
A3H	2 335	87.50	88.00	2 712	377
A4H	2 300	86.40	88.00	2 563	263

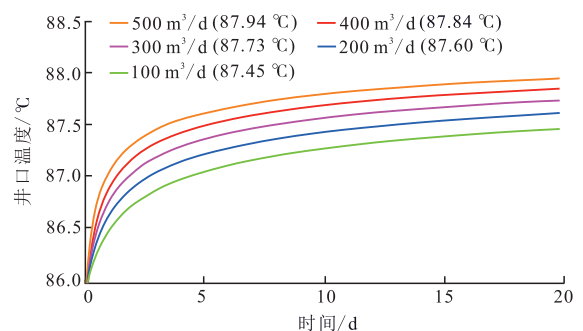


图7 模拟预测提液时A2H井井口温度变化曲线

Fig. 7 Simulation and prediction of temperature change curve of Well-A2H at well head during liquid extraction

储层物性等各项指标达到或超过设计要求。运用超深探测地质导向工具获得的剩余油资料,验证了剩余油预测结果的可靠性。实钻剩余油分布与预期基本一致,水平段避水高度多在10 m以上,为油田高产奠定坚实基础。

技术创新推动了LXFA油田成功二次开发:①高质高效投产,油田4口水平井初期产油量近4 000 m³/d(图8),实现初期产能跃居南海东部油田前三;②精准预测含水率,实际含水上升趋势与方案设计几乎一致(图9);③盘活废弃油田,二次开发动用ZXJ470砂岩油藏剩余潜力,预测增加技术可采储量259×10⁴ m³;④助建LXFA新

区,以好带差,带动LXFA新区其他3个油田低品质储量的开发动用。

3 结论

1) 围绕中国首个弃置油田二次开发,创新性开展GGR一体化动态油水界面预测技术、长期水驱时移饱和度标定技术、长期水驱关停油田剩余油精准预测技术研究。结合油田尺度下水水重新平衡时间模型极大提高了油田剩余油预测精度,取得较好效果,准确指导了长期关停油田成功的二次开发。

2) 针对复杂海相砂岩油藏存在的问题,创新性形成了超深探测预测储层边界、复合厚砂体储层构型解剖、基于地质成因理论应力模拟预测漏失区、全卷积神经网络识别微小断层等精准地质导向技术,助力4口千米级水平井顺利实施,总体砂体钻遇率97%以上。

3) 将数值模型与管流模型进行耦合,在可靠的历史拟合基础上,进行提液预测,借助耦合模型揭示油藏管内流动规律,定量分析温度阈值对应下的液量,指导单井提液及优化配产,释放油藏潜力。形成油藏-管流耦合模拟技术,为海上油田流动安全保障提供了新的解决思路。

4) 通过GGRP一体化技术创新应用推动了LXFA油田成功二次开发。高质高效投产,4口水平井初期产油量近4 000 m³/d;精准预测含水率,实际含水上升趋势与方案设计几乎一致;盘活废弃油田,二次开发动用油田剩余潜力,预测增加技术可采储量259×10⁴ m³。该技术的创新与实践开辟了中国长期关停油田二次开发的先例,对类似深水油田开发具有重要借鉴意义。

参考文献

- [1] 李玉红,常毓文,吴向红,等.长期停产对油田开发规律的影响[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(4):117-122.
LI Yuhong, CHANG Yuwen, WU Xianghong, et al. The impact of long time shutdown on oilfield development discipline[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(4): 117-122.
- [2] 钟诚,杜鹏,刘自亮,等.碳中和与中国海洋油气发展的内在联结性[J].石油与天然气化工,2023,52(4):32-40.
ZHONG Cheng, DU Peng, LIU Ziliang, et al. Interconnection between carbon neutrality and development of offshore oil and gas in China[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(4): 32-40.
- [3] 李国艳,常琳,陈猛,等.考虑注水体积倍数及离子交换的水淹层剩余油评价方法[J].油气藏评价与开发,2023,13(6):801-808.
LI Guoyan, CHANG Lin, CHENG Meng, et al. Evaluation method of remaining oil in water-flooded formation considering injected-water volumes and ion exchange[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 801-808.
- [4] 杨冰,傅强,官敬涛,等.特高含水油藏不同井网流场调整模拟与驱油效率[J].油气藏评价与开发,2023,13(4):519-524.
YANG Bing, FU Qiang, GUAN Jintao, et al. Oil displacement

表3 LXFA油田开发方案水平井实施效果统计

Table 3 Statistic of horizontal well implementation effect of LXFA Oilfield development plan

井号	设计长度/m	实钻长度/m	孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	砂岩 钻遇率/%	有效储层 钻遇率/%
A2H	1 457	1 416	20.0	382.8	100	98.2
A3H	1 788	1 692	20.1	312.6	100	92.2
A1H	835	864	21.6	426.4	100	99.3
A4H	875	862	23.3	654.7	100	100.0

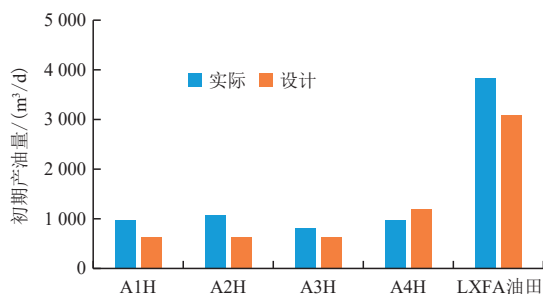


图8 LXFA油田投产初期产能对比

Fig. 8 Comparison of production capacity in initial stage of LXFA Oilfield production

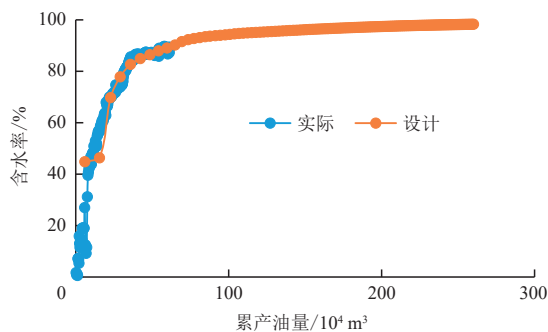


图9 LXFA油田累产油量和含水率曲线对比

Fig. 9 Comparison of accumulated oil-water cut curve in LXFA Oilfield

- efficiency based on different well pattern adjustment simulation in high water cut reservoirs[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 519-524.
- [5] 张凤义,刘小鸿,廖辉,等.海上油田多元热流体吞吐气窜调剖实验研究及应用[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(3): 87-91.
ZHANG Fengyi, LIU Xiaohong, LIAO Hui, et al. Experimental research and application of profile control for gas channeling caused by multi-thermal fluid stimulation in offshore oil field[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(3): 87-91.
- [6] 全洪慧,别旭伟,谢岳,等.基于油水渗流规律分析油水界面深度差异主控因素:以渤海南堡35-2油田为例[J]. *中国海上油气*, 2017, 29(6): 79-86.
QUAN Honghui, BIE Xuwei, XIE Yue, et al. Main controlling factors analysis on depth difference of oil-water contact based on oil-water seepage: A case study of NB35-2 oilfield, Bohai sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2017, 29(6): 79-86.
- [7] 陈明江,刘俊海,程亮.强纵向非均质性油藏油水层识别及油水界面精细刻画[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 428-436.
CHEN Mingjiang, LIU Junhai, CHENG Liang. Identification of fluid type and fine characterization of oil-water contact for an oil reservoir with strong vertical heterogeneity[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 428-436.
- [8] 赵文景,王敬,钱其豪,等.非均质油藏水驱优势渗流通道演化规律[J]. *断块油气田*, 2023, 30(5): 847-857.
ZHAO Wenjing, WANG Jing, QIAN Qihao, et al. Evolution law of dominant flow channels of water flooding in heterogeneous reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(5): 847-857.
- [9] 李伟,唐放,侯博恒,等.基于神经网络的南海东部砂岩油藏采收率预测方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(5): 730-735.
LI Wei, TANG Fang, HOU Boheng, et al. A method for oil recovery prediction of sandstone reservoirs in the eastern South China Sea based on neural network[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(5): 730-735.
- [10] 涂乙,王亚会,闫正和,等.基于构型单元“势控论”研究与剩余油开发效果分析[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(4): 133-140.
TU Yi, WANG Yahui, YAN Zhenghe, et al. Potential control theory based on configuration unit and remaining oil development effect[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(4): 133-140.
- [11] 石广仁.油气运聚定量模拟技术现状、问题及设想[J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(1): 1-10.
SHI Guangren. Status, problems and proposals of the quantitative modeling techniques for hydrocarbon migration and accumulation[J]. *Oil & Gas Geology*, 2009, 30(1): 1-10.
- [12] 马康,张荣达,唐力辉,等.油水二次富集影响因素分析与预测模型[J]. *断块油气田*, 2020, 27(2): 213-216.
MA Kang, ZHANG Rongda, TANG Lihui, et al. Influence factors analysis and prediction model of secondary accumulation of oil and water[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(2): 213-216.
- [13] 李传亮.油水界面倾斜原因分析(续)[J]. *新疆石油地质*, 2009, 30(5): 653-654.
LI Chuanliang. Theoretical analysis of dipping water-oil contacts (II)[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2009, 30(5): 653-654.
- [14] 李伟,李威,闫正和,等.油田长期停产下的油水运聚平衡解析模型及剩余油分布[J]. *断块油气田*, 2021, 28(2): 253-257.
LI Wei, LI Wei, YAN Zhenghe, et al. Analytical model of oil-water migration&accumulation rebalance and remaining oil distribution of long-term shutdown oilfield[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(2): 253-257.
- [15] 林昕,苑仁国,秦磊,等.地质导向钻井前探技术现状及进展[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(2): 1-10.
LIN Xin, YUAN Renguo, QIN Lei, et al. Present situation and progress of geosteering drilling pre-prospecting technology[J]. *Specialty Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(2): 1-10.
- [16] 龙明,徐怀民,江同文,等.滨岸相碎屑岩储集层构型动态评价[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(6): 754-763.
LONG Ming, XU Huaimin, JIANG Tongwen, et al. Performance evaluation for littoral-facies clastic reservoir architecture[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(6): 754-763.
- [17] 钟高明,石磊,赵向原,等.松辽盆地南部长岭断陷蚀变火山碎屑岩储层质量评价[J]. *天然气工业*, 2023, 43(12): 25-36.
ZHONG Gaoming, SHI Lei, ZHAO Xiangyuan, et al. Quality evaluation of altered volcanoclastic rock reservoirs in the Changling fault depression of the southern Songliao Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(12): 25-36.
- [18] 侯东梅,赵秀娟,汪巍,等.地下曲流河点坝砂体规模定量表征研究——以渤海C油田明化镇组为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(3): 7-11.
HOU Dongmei, ZHAO Xiujian, WANG Wei, et al. Quantitative characterization research for point bar sand body of subsurface meandering river environment: Taking Minghua Formation of Bohai C Oilfield as an instance[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8(3): 7-11.
- [19] 李昌华,张学龄,杜小芸,等.基于卷积神经网络的井漏预测[J]. *实验室研究与探索*, 2023, 42(5): 102-106.
LI Changhua, ZHANG Xueling, DU Xiaoyun, et al. Well leakage prediction based on convolutional neural network[J]. *Laboratory Research and Exploration*, 2023, 42(5): 102-106.
- [20] 王雪媛,陈文峰,鞠朋朋,等.基于LedaFlow的深水海管蜡沉积模拟分析[J]. *天然气与石油*, 2022, 40(6): 25-29.
WANG Xueyuan, CHEN Wenfeng, JU Pengpeng, et al. Simulation analysis on wax deposition in deepwater subsea pipeline based on LedaFlow software[J]. *Natural Gas and Oil*, 2022, 40(6): 25-29.
- [21] 王靖怡.多相流模拟软件在油气田生产中的对比应用[D].北京:中国石油大学(北京),2021.
WANG Jingyi. Comparative application of multiphase flow simulation softwares in oil and gas field production[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [22] 宋尚飞,史博会,兰文萍,等.多相混输管道水合物流动的LedaFlow软件模拟[J]. *油气储运*, 2019, 38(6): 655-661.
SONG Shangfei, SHI Bohui, LAN Wenping, et al. Flow simulation of hydrate in multiphase pipeline by LedaFlow software[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2019, 38(6): 655-661.
- [23] 杨可嘉.多相流模拟软件LedaFlow与OLGA的对比分析研究[D].北京:中国石油大学(北京),2018.
YANG Kejia. Comparison of multiphase flow simulators OLGA and LedaFlow[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2018.
- [24] 陈宏举,王靖怡,康琦,等.多相管流模拟软件MPF与OLGA和LedaFlow预测能力对比[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(6): 168-176.
CHEN Hongju, WANG Jingyi, KANG Qi, et al. Prediction ability comparison of multiphase pipe flow simulation software MPF, OLGA and LedaFlow[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(6): 168-176.