

砂岩枯竭型气藏改建地下储气库方案设计配套技术

马小明¹ 余贝贝¹ 马东博¹ 张顺慈² 成亚斌¹ 王可心¹ 杨玉生¹

1. 中国石油大港油田公司 2. 中国石油西南油气田公司

马小明等. 砂岩枯竭型气藏改建地下储气库方案设计配套技术. 天然气工业, 2010, 30(8): 67-71.

摘 要 我国地下储气库建设尽管发展迅猛, 但水平仍处于起步阶段, 较为成熟实用的地下储气库设计技术与方法尚不多见。为此, 总结了中国石油大港油田公司利用砂岩枯竭型气藏改建6座地下储气库的地质方案设计配套技术。该技术创新了大型地下储气库地质方案设计方案, 明确了方案设计应遵循的主要程序及主体内容, 创建了7项行之有效的配套设计技术, 提出了26项气库评价与运行指标, 形成了较为系统的方案设计模式与技术系列, 对我国正在火热推进的地下储气库建设工作具有指导和借鉴意义。

关键词 京津地区 地下储气库 库址筛选 设计技术 方案 砂岩 枯竭气藏

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.08.018

我国第1座大型地下储气库始建于2000年, 到2009年中国石油大港油田公司在大张坨等地已建成6座砂岩型地下储气库, 在京津地区的安全稳定供气中发挥了巨大的作用, 高峰日采气量已达到上述地区高峰日用气量的1/3。

但目前我国已建地下储气库的工作气量仅占天然气消费量的3%, 远远低于保证市场需求的正常水平。从2010年开始, 地下储气库建设规模迅猛发展, 但所需的较为成熟实用的地下储气库设计技术与方法尚不多见。为此, 总结了利用砂岩枯竭型气藏改建6座地下储气库地质方案设计技术经验, 形成了较为系统的方案设计模式与技术系列, 以期对我国新一轮地下储气库建设的方案优化起到指导与借鉴作用。

1 地下储气库地质方案研究

地下储气库地质方案研究流程如图1所示^[1]。

1.1 制订库址筛选原则

1) 储气库规模适用性原则^[2]: 气库的库容量、工作气量、日调峰气量可以达到建库期望值。

2) 储气库环境适用性原则: 气库的建设与使用具有安全性、交通便利、气候适宜、施工方便、地理位置接近主要用户或主输气管网等优势。

3) 储气库地质适用性原则: 构造形态落实、盖层及

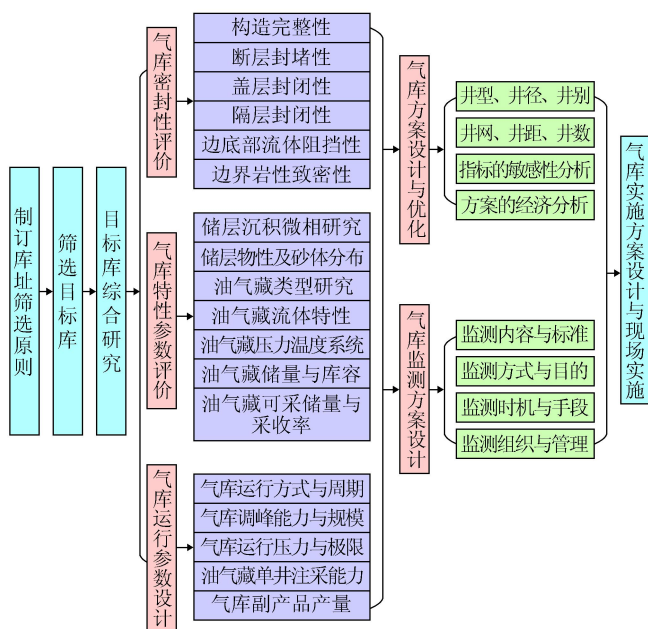


图1 地下储气库地质方案研究流程图

断层封闭性强、储层分布稳定连通性好、单井注采能力大、流体中不含H₂S等有害气体。

4) 储气库工程适用性原则: 气库钻完井技术、注采气技术、老井治理技术、地面集输处理技术可以实现建库工程的要求。

5) 储气库经济最优化原则: 凭借原有的信息、设施、技术、管理、人员等减少投入, 气库副产品可增加产值, 气库自身的投入产出比与天然气生产、集输、销售全系统的投入产出比实现最优化。

1.2 筛选目标库

依据库址筛选的五项原则, 在众多后备库址中筛选出目标库。根据建库区域的综合条件细化气库的筛选标准为:

1) 目标库具备一定的储气容积, 可以是单独的规模型气藏或小气藏组成的气库群, 也可以是大型油藏甚至是大型水层作为库址目标。

2) 地质条件好, 构造简单、储层稳定性较好、断层和盖层封闭性强、流体分布清楚。

3) 埋藏深度适中, 建井周期短, 埋深以浅于 3 000 m 为好。

4) 集输便利, 靠近用户或主输气管道。

5) 安全环保, 与居住区、公共区保持必要的安全距离; 常见的硫化氢、二氧化碳等有害气体含量小于 50 mL/m³。

6) 注采井生产能力强, 可实现少井高产的基本要求, 能够满足大排量注采气量的需要。

7) 储气库改建前的生产信息较丰富, 便于准确认识; 矿场原有设施可利用, 减少投入。

8) 储气库范围内的原有老井井况清楚, 可实施有效封堵, 避免因老井泄露破坏气库的封闭性。

9) 地面生产生活条件好, 便于建设、生活和管理。

10) 尽量利用开发中后期或开采接近废弃的油气藏, 避免气库建设与油气田开发相冲突。

1.3 目标库综合研究

目标库综合研究内容主要包括储气库地质特征和储气库生产运行指标。研究重点包括对气库的密封性评价, 以保证气库具有良好的封闭性; 对气库的特性参数进行评价以确定气库的有效库容; 对气库运行参数进行设计, 以确定气库生产运行指标。

1.4 储气库方案设计与优化

储气库方案设计以科学实现气库生产运行指标为目的, 优化出井数、井位、注采关系等布井方案, 并运用气藏工程方法、数值模拟技术等对多套部署方案的指标进行敏感性分析, 选取技术指标最优、经济效益较优的方案作为推荐方案。

1.5 储气库监测方案设计

储气库监测方案主要包括在气库建设与生产运行过程中不同阶段所应遵循的监测内容与标准、监测方式与目的、监测时机与手段、监测组织与管理。监测重

点包括气库的封闭性、库容、压力、温度、生产能力、流体性质和流体分布等。

1.6 储气库实施方案设计

在上述方案的指导下, 根据地质条件和现场施工条件, 编制具体的储气库实施方案。重点是井位地质设计、钻井地质设计、试油设计、试采方案设计和试井方案设计等。

2 地下储气库地质方案设计配套技术

地下储气库研究与常规气藏开发相比较, 所研究的对象均为气藏和气体, 因而常规的地质理论和评价方法、气藏工程理论和方法以及多组分数值模拟技术都是有效实用的。但由于地下储气库必须具备气体“注得进、采得出、存得住”的功能, 具有大排量注采、高低压周期变化和长期使用的特点。因此, 储气库在研究重点、研究方法和设计技术方面又有其独特之处^[3]。

2.1 圈闭有效性评价技术

地下储气库需要周期性强注强采, 对圈闭封闭条件的要求高, 为增大库容和提高单井产能, 国外有些地下储气库工作压力上限高于原始地层压力的 40%, 我国华北板 876 地下储气库实际运行上限压力也高于原始地层压力的 20%。针对砂岩型地下储气库的地质特点, 在常规的构造形态、圈闭幅度、圈闭范围和圈闭容积研究之外, 根据地下储气库对封闭条件要求高的特点, 采用了以下圈闭有效性评价技术。

2.1.1 盖层宏观有效性评价技术

利用三维地震、测井及地质综合分析技术, 评价盖层厚度、分布范围及稳定性。

2.1.2 盖层微观有效性评价技术

主要利用分析化验资料评价盖层的岩性、微观孔隙特性, 包括排驱压力、孔隙度、渗透率、孔隙中值半径、突破压力和扩散系数等。依据这些参数, 可计算能封闭气体的高度, 评价圈闭的封闭能力。

2.1.3 断层封闭有效性评价技术

断层封堵共有 4 种机理, 即并置、涂抹、碎裂和成岩胶结作用。断层封闭性的评价方法较多, 有逻辑信息法、非线性映射分析法、断层泥比率法、断面剖面分析法、模糊综合评判法、断面正压应力法和概率计算法等。常用方法是断面剖面分析法, 即依据储气库断层两盘的砂泥岩岩性对置关系、油气水分布差异和压力水平等的差异, 定性研究断层的封闭性, 防止断层附近的井由于强注强采而造成断层面活化, 进而引起泄漏。

2.2 储层评价技术

利用三维地震、录井、测井、化验分析和生产动态

等资料,运用沉积微相划分、储层预测、地质综合研究和计算机技术等,对气库储层进行综合评价。重点是评价储层分布规律、物性和非均质性,选择渗透率较高、连通范围较大和库容控制程度较高的部位布井,防止将井部署在储层尖灭区或低渗区而影响单井产能、降低调峰能力和经济效益。同时,可根据连通的储集层分布范围与厚度,计算周边水体的大小及对气库运行的影响,防止边水侵入对气库造成损害。

2.3 库容计算方法

库容量是衡量气库规模的主要指标之一。干气藏的原始库容量等于气体储量,凝析气藏的原始库容量等于凝析烃储量。库容量的确定采用动(静)态方法单独计算和数值模拟方法综合计算等多方法评价技术。

2.3.1 库容量计算方法的优选

容积法是目前适用气库类型最广、应用最普遍的一种方法,也是公式最简单、引用参数少同时误差率可能最高的方法,主要原因是储层物性的静态参数难以取准,这在构造落实程度低、储层非均质性强的气库设计中尤为明显。对于开发后的油气藏改建的气库,由于在油气藏开发阶段已经有了丰富的地质信息和较高的地质认识程度,所选参数准确度高、代表性强,则公式的计算结果比较可信,可作为气库预可行性研究、可行性研究、甚至正式方案编制阶段的库容设计依据。而对于没有前期开发基础的新区新库,因资料少而计算结果精度较低,只能在气库前期研究阶段精度要求较低时使用。

物质平衡法反映的是气库内连通体的容量变化关系^[4],适用于采出程度大于10%的各类气藏,它主要利用气藏动、静态资料进行气库的指标计算,具有简明、快捷、实用的特点,在气库方案的研究与设计阶段,该方法都是有效的。该方法计算结果的精度取决于对气库类型的正确判断和各种参数准确程度,特别适合于已开发油气藏改建的气库,而不适于新区新建的气库。

数值模拟方法不仅考虑了地质特征、储层物性,也考虑了流体特性与渗流特性,并且拟合了开发历史动态资料。因此具有较强的全面性和实用性,是目前计算气库容量最好的方法。但因其需要使用大量的动静态资料、投入较多的专业人员、占用较多的计算机资源、花费较长的时间,往往在气库方案研究的早中期较少使用,而在最终方案设计阶段才作为最优技术使用。

2.3.2 容积法计算库容量

结合完钻井测井资料、试油与生产资料、试井探边测试资料,利用储层横向预测技术预测储层分布规律,综合确定气库(藏)原始含气边界,落实含气面积;建立

岩性、电性、物性、流体性质四性关系模型,确定储层物性参数和划分气层厚度;通过实验室PVT分析结果获得流体组分。在此基础上,应用容积法公式计算原始库容量。

2.3.3 物质平衡法计算库容量

物质平衡法是以储层流体的质量守恒定律为基础,由此建立的方程式称为物质平衡方程式。

将气藏的单井点测压数据,通过体积加权转变为气藏平均压力,将凝析油产量计入凝析烃总体积,根据凝析气藏特点选用凝析气高压物性实验数据选用体积系数。在此基础上,应用气藏物质平衡方程式进行库容量计算。

2.3.4 数值模拟方法计算库容量

数值模拟法是计算地下储气库各项指标的综合性计算方法,以油田地质学、油层物理学、油藏工程学、采油工程学、热力学、数学、计算机技术为理论依据,以地质特征、流体性质、渗流规律为所建物理模型的基础,以运动方程、连续性方程、状态方程为数学模型要素,以大型计算机计算求解为手段,对实际的气库生产动态进行历史拟和与指标预测,从而揭示气库真实的生 产物理过程。因此该方法计算精度相对较高,预测储气库各项参数的能力相对较强,但该方法要求的参数多、计算工作量大。

2.4 储气库库容指标设计

地下储气库压力与库容关系见图2。

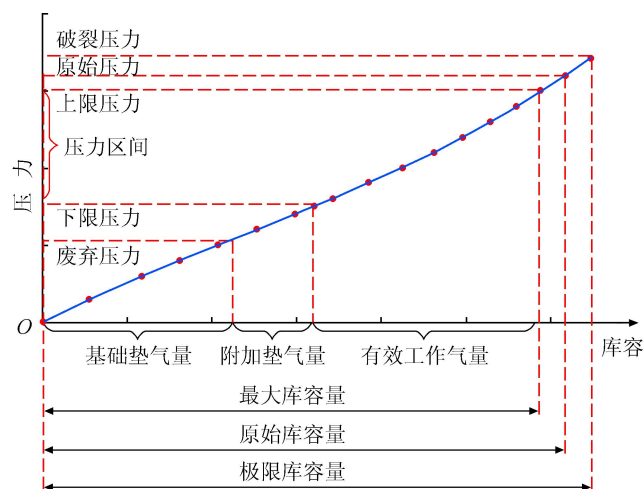


图2 地下储气库压力与库容关系曲线图

2.4.1 极限库容量(Gk_{jx})

Gk_{jx}为当气库压力达到地层破裂压力时的库容量。大港气库岩石破裂压力为地层压力的1.3~1.4倍。从理想条件推测,气库压力只要低于气库封盖岩

石的破裂压力,气体就可被储存住。

2.4.2 原始库容量(G_{kys})

G_{kys} 为当气库压力等于原始地层压力时的库容量。对于干气藏改建的地下储气库因注入气性质与原气藏接近,通常将干气藏地质储量等同于气库的原始库容量,而对于流体性质明显不同于注入气性质的油藏或凝析气藏,油气藏的地质储量并不等于改建气库后的库容量。

2.4.3 最大库容量(G_{kzd})

G_{kzd} 为当气库压力等于运行上限地层压力时的库容量。由于考虑到气库的安全性、长久性以及经济效益,气库实际运行中的库容量不能选用极限库容量,但可以高于、低于或等于原始库容量。国际上通常用最大库容量反映气库的储气规模。最大库容量由基础垫气量、附加垫气量和工作气量 3 部分构成。

2.4.4 基础垫气量(G_{kjc})

G_{kjc} 为气库废弃时残留在气库中的气体存量。气库废弃压力的高低决定了基础垫气量的多少。废弃压力选定需考虑经济和技术两方面因素。通常用气库改建前的气藏废弃压力作为气库的废弃压力。

2.4.5 附加垫气量(G_{kfj})

G_{kfj} 是为了实现气库达到下限运行压力,进而保证气库最低的调峰能力和单井最低生产能力所增加的气体存量。制约附加垫气量的直接因素为气库下限压力,间接因素为单井注采能力、井数、调峰气量、工作气量、经济效益和井口外输气压力等。需通过多因素反复比选,最后达到最优化数值。

2.4.6 工作气量(G_{kqj})

G_{kqj} 为气库单独 1 个采气期的总采气量,能反映气库的生产规模。工作气量的选定既与气库自身具备的生产能力规模有关,也与市场对气库的需求规模有关。工作气量的多少与气库运行压力区间的大小有正比关系,与气库压力水平高低无关。

2.4.7 储气库运行压力区间

气库运行压力与气库库容量互为因果关系。气库运行压力区间以保证实现气库的工作气量为目的。气库下限压力以保证气库最低调峰能力和维持单井最低生产能力为目的;气库上限压力以不破坏地层岩石结构,保证气库封闭性为目的;上下限压力还与单井注采能力、井数、调峰气量与注气量、工作气量、经济效益、井口外输气压力与注气压缩机等级、注采气设施的匹配性有关,需要地下、井筒和地面系统协同优化选定。

2.5 储气库运行方式设计技术

2.5.1 建库目的性

气库用以满足地区性局部调峰还是满足区域性大范围调峰,决定着气库的调峰规模,也决定着气库建设与运行的总体目标。区域性调峰因市场变数较多,气库应留有一定的后备调整余地,调峰规模可采取逐渐增长方式。

2.5.2 运行时效性

根据用户市场的需气规律,气库可以分别满足瞬时调峰(时、日)、短期调峰(旬、月)、长期调峰(季、年),也可能功能兼备或转化,尽管气库的注采井应以“少井高产”为原则,但瞬时调峰更强调单井点的强采能力和气库调峰的极限能力,而长期调峰则侧重于气库的整体平稳调峰能力和气库压力的均衡利用。

2.5.3 储气库特殊性

对于已枯竭的气藏,应采取先注后采循环注采运行方式;对于未开发的气藏应采取先采后注循环注采的方式;对于开发中期的气藏,根据市场需求规模和急迫程度,应采取先采后注或先注后采的方式;对于油藏或凝析气藏改建的气库,由于采出体积中含有油的体积。因此,注入气体体积应等于采出油、气的体积和。对于水淹型气库,应采取注气驱水扩容和采气排水扩容的方式,逐步达到设计指标。

2.6 单井注采能力设计技术

2.6.1 井型的优选

直井是目前最常用的井型之一,它的钻采工艺技术具有简单成熟的特点,相对于水平井而言,钻井费用较低,但由于钻开储层厚度薄,渗流面积小,产能低。

水平井由于气层部位的钻开距离长、渗流面积大,而使单井产量超过直井的 3 倍,但其钻井、完井、采油工艺要求较高,在选用上造成一定的困难。

2.6.2 井径的优选

合理的井径是发挥气库地质生产能力和提高气井产量的重要因素,一般油(套)管直径越大,则井筒的流量越大。气库的注采井,以大排量注采、压力高低变化大为特征。因此,在地质能力具备、钻采工艺可行的前提下,应选择大直径油管生产。

2.6.3 单井生产能力优化技术

节点分析法是目前气库设计中优选单井生产能力的常用方法。

单井采注气能力的大小,受地层渗流能力和井筒流动能力两方面因素影响,只有当地层流入能力与井筒流出能力协调一致时,也即在流入流出曲线图(图 3)中曲线交汇处气井的生产能力才是最高的。

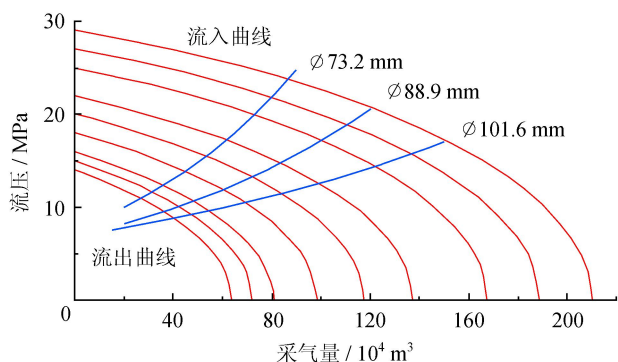


图3 地层流入与井筒流出曲线图

描述气井地层渗流能力的原理是达西定律,产气方程为指数式方程或二项式方程,用此公式计算井筒流入曲线。

利用两相垂直管流计算公式,计算井筒流量,并绘制井筒流出曲线。

在运用节点分析法选取了最大产量后,用冲蚀流量进行安全性评价,并选用低于冲蚀流速的流量。

在运用节点分析法选取了最小产量后,用气井连续排液所需的最小气量进行井底积液的风险性评价,并选用高于最小携液气量的产量。

2.7 注采方案的优化设计技术

2.7.1 井位部署的优化

井位部署应主要考虑5个方面的因素:①钻井的有效性,即井点远离低渗区,保证钻井成功率和防止单井能力达不到设计指标;②产能的高效性,立足高渗透带布井,实现少井高产,不拘泥于井点的均匀性分布;③气井的生产安全性,井位远离气水界面,防止注气过程中气体向水域的突进和采气过程中边水侵入气井;④气库的安全性,井位远离断层(100 m以上)和远离封闭性差的地层,防止气井注、采量往复变化过大,压力高低变化剧烈,造成断层或地层的破裂损坏;⑤库容的可控性,气库井位尽量分散,增大气库库容的控制程度。

2.7.2 注采关系的优化

注采关系的优化主要凭借多组分数值模拟手段,对气库的敏感性指标进行分析对比,并选定最优化注采方式及注采井数。

注采关系的优化尽管根本目的是提高单井注采能力、实现工作气量和保证较高的经济效益,但对于不同类型的气库其关注的重点有所不同。定容干气气藏改建的气库主要考虑井间连通性强和压力均衡性高;凝析气藏改建的地下储气库应增加对凝析油采收率的追

求,有边水的气库应控制边水对气库侵入的危害;水淹型气库应加速实现注气驱水扩容和采气排水扩容;油藏改建的气库应在实现气库目标的前提下,兼顾原油的采出效益。

3 大港地下储气库地质方案设计实践

中国石油大港油田公司(下称大港油田)地下储气库群从2000年我国第1座大型地下储气库——大张坨储气库建成^[5],到2007年板828储气库投入运行,先后建成了6座地下储气库。总体上所建储气库遵循方案设计指标运行,满足了调峰补气的要求。实践证明,所创立的“地下储气库地质方案研究流程与主体内容和配套技术”是科学实用的。

大港油田已建成的6座地下储气库中,大张坨地下储气库为开发中期的凝析气藏改建而成,其他5座地下储气库均由水淹枯竭气藏改建而成。储气库目的层主要为古近系砂岩储层,设计库容为 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$,设计工作气量为 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。截至目前,4个气库的库容量已达标,2个即将达标;1个气库的工作气量已达标,5个气库的工作气量已实现70%以上。到2010年采气期结束,大港地下储气库群将累计注气 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计采气 $85 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4 结束语

利用砂岩枯竭型气藏改建地下储气库是一条快捷可靠的建库之路。大港油田在实践中创新了进行大型地下储气库地质方案研究技术,明确了设计应遵循的主要程序及主体内容,创建了7项行之有效的配套设计技术,提出了26项气库评价与运行指标,为砂岩枯竭型气藏改建的地下储气库地质方案设计工作提供了范例。

参 考 文 献

- [1] 中国石油勘探与生产分公司.天然气勘探开发技术论文集[G].北京:石油工业出版社,2000.
- [2] 中国石油勘探与生产分公司.中国石油储气库建设培训班培训教材[G].北京:中国石油勘探与生产分公司,2010.
- [3] 马小明.凝析气藏改建地下储气库地质与气藏工程方案设计技术与实践[D].成都:西南石油大学,2009.
- [4] 杨广荣,余元洲,贾广雄,等.物质平衡法计算天然气地下储气库的库容量[J].天然气工业,2003,23(2):96-98.
- [5] 马小明,杨树合,史长林,等.为解决北京市季节调峰的大张坨地下储气库[J].天然气工业,2001,21(1):105-107.