

页岩气某区块气井生产规律与阶段划分研究

林宇¹, 伍坤一¹, 丁道权², 刘大凡³, 杜彭花⁴, 秦灿⁴, 周军^{4*}

(1. 中国石油西南油气田分公司集输工程技术研究所, 四川成都 610041;

2. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川泸州 646000;

3. 川庆钻探工程有限公司页岩气勘探开发项目经理部, 四川成都 610066;

4. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610500)

摘要:旨在深入探讨某页岩气田的气井生产规律,并对生产过程进行明确的阶段性划分。通过详尽数据分析,揭示了以下成果:建立了页岩气气井的生产规律统计指标体系,全面总结了各生产阶段的压力、产气与产水量的分布特性及其随时间的变化趋势。依据压力和产量递减率特征,明确划分了该区块页岩气气井的生产过程为 3 个阶段:排采期、递减期和低压小产期。研究的成果不仅进一步明确了该区块页岩气气井的生产动态,也为后续或其他页岩气区块阶段划分、生产管理与优化策略提供了科学依据和支持。

关键词:页岩气;统计学;生产规律;生产阶段;指标

中图分类号:TE37

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2025)06-0236-05

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2025.06.040

Research on production pattern and stage division of shale gas wells in a specific block

LIN Yu¹, WU Kun-yi¹, DING Dao-quan², LIU Da-fan³, DU Peng-hua⁴, QIN Can⁴, ZHOU Jun^{4*}

(1. Research Institute of Collection and Transportation Engineering Technology, PetroChina Southwest Oilfield and Gasfield Company, Chengdu 610041, China; 2. Shunan Gas Field, PetroChina Southwest Oilfield and Gasfield Company, Luzhou 646000, China; 3. Shale Gas Exploration and Development Project Management Department, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610066, China; 4. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: The production patterns of gas wells in a certain shale gas field is deeply explored, and the production process is clearly divided into stages. Through data analysis and model construction, this study reveals the following results. A statistical indicator system is established for the production patterns of shale gas wells, which comprehensively summarizes the distribution characteristics of pressure, gas production, and water production at each production stage, and their change trends over time. According to the decline rate characteristics of pressure and output, the production process of the shale gas wells in this block is clearly divided into three stages: the blowdown phase, the decline phase, and the low-pressure low-output phase. The results of this study further clarifies the production dynamics of the shale gas wells in this block, and also provides a scientific basis and support for the stage division, production management, and optimization strategies for subsequent or other shale gas blocks.

Key words: shale gas; statistics; production pattern; production stage; index

页岩气作为一种关键的清洁能源,其开发与利用受国际社会的广泛关注。然而,作为一种相对新兴的能源形式,页岩气的开发技术与生产管理仍处于成长阶段。在此背景下,如何高效、科学地进行气井生产管理以实现产量最大化和成本最小化,成为了行业面临的一个关键挑战。特别是在我国某区块,作为页岩气开发的重要区域,开展生产阶段的系统研究显得尤为必要。本文中基于对国内外页岩气生产阶段划分研究现状的广泛调研,针对该区块的具体特点,深入分析了页岩气气井的生产规律,并进行了生产阶段划分。此

研究有助于深入了解页岩气井的生产动态,对于指导该区块页岩气的合理开发与高效利用具有重大意义。

1 页岩气生产阶段研究现状

1.1 页岩气与常规天然气的对比

页岩气与常规天然气在气源类型、主要成分和生产特点等多方面都存在显著差异^[1-3],如表 1 所示。这些差异影响了 2 种资源的开发策略和技术应用,要求针对页岩气生产阶段特点采取特定的开采和管理措施以优化产量和经济效益。

收稿日期:2024-08-16;修回日期:2025-04-15

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(51704253)

作者简介:林宇(1985-),女,学士,工程师,主要从事油气田地面集输工作,linyuy223@petrochina.com.cn;周军(1987-),男,博士,副教授,主要从事油气储运系统优化研究,通讯联系人,zhoujunswwu@163.com。

表1 页岩气与常规天然气的对比

对比项	页岩气	常规天然气
气源类型	油型气为主	油型气、煤成气等
主要成分	甲烷为主,少量乙烷、丙烷	甲烷为主,乙烷、丙烷等含量变化较大
储层类型	页/泥岩及其间的砂质夹层	砂岩、碳酸盐岩等
储集空间	有机质、黏土矿物表面、孔隙	孔隙、裂缝、溶洞等
赋存方式	20%~80%为吸附,其余为游离和水溶	全部为游离气
开采方式	自喷方式采气、排水式采气,开采技术较简单	水平井技术和多层压裂技术,开采难度相对较大
开采范围	大面积连片开采	在圈闭范围内
初期单井产量	低	高
增产措施	一定需要	一般不需要
生产特点	采收率低,生产周期长,产气量随时间增加,直至达最大值,然后下降	采收率高,初始产气量大,随时间而降低,气/水随时间而减少

1.2 页岩气生产阶段研究现状

页岩气生产是一个复杂而精细的过程,掌握生产阶段的规律并进行合理的生产阶段划分,对于优化开发方案、提高气井的开发效率至关重要。众多学者对页岩气的生产阶段进行了研究如表2所示。

总结可以发现,不同地区的页岩气,因地质特点、生产方式和技术手段不同,生产阶段的划分也会有所差异。尽管阶段划分各异,绝大多数研究均认为,页岩气井的压力、产气量和产液量是进行阶段划分的关键参数。

表2 页岩气生产阶段研究

划分依据	研究区域	生产阶段划分
生产角度 ^[4]	长宁页岩气气井	阶段①~③(测试阶段),阶段④(产气量快速下降阶段),阶段⑤(低压小产阶段)
产量增长速度 ^[5]	川南页岩气气井	上产期,稳产期,快速递减期,缓慢递减期
产量和压力递减特征 ^[6]	涪陵页岩气田气井	定产降压阶段,定压递减阶段(连续自然递减、间歇生产、排采或增压辅助生产阶段)
生产特征 ^[7]	南川区块平桥地区页岩气气井	控压生产,提产携液,间歇生产,增压开采,低压低产
压力和产量变化 ^[8]	焦石坝区一次井网气井	稳产阶段,递减阶段,间歇生产阶段,增压开采阶段
井口压力、产气量和产水量变化 ^[9]	—	阶段①:产气量和产水量快速上升并达到最高,压力快速下降;阶段②:产气量和产水量快速下降,压力快速下降;阶段③:低压低产阶段
气液产出规律 ^[10]	—	返排期,递减期,低产期
气液比、井口压力、返排率等 ^[11]	彭水—武隆地区常压页岩气气井	低气液比阶段,两相过渡阶段,稳定生产阶段
流动特征 ^[12]	涪陵焦石坝区块气井	压裂裂缝线性流,裂缝-基质双线性流,基质线性流,拟稳态流

1.3 生产规律分析研究现状

随着全球能源需求的持续增长,深入了解和掌握页岩气田的生产规律,对于制定科学合理的开采策略和优化生产管理具有至关重要的意义。国内外学者针对此议题已进行了广泛研究,并积累了丰富的研究成果,集中在产量预测^[13-15]和生产特征分析^[16]2方面。

在产量预测方面,研究者们通过收集和分析大量的生产数据,利用数学模型、统计分析和机器学习

等方法,尝试建立精确的产量预测模型^[10,17-18]。现代页岩气产量预测方法主要包括基于地质和工程参数的传统预测模型,以及基于数据驱动和机器学习的新兴预测技术^[19-20]。传统预测模型多基于地质和工程参数,如地质结构、储层特性、压裂效果等,通过建立数学模型来预测未来的产量变化趋势,如Arps生产递减模型、双曲线模型和指数模型。随着大数据和机器学习技术的发展,新的预测方法开始出现,能够处理更复杂的数据,提供更为精确的预测

结果,包括基于机器学习的产量预测模型、基于数据驱动的产量预测方法、基于神经网络的产量预测模型等。在实际应用中,可以根据具体情况选择适合的预测方法,并结合现场实际情况进行修正和优化。

在生产特征方面,不同学者针对不同地区的页岩气田进行了深入研究。商绍芬等^[4]对长宁页岩气田的生产特征进行了分析,指出页岩气井在投产初期产量和压力递减快,无稳产期,且不同气井的产能差异大,递减率也呈现正态分布的特点。余果等^[5]对页岩气井的生产规律进行了总结,认为在生产初期(8~13个月),产量会快速递减;而在中后期,虽然压力较低,产量较小,但生产周期较长。刘斌等^[21]对涪陵页岩气田的研究也发现了类似的规律,即压力递减呈现阶段性,先快后慢;产量在初期递减较快,而后期递减较慢,且生产周期长。这些特征为涪陵页岩气田的合理开发和高效利用提供了重要的理论依据。可以发现,不同地区的页岩气田在生产阶段的生产规律上可能存在一定的差异,这主要受到地质条件、储层物性、开采技术等多种因素的影响。因此,针对特定区块的深入研究对于掌握其生产规律具有重要意义。

2 页岩气生产统计规律指标

2.1 时间段划分

由于页岩气井的投产时间各异,直接使用实际日期作为横坐标来比较和分析不同井的生产数据会导致时间轴上的不一致。为了克服这一问题,本研究采取了一种标准化的时间序列方法,即设定每个井的投产日为第 1 d,并以此为起点,按照投产后的天数来统计后续时间。该方法有效地消除了不同投产时间对数据分析的干扰。为进一步深入探索该区块的生产规律,通过数据采集和宏观统计分析,本研究将页岩气井的生产周期细分为 6 个时间段进行详细研究,具体时间段划分如表 3 所示。

表 3 页岩气气井时间段划分

时间段编号	时间段范围	时间段编号	时间段范围
1	第 1 d~第 45 d	4	第 1 a~第 3 a
2	第 46 d~第 100 d	5	第 3 a~第 4 a
3	第 101 d~第 1 a	6	第 4 a 以上

2.2 统计指标

本文中选取了压力、产气量和产水量 3 类关键数据作为分析的主要对象。为了更精细地描述这些数据在不同阶段的变化,进一步将每种数据细分为

4 类统计指标:最大值、最小值、平均值和时间节点值如图 1 所示。具体来说,最大值是指在特定时间段内观测到的最高数值;最小值则是该时间段内的最低数值;平均值是指在该时间段内该井所有数值的平均数;时间节点值则代表在该时间段的最后一天所记录的数据值。在数据提取过程中,如果遇到井关闭的情况,选择其关闭前后的数据进行分析。以某气井在第 1 d~第 45 d 的时间段为例,该时段的产气数据如图 2 所示。

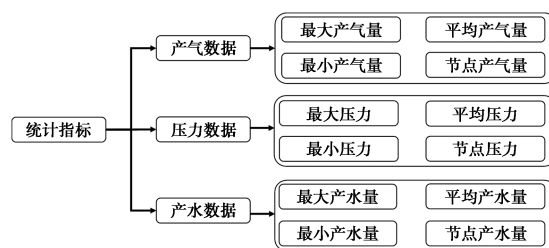


图 1 页岩气气井不同时间段的统计指标

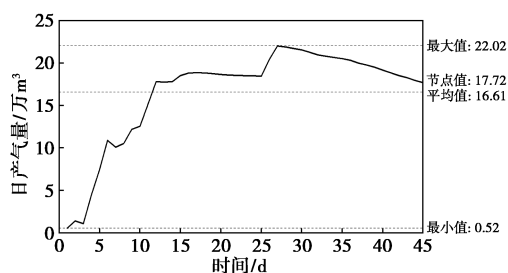


图 2 某页岩气井日产气量数据(时间段 1)取值示例

3 生产规律分析

根据页岩气数据的统计指标,基于某区块 500 余口井,约 216 万条生产数据,对该区块各时间段的压力、产气和产水规律进行统计分析。

3.1 压力规律

选取该区块部分井,其平均压力随时间的变化如图 3 所示。从图中可以看出,压力在初期会快速增加至最大值,然后迅速下降,下降至一定程度,下降的速度减慢,压力几乎平稳。

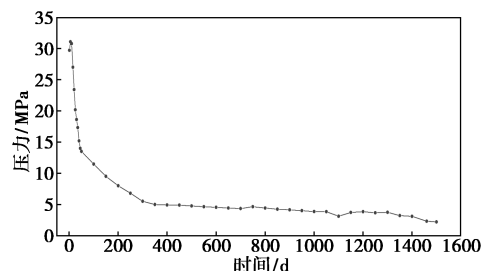


图 3 部分气井平均压力随时间变化

时间段 1~6 的气井压力指标统计结果如表 4 所示。结果显示:①第 1 d~第 45 d,在生产初期,气井面临较高的压力。②第 46 d~第 100 d,最大压力略有下降,最小压力和平均压力显著降低,时间节点平均压力较前一阶段略有下降。③第 101 d~第 1 a,最大压力进一步降低;最小压力区间变为 0~5 MPa,0 MPa 主要是由于部分井关井,进行下油管等工艺措施导致。平均压力和时间节点平均压力显著降低。④第 1 a~第 3 a,各压力指标继续下降。⑤第 3 a~第 4 a 和第 4 a 以上,各压力指标降幅较小。

表 4 各时间段气井压力指标统计结果 MPa

时间段	最大压力	最小压力	时间段内平均压力	时间节点平均压力
第 1 d~第 45 d	10~40	4~16	10~28	13.26
第 46 d~第 100 d	9~39	0.2~12	6~16	11.46
第 101 d~第 1 a	4~31	0~5	4~12	5.11
第 1 a~第 3 a	5~25	0~3	2~5	3.07
第 3 a~第 4 a	2~13	0~2.3	1.5~3.9	2.59
第 4 a 以上	2.2~11	0.02~2	1.66~3.33	2.32

3.2 产气规律

该区块部分井的平均产气随时间的变化如图 4 所示。从图中可以看出,产气量在初期会快速增加至最大值,然后迅速下降,后期下降的速度减慢。

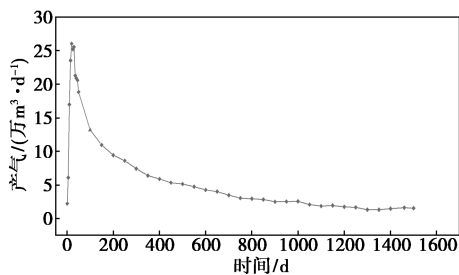


图 4 部分气井平均产气随时间变化

时间段 1~6 的气井压力指标统计结果如表 5 所示。结果显示:①第 1 d~第 45 d,初期气井产量相对较高。②第 46 d~第 100 d,最大产气量略微减少,平均日产气量略有降低,时间节点平均产气量进一步降低。③第 101 d~第 1 a,最大产气量稍增,可能由于部分井采取了增产措施;平均产气量进一步降低;时间节点平均产气量大幅度下降。④第 1 a~第 3 a,最大产气量进一步减小,最小产气量极低,平均日产气量和时间节点平均产气量继续下降。⑤第 3 a~第 4 a 和第 4 a 以上,各产气指标下降较缓。

表 5 各时间段日产气量指标统计结果 万 m³/d

时间段	最大产气	最小产气	时间段内平均产气	时间节点平均产气
第 1 d~第 45 d	5~35	0~2.5	3~24	13.56
第 46 d~第 100 d	4.8~28	0.3~14	4.5~23	10.39
第 101 d~第 1 a	6~29.4	0.17~3.5	3.4~15	5.50
第 1 a~第 3 a	4.89~16.09	0.01~0.76	1.2~7.8	2.67
第 3 a~第 4 a	1.4~6.6	0.1~1.1	0.69~2.8	1.10
第 4 a 以上	1.87~7.68	0.01~0.72	0.44~2	1.10

3.3 产水规律

该区块部分井的平均产水随时间的变化如图 5 所示。从图中可以看出,产水量在初期会快速增加至最大值,然后迅速下降,后期产水量几乎平稳。

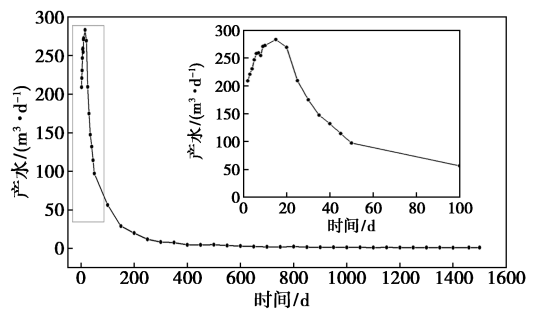


图 5 时间节点平均产水随时间的变化

时间段 1~6 的日产水量指标统计结果如表 6 所示。结果显示:①第 1 d~第 45 d,初始生产阶段大量产水。②第 46 d~第 100 d,各产水指标大幅下降。③第 101 d~第 1 a,产水指标进一步降低。④第 1 a~第 3 a,产水指标继续降低,降低幅度较小。⑤第 3 a~第 4 a 和第 4 a 以上,各产水指标较为稳定,均较低。

表 6 各时间段日产水量指标统计结果 m³/d

时间段	最大产水	最小产水	时间段内平均产水	时间节点平均产水
第 1 d~第 45 d	0~3000	0~80	50~300	85.54
第 46 d~第 100 d	20~286	0~72.72	13.27~130	39.29
第 101 d~第 1 a	11~220	0.1~6.6	3.4~47.62	8.91
第 1 a~第 3 a	2.4~131.8	0.4~2	1.1~23.8	3.03
第 3 a~第 4 a	0.1~22	0.02~2.98	0.92~3.77	1.77
第 4 a 以上	0.8~12	0~1	1~2.1	1.10

4 生产阶段划分

4.1 压力、产气、产水随时间变化规律

为了显示 3 种变量随时间的变化规律,增加了该时间段内平均值的平均值,计算过程为先计算单

口井在该时间段内的平均值,再将所有井求和,再求平均值,时间节点的平均压力、平均日产气量、平均日产水量随时间变化如图 6 所示。从图中可以发现,时间段内平均值的平均值和时间节点的平均值变化趋势几乎一致。压力、日产气、日产水变化趋势一致,都显现下降的趋势,且在第 1 a 以内下降的速度都较快。在第 4 a 以上,曲线呈现平稳状态。压力、产气、产水的日递减率如表 7 所示。从表中可以发现,压力、产气和产水量在第 46 d~第 100 d 时间段递减率最快;在第 101 d~第 1 a 压力、产气和产水递减率大幅降低;在第 1 a~第 3 a,压力和产气的递减速度明显放缓;在第 3 a~第 4 a,压力和产气的递减速度缓慢;第 4 a 以上,压力、产气和产水的递减率均为 0,表明压力、产气、产水基本稳定,该阶段主要依靠工艺措施进行维持。

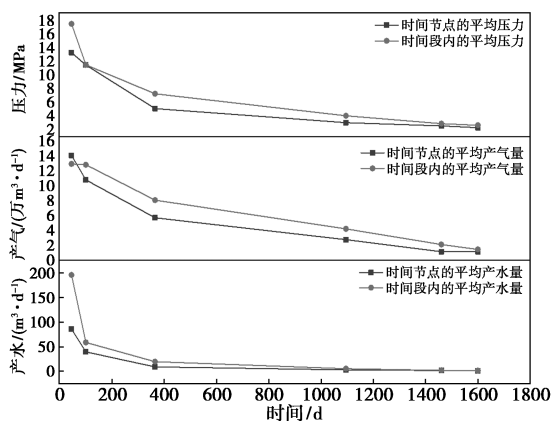


图 6 压力、日产气量、日产水量随时间变化规律

表 7 各时间段的压力、产气、产水递减率

时间段	压力递减率/ (MPa·d ⁻¹)	产气量递减率/ (万 m ³ ·d ⁻¹)	产水量递减率/ (m ³ ·d ⁻¹)
第 46 d~第 100 d	0.033	0.058	0.841
第 101 d~第 1 a	0.024	0.018	0.115
第 1 a~第 3 a	0.003	0.004	0.008
第 3 a~第 4 a	0.001	0.004	0.003
第 4 a 以上	0.000	0.000	0.000

4.2 生产阶段划分

基于上文的统计指标以及各个时间段内压力、产气和产水的指标统计结果,本文将页岩气生产阶段划分为 3 个阶段,即排采期、递减期和低压小产期,其中,①排采期:第 1 d~第 45 d(时间段 1),产气量迅速上升,直至最大,压力和产液量在上升至最大后迅速下降;②递减期:第 46 d~第 4 a(时间段 2~5),产气量、产水量、压力快速下降,快速下降到

一定程度后,产气量开始缓慢下降;③低压小产期(时间段 6),气井生产压力低于外输压力或者低于临界携液流量,不能满足生产,需要采取泡排、气举、柱塞举升和增压工艺等。以该生产阶段划分方法对某气井划分,如图 7 所示。

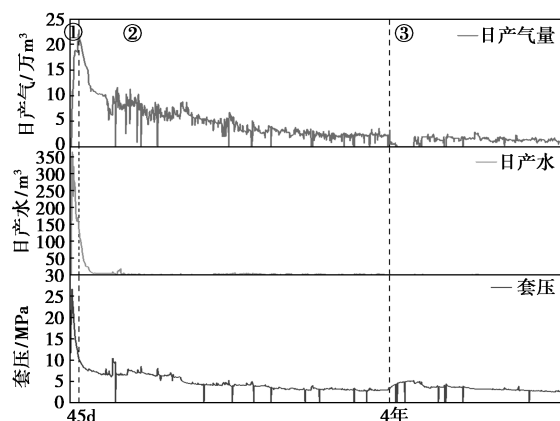


图 7 某气井生产阶段划分示意图

5 结论

(1)选取了压力、产气量和产水量 3 类关键数据作为主要分析对象,并将每种数据细分为 4 类统计指标,分别是最大值、最小值、平均值和时间节点值,可用于不同页岩气区块产能数据的统计分析。

(2)为了探究页岩气生产规律,通过数据采集和宏观统计分析,本研究将页岩气井的生产周期细分为 6 个不均匀时间段,即第 1 d~第 45 d、第 46 d~第 100 d、第 101 d~第 1 a、第 1 a~第 3 a、第 3 a~第 4 a 和第 4 a 以上。

(3)基于统计指标和不同时间段内的页岩气生产规律统计,并结合压力和产量递减率特征,将某区块页岩气生产过程划分为 3 个阶段,即排采期、递减期和低压小产期。

(4)提出的生产规律统计指标、6 个时间段以及 3 个生产阶段,可为其他页岩气区块生产规律分析和生产阶段划分提供参考。

参考文献

[1] 邹才能,杨智,何东博,等.常规-非常规天然气理论、技术及前景[J].石油勘探与开发,2018,45(4):575-587.
 [2] 李亚龙,刘先贵,胡志明,等.页岩气水平井产能预测数值模型综述[J].地球科学进展,2020,35(4):350-362.
 [3] 焦方正.非常规油气之“非常规”再认识[J].石油勘探与开发,2019,46(5):803-810.
 [4] 商绍芬,严鸿,吴建,等.四川盆地长宁页岩气井生产特征及开采方式[J].天然气勘探与开发,2018,41(4):69-75.

(下转第 246 页)

4 结论

(1) 使用 Matlab 结合 Aspen Plus 与多目标遗传算法, 以年总费用与二氧化碳排放量为目标变量, 产品纯度和回收率为约束变量, 对隔壁塔萃取精馏工艺进行优化, 优化至 200 代时, 目标变量较前几代不再发生明显改变。

(2) 使用 NMP 作萃取剂, 以二氧化碳排放量为年总费用为目标变量。对 2 种工艺进行优化, 优化后常规萃取精馏工艺最佳工艺参数为: 萃取精馏塔塔板数为 62 块, 萃取剂进料位置为 5 块, 原料进料位置为 36 块, 回流比为 2.10, 补充萃取剂用量为 0.69 kg/h; 溶剂回收塔塔板数为 15 块, 进料位置为 8 块, 回流比为 1.35。萃取精馏隔壁塔主塔塔板数为 73 块, 萃取剂进料位置为 4 块, 原料进料位置为 43 块, 回流比为 4.20, 侧塔塔板数为 71 块, 补充萃取剂用量为 0.57 kg/h。

(3) 借助多目标遗传算法优化具有高度耦合性的隔壁塔, 得到 Pareto 最优解集。结果表明, 相较于传统双塔萃取精馏, 隔壁塔萃取精馏年总费用降低了 6.72%, 二氧化碳排放量降低了 4.56%。隔壁塔萃取精馏在环保指标与经济指标下均显示了优势。

参考文献

- [1] 王盼盼. 石油烃类溶剂油的现状及发展趋势[J]. 石化技术, 2019, 26(12): 28-29.
- [2] 孔瑞用, 孔维立, 林国民, 等. 一种负载型加氢催化剂脱芳烃生产 D28 溶剂油的方法与流程: CN 107541251A [P]. 2018-01-05.
- [3] Schaumburg H, Spencer P S. Degeneration in central and peripheral nervous systems produced by pure n-hexane: an experimental study [J]. Brain A Journal of Neurology, 1976, 99(2): 183-192.
- [4] 彭海燕. 溶剂油市场现状及加氢生产低芳溶剂油技术进展[J]. 山西化工, 2022, 42(3): 36-39.
- [5] 白媛媛. 萃取精馏分离正己烷-丙酮共沸体系模拟研究[J]. 石油工程设计, 2023, 40(4): 42-49.
- [6] 杨文东. 萃取精馏分离二元共沸物的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2013.
- [7] 李朋广, 刘欣然, 高瑞昶. 萃取精馏分离乙酸乙酯与丁酮的研究[J]. 现代化工, 2019, 39(6): 219-223.
- [8] 顾正桂, 林军, 司玲, 等. 正己烷-甲基环戊烷-邻苯二甲酸二丁酯气液平衡数据测定及关联[J]. 南京师范大学学报: 工程技术版, 1999, (1): 41-45.
- [9] Sun Y H, Fu D L, Ma S T, et al. Isobaric vapor-liquid equilibrium data for two binary systems n-hexane + 1, 2-dimethoxyethane and methylcyclopentane + 1, 2-dimethoxyethane at 101.3 kPa [J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2019, 63(2): 395-401.
- [10] 晁贺. 烷烃-环烷烃萃取精馏分离的计算机辅助离子液体设计及过程优化[D]. 上海: 华东理工大学, 2018.
- [11] 张利利. 正己烷-甲基环戊烷萃取精馏分离的研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- [12] 孙兰义, 李军, 李青松. 隔壁塔技术进展[J]. 现代化工, 2008, 28(9): 38-41, 43.
- [13] 李军, 王纯正, 马占华, 等. 基于 Aspen Plus 和 NSGA-II 的隔壁塔多目标优化研究[J]. 高校化学工程学报, 2015, 29(2): 400-406.
- [14] 翟建, 刘育良, 李鲁闽, 等. 萃取精馏分离苯/环己烷共沸体系模拟与优化[J]. 化工学报, 2015, 66(9): 3570-3579.
- [15] 刘金贵. 萃取隔壁精馏塔工艺优化及其跨壁传热影响分析[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
- [16] 刘诗尧, 李凭力, 赵雅静, 等. 隔壁塔应用于萃取精馏技术的研究进展[J]. 现代化工, 2019, 39(6): 65-69.
- [17] 昌兴武. 隔壁塔应用于萃取精馏及共沸精馏体系的研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.
- [18] 宋海华, 孙伟, 王秀丽, 等. 萃取精馏溶剂选择的研究进展[J]. 化学工业与工程, 2002, (1): 83-88.
- [19] 吴传昌. 抽余油综合利用过程中的萃取精馏溶剂筛选研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- [20] 杨博. 低共熔溶剂(DESs)应用于萃取精馏过程的研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2021. ■
- [1] 余果, 刘海峰, 李海涛, 等. 川南页岩气峰值产量预测[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(1): 97-104.
- [2] 沈金才, 董长新, 常振. 涪陵页岩气田气井生产阶段划分及动态特征描述[J]. 天然气勘探与开发, 2021, 44(1): 111-117.
- [3] 房大志, 马伟竣, 谷红陶, 等. 南川区块平桥地区页岩气井生产阶段划分与合理生产方式研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(3): 477-486.
- [4] 汤亚硕. 页岩气开发调整区生产特征及产能影响因素[J]. 江汉石油职工大学学报, 2023, 36(3): 8-10, 16.
- [5] 曾琳娟. 页岩气藏水平井井筒积液预判研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
- [6] 王玉婷. 采用机器学习方法的页岩气产量递减研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2023.
- [7] 何希鹏, 张培先, 房大志, 等. 渝东南彭水-武隆地区常压页岩气生产特征[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 72-79.
- [8] 沈金才. 涪陵焦石坝区块页岩气井动态合理配产技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 103-109.
- [9] 陈正阳. 基于大数据技术的页岩气产量预测[D]. 成都: 电子科技大学, 2022.
- [10] 韩克宁, 王伟, 樊冬艳, 等. 基于产量递减与 LSTM 耦合的常压页岩气井产量预测[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(5): 647-656.
- [11] 林魂, 孙新毅, 宋西翔, 等. 基于改进人工神经网络的页岩气井产量预测模型研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 467-473.
- [12] 余洁. 涪陵页岩气田常压气藏试气返排规律[J]. 江汉石油职工大学学报, 2023, 36(1): 5-7.
- [13] 韩珊, 车明光, 苏旺, 等. 四川盆地威远区块页岩气单井产量预测方法及应用[J]. 特种油气藏, 2022, 29(6): 141-149.
- [14] 姜宇玲, 陈晓宇, 包汉勇. 页岩气分段压裂水平井产量递减快速预测新模型——以涪陵页岩气田为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 845-850.
- [15] 陈元千, 傅礼兵, 徐佳倩. 两类产量递减模型在预测页岩气井和致密气井中的应用与对比[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(3): 84-89.
- [16] 于荣泽, 姜巍, 张晓伟, 等. 页岩气藏经验产量递减分析方法研究现状[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1): 109-116.
- [17] 刘斌, 吴惠梅, 翟晓鹏. 涪陵页岩气井压裂后返排及生产特征研究[J]. 辽宁化工, 2015, 44(10): 1237-1239. ■