

# Research and Application of Injection Production Structure Adjustment Technology during High Water Cut Period in Block M of Block N in Nanbao Oilfield

Minglin Li Yaqiong Wei Ziming Lu Lu Yin Linping Feng

Nanbao Oilfield Operation Area of China Petroleum Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei, 063200, China

## Abstract

The M fault block in Area N of Nanpu Oilfield is a complex fault block waterflooding reservoir with strong reservoir heterogeneity, uneven plane and longitudinal utilization, low water driving degree of only 37.7%, uneven plane and longitudinal displacement, and a large number of remaining oil distributed in different scales and forms in the reservoir. In view of the above problems, combined with the geological characteristics and the current status of injection-production structure, the research and application of injection-production structure adjustment technology based on oil-well linkage regulation are carried out, and the technical ideas and methods for oil stability and water control in the high water cut stage of strongly heterogeneous water drive development reservoirs are summarized, forming a vertical combination of "division, increase and adjustment". The injection and production structure adjustment technology system is combined with plane "regulation, plugging, control, lifting and pressure". Through the adjustment of injection-production structure, the difference between horizontal and vertical reservoir production is significantly reduced, the water driving degree is increased by 6.2 percentage points, the dynamic recovery rate is increased by 9.3 percentage points, and the oil per day is increased by 40 tons. Practice shows that the adjustment of injection-production structure can provide favorable support for the comprehensive management and exploitation of potential of the same type of reservoir.

## Keywords

strong heterogeneity; water injection development; injection production structure; adjustment; stable oil and water control

## 南堡油田 N 区 M 断块高含水期注采结构调整技术研究与应用

李明林 魏亚琼 路梓铭 尹露 冯林平

中国石油冀东油田公司南堡油田作业区, 中国·河北 唐山 063200

## 摘要

南堡油田N区M断块是复杂断块注水开发油藏, 储层非均质性强, 平面、纵向动用不均, 水驱动用程度低仅37.7%, 平面及纵向驱替不均, 大量剩余油以不同规模、形式分布于油藏中。针对上述问题, 结合地质特征及注采结构现状, 开展了油水井联动调控为主的注采结构调整技术研究与应用, 总结出强非均质性水驱开发油藏在高含水阶段稳油控水的技术思路与方法, 形成纵向“分、增、调”相结合, 平面“调、堵、控、提、压”相结合的注采结构调整技术体系。通过注采结构调整, 显著降低了油藏平面、纵向动用差异, 水驱动用程度提升6.2个百分点, 动态采收率提高9.3个百分点, 日产油增加40t, 实践表明注采结构调整可为同类型油藏综合治理挖潜提供有力支撑。

## 关键词

强非均质; 注水开发; 注采结构; 调整; 稳油控水

## 1 引言

随着油井含水率不断上升, 油田的注采系统会由初期的适用逐渐演变为不适用。尤其是进入高含水期, 若不进行适当的调整, 就无法使水井吸水能力与油井产液能力相协调, 油井生产能力不能得到很好发挥。适时对油田注采系统进行调整, 能够提高水驱动用程度, 减缓老井递减, 控制含水上升, 提高水驱采收率<sup>[1]</sup>。方凌云等认为, 油田开

发调整主要包括两大类, 一种是开发层系、井网的调整, 这是阶段性的较大规模调整; 另一种是在不改变注采井网的条件下, 通过采取各种地质工艺措施, 调整油水井的生产压差和注采强度, 不断扩大水驱波及体积, 改善油田开发效果, 这是经常性的调整, 在矿场上称为综合调整<sup>[2]</sup>。

当前, 南堡油田 N 区 M 断块经过加密调整, 层系及井网已完善, 但常规措施调整仅针对单井, 未立足油藏整体挖掘提高水驱动用程度潜力。结合地质及开发特征, 经过多年研究与实践, 构建了适应该油藏的注采结构技术对策, 取得了较好的应用效果。

【作者简介】李明林(1990-), 男, 中国重庆人, 本科, 工程师, 从事油气田开发研究。

## 2 区块概况及注采结构现状

M断块位于南堡油田N区主体部位,构造形态为一个由西北向东南倾伏的单斜构造,属复杂断块层状岩性-构造油藏,沉积相为辫状河三角洲,平均孔隙度22.4%,平均渗透率259.4mD,为中孔中渗储层,日产液94t,日产油36t,综合含水61.7%,已进入高含水阶段,采油速度低仅0.5%,采出程度低仅12.9%。

该断块注采连通状况较好,注入结构与采出结构不合理。平面上受沉积环境影响,井间渗透率差异大,受砂体变化快影响,油井受效不均,油井见效比例55.6%,见效井中单向见效占80%,含水率>80%占60%,局部存在优势渗流通道,加密调整后新井供液差;纵向上采出端未动用、弱动用、强水淹层数比例分别达到50.0%、10.0%、16.7%,产出剖面极不均衡;纵向上渗透率变异系数1.05~1.27,层间非均质性强,分注率仅28.6%,平均段内层数达4.7个,不吸水层、弱吸水、超注层数比例分别达到44.2%、17.3%、13.5%,其中超注层日超注190m<sup>3</sup>,日超注量占总注水量的33.3%,吸水剖面极不均衡。注采结构不合理是导致油藏驱替不均衡,开发效果差的主要原因。

## 3 注采结构调整技术研究与应用

注采结构调整主要针对不同类型油水井开展差异化调控,根据基础井网和调整井网的含水和采出状况,以均衡动用为目标,对基础井网和调整井的产液和注水进行调整。基础井网油井开采历史长,优势渗流通道发育,产液量占比大,部分井高含水,以“控液”为主;调整井网油井开采时间短,通常位于原基础井网井间区域,水淹程度较低,剩余油富集,以“提液、压裂”为主,提高调整井产液量,最大限度发挥接替稳产作用。基础井网老注水井注水时间长,与基础井网油井已形成高渗通道,部分注采方向存水淹严重,需控制注水强度减少无效水循环;调整井网新转注井注水时间短,通常位于剩余油相对富集区域,以加强注水为主提高剩余油驱动能力。重点对堵水、动态调控、细分注水等注采结构调整技术开展研究。

### 3.1 堵水技术

优选高含水层位实施封堵一方面可以缓解层间干扰,启动未动用层,另一方面可对高渗通道暂关,调整水驱方向,稳油控水。为了保证油井堵水取得较好效果,依据历史堵水经验对优选堵水层的原则进行总结:

- ①被封堵层的含水率比未封堵层的含水率高,且含水率级差>20%(见图1)。
- ②被封堵层的产液量明显比未封堵层产液量高,产液比例>80%。
- ③油井堵水后流压下降值应大于3MPa(见图2),有利于缓解层间干扰,促进未动用、弱动用层出力。
- ④对部分优势渗流通道暂关,调整水驱方向。

### 3.2 动态调控技术

油藏储层非均质性较强,见效差异较大,在不同类型油井产液结构调整中需“提、控”结合变压差调控均衡水驱波及(见图3)。

针对基础井网、调整井网中产液量较低但地层能量充足的油井,通过水驱规律分析,明确生产压差调整水驱流场潜力:

- ①针对剩余油富集、地层压力稳步恢复的低压低产井,采取测压与恢复注气相结合的方式恢复生产,建立注采关系,达到提液增油的目的。
- ②针对纵向动用不均匀,个别层主出,其余层次出,综合含水<80%且不适合卡堵水的油井采取上调参数放大生产压差的方式,缓解层间干扰,释放差动用层的生产能力,提高纵向动用程度。
- ③针对部分高渗通道方向上的高含水油井控制生产压差,减少无效水循环,调整水驱方向。

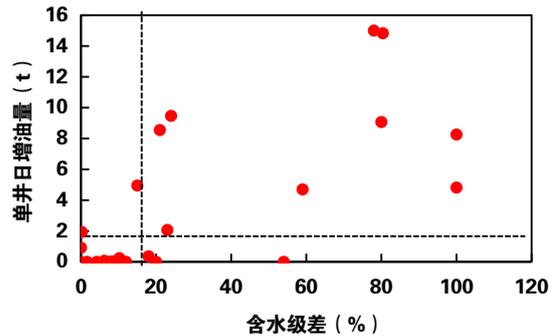


图1 M断块含水级差与油井堵水效果关系

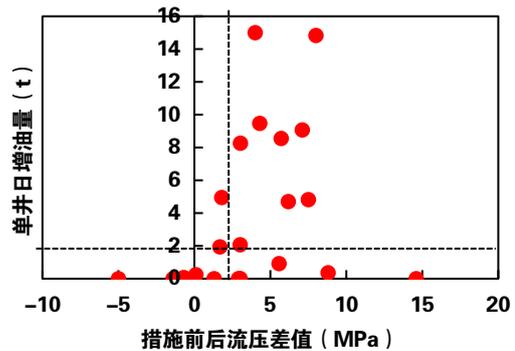


图2 M断块流压差值与油井堵水效果关系

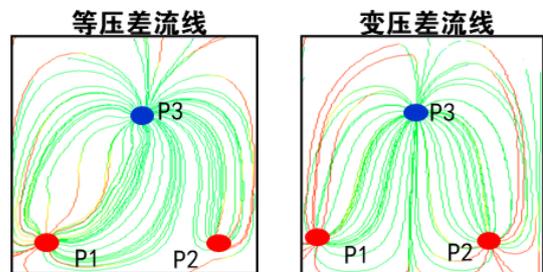


图3 等压差与变压差生产压差调控流线对比

为明确动态调控技术政策,运用油藏工程方法研究了井距、生产压差、含水饱和度、渗透率、水相相对渗透率之间的匹配关系,绘制得到驱替压差与注采井距、驱替压差与渗透率级差的关系图版,级差越大,相对低渗方向需要驱替压差越大;含水差异越大,低含水方向需要驱替压差越大,井距比值越大,大井距方向需要的驱替压差越大,驱替压差比值越大。

该断块分注率仅 28.6%,受层间非均质性及跨度影响动用层数比例低(55.8%),为提高油藏纵向上水驱动用效率,调整注水结构,需对分注技术界限开展研究。重点研究了段内小层数、层内射孔厚度和层间非均质性与动用状况的关系,通过分析,得出量化细分注水合理分段参数标准与层段内各项参数。理论上,注水井层段内单卡层数、厚度、渗透率差异越小则油层动用状况越好,但受分注工艺限制,需要研究得出一个合理单卡层数、厚度及渗透率差异<sup>[3]</sup>。通过矿场统计与线性回归分析,该断块当层段单卡层数低于 4 个、厚度低于 30m、层间渗透率变异系数小于 0.5 时,油层动用比例可达 60% 以上(见图 4)。

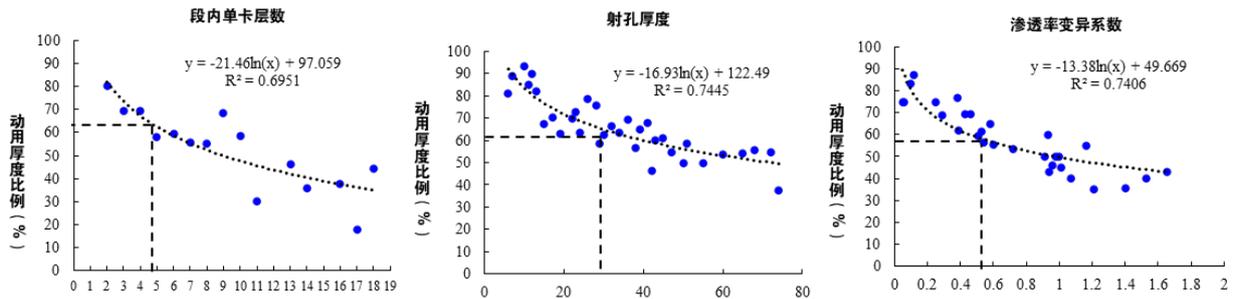


图 4 N 区 M 断块层段细分技术政策

### 5 结论与认识

①注采结构调整过程中需进行注采两端协同调整,注入端以分注为主控制超注层,增强欠注层吸水能力,采出端采取提液、控液、堵水、压裂等组合措施,增加见效层数及方向,提高水驱动用程度。

②该断块基础井网、加密调整井网剩余油分布特征存在差异,需对新、老井采取差异化注采结构调控促进均衡动用。

③对堵水、压裂、生产压差调控及分注等单项调整措施技术界限开展了研究,能够科学指导注采结构调整过程中

### 4 注采结构调整实施效果

通过近几年实施以分注、堵水、压裂、提液等为主的注采联动调控措施,水驱效果显著改善:

①无效水循环得到有效控制。在保持断块注采平衡的前提下,对无效、低效注水进行控减,超注层段、超注水量比例分别由 7 个和 190m<sup>3</sup> 下降到 5 个和 99m<sup>3</sup>,累计控制无效注水 12 万 m<sup>3</sup>。

②注水井吸水剖面显著改善。调整后吸水层数比由 55.8% 上升至 63.0%,吸水厚度比由 51.1% 上升至 59.7%。

③水驱动用程度及多向见效比例显著提高。调整后水驱动用程度由 37.7% 上升至 43.9%,新增见效方向 6 个,多向见效比例由 20% 提升至 66.6%。

④部分油井见到了明显的调整效果。通过注水结构调整,有 8 口油井见到了降水增油的效果,综合含水由 67.8% 下降至 29.8%,日产油增加 40t。

⑤断块开发形势显著改善。综合递减率由 6.0% 下降至 -9.5%,自然递减率由 22.9% 下降至 -7.5%,动态采收率由 25.2% 提高至 34.5%。

油水井措施及动态调控方案的制定。

④实践表明针对平面、纵向开发矛盾突出的强非均质注水开发油藏实施注采结构调整,对于扭转油藏开发形势,改善油藏动用状况具有积极作用。

### 参考文献

[1] 李彦兴,尚明.油田注水开发技术与管理[M].北京:石油工业出版社,2016.  
 [2] 方凌云,万新德.砂岩油藏注水开发动态分析[M].北京:石油工业出版社,1998.  
 [3] 池明,刘德华.特高含水砂岩油田细分注水技术界限研究[J].中国石油和化工标准与质量,2013(5):122.