

陕北浅层低渗油田伴生气储量计算、预测及利用(Ⅱ)

李秋实¹, 贺建勋², 董红梅³, 张金功¹, 吴汉宁¹, 韩媛媛², 李琦²

(1. 西北大学 地质学系; 2. 西北大学 化学工程学系, 陕西 西安 710069; 3. 陕西延长油矿管理局 川口采油厂, 陕西 延安 768001)

摘要:按照油层有效厚度和渗透率的大小, 并考虑原油的生产能力, 以姚113、南71、姚110和姚63井开发数据为代表, 将川口油田分为4类地质模型。运用VIP三维三相黑油模型软件, 模拟预测该区4类模型150 m注水式开采, 150, 200 m枯竭式开采, 以及I类模型150, 200, 250 m等井网井距条件下注水式开采的平均单井产气量。结果显示, 投产后8~12年内, 注水式开采可得20~100 m³/d的稳定气流, 枯竭式开采可得20~60 m³/d的稳定气流, 全区产量不低于2×10⁷ m³/a。在此基础上, 从能量、环境、经济的角度论证, 得出城市煤气输配方案为最优选择。

关键词:川口油田; 黑油模型; 地质模型; 平均单井产气量; 城市煤气输配方案

中图分类号: P618.130.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-274X(2002)04-0389-04

资料显示, 川口油田北区面积27.84 km²范围内的长⁶₁、长⁶₂油层, 可开采3.65×10⁸ m³伴生气^[1], 若按有效开采期8~12年, 采出程度以45%计算, 伴生气产量至少2000万 m³/a。为有效利用这部分天然气, 同时减少环境污染和资源浪费, 有必要选择一项既经济又有助于伴生气稳产、高产的综合利用方案。由于川口油田投产期短, 目前尚未进行系统的伴生气跟踪测试。本文运用黑油模型软件, 模拟川口油田单井产气量的动态变化, 并进行了能量、环境及经济评价, 得出一种经济合理的利用方案。

1 黑油模型的建立

黑油模型是我国20世纪80年代引进的一种主要的油藏模拟软件^[2], 它与地质模型相结合, 可模拟计算出原油开采指标中绝大部分的重要参数, 适用于注水式开发中砂岩油藏的各类模拟^[2~6]。

本次模拟计算采用目前国内普遍使用的向量隐式程序VIP三维三相黑油模型。其运用程序如下: 首先分别在一维、二维和三维矩形坐标或径向坐标上构造有效差分网格, 然后根据网格值和网格块压

力、泡点压力及三维饱和度表征出岩石类型和高压物性分析PVT表; 每种岩石类型又对应得出一组相渗透率和毛管压力数据, 每个PVT表则对应一组油气PVT性质数据; 最后, 根据渗透率、孔隙度和油层厚度的变化, 描述出各油层的非均质性。该区可依次从如下几方面建立黑油模型。

1.1 网格系统的建立

根据川口油田构造和井位分布情况, 本次模拟采用正交网格。X轴方向和Y轴方向步长取25 m, Z轴方向根据造缝情况和各地地质模型的厚度而定, 网格深度则根据构造图而定。因采用注采单元模拟, 故用死节点来表示注采单元边界分流线。

1.2 网格块性质

由于渗透率和孔隙度在油田范围内的变化不大, 孔隙度在X轴和Y轴方向均采用常数, 纵向渗透率则根据岩心分析数据取值。研究认为, Z轴方向渗透率是平面渗透率的0.6倍以下。因该油田无实验数据, 岩石压缩系数采用《实用油藏分析专家系统》软件计算得出。

1.3 网格块内流体性质

饱和压力采用3.4 MPa, 油水相对渗透率I类

收稿日期: 2001-04-13

基金项目: 陕西省教委专项基金资助项目(99JK129); 陕西省科技攻关资助项目(2000K13-G19)

作者简介: 李秋实(1973-), 男, 陕西西乡人, 西北大学博士生, 从事矿产普查与勘探方面的研究。

区块和Ⅲ类区块用南 48 井的 1 组数据,Ⅲ类区块和Ⅳ类区块用南 86 井的 1 组数据。由于该油田初始含水饱和度较高,测井资料无法解释,且密闭取心资料缺失,故采用毛管压力数据构造油藏初始含水饱和度。参考各种资料,将初始含水饱和度控制在 42%~48%之间。地层水的物性因无实验数据,亦采用《实用油藏分析专家系统》软件计算得出。

2 地质模型的建立

川口油田面积大、井多,如果作全油田三维模拟,因网格节点太多而无法实现。考虑到特低渗油藏各井组之间干扰小,按分区块、分类作为细网格井组

模型的方法进行本次数值模拟。按照油层有效厚度和渗透率的大小,并参考原油的生产能力,可将川口油田分为 4 类区块(见表 1)。

3 产气量预测

通过使用黑油模型软件模拟技术,可得出 4 类注水式开发模型的反九点和五点注水式的采水速度、采液速度、年综合含水、折算单井产油、采油速度、油藏压力、折算单井注水、注水速度等数据,也可得到 100,200 m 井距单井生产气油比、折算单井产油、采油速度、采出程度、平均油藏压力等数据。在此基础上,可以对不同开发方式产气量进行预测。

表 1 川口油田分类模型基础数据表

Tab. 1 The basic data of typical model of Chuankou Oilfield

模型类别	典型井	油藏渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	平均有效厚度/m	压裂缝段	分层渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$			
					1,2层	3,4层	5,6层	7层
I	姚 113	1.5	20	3	1.56	3.0	1.3	1.8
Ⅰ	南 71	1.5	12	2	1.2	1.5	2.0	
Ⅱ	姚 110	1.2	13	2	1.0	1.2	2.0	
Ⅳ	姚 63	0.7	25	3	0.6	0.7	0.8	0.7

3.1 注水式开发平均单井产气量预测

当进行人工注水式开采时,油藏一直处在高于饱和压力的状态下,对不同井距和注采方案模拟计算所得的数据进行了分析(见图 1)。4 类模型以 150 m 井距进行注水式开采为例,单井平均产气量变化规律是:在生产初期下降较快,一年内逐渐回升,2~5 年内达到一最高值,后又缓慢下降至一稳定水平,保持 3~10 年后产量又持续下降。由图 1 可看出,Ⅰ,Ⅱ类区块平均单井产气量较Ⅲ,Ⅳ类区块高。当以其他井网井距进行开采时,平均单井产气量也有类似的变化规律。

分析认为,在地下油藏压力高于饱和压力时,伴生气溶于原油,当被开采至井口时,伴生气随着压力的下降而逸出,产生脱气现象。此时,生产气油比仍等于原始溶解气油比,产气量同原油产量的变化规律是一致的。由于能量从注水井向生产井传递需要一段时间,所以在注水式开采初期产量呈自然下降趋势,之后由于得到能量补充,产量逐渐上升并达到最高点。随着开采的深入,原油储量从稳产走向枯竭,产气量也持续下降,而且由于渗透率的差异而导致Ⅰ,Ⅱ类区块产气量高于Ⅲ,Ⅳ类区块(见图 1)。

若以其他井网井距进行注水式开发,也有类似的产量变化规律(见图 2)。

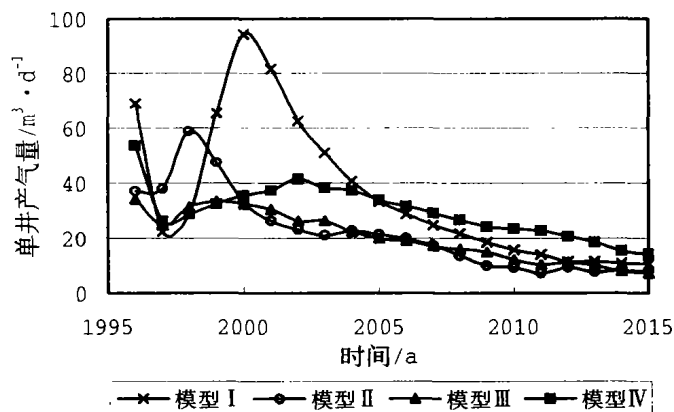


图 1 川口油田 4 类模型 150 m 井距注水开发单井气量预测
Fig. 1 The prediction of individual-producing rate in gas about the 4 typical models of Chuankou Oilfield 150 m waterflooding development

3.2 枯竭式开发平均单井产气量预测

当保持天然能量进行弹性驱和溶气驱开采时,不管是 150 m 井距还是 200 m 井距,在前 8~12 年内产气量都较稳定。分析认为:① 由于川口油田井底能量降低快而造成脱气现象严重;② 游离状态溶

解气在地下运移速度远高于原油,所以可得到8~12年的稳定产气量。实际跟踪观测南70井、桥1井、姚89井,所测单井产气量同模型模拟所作的预测基本吻合^①。

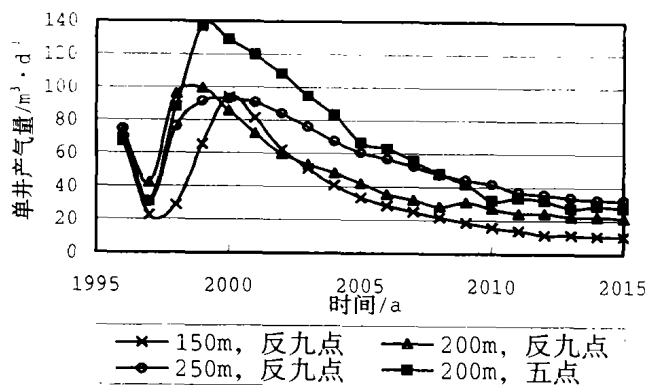


图2 川口油田I类模型不同井网井距平均单井气量预测
Fig. 2 The prediction of average individual-well producing rate in gas about typical model I of CK Oilfield in different well network and well spacing

4 综合利用方案

对已收集的伴生气,可通过单井油气—撬装站(油气分离)—引风机—气柜—末端使用装置进行利

表2 天然气和煤几种用途用量和能耗比较

Tab. 2 Comparison among the usages, quantities and energy consumption of natural gas and coal

		天然气		煤		
		用 量/ m^3	能 耗/ kJ	用 量/ kg		能 耗/ kJ
				原 煤	标 煤	
合成氨/ kg	相对值用量	1.503	40 994	1.88	1.343	39 307
		100	100	179	128	96
发电/ $kW \cdot h^{-1}$	相对值用量	0.18	7 007	0.43	0.31	8 990
		100	100	239	172	128
民用/ $kW \cdot h^{-1}$	相对值用量	1.0	38 931	3.0	2.134	62 724
		100	100	300	2.4	161

5 结 论

1) 根据模拟结果,在投产8~12年采用人工注水式开发,平均单井产气量可稳定在20~100 m^3/d ,采用枯竭式开采可稳定在20~60 m^3/d 。

2) 若按有效开采期8~12年、伴生气采收率45%、工业用气量2 000万 m^3/a 计算,预测在整个

用。利用方案可以有多种,如气电转换方案、工业与民用燃气方案、凝析分离方案(回收液化石油气发电方案)、车用压缩天然气供给方案和化工利用方案等。

4.1 能量原则

从制造合成氨、发电和民用3个方面来比较煤和天然气的用量和能耗指标得出,油溶气应优先作为民用,其次为发电,再次为化工利用(见表2)。

4.2 环境原则

油溶气属热效率高的优质清洁能源,其环境意义不言而喻。研究区内:油溶气热值 $Q_{net,v} \geq 39.8$ MJ/m^3 ,比陕北天然气田所采天然气热值 $Q_{net,v} \geq 36.0$ MJ/m^3 高出10%; H_2S 为微量级水平,远小于城市燃气规范要求(20 mg/m^3);油气经场站处理后,不含凝结成分。研究数据表明,使用油溶气向环境中排放废弃物的量仅为燃煤发电的1/134,用水量也仅为燃煤的1/2。由此可见,使用川口油田油溶气对环境的贡献远远大于燃煤,也大于陕北天然气。

4.3 经济原则

根据川口油田的伴生气产量和产出动态,从经济角度论证了以下4个主要开发利用方案(见表3)。

投产期都可得到稳定的满足用户需要的充足气源。

3) 从能耗、环境和经济角度评价,方案Ⅱ(城市煤气输配方案)最优,其次是方案Ⅰ(发电方案),再次为方案Ⅲ(凝析分离方案)。从投资、能源利用、环境和经济效益三方面综合分析得出,应优先发展油溶气的民用途,以尽快代替煤的低水平、低效益利用,节约有限的不可再生资源,为环境保护做出贡献。

① 李秋实,贺建勋,张金功,等.川口油田伴生气回收利用可行性研究.1998.

表 3 川口油田伴生气综合利用方案经济技术概要指标

Tab. 3 Brief economic & technical indexes for associated gases' synthetically using plans

指 标	方案 I	方案 I	方案 III	方案 IV
年销售收入/万元	1 536/1 632	1 400	2 117.8	432
年成本/万元	736/785	550	978	216
毛利润/万元	677/716	738	970.4	194.4
总投资/万元	2 880/3 3130	1 500	3 950	650
流动资金/万元(已计入总投资额)	100	50	100	20
占 地/hm ²	0.53	0.23	0.77	0.08
劳动用工/人	40	30	57	6
建设期/月	10/14	12	12	6
利润率/%	44.08	43.87	52.72	45.82
投资回收期/a	4.25/4.37	2.03	4.07	3.34

注:方案 I 栏内的分子位置系国产设备参数,分母位置系进口设备参数

参考文献:

- [1] 李秋实,贺建勋,张金功,等. 陕北浅层低渗油田伴生气储量计算预测及利用(I)[J]. 西北大学学报(自然科学版),2002,32(2):181-184.
- [2] 袁奕群,袁庆峰. 黑油模型在油田开发中的应用[M]. 北京:石油工业出版社,1995.
- [3] 石济明,林振宝,岳兴业. 三维三相黑油模型的 MZLU-LG 方法数值结果比较[J]. 石油勘探与开发,1999,26(5):53-56.
- [4] 邓宝荣,陈文兰,宋 杰. 共享环境下黑油模型的并行化[J]. 石油学报,1998,19(3):56-60.
- [5] 李福坤,由 军,陈立生. 地质模型网格粗化合并技术[J]. 石油勘探与开发,1996,23(3):76-79.
- [6] 许广明,陈怀大,孔详言. 三角网格差分方法在油藏数值模拟中的应用[J]. 石油勘探与开发,1999,26(6):54-56.

(编 辑 张银玲)

Calculating, forecasting and synthetically using of associated gas of shallow, low permeability oilfields in the North of Shannxi Province (II)

LI Qiu-shi¹, HE Jian-xun², DONG Hong-mei³,

ZHANG Jin-gong¹, WU Han-ning¹, HAN Yuan-yuan², LI Qi²

(1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China; 2. Department of Chemical Industry, Northwest University, Xi'an 710069, China; 3. Chuankou Oil Company in Yanchang Oil Bureau of Shaanxi, Yan'an 768001, China)

Abstract: According to the effective pay thickness, the permeability of the reservoir layer and the productive ability of crude oil in Chuankou Oil Company, a synthetical study was made on the basic geological data and the 4 typical wells exploitative data of Yao-113, Nan-71, Yao-110 and Yao-63, then the tract of Chuankou Oilfield into was divided into 4 types. By using VIP (Vector concealed programme) Black-Oil software, modeling 150m water flooding exploitations, 150 m and 200 m dry-up exploitations as well as the 150 m, 200 m and 250 m water flooding exploitation of typical model I. the results indicate that after 8~12 years of production, 20~100 m³/d of gas outputs per well can be got by water flooding exploitations and 20~60 m³/d by dry-up exploitations. The total output is at least 2×10⁷ m³/a. From the point of energy, environment and economy, the urban natural gases' delivery and distribution plan is the best.

Key words: Chuankou Oilfield; black oil model; geological model; average individual-well producing rate in gas; urban natural gases' delivery and distribution plan