

## 论证与研究

# “双高”老区效益升级研究与实践

李宏伟

辽河油田公司曙光采油厂采油作业二区

**【摘要】**曙二区早已进入双高开发中后期。一方面受洪涝影响，注水长期处于高位，水井措施及动态调水工作被动，另一方面措施成本逐年上升，措施效果逐年变差，无法保证措施产量规模。向基础工作要效益，围绕“加强基础研究、深挖油藏潜力”，重点开展老井复产、潜力层补孔、加强堵水措施等工作，实现产量稳定、成本结余。

**【关键词】**双高；老区；效益升级；稀油挖潜

Research and practice of benefit upgrading of "double high" old base areas

Li Hongwei

Zone 2 of Shuguang Oil Production Plant of Liaohe Oilfield Company

**【Abstract】** Shu 2 District has already entered the middle and late stage of double high development. On the one hand, due to the influence of flood, water injection is at a high level for a long time, and the well measures and dynamic water transfer are passive. On the other hand, the cost of the measures increases year by year, and the effect of the measures deteriorates year by year, so the output scale of the measures cannot be guaranteed. To seek benefits from basic work, focus on "strengthening basic research and digging the potential of the reservoir", focus on resuming production of old Wells, filling the potential layer, and strengthening water plugging measures, so as to achieve stable production and cost balance.

**【Key words】** double high; old area; benefit upgrade; dilute oil tap potential

## 1. 实施背景

### 1.1 区域概况

曙二区 1975 年投入开发，1976 年开始注水，目前区域内开发大凌河、杜家台、莲花和潜山 4 套含油层系，共 21 个区块单元，区域内为断层复杂化的单斜构造扇三角洲前缘亚相沉积、浊积亚相沉积等相态。油层埋深-920~-3440m，包含中厚层状砂岩、薄互层砂岩、裂缝性潜山等多种油藏类型，主要开发方式为注水开发。

### 1.2 开发历程

曙二区 1975 年投入开发以来，共经历了上产阶段、稳产阶段、产量递减阶段、产量递减阶段四个开发阶段。1975-1979 年上产阶段：700m 井距四点法面积注水。阶段末年产油  $42.0 \times 10^4$ t，采油速度 2.0%，采出程度 2.8%。1990-2007 年产量递减阶段：采用 200m 井距不规则井网生产，该阶段含水逐渐升高，采油速度下降至 0.3%。至今稳

产阶段：保持 200m 井距开发，通过关停高含水井、限产限注等方式控制含水上升，采油速度稳定在 0.3%。

### 1.3 成本构成

可操作成本主要包括井下作业费、电费、油气处理费、维修费、运输费、材料费和燃料费。其中井下作业费、电费和油气处理费为作业区三项主要费用。随着注水开发深入，曙二区早已进入“高产液、高含水”双高开发中后期，区块矛盾愈发明显。近年来作业区生产成本逐年上升，由 2019 年的 3606.04 万元上升至 2023 年的 5056.78 万元，上升幅度 40.2%。

### 1.4 措施成本

2019 年至 2023 年作业区措施计划成本呈上升趋势，对比 2023 年措施费用大幅度上升，由 2023 年的 556 万元上升至 2024 年的 847 万元，上升幅度 52.3%，平均单井增油量由 185.7t 下降至 63t，下降幅度 66.1%。

## 2.成本优化主要对策

### 2.1 深化基础资料研究

油藏发育受驱替厚度、连通程度、油层非均质影响,不同井组见效差异较大。继续深化基础资料研究,在精细地质体刻画、储层分级评价的基础上,以井组为单元,从开发数据、开采现状、注采关系等方面入手,加强资料综合对比分析,分析剩余油分布规律。针对不同油藏剩余油特点采取不同措施。

### 2.2 油井主要工作开展

#### 2.2.1 提高老井复产措施比例

为节约措施费用,继续开展措施费用较低的老井复产工作。对注采井网不完善、无生产井控制造成的井网不完善型剩余油,在筛查历史资料基础上实施老井复产,完善注采井网,提高储量控制程度。

2024 年 1-8 月阶段共完成老井复产 22 井次,占措施总井次的 44%,阶段增油 1909.7 吨,占措施总增油量的 60.7%,直接创造经济效益万元。同期对比该类措施增加 10 井次,措施占比增加 14%,增油量占比增加 26.3%。

典型井例:曙 2-7-29 井位于曙 66 区块边部,该井 2019 年 11 月高含水关井,2024 年 4 月复产,初期日增油 4.6 吨,目前日产油稳定在 2.1 吨,已连续生产 152 天,阶段增油 349.4 吨,阶段创效万元。

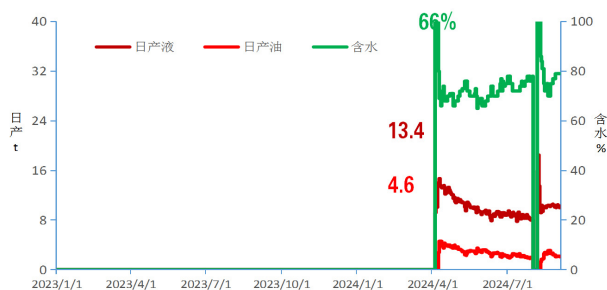


图 1 曙 2-7-29 复产后生产曲线

#### 2.2.2 改善纵向差异

油井方面从地质入手,对于以往老井资料解释不清的二三类储层重新解释,并通过与临井仔细对比分析,实施调层补孔,挖潜二三类储层潜力。在精细地质体刻画的基础上,从注采状况入手,寻找潜力层位。2024 年 1-8 月阶段共完成补孔措施 10 井次,占措施总井次的 20%,阶段增油 633.8 吨,占措施总增油量的 20.1%,直接创造经济效益万元。同

期对比该类措施增加 3 井次,措施占比增加 2.5%,增油量占比增加 5.5%。

典型井例:齐 2-3-313 井为齐家区块一口高含水采油井,2024 年 6 月封层补孔,初期日增油 3.4 吨,目前日产油 4.8 吨,阶段增油 151.2 吨。

#### 2.2.3 堵水措施封堵高渗层,节约处理费用

由于层间渗透率差异、单层突进水窜无效循环,造成注入水无效循环,不仅达不到驱替原油、改善纵向矛盾的效果,还造成水、电、处理等费用的增加。实施针对性封堵,结合监测资料,封堵低效无效水循环层位。2024 年 1-8 月阶段共完成各类堵水措施 5 井次,占措施总井次的 10%,阶段增油 354.3 吨,占措施总增油量的 11.3%,直接创造经济效益万元。同期对比该类措施井次虽然与去年持平,但是增油量占比增加 5.2%。

典型井例:齐 2-4-4011 井出水层位为杜 I 3-5,实施机械封堵,措施前正常生产时日产油仅 1.0 吨,日产水 23.2 吨,含水 94%以上,措施后初期日产油 8.2 吨,目前日产油 7.1 吨稳定生产,日产水 13 吨,含水降至 45%左右,阶段增油 735 吨,减少无效产出液 2785 方。

针对出水层明确的出水井,2023 年上半年共实施各类堵水 16 井次,平均日增油 13.4 吨,阶段增油 785 吨,减少产水 1470 方。

### 2.3 水井主要工作开展

#### 2.3.1 实施转复增注,提高注水波及体积

由于砂体有效连通差、平面非均质性强造成的井间滞留型剩余油,实施转复增注,提高注水波及体积。

曙 103-6 井为该区域内曙 54 区块曙 103 区域内一口采油井。曙 54 块曙 103 区域依靠天然能量开采,产量递减快。2022 年 1 月份对曙 103-6 实施转注,转注后控制采油井 8 口,开井 7 口。实施后井组产量平稳上升,由措施前的 22.1 吨上升至 30.3 吨,阶段增油 776 吨。

#### 2.3.2 精细注水,提高注水井分注级别

控制无效注水,依据吸水状况、注入压力等参数,提高注水井分注级别,将分注级别最高提高到 5 层。实施新增分注 6 井次,增油 783 吨。

曙 2-07-04 井实施智能分注后,井组日产油由 7.1 吨上升到 8.4 吨,阶段增油 158 吨。

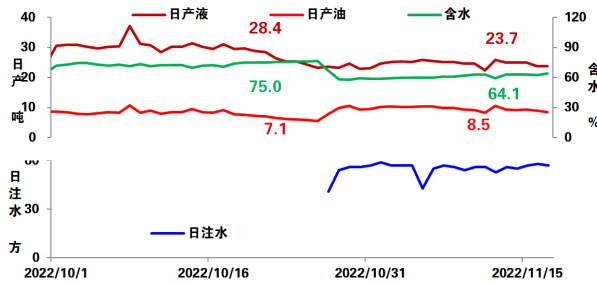


图 2 曙 2-07-04 井组生产曲线

## 2.4 加强监测资料应用

监测资料能够了解油井分层压力、温度变化规律，准确地计算地层的表皮系数、渗透率等参数，一方面能够明确油井纵向上的渗透率差异，及时掌握小层的开发状况，另一方面能判断隔层的稳定性及油层的连通状况。从而提高研究精度，缓解层内和层间的矛盾，为注水调整提供依据。

曙 4-4-0014 井为 2021 年 9 月投产的新井，初期日产油 8.2 吨，补孔前日产油 1.9 吨。后通过对本井分层压力测试解释结果的分析，以及邻近生产状况的对比，制定了补开剩余差油层的治理对策，补孔后日产油达到 4.5t/4t/12%，阶段增油 546 吨。

## 2.5 加强井筒管理

### 2.5.1 优化掺水循环方式

优化掺水循环方式。改变以往联合站来水掺水生产，采用采油井自产液分离后底水回掺，减少入井液，降低产出液。2023 年 1-8 月共实施油井 85 口，日减少掺水量 256 方，减少外来掺水 9.123 万方。预计 2023 年全年共实施油井 112 口，日平均减少掺水量 417 方，减少外来掺水 15.054 万方。

### 2.5.2 优化采油井生产参数

生产参数是油井正常生产的各项动态参数。为保证油井处在最佳状态生产，需要根据油井的生产动态随时进行调整。

杜古 3 井采用电泵正常生产时，日产液 85.6 吨，含水高达 98%，日产油仅 1.7 吨，2023 年 3 月优化该井生产方式及参数，实施电泵转抽，实施后，日产 43.7t/5.7t/87%，阶段增油 528 吨，减少产出液 7239 方。

## 参考文献

- [1]贾云超,吕新华,周延军,等.重组细分技术在严重非均质油藏中高含水期挖潜中的应用[J].石油天然气学报.2005,(3).
- [2]李鹏.低油价形势下实现临盘油田效益升级的认识及做法[J].化工管理.2017,(4).

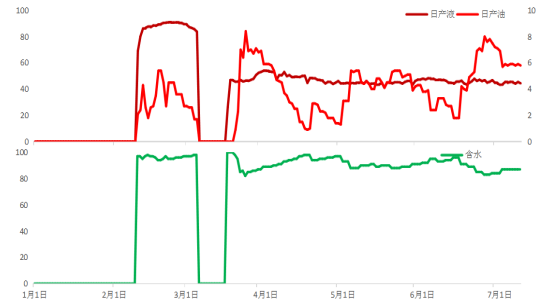


图 2 杜古 3 井生产曲线

## 3 效益升级对策及效果

### 3.1 阶段实施效果

2023 年 1-8 月通过以上工作的开展，各类措施增油 0.8087 万吨，预计全年增油 1.07 万吨；减少排液 9.96 万方，预计全年减少排液 15.054 万方。2023 年 1-8 月各类措施投入 306 万元。

### 3.2 效益及投入产出比

经济效益：通过各项工作累计增油 0.8087 万吨，减少排液 9.96 万方，两项合计创效万元，投入产出比 1: 1.52。

## 4 结论

1) 加强基础资料研究和动态数据结合分析，是稀油挖潜的重要工作。

(2) 目前区域内纵向动用程度只有 68.2%，下步通过更加精细的研究及注采技术不断升级，提高纵向动用程度具有一定潜力。

(3) 深入推进“完善注采井网、提高纵向动用、强化动态调水、推进方式转换”等工作，不断提开发水平。

(4) 加强油井生产管理水平，积极推广底水回掺技术，能有效控制无效入井液。