

# 渤海湾盆地Q油田低成本挖潜技术与实践

李超,魏焜,姜晶,郭海平

(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津市,300459)

**摘要** 渤海湾盆地Q油田采出程度高、含水高、储采比低,剩余油分布规律和水驱波及状态研究发现,储层未动用及低动用储量较多,井间存在剩余油富集区。本次实践通过深部液流转向、产液结构调整、精细化机采管理、低效井有效治理及深部调驱等低成本挖潜剩余油措施的高效实施,有效减缓了油田的自然递减,降低油田综合含水,实现剩余油的有效动用,切实做到深部挖潜、提质增效,对于海上双特高阶段油田稳产及进一步提高采收率有重要指导意义。

**关键词** 渤海湾盆地;双特高油田;采收率;剩余油

中图分类号:TE34 文献标识码:B

文章编号:1008-0899(2024)12-0019-02

Q油田位于渤海西部海域,2000年投产,先后经历低、中、高含水阶段,2014年进入特高含水期,目前Q油田采出程度高、含水高、储采比低,急需开展剩余油分布规律和水驱波及状态研究,摸清剩余油分布规律,发现未动用及低动用储量的剩余油富集区,提出挖潜目标。本文就Q油田面临的一些制约进一步提高开发效果的问题,开展分析研究,通过各类挖潜措施进一步释放油田潜力,为海上双特高阶段油田稳产及进一步提高采收率提供指导意见。

## 1 油田地质特征

区域地质上,Q油田位于歧南断阶带海一断层的下降盘,油田整体为一发育在大型逆牵引构造背景上的断块构造。平面上可分为西高点、东高点和南块,东、西高点是油田的主体区块<sup>[1]</sup>,二者之间以鞍部相连<sup>[2]</sup>。

Q油田主力含油层系为明化镇组下段,主要发育河湖交替相沉积,储层岩性为陆源碎屑岩,主体区以高孔特高渗储层为主。油气藏类型包括构造层状、构造岩性及岩性油气藏三种类型。主力含油小层为Ⅱ-1小层、Ⅲ-1小层和Ⅷ-3小层,3个主力小层地质储量占比超过西高点总储量的80%。

## 2 油田存在问题及分析

**作者简介:**李超(1987~),女,汉族,天津人,本科,高级工程师,研究方向:油田开发开采。

Q油田经过20余年开发,已进入高采出程度、特高含水期的“双高”阶段,采油速度0.80%,综合含水94.9%,采出程度41.9%。油田面临一些制约进一步提高开发效果的问题,主要包括:

(1)部分油井日产低、含水高,产量持续递减

Q油田多数油井日产油低于15m<sup>3</sup>,占比56%,同时由于含水上升,油田产量持续递减。储层层间非均质性较强,在水驱过程中表现为纵向上各层吸水及产液的不均匀性<sup>[3]</sup>。为了改善油田开发生产形势、实现均衡驱替,通过优化注水、井网调整等工作,进行注采调整,优化液流方向,提高油田的注水效果,扩大油田各方向的水驱波及体积。

(2)“双特高”阶段剩余油高度分散,挖潜难度大

Q油田受注采井网、储层韵律性等因素控制,“双高阶段”剩余油具有“整体分散,局部富集”特征<sup>[4]</sup>,进一步挖潜难度大。针对剩余油高度分散、挖潜难度大的问题,开展储层构型、构造、剩余油等多方面的专题研究深化地质油藏认识,进一步深化水驱波及认识,通过实施深部调驱、化学驱等手段,转变开发方式,进一步提高油田采收率。

## 3 低成本挖潜技术与实践

### 3.1 液流转向,产液结构调整

#### 3.1.1 精细注水,液流转向

经过长期的注水开发,导致油藏物性相对于开发初期发生了较大的变化,造成注水后油藏非均质增强,油藏平面和垂向吸水不均衡,某些层或者局部区域已形成水驱优势通道。优势通道的发育使

注入水低效、无效循环,加剧油层非均质性,使注入水波及系数降低,加剧层内、层间矛盾,导致油井含水上升快,增产措施实现困难<sup>[5]</sup>,影响油田水驱开发效果。

通过示踪剂测试监测,针对各层见吸水差异以及各层间压力差异,实施多井次分层调配及酸化措施。其中X井组调配后周围受效油井含水出现明显下降,井组日增油35m<sup>3</sup>,减缓自然递减,低成本实现高效增油。

### 3.1.2 降低无效产水,优化产液结构

注水优势通道的存在进而引起油井单层水淹严重,由于层间非均质性,加剧低产水层的产出困难,陷入无效产、注水的恶性循环。根据产出剖面测试结果,确定高含水的主产层,果断卡水,降低无效产水的同时启动低含水层,实现降水增油的目的。或者通过释放的液量空间,对相对低含水井实施提液,整体优化产液结构,降水增油。

通过产出剖面测试结果分析Z井某油组为主要产水层,含水最高,对该油组卡水后,日产水减少200m<sup>3</sup>,日产油相对稳定,有效减少了无效出水。同时利用释放的液量空间,对油田其他潜力油井进行提液,日增油17m<sup>3</sup>。

### 3.2 精细化机采管理

Q油田东平台上为无人、无修井机平台,油水井作业实施难度大,电潜泵故障检修耗时长、作业费用高,同时对作业场地和设备要求苛刻,只能借助钻井船作业。

M井自投产以来,产液量异常,流压一直保持与静压持平,根据该井憋压数据结合生产状况判断,分析井筒存在漏失,计划投捞Y堵井并进行找漏,并对漏点进行封堵。作业过程中发现,Y堵内部泄压通道及金属密封面冲蚀严重,导致失去密封效果,造成流体在下部打循环,井口产液很少。重新投入新Y堵后,初期日增油45m<sup>3</sup>,日增液240m<sup>3</sup>,生产恢复正常,全年累计增油0.61万方,同时避免了无修井机平台检泵作业,节省作业费用超千万元。

### 3.3 低效井有效治理

通过开展小层对比分析、剩余油分布研究、注采对应关系、能量保持水平、动静态反应等大量基础工作,针对油组潜力以及可能出现的各种复杂情况,研究出多套由简单到复杂的预案。

P井于2006年7月中旬投产,日产液88m<sup>3</sup>,日产油10m<sup>3</sup>,含水89.9%,属于低产低效井。针对长达17年的生产历史,从地层到井筒,从井筒到地面逐井逐层进行梳理摸排,最终敲定开关层作业,作业后日产液133m<sup>3</sup>,日产油36m<sup>3</sup>,含水降至72.6%,平均日增油16m<sup>3</sup>,措施效果显著。

### 3.4 深部调驱挖潜剩余油

W井为一口定向注水井,周边有4口受效油井,井组日产油18m<sup>3</sup>,综合含水率达97.32%,4口油井与W井均有一定的注采对应关系,井间连通性良好。鉴于W井组平面、纵向层内矛盾突出,油层底部已基本水淹,剩余油主要分布在油层上部且比较分散,有一定潜力。

针对这一情况,对W井开展超分子深部调驱,用非连续性调控剂改变油藏深部液流方向,扩大水驱波及体积。封堵水流优势通道,驱替油藏深部剩余油,针对剩余油在深部分布的问题,适当提高注入段塞体积,以提高措施效果。这是渤海首次在双特高油田开展的深部调驱实验,实施后,井组日产油48m<sup>3</sup>,日增油30m<sup>3</sup>,油井平均含水降低4.5%,效果十分显著。

## 4 结语

通过对Q油田油水运动规律的查明以及剩余油分布特征的研究,针对性地开展精细化注水,改善水驱效果,配合产液结构调整,有效减缓自然递减,进一步挖潜剩余油;在二次采油的基础上,因地制宜地选择潜力井组进行调驱,有效降低含水,增油效果明显,为三次采油提供了思路,为海上双特高阶段油田稳产及进一步提高采收率提供了开发经验,使老油田再绽新春。

### 参考文献

- [1] 孙景耀.歧口17-2油田西高点储层研究[D].山东:中国石油大学(华东),2006.
- [2] 周海燕,刘书强,王为民.歧口17-2油田滚动开发实践[J].海洋石油,2007,27(4),25-28.
- [3] 孙京一.秦家屯油田分层注水技术及应用情况分析[D].黑龙江:东北石油大学,2013.
- [4] 武毅,李蔓,崔洁,等.河口坝厚层砂体内隔夹层对剩余油的控制作用[J].长江大学学报(自然科学版),2011,8(03),58-60.
- [5] 丁帅伟,姜汉桥,赵冀,等.水驱砂岩油藏优势通道识别综述[J].石油地质与工程,2015,29(5),132-136.