

Analysis of the Technology Strategy of Stable Production in the Late Stage of Conventional Oil and Gas Field Development

Guopeng Li¹ Shuqing Li^{2*} Fang Huang³ Xin'ao Li²

1. China Petroleum Dagang Oilfield Company Sixth Oil Production Plant, Huanghua, Hebei, 061100, China

2. China Petroleum Dagang Oilfield Company First Oil Production Plant, Tianjin, 300280, China

3. China Petroleum Dagang Oilfield Company Zhao Dong Oil Production Management Area, Tianjin, 300280, China

Abstract

Conventional oil and gas fields entering the late development phase face multiple challenges, including increased reservoir property differentiation, complex residual oil distribution, accelerated natural decline of production, rising comprehensive water cut, and escalating development costs. These factors significantly increase the difficulty of maintaining stable production, directly impacting the economic viability and sustainability of development. This paper addresses the core demand for stable production in the late development stage by analyzing challenges and systematically elaborating on the foundation of stable production centered on refined reservoir description, key technologies for enhanced oil recovery, and production management and process optimization strategies. The research aims to provide scientific theoretical guidance and practical technical references for precisely solving stable production challenges, improving resource utilization efficiency, and extending the economic development lifespan of conventional oil and gas fields in the late development phase.

Keywords

Conventional oil and gas fields; Late development stage; Stable production technology; Fine reservoir description; Enhanced recovery

常规油气田开发后期稳产技术策略分析

李国鹏¹ 李树庆^{2*} 黄芳³ 李新奥²

1. 中国石油大港油田公司第六采油厂, 中国·河北 黄骅 061100

2. 中国石油大港油田公司第一采油厂, 中国·天津 300280

3. 中国石油大港油田公司赵东采油管理区, 中国·天津 300280

摘要

常规油气田进入开发后期后, 面临储层物性差异化加大、剩余油分布复杂、产量自然递减加快、综合含水率上升及开发成本攀升等多重挑战, 稳产难度显著增加, 直接影响开发经济性与持续性。本文围绕开发后期稳产核心需求, 从挑战剖析入手, 依次阐述以精细油藏描述为核心的稳产基础、提升采收率的关键技术, 以及生产管理与工艺优化策略, 构建全方位稳产技术体系。研究旨在为常规油气田开发后期精准破解稳产难题、提升资源利用效率、延长经济开发寿命, 提供科学的理论指导与实用的技术参考。

关键词

常规油气田; 开发后期; 稳产技术; 精细油藏描述; 采收率提升

1 引言

常规油气田历经长期开采之后, 渐渐迈进开发后期阶段, 这个时期, 油气藏的主力油层采出较高, 单一注水方式效果变差, 次主力油层井网尚不完善, 开发环境变得更为繁

杂, 稳定产量成了确保油气产量以及改善开发效益的关键任务。开发后期的稳定生产能力, 直接影响到油气田的生存期限及其资源利用率, 倘若没有科学合理的技术手段, 就很容易产生产量极速下降, 开发成本无法控制等状况, 引发资源被荒废和经济效益缩减。当下, 我国常规油气田处于开发后期所碰上的难题越发凸显出来, 储层品质变差, 含水量增多, 技术与经济之间的冲突等各种因素相互纠缠在一起, 这就对稳产技术提出了更高的要求。基于此, 本文系统分析常规油气田开发后期的稳产挑战, 从基础保障、关键技术、管理优化三个层面构建完善的稳产技术体系, 为常规油气田开发后

【作者简介】李国鹏(1973—), 男, 中国天津人, 本科, 高级工程师, 从事油气开发研究。

【通讯作者】李树庆(1972—), 男, 汉族, 山东省滨州市, 大学本科, 高级工程师, 从事油气开发研究工作。

期实现高效、经济、持续稳产提供支撑。

2 开发后期稳产面临的挑战

2.1 储层物性差异化与剩余油分布复杂化

常规油气田处于开发后期时,长期执行注水开发并开采油气,使得储层原始孔隙结构遭受极大破坏,引发两级分化。一是长时间的高倍水驱对于储层物性较好的使其进一步得到改善,从而形成高孔高渗储层,在油水井间出现大孔道进而导致油井水窜现象。二是对于储层物性较差的油层,引发储层岩石颗粒移动,黏土矿物发生膨胀,从而致使储层孔隙被堵塞,渗透率降低,进一步影响到油气的渗流能力,加大了开采的困难程度。而且,储层的非均质性更为突出,各个区域、不同层位之间储层物性差别更大,造成剩余油分布变得分散又不规则,原本集中存在的剩余油被分割成许多小油藏,有些剩余油藏在低渗透层、夹层以及断层附近,很难得到有效开采,剩余油的识别和利用变得越发艰难,给稳产工作带来了首要挑战。

2.2 油田产量自然递减加快与综合含水率上升

开发后期时,油气藏内部的主力油层,尤其是优势储层一旦注水突进现象出现,产量势必会大幅下降,于是,油田产量自然递减的速度变得更快,这便是开发后期稳产遭遇的关键难题。随着开采时间变长,可流动的油气储量慢慢变少,油气井的产量不断下滑,如果没有任何有效的稳产增产办法,产量递减的范围将会更大,很难维持稳定的产量水平。而且,在长时间采用注水开发的情况下,注入的水一直在向前推进,油藏中的含水量渐渐增多,到了开发后期,综合含水量增长的速度变得更快,有些油气井甚至踏入了特高含水开采的阶段,高含水率会加重油气分离、污水处理的工作量,而且会减小油气开采效率,使得产量递减的状况更为严重,从而加大稳产的困难。

2.3 开发成本攀升与技术经济矛盾突出

常规油气田开发到后期的时候,要想维持产量稳定就得投入更多的人力、物力和财力,这使得开发成本不断上涨。其一,储层差异化加大,剩余油分布复杂,所以得用更为先进、更为精密的技术手段来做勘探开发,技术方面的投入就明显增多。其二,高含水开采造成油气处理成本、污水处理成本扩大,而且井下作业变得频繁起来,维持这些作业的成本也跟着提升。开发后期产量呈下降趋势,油气产量和开发成本两者呈现反向变动关系,引发开发效益缩减,技术经济上的矛盾愈发凸显出来,有些增产稳产技术即便有一定的效果,但是投入成本太高,很难达成经济效益与产量效益之间的协调统一,从而给稳产策略的规划与执行带来很多限制。

3 以精细油藏描述为核心的稳产基础

3.1 剩余油分布精细表征与潜力评价

剩余油分布若能被细致表征并加以潜力评定,这将是开发阶段后期维持产量的关键根基,其主要目的在于精确判

断剩余油分布在何处,聚集情况以及可利用程度,从而给后续的稳产技术操作赋予科学依据。由于开发后期储层较为复杂,所以要融合地震、地质、测井、油藏工程、监测等诸多学科的数据,运用细致的表征手段,超越传统表征存在的限制,达成对剩余油从大处到小处的精准阐述。通过剖析储层的不均匀特性,流体分布规则以及开发相关数据,可以确定剩余油聚集的地方及其分布形式,而且能够区分开可以被利用的剩余油和难以被利用的剩余油。还要把储层物性、开发状况等要素考虑在内,全方位考量剩余油的利用潜力,并划分出不同的等级,这样后续就能有针对性地制订增产稳产策略,优化开发计划给予支持,进而加强剩余油的利用效率。

3.2 储层物性及流体性质动态变化监测

开发后期,储层物性及流体性质不断发生动态变化,这些变化会直接影响油气开采效率和稳产成果,所以创建完备的动态监测体系十分关键。通过设置合理的监测井网,并运用测井、试井、取心、化验、动态分析等各类监测方法,可以随时追踪储层孔隙度、渗透率、含油饱和度等物性参数的变动情况,把握储层变化的情形和程度。还要加大对油气水流体性质的监测力度,剖析流体黏度、密度、组分等参数的改变特点,认清流体性质改变给渗流能力、开采工艺带来的影响。按照监测数据,立即察觉储层和流体改变时出现的异常状况,从而给储层保护、开发方案修正给予及时而精确的数据支持,促使稳产工作稳步向前推进。

3.3 开发地质模型的创新与优化

开发地质模型是引导油气田开发及稳产工作的关键工具,到了开发后期,原先的地质模型很难符合储层和开发条件的动态改变,所以要及时创新并改善开发地质模型。参照储层动态监测数据,剩余油表现状况以及开发动态资料,对原有地质模型里的储层参数、流体分布、断层特点等执行修正,填补原有模型存在的漏洞,加强模型的准确性和合适性。优化之后的地质模型应当可以精确显示开发后期储层的实际状态,清楚显示出剩余油的分布特点和储层恶化的规律,给剩余油利用、井网调整、注采优化等稳产技术措施的规划赋予可信的模型支持,并创建起地质模型动态创新的机制,按照开发过程中出现的新数据、新状况,定时对模型实施调整,确保模型始终与开发实际保持一致。

4 提升采收率的关键技术策略

4.1 开发井网与层系的调整与优化

开发后期,原来井网和层系很难适应剩余油分布复杂、储层物性差异化的开发状况,所以,调整并优化井网层系是提升采收率、保证稳产的重要技术。鉴于剩余油分散的特性,按照精准油藏描述的结果来优化井网布局,加大低渗透、剩余油富集地区井网的密度,充分动用次主力油层潜力,缩减原主力油层井网密度,实现渗流场转化调控,从而加强剩余油的利用情况。遵照储层分层物性的差别,重新整合并优化

开发层系,划定开发层系,减少层间相互影响,最大限度地挖掘各个层系的开采潜能。对于高含水层、低效层,可以适度调整井型与井位,将其变成注水井或者停开井,以此来改善井网的利用率;而对于剩余油富集层,则安排新的生产井,以增强产量贡献。

4.2 注采结构调整与精细注水技术

注采结构不合理会引发开发后期产量缩减,含水率增多,所以调整注采结构并运用精确注水技术,是弥补油藏能量、做到稳产的关键之举。遵照储层动态监测的数据以及剩余油分布特点来优化注采剖面,调整注水量和采油量之间的比例,达成注采协调一致,防止产生无效注水和欠注的情况发生。对于不同储层、不同层位存在的物性差别,采取分层注水、分段注水之类的精确注水技术,准确把控各个层的注水量,使得注入的水可以有效地替换掉剩余的储层流体,缩减水窜的状况,减小综合含水率。还要巩固注水井的管理,定时对注水井执行洗井、酸化等工作,优化注水的效果,改进注入水的利用效率。通过科学地调整注采结构,给油藏补充能量,推迟产量下降的速度,维持产量基本稳定。

4.3 加强采油与三次采油技术的适用性分析

开发后期,仅靠注水开发很难再进一步优化采收率,要结合储层情况和开发需求,合理采用加强采油和三次采油技术来发掘剩余油潜力。加强采油技术重点在于近井区域的剩余油,通过酸化、压裂、CO₂吞吐、天然气吞吐、井底加热、微生物吞吐等多种措施手段,优化储层与流体的渗流性能,清除储层堵塞状况或降低原油粘度,从而增加油气井的产量,该技术是否适合大多取决于储层渗透率、岩石矿物构成以及原油流体性质等要素,应当按照储层与流体的实际状况加以选择。三次采油技术更多是针对那些用水驱方法难以驱动起来的剩余油,涉及化学驱、气驱等多种技术,各类三次采油技术适宜的条件差别很大,得要综合考虑储层物性、流体特征以及开发成本来做全面的合适性考量,不可盲目采用。如果能够合理运用加强采油和三次采油技术,就能有效地利用好剩余油,进而巩固采收率,保证开发后期的稳定生产。

5 生产管理与工艺优化策略

5.1 低效与无效水循环的识别与控制

开发后期,储层非均质性不断加重,注采结构存在不合理之处等因素,对于水驱油藏非常容易产生低效水循环和无效水循环,造成开发资源的浪费,使得产量递减状况更为严重,所以,识别并控制低效、无效水循环成为生产管理优化的关键所在。依靠油气井动态生产数据、注采剖面数据等创建低效、无效水循环的识别指标体系,利用动态分析、数值模拟等手段,准确找出低效、无效水循环所在的区域、层位以及井组,弄清楚循环产生的缘由。针对不同类型的各种低效、无效水循环,采取对应的控制办法,针对无效注水循环,调整注采结构或注采剖面,缩减无效注水量;而针对低

效生产井组,则优化开采参数,执行增产增注等改造举措,从而改善生产效率。

5.2 井下作业维护与提效技术

开发后期,油气井井下工况变得越发繁杂,井下故障的发生频率明显增多,这种情况既影响到油气井的正常生产,又加大了开发成本,所以,优化井下作业维护及应用提升技术十分关键。创建完备的井下作业维护体系,定时对油气井执行巡查与监测,尽早察觉井下故障风险,并预先开展维护工作,缩减故障造成的停产时间。对于开发后期井下作业困难重重、效率低下的状况,大力推行高效井下作业技术,优化作业流程,精简作业步骤,从而改善作业效率和作业品质。还要加大对井下作业队伍的培训力度,改进作业人员的技术水准和操作能力,削减作业差错,压低作业成本。

5.3 生产系统的优化与经济评价

生产系统的优化和经济评价对于开发后期达成经济稳产十分关键,重点在于通过优化生产系统的参数来协调产量与效益。依照油气田开发后期的生产特性,优化开采参数、集输流程以及处理工艺等,从而改进生产系统的运行效率并减小生产能耗和处理成本。还要创建完善的经济评价体系,并把开发成本、油气产量、市场价格等要素融合进去,全方位地对各类稳产技术措施、生产方案执行经济评价,挑选出具备技术可行性且经济效益较好的方案。凭借经济评价合理掌控开发成本,优化资源分配情况,防止盲目投资,促使开发后期的稳产与经济效益一同得到加强,从而增长油气田的经济开发期限。

6 结语

常规油气田开发后期稳产属于系统工程,要应对储层变差、产量下降、成本增多等主要问题,创建全面协同的技术与管理体系。精准的油藏描述是稳产的根基,给剩余油利用提供科学依据;井网层系调整、精确注水以及加强采油、三次采油等技术,对于提高采收率、延缓产量下降十分关键;低效无效水循环控制、井下作业提效和经济评价,可以保证稳产具有经济性与连续性。实际应用中,要结合开发情况灵活调整各种策略,增进多学科协作,不断优化计划,方能达成开发后期高效稳产,从而改善资源利用率并延长油气田经济开发年限。

参考文献

- [1] 我国最大油气田连续6年稳产[J].能源与节能,2025,(S1):10.
- [2] 彭刚.西南油气田天然气产量超计划1.25亿方[N].中国石油报,2025-07-15(001).
- [3] 董琳.基于油气田产量规模与投资效益关系的中国石油企业投资策略分析[J].蓝海经济,2023,(01):114-126.
- [4] 任静思,赵涵,陈文,等.西南油气田配产与产量管理信息化创新实践[J].中国管理信息化,2021,24(01):137-139.
- [5] 曲德斌,董伟宏,张爱东,等.深化已开发油气田效益产量评价对策与建议[J].石油科技论坛,2018,37(05):40-44.