

引用格式:朱苏阳,彭真,邸云婷,等.页岩气产能评价研究进展:内涵、方法和方向[J].油气藏评价与开发,2025,15(3):488-499.

ZHU Suyang, PENG Zhen, DI Yunting, et al. Research progress on shale gas productivity evaluation: concepts, methods and future directions[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 488-499.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.016

页岩气产能评价研究进展:内涵、方法和方向

朱苏阳¹, 彭真¹, 邸云婷², 彭小龙¹, 刘东晨², 官文洁¹

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都 610500;
2.中国石油西南油气田公司页岩气研究院,四川成都 610000)

摘要:页岩气的生产呈现早期高产而后快速递减的动态,快速递减表明初期配产可能过高,不合理配产导致气藏产能衰竭过快,从而影响气井的经济可采储量(EUR),因此,合理评价页岩气井产能对保障气藏稳产具有重要意义。为明确目前页岩气产能评价方法存在的问题和相应的解决思路,研究分析了页岩气产能的特殊内涵,综述了产能流动方程解析、流动方程数值模拟、人工智能3种方法在页岩气产能评价研究中的进展。研究发现页岩气产能明显呈现出分阶段特征,不同生产阶段产能主控因素、流动机制、流动状态都不同,早期产能和后期产能的主控因素差异较大,不同评价方法存在差异化认识。其中,流动方程解析法依赖于对流动机理的认识程度,流动方程数值模拟法结果的验证需要大量可靠数据支撑和气藏工程经验判断,人工智能方法则存在高度不透明、不可解释和泛化能力差的问题。基于此,未来发展应从深化微观和宏观2个层面结合点的页岩气渗流机理着手研究,深化地质建模—应力物性演化—裂缝扩展—多相流动数值模拟—递减分析多维度产能描述融合,并加强机器学习算法的无关机理约束、因果推断的透明度、可解释程度,以规避现有产能评价方法存在的制约性,从而构建合理的页岩气产能评价模型和方法,为准确评价气井产能、实现稳产和高效开发提供理论支撑。

关键词:页岩气;产能评价;流动方程解析法;流动方程数值模拟法;人工智能方法;动态评价

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Research progress on shale gas productivity evaluation: concepts, methods and future directions

ZHU Suyang¹ PENG Zhen¹, DI Yunting², PENG Xiaolong¹, LIU Dongchen², GUAN Wenjie¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610000, China)

Abstract: Shale gas production has exhibited high initial yields followed by a rapid decline. This rapid decline suggests that early-stage production rates were likely excessive, accelerating the depletion of reservoir productivity and adversely affecting the Estimated Ultimate Recovery (EUR) of shale gas wells. Therefore, accurate and reasonable productivity evaluation plays a key role in ensuring stable reservoir development. To identify the challenges of current shale gas productivity evaluation approaches and explore feasible solutions, this study analyzed the unique connotation of shale gas productivity and reviewed recent progress in three approaches: (1) Analytical solution methods of flow equations; (2) numerical simulation methods of flow equations; and (3) artificial intelligence (AI)-based methods. The results revealed that shale gas productivity was highly stage-dependent, with substantial variations in dominant controlling factors, flow mechanisms, and flow regimes across different production stages. Early and late production stages exhibit distinct controlling factors, leading to differentiated perspectives across the various evaluation methods. The analytical solution method relied heavily on a deep understanding of flow mechanisms. Numerical simulation methods require extensive, high-quality datasets and strong reservoir engineering expertise for validation. AI-based methods faced challenges such as high opacity, limited interpretability, and poor generalization. Based on these findings, future research should focus on integrating shale gas flow mechanisms at both micro and macro scales. Emphasis should be placed on the multidimensional integration of geological modeling, stress-petrophysical evolution, fracture propagation, multiphase flow numerical simulation, and decline analysis, enabling more comprehensive productivity characterization. In addition, further work is needed to incorporate mechanism-informed constraints into machine learning algorithms, enhance model transparency through causal inference, and

收稿日期:2023-11-10。

第一作者简介:朱苏阳(1989—),男,博士,副研究员,主要从事油气藏工程及煤层气藏渗流理论方面的研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:suyang.zhu@swpu.edu.cn

通信作者简介:彭真(1999—),女,在读硕士研究生,主要从事油气藏工程基础方面的研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:2681401337@qq.com

基金项目:国家自然科学基金项目“基于煤粉群运移动力学特征的煤层气-水-固耦合传质机理研究”(52104036);四川省自然科学基金项目“考虑纳米尺度效应与微纳跨尺度流动的煤层气临界解吸机制研究”(2023NSFSC0932)。

improve interpretability. These advancements aim to avoid the limitations in existing productivity evolution methods and support the development of robust and rational shale gas productivity evaluation models and methods, providing theoretical guidance for accurate well productivity prediction, production stabilization, and efficient resource development.

Keywords: shale gas; productivity evaluation; analytical solution method of flow equations; numerical simulation method of flow equations; artificial intelligence methods; dynamic evaluation

页岩气的高效开发能有效改善中国能源结构,对中国“双碳”战略的实现具有重要意义。中国页岩气资源规模与勘探开发技术已居于世界前列,中深层页岩气区(埋深小于3 500 m)已实现大规模高效动用,进入加密开发和持续稳产、上产阶段^[1-2]。截至2023年底,中国累计探明页岩气田10个,地质储量约 $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$,剩余技术可采储量 $5.516 \times 10^8 \text{ m}^3$;截至2024年6月,川南页岩气田累计产气量突破 $801.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国首个累计产气量突破 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的页岩气田,表明中国页岩气资源具有广阔的开发潜力和可持续开发能力^[3-7]。

产能评价是评估可采储量、规划气井产气量、保障气藏稳产的重要依据。然而,由于页岩气产能影响因素间强耦合关系,产能展现出极强的复杂性和显著时变特征,导致准确产能评价难度大。原因在于页岩气赋存机理复杂,生产过程中存在气-水同流,储层中多重渗流机制交替;同时,页岩气多采用水平井体积压裂方式开采,形成了交替复杂的裂缝网络,因此气井生产动态分析和产能评价面临巨大挑战。

通过文献调研发现,近年来多用流动方程解析法、流动方程数值模拟法、人工智能方法开展页岩气产能评价研究。流动方程解析法通常应用点源函数、保角变化、势函数叠加原理等推导并求解页岩气井产能公式,该方法计算效率高,但准确性严重依赖于对页岩气渗流规律的正确认识^[8-14]。流动方程数值模拟法通常综合考虑页岩气吸附-解吸、滑脱效应、应力敏感等影响,较为准确地刻画流体在储层中的流动状态,但对复杂缝网表征困难,计算较为耗时,且模型可信程度依赖气藏工程反演结果和人为经验修正^[15-17]。与流动方程数值模拟法相比,人工智能方法采用纯数据驱动模型,应用时间序列分析页岩气井产气量变化规律,计算效率大幅度提高,但也存在可解释性差、模型泛化能力弱等问题^[18-19]。

未来将围绕上述产能评价方法的局限性进行更深入研究,解决页岩气产能评价模型与实际生产规律的不匹配和失真性,构建精确可靠的页岩气井产能评价模型,将是该领域的重点发展方向。因此,通过调研上述方法的研究进展,分析总结在实际应用中存在的局限性,为未来页岩气产能评价发展方向提供借鉴。

1 页岩气产能的特殊性与内涵

页岩气在地下的赋存及开发方式不同于常规天然

气,其主要存在于干酪根、黏土和孔隙表面,通过水力压裂向地层中注入大量压裂液,从而打碎地层形成复杂缝网来增大流体流动通道的方式进行开采,因此其产能特征也异于常规天然气呈现出明显的差异。

1.1 产能的定义与特殊性

页岩气产能定义为稳定流动条件下气井的最大生产能力(无阻流量)^[20-21],但由于页岩气储层存在吸附-解吸特性,实际生产中极难达到稳定流动状态,因此现场多采用单井经济可采储量(EUR)以及实时最大产气量来合理评价产能。

页岩气主要以游离态和吸附态自生自储于纳米级孔径的页岩地层系统中,当地层压力低于临界解吸压力后,吸附气大量解吸供气,阶段产能与解吸速度密切相关。此外,大规模体积压裂打破了原始地层压力、应力、油气分布等平衡体系,导致地层中存在多重渗流机制,流动长期处于不稳定渗流阶段^[22-23]。因此,相较于常规天然气,页岩气产能具有极强的不稳定性,不同阶段产能呈现巨大差异,生产初期产气量高但递减快,中后期压力降至较低水平,气井持续低产至弃井。

1.2 不同阶段产能与影响因素

结合前人研究与页岩气井生产动态,将页岩气全周期生产划分为3个阶段(图1),不同阶段的产气量变化及主控因素如下:

1) 早期生产阶段:气井先是出现微弱气流,返排出大量压裂液,其后产气量快速上升达到峰值水平,继而又降至稳产状态。汇总国内约150口页岩气井(以涪陵、威远、长宁地区的页岩气井为主)的地质数据、工程数据、初期产气量数据作为计算数据集,利用“Pearson-MIC”(皮

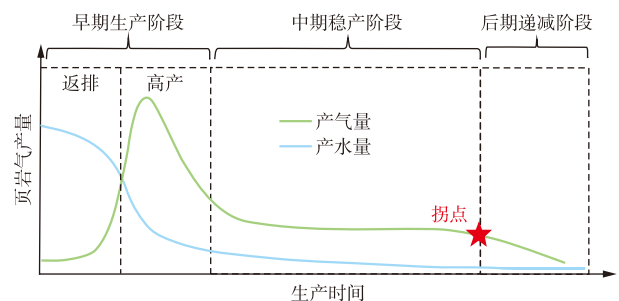


图1 页岩气不同生产阶段的产能主控因素分析

Fig. 1 Analysis of dominant controlling factors for shale gas productivity at different stages of production

尔逊-最大信息系数)相关性综合分析方法对各因素与气井初期产能的相关程度进行定量计算,筛选 Pearson 相关系数绝对值与 MIC 值均大于 0.45 的相关因素,得到生产初期产能主控因素主要包括 5 个地质因素(页岩厚度、总有机碳含量、含气量、压力系数、脆性矿物含量)和 6 个工程因素(优质储层钻遇程度、压裂段数、射孔簇数、总液量、单段砂量、施工排量)^[24]。

2) 中期稳产阶段:气井产气量较为平稳,吸附气开始解析。通过构建的页岩气井生产过程的简化物理模型开展计算,分析生产过程中产生的气体同位素组成,呈现先下降后上升的变化趋势,中期稳产阶段向后期递减阶段变化的拐点处对应的采收程度为 47%,吸附气体的占比为 31%^[25]。谢亚雄等^[26]建立了矩形封闭地层多段压裂水平井渗流模型,并利用 Stehfest 数值反演计算绘制了实空间内产能递减曲线,分析得出裂缝系统储容比、窜流系数、压裂改造区宽度对该阶段产能影响较大。由此可见,由于该阶段裂缝-基质气共同产出,故稳产期的产能受储层条件、压裂效果、生产制度等多种因素共同影响。

3) 后期递减阶段:页岩气井产气量由平稳状态缓慢下降,流体在储层中主要呈现边界流动特征。该阶段井口气的产出主要以基质气为主,吸附气逐渐占据主导地位,因此解吸供给速度决定了该阶段产气量。通过对龙马溪组地层取心得到的岩样进行吸附-解吸实验,分析得到影响页岩气吸附的相关因素分为外因(温度、含水量、压力等)与内因(孔隙度、孔隙比表面积、脆性矿物含量等)^[27]。由于页岩储层的超低渗透性,实际生产过程中,在页岩气井生命周期内几乎无法观测到最终的拟稳态流动阶段出现。

综合不同阶段产能主控因素来看,可归结为两类(图 2),第一类是影响流体在储层中的流动能力,进而影响页岩气产能;第二类是通过影响单井的井控储量从而影响产能。

流动能力因素和井控储量因素间的耦合关系是一个多维度且复杂的过程,共同影响页岩气井产能^[28-30]。例如大规模流体被采出后,由于岩石骨架的挤压变形会导

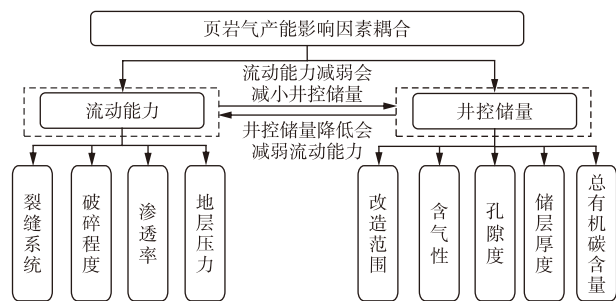


图 2 页岩气产能影响因素耦合示意图

Fig. 2 Schematic diagram of coupled factors affecting shale gas productivity

致储层渗透率降低,这种情况下即使井控储量很大,但由于流动能力受限,实际可采储量也会受到限制。对于早期生产阶段,通常认为储层改造体积(SRV)内的流动条件为产能的主控因素,而对于中后期生产阶段,SRV 内的缝控储量是产能的主控因素。

1.3 流动机制与流动状态

水力压裂使得人工裂缝与储层中部分天然裂缝沟通,形成复杂裂缝网络,造就了“人造页岩气藏”的储渗空间^[31-35],气体分子存在吸附-解吸、扩散、滑脱效应、渗流等多重复杂输运机制。

1) 吸附-解吸:吸附态分子在一定条件下解吸(图 3a),与孔隙系统中游离气分子混合。

2) 扩散:运动过程中气体分子发生碰撞,扩散形式分为菲克扩散、克努森扩散、表面扩散(图 3b—图 3d)。

3) 滑脱效应:储层内部大多孔隙孔径低于 500 nm,因此气体分子极易沿孔道内壁与壁面发生相对滑动(图 3e)。

4) 渗流:储层岩石中流体的流动分为达西渗流和非达西渗流^[36-39]。

不同生产阶段流体的流动机制不同,从而导致流动状态也存在差异。早期生产阶段,井筒返排出大量压裂液,该阶段主要为液体单相渗流阶段,表现为线性流动特征,流体由压裂缝改造区域流入井筒,气体流动主要受渗流作用影响;中期稳产阶段,压力进一步降低,吸附气开始解吸并由基质系统向裂缝系统扩散,与裂缝中游离气混合流向井底,气体流动主要受解吸、扩散和渗流共同作用影响,流动状态主要表现为气体的单相流动;后期递减阶段,主要由基质颗粒表面的吸附气解吸供气,流体主要由基质系统向裂缝系统流动,属拟径向流动阶段。

因此,页岩储层中流体的流动机制与流动状态密切

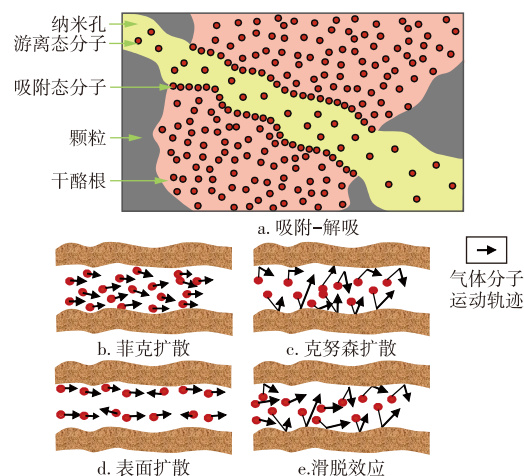


图 3 “人造页岩气藏”水力压裂及输运机制示意图^[40]

Fig. 3 Schematic diagram of hydraulic fracturing and transport mechanisms in “artificial shale reservoirs”^[40]

相关,产能评价需要综合考虑吸附-解吸、扩散、滑脱效应、渗流等多重复杂输运机制。

2 页岩气产能评价方法及应用

页岩气产能评价是通过分析页岩气产能影响因素,利用产能模型或产能公式对页岩区块内的可开采储量和产气量进行评估和预测的过程,从而为后续生产开发决策提供可靠依据。

2.1 产能评价理论及其适用性分析

为准确预测页岩气井产气量并指导实际生产,不少研究者通过推导地层物性参数及开发相关参数与产气量之间的关系,建立了一系列预测方法对气井产气量分析求解。近年来页岩气产能评价方法主要分为流动方程解析法、流动方程数值模拟法、人工智能方法。

2.1.1 流动方程解析法

由于页岩气多尺度多相传质的复杂性,流动方程解析法通常基于试井和产气量不稳定分析方法获取页岩储层的物性参数,然后基于压裂效果的监测参数和假设条件预测页岩气的产能。具有代表性的产能评价方程如下^[41-46]:

$$q_{sc} = \frac{T_{sc}}{Tp_{sc}} \frac{\pi K_{\infty} h (\Phi_e - \Phi_w)}{\ln(2r_e/L_f)} \quad (1)$$

式中: q_{sc} 为标准条件下的气井体积流量,单位 m^3/d ; T_{sc} 为标准温度,单位 $^{\circ}C$; T 为地层实际温度,单位 $^{\circ}C$; p_{sc} 为标准压力,单位 MPa ; K_{∞} 为储层绝对渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$; h 为产层有效厚度,单位 m ; Φ_e 为水平井泄气区域边界势; Φ_w 为井底压力对应的拟压力值; r_e 为供给半径,单位 m ; L_f 为人工压裂裂缝半长,单位 m 。

$$Q = \frac{\Delta p/R_1 = T_{sc}(p_e^2 - p_{wf}^2)}{2\bar{\mu}zT_{sc} \left[NAB \left(\pi \sum_{i=1}^n K_i h_i + Aq_m/2 \right) (LA/2 + B) + 1/4\pi \sum_{i=1}^n K_i r_w \right]} \quad (2)$$

其中 $A = \ln \frac{d(r_e^2 - d^2 - dr_{we})}{r_{we} r_e^2}$; $B = (1 + q_m) \left(\sum_{i=1}^n h_i \right) \ln \frac{r_e}{r_w}$
 式中: Q 为页岩气裂缝水平井综合日产气量,单位 m^3 ; Δp 为压降,单位 MPa ; R_1 为总的渗流阻力,单位 $(MPa \cdot s)/m^3$; p_e 为泄油边界处压力,单位 MPa ; p_{wf} 为井底流压,单位 MPa ; $\bar{\mu}$ 为气体黏度,单位 $mPa \cdot s$; z 为气体压缩因子; N 为压裂裂缝条数,单位条; A 为泄气面积,单位 m^2 ; B 为综合参数(与解吸气源的扩散速率、总厚度、供给半径、井筒半径相关); n 为地层的分层总数; K_i 为第 i 层的渗透率(表征地层允许流体通过的能力),单位 $10^{-3} \mu m^2$; h_i 为第 i 层的厚度,

单位 m ; q_m 为解吸气源的扩散速率,单位 m^3/d ; L 为裂缝长度,单位 m ; r_w 为井筒半径,单位 m ; d 为井间距,单位 m ; r_{we} 为井的有效半径(考虑井筒附近地层的修正半径),单位 m 。

$$\bar{q}_D = \frac{\sqrt{sf(s)} \exp \left[2\sqrt{sf(s)} y_{Df} \right] - 1}{2\pi s \exp \left[2\sqrt{sf(s)} y_{Df} \right] + 1} \quad (3)$$

式中: \bar{q}_D 为无量纲化气井产气量; s 为真实空间中的时间转变为Laplace空间的变量,单位 s^{-1} ; $f(s)$ 为动态传递函数(包含机制扩散系数、裂缝渗透率、吸附-解吸系数); y_{Df} 为无膨胀气藏尺寸。

$$q_p = \frac{k_f p_f}{\bar{\mu}} \frac{2\pi d_x}{\ln(r_e/r_w) + S} (\bar{p}_f - p_{wf}) \quad (4)$$

式中: q_p 为气井日产气量,单位 m^3 ; k_f 为裂缝渗透率,单位 $10^{-3} \mu m^2$; p_f 为裂缝内平均压力,单位 MPa ; d_x 为沿着 x 方向的裂缝长度,单位 m ; S 为表皮因子; \bar{p}_f 为裂缝系统的平均压力,单位 MPa 。

$$\Delta \bar{m}(p_f) = \frac{3.648 \times 10^{-3} p_{sc} T}{T_{sc}} \frac{\bar{q}(s) \bar{\mu}}{k_f h} \left[K_0(r_D \sqrt{f(s)} + 2 \sum_{j=1}^{\infty} \cos j\pi \frac{z_D}{h_D} \cos j\pi \frac{z_{wD}}{h_D} K_0 \left(r_D \sqrt{f(s) + \frac{j^2 \pi^2}{h_D^2}} \right) \right] \quad (5)$$

式中: $\Delta \bar{m}(p_f)$ 为裂缝系统中的质量流量变化率,单位 $kg/(m^2 \cdot s)$; $\bar{q}(s)$ 为拉普拉斯域中的平均体积流量,单位 m^3/s ; j 为垂直方向上的谐波次数; K_0 为第二类零阶修正贝塞尔函数,用于描述径向流动的压力扩散过程; r_D 为无因次距离(实际径向距离与井筒半径的比值); z_D 和 h_D 为无量纲垂向坐标与无量纲储层厚度; z_{wD} 为无量纲井筒垂向位置。

$$q_D = - \frac{n_f C_{FD}}{\pi} \frac{\partial \psi_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} \quad (6)$$

式中: q_D 为无量纲产气量,表示实际产气量与参考产气量的比值; n_f 为主裂缝条数,单位/条; C_{FD} 为无因次导流能力; x_D 为 x 方向上的无量纲空间; ψ_{FD} 为无因次拟压力; $\frac{\partial \psi_{FD}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0}$ 为裂缝与井筒连接处的压力变化率。

高树生等^[41]推导了考虑人工压裂和气体滑脱效应的气井产能公式式(1),由于深层页岩气孔隙压力较高,滑脱效应基本对产能无影响,因此式(1)更适用于浅层和中深层页岩储层的气井产能分析;谢维扬等^[42]推导的考虑吸附-解吸影响的页岩气藏水平井稳定渗流产能公式式(2)主要适用于水平井的中后期稳产阶段,对于生产前期返排阶段适用性较弱;SHI等^[43]考虑气体在有机质孔隙和无机质孔隙中输运机制的差异,推导出的渗流-滑移-扩散产气模型能够较好地揭示页岩气井的产气递

减规律,但式(3)计算的是恒定井底流压下的无因次产气量,而井底流压恒定对地层稳定性提出了较高的要求;ZHAO等^[44]基于不稳定试井理论建立了考虑吸附机制的三孔数学模型以分析产气量递减规律,但其假设条件为水平均质储层,忽略了地层非均质对产能的影响。基于页岩气水平井压后“主裂缝+复杂裂缝网络”理论,张磊等^[45]建立了考虑主裂缝的页岩气三孔线性流数学模型,对于井底压力较高(解吸气对产气贡献少)的水平井,式(5)计算的产能结果较为可靠。

从上述分析中,该类方法应用时受限。首先,该方法依赖于对页岩气吸附-解吸、滑脱效应、应力敏感等规律的正确认识,而产能公式的推导过程多考虑单一渗流机理,如考虑吸附效应的产能公式能较为准确计算吸附气含量占比较高,且解吸气作为主要供能来源的页岩气井产能。产能公式的适用程度取决于其对流动机制考虑的全面程度,对于地层条件极其不稳定,存在多重渗流机理的复杂页岩气藏而言,产能预测的偏差较大。其次,公式推导过程对地层条件及流动规律进行了严格的假设,如假设裂缝中为无限导流,且基质及裂缝中的流体为单相稳态渗流,而实际地层往往具有强非均质特性,流体流动表现为多相耦合复杂渗流。当利用蚂蚁体技术捕捉到储层发育大量构造裂缝及断裂带时,压后的复杂缝网体系中流体的流动模式并不严格遵循达西线性定律,该方法的计算结果与实际生产情况存在偏差,因此对于条状带均质地层来说产能公式的计算结果更具有参考价值。最后,体积压裂对储层的改造效果复杂,生产规律难以明确把握,导致生产后期需依据实时生产状况灵活调整生产策略,而产能公式仅针对于单一生产制度下的产能预测,对于频繁调整生产制度的页岩气藏而言,则无法有效预测生产制度变更后的产能表现。

2.1.2 流动方程数值模拟法

流动方程的数值模拟法是基于构建的页岩储层地质

模型,采用数值模拟方法模拟水力压裂过程中裂缝扩展、地应力演化(包括邻井压裂生产干扰)、多相流动等因素对水平井产能动态的影响,进而对数值模型进行离散化处理并求解得到产能结果。目前主流的页岩气数值模型有等效连续介质模型、离散裂缝网络模型、混合模型。由于流体在储层中的流动呈现出跨尺度效应和多重运输机制,因此准确表征其渗流机理并构建相应的页岩气藏数值模型,是对模型进行离散化求解的基础。典型的页岩气产能预测数值模型构成模块及求解流程见图4。

流动方程数值模拟法综合考虑页岩气藏多种产能影响因素,直观地刻画了页岩气在储层内部的运输和产出动态,从而能够预测不同开发策略下的产能变化,为页岩气藏的高效开发提供科学理论支撑。

近年来数值模拟在页岩气产能评价中的发展:郭小哲等^[46]基于裂缝-孔隙双重介质假设,建立了考虑吸附-解吸、扩散、滑脱效应和应力敏感的气-水两相渗流模型,并利用差分离散对基质气相渗流和裂缝两相渗流方程进行整理,通过对方程组系数进行线性化处理获得了产能模型的数值解,模型结果与现场气水产出规律基本一致。朱维耀等^[47]以基质-网状裂缝双重介质为基础,将渗流区域划分为井筒、重度改造区、弱改造区、基质区和段间干扰区5个区域,基于渗流叠加原理和缝间干扰建立了页岩储层多级压裂水平井产能预测模型,通过等值渗流阻力法和迭代法求解并验证了模型准确性。陈小凡等^[48]假设气藏为单相等温渗流的矩形封闭页岩气藏,且忽略重力、滑脱等效应,构建了多段压裂水平井不稳定渗流数学模型,重点表征了页岩气在基质-天然微裂缝与人工大尺度压裂缝中的流动特征。赵玉龙等^[49]假设气体为单相等温渗流且储层具有封闭边界,并考虑应力敏感效应和流体在不同孔隙的流动差异,建立了嵌入式离散裂缝模型,其模型可较好反映海陆过渡相页岩气藏压裂水平井的生产动态。胡之华等^[50]假设水平井位于气藏中心,垂直缝呈不等间距、不等半长分布且流体仅通过裂缝

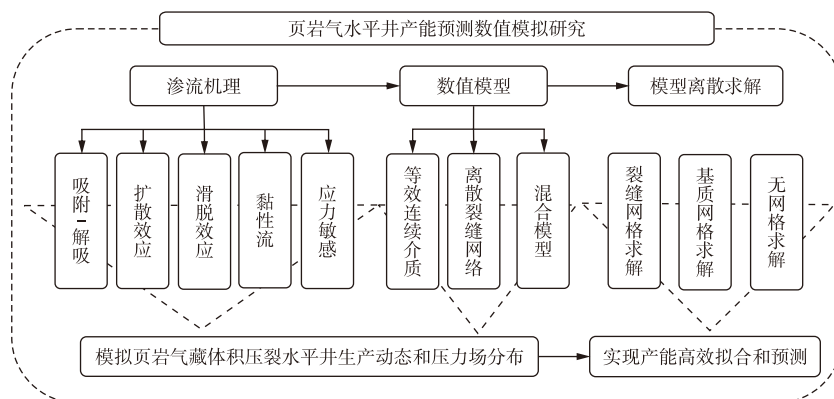


图4 数值模型构成模块及求解流程

Fig. 4 Component modules and solution process of numerical simulation model

单相流动,运用实空间点汇函数和势叠加原理建立的产能模型揭示了微观渗流对产能的影响机制。唐慧莹等^[51]通过耦合UPM(统一管网模型)和DDM(位移不连续方法),构建了涵盖气水两相流动的压裂-生产一体化数值模型,该模型通过计算压裂后的含水饱和度分布,可定量分析天然裂缝、基质物性和初始含水饱和度对压裂效果和产能的复合影响。

综合以上调研发现,数值模拟手段能够将页岩气的吸附-解吸、滑脱效应、应力敏感、扩散等微观渗流机制和压裂改造范围、裂缝形状、分布等参数综合考虑。利用数值模拟方式预测页岩气井产能时,由于开发初期对地质条件认识不足而导致参数的获取受限,使得初始建立的数值模型与实际地质状况存在较大偏差,因此需要随着生产推进和动态认识的深化调整优化初始模型,但页岩气藏的非常规特性导致气藏工程动态分析的结果与正演模拟预测结果存在显著差异,涵盖裂缝半长、裂缝导流能力、缝控储量等参数,而目前没有一种有效的方式能够弥合这2种分析结果之间的认知差异,模型的修正主要依赖于现场人员的生产经验反馈,缺乏明确的定量性修正方法。模型修正时间长,当产气量预测准确率高时,则生产可能已经进入了中后期,已不具备对后续生产的指导价值。

2.1.3 人工智能方法

人工智能技术通过分析挖掘影响页岩气产能的各种因素,构建相应产能预测模型进而实现对单井产能或气田产气量预测。在人工智能方法应用于页岩气产能评价领域的初期阶段,其核心聚焦于对已有井的产能预测,且力求精度高、误差小。LI等^[52]提出了一种利用机器学习技术来预测常规和非常规气藏单井产能的方法,该预测模型充分考虑了水力压裂参数及原始地层条件对产能的影响。CHEN等^[53]提出,应用人工神经网络来预测水力裂缝与储层中的天然裂缝的相互作用,旨在明确作用机理从而提高产气量预测的可靠性。随着进一步发展,如何实现新井的产气量预测成为算法研究的焦点。BAKAY等^[54]考虑地质参数不确定性的基础上,建立了一种用于预测页岩气新井产气量的函数式随机森林回归模型。胡晓东等^[55]提出了神经网络协同的动态产能预测模型,该模型较好地体现了近年来利用机器学习实现页岩气产能预测的技术路线,见图5。当模型对产能预测的精度较高,误差进一步减小后,不少学者开始聚焦于算法的可解释性和模型泛化程度。RASTOGI等^[56]于2019年提出,模型的准确性和可解释性存在相悖关系,即模型的准确性越高,则可解释性可能越差,因此在构建具备可解释性模型的同时,也需要注重提升模型泛化能力。

人工智能方法的优势在于能够迅速且智能地处理复杂的地质特征和庞大的生产数据,从而识别出隐藏在海量数据中的模式和关联性。模型训练过程依赖于大规模“有价值”数据输入,经过隐藏层被处理后,从输出端得出预测结果;因此整合并协调不同来源、类型的数据,以构建更全面、准确的数据集对模型的性能表现具有决定性的作用。此外,诸多学习模型如LSTM(长短期记忆递归神经网络)、ANN(人工神经网络)、CNN(卷积神经网络)等类似“黑箱”,其内部逻辑难以直观呈现导致无法广泛应用。为此,人工智能领域需立足于泛化能力与可解释性的基础理论,致力于保持模型可解释性的同时,有效提升其泛化能力。具体而言,一方面可借助特征工程从油气田开发数据中挖掘新的数据特征,用于揭示不同因素间的隐含关联性;另一方面,将油气田开发动态分析的先验知识作为正则化约束条件融入模型,并通过集成学习联合多个简单模型,利用群体预测决策算法,进而改进模型性能。

2.2 典型页岩气田产能评价案例剖析

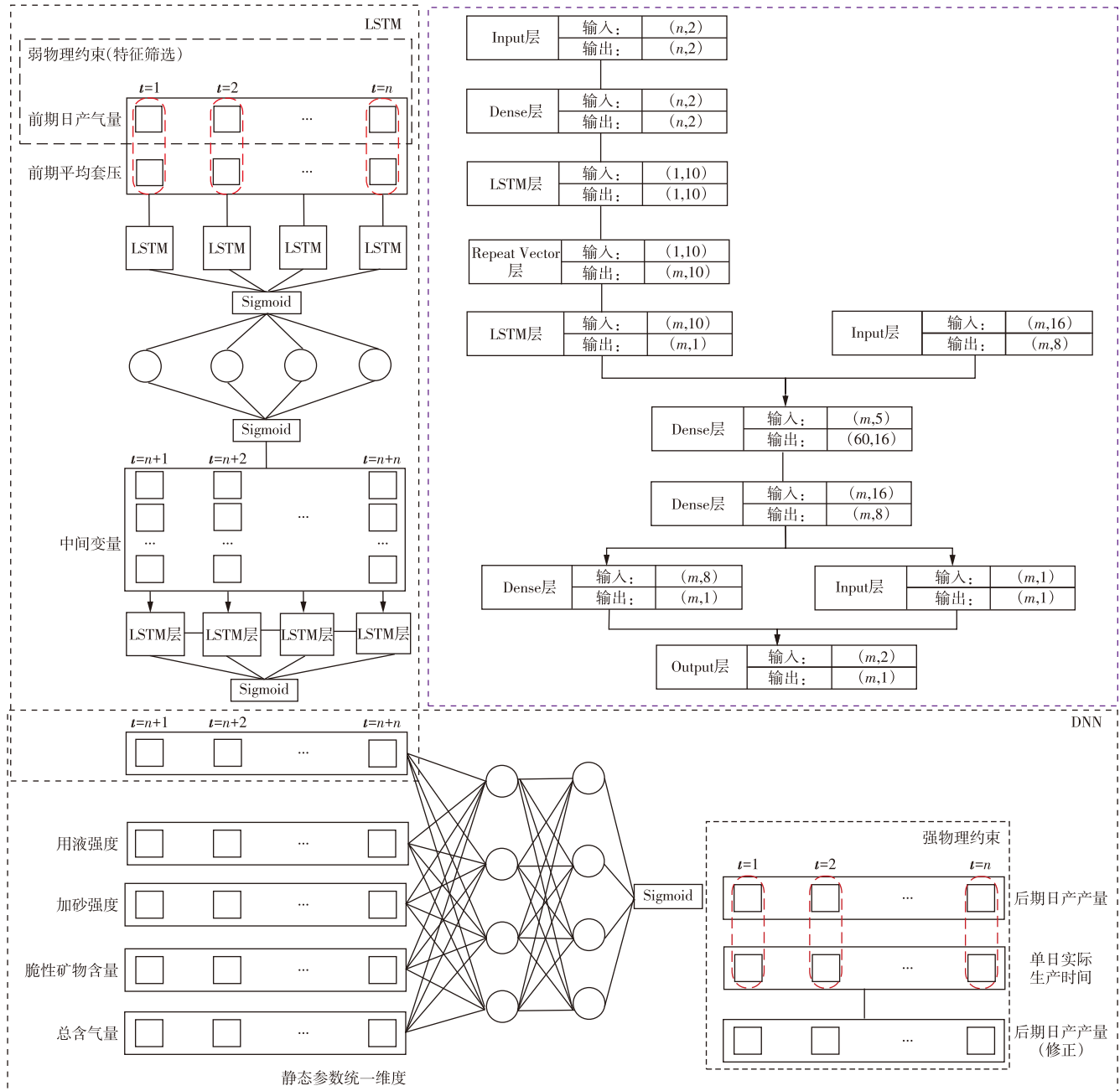
不同的页岩气产能评价方法各具优缺点,通过分析以下几个典型页岩气田的产能评价案例,深入探讨不同方法在实际应用中的问题及相应解决方案。

2.2.1 川南页岩气井考虑吸附气的三项式产能方程^[57]

房大志等^[57]基于现场的钻完井及动态监测资料计算得到了页岩气井不同解吸时间下的产能和无阻流量,并借助回压试井资料,将吸附气影响转化为附加阻力系数,构建了三项式产能计算方程。该方法的优点在于无须通过复杂的系数表达式求解模型参数 ω_1 和 ω_2 ,仅利用10 d及以上的开井回压试井数据,通过三项式线性回归的方式直接计算三项式系数,从而获取所需参数并计算产能。

针对川南页岩气田东胜气区内采用不同生产制度的1口试气井,运用产能方程和推导出的三项式产能方程分别计算出气井的无阻流量,结果显示误差介于-11.95%~10.55%,这充分验证了该方法的可靠性。随后,将该方法用于SY1HF井,对该井进行放喷测试,分别绘制了考虑吸附气的三项式产能方程的计算结果和放喷测试结果的IPR(产量与流压关系)曲线,结果偏差小于12%,进一步验证了该方法的准确性和实用性。(图6)。

模型构建时采用的是单相流模型,而在实际开采时采用了大规模体积压裂技术,两相间毛管力会转化成生产时的附加阻力,从而影响裂缝网络中的含水饱和度分布,但该模型并未考虑毛管力效应的影响。为了更精确描述页岩气产能,可引入GDANSKI等^[58]提出的经验公式,用以计算裂缝网络(人工主裂缝中的毛管力忽略不计)中的毛管力,将计算得到的毛管力作为附加阻力因



注:LSTM为长短期记忆递归神经网络;DNN为深度神经网络;Sigmoid为激活函数; t 为时序; n 为特征数量; m 为特征维度。

图5 基于LSTM的页岩气产气量预测模型结构^[55]

Fig. 5 Structure of LSTM-based shale gas production prediction model^[55]

素,引入阻力系数中,与三项式联合求解得出更准确的产气量表达式。

2.2.2 涪陵焦石坝气田非均匀压裂水平井动态产能评价^[59]

在该产能评价模型中,通过提供的相应区块的地质参数及非均匀裂缝半长和导流能力参数,依据给定的历史产气量数据,运用压力叠加原理计算对应的井底流压。在应用案例中,地质和压裂参数取自涪陵页岩气田焦页1-HF井,并根据焦页A-1井的产气剖面变化规律,对相应的地质参数和非均匀裂缝参数进行了调整。随后,运用调整后的模型对焦页A-1井未来18个月的产气量进

行了预测,预测结果与采用分段递减模型计算的产气结果相吻合,从而验证了该产能模型预测结果的可靠性(图7)。

该方法综合考虑多因素,在实际应用中展现出显著优势,其模型能更贴近真实地质条件,有效解析全井段非均匀裂缝参数,为后续加密井选址选段提供关键依据。特别是在焦页A-1井的应用中展现了良好的产能预测效果,但其准确性高度依赖于实际产剖测试的时间。若测试时间不足会导致获取的数据点不够密集,解释出的非均匀裂缝参数与实际情况偏差较大。

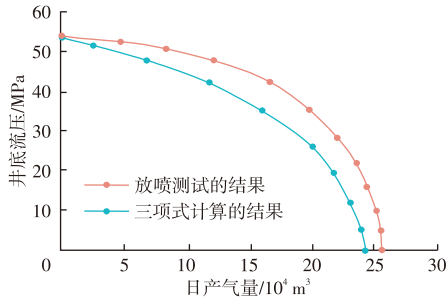


图6 川南页岩气田东胜气区SY1HF井产能计算与测试解释 IPR 曲线对比

Fig. 6 Comparison of IPR curves from productivity calculation and test interpretation for well SY1HF in Dongsheng gas block, southern Sichuan shale gasfield

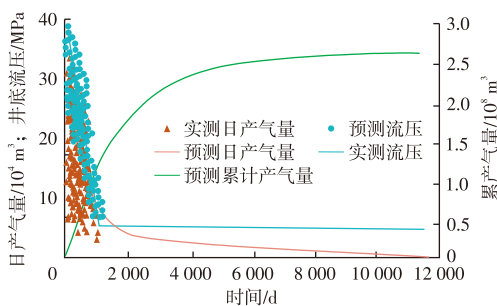


图7 涪陵焦石坝气田焦页A-1井产能预测结果

Fig. 7 Productivity prediction results for well Jiaoye A-1 in Jiaoshiba gasfield, Fuling block

2.2.3 Marcellus 页岩气井的数据驱动产气量预测模型^[60]

由于获取新储层的信息耗时费力且充满不确定性,因此鲜有研究在缺乏现有井数据(即先验信息)的条件下探索新井的产气量预测。文献[60]通过收集 Marcellus 页岩气田约 218 口生产井长达 48 个月的现场数据(涵盖产气量数据及相关影响因素),运用相关性分析和 PCA(主成分分析),确定了与产气量依赖显著的关键因素,并据此建立了 ANN 产气量预测模型。对于已有井,该模型利

用分类组内产气量间的关联性来估算累计产气量;对于新井,则依据关键因素的分类组模型,结合新井特征并利用概率值(p)将其归入对应类别,通过 ANN 预测累计产气量的随机范围(确保实际值落在预测的概率产气量范围内)从而实现对新井的产气量预测。将该方法所得预测结果与实际产气量对比,符合率超过 80%,验证了 ANN 模型的准确性(图 8)。

该方法通过收集与页岩储层产气量相关的现场数据(包括原生参数、设计参数、动态参数),运用模糊聚类分析和概率性预测,能够较为准确地反映实际生产过程的复杂性和不确定性。但由于模型依赖的训练数据仅为 Marcellus 页岩气田的 218 口现有生产井,样本数据来源单一且数量有限,数据质量受到该气田特有的地质条件、压裂技术和操作条件等因素影响,易导致数据质量参差不齐,限制了模型的泛化能力。为应付这一挑战,建议实施动态数据更新,借助在线学习或增量学习技术,使得模型能够在新数据上持续学习和优化,提升预测性能。

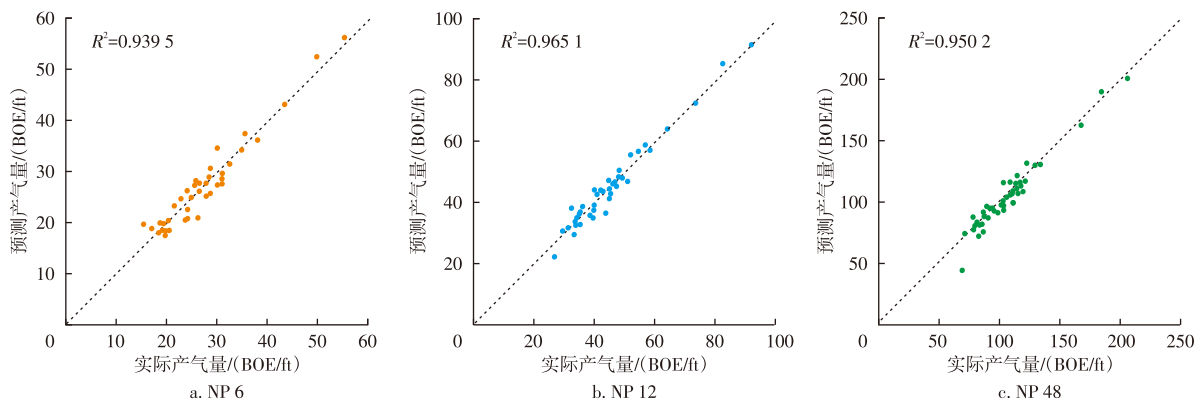
3 页岩气产能评价发展方向及建议

从当前页岩气资源的丰富程度和勘探开发整体态势来看,页岩气作为清洁能源的重要组成,是中国未来天然气产量增长的关键力量。精准的产能评价方法是制定合理生产制度的重要依据,从而保障页岩气藏的高效、可持续开发,因此需要有针对性的进一步深化及发展现有的产能评价方法。

3.1 深化页岩气渗流机理研究提高反演方法产能评价的准确性

3.1.1 从微观层面强化页岩气开发过程中的吸附渗流机理

页岩气藏有机微纳米级孔隙中蕴含了大量的吸附



注:BOE(油当量桶)天然气热值换算:1 BOE \approx 169.9 m³;1 ft=0.304 8 m。

图8 测试井实际产气量与预测产气量对比^[60]

Fig. 8 Comparison between actual and predicted gas production of test wells^[60]

气,其解吸过程对储层的渗流能力的影响不可小觑,因此需要对开发过程中吸附-解吸情况进行准确量化表征。运用分子模拟技术研究页岩气的吸附渗流特征,已发展成获取更为全面准确的气藏开发关键参数的主流手段。展望未来,可以借助页岩微观成像等物理实验构建更为准确的页岩模型。同时,基于常规无机孔和有机孔分子模型改进多介质和多尺度建模方法,进一步促使分子模拟技术与实际气体在页岩中的吸附渗流过程高度契合。

3.1.2 从宏观层面研究页岩气开发过程中的吸附渗流机理

大量研究已聚焦于岩心尺度下的页岩气宏观渗流特性,基于解吸、扩散、滑脱效应等渗流机理建立了等效连续介质模型、流固耦合模型、双重介质模型等,用以描述渗流规律。但这些模型往往将渗流空间理想化处理,且模型中难以全面考虑达西渗流、滑脱效应、菲克扩散等因素的宏观影响。为了更准确地描述不同介质间的相互作用,亟须构建一个全面考虑各种影响因素的综合模型,并重点关注气体在基质与裂缝间的窜流机制、多场耦合对页岩气渗流特性的影响,以及压力传递的非均质性等关键问题。

3.2 推动多学科交叉融合在正演方法产能评价中的应用

页岩气数值模拟产能正演评价方法的核心,在于精确整合并实现页岩气藏的地质建模—应力物性演化—裂缝扩展—多相流动数值求解各环节的深度融合和相互反馈。

3.2.1 地质建模

为实现精细化地质建模,首先,可借助真厚度域旋回对比、二维导向剖面分析、井震数据综合应用完成水平井构造和属性建模;其次,利用蚂蚁体追踪分析天然裂缝分布特征,并结合成像测井、钻井、微地震等多源数据进行交叉验证,以实现精准裂缝建模;然后,通过PNN(概率神经网络)预测技术、多元回归等方法解决横波曲线缺失问题,并借助AVO(振幅随炮检距变化)叠前反演实现全层系弹性参数预测,在此基础上,通过Co-Kriging(协同克里金)插值构建全构造区域的三维高精度地应力模型;最后,实时反馈气藏工程动态分析的反演结果,从而对模型进行快速迭代和修正。

3.2.2 裂缝扩展-应力演化

采用一体化工程方案,融合地质力学与有限元方法以深入分析裂缝扩展过程,建立渗流-地质力学强耦合的裂缝扩展模型,并利用现场试井数据、微地震监测数据、回压试井数据等多种信息验证模型的准确性。此外,

同样需要结合气藏工程方法实现对裂缝半长和导流能力等参数的反馈,实现模型的持续优化。

3.2.3 数值模拟正演预测

基于宏观与微观渗流认识的局限性,构建考虑吸附渗流理论的数值模型时,为平衡求解速度和精度,数值模拟正演研究需要充分考虑压裂缝网网格系统的非结构化特性以及多相流体流动的速度特征,并将气藏工程所得的反演规律融入其中。

3.2.4 气藏工程反演解释

由于解析求解对方程形式和流体流动条件有着严格的要求,当前通过气藏工程反演(试井、现代产气量递减)得到的方法通常无法精确反映储层和改造参数(裂缝半长、渗透率等)。目前也不存在一种方法能够解决数值模拟结果和气藏动态分析结果的差异化认识,因此亟须明确正反演结果的融合方式。

3.3 加强机器学习算法在产能预测中的透明度和可解释性

机器学习算法的局限性在于难以捕捉并学习影响多相多尺度流动的关键因素和复杂作用机制,“黑盒”模型缺乏透明度和可解释性,限制了现场应用对于生产过程中的因果关系的理解。针对上述制约,可从基于模型无关思想、机理约束和因果推断的可解释方法角度出发,利用油气藏工程和采油工程知识构建机理模型,并结合机器学习,建立基于机理约束的能准确预测油气田生产数据的可解释模型;同时,依靠因果推断中的“因果发现方法”推断出潜在的因果关系,并利用“因果效应估计”来量化因果关系强弱,从而建立起能够准确预测油气田生产数据的因果推断模型。

4 结论

1) 相较于常规天然气,页岩气产能表现出更强的不稳定性和明显的阶段性特征,各阶段的产能主控因素、流体流动机制和流动状态都表现出差异性。由于页岩气的非常规特性,已有的产能评价方法都存在一定的制约性。

2) 目前多用流动方程解析法、流动方程数值模拟法和人工智能方法来实现页岩气产能评价,流动方程解析法高度依赖于对页岩气流动机理的认识程度,且模型构建基于一系列严格的理想化假设;流动方程数值模拟法模拟计算时参数的获取受限于实际地质条件,往往需结合气藏工程反演结果及人为经验对模型进行修正;至于人工智能方法,虽然通过大量数据进行模型训练,但是产

能预测的内部决策机制不够透明,难以与实际的地质工程物理背景相契合。

3) 为推进后续研究,应深化页岩气多尺度渗流理论研究,从微观层面优化分子模拟技术剖析储层中的吸附渗流现象,并构建宏观与微观尺度的优化衔接机制。此外,促进多学科间的交叉融合,建立一种将储层和改造区物性的气藏工程反演结果与地质模型定量化融合的方法,通过多维度反馈机制,不断深化对页岩气多相多尺度传质过程的认识;同时,从模型无关思想、机理约束及因果推断的可解释角度出发,构建能够解释实际生产开发问题的机器学习模型。

参考文献

- [1] 王欣,才博,李帅,等.中国石油油气藏储层改造技术历程与展望[J].石油钻采工艺,2023,45(1):67-75.
WANG Xin, CAI Bo, LI Shuai, et al. Development process and prospect of CNPC's reservoir stimulation technologies[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(1): 67-75.
- [2] 罗红梅,王长江,张志敬,等.油气储层勘探建模技术新进展及未来展望[J].油气地质与采收率,2024,31(4):135-153.
LUO Hongmei, WANG Changjiang, ZHANG Zhijing, et al. New progress and future prospects of oil and gas reservoir modeling technology for exploration[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(4): 135-153.
- [3] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [4] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [5] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(2):14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [6] 赵文智,贾爱林,位云生,等.中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J].中国石油勘探,2020,25(1):31-44.
ZHAO Wenzhi, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [7] 张培先,高全芳,何希鹏,等.南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J].油气地质与采收率,2023,30(4):55-65.
ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4): 55-65.
- [8] 刘秀伟,王星,程时清,等.耦合温度影响的动态非线性渗流模型[J].油气地质与采收率,2024,31(3):178-185.
LIU Xiwei, WANG Xing, CHENG Shiqing, et al. A dynamic non-linear flow model coupling temperature influence[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 178-185.
- [9] OZKAN E, BROWN M, RAGHAVAN R, et al. Comparison of fractured-horizonal-well performance in tight sand and shale reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(2): 248-259.
- [10] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for unconventional multifractured composite systems[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 16(3): 246-256.
- [11] 王本成,贾永禄,李友全,等.多段压裂水平井试井模型求解新方法[J].石油学报,2013,34(6):1150-1156.
WANG Bencheng, JIA Yonglu, LI Youquan, et al. A new solution of well test model for multistage fractured horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1150-1156.
- [12] 王西凤,黄世军,赵凤兰,等.深层页岩气井气水两相产能预测[J].石油钻采工艺,2023,45(4):463-470.
WANG Xifeng, HUANG Shijun, ZHAO Fenglan, et al. Production forecast of deep shale gas wells based on gas-water two-phase flow[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(4): 463-470.
- [13] 朱绍鹏,欧进晶.压敏性多重介质气藏压裂水平井渗流特征[J].石油钻采工艺,2023,45(6):738-747.
ZHU Shaopeng, OU Jinjing. Flow characteristics of fractured horizontal wells in pressure-sensitive multi-media gas reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(6): 738-747.
- [14] 陈元千.气井拟压力弹性一相法的推导、简化及应用[J].油气地质与采收率,2024,31(6):89-95.
CHEN Yuanqian. Derivation, simplification and application of the pseudo-pressure elastic one-phase method for gas wells[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 89-95.
- [15] 赵彦昕,许文俊,王雷,等.陆相页岩储层水力裂缝穿层扩展规律影响因素分析[J].石油钻采工艺,2023,45(1):76-84.
ZHAO Yanxin, XU Wenjun, WANG Lei, et al. Through-layer propagation laws of hydraulic fractures in continental shale reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(1): 76-84.
- [16] 寇园园,陈军斌,聂向荣,等.基于离散元方法的拉链式压裂效果影响因素分析[J].石油钻采工艺,2023,45(2):211-222.
KOU Yuanyuan, CHEN Junbin, NIE Xiangrong, et al. Analyzing the factors influencing zipper fracturing based on discrete element method[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(2): 211-222.
- [17] 王强,王玉丰,梁升平,等.低渗储层关井后水力裂缝二次扩展规律[J].石油钻采工艺,2023,45(5):597-606.
WANG Qiang, WANG Yufeng, LIANG Shengping, et al. Secondary propagation of hydraulic fracture in low-permeability reservoir after shut-in[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(5): 597-606.
- [18] TADJER A, HONG A J, BRATVOLD R B. Machine learning based decline curve analysis for short-term oil production forecast[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2021, 39(5): 1747-1769.
- [19] 毕剑飞,李靖,吴克柳,等.数据驱动与物理驱动融合的双驱动渗流代理模型构建[J].油气地质与采收率,2023,30(3):104-114.
BI Jianfei, LI Jing, WU Keliu, et al. A data-driven flow surrogate

- model based on a data-driven and physics-driven method[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(3): 104-114.
- [20] 李照喆, 刘晓华, 苏云河, 等. 中国大型气田井均动态储量与初始无阻流量定量关系的建立与应用[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 1020-1025.
- LI Xizhe, LIU Xiaohua, SU Yunhe, et al. Correlation between per-well average dynamic reserves and initial absolute open flow potential (AOFPP) for large gas fields in China and its application[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 1020-1025.
- [21] 陈元千, 王鑫. 气井变产量弹性二相法的应用[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(5): 63-66.
- CHEN Yuanqian, WANG Xin. Application of elastic two phase method with variable production in gas wells[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 63-66.
- [22] 李旭成, 李晓平, 强小军, 等. 页岩气产能分析理论及方法研究综述[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(1): 51-55, 59.
- LI Xucheng, LI Xiaoping, JIANG Xiaojun, et al. Theory and method for shale-gas productivity analysis[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2014, 37(1): 51-55, 59.
- [23] 梁兴, 张介辉, 张涵冰, 等. 浅层页岩气勘探重大发现与高效开发对策研究: 以太阳浅层页岩气田为例[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 21-37.
- LIANG Xing, ZHANG Jiehui, ZHANG Hanbing, et al. Major discovery and high-efficiency development strategy of shallow shale gas: A case study of Taiyang shale gas field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 21-37.
- [24] 马文礼, 李治平, 高闯, 等. 页岩气井初期产能主控因素“Pearson-MIC”分析方法[J]. *中国科技论文*, 2018, 13(15): 1765-1771.
- MA Wenli, LI Zhiping, GAO Chuang, et al. “Pearson-MIC” analysis method for the initial production key controlling factors of shale gas wells[J]. *China Sciencepaper*, 2018, 13(15): 1765-1771.
- [25] 李文鏢. 页岩气解析过程中的甲烷同位素分馏: 机理、表征及应用[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2022.
- LI Wenbiao. Methane isotopic fractionation in shale gas analysis: Mechanism, characterization and application[D]. Dongying: China University of Petroleum(East China), 2022.
- [26] 谢亚雄, 刘启国, 王卫红, 等. 页岩气藏多段压裂水平井产能预测模型[J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(5): 163-169.
- XIE Yaxiong, LIU Qiguo, WANG Weihong, et al. Productivity predicting model of the multiple-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(5): 163-169.
- [27] LI J, NING Z F, WANG J H, et al. Experimental investigation on the effect of slickwater on methane adsorption/desorption/diffusion and pore structure of shale[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 94: 871-882.
- [28] 卢婷, 王鸣川, 马文礼, 等. 考虑多重应力敏感效应的页岩气藏压裂水平井试井模型[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(6): 741-748.
- LU Ting, WANG Mingchuan, MA Wenli, et al. Fractured horizontal well test model for shale gas reservoirs with considering multiple stress sensitive factors[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(6): 741-748.
- [29] 姜瑞忠, 张福蕾, 崔永正, 等. 考虑应力敏感和复杂运移的页岩气藏压力动态分析[J]. *岩性油气藏*, 2019, 31(4): 149-156.
- JIANG Ruizhong, ZHANG Fulei, CUI Yongzheng, et al. Pressure dynamic analysis of shale gas reservoirs considering stress sensitivity and complex migration[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019, 31(4): 149-156.
- [30] 田冷, 肖聪, 顾岱鸿. 考虑应力敏感与非达西效应的页岩气产能模型[J]. *天然气工业*, 2014, 34(12): 70-75.
- TIAN Leng, XIAO Cong, GU Daihong. A shale gas reservoir productivity model considering stress sensitivity and non-Darcy flow[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(12): 70-75.
- [31] 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 144-154.
- ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 144-154.
- [32] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 1-10.
- JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 1-10.
- [33] 郭旭升, 腾格尔, 魏祥峰, 等. 四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2022, 43(4): 453-468.
- GUO Xusheng, BORJIGIN Tenger, WEI Xiangfeng, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(4): 453-468.
- [34] 李根生, 盛茂, 田守增, 等. 页岩气储层水平井与压裂工程基础问题探讨[J]. *科学通报*, 2016, 61(26): 2883-2890.
- LI Gensheng, SHENG Mao, TIAN Shouceng, et al. Key issues and investigation of horizontal well drilling and multistage fracturing in shale gas reservoir[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2016, 61(26): 2883-2890.
- [35] 孙焕泉, 蔡勋育, 胡德高, 等. 页岩气立体开发理论技术与实践: 以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 573-584.
- SUN Huanquan, CAI Xunyu, HU Degao, et al. Theory, technology and practice of shale gas three-dimensional development: A case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 573-584.
- [36] MALE F, MARDER M P, BROWNING J, et al. Marcellus wells' Ultimate production accurately predicted from Initial production[C]// Paper SPE-180234-MS presented at the SPE Low Perm Symposium, Denver, Colorado, USA, May 2016.
- [37] NIE H, LIU Q, DANG W, et al. Enrichment mechanism and resource potential of shale-type helium: A case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Scientia Sinica(Terrae)*, 2023, 66(6): 1279-1288.
- [38] MICHEAL M, XU W L, XU H Y, et al. Multi-scale modelling of gas transport and production evaluation in shale reservoir considering crisscrossing fractures[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 95: 104156.
- [39] TANG C, CHEN X F, DU Z M, et al. Numerical simulation study on seepage theory of a multi-section fractured horizontal well in shale gas reservoirs based on multi-scale flow mechanisms[J]. *Energies*,

- 2018, 11(9): 2329.
- [40] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks(Shales and Siltstone)[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(8): 16–21.
- [41] 高树生, 于兴河, 刘华勋. 滑脱效应对页岩气井产能影响的分析[J]. *天然气工业*, 2011, 31(4): 55–58.
GAO Shusheng, YU Xinghe, LIU Huaxun. Impact of slippage effect on shale gas well productivity[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(4): 55–58.
- [42] 谢维扬, 李晓平. 水力压裂缝导流的页岩气藏水平井稳产能力研究[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(2): 387–392.
XIE Weiyang, LI Xiaoping. Steady productivity of horizontal well in hydraulic fracture induced shale gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(2): 387–392.
- [43] SHI J T, ZHANG L, LI Y S, et al. Diffusion and flow mechanisms of shale gas through matrix pores and gas production forecasting[C]// Paper SPE-167226-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada, Calgary, Alberta, Canada, November 2013.
- [44] ZHAO Y L, ZHANG L H, ZHAO J Z, et al. “Triple porosity” modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 110: 253–262.
- [45] 张磊, 徐兵祥, 辛翠平, 等. 考虑主裂缝的页岩气产能预测模型[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(2): 247–256.
ZHANG Lei, XU Bingxiang, XIN Cuiping, et al. Production forecasting model of shale gas considering the main fractures[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(2): 247–256.
- [46] 郭小哲, 王晶, 刘学锋. 页岩气储层压裂水平井气-水两相渗流模型[J]. *石油学报*, 2016, 37(9): 1165–1170.
GUO Xiaozhe, WANG Jing, LIU Xuefeng. Gas-water two phase porous flow model of fractured horizontal well in shale gas reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(9): 1165–1170.
- [47] 朱维耀, 马东旭, 元倩, 等. 复杂缝网页岩压裂水平井多区耦合产能分析[J]. *天然气工业*, 2017, 37(7): 60–68.
ZHU Weiyao, MA Dongxu, QI Qian, et al. Multi-zone coupling productivity of horizontal well fracturing with complex fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(7): 60–68.
- [48] 陈小凡, 唐潮, 杜志敏, 等. 基于有限体积方法的页岩气多段压裂水平井数值模拟[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 77–86.
CHEN Xiaofan, TANG Chao, DU Zhimin, et al. Numerical simulation on multi-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs based on the finite volume method[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 77–86.
- [49] 赵玉龙, 黄鑫, 张烈辉, 等. 基于嵌入式离散裂缝模型优化的海陆过渡相页岩气压裂水平井数值模拟[J]. *天然气工业*, 2023, 43(4): 116–126.
ZHAO Yulong, HUANG Xin, ZHANG Liehui, et al. Numerical simulation of fractured horizontal wells in transitional shale gas reservoirs based on embedded discrete fracture model optimization [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(4): 116–126.
- [50] 胡之桢, 李树新, 王建君, 等. 复杂人工裂缝产状页岩气藏多段压裂水平井产能评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 459–466.
HU Zhijian, LI Shuxin, WANG Jianjun, et al. Productivity evaluation of multi-stage fracturing horizontal wells in shale gas reservoir with complex artificial fracture occurrence[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 459–466.
- [51] 唐慧莹, 罗山贵, 梁海鹏, 等. 考虑气水两相流动的页岩气井压裂-生产一体化数值模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(3): 597–607.
TANG Huiying, LUO Shangui, LIANG Haipeng, et al. Integrated numerical simulation of hydraulic fracturing and production in shale gas well considering gas-water two-phase flow[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(3): 597–607.
- [52] LI Y, HAN Y. Decline Curve Analysis for Production Forecasting Based on Machine Learning[C]// Paper SPE-189205-MS presented at the SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2017.
- [53] CHEN P, RAHMAN M M. A Novel Approach To Predict Interaction Between Hydraulic Fracture and Natural Fracture Using Artificial Neural Networks[C]// Paper SPE-176143-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015.
- [54] BAKAY A, CAERS J, MUKERJI T, et al. Integrating Geostatistical Modeling with Machine Learning for Production Forecast in Shale Reservoirs: Case Study from Eagle Ford[C]// Paper URTEC-2019-141-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, July 2019.
- [55] 胡晓东, 涂志勇, 罗英浩, 等. 拟合函数-神经网络协同的页岩气井产能预测模型[J]. *石油科学通报*, 2022, 7(3): 394–405.
HU Xiaodong, TU Zhiyong, LUO Yinghao, et al. Shale gas well productivity prediction model with fitted function-neural network cooperation[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(3): 394–405.
- [56] RASTOGI A, AGARWAL K, LOLON E, et al. Demystifying data-driven neural networks for multivariate producing analysis[C]// Paper URTEC-2019-247-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, July 2019.
- [57] 房大志, 刘洪, 庞进, 等. 考虑吸附气影响的页岩气井三项式产能计算方法[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(3): 137–142.
FANG Dazhi, LIU Hong, PANG Jin, et al. A trinomial deliverability calculation method for shale gas wells considering the effect of adsorbed gas[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(3): 137–142.
- [58] GDANSKI R D, FULTON D D, SHEN C. Fracture-face-skin evolution during cleanup[J]. *SPE Production & Operations*, 2009, 24(1): 22–34.
- [59] 胡小虎. 页岩气非均匀压裂水平井非稳态产能评价方法[J]. *断块油气田*, 2021, 28(4): 519–524.
HU Xiaohu. Transient productivity evaluation method for shale gas uneven-fractured horizontal well[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(4): 519–524.
- [60] SHIN H, LIM J. Data-Driven Production Forecasting for Shale Gas Wells Using Production Characteristics Analysis[C]// Paper SPE-215292-MS presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2023.