

引文: 高广亮, 刘伟, 李聪, 等. 油藏改建地下储气库库容量计算方法[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 132-140.

GAO Guangliang, LIU Wei, LI Cong, et al. A calculation method for the storage capacity of UGS rebuilt from oil reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 132-140.

油藏改建地下储气库库容量计算方法

高广亮^{1,2} 刘伟² 李聪² 孙彦春² 杨智斌²
何海燕² 孙军昌³ 王皆明^{4,5} 张宪国¹ 刘满仓^{4,5}

1. 深层油气全国重点实验室·中国石油大学(华东) 2. 中国石油冀东油田公司 3. 东北石油大学环渤海能源研究院
4. 中国石油勘探开发研究院地下储库研究中心 5. 国家能源地下储气库研发中心

摘要: 库容量计算是地下储气库(以下简称储气库)建库地质方案设计的核心研究内容之一,油藏建库由于存在气油水三相渗流和复杂的气-油组分交换相行为,其库容形成机理与气藏建库具有显著差别。为此,基于多轮气驱、相平衡实验和数值模拟等研究,剖析了油藏建库库容形成机理及其影响因素,结合建库不同阶段储层流体分布及运移特征,提出了将建库油藏纵向划分为气驱纯油带、气驱水淹带/油水过渡带和纯水带3个不同区带,进行差异化计算库容量的新思路,并建立了以“有效储气孔隙体积”为核心,综合考虑不同流体区带注气微观驱替效率、宏观波及系数、剩余油二次饱和溶解及其性质变化等多相渗流和相行为的油藏建库库容量多因素预测数学模型和计算方法。研究结果表明:①油藏水驱后气驱改建储气库,微观气驱效率和宏观波及系数是影响油藏建库库容规模的主控因素;②剩余油二次饱和溶解及其体积收缩对库容规模具有一定的影响,原油挥发性越强、建库稳定剩余油越多,剩余油二次饱和溶解和原油性质变化对库容量影响越显著;③冀东油田堡古2挥发性油藏建库次生气顶自由气有效库容量为 $18.61 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中气-油组分交换相行为引起的建库稳定剩余油收缩增加库容量为 $2.81 \times 10^8 \text{ m}^3$,贡献率为15.1%,自由气和剩余油二次饱和溶解总库容量为 $28.60 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。结论认为,该方法在冀东油田堡古2号、南堡1号储气库进行了应用实践,所建立的油藏库容计算模型具有良好的应用效果,但由于油藏建库机理较气藏更为复杂,目前水淹区和纯油区的宏观波及系数和微观驱替效率以室内试验、数值模拟计算为主,高强度注采引发的气窜、气油水互锁等对库容的形成将产生较大影响,建库运行过程中需加强动态监测,实时修正数值模型,并建立合理的注气和排液技术界限,合理控制油气界面稳定扩展,提升达容达产效率。

关键词: 海上砂岩油藏; 库容量; 微观气驱效率; 宏观波及系数; 气油相行为; 有效储气孔隙体积; 原油收缩

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.10.014

A calculation method for the storage capacity of UGS rebuilt from oil reservoirs

GAO Guangliang^{1,2}, LIU Wei², LI Cong², SUN Yanchun², YANG Zhibin²,
HE Haiyan², SUN Junchang³, WANG Jieming^{4,5}, ZHANG Xianguo¹, LIU Mancang^{4,5}

(1. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas/China University of Petroleum - East China, Qingdao, Shandong 266580, China; 2. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063000, China; 3. Bohai Rim Energy Research Institute, Northeast Petroleum University, Qinhuaingdao, Hebei 066200, China; 4. Underground Gas Storage Research Center, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei 065007, China; 5. National Energy Underground Gas Storage R&D Center, Langfang, Hebei 065007, China) Natural Gas Industry, Vol.43, No.10, p.132-140, 10/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Storage capacity calculation is one of the core research objectives in the geological scheme design of underground gas storage (hereinafter referred to as UGS) construction. Oil-reservoir UGSs are obviously different from gas-reservoir UGSs in the formation mechanism of storage capacity, for it has a gas-oil-water three-phase flow and complex gas-oil composition exchange phase behavior. Based on multi-cycle gas displacement, phase equilibrium experiment and numerical simulation, this paper analyzes the formation mechanisms and influential factors of storage capacity in oil-reservoir UGSs. Then, based on the distribution and migration characteristics of reservoir fluids in different stages of UGS construction, a new idea is proposed to vertically divide the oil reservoir to be rebuilt into UGS into three zones (i.e., gas displaced pure oil zone, gas displaced water flooding zone/oil-water transition zone and pure water zone) for differential calculation of storage capacity. In addition, the multi-factor prediction mathematical model and calculation method of storage capacity in oil-reservoir UGSs are established. They take "effective gas storage pore volume" as the core, and comprehensively consider microscopic gas displacing efficiency, macroscopic coefficient, secondary saturation dissolution and property change of remaining oil, and other multiple-phase seepages and phase behaviors in different fluid zones. And the following research results are obtained. First, the storage capacity of the UGSs rebuilt from the oil reservoirs stimulated by gas flooding after water flooding is mainly controlled by microscopic gas displacement efficiency and macroscopic sweep coefficient. Second, the secondary saturation dissolution and volume shrinkage of the remaining oil have a certain impact on the storage capacity. The stronger the volatility of the crude oil and the more the stable remaining oil during UGS construction, the more significant the impact of the secondary saturation dissolution of the remaining oil and the change of crude oil properties on the storage capacity. Third, in the UGS rebuilt from the Jidong Pugu 2 volatile oil reservoir, the effective storage capacity contributed by the free gas of the secondary gas cap is $18.61 \times 10^8 \text{ m}^3$, 15.1% of which, i.e., $2.81 \times 10^8 \text{ m}^3$, results from the shrinkage of the stable remaining oil during UGS construction caused by the gas-oil composition phase behavior. The total storage capacity contributed by free gas and secondary saturation dissolution of remaining oil is $28.60 \times 10^8 \text{ m}^3$. In conclusion, this method has been practically applied in Pugu 2 and Nanpu 1 UGSs of the Jidong Oilfield, and the established calculation model of the storage capacity of oil-reservoir UGSs presents remarkable application effects. However, the construction mechanism of oil-reservoir UGSs is more complicated than that of gas-reservoir UGSs, the macroscopic sweep coefficient and microscopic displacement efficient of flooded zones and pure oil zones are mainly the results of laboratory test and numerical simulation, and gas channeling and gas-oil-water interlock caused by high-intensity injection and production have a greater impact on the formation of storage capacity, so in the process of UGS construction and operation, it is necessary to strengthen dynamic monitoring, correct the numerical model in real time, and establish reasonable technological limit of gas injection and liquid drainage, so as to control the stable extension of oil-gas contact reasonably and improve the storage capacity expansion and production efficiency.

Keywords: Oil reservoir; Storage capacity; Microscopic gas displacing efficiency; Macroscopic sweep coefficient; Gas-oil Phase behavior; Effective gas storage pore volume; Crude oil shrinkage

基金项目: 中国石油前瞻性基础性科技项目“油藏建库库容形成规律与储气库参数指标设计方法”(编号:2022DJ8302)。

作者简介: 高广亮, 1986年生, 高级工程师; 主要从事油气藏开发地质、油气田开发与储气库方案设计等研究工作。地址:(063000) 河北省唐山市路北区新华西道。ORCID: 0009-0002-8865-5732。E-mail: 286349297@qq.com

0 引言

天然气地下储气库（以下简称储气库）是利用地下具备封闭条件的储集空间，将天然气回注形成的一种人工气藏，其不仅可以起到冬季调峰采气功能，而且可以兼作应急气源，提高供气可靠性^[1-2]。建设储气库是保障天然气安全平稳供应的重大民生工程。根据储气库建库地质特点，可将其分为油气藏型储气库、含水层型储气库、盐穴型储气库和矿坑型储气库等 4 种类型^[1]。其中，利用枯竭或开发中后期油气藏改建是储气库建设的主要类型。中国自 1994 年启动建库以来，截至 2022 年底累计建成储气库 24 座，形成工作气量约 $192 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3-4]。作为天然气消费和季节调峰的双重核心区，目前京津冀地区适宜建库气藏已基本枯竭，该区域赋存丰富的水淹油藏、带气顶油藏等逐渐纳入建库范围^[1-2]，成为国内储气库建设的主要发展方向。

库容量是储气库建库地质方案设计的核心研究内容之一，是储气库其他运行指标设计的基础，准确计算储气库库容量对储气库总体建库效益以及上游天然气开发和下游天然气需求都将起到重要的作用^[5-6]。目前，国内针对气藏型储气库库容计算方法研究较为成熟，杨广荣等^[7]提出利用物质平衡法计算储气库库容量，胥洪成等^[8]提出了水驱气藏改建储气库库容量预测方法，高涛^[9]针对底水火山岩储气库库容和工作气影响因素进行了定量评价。在气藏建库库容量预测方法研究基础上，国内早期也逐步开展了带油环气藏和水淹油藏建库库容形成机理、库容量计算等方面的探索研究。王皆明等^[10]以华北京 58 气顶油藏储气库为研究对象，提出了以气顶自由气、油层自由气和溶解气不同流体区带库容量计算方法。曾顺鹏等^[11-14]开展了油藏建库库容形成机理及影响因素研究，潘洪灏等^[15]以辽河油田兴古 7 潜山油藏为对象，对气驱开发油藏改建储气库库容量及影响因素进行了研究。

由于油藏建库需通过多轮高压注气采油排液，从无到有逐渐形成、扩大储气空间和库容，宏观上将其称为次生气顶形成过程，其存在气油水三相渗流和复杂的气—油组分交换相行为，库容形成机理与气藏建库具有显著差别。而目前针对油藏建库库容量计算方法均未考虑储层不同区带流体赋存特征、动用效率和气油相行为的影响，导致建库设计关键指标与实际运行存在较大差别。笔者以冀东油田堡古 2 典型砂岩油藏为研究对象，综合采用室内模拟

实验、机理分析和数值模拟等多种技术手段，在剖析油藏建库库容形成机理及其影响因素基础上，建立了以“有效储气孔隙体积”为核心，综合考虑储层不同流体区带渗流和气油相行为的油藏建库库容量多因素计算数学模型和预测方法，应用于堡古 2 挥发性油藏建库指标设计。研究成果为不同类型油藏建库库容参数设计、建库方案设计和运行优化等提供科学指导。

1 库容形成机理分析

枯竭气藏或开发中后期气藏建库，库容形成过程为注气膨胀或气驱水恢复储气空间，因为气藏原始含气孔隙空间仍然存在或仅部分孔隙受到天然水侵影响。而经历天然或人工注水开发的水淹油藏建库库容形成过程更加复杂^[10]：①储层赋存流体为气油水三相，建库过程为油、气、水三相多轮交互驱替，渗流机理复杂；②油藏建库前储层孔隙内部基本被液体饱和，需通过多轮交互气驱排液采油，使得液体“腾出”空间实现储气形成次生气顶（图 1），有效储气空间的形成不确定性高，宏观气驱波及系数、微观气驱液效率受原油性质、水驱剩余油赋存状态、注采压力和温度以及储层物性等多因素影响；③油藏建库气驱采油排液过程存在复杂的气油多组分交换等相行为特征，建库注采过程采油排液效率、采出流体组分和库容形成规模等均受相间传质的影响^[11-13]。根据气驱油是否发生混相，油藏建库包括非混相驱替和混相驱替两种模式。

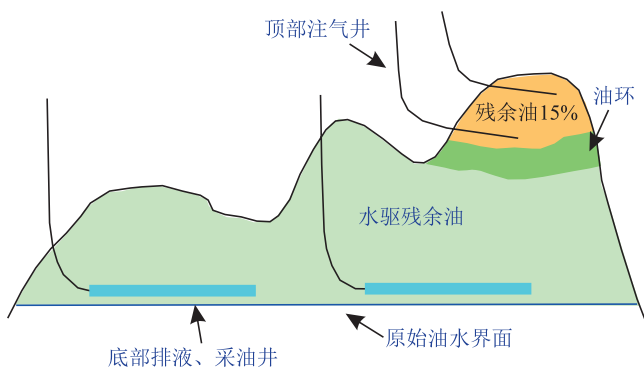


图 1 油藏建库库容形成机理示意图

非混相驱替建库模式主要是通过注入天然气对储层剩余油、可动水的驱替排出和压缩等腾出储气孔隙空间，从而形成次生气顶。注气驱替剩余油、驱替可动水效率与储层物性、非均质性、注气速度和宏观控制以及油水分布状态密切相关^[8-9]。总体而言，

储层物性越好、非均质性越弱、注气速度越低,则气驱液效率越高。而混相驱替建库模式下,注入天然气与剩余油在高压后发生混相作用,气油界面消失,微观气驱油效率更高。同时,由于进行混相驱油,宏观波及系数也大幅提升。因此,储层中可以腾出更多的储气孔隙空间,最终形成的库容量规模更大^[16]。

2 库容量计算模型建立

2.1 油藏建库简化剖面模型

经历天然或人工注水开发的水淹油藏建库前地下流体分布自上而下可简化为纯油带、水淹带/油水过渡带、纯水带等3个区带(图2)。根据油藏建库库容形成机理分析,油藏改建储气库建设过程中,随着注入天然气的驱替和运移,将发生气驱油、气驱液过程,存在顶部气驱油、底部气驱液两种不同的库容形成过程。由于不同区带流体分布的差异,微观气驱效率和宏观波及系数具有差异性。

纯油带为建库前未受到注入水和天然水侵影响的原油富集区,建库气驱效率高,为有效库容的主要部分,水淹带/油水过渡带为建库前受到注入水和

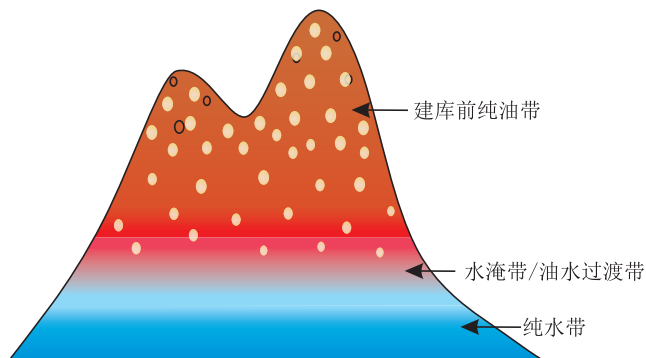


图2 油藏建库前储层流体分布简化剖面示意图

水侵影响的剩余油富集区,注入水、天然侵入水和剩余油交错分布,气驱效率较纯油带差,为有效库容的重要组成部分。同时,根据相平衡原理,在建库注入干气驱替过程中,注入干气与原油长期持续发生相间传质作用,干气将不断抽提原油中的中间烃,导致剩余油收缩,对于收缩性较强的挥发性油藏,原油收缩将显著增加有效库容量(图3)。储气库稳定运行阶段,当压力达到上限压力时地下最终剩余油亦会二次饱和膨胀增加总库容量。因此,应针对储层流体分布的不同,在油藏动态储量精细评价基础上分区带差异化计算库容量^[7,14,17-20]。

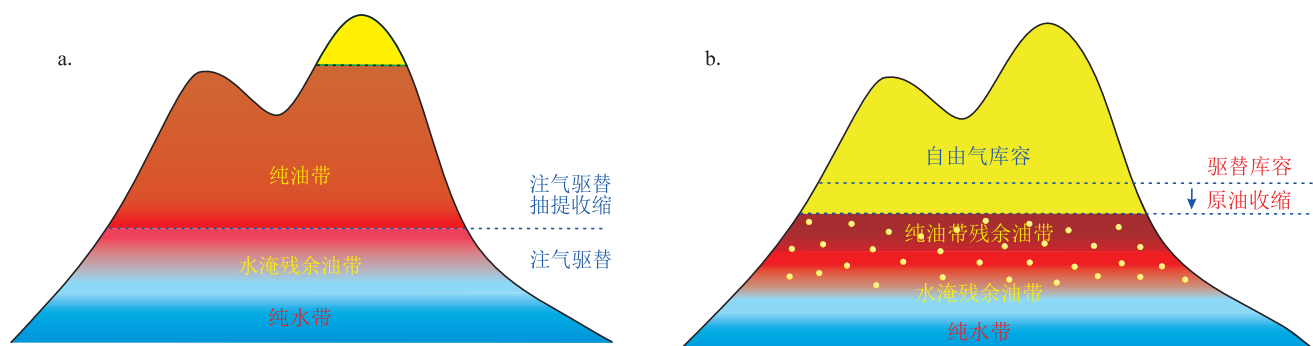


图3 油藏建库注采运行简化剖面示意图

2.2 气驱有效库容量计算模型

如前所述,油藏建库需通过气驱采油排液方式,从无到有形成储气空间,气驱采油排液量大小是决定库容量的核心,而其具体影响因素包括储层物性、非均质性、宏观气驱波及系数和微观驱替效率及气油相间传质等。同时,油藏衰竭和注气开发过程中由于应力敏感效应引起的不可恢复的储层孔隙体积塑性变形,也是影响建库储气空间的潜在因素。但大量实验表明,应力敏感效应引起的储层孔隙塑性变形较小,尤其对于埋藏较深的中低孔隙度、中低渗透率砂岩储层,应力敏感效应引起的储层孔隙体

积变化可忽略不计^[21]。

由于储层不同区带赋存流体不同,气驱采油排液效率也将存在较大差异。因此,需根据上述储层不同流体区带划分,差异化计算地下储气孔隙体积。纯油带和水淹带气驱液、油腾出的储气孔隙体积数学表达式分别为:

$$G_1 = \frac{V_o E_m E_o + V_{oL} E_m E_L}{B_{gmax}} \quad (1)$$

其中

$$V_{oL} = \frac{N_p D I_w}{E_{RW}} \times B_{oi}$$

$$V_o = V - V_{oL}$$

式中 G_1 表示气驱有效库容量, m^3 ; V_o 表示纯油带地层原始含油孔隙体积, m^3 ; V_{oL} 表示水淹带 / 油水过渡带地层原始含油孔隙体积, m^3 ; N_p 表示建库前原油累计产量, m^3 ; DI_w 表示水驱指数; E_{RW} 表示油藏水驱采收率; E_m 表示宏观波及系数; E_o 表示气驱油效率; E_L 表示气驱液效率; B_{gmax} 表示上限压力时注入干气体积系数, 无量纲; B_{oi} 表示原始条件下原油体积系数, 无量纲; V 表示地层原始总含油孔隙体积, m^3 。

通过动态分析确定油藏开发过程中驱动能量, 根据油藏开发动态利用水驱曲线确定的纯水驱采油量, 即去除溶解气驱和弹性驱采油量。结合室内水驱油实验最终标定的水驱采收率、岩心水驱油效率、残余油饱和度和水驱波及系数, 计算出注入水和天然水驱波及的范围, 求解出建库前水淹带 / 油水过渡带地层原始含油孔隙体积, 利用油藏原始地质储量计算得出地层原始总含油孔隙体积, 二者相减计算得到建库前纯油带地层原始含油孔隙体积。

基于以上分析可以求解得出建库前纯油带、水淹带 / 油水过渡带地层原始含油孔隙体积, 通过气驱采油与排液逐步“腾空”地下孔隙形成库容。因此, 气驱效率和宏观波及系数是评价油藏建库有效库容空间的关键参数: ①利用短、长岩心驱替实验、长岩心多轮次驱替等室内实验, 通过多周期注采实验物理模拟、井组模型多周期注采数值模拟, 评价气驱效率和气驱规律, 综合确定气驱油、气驱液效率; ②通过水驱宏观波及系数评价、矿场注采试验评价、多周期注采数值模拟和类比法确定气驱宏观波及系数。在确定出水淹带、纯油带微观气驱效率和宏观波及系数的基础上, 计算求解油藏建库气驱有效孔隙体积 V_o 和 V_{oL} , 最终可计算出气驱有效库容量。

2.3 剩余油收缩有效库容量计算模型

若建库目标为挥发性油藏, 根据挥发油油藏流体性质, 原油中中间烃含量显著高于常规黑油。建库过程注入气与剩余油长期发生相间传质, 注入气不断抽提挥发油中间烃, 导致剩余油收缩增加总库容量。考虑到实际储层流体的复杂性, 尤其是注入水和天然侵入水对于干气与原油相间传质的影响, 实际库容预测时, 仅考虑纯油带剩余油收缩对库容的贡献, 忽略水淹带剩余油的收缩效应。纯油带剩余油收缩增加的库容量计算数学表达式如下:

$$G_2 = \frac{V_{os} S}{B_{gmax}} \quad (2)$$

式中 G_2 表示剩余油收缩有效库容量, m^3 ; V_{os} 表示纯油带剩余油体积, m^3 ; S 表示原油收缩系数。

通过目前现场录取的原油样品和注入干气进行多轮注采相态实验以及采用 WinProp 软件模拟的挥发油藏与干气多轮注采流体性质变化, 进而得到原油收缩系数。从图 4-a 可以看出, 随着多周期注采原油与干气持续发生相间传质, 干气抽提原油中间烃, 使得挥发油不断收缩。多轮注采后, 原油性质已基本不发生变化, 可以得到挥发油原油收缩系数。从图 4-b 可以看出, 挥发油与干气多轮作用后, 与模拟实验类似, 具有相同的变化特征, 原油体积系数均随注采轮次的增加而减小, 循环注采初期原油收缩率较为显著, 随多轮注采, 收缩率降低。与图 4-a 的差异在于, 注采初期数值模拟给出的原油体积系数较大、收缩率较小, 但后期持续发生收缩, 多轮注采后原油体积系数小于室内实验预测结果。

上述两种方法结果存在差异的原因在于模拟条件: ①室内相态实验是基于目前现场取样, 原油已大量脱气、部分中间组分消失, 故实验初期得到的原油体积系数较小。随着多轮注采, 气、油组分交换

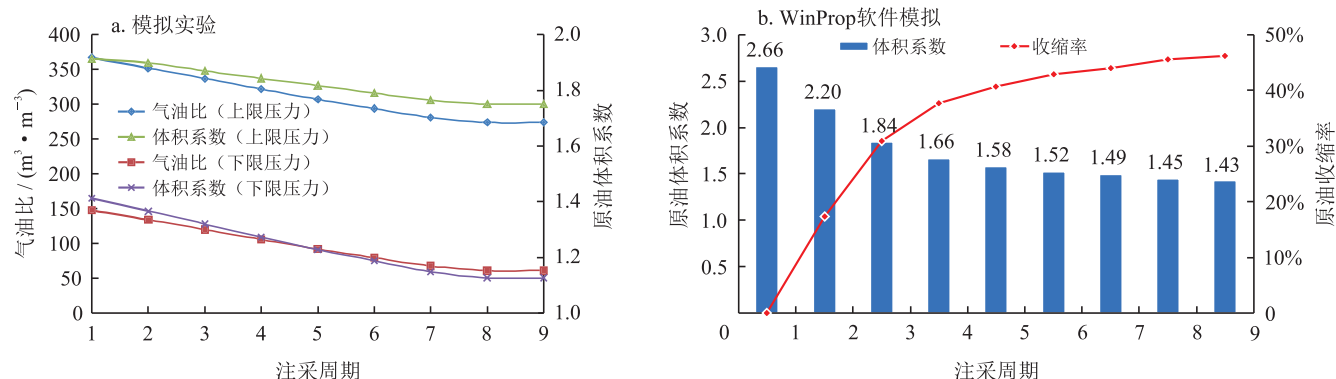


图 4 挥发油与注入干气相平衡实验和数值模拟结果图

相对较弱,持续发生收缩程度有限。而数值模拟原油组分为根据油藏原始状态经历衰竭开发模拟得到的原油组分,理论而言与目前油藏建库流体组分条件更加接近。②室内相态实验是从大气压开始逐步二次加气膨胀实验,与目前较高地层压力开始注气建库具有一定程度的差别;而数值模拟是完全遵从目前地层压力条件,从目前地层压力、流体性质状态开展注采模拟,条件更加仿真。但由于是零维空间,干气与原油瞬间达到相平衡,因此,原油体积系数收缩程度较室内模拟实验更加明显。

2.4 剩余油溶解气容量计算模型

油藏在建库过程中,通过循环往复注采可大幅提高原油采收率,但仍会有大量原油滞留地层无法采出,剩余油在储气库注气过程中二次饱和膨胀,当压力达到上限压力时地下剩余油二次膨胀的气量称为剩余油溶解气容量。当地层压力低于原始流体泡点压力时,剩余油二次膨胀溶解气油比的计算可以采用2种方法进行计算求解。

1) 方法一:采用 Vasuez-Beggs 泡点关系经验公式。

$$R_{S2} = 1.166 2 \gamma_g p_{\max}^{1.187 10} \exp\left(\frac{23.931 \gamma_{API}}{T_F + 60}\right) \quad (3)$$

式中 R_{S2} 表示上限压力下原油二次注气膨胀溶解气油比, m^3/m^3 ; γ_g 表示注入气相对密度,无量纲; γ_{API} 表示脱气原油的 API 比重; $p_{\max}$ 表示储气库运行上限地层压力, MPa; T_F 表示储气库地层温度, $^{\circ}\text{F}$ 。

2) 方法二:多轮次注采气油相态特征室内试验,获取剩余油二次膨胀气油比。

油藏在多轮次交互注采过程中,由于注入气抽提作用,随着轮次进行,原油收缩,溶解气油比、体积系数逐渐下降,原油密度逐渐增大。多轮次注采后,采出气中 $\text{C}_2 \sim \text{C}_6$ 中间烃组分减少,注入气抽提能力减弱,随着多轮次进行,注入气抽提原油的中间组分,轻重组分相似相溶能力下降,原油溶解气能力降低,体积系数下降,原油密度与黏度均有小幅上升,经过多轮交互注采后采出气组分稳定,再无组分传质现象(图 5、6),由此可确定经过多轮次交互注采后剩余油二次膨胀溶解气油比(图 4-a)。

在确定二次膨胀溶解气油比后,根据储气库建设稳定运行后地层中剩余油总量计算剩余油溶解气容量,计算公式为:

$$G_3 = (N_i - N_g) \times R_{S2} \quad (4)$$

式中 G_3 表示剩余油二次饱和膨胀溶解气量, m^3 ; N_i 表示建库前地层原油地质储量, m^3 ; N_g 表示建库过程中气驱累计产出原油量, m^3 。

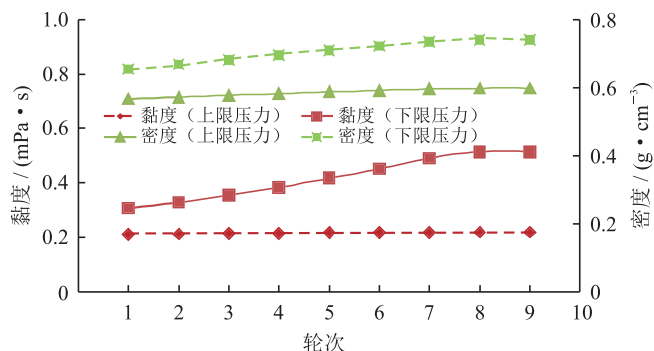


图5 多轮次注气后原油黏度和密度变化曲线图

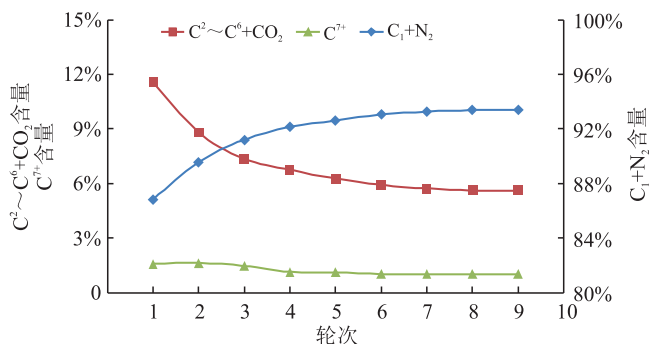


图6 多轮次注气后产出气组分变化图

2.5 总库容量计算模型

根据上述分析,建库运行过程原油与注入干气长期接触传质后原油收缩、性质趋于稳定。因此,忽略储气库短期高速注采稳定运行过程中剩余油对注入气的溶解和脱出,利用油层建库,当储气库达到上限压力时,总库容量应为气驱库容量+剩余油收缩(挥发性油藏)额外增加库容量+建库稳定运行上限压力下剩余油溶解气量三者之和。其数学表达式为:

$$G = G_1 + G_2 + G_3 \quad (5)$$

式中 G 表示总库容量, m^3 。

3 应用实例

3.1 油藏基本特征

冀东油田堡古2储气库位于南堡凹陷南堡3号构造南部斜坡带,含油层位为古近系沙河街组沙一段,埋深3 950~4 200 m,构造为近东西向展布被断层复杂化的背斜构造,储层为湖底扇沉积的砂质碎屑岩储层,平均储层厚度73.3 m,平均孔隙度14.9%,渗透率189 mD。油藏类型为块状挥发性油藏,含油面积5.03 km^2 ,原油动态地质储量 $562.24 \times 10^4 \text{ t}$,溶解气储量 $34.97 \times 10^8 \text{ m}^3$,采用边底部注水开发

时地层压力由 40.17 MPa 下降至 27.3 MPa，累计产油 115.3×10^4 t，累计产气 13.0×10^8 m³，累计产水 94×10^4 m³，采出程度为 20.3%，综合含水 73.3%，综合水驱指数 0.4。因此堡古 2 油藏改建储气库库容量包括 3 个部分：①纯油带 / 水淹带库容量；②纯油带剩余油收缩库容量；③剩余油二次饱和膨胀溶解气容量（图 7）。

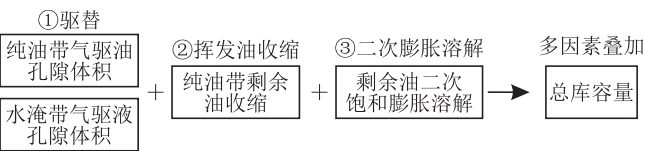


图 7 堡古 2 储气库库容量设计考虑因素图

3.2 纯油带 / 水淹带库容量

在油藏地质及开发特征精细评价基础上，综合考虑储层沉积微相、物性、非均质性、边底水及注入水水侵等因素的影响，建库前地层压力系数平均 0.68，已形成一定规模自由气（图 8）。数值模拟与现场实

际生产动态高度吻合，油藏中纵向流体分布差异较大，宏观可分为自由气富集区、纯油带、水淹带等 3 个区带。根据油藏开发生态，油藏原始总含油孔隙体积 $1\,569.72 \times 10^4$ m³，依据式（1）计算得出水淹带原始含油孔隙体积为 351.13×10^4 m³，纯油带原始含油孔隙体积为 $1\,218.59 \times 10^4$ m³（表 1）。

综合矿场统计、物质平衡、数值模拟、室内模拟实验、岩心多轮次驱替试验和类比等方法，评价堡古 2 储气库室内实验短岩心纯油带气驱油效率为 70.2%，水淹带气驱液效率为 45.7%，长岩心原始温压条件下水驱驱油效率为 45.15%，转烃类气驱驱油效率最终为 75.2%，宏观波及系数介于 60.6% ~ 64.0%。考虑挥发性油藏特性，建库上限压力高于混相压力，气驱油 / 液效率应高于短岩心驱替效率，接近长岩心气驱效率，库容参数计算时纯油带和水淹带建库气驱效率分别取值 70.2% 和 45.7%，宏观波及系数取值 60% ~ 64%，计算得到两个区带建库气驱有效孔隙空间为 647.74×10^4 m³，利用式（1）

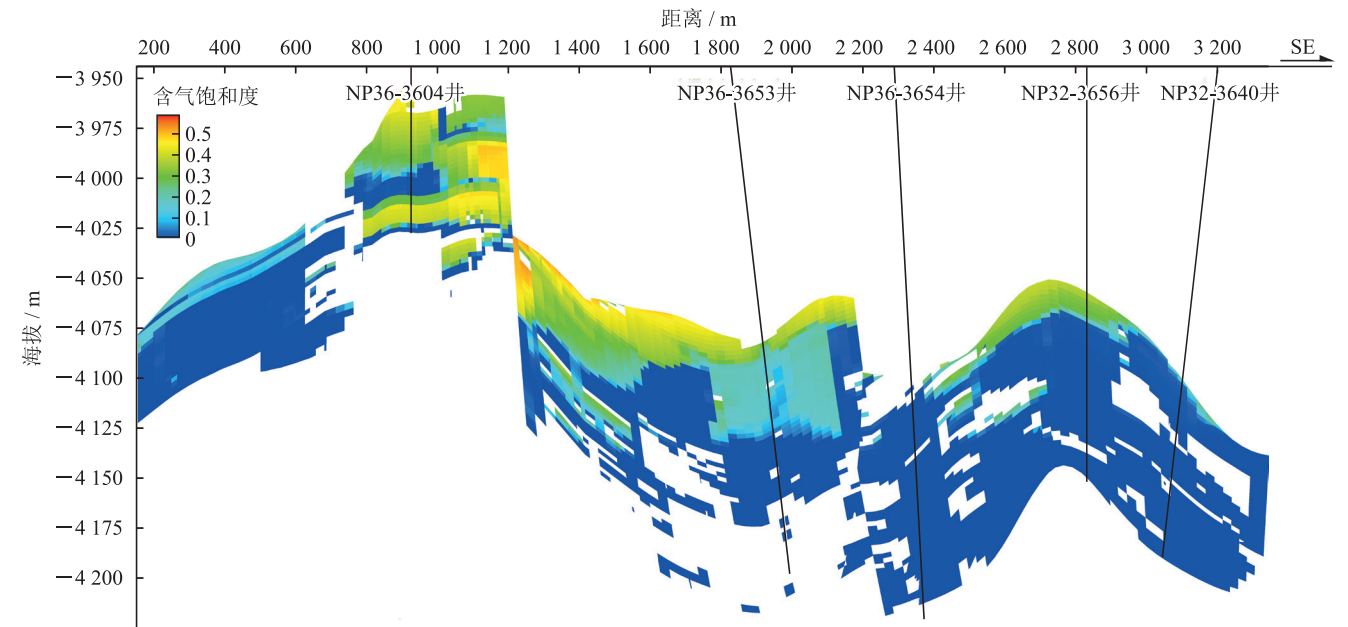


图 8 数值模拟储层含气饱和度剖面图

表 1 堡古 2 油藏建库不同区带气驱有效孔隙空间计算结果统计表

断块	原始含油 孔隙体积 / 10^4 m ³	纯油带原始含油 孔隙体积 / 10^4 m ³	水淹带原始含油 孔隙体积 / 10^4 m ³	自由气储气空间 / 10^4 m ³	纯油带 / 水淹带 有效库容量 / 10^8 m ³
NP306X1	394.07	332.72	61.35	167.37	4.08
NP306X2	518.86	412.38	106.48	215.81	5.27
NP3-81	325.11	261.78	63.33	135.82	3.32
NP306X6	331.68	211.71	119.97	128.74	3.14
合计	1 569.72	1 218.59	351.13	647.74	15.81

计算得出有效库容量为 $15.81 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 1)。

3.3 纯油带剩余油收缩库容量

根据堡古 2 储气库多轮注采相态试验和数值模拟, 堡古 2 储气库注采 1 轮后, 原油体积系数收缩率为 17.3%, 注采 8 轮次后, 原油体积系数收缩率为 46.2%。考虑多孔介质多相流体组分交换和传质的复

杂性, 选用注采 1 轮原油体积收缩模拟结果, 既考虑挥发油建库特点, 又为库容参数设计留有余地。根据气驱建库储气孔隙空间评价, 建库最终气驱剩余油占据孔隙空间为 $667.35 \times 10^4 \text{ m}^3$, 剩余油收缩增加储气空间 $115.40 \times 10^4 \text{ m}^3$, 利用式 (2) 计算得出剩余油收缩增加库容量为 $2.81 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 2)。

表 2 纯油带剩余油收缩增加储气空间统计表

断块	纯油带原始 含油孔隙体积 / 10^4 m^3	纯油带气驱后 剩余油占据孔隙体积 / 10^4 m^3	剩余油收缩 增加储气孔隙体积 / 10^4 m^3	剩余油收缩 增加库容量 / 10^8 m^3
NP306X1	333.72	182.21	31.51	0.77
NP306X2	412.38	225.84	39.05	0.95
NP3-81	261.78	143.36	24.79	0.60
NP306X6	211.71	115.94	20.05	0.49
合计	1 218.59	667.35	115.40	2.81

3.4 剩余油溶解储气库容量

基于室内岩心实验和数值模拟预测, 堡古 2 油藏建库原油最终采收率 52.8%, 地下最终剩余油 $225.0 \times 10^4 \text{ t}$, 多轮次注采气油相态特征室内试验表

明, 在上限压力 40 MPa 下其剩余油二次膨胀气油比为 $274 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 依据式 (6) 计算得出堡古 2 油藏建库稳定运行阶段最终剩余油二次膨胀溶解库容量为 $9.97 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 3)。

表 3 建库气驱采油和溶解储气库容量统计表

断块	水淹带 剩余油 / 10^4 t	纯油带 剩余油 / 10^4 t	水淹带 增油量 / 10^4 t	纯油带 增油量 / 10^4 t	气驱建库 增油量 / 10^4 t	最终累计 产油量 / 10^4 t	原油最终 采收率	最终剩余油 / 10^4 t	溶解气 库容量 / 10^8 m^3
NP306X1	10.5	78.34	1.05	35.4	36.5	67.6	56.4%	52.4	2.32
NP306X2	18.3	106.36	1.83	48.1	49.9	83.3	52.7%	74.7	3.31
NP3-81	10.9	68.29	1.09	30.9	32.0	51.8	52.4%	47.2	2.09
NP306X6	20.6	58.76	2.06	26.6	28.6	50.3	49.8%	50.7	2.25
合计	60.3	311.75	6.03	141.0	147.0	253.0	52.8%	225.0	9.97

3.5 总库容量

堡古 2 储气库总库容量为纯油带/水淹带库容量、纯油带剩余油收缩库容量及剩余油二次饱和膨胀溶解气量之和, 即 $28.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4 结论

1) 通过室内多轮次驱替试验、相平衡实验和数值模拟结果, 剖析了油藏改建储气库库容形成机理, 油藏建库过程中存在复杂的气油多组分交换等相间传质, 库容形成主要受气驱液效率、气驱波及系数、原油收缩系数和剩余油二次饱和溶解等因素影响, 库容计算应在油藏动态储量精细评价基础上, 分区分带进行差异化计算。

2) 从油藏改建储气库气驱采油排液储气空间动用和库容形成的多相流体渗流及相行为内在机理出发, 同时考虑了改建储气库注气时储层不同流体分区及其气驱动用效率差异、多周期循环注采注入气—原油相间传质引起的储层最终剩余油性质变化等对有效储气空间的影响, 建立了油藏建库注采运行简化模型, 提出了分区分带建库有效孔隙体量化评价方法, 建立了不同区带库容预测数学模型。该计算模型考虑因素更加全面, 适用于完全水淹和未完全水淹的常规黑油与挥发性油藏改建储气库有效库容量预测, 可大幅降低了有效库容量计算误差, 且油藏挥发性越强、水淹程度越低, 储气库有效库容量的计算精度越高。

3) 通过顶部注气驱替纯油带、水淹带/油水过

渡带地层流体所形成的自由储气库容量, 主要取决于水驱转气驱后的注气驱替效率和气驱波及体积的大小, 原油收缩、剩余油二次饱和膨胀溶解气量与注入气性质及原始油藏流体性质密切相关。

4) 所建立的油藏库容计算模型, 在冀东油田堡古 2 储气库、南堡 1 号储气库可行性研究中得到应用和实践。但由于油藏建库机理较气藏建库更为复杂, 目前水淹区和纯油区的宏观波及系数和微观驱替效率以室内试验、数值模拟计算为主, 高强度注采引发气窜、气油水互锁等对库容的形成将产生较大影响, 建库运行过程中需加强动态监测, 实时修正数值模型, 建立合理的注气和排液技术界限, 合理控制油气界面稳定扩展, 提升达容达产效率。

参 考 文 献

- [1] 马新华, 郑得文, 魏国齐, 等. 中国天然气地下储气库重大科学理论技术发展方向 [J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 93-99.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, WEI Guoqi, et al. Development directions of major scientific theories and technologies for underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 93-99.
- [2] 丁国生, 魏欢. 中国地下储气库建设 20 年回顾与展望 [J]. 油气储运, 2020, 39(1): 25-31.
DING Guosheng, WEI Huan. Review on 20 years' UGS construction in China and the prospect[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 25-31.
- [3] 完颜祺琪, 王云, 李东旭, 等. 复杂地质条件下地下储气库建设安全运行技术进展 [J/OL]. 油气储运: 1-10[2023-08-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1093.te.20230728.0858.002.html>.
WANYAN Qiqi, WANG Yun, LI Dongxu, et al. Advances in the safe operation technology of underground gas storage reservoir construction under complex geological conditions[J/OL]. Oil & Gas Storage and Transportation: 1-10[2023-08-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1093.te.20230728.0858.002.html>.
- [4] 阳小平, 王同涛, 孙博, 等. 中国地下储气库建设需求和关键技术发展方向 [J/OL]. 油气储运: 1-8[2023-08-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1093.TE.20230801.1755.002.html>.
YANG Xiaoping, WANG Tongtao, SUN Bo, et al. The construction demand and key technology development direction of underground gas storage in China[J/OL]. Oil & Gas Storage and Transportation: 1-8[2023-08-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1093.TE.20230801.1755.002.html>.
- [5] 孙彦春, 何海燕, 仲学哲, 等. 注水开发油藏改建储气库微观渗流机理研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(11): 120-121.
SUN Yanchun, HE Haiyan, ZHONG Xuezhe, et al. Study on the microscopic seepage mechanism of gas storage reservoirs for water injection development and reconstruction of oil reservoirs[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2021, 41(11): 120-121.
- [6] 魏国齐, 郑雅丽, 邱小松, 等. 中国地下储气库地质理论与应用 [J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1519-1530.
WEI Guoqi, ZHENG Yali, QIU Xiaosong, et al. Geological theory and application of underground gas storage in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1519-1530.
- [7] 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): 96-99.
YANG Guangrong, YU Yuanzhou, JIA Guangxiong, et al. Calculating the capacity of underground natural gas storage by material balance method[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 96-99.
- [8] 胥洪成, 王皆明, 屈平, 等. 复杂地质条件气藏储气库库容参数的预测方法 [J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 103-108.
XU Hongcheng, WANG Jieming, QU Ping, et al. A prediction model of storage capacity parameters of a geologically-complicated reservoir-type underground gas storage (UGS)[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 103-108.
- [9] 高涛. 底水火山岩储气库库容和工作气量主控影响因素定量评价 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(3): 87-93.
GAO Tao. Quantitative evaluation of main controlling factors of capacity and working gas volume of volcanic gas storage with bottom water[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(3): 87-93.
- [10] 王皆明, 姜风光. 砂岩气顶油藏改建储气库库容计算方法 [J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 97-99.
WANG Jieming, JIANG Fengguang. A method for calculating underground gas storage capacity reconstructed from sand gas-cap reservoir at the late water-driving stage[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 97-99.
- [11] 曾顺鹏. 高含水后期油藏改建储气库渗流机理及应用研究 [D]. 成都: 西南石油学院, 2005.
ZENG Shunpeng. Study on the seepage mechanism and application of gas reservoirs in the later stage of high water content[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2005.
- [12] 张金冬. 低渗透气藏天然气地下储气库渗流理论及模拟研究 [D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2021.
ZHANG Jindong. Theory and simulation research of seepage in low permeability underground natural gas storage[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2021.
- [13] 俞宏伟, 李实, 李金龙, 等. 气驱油油气混相过程的界面传质特性及其分子机制 [J]. 物理化学学报, 2022, 38(5): 81-88.
YU Hongwei, LI Shi, LI Jinlong, et al. Interfacial mass transfer characteristics and molecular mechanism of the gas-oil miscibility process in gas flooding[J]. Acta Physico-Chimica Sinica, 2022, 38(5): 81-88.
- [14] 熊钰, 徐宏光, 李辉, 等. 废弃油藏建储气库库容变化机理室内实验研究 [J]. 科学技术与工程, 2015, 15(6): 173-176.
XIONG Yu, XU Hongguang, LI Hui, et al. A research on the change mechanism of storage capacity of abandoned oil reservoirs to build gas storage space through indoor test[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(6): 173-176.
- [15] 潘洪灏, 刘斐, 刘纯高, 等. 气驱开发油藏改建地下储气库的库容量及其影响因素——以兴古 7 古潜山油藏为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 93-97.
PAN Honghao, LIU Fei, LIU Chungao, et al. Gas injection flooding for EOR and its impacts on the proposed underground

- gas storage capacity: A case study from the Xinggu 7 Buried Hill Oil Reservoir in the western Liaohe Depression[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(7): 93-97.
- [16] 杜玉洪, 孟庆春, 张辉. 任 11 井潜山油藏改建地下储气库库容评价技术[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 104-107.
- DU Yuhong, MENG Qingchun, ZHANG Hui. Technological research on evaluation of rebuilding underground gas storage capacity in Ren-11 buried hill reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(2): 104-107.
- [17] 王皆明, 张昱文, 丁国生, 等. 任 11 井潜山油藏改建地下储气库关键技术研究[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 406-411.
- WANG Jieming, ZHANG Yuwen, DING Guosheng, et al. Methods of rebuilding well Ren-11 buried hill oil reservoir as underground gas storage[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(4): 406-411.
- [18] 宣涛, 苏展, 刘世界, 等. 异常高压弱水驱凝析气藏改建储气库库容量评价[J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 71-77.
- XUAN Tao, SU Zhan, LIU Shijie, et al. Capacity evaluation of gas storage after reconstruction of abnormal high pressure weak water drive condensate gas reservoir[J]. Well Testing, 2021, 30(6): 71-77.
- [19] 高发连, 舒霞. 储气库库容的估算方法[J]. 油气储运, 2005, 24(12): 22-24.
- GAO Falian, SHU Xia. Calculation method on the inventory of underground gas storage[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2005, 24(12): 22-24.
- [20] 周道勇. 高含水后期油藏及含水构造改建储气库研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- ZHOU Daoyong. Study on the reconstruction of gas reservoirs and water-bearing structures in the later stage of high water content[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [21] 代平, 孙良田, 李闽. 低渗透砂岩储层孔隙度、渗透率与有效应力关系研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(5): 93-95.
- DAI Ping, SUN Liangtian, LI Min. Study on relation between porosity/permeability and effective stress of sand reservoir with low permeability[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(5): 93-95.

(修改回稿日期 2023-08-17 编辑 罗冬梅)



本文互动

一种油气藏型储气库寒冷季节采气中断后的复产方法

1. 目的

油气藏型储气库采气系统通常采用 J-T 阀膨胀制冷+注乙二醇防冻堵工艺, J-T 阀前后约 4.5 MPa 的压降会产生约 20℃ 的温降, 在 J-T 阀后形成 -13 ~ -17℃ 的低温, 井底采出的湿天然气在此温度范围下会析出水和凝液, 并在低温分离器和高效聚结分离器中实现气液分离, 最终处理成合格天然气外输至国家管网供广大用户使用。在冬季气温较低时期, 已投产储气库会因各种情况关井中断采气, 采气系统位于地上的管线和设备温度会降低至室外低温。待再次开井采气时, 若 J-T 阀前后还保持 4.5 MPa 的压降, 产生的约 20℃ 的温降叠加室外低温, J-T 阀后的温度将降至 -33 ~ -37℃, 甚至更低温度, 远超过管线和设备的最低设计温度, 其冲击韧性会急剧下降, 存在极大安全风险。为解决这一问题, 笔者研发了一种“以 J-T 阀后温度合格为准、J-T 阀和出站调压阀全开、随温度升高即时调小阀开度”的复产方法, 使采气复产可以在寒冷冬季顺利进行。

2. 方法

1) 采气复产前准备。①按照采气复产手册首先导通采气系统所有流程(注采井生产主阀处于关位); ②开启井场和集注站的注甲醇泵、注乙二醇泵和加热炉, 以提高湿天然气温度并防止管路冻堵; ③为避免 J-T 阀、出站调压阀后管路温度低于最低设计温度, 将 J-T 阀和出站调压阀的开度均设置为全开状态, 避免冷湿天然气因压降产生温降。

2) 开井采气。①打开注采井生产主阀, 高压高温湿天然气从井底采出, 驱动管线和设备中的冷湿天然气向下游流动; ②随时观察 J-T 阀后温度, 使其尽可能在设计温度区间运行, 如果 J-T 阀后温度低于设计运行温度, 则 J-T 阀和出站调压阀仍保持 100%

开度; ③随着高温湿天然气持续采出, 采气系统的温度逐渐升高, J-T 阀后的天然气温度也会逐渐升高; ④待 J-T 阀后的天然气温度高于设计运行温度, 逐渐调小 J-T 阀开度, J-T 阀前后因压降会产生温降, 使 J-T 阀后温度始终在设计温度区间运行; ⑤按照同样方法和步骤, 随时监测出站调压阀后温度并使其高于最低设计温度, 并及时调小出站调压阀开度, 直至符合出站压力要求。

3) 复产监测。①实时监测全采气系统温度, 使其高于最低设计温度; ②及时调整甲醇和乙二醇的注入量, 防止冻堵情况发生; ③在整个采气系统建立起正常的温度场后, 停运注甲醇和加热炉; ④监测相关采气生产参数符合设计要求, 至此采气复产顺利完成。

3. 作用和效果

辽河油田所属油气藏型储气库采气投产以来在寒冷季节数次遇到采气中断情况, 采用笔者提出的复产方法后, 均成功完成了复产任务。应用结果表明: 本方法可以使油气藏型储气库在寒冷冬季采气中断后快速复产, 采气系统管线和设备中的低温天然气, 在井底采出的高温湿天然气的驱动下以最快速度输送至下游, 保证了各段最低温度不超过最低设计温度, 从而保证金属的低温冲击韧性强度满足设计要求。方法还可以使采气系统在最短时间内建立起适宜的温场, 各项生产参数符合设计要求确保采气复产顺利完成, 还可为国内北方同类型储气库寒冷季节采气中断后复产提供借鉴参考。

(黄剑华、赵春、魏晓峰、李洪军、孙希勇、王乾: 辽河油田(盘锦)储气库有限公司, 第一作者 E-mail: huangjianhua@petrochina.com.cn 编辑 董 莎)