

大庆喇嘛甸地下天然气储气库开发技术研究

沙宗伦* 方凌云 方亮 舒萍

(大庆油田有限责任公司)

沙宗伦等. 大庆喇嘛甸地下天然气储气库开发技术研究. 天然气工业, 2001; 21(5): 80~83

摘 要 大庆喇嘛甸地下天然气储气库基于大庆喇嘛甸层状砂岩油田的气顶, 是我国投产最早的地下天然气储气库。二十多年的注采实践证明: 利用地下储气库储采天然气是合理利用天然气资源最有效的手段, 不仅有效解决了大庆地区冬夏季节用气和因石化厂等用气大户检修停产引起的用气不均问题, 而且有效地保护了环境。文章回顾了大庆喇嘛甸地下储气库的开发历程及各阶段的主要做法, 论述了储气库设计及库容量测算技术、注采气系统节点分析方法、动态监测系统及调整技术、地面工艺配套调整技术、动态分析技术和管理方法等一套储气库主要开发技术, 具有较高的技术和经济价值。

主题词 大庆油田 喇嘛甸 地下储气库 设计 开发 技术 管理

大庆喇嘛甸地下储气库于 1975 年建成, 从 80 年代即开始周期性地注气和采气。90 年代以来, 为了满足油田生产、化工及生活需要, 在春夏季注气, 冬季采气外供, 起到了储存地下和冬季调峰的重要作用。同时大庆油田已初步形成了从气藏地质、气藏工程、测井试井、注采气技术、地面设计及工艺等配套技术, 也完善了相应的科学管理的做法。为我国今后地下储气库的设计、建设、运行管理和分析评价等提供参考。

开发初期储气库的研究设计及实施

为解决油田工业与民用及季节性用气量不均衡的矛盾, 在详细研究喇嘛甸地质特征的基础上, 确定了选库标准和设计原则: 有适宜的构造、发育的储层和良好的封闭条件; 能满足日注采 $60 \times 10^4 \text{m}^3$ 的要求; 避免气窜油侵, 对气顶油田开发全局影响最小; 少打井; 注气井位于构造高部位、砂体较发育的地区。

经方案对比分析, 确定了以喇嘛甸北块萨一组 1~2 层及萨零组下部作为储气库储气层位, 新钻 10 口气井, 通过试气确定了产能, 并使用三台国产压缩机, 每台日注能力为 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 。1975 年储气库建成后, 根据天然气产供平衡以及油气区压力情况, 先

开始采气, 从 1983 年开始向地下注气, 为缓解季节性用气量不均衡的矛盾和调整油气区压力, 确保油气界面的稳定等起到了重要的作用。

大庆喇嘛甸储气库扩建研究及实施

1. 扩建依据及原则

随着大庆油田乙烯、化肥、甲醇等化工生产规模的不断扩大, 作为其生产原料的天然气的处理规模也在不断发展和扩大, 但由于化工设备的停产检修和季节用气量的不均衡, 造成每年夏季有近 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ 的天然气因无力应用而白白放空, 冬夏季用气量不均衡的矛盾越来越突出, 损失了大量的天然气资源。原有的储气库规模及储采能力已远远满足不了油田需求。另外, 在储气库运行过程中, 通过长期的地质研究, 发现储气层与萨零组上部和萨一组下部气层局部存在窜通现象; 由于气层污染, 造成气井注采能力低; 地面存在注气设备老化, 管线及井口也需要改造等。基于上述原因于 1999 年对储气库进行扩建。确定了以下扩建原则: 按年注采 $1 \times 10^8 \text{m}^3$, 日注 $60 \times 10^4 \sim 70 \times 10^4 \text{m}^3$ 天然气的能力, 同时确保在年注采气末油气界面相对稳定为前提, 来确定储气层位。储气库注气后不破坏现有密封条件, 地层压力与油区压差保持在 $\pm 0.5 \text{MPa}$ 范围内。

*沙宗伦, 工程师; 1994 年毕业于大庆石油学院油藏工程专业; 现在大庆油田有限责任公司第六采油厂地质大队工作。
地址: (163114) 黑龙江省大庆市大庆油田。电话: (0459) 5835981。E-mail: kfsyz@cy6.dq.cnpc.com.cn

根据国外注气经验,一般注气压力以原始地层压力的 90% ~ 115% 为宜,即在 9.07 MPa ~ 11.60 MPa 之间。储气库储层要求分布范围广、稳定、厚度大、库容量大,储层物性条件好,孔隙度大于 15%,渗透性较好。要求盖层、隔层有一定厚度,岩性纯,密封性好,断层密封。储气库应保持一定数量的垫底气,以确保气井具有足够的产能满足地下储气库短期注采的需要,也有利于减缓底部油水的侵入。充分利用已有的气井及地面设施,在原储气库的基础上扩建,减少不必要的重复投资。

根据储气库扩建原则,选择北块整个萨一组及萨零组气层作为扩建储气库的储气层位。

2. 系统的改造及建设

(1) 地下系统

将原定的储气层位通过气井补孔扩至整个萨一组和萨零组气层,使气井产能比以前增加一倍以上,并根据产能预测结果和实际需要,修复、建成了两口资料井,同时对上下气层窜流井进行了封堵,确保了储气层相对独立,并补钻两口气井。

(2) 地面系统

仍保留原注气系统 3 台注气压缩机,每台额定注气能力 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;新注气系统引进 3 台美国 DRESSER - RAND 公司生产的 VIP 型注气压缩机,3 台机组联合使用,流量可保持在 $10 \times 10^4 \sim 72 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 范围内,相应配套建设了注采气过滤分离、脱硫等净化工艺和单井管道电伴热、防冻堵及高压气体计量等配套设施。并于 2000 年 8 月初全面投产。

喇嘛甸储气库注采技术及 管理方法研究

喇嘛甸储气库自建成以来,有效地发挥了储气库储采功能,并根据生产中所遇到的问题和实际需求,及时进行了调整完善,并形成一套系统的地下储气库储采技术及管理方法。

1. 储气库设计及库容量测算技术

地下储气库的设计建设是一项系统工程,包括调峰气量调查、构造优选、注采井和监测井的部署、注气站及相应的配套设施的建设等。

调峰气量的大小是决定储气库规模的主要依据。根据大庆油田的实际情况,夏季每天多余气量为 $40 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ m}^3$,每年的放空气量约为 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$;冬季为满足油田及化工生产和民用取暖需要,日供气量要达到 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右。考虑到高峰

期调峰,以年注采 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,日注采 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的规模来选择储气层位、确定气井井数和地面注气机组等。

根据多口气井的试气资料,确定了二类气砂物性下限为 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,并依据物性下限标准,利用容积法重新计算储气库扩建后的库容量,储气库含气面积 18.1 km^2 ,天然气地质储量 $35.7 \times 10^8 \text{ m}^3$;同时利用压降法推算出地下储气库的动用储量在 $23.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,并有继续增大的趋势。储气库现有气井 12 口,平均单井射开厚度 22.1 m。

2. 注采气系统节点分析技术

根据地下储气库的具体特点,建立了地下储气库注采气系统的节点分析方法,用于储气库系统优化、指标预测、配注配产方案编制和运行参数优选等。

我们着重在注气系统上进一步完善和发展节点分析技术。

结合实际生产将储气库注气生产系统划分为如下三部分:地面压缩机至井口的流入段;井口至井底垂管段;井底至地层渗流段。并分别建立了相应的关系方程。

当压缩机出口压力和气层压力已给定时,可以从管线及油管流入动态曲线与气层流出动态曲线的交点得到气井的注气能力。根据上述理论分析编制了计算机软件,将喇嘛甸油田地下储气库实际数据输入后,计算并绘制了喇嘛甸注气系统地面管线压力损失与注气量关系曲线、井筒压力损失与注气量关系曲线、地层压力与注气量关系曲线、注气过程的系统动态曲线。

3. 动态监测及调整技术

储气库动态监测系统包括气顶压力观察井(18 口);油区压力观察井(18 口);油气界面观察井(24 口),运用中子—伽玛和中子—中子测井直接对油气界面进行观察。同时建立完善了井温、流压梯度及流体密度测井以及生产井伴生气组分分析等监测手段。并根据实际需要,及时对储气库动态监测系统进行了完善调整。针对气顶外第一排射孔油井皆为合采井,对应的储气库储气层位的油区压力只能根据压力梯度折算得到,不能真实反映对应层位的压力水平的实际情况。一方面在合适的位置,寻找一批萨一组油层相对发育的油井,封堵掉下部射孔层位,单独作为气顶外油区监测井;另一方面通过注水井实现分层测压的技术,对常年停注的对应层位进行分层测压,以得到相对可靠的数据。同时针对储

气库近几年来注采气力度加大的事实,在保留原气区监测井的基础上,增加了8口油气界面监测井。

4. 地面工艺配套调整技术

(1) 地面注气压缩机组的优选

由于储气库注入气的供气量、供气压力的稳定性受季节、气温等影响很大,因此在注气压缩机选型上考虑了以下各方面因素: 注气压缩机的连续、高效运转性和高度自控性; 根据压缩机进、出口压力、温度的要求,确定压缩机的最佳压力比、压缩级数及介质的冷却方式; 压缩机的驱动方式。

压缩机压力比及级数分配按最省功的原则,通过理论计算得到最佳压力比为2.1,压缩机级数为3(压缩机一级进口压力设计为1.53 MPa,三级出口压力设计为13.28 MPa);并且要求三级入口温度相等,采取了风冷式冷却方式。经现场应用,每台机组的压缩比及级数确定与储气库物性参数相吻合,确保了压缩机的高效性。

(2) 注采气净化工艺

针对储气库注入气的气质中不仅含 C_5 以上的重烃组分,且还含有对设备、气层构成危害的 H_2S 、水等杂质,这种干气经注气压缩机增压后,又不可避免地混入少量的机油、有机碳等,根据实际情况,注采气净化工艺选用了天然气过滤分离和脱硫相结合的处理方式。

天然气脱硫工艺:根据喇嘛甸油田的天然气属低含硫的特点(H_2S 含量 190 mg/m^3),采用了撬装活性炭干法脱硫技术。

天然气过滤分离工艺:选择了气体过滤分离器装置。这种过滤分离器具有除尘效率高、阻力小、耐高温、耐腐蚀等优点。最大工作温度 130°C ;最大允许压降15 MPa;对大于 $3\text{ }\mu\text{m}$ 颗粒的脱除率为100%,对 $0.5\sim 3\text{ }\mu\text{m}$ 颗粒的脱除率为99.5%。

现场监测结果表明,注采气系统采取的上述净化工艺,经脱硫塔处理后的天然气 H_2S 含量从未超过 15 mg/m^3 ;经过滤分离器处理后的天然气,其杂质含量从未超标。自该装置投运以来,尚未发生过气井管道及井筒堵塞、憋压现象。经过滤分离器净化后基本不含 C_5 以上组分、润滑油、有机碳等杂质,使注采气质达到了设计要求。

(3) 气井采气单井管道防冻堵技术

由于大庆地处高寒地带,冬季在摄氏零下 30°C 左右,冻土层厚度可达2 m以上,采气时气井冻堵一直是困扰生产的最大难题,针对上述情况,采用了以下四项技术措施: 天然气从气井采出经过井

场过滤分离器,脱除其携带的固、液杂质; 通过高压注塞泵和甲醇雾化器按合理配比向采气管道内注入甲醇,降低天然气的水露点; 通过井场清管发球装置定期对单井管道进行清扫,清理管道内壁沉积污物; 气井单井管道敷设电伴热带以防止注、采气管道发生节流冻堵。从而有效地解决了天然气冻堵难题。

(4) 管道电伴热技术

为解决天然气管道节流冻堵现象随机发生在管道某个局部位置的问题,选用了美国瑞侃公司电伴热系统对气井单井管道伴热。该系统可自动感应并根据管道的实际情况调节热量,节能省钱。

(5) 高压气体计量

由于原先使用的孔板流量计、涡轮流量计等都存在计量误差大,不易调节、维护等缺点,为此储气库选用了超声波流量计,达到双向流量计量、无压力损失、可适用于压力大幅度变化、对管道沉积物不敏感的目的,使计量结果比较准确可信。

(6) 新、老注气装置配套运行

在扩建新系统的同时保留了老系统,并通过3条 $\varnothing 89\text{ mm}\times 9\text{ mm}$ 的管道实现新、老注气装置的联运、切换。在注气高峰或新机组出现故障时,启用老注气装置作为阶段调峰。从而保证了注气工作的顺利进行。

5. 储气库动态分析技术和管理方法

(1) 应用气藏工程评价储气库库容及调峰能力

利用储气库历年生产数据,利用动态法和物质平衡法,求出储气库目前动用储量在 $25\times 10^8\text{ m}^3$ 左右,储气库每注采 $2\ 600\times 10^4\text{ m}^3$ 天然气,储气库地层压力升降0.1 MPa。根据非理想气体状态方程和物质平衡方程可求出,在保持油气界面稳定的前提下,地下储气库目前调峰能力在 $2\times 10^8\text{ m}^3/\text{d}$ 左右。

(2) 应用电网络模拟技术和室内岩心驱替实验,确定油气区合理压差界限

应用电网络和天然岩心模拟地下储层状况,进行模拟和驱替实验,当油气区压差在 $\pm 0.5\text{ MPa}$ 之间时,未发生气窜和油侵的现象,只是在油气接触的地方形成气液混相带,并随着压差的增大,气液混相带有增大的趋势。并逐渐向压力高的一方移动。当压差大于 $+0.5\text{ MPa}$ 或小于 -0.5 MPa 时,发生了油侵和气窜的现象。因此根据模拟和实验结果,确定了油气区合理压差界限为 $\pm 0.5\text{ MPa}$ 。

(3) 应用数值模拟技术,对油气区的动态变化进行拟合、预测,优化注采气生产,保证储气库高效

运行

利用与储气库储气层有关的 1 800 多口井的动态资料 and 高压物性等参数,使用三维黑油模型,建立了喇嘛甸储气库数值模拟模型,并开展了数值模拟研究等工作。

模拟区域包括气区、缓冲区、气顶外第一、二排射孔井区。总面积 44.64 km²,设置了 6 个模拟层段,采用非均匀网格,X、Y 方向的最大网格尺寸均为 225 m,最小为 75 m,气区内部采用 225 m × 225 m 的较稀网格,油气边界附近和油区采用 75 m × 75 m 的较密网格,总节点数 20 022 个。

通过储气库数值模型的计算、预测,实现了对储气库动态变化的准确刻画,开发动态历史拟合精度达到 96.4%,并预测出储气库的阶段储采气能力为 1.92 × 10⁸ m³/d。在此基础上,通过各种注采方案下的油气区动态变化分析对比,优选出合理的注采方案,有效地指导了储气库的合理运行和外围油区的工作制度调整。

根据大庆地区气候变化特征和用气平衡情况,确定了每年 4 月中旬至 10 月中旬注气,11 月至次年三月采气,构成一个运行周期,注采切换期各半个月,采油厂单位注气成本仅为 0.41 元/m³。

大庆喇嘛甸储气库生产情况及效益分析

1. 储气库生产情况

储气库扩建后,注采气量都大幅度上升,在扩建后的第一个运行周期内,储气库采气 6 100 × 10⁴ m³,日供气 60 × 10⁴ m³ 左右,注气达到 5 200 × 10⁴ m³,连续 20 天日注气达到 60 × 10⁴ m³ 以上,并创下日注气

82 × 10⁴ m³ 的历史最高纪录。有效地解决了夏季多余气量的放空和冬季供给气量不足的矛盾。同时又解决了天然气放空所造成的大气环境污染。截止到 2001 年 3 月底,储气库累积采气 9.13 × 10⁸ m³,累积注气 2.39 × 10⁸ m³。地层压力 7.69 MPa,总压差 - 2.39 MPa。同时保持了油气界面的相对稳定。

2. 储气库经济效益分析

运用现金流评价法对喇嘛甸储气库的运行效益进行了分析评价。

扩建后的第一个运行周期内,通过储气库生产成本(包括原料费、燃料费、动力费、生产维护费用、基本折旧、工资福利及其它费用)、税收、利息等的计算,储气库创造产值 2 000 × 10⁴ 元;储气库自建成以来,共创产值近 5 × 10⁸ 元。考虑到储气库储采规模不断扩大,储气库的潜在效益将更加显著。

参 考 文 献

- 1 方凌云等.大庆油田天然气开发利用的现状 & 展望.大庆石油地质与开发,1999;18(6)
- 2 《天然气开采工程丛书》编辑委员会.气藏工程.北京:石油工业出版社,1997
- 3 Mach J, Proano E and Brown K E. A Nodal approach for applying systems analysis to the flowing and artificial lift oil or gas well, Paper SPE8025
- 4 方亮,沙宗伦等.地下储气库注气系统节点分析方法研究.大庆石油地质与开发,2000;19(2)
- 5 冀宝发等.层状气顶油田注水开发中油气窜流的控制及调整.石油勘探与开发,1987;14(5)

(收稿日期 2001 - 04 - 09 编辑 申红涛)

“中美清洁能源技术论坛暨技术与设备展览会”在京召开

2001 年 8 月 29 日至 8 月 31 日在国家环境保护总局、中国科学院、中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、国家电力公司等单位的支持下,由北京泛华威科技咨询有限公司、清华大学中美能源环境技术中心承办,中国科学技术部、美国能源部共同主办的“中美清洁能源技术论坛暨技术与设备展览会”在北京国际贸易中心举行。会议进行了多方面的技术论坛和专题会议,涉及到电力系统、石油与天然气、清洁燃料、能源与环境控制技术、农村电气化、能效政策、氢和燃料电池、风能与太阳能等。此次展览会对促进我国清洁能源技术和加强中美之间相关技术领域的合作起着积极的作用。

(陈敏 供稿)

Oil Field). *NATURAL GAS IND.* v. 21, no. 5, pp. 77 ~ 79, 9/25/2001. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: In order to handle the contradiction between the input and output in the low-permeability oil and gas reservoir development and to meet the needs of the rational production rate and stable production period to obtain maximum economic benefits, the bulk reformation technique is applied more and more widely in every oil and gas field. In this paper, by comprehensively applying oil reservoir engineering method, numerical simulation theory, seepage flow mechanics theory, oil production engineering and numerical calculation method, etc., starting from the bulk reformation of the tract and in view of the effect of both the low-velocity non-Darcy seepage flow in the low-permeability tight gas reservoirs and the high-velocity non-Darcy seepage flow in the man-made fractures, a new and more perfect bulk fracturing simulation mathematical model for low-permeability tight gas reservoirs is set up for the first time, a numerical model is derived and the bulk fracturing simulation software for low-permeability tight gas reservoirs is drawn up, providing a powerful tool for drawing up the bulk fracturing reformation plan for low-permeability tight gas reservoirs.

SUBJECT HEADINGS: Low-permeability oil and gas reservoir, fracture (rock), Fracturing, Numerical simulation, Performance, Design, Model

Yang Zhaozhong (*associate professor*), was admitted to Southwest Petroleum Institute in 1986 and received his Doctor's degree in oil and gas field development engineering in 1996. He is now engaged in the research on the stimulation of the low-permeability oil and gas reservoir and the numerical simulation of oil and gas fields. He published over 20 theses and won 10 awards of state, provincial, ministerial and bureau's level. Add: Nancong, Sichuan (637001), China Tel: (0817) 2642338

A STUDY OF DEVELOPMENT TECHNIQUE OF LAMADIAN UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE IN DAQING

Sha Zonglun, Fang Lingyun, Fang Liang and Shu Ping (Daqing Oil Field Co. Ltd.). *NATURAL GAS IND.* v. 21, no. 5, pp. 80 ~ 83, 9/25/2001. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The Lamadian underground natural gas storage in Daqing was constructed on the basis of the gas cap of Lamadian bedded sandstone oil field in Daqing and is one of the earliest one that was put into use in China. Through the practice

of gas injection and recovery for over 20 years, it is indicated that the natural gas storage and recovery by utilizing underground gas storage is the most efficient measure for the rational utilization of natural gas resource, which not only effectively solves the problem of non-equilibrium gas consumption due to the difference between summer and winter in Daqing region and due to petrochemical plant's production being held up for repairing equipments, but also effectively protects the environment. In this paper, the development course of the Lamadian underground gas storage in Daqing and the main way of doing in every stage are reviewed and a set of the main development techniques for the gas storage, such as the design of the gas storage, the volume calculation method for the gas injection and recovery system, the monitoring and regulating technique for the dynamic system, the adjusting technique for forming a complete surface technology, the dynamic analysis technique and the management method, etc. are expounded, having a greater technic and economic value.

SUBJECT HEADINGS: Daqing oil field, Lamadian, Underground gas storage, Design, Development, Technique, Management, Economic benefit

Sha Zonglun (*engineer*), graduated in oil reservoir engineering from Daqing Petroleum Institute in 1994. Now he works at the Geological Team of No. 6 oil producing plant, Daqing Oil Field Co. Ltd. Add: Daqing oil field, Daqing city, Helongjiang province (163114), China Tel: (0459) 5835981. E-mail: kfsyz @ cy6. dq. cnpc. com. cn

PROGRESS IN STUDY OF NATURAL GAS HYDRATE AND RELATED NEW TECHNIQUES

Hu Yufeng (Key Research Laboratory of Oil and Gas Reservoir Fluid Phase State, China National Petroleum Corporation, University of Petroleum, Beijing). *NATURAL GAS IND.* v. 21, no. 5, pp. 84 ~ 86, 9/25/2001. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The development and utilization of the natural gas hydrate—a potential new energy source in the 21st Century, the Study of the application of natural gas hydrate to the fields of environmental protection, chemical engineering, spaceflight and bioengineering as well as the research and development of the various new techniques based on gas hydrate formation are the research hotspot and developing direction at present. In this paper, the current research situation of natural gas hydrate and related new techniques (including the great advantages as a potential new energy source, its being applied to the environmental protection, bioengineering and spaceflight),