中国东部中小油田稳产模式及经济技术可行性研究[1]

李清亮[2] 喇华璀 马明生 邵汉刚 庞建功

河南石油勘探局 河南石油勘探开发研究院

摘 要 对中国东部地区中小油田(河南、江苏、江汉等5个产量在400万t以下的油田)的主要地质勘探、油田开发现状及油藏经营特点进行了总结、分析,对稳产年限、稳产水平及开发模式进行了讨论、优化,并用风险模拟法对未开发储量进行了开发经济可行性研究,运用技术经济理论确定了各油田的稳产目标。

主题词 中国 (东部) 中型油气田 稳产 模式 经济 风险分析 可行性研究

中图分类号: TE-1; TE-9 **文献标识码**:A **文章编号**:1006-4095(2000)04-0001-03

中国东部地区中小油田指河南、江汉、江苏、冀东、滇黔桂等五个年产量在400万t以下的油田,多是"六五"至"七五"期间建成投产的。这些油田目前已进入高含水、高采出程度的开采阶段,可动用的具有经济效益的储量越来越少,资源接替困难,储采比不断下降,导致稳产难度日益加大,递减加快,投入增加。面对后备储量不足、原油产量逐年下降、资金紧张、企业负担重的实际,如何保持中小油田在现有技术经济条件下持续、稳定、协调发展,是十分重要的研究课题。

主要勘探开发现状及油藏经营特点

1. 主要勘探现状

(1) 老区勘探程度高,剩余资源量隐蔽,勘探难度越来越大;虽尚有一定远景资源量,但资源序列比例失调。如河南油田南阳、泌阳凹陷探明程度为38.5% ~ 57.2%,剩余资源量为15666万t;江汉油田各凹陷的探明程度在7.7% ~ 47.3%,剩余资源量25244万t;江苏油田高邮、金湖凹陷的探明程度为29.3% ~ 31.3%,剩余资源量22200万t[3]。

在剩余资源量构成中,控制储量、预测储量、潜在资源量较少,远景资源量较大,资源序列呈两头大、中间小的严重比例失调的状况。造成这种状况的原因也恰恰说明凹陷探明程度高,剩余资源量隐蔽和勘探难度大的特点。

(2) 新发现区块的面积、储量越来越小,储量丰度、储量品位越来越差,按储量增长的一般规律,今后15年探明储量的增长将表现为稳定的平缓增长。

(3) 按探明程度和勘探效益分类,东部中小油田各凹陷属于继续勘探成效差、勘探效益低的油区。

2. 主要开发现状

东部中小油田多为陆相沉积,储层类型复杂,含油气面积小,岩性变化大,断层发育;储层以中到细砂岩为主,油层物性差,油层孔隙度一般在8% ~ 20%,渗透率一般在(100 ~ 500) $\times 10^{-3}\mu m^2$;油层单层厚度以中薄层为主,油层多,纵向叠合性差,油水界面不统一;油层非均质性非常严重。

(1) 油田已探明储量利用程度高、水驱储量比例大,经过多次重大综合调整,主力油田开发层系逐步细分、注采井数比不断提高、对储层的控制能力显著增强、注采井网日趋完善合理,已形成一个强化的开发系统。

(2) 老油田已进入高含水、高采出程度、产量递减开发阶段。随着开采程度的加深,地下水淹状

---

[1] 中国石油天然气总公司"九五"重点项目(95-科字122)。

[2] 第一作者简介见2000年(第14卷)第1期

[3] 相关资料系"九五"初期资料

喇华璀 高级经济师,1944年生。1989年毕业于河南省委党校经济管理专业。长期从事石油企业经营管理工作,现任河南石油勘探局副总经济师兼任企业管理处处长。曾在正式刊物上发表论文10多篇。地址:473132 河南南阳 电话:0377-3830482

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

况越来越复杂，增产挖潜的对象不再是层系间、小层之间的潜力层，而是要寻找层内韵律段和井间剩余油相对较多的零散小块，要求认识潜力手段及挖潜手段的技术含量越来越高，综合调整挖潜的技术难度较大。

(3) 东部中小油田含水上升规律以“S”型及“S”过渡型为主，高含水阶段仍为主要开发生产期。油田地层原油粘度一般小于 20 mPa.s，为中低粘度油田。其含水上升率与含水变化关系曲线基本呈正态分布，峰值出现在含水 40% ～ 50% 之间。反映在含水与采出程度关系曲线上呈“S”型及“S”过渡型，在含水 80% 以后的高含水期，将采出可采储量的 35% ～ 40%，即使在含水 90% 以后，也仍将采出可采储量的 25% 左右。

(4) 老油田高含水期地下油水关系的日趋错综复杂，各种措施弥补递减能力减弱，措施成本上升，各种调整措施效果变差，为满足国家产量需求，仍将超负荷强化开采。

3. 油藏经营特点

(1) 油田建设周期短，上产形成规模快，生产经营见效快，投资回收期短、投资效益好。

(2) 油田生产规模小，调整措施及研究工作周期短，认识手段及开采工艺更新换代快，技术含量高，致使长期投资多，开采成本上升快，油藏经营效益低。

(3) 具有一定的区位优势和产品优势。

由上述可知，高含水阶段仍是东部中小油田的主要开发生产期，其稳产年限、稳产水平研究与确定是建立在已探明储量利用程度高、综合含水高、采出程度高、油田自然递减高、各种措施弥补递减能力减弱的基础上进行的。

稳产年限、稳产水平及开发模式优化

1. 产量变化模式研究

油田开发的全过程可分上产、稳产、递减、尾期开采四个阶段。从国内外油田开发模式来看，大体有三种模式。

(1) 油田稳产期比较长，稳产期产量相对稳定，年产量随时间变化关系曲线呈梯型。

(2) 油田上产比较快，稳产期短，稳产期产量变化幅度较大，产量与时间关系曲线呈尖塔型。

(3) 油田上产快，上产后下降快，但下降到一定产量后又进入稳定生产阶段，产量与时间关系曲线呈尖塔平台型。

2. 河南、江苏、江汉油田产量变化模式

根据东部地区中小油田多年开发经验和国内外开发模式研究，针对河南、江苏、江汉油田已进入稳产后期和递减开发期的现状，其产量变化主要有以下四种模式：

(1) 现动用储量和开采技术条件下，保持较高产量的开发模式

主要思路：是以现探明储量资源为基础，在达到最大采液速度前，通过已成熟的各种调整措施减缓油田递减，在一定递减率下进行生产。进入高含水开发期后，河南、江苏、江汉三个油田老井自然递减率将控制在 16% ～ 20%，在作业措施弥补递减 6% ～ 8% 的条件下，油田综合递减率将控制在 10% ～ 13%；用老区新井弥补递减 5% ～ 6%，油田总递减可控制在 5% ～ 7%。因此，油田产量以平均 5% ～ 7% 的幅度递减是无法避免的。

(2) 现动用储量和开采技术条件下，保持较长稳产期的开发模式

主要思路：是以现探明储量资源及开采技术为基础，在达到最大采液速度前，通过降低稳产目标，使油田在一定时间内实现稳定生产。

(3) 通过新区产能接替，保持一定采油速度的开发模式

主要思路：根据储量－产能－产量资源的合理匹配关系测算，“九五”期间东部中小油田储量增长和所能形成的产量接替能力都将呈平缓增长态势，在现开采技术条件下维持较高产量，稳产期将缩短。

(4) 通过新区产能接替，满足较长稳产期限的开发模式

主要思路：考虑“九五”期间东部中小油田储量增长规律和所能形成的生产能力，通过降低产量指标，使油田在相对较长时间内实现稳定生产。

3. 不同产量变化模式下的经济效益分析

为研究油田稳产目标的可行性，在分析油田成本、投资变化趋势的基础上，对稳产目标进行经济效益研究。

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

(1) 原油成本、投资变化趋势分析

① 原油成本构成分析 从河南、江苏、江汉三油田成本构成分析，操作费约占总成本的49%，油田维护费约占总成本的34%，折旧费约占总成本的10%，储量有偿使用费约占7%。从成本构成看，操作费是影响油田经济效益的主要因素。根据边际成本理论和灰色系统模型{GM(11)}预测三油田老井边际成本分别为1008.3元/t、982.6元/t和1098.8元/t。

② 百万吨产能投资变化趋势 由于已开发油田钻调整井单井增加可采储量、单井初期日产油量的不断降低以及调整井每米钻井成本的不断上升，使得已开发油田每建百万吨产能的开发井投资以及建百万吨产能的直接投资不断增加。

③ 老区勘探投资变化趋势 勘探老区随勘探难度的增大，每探明亿吨储量的总投资将大幅度上升。河南油田1990.年到1995年每探明亿吨储量需勘探投资平均年增长32.3%，江汉油田平均年增长31.4%，江苏油田平均年增长27.5%。

(2) 不同稳产模式下经济效益分析

① 现动用储量资源下年产量变化模式：各油田原油产量将以平均每年减少5%～7%的幅度进行生产，其经济效益的变化趋势与产量变化趋势一样，逐年递减。

② 现动用储量资源，满足一定稳产期限下的开发模式：经济效益呈阶梯形递减。

③ 通过新区储量接替，与储量增长相适应保持一定采油速度下的开发模式：该模式下河南、江苏资源勘探经济效益较好，其总体经济效益有一定的增加；江汉油田由于资源勘探效益欠佳，总体经济效益有所降低。

④ 通过勘探新区产能接替，在一定时间内实现稳定生产：经济效益呈阶梯形下降，由于经济产量的降低，总体效益比模式③差。

4. 产量变化模式及稳产目标的优化选择

(1) 稳产目标选择原则

① 年产油量满足国家计划要求，符合油田生产经营发展的需要。

② 储量的增长应与产量增长相匹配。

③ 技术经济可行，具有较高的经济效益和社会效益。

(2) 评价稳产目标指标体系

① 储采比8是油田稳产的最低界限。

② 以不同粘度的原油区分：

低粘度油田，稳产年限应在10年以上，稳产期末可采储量采出程度在50%～70%；

中粘度油田，稳产年限应在6～10年，稳产期末可采储量采出程度在40%～50%；

高粘度油田，稳产年限应在6年左右，稳产期末可采储量采出程度在30%～40%。

③ 内部收益率大于12%，投资回收期的界限为6年。

(3) 经济效益评价

产量模式由老井产量，老区新井、新区产量组成，这三块产量的经济效益将决定各产量模式的经济效益，故从构成油田产量各产量模块入手，进行总体效益评价。

实现稳产目标、延长稳产期限的措施

影响油田稳产水平和稳产年限的主要因素是油水粘度比、稳产期采油速度、油田采收率等，要保持一定规模的原油生产水平，其主要技术措施是：

1. 加强老油田滚动勘探开发寻找新储量工作。滚动勘探开发兼勘探开发于一身，集增储上产于一体，是东部中小油田其复杂的地质条件和储量需求所决定，是东部中小油田增储上产的有力保障。

2. 挖掘老油田潜力，夯实稳产基础。一是以经济效益为中心，以提高注水井比例、完善强化中低渗透层段及剩余油富集区注采系统为手段，提高其驱替压力梯度，挖掘现井网未动用或动用差可动用剩余油潜力。二是坚持控水稳油的开发方针，改变液流方向，按不同层次调整注水、产液、产油结构，实行有效提液，挖掘中高水淹区剩余油潜力。三是以改善高强水淹区开发效果为目的，进行以聚合物驱为主要内容的三次采油工业性生产，挖掘高强水淹区内剩余油潜力。

3. 实施低成本战略，努力降低原油生产成本。

4. 进一步深化改革，强化管理，建立适应市场经济体制需要的新机制。

(收稿 20000329)
(编辑 焦相山)

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

ABSTRACTS

Jul. 2000, Vol.14, No.4

1 **Production Maintaining Pattern and Economic-Technical Feasibility Study of the Medium-Small Oilfields in the East of China**

Li Qingliang Li Lianwu et al

In the east of China, there are five medium to small oilfields (yearly production under 4 million tons). This paper analyzes the current situations of geologic exploration and development and the characteristics of reservoir management, discusses their stable production period and levels and the development patterns, presents economic and technical development feasibility study of the undeveloped reserves by using risk modeling method, and sets targets for stabilizing production in these oilfields by applying technical economy theory. Several measures are put forward for realizing stable production and elongating stable production period in these oilfields.

Key words: China (east part), medium oil and gas field, stable production, pattern, economy, risk analysis, feasibility study

4 **Control Factors of Oil and Gas Enrichment and Exploration Direction in Mesozoic of Jingchuan Area in Eerdiosi Basin**

Tang Anmin Sun Baoling

Jingchuan area, located in southeast of Eerduosi basin, have experienced multistage and multi-type depositional evolution including lake facies of Yanchang stage in Late Triassic, fluvial and paludal facies in Jurassic and fluvial and lake facies in Cretaceous. Mesozoic, with several sets of favorable oil sources and reservoir rocks, have large exploration potential. The structure was high in the west and low in the east in Indo-Chinese epoch, while it was low in the west and high in the east (south), this structural inversion controlled the direction of oil and gas migration and accumulation later. The oil sources and effective reservoirs in this area were the important factors resulting in the formation of oil and gas pools. Combination of favorable sedimentary facies zones (sandbodies) with structural high is the main basis for area and well location selection. Exploration direction is selecting the favorable NW-SE oil and gas accumulation zone as the main exploration area and layer Chang 6 as the main target and focusing on search for structural-lithologic combination oil pools.

Key words: Eerduosi basin, Mesozoic, oil and gas accumulation, oil source bed, exploration

7 **Prestack Noise Suppression Methods and Their Application**

Tie Yingchun Chen Caihua et al

Regular and irregular interferences can influence seismic processing results and the application effects of prestack processing methods. In view of the characteristics of interference waves, this paper introduces varies noise suppression methods including velocity filtering and wavelet transform for linear interference suppression, T-P transform for multiple wave attenuation, and multichannel statistics and median filtering for tear pulse interference elimination. In addition, zero-phase spectrum equalizing deconvolution, SPEQ and DMO can suppress random noise. Different suppression methods are used to suppress different type of noise. Real data processing results are of high quality.

Key words: stack, interference, random noise, signal-noise ratio, method

10 **Study on Rational Pressure Maintenance Level in Baobei III_2 Low Permeability Reservoir**

Wang Haiming Yang Jun et al

In strata series III_2 of Baobei block, Baolang oilfield, oil reservoir porosity is 12.8%, air-permeability $16.8 \times 10^{-3}\mu m^2$, formation saturation pressure difference 4.47 MPa, gas-oil ratio $250 m^3/t$, and crude oil shrinkage ratio 38.38%. Whether or not formation pressure

© 1994-2007 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net