

引文：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.

天然气提高采收率理论基础、技术方法与发展方向

马新华^{1,2} 何东博^{1,2} 位云生^{1,2} 郭建林^{1,2} 贾成业^{1,2}

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 提高油气采收率全国重点实验室

摘要：中国大部分主力气田相继进入开发中后期且整体采收率不高，天然气提高采收率研究与实践形势迫切。为了促进天然气提高采收率理论技术进步和开发水平提高，建立了统一、具有普遍适用性的天然气采收率评价模型，分析了影响天然气采收率的关键因素，明确了天然气提高采收率发展前景与方向。研究结果表明：①储量利用程度、压降波及系数和压力衰竭效率是影响天然气采收率的 3 个关键因素，天然气采收率是 3 个关键因素对应系数的乘积；②结合安岳气田龙王庙组气藏、克拉 2 气田、苏里格气田和川南页岩气等开发实践，针对常规水驱气藏、致密气和页岩气等非常规气，通过提高储量利用程度、压降波及系数和压力衰竭效率预计可提高采收率 6~15 个百分点；③提出了天然气提高采收率理论技术攻关方向，包括明确气藏提高采收率机理、研发提高采收率新方法、加强提高采收率技术现场试验。结论认为，研究结果奠定了天然气提高采收率理论基础，系统形成了不同类型气藏提高采收率技术方法，为已开发气田提高采收率和持续稳产提供了技术支持，并可促进我国天然气产业持续健康快速发展，对保障国家能源安全具有重要指导意义。

关键词：气藏开发；天然气采收率；天然气提高采收率；采收率理论；采收率技术；水驱气藏；致密气；页岩气

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.01.001

Enhanced gas recovery: Theory, technology and prospect

MA Xinhua^{1,2}, HE Dongbo^{1,2}, WEI Yunsheng^{1,2}, GUO Jianlin^{1,2}, JIA Chengye^{1,2}

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. National Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, Beijing 100083, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.1, p.1-12, 1/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Research on the enhanced gas recovery (EGR) technology is urgently needed in most of China's major gas fields due to low recovery in their late development stages. To promote progress in ERG theory and technology, this paper establishes a unified and universal model for gas recovery evaluation, analyzes the key factors affecting the gas recovery, and expects the prospect of EGR. The results are obtained as follows. First, the production degree of reserves, pressure drawdown sweep efficiency and pressure depletion efficiency are key factors affecting the gas recovery, which is the product of the coefficients corresponding to these factors. Second, according to the development practice of Anyue Longwangmiao gas reservoir, Kela 2 gas field, Sulige gas field and Southern Sichuan shale gas, it is estimated that the recovery of conventional water-driven gas reservoirs and unconventional gas reservoirs (incl. tight gas and shale gas) can be improved by 6~15 percentage points by increasing the production degree of reserves, the pressure drawdown sweep efficiency and pressure depletion efficiency. Third, it is proposed that clarifying the EGR mechanism, developing new EGR methods, and promoting the field test of EGR technologies are directions for theoretical and technical researches. The study results provide a theoretical foundation for EGR. The EGR methodologies for different types of gas reservoirs provide technical support for improving gas recovery and stable production of existing gas fields, promote healthy and rapid development of natural gas industry in China and provide guidance for guaranteeing national energy security.

Keywords: Gas reservoir development; Gas recovery; Enhanced gas recovery; EOR theory; EOR technology; Water-drive gas reservoir; Tight gas; Shale gas

基金项目：中国石油天然气股份有限公司“十四五”科技专项“致密气勘探开发技术研究”（编号：2021DJ2104）、“复杂天然气田开发关键技术研究”（编号：2021DJ1704），中国石油油气和新能源分公司科技项目“水驱碎屑岩气藏剩余气分布规律与提高采收率方法研究”（编号：2022KT0904）。

作者简介：马新华，1962 年生，正高级工程师，中国石油学会天然气专业委员会主任、本刊编委会顾问、《Natural Gas Industry B》编委会委员；主要从事石油天然气综合地质研究及油气勘探开发管理工作。地址：（100083）北京市海淀区学院路 20 号。ORCID: 0000-0003-4245-8522。E-mail: xinhua@petrochina.com.cn

通信作者：位云生，1979 年生，正高级工程师，博士，本刊青年编委；主要从事气藏工程、气藏提高采收率研究与开发方案编制工作。地址：（100083）北京市海淀区学院路 20 号。ORCID: 0000-0003-0327-4499。E-mail: weiys@petrochina.com.cn

0 引言

新中国天然气工业历经 70 多年的发展,形成了鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地、南海和渤海海域为主体的开发格局,成为世界第四大天然气生产国、第三大天然气消费国。2022 年,中国天然气产量约 $2\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$,消费量约 $3\,750 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1];能源转型和“碳达峰、碳中和”目标下,未来中国天然气生产量和消费量将持续上升,预计到 2030 年中国天然气年消费量将超过 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,国内天然气产量将超过 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,中国天然气产业将迎来黄金发展期^[2]。当前,我国天然气勘探开发工作重点应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并重。随着现有主力气田相继进入开发中后期,且整体采收率较低,截至 2022 年 12 月,全国已发现气田 516 个,累计探明地质储量 $20 \times 10^{12} \text{ m}^3$,累计投入开发气田 450 个,动用地质储量 $17 \times 10^{12} \text{ m}^3$,目前经济技术条件下,主力气田采收率介于 20%~80%,平均采收率仅为 30.5%。另一方面,随着四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地等大型含油气盆地勘探程度不断加大和天然气资源探明程度不断增加,发现新后备优质资源的难度不断上升。因此,提高已开发气田采收率对中国天然气产业保持快速健康发展具有重要战略意义。

石油天然气工业中,由于地下原油和天然气流体性质、驱动机制差异,石油和天然气提高采收率的方法手段不同。石油提高采收率已形成较成熟完备的理论技术体系,20 世纪 50 年代以来,中国石油工业十分重视石油提高采收率技术(Enhanced Oil Recovery, EOR)的研究与应用,石油提高采收率技术已成为中国油田开发可持续发展和高质量发展的重中之重^[3-4]。我国天然气提高采收率研究与实践历程相对较短,需要借鉴石油提高采收率的理论研究和技术研发经验,发展适应天然气开发特征的提高采收率理论和技术方法。天然气提高采收率(Enhanced Gas Recovery, EGR)研究与应用是中国天然气开发亟待提升的理论技术领域。在我国常规气藏、致密气、页岩气开发实践基础上,对比分析石油提高采收率与天然气提高采收率差异,进一步明确天然气采收率与天然气提高采收率概念,以建立统一的、具有普遍适用性的天然气采收率评价模型为目标,系统分析影响天然气采收率的关键因素,提出天然气提高采收率技术思路和途径,以期促进中国天然气提高采收率理论技术进步。

1 气藏采收率和提高采收率的内涵

我国天然气产业已进入快速发展阶段(图 1)。目前,国内天然气开发理论技术研究主要针对不同类型气藏开展开发技术研发、配套与应用研究,整体理论技术发展思路与开发对象发现和开发技术发展历程基本一致。袁士义等^[5-19]天然气开发知名专家学者针对 6 类常规气藏和 3 类非常规气的开发理论、技术和实践进行了系统总结和提升,同时,分析了气藏提高采收率与油藏提高采收率技术的异同,总结了国内外低渗透气藏、凝析气藏和边底水气藏提高采收率系列配套技术的适用性和应用实例。国外天然气提高采收率研究主要针对巨厚边底水气藏逐级上返动用、储层连通性差的气藏最优井网密度、地面增压等提高采收率技术进行实践;近年来,针对常规气藏和凝析气藏,开展了注气(CO_2)进一步提高采收率实验研究^[20-29]。总之,国内外气藏提高采收率研究均处于起步阶段,尚未形成系统的、具有普适性的天然气提高采收率理论技术体系。

1.1 气藏采收率和提高采收率的含义

气藏采收率指在一定的经济极限内,在现有工程和技术条件下,从气藏中可以采出的天然气量占探明地质储量或开发评价核实地质储量的比值。气藏地质条件和现有的开发工艺水平,决定了气藏采收率的高低。气藏采收率是衡量气田开发水平高低的一项重要指标,是设计开发技术指标、编制开发技术方案、制订开发技术政策的基础和依据。

气藏提高采收率指以开发方案或现有开发状态下预期的采收率为基础,在一定的经济技术条件下,再增加可采储量、提高累计产量所采取的系列开发工作。新增可采储量与探明地质储量的比值,即为采收率增加值。气藏提高采收率幅度越高,新增可采储量越大,可采出的天然气量越多,气藏最终采收率越高。

1.2 气藏与油藏提高采收率的差异

天然气气藏开采的驱动力与油藏不同。油藏采用补充能量开发,原油为弱可压缩性流体,弹性能量较小,弹性能量衰竭后,仍有大量的原油(剩余油)存留地下,需要人工注入水、气体、化学剂、热量等介质补充能量开采剩余油。油藏提高采收率有明显的阶段性,可以分为依靠天然弹性能量开发的一次采收率、注水开发的二次采收率、注气或注化学剂开发的三次采收率等,通过不同阶段开发方式的转变不断

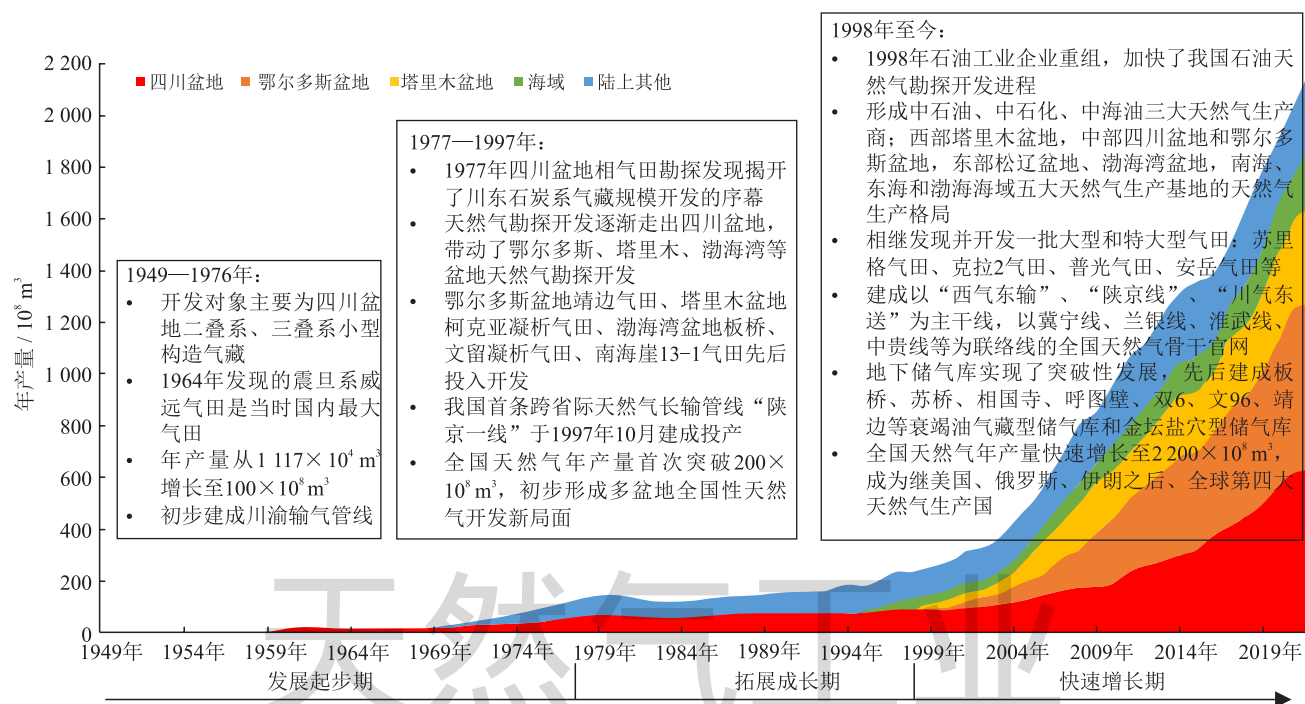


图1 中国天然气产业发展历程图

提高采收率。随着不同开发阶段油藏含油饱和度不断下降，地下原油采出量不断增加；因此，某种意义上，油藏开发即油藏储层“含油饱和度不断降低的过程”。石油提高采收率技术，即强化采油或三次采油技术，指通过各种方法改变驱替相/被驱替相的物理、化学性质，从而提高驱替相的波及程度或驱油效率，并最终提高原油采收率的油田开发技术。石油提高采收率技术包括化学驱、气驱、热力采油等三次采油技术，可在常规二次采油采收率达到30%~40%的基础上，实现原油采收率再提高5%~30%。石油最终采收率是注入介质的波及效率和驱替效率的函数，石油提高采收率方法技术的基本原理都在于提高注入液的波及效率和/驱替效率。

自然能量衰竭式开发、最大程度利用地层弹性能量是气藏开发的基础。气藏开发的驱动力是压力高低决定的气体弹性能量大小；因此，某种意义上，气藏开发即“气体压力不断衰竭的过程”。气体强可压缩性的自然属性决定了从经济效益和技术可行性上，除高含凝析油的气藏外，所有气藏均采用天然能量一次性衰竭开发，而不采用补充能量开发。天然气具有强可压缩性，弹性能量大，根据气藏温度、压力及气体组分的不同，从地下采出至地面气体体积可以膨胀几百到上千倍，依靠气体本身和岩石弹性能量即可采出绝大部分的天然气。理论上，对于干气气藏，若废弃地层压力是原始地层压力的

10%~20%，累计采出气量一般可以达到动用地质储量的70%~80%。

1.3 气藏采收率评价模型

从采收率定义看，气藏采收率是最终累计采气量与地质储量的比例。地质储量利用程度是计算采收率的基础，地质储量利用程度指开发方案设计的建产区/段内天然气地质储量与气田探明地质储量或核实地质储量的比值。储量利用程度区别于传统意义上的储量动用程度，其指开发方案设计的平面建产区或纵向层段内天然气地质储量与气田探明地质储量或核实地质储量的比值，如苏里格气田开发方案设计部署井网范围内的储量、川南页岩气开发方案井网范围内纵向五峰组—龙马溪组龙一₁小层的储量占探明地质储量或核实地质储量的比值。同时，由理想气体状态方程可知，一定温度条件下，气体物质的量与压力和气体的体积成正比。衰竭开发过程中，采出气体的量与气藏压力下降幅度和压降波及的体积成正比。因此，建产区/段内天然气地质储量采出的比例受压力衰竭系数和压降波及系数共同影响。压降波及系数定义为气田/气藏动态储量与开发方案设计的平面建产区内或纵向开发层段地质储量比值，或称为动静储量比；压力衰竭效率定义为以废弃产量（废弃地层压力）为约束的累计采出量占动态储量的比例。压力衰竭效率取决于气藏废弃条件，废弃产

量指气井产量递减至生产经营成本等于销售净收入时的产量；当气井产量递减至废弃产量时，对应的地层压力即废弃地层压力。储量利用程度、压降波及系数和压力衰竭效率三者乘积等于截至废弃产量时的累计采出量与气田探明地质储量或核实地质储量的比值，即气藏采收率。

因此，气藏采收率表示为：

$$\begin{cases} \eta = R_d \times E_d \times E_p \\ R_d = G_d / G \\ E_d = G_p / G_d \\ E_p = Q_p / G_p \end{cases} \quad (1)$$

式中 η 表示采收率，无因次； R_d 表示储量利用程度，无因次； E_d 表示压降波及系数，无因次； E_p 表示压力衰竭效率，无因次； G_d 表示利用地质储量， 10^{12} m^3 ； G 表示探明地质储量， 10^{12} m^3 ； G_p 表示动态储量， 10^{12} m^3 ； Q_p 表示累计产出气量， 10^{12} m^3 。

2 气藏采收率影响因素与提高气藏采收率技术方法

2.1 气藏采收率主要影响因素

2.1.1 影响气藏采收率的地质因素

影响气藏采收率的地质因素指对储量利用程度、压降波及系数、压力衰竭效率等采收率计算参数产生影响的相关地质参数。储层物性、非均质性和连通性、流体特征和驱动方式等气藏地质参数是影响气藏采收率的首要地质因素。储层物性、非均质性和连通性决定了气体的流动能力、单井泄流面积和气井产能高低，对压降波及系数和压力衰竭效率敏感程度高。气藏流体特征主要包括流体类型和流体赋存状态。按照流体类型和驱动方式，气藏可分为干气气藏、湿气气藏和凝析气藏；按照驱动方式，气藏可分为气驱气藏和水驱气藏。一般情况下，干气气藏流体类型为干气，驱动类型为弹性气驱，该类气藏采收率主要由废弃压力决定，通常压降波及系数较高。对于水驱气藏，水侵作用影响动态储量和废弃压力，导致压降波及系数和压力衰竭效率明显降低。因此，影响水驱气藏采收率的地质因素不仅包含储层物性、非均质性和连通性特征，也包括水的分布特征和水体能量的大小。

2.1.2 影响气藏采收率的工程因素

影响气藏采收率的工程因素主要指对采收率计

算参数产生影响的钻完井技术和开发技术参数。通常情况下，气藏开发各环节引起产量损失或产能下降的不利因素即为影响气藏采收率的工程因素，包括开发过程中由于技术不适应带来的储层伤害导致储层渗流能力下降引起的动态储量下降、采气速度不合理导致气藏过早水侵引起的动态储量损失、人工裂缝闭合导致气井泄流面积减小引起的动态储量降低、地面集输系统压力过高引起废弃压力过高而导致的累计采气量降低、排水采气效率低减少了累计产气量等因素导致的产量损失。

2.1.3 影响气藏采收率的经济因素

影响气藏采收率的经济因素主要指对废弃产量产生影响的外部因素。通常情况下，对气藏开发经济指标产生影响的因素主要包括：气价、人工成本、物价水平和汇率等。气价对经济下限系数的影响最为直接，气价高低直接决定了产出天然气销售收入多少。当销售收入不足以抵消人工成本、物价水平和汇率等引起上升的操作成本时，气藏开发达到经济收益的临界点，其对应的气藏采收率即为经济极限采收率。

2.2 气藏提高采收率核心理念

2.2.1 天然气提高采收率需贯穿气藏开发全生命周期

从一定程度上，气藏开发不存在明确的提高采收率阶段；也可以说从气藏开发最初就要考虑提高采收率，提高采收率伴随气藏开发全过程。气藏单调压降的开发生产过程，决定了必须提高气藏全生命周期储量动用程度和地层能量的利用效率来获得较高的最终采收率。对于边底水气藏，非均匀水侵引起气藏动态储量下降、压降波及系数降低，导致气藏采收率下降。因此，水驱气藏全生命周期提高采收率尤为重要。水驱气藏开发需以控制边底水均匀推进为目标，综合考虑区域均衡、平面均衡和纵向均衡实现整体均衡开发^[6]。对于页岩气，需不断突破开发技术界限，通过网格化井网、长水平井和体积压裂实现极限动用，从而提高页岩气采收率^[18]。

2.2.2 避免或减小开发早期的采收率伤害比开发后期改善提高采收率更重要

气藏采收率伤害主要来源于钻完井、储层改造过程中的储层伤害、生产压差过大引发的储层伤害（速敏和压敏等）、水侵导致的水敏和残余气封存等。储层改造可以一定程度上改善储层伤害，但很难恢复到原始状态，而且储层改造增加了开发成本。对于水驱气藏，地层水非均匀侵入气层后会引发水锁效

应或水封气，水淹范围内残存的天然气很难再经济有效采出^[24]。因此，天然气开采过程中，尽可能地避免或减少储层伤害和过早水侵带来的采收率损失往往比后期采用其他技术手段提高采收率更为重要，这也是天然气气藏经济效益开发的重要原则。

2.3 气藏提高采收率技术方法

从气藏采收率的评价模型可见，气藏提高采收率技术方法应从提高储量利用程度、提高压降波及系数、提高压力衰竭效率 3 个方面开展提高采收率技术对策研究和实践。

提高储量利用程度技术方法包括井网加密、井型优化、老井侧钻和立体井网等。井网加密是提高储量利用程度最直接的技术方法，指在原有井网的基础上增加调整井，以减少气藏平面非均质性对气藏开发的影响，有效动用井间剩余未动用储量。老井侧钻、井型优化和立体井网是有效增加纵向上未动用储量的有效途径，通过侧钻打开纵向未动用层位或井型优化调整为定向井、大斜度井和水平井增加接触面积、多套井网立体开发纵向上不同层位从而增加未动用储量有效动用。

提高压降波及系数技术方法包括储层改造、优化布井、生产制度优化等技术措施。储层改造是通过人工手段改善储层物性达到增加泄流面积；优化布井和生产制度优化主要针对水驱气藏开发过程中水侵对开发效果的不利影响，通过优化井位部署实现均衡开发，通过优化生产制度实现压力均匀下降，增加动态储量以提高压降波及系数。

提高压力衰竭效率技术方法包括排水采气、地面增压或其他降低废弃产量的技术措施。通过排水采气提升气井举升效果增加采气量、地面增压降低废弃压力来延长气井生产时间可以进一步充分利用地层能量，提高压力衰竭效率；通过提升数字化和智能化水平降低人工成本、通过工具和设备的国产化降低汇率对开发收益的影响等降低开发成本以降低废弃产量和废弃压力，尽可能提高气藏最终采出气量。

3 中国不同类型气藏提高采收率实践

3.1 中国气藏采收率现状

截至 2022 年 12 月，中国天然气探明地质储量 $20.2\times10^{12}\text{m}^3$ ，其中常规气探明地质储量 $10.6\times10^{12}\text{m}^3$ ，非常规气探明地质储量 $9.6\times10^{12}\text{m}^3$ 。目前，已开发探明地质储量约 $17\times10^{12}\text{m}^3$ ，预计当前经济技术和生产条件下，已开发气田可产出天然气 $5.3\times10^{12}\text{m}^3$ ，预计已开发气田采收率约 30%，总体采收率偏低。

中国天然气气藏类型多样，包括 6 类常规气藏和 3 类非常规气。其中，水驱气藏和致密气、页岩气等非常规气是提高采收率技术攻关和推广应用的重点。中国水驱气藏探明地质储量 $5.9\times10^{12}\text{m}^3$ ，占常规气地质储量的 60%，目前采出程度为 21.6%；致密气、页岩气两类非常规气探明地质储量 $8.3\times10^{12}\text{m}^3$ ，占非常规气地质储量的 90% 以上，目前采出程度不足 10%，中国主要气藏地质储量和采收率见表 1。

表 1 中国主要气藏类型地质储量和采收率数据表

气藏类型	典型气藏	探明地质储量或核实地质储量 / 10^8m^3	累计产气量 / 10^8m^3	地质储量 采出程度	预测现有经济技术 条件最终采收率
	克拉 2 气田中高渗透率碎屑岩气藏	2 369 ¹⁾	1 336	56.4%	71.0%
水驱气藏	安岳气田龙王庙组碳酸盐岩气藏	2 653 ¹⁾	719	27.1%	58.0%
	涩北气田多层疏松砂岩气藏	2 879	911	31.6%	48.0%
非常规气	苏里格气田致密砂岩气藏	21 678	3 075	14.2%	35.0%
	长宁气田海相页岩气藏	4 447	252	5.7%	22.0%

注：数据截至 2022 年 12 月；1) 开发评价后核实地质储量。

3.2 中国天然气提高采收率实践

3.2.1 水驱气藏提高采收率实践

我国天然气气藏普遍产水，截至 2022 年 12 月，水驱气藏累计探明地质储量为 $5.9\times10^{12}\text{m}^3$ 、年产量

为 $850\times10^8\text{m}^3$ （不含产水致密气），探明储量和年产量占比均超过 40%；中国石油天然气集团有限公司所属 3×10^4 余口天然气井中，见水井数占比 40%，见水井年产气量占天然气总产量的 33%，年产水总量达到 $1\,500\times10^4\text{m}^3$ 。

水驱气藏开发过程中, 由于储层非均质性、裂缝发育等多方面影响, 宏观上气藏水侵后, 水的分隔致使气藏内形成“水封气”, 导致大量地质储量无法被采出, 降低气藏最终采收率。微观上, 水侵过程中气水在渗流通道内形成两相流动, 水相流动降低了气相渗透率, 增大了气藏能量损失, 导致气藏压力衰竭效率大幅降低, 废弃压力增高, 严重损害气藏采收率。因此, 水驱气藏提高采收率核心是降低非均匀水侵, 提高气藏压力衰竭效率, 降低废弃压力; 开发过程中应遵循全生命周期均衡动用理念, 尽可能减小气藏压力衰竭效率的损失, 从而减小对采收率的伤害。我国水驱气藏开发实践围绕地层水对气藏开发的影响, 探索水驱气藏控水开发提高采收率技术, 制订了天然气气藏开发全生命周期产水识别、描述、评价、防控、治理等开发技术对策, 为水驱气藏降低非均匀水侵风险与压力衰竭效率损失、提高气藏最终采收率提供了理论与技术指导。

水驱气藏控水开发提高采收率并不是单一的控制水, 而是围绕降低非均匀水侵, 提高气藏压力衰竭效率与降低废弃压力, 开展全生命周期的“认识水、控制水、治理水”。认识水是水驱气藏高效开发的基础, 应采用微观和宏观相结合的方式, 微观上明确不同类型储层介质水的侵入和产出机理, 宏观上从气藏尺度识别出水体类型、大小和规模, 明确气水边界的推进方向、推进速度和推进前缘。控制水是

水驱气藏高效开发的目的是手段, 核心是以认识水为基础, 建立天然气气藏开发水侵模式, 实时监测产水量和水侵速度, 通过射孔层位优选、生产井位优化部署、气井合理配产和井网优化调整, 避免边水指进或底水锥进, 控制水侵速度和水侵量, 降低见水气井数和产水量。治理水指针对不同水体特征, 以储集层精细描述为技术手段, 以水侵程度精细刻画为基础, 结合气藏生产动态特征, 应用三维地质建模与数值模拟技术手段, 重新认识和刻画开发中后期气藏储渗单元、流体分布, 评价储量动用程度, 明确剩余储量和水分分布特征; 通过气井布井与优化配产相结合, 形成控水井、排水井和生产井优化部署等产能挖潜技术对策, 实施堵水、排水、综合挖潜等技术措施, 实现不同类型井的差异化治理。不同开发阶段, 采取的开发技术对策重点不同, 开发评价阶段充分认识水、方案设计过程科学利用水、建产稳产阶段合理控制水、递减低产阶段治理水, 针对不同类型气藏水体特征和分布规律制订相应的开发模式和开发技术政策。在具体实施过程中, 重点做好 4 个方面: ①识别描述为重点, 评价地层水活动性; ②防水控水为重点, 优化布井均衡动用; ③实时监测为重点, 动态配产控制水侵; ④提高采收率为重点, 多种综合措施治水。

3.2.1.1 安岳气田龙王庙组气藏提高采收率实践

四川盆地安岳气田龙王庙组气藏是边底水碳酸盐气藏(图 2), 整体上为大面积低幅度构造下的整

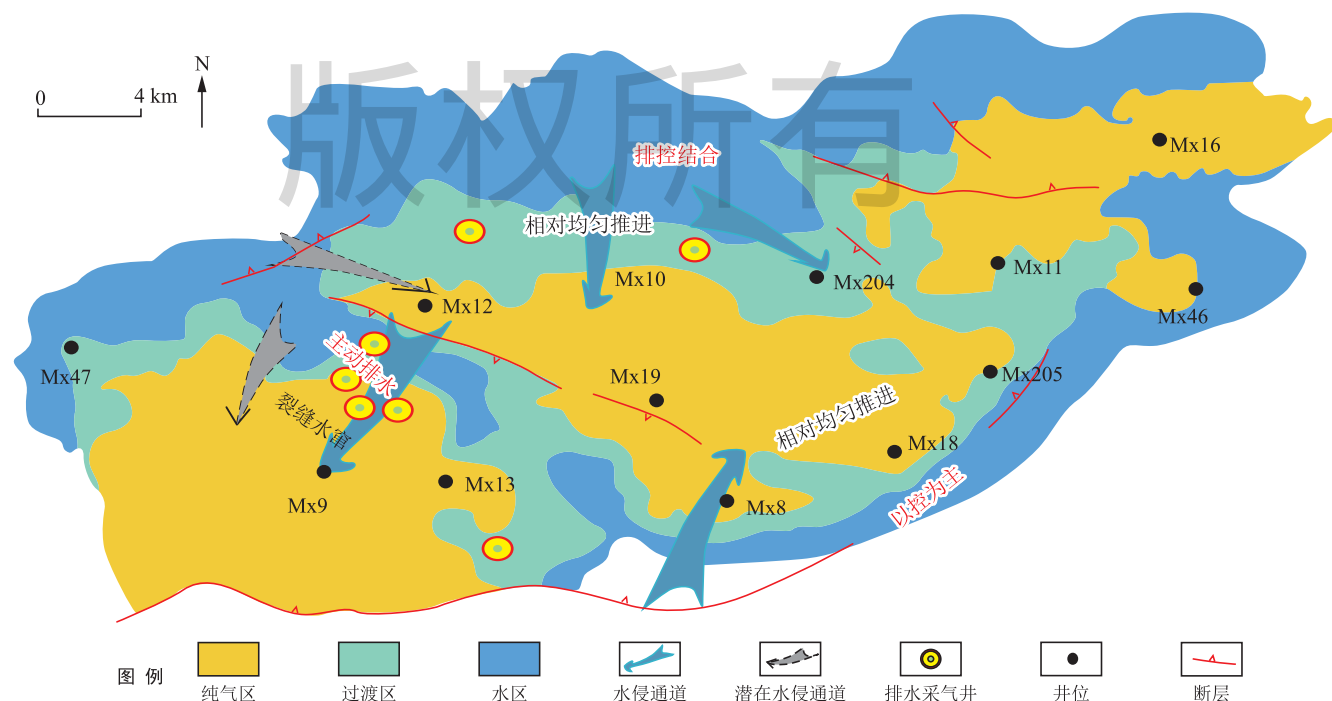


图 2 龙王庙组气藏主要水侵优势通道及不同井区控水治水对策图^[9]

装气藏，平面上地层水分区特征明显，提高采收率突出分区差异化对策。气藏基质渗透率低，沿微裂缝发生的非均匀水侵容易封闭围岩基质中的天然气，形成“水封气”，同时基质内孔喉微小、毛细管力较大，易于水体吸入发生水锁，降低基质中的气相渗透率，降低了压力衰竭效率，提高了废弃压力。气藏控水开发提高采收率将“认识水、控制水、治理水”技术措施贯穿气藏开发全生命周期：①开发早期以充分认识水、评价地层水活跃程度为重点，开展试井与动态监测，评价区块水侵风险，通过优化布井实现均衡动用，构筑采气泄压路径，尽可能降低水侵前缘突进速度；②开发中期合理控制水，以防水控水为重点，开展高精度水侵模拟和动态预警，评价不同情景下非均匀水侵强度，通过调配式与接替式稳产相结合，智能配产控制非均匀水侵强度，水侵通道差异化排水减缓地层水舌进程度，抑制水淹和“水封气”效应，尽可能延长无水产气期；③开发后期阶段综合治理水，按控水需求及时降低气井配产或转换生产井为排水井，水侵区堵水、排水和治水优化组合，降低废弃压力。在全生命周期提高采收率理念和开发对策指导下，不断提高压降波及系数和压力衰竭效率，龙王庙组气藏实现了从应急式控水、局部性控水向全生命周期控水和治水的技术升级^[28]，有效提高压力衰竭效率、水侵高风险井无水采气期延长 2~4 年，气藏实现了年产气百亿立方米的持续稳产，预计提高采收率 7 个百分点，动用地质储量采收率可以达

到 65%。

3.2.1.2 克拉 2 气田提高采收率实践

克拉 2 气田是典型块状边底水砂岩气藏（图 3），气藏气柱高度达 500 m，气藏水侵主要沿大断层垂向水侵为主，提高采收率关键在于降低地层废弃压力，提高水侵区宏观水驱气效率和未水侵驱压力衰竭效率。主要技术措施包括：①开发设计阶段，远离边水沿构造走向直线布井，实现储量均衡动用，生产井占据高构造部位，最大限度地减少气井见水风险；②建产过程中，及时调整生产制度，优化配产，控制水侵前缘非均匀推进速度，提高压力衰竭效率；③开发中后期方案调整，气藏顶部实施水平井与水侵优势通道排堵相结合的技术措施，在水侵路径上实施排水、封堵水淹段，降低水驱能量，进一步提高压力衰竭效率。一方面保证开发后期气田有一定规模的生产能力，延长稳产期；另一方面优化水侵形态，进一步提高气藏压力衰竭效率，延长气井生产寿命，增加气田最终累计产气量。气田开发初期沿构造走向高部位直线布井，实现了储量均衡动用，压降波及系数接近 100%；2011—2020 年生产制度优化，控制水侵前缘非均匀推进速度，充分利用地层能量，废弃相对压力 0.39，突破活跃水驱气藏废弃压力下限值，压力衰竭效率增至 0.45；2021 年开发调整方案采用顶部部署水平井和水侵路径排堵水相结合，压力衰竭效率由 0.45 进一步提高到 0.48，预测累计采气量可增加 $80.5\times 10^8\text{ m}^3$ ，提高采收率 3.4 个百分点。

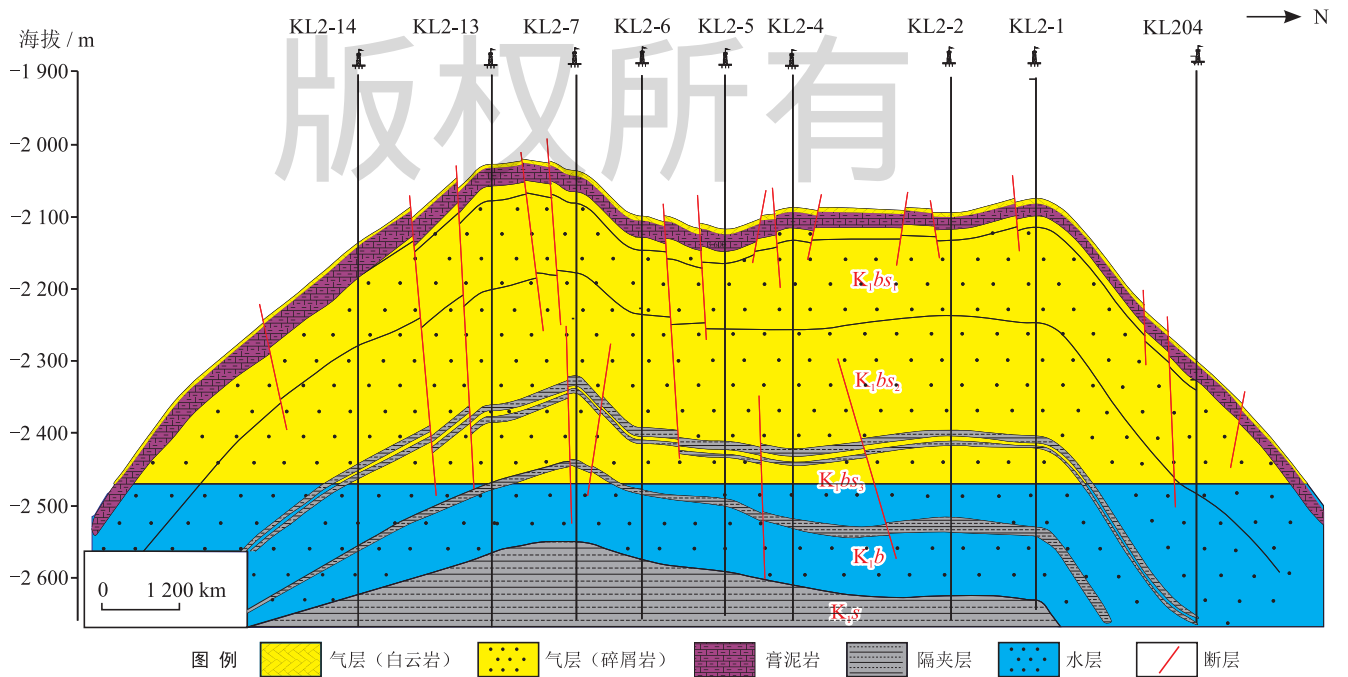


图 3 塔里木盆地克拉 2 气田开发井位部署图

3.2.1.3 涩北气田提高采收率实践

柴达木盆地涩北气田为多层边底水气藏，气藏纵向发育多套层系与多个气水系统，采用多套井网开发，提高采收率对策以分层治理、均衡开采为主（图 4），提高压降波及系数和压力衰竭效率。提高采收率技术实践主要包括：①通过不同层位渗透性对比分析和产气剖面测试，评价不同层位产气贡献，厘定不同层位产水量，精准“识别水”；②采取层组整体控治结合策略，针对不同层组出水状况采取差异化治水技术，水侵通道上部署控水井、边部排水井，实现气藏“控制水”和“治理水”；③均衡开采对提高该类气藏采收率至关重要，包括区域均衡、平面均衡和纵向均衡。区域均衡主要通过分析不同区块的生产动态，劈分不同区块年度、月度产

量，提高弱水侵区块气藏采气速度，降低强水侵区块气藏采气速度，实现区域上不同区块间均衡开采。平面均衡开采是在中强水侵区域实施主动治水策略，在弱水侵区域以控水挖潜为主；在单一气藏内部通过开关井、合理配产、措施作业等手段，对未水侵的层组提高构造高部位气井产量，在高部位形成压力低值区，降低边部气井产量，从而在边部形成高压阻水屏障，延缓边水推进速度，实现平面均衡开采。纵向均衡开采则采取不同层位差异化开采原则，水侵层位以堵水为主，射孔时尽量避开含水层；通过纵向上降低水侵快、采出程度高层组的产气量，提高未水侵、采出程度低层组的产气量，对各层组的产量进行优化调整，从而实现层组间纵向均衡开采。

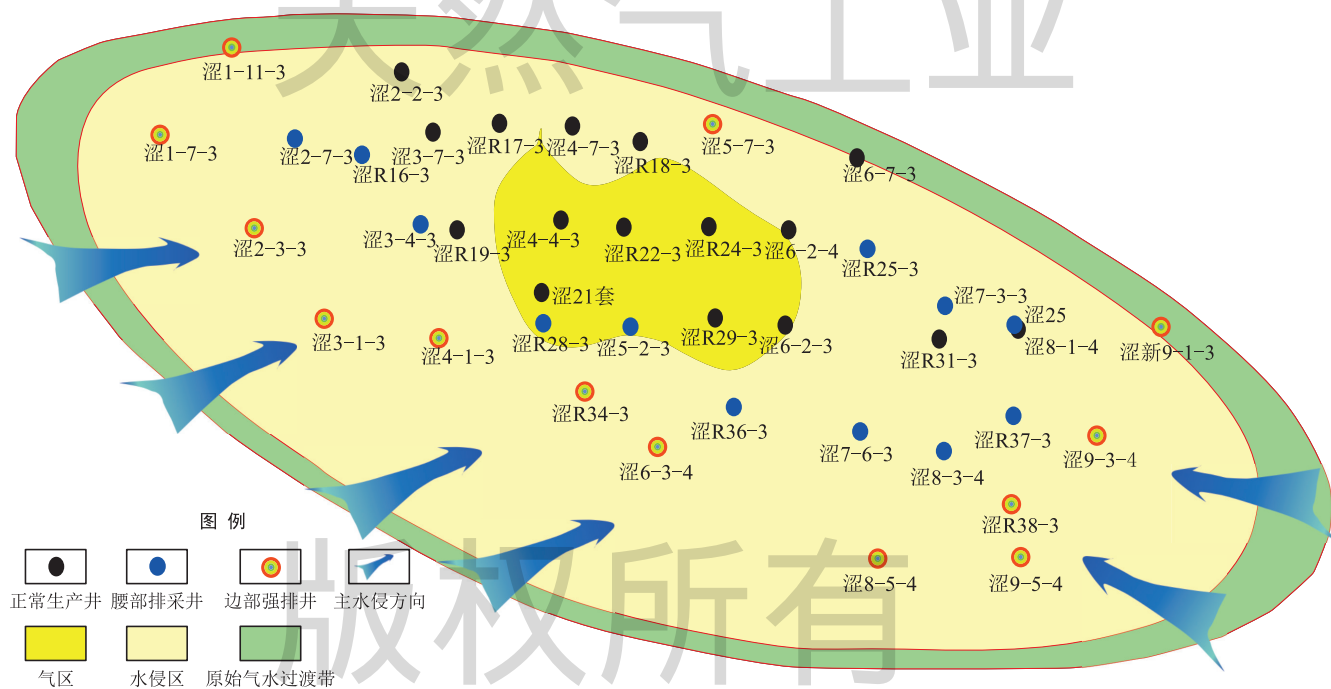


图 4 涩北气田多层边水气藏边部排水井分布图

3.2.2 非常规气藏提高采收率实践

我国非常规天然气资源丰富分布广泛，第四次资源评价数据显示，非常规气（不含天然气水合物）地质资源量 $132 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，接近常规气资源量的 2 倍。截至 2022 年 12 月，我国非常规气探明地质储量 $9.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，已动用地质储量 $2.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，采收率仅为 25% 左右，提高采收率对于非常规气快速上产和长期稳产意义重大。致密砂岩、页岩等非常规储层基质渗透率低，均需要通过人工压裂改造形成人工气藏才能实现有效开发和极限动用，压裂改造的体积与储量动用范围基本相当。因此，影响非常规气

采收率的主要因素是储量利用程度和压降波及系数，即方案设计部署建产区 / 段的储量利用程度和人工气藏内的压降波及程度。

3.2.2.1 致密砂岩气提高采收率实践

苏里格气田是中国致密砂岩气的典型代表，也是目前国内产量规模最大的天然气田。在构造平缓的斜坡背景下发育形成多期辫状河，大面积广泛分布的河道砂体相互叠置，心滩和河道底部中粗粒石英砂岩是有效砂体。有效砂体规模小，厚度主体介于 2 ~ 5 m，宽度主体介于 100 ~ 500 m，长度主体介

于 300 ~ 700 m, 呈透镜状分散分布在 90 ~ 100 m 厚的地层中, 70% 以上的含气砂体孤立分布^[30]。由于开发效益和经济极限产量的约束, 需优选叠合厚度大于 8 m、含气饱和度大于 50%、储量丰度大于 $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的富集区建产, 开发方案主体按照砂体宽度方向 600 m 井距, 砂体长度方向 800 m 排距进行井位部署。叠合厚度小于 8 m、含气饱和度小于 50% 及地面压覆区目前经济技术条件下无法效益建产, 导致气田整体地质储量利用程度约 70%。同时, 在 600 m × 800 m 直井井网范围内, 井筒钻遇、压降波及动用范围约 0.24 km², 即压降波及系数约 50%。苏里格致密砂岩储层经过压裂改造后投产, 为防止井筒形成天然气水合物, 采用井下节流生产, 故地面采用中低压集输系统, 且后期采用地面增压工艺, 压力衰竭效率较高, 约 85%。因此, 苏里格气田开发方案采收率为 30%。

苏里格气田开发调整方案中, 通过密井网区地质解剖和生产动态认识, 根据储量丰度大小将尚未部署井位的建产区部分区域井网调整为 500 m × 650 m 直井井网, 压降波及系数从一次方案的 50% 大幅度提升至 73%, 井网调整区采收率可达 43%。但由于建产区已经部署了 1.7×10^4 口气井, 未部署井位的建产区面积有限, 苏里格气田开发调整方案整体采收率由 30% 提升至 35%。随着开发技术不断进步、经济技术条件优化, 可推动目前非富集区和地面压覆区效益建产, 气田整体地质储量利用程度可进一步提高, 井网可进一步加密至 4 口井/km²; 促进天然气资源极限动用, 压降波及系数达到 90% 以上; 废弃产量进一步降低, 压力衰竭效率进一步提高, 气田总体采收率有望达到 50% 以上。

3.2.2.2 川南海相页岩气提高采收率实践

四川盆地南部海相页岩气资源丰富, 五峰组—龙马溪组页岩是当前川南页岩气开发主力层系, 已探明储量区储层厚度介于 60 ~ 70 m, 储量丰度 $7 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 储层呈现自下向上品质逐渐变差的特征。页岩储层极其致密, 基质渗透率介于 $10^{-4} \sim 10^{-6} \text{ mD}$, 在页岩储层原始状态下气体难以流动^[16, 18], 必须通过长水平井和大规模体积改造形成人工裂缝网络, 构建人工气藏, 减小天然气从基质到人工裂缝的渗流距离, 建立有效的压降路径, 最大限度实现游离气和吸附气的分阶段动用^[18]。当前, 川南页岩气开发方案主体采用一套井网开发五峰组—龙马溪组下部层系, 平台式规则布井、工厂化钻井及压裂改造。由于页岩层理发育, 人工裂缝高度可

达 10 m, 纵向上压裂缝沟通层段地质储量占总地质储量的 45%, 即采用下部一套井网开发技术对策下, 储量利用程度的 45%。水平井井距介于 300 ~ 400 m 时, 产生井间干扰的概率较小, 且由于基质极其致密以及近裂缝带被改造基质的应力敏感效应, 改造区内基质中的气体仍不能完全动用, 因此, 压降波及系数约 60%。川南页岩气均采用地面增压工艺开采, 但由于页岩气开发成本高, 废弃压力相对较高, 压力衰竭效率约 80%。因此, 当前川南页岩气开发方案采收率为 22%。

通过极限动用理论未来可将页岩气采收率提高至 40% 以上^[18]。由于页岩气钻井和压裂采用大平台工厂化作业方式, 后期很难对已建平台进行加密钻井调整, 因此, 更需注重开发早期阶段对技术方案的优化, 确定最优开发技术政策。通过开发初期阶段建立开发试验区, 确定最优的井网井距、压裂缝网参数^[31-32], 为后续批量规模钻井压裂提供最优技术方案。垂向上, 基于缝网横截面“星形”特征的认识, 采用上下两套水平井“W”形交错部署立体井网开发^[31], 储量利用程度可提高至 70%; 平面上, 同步优化水力缝网参数和开发井距^[31], 一次性合理部署, 充分动用井间—缝网间储量, 开发井距由 300 ~ 400 m 优化到 300 m, 且通过全过程精细配产, 将有效生产压差控制在一定范围内, 延长缝网附近被改造基质渗流能力的保持时间, 或者通过重复压裂, 打开压降未波及中心的基质块, 提高 SRV 内基质储量的采出程度^[32], 压降波及系数进一步提高至 70%; 通过降低开发成本, 进一步降低废弃产量, 两级增压进一步降低井口废弃压力, 提高压力衰竭效率至 85%。整体上, 川南海相页岩气采收率有望提高至 40% 以上。同时, 探索注 CO₂ 实验补充能量与吸附置换、高温和低温处理增加缝网复杂度等提高采收率新方法, 有望进一步提高页岩气采收率。

4 天然气提高采收率前景展望

4.1 天然气提高采收率发展前景

气藏采收率受天然气开发技术、开发成本和经济环境的共同影响, 从采收率评价模型来看, 提高储量利用程度、压降波及系数和压力衰竭效率是提高采收率的 3 个方面。目前, 我国主要已开发气田中, 水驱气藏和非常规气是提高采收率发展前景最广泛的领域。其中, 水驱气藏探明地质储量 $5.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 地质储量采出程度仅 21.6%, 现有经济技术条件下预测最

终采收率介于 28% ~ 70% ; 通过控水均衡开发降低水侵速度提高压降波及系数、优化生产制度、充分利用地层能量提高废弃压力和压力衰竭效率, 水驱气藏可提高采收率 6 ~ 10 个百分点。致密气和页岩气探明地质储量达 $8.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占非常规气地质储量的 90%, 地质储量采出程度不足 10%。其中, 致密气地质储量采出程度为 9.7%, 现有经济技术条件下预期最终采收率为 24.9%, 通过部署加密井网提高储量利用程度、多级多段压裂提高压降波及系数、增压开采提高压力衰竭效率等技术措施预计可提高采收率 10 ~ 15 个百分点; 页岩气地质储量采出程度为 6.2%, 预期最终采收率仅 14.9%, 通过立体开发提高纵向上储量利用程度、极限动用、控压生产等提高压降波及系数, 预计可实现提高采收率 8 ~ 15 个百分点。

4.2 天然气提高采收率技术方向

天然气提高采收率是理论技术与生产实践的统一与结合。一方面, 应加强提高采收率技术攻关, 明确不同类型气藏提高采收率机理, 研发提高采收率新方法、新材料; 另一方面, 应加强提高采收率现场试验和矿场应用, 通过矿场试验检验技术适用性和开发效果, 为前沿技术的推广应用奠定基础。

加强提高采收率实验机理研究, 明确天然气提高采收率技术路线。针对常规水驱气藏, 在气藏精细描述的基础上, 开展水侵机理研究, 探索将裂缝水窜主动调控为相对均匀水侵提高水驱气藏压降波及系数的方法, 攻关解除水封气的物理和化学方法及材料; 针对致密气、页岩气等非常规气, 开展增加缝高、缝长及裂缝转向等极限动用机理研究, 明确非常规气藏提高压降波及系数和压力衰竭效率的机理和技术途径。同时, 开展注气增能置换、注化学剂增渗降阻等进攻性气藏提高采收率技术方法实验研究。

5 结论

1) 气藏采收率指在一定的经济极限内, 在现有工程和技术条件下, 从气藏中可以采出的天然气量占探明地质储量的比值。气藏采收率是储量利用程度、压降波及系数和压力衰竭效率的函数, 是衡量气田开发水平高低的一项重要指标, 是设计开发技术指标、编制开发技术方案、制订开发技术政策的基础和依据。

2) 天然气提高采收率指以开发方案或现有开发状态下预期的采收率为基础, 在一定的经济技术条件下, 再增加可采储量、提高累计产量所采取的系

列开发工作。天然气提高采收率幅度越高, 新增可采储量越大, 可采出的天然气量越多, 气藏最终采收率越高。

3) 常规水驱气藏、致密气和页岩气等非常规气是气藏提高采收率重点领域。常规水驱气藏通过降低水侵区面积、减少水侵引起的宏观水封气和微观水锁气, 进一步提高压降波及系数和压力衰竭效率, 预计可提高采收率 6 ~ 10 个百分点; 致密气通过部署加密井网提高储量利用程度、多级多段压裂提高压降波及系数、增压开采提高压力衰竭效率等技术措施预计可提高采收率 10 ~ 15 个百分点; 页岩气通过立体开发提高储量剖面利用程度、极限动用、控压生产等提高压降波及系数, 预计可提高采收率 8 ~ 15 个百分点。

4) 加强天然气提高采收率机理研究, 探索提高采收率新方法、新材料, 加快气藏提高采收率进攻性技术研发与现场试验, 形成适应我国气藏地质特征的天

参 考 文 献

- [1] 国家能源局石油天然气司, 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所, 自然资源部油气资源战略研究中心. 中国天然气发展报告—2022[R]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
Oil and Gas Department of National Energy Administration, Institute for Resources and Environmental Policies of Development Research Center of the State Council, Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, M N R. China natural gas development report in 2022[R]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [2] 邹才能, 何东博, 贾成业, 等. 世界能源转型内涵、路径及其对碳中和的意义[J]. 石油学报, 2021, 42(2): 233-247.
ZOU Caineng, HE Dongbo, JIA Chengye, et al. Connotation and pathway of world energy transition and its significance for carbon neutral[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 233-247.
- [3] 沈平, 袁士义, 韩冬, 等. 中国陆上油田提高采收率潜力评价及发展战略研究[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 45-48.
SHEN Pingping, YUAN Shiyi, HAN Dong, et al. Strategy study and potentiality evaluation of EOR for onshore oil fields in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 45-48.
- [4] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 提高采收率技术创新支撑我国原油产量长期稳产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 24-32.
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. EOR technological innovation keeps China's crude oil production stable on long-term basis[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3): 24-32.
- [5] 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.
- [6] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development

- characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [7] 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.
- [8] 马新华, 闫海军, 陈京元, 等. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1281-1294.
- MA Xinhua, YAN Haijun, CHEN Jingyuan, et al. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sichuan Dengying Formation, Anyue Gas Field, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1281-1294.
- [9] 马新华, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(1): 1-13.
- MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium-and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1): 1-13.
- [10] 马新华, 贾爱林, 谭健, 等. 中国致密砂岩气开发工程技术与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 572-579.
- MA Xinhua, JIA Ailin, TAN Jian, et al. Tight sand gas development technologies and practices in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(5): 572-579.
- [11] 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 161-169.
- MA Xinhua, XIE Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 161-169.
- [12] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 1-10.
- MA Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 1-10.
- [13] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(2): 326-336.
- MA Xinhua. "Extreme utilization" development theory of unconventional natural gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 326-336.
- [14] 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.
- [15] 江同文, 孙龙德, 谢伟, 等. 凝析气藏循环注气三元开发机理与提高凝析油采收率新技术[J]. *石油学报*, 2021, 42(12): 1654-1664.
- JIANG Tongwen, SUN Longde, XIE Wei, et al. Three-element development mechanism of cyclic gas injection in condensate gas reservoirs and a new technique of enhancing condensate oil recovery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(12): 1654-1664.
- [16] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(3): 398-406.
- LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue Gas Field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(3): 398-406.
- [17] 贾爱林, 位云生, 郭智, 等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 83-92.
- JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 83-92.
- [18] 何东博, 贾爱林, 冀光, 等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井网技术[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 79-89.
- HE Dongbo, JIA Ailin, JI Guang, et al. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige Gas Field[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 79-89.
- [19] 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.
- [20] VAN DER BURGT M J, CANTLE J, BOUTKAN V K. Carbon dioxide disposal from coal-based IGCC's in depleted gas fields[J]. *Energy Conversion and Management*, 1992, 33(5/8): 603-610.
- [21] MA Zhaoyang, RANJITH P G. Review of application of molecular dynamics simulations in geological sequestration of carbon dioxide[J]. *Fuel*, 2019, 255: 1-9.
- [22] LIU Shuyang, ZHANG Yi, XING Wanli, et al. Laboratory experiment of CO₂-CH₄ displacement and dispersion in sandpacks in enhanced gas recovery[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 26: 1585-1594.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] YU D, JACKSON K, HARMON T C. Dispersion and diffusion in porous media under supercritical conditions[J]. *Chemical Engineering Science*, 1999, 54(3): 357-367.
- [26] LI Kewen, HORNE R N. Experimental study of gas slippage in two-phase flow[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2004, 7(6): 409-415.
- [27] RUSHING J A, NEWSHAM K E, VAN FRAASSEN K C. Measurement of the two-phase gas slippage phenomenon and its effect on gas relative permeability in tight gas sands[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: SPE, 2003: SPE-84297-MS.
- [28] NOGUEIRA M, MAMORA D D. Effect of flue-gas impurities on the process of injection and storage of CO₂ in depleted gas reservoirs[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2008, 130(1): 013301.
- [29] SIM S S K, TURTATA A T, SINGHAL A K, et al. Enhanced gas recovery: Factors affecting gas-gas displacement efficiency[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(8): 49-55.
- [30] 何东博, 王丽娟, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(4): 458-464.
- HE Dongbo, WANG Lijuan, JI Guang, et al. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4): 458-464.
- [31] 位云生, 王军磊, 齐亚东, 等. 页岩气井网井距优化[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 129-137.
- WEI Yunsheng, WANG Junlei, QI Yadong, et al. Optimization of

shale gas well pattern and spacing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 129-137.

[32] 贾爱林, 位云生, 刘成, 等. 页岩气压裂水平井控压生产动态预测模型及其应用[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 71-80.

JIA Ailin, WEI Yunsheng, LIU Cheng, et al. A dynamic prediction model of pressure control production performance of shale gas

fractured horizontal wells and its application[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 71-80.

(修改回稿日期 2022-11-10 编辑 韩 建)



本文互动

地震波逆时偏移低波数噪声相对保幅衰减技术

1. 目的

地震波逆时偏移技术在复杂波场和复杂构造成像中具有显著的技术优势, 是国际上地球物理科技工作者的研究热点和公认的终极成像手段之一, 是复杂构造区实现油气勘探重大突破的核心物探技术之一。但逆时成像技术和其他深度域地震成像技术存在显著差异, 其成像结果存在较强能量的低波数背景噪声。在相关成像过程中, 利用炮检点波场行波分离的成像条件可以有效衰减大部分背景噪声, 但在其最终叠加后的成像结果中低波数噪声能量依然很强, 降低了复杂储层的刻画精度。在深度域相对保幅地衰减这种强能量的低波数背景噪声, 恢复其掩盖的有效地震反射细节信息, 实现复杂地质目标的高精度成像和油藏目标的准确刻画, 是逆时偏移技术实现规模化应用的关键。

常用的拉普拉斯去噪方法和高通滤波方法均具有较好的应用效果, 但前者去除的残差信号里包含较强能量的有效信号, 且对地震随机噪声较为敏感, 因此其保幅性较差; 而后者采用逐道处理方式, 处理结果存在道间能量痕迹, 且滤波参数不合理时还会存在谐波干扰, 平面属性上引入一定的能量不均匀性, 从而影响成像结果的精度和可靠性。因此, 笔者提出了地震波逆时偏移低波数噪声相对保幅衰减技术。基于低波数噪声具有平滑的背景趋势特征, 首次从热力学领域引入扩散滤波方法, 通过对含背景噪声的逆时偏移数据体进行全局多次迭代处理, 最终衰减掉的背景噪声不含有效信号, 反映的是数据的全局背景趋势, 并恢复了掩盖在该全局背景噪声之下的有效反射信号。

2. 方法

首先, 建立了一种针对逆时偏移低波数背景噪音的相对保幅衰减方法, 即扩散滤波方法, 其基于叠后深度成像数据体的全局非线性迭代去噪方法, 可以有效解决现有技术的瓶颈问题, 适合于深度域地震偏移数据体中低波数背景噪声和有效反射信号的相对保幅分离。该方法主要受迭代次数和扩散系数 2 个关键参数控制, 能够相对保幅地恢复掩盖在强能量低波数背景噪音之下的有效地震反射细节信息, 实现对复杂地质目标的地震精细刻画。

同时采用部分线数据输入和临时输出存储的优化策略, 突破了计算节点内存大小的限制, 编程研发形成了如下高效的、相对保幅的低波数噪音衰减技术模块:

技术模块及脚本作业: ckydiffusion sgyn=input.sgy sgoutref=noise.sgy sgoutscas=signal.sgy diffupara=1.0 internum=100key=IL,XL,X,Y map=9,13,73,77 rmflag=1 tmpdir=/tmp/

其中, ckydiffusion 表示研发的模块名; sgyn 表示输入 SEGY 格式的数据体文件名; sgoutref 表示输出的 SEGY 格式低波数噪音文件名; sgoutscas 表示输出的 SEGY 格式有效反射信号文件名; diffupara 和 internum 为本文技术的 2 个关键参数, 分别表示扩散系数和迭代次数; tmpdir=/tmp/ 代表作业临时输出文件夹名, 这一选项突破了计算节点受内存大小的限制, 适应海量数据体处

理; rmflag 代表在作业结束后临时存储文件夹是否保留 (1) 或删除 (0), 同时允许同一节点运行多个作业并共用一个临时文件夹。

3. 作用和效果

理论模型验证了该项技术的准确有效性 (图 1), 并在大庆探区 15 个以上实际地震工区进行了推广应用 (图 2), 实现了走

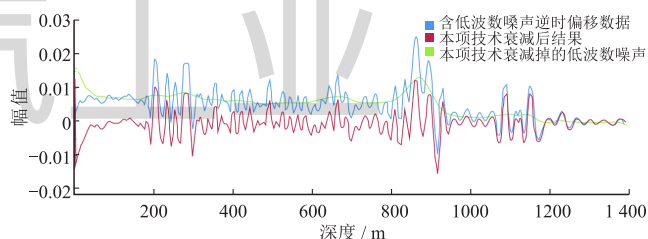


图 1 理论模型逆时偏移剖面应用前后单个地震道成像波形曲线对比图

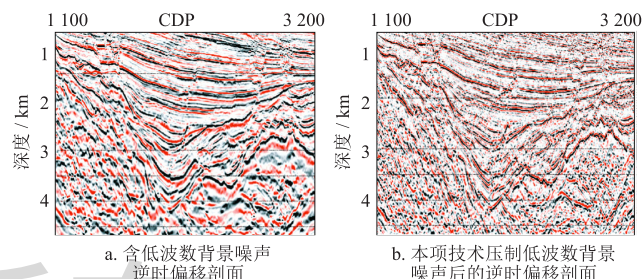


图 2 实际地震资料逆时偏移剖面应用效果对比图

滑断裂构造的高精度成像、火山岩和砂砾岩等复杂目标精确成像、复杂断裂及潜山内幕的清晰成像、海相碳酸盐岩滩体准确成像, 有效支撑了油气规模增储和勘探发现。该项技术已获得授权发明专利 1 项 (专利号: ZL201811184185.0)、软件著作权 1 项 (著作权编号: 2019SR1108439)、大庆油田公司优秀专利二等奖、并作为创新点之一由中国石油和化学自动化行业科学鉴定为国际先进水平 and 科技进步二等奖。成像数据体处理后具有保幅性更高、去噪结果不改变相位、对随机噪声的敏感性低、对井波形相关系数更高、平面和剖面上能量相对关系得到保持、不存在横纵向处理痕迹、处理效率能够满足实际生产应用周期需求 (平均 1 ~ 2 天 / 工区) 等诸多优点。该项技术有效克服了常规低波数噪声衰减方法的缺陷, 解决了当前复杂构造深度域成像中的一个关键性和共性问题, 是当前复杂地质目标高精度逆时成像技术的有效补充, 具有广阔的应用前景。

(陈可洋: 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院地震处理研究室, E-mail: keyangchen@163.com 特约栏目主编 郑力会 编辑 董莎)