

柴达木盆地天然气开发技术进展^{*}

马力宁 王小鲁 朱玉洁 华锐湘 李江涛

(中国石油青海油田公司)

马力宁等.柴达木盆地天然气开发技术进展.天然气工业,2007,27(2):77-80.

摘要 青海气区是我国陆上的大气区之一,现已累计探明天然气地质储量 $3046.57 \times 10^8 \text{ m}^3$,可采储量 $1619.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该区的主力气田——涩北气田为第四系生物成因气田,具有特殊的地质条件,主要表现在气藏埋藏浅、储层岩性疏松、含气井段长、气层层数多、气水分布复杂、气田开发难度大。通过实施科技创新战略,积极探索和试验新工艺、新技术,气田开发水平得到了提高。为此,系统总结了2001年以来青海气区天然气开发技术的进展:低阻气层识别技术水平不断提高,天然气增储效果显著;疏松砂岩取心技术的突破,完成了大批岩心分析试验项目,推动了储层评价、气水关系等深入研究;开发层系及射孔单元的划分、井网部署、多层合采射孔层位优化、多层合采气井合理配产等方面的研究进展,使气藏工程研究及方案设计水平得到了提高。

关键词 柴达木盆地 天然气 气田开发 技术进步 疏松砂岩 第四纪 生物成因气藏

青海气区为我国陆上大气区之一,主要气田为涩北一号、涩北二号、台南、南八仙等。其中涩北气田地质储量约占青海气区已探明储量的90%,是青海气区的主力气田。涩北气田为第四系生物成因气田,具有特殊的地质条件,主要表现在气藏埋藏浅、储层岩性疏松、含气井段长、气层层数多、气水分布复杂等方面。气田开发面临的主要难题是储层出砂气井产量难以提高、气藏边驱开发稳产难度较大、三类层所占比重大、储量品质较差、含气井段长、气层多而薄,气田难以有效益的开发。

青海气区自1995年启动涩北气田天然气试采开发工作以来,气田开发工作经历了从无到有、从小到大的艰难发展过程。这一过程可划分为两个阶段:1995~2000年启动认识试采评价阶段,2000~2005年滚动开发探索试验阶段。2000年,“涩北—西宁—兰州”管线的建成投运,为青海天然气的发展赢得了广阔的市场空间。天然气生产能力由2000年底的 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 快速发展为2005年的 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,天然气产量由2000年底的 $3.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 增长为2005年的 $21.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,5 a生产天然气 $72.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,销售天然气 $57.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,为国家及

地方的经济发展和社会进步,做出了重要贡献。

一、天然气开发科技创新主要成果

2001年以来,青海油田实施科技创新战略,重视科研投入,积极探索和试验新工艺、新技术,气田开发水平得到了提高。

1. 通过气田试采评价,依靠技术进步,天然气增储效果显著

(1) 低阻气层识别技术不断进步

青海气区第四系储层以泥质粉砂岩为主,储层泥质含量较高,结构疏松,孔喉偏大,黏土矿物发育,外来流体极易进入储层;同时,在钻井过程中,为了防止井喷事故的发生,使用的泥浆比重较高,泥浆比重大于地层实际压力,这两方面因素很容易造成储层的伤害。

近年来,针对这一难题通过对测井曲线的综合研究,建立起盆地第四系气层定性识别技术。用自然电位和自然伽马曲线联合划分渗透层,用感应和电阻率曲线联合识别气水层。即在负偏自然电位、自然伽马低值的渗透层部位,相对围岩呈高电阻、低电导为气层;反之,相对围岩呈低电阻、高电导则为

^{*} 本文作者还有中国石油青海油田公司的孙虎法。

作者简介: 马力宁,1962年生,高级工程师,博士;1983年毕业于原西南石油学院石油地质专业;长期从事油气田开发研究及管理工作,现为中国石油青海油田公司副总地质师。地址:(736202)甘肃省敦煌市七里镇。电话:(0937)8921802。E-mail: mlqlh@petrochina.com.cn

水层。

在定性识别的基础上,又研究出气层定量识别技术。首先利用测试和岩心资料建立起有效储层划分标准,即:泥质含量小于50%,孔隙度大于25%,渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的渗透层为有效储层,再进一步建立了气层的定量识别标准,即:含气饱和度大于40%、感应电阻率大于 $0.5 \Omega\text{m}$ 的储层为工业气层。

由于地层污染对测井环境的影响,第四系气层的定性识别标志常常难于掌握,定量解释标准也难以准确确定,必须借助气水剖面进行综合确认。利用气层电性识别方法,在老探井和新钻试采开发井中发现了一大批气层,使气层有效厚度大幅增加。

(2) 天然气增储效果显著

涩北气田自投入试采产能建设和试采开发工作以来,由于钻井工艺、测井技术的进步及动、静态资料的丰富,不断深化气藏描述研究工作,解释出了大量新气层,通过部分新增气层的试气试采,使该气田气层厚度大幅度增加,气田地质储量2001~2005年期间增加 $1428 \times 10^8 \text{m}^3$ 。在气田开发实施方案的编制过程中,通过细分储量计算单元,核实每一个储量计算参数,对已探明的天然气储量进行复算对比评价,认为涩北气田天然气地质储量是落实的。

南八仙油气田2001~2005年期间新钻试采评价井20口,电测资料二次解释结果证实油气层均有增加。近期依据三维地震精细处理成果在仙北断层上盘(位于含油气边界之外)钻探的重点试采评价井——仙试8井完井电测时共解释出24个与油气有关的层,累计油气层总厚度64.7 m,其中气层16层50.4 m,并获得高产油气流。仙11井完井电测时在新层系共解释出52个与油气有关的层,累计气层总厚度34.6 m,气水同层77.1 m,可疑气层10余米,并获得高产气流,证实了南八仙油气田天然气增储潜力巨大。

2. 开展气藏描述研究,夯实快速发展的基础

(1) 疏松砂岩取心与分析

由于涩北气田储层埋藏浅、地层成岩差,以致于长期以来,气田难以获取到具有代表性的疏松砂岩岩心。近年来,涩北气田采用PVC/玻璃钢内筒保形取心技术,先后在涩3-15、涩3-2-4、台5-7、台试5井等4口井开展取心工作,疏松砂岩收获率达到了90%以上,实现了疏松砂岩取心技术的突破。通过

涩北气田疏松砂岩取心技术的突破,完成了大批岩心分析试验项目,为“四性关系”的建立和测井解释提供了保证,推动了气层识别、储层分类、气水关系等的深入研究,为气藏描述研究奠定了基础。

(2) 气水分布规律新认识

随着涩北一号、涩北二号气田的进一步开发,连续钻了一些评价井和生产井,发现这两个气田的部分气层的气水分界面不是水平面,却呈现一个倾向东北的倾斜面,即在同一构造上西南和东北两翼的气水分界面的海拔高度与构造等值线不一致。例如对涩北二号气田的统计,66个含气小层气水界面存在“南高北低”现象的有37个,占总数的56.1%,南北气水界面相差1.4~19.4 m,平均为8.6 m。高度差在3 m以上的约有35个小层,10 m以上的有15个小层。由于两翼地层倾角较小,达不到悬挂式油气藏的形态,称其为气水分界面倾斜式气藏。对其形成原因有多种解说,目前尚无定论。有观点认为这是由于储层物性差异所致,或储层毛细管压力差造成的;而另有观点认为,这是在同一流体流动系统内,水动力压差造成了这一倾斜的气水分界面。

倾斜式气藏的研究,与该区的天然气勘探和开发有着密切的关系,涉及低幅度构造的钻探必要性界定问题,也关系到储量计算和开发井网部署等气田开发问题。

(3) 量化储层、隔层评价,建立三维气藏地质模型

综合岩性实验、毛细管曲线、粒度分析、试气资料,依据孔隙喉道配置、排驱压力、中值孔喉半径等参数,制定了该气田有效储层的定量划分标准;在储层参数测井解释计算过程中,使用“岩心刻度测井”的方法,分析岩心分析结果与测井响应间的内在关系,建立储层泥质、孔隙度、渗透率、碳酸盐岩含量、流体饱和度等参数的计算解释模型,提供了较系统的技术图版;通过覆压实验分析,将物性参数校正到实际地层条件下的真实测量值;在求得储层各项静态参数的基础上,绘制各个含气小层的含气面积和厚度、泥质含量、孔隙度、渗透率、饱和度等值线图,对各二维参数场进行综合统计评价,全面解剖含气小层参数变化规律;制定单气层综合评价分数及权重系数等分级划分标准,对全气田多井解释的单气层和隔层进行分类评价,指导了开发层组和射孔单元的合理划分。选用地质建模软件,依据涩北气田

地质特点选择地质建模方法,综合运用各类静态数据体,以小层为最小建模单元,建立了精细的三维地质模型。

3. 气藏工程研究及方案设计水平得到提高

为达到科学、合理、高效开发涩北气田的目的,2001~2005年期间在规模建产的同时,随着气田钻井、测井、测试、岩心分析等资料的不断丰富,对气田的开发地质条件、开发机理研究更加深入,使气藏工程研究及方案设计水平得到提高。具体体现为《涩北一号气田开发实施方案》、《涩北二号气田开发实施方案》编制水平的提高。

(1)开发层系及射孔单元的划分突出发挥主力气层的作用。对于面积大、储量多、集中分布的气层进行合理组合,充分考虑多层合采、油套分采等提高单井产量工艺技术的应用,提高了开发效果;将面积小(例如小于 8.5 km^2)的气层单独用少数井开发,避免由于边水推进不均影响主力层产量的发挥。

(2)井网部署充分考虑气田地质特点及气水分布规律。一是每个开发层系尽可能保持均匀动用,保证单井具有一定的控制储量;二是为减少边水推进或突进的影响,井位部署依据含气面积大小,距气水边界 $400\sim 1000\text{ m}$,平均 800 m 左右;三是布井方式通过均匀布井、顶密边稀、环状布井等多种方法对比,针对高部位气层多、低部位气层少的特点,采用顶密边稀的布井方式。通过不同井距的对比优化,采用的平均井距为 $800\sim 1000\text{ m}$ 。

(3)多层合采时气井射孔考虑射孔层位的优化,保证气井稳产,有利于防水。由于各气层气水边界及驱动能量不尽相同,在多层合采时,边水推进速度不一致,某单层的提前见水将导致全井产量和压力大幅度下降,甚至可能导致气井关闭。射孔层位优化的主要目的是保证射孔单元内各气藏(层)的边水均匀推进、减少层间干扰、气井具有较高的产量。利用物质平衡原理推导认为,同一射孔单元内各层保持相同或相近的采气速度,可达到射孔层位优化的目的。优化方法是,在同一开发层组内,依据各气层的物性参数、含气面积和驱动条件等,优化各层的采气井数、打开程度,力求各层采气速度相同或相近,保证平面上气水界面推进一致,避免气井单层水淹。

(4)多层合采气井合理配产。涩北气田储层疏松、易出砂,尤其是多层合采时易发生层间干扰,气田不能按照常规的方法进行配产。方案设计采用的方

法是从单层产能预测入手,以IPR曲线法、极限出砂压差法、采气指示曲线法和试采分析法等四种方法计算配产系数,再利用层间干扰确定产能校正系数。

4. 基本形成了疏松砂岩边水气田气井高产配套技术

青海涩北气田产层为第四系泥质粉砂岩储层,岩石颗粒非常细小(地层砂平均粒径中值只有 $0.04\sim 0.07\text{ mm}$),泥质含量高,成岩性极差,地层非常疏松,生产过程中地层出砂严重,大部分气井生产压差只能控制在地层压力的10%以内生产,大部分单井日产量只能达到 $3.0\times 10^4\sim 5.0\times 10^4\text{ m}^3$ 的水平,大大限制了气井产能的发挥,严重影响了气田的产能建设和经济高效开发。

2001年以来涩北气田开展了提高单井产量试验研究,结合地质、钻采、地面等多专业联合攻关,形成和配套了涩北气田高产技术方法。主体技术为多层合采、防砂、油套同采等。通过实施,涩北气田180口生产井平均单井产量提高 $1.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,效益显著。

(1)长井段多层合采

通过岩样出砂实验及气井生产出砂数据分析表明,在储层等条件一定的情况下,地层是否出砂从根本上仅取决于地层中流体渗流速度的高低,尤其是井筒附近的天然气渗流速度。采用多层合采,降低各小层的产气量,降低了各产层渗流速度,有利于防砂。

气井产能与射开厚度有关,通过涩北气田生产井统计表明,随射开厚度的增加,采气指数和日产气量都有明显的增加。由此可见,采用多层合采,增加射孔厚度,有利于提高气井单井产量。

多层合采井产气剖面随时间自动调整。根据涩北气田多层合采井产出剖面测试资料表明,产气层位随着时间推移可以转化为不产气,不产气层也可以转化为产气层,证明多层合采产气剖面是始终不断地进行调整的,产气与否受分层生产压差(地层压力与井底流压之差)、表皮因子和地层系数所占比例等因素综合影响。在层间调整过程中,不影响单井产量,气井产量可以保持长期稳定。

综上所述,多层合采便于气田开发管理、有利于气井防砂、提高单井产量和提高气田采收率,是涩北气田高效开发的必然选择,也是气井高产的主体技术。

(2)防砂工艺

涩北气田疏松储层的控砂与防砂问题,一直是困扰气田效益开发的一项关键工艺技术。“十五”期

间,围绕涩北气田防砂工作,先后开展了管内机械防砂、化学防砂、高压一次充填防砂和纤维复合压裂防砂等工艺试验,并推广应用了较适应气田地质特点的高压一次充填防砂和纤维复合压裂防砂等技术,气田防砂工艺体系日趋完善,工艺水平不断提高,基本上满足了涩北气田现阶段的生产防砂需要。通过防砂工艺的实施,试验总井数48口,防砂后气井产量得到不同程度的提高,平均单井产量提高幅度为30%左右,防砂有效期最长达800 d。

(3)油套同采

主要采用Y441插管封隔器分采工艺管柱,井底安装压力计探头并通过电缆实现井下压力资料与地面数据采集口的连接,可以对任一分采层位实施流压、静压、压力恢复等测试,而且测压时不影响其他层位的正常生产,同时可对出砂层位进行冲砂作业。油套同采技术成熟、施工作业简单、成本低廉,是涩北气田的一项特色工艺,已获国家发明专利,截至2005年年底已实施油套同采井42口,措施后大部分气井单井产量保持在 $5 \times 10^4 \sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的生产水平,具备规模推广应用的条件。

(4)多层分采技术

为了完善气井分层开采工艺技术,涩北气田共开展一趟管柱三层开采先导试验4口井,分别为涩4-6、涩4-7、涩4-18井和新涩试3井,其中新涩试3井获得成功。该井措施后单井产量大幅增加,试验最高产量 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,目前控压生产稳定在 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,取得了较好的试验效果。今后需要进一步完善一井三层以上的多层开采技术与试验工作,为提高气井产量探索更多有效的工艺技术保证。

二、结 论

(1)通过气田试采评价,尤其是低阻气层识别技术的提高,天然气增储效果显著,2001~2005五年累计新增天然气地质储量 $1428 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(2)通过涩北气田疏松砂岩取心技术的突破,完成了大批岩心分析试验项目,推动了储层评价、气水关系等的深入研究。

(3)青海天然气开发气藏工程研究及方案设计水平得到提高,主要表现在开发层系及射孔单元的划分、井网部署、多层合采射孔层位优化、多层合采气井合理配产等方面。

(4)青海油田经过多年提高单井产量技术攻关,形成了以多层合采、防砂、油套同采、多层分采等为代表的配套技术。

参 考 文 献

- [1] 孙镇城,等.柴达木盆地第四系倾斜式气藏的形成机理[J].中国石油勘探,2003,8(4):41-59.
- [2] 王小鲁,等.水驱多层砂岩气田射孔层位优化的实用方法[J].天然气工业,2004,24(4):57-59.
- [3] 李士伦,等.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000:126-134.
- [4] 康竹林,等.中国大中型气田概论[M].北京:石油工业出版社,2000:163-181.
- [5] 陈永生.油藏流场[M].北京:石油工业出版社,1998:152-167.

(修改回稿日期 2006-12-09 编辑 居维清)