

文章编号 1001-8166(2004)增-0197-05

透镜状水驱气藏一体化开发中的综合油藏管理

生如岩¹,王 军²,丁良成²

(1.石油大学,北京 102249;2.胜利油田有限公司地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘 要 透镜状水驱气藏是一种不同于中深层构造气藏的零散气藏。为了获得最佳的经济效益,实施了不同开发阶段的综合油藏管理。在开发初期实施了以地质综合研究为基础、“亮点”、“AVO”等为核心的气藏地震勘探描述、以气藏工程研究为主要手段的滚动勘探开发一体化技术,以提高钻井成功率。在开发中期,为了延长气田稳产期则主要是加强气藏动态分析,适时进行开发调整。而进入开发后期,则应实行气井的分类管理,以提高采收率为目的,以研究剩余气的分布规律为突破点,充分利用地质及动态资料实行精细气藏描述。在开发过程中,始终从气层保护出发,探索研究配套工艺措施,目的是提高气井产能,延长气田无水采气期。综合油藏管理的应用,有效地提高了透镜状水驱气藏的最终采收率,大大提高了气藏的开发效益。同时,对其它类型气藏的开发也具有一定的借鉴意义。

关 键 词 油藏管理;透镜状;水驱气藏;滚动勘探开发;气藏描述;分类管理

中图分类号 TE3 **文献标识码** A

0 引 言

透镜状水驱气藏是一种不同与中深层构造气藏的中小型零散浅层气藏。目前,在全国许多油区和省区都发现了相当规模的浅层气藏,其开发潜力很大^[1-3]。

济阳坳陷透镜状浅层砂岩气藏的主要地质特征为:分布多与下部稠油油藏有关,每个气砂体自成气水系统,气砂体个数多、面积小、储量分散,储集层物性好、气水关系复杂,多数气砂体具有边底水。

目前,济阳坳陷探明浅层气地质储量占气层气探明储量的 60.8%,产量占气层气产量的 82.7%。

自 1976 年孤岛浅层气田投入开发 20 多年来,胜利油田积累了丰富的浅层气藏开发经验,通过系统研究总结出了一套卓有成效的成果,收到了较好的开发效果,初步形成了一系列适应于开发全过程的配套技术。

1 开发初期:早期气藏描述与气藏工程研究——提高钻井成功率

1.1 气藏描述

针对砂岩气藏在地震勘探上往往具有异常响应的特点,可以利用地震技术直接对气藏的构造形态和储集层物性参数进行描述。目前已逐步形成了一套地质与地震相结合的浅层气藏识别及勘探开发一体化技术^[6]。

1.1.1 地震预测识别技术

地震预测识别技术包括地质综合评价和地震综合识别。对于尚未上报探明储量的区块,应首先根据常规二维地震资料解释,通过区带选择、区带潜力评价、储盖层评价及圈闭描述进行地质综合评价,预测资源量。然后以亮点技术为基础,应用相对振幅特殊处理、AVO 多参数处理、G-log 处理和三维多参数分析等气藏勘探地震目标处理技术方法,利用地震信息综合分析识别气藏、进行综合判识,描述含气砂体。

收稿日期 2004-04-10.

* 基金项目 胜利油田重点科技攻关项目(KJ03-10607)与 SinoPec 先导实验资助。

作者简介 生如岩(1969-),男,山东东营人,博士研究生,主要从事天然气藏滚动勘探开发研究。

综合利用地震、钻井、测井、试井等技术手段,结合试采及同类型气田的经验,预测气砂体的分布、厚度、类型及不同构造部位、不同断块、不同层系之间气砂体平面及纵向分布的连续性、稳定性,综合评价储集层的非均质性(层间、平面、层内)。根据地震剖面上的显示特征,采用地震亮点定量描述计算储量、确定储量落实程度,将气砂体分类^[7]。

1.1.1.2 动用储量评价

首先分析储量计算参数(厚度、面积、饱和度等)的可靠程度,然后计算不同情况(新钻井、利用老油/气井)下,不同产量、生产成本、气价下的最低储量经济界限。并根据气砂体储量大小、含油、气、水情况及产能高低等资料,对气砂体进行综合评价、分类。

1.2 气藏工程研究

综合运用测试、试采、理论计算等手段,研究气藏动态连通关系,划分水动力系统,确定气藏驱动类型,确定开采方式、划分开发层系、优化井网部署、确定合理产能^[8]。

1.2.1 井网部署的原则

采用不均匀井网,根据气砂体的分布形态、类型、储量富集程度部署井网,以有效控制气层为主要目的,首先控制储量大的气砂体,兼顾小气砂体。气井尽量布在气砂体的高部位和气层厚度较大的位置。气井控制气砂体的地质储量应大于最低储量经济界限。

1.2.2 合理产能的确定

综合运用试井、试采、理论计算以及同类型气藏对比等手段确定气井的合理工作制度及生产能力。对于边底水气藏,其合理产量不能仅仅依据无阻流量的大小,而应以不出砂、不破坏储层结构,不致使气层边底水大幅度锥进的极限压差为准,在此基础上提高其产量,以避免因凝析水的生产而使井底积液。

1.2.3 射孔原则

要充分考虑到油气水关系的复杂性、层间、井间及气砂体间的接替。原则上每次只射开一个气砂体生产,由下往上逐层上返,以便能够准确判断出水层位并及时实施措施。由多口井钻遇的气砂体,应选择高部位、离边底水远的气井生产,对于厚度较大的气层,应尽量利用层内夹层,酌情避射。对于气水砂体,适当提高射孔底界,射开程度以不超过50%为佳。

1.2.4 主要技术经济指标测算

综合反映多种地质参数、开发措施及工艺条件

对气田开发效果的影响,优化和预测开发指标,确定最佳实施方案。

由于单个气藏的储量较小,一般选择几个有代表性的气藏进行数值模拟计算,研究气田开发指标的变化规律。然后以单井为基础,应用物质平衡方法及统计类比法等常规的气藏工程方法测算气田开发指标。

1.2.5 气田采收率预测

预测气田最终采收率的方法主要有物质平衡法、产量递减法、经验公式法及相关类比法。气田的最终采收率除受地质及开采工艺等诸多因素的影响外,管理水平起着很大的作用。所以,随着气田开发的进展和采气工艺水平的提高,应不断地对采收率进行校正。

1.2.6 综合技术经济评价

依据技术经济评价原理,对部署的多个方案进行经济评价。对比各方案的特点及其优、缺点,方案的优选应从工作量、建成能力、稳产基础、投资风险等地质与经济两个方面应用多个参数进行评价,采用综合法优选,并进行主要指标敏感性分析。应考虑地质储量、产能、钻井成功率、气价等不确定性因素的影响,进行风险分析,确保推荐方案能够顺利、合理地实施。

1.2.7 实施效果

利用滚动勘探开发一体化技术,已先后探明开发了盐家、陈家庄、孤南、三合村等6个含气区,新钻井88口,成功井82口,钻井成功率93.2%。累计新增探明天然气地质储量 $61.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,建成生产能力 $105 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 开发中期:动态分析与适时开发调整——延长气田稳产期

2.1 动态分析

浅层底水气藏的驱动类型为气驱—弱水驱,气井产量递减符合指数递减规律,视地层压力与累积产量的关系开发初期为直线,后期为上翘的曲线^[9]。其动态分析可采用定容封闭式分析方法,即可以采用物质平衡方程和递减方程预测气藏的开发指标。

纯气砂体的开发管理较为简单,主要是采用合理生产压差,防止气层出砂。对于具有边底水的气砂体,开发动态分析难度较大,关键是由于产水量较小而无法准确计量。但可通过观察气井油套压差的大小及产气量变化,评估井底积液量及水体能量大

小。这类气藏除了采用合理生产压差、防止气层出砂外,还必须及时有效地排出井底积液。

由于地层非均质性和水侵的影响,采气速度和布井方式对采收率均有较大影响(见表1)。1口井生产时,提高或降低采气速度都会使采收率降低,存在一个合理采气速度范围。而在相同的采气速度条件下,2口井生产时的采收率明显高于1口井;但是这要受到经济条件的制约。由于水平井可以有效减小生产压差,所以能获得较高的采收率。

表1 采气速度和布井方式对采收率的影响

Table 1 Effects of rate of gas production and well pattern on recovery factor

1口直井		2口直井		1口水平井	
采气速度	采收率	采气速度	采收率	采气速度	采收率
6.5	75.4	6.5	88.4	6.5	89.4
13.0	82.6	13.0	88.5	13.0	89.6
18.9	74.0	18.9	87.8	18.9	91.3
25.2	67.0	39.2	82.8	39.2	90.6
31.4	60.2	52.0	77.0	52.0	89.2
52.0	56.5	63.0	68.0	63.0	88.3

2.2 适时开发调整

花沟气田于1991年底投产,累计产气 $2.75 \times 10^8 \text{ m}^3$,采出程度19.73%。经过十多年的开采,随着井网的完善和开采时间的增长,地层能量逐渐降低,进入产量递减期。气田开发中主要存在以下问题:地质储量有较大增加。不同区块、不同层系间的采出程度不均衡。产能下降幅度较大。针对上述问题,开展了综合开发调整研究^[10]。

通过研究,摸清了花沟气田的资源动用状况,分析了气藏的开采特征、影响气藏采收率的因素和剩余气的分布特点,同时提出了提高气藏采收率的主要途径和挖潜方向。共提出目标13个,通过评价,调整方案新增动用预测含气面积 3.55 km^2 ,天然气地质储量 $1.79 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。新钻井4口,老井挖潜2口,建成初期产能 $4.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,开发效果得到了改善。

3 开发后期:气井分类管理与精细气藏描述——提高气田采收率

3.1 气井分类管理

将气井从投产到报废的生产过程中气井投产、作业、工作制度的选择、工程质量的监控等内容,当作一道道工序来抓。针对不同阶段的特点,总结出气井作业方案优选法、工程质量监控法、工作制度对

比法、气井防砂采气法、井下气嘴采气法、气井增压采气法等方法。这样,就容易对气井出现和可能出现的异常变化进行预见和处理,及时采取相应的措施,用科学的管理来指导生产,避免了管理上的盲目性。

3.2 精细气藏描述

孤岛浅层气田已进入开采后期,为了改善其开发效果,运用地质、物探、测井、气藏工程及地层对比等多学科技术手段,开展了气藏描述及提高采收率技术研究。取得了如下主要成果和认识:利用砂体追踪技术和测井二次解释,通过地层重新对比,改变了原来认为气砂体互不连通的认识,解决了砂体储采失衡以及新井地层压力偏低的矛盾。研究了不同类型气藏的产量及压力变化规律,分析了影响气藏采收率的主要因素,提出了提高不同类型气藏采收率的途径。根据实际动态资料,利用压降法计算地质储量,验证容积法计算结果,同时也解决了部分气藏采收率过大的矛盾。根据盈亏平衡原理,计算了不同类型砂体的经济极限储量,提出不同类别的潜力砂体,编制了挖潜方案。

新投产气井12口,新增动用地质储量 $5.08 \times 10^8 \text{ m}^3$,建成日产能 $10.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,增加可采储量 $3.05 \times 10^8 \text{ m}^3$,预计可提高采收率5%以上,并提出了35个后备潜力砂体,为日后调整提供了可靠的基础。通过研究缓解了气田的产量递减,取得了良好的经济效益。

4 开发全过程:气层保护与配套工艺措施——提高气井产能

4.1 气层保护

针对透镜状小气藏的储层特点,对钻井、完井、作业及生产过程实施了全程的气层保护。

(1) 钻井及完井。采用近平衡钻井技术进行钻进,钻井过程中采用优质低固相泥浆,其比重不超过1.12,失水量小于5 mL,并添加防膨剂。采用KCl压井液。为及时发现及配合测井资料确定气层,上随钻气测。水泥返高及固井质量必须符合规定。

(2) 射孔。采用新型无固相低伤害修井液,使整个作业过程的二次污染降到了最低程度,并使用了伤害小、配伍性好的HBC增粘剂和密度适当的卤水。采用优质压井液和射孔新技术,增大孔密以减少流动阻力。运用优化射孔软件,对射孔参数进行了优化。采用油管传输负压射孔新技术,将孔密提高到16~20孔/m,负压值保持在3 MPa左右,有效

地提高了气井的完善程度,改善了井底流动状态。

2000年,运用屏蔽暂堵技术对19口新钻气井实施了气层保护,均获得成功,并使得平均单井试气日产气量提高了6.62%。运用防地层过敏性技术对24口新钻、转气井进行了气层保护,也获得成功。

4.2 配套工艺措施

结合生产实际,推广应用新技术、新工艺,初步形成了一套适应浅层气开采特征的四项工艺措施。

(1) 先期防砂技术,保证了气井正常生产,提高了气井利用率。浅气藏具有储层埋藏浅、成岩性差、岩性疏松、生产中容易出砂的特点。针对不同粒度的地层砂,采用了3种不同的防砂工艺(见表2),即金属棉防砂、绕丝筛管砾石充填防砂、机械—化学复合防砂,以延长气井的生产周期,提高气藏采收率^[11]。

孤东气田防砂投产已封闭的15个气藏,平均采收率为82.3%,平均单个气藏生产时间为3.25年;未防砂投产已封闭的29个气藏,平均采收率38.0%,平均单个气藏生产时间为1.08年。可见:防砂气藏比未防砂气藏的平均采收率高44.3%,生

产时间延长2年多。单井开发效果也得到了明显改善(表3)。因此,新投产井采用先期防砂技术,是从根本上抑制气层出砂的有效方法^[12]。

表2 3种防砂工艺对比表

	金属棉防砂	绕丝筛管 砾石充填	机械—化学 复合防砂
	工艺过程	在产层部位下入金属棉滤砂管	在表层部位下入绕丝筛管,筛管和套管之间充填砾石
施工工序	简单	复杂	更复杂
施工周期	短	较短	较长
地层适应性	地层砂 >75 μm	适应广	适应广
入井液	没有	少	较多
对产能影响	小	中等	较大
有效期	中等	长	更长
材料费(4m气层)	9.6万元	13.29万元	16.7万元
对地层污染程度	轻	较轻	重
应用情况	较普遍	普遍	一般

表3 防砂效果统计表

Table 3 Development results of sand-control

井号	投产时间	生产情况				累计产气量 10 ⁴ m ³	采出程度 %	备注
		阶段	气嘴(mm)	油压(MPa)	套压(MPa)			
2-13-气55	89.5	初期	3	9.6	9.8	11522	44.09	防砂
		目前	3	7.6	7.6	10349		
2-13-气49	89.2	初期	3	8.8	8.9	11389	69.93	防砂
		目前	3	2.0	3.6	1143		
8-27-气12	99.5	初期	3	4.2	4.6	8903	28.63	未防砂
		目前	3	2.5	2.6	3202		

(2) 降低井口回压、排水采气是提高浅层气藏采收率的重要、有效手段。通过在集气站安装小型燃气式压缩机,实施了低压气井增加开采。目前已在38口得到了应用,累增气量4999.27×10⁴m³,净增经济效益约5000万元。对低压气井采用增压开采工艺,实现了气藏进入开采后期产量的相对稳定,有效地延缓了产量递减,提高了气藏的最终采收率,且经济效益十分可观,是浅层气藏开采后期行之有效的工艺措施。据测算,通过实施增压开采,可提高气藏最终采收率5%~8%。

针对气井出水严重、压力、产量大幅度下降的问题,采取了“大气嘴放喷”、“加发泡棒”、“改套管生产”等措施,使一批“死井”恢复生产,年增产气量500×10⁴m³左右。

(3) 井下活动气嘴技术的推广应用方便了气井的管理。井下活动气嘴就是把节流气嘴安装在井筒某一深度(生产层上部)的油管内,从而使天然气的节流、降压、膨胀吸热降温过程发生在井下。与地面气嘴相比,其优点是:气井不设水套炉,简化地面流程,减少工程投资;去掉加热炉,减少生产耗气,节约能源;增加气井自身带液能力,使水量较低的气井生产更趋平稳;气嘴座封严密,工作制度稳定,防止产层激动;降低采气工人的劳动强度。2000年对义南、孤南—垦西地区产能建设气井推广应用井下活动气嘴工艺,共安装23井次,全部成功。

(4) 小井眼钻井技术获得初步应用。多年来,浅层气藏钻井一直沿用油井的工艺技术,浪费了材料,增加了成本。为了解决这一问题,引进了小井眼

钻井技术。2000年在义南、垦西地区有2口井(沾44—气4、垦23—斜6)实施了小井眼钻井技术并获得成功,节省钻井投资60余万元。

5 结论与认识

透镜状水驱气藏是一种中小型零散气藏,具有独特的地质特征与开采规律,只要采取科学合理的开发策略,也能够取得良好的开发效果与经济效益。通过不同开发阶段的综合油藏管理,有效地改善了气藏的开采动态,对指导生产有较大作用也为同类型气藏的开发提供了经验。

参考文献(References):

- [1] 徐旺·对加速我国浅层天然气勘探的建议[J]·天然气工业, 1997, 17(1): 1-5.
- [2] 郭正吾·四川盆地西部浅层致密砂岩天然气勘探模式[J]·天然气工业, 1997, 17(3): 5-9.
- [3] 卢文忠·中国东南沿海、长江中下游地区第四系浅层天然气分布及勘探前景[J]·天然气工业, 1998, 18(3): 25-29.
- [4] 张敏强·莺歌海盆地泥底辟构造带浅层气田形成条件与勘探

- 开发前景[J]·天然气工业, 1999, 19(1): 25-27.
- [5] 谢培勇·海上浅层大气田—DF1-1气田[J]·天然气工业, 1999, 19(1): 43-46.
- [6] 李文涛,曹忠祥·济阳坳陷浅层气藏综合勘探技术及应用[A]·见杜贤榭,孙焕泉,郑和荣主编,胜利油田勘探开发论文集(第一辑)[C]·北京:地质出版社, 1997: 27-37.
- [7] Sheng Ruyan, Cao Zhongxiang, Xiang Xiyong. A Successful project of progressive exploration and development for natural gas in Chenjiazhuang Arch. SPE 68168, 2001.
- [8] 生如岩,李振泉·透镜状砂岩气田开发方案编制技术要求(SY/T6095—2001)(中华人民共和国石油天然气行业标准)[S]: 北京:石油工业出版社, 2001.
- [9] 生如岩·浅层底水气藏开发技术研究[D]·北京:石油大学, 2001: 54-55.
- [10] 冯延状,毛振强·生如岩·花沟气田提高采收率技术研究[J]·石油勘探与开发, 2002, 29(6): 75-77.
- [11] 生如岩,李振泉·浅层气藏调峰极限地质储量的研究及应用[J]·油气采收率技术, 1998, 5(4): 67-71.
- [12] 李敏,梁忠德,刘德学等·孤立浅层高渗透疏松砂岩气藏开采模式研究[A]·见李海平主编·气藏动态分析实例[C]·北京:石油工业出版社, 2001: 122-129.

INTEGRATED RESERVOIR MANAGEMENT DURING OVERALL DEVELOPMENT OF LENTICULAR WATER-DRIVE GAS RESERVOIRS

SHENG Ru-yan¹, WANG Jun², DING Liang-cheng²

(1. University of Petroleum, Beijing, 102249, China;

2. Geological Scientific Research Institute, Shengli Petroleum Administration Bureau, Dongying, 257017, China)

Abstract Lenticular water-drive gas reservoir is a type of scattered reservoir different from deep mid-sized structural ones. In order to acquire maximum economic benefit, integrated reservoir management are carried out -targeting various development stages. Progressive exploration and development is put in practice during initial phase, based upon gas reservoir characterization and gas reservoir engineering research as major measure, to enhance drilling success ratio. When entering production mid-stage, performance analysis should be strengthened, and development adjustment should be conducted timely based on available data so as to extend stable production period. And that in the course of late period, management of gas wells should be classified, and fine reservoir characterization is carried into effect fully utilizing geological and performance data, regarding research of distribution rules of remaining gas as breakthrough point. During production, all-process gas formation protection is paid much attention to all the time, and an overall set of technological production measures are explored targeting high gas well deliverability. The application of integrated reservoir management has effectively improved ultimate recovery factor of the reservoir, as well as development benefit. And it could provide guidance for other type of gas reservoir at the same time.

Key words: Integrated reservoir management; Lenticular gas mini-reservoir; Progressive exploration and development; Gas reservoir characterization; Systematic management.