

构建低渗透油藏压驱注水高效开发与经营管理实践模式

任泽樱 (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: 低渗透油藏孔喉细小、非均质性强等特征, 导致注水开发过程中“注不进, 采不出”矛盾突出, 难以建立有效驱替系统, 传统的注水开发模式不能满足该类油藏高效开发的需要, 亟待探索新的能量补充方式。针对此种情况, 公司通过广泛调研, 创新性提出“大压差快速压驱注水开发方式”, 并率先在牛庄油田牛 21 块牛 21-斜 4 井组开展试验, 试验成功后公司把压驱注水作为低渗油藏的一种开发方式, 按照“循序渐进, 不断探索; 深化认识, 逐步推广”思路不断在低渗油藏不同沉积类型中进行推广: 利用高压撬装泵适当提高注入压力和注水强度及时快速补充地层能量, 灵活机动、多轮次注入, 与区块注采完善、低效治理、老井扶停有机结合, 改善低渗油藏的开发效果, 实现低渗油藏提质增效目标。

关键词: 低渗透油藏; 压驱注水; 驱替系统; 提质增效

1 构建低渗透油藏压驱注水高效开发与经营管理实践模式的背景

异常高压特低渗油藏既有低渗油藏启动压力梯度大以及应力敏感性强的特点, 又具有异常高压油藏初产大, 递减快的特点。异常高压油藏开采初期由于油藏压力高、注水难度大从而利用天然能量弹性开采, 但是弹性开发采收率低, 需要将油藏开发方式转为注水开发来提高采收率。注水开发过程中由于启动压力大、压敏效应等特点使得注水难度大注水注不进、油井不见效产能持续下降, 油藏稳产基础薄弱。因此为提高超低渗油藏开发效果需要研究相应注水开发技术政策。

1.1 低渗油藏开发瓶颈

低渗透油藏储量品质差, 公司喉道半径小于 $0.5\ \mu\text{m}$ 的储量占 45%, 以薄互层滩坝砂、特低渗为主。开发至今普遍存在启动压力高、注入难度大的问题, 导致地层压降大、地层亏空严重, 目前公司低渗油藏地层压力保持率仅 57.4%。低渗透油藏水驱面临水井“欠注、注不进”、油井“采不出”等问题。开发特征表现为“六低”, 单液低、单油低、单注低、采油速度低、采收率低、采出程度低: 日产液量 $2.7\ \text{t/d}$, 日产油量 $1.5\ \text{t/d}$, 日注水量 $19\ \text{m}^3/\text{d}$, 采油速度 0.37%, 采收率 13.9%, 采出程度 8.46%, 严重制约着低渗油藏的效益开发。

1.2 压驱注水实践突破

牛庄油田牛 21 块渗透率 $7.8\ \text{mD}$, 孔吼半径 $0.39\ \mu\text{m}$, 属于特低渗油藏, 区块油井和水井均已压裂, 投产初期自喷生产, 初期产能较高, 平均单井日液 $10.0\ \text{t}$, 日油 $5.9\ \text{t}$, 含水率为 41.0%; 水井 6 个月后高压注不进, 无法补充能量, 区块地层亏空不断加大, 油井因缺少

能量补充导致产能迅速下降 (动液面由 $1048\ \text{m}$ 迅速下降到目前的 $1800\ \text{m}$ 左右), 后期油井低效关停。压驱注水前井组仅有 1 口井生产, 单井日液 $1.3\ \text{t}$, 日油 $1.0\ \text{t}$, 含水率为 21.2%, 采油速度为 0.1%, 采出程度仅为 1.9%, 油藏处于近废弃状态。

公司主动作为、外出学习和科研技术攻关, 采用大压差非对称耦合注采, 破解未动用储量开发难题, 大幅提高“两率”, 开辟了低渗透油藏开发新技术。2020 年 6 月率先在牛 21-斜 4 井组采用撬装泵“大排量、大压差”压驱注水, 注入压力 $48\ \text{MPa}$, 最高日注水量 $2000\ \text{方}$, 累注水量 $6\ \text{万方}$, 实现了大幅度提高注入能力、快速补充地层能量、有效提高单井产量的目的。井组油井由关停到自喷生产, 日增油 $12.2\ \text{t}$, 截止目前已累计增油 $3688\ \text{t}$, 创效 $454.8\ \text{万元}$, 新增 SEC 储量 $1.83\ \text{万 t}$, 实现了近废弃油藏的经济高效开发。

2 构建低渗透油藏压驱注水高效开发与经营管理实践模式的内涵

牛 21-斜 4 井组压驱注水试验成功后, 公司加快推动压驱技术的应用, 用一体化运作“服务油藏”的部署, 利用“压驱+”大幅提高低渗油藏采收率, 通过压驱注水人工打造自喷区块, 实现低渗油藏“喝饱水、憋足劲、多产油、高效益”。任何新生事物都有一个认识 and 发展的过程, 压驱技术的落地生根也有一个非常艰难的历程, 从井组优选、方案编制、设备选型、井口配套, 管柱优化、压驱选型、电力配套, 水源选择、安全监督等, 东胜公司不断探索获得了宝贵的经验和教训, 构建自己的压驱经营管理模式。

3 构建低渗透油藏压驱注水高效开发与经营管理实践模式的做法

公司深入推进一体化协同理念, 更加注重开发方

式转变,大力实施以“建立健全注采井网、注水补能打牢基础”的各项工 作,建立压驱一体化运行机制,完善东胜公司压驱管理网络体系和责任,确保压驱工作的高效开展,成立压驱工作项目组确保各部门、各 项目、各环节有序推进实施工作。

3.1 强化责任分工,完善工作流程,夯实压驱管理机制基础

①地质研究所负责压驱井井下作业地质设计编写管理,综合方案地质部分和动态监测内容编制以及井组 受效情况分析,负责落实井组内油水井地层对应情况,为施工风险控制提供依据;②工艺研究所负责压驱井井下作业工艺设计编写管理,压驱管柱设计及优化;③技术管理部负责压驱工作全面协调管理,负责压驱井井下作业施工方案编写以及综合方案汇编工作。压驱施工前,技术管理部牵头,联合 QHSSE 监督中心、地质研究所、工艺研究所共同对压驱现场进行安全技术交底及开工验收工作;④生产管理部负责协调压驱井作业队伍协调运行,负责使用药剂计划上报、购置工作,负责做好施工安全应急响应及危险情况下的油地关系协调和人员疏导工作;⑤财务计划部负责压驱项目成本预算管理、重点做好相关费用投入及审核工作;⑥QHSE 监督中心负责压驱项目施工过程中安全、环保方面的综合监管工作;⑦采油管理区负责压驱报价谈判、合同签立、地方关系处理、水源及电力协调、施工过程监督、对应井数据上报、结算办理等工作的具体实施,并与地质研究所共同做好压驱井组实施效果分析工作。

3.2 推进流程管理,实时跟踪调整,联合开展科技研发攻关

目前压驱技术是支撑公司低渗油藏开发储量价值最大化的重要技术,压驱注水快速增能技术,要从制度、流程着手,要把业务流、管理流、监督流三流合一,推动管理制度流程化、流程表单化、表单信息化,形成有效的管理体系。通过实施压驱井组获取的经验及认识,形成了从压驱前选区选井到压驱后采出端引效一套完整的压驱工作管理体系。

3.2.1 精细油藏描述,深化油藏认识,夯实油藏管理基础

选区前应对各个区块的构造特征、沉积特征、储层物性、微观孔隙结构、储层分布、地应力及裂缝分布、压力和温度系统、油水分布情况、区块井组开发状况、存在问题及压驱适应性评价等进行详细分析。然后进行井组筛选,遵循三个原则,体现三个优先,做到三个提高。选区依照三个原则:由简到繁,由易

到难;先封闭断块,后半开启断块;先高丰度低渗储层,后特低渗薄互层区块。区块选择三个优先条件:满含油封闭区块砂体优先;有主力层砂体的区块优先;注采两难低产低能区块优先。预测实施后提高三个目标:提高注水效率;提高压力传导有效率;提高对应油井见效率。

3.2.2 抓实资料录取,实施跟踪分析,夯实注采调整基础

压驱是一项新技术,从油藏设计到工艺、地面及效益评价上,都没有成熟的方案编制规范及标准,东胜公司从实际情况出发,根据已实施的油藏,在压驱全过程中取得经验认识,最终形成“两线三图四表”的规范,实现开发地质清、油藏设计明、工艺优化精、地面保障准、效益预期好。压驱注水方案应根据物质平衡方程公式推导,计算不同注采比、注水量与地层压力恢复速度、时间的关系,考虑适当放大岩石压缩系数,和绝对孔隙度与有效孔隙度的差别,总量修正系数为 1.05-1.1,设计注入量及注入速度(排量)。制定相应的动态监测方案指导油藏分析和压驱工作调整。压驱前利用压力计充分了解压前的真实地层压力状况,压驱中做好地层压力的恢复跟踪,为压驱压力和排量提供依据,同时了解地层压力的恢复速度、幅度以便压驱注水及时调整。压驱项目组成立压驱运行交流群,建立压驱跟踪台帐,注入井及邻井动液面、压力数据同步至手机 APP 及电脑,注采站压力监控责任落实到个人,每日向压驱群推送压驱进度,每周召开压驱先导试验例会,跟踪总结压驱效果并制定下步方案。压驱后项目组讨论优化开井、加大流线调整尽快把水量变成增油量,实现油藏经营管理效益最大化。

3.2.3 院校现场交流,关键技术剖析,联合开展科技攻关

针对压驱矿场实施机理、注入量如何设计,水井压力扩散规律、油井不均衡见效如何引效、特低渗油藏压驱注水适用性研究等问题,与高校研究讨论集中攻关;针对现场压驱动态响应矛盾,地质油藏深度结合,依托建模数模工作,分析复杂开发问题。通过院校现场交流,关键技术剖析形成东胜公司特低渗油藏压驱注水技术,指导特低渗油藏的有效开发,增加该类油藏可采储量,对实现油藏高效开发具有十分重要的意义。

3.3 规范施工流程,风险分级管控,提升现场安全管理水平

压驱注水为高压大排量注水技术,施工现场主要有压驱泵撬、高压管线、注水井口等高压设备,存在

高压刺漏风险，同时，对应油井受效后，也具有井口压力升高等井控风险。公司对压驱设计、油井分级管控、安全技术交底、开工验收、过程管控、完工管理等各节点工作严格管控，切实做到压驱施工全过程安全清洁生产。

3.3.1 拟定管理规范，油田范围推广执行

为确保压驱施工安全，积极配合油田制定了《压驱施工现场管理规范（试行）》，规范了压驱现场施工流程，提升了现场安全管理水平。

3.3.2 严把设计关，筑牢第一防线

压驱三设计均结合实际，设置针对性较强的井控专篇内容，地质设计明确提示注水层位当前压力情况及可能受效井情况，并将对应油井按风险等级由高到低划分为一、二、三类，以便于施工现场分类管控；工艺设计和施工设计对管柱封隔器性能、施工限压、井口管线等设备耐压等级进行明确规定。

3.3.3 油井分类施策，风险分级管控

根据地质、工艺设计及井控要求，一类井更换与注入井对应压力等级井口，对于较高风险井安装压力传感器、自动液面测试仪和耦合暂关，并择井下入光纤一体化仪器进行压力实时监测；二类井安装高压抽油杆防喷器，并安装压力传感器；三类井加密巡检，发生压力异常升高后提级管理。

3.3.4 做实安全技术交底和开工验收工作

公司压驱运行实施项目化管理，对每个压驱现场，均由技术管理部、地质研究所、工艺研究所、QHSE监督中心人员组成单井验收小组，和管理区共同对施工井场进行安全技术交底和开工验收，对安全资质、组织架构、应急预案、人员证件、入场设备、周围环境等重点要素进行核查。每井必到现场、每井必做交底、每井亲自开工，分析施工过程风险，查找现场安全隐患，一井一预案，建立过程安全管理体系。

3.3.5 注水过程管控，异常及时处置

注入过程数据上线，管理区通过可视化、信息化手段，监控注水井和受效井的井口状况和压力情况，地质研究所、技术管理部与管理区通过信息平台实时联动，注水现场和对应采油现场出现高压异常事件第一时间汇报管理区和相关业务部室，对于压力异常井及时分析、调整安全管控措施，并要求在泄压达到安全条件后再进行整改操作。

3.3.6 强化完工管理，继续推进工作

压驱施工完成后，设备安全离场，采油管理区继续通过数据采集密切跟踪井组内压力变化，压驱项目组召开月度例会，分析总结完工井实施过程中不足与

完善手段，持续优化推进压驱施工安全风险管控工作。

4 构建低渗透油藏压驱注水高效开发与经营管理实践模式的效果

4.1 油藏管理转变

实现了生产和经营管理部门的协同合作，是一项集生产与经营、工程与地质、技术与经济于一体，贯穿于生产经营全过程的系统工程，不仅在生产经营中取得明显效果，而且形成一套完整有效的经营管理体系，实现了油藏生产管理向油藏经营管理的根本转变。

4.2 开发效果改善

公司自2020年6月以来在低渗、稠油油藏开展压驱、微压驱试验井组16个，覆盖地质储量603.4万t。压驱注水明显改善了低渗透油藏的开发效果，第一解决了低渗透油藏“注不进”的难题，16个压驱注水井组中已有15个施工完停注，1个转常规注水，累计压驱注水49.3万方，最高注入压力49MPa，最高排量1.5m³/min，最大日注量达2000方，平均单井注入周期31.3天，平均单井累计注水3.1万方；第二压驱注水能够有效补充了地层能量，压驱注水后67.3%油井液面回升，对比动液面变化情况，平均动液面由压驱前1906m上升到1731m，回升175m；第三压驱有效改善了油井供液状况，压驱注水后90.4%的油井单井日液稳定或增长，初期平均单井日液上升了2.6t/d，含水小幅上升（上升2%），截止目前大部分油井液量保持平稳，改变以往低渗透油藏液量持续下降的状况。压驱增能效果明显，但油井受效不均匀：不同沉积类型压驱效果不同，其中浊积砂体较为封闭、厚度大、连通好，压驱效果相对较好，尤其是牛庄浊积岩实施4井次，13口单井累增油656t，累计增油8523，贡献压驱增油81.1%。滩坝砂中正理庄后期控制排量微压驱、流线调整压驱效果较好。下步为了进一步探索压驱适用的油藏类型及开发规律，深化压驱机理研究，2022年在牛庄浊积岩、正理庄滩坝砂、东风港扇三角洲等油田实施压驱注水，计划开展压驱+CO₂混相驱、压驱+降粘剂驱、微压驱等矿场试验，为下一步规模化应用积累宝贵经验。

4.3 经济效益显著

截止2021年底公司实施完工压驱井组16个，累计增油1.05t，预计增油1.5万t，成本2471万元，预计创效1054万元；2022年预计实施压驱井组50个，累注100万方，增加/恢复水驱储量1118万t，预计当年增油1.3万t，累计增油2.0万t，成本花费3000万，投入产出比1:1.6，自然递减下降2.2%，压力保持率上升2.9%。