

文章编号: 0253-9985(2001)03-0245-04

深层低渗难采油藏的注水开发*

赵卫华¹, 常 剑¹, 杜 燕¹, 冯永生¹, 孔自超²

(1. 中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001;

2. 中原油田分公司国际工程部, 河南濮阳 457001)

摘要: 针对中原油田文 33 块沙三上油藏埋藏深、高温、高压、低渗透等地质特点和近 10 余年来一直注不进、难采出、开发基本面临瘫痪状态的实际情况, 通过开展逐层上返注水开发先导试验, 技术上采用细分层系、加密井网、油层改造、水质改善、优化开发技术等一系列措施, 对全油藏进行调整和治理。措施实施后, 压裂效果显著, 产能提高 158%, 注水状况明显好转, 采油速度由 0.3% 提高到 3%, 采收率提高 8.7 个百分点, 开发水平上了等级, 经济和社会效益十分明显。该思路与方法从根本上解决了此类油藏平面和层间的矛盾及储量水驱动用难度大的问题, 亦达到了提高采收率的目的。

关键词: 深层低渗; 注水开发; 油层改造; 加密井网; 细分层系; 开发效果

第一作者简介: 赵卫华, 男, 39 岁, 高级工程师, 油田开发

中图分类号: TE357.6

文献标识码: A

中原油田文 33 块沙河街组三段上亚段 (简称沙三上, $S_{3上}$) 油藏位于渤海湾盆地东濮凹陷中央隆起带文留构造带上, 含油面积 4.5 km^2 , 油藏埋深 $2\,900 \sim 3\,400 \text{ m}$, 原始地层压力 43.9 MPa , 压力系数 1.3, 油藏温度 118°C , 储层孔隙度 $15\% \sim 18\%$, 渗透率 $15 \times 10^{-3} \sim 32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

该油藏分沙三上 1~5 砂层组 (以下简称 $S_{3上}^{1-5}$) 和沙三上 6~10 砂层组 ($S_{3上}^{6-10}$) 两套层系, 采用 $400 \sim 450 \text{ m}$ 井距不规则面积井网进行全面注水开发, 设计生产井 32 口, 注水井 12 口。因油藏储层物性较差, 在大井距、长井段、多油层合采的情况下, 平面和层间矛盾比较突出, 加之注水水质的影响, 导致大部分注水井注不进水, 地层能量得不到及时补充, 油藏基本处于“注不进、采不出”的非动用状态。为了寻求开发该类油藏的根本途径, 1996 年以来, 首先开展逐层上返注水开发先导试验, 并采用细分层系、加密井网、油层压裂改造、水质改善等新思路对油藏进行调整和完善, 试验均获得了成功。

1 影响因素

分析油藏开发 10 余年来水井注不进、油井采不

出、开发工作面临瘫痪的根本原因, 认为有以下几点。

1.1 层系划分不细

文 33 块沙三上油藏共有 10 个砂层组, 开发又与沙河街组三段中亚段 2 砂组 ($S_{3中}^2$) 合采, 共 11 个砂层组 44 个小层, 含油井段长达 550 m , 即使分为两套层系开采, 每套层系含油层数也有 22 个, 含油井段在 270 m 以上。由于层间的非均质性 (层间渗透率变异系数 0.787 2), 在这种长井段、多油层合采的情况下, 势必造成层间的矛盾, 严重影响水驱动用程度和开发效果。

1.2 井距过大

本区储层物性差, 连片性差, 平面渗透率变异系数 0.697 3, 基础井网采用 $400 \sim 450 \text{ m}$ 大井距, 平面矛盾突出, 储层连通程度仅有 45%, 满足不了注水驱替压力梯度的要求, 水驱控制程度仅 12%, 水驱动用程度仅为 5%。从渗流和连通角度考虑, 400 m 以上井距过大, 难以满足油藏需要。

1.3 注入水质差

通过对注入水质的调查, 其各项指标严重超标, 极易结垢、污染和堵塞油层, 同时还易受“水敏、酸敏”等的伤害, 使储层渗透率进一步降低, 导致本来较低的吸水能力进一步下降, 严重影响注水效果。

2 改进措施

针对本区地质条件差的特点和开发中存在的主要矛盾与问题, 为了探索、寻求开发该类油藏的

* 本文为中国石油化工集团公司提高采收率导向技术项目 (1998~1999) 主要成果之一, 由中石化集团总公司资助

收稿日期: 2001-05-10

新路子,提出了缩小井距解决平面矛盾,缩小井段解决层间矛盾,逐层注水开发的新思路。其主要原理是:应用一套密井网,自下而上逐层上返,每一段采用强注强采、高速注水开发措施,以期用较少的钻井实现细分层系、加密井网并达到较高采收率的目的。

室内多层水驱油试验和矿场先导试验证明,该类油藏在一定开发和工艺技术条件下,完全可以注水开发,并可获得较好的开发效果,通过深入细致的地质研究工作,首先建立一个准确可靠的油藏地质模型,在此基础上分别从不同角度对油藏开发技术措施进行研究和论证,编制了切实可行的以细分层系、加密井网、油层改造、水质改善为主要内容的开发调整方案。

2.1 细分层系

为解决层间矛盾,层系细分^[1]是必要的。主要依据有:(1)含油井段长,若按原来两套层系大井段合采,很难适应目前的工艺技术条件,也不利于发挥各油层段的潜能,影响开发效果;(2)该油藏各砂层组间有较大的渗透率级差,小层间级差更大一些,有的高达80多倍,为避免注水开发中的层间干扰,在高温、高压分层工艺不适应的情况下,细分层系开采是唯一出路;(3)油层多,厚度大,最厚部位达50 m,若要发挥各油层潜能,有细分层系的必要;(4)储量丰度大,有细分层系的储量基础;(5)分层产能高,单层段初期最大产量10~50 t/d,采油指数0.2~0.9 t/(MPa·d·m),若放大压差生产,可获得高产,具备产能条件;(6)油层成组性强,具备天然分层条件。

研究认为,层系内油层层数一般不超过10层,有效厚度不大于15 m,层间渗透率级差不大于20倍,单层产能必须满足方案采油速度的需要,含油井段一般不超过150 m。同时,储量丰度要求单层段油井单井控制储量不小于 4×10^4 t。根据以上原则和油层纵横向分布特点,层系划分整体上由原来的2套细分为5套即: $S_{3上}^{1-3}$, $S_{3上}^{4-6}$, $S_{3上}^7$, $S_{3上}^{8-9}$ 和 $S_{3上}^{10} \sim S_{3中}^2$ 。试验区外局部地区特别是低部位油层变薄、见水或尖灭,根据储层发育状况划分为4套或3套。

2.2 加密井网

井网密度^[2]适宜与否是注水成败的关键,也是油田开发最主要的技术参数之一。为选择合理的井网密度,从8个不同角度进行了研究:(1)依据前

苏联开发已进入晚期的130个水驱开发油田统计回归的经验图版,即不同流动系数油藏对井网密度的要求和采收率的影响曲线,结合本区的实际渗流条件,认为井距289 m比较适宜;(2)从储量的控制角度分析,250 m井距为宜,此时储量水驱控制程度达60%以上;(3)从连通状况考虑250 m井距可以满足要求,此时井间连通率可达80%;(4)使用VIP三维三相黑油模型,采用与本油藏相似的理论模型,应用油藏数值模拟的方法模拟地下水驱油的过程,结果认为:以2%~3%的采油速度生产时的合理井距为235~280 m;(5)从经济最优井网密度角度分析,即追求企业获得最大的经济效益和利润时,在目前原油价格(1260元/t)下最佳井距250~300 m;(6)逐层上返注水开发先导试验证明,采用250 m井距可以获得较好的开发效果和经济效益;(7)本油藏开发18年的实践证明,初期大井距注不进水,后期加密调整不但注进了水,而且实现了高产出的目标,证明密井网开采适合该油藏的特点;(8)从老井的现状考虑,为充分利用老井并形成相对均匀的注采井网,采用250 m井距较为经济实用。

依据对井网密度的研究成果,1997年开始对该油藏进行大规模的滚动调整和完善。每年在试验区周边以试验采用的密井网方式(250 m±井距)滚动实施一批密井网开发井,不断扩大先导试验区的范围,结果是实施一批成功一批,使密井网由试验区扩展到全区,用4年的时间对油藏的井网进行了整体的调整和完善,取得了显著的效果。

2.3 油层改造

对于渗流条件差的油藏,油层改造也是其重要的开发手段之一。为了改善油藏的渗流状况,解除因钻井、作业等造成的污染和堵塞,采取整体压裂改造的措施,即新井投产均进行压裂改造,老井层段渗透率低于 $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 进行压裂改造,注水后进行压裂引效,并尽可能采用限流压裂、投球选压等先进技术。同时,进行压裂优化设计,选用陶粒支撑剂,延长压裂有效期,适时进行裂缝监测,使注采系统与裂缝相适应。

2.4 水质改造

要想注好水,注入水的质量是否达标,也是其关键的问题之一。1996年以前采用清污混注,注入水水质很差,其 Fe^{3+} 、细菌、机械杂质及pH值均

超过部颁标准。特别是机械杂质粒径大, 堵塞孔道, 给注水带来了极大困难。1996年引进美国先进的水处理设备, 水质得到较大程度的改善, 各项指标基本达标, 同时改注处理后的采出水, 增强了地下水流体的配伍性。

在注水工艺方面, 对注水管线进行防腐处理, 井口加精细过滤装置, 使站线、井口、油管、井底水质一致, 特别是投转注井严格洗井, 达到进出口水质一致。

2.5 优化开发技术

除上述4项主导性措施外, 开发调整还对其开发方式、采油方式、压力系统等进行了研究与优化。研究认为人工补充能量注水开发仍是目前最优越的开发方式, 可以获得较多的可采储量和较高的采收率。机械采油、靠泵深抽降低井底流压采油是目前低渗油藏普遍采用的采油方式, 这种方式有利于建立生产压差, 是最简便易行的开采方法。在压力系统方面, 对合理流压、合理地层压力、注水压力及注水时机等进行了调整, 使其更趋科学与合理。另外, 严把钻井、采油、注水、作业质量关, 制定严密的方案实施细则, 也是方案实施成败的关键和开发调整获得成功的重要保证。

3 实施效果

文33块沙三上低渗油藏开发调整后, 成功实现了注水开发, 彻底改变了开发的被动局面, 并实现了高效开发, 主要表现在以下几个方面。

3.1 压裂效果显著

本油藏原来油井基本不出油, 通过实施整体压裂改造后, 产能提高158%, 11口老井的压裂资料反映单井日增油5~15 t, 平均8.7 t; 新井采用压裂投产, 平均单井日产油19.7 t; 有些井初期射孔无显示, 压裂投产后产量达到50 t以上。说明压裂措施明显改善储层的渗流条件, 并起到了解堵的作用, 对改善油藏注水开发效果起到重要作用。

3.2 注水状况好转

调整前, 油藏注水极其困难, 30 MPa以上的压力下日注水仅20~30 m³, 难以实现注水开发; 调整后, 注水状况明显改善, 平均单井日注水100 m³以上并满足配注要求, 相继有23口油井见到注水效果, 平均单井日增油7.7 t。随着注水状况的改善, 油田递减大幅度减缓。1997年油田自然递减为21.7%, 到1999年减缓到8.4%, 综合递减率也由

原来的16.7%首次实现了负递减(-12%), 即综合递增12%, 说明油藏在注水后开发状况得到较大程度的改善。

3.3 产量上升

随着注水状况的改善和调整工作的进一步深入, 区块原油产量逐年大幅度上升, 日产油由调整前1996年的28 t上升到2000年的315 t, 平均单井日产油由调整前的2.5 t上升到调整后的8.6 t(图1); 采油速度由0.3%提高到2000年的3.0%以上(图2); 年产油量由 2.18×10^4 t上升到2000年的 9.64×10^4 t, 实现了深层低渗油藏的高速、高效开发。

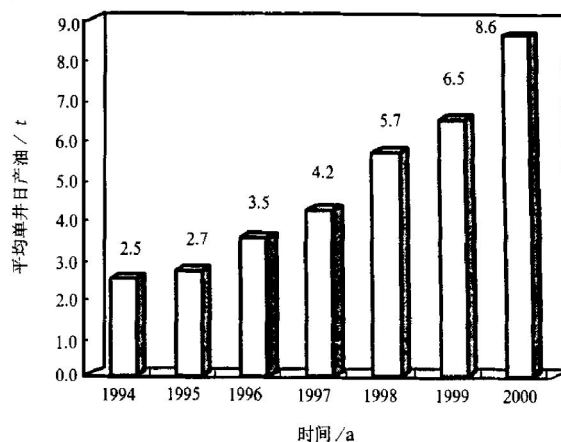


图1 文33块沙三上油藏平均单井日产油变化

Fig. 1 Variation of average daily oil production per well of the upper reservoir in Shar 3 member, Werr 33 block

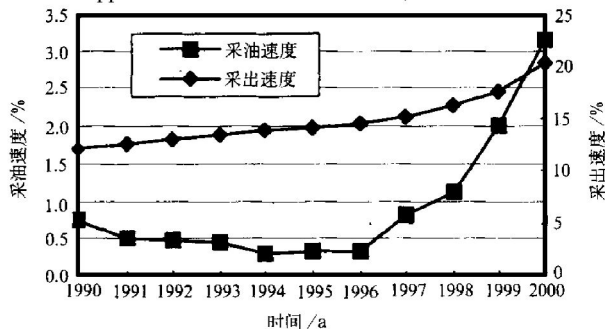


图2 文33块沙三上油藏采油速度与采出程度曲线

Fig. 2 Curves of oil recovery rate and recovery percent of the upper reservoir in Shar 3 member, Werr 33 block

3.4 采收率提高

经过细分层系和加密调整, 大大减缓了平面和层间矛盾, 加上水质达标、油层改造和更科学合理的开发技术, 同时又有严格细致的实施程序作保证, 水驱控制和水驱动用程度大幅度提高, 其中水驱控制储量由调整前的基本不控制增加了 180×10^4 t, 提高48.9%; 水驱动用储量增加 105×10^4 t, 提

高 28.5%; 可采储量增加 32×10^4 t; 采收率提高 8.7 个百分点(图 3)。

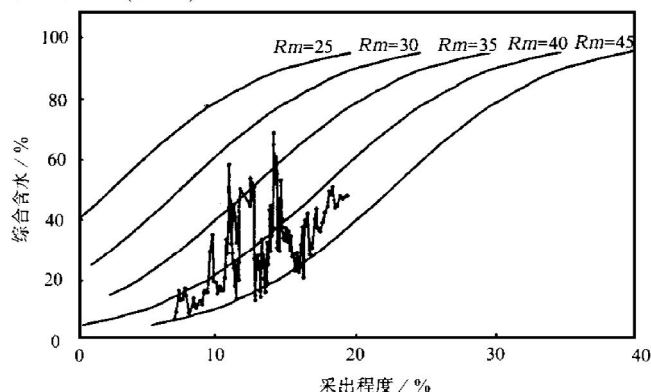


图3 文33块沙三上油藏采出程度与综合含水关系曲线
Fig.3 Relation curves of recovery percent and comprehensive water-bearing of the upper reservoir in Sha-3 member, Weir-33 block

3.5 开发水平上等级

文33块沙三上油藏通过4年的不断调整和完善,使油藏由原来注不进、难采出、储量无法动用的状态一举实现了全面注水开发,开发水平显著提高。根据中国石油天然气行业标准 SY/T6219-1996《油田开发水平分级》^[3]中“低渗透率砂岩油藏开发水平分类指标界限”,对油藏调整前后的开发水平进行综合评价。评价结果显示,多项指标达到了一类油藏的开发水平,大部分指标达到了二类油

藏的开发水平,综合评价该油藏的开发水平已由原来难开发、不入级一举跃升达到行业二类油藏开发水平。资料显示,各项开发指标还在进一步改善,并有继续向一类油藏开发水平方向发展的趋势。

3.6 经济和社会效益显著

根据对方案的经济评价,静态投资回收期 3.4 年,动态投资回收期 3.9 年,内部收益率 43%。实际自 1997 年调整实施以来已经获得可观的经济效益。通过对近几年钻井、采油等系统工程的成本和收益情况调查计算,目前已收回全部投资,并获得静收益 $1\,648 \times 10^4$ 元,今后的原油产量收入的大部分将为利润。若再考虑增加可采储量的收入,预计还有 $2 \times 10^8 \sim 3 \times 10^8$ 元的经济收益。该油藏石油地质储量占所属文南油田的 5.7%,原油产量却占到 15.4%,它不仅为原油上产作出了贡献,其调整的思路与方法也有很高的推广价值和社会效益。

参 考 文 献

- 1 刘丁曾,王启民,李伯虎.大庆多层砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1996
- 2 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997
- 3 崔耀南,岳登台.油田开发水平分级[M].北京:石油工业出版社,1996

WATERFLOOD DEVELOPMENT OF DEEP SEATED LOW PERMEABLE RESERVOIR

Zhao Weihua¹ Chang Jian¹ Du Yan¹ Feng Yongsheng¹ Kong Zichao²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oilfields, SINOPEC, Puyang, Henan;

2. Department of International Engineering, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan)

Abstract: The upper oil reserves of Sha-3 member in Weir-33 block of Zhongyuan Oilfields is a deep buried, high geotemperature, high pressure and low permeable pool. For about 10 years, it has been difficult to inject and recovery. To deal with this situation, a precursor test of upward waterflood interval by interval was made associated with the technologies of subdividing measures, shortening well spaces, improving water quality and adjust the whole exploration project of the oil pool. After the test, the effect of pressure break is evident, waterflooding is much better than before and productive capacity is increased by 158%, oil recovery rates is increased 10 times as that before and recovery ratio increased 8.7%. This method has essentially solved the problem between plane and interval and the difficulty of water driving of the reserves, increased recovery ratio.

Key Words: deep stratum with low permeability; water flood, oil layer reformation, densifying well network; subdivided sequences; exploitation effect