

深层碳酸盐岩储层非均质性控制因素及预测方法研究

魏晓东¹ 段浩文² 顾雅婷³

1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司勘探开发研究院 新疆 乌鲁木齐 830011

2. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司油田工程服务中心 新疆 乌鲁木齐 830011

3. 新疆博塔油田技术服务有限公司 新疆 乌鲁木齐 830011

摘要: 本文梳理了深层碳酸盐岩储层非均质性的内涵与多尺度表征特征, 剖析其形成主控因素。该非均质性是原生沉积、成岩改造和构造变形三大地质营力协同演化的结果, 沉积微相奠定原始非均质基础, 多期次成岩作用(尤其是溶蚀-充填序列)是形成有效储层关键, 断裂-裂缝系统在晚期对储层物性等起决定性影响。文章还评述了当前主流预测方法, 如基于地质-地球物理一体化的地震反演等及人工智能技术应用。最后指出未来研究方向, 要构建“沉积-成岩-构造”一体化动态演化模型, 融合多学科、多尺度数据, 发展以物理机制为约束的智能预测新范式, 为深层碳酸盐岩油气藏勘探开发提供支撑。

关键词: 深层碳酸盐岩; 储层非均质性; 控制因素; 储层预测; 人工智能

引言

全球常规油气资源渐趋枯竭, 勘探加速向深层、超深层推进。碳酸盐岩地层资源潜力巨大, 是全球各大含油气盆地深层勘探重点, 约60%石油和40%天然气储量赋存其中, 深层及超深层碳酸盐岩储层开发关乎国家能源安全。但与碎屑岩储层相比, 碳酸盐岩储层成因复杂、类型多样、非均质性极强, 深埋藏和高温高压下其储集性能演化规律难测。储层非均质性指内部岩石和流体性质空间分布不均, 深层碳酸盐岩非均质性宏观微观交织, 导致地震响应模糊等一系列问题, 传统方法常失效, 增加勘探风险与成本。所以, 揭示其形成机理、厘清主控因素、发展预测方法是前沿课题与迫切需求。本文将总结多尺度特征, 剖析内在机制, 评述展望预测技术。

1 深层碳酸盐岩储层非均质性的内涵与多尺度表征

深层碳酸盐岩储层的非均质性是一个跨越多个空间尺度的复杂系统, 可划分为微观、介观和宏观三个层次。

1.1 微观尺度非均质性 (< 1cm)

主要指孔隙、喉道的大小、形状、连通性及矿物组成的非均质分布。在深层环境下, 原生粒间孔普遍被压实或胶结而消失, 储集空间主要由晶间孔、铸模孔、溶蚀微孔等次生孔隙构成。这些孔隙的发育程度、形态及相互连通关系受控于成岩流体的性质、流动路径及反应动力学, 表现出极强的局部差异性^[1]。例如, 在同一薄片, 可能同时存在高孔渗的白云石晶间孔区域和致密的方解石胶结区域。

1.2 介观尺度非均质性 (1cm - 100m)

这是储层非均质性的核心表现尺度, 主要体现为孔

洞缝系统的空间展布。包括由选择性溶蚀形成的溶蚀孔洞带、由白云石化作用形成的优质白云岩储层段, 以及由层间滑动或早期成岩收缩形成的微裂缝网络。这些地质体在垂向上常呈薄互层状或透镜状, 在平面上则表现为条带状或斑块状, 构成了储层内部的“甜点”区。其规模虽小, 但对储层的整体物性和流体流动起着主导作用。

1.3 宏观尺度非均质性 (> 100m)

主要指由大型地质界面(如层序边界、台缘带、礁滩体边缘)和构造要素(如大型断层、褶皱轴部)所控制的储层分布格局。例如, 在碳酸盐岩台地边缘相带, 高能滩体或生物礁体构成了优质的储集体, 而其向盆地方向迅速相变为致密的泥晶灰岩, 则形成了天然的遮挡。此外, 大型断裂带可以作为流体运移通道, 促进溶蚀作用, 形成沿断裂分布的优质储层走廊, 也可能作为封闭屏障, 分割储层。

这三个尺度的非均质性并非孤立存在, 而是相互耦合、相互影响。微观孔隙的连通性决定了介观孔洞缝的有效性, 而介观地质体的组合方式又最终塑造了宏观的储层分布模式。

2 深层碳酸盐岩储层非均质性的主控因素

深层碳酸盐岩储层非均质性的形成, 是沉积、成岩、构造三大地质营力在时间和空间上叠加、改造与再分配的结果。

2.1 沉积作用: 非均质性的原始模板

2.1.1 台地边缘高能相带

台地边缘的高能相带, 如鲕粒滩、生屑滩和生物礁等, 是优质储层发育的有利区域。在高压环境作用下, 沉

积物颗粒较粗,具有良好的原生粒间孔,原始渗透率较高。在后续的成岩过程中,即便遭受一定程度的压实作用,由于其原始孔隙结构较为优越,依然更容易保留部分原生孔隙。而且,这些区域在成岩阶段还更容易受到溶蚀作用的影响,形成次生孔隙,进一步改善储层物性。

2.1.2 台内洼地低能相带

与台地边缘高能相带相反,台内洼地低能相带以泥晶灰岩为主。这种沉积环境下,水动力条件较弱,沉积物颗粒细小,原始孔隙度极低。同时,岩石中富含有机质和粘土矿物,在埋藏过程中,这些物质容易发生塑性变形,填充孔隙空间,并且还会形成致密的胶结物,进一步降低储层的渗透率^[2]。因此,台内洼地低能相带通常形成非储层或低效储层,对油气储集的贡献较小。

2.1.3 白云石化作用

白云石化作用是一种特殊的沉积-准同生成岩作用,对储层物性的改善具有显著效果。在白云石化过程中,方解石被白云石置换,岩石的晶体结构发生改变,晶间孔体积增大。同时,白云石的抗压实能力比方解石强,使得岩石在埋藏过程中能够更好地保持孔隙空间。在台缘带或蒸发泻湖环境下形成的准同生白云岩,往往具有较好的物性,是深层勘探的重要目标。通过精确恢复古地理格局和沉积微相展布,可以预测白云石化作用的分布范围,从而为深层碳酸盐岩储层的预测提供重要依据。

2.2 成岩作用:非均质性的关键改造者

2.2.1 压实与压溶作用

随着埋藏深度的增加,上覆岩层的压力不断增大,导致沉积物颗粒发生变形、破裂,孔隙度急剧下降。在埋深较浅时,机械压实作用是导致孔隙度降低的主要原因;当埋深超过3500米后,机械压实作用逐渐减弱,但化学压溶作用(颗粒接触处的溶解)仍然持续进行,进一步消耗孔隙空间,使储层逐渐致密化。压实与压溶作用的效果受到岩石成分、颗粒大小和分选性等因素的影响,不同地区、不同层位的储层受到的压实与压溶作用程度存在差异,从而导致了储层非均质性的产生。

2.2.2 胶结作用

多期次的胶结物沉淀是导致储层物性变差的重要原因之一。在成岩过程中,方解石、白云石、石英等胶结物在不同的阶段沉淀下来,填充孔隙空间,降低储层的渗透率。早期海底或大气淡水环境下的胶结作用,往往形成致密的外壳,阻止后期流体进入储层,限制了溶蚀作用等改善储层物性的成岩作用的进行。而在埋藏期,多期热液或烃源岩排出的酸性流体携带的矿物质胶结,会堵塞已有的孔洞缝系统,使储层的非均质性进一步增强。

2.2.3 溶蚀作用

溶蚀作用是形成深层碳酸盐岩有效储层最关键的成岩过程。溶蚀流体的来源主要有两方面:一是大气淡水,在海平面相对下降时期,暴露地表的碳酸盐岩遭受大气淡水的淋滤,形成广泛的溶蚀孔洞。但这类溶蚀体通常局限于不整合面附近,难以影响到深层储层;二是有机酸和无机酸,在深层环境中,烃源岩在生烃高峰期排出的有机酸(如乙酸、甲酸),以及膏盐岩层脱水或TSR(硫酸盐热化学还原)反应产生的CO₂和H₂S等无机酸,是主要的溶蚀流体。这些酸性流体沿断裂、高渗透层或层序界面运移,对沿途的碳酸盐岩进行选择性溶蚀,形成规模不等的溶蚀孔洞带。溶蚀作用的强度和范围严格受控于流体的来源、运移路径和岩石的可溶性,因此其形成的次生孔隙在空间上呈现出极强的非均质性。

2.2.4 白云石化作用(埋藏期)

在深埋藏环境下,在Mg²⁺富集的流体作用下,灰岩可再次发生白云石化。这种埋藏白云岩通常晶体粗大,晶间孔发育,能够形成优质的储层。埋藏白云石化作用的发生与流体的性质、温度、压力等因素密切相关,不同地区、不同层位的埋藏白云石化作用程度不同,从而导致储层非均质性的差异。

2.3 构造作用:非均质性的终极塑造者

2.3.1 正面效应

断裂是深部流体(包括热液、烃类、酸性流体)垂向和侧向运移的主要通道。沿着断裂带,溶蚀作用往往异常强烈,可形成高孔渗的“溶蚀走廊”。此外,构造应力场作用下形成的裂缝网络,虽然自身孔隙度贡献有限,但极大地提高了储层的渗透率和各向异性^[3]。裂缝可以将原本孤立的孔洞连接成有效的渗流网络,改善流体的流动条件,是实现产能的关键因素。在致密基质中,裂缝系统几乎决定了整个储层的可动性,对于提高油气采收率具有重要意义。

2.3.2 负面效应

然而,断裂也可以作为封闭性断层,阻碍流体运移和压力传递,将大套储层分割成多个独立的、规模较小的压力单元或流体单元,增加了开发的复杂性。此外,断层泥或断层角砾岩的充填也可能直接破坏储层的连续性,降低储层的渗透率。因此,精细刻画断裂-裂缝系统的几何学(产状、密度、规模)和力学性质(开启/闭合状态、导流能力),是准确评价深层碳酸盐岩储层宏观连通性和非均质量级的核心内容。

3 深层碳酸盐岩储层非均质性预测方法

面对深层碳酸盐岩储层非均质性的巨大挑战,业界发

展了一系列预测方法,旨在从间接信息中提取储层特征。

3.1 地质-地球物理一体化预测

这是目前应用最广泛、最成熟的方法体系,其核心是将地质认识与地球物理响应紧密结合。(1)地震反演与属性分析:通过地震反演技术(如稀疏脉冲反演、模型约束反演、地质统计学反演)将地震数据转化为能够反映岩性、物性的定量参数体(如波阻抗、速度、密度)。在此基础上,提取对储层敏感的地震属性(如振幅、频率、相干、曲率、蚂蚁体等),用于识别礁滩体边界、溶蚀孔洞带和断裂系统。然而,深层地震资料频带窄、分辨率低,使得薄储层和小尺度非均质体的识别精度受限。(2)岩石物理建模:建立深层条件下不同岩性、不同孔隙结构(孔、洞、缝)与地震弹性参数(V_p , V_s , ρ)之间的定量关系。通过岩石物理模板(Cross-plot),可以将地震反演结果有效标定到具体的储层类型和物性级别,降低多解性。针对裂缝性储层,还需引入各向异性岩石物理模型(如HTI, VTI模型)来表征裂缝的方向和密度。

3.2 地质建模与数值模拟

在井震标定的基础上,利用确定性或随机性插值算法,构建三维地质模型,直观展示储层的空间展布。

(1)相控建模:首先建立沉积微相模型,以此作为约束条件,再进行物性(孔隙度、渗透率)建模。这种方法能较好地继承沉积相带的宏观非均质性。(2)成岩相建模:更进一步,可以根据成岩作用类型(如强溶蚀相、弱溶蚀相、致密胶结相)划分成岩相,并以此为单元进行建模,能更真实地反映由成岩改造造成的非均质性^[4]。

(3)离散裂缝网络(DFN)建模:专门用于表征裂缝系统。通过整合露头、成像测井、地震曲率/相干等多源数据,统计裂缝的几何参数(方位、倾角、长度、密度),并将其随机或确定性地植入到基质模型中,形成双孔-双渗或多重介质模型,用于流动模拟。

3.3 人工智能与大数据驱动预测新范式

近年来,以机器学习和深度学习为代表的人工智能技术为解决储层非均质性预测这一高维、非线性问题提供了新思路。(1)基于测井的智能解释:利用卷积神经网络(CNN)、循环神经网络(RNN)等模型,直接从

测井曲线中自动识别岩性、划分储层,并预测孔隙度、渗透率等地层参数,其精度和效率远超传统方法。(2)地震-地质智能融合:采用生成对抗网络(GAN)、变分自编码器(VAE)等深度学习架构,可以实现从低分辨率地震数据到高分辨率地质模型的端到端映射。例如,利用条件GAN,可以将地震剖面 and 少量井数据作为输入,直接生成符合地质规律的孔隙度或岩相三维模型。(3)知识图谱与物理信息神经网络(PINN):未来的发展方向是将专家知识(如前述的“沉积-成岩-构造”控制机理)以知识图谱的形式融入AI模型,或在损失函数中加入物理方程约束(如达西定律、流体流动方程),构建物理信息神经网络。这种方法既能利用大数据的学习能力,又能保证预测结果符合地质和物理规律,有望从根本上提升预测的可靠性和外推能力。

4 结语

深层碳酸盐岩储层非均质性是沉积原始格架、多期成岩改造与构造变形共同作用的结果,沉积微相、成岩作用、断裂-裂缝系统分别在不同层面起关键作用。当前预测方法已向多学科融合、动态模拟、数据与知识双驱动发展,但面对深层复杂地质条件仍有不足。未来研究应着重深化“源-汇-通”一体化研究,厘清溶蚀流体相关耦合关系并建立动力学模型;发展多尺度、多物理场耦合建模技术,实现从纳米孔到公里级地质体的无缝链接;构建以物理机制为约束的智能预测平台,融合多源异构数据,利用前沿AI技术打造智能预测新范式。如此,才能攻克深层碳酸盐岩油气藏勘探开发难题,释放其资源潜力。

参考文献

- [1]王招明,张宝民.中国海相碳酸盐岩油气地质与勘探实践[M].北京:科学出版社,2023.
- [2]邹才能,张光亚.碳酸盐岩储层地质学[M].北京:石油工业出版社,2022.
- [3]赵文智,汪泽成.中国海相碳酸盐岩油气勘探新进展与展望[J].石油学报,2021,42(9):1123-1136.
- [4]金之钧,朱东亚.碳酸盐岩储层非均质性定量表征方法研究进展[J].地质学报,2021,95(3):756-770.