

碳酸盐岩气藏提高采收率的内涵、技术方法及前景展望

蔡珺君, 张连进, 张飞, 徐睿, 周芳芳, 田野

中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

摘要 中国碳酸盐岩气藏面临提高采收率的战略性形势,目前国内外碳酸盐岩气藏提高采收率尚未建立具有普适性的理论技术体系。总结了中国近70年碳酸盐岩气藏提高采收率的理论研究和矿场实践,从“道、略、术、行”4个层面总结了5类研究范式。围绕气藏提高采收率的内涵,基于工程哲学视角建立了气藏采收率的计算方法,详细论述了评价气藏采收率的技术方法及关键问题。对比气藏提高采收率的内涵、技术方法和5类典型碳酸盐岩气藏提高采收率实践现状,在提高气藏采收率评价的系统性、不同策略提高气藏采收率的量化评价、不同策略提高气藏采收率的可对比性3个方面提出了研究建议,以期促进中国碳酸盐岩气藏提高采收率的理念和理论技术进步,保障国家能源安全。

关键词 碳酸盐岩气藏;提高采收率;量化评价;可对比性;矿场实践;研究展望

中图分类号:TE377 **文献标识码**:A

引用:蔡珺君,张连进,张飞,等.碳酸盐岩气藏提高采收率的内涵、技术方法及前景展望[J].海相油气地质,2025,30(1):1-16.

CAI Junjun, ZHANG Lianjin, ZHANG Fei, et al. Connotation, technical methods, and prospects for enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs[J]. Marine origin petroleum geology, 2025, 30(1): 1-16.

0 前言

“十四五”以来,中国天然气工业进入快速增长期,发展前景良好。2023年国内天然气年产气量为 $2\,324\times 10^8\text{ m}^3$ ^[1],预计到2025年末,中国天然气产量将突破 $2\,500\times 10^8\text{ m}^3$ ^[2],碳酸盐岩气田是中国天然气勘探开发的主要领域之一,具有极其重要的地位:进入21世纪以来,已相继开发普光、龙岗、元坝、安岳、川西等碳酸盐岩气田^[3]。“十四五”期间,四川盆地川中北斜坡、鄂尔多斯盆地靖边下古生界盐下和塔里木盆地塔北一塔中寒武系等9个碳酸盐岩区带(层系)逐步成为国内天然气的重要上产领域^[4]。

当前,我国天然气勘探开发的工作重点是以天然气资源勘探发现、新气田规模建产和已开发气田提高采收率三者并重。在目前的技术条件下,中国主力气田整体采收率不高,平均采收率仅为30.5%,因此提高已开发气藏采收率对未来中国天然气产业保持快速健康发展具有重要战略意义^[5]。

关于“提高气藏采收率”,国内外文献资料显示共有以下5类研究范式及研究成果,分别是:①提出提高气藏采收率的概念,明确提高气藏采收率的内涵;②针对不同类型气藏的开发调整实践进行系统总结,梳理提高气藏采收率的经验性做法;③建立提高气藏采收率的理论模型,从数理上明确提高气藏采收率的关键参数;④开展不同类型岩心驱替、可动水评价、宏观物理模拟等实验,直观获取气藏不同温压条件下的衰竭、水驱气、水侵等现象引起的岩心结构中流体赋存状态的变化,并以实验为启示,定性提出提高气藏采收率的对策;⑤在实验、地质与气藏工程认识的基础上,通过数值模拟或气藏工程方法综合确定出水侵规律、井型、井网优化和加密、排水采气、输压调整等措施对提高气藏采收率的影响。

目前,国内外气藏提高采收率研究均处于起步阶段,尚无系统的、统一的且具有普遍适用性的提高气藏采收率理论技术体系。近年来,基于气藏工程理论和开发实践,通过借鉴和对比石油提高采收

收稿日期:2024-07-12;改回日期:2024-09-12;网络出版日期:2025-01-09

本文受中国石油天然气股份有限公司重大专项课题“碳酸盐岩油气藏提高采收率关键技术研究——大型碳酸盐岩气田控水提高采收率技术研究”(编号:2021DJ1505),中国石油西南油气田公司科技项目“安岳气田台内灯四气藏储渗体分类评价及有效井模式研究”(编号:20230303-01)联合资助

第一作者:蔡珺君,博士,工程师,主要从事天然气开发和气藏描述研究。通信地址:610041 四川省成都市天府大道北段12号;E-mail:swadings@petrochina.com.cn

率概念,马新华、郭平、彭彩珍等^[5-7]学者开创性地提出了提高气藏采收率的概念,分别从战略和战术层面对提高气藏采收率的矿场实践提出了指导性的思想和建议。但从中国知网(www.cnki.net)和美国石油工程师协会(onepetro.org)数据库文献报道的内容看,提高气藏采收率的技术理念还不够清晰,提高气藏采收率的概念尚不完善,气藏采收率评价方法中的参数从理论上可行,但落实到现场可操作性不强。

为了明晰提高气藏采收率的概念、描述方法并提升矿场应用的可操作性,基于调研和消化提高气藏采收率的理论现状和深入了解矿场实际需求两个基本点^[8-9],本文以国内外提高气藏采收率的概念、技术方法和提高气藏采收率矿场实践为基础,从“道(哲学思想)、略(战略布局)、术(具体战术)、行(具体执行)”4个层面^[10]对目前国内外提高气藏采收率的实践进行总结,探索性地提出“哲学理念鲜明、概念内涵明确、评价方法清晰、矿场应用可行”的提高气藏采收率概念和技术方法,对照哲学理念、技术方法和目前矿场实践现状,指出了提高碳酸盐岩气藏采收率的研究前景,以期促进中国碳酸盐岩气藏提高采收率的理念和理论技术进步,保障国家能源安全。

1 气藏提高采收率的内涵

1.1 实践历程和认识

中国碳酸盐岩气藏提高采收率的实践可以划分为以下3个阶段(图1):

探索起步阶段(1953—1977年) 开发领域主要包括川南多裂缝系统气藏和裂缝-孔洞型底水气藏,由中石油西南油气田公司实施,代表气田分别为纳溪气田和威远气田^[11]。在随后的几十年,该公司成为中国开发碳酸盐岩气藏最多的油气田公司,期间完钻了国内第一口水平井磨3井,完成了国内第一口解堵酸化作业井隆9井,开展了控水采气和排水采气矿场试验^[12],其中威远气田自喷带水采气阶段(12年)累计产气 $91.36 \times 10^8 \text{ m}^3$,阶段采出程度为22.84%。形成了以“三稳定”为主的开发方式和初步排水采气工艺技术^[13],由于气藏描述的手段欠缺,该阶段主要采用“单井战术”提高气藏采收率。

技术积累阶段(1978—2004年) 主战场为四川盆地裂缝-孔隙型气藏、塔里木盆地凝析气藏和鄂尔多斯盆地岩溶风化壳型气藏,代表气田分别为五百梯气田、塔中1号气田和靖边气田^[14-17]。期间矿场实践形成了气藏整体治水技术、井网加密技术、产能挖潜技术和排水采气技术^[18-21]。同期,在威远气田实施了排水采气和堵水试验,自1985年至2012年,累计排水采气 $32.22 \times 10^8 \text{ m}^3$,提高采收率8.05%,由于储层裂缝发育,威35井和威83井的堵水效果均不理想。本阶段通过实验和矿场实践认识到有水碳酸盐岩气藏开发过程中裂缝水窜卡断和绕流等方式形成的封闭气、裂缝水窜封隔形成的死气区、地层水堵塞气通道降低储层渗透率、水侵提高废弃压力^[22]等诸多因素均会影响气藏采收率。总结出了不同类型有水碳酸盐岩气藏提高采收率

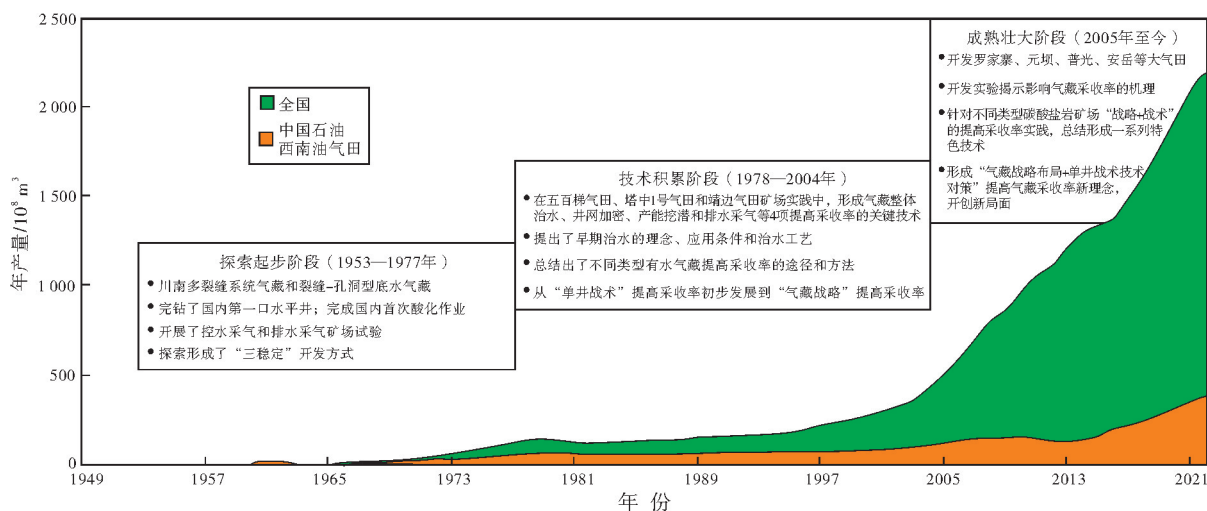


图1 中国碳酸盐岩气藏提高采收率历程图

Fig. 1 Process of enhanced gas recovery in China's carbonate gas reservoirs

的途径和方法^[23]：在被动开采方面，水侵不活跃气藏宜采用控制边部区域气井的生产压差，裂缝-孔隙型边水活跃气藏宜早期边部排水，裂缝-孔洞型底水气藏宜在高渗区气水界面以下层段排水，缝洞发育型多裂缝系统水侵活跃气藏宜在早期低部位区域排水和高部位控制开采速度；在早期主动型开采方面，提出了早期治水的理念、应用条件和治水工艺。随着技术的进步和思维版图的拓展，本阶段已经从“单井战术”提高采收率初步发展到“气藏战略”提高采收率。

成熟壮大阶段(2005年至今) 开发领域主要是四川盆地的罗家寨、元坝、普光、安岳等碳酸盐岩大气田。期间，一方面基于开发实验认识到储层孔隙中水的赋存模式、水的可动性、水侵机理、气水两相渗流、微观驱气效率、高含硫天然气单质硫析等^[24-30]影响气藏采收率的机理；另一方面通过矿场“战略+战术”的水侵规律，井网加密、排水采气、注气补能等提高采收率实践，总结形成了“沟槽挖潜、井网优化、增压开采、排水采气”“整体治水、优化开发、提高低渗区储量动用”“动静迭代动态描述、储量动用、气举降压”“储量均衡动用，气藏均衡压降”“剩余气精细描述与挖潜、精准堵水、储层疏沉积治理、增压开采”“早期谋划、中期调控和后期治理”^[31-34]为核心的提高采收率关键技术。在该阶段，袁士义等^[35]天然气开发方面的知名专家学者系统总结了碳酸盐岩气藏提高采收率系列配套技术的

适用性和应用实例，形成了“气藏战略布局+单井战术对策”提高采收率实践的一系列研究成果。

国外碳酸盐岩气藏主要针对巨厚底水气藏逐级上返动用、井网密度优化、地面增压等提高采收率技术进行了实践；另外，针对常规气藏和凝析气藏领域，开展了注CO₂^[36-39]提高采收率实验研究。

总之，国内外碳酸盐岩气藏提高采收率研究均处于探索起步阶段，大量实践的素材促成了提高气藏采收率概念的提出、修正和完善。随着实践的深入和思维的进阶，提高气藏采收率概念势必逐步完善，概念的特有属性必将更加明确和清晰^[40]。

1.2 5类研究范式的特点

所谓研究范式，也称理论范式或研究模式，是指理论构建过程中所遵循的思维方式和认识路径^[41]。目前提高气藏采收率共有概念研究、矿场经验性做法的系统梳理和总结、理论模型构建、机理实验和综合研究等5类研究范式。不同研究范式所采用的哲学理念、提高气藏采收率概念、技术方法和可行性存在差异(表1)。从表1可以看出，提高气藏采收率目前存在以下3方面的问题：所用的哲学理念偏向于科学哲学，与矿场应用存在一定的距离；概念内涵有待进一步挖掘，以彰显出其特有属性；采收率的评价方法偏理论化，思路上是可行的，但实践性不足，在实际评价过程中关键参数取值存在难度。

表1 5类提高气藏采收率的研究范式汇总
Table 1 Summary of 5 research paradigms for enhanced gas recovery

| 研究范式 | 哲学理念 | 研究方式 | 存在的问题 | 代表文献 |
|--------------------------------------|--|--|---|--|
| 概念研究 | 科学哲学 ^[42] 、 工程哲学 ^[43] | 通过井网加密、生产制度优化、排水采气、地面增压等技术手段，提高最终累计采气量与地质储量的比例 | 将采收率分解为驱气效率、波及效率、储量利用程度、压降波及系数、压力衰竭效率等量化参数，可行性强，但中间参数不易取值 | 马新华等 ^[5] ， 郭平等 ^[6] |
| 经验做法 总结 ^[18-39, 44-51] | 科学哲学、 技术哲学 | 通过精描、扩边、开发调整、挖潜、动态分析等技术提升气藏开发效果 | 采收率的评价过程、关键参数取值不清晰，可行性弱，气藏采收率计算过程不明确 | 贾爱林等 ^[19] ， 孙贺东等 ^[32] |
| 理论模型 构建 ^[52-55] | 科学哲学 | 通过采收率的数学表达式，厘清采收率的关键影响因素 | 采收率的评价过程、关键参数取值不清晰，可行性强，但评价采收率的关键中间参数不易取值 | 李闯等 ^[52] ， 高树生等 ^[53] ， 郭建林等 ^[54] |
| 机理实验 | 科学哲学 | 观察影响气藏开发的微观渗流机理 | 评价结果的可靠程度取决于岩心实验动态与气藏开发实际动态的相似性，可行性强，对于气藏开发仅具有初步的参考价值 | 刘华勋等 ^[25] ， 王璐等 ^[26] |
| 综合研究 ^[55-62] | 科学哲学 | 侧重提升气藏开发效果的评价 | 提升气藏开发效果总结，无法定量描述气藏采收率，可行性弱，部分思路和方法整合后能为定量评价气藏采收率提供参考 | 李熙喆等 ^[55] ， 马新华等 ^[59] ， 李江涛等 ^[60] |

1.3 气藏提高采收率的含义

1.3.1 哲学理念的选择

在气藏工程领域,常用到的哲学有科学哲学、技术哲学和工程哲学3类,分别对应了3类不同的认识活动。其中,科学活动是以发现为核心的活动,技术活动是以发明为核心的活动,工程活动是以建造为核心的活动。矿场实践表明:采用科学哲学和技术哲学理念的提高采收率方法和技术虽然在理论上是可行的,但在实践环节尚存在诸多关键参数取值困难的问题。为明确采收率的内涵并清晰描述采收率的计算过程,本文探索采用工程哲学理念对采收率和提高采收率进行定义。工程哲学是面向且研究工程思维和工程管理的哲学,具有直接性、现实性和实践性的特点,采用工程哲学把握问题具有总体性、整体性、系统性和综合性的特征。运筹学是工程哲学范畴中最具代表性的学科之一,该学科认为:一个能够揭示所研究问题本质、描述清楚主要变量及其相关关系、满足解决问题要求的模型就是一个“好模型”,“好模型”的核心是在不失对问题本质及主要量化关系有效把握的前提下,越简单越好^[63]。

1.3.2 采收率和提高采收率的概念

采收率是指在一定的技术经济条件下,从气藏中最终采出的天然气量与地质储量的比值^[64]。气藏的类型、开发整体战略布局、现有的工程和技术水平以及经济极限产量(压力)共同决定了气藏采收率的高低。气藏采收率指标能够衡量气藏开发水平,并透射出气藏开发技术和管理水平。气藏采收率描述了最终采出气量与气藏地质储量的定量关系,其值将是开发指标设计、开发方案编制、开发技术对策制订的关键依据。由于气藏是不断被认识的,因此对采收率评价也是逐步深化的,最初的气藏采收率由经验取值法、类比法、废弃压力法等方法标定,随着地质和开发资料的不断丰富,气藏采收率将被多轮次标定并逐渐落实。

提高采收率是指在气藏开发认识基本清楚的前提下对采收率进行预测,并在现有井网基础和一定的经济技术条件下,通过一定的开发管理、调整或技术手段,由新井部署、修井作业建立新的采气通道新增动态储量,或优化采气通道将气藏动态储量最大限度地转化为累计产气量的开发过程。由

提高采收率的定义可以看出,新增累计产气量与地质储量的比值,即为采收率的增加值。新增动态储量或可采出的天然气量越多,气藏提高采收率幅度越高,气藏采收率就越高。

1.3.3 采收率的特有属性

本文所建立的采收率概念包括以下4个方面的特有属性:①整体性与系统性。整体性是指舍弃了波及效率、储量利用程度等在实践中较难量化的拆分概念,转而采用矿场规律易于评价的最终累计产气量这一整体概念;系统性是指在提高气藏采收率过程中建立不同战略地位的气井或不同类型气井与最终累计产气量这一整体量的数理逻辑关系。②与地质储量的一一对应性。讨论采收率或提高采收率需要以明确气藏地质储量为前提条件,地质储量一般采用探明地质储量或开发评价核实地质储量,且在进行采收率对比时必须采用相同的地质储量为基准。③预测性。在评价气藏采收率时,气藏的最终累计产气量是未知量,势必需要借助储量、渗流和生产资料等参数建立动态描述模型以预测气藏废弃条件下的累计产气量。④认识的持续性。由于气藏是不断被认识的,在气藏开发过程中可能出现产水、硫沉积等新情况,因此对采收率的认识是持续且不断深化的。

1.3.4 采收率表达式

根据工程哲学理念、采收率定义的4个特有属性可知,采收率为气藏最终累计产气量与地质储量的比值(图2)。某一时刻的气藏累计产气量和现有井网、采气、集输条件下的剩余可采动态储量之和为基准累计产气量,基准累计产气量与地质储量的比值为基准采收率;通过战略治水、优化配产、井网加密等措施新增的累计产气量与地质储量的比值即为提高的采收率。基准累计产气量的取值方面:某一时刻的气藏累计产气量由现场直接计量录取;现有井网、采气、集输条件下的剩余可采动态储量由气藏动态监测资料和动态分析结果综合确定。新增累计产气量的取值方面:以原始可采储量为基础,通过多轮次的气藏工程方法和数值模拟对比,确定出战略治水后的新增可采储量;优化配产和井网加密首先由气藏工程方法评价新增动态储量,再由一定的边界条件预测新增累计产气量;排水采气、增压开采、硫沉积治理等工艺新增累计产气量由现场计量结果

对比求取。综上所述,气藏采收率表示为:

$$\begin{cases} \eta = \frac{G_{pu}}{G} = \frac{G_{bc} + G_{nc}}{G} = \eta_b + \eta_e \\ G_{bc} = G_{pa} + G_{pr} \\ G_{nc} = G_{pswc} + G_{popa} + G_{ppi} + G_{pdgr} + G_{ppm} + G_{psdc} + G_{pwp} \end{cases} \quad (1)$$

式中: η 为气藏采收率, η_b 为气藏基准采收率, η_e 为气藏提高的采收率,无因次; G 为气藏地质储量, G_{pu} 为最终累计产气量, G_{bc} 为基准累计产气量, G_{nc} 为新增累计产气量, 10^8 m^3 ; G_{pa} 为某时间节点累计产气量, G_{pr} 为现有井网、采气、集输条件下的剩余可采动态储量, G_{pswc} 为战略治水新增累计产气量, G_{popa} 为优化配产、低品位储量参与渗流新增累计产气量, G_{ppi} 为井网加密新增累计产气量, G_{pdgr} 为排水采气新增累计产气量, G_{ppm} 为增压开采新增累计产气量, G_{psdc} 为硫沉积治理新增累计产气量, G_{pwp} 为修井更换油管新增累计产气量, 10^8 m^3 。

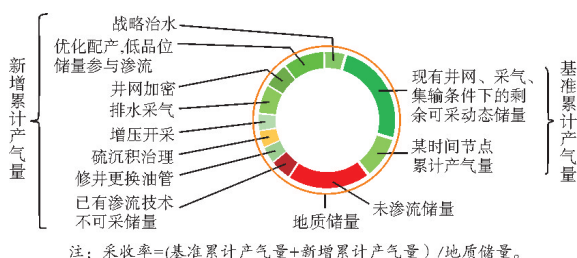


图2 采收率评价示意图

Fig. 2 Schematic diagram of recovery rate evaluation

2 评价采收率的技术方法及关键问题

从式(1)中可以看出:在影响采收率评价结果的参数中,除某一时刻的气藏累计产气量和工艺新增累计产气量之外,其余量均需要通过一定的技术方法求取,其实质是估算量或预测量。本节详细论述评价采收率的主要技术方法和关键问题。

2.1 探明地质储量

碳酸盐岩气藏属于常规气藏,探明地质储量涉及新增探明地质储量和探明地质储量复算。根据《石油天然气储量估算规范:DZ/T 0217—2020》^[65]的要求,碳酸盐岩气藏新增探明地质储量和探明地质储量复算的计算方法为容积法,其估算公式为:

$$G = 0.01Ah\phi S_{gi}/B_{gi} \quad (2)$$

$$B_{gi} = \frac{p_{sc} Z_i T}{p_i T_{sc}} \quad (3)$$

式中: G 为地质储量, 10^8 m^3 ; A 为含气面积, km^2 ; ϕ 为

孔隙度,无因次; h 为储层有效厚度, m ; S_{gi} 为气藏原始含气饱和度,无因次; B_{gi} 为气藏原始体积系数,无因次; p_{sc} 为气体标准状态下的压力,取 0.1013 MPa ; T_{sc} 为气体标准状态下的温度,取 293.15 K ; Z_i 为气藏原始偏差因子,无因次; p_i 为气藏原始压力, MPa ; T 为气藏温度, K 。

从式(2)可以看出,决定探明地质储量结果的参数为含气面积、有效厚度、有效孔隙度、原始含气饱和度以及原始天然气体积系数。

2.1.1 地质储量计算

含气面积圈定需考虑:①流体界面需经测井、测试、钻井取心或压力测试资料证实。未查明者,以测试证实最低产气层底界或有效厚度外推。②气藏边界为断层遮挡时,以气层顶(底)面与断层面相交处含气边界圈定;为岩性遮挡时,用有效厚度零线或渗透储层厚度线圈定,未明边界外推 $1.0 \sim 1.5$ 倍开发井距。边部气井距边界过大时,外推相同倍数。③高分辨率地震预测流体界面和岩性边界,经钻井资料约束并高置信度时,可作为依据。边界包括构造等高线、断层、矿业权等。

单井有效厚度根据“四性”关系确定下限、起算厚度、夹层起扣厚度。有效孔隙度根据岩心分析或标定测井解释确定,可加权。原始含气饱和度基于测井解释的有效厚度、孔隙度计算,技术手段包括泥浆取心分析、岩电实验、毛管压力测试等方面。采用算术平均法、等值线面积权衡法和井点面积权衡法确定单元有效厚度、孔隙度和原始含气饱和度。原始天然气体积系数根据地层温度、压力和气体偏差系数确定,后者由天然气气样高压物性实验确定。

2.1.2 地质储量复算

已开发气田在特定情况下需进行地质储量复算,包括开发方案实施后、地质认识或估算参数变化时、储量与生产数据矛盾时。对于连通性好的气藏,采出程度达 10% 时应复算;对于非均质或复杂断块气藏,井网完善后应复算。复算是基于原始数据和新资料,通过更新参数对储量进行核实。

2.2 剩余技术可采动态储量

剩余技术可采动态储量是指在当前的井网、采气和集输条件下的气藏技术可采动态储量减去累计产气量,包含动态储量评价和废弃条件的确定这2个关键问题。

2.2.1 动态储量评价

动态储量的定义于 1994 年由杨雅和首次提出,在随后的近 30 年矿场实践过程中,动态储量的定义被不断地修正和完善,共出现过 7 种提法。综合这些提法,可以看出动态储量评价的实质是由产量和压力数据预测出气井(藏)折算到标准条件的累计产气量。在这一过程中,动态储量的内涵逐步清晰,目前动态储量最完善的表述是:在现有工艺技术和井网开采方式不变的条件下,以单井或气藏的产量和压力等生产动态数据为基础,用

气藏工程方法计算得到的“当气井产量降为零、波及范围内的地层压力降为 1 个标准大气压时”的累计产气量^[66]。

气井(藏)动态储量的计算方法包括物质平衡法、数值模拟等传统方法和 Blasingame 等现代递减法,这些方法均是通过产量和压力数据进行动态储量估算。不同动态储量计算方法的假设条件和所需资料不同,假设条件与实际录取资料的匹配程度决定了动态储量计算方法的适用范围和可靠程度(表 2),这也是动态储量评价过程中的关键环节。

表 2 气藏动态储量主要计算方法及适用条件 (据文献[71])
Table 2 Main calculation methods and applicable conditions for dynamic reserves of gas reservoirs (cited from reference [71])

| 方法类型 | 方法名称 | 适用条件 | 所需资料 | 可靠程度 | 适用范围 |
|-------|---------------------|--------------------------|---------------|------|-------|
| 传统方法 | 物质平衡法 | 采出程度>10%且至少有 2 个可靠的静压测试点 | 点测压力、累计产气量 | 较可靠 | 气井、气藏 |
| | 弹性二相法 | 拟稳态渗流、稳定的产气量 | 拟稳态渗流条件下的定压生产 | 不太可靠 | 气井 |
| | 数值模拟法 | 可靠的地质、动态认识及良好的生产历史拟合 | 地质模型和生产动态资料 | 较可靠 | 气井、气藏 |
| 产量递减法 | Arps 法 | 无措施条件下的产量变化预测 | 边界控制流阶段的生产数据 | 较可靠 | 气井、气藏 |
| | Fetkovich 法 | 定压生产 | 生产压力数据、高压物性参数 | 较可靠 | 气井 |
| | ①Blasingame 法; | | | | |
| | ②Agarwal-Gardner 法; | 变产量、变压力 | 生产压力数据、高压物性参数 | 较可靠 | 气井 |
| | ③NPI 法;④FMB 法 | | | | |

传统方法中,物质平衡法需要满足气井(藏)采出程度大于 10% 且至少有 2 个可靠的静压测试点,在应用过程中要考虑到气藏特定地质条件和生产动态对动态储量评价结果的影响,从而对“外推”的动态储量评价结果进行修正,主要有以下 3 个方面:①异常高压气藏物质平衡生产指示曲线的“下拐”修正^[67]。②水侵气藏或低渗气藏物质平衡生产指示曲线的“上翘”修正。③对于连通性较好的气藏,计算动态储量时,一方面需基于气井实测压力,采用加权平均法计算气藏平均地层压力,权重系数为含气面积、有效厚度、孔隙度等;另一方面,也可以首先评价单井动态储量,然后由单井面积加权确定全气藏动态储量。弹性二相法以渗流力学为基础,通过拟合在拟稳定流动阶段井底流压平方与时间的线性关系,估算气井动态储量^[68]。该方法对总压缩系数非常敏感且需要气井产量稳定,矿场适用性不强。采用数值模拟法评价动态储量的关键是可靠的地质、动态认识以及良好的生产历史拟合,因此该方法在气藏开发早期动、静态资料较少的情况下,难以估算气井的真实动态储量^[69]。

产量递减法中,Arps 产量递减法适用于在边界控制流阶段、无措施条件下的产量变化的情况下预测动态储量,目前尚未建立起以渗流力学理论为基础的气藏(井)的产量递减方程。由于缺乏理论指导,造成了产量递减法的误用和滥用^[70],此外还限制了产量递减法更为灵活的应用。现代递减方法主要有 Fetkovich、Blasingame、Agarwal-Gardner、NPI 和 FMB 等方法,前 4 种方法一方面对总压缩系数非常敏感,另一方面方法的实质是首先由生产数据计算求取气井井控半径,再由容积法求取井控储量,目前井控储量与动态储量的相互关系尚不明确。Fetkovich 法以有界均质地层不稳定渗流理论为基础,将试井分析中的不稳定渗流公式引入递减分析中,使 Arps 图版扩展到边界控制流之前的不稳定流动阶段。该方法不需要流动压力数据,从本质上来讲属于经验法,由于 Fetkovich-Arps 图版中受无因次井控半径控制的不稳定曲线族具有相似性,同一实测数据点可以用多条曲线拟合,因此必须等到边界流后才能利用该图版计算井控储量,否则无因次井控半径具有多解性。Blasingame、Agarwal-Gardner、

NPI 和 FMB 方法均可适用于变产量、变压力的数据条件,其中 Blasingame 方法考虑了变井底流压和随地层压力变化的气体 PVT 性质,并引入了拟压力规整化产量和物质平衡拟时间函数,其优点是采用了产量积分后求导的方法,使实测数据点导数曲线比较平滑而便于判断,但产量积分对早期数据点的误差非常敏感,早期数据的较小误差将导致产量积分、产量积分导数曲线较大的累积误差。与 Blasingame 法相比,Agarwal-Gardner 产量递减分析法引入了基于井控面积的无因次时间变量,该图版曲线前期部分较 Blasingame 图版更为分散,从而降低了拟合分析的多解性。FMB 法是在弹性二相法的基础

上,通过引入物质平衡时间解决了变产量情形,共有 Mattar 和 Agarwal-Gardner 两种处理方法,通过线性化拟合生产确定气井的动态储量。

2.2.2 废弃条件的确定

技术可采动态储量的废弃条件指气井的废弃产量或废弃压力。《天然气可采储量计算方法:SY/T 6098—2022》^[72]规定了废弃产量或废弃压力的确定方法,技术可采动态储量废弃条件的确定方法、所需资料和适用范围见表3。从表3可以看出,废弃条件的设定具有一定的主观性,在实际操作过程中,应当按照气田开发的实际情况综合确定。

表3 技术可采动态储量废弃条件的确定 (据文献[72])
Table 3 Determination of abandonment conditions for technically recoverable dynamic reserves (cited from reference [72])

| 废弃条件 | 方法名称 | 确定方法 | 所需资料 | 适用范围 |
|------|------------|--|--------------------|---------|
| 废弃产量 | 经验法 | 纯气井:当产层埋深>2 000 m时,一般取 $0.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; 当产层埋深 $\leq 2\,000\text{ m}$ 时,一般取 $0.05\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 气水同产井:根据水气比,取值范围为 $(0.05\sim 0.5)\times 10^4\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{km})$ | 气藏埋深 | 单井系统 |
| | 废弃井口压力 | 以输气压力做为废弃井口压力 | 输气压力 | 单井系统 |
| 废弃压力 | 公式计算法 | 根据井筒管流和产能方程将废弃产量转换为废弃压力 | 井口压力、产能方程系数、偏差因子图版 | 单井、多井系统 |
| | 压力-产量递减法 | 根据物质平衡原理,由废弃产量折算至视地层压力,最后确定废弃压力 | 偏差因子图版 | 单井、多井系统 |
| | 气藏类型和埋深折算法 | 根据气藏类型在其埋藏深度所对应的范围内选取适当的值确定视地层压力,最后确定废弃压力 | 气藏类型和埋深、偏差因子图版 | 单井、多井系统 |

2.3 新增累计产气量

新增累计产气量包括战略治水、优化配产和井网加密等3个方面,均需要通过气藏工程技术方法预测。

2.3.1 战略治水

战略治水是指在水区强排或在水侵优势通道上强排,以保障气藏免受水侵影响。战略治水的探索始于20世纪90年代的四川盆地中坝须二气藏开发,在随后的沙坪场石炭系气藏、磨溪龙王庙气藏开发实践中均取得了良好效果。战略治水新增累计产气量可通过直接法、气藏工程法和数值模拟法预测。直接法是用目前气井(井区)的累计产气量减去战略治水实施前气井(井区)的累计产气预测量;气藏工程法是基于战略治水前后的物质平衡关系变化,重新预测气井动态,新增累计产气量即为战略治水前后的物质平衡预测值之差;数值模拟法

需要将动态分析认识结果整合至地质模型中,建立基于动态分析描述的气藏数值模型渗流场,使得地质模型与数值模型具有更高的契合度,最终估算出可靠的新增累计产气量预测值。

2.3.2 优化配产

中高渗碳酸盐岩气藏在不同生产压差下的储量动用效果相近,表现为裂缝、孔洞和基质的渗流整体性对生产压差不敏感。相反,对于低渗强非均质性气藏,不同生产压差下的储量动用不一致。从衰竭实验(图3)可以看出:裂缝-孔洞型和孔洞型岩心是衰竭开发初期产量的主要贡献来源,其中裂缝-孔洞型岩心贡献率最大,孔隙型储层贡献最低。随着生产压差的增加,缝洞衰竭期末,高压差下孔隙型岩心动用程度得到提高,贡献率逐渐增大。四川盆地开发实践揭示裂缝型气藏压降储量线一般出现初始段、直线段和上翘段,初始段陡降,主要反映的是裂缝储量,而后期低渗的基质孔隙补给相对增高,形成末段上翘。

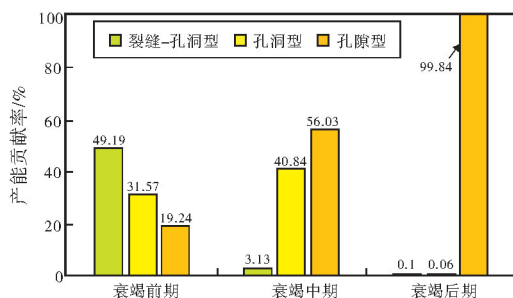


图3 不同衰竭阶段不同类型岩心的产能贡献率

Fig. 3 Productivity contribution rate of different types of cores in different depletion stages

基于上述原理和开发实践,优化配产即是通过调控气井生产压差,采用合理的采气速度使低品位

储量与高品位储量的渗流达到平衡,提高气井的压力波及范围,最终提高气井的技术可采储量。新增累计产气量即为不同生产压差条件下预测的技术可采储量差值。以GS001-X4井为例,气井生产流动段划分(图4a)显示生产数据为早期连通性较好的孔洞缝渗流系统、中期过渡、晚期整体渗流系统的动态响应,生产上表现为初期产量油压均下降较快,当达到渗流系统平衡后产量油压均稳定,表明随着生产压差的增大,低品质储量参与渗流,后期动态储量增加(图4b),预计新增动态储量 $4.52 \times 10^8 \text{ m}^3$,若气藏废弃压力为10 MPa,将新增累计产气量 $3.47 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

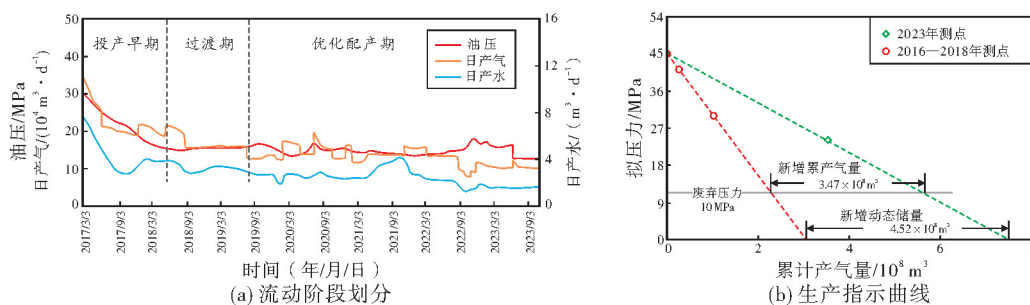


图4 GS001-X4井流动段划分及生产指示曲线

Fig. 4 Flow section division and production indication curve of Well GS001-X4

2.3.3 井网加密

井网加密是指气田开发中后期,为了保障气田稳定或延缓递减,在评价剩余可采储量的基础上,通过打井建立新的产气通道,最终新增累计产气量。其计算方法为井网加密后的技术可采动态储量减去原井网的技术可采动态储量。

3 矿场实践评述

3.1 “优化配产+增压开采”是非均质性碳酸盐岩气藏提高采收率的有力手段

卧龙河嘉五¹—嘉四³气藏为典型的非均质性碳酸盐岩、中高含硫、边水能量有限的弹性气驱气藏。气藏分为高、中、低渗3个渗透区:轴部高渗区、边部中渗区和南部东翼低渗区,渗透率分别在 $(5 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下和 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。开发方案以 $249.15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 为地质储量基础,设计 $400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的开采规模。由于在开发设计之初对气藏的非均质性和高、低渗区渗流规律尚未充分认识,在1980年实施的第一批6口补充开发井均未达到设计要求。根据渗流理论和动态资料的分析,认识到

在构造上沿长轴的气井能有效采出低渗透储层的储量,将开采规模降低至 $230 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,气藏稳产6年,稳产期末采出程度达52.91%。1988年气藏实施增压工程以来,针对气藏、气井的地质及工艺特点,开展了以增压开采为主体的油套管合采、采气工艺改造等多种试验,成效显著。废弃压力由7 MPa降低至2.3 MPa,新增可采储量 $33.91 \times 10^8 \text{ m}^3$,提高采收率13.61%。

3.2 “整体治水战略”是边水碳酸盐岩气藏提高采收率的重要保障

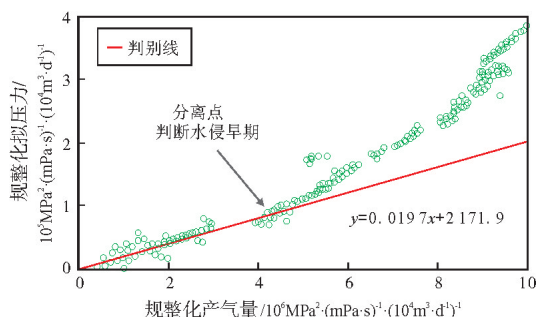
沙坪场石炭系气藏为裂缝-孔隙型边水碳酸盐岩气藏的典型代表。气藏开发早期通过评价气藏断层、储层和裂缝等性质,结合气藏开采特征,认识到仅TD90井为裂缝型水窜井,其余5口产水井水侵并不强烈,综合判断该气藏是以水驱为辅的弹性气驱气藏。基于“整体治水战略”的“早期防水”的技术理念,确定了气藏高部位布井、密井网、低配产的开发模式,在水侵通道上对TD90井实施电潜泵强排水,排水量为 $250 \sim 370 \text{ m}^3/\text{d}$,成功地将地层水阻止于气藏边部,气藏稳产8年,稳产期末累计产气

量为 $156 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。截至 2023 年 11 月,气藏累计产气量为 $214 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前采出程度为 53.81%,预计气藏采收率可达 69%。

磨溪龙王庙气藏为特大型低幅超压边水碳酸盐岩气藏的典型代表。在气藏试采期间建立了水侵预报、水侵前缘数值试井分析方法,实现了气井水侵和产水的提前预报。围绕气藏高产与控水的动态平衡,以“整体治水战略”的“早期防水、中期控水”的治水理念为指导,制订了气藏开发早期阶段“边控内放”策略。取得了以下成效:①建立流动物质平衡法^[73],提前预测气井水侵动态,实现了水侵的早防早控。超深层碳酸盐岩气藏拟压力形式流动物质平衡方程表达式^[73]为:

$$\frac{\psi_i - \psi_{wf}}{q_{sc}} = \frac{2p_i}{u_i Z_i} \times \frac{1 - B_g/B_{gi} + G_p B_g / G_d B_{gi}}{C_e q_{sc}} + a + b q_{sc} \quad (4)$$

式中: ψ_i 为原始地层压力 p_i 对应的拟压力, ψ_{wf} 为井底流动压力 p_{wf} 对应的拟压力, $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; q_{sc} 为产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; p_i 为原始地层压力, MPa ; u_i 为原始地层压力 p_i 下的气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Z_i 为原始地层压力 p_i 下的天然气偏差因子,无因次; B_g 为气藏体积系数, B_{gi} 为气藏原始体积系数,无因次; G_p 为累计产气量, G_d 为动态储量, 10^8 m^3 ; C_e 为气藏容积压缩系数, MPa^{-1} ; a 为气井拟压力形式的 Darcy 渗流项系数, $\text{MPa}^2 (10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; b 为气井拟压力形式的非 Darcy 渗流项系数, $\text{MPa}^2 (10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-2}/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ 。令规整化拟压力=式(4)的左侧代数式,规整化产气量=式(4)的右侧代数式,根据 MX8 井的动态数据编制水侵判断图版(图 5),可提前 1 年预测到气井水侵动态。②在裂缝水窜外围水体实施 3 口主动排水井,部分受水侵影响井产水量下降,产气量持续向好。③优化调控 19 口产水气井生产制度,实现气井



注: 规整化拟压力、规整化产气量分别等于式(4)的左侧、右侧代数式。

图5 MX8井水侵判断图

Fig. 5 Water invasion judgment diagram of Well MX8

压力、产量、水气比“三稳定”。④在此基础上优化实施整体治水方案,模型以开发评价后核实地质储量 $2\,653 \times 10^8 \text{ m}^3$ 计算,预计提高采收率 7%,气藏采收率可达到 65%~71%。

3.3 “排水采气”是底水碳酸盐岩气藏“被动治水”提高采收率的主要方式

威远震旦系气藏为裂缝-孔洞型底水碳酸盐岩气藏的典型代表。该气藏储层分布连续,微裂缝发育且非均质性强,隔夹层不发育,储层平均孔隙度为 3%,渗透率为 $(0.001 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,探明储量为 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。气藏于 1964 年开始试采,由于气藏开发初期地质资料较少且不系统,储量估算偏大,开发指标过高,在气藏顶部强化采气,导致气井过早出水,气藏全面水窜,造成了开发局面的被动。气藏开发可分为 4 个阶段(图 6): ①上产阶段。生产井基本未出水,构造顶部气井产量较大,随后部分生产井相继见水,气藏开始出现压力不均衡降落,期间采取堵水试验但均未取得较好效果,1976 年气藏产量达到 $316.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的峰值。②自喷带水采气阶段。由于出水井大量增多,底水活动明显,气藏生产进入产量递减阶段,地层压力下降更加不均匀,气藏产气量降至 $91.42 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。③直井排水采气阶段。1985 年至 2007 年处于直井排水采气阶段,气藏生产方式以通过强排为主,排水达 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,使水淹井复产,气藏产量上升至 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,一批水淹井相继复活。因缺乏有效的排水采气接替工艺,随着产区地层压力的进一步下降,气井全部出水,气藏全面水淹,排水采气的效果逐渐下降,阶段产气量为 $31.24 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。④水平井+直井排水采气阶段。2007 年气田开始实施水平

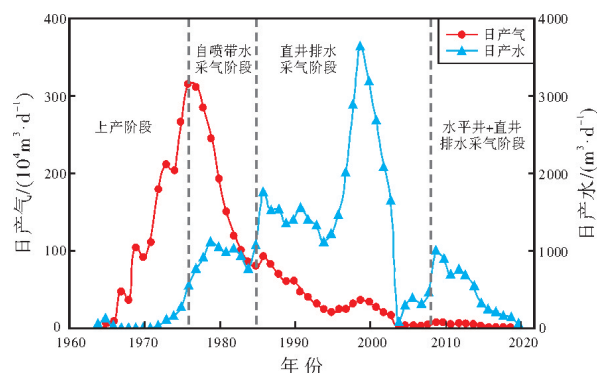


图6 威远震旦系气藏开发历程

Fig. 6 Development history of the Weiyuan Sinian gas reservoir

井+直井排水采气,探索低部位水平井排水采气新思路,但气藏水侵影响不可逆,开发被动局面未能扭转,排水采气效果有限,阶段产气量为 $1.57 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。通过两个阶段的排水采气,累计增产 $32.81 \times 10^8 \text{ m}^3$,提高采收率8.2%,气藏最终采收率仅为36.63%。

3.4 “增加井网控制程度+增压开采”是低渗碳酸盐岩气藏提高采收率的有效途径

磨溪气田雷一¹亚段气藏为低渗碳酸盐岩气藏的典型代表。该气藏为常温、常压、低渗气藏,分为西端、中部和东端等3个区块。气藏目前处于气田开发后期,日产气 $96 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水 $10 \text{ m}^3/\text{d}$,累计产气 $117.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产水 $14.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。提高采收率的主要矛盾为西端井网不完善且未增压井的油压已经降至较低水平。采用气藏精细描述技术评价潜力区地层压力大于24 MPa(图7),剩余可动储量为 $56 \times 10^8 \text{ m}^3$,在此基础上优选3口深层老井上试,开展气藏西端增压,部署新井1口。通过井网加密+增压开采,预计气藏提高采收率5.88%。

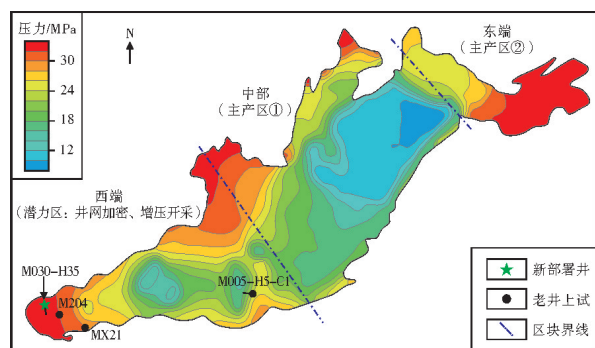


图7 磨溪雷一¹亚段气藏压力分布图
Fig. 7 Pressure distribution of the Moxi T_{2l1} gas reservoir

3.5 “硫沉积预测及治理”是高含硫碳酸盐岩气藏提高采收率的必由之路

根据《天然气藏分类:GB/T 2679—2011》^[74]的分类标准,高含硫气藏指 H_2S 含量介于 $30 \sim 150 \text{ g/m}^3$ 的气藏。截至2023年底,四川盆地已发现和开发高含硫气藏20个,普光二叠系、三叠系礁滩气藏为高含硫气藏的典型代表。与其他类型气藏相比,随着高含硫气藏开发过程中地层压力的逐渐下降,硫单质逐渐析出、沉积,从而对储层的孔隙度、渗透率造成不利影响,气体流动阻力增加,最终影响气藏采收率。为掌握并预测气藏和井筒的硫动态,以普光气田不同压力温度下硫溶解度测试结果为依据,以

Chrastil模型为基础,建立了普光气田的单质硫溶解度预测模型,绘制了不同地层压力下硫沉积饱和度延井眼径向分布预测图、井筒硫沉积厚度预测图(图8),工艺上研发了具备橡胶保护功能的快速分散型溶硫剂,配套连续油管旋转射流冲洗工艺,实现井筒有效除硫,现场实施200余井次,成功率100%。此外还需要围绕硫这一核心,开展剩余气精细描述与挖潜、集输系统增压、硫沉积治理、精准堵水等关键技术的攻关,进一步提高气藏采收率。

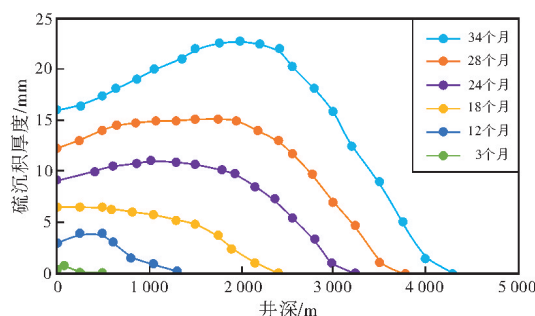


图8 普光气田PG301-3井筒硫沉积厚度预测
Fig. 8 Prediction of sulfur deposition thickness in the wellbore of Well PG301-3

4 关键问题及研究展望

对比提高气藏采收率的内涵、技术方法和矿场应用情况,认为目前评价气藏采收率还存在方法零散、不同技术和策略提高气藏采收率的量化评价欠缺、可对比性不强的问题,需要引起足够的关注。

4.1 提高气藏采收率评价的系统性

目前,气藏采收率的确定方法比较零散,系统性不足,主要表现为缺乏由类比法、实验法和气藏工程法3类研究方法认识结果的对比以及内在关联的建立,这3类研究方法的研究结果融合程度不够。

在气藏开发初期,气藏采收率采用类比或由实验确定。类比法确定两个或多个气藏的许多属性相同,便推断出它们在气藏采收率也相同。从类比法的形式看,类比法无法保证相同属性与推出属性密切相关,其可靠程度是不高的。实验法确定气藏采收率依赖于岩心样品、实验设计和实验条件,由于实验是对气藏开发过程的简化,气藏开发过程中还可能发生一些新的变化和新的矛盾,因此实验法对气藏采收率的评价仅能起到一定的辅助作用。在气藏开发中后期,气藏采收率由探明地质储量(或复算地质储量)和最终累计产气量评价,累计产

气量由当前累计产气量和剩余技术可采动态储量共同决定。根据上文所述,探明地质储量和剩余技术可采动态储量的评价有一定的不确定性,因此气藏采收率也具有一定的不确定性。

鉴于此,系统评价气藏采收率可通过以下流程实现:首先,需要在研究过程中将类比分析、实验分析以及气藏工程分析3类方法进行全面的分析,并将研究结果整合起来,形成认识;其次,需要把现场的新情况、新资料和新认识加入到类比分析、实验分析中去,开展新一轮分析,并将这一轮的类比和实验分析结果应用到矿场法评价气藏采收率的地质模型和动态描述模型中;最后,以气藏整体视角,建立“以静态资料描述动态响应,以动态资料描述静态结构”的静动态资料整合关系^[75],实现气藏静动态的可靠描述及预测。利用新增资料的分析结果和认识修正,通过多轮次分析、对比和评价,使气藏采收率的评价结果逐步逼近客观气藏开发效果。除此之外,值得一提的是需要建立好气藏全生命周期的动态监测体系,取全取准气藏动静态关键资料,以保障气藏采收率的多轮次评价和认识。

4.2 不同策略提高气藏采收率的量化评价

当前的文献资料显示,不同策略提高气藏采收率的数值较为笼统:一方面未能体现出气藏累计产气量和工艺新增累计产气量2类实测值的数据录取和现场调研环节;另一方面由一定的技术方法求取的预测量也未提及到方法的假设条件、矿场特定特征和应用局限性等问题。

对于上述问题,不同策略提高气藏采收率的量化评价需要关注以下2个方面的问题:①实地调研生产单位的一手数据,摸清现场数据第一手的计量、测量和数据库数据的情况,总结基础数据的规律;②各项技术方法应用之前,要明确其模型的假设条件,充分对比理论模型与矿场实际之间的差距,完善静态描述的匹配问题,反复斟酌调试,建立各气藏开发阶段合理的预测模型,最终定量评价出不同策略提高的采收率数值。

4.3 不同策略提高气藏采收率的可比性

由于目前不同策略提高气藏采收率的量化评价欠缺,因此不同策略提高气藏采收率的对比性不足。在未来的研究中应当关注以下3个方面的问

题:①开展不同策略提高气藏采收率的物理模拟实验,实验设计应当包括不同类型气藏和提高气藏采收率的不同策略;②系统归纳总结不同类型气藏不同策略提高采收率的规律,将目前零散的提高气藏采收率的不同策略由感性认识逐步上升为定性认识和定量认识;③在前两个方面的基础上,定量评价出研究工区不同策略提高的采收率数值,并将这些研究结果补充至②中的认识,量化不同技术方法在提高气藏采收率中所起的作用。

5 总结

提高已开发气藏采收率对未来中国天然气产业保持快速健康发展具有重要战略意义。本文围绕提高气藏采收率的内涵,简要阐述了提高气藏采收率的实践历程和成果认识,从“道、略、术、行”4个层面总结了5类研究范式。基于工程哲学视角,重点对提高气藏采收率的含义、技术方法、矿场实践现状和关键问题4个方面进行了总结。对比提高气藏采收率的内涵、技术方法和矿场实践现状,提出以下3方面的研究建议:①提高气藏采收率评价的系统性,以气藏整体视角,整合各项研究资料和成果,建立“静动态资料整合”框架下的认识→新资料补充→再认识的工作流程;②量化评价不同策略对提高气藏采收率的贡献,实地调研和核实一手数据,充分对比理论模型和矿场数据,完善静态描述的匹配性,反复斟酌调试并建立合理的预测模型;③加强不同策略提高气藏采收率的对比研究,将零散的提高气藏采收率的不同策略由感性认识逐步上升为定性认识和定量认识,并定量评价研究工区不同策略提高的采收率数值,量化不同技术方法在提高气藏采收率中所起的作用。

本文的观点与数据是基于目前的初步认识和文献引用,或有不妥或不完善之处。随着碳酸盐岩气藏勘探开发实践的不断深入、科学技术的不断进步和新方法论的不断应用,相关认识势必不断完善和发展。

参考文献

- [1] 中国天然气发展报告编委会. 中国天然气发展报告(2024)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2024.
Editorial Committee of the National Natural Gas Development Report. China natural gas development report (2024)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2024.

- [2] 戴金星,倪云燕,董大忠,等.“十四五”是中国天然气工业大发展期:对中国“十四五”天然气勘探开发的一些建议[J].天然气地球科学,2021,32(1):1-16.
DAI Jinxing, NI Yunyan, DONG Dazhong, et al. 2021-2025 is a period of great development of China's natural gas industry: suggestions on the exploration and development of natural gas during the 14th Five-Year Plan in China[J]. Natural gas geo-science, 2021, 32(1): 1-16.
- [3] 邹才能,郭建林,贾爱林,等.中国大气田科学开发的内涵[J].天然气工业,2020,40(3):1-12.
ZOU Caineng, GUO Jianlin, JIA Ailin, et al. Connotation of scientific development for giant gas fields in China[J]. Natural gas industry, 2020, 40(3): 1-12.
- [4] 李鹭光.中国天然气工业发展回顾与前景展望[J].天然气工业,2021,41(8):1-11.
LI Luguang. Development of natural gas industry in China: review and prospect[J]. Natural gas industry, 2021, 41(8): 1-11.
- [5] 马新华,何东博,位云生,等.天然气提高采收率理论基础、技术方法与发展方向[J].天然气工业,2023,43(1):1-12.
MA Xinhua, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Enhanced gas recovery: theory, technology and prospect[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 1-12.
- [6] 郭平,景莎莎,彭彩珍.气藏提高采收率技术及其对策[J].天然气工业,2014,34(2):48-55.
GUO Ping, JING Shasha, PENG Caizhen. Technology and countermeasures for gas recovery enhancement[J]. Natural gas industry, 2014, 34(2): 48-55.
- [7] 彭彩珍,郭平,杜建芬.边底水气藏提高采收率技术与实例分析[M].北京:石油工业出版社,2015.
PENG Caizhen, GUO Ping, DU Jianfen. Enhanced gas recovery technology and case analysis for edge and bottom water gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [8] 江泽民.论科学技术[M].北京:中央文献出版社,2001.
JIANG Zemin. On science and technology[M]. Beijing: Central Literature Publishing House, 2001.
- [9] 艾跃进.军事思想纵横谈[M].天津:南开大学出版社,2005.
AI Yuejin. A comprehensive discussion on military thought[M]. Tianjin: Nankai University Press, 2005.
- [10] 苏义脑.关于工程科技创新的哲学思考[J].石油科技论坛,2020,39(1):10-14.
SU Yiniao. Philosophical thoughts on engineering technological innovation[J]. Petroleum science and technology forum, 2020, 39(1): 10-14.
- [11] 胡浩,周鸿,隆辉,等.四川盆地老气田开发后期综合潜力分析及开发建议:以W气田震旦系气藏为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(6):877-885.
HU Hao, ZHOU Hong, LONG Hui, et al. Comprehensive potential analysis and development suggestions of old gas fields in Sichuan Basin in the later stage of development: a case from Sinian gas reservoir in W gas field[J]. Petroleum reservoir evaluation and development, 2022, 12(6): 877-885.
- [12] 胡勇,陈颖莉,李滔.气田开发中“气藏整体治水”技术理念的形成、发展及理论内涵[J].天然气工业,2022,42(9):10-20.
HU Yong, CHEN Yingli, LI Tao. The formation development and theoretical connotations of "overall water control of gas reservoir" technology in gas field development[J]. Natural gas industry, 2022, 42(9): 10-20.
- [13] 四川石油管理局.中国第一个天然气工业基地:四川气田[M].北京:石油工业出版社,2003.
Sichuan Petroleum Administration Bureau. China's first natural gas industry base: Sichuan gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [14] 贾爱林,闫海军.不同类型典型碳酸盐岩气藏开发面临的问题与对策[J].石油学报,2014,35(3):519-527.
JIA Ailin, YAN Haijun. Problems and countermeasures for various types of typical carbonate gas reservoirs development[J]. Acta petrolei sinica, 2014, 35(3): 519-527.
- [15] 杨海军,李世银,邓兴梁,等.深层缝洞型碳酸盐岩凝析气藏勘探开发关键技术:以塔里木盆地塔中I号气田为例[J].天然气工业,2020,40(2):83-89.
YANG Haijun, LI Shiyin, DENG Xingliang, et al. Key technologies for the exploration and development of deep fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs: a case study of the Tazhong I gas field in the Tarim Basin[J]. Natural gas industry, 2020, 40(2): 83-89.
- [16] 韩杰,吴萧,江杰,等.塔中I号气田西部鹰山组碳酸盐岩储层类型划分及储层连续性分析[J].油气地质与采收率,2016,23(1):14-21.
HAN Jie, WU Xiao, JIANG Jie, et al. Classification and continuity analysis on carbonate reservoir of the Yingshan Formation in the western Tazhong I Gasfield[J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2016, 23(1): 14-21.
- [17] 胡勇,彭先,李骞,等.四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏开发技术进展与发展方向[J].天然气工业,2019,39(9):48-57.
HU Yong, PENG Xian, LI Qian, et al. Progress and development direction of technologies for deep marine carbonate gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2019, 39(9): 48-57.
- [18] 代金友,任茜莹,穆中奇.井网控制程度对气藏采收率影响:以靖边气田A井区为例[J].科学技术与工程,2018,18(30):70-74.
DAI Jinyou, REN Qianying, MU Zhongqi. Effect of well pattern control level on gas reservoir recovery: a case study of Well A in Jingbian gas field[J]. Science technology and engineering, 2018, 18(30): 70-74.
- [19] 贾爱林,孟德伟,何东博,等.开发中后期气田产能挖潜技术对策:以四川盆地东部五百梯气田石炭系气藏为例[J].

- 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 580-589.
- JIA Ailin, MENG Dewei, HE Dongbo, et al. Technical measures of deliverability enhancement for mature gas fields: a case study of Carboniferous reservoirs in Wubaiti gas field, eastern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum exploration and development, 2017, 44(4): 580-589.
- [20] 李鹭光. 四川油气田天然气开发技术新进展[J]. 天然气工业, 2008, 28(1): 5-8.
- LI Luguang. New advancement on development techniques in Sichuan gas fields[J]. Natural gas industry, 2008, 28(1): 5-8.
- [21] 曹光强, 姜晓华, 李楠, 等. 产水气田排水采气技术的国内外研究现状及发展方向[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(5): 614-623.
- CAO Guangqiang, JIANG Xiaohua, LI Nan, et al. Domestic and foreign research status and development direction of drainage gas recovery technologies in water-producing gas-fields[J]. Oil drilling & production technology, 2019, 41(5): 614-623.
- [22] 夏崇双. 不同类型有水气藏提高采收率的途径和方法[J]. 天然气工业, 2002, 22(增刊1): 73-77.
- XIA Chongshuang. Ways and methods of enhancing recovery in various water-carrying gas reservoirs[J]. Natural gas industry, 2002, 22(S1): 73-77.
- [23] 胡勇, 邵阳, 陆永亮, 等. 低渗气藏储层孔隙中水的赋存模式及对气藏开发的影响[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 176-181.
- HU Yong, SHAO Yang, LU Yongliang, et al. Experimental study on occurrence models of water in pores and the influencing to the development of tight gas reservoir[J]. Natural gas geoscience, 2011, 22(1): 176-181.
- [24] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 裂缝性气藏水侵机理物理模拟[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3283-3287.
- SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. Physical simulation of water influx mechanism in fractured gas reservoirs[J]. Journal of Central South University (science and technology), 2014, 45(9): 3283-3287.
- [25] 刘华勋, 任东, 高树生, 等. 边、底水气藏水侵机理与开发对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 47-53.
- LIU Huaxun, REN Dong, GAO Shusheng, et al. Water influx mechanism and development strategy of gas reservoirs with edge and bottom water[J]. Natural gas industry, 2015, 35(2): 47-53.
- [26] 王璐, 杨胜来, 刘义成, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流机理可视化实验研究[J]. 石油科学通报, 2017, 2(3): 364-376.
- WANG Lu, YANG Shenglai, LIU Yicheng, et al. Visual experimental investigation of gas-water two phase micro seepage mechanisms in fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. Petroleum science bulletin, 2017, 2(3): 364-376.
- [27] 吴克柳, 朱清源, 陈掌星, 等. 边底水碳酸盐岩气藏提高采收率的微观驱气效率[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 122-131.
- WU Keliu, ZHU Qingyuan, CHEN Zhangxing, et al. Microscopic gas displacement efficiency of enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs with edge and bottom water[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 122-131.
- [28] 高树生, 杨明翰, 叶礼友, 等. 低渗透底水气藏水侵动态模拟实验及其对采收率的影响[J]. 天然气工业, 2022, 42(3): 61-70.
- GAO Shusheng, YANG Minghan, YE Liyou, et al. Simulation experiment of water invasion performance in low-permeability bottom water gas reservoir and its influence on recovery factor[J]. Natural gas industry, 2022, 42(3): 61-70.
- [29] 曾大乾, 张庆生, 李童, 等. 四川盆地普光高含硫气田长周期高产稳产关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 65-75.
- ZENG Daqian, ZHANG Qingsheng, LI Tong, et al. Key technologies for long-period high and stable production of the Pu-guang high-sulfur gas field, Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 65-75.
- [30] 谢姗, 伍勇, 张建国, 等. 低渗碳酸盐岩气藏提高采收率技术对策[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(6): 2231-2236.
- XIE Shan, WU Yong, ZHANG Jianguo, et al. Technical countermeasures of enhance gas recovery in low permeability carbonate gas reservoir[J]. Science technology and engineering, 2020, 20(6): 2231-2236.
- [31] 谢军. 安岳特大型气田高效开发关键技术创新与实践[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 1-10.
- XIE Jun. Innovation and practice of the key technologies for the efficient development of the supergiant Anyue gas field[J]. Natural gas industry, 2020, 40(1): 1-10.
- [32] 孙贺东, 李世银, 刘志良, 等. 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 113-121.
- SUN Hedong, LI Shiyin, LIU Zhiliang, et al. EOR technologies for fractured-vuggy carbonate condensate gas reservoirs[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 113-121.
- [33] 何东博, 贾爱林, 位云生, 等. 常规天然气藏均衡开发理论与关键核心技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 76-85.
- HE Dongbo, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Theory and technology of balanced development of conventional gas reservoirs[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 76-85.
- [34] 雍锐, 胡勇, 彭先, 等. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 23-35.
- YONG Rui, HU Yong, PENG Xian, et al. Progress and prospect of enhanced gas recovery technology in the Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 23-35.
- [35] 袁士义, 胡永乐, 罗凯. 天然气开发技术现状、挑战及对策[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 1-6.
- YUAN Shiyi, HU Yongle, LUO Kai. State of the art, challenges and countermeasures of natural gas development in China

- [J]. Petroleum exploration and development, 2005, 32(6): 1-6.
- [36] MA Zhaoyang, RANJITH P G. Review of application of molecular dynamics simulations in geological sequestration of carbon dioxide[J]. Fuel, 2019, 255: 115644.
- [37] LIU Shuyang, ZHANG Yi, XING Wanli, et al. Laboratory experiment of CO₂-CH₄ displacement and dispersion in sand-packs in enhanced gas recovery[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2015, 26: 1585-1594.
- [38] SIDIQ H, AMIN R. Mathematical model for calculating the dispersion coefficient of super critical CO₂ from the results of laboratory experiments on enhanced gas recovery[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2009, 1(6): 177-182.
- [39] LIU Shezhan, ZHANG Yi, ZHAO Jiafei, et al. Dispersion characteristics of CO₂ enhanced gas recovery over a wide range of temperature and pressure[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2020, 73: 103056.
- [40] 金岳霖. 形式逻辑[M]. 北京: 人民出版社, 1981.
- JIN Yuelin. Formal logic[M]. Beijing: People Press, 1981.
- [41] 江怡. 从技术哲学到工程哲学: 一种哲学研究范式的转型[J]. 浙江学刊, 2023(5): 65-72.
- JIANG Yi. From philosophy of technology to philosophy of engineering: a transformation of philosophical research paradigm[J]. Zhejiang academic journal, 2023(5): 65-72.
- [42] 奥卡沙. 科学哲学[M]. 韩广忠, 译. 南京: 译林出版社, 2013.
- OKASHA S. Philosophy of science[M]. HAN Guangzhong, translated. Nanjing: Yilin Press, 2013.
- [43] 殷瑞钰, 李伯聪, 汪应洛, 等. 工程哲学[M]. 第4版. 北京: 高等教育出版社, 2022.
- YIN Ruiyu, LI Bocong, WANG Yingluo, et al. Philosophy of engineering [M]. 4th ed. Beijing: Higher Education Press, 2022.
- [44] 张辉, 杨柳, 洪楚侨, 等. 崖城13-1气田提高采收率技术研究与实践[J]. 中国海上油气, 2017, 29(1): 83-88.
- ZHANG Hui, YANG Liu, HONG Chuqiao, et al. Research and practice of enhanced oil recovery technology in YC13-1 gas field[J]. China offshore oil and gas, 2017, 29(1): 83-88.
- [45] 李江涛, 项赟伟, 陈汾君, 等. 柴达木盆地涩北气田提高采收率关键技术与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 141-152.
- LI Jiangtao, XIANG Yiwei, CHEN Fenjun, et al. Key technologies and prospect of EGR in the Sebei gas field in the Qaidam Basin[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 141-152.
- [46] 李国欣, 田军, 段晓文, 等. 大幅提高超深致密砂岩气藏采收率对策与实践: 以塔里木盆地克拉苏气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 93-101.
- LI Guoxin, TIAN Jun, DUAN Xiaowen, et al. Measures and practice for improving the recovery factor of ultradeep tight sandstone gas reservoirs: a case study of Kelasu gas field, Tarim Basin[J]. Natural gas industry, 2022, 42(1): 93-101.
- [47] 徐凤银, 张伟, 李子玲, 等. 鄂尔多斯盆地保德区块煤层气藏描述与提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 96-112.
- XU Fengyin, ZHANG Wei, LI Ziling, et al. Coalbed methane reservoir description and enhanced recovery technologies in Baode Block, Ordos Basin[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 96-112.
- [48] 吴正, 江乾锋, 周游, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格致密砂岩气田提高采收率关键技术及攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 66-75.
- WU Zheng, JIANG Qianfeng, ZHOU You, et al. Key technologies and orientation of EGR for the Sulige tight sandstone gas field in the Ordos Basin[J]. Natural gas industry, 2023, 43(6): 66-75.
- [49] 董硕, 郭建林, 郭智, 等. 苏6区块气藏剩余储量评价及提高采收率对策[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 74-79.
- DONG Shuo, GUO Jianlin, GUO Zhi, et al. Evaluation of remaining reserves and strategies of enhanced gas recovery for Su 6 Block[J]. Fault-block oil and gas field, 2020, 27(1): 74-79.
- [50] 张健, 李保振, 周文胜, 等. 中国海上气田开发与提高采收率技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 132-140.
- ZHANG Jian, LI Baozhen, ZHOU Wensheng, et al. Development and EGR technologies of offshore gas fields in China[J]. Natural gas industry, 2023, 43(1): 132-140.
- [51] 胡纳川, 何东博, 郭建林, 等. 致密砂岩气藏水平井整体开发提高采收率: 以长岭气田登娄库组气藏为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(5): 55-63.
- HU Nachuan, HE Dongbo, GUO Jianlin, et al. Integrated development of tight sandstone gas reservoirs by using horizontal wells to enhance oil recovery: a case study of gas reservoir in Denglouku Formation of Changling Gasfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(natural science), 2021, 36(5): 55-63.
- [52] 李闽, 蒋琼, 廖志, 等. 水驱气藏采收率计算方法及其影响因素研究[J]. 非常规油气, 2015, 2(1): 35-40.
- LI Min, JIANG Qiong, LIAO Zhi, et al. Calculation method and influencing factors of water drive gas reservoir recovery[J]. Unconventional oil & gas, 2015, 2(1): 35-40.
- [53] 高树生, 刘华勋, 叶礼友, 等. 致密砂岩气藏井网密度优化与采收率评价新方法[J]. 天然气工业, 2019, 39(8): 58-65.
- GAO Shusheng, LIU Huaxun, YE Liyou, et al. A new method for well pattern density optimization and recovery factor evaluation of tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural gas industry, 2019, 39(8): 58-65.
- [54] 郭建林, 郭智, 崔永平, 等. 大型致密砂岩气田采收率计算方法[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1389-1396.
- GUO Jianlin, GUO Zhi, CUI Yongping, et al. Recovery factor calculation method of giant tight sandstones gas field[J]. Acta petrolei sinica, 2018, 39(12): 1389-1396.

- [55] 李熙喆, 卢德唐, 罗瑞兰, 等. 复杂多孔介质主流通道定量判别标准[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 943-949.
LI Xizhe, LU Detang, LUO Ruilan, et al. Quantitative criteria for identifying main flow channels in complex porous media [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(5): 943-949.
- [56] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 669-678.
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China [J]. Petroleum exploration and development, 2018, 45(4): 669-678.
- [57] 雷群, 管保山, 才博, 等. 储集层改造技术进展及发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 580-587.
LEI Qun, GUAN Baoshan, CAI Bo, et al. Technological progress and prospects of reservoir stimulation [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(3): 580-587.
- [58] 贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 全球不同类型大型气藏的开发特征及经验[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 33-46.
JIA Ailin, YAN Haijun, GUO Jianlin, et al. Characteristics and experiences of the development of various giant gas fields all over the world [J]. Natural gas industry, 2014, 34(10): 33-46.
- [59] 马新华, 陈建军, 唐俊伟. 中国天然气的开发特点与对策[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(1): 15-20.
MA Xinhua, CHEN Jianjun, TANG Junwei. The natural gas development characteristics and strategy in China [J]. Natural gas geoscience, 2003, 14(1): 15-20.
- [60] 李江涛, 柴小颖, 邓成刚, 等. 提升水驱气藏开发效果的前期控水技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 132-139.
LI Jiangtao, CHAI Xiaoying, DENG Chenggang, et al. Early-stage water control technology in improving the development efficiency of water drive gas reservoirs [J]. Natural gas industry, 2017, 37(8): 132-139.
- [61] 冀光, 贾爱林, 孟德伟, 等. 大型致密砂岩气田有效开发与提高采收率技术对策: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 602-612.
JI Guang, JIA Ailin, MENG Dewei, et al. Technical strategies for effective development and gas recovery enhancement of a large tight gas field: a case study of Sulige gas field, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(3): 602-612.
- [62] 江同文, 孙雄伟. 中国深层天然气开发现状及技术发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 610-621.
JIANG Tongwen, SUN Xiongwei. Development status and technology development trend of deep natural gas in China [J]. Oil drilling & production technology, 2020, 42(5): 610-621.
- [63] 《运筹学》教材编写组. 运筹学[M]. 第5版. 北京: 清华大学出版社, 2021.
Operations research textbook compilation group. Operations research [M]. 5th ed. Beijing: Tsinghua University Press, 2021.
- [64] 叶庆全, 袁敏. 油气田开发常用名词解释[M]. 第3版. 北京: 石油工业出版社, 2009.
YE Qingquan, YUAN Min. Explanation of common terms in oil and gas field development [M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [65] 中华人民共和国自然资源部. 石油天然气储量估算规范: DZ/T 0217—2020[S]. 北京: 全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会, 2020.
Ministry of Natural Resources, People's Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217—2020 [S]. Beijing: National Technical Committee for Standardization of Natural Resources and Land Spatial Planning, 2020.
- [66] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
SUN Hedong. Analysis method and application of modern production decline of oil and gas wells [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [67] 孙贺东, 曹雯, 李君, 等. 提升超深层超高压气藏动态储量评价可靠性的新方法: 物质平衡实用化分析方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 49-56.
SUN Hedong, CAO Wen, LI Jun, et al. A material balance based practical analysis method to improve the dynamic reserve evaluation reliability of ultra-deep gas reservoirs with ultra-high pressure [J]. Natural gas industry, 2020, 40(7): 49-56.
- [68] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
ZHUANG Huinong. Gas reservoir performance description and well testing [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [69] 厄特金 T, 阿布-卡森 J H, 金 G R. 实用油藏模拟技术[M]. 张烈辉, 译. 北京: 石油工业出版社, 2004.
ERKING T, ABU-CARSON J H, KING G R. Applied oil reservoir simulation [M]. ZHANG Liehui, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [70] 计秉玉. 产量递减方程的渗流理论基础[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 86-91.
JI Bingyu. The fundamentals of seepage flow theory used on the production decline equations [J]. Acta petrolei sinica, 1995, 16(3): 86-91.
- [71] 位云生, 贾爱林, 徐艳梅, 等. 气藏开发全生命周期不同储量计算方法研究进展[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(12): 1749-1756.
WEI Yunsheng, JIA Ailin, XU Yanmei, et al. Progress on different reserve calculation methods in the whole life cycle of gas reservoir development [J]. Natural gas geoscience, 2020,

- 31(12): 1749–1756.
- [72] 国家能源局. 天然气可采储量计算方法: SY/T 6098—2022 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
- National Energy Administration. The estimated methods of natural gas recoverable reserves: SY/T 6098—2022 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [73] 蔡珺君, 彭先, 余平, 等. 超深层碳酸盐岩气藏流动物质平衡新方法[J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 656–664.
- CAI Junjun, PENG Xian, YU Ping, et al. New method of flowing material balance in ultra deep carbonate gas reservoirs [J]. Fault-block oil and gas field, 2023, 30(4): 656–664.
- [74] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 天然气藏分类: GB/T 26979—2011 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. The classification of natural gas pool: GB/T 26979—2011 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [75] 蔡珺君, 彭先, 杨长城, 等. 气藏描述过程中静态资料的整合及应用[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(6): 1082–1098.
- CAI Junjun, PENG Xian, YANG Changcheng, et al. Integration and application of static and dynamic data in gas reservoir description [J]. Natural gas geoscience, 2024, 35(6): 1082–1098.

编辑: 董庸

Connotation, technical methods, and prospects for enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs

CAI Junjun, ZHANG Lianjin, ZHANG Fei, XU Rui, ZHOU Fangfang, TIAN Ye

Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina

Abstract: China's carbonate gas reservoirs are facing a strategic situation of enhanced gas recovery (EGR). Currently, there is no universally applicable theoretical and technical system for improving recovery rates in carbonate gas reservoirs both domestically and internationally. This article summarizes the theoretical research and field practice of EGR of carbonate gas reservoirs in China in the past 70 years, and summarizes five research paradigms from four levels of "Philosophy, Strategy, Tactics, Execution". Based on the connotation of EGR, a calculation method for gas reservoir recovery rate is established from the perspective of engineering philosophy, and the technical methods and key issues for evaluating gas reservoir recovery rate are discussed in detail. By comparing the connotation, technical methods, and practical status of enhanced gas recovery in five typical carbonate gas reservoirs, the following three suggestions are put forward: (1) Improve the systematic evaluation of gas reservoir recovery efficiency, integrate various research data and results from the perspective of the whole gas reservoir, and establish the workflow of understanding→new data supplement→re-understanding under the framework of "static and dynamic data integration"; (2) Quantitatively evaluate the contribution of different strategies to EGR, conduct field research and verify primary data, fully compare theoretical models with field data, improve the match of static and dynamic descriptions, and repeatedly adjust and establish reasonable prediction models; (3) Strengthen the comparative study of different strategies to enhance gas reservoir recovery, gradually upgrade the scattered different strategies from perceptual understanding to qualitative and quantitative understanding, and quantitatively evaluate the EGR values of different strategies in the research area, and quantify the role of different technologies in improving gas reservoir recovery. The research results can promote the concept and theoretical technology progress of EGR in China's carbonate gas reservoirs and ensure national energy security.

Key words: carbonate gas reservoirs; enhanced gas recovery; quantitative evaluation; comparability; field practice; research prospects

CAI Junjun, First author: PhD, Engineer, mainly engaged in research on natural gas development and gas reservoir description. Add: No. 12, North Section of Tianfu Avenue, Chengdu, Sichuan 610041, China. E-mail: swadings@petrochina.com.cn