

文章编号: 1000-0747(2021)05-1061-08 DOI: 10.11698/PED.2021.05.18

天然气顶部重力驱油储气一体化建库技术

江同文¹, 王正茂¹, 王锦芳²

(1. 中国石油勘探与生产分公司, 北京 100007; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司前期研究项目“水介质类和天然气介质类重大开发试验跟踪评价前期研究(2021)”(2021-40217-000041); 长庆油田技术开发项目“长庆油田‘二三结合’提高采收率技术及潜力评价研究”(RIPED-JS-50016)

摘要: 基于天然气驱油重力、混相、降黏和渗吸机理, 提出了天然气驱油储气一体化建库技术, 同时对该技术的技术内涵、储气库选址原则、运行参数优化流程及优点进行了系统阐述。一体化建库可充分利用天然气驱油的重力、混相、降黏和渗吸等机理, 既能大幅度提高原油采收率, 又可逐步协同建成战略储气库, 实现采油与天然气调峰双赢。与气藏型储气库相比, 一体化建库具有增加原油产量和天然气储转费两种盈利模式, 效益更好; 同时, 一体化建库在建库初期保持高压注气, 投产初期为小吞小吐, 中后期过渡到大吞大吐, 周期应力变化不强, 克服了气藏型储气库始终保持大吞大吐运行、注采周期内存在高强度应力变化的缺点。一体化建库的关键技术为油藏选址及评价, 重力驱油、驱油压力优化和储气库运行参数优化等。经前期先导试验证实, 该技术已初步取得成功, 是中国快速发展储气库建设的新思路。图 16 表 3 参 25

关键词: 天然气驱; 顶部重力驱; 一体化建库; 储气库; 参数优化; 提高采收率

中图分类号: TE342

文献标识码: A

Integrated construction technology for natural gas gravity drive and underground gas storage

JIANG Tongwen¹, WANG Zhengmao¹, WANG Jinfang²

(1. Exploration & Production Company, PetroChina, Beijing 100007, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on the mechanisms of gravity displacement, miscibility, viscosity reduction, and imbibition in natural gas flooding, an integrated reservoir construction technology of oil displacement and underground gas storage (UGS) is proposed. This paper systemically describes the technical connotation, site selection principle and optimization process of operation parameters of the gas storage, and advantages of this technology. By making full use of the gravity displacement, miscibility, viscosity reduction, and imbibition features of natural gas flooding, the natural gas can be injected into oil reservoir to enhance oil recovery and build strategic gas storage at the same time, realizing the win-win situation of oil production and natural gas peak shaving. Compared with the gas reservoir storage, the integrated construction technology of gas storage has two profit models: increasing crude oil production and gas storage transfer fee, so it has better economic benefit. At the same time, in this kind of gas storage, gas is injected at high pressure in the initial stage of its construction, gas is injected and produced in small volume in the initial operation stage, and then in large volume in the middle and late operation stage. In this way, the gas storage wouldn't have drastic changes in stress periodically, overcoming the shortcomings of large stress variations of gas reservoir storage during injection-production cycle due to large gas injection and production volume. The keys of this technology are site selection and evaluation of oil reservoir, and optimization of gravity displacement, displacement pressure, and gas storage operation parameters, etc. The pilot test shows that the technology has achieved initial success, which is a new idea for the rapid development of UGS construction in China.

Key words: natural gas drive; gravity displacement; integrated gas storage construction; gas storage; parameter optimization; EOR

引用: 江同文, 王正茂, 王锦芳, 等. 天然气顶部重力驱油储气一体化建库技术[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 1061-1068.
JIANG Tongwen, WANG Zhengmao, WANG Jinfang, et al. Integrated construction technology for natural gas gravity drive and underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1061-1068.

0 前言

欧美国家地下储气库建设可以追溯到 20 世纪初, 距今已有近百年历史^[1-3]。据 2018 年国际天然气联盟

(IGU)资料统计, 目前世界上共有 689 座地下储气库, 总工作气量达 $4\,165.3 \times 10^8 \text{ m}^3$, 约占全球天然气总消费量 ($35\,429 \times 10^8 \text{ m}^3$) 的 12%, 其中主要发达国家工作气量占消费量的 19.5%^[4]。全球地下储气库总工作气量

中,油气藏型储气库工作气量最大,占总工作气量的80%,盐穴型占9%,含水层型占11%^[1]。

中国储气库建设始于20世纪60年代大庆油田。21世纪以后,中国开始大规模商业化储气库建设,先后建成大张坨、京58和呼图壁等储气库^[3]。截至2020年底,中国27座储气库设计总库容 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$,设计总工作气量 $219 \times 10^8 \text{ m}^3$ (气藏型占比86%),目前已建成调峰能力 $147 \times 10^8 \text{ m}^3$,占全国天然气消费量的4.4%。与国外相比,中国储气库调峰能力严重不足,调峰能力占天然气消费量比例不足发达国家平均水平的四分之一。《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》(发改能源规[2018]637号)要求“供气企业2020年必须拥有不低于年合同销售量10%的储气能力”。因此,大力推动油藏型储气库建设,对于丰富建库类型、提升建库技术水平、快速大幅提高中国储气库库容和工作气量、保障国计民生和维护国家能源安全具有十分重要的意义^[5]。

京58储气库由一个衰竭的气顶油藏改建而成,位于华北油田河西务构造带。京58断块自1989年3月投入试采,2006年油田开发终止后开始建储气库,设计库容 $8.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,工作气量 $3.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,上限压力20.6 MPa,下限压力11.0 MPa,平均日注气量 $210 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气量 $13 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。京58作为油藏型储气库,仅考虑了储气库建设,未与天然气驱油提高采收率进行协同开发^[6]。

天然气顶部驱油技术凭借重力、渗吸、膨胀降黏和混相等驱油机理优势,比水驱更能大幅度提高油藏采收率。国内外天然气驱油项目取得成功的案例较多^[7-9],比如,位于美国阿拉斯加北部的Prudhoe Bay油田是世界上最大的天然气混相驱项目,该油田为一带气顶的构造油藏,1982年开始注气,采出气全部回注气顶,衰竭后注气采收率提高至45%。中国已开展的天然气混相驱项目注气增油效果明显。葡北油田是短轴背斜构造,闭合高度105 m,含油面积 4.43 km^2 。该油田开发经历了注天然气受效、注入气突破以及转注水3个阶段^[10],虽然全油藏未能实施水转气切换,但是延长了无水及低含水采油期,实现了连续5年高速稳产,采油速度达6.9%。

然而,天然气驱介质费用比水驱更高,限制了天然气驱油项目的应用规模。如果将驱油与储气二者有效结合起来进行一体化建库,实现一次投入,原油开采和储气库建设双方受益,便可极大地节约投资,提升项目效益。

目前,国内外天然气驱油与储气库建设,或是单纯提高原油采收率,或是油藏废弃后建设地下储气库,并没有驱油、储气一体化建设的先例,本文重点对驱油储气一体化建库的技术内涵和关键技术进行论证,并对一体化建库的优势及潜力进行分析。

1 驱油储气一体化建库的技术内涵

1.1 一体化建库的技术内涵及原理

驱油储气一体化建库是指将天然气重力驱开发油藏与注气形成储气库两项工程协同起来,进行一体化建设(见图1)。向油藏顶部注入天然气,形成次生气顶并不断扩大,利用原油重力作用将地层中的油驱替出来实现大幅度提高原油采收率的目的^[11-13]。与此同时,注气驱油使得油藏向储气库转变,并逐步扩容达产,最终建成油藏型储气库。

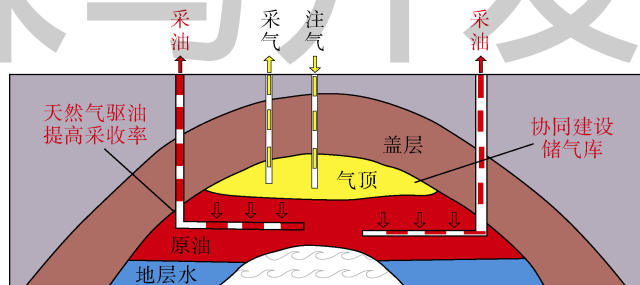


图1 驱油储气一体化建库原理示意图

1.2 一体化建库的阶段划分与任务

根据一体化建库的特点,可以划分为驱油、协同和储气库3个阶段(见图2):①驱油阶段,主要任务是注气和采油。在油藏顶部注入天然气驱油开采,油藏压力尽量保持在最小混相压力以上,大幅度提高驱油效率和原油采收率。因此,此阶段需要维持较高的地层压力。比如,塔里木油田DH油藏驱油阶段地层压力一直保持在最小混相压力43.5 MPa以上,确保注入的天然气与地层原油处于混相状态,进而大幅度提高原油采收率。②协同阶段,主要任务是注气、采油和采气。当初步形成一定规模次生气顶后,兼顾驱油和储气库扩容、调峰任务,油藏下限工作压力可以降低到最小混相压力以下,原油在天然气驱油作用下进一步采出,原油剩余可采储量越来越少,油藏储气量越来越大,已经具备一定规模的天然气调峰能力,可以进行采气。③储气库阶段,主要任务是实现储气库扩容、达产、注气采气稳定运行。通过优化设计合理的上限压力,进一步降低油藏型储气库下限工作压力,有效提升油藏型储气库的工作气量。

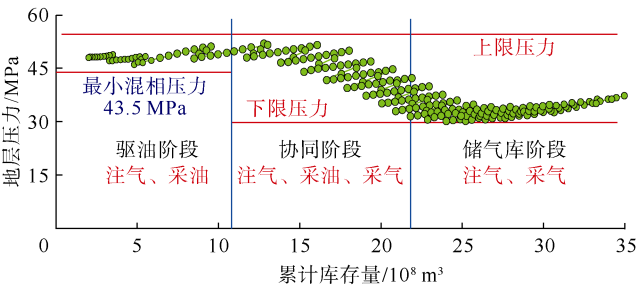


图 2 驱油、协同、储气压力运行蜗牛图

1.3 一体化建库与常规储气库的差异

一体化建库与气藏型储气库在建库时机、工作模式和运行方式等方面有着本质区别（见表 1）：①建库时机不同。一体化建库初期即驱油阶段储集层中存在高压油气水三相流体，油藏压力一直保持高位运行，上下限压力区间较窄，在协同和储气库运行阶段，下限工作压力逐渐降低，上下限压力区间逐渐变宽，运行模式逐渐向气藏型储气库靠近。而气藏型储气库在

表 1 驱油储气一体化建库与气藏型储气库差异表

建库方式	建库时机				工作模式		运行方式		
	地层压力	孔隙流体	垫气规模	注采规模	工作气量	盈利模式	注气压力	技术政策	应力变化
一体化建库	保持程度较高	油气水三相饱和	驱油后天然形成	提高单井原油产量	从少到多的过程	增油/收取储转费	高压注气	小吞小吐到大吞大吐	周期应力变化不强
气藏型储气库	接近废弃压力	低压饱和气体	需要规模垫气	提高单井产量	提高工作气量	工作气收取储转费	低压到高压	大吞大吐	高强度应力变化

2 驱油储气一体化建库关键技术

2.1 一体化建库油藏选址及评价技术

根据天然气驱油机理^[15-16]，结合储气库建设经验^[17]，对一体化建库的油藏选址应该重点遵循协同型储气库选址七原则：①满足一定规模的地质储量，对剩余油的认识基本清楚；②具有良好封闭性，比如带天然气顶、异常高压或带封闭边界的油藏，或经开发证实具有较好封闭性的油藏；③满足一定的油柱高度，能够发挥原油的重力作用，比如地层倾角较大的构造油藏，油层厚度较厚的岩性油藏等；④尽量满足天然气混相需要，比如混相压力较小，或者通过人工干预能实现混相的油藏；⑤距离天然气管网和气田较近，满足气源需求；⑥属于天然气战略储备地区或者天然气主要消费地区；⑦井况良好，套变套损井较少。

根据上述七原则，中国石油天然气股份有限公司（以下简称“中国石油”）在 9 个油田筛选出可进行驱油储气一体化建库的 20 个区块，覆盖储量超过 2×10^8 t。中国石油化工集团有限公司和中国海洋石油总公司也具有类似条件的油藏。这些库址重点围绕在环京天然气主要消费区，具有很好的推广前景。

2.2 天然气顶部重力驱油技术

天然气与地层原油、地层水具有较大密度差，存

建库初期气藏孔隙中仅存在低压饱和气体，气藏压力接近废弃压力，为了实现储气库的调峰作用，就需要较大规模的垫底气，如果将在产气田择机转为储气库，可减少垫底气规模。②工作模式不同。一体化建库初期能大幅提高单井原油产量，中期能实现单井油气产量兼顾，后期能实现天然气生产调峰，通过增加原油产量和收取天然气储转费两种模式盈利。气藏型储气库只是追求提高单井产气量和工作气量，则只能按照工作气量收取储转费的模式盈利^[14]。③运行方式不同。油藏型储气库在建库初期保持高压注气，投产初期为小吞小吐，逐步过渡到大吞大吐，注气驱油阶段周期应力变化不强。气藏型储气库从低压注气逐步过渡到高压注气，整体上保持大吞大吐运行，注采周期内存在高强度应力变化。因此，与气藏型储气库建设和营运相比，气驱采油与储气库一体化建设、营运更加复杂，更需要加强基础理论、关键技术和管理模式研究。

在重力超覆作用。因此，选择具有一定构造幅度且封闭性良好的油藏，采取顶部注气方式，利用注入气的气压驱动和重力分异作用可实现重力驱替，延缓气窜，从而大幅度提高注气波及体积。

以塔里木油田 DH 油藏为例，在地层条件下天然气密度 0.15 g/cm^3 ，地层原油密度 0.64 g/cm^3 ，地层水密度 1.20 g/cm^3 ，数值模拟研究表明天然气重力驱比水驱采出程度提高了 20%（见图 3）。

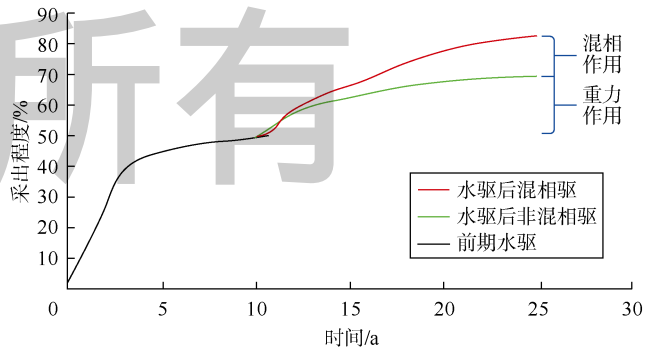


图 3 重力和混相作用对采出程度影响

2.3 驱油压力优化技术

天然气驱油压力超过混相压力以后，天然气与地层原油开始混相，气油传质混相后相界面消失，界面张力无限接近于 0，毛细管准数呈数量级增大，可有效

萃取、剥离、驱替剩余油,显著降低残余油饱和度,提高油藏采收率。由于混相作用,混相驱采收率可在重力驱的基础上再提高 10%左右(见图 3)。塔里木油田 DH 油藏细管实验表明注干气最小混相压力 43.5 MPa,混相驱驱油效率可超过 90%(见图 4)。

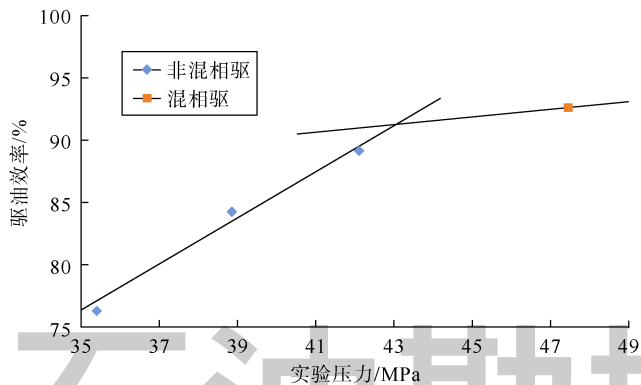


图 4 天然气驱实验压力与驱油效率关系曲线

天然气驱油过程中,不同驱油压力下驱油效率不同,驱油效率一般随着驱油压力的增加而增大,并且与注入孔隙体积倍数呈正相关关系(见图 5)。根据驱油压力-驱油效率关系曲线,可优化获得合理的驱油压力。当 DH 油藏驱油压力为 50 MPa(混相驱油)注入孔隙体积倍数达到 1.0 时,驱油效率超过 90%,比驱油压力 31 MPa(非混相驱油)时的驱油效率提高 30%以上。驱油压力为 50 MPa 时,地层压力保持水平达到了 80%(原始地层压力 62.4 MPa),符合矿场生产合理压力水平经验值的要求。

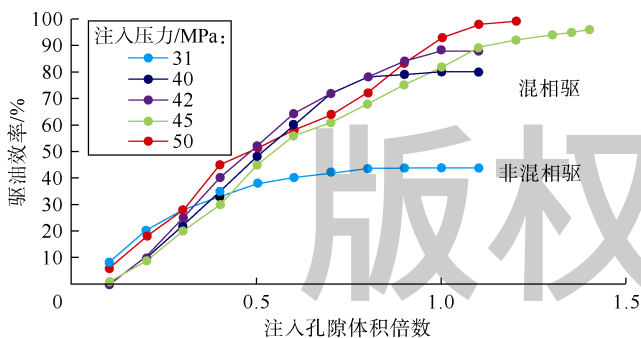


图 5 天然气驱注入孔隙体积倍数与驱油效率关系曲线

对于难以混相的油藏,通过提高注气压力或改变注入天然气组分使注入气与地层原油混相,可大幅提高驱油效率^[18-21]。如长庆油田 G52 区块,伴生气中间烃(C_2-C_6)含量为 31.1%,干气中间烃含量为 9.7%。原油与伴生气的最小混相压力为 14.8 MPa,与干气的最小混相压力为 38.9 MPa(见图 6),可见中间烃含量较高的伴生气可大幅降低最小混相压力。

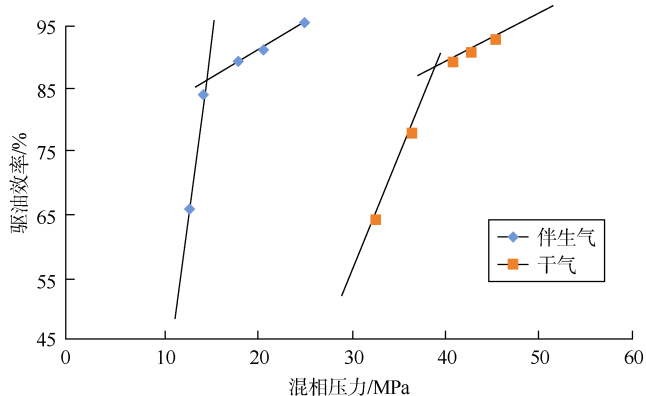


图 6 长庆油田 G52 区块注伴生气降低最小混相压力曲线

通常情况下,对于一个开发中后期的油藏,地层压力相对较低,此时注气一般不能形成混相驱,但是室内实验表明,天然气溶解到原油中,能大幅提高原油的膨胀能力。在注入量达到 0.65 倍孔隙体积时,原油体积系数增大 57%(见图 7),原油黏度可降低 83%(见图 8),因此,注天然气可大幅度提高地层原油的流动能力^[22-24]。

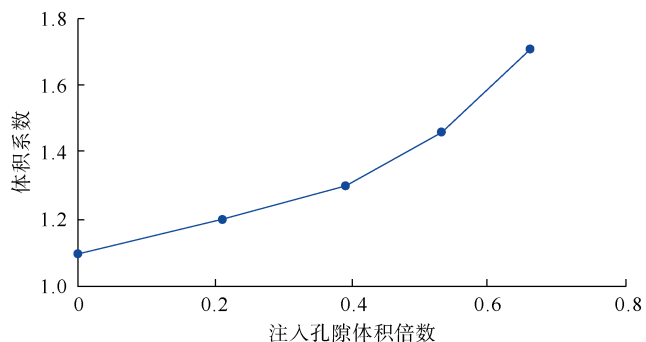


图 7 天然气驱油原油体积系数变化曲线

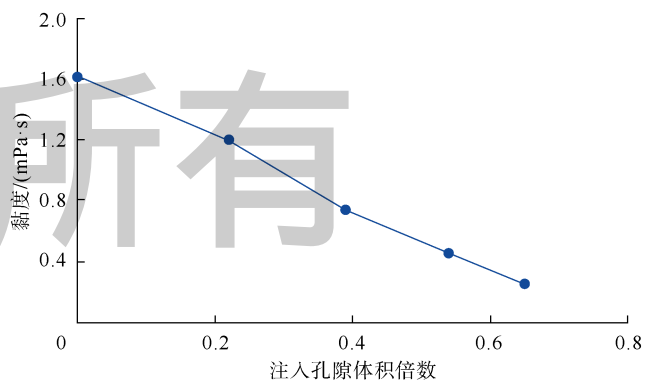


图 8 天然气驱油黏度变化曲线

2.4 驱油储气协同注采技术

天然气驱油储气协同开发过程中,夏天注入、冬天采出天然气。夏注冬采时在油层中形成压力脉冲,通过渗吸作用可以提高驱油效率。长岩心驱替实验表明,注入 0.8 倍孔隙体积气体,突破后驱油效率为

63.7%，恒压焖井过程中，驱油效率提高 5%，变化不大，继续提压焖井，累注 6.5 倍孔隙体积气体驱油效率达 88.4%，提高 24.7%。提压焖井可发挥气体对基质深部原油的渗吸驱替作用（见图 9）。

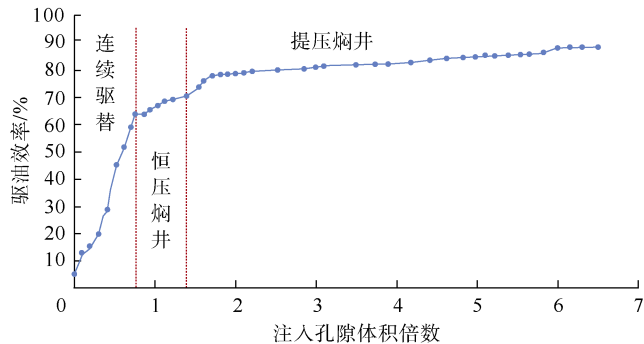


图 9 注气焖井驱油效率曲线

辽河油田 XG 油藏数值模拟预测显示，衰竭开采采收率 12%，连续天然气驱替开发最终采收率为 30.6%，夏注冬采驱油储气协同开发最终采收率可达 40.4%，提高采收率 9.8%（见图 10）。

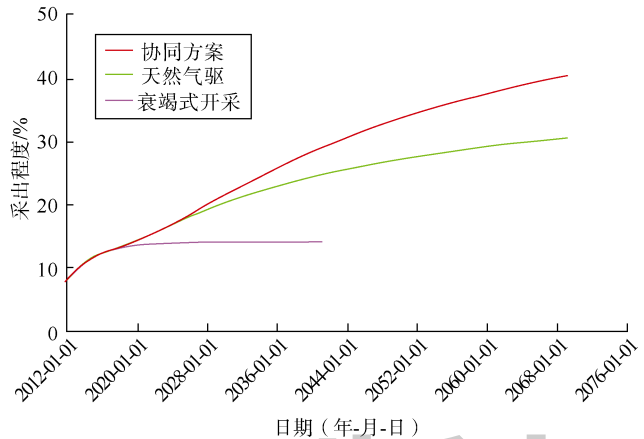


图 10 不同方案预测采出程度曲线

2.5 一体化建库参数优化技术

一体化建库过程中需要重点优化运行上限压力和下限压力，做好油藏封闭性评价和风险评价与控制，并计算垫气量和工作气量，优化流程见图 11。以塔里木油田 DH 油藏为例，原始地层压力 62.4 MPa，储气库注气上限压力应保持在原始地层压力附近，综合考虑密封性、侧向压力、静水柱压力、压缩机工况、断裂开启压力和地层破裂压力等因素，优化上限压力取值 56.0 MPa；储气库运行能够达到的最低地层压力设置为下限压力，为 31.0 MPa；油藏压力维持在下限压力水平时，所需垫气量 $34.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；上下限压力区间运行时采出的气量作为工作气量，为 $28.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；运行到上限压力时的气量作

为库容量，为 $62.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ （见图 12）。考虑驱油和储气协同开发，还需要优化驱油与储气库之间的协同压力，以获得更高的原油采收率。

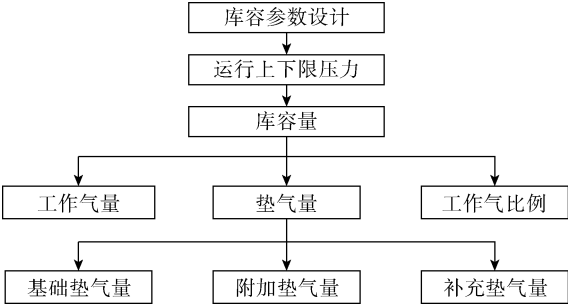


图 11 一体化建库参数优化流程图

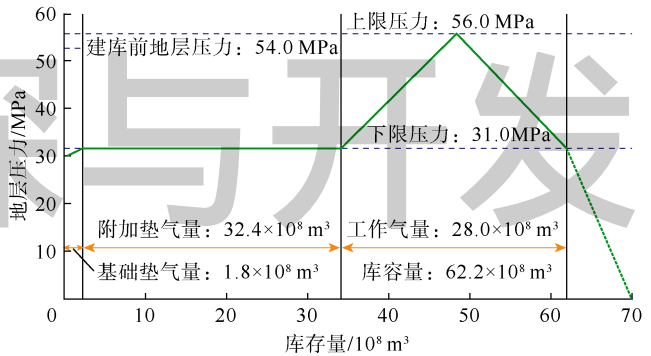


图 12 塔里木油田 DH 油藏一体化建库参数优化结果

3 驱油储气一体化建库实例

3.1 背斜构造油藏一体化建库

塔里木油田 DH 油藏为由北东向西南倾伏的大型鼻状隆起构造，油藏中深 5 760 m，原始地层温度 140℃，原始地层压力 62.4 MPa，地层水矿化度 $23.4 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ，为深层高温高盐油藏；油藏构造倾角 $4.5^\circ \sim 12.0^\circ$ ，油柱高度 120 m，稠油垫平均厚度 16 m。地面原油密度 $0.85 \sim 0.87 \text{ g/cm}^3$ ，地面原油黏度 $5.23 \sim 12.47 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。经前期注水开发证实该油藏具有很强的封堵能力，且邻近主要输气干线，气源条件充足，满足一体化建库油藏选址条件。

DH 油藏 1990 年开始试采，随后经历了上产、稳产、井网调整和层系调整等开发阶段，至 2013 年 12 月，共有生产井 25 口，开井数 21 口，累计产油 $838.4 \times 10^4 \text{ t}$ ，平均单井日产油 16.5 t，综合含水率 67.5%，综合递减率 14.3%；至 2014 年初，开始实施天然气重力混相驱开发试验，产量企稳回升（见图 13）。

注天然气后地层压力上升，受效井 17 口，13 口井产量翻倍，10 口井转自喷，其中日产量达 100 t 的井 2 口、达 50 t 的井 8 口。该油藏产量多年以来首次止跌回升，综合递减率降到 2.7%，含水上升率由 8.13%降

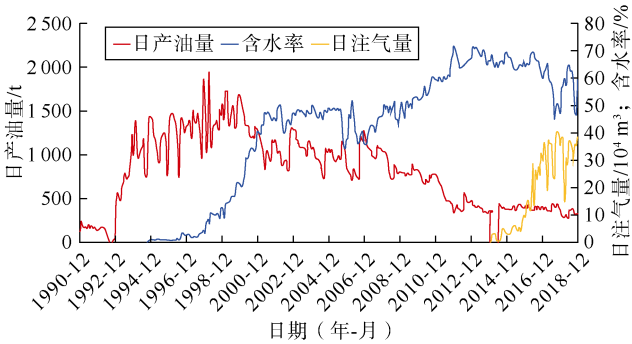


图 13 塔里木油田 DH 油藏生产动态曲线

到-2.76%，平均单井日产油量由 14 t 增加到 27 t。截至 2020 年 12 月，油藏累计注气 $6.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，注气阶段累计产油 $104.0 \times 10^4 \text{ t}$ ，累计增油 $43.6 \times 10^4 \text{ t}$ ，累计存气 $3.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，初步具备了天然气调峰能力。

3.2 潜山油藏一体化建库

辽河油田 XG 潜山构造面积 85 km^2 ，平均有效厚度 189.7 m ，地层原油密度 0.64 g/cm^3 ，地层原油黏度 $0.38 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ，饱和压力 21.3 MPa 。XG 潜山油柱高度 752 m ，有利于发挥天然气重力驱油作用，且上部盖层密封性较好，封盖能力强，适合驱油储气一体化建库。

XG 潜山 2007 年开始进行先导试验，2010 年开始规模建产，形成百万吨生产能力。2012 年 6 月产量开始递减。2015 年底油藏日产油 808.0 t ，累计产油 $612.68 \times 10^4 \text{ t}$ ，采油速度 0.59% ，采出程度 10.1% 。2016 年建立 XG 潜山注气开发先导试验区，采用顶部注气为主、中下部注气为辅的开发方式进行规模注气，彻底扭转潜山产量持续递减局面（见图 14）。截至 2020 年底累计注天然气 $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，累计增油 $27.7 \times 10^4 \text{ t}$ ，累计存天然气 $1.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，基本具备天然气调峰能力。

4 一体化建库的优势及潜力

4.1 大幅度提高原油采收率

天然气顶部重力驱油利用天然气原油密度差、混

相、脉冲渗吸和膨胀降黏等机理优势，能够获得更高的原油采收率^[25]。2020 年，中国石油筛选了 4 个油藏（塔里木油田 DH、塔里木油田 TZ、辽河油田 XG 和吐哈油田 PB 油藏）开展天然气驱与储气库协同建设试验，覆盖地质储量 $7.797 \times 10^4 \text{ t}$ ，目前采出程度 25.5% ，年产油 $35 \times 10^4 \text{ t}$ ，采油速度仅 0.4% 。开展驱油储气一体化建库注气后，4 个协同项目峰值年产油可达 $104 \times 10^4 \text{ t}$ ，产量为注气前的 2.97 倍，采收率平均提高 26.7% ，新增可采储量 $2.084 \times 10^4 \text{ t}$ （见表 2）。

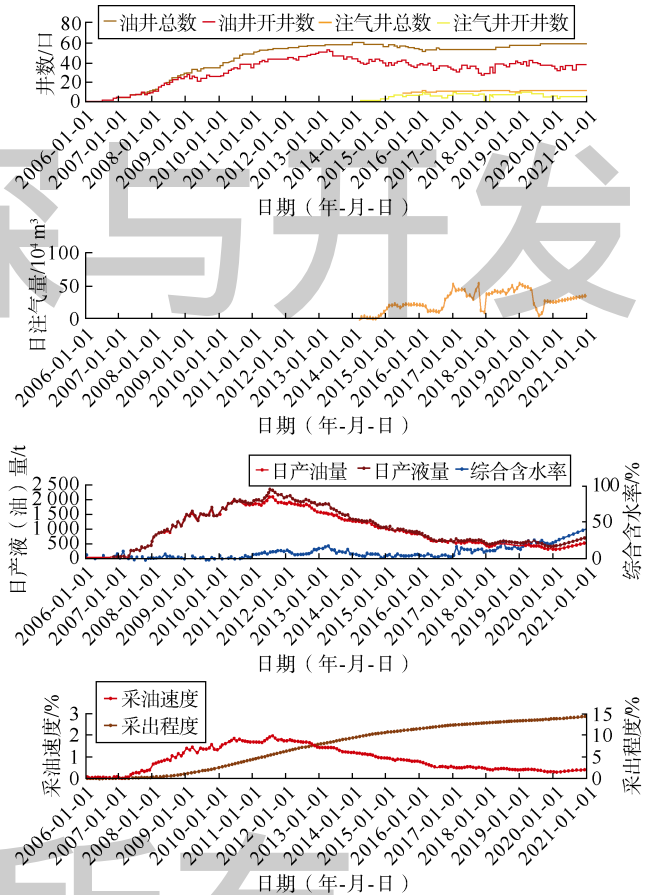


图 14 辽河油田 XG 潜山开发综合曲线

表 2 驱油储气一体化建库油藏参数及主要开发指标

试验区	油藏类型	构造幅度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	原油黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	采出程度/%	采收率提高幅度/%
DH	块状底水油藏	120	13~120	4.36	38.6	29.7
TZ	块状底水油藏	146	76~450	2.34	40.3	24.7
XG	裂缝性块状底水油藏	1 200	0.01~40.60	0.38	14.2	25.9
PB	短轴背斜油藏	120	94~125	0.45	44.9	20.6

4.2 提升储气库生产调峰和战略保供能力

近年来，中国冬季天然气需求量逐年增加，对天然气冬季保供提出了更高要求，2020 年全国日均供气量同比增长 10%以上（见图 15）。

中国石油 4 个驱油储气一体化储气库建成后，总库容 $189.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，工作气量 $83.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；最大日调

峰能力 $0.77 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，冬季保供气量近 $10.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，可大幅度增加储气库库容和工作气量，有效提升储气库战略保供能力（见表 3）。

储气库的生产调峰能力可有效平抑气田生产的峰谷差，保持气田的平稳生产，延缓水侵，确保气藏具有较高采收率和井筒安全。同时，还可以保证天然气

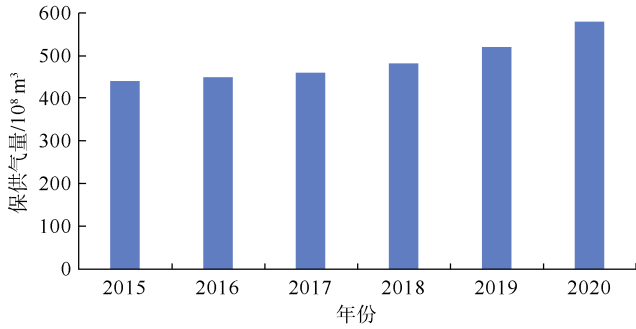


图 15 中国近年来冬季保供天然气量

表 3 驱油储气一体化建库指标统计表

试验区	库容量/ 10^8 m^3	工作气量/ 10^8 m^3	调峰能力/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	运行压力/ MPa
DH	62.0	28.0	2 400	31.0~56.0
TZ	43.9	19.8	1 650	20.0~38.7
XG	70.1	28.3	3 010	22.0~43.0
PB	13.7	6.8	650	19.0~37.6
合计	189.7	82.9	7 710	

长输管道的平稳运行。

中国某气田天然气生产冬夏峰谷差达 $2\,500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (见图 16),如果利用气田产出的天然气协同实施驱油储气一体化建库,夏季油藏多注气对气田生产进行“抑峰”,冬季油藏停止注气转采气对气田生产进行“平谷”,可使气田始终保持合理的开发速度,维持气田长期平稳生产。

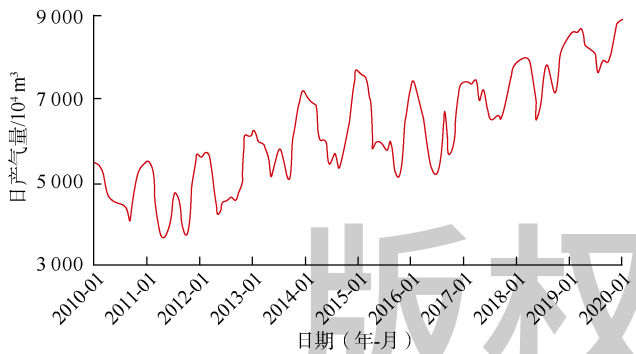


图 16 中国某气田日产气曲线

4.3 实现油气全产业链效益最大化

一体化建库可以获得更高的经济效益,体现在 3 个方面:①可实现天然气的高效利用。天然气注入油藏,可作为提高采收率的驱替介质,同时建成储气库后可进行调峰。②可实现钻井和地面建设一次性投入,驱油和储气双方利用。驱油储气一体化建库的井型和井网设计,可以同时满足前期驱油提高采收率和后期储气库大吞大吐生产的需要。钻完井管柱的固井质量、管材抗压等级和抗腐蚀等级均满足储气库需要。地面

处理系统、集输系统和压缩机注入系统等均满足储气库建设相关标准,后期储气库运行可以直接利用,无需进行改建或更换,从而节约投资。③天然气驱油与储气库协同一体化建设,各自均可达到行业基准内部收益率要求,协同项目总体也具有较好的经济效益。

中国石油 4 个驱油储气一体化项目评价期 40 年,按 283 美元/ m^3 (45 美元/bbl) 固定油价计算,内部收益率均超过 6%,其中塔里木油田 DH 和 TZ 油藏驱油储气一体化试验项目内部收益率超过 8%。试验项目的顺利实施,为中国石油建成“百万吨油田和百亿立方米气库”驱油储气示范工程奠定了良好的基础。

5 结论

一体化建库可充分利用天然气驱油的重力、混相、降黏和渗吸等机理,既能大幅度提高原油采收率,又可逐步协同建成战略储气库,实现采油与天然气调峰双赢。

与气藏型储气库相比,一体化建库具有增加原油产量和收取天然气储转费两种盈利模式,效益更好;同时,一体化建库在建库初期保持高压注气,投产初期为小吞小吐,中后期过渡到大吞大吐,周期应力变化不强,克服了气藏型储气库始终保持大吞大吐运行、注采周期内存在高强度应力变化的缺点。

一体化建库的关键技术为油藏选址及评价、重力驱油、驱油压力优化和储气库运行参数优化等技术。经前期先导试验证实,该技术已初步取得成功,是中国快速发展储气库建设的新思路。

参考文献:

- [1] 马新华,丁国生. 中国天然气地下储气库[M]. 北京:石油工业出版社,2018.
MA Xinhua, DING Gousheng. China's underground natural gas storage[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [2] 邹才能,赵群,陈建军. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业,2018,38(4): 1-11.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CHEN Jianjun. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11.
- [3] 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): 25-29.
DING Guosheng, WEI Huan. Achievements and prospects of UGS construction in China in the past 20 years[J]. Oil & gas Storage Transportation, 2020, 39(1): 25-29.
- [4] GIOUSE C H. 2015—2018 Triennium work report of working committee 2: Underground gas storage[R]. Washington: 27th World Natural Gas Congress, 2018.
- [5] 丁国生,李春,王皆明,等. 中国地下储气库现状及技术发展方

- 向[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 107-112.
- DING Guosheng, LI Chun, WANG Jieming, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storages in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11): 107-112.
- [6] 王皆明, 朱亚东, 王莉, 等. 北京地区地下储气库方案研究[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 100-104.
- WANG Jieming, ZHU Yadong, WANG Li, et al. Study on the scheme of underground gas storage in Beijing[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(3): 100-104.
- [7] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623-1631.
- YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Technology progress and prospects of enhance oil recovery by gas injection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623-1631.
- [8] 袁士义, 王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 657-668.
- YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oilfields development technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 657-668.
- [9] 何江川, 廖广志, 王正茂. 油田开发战略与接替技术[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 519-525.
- HE Jiangchuan, LIAO Guangzhi, WANG Zhengmao. Oilfield development strategy and replacement techniques[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 519-525.
- [10] 张俊, 周自武, 王伟胜, 等. 葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 85-87.
- ZHANG Jun, ZHOU Ziwu, WANG Weisheng, et al. EOR field test of gas-water alternative injection in Pubei oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 85-87.
- [11] 汤勇, 龙科吉, 王皆明, 等. 凝析气藏型储气库多周期注采过程中流体相态变化特征[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 337-346.
- TANG Yong, LONG Keji, WANG Jieming, et al. Change of phase state during multi-cycle injection and production process of condensate gas reservoir based underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 337-346.
- [12] 朱思南, 孙军昌, 魏国齐, 等. 水侵气藏型储气库注采相渗滞后数值模拟修正方法[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 166-174.
- ZHU Sinan, SUN Junchang, WEI Guoqi, et al. Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in water-invaded underground gas storage during multi-cycle injection and production[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 166-174.
- [13] 李光. 锦 2-6-9 大凌河油层天然气驱可行性研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2011, 31(12): 140, 216.
- LI Guang. Feasibility study of natural gas flooding in Jin2-6-9 Dalinghe reservoir[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2011, 31(12): 140, 216.
- [14] 郑得文, 赵堂玉, 张刚雄, 等. 欧美地下储气库运营管理模式的启示[J]. 天然气工业, 2015, 35(11): 97-101.
- ZHENG Dewen, ZHAO Tangyu, ZHANG Gangxiong, et al. Enlightenment from European and American UGS operation management modes[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11): 97-101.
- [15] 郭永伟, 杨胜来, 李良川, 等. 长岩心注天然气驱油物理模拟实验[J]. 断块油气田, 2009, 16(6): 76-78.
- GUO Yongwei, YANG Shenglai, LI Liangchuan, et al. Experiment on physical modeling of displacement oil with natural gas for long core[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(6): 76-78.
- [16] 高弘毅, 侯天江, 吴应川. 注天然气驱提高采收率技术研究[J]. 钻采工艺, 2009, 32(5): 25-27.
- GAO Hongyi, HOU Tianjiang, WU Yingchuan. Study on enhanced oil recovery by natural gas injection[J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(5): 25-27.
- [17] 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): 489-498.
- 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): 489-498.
- [18] 赵燕芹, 李巧梅, 陈德斌, 等. 低渗油藏天然气驱适应性研究[J]. 断块油气田, 2009, 16(2): 77-79.
- ZHAO Yanqin, LI Qiaomei, CHEN Debin, et al. Research on the adaptability of natural gas drive for low-permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(2): 77-79.
- [19] 魏浩光, 岳湘安, 赵永攀, 等. 特低渗透油藏天然气非混相驱实验[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 307-310.
- WEI Haoguang, YUE Xiang'an, ZHAO Yongpan, et al. An experiment investigation of the natural gas immiscible displacement in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 307-310.
- [20] LEE S T, LO H, DHARMAWARDHANA B T. Analysis of mass transfer mechanisms occurring in rich gas displacement process[R]. SPE 18061-MS, 1988.
- [21] THOMAS F B, ZHOU X L, BENNION D B, et al. A comparative study of RBA, P-x, multicontact and slim tube results[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, 33(2): 17-26.
- [22] STONE H. Vertical conformance in an alternation water-miscible gas flood[R]. SPE 11130, 1982.
- [23] SHIMIZU T. Application of hydrocarbon gas miscible flooding for water flooding reservoir[R]. SPE 57297, 1999.
- [24] MUNGAN N. Canada-world leader in hydrocarbon miscible flooding[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(8): 35-37.
- [25] 廖广志, 王连刚, 王正茂. 重大开发试验实践及启示[J]. 石油科技论坛, 2019, 38(2): 1-10.
- LIAO Guangzhi, WANG Liangang, WANG Zhengmao. Practice and reflection of important development experiments[J]. Oil Forum, 2019, 38(2): 1-10.
- 第一作者简介: 江同文(1968-), 男, 四川三台人, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事油气田开发、储气库管理等研究工作。地址: 北京市东城区东直门北大街9号, 中国石油勘探与生产分公司, 邮政编码: 100007。E-mail: jiangtw-tlm@petrochina.com.cn
- 联系作者简介: 王锦芳(1985-), 男, 河南太康人, 硕士, 高级工程师, 主要从事油气田开发、储气库技术等研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院油田开发研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: wangjinfang@petrochina.com.cn
- 收稿日期: 2021-01-21 修回日期: 2021-08-16

(编辑 唐俊伟)