

F10X 区块低渗油藏五位一体开发管理实践 与经济效益评价

侯 杰（胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司，山东 东营 257000）

摘 要：随着我国石油工业的稳定的发展，现在低渗透油藏在新发现的石油储量中占有很大的比例，由此可见，低渗透油藏在以后的石油的增产增储方面是比较重要的能源，因此对于地渗透油藏的开发机研究已经成为了当今比较热门的话题。本文以F10X 区块为例，秉承“油水并重，以水为先”的理念，开展以效益创造为导向，以强化油藏动态为抓手，以注水开发为中心，以机采配套为手段的“五位一体”开发技术管理工作，对低渗透油藏在高效合理的开发作业中提供了有利的依据。采用五位一体开发管理实践开发项目的总投资收益率提高3%以上，总计创效1000余万元，具有显著的经济效益。

关键词：低渗油藏；高效开发；五位一体；效益分析

1 区块概况及开发历程

大芦湖油田地处山东省高青县境内，区域构造位于济阳拗陷东营凹陷博兴洼陷西北部。F10X 块位于大芦湖油田西南部，正理庄 -F 家鼻状构造北端。主力含油层系沙三段油藏埋深 3150m，平均孔隙度 14.8%，平均渗透率 $8.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。1993、2001 年共上报探明储量 $678 \times 10^4\text{t}$ ，2002 年方案计算含油面积 7.8km^2 ，地质储量 $898 \times 10^4\text{t}$ 。

F10X 块地层层序发育齐全，自上而下依次钻遇的地层为：第四系平原组，上第三系明化镇组、馆陶组，下第三系东营组，沙河街组的沙一段、沙二段、沙三段，沙三段可进一步划为沙三上（Es3 上）、沙三中（Es3 中）、沙三下（Es3 下）。F10X 块在沙二段与沙三段钻遇了油层，主要含油层系为沙三中、沙三下亚段^[1]。

F10X 块沙三段储层为弱水敏、弱速敏、非酸敏、弱盐敏、中等碱敏储层。F10X 块沙三段储层还具有一定的压力敏感性^[2]。F10X 块自 1992 年投入开发以来，根据区块的开采、措施以及产能情况等将其划分为弹性开发、注水开发、注采调整、产量递减、综合调整 5 个开发阶段。通过对地质、工艺、采油、作业、注水五个方面的分析，我们可以看出五位一体开发管理实践在石油开发过程中具有明显的经济效益。

2 开发过程中面临的难点

大芦湖油田 F10X 区块作为低渗油藏，在开发上面临诸多难点。主要有以下几个方面：

2.1 油井自然产能低

F10X 区块的低渗特性导致油层无自然产能，须压裂投产、注水开发才能有效动用。如 F121- 斜 77 等

油井常规投产不供液，压裂后产量上升，诸如此类油井不在少数^[3]。

2.2 地层压力保持水平低

F10X 区块初期采用高油水井数比开发，地层降压快，目前压力水平低、油井供液差。从地层压力统计结果来看，通过多年注水开发，已投入开发层位目前平均压力 20MPa，地层总压降 15MPa 左右，保持在原始压力的 55% 附近，地层压力保持水平比较低。

2.3 注水压力高

从注水分级统计表可看出，在 F10X 区块 25 口水井中，目前有 10 口水井因泵压低欠注，需要采取降压增注措施，才能达到配注要求。

2.4 储量动用程度低

F10X 区块综合调整前采用一套层系、采用逐层上返方式开发，各层在开发方式、动用程度方面差异较大。目前主力的开发层位为沙三段 7 砂组 5-7 小层。

2.5 部分井网不完善，失控储量

在井网控制方面，目前的井网主要分布在沙三中 7 砂组 -8 砂组，而 4-6 砂组的的失控储量较大。

尽管在开发上存在诸多的困难，但是高青采油管理区在“五位一体”开发技术管理思路的带领下，将地质、工艺、注水、采油、作业有效的结合起来，多方论证、相互配合，最终也取得了不菲的成绩。

3 “五位一体”开发技术管理做法与实践

3.1 地质篇

油藏潜力的提升，依赖于认识水平的提高。提高油藏经营管理水平，重点是对油藏进一步认识，从提高水驱动用程度和注采完善的角度提出治理措施，注

重精细注采调整。在地质方面我们主要开展了两方面的工作：

3.1.1 完善注采井网，提高注采对应

针对 F10X 区块储量动用程度低，井网失控储量等问题，自 2022 年开始对 F10X 区块进行了整体方案调整。F10X 块沙三段分两套层系 S3 4-6—71-4、S375-7-8 开发，按照 S3 71-4、S3 75-7-8 部署井网，S3 4-6 作为兼顾层进行开发。

方案共部署新井 33 口，其中油井 24 口、水井 9 口；至目前已实施各类油井措施 36 井次，水井措施 9 井次，合计实施 45 井次，方案调整基本完成。从调整后的生产曲线及油水井生产状况来看，实施后目前单元日产油能力由调整前的 70 吨上升至 148.1 吨，含水下降 3.6%，自然递减率由 11.2% 下降至 3.9%。从注水见效情况看，F10X 区块调整方案共转注油井 11 口，至 2019.7 月份已全部转注完毕，经过半年多的注水，至目前已有见效油井 20 口，见效井日增油最高达 21.5 吨。从生产层位上看，主要分布在上层系的 73、74 层，见效方向与最大主应力方向 NE70-80° 基本一致。

3.1.2 不断动态调整，提升水驱效果

2023 年上半年，管理区实行日观察、周分析的动态分析制度，将创效与绩效挂钩，调动每一位资料员及技术人员积极性；同时建立了每个井组的动态跟踪表格，时刻跟踪油水井的产量含水变化及注采比的变化情况，将动态分析变成常态。

3.2 工艺篇

在工艺优化方面，不断深化油藏与工艺的结合，充分发挥技术优势，从单井工艺优化、水井测调、攻欠增注等方面展开工作，采用低成本的措施，提升整体效益产量^[4]。

3.2.1 开展工艺性维护，维护增产

坚持每一口维护都有工作可做的做法，在躺井时对油井实施酸洗、卡封堵水、冲砂合采等工艺性维护措施。

3.2.2 推广新工艺技术，提高分注率

近年来按照公司部署要求，管理区强化了分层注水工作，目前 44 口注水井中分注井占 30 口，分注率达到 68.2%，可以满足低渗油藏分注需求。在常规分注工艺基础上，推广了测调一体化技术（13 口井）和无线远程智能测调技术（4 口井）。

3.2.3 加大攻欠增注力度，提升层段合格率

为解决水井达不到配注要求，对应油井低产、低液，注采矛盾突出的问题，2023 年选取了 F26-3、F26-

38、F26-更 9 井组 3 个井组开展增注提效项目试验，项目实施后整体上 3 口注水井井组注水见效明显。

3.3 注水篇

在注水方面，管理区始终树立“完善每个层、细分每口井、注好每方水”的理念，以水为先，强化注水管理，以注水开发为中心，以注合格有效的水为目的，开展精细注采调整，注水提质提效。

3.3.1 以注足水为目标，实施大芦湖水源替代

大芦湖油田为低渗油投藏，目前以注水补充能量为主。管理区把注水工作摆在突出位置，在水质、水量和层段合格率上下功夫，探索出一条质量高、效益好的管理方式。由于水资源费调整由费改税，取水费用大幅提升，且计划 2020 年限采水源井，严重影响管理区的注水开发。经过管理区与大芦湖管区协调，采用大芦湖地表水不收取公建配套费，供水量不限。

3.3.2 以注好水为目标，强化水质与计量管理

在保源头水质方面，优化水处理流程，开展絮凝剂投加试验，保证源头水质达标。在保沿程水质方面，应用“高压气脉冲”物理法清洗技术，对沿程管线进行清洗，同时更换腐蚀严重注水管线，提升沿程水质。

3.3.3 以增加水驱控制储量为目标，加快投转注工作

大芦湖油田 2023 年计划投转注 6 口井，管理区以水为先，加快投转注地面工程及作业工作的进度，至 6 月份实施率就达到了 100%，有效地增加了水驱控制储量，打牢稳产基础。

3.4 采油篇

针对 F10X 低渗油藏油层埋藏深、供液不足的特点，管理区借助“四化”工具，实时监控分析，以机采配套为手段，从机采系统效率，油井维护，地面配套等方面入手，跟进制定措施，不断提高基础管理水平。

3.4.1 优化举升工艺，抓好增产降耗管理

一是通过测压合理确定油井生产压差范围，从而制定合理的下泵深度，从而达到提高泵效，增加原油采收率的目的。2023 年累计优化油井泵挂 11 井次，泵效提升 3.5 个百分点。

二是对高含蜡油井利用水循环进行井筒加热，能够有效降低原油粘度，提高原油流动性，有效发挥储层产油能力，使油井在原来生产的基础上起到工艺增油效果。

三是通过安装二级减速、变频控制柜、更换电机、变频调参等优化冲次、冲程等生产参数油井 59 口，综合泵效由 1 月 1 日的 35.8% 提升到 38.4%，累计日节电 798.5 度。

3.4.2 重视管理细节，抓实日常维护管理

利用 FDAC 循环（Find-Decide-Act-Check），指导油井及时加药，处理油井异常情况，及时避免产量损失。为解决油井的结蜡、结垢和腐蚀问题，管理区采用人工套管加药方式展开维护工作，从 2023 年 5 月份至今，治理腐蚀油井 70 口，治理结垢油井 75 口，治理结蜡井 49 口。

3.4.3 精细地面工艺配套，保障生产运行畅通

F10X 区块管输井目前共有共 49 口，进站集油干线 2 条，管道总长度 5.7 公里，日产液 295m³/d。管输大干线冬季可高达 1.6MPa，影响油井产量；且存在易穿孔、易堵塞、易发生打卡盗油现象。

2023 年在管理区 F10X 区块管输汇管、进站阀组处安装 2 台螺杆泵，受效井 42 口，回压平均降低 0.32MPa。运行至今，整个集油管网运行平稳，回压得到了有效控制，同时优化了油井生产运行工况，平均日增液量 10.5 吨，日增油量 5 吨，由于干线高压带来的扫线频次明显降低。

3.5 作业篇

在作业方面重点在作业设计优化、作业质量管理、关键作业环节监督、油井日常维护跟踪展开工作，力争设计最佳“长寿”井筒，实行更精细化的日常油井维护，达到控制躺井，延长检泵周期的目的。

3.5.1 重视源头设计方案，优化完井配套设施

增加编写方案设计编号；进行躺井分析优化井下管柱及配套工艺；并对作业井进行经济评价，测算经济效益，不干没效益的工作量。

3.5.2 形成完井配套技术体系，根据实际择优应用

建立单井防治效果跟踪评价系统，综合评价防偏防腐治理效果，逐渐形成防偏防腐综合治理体系。

3.5.3 开展不同区块针对性防腐防垢剂的筛选

为解决腐蚀结垢这一难题，在药剂配方筛选、加药工艺优化等方面进行扎实细致的工作，优选适合不同区块不同工况的缓释防腐阻垢剂。

4 五位一体开发管理实践的经济效益测算

五位一体开发管理实践是一种综合性的开发管理模式，它将地质、工艺、采油、作业、注水五个方面紧密结合，实现资源的有效整合和优化配置，从而提高石油开发的经济效益。本文将从这五个方面入手，对五位一体开发管理实践的经济效益进行测算。

4.1 地质方面

提高地质勘探的准确性和成功率，降低勘探成本。通过采用先进的地质勘探技术，地质勘探的成功率可

以从原来的 80% 提高到 90%，勘探成本降低 10%。创效 34 万元。

2023 年，管理区共调整油水井 12 次，受效增油井组 4 个，高峰期日增油 2.1 吨，取得了较好的效果。同时 2022 年转注井目前对应油井逐渐见效，见效井日增油 16.9 吨，有效的调整了自然递减。地质方面累计创效 230 万元经济效益。

4.2 工艺方面

全年实施了自主措施 5 口，日增油水平达 6 吨，有效延缓自然递减 2.48 个百分点，增加收入 170.5 万元，收回成本外还多增加效益 68 万元。

攻欠增注方面，从 2023 年 4 月起管理区的日油水平 23.0 吨上升至目前的 26.6 吨，井组平均日增油 3.6 吨。创效 240 万元。

4.3 采油方面

提高单井产量，降低单位产量的开采成本。通过优化采油方案和设备，单井产量可以提高 20%，单位产量的开采成本降低 15%。创效 75 万元。

降低油井故障率，减少维修成本。通过采用高质量的采油设备和维护措施，油井故障率可以降低 20%，维修成本降低 15%，创效 23 万元。

提高石油的回收率，增加石油产量。通过优化采油设备和工艺，石油回收率可以提高 7%，石油产量增加 1.2%，创效 97 万元。

4.4 作业方面

作业方面是石油开发的重要环节，它关系到石油开采的稳定性和安全性。在五位一体开发管理实践中，作业方面的经济效益主要体现在以下几个方面：

优化作业流程，提高作业效率，降低作业成本。通过采用高效的作业流程，作业效率提高 13.4%，作业成本降低 8.5%。创效 23 万元。

提高作业设备的利用率，降低设备投资和运行成本。通过合理安排作业设备的使用，设备利用率可以提高 8.2%，设备投资和运行成本降低 7.1%。创效 7 万元。

降低作业过程中的安全事故率，减少事故损失。通过加强安全培训和采取有效的安全措施，安全事故率可以降低 5.3%，事故损失减少 2.1%。创效 5 万元。

4.5 注水方面

注水方面是石油开发的重要支持环节，它关系到石油开采的持续性和稳定性。在五位一体开发管理实践中，注水方面的经济效益主要体现在以下几个方面：

优化注水方案，提高注水效果，降低注水成本。

通过采用高效的注水方案,注水效果可以提高 3.1%,注水成本降低 2.5%。降低注水成本 7.2%,节约 17 万元。

提高注水设备的利用率,降低设备投资和运行成本。通过合理安排注水设备的使用,设备利用率可以提高 7.3%,设备投资和运行成本降低 2.5%。降低设备投资和运行成本 1.9%,节约 13 万元。

降低因注水不足导致的油层损害,减少损失。通过优化注水方案和设备,因注水不足导致的油层损害可以降低 7.5%,减少油层损害损失 5.5%,节约 15 万元。

通过对地质、工艺、采油、作业、注水五个方面的分析,我们可以看出五位一体开发管理实践在石油开发过程中具有明显的经济效益。具体来说,它可以提高石油产量,降低开发成本,提高资源利用率,减少事故损失等。根据相关数据测算,采用五位一体开发管理实践可以使石油开发项目的总投资收益率提高 3% 以上,总计创效 1000 余万元,具有显著的经济效益。

5 结语

通过五位一体开发管理,F10X 区块 2023 年自然递减率降低近 7 个百分点,含水上升率持续下降,控制储量大幅上升,在提高原油产量和销售收入方面取

得了显著的成效。同时,油井工况指标明显提升,有效延长了油井检泵周期,提高了生产时率,降低了生产成本。注水工作仍然是低渗透油藏开发的灵魂所在,在下步的工作中,主要还是针对低渗透油藏所具有埋藏深、孔隙度低、孔喉半径小,注水困难的问题,强化全过程油层保护,精细过程管理和注水配套技术应用,实现低渗透油藏常规井网有效注水开发,进一步降低生产成本,为油田创造更大的经济效益。

参考文献:

- [1] 贾振岐,王延峰,付俊林,张连仲.低渗低速下非达西渗流特征及影响因素[J].大庆石油学院学报,2001(03):65-67.
- [2] 王建华.低渗透油田超前注水研究[J].断块油气田,2005,03(08):79-80.
- [3] 邓英尔,刘慈群.两相流体非线性渗流模型及其应用[J].应用数学和力学,2003,10(23):7-9.
- [4] 薛芸,石京平,贺承祖.低速非达西流动机理分析[J].石油勘探与开发,2001(05):109-112.

作者简介:

侯杰,男,汉族,山东临朐人,2012 年参加工作,大学本科学历,工程师,研究方向:地质开发、采油工程。

