

文章编号: 1000-0747(2018)03-0489-11 DOI: 10.11698/PED.2018.03.14

中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践

马新华^{1,2}, 郑得文^{1,3}, 申瑞臣⁴, 王春燕⁵, 罗金恒⁶, 孙军昌^{1,3}

(1. 中国石油天然气集团公司油气地下储库工程重点实验室, 河北廊坊 065007; 2. 中国石油西南油气田公司, 成都 610051; 3. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 4. 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 100195; 5. 中国石油规划总院, 北京 100083; 6. 中国石油集团石油管工程技术研究院, 西安 710065)

基金项目: 中国石油重大科技专项“地下储气库关键技术研究与应用”(2015E-40)

摘要: 针对中国复杂地质条件和储气库周期性大流量强注强采交替荷载工况, 建立了包括选址评价、指标设计、钻完井、地面工程、风险预警和评估等方面的气藏型储气库建库关键技术, 并总结了矿场应用实效。建立了开发中后期构造破碎气藏建库选址圈闭密封性评价技术, 提出了以非均质水侵储集层有效库容量设计为核心的建库关键指标设计方法, 建立了适应超深超低压地层和交替荷载工况的安全钻井、高质量固井技术和高压大流量地面注采工程优化技术, 实现了高压注气压缩机等储气库地面核心装备国产化, 建立了储气库地下、地面全系统风险预警和评估技术。5项关键技术成功应用于新疆呼图壁等6座气藏型储气库群的选址、设计、建设和运行, 方案设计主要指标与实际动态高度吻合, 已建成调峰能力超过 $75.0 \times 10^8 \text{ m}^3$, 实现了建设和运行高效且零事故。图3参33

关键词: 气藏型储气库; 圈闭动态密封性; 关键指标设计; 有效库容量; 超深超低压钻完井; 交替荷载; 地面工程; 核心装备; 风险评估与控制

中图分类号: TE822 文献标识码: A

Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China

MA Xinhua^{1,2}, ZHENG Dewen^{1,3}, SHEN Ruichen⁴, WANG Chunyan⁵, LUO Jinheng⁶, SUN Junchang^{1,3}

(1. Key Laboratory of Underground Storage of Oil and Gas Engineer of China National Petroleum Corporation, Langfang 065007, China; 2. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang 065007, China; 4. CNPC Drilling Research Institute Corporation, Beijing 100195, China; 5. PetroChina Planning Research Institute, Beijing 100083, China; 6. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710065, China)

Abstract: In view of complex geological characteristics and alternating loading conditions associated with cyclic large amount of gas injection and withdrawal in underground gas storage (UGS) of China, a series of key gas storage construction technologies were established, mainly including UGS site selection and evaluation, key index design, well drilling and completion, surface engineering and operational risk warning and assessment, etc. The effect of field application was discussed and summarized. Firstly, trap dynamic sealing capacity evaluation technology for conversion of UGS from the fault depleted or partially depleted gas reservoirs. A key index design method mainly based on the effective gas storage capacity design for water flooded heterogeneous gas reservoirs was proposed. To effectively guide the engineering construction of UGS, the safe well drilling, high quality cementing and high pressure and large flow surface injection and production engineering optimization suitable for long-term alternate loading condition and ultra-deep and ultra-low temperature formation were developed. The core surface equipment like high pressure gas injection compressor can be manufactured by our own. Last, the full-system operational risk warning and assessment technology for UGS was set up. The above 5 key technologies have been utilized in site selection, development scheme design, engineering construction and annual operations of 6 UGS groups, e.g. the Hutubi UGS in Xinjiang. To date, designed main indexes are highly consistent with actual performance, the 6 UGS groups have the load capacity of over 7.5 billion cubic meters of working gas volume and all the storage facilities have been running efficiently and safely.

Key words: gas field storage; trap dynamic sealing capacity; key index design; effective storage volume; drilling and completion in ultra-deep and ultra-low pressure formation; alternating load; surface engineering; core equipment; risk assessment and control

引用: 马新华, 郑得文, 申瑞臣, 等. 中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 489-499.

MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 489-499.

0 引言

据 2015 年国际天然气联盟 (IGU) 统计,在目前 4 种主要地下储气库类型中,气藏型储气库工作气量约占全球储气库总工作气量的 75%,是最主要的地下储气调峰设施^[1]。自 1915 年加拿大首次在安大略省 Welland 气田开展储气试验以来,国外气藏型储气库建设历经百年,建立了适合相应地质特点的建库配套技术^[2-4]。与国外相比,中国地质条件极其复杂,建库气藏普遍具有构造破碎、埋藏深、储集层非均质性强、开发中后期地层水侵等特点,储气库选址评价、方案设计和钻完井工程建设等面临严峻挑战。大港板桥储气库群是国内 20 世纪 90 年代末启动建设的第 1 批气藏型储气库,由于照搬国外经验和沿用常规气藏开发理念,库群投运 16 年实际工作气量仅为方案设计指标的 56%^[5],储气库总体扩容达产速度慢、运行效率低^[6],而国外气藏型储气库达产周期一般为 5~8 年。因此,需要针对中国复杂地质条件特点和储气库周期性大流量强注强采交变载荷的特殊工况,研究形成一套涵盖选址评价、方案设计、钻完井、地面工程、风险预警与评估等储气库建设运行全过程的配套技术来科学指导中国气藏型储气库规模化高效建设。

本文从中国气藏型储气库主要地质特点和建库工程面临的技术挑战出发,重点论述储气库选址圈闭动态密封性评价、气藏建库关键指标设计、超深超低压地层钻完井、地面高压大流量注采工程优化与核心装备研发、安全运行风险预警与评估等关键创新技术,及其在新疆呼图壁、西南相国寺、华北苏桥等中国石油新一轮气藏型储气库建设中的规模化应用。

1 中国气藏型储气库主要地质特点

与美国、加拿大、俄罗斯等储气库发达国家相比,中国气藏型储气库具有以下典型地质特点。

①气藏构造破碎。中国地质构造沉积环境复杂,经历多期次构造运动,导致地质构造破碎、气藏内部和周边发育不同规模的断层。如新疆呼图壁气藏,呼图壁、呼图壁北、呼 001 井北 3 条断层均断穿了直接盖层。断层的发育不仅影响储气圈闭密封性,增加库址筛选评价难度,而且对钻完井和储气库交变工况下气体安全存储风险预警和控制提出了更高的技术要求。

②储气层埋藏深。受资源与市场分离客观因素影响,中国中东部天然气主要消费区和长输管道附近可选建库气藏非常有限,早前筛选的大港板桥优质气藏

埋深均超过 2 000 m。中国石油 2010 年筛选纳入建库目标的新疆呼图壁、西南相国寺等 6 座气藏埋深 2 200~4 700 m。其中华北苏 4 气藏埋深 4 700 m,创目前世界储气库埋深之最^[4]。气藏埋深较大和断层发育双重因素大大增加了钻完井设计施工和储气库长期交变载荷下“细长”井筒有效密封的难度^[4]。同时,埋藏较深将要求地面较高的注气压力,如苏 4 储气库地面注气压力设计值高达 42 MPa,对地面工程低成本建设和压缩机等高压动设备安全运行技术要求较高。

③储集层非均质性强、建库前地层流体分布复杂。国内筛选的目标气藏注气建库前多数已处于中后期开发阶段,地层压力的衰竭导致边底水“纵窜横侵”选择性侵入,储集层平面和纵向上形成不同的流体分布区。储集层非均质性越强、水体能量越大,建库前地层流体分布越复杂,如苏 4 气藏建库前底水沿裂缝性潜山储集层选择性上窜约 220 m。建库前地层流体的复杂分布大大增加了储气库高速注采有效库容量、工作气量、井注采气能力等关键指标设计难度,因为储气库周期性高速注采条件下不同流体分布区含气孔隙动用效率和气体有效渗流能力具有显著差异^[7],气水高速微观交互驱替渗流机理远比常规气藏开发单向水驱气机理复杂^[8-9]。

中国地质条件复杂以及需满足储气库大流量强注强采交变载荷工况的苛刻要求,不仅导致储气圈闭密封性评价、有效库容量设计等气藏建库地质评价难度大,而且对钻完井、地面注采工艺等工程建设和安全运行风险预警也提出了更高的技术要求。常规油气藏勘探开发和国外储气库建设技术经验无法满足中国复杂地质条件气藏建库要求。

2 储气库选址圈闭动态密封性评价技术

储气库选址评价是在综合考虑气藏地下和地面等多因素条件下,通过对气藏地质构造、圈闭密封性、储集层物性和流体分布等特征的分析评价,采用最优化方法确定出适宜建库气藏。其中,圈闭密封性是决定气藏是否适合建库的首要因素。因为将天然气大规模注入埋深 2 000~5 000 m 的储气圈闭中必须首先保证气体“存得住”。但是与油气藏勘探开发研究不同,储气库选址圈闭密封性评价不仅需评价其原始静态密封性,而且需预先考虑气藏建库后周期注采交变地应力下盖层弹塑性变形、断层滑移错动等对其原始密封性的影响,准确评估长期交变载荷作用下的圈闭动态密封性^[10-11]。地质构造越复杂,地应力场扰动对盖层、

断层静态密封性的影响越大^[12]。因此，建立圈闭动态密封性评价技术是中国复杂地质条件储气库选址需解决的首要问题。

圈闭动态密封性评价主要是研究交变应力下盖层和断层密封性及其动态演化机理，并采用相关指标对其密封失效风险进行量化评价，指导库址目标优选和后续建库地质方案设计。

2.1 盖层动态密封性

由于储气库周期注采引起地应力场扰动，交变应力将导致盖层微观孔隙结构发生不同程度的弹塑性变形，改变其原始毛细管密封性，甚至注采扰动引起的局部应力集中会使盖层发生宏观力学破坏。因此，储气库盖层动态密封性需从微观毛细管密封性和宏观力学完整性两个方面综合评价。

2.1.1 毛细管密封性

目前主要采用突破压力定量评价毛细管密封性，它是盖层毛细管密封能力最根本、最直接的评价参数，综合反映了岩性、泥质含量、孔隙度、渗透率、微观孔喉分布等对毛细管密封性的影响。基于储气库周期注采特殊工况，笔者提出了盖层动态突破压力的概念，指在储气库周期注采交变应力引起盖层微观孔隙结构改变条件下的气体封闭能力，用以量化评价储气库周期注采工况下盖层毛细管动态密封能力。

盖层动态突破压力可通过室内岩心实验测试获得，本文建立的主要测试流程包括：①对烘干后的盖层岩心抽真空加压完全饱和非敏感性流体（如煤油等），按常规标准方法在模拟地层温压条件下测试气体突破压力，本文称其为“静态突破压力”；②对岩心再次完全饱和非敏感性流体，然后依据地应力测试和气藏改建储气库初步设计的运行压力区间，仿真模拟储气库注采运行，对岩心开展三轴加卸载交变应力损伤实验；③对交变应力损伤后的岩心再次测试气体突破压力，本文称其为“动态突破压力”。

H 气藏泥岩盖层 5 块岩心实验表明，动态突破压力与静态突破压力相比平均减小 14.8%。由此可见储气库周期注采交变应力对泥岩盖层毛细管密封能力具有一定的弱化作用，动态突破压力能够更加准确表征储气库交变工况下的盖层毛细管密封性^[11]。因此，储气库选址盖层密封性评价时，应以动态突破压力为主要指标，并参考盖层岩性、厚度、展布形态、孔隙度、渗透率等，对气藏盖层动态密封性进行分级量化评价，确定建库可行性。根据矿场注采运行实践，储气库注气满库容时近井区域地层压力一般比方案设计上限压

力（平均地层压力）高 2~3 MPa。因此，为保证储气库高速注气储集层局部高压条件下盖层动态密封有效，参考气藏盖层密封性评价标准和相关学者研究成果^[13]，提出盖层密封有效的动态突破压力临界指标为 5 MPa。当动态突破压力大于等于 5 MPa 时，满足建库盖层密封要求，气藏适宜改建储气库。当动态突破压力小于 5 MPa 时，动态密封能力相对较差，建库存在一定的密封性风险，需通过减小注气量、控制最大注气压力来降低气体突破风险，同时在储气库投运后也需重点部署盖层监测并强化动态监测，显然，这将影响储气库调峰储气能力和增加建库投资，因此该类气藏一般不推荐改建储气库。

2.1.2 力学完整性

力学完整性评价的重点是研究储气库大流量强注强采时储集层局部高压引起的储、盖层拉张破坏，以及由于复杂地质构造、岩性变化和层理发育等导致的局部应力集中引起的盖层剪切和长期疲劳破坏风险。研究储、盖层岩石变形破坏机理和区域地应力场是评价盖层力学完整性的前提和基础。

2.1.2.1 拉张破坏风险

通过开展矿场地应力测试（水力压裂、地漏试验等）和室内岩心实验，准确测试储、盖层最小水平主应力，以此评价气藏高速注气建库是否会诱发储、盖层拉张破坏。适宜建库的枯竭气藏，要求建库前测试的储、盖层最小水平主应力应大于静水压力。埋藏较浅且建库前枯竭程度较高的气藏，地层压力的大幅衰竭引起的地层收缩可能导致最小水平主应力小于静水压力，则建库高速注气过程中近井区域地层压力的急剧增加可能大于最小水平主应力，诱发储、盖层拉张破坏^[14]。该类气藏建库风险较高或需对投产第 1 周期注气量和储气库达容后最大注气量（上限压力）进行较为准确的控制，以使得最大地层压力始终小于“现今”动态最小水平主应力，保障盖层力学完整性。

2.1.2.2 剪切破坏风险

盖层剪切破坏风险评价是在岩石力学实验研究基础上，通过研究圈闭地应力场及其动态变化特征，以岩石剪切破坏准则（如摩尔-库仑准则等）为依据，计算出剪切破坏指标，以实现风险量化评价^[15-17]。采用圈闭地应力-渗流耦合建模技术，通过数值模拟方法评价盖层剪切破坏风险^[17]，其主要流程是：首先建立刻画地质构造形态和岩石力学参数非均质性的圈闭三维地质力学模型，然后与渗流模拟模型联动计算，最终建立圈闭地应力-渗流耦合模型（又称“三维动态地质

力学模型”)^[17]。运用该技术可准确模拟反演圈闭初始三维地应力场及其随储气库注采所产生的周期扰动,获取剪切破坏风险指标计算所需的关键参数。目前普遍以经典的摩尔-库仑准则为依据,采用剪切安全指数评价盖层剪切破坏风险^[15,17]:

$$\chi = 1 - \frac{\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)}{c \cos \phi + \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) \sin \phi} = 1 - \frac{\tau_m}{\tau_m^*} \quad (1)$$

(1)式中 χ 在0~1,当 χ 大于0时,盖层未发生剪切破坏;当 χ 等于0时,盖层进入剪切破坏临界状态,存在剪切破坏风险。 χ 越小,剪切破坏风险越高。

从(1)式可以看出,盖层剪切破坏风险的影响因素包括两类:一是最大和最小有效主应力,分别等于最大和最小主应力与地层压力之差;二是盖层岩石本身的力学参数,包括内聚力、内摩擦角等。盖层岩石力学参数属于不可改变的客观因素,因此最大和最小有效主应力是盖层剪切破坏风险的主要影响因素,其与地层压力的变化密切相关。对于构造复杂的开发中后期气藏,根据矿场测试和地质力学数值模拟反演气藏建库前圈闭三维地应力场。如果盖层局部最大和最小有效主应力之差较大,则由(1)式计算的剪切安全指数很小甚至接近0,表明建库前盖层局部已发生一定的剪切破坏,不适合建库。而对于最大和最小主应力之差较小的气藏,如果由(1)式评价的剪切破坏风险较低,则还需进一步通过数值模拟评价气藏改建储气库后高速注采扰动下的地应力场动态变化,计算不同注气上限压力下的剪切安全指数,预先识别气藏建库后盖层完整性失效风险。如果模拟预测的储气库高速注采扰动下盖层局部剪切破坏风险较高,则需通过全面的地质和岩石力学分析,明确导致风险较高的力学机理或注采工况等因素(如局部构造突变导致应力集中或注气压力较高等),对后期气藏建库设计上限压力进行约束。但这必然影响储气库调峰储气能力,因此需同时考虑技术和经济因素来决定建库可行性。

2.1.2.3 疲劳破坏风险

疲劳破坏风险评价是在模拟储气库注采工况条件下,通过开展室内岩心三轴加卸载交变应力实验研究盖层岩石变形破坏特征,采用累计塑性应变来定量评价储气库长期交变载荷下盖层疲劳破坏风险^[18]。交变应力加载方式、交变范围和频率是实验设计的难点。

笔者建立了采用定围压、变轴压的方式开展三轴加卸载交变应力实验的方法。使用围压模拟最大水平有效主应力(最大水平主应力减去气藏原始地层压

力)。轴压(即偏压,其为轴向应力与围压之差)交变范围根据气藏建库初步设计的运行压力区间确定。通过H气藏储集层3块平行岩样不同交变频率(0.05、0.10和0.50 Hz)三轴加卸载交变应力实验发现,交变轴压50次后3块岩心累计塑性应变分别为0.025%、0.023%和0.018%,即累计塑性应变随交变应力加载频率的增加而减小,但减小幅度趋缓。因此,综合考虑实验室岩心交变应力模拟与储气库实际运行交变载荷等效性并兼顾实验效率,推荐采用0.1 Hz作为岩心实验交变应力的加载频率。

疲劳破坏风险以盖层岩心50次三轴加卸载交变应力累计塑性应变作为量化评价指标。基于大量岩心实验结果,将累计塑性应变1%作为储气库盖层疲劳破坏的临界指标^[18]。50次交变应力后若气藏盖层岩心累计塑性应变大于等于1%,则其建库后周期注采盖层疲劳破坏风险较高,建库可行性较低。50次交变应力后盖层岩心累计塑性应变小于1%,盖层疲劳破坏风险较低,在满足动态毛细管密封和抗剪切破坏要求基础上,气藏具有较好的盖层物性封闭和力学完整性,可推荐改建储气库。

2.2 断层动态密封性

断层密封性评价包括侧向和纵向密封性评价两个方面。通过地质、地震、测井等资料综合解释,采用砂泥比、泥岩涂抹系数等指标可对侧向密封性进行较为准确的评价。对于纵向密封性,常规油气藏勘探通过测试和计算原始未受扰动的静态地应力,根据断层走向、倾角等,由静力平衡原理计算出断层面正压力,并结合砂泥比、断层带充填物等特征,定性评价纵向密封性。但地质力学研究和相关矿场实践表明,当由于气藏开发或储气库注采引起区域地应力场的扰动,使得作用在断面上的剪应力大于有效正应力与摩擦系数之积时,断层将发生失稳滑移,增大纵向密封失效风险^[12,16]。因此,断层动态密封性评价的重点是研究交变应力下断层纵向密封性,本质是研究地层压力扰动下的三维动态地应力场和断层力学稳定性。

受实验室断层相似模型制作、三维地应力模拟等多种因素制约,目前难以通过物理模拟评价交变应力下断层密封性及其动态演化特征,相关学者主要采用地质力学数值模拟方法评价地应力场扰动下的断层稳定性^[12,14-18]。笔者以Petrel地质-地质力学一体化模拟平台为载体,采用如前所述的储气库圈闭地应力-渗流耦合建模技术开展断层动态密封性评价^[11,17]。与盖层剪切破坏风险评价类似,准确反演获得复杂地质构造

断层周边初始三维地应力场及其随储气库注采所产生的动态扰动，是科学评价断层稳定性的关键。基于Petrel一体化平台的圈闭地应力-渗流耦合建模是在精细地质建模和单井一维地应力测试解释基础上，精细刻画断层三维空间展布形态并充分反映复杂构造和地层岩石力学非均质性对地应力场的影响^[17-19]，为断层稳定性评价指标计算提供准确基础参数。在动态地应力场准确反演的基础上，采用三维空间应力张量算法，可计算出任一地层压力下断层面的剪应力和有效正应力。采用断层滑移指数评价储气库注采扰动下的断层稳定性^[12,16]：

$$\beta = \frac{\tau_s}{\sigma_n} \quad (2)$$

根据地质力学研究，(2)式中 β 小于0.6时断层力学稳定性好， β 大于等于0.6时断层存在失稳滑移风险， β 越大，失稳滑移风险越高^[12,16]。

复杂地质构造不同地应力状态包括正断层、逆断层和走滑断层3种，作用在断层面的有效正应力和剪应力将随气藏开发地层压力的衰竭而改变。地层压力下降幅度越大，地应力扰动越明显。当断层面剪应力与有效正应力之商大于等于0.6时，表明气藏开发已使得含气边界的主控断层发生失稳滑移，断层原始纵向密封性遭到一定破坏，该类气藏建库圈闭密封失效风险较高。国内外多个断层发育的大气田开发过程中诱发的地震事件即是地应力扰动引起断层失稳滑移导致的结果^[16,20]，充分表明地层压力变化对区域地应力场和断层稳定性具有不同程度的影响，气藏地层压力衰竭后的断层密封性不能等效于其原始状态的静态密封性。如果评价的气藏建库前断层未发生失稳滑移，则在模拟储气库运行工况条件下，通过地质力学数值模拟确定保持断层稳定的建库注气极限压力^[12]：

$$p_{\max} = S_n - \frac{\tau_s}{0.6} \quad (3)$$

由(3)式确定的保持断层稳定的注气极限压力可作为设计气藏建库上限压力的约束条件和评估气藏建库可实现工作气量的依据，从技术、经济两个方面综合评价建库可行性。

3 储气库建库关键指标优化设计技术

储气库建库关键设计指标包括有效库容量、运行压力区间(上、下限压力)、工作气量和合理井网密度等。这几项指标之间存在一定的相互影响或制约关系，其核心是有效库容量。在有效库容量设计基础上，结

合运行压力区间和储集层物性等即可确定工作气量等其他关键指标。

3.1 有效库容量

储气库注采速度一般是气藏开发的20~30倍，地层流体高速渗流必然加剧储集层非均质性对储气库注采动态特征的影响。宏观上，由于储集层物性的差异，气体短期高速注采将导致储集层平面和纵向上部分低渗区(层)无法得到有效动用。微观上，受毛细管力滞后、孔喉非均质性和气水流动能力差异等影响，多相流体高速互驱过程将发生气水捕集、互锁和绕流等现象，导致气水过渡带残余气、束缚水饱和度增加^[7-9]。储集层宏观非均质性和气水微观渗流复杂机理双重因素将导致储气库短期高速注采有效库容量小于气藏低速开发动态储量^[21]。因此，常规气藏压降法已不适用于非均质水侵气藏型储气库有效库容量设计，这也被板桥储气库群和美国Loop多层储气库运行实践所证实^[5,22]。

基于对开发中后期水侵气藏储集层流体分布和气水互驱渗流机理的深入分析，提出了以建库有效孔隙空间为核心的有效库容量设计新方法。其基本思想是在综合考虑气藏衰竭开发导致的部分孔隙空间永久损失和储气库大流量注采地层高速渗流孔隙局部动用的基础上，以建库可动用的有效含气孔隙空间为基础，采用动态物质平衡原理设计有效库容量^[10,21]。主要设计流程包括：①在储气库储集层流体4区带(建库前纯气带、气驱水纯气带、气水过渡带和水淹带)分布新模型^[10]基础上，首先扣除气藏开发地层压降、岩石孔隙压实、凝析油反凝析等因素导致的含气孔隙空间永久损失；②综合数值模拟和室内仿真物理模拟两种技术手段，分别确定不同流体分布带含气孔隙空间和高速注采含气孔隙动用效率^[7]；③以流体不同分布带含气孔隙空间及高速注采动用效率为基础，加权计算得到建库有效含气孔隙空间，然后根据注采气物质平衡原理建立储气库库存量预测数学模型。图1为以建库有效孔隙空间为基础计算的库存量与视地层压力关系曲线示意图，储气库设计上限压力对应的库存量即为气藏建库有效库容量。

以呼图壁大型弱边水气藏为例，压降法计算得到气藏原始含气孔隙空间为 $4\,450.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。岩心气水高速互驱物理模拟实验发现，经6轮注采基本稳定后，建库前纯气带、气驱水纯气带和气水过渡带3个区带含气孔隙动用效率仅分别为气藏低速开发的92%、67%和46%。采用数值模拟分区带提取含气孔隙空间，最终加权计算得到呼图壁气藏建库有效含气孔隙空间为

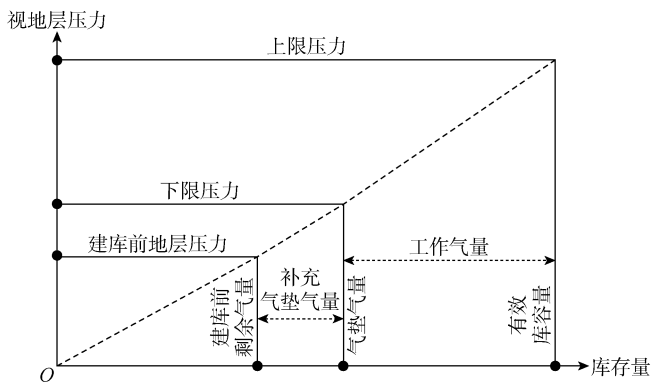


图1 储气库有效库容量与视地层压力关系示意图

$4\ 018.0 \times 10^4 \text{ m}^3$, 34 MPa 设计上限压力对应的有效库容量为 $107.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。但依据常规气藏压降法预测的有效库容量则为 $120.0 \times 10^8 \text{ m}^3$, 误差 12%^[10]。而对于苏 4 中等一强底水裂缝性潜山气藏, 新方法预测有效库容量为 $33.2 \times 10^8 \text{ m}^3$, 气藏压降法预测有效库容量为 $44.8 \times 10^8 \text{ m}^3$, 误差 35%^[7]。呼图壁、苏 4 等储气库投运 5 个周期高速注采动态复核表明, 新方法预测的有效库容量与实际运行情况高度吻合, 表明建立的有效库容量设计新方法具有较好的普适性, 有效解决了复杂地质条件储气库有效库容量准确预测难题。

3.2 工作气量

工作气量是指储气库在设计运行压力区间采出的天然气量。在有效库容量预测和上、下限压力设计的基础上, 即可计算出工作气量, 其为上限压力与下限压力对应的库容量之差 (见图 1)。

上限压力优化设计以圈闭动态密封性评价结果为主要依据, 基本原则是保证上限压力下圈闭密封性不遭受破坏。通过盖层动态突破压力和三轴交变应力疲劳损伤实验以及圈闭地应力-渗流耦合数值模拟, 逐一计算不同上限压力对应的盖层和断层动态密封性评价指标 (盖层剪切安全指数、断层滑移指数等), 当其中任一指标进入临界状态时, 其所对应的地层压力即为保持储气库圈闭动态密封有效的上限压力。

下限压力优化设计综合气藏工程和数值模拟两种技术手段, 以储气库采气末期具有一定的调峰能力、减小边底水侵入对储集层含气孔隙的影响、采气井井口压力满足进站要求和储气库具有一定规模工作气量等为约束条件, 通过对不同下限压力下储气库采气末期日采气能力、边底水侵入规模、井口压力和设计采气天数内可采出工作气量等进行多方案对比, 最终优化出兼顾调峰能力和工作气量的下限压力。

3.3 合理井网密度

储气库合理井网密度设计的核心是要满足有限时

间内 (一般 3~4 个月) 能够采出设计工作气量的最低井数要求, 影响因素包括井注采气能力、井控库存和市场不均衡调峰用气需求等。储气库注采实践表明, 单井采气能力一般低于注气能力, 加之实际采气天数普遍少于注气天数, 因此井采气能力是决定所需井数的关键。在常规气藏开发井网密度设计方法基础上, 针对储气库短期高速注采和不均衡调峰采气特殊性, 采用考虑多因素的储气库有限时率合理井网密度优化设计方法^[10]。其总体技术思路是: ①综合单井流入动态曲线和垂直管流方程, 以临界出砂压差、临界携液和冲蚀流量、井口外输最低压力为约束条件, 通过节点压力综合分析, 最终确定出满足地层-井筒-井口多节点协调的储气库采气末期最低地层压力下的单井合理产量, 根据设计工作气量计算所需的最少井数; ②根据高速不稳定渗流井控理论及储气库井控半径与储集层渗透率关系图版^[9], 确定可实现设计有效库容量控制的最低井数; ③考虑市场不均衡用气需求, 根据设计工作气量和月用气不均衡系数, 计算出调峰用气高月和采气末期两个极端情况下所需井数, 取两者的最大值。储气库合理注采井数即为以上 3 种计算结果的最大值。

4 适应超低压地层和储气库交变载荷工况的钻完井技术

针对国内气藏型储气库埋藏深和地层压力系数低 (相国寺气藏建库前地层压力系数仅 0.1) 等复杂地质条件带来的井身结构优化设计、地层防漏堵漏和储集层保护等技术难题, 以及注采井投产后需承受交变载荷和周期热应力工况的要求, 需建立适应中国复杂地质条件和储气库交变载荷工况的钻完井技术, 具体包括超深储集层井身结构优化设计、超低压地层防漏堵漏和储集层保护技术、满足全生命周期的高质量固井技术等。其中, 超低压地层防漏堵漏和韧性水泥浆固井技术是实现安全钻井和高质量建井的重要保障。

4.1 超低压地层防漏堵漏技术

国内超低压气藏钻完井面临严重的漏失问题, 不仅影响安全钻进, 而且对后期固井水泥浆返至地面和高质量固井产生较大负面影响。此外, 国内多数建库气藏埋藏较深, 地层温度高、压差大, 因此研发超低压地层钻完井防漏堵漏材料是保障安全高效钻井的关键。针对特殊工况要求, 以提高地层承压能力和耐高温为主要目标, 研发了一种新型结构的吸水树脂复合凝胶堵漏材料, 其化学分子结构如图 2 所示。该材料以—Si—C—Si—长链为主体结构, 引入—CONH₂基

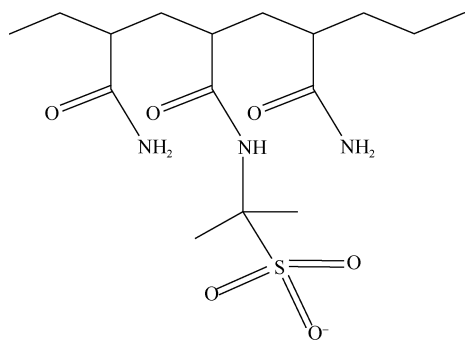


图2 堵漏材料分子结构设计

团,进一步磺化后部分 $-\text{CONH}_2$ 增加了 $-\text{SO}_3^-$ 水化基团。其中 $-\text{Si}-\text{C}-\text{Si}-$ 主链具有高强度特性,可减少高温下 $-\text{CONH}_2$ 吸附基团的损耗,从而提高堵漏材料的耐温性能, $-\text{SO}_3^-$ 水化基团具有较强的弹性变形能力,可以控制材料的膨胀速率。吸水树脂复合凝胶防漏堵漏材料主要特点为:①对不同漏失通道适应性强,复合凝胶的良好韧性和变形性提高了堵漏剂对漏失通道的匹配能力,可挤入不同的漏失通道内;②堵漏强度高,复合凝胶中的膨胀性聚合物产生膨胀堵塞,其中的胶结剂将膨胀性聚合物、骨架材料、填充材料和地层很好地胶结成一个整体,可进一步提高地层承压能力;③堵漏材料可根据漏失通道及漏失速率加工成不同粒径,现场适应性强。

吸水树脂复合凝胶堵漏在苏桥超深气藏建库中应用8口井,堵漏作业后地层承压能力大幅提升,有效解决了超低压高温地层漏失问题,实现了井底最高压差30 MPa苛刻工况的安全钻进。

4.2 高强度低弹性模量韧性水泥浆固井技术

高质量固井是储气库建井工程的核心之一。针对储气库剧烈交变载荷工况下井筒长期有效密封要求,研发了降失水剂、乳胶、乳胶粉、中温韧性材料和高温韧性材料5种新型固井材料,形成了中温(30~100℃)和高温(100~200℃)两套韧性膨胀水泥浆体系,可有效预防水泥环微裂隙产生^[23-25]。新型固井材料主要性能为:①降失水剂可控制API滤失量在50 mL以下,满足储气库固井要求;②乳胶可减少水泥环体积收缩,改善水泥环与套管、地层间的胶结质量,有效防止气窜;③乳胶粉可良好填充在水泥颗粒空隙之间,提高水泥石密实度;④中温和高温韧性材料耐强碱性(pH值11~14),与水泥浆外加剂配伍性好,对水泥浆稠化时间影响小;⑤低密度韧性水泥浆体系(包括中温和高温)稠化时间可调性好,48 h后测试抗压强度大于10 MPa,7 d后测试弹性模量小于4 GPa,渗透率小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,线性膨胀率大于0;⑥常规密度韧性水泥浆体系

(包括中温和高温)稠化时间可调性好,48 h后测试抗压强度大于16 MPa,7 d后测试弹性模量小于6 GPa,渗透率小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,线性膨胀率大于0。

同时,为提高现场实施效果,研发了高效冲洗隔离液,大幅提升了冲洗效率,为保证储气库井界面胶结创造了良好的井筒条件。以水泥环密封和高效冲洗为核心的韧性水泥浆固井技术在苏桥、板南、相国寺等气藏建库钻完井作业中成功应用,尤其攻克了目前世界上最深、温度最高的苏4储气库固井难题,现场测试和注采实践表明固井质量合格率100%,为储气库长期安全运行奠定了良好的井筒密封基础。

5 储气库地面工程优化技术与核心装备

与常规气田开发相比,储气库具有“大吞吐、注采交替、高压运行”的特点,单井注采和地面管道集输气量远高于气田开发,且注采气量波动大^[26],对地面工程整体优化布局和动设备运行管理的灵活性要求较高。同时,国内建库气藏普遍埋藏深、储集层流体复杂多样,导致地面注气压力较高(25~42 MPa),采出气含有多种组分(原油、地层水、固体颗粒等),必须研发配套的地面高压注气压缩机和大流量采气处理装置等核心装备,支撑储气库低成本规模化建设。

5.1 储气库地面工程优化技术

储气库地面工程建设需要满足井注采气量精准配置、集注管道高效运行、地面全系统安全灵活运行等技术性要求,同时还须遵循投资规模小、运行成本低的原则。因此,需针对中国复杂地质条件特点和储气库交变运行工况,按照“地面服从地下”的原则,对储气库地面全系统涉及的井、注采管道、集注站放空系统等关键节点进行优化设计,最终实现储气库调峰能力的最大化和地下、地面全系统的安全灵活运行。

5.1.1 注采井口优化

储气库注采井口优化是在保障井安全的前提下,通过井场布局、注采计量和防冻工艺等的科学设计,实现大流量频繁波动工况下注采井高效运行。国内早期建设的储气库井场采用注采分开、手动调节气量、井口设放空立管和清管器发球筒的工艺,流程复杂、功能复杂、人工操作效率低。根据储气库变工况运行特点和远程精准注采要求,优化形成了标准化井口优化技术流程:①设置井下安全阀+井口紧急切断阀两级关断系统,保证安全的前提下取消井口放空立管,简化了单井清管工艺,取消了井口发球筒。②对于采出气气质较纯的储气库,井场设计遵循“注采合一”原

则。分别采用靶式流量计或超声波流量计和具备节流功能的新式电动球阀实现注采双向计量和气流调节。优化井口一级节流的压力和温度,保证生产时不产生水合物,而在开井初期等特殊低温工况下采用间歇注醇方式防止冻堵^[27]。③对于采出气凝析油含量较高的储气库,井场设计遵循“注采分开”原则,注气计量和调节分别采用超声波流量计和调节阀,采气计量和调节分别采用分离计量工艺和自动角式节流阀。

5.1.2 注采管道优化

早期建设的板桥储气库群由于工作气规模相对较小,普遍采用注气、采气管道分开设置的方式,导致注采集输管道距离长、投资较高,而国外较多采用注采合一方式。注采管道采取分开还是合一设计成为影响储气库建设成本的重要问题。通过数值模拟研究,提出了不同规模储气库注采管道优化设计方案:①对于注气量小于等于 $500\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 且集输半径不超过20 km的小型储气库,采用注采合一方式,1条管道可满足注气和采气要求;②对于注气量在 $(500\sim 1000)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的中型储气库,需综合考虑地面工程建设投资和运行成本等经济因素,优化确定注采管道建设方案;③对于注气量大于 $1000\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的大型储气库,采用注采分开方式。

5.1.3 安全泄压放空系统优化

储气库集注站的安全泄放是持续动态变化的过程,常规工程设计一般基于经验采用“全量放空”理念,即放空系统规模等于站场设计规模。放空系统规模是影响其建设成本和安全风险的关键因素,以呼图壁储气库为例,若沿用常规“全量放空”设计理念,需建设2座直径1 m的放空火炬,投资成本高、安全管理难度大。结合储气库集注站紧急关断系统的设置,提出了储气库放空系统“先关断、后放空”的新设计理念,即先关闭集注站进出站紧急关断阀,再自动打开泄压放空阀。通过数值模拟预测放空过程每个时间点的放空流量和泄放压力,选取最大放空流量作为放空系统的设计规模^[28]。

通过对高压放空管路中气体流动机理的深入研究,建立了采用 Aspen HYSYS 软件动态模型优化设计站场放空规模的新方法。研究发现,放空初期流量大,随着时间推移,放空压力下降,放空流量迅速降低。可通过控制放空阀门开度有效降低放空初期的最大放空速率^[29],或在不同放空区域分区延时泄放,错开放空流量高峰,从而有效降低集注站最大放空流量,减小放空系统设计规模。根据放空系统设计新方法在呼图壁储气库采取注气区、采气区分区延时泄放措施,

采气系统设计规模为 $2800\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,放空系统设计规模为 $1000\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,比采用常规方法设计的放空系统规模减小50%以上。

5.2 储气库地面核心装备

储气库地面核心设备包括高压注气压缩机、大口径高压注采管和高压大规模采气处理装置等,尤其是高压注气压缩机,被称为储气库的“心脏”,是保障储气库高效运行的核心设备。国内储气库配套的高压注气压缩机等核心设备一直依赖进口,导致建库成本高、供货周期长、运行维护难度大。因此研发了适应国内复杂地质条件特点的地面核心装备制造技术。

5.2.1 大功率往复式注气压缩机

通过持续技术攻关,解决了压缩机气缸自然冷却、碳纤维新型抗冲击气阀研制、轴系扭转振动控制和活塞杆负荷在线监测等技术难题,成功研制了国内首台大功率高压高转速注气压缩机组。压缩机功率6000 kW,注气压力43 MPa,转速1000 r/min。目前机组已应用于苏桥储气库,安全平稳运行800余小时。

5.2.2 大口径高压双金属复合管

采出气组分复杂多样导致的地面管道腐蚀一直是中国储气库建设运行面临的一项严峻技术挑战。为解决这一问题,国际通行的思路是选用高强度耐蚀合金管材,但这将大幅增加管道建设投资,影响储气库建设整体经济效益。为解决有效防腐与低成本之间的矛盾,根据复合材料“相补效应”原理,将碳钢价格低廉、力学性能优良的特点和耐蚀合金耐蚀性能优良的特点相结合,研制了国内最大口径(外径660 mm)、最高钢级(L485)机械式双金属复合管^[30]。其可承受的最高压力达14 MPa,内衬耐蚀合金厚度为2.0~2.5 mm,管端冶金堆焊层长度为50 mm,长期和短期耐温等级分别为200℃和350℃。目前已应用于双6和呼图壁储气库,与不锈钢纯材相比成本降低60%。

5.2.3 高压大规模采气处理装置

与凝析气田、含 CO_2 气田等气田开发地面采气处理装置相比,储气库采气处理装置需要重点满足高压灵活运行和大流量频繁波动等苛刻工况要求,国内适用于气田开发的常规采气处理装置无法完全满足储气库注采需求。通过研发具有“入口高速气动量吸收、规整填料液滴捕集、气液旋流分离”特点的高效低温分离器、内置甘醇雾化装置的内部注醇立式换热器和改变绕管式换热器结构,优选配套J-T阀(焦耳-汤姆逊节流膨胀阀)制冷脱水脱烃工艺,制造了国内单套规模最大($750\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)、压力最高(15 MPa)的采气处理装置,目前已在呼图壁、相国寺、双6等储气

库现场成功应用 13 套，经冬季调峰采气实践检验，设备运行状态良好，满足储气库大流量采气工况要求。

6 储气库地下、地面全系统风险预警与评估技术

国外 57 起储气库安全事故表明，大规模交替注采、压力循环波动易造成储气圈闭地质构造失稳、井完整性失效和地面设备故障，导致泄漏、燃烧或爆炸等事故发生^[31]。如美国加州 Aliso Canyon 储气库因井套管破损引发天然气泄漏，事故经济损失约 10 亿美元，是美国历史上最严重的储气库泄漏事故之一^[32]。风险预警与评估技术是保障储气库长期安全运行的有力手段。

6.1 以动态监测为核心的地层风险预警

储气库圈闭密封性主要受天然气交替注采引起的盖层变形、断层滑移等因素影响，实时监测和预警圈闭漏失风险对储气库安全运行至关重要。但因储气库圈闭位于地下数千米，地层漏失风险预警主要是基于实时动态监测，通过优化调整注采运行方式做到提前预警和事先及时控制。通过将储气库常规动态监测井网监测与微地震实时监测协同配套，形成了储气库地层漏失风险预警技术。常规动态监测井网监测利用部署在储集层内部、盖层上部、断层上盘及周边水体的监测井，根据监测点地层压力的变化掌握储气库注采过程气水运行动态。例如，通过盖层上部或断层上盘监测井压力的变化判断是否发生了气体沿盖层或断层的泄漏，进而对注采工况和运行上、下限压力进行优化调整。储气库微地震监测在常规油气藏压裂微地震监测技术基础上，建立储气库注采过程微地震信号与岩石不同变形机理之间的对应关系，解决储气库注采不同震源机制微地震信号模拟、海量数据自动识别、微地震数据解释等技术难题。根据微地震信号类型、解释震级等从三维地质体角度预警潜在的盖层拉张或剪切变形、断层滑移、套管错动。通过与常规监测井压力监测结果对比，进一步判断地层变形可能导致的气体漏失风险，指导注采工况的调整和储气库动态监测方式的完善。

6.2 注采井完整性检测与风险评估

储气库注采井设计寿命达 30 年以上，因此检测评价储气库注采井完整性是风险管控的重要内容。检测对象包括套管柱（井下及近井口）、采气树和井口装置、套管外窜流或气体聚集、水泥环第 1/第 2 界面胶结质量、套管间压力及其可能来源、套管外空间流体量等。在系统分析套管柱载荷的基础上，考虑椭圆度、壁厚不均匀度等几何形态以及腐蚀和裂纹缺陷等因素的影

响，建立基于全井段测井数据的管柱剩余强度评价和管柱剩余寿命预测模型。针对环空带压井，通过研究注采作业对环空压力的影响规律及套管柱、油管柱、封隔器等井屏障主要部件的力学强度预测环空最大允许井口压力，并基于环空最大允许井口压力对环空带压井进行风险分级管理^[33]。以 A 环空为例，可基于此方法绘制如图 3 所示的环空带压风险图版，根据目前状态下 A 环空压力和油压确定其在图版中所属的区域，进而确定环空带压风险等级并采取相应措施。

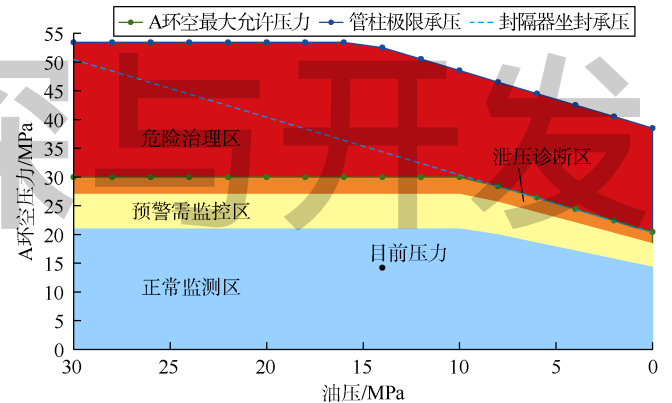


图 3 储气库注采井 A 环空带压风险图版

储气库注采井作为天然气注采的通道，在运行过程中可能受套管腐蚀、设备密封失效、固井质量差、误操作、第三方损坏和地震等多种因素的影响，造成井筒完整性失效，诱发气体泄漏。针对储气库注采井完整性影响因素多的问题，建立基于故障树的注采井泄漏风险评估方法，主要评估流程包括：①识别各种潜在的泄漏路径，建立注采井泄漏故障树；②按腐蚀、冲蚀、地震等分类建立概率评价模型，并基于风险因素与基本事件的关系确定事件发生概率，建立注采井泄漏概率计算模型；③考虑地层迁移泄漏、大气泄漏和水泥环泄漏模式，建立泄漏后果评估模型；④考虑天然气泄漏对人员生命安全和经济损失的影响，建立储气库井个体风险和经济风险评估模型。其中个体风险是指储气库井周边居民或工作人员由于天然气泄漏事故导致死亡的风险，而经济风险则指因天然气泄漏造成经济损失的风险。个体风险依据最低合理可行原则判断是否可接受，推荐不可接受线为 1×10^{-4} 次/a，广义接受线为 1×10^{-6} 次/a。当个体风险位于不可接受线以上时，表明风险不可接受，需及时采取治理措施；位于广义接受线以下时，表明风险可接受；位于两者之间时，表明风险可容忍，但仍需通过完整性管理降低风险。经济风险根据成本效益分析确定是否可接受。

储气库注采井完整性检测与风险评估技术已持续

应用于板桥储气库群和呼图壁、相国寺、双 6 等储气库多周期注采运行,结合矿场持续动态监测和工作制度调整优化,投运储气库井已安全运行近 20 年。

7 矿场应用实效

以上 5 项关键技术已在板桥储气库群风险评估和中国石油 2010 年启动建设的新一批气藏型储气库选址设计、工程建设和风险管控中得到大规模应用。

在储气库选址设计方面,在全国 39 个目标气藏中优先推荐呼图壁、相国寺、双 6、苏桥、陕 224 和板南等 6 座气藏改建储气库。针对呼图壁、苏 4 等大型非均质选择性水侵气藏,优化设计 6 座库群共 12 座储气库,有效库容量 $271.3 \times 10^8 \text{ m}^3$,工作气量 $116.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,日均注气量 $5\,142.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,日均采气量 $8\,471.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。12 座储气库经过 5 个周期注采运行,截至 2017 年注气末期储气库总体达容率 91%,建成调峰能力超过 $75.0 \times 10^8 \text{ m}^3$,日最高调峰能力近 $6\,000.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。依据地质研究再认识成果和储气库高速注采动态资料对 12 座储气库有效库容量等关键指标进行复核,吻合率超过 90%。以吸水树脂复合凝胶材料和高强度韧性水泥浆为核心的储气库钻完井技术成功应用于苏 4 超深超高温和相国寺超低压气藏钻井和固井作业。地面工程优化技术和高压注气压缩机、大口径高压双金属复合管等核心装备应用于 6 座储气库群,确保了库群一次性投产成功。风险预警和评估技术应用于早期建设的板桥储气库群和中国石油 2013 年投产的 12 座储气库等共计 22 座储气库,目前已建成调峰能力超过 $100.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

8 结论

建立了 5 项中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术。①建立了以室内物理模拟和储气圈闭地应力-渗流耦合建模为主要手段的圈闭动态密封性评价技术,指导库址目标优选和后续建库地质方案设计。②提出了有效库容量、运行压力区间、工作气量和合理井网密度等储气库建库关键指标的设计方法。③研发了吸水树脂复合凝胶堵漏材料和高强度低弹性模量韧性水泥浆,建立了超低压地层防漏堵漏和满足储气库交变载荷工况下井筒长期有效密封的高质量固井技术,实现了世界最深、温度最高储气库安全钻井和高质量固井。④形成了克服国内高压注气、采出气组分复杂等难题的储气库地面工程优化设计技术,实现了高压注气压缩机等核心装备国产化。⑤建立了储气库地层-注采井-地面动设备全系统风险预警和评估技术。

5 项技术有力支撑了新疆呼图壁等 6 座库群共 12 座储气库的科学设计、高效建设和安全运行,保障了板桥储气库群等 10 座储气库近 20 年的安全运行。

符号注释:

c ——内聚力,MPa; p_{\max} ——保持断层稳定的极限压力,MPa; S_n ——断层面正应力,MPa; β ——断层滑移指数,无因次; σ_1 ——最大有效主应力,MPa; σ_3 ——最小有效主应力,MPa; σ_n ——断层面有效正应力,MPa; τ_m ——某一应力状态下的最大剪应力,MPa; τ_m^* ——发生剪切破坏时的临界剪应力,MPa; τ_s ——断层面剪应力,MPa; ϕ ——内摩擦角,($^\circ$); χ ——剪切安全指数,无因次。

参考文献:

- [1] 胥洪成,董宏,吕建,等.水侵枯竭气藏型储气库运行初期合理配注方法[J].天然气工业,2017,37(2):92-96.
XU Hongcheng, DONG Hong, LYU Jian, et al. An approach to rational injection allocation of UGSs rebuilt from watered-out depleted gas reservoirs during initial operation[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 92-96.
- [2] KNEPPER G A. Underground storage operations[J]. Journal of Petroleum Technology, 1997, 49(10): 1112-1114.
- [3] 尹虎琛,陈军斌,兰义飞,等.北美典型储气库的技术发展现状与启示[J].油气储运,2013,32(8):814-817.
YIN Huchen, CHEN Junbin, LAN Yifei, et al. Technical development status quo and inspiration of typical gas storages in North America[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(8): 814-817.
- [4] 袁光杰,杨长来,王斌,等.国内地下储气库钻完井技术现状分析[J].天然气工业,2013,33(2):61-64.
YUAN Guangjie, YANG Changlai, WANG Bin, et al. Drilling and completion technologies for the underground gas storage (UGS) in China: A state-of-the-art appraisal[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(2): 61-64.
- [5] 胥洪成,李娟,李宏春,等.大港储气库群达容的主要影响因素[J].科技导报,2011,29(16):58-61.
XU Hongcheng, LI Juan, LI Hongchun, et al. Main influencing factors of capacity of Dagang underground gas storage facilities[J]. Science & Technology Review, 2011, 29(16): 58-61.
- [6] 马小明,余贝贝,成亚斌,等.水淹衰竭型地下储气库的达容规律及影响因素[J].天然气工业,2012,32(2):86-90.
MA Xiaoming, YU Beibei, CHENG Yabin, et al. Rules and influencing factors on the capacity establishment of underground gas storage based on flooded depleted gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 86-90.
- [7] 石磊,邵龙义,王皆明,等.水驱气藏型储气库集空间动用率实验评价[J].石油钻采工艺,2017,39(4):405-412.
SHI Lei, SHAO Longyi, WANG Jieming, et al. Experimental evaluation on the mobilization ratio of reservoir space in water-flooding gas storage[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4): 405-412.
- [8] FATEMI S M, SOHRABI M. Experimental and theoretical investigation of water/gas relative permeability hysteresis: Applicable to water-alternating-gas (WAG) injection and gas-storage processes[R]. SPE 161827, 2012.
- [9] DENNEY D. Relative permeability hysteresis: Water-alternating-gas injection and gas storage[J]. Journal of Petroleum Technology, 2013, 65(8): 90-92.
- [10] 郑得文,胥洪成,王皆明,等.气藏型储气库建库评价关键技术

- [J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 794-801.
ZHENG Dewen, XU Hongcheng, WANG Jieming, et al. Key evaluation techniques in the process of gas reservoir being converted into underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 794-801.
- [11] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明, 等. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 138-144.
SUN Junchang, XU Hongcheng, WANG Jieming, et al. Injection-production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 138-144.
- [12] 马克 D 佐白科. 储层地质力学[M]. 石林, 陈朝伟, 刘玉石, 等译. 北京: 石油工业出版社, 2012.
ZOBACK M D. Reservoir geomechanics[M]. SHI Lin, CHEN Chaowei, LIU Yushi, et al, Trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [13] 林建品, 贾善坡, 刘团辉, 等. 枯竭气藏改建储气库盖层封闭能力综合评价研究: 以兴 9 枯竭气藏为例[J]. 岩石力学与工程学报, 2015(S2): 4099-4107.
LIN Jianpin, JIA Shanpo, LIU Tuanhui, et al. Comprehensive evaluation of sealing ability of mudstone cap rock for Xing 9 depleted gas reservoir in reconstructing underground gas storage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015(S2): 4099-4107.
- [14] KHAKSAR A, WHITE A, RAHMAN K, et al. Systematic geomechanical evaluation for short-term gas storage in depleted reservoirs[J]. APPEA Journal, 2012, 52(1): 1-16.
- [15] TEATINI P, CASTELLETTO N, GAMBOLATI G. 3D geomechanical modeling for CO₂ geological storage in faulted formations: A case study in an offshore northern Adriatic reservoir, Italy[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, 22(3): 63-76.
- [16] ORLIC B, WASSING B B T, GEEL C R. Field scale geomechanical modeling for prediction of fault stability during underground gas storage operations in a depleted gas field in the Netherlands[R]. ARMA 13-300, 2013.
- [17] SUN J, WANG J, ZHENG D, et al. Regional scale 3D geomechanical modeling for evaluating caprock integrity and fault leakage potential during underground gas storage operations in a produced field[R]. SPE 186053, 2017.
- [18] TENTHOREY E, VIDAL-GILBERT S, BACKÉ G, et al. Modelling the geomechanics of gas storage: A case study from the Iona gas field, Australia[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 13: 138-148.
- [19] QIU K, YAMAMOTO K, BIRCHWOOD R A, et al. Well-integrity evaluation for methane-hydrate production in the deepwater Nankai Trough[J]. SPE Drilling & Completion, 2015, 30(1): 52-67.
- [20] THIENEN-VISSER K V, BREUNESSE J. Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments[J]. Leading Edge, 2015, 34(6): 664-671.
- [21] 唐立根, 王皆明, 白凤娟, 等. 基于修正后的物质平衡方程预测储气库库存量[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 480-484.
TANG Ligen, WANG Jieming, BAI Fengjuan, et al. Inventory forecast in underground gas storage based on modified material balance equation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 480-484.
- [22] WELLS J A, EVANS L J. Engineering evaluation and performance analysis of the loop gas storage field[R]. SPE 24922, 1992.
- [23] 张弘, 申瑞臣, 梁奇敏, 等. 地下储气库注采井温度压力耦合分析[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(31): 66-73.
ZHANG Hong, SHEN Ruichen, LIANG Qimin, et al. Coupling analysis of temperature and pressure distribution of underground gas storage injection-production wellbore[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(31): 66-73.
- [24] 王兆会, 陈俊, 何学良, 等. 储气库井套管环空压力影响因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(4): 145-151.
WANG Zhaohui, CHEN Jun, HE Xueliang, et al. Analysis of factors influencing the casing-tubing annular pressure of gas reservoir wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2017, 39(4): 145-151.
- [25] 初纬, 沈吉云, 杨云飞, 等. 连续变化内压下套管-水泥环-围岩组合体微环隙计算[J]. 石油勘探与开发, 2015, 21(3): 379-385.
CHU Wei, SHEN Jiyun, YANG Yunfei, et al. Calculation of micro-annulus size in casing-cement sheath-formation system under continuous internal casing pressure change[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 21(3): 379-385.
- [26] 王春燕. 储气库地面工程建设技术发展与建议[J]. 石油规划设计, 2017, 28(3): 5-7.
WANG Chunyan. The technical development and suggestion for underground gas storage construction[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2017, 28(3): 5-7.
- [27] 张哲. 国外地下储气库地面工程建设启示[J]. 石油规划设计, 2017, 28(2): 1-3, 7.
ZHANG Zhe. Enlightenment of ground engineering construction of underground gas storage in foreign countries[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2017, 28(2): 1-3, 7.
- [28] 王春燕, 文韵豪, 王天明, 等. 天然气处理站(厂)放空系统规模的确定方法[J]. 石油规划设计, 2015, 26(5): 33-36.
WANG Chunyan, WEN Yunhao, WANG Tianming, et al. Design of the flare system in natural gas plant[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2015, 26(5): 33-36.
- [29] 张旭. 储气库放空系统优化技术研究[J]. 天然气与石油, 2014, 32(3): 5-7.
ZHANG Xu. Study on optimization technology for gas storage vent system[J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(3): 5-7.
- [30] 王纯, 毕宗岳, 张万鹏, 等. 国内外双金属复合管研究现状[J]. 焊管, 2015, 38(12): 7-11.
WANG Chun, BI Zongyue, ZHANG Wanpeng, et al. Research status on double-metal composite pipe at home and abroad[J]. Welded Pipe and Tube, 2015, 38(12): 7-11.
- [31] EVANS D J. An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology[J]. Journal of Fuel Cell Technology, 2008, 6: 97-107.
- [32] 唐晨飞, 张广文, 王延平, 等. 美国 Aliso Canyon 地下储气库泄漏事故概况及反思[J]. 事故分析与预防, 2016, 16(7): 5-8.
TANG Chenfei, ZHANG Guangwen, WANG Yanping, et al. The general situation and reflection of leak accident of the Aliso Canyon underground gas storage in United States[J]. Accident Analysis and Prevention, 2016, 16(7): 5-8.
- [33] 王建军. 地下储气库注采管柱密封试验研究[J]. 石油机械, 2014, 42(11): 170-173.
WANG Jianjun. Seal test of the injection-production string for underground gas storage[J]. China Petroleum Machinery, 2014, 42(11): 170-173.

第一作者简介: 马新华 (1962-), 男, 湖北黄冈人, 博士, 中国石油西南油气田公司教授级高级工程师, 主要从事石油天然气地质综合研究、地下储气库选址评价及油气勘探开发管理工作。地址: 四川省成都市, 中国石油西南油气田公司, 邮政编码: 610051。E-mail: xinhuam@petrochina.com.cn

联系作者简介: 孙军昌 (1983-), 男, 陕西渭南人, 博士, 中国石油勘探开发研究院工程师, 主要从事天然气地下储气库设计、数值模拟和地质力学方面的研究工作。地址: 河北省廊坊市万庄石油分院, 中国石油勘探开发研究院地下储库研究所, 邮政编码: 065007。E-mail: sunjunchang10@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-02-22 修回日期: 2018-04-20

(编辑 许怀先 胡苇玮)