

准噶尔盆地腹部差异剥蚀区侏罗系低饱和致密油藏压力分布预测及成因分析

徐泽阳^{1,2}, 李军^{1,2}, 吴涛³, 党佳城³, 赵子龙^{1,2}

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 西安石油大学 陕西省油气成藏重点实验室, 陕西 西安 710065; 3. 中国石油 新疆油田公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:准噶尔盆地腹部莫索湾地区侏罗系低饱和致密油藏超压强度空间变化大,研究差异剥蚀背景下的超压成因机制与分布规律对致密油分布预测具有重要意义。构建了针对差异剥蚀效应修正的Bowers超压预测模型,融合地球物理资料解析、实验分析数据与盆地数值模拟技术,建立了一套化学压实-压力传导-晚期构造抬升全过程耦合的定量压力恢复方法。研究结果表明:①新模型避免了传统模型高估剥蚀区地层压力,预测平均相对误差约为5%。②超压成因具有南、北分异特征。莫索湾凸起以化学压实与压力传导复合作用为主,莫北凸起则主要受压力传导控制,石西凸起塑性变形对超压贡献较小。③对超压成因的定量计算表明,莫索湾凸起及莫北凸起中、南部地区超压成因以混合机制为主,弹性成因与塑性成因的贡献比集中在5:2~2:1;石西凸起塑性成因的贡献显著减小。超压现象主要受弹性变形机制主导。④盆地模拟表明,化学压实增压时序与油气充注期的匹配度直接决定储集层启动压力阈值。化学压实增压具有阶段性特征,其启动时间与油气充注期的时序差异决定了储集层启动压力阈值。晚期地层抬升抑制化学压实进程,但断裂活化促进深部流体垂向运移,形成“增压-输导”动态平衡。⑤根据超压成因时-空耦合特征认为该区具有莫索湾凸起“化学压实持续增压-气主油辅型”、莫北凸起“化学压实缓慢增压-油气共存型”和石西凸起“低温弱化学压实-油主气辅型”3类成藏模式。

关键词:差异剥蚀;化学压实;压力传导;超压预测;致密油藏;准噶尔盆地

中图分类号: TE122.3 **文献标识码:** A

Pressure distribution prediction and genetic mechanism analysis of the Jurassic undersaturated tight oil reservoirs in an area with differential denudation in the hinterland of the Junggar Basin

XU Zeyang^{1,2}, LI Jun^{1,2}, WU Tao³, DANG Jiacheng³, ZHAO Zilong^{1,2}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Shaanxi Xi'an 710065, China; 2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Shaanxi Xi'an 710065, China; 3. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China)

Abstract: In the Mosuowan area of the hinterland of the Junggar Basin, the Jurassic low-saturation tight oil reservoirs display significant spatial variations in overpressure intensity. Investigating the genetic mechanisms and distribution patterns of overpressure under the differential denudation setting in the area holds great significance for understanding the tight oil distribution. In this study, we establish an overpressure prediction model by revising Bowers' method to incorporate the differential denudation effect. By integrating geophysical data analysis, experimental results, and basin numerical simulations, we establish a quantitative reconstruction method for pressure throughout the whole process from chemical compaction to pressure transfer and then to later-stage tectonic uplift. The results indicate that the new model overcomes the limitations of traditional models, which tend to overestimate the formation pressure in denudation areas, yielding an average prediction error of about 5%. The overpressure origins vary from north to south. In the Mosuowan

收稿日期:2025-05-30;修回日期:2025-09-15。

第一作者简介:徐泽阳(1991—),男,博士、讲师,沉积盆地异常压力。E-mail: xuzeyang@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05007-004,2011ZX05018001-004);国家自然科学基金项目(41402121,41502132)。

Uplift, overpressure is primarily attributed to chemical compaction and pressure transfer. In contrast, in the Mobei Uplift, pressure transfer is the dominant mechanism, while in the Shixi Uplift, plastic deformation makes a minor contribution to overpressure. The qualification of the contributions from different origins reveals that in the Mosuowan Uplift and the central and southern Mobei Uplift, where overpressure arises primarily from mixed origins, the contribution ratios of elastic to plastic deformation primarily range from 5:2 to 2:1. In contrast, in the Shixi Uplift, plastic deformation contributes far less to overpressure, which is predominantly governed by elastic deformation. Basin simulations reveal that the degree of match between the timing of chemical compaction-induced pressurization and hydrocarbon charging stages directly determines the threshold pressure gradient (TPG) for reservoir fluid flowing. Specifically, chemical compaction-induced pressurization occurred in stages, and the time difference between its onset and hydrocarbon charging stages plays a direct role in determining the TPG. Although the late-stage tectonic uplift inhibited chemical compaction, fault activation facilitated the vertical migration of deep fluids, resulting in a dynamic equilibrium between pressurization and pressure transfer. The spatiotemporal coupling characteristics of overpressure origins reveal the presence of three distinct hydrocarbon accumulation patterns in the Mosuowan area: (1) gas reservoirs predominating with subordinate oil reservoirs in the Mosuowan Uplift, attributed to chemical compaction-induced continuous pressurization; (2) the coexistence of oil and gas reservoirs in the Mobei Uplift, associated with chemical compaction-induced slow pressurization; and (3) oil reservoirs predominating with subordinate gas reservoirs in the Shixi Uplift, corresponding to low-temperature-related weak chemical compaction.

Key words: differential denudation, chemical compaction, pressure transfer, overpressure prediction, tight oil reservoir, Junggar Basin

引用格式:徐泽阳,李军,吴涛,等. 准噶尔盆地腹部差异剥蚀区侏罗系低饱和致密油藏压力分布预测及成因分析[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1614–1629. DOI: 10.11743/ogg20250514.

XU Zeyang, LI Jun, WU Tao, et al. Pressure distribution prediction and genetic mechanism analysis of the Jurassic undersaturated tight oil reservoirs in an area with differential denudation in the hinterland of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1614–1629. DOI: 10.11743/ogg20250514.

致密油藏是重要的非常规油气资源之一,在全球范围内普遍与超压伴生^[1-2]。多数研究表明,超压是致密油藏形成的关键动力之一^[3-5],准确预测地层压力分布是开展致密油藏运移充注动力分析^[6]、“甜点”评价及有利区预测^[7-10]等工作的关键环节^[11-12]。随着技术发展,目前形成了数据驱动型、结果驱动型和过程驱动型等多元化的超压预测方法体系。其中,数据驱动型方法以早期的经验拟合模型^[13-14]及近些年兴起的机器学习方法^[15-18]为代表,核心在于建立多数据资料与地层压力间的统计学联系,虽具有适应性强、可处理非线性关系的优势,但存在对数据质量敏感且机理解释性较弱的局限。结果驱动型方法以压缩模型为代表^[19-21],多用于碳酸盐岩地层中的压力预测^[22-23],这类方法聚焦于岩石应力与应变间的内在联系,根据应变结果推测应力状态,但在地质过程约束方面可能有所欠缺^[24],对纵向跨度较大的研究目标适应性较弱。过程驱动型方法以平衡深度法^[25]、Eaton法^[26]和Bowers法^[27]等为代表,在构建应力-应变演化路径的物理模型的基础上结合地质成因进行压力预测,其优点在于

机理解释清晰,但受地质条件影响参数校准复杂度较高^[28]。

准噶尔盆地腹部莫索湾地区侏罗系发育典型的超压-低含油饱和度致密油藏^[28-30],南北构造单元超压强度差异较大^[31],是研究复杂地质条件下超压预测方法适用性的理想区域。研究区经历了燕山早期初始发育、中期强烈发育并定型、晚期埋藏隐伏以及喜马拉雅期掀斜消亡的完整演化过程^[32]。新近纪掀斜作用导致地层向南倾斜,进一步加剧了南北地层缺失差异。尽管前人普遍认为该地区油藏超压形成主要受控于化学压实与压力传导的耦合作用^[33],但研究区内显著的横向剥蚀差异导致南北地区加载-卸载趋势有所不同,这一现象严重制约了传统过程驱动型压力预测模型在本区的应用效果。同时,区内晚期发生的差异抬升事件对超压演化过程的影响机制目前尚不明确。这些复杂因素使得传统预测方法难以准确刻画莫索湾地区的地层压力分布特征。

针对上述问题,本文深入剖析了传统过程驱动模型在差异剥蚀背景下的局限性,提出并实施了基于差

异剥蚀效应的超压预测方法修正策略。同时,本研究结合盆地数值模拟技术,恢复了目的层的关键压力演化历史,不仅揭示了莫索湾地区超压-低含油饱和度致密油藏形成的内在机理,更为其空间差异分布提供了定量解释。本研究提出的差异剥蚀修正方法与数值模拟技术相结合的思路,或可为类似叠合盆地中复杂超压油藏的勘探开发提供理论依据和技术支撑。

1 研究区背景

准噶尔盆地位于中国西北部,是中亚造山带的重

要组成部分^[34-36],也是中国重要的含油气盆地之一。该盆地自海西运动中期基本定型,历经前陆盆地、陆内拗陷及再生前陆等多期构造演化过程^[37],形成了现今隆、拗相间的构造格局(图1a)。研究区坐落于盆地腹部,涵盖莫索湾凸起、莫北凸起及石西凸起,整体呈现“南倾北斜”的构造特征(图1b)。

地层发育序列自下而上依次为石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系及第四系(图1c),超压现象主要集中于白垩系底部及以下地层,超压顶界面埋深介于3 600~5 000 m,平面上自南向北呈现阶梯式抬升特征。目的层侏罗系压力系数介于1.2~2.2。

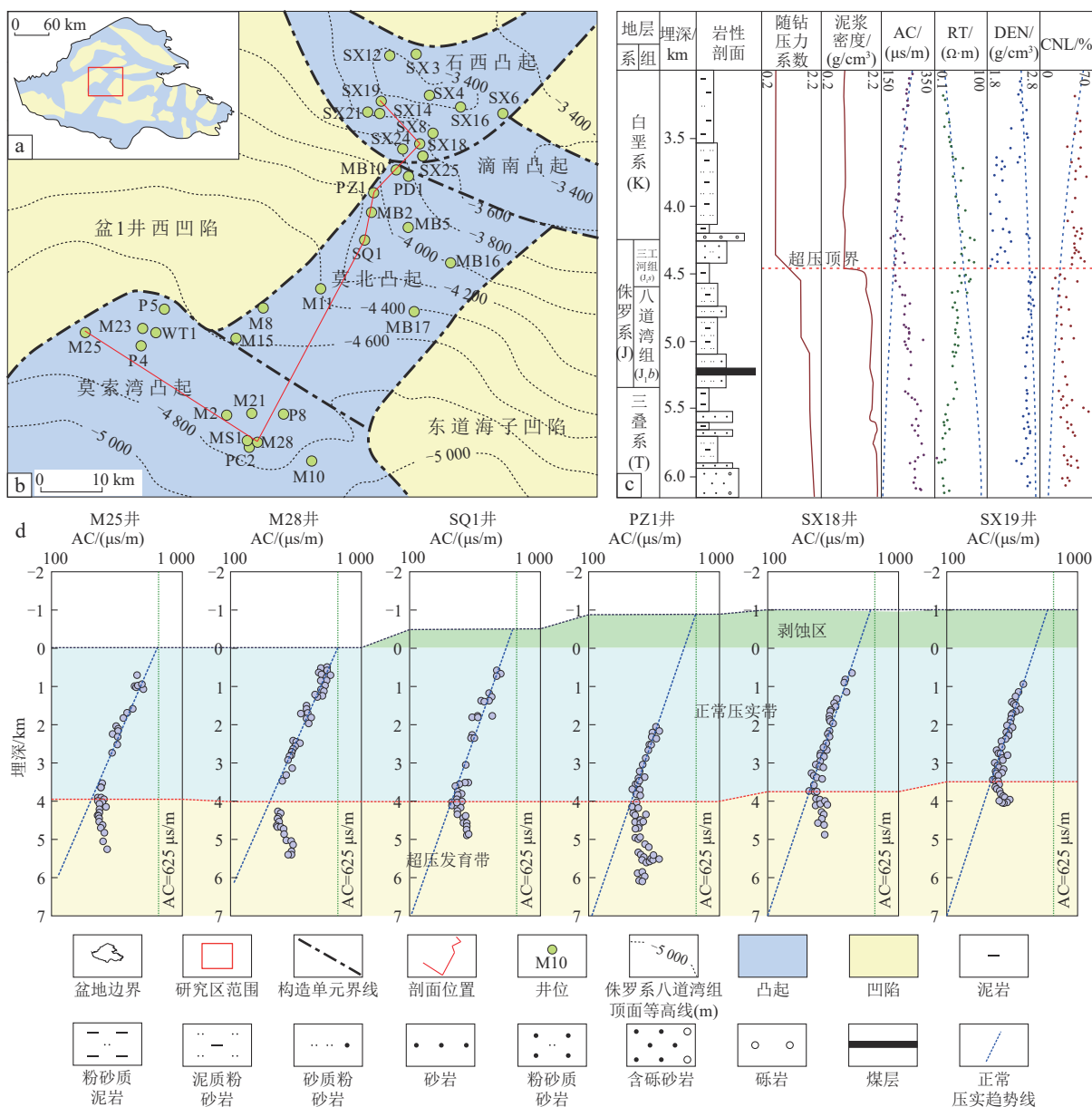


图1 准噶尔盆地莫索湾地区地质概况

Fig. 1 Geological overview of the Mosuowan area, Junggar Basin

a. 研究区位置; b. 研究区构造单元划分; c. 典型井侏罗系超压响应特征柱状图; d. 剥蚀区-正常压实带-超压发育带连井对比剖面

其中,莫索湾凸起为1.7~2.2,莫北凸起为1.4~1.9,石西凸起为1.2~1.5。超压顶界附近测井响应特征显著,声波时差与电阻率呈现反转现象,而中子和密度曲线则表现为断阶式突变,但无反转特征。值得注意的是,通过声波时差剖面可识别研究区南、北差异显著剥蚀现象,莫北凸起剥蚀厚度约200~800 m,石西凸起剥蚀厚度达700~1 200 m,莫索湾凸起则未见明显剥蚀痕迹(图1d)。

该区成藏条件优越,周缘盆1井西凹陷、沙湾凹陷、东道海子凹陷及阜康凹陷深层均广泛发育二叠系下乌尔禾组与风城组优质烃源岩。作为正向构造单元,研究区长期处于油气运移的有利指向,已在侏罗系三工河组和八道湾组发现多个油气藏。其中,油藏含油饱和度为35%~60%(平均值45%),孔隙度为6.00%~13.82%(平均值9.10%),渗透率为0.01~48.66×10⁻³ μm²(平均值0.28×10⁻³ μm²),为典型的低饱和致密砂岩油藏。

2 超压预测方法及剥蚀效应校正

吴涛等^[38]针对莫索湾地区不同超压预测方法的适用性开展了系统评估,明确指出在实测数据约束充分的条件下,Bowers法相较于其他方法展现出最优的预测精度。该方法本质上属于过程驱动型模型,其核心建模逻辑遵循“将今论古”的类比思路,通过构建速度与有效应力之间的响应机制,实现地层压力的定量预测。除Bowers法外,平衡深度法与Eaton法亦遵循相似的过程反演建模范式。然而,需特别强调的是,当研究区存在显著的剥蚀作用时,基于现代沉积剖面构建的传统模型难以真实复原地层速度-应力响应的演化历史,导致预测结果存在系统性偏差。笔者团队前期已针对剥蚀作用对压力预测的影响开展过系列研究^[38-40],但现有应用多聚焦于对Eaton模型的经验性参数修正,尚未形成系统化的理论优化框架。鉴于Bowers模型在区内已验证的良好适用性,本文将系统性剖析其在差异剥蚀地质场景下的预测局限性,从机理层面揭示误差来源,并提出基于剥蚀量动态校正的改进方案,旨在提升复杂构造背景下超压预测的可靠性和普适性。

2.1 过程驱动型压力预测方法存在问题及修正

2.1.1 传统Bowers模型

Bowers法将应力-应变过程分为加载和卸载两个

过程,其中加载过程是指有效应力随时间增加而不断升高的过程,对应正常压实阶段,其相应的数学表达式如下:

$$v = 5\,000 + A\sigma^B \quad (1)$$

式中: v 为地层速度,km/s; σ 为有效应力,MPa; A 和 B 为经验系数,无量纲。

卸载过程则是指有效应力随时间增加而发生降低的过程。由于有效应力在数值上等于上覆地层压力与流体压力之差,因此可将卸载过程进一步划分为主动卸载和被动卸载两类。前者有效应力的降低主要由流体压力升高造成,流体膨胀、超压传导及化学压实等皆属于这类过程;后者有效应力降低主要是由上覆地层压力降低造成,主要对应地层抬升剥蚀过程。Bowers法的卸载模型主要针对主动卸载过程,其数学表达式如下:

$$v = 5\,000 + A \left[\sigma_{\max} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{\max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad (2)$$

式中: $\sigma_{\max}$ 为卸载点有效应力,MPa; σ 为现今有效应力,MPa; U 为经验系数,无量纲。

2.1.2 剥蚀区地表速度问题及加载模型修正

当存在剥蚀作用时,加载模型与卸载模型均会出现相应问题。对于加载模型,公式(1)中地层水速度取值为5 000 ft/s,约合1.5 km/s。然而,在地表存在剥蚀的情况下,根据正常压实段所确定的趋势在地表处的地层速度(v_0)应低于地层水速度(v_w)。显然,Bowers模型并未考虑到这一因素,这将导致图2a中今地表的有效应力与图2b中古地表的速度相对应,从而高估有效应力,低估流体压力。针对该问题,可将公式(1)进一步修改为:

$$v = v_0 + A\sigma^B \quad (3)$$

式中: v_0 为地表地层速度,km/s。

需要注意的是,由无剥蚀区域正常压实段确定的经验参数 A 和 B 并不能直接套用在剥蚀区模型上,两者之间的关系如下式:

$$v = v_0 + A\sigma^B = v_w + A'(\sigma + \Delta\sigma)^{B'} \quad (4)$$

式中: v_w 为地层水速度,km/s; $\Delta\sigma$ 为因抬升造成的有效应力减小量,MPa; A' 和 B' 为根据古有效应力与速度拟合的经验系数,无量纲。

2.1.3 剥蚀区今有效应力-实际有效应力差异及卸载模型修正

按照上述方法,只需不断调整经验参数 A 和 B ,就

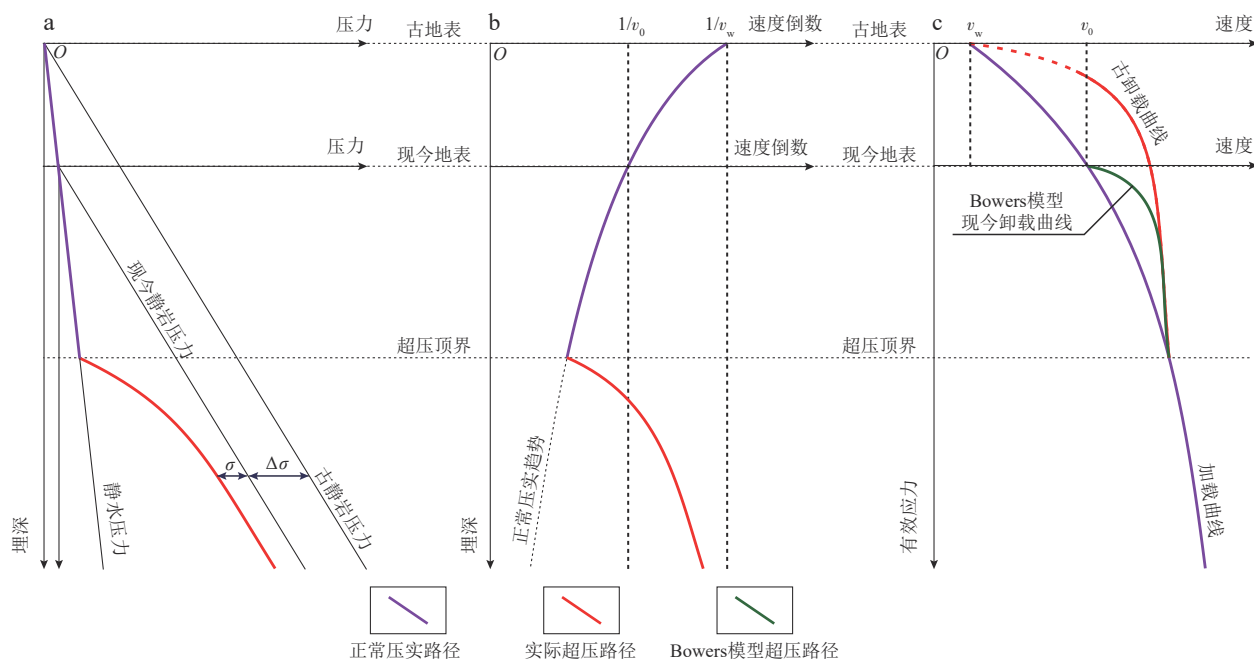


图2 剥蚀区压力演化路径差异示意图

Fig. 2 Schematic diagrams showing differences in pressure evolutionary pathways within denudation areas

a. 压力-埋藏深度剖面; b. 速度倒数-埋藏深度剖面; c. 速度-有效应力剖面

 v_0 : 地表地层速度; v_w : 地层水速度; σ : 现今有效应力; $\Delta\sigma$: 因抬升造成的有效应力减小量

可以定量确定不同剥蚀程度下的加载过程。然而,当存在剥蚀且现今埋藏深度未处于历史最大埋藏深度时,图2b中所示的现今速度应当对应图2a中同深度处古静岩压力与古静水压力之差的有效应力,其并非是由同深度处现今静岩压力与现今静水压力之差的有效应力决定的。对于正常压实段而言,因为存在公式(3)的换算关系,因此可不考虑现今速度是否由现今深度处的正常有效应力决定。而对于卸载过程而言,则不能简单处理。上述关于加载模型的讨论实际是对有效应力因被动卸载归零时状态的描述,而主动卸载过程中有效应力为0时,上覆地层压力将全部由地层流体承担。虽然这是一种自然界中几乎不可能存在的理想状态,但它会约束卸载过程中的应力-应变趋势。在这一极限状态下,相当于上覆地层“漂浮”于地层流体之上,其速度应当趋近于流体的速度。若将公式(2)作为卸载模型,则满足主动卸载有效应力为0时的应变状态,但其忽略了公式(4)中 A 和 B 与 A' 和 B' 之间的区别。但若以将 $(v_0, 0)$ 作为图2c中有效应力的终点状态,则当速度小于 v_0 时,计算得到的有效应力将为负数,所得流体压力将明显超过现今静岩压力,这亦不合理。对于该问题,本文对卸载模型进行了如下调整:

$$v = v_0 + A \left[(\sigma_{\max} + \Delta\sigma) \left(\frac{\sigma + \Delta\sigma}{\sigma_{\max} + \Delta\sigma} \right)^{\frac{1}{B}} - \Delta\sigma \right] \quad (5)$$

式中变量含义同前。

公式(5)中的经验系数 A 和 B 与公式(3)中的一致,当 $\sigma = \sigma_{\max}$ 时,公式(5)将等价于公式(3);而当 $\sigma + \Delta\sigma = 0$ 时, $v = v_w$, 满足主动卸载的极限状态。需特别强调的是,在探讨主动卸载机制时,不能仅局限于对现今有效应力 σ 的孤立考量,必须将被动卸载过程中累积的有效应力损失量 $\Delta\sigma$ 纳入计算框架。唯有如此,方能真正契合“将今论古”方法的核心要义,通过现今天然状态的观测数据,反演地质历史中应力演化的动态过程,进而确定出决定现今速度的真正有效应力。

2.2 新模型应用及预测结果

本文将公式(3)和公式(5)分别作为加载模型和卸载模型在莫索湾地区进行应用,模型构建的关键在于确定地表速度(v_0)、主动卸载有效应力损失量($\Delta\sigma$)、卸载点有效应力($\sigma_{\max}$)以及经验系数(A, B 和 U),具体可分为6个步骤进行模型参数确定及压力预测。

1) 确定地表速度 v_0 。根据正常压实段现今正常有效应力-速度交会图进行指数拟合,拟合模型的截距则为现今地表速度 v_0 。如图3a—d所示, M28, M25, SQ1和SX19井的地表速度分别为1.58, 1.79, 1.70和2.00 km/s。

2) 确定有效应力损失量 $\Delta\sigma$ 。根据步骤1)中的

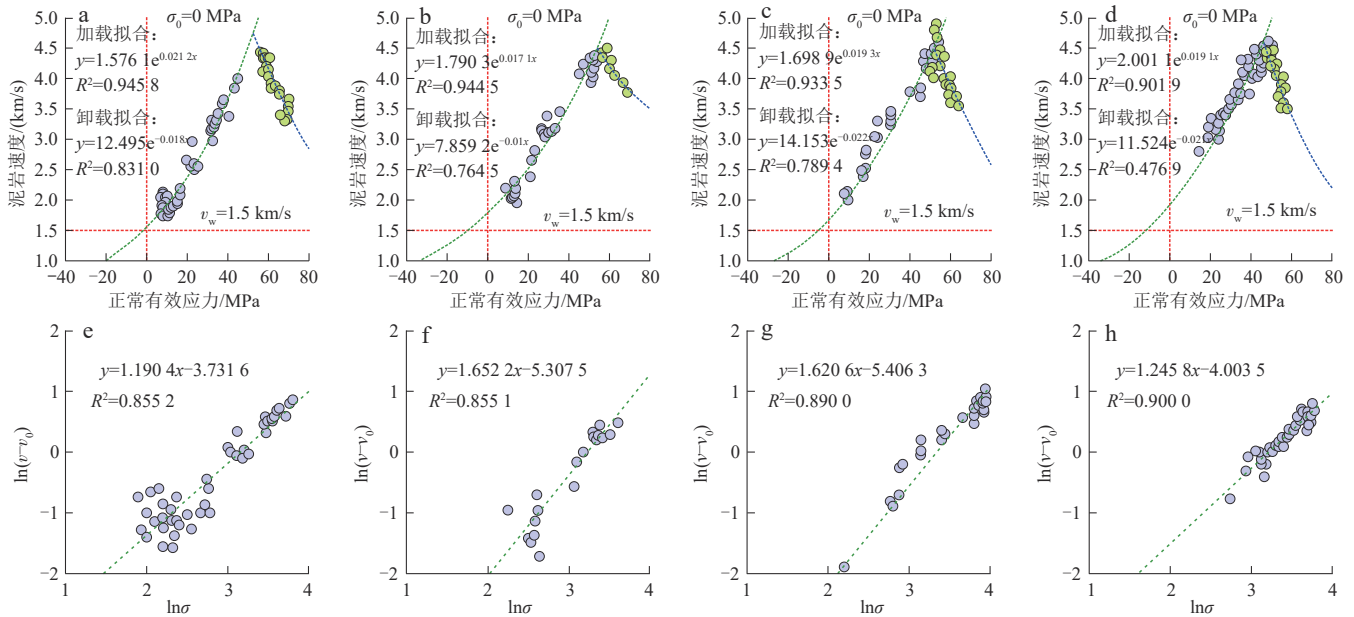


图3 准噶尔盆地莫索湾地区加载模型参数确定图版

Fig. 3 Chart boards for determining the loading model parameters for the Mosuowan area, Junggar Basin

a. M28井(v_0 , $v_{\max}$, $\Delta\sigma$ 和 $\sigma_{\max}$); b. M25井(v_0 , $v_{\max}$, $\Delta\sigma$ 和 $\sigma_{\max}$); c. SQ1井(v_0 , $v_{\max}$, $\Delta\sigma$ 和 $\sigma_{\max}$); d. SX19井(v_0 , $v_{\max}$, $\Delta\sigma$ 和 $\sigma_{\max}$); e. M28井(A和B); f. M25井(A和B); g. SQ1井(A和B); h. SX19井(A和B)

v_0 : 地表地层速度; $v_{\max}$: 最大地层速度; σ : 现今有效应力; $\Delta\sigma$: 因抬升造成的有效应力减小量

拟合表达式,取 $v=v_w=1.50$ km/s时的有效应力的负值作为 $\Delta\sigma$ 。如图3a—d所示,M28,M25,SQ1和SX19井的有效应力损失量分别为2.33,10.35,18.31和31.55 MPa。

3) 确定卸载点有效应力 $\sigma_{\max}$ 。将速度随深度减小段作为卸载段对正常有效应力-泥岩速度进行指数拟合,将加载拟合结果与卸载拟合结果进行联立,获取两条拟合曲线交点处的有效应力作为 $\sigma_{\max}$ 。需要强调的是此处有效应力并非真实的有效应力,拟合结果仅用作确定卸载点有效应力。如图3a—d所示,M28,M25,SQ1和SX19井的卸载点有效应力分别为52.82,54.59,52.10和44.98 MPa。

4) 确定经验系数A和B。将公式(3)做如下变换:

$$\ln(v - v_0) = \ln A + B \ln \sigma \quad (6)$$

式中变量含义同前。

根据公式(6),结合步骤1)中确定的 v_0 ,可将 $\ln(v-v_0)$ 与 $\ln \sigma$ 进行线性拟合,则所得截距为 $\ln A$,所得斜率为B值。如图3e—h所示,M28,M25,SQ1和SX19井的A值分别为0.023 95,0.004 95,0.004 49和0.018 25,B值分别为1.190 4,1.652 2,1.620 6和1.245 8。

5) 确定经验系数U。由于研究区超压界面深度变化较大,因此求取U时应做归一化处理,可将公式(5)做如下变换:

$$\left[\frac{\left(\frac{v - v_0}{A} \right)^{\frac{1}{B}} + \Delta\sigma}{\sigma_{\max} + \Delta\sigma} \right]^U = \frac{\sigma + \Delta\sigma}{\sigma_{\max} + \Delta\sigma} \quad (7)$$

式中变量含义同前。

根据实测压力数据及对应深度处的泥岩速度,绘制图4所示散点图,进一步对数据点进行线性拟合,取截距为0时的斜率作为经验系数U。如图4所示,研究区的U值主要分布在1.00~7.00,平均值为4.42。

6) 进行压力预测。在压力预测中需根据步骤5)中的结果选取合适的U值进行计算。本文将研究区划分为4个区块,分别为莫索湾凸起东部M28井区、莫索湾凸起西部M25井区、莫北凸起和石西凸起。各个区块分别选取不同的U值,其依次分别为7.0,6.0,3.0和1.5。将计算结果与实测压力对比,本次预测的平均相对误差约为5%(图5),证实了新模型的科学性。同时,传统Bowers模型在预测剥蚀区超压时,由于将现今较低有效应力误认为是造成现今速度分布特征的原因,故而压力预测结果将高于实测值(图5c,d)。

3 实证性超压成因分析

自21世纪以来,随着地球物理资料日益丰富与实验室分析测试技术的普及化,超压成因研究已突破传

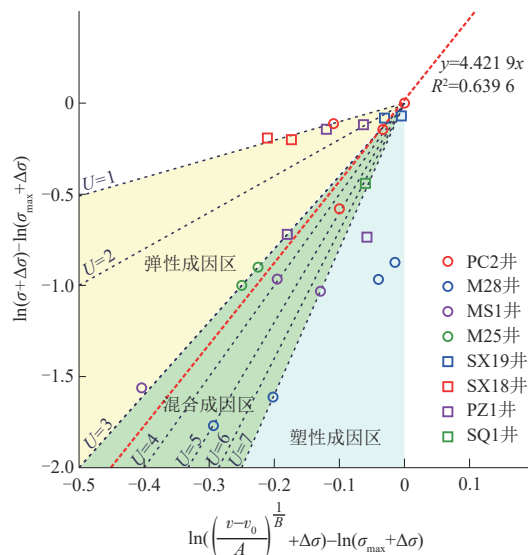


图4 准噶尔盆地莫索湾地区卸载模型参数确定及超压成因判识图版

Fig. 4 Chart board for determining unloading model parameters and identifying the overpressure origins for the Mosuowan area, Junggar Basin

Junggar Basin

v : 地层速度; v_0 : 地表地层速度; σ : 现今有效应力; $\Delta\sigma$: 因抬升造成的有效应力减小量; $\sigma_{\max}$: 卸载点有效应力; A, B : 经验系数

统地质分析的局限,逐步向多学科交叉、多方法融合的实证性分析范式转型。赵靖舟等^[41]系统归纳了6种超压成因判识方法,该体系因其科学性与系统性已被学界广泛采纳并应用于实践^[42-43]。针对研究区,前人虽已积累大量研究成果,普遍认为区内侏罗系超压主要受压力传导与化学压实作用控制^[33],但既有研究

多止步于定性描述层面,鲜见基于明确量化模型的定量解析方案。本文创新性构建了一套融合测井数据解析、实验测试参数与盆地模拟技术的超压成因综合分析流程,并以莫索湾地区为典型案例开展实证研究,成功实现了超压机制的量化表征与成因解析,为复杂地质条件下的超压研究提供了新的技术路径与理论参考。

3.1 测井资料分析法

测井资料超压成因分析方法可系统归纳为两类:

①基于纯测井数据的成因解析。②结合实测地层压力数据进行判识。在纯测井资料分析中,核心在于将测井响应参数划分为体积属性与传导属性两大类:体积属性(如密度和中子孔隙度)在封闭系统内对物质守恒具有高度敏感性,其异常响应通常指示物质交换或散失;传导属性(如速度和电阻率)则主要受控于孔隙结构演化,其变化特征蕴含丰富的应力-流体动态信息。基于此理论框架,密度-速度交会图法成为识别超压成因的重要手段之一^[44-46],赵靖舟等^[32]对该方法进行了系统总结与深化,应用该方法可区分欠压实、压力传导、流体膨胀、化学压实及构造挤压等多元成因机制。结合超压成因判识图版及研究区实测数据特征分析(图6),莫索湾凸起PC2井与M25井卸载段呈现速度降低伴随密度同步增加的响应模式,表明超压成因以压力传导/流体膨胀与化学压实的复合作用为主导;而莫北凸起SQ1井与石西凸起SX19井卸载段则表现为

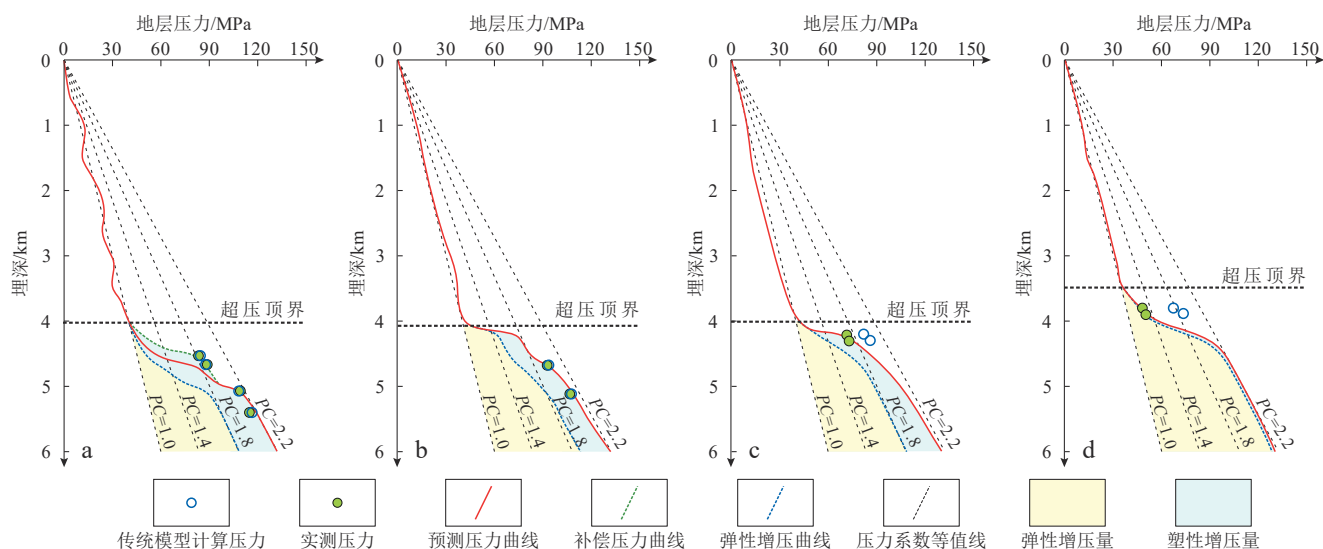


图5 准噶尔盆地莫索湾地区典型井压力预测结果

Fig. 5 Predicted pressure of representative wells in the Mosuowan area, Junggar Basin

a. M28井; b. M25井; c. SQ1井; d. SX19井

(PC为压力系数。)

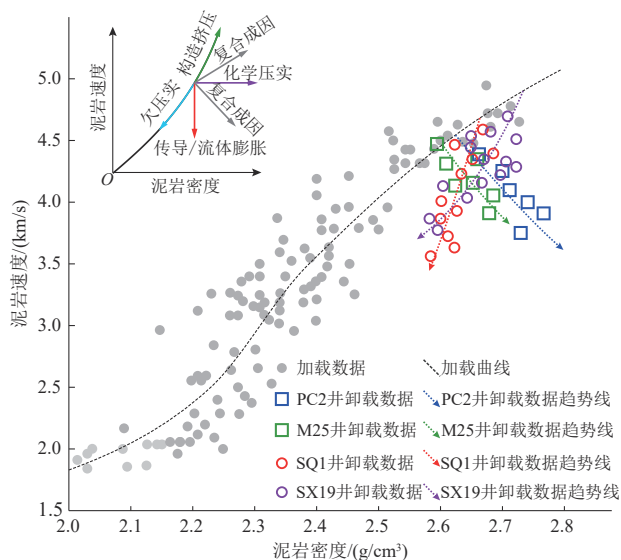


图6 准噶尔盆地莫索湾地区泥岩速度-密度超压成因判识图版

Fig. 6 Velocity vs. density cross plot of mudstones for identifying overpressure origins in the Mosuowan area, Junggar Basin

速度快速减小但密度仅略微降低,提示超压主要受压力传导/流体膨胀作用控制。

结合实测资料的超压成因判识方法以有效应力-速度法^[27]为典型代表,但该方法仅能进行简单的定性分析,其效果与速度-密度分析法基本类似,可作为缺乏密度资料时的候补方法。本文结合改进后的新模型,提出了一种基于实测压力资料的定量分析方法。早在1995年Bowers就通过理论推导指出 U 值受弹性变形和塑性变形的占比^[27],并在随后的研究中通过压汞实验证实了这一推论^[47]。同样,观察新模型中的卸载模型可知,当 U 值等于1时,公式(5)等价于公式(3),此时速度-有效应力变化路径为加载模型的逆过程,对应纯弹性变形;当 U 值趋近于无穷大时,无论有效应力如何变化,速度 v 都保持不变,对应纯塑性变形。基于该原理,可将图4划分为弹性成因区($1 \leq U < 3$)、混合成因区($3 \leq U \leq 7$)和塑性成因区($U > 7$)。从整体拟合结果来看,研究区侏罗系超压成因以混合型机制为主导。具体剖析显示,莫索湾凸起超压成因呈现典型的混合特征,且塑性成因贡献显著,尤其M28井部分深度超压成因甚至以塑性成因为主导。莫北凸起中南部地区超压成因机制与莫索湾凸起具有相似性,PZ1井的 U 值分布特征表明其成因类型亦属混合范畴,平均可达6。相较之下,莫北凸起北部至石西凸起区域则与研究区南部存在显著差异, U 值集中分布于1~3,超压成因表现为典型的弹性成因。

U 值图版法虽可定量评估弹性与塑性成因的相对

比例,但难以直观表征各成因对超压的贡献程度。为此,本文进一步提出了一种定量解析混合成因中各因素超压贡献量的方法。观察公式(5)可知,在约束条件下($\sigma + \Delta\sigma \leq \sigma_{\max} + \Delta\sigma$),当 U 值增大时,在相同速度条件下计算得到的 σ 值将相应减小。这一现象源于速度参数对塑性变形的响应敏感度显著低于弹性变形,即塑性变形对速度变化的贡献程度较弱。基于此原理,可通过以下步骤量化各成因贡献:①将 $U=2$ 代入公式(5)进行求解,此时计算所得 σ 值可视为弹性变形对超压的贡献量。②利用实测数据拟合得到的 U 值重新计算总压力值。两者的差值,即总压力与弹性贡献量之差,则精确对应塑性变形对超压的贡献份额。该方法实现了对混合成因中弹性与塑性贡献的定量解耦,为超压机制的精细化解析提供了新途径。从结果来看(图5),莫索湾凸起及莫北凸起中南部地区超压成因以混合机制为主,弹性成因与塑性成因的贡献比集中在5:2~2:1,表明塑性变形对超压的贡献份额约为20%~40%;相比之下,石西凸起塑性成因的贡献显著弱化,尤其在SX19井区,塑性成因对超压的贡献率近乎为0,超压现象主要受弹性变形机制主导。另外,在纵向上图5a中埋深4 000~5 000 m压力预测结果较实测值偏低,这可能是由于该段塑性增量占比高于深层,因此在计算时应结合成因分析进行额外补偿。

3.2 实验室测试资料分析法

单纯依靠地球物理资料进行分析往往面临多解性问题的困扰,因此需结合实验室分析测试手段进行地质验证。就本次研究而言,目前仍需解答3个关键问题:①研究区北部部分井的 U 值趋近于1,其应力-应变路径与加载模型的逆过程高度相似,但目前尚无法判定此类特征是由弹性卸载过程引起,还是欠压实超压所致。②前文分析表明压力传导与流体膨胀等弹性成因对区内超压具有贡献,但仅通过前文分析手段难以明确区分是单一机制主导还是二者共同作用。③分析显示塑性变形对研究区南部超压贡献显著,而北部地区却近乎缺失此类贡献,这一现象的成因是塑性变形的形成条件差异,还是后期保存条件的不同,仍需进一步探究。

3.2.1 纯弹性变形成因

解答该问题的关键在于揭示研究区是否存在机械压实停滞现象。研究区侏罗系砂岩孔隙度介于2%~15%,通过分析压力系数与总孔隙度的相关性发现,压

力系数升高区域总孔隙度呈增大趋势(图7a)。进一步统计原生孔隙度与次生孔隙度的分布特征,发现随压力系数升高原生孔隙度并未明显增加,反而当压力系数超过1.5时,原生孔隙度呈现出下降趋势(图7b);相反,次生孔隙度与压力系数呈现显著正相关关系(图7c)。当然,上述趋势并不显著,图7中的孔隙度分布也可视为无明显规律,但无论如何,其并未出现欠压实超压中压力系数与孔隙度正相关的典型特征,这表明研究区存在该类超压的可能性较低。同时,相关研究表明,超压可通过加速溶蚀作用的进行,有效提升次生孔隙度的发育程度,从而对储集层物性的改善产生积极影响^[33]。

3.2.2 弹性成因来源

研究区处于构造高部位,侏罗系煤系烃源岩发育程度较低,厚度较薄且平面分布呈零星状,难以满足大规模生烃增压的地质条件,因此流体膨胀超压现象存在的可能性较小。该区域被多个生烃凹陷所环绕,其主力烃源岩层系集中于二叠系下乌尔禾组与风城组,暗示油气成藏过程必然经历了规模性垂向运移。此外,区内广泛发育的走滑断裂体系^[48],为沟通深部地层提供了有效通道^[49],成为传导成因超压发育的有利地质要素。从油-源对比来看,研究区原油中甾烷与萜烷等生物标志化合物特征显著指向二叠系烃源岩贡献^[50-51],进一步印证了大规模流体垂向运移与超压传递的地质事实。

3.2.3 塑性成因贡献差异

黏土矿物转化伴随结构水脱出,有效应力将由原矿物转移到地层流体之上,导致地层压力升高。通过黏土矿物X射线衍射分析可知,埋深1 000 m时伊/蒙混层(I/S)含量已显著降低,伊利石(I)含量增多,但超压顶界面仅发育于埋深3 600~4 500 m的深部范围。录井资料显示,超压界面之上普遍发育白垩系厚层泥岩作为区域盖层,表明保存条件显著影响化学压实增压。然而,保存条件并非塑性增压平面差异的主因。图8a显示M28井埋深1 000 m时I/S占比60%,至超压界面降至10%,埋深5 000 m处近乎消失;图8b显示SX19井同期I/S含量从70%降至超压顶界面的25%,埋深4 000 m处转化停滞。对比可见,塑性增压差异源于黏土转化程度,M28井转化彻底,塑性增压贡献约占总过剩压力的33%;SX19井转化不足,塑性增压量近乎为零。在纵向上,前文提及M28井在埋深4 000~5 000 m处塑性增压贡献占比高于深层,这一现象与图8a也基本一致。可以看到在埋深4 000~5 000 m处黏土矿物处于持续转化中,塑性增压量稳定增加;而在埋深5 000 m以深,黏土矿物转化基本停滞,塑性增压量可能不再发生变化,随着弹性增压量的增加,塑性增压贡献占比则将相应降低。

3.3 盆地模拟分析法

基于前文对测井、实测压力及实验室分析数据的

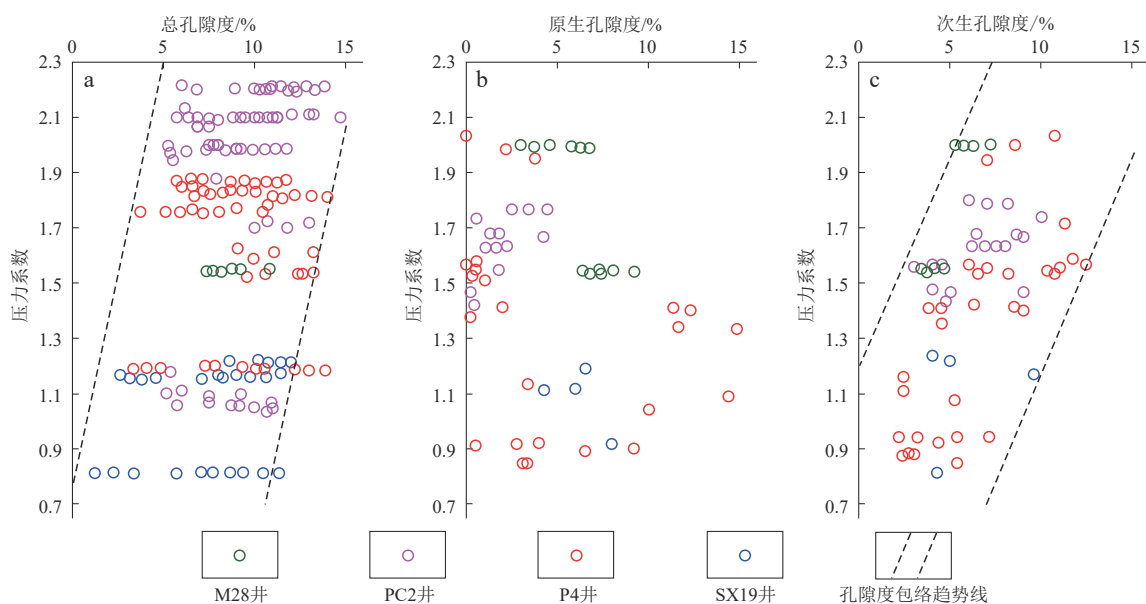


图7 准噶尔盆地莫索湾地区侏罗系砂岩孔隙度分布

Fig. 7 Porosity distribution of the Jurassic sandstones in the Mosuowan area, Junggar Basin

a. 总孔隙度-压力系数交会图; b. 原生孔隙度-压力系数交会图; c. 次生孔隙度-压力系数交会图

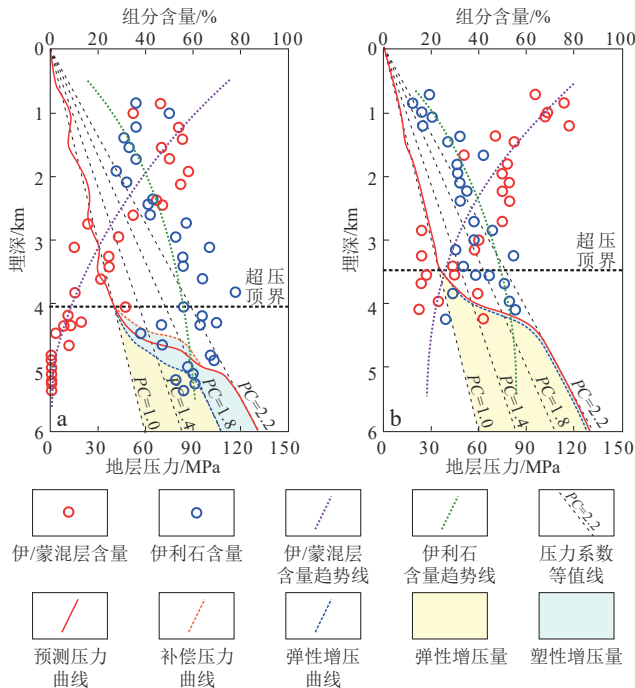


图8 准噶尔盆地莫索湾地区典型井黏土矿物组分含量随深度变化特征

Fig. 8 Variations in clay mineral content with burial depth in representative wells in the Mosuowan area, Junggar Basin
a. M28井; b. SX19井
(PC为压力系数。)

综合研究,已明确排除欠压实作用与生烃增压的贡献,指出超压主要源于深层压力传导与本层黏土矿物转化作用。然而,上述分析多聚焦于静态特征,未能揭示超压成因的动态演化过程,难以直观刻画传导超压与化学压实超压在地质历史中的耦合机制。为此,本文引入盆地模拟技术,系统恢复压力演化历程,以深化对超压成因动态过程的理解。

本次盆地模拟的边界条件主要参考区域经验值,其中古热流值自地质历史至今呈现持续衰减特征,距今100 Ma时约为 60 mW/m^2 ,现今大地热流值则稳定在 $35 \sim 40 \text{ mW/m}^2$ 。在参数输入基础上,输出阶段的校准尤为关键。除地层温度、镜质体反射率及孔隙度等常规指标外,本次研究还结合包裹体压力测定技术对古压力进行校准,并联合本次压力预测结果对现今压力进行动态标定。具体流程如下:①将包裹体测定的均一温度标定在地温史中以确定包裹体捕获时间,并根据包裹体类型分别确定油充注期与气、凝析油充注期。②将包裹体测定压力按捕获时间投影于压力-时间剖面上。③由于没有直接资料确定烃源岩参数,故本文通过不断迭代调整烃源岩总有机碳含量(TOC)使得模拟压力值与第②步中的包裹体压力剖面吻合,以

实现压力演化史的恢复。在此基础上,进一步根据前文所提超压成因定量解构结果,重构了化学压实与压力传导的增压动态演化过程(图9)。

3.3.1 化学压实增压过程

蒙皂石向伊利石的转化通常发生于地层温度 $60 \sim 170^\circ\text{C}$ 范围内,呈现明显的阶段性特征。初始转化阶段($60 \sim 100^\circ\text{C}$)蒙皂石开始脱出孔隙水和部分层间水,形成无序伊/蒙混层,该阶段脱水主要由机械压实驱动,虽脱水速率最快,但保存条件不佳,难以形成超压;主要转化阶段($100 \sim 130^\circ\text{C}$)受热力作用主导,残留层间水持续脱出,蒙皂石层比例显著降低,伊/蒙混层从无序向有序结构过渡,此阶段脱水量占压实总体积的 $10\% \sim 15\%$,为化学压实增压提供重要贡献;最终转化阶段($130 \sim 170^\circ\text{C}$,峰值 $150 \sim 170^\circ\text{C}$)残余层间水完全脱除,形成非混层伊利石,蒙皂石层消失,因脱水量显著减少,增压效应相对有限。

从古地温史及黏土矿物转化史来看,不同地区化学压实增压过程差异显著。莫索湾凸起M28井沉降速率较快,目的层于145 Ma地层温度达 100°C ,进入蒙皂石向伊利石转化的主阶段,化学压实增压启动。此后地层温度持续升高,达到 130°C 以上,蒙皂石在35 Ma转化完毕,化学压实增压过程随之停滞。莫北凸起SQ1井沉降速率较慢,地层温度于约100 Ma时达到 100°C 并启动化学压实增压,但因增温速率低,长期维持在 $100 \sim 105^\circ\text{C}$,增压幅度与速率均低于M28井。约23 Ma时,该井经历快速沉降导致化学压实增压加剧,但随后因喜马拉雅运动抬升剥蚀,化学压实增压再次停滞。石西凸起SX19井目的层长期低温,仅在23 Ma时地层温度短暂超 100°C ,旋即受喜马拉雅运动影响温度回落,整体化学压实增压量近乎可忽略。

3.3.2 压力传导增压过程

研究区压力传导过程主要受中燕山期及喜马拉雅期断裂活动的控制,同时受不同地区沉降速率与温度差异的影响,深部烃源岩生烃量呈现显著空间分异。M28井处于持续沉降状态,油充注期时间跨度较长($120 \sim 40 \text{ Ma}$),受深部两套烃源岩接力供烃作用影响,气充注期($75 \sim 0 \text{ Ma}$)与油充注期存在部分重叠。在油充注阶段,深部烃源岩生烃增压量有限,叠加化学压实增压阻力,导致传导增压对侏罗系超压的贡献相对有限。进入气充注阶段后,化学压实增压趋近停滞,深部烃源岩累计生烃增压量充足,致使传导增压迅速增强。SQ1井油充注期为 $130 \sim 30 \text{ Ma}$,因化学压实增压量较

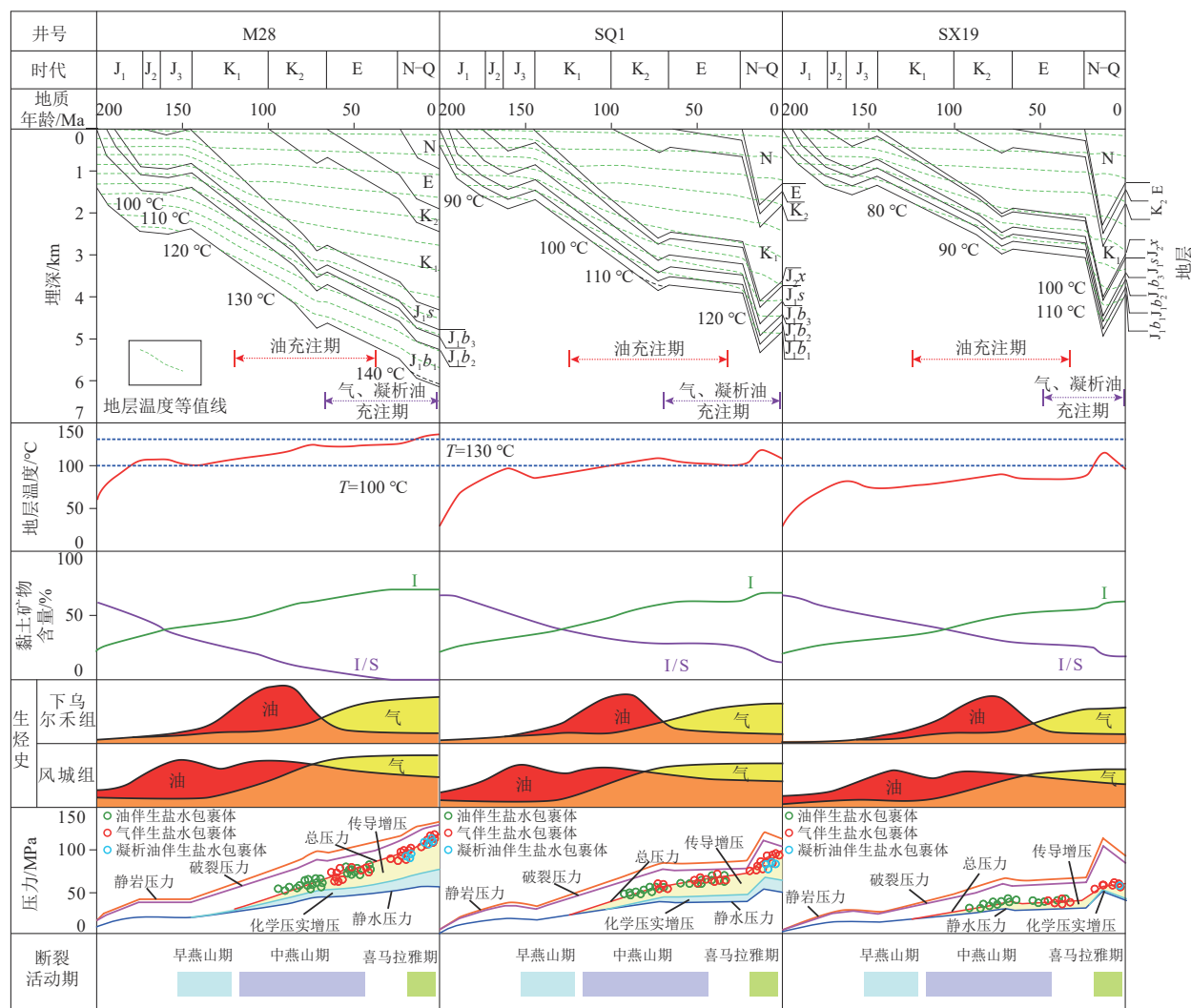


图9 准噶尔盆地莫索湾地区典型井侏罗系八道湾组埋藏史、生烃史和地层压力演化史

Fig. 9 Pressure evolutionary processes in representative wells in the Mosuowan area, Junggar Basin

I. 伊利石; I/S. 伊/蒙混层

低,该阶段传导增压量占比相对较高。气充注期(70 ~ 0 Ma)中,化学压实增压量较油充注阶段有所积累,早期原油充注形成的传导超压构成充注阻力,导致天然气充注产生的传导增压量受限。SX19井油充注期同样为130 ~ 30 Ma,虽化学压实对超压形成无显著贡献,但受区域沉降幅度小、深层烃源岩生烃量有限的双重制约,总过剩压力水平较低。气充注期(50 ~ 0 Ma)则因早期原油充注超压阻力及生气量不足,传导增压量亦相对受限。值得注意的是,地层抬升虽引发油气规模运移,但目的层压力因持续油气充注而维持高位,并未随抬升发生显著泄压。

4 超压成因差异耦合控藏机制

综合分析表明,化学压实增压作用呈现出显著的

时-空差异性特征。时间维度上,其演化过程具有阶段性特征,增压启动时间与油气充注期的时序匹配关系直接决定了储集层流体启动压力的阈值;空间维度上,南、北分带性特征显著,其发育规律对油气有利充注区及成藏模式起到关键性控制作用。这种时-空耦合机制最终决定了研究区侏罗系压力系统的复杂演化及油气分布的非均质性特征。

4.1 先成超压显著提升油气充注动力阈值

研究区不同构造单元的化学压实与传导超压形成时序存在显著差异。莫索湾凸起化学压实超压形成略早于油气充注,莫北凸起化学压实则稍晚于油充注启动期,而石西凸起化学压实超压主要形成于气充注阶段。当化学压实早于油气充注时,其形成的超压将作为阻力提升启动充注压力;若化学压实晚于油充注启

动但处于油充注期内,其增压效应会减缓油充注速率,并增强气充注期的启动充注动力;当化学压实与气充注同期时,对油充注无直接影响,但可能提高气启动充注动力。

定量计算与盆地模拟表明,油充注期化学压实可使研究区南部侏罗系储层启动压力普遍提升5~15 MPa,气充注期则可使启动压力提高10~25 MPa。二叠系烃源岩生成的油气在生烃增压驱动下向侏罗系储集层运移时,压力传导已存在耗散,而储层启动压力却显著升高,最终导致充注强度减弱、含油气饱和度明显降低。

4.2 晚期地层抬升抑制化学压实并促进油气垂向运移

研究区化学压实的形成除受区域性盖层封闭性这一基础地质条件的影响外,更受控于地层温度的热演化进程。新近纪以来,受喜马拉雅运动强烈的构造改造作用影响,莫北凸起和石西凸起发生显著构造抬升,地层埋深大幅变浅,导致地层温度系统性降低。这种温度场的变化直接抑制了蒙皂石向伊利石的转化进程,当地层温度降至某一临界阈值(通常为80~120℃)以下时,黏土矿物的脱水速率显著减缓,化学压实作用进程被迫停滞。在此背景下,原本由蒙皂石脱水产生的孔隙流体无法持续排出,地层孔隙流体压力难以通过化学压实效应进一步累积,进而导致储集层的启动充注动力因缺乏新增压力源而不再增强。

与此同时,喜马拉雅期构造运动引发的断裂活动呈现显著加剧态势。区域内发育的张性断裂和活化断裂广泛开启,形成了深部油气垂向运移的高效输导网络。这些断裂不仅为二叠系烃源岩生成的油气提供了跨层系运聚的通道,促使油气从深部向侏罗系储层大规模充注,还可能通过流体流动与应力场的相互作用,引发局部压力系统的动态调整。断裂开启可能使原本因化学压实停滞而趋于平衡的压力场发生重新分布,深部流体因快速排出而压力降低,浅部流体因汇聚而压力升高,形成差异化的压力分布格局。这种构造活动与温度演化的动态耦合效应,最终塑造了研究区不同构造单元在化学压实进程、压力场时-空演化及油气充注模式上的显著差异性特征。

4.3 超压成因时-空差异耦合决定油气分布

研究区油气分布与超压成因存在显著关联(图10)。基于不同地区化学压实与传导超压在时-空演化上的差异耦合特征,本文构建了3类成藏模式。

4.3.1 莫索湾凸起:化学压实持续增压-气主油辅型

莫索湾凸起侏罗系储层化学压实作用显著,增压量大且速率快,导致早期油充注过程面临较高阻力,油藏普遍呈现低含油饱和度特征。然而,该地区晚期持续沉降使周缘深部二叠系烃源岩热演化程度加剧,生烃增压形成的动力充足。当天然气充注时,其高压驱动力能有效克服早期化学压实与油充注累积的阻力,最终形成以气藏为主、油藏为辅的油气分布格局。

4.3.2 莫北凸起:化学压实缓慢增压-油气共存型

莫北凸起侏罗系储层化学压实增压量小、速率低,早期对油充注的阻力相对较弱,有利于油藏形成。但化学增压过程长期持续,叠加早期油充注阶段形成的传导超压,导致气充注期阻力增大。该地区深部二叠系烃源岩热演化程度较高,晚期气源充足,伴随构造抬升产生的较强充注动力,使油气充注强度得以维持。因此,该区油藏与气藏分布比例相当,呈现共存特征。

4.3.3 石西凸起:低温弱化学压实-油主气辅型

石西凸起因缓慢沉降及晚期抬升降温,化学压实作用较弱,增压主要发生在晚期气充注阶段。由于缺乏早期化学压实超压的制约,油充注期启动阻力较低,有利于形成油藏。但低温环境导致深层二叠系烃源岩热演化程度不足,各时期油气充注动力普遍较弱。尤其在气充注期,化学压实的有限增压量反而抑制天然气充注效率,致使气藏仅发育于局部高压带,整体呈现油藏为主、气藏为辅的特征。

5 结论

1) 差异剥蚀修正模型突破传统预测局限。基于剥蚀量动态校正的Bowers模型,有效解决了因地层抬升导致的应力-应变路径失真问题,避免了传统模型在剥蚀区对地层压力的高估,新模型预测相对误差可控制在5%左右。

2) 多元成因定量解析揭示超压主控机制。研究区超压成因呈现南、北分异特征,量化结果显示莫索湾凸起及莫北凸起中、南部地区超压成因以混合机制为主,弹性成因与塑性感应的贡献比集中在5:2~2:1;石西凸起塑性感应的贡献显著弱化,尤其在SX19井区,塑性成因对超压的贡献率近乎为0,超压现象主要

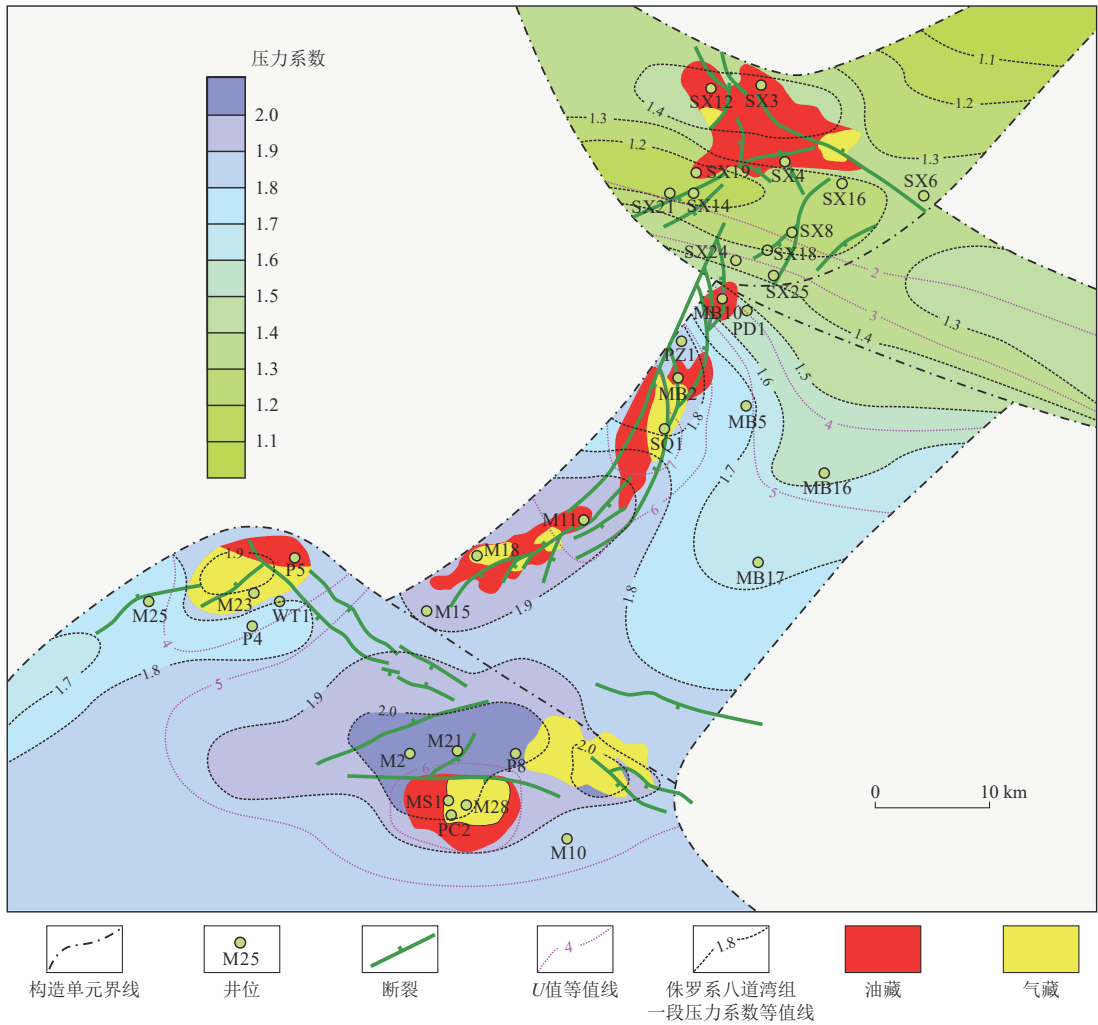


图10 准噶尔盆地莫索湾地区侏罗系油气及压力平面分布特征

Fig. 10 Map showing the planar distribution of hydrocarbon reservoirs and pressure in the Jurassic strata in the Mosuowan area, Junggar Basin

受弹性变形机制主导。

3) 压力演化动态模拟阐明时-空耦合效应。盆地模拟重构显示,化学压实增压具有阶段性特征,其启动时间与油气充注期的时序差异决定了储集层启动压力阈值。晚期地层抬升抑制化学压实进程,但断裂活化促进深部流体垂向运移,形成“增压-输导”动态平衡。

4) 基于超压成因时-空耦合特征提出3类成藏模式。研究区具有莫索湾凸起“化学压实持续增压-气主油辅型”、莫北凸起“化学压实缓慢增压-油气共存型”和石西凸起“低温弱化学压实-油主气辅型”3类成藏模式。

参 考 文 献

[1] XIAO Zhenglu, LU Jungang, LI Yong, et al. Oil generated overpressure of shale and its effect on tight sandstone oil enrichment: A case study of Yanchang Formation in the Ordos Basin, China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 219:

111120.
[2] ZHU Rukai, ZOU Caineng, MAO Zhiguo, et al. Characteristics and distribution of continental tight oil in China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 37-51.
[3] DUAN Zhengxin, LIU Yifeng, LOU Zhanghua, et al. Tight gas accumulation caused by overpressure: Insights from three-dimensional seismic data in the western Sichuan Basin, southwest China [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 223: 211589.
[4] 吴远坤, 刘成林, 于春勇. 松辽盆地双城断陷深层原油成藏模式 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1443-1456.
WU Yuankun, LIU Chenglin, YU Chunyong. Main controlling factors and accumulation mode of deep oil in Shuangcheng fault depression of Songliao Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(5): 1443-1456.
[5] 田巍, 李中超, 余传谋, 等. 低渗储层启动压力特征及动用半径的确定 [J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 959-966.
TIAN Wei, LI Zhongchao, YU Chuanmou, et al. Threshold

- pressure gradient characteristics and drainage radius determination of low-permeability reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(3): 959–966.
- [6] 范彩伟, 刘爱群, 吴云鹏, 等. 莺歌海盆地乐东10区新近系黄流组储层天然气充注与超压演化史[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(6): 1370–1381.
- FAN Caiwei, LIU Aiqun, WU Yunpeng, et al. Gas charging and overpressure evolution history of the Neogene Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(6): 1370–1381.
- [7] 刘惠民, 张关龙, 范婕, 等. 准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的勘探发现与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1118–1128.
- LIU Huimin, ZHANG Guanlong, FAN Jie, et al. Exploration discoveries and implications of Well Zheng 10 in the Zhengshacun area of the Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1118–1128.
- [8] 李勇, 朱治同, 吴鹏, 等. 鄂尔多斯盆地东缘上古生界致密储层含气系统压力演化[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1568–1581.
- LI Yong, ZHU Zhitong, WU Peng, et al. Pressure evolution of gas-bearing systems in the Upper Paleozoic tight reservoirs at the eastern margin of the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1568–1581.
- [9] 杨小艺, 刘成林, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷西南洼古近系东营组超压分布特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 96–112.
- YANG Xiaoyi, LIU Chenglin, WANG Feilong, et al. Distribution and origin of overpressure in the Paleogene Dongying Formation in the southwestern sub-sag, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 96–112.
- [10] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层–超深层致密储层的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 350–365.
- SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 350–365.
- [11] ZOU Caineng, YANG Zhi, HOU Lianhua, et al. Geological characteristics and “sweet area” evaluation for tight oil [J]. *Petroleum Science*, 2015, 12(4): 606–617.
- [12] 庞雄奇, 崔新璇, 贾承造, 等. 全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1039–1054.
- PANG Xiongqi, CUI Xinxuan, JIA Chengzao, et al. Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1039–1054.
- [13] FILLIPPONE W R. On the prediction of abnormally pressured sedimentary rocks from seismic data [C]//Offshore Technology Conference, Houston, 1979. Richardson: SPE, 1979: OTC–3662–MS.
- [14] 樊洪海, 张传进. 复杂地层地层孔隙压力求取新技术[J]. *石油钻探技术*, 2005, 33(5): 40–43.
- FAN Honghai, ZHANG Chuanjin. New methods for calculation of pore pressure in complex geologic environment [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2005, 33(5): 40–43.
- [15] OGBU A D, IWE K A, OZOWE W, et al. Advances in machine learning-driven pore pressure prediction in complex geological settings [J]. *Computer Science & IT Research Journal*, 2024, 5(7): 1648–1665.
- [16] YU Hao, CHEN Guoxiong, GU Hanming. A machine learning methodology for multivariate pore-pressure prediction [J]. *Computers & Geosciences*, 2020, 143: 104548.
- [17] FARSI M, MOHAMADIAN N, GHORBANI H, et al. Predicting formation pore-pressure from well-log data with hybrid machine-learning optimization algorithms [J]. *Natural Resources Research*, 2021, 30(5): 3455–3481.
- [18] ZHANG Guodao, DAVOODI S, BAND S S, et al. A robust approach to pore pressure prediction applying petrophysical log data aided by machine learning techniques [J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 2233–2247.
- [19] ATASHBARI V. Origin of overpressure and pore pressure prediction in carbonate reservoirs of the Abadan Plain Basin [D]. Adelaide: The University of Adelaide, 2016.
- [20] Das G, Maiti S. A machine learning approach for the prediction of pore pressure using well log data of Hikurangi Tuaheni Zone of IODP Expedition 372, New Zealand [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(2): 229–235.
- [21] LIU Yukun, HE Zhiliang, HE Sheng, et al. A new quantitative model and application for overpressure prediction in carbonate formation [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 198: 108145.
- [22] WANG Zizhen, WANG Ruihe. Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 27(Part 2): 986–993.
- [23] ELMAHDY M, FARAG A E, TARABEES E, et al. Pore pressure prediction in unconventional carbonate reservoir [C]//SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE–194224–MS.
- [24] SHARIFI J, HAFEZI MOGHADDAS N, KHOSHDEL H, et al. Feasibility study of pore-pressure prediction in carbonate rocks [J]. *Geophysics*, 2023, 88(6): MR323–MR332.

- [25] MAGARA K. Importance of aquathermal pressuring effect in Gulf Coast: Geologic note[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(10): 2037–2045.
- [26] EATON B A. The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs[J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(8): 929–934.
- [27] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89–95.
- [28] 许玉强, 何保伦, 王癸舒, 等. 深度学习与Eaton法联合驱动的地层孔隙压力预测方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 50–59.
- XU Yuqiang, HE Baolun, WANG Yanshu, et al. A novel prediction method of formation pore pressure driven by deep learning and Eaton method[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(6): 50–59.
- [29] 杨朝洪, 司马立强, 王亮, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起八道湾组低饱和度油藏成因分析[J]. 特种油气藏, 2022, 29(5): 42–48, 56.
- YANG Chaohong, SIMA Liqiang, WANG Liang, et al. Genesis analysis of low saturation oil reservoirs in Badaowan Formation of Mosuowan Bulge in Junggar Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 42–48, 56.
- [30] 单祥, 郭华军, 陈希光, 等. 低渗致密砂岩储集层致密化成因——以准噶尔盆地莫北—莫索湾凸起下侏罗统八道湾组为例[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 29–37.
- SHAN Xiang, GUO Huajun, CHEN Xiguang, et al. Genesis of densification of low-permeability tight sandstone reservoirs: A case study of lower Jurassic Badaowan Formation in Mobei-Mosuowan Swell, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 29–37.
- [31] 吴海生, 郑孟林, 何文军, 等. 准噶尔盆地腹部地层压力异常特征与控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1135–1146.
- WU Haisheng, ZHENG Menglin, HE Wenjun, et al. Formation pressure anomalies and controlling factors in central Juggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1135–1146.
- [32] 何登发, 陈新发, 况军, 等. 准噶尔盆地车排子—莫索湾古隆起的形成演化与成因机制[J]. 地学前缘, 2008, 15(4): 42–55.
- HE Dengfa, CHEN Xinfa, KUANG Jun, et al. Development and genetic mechanism of Chepaizi-Mosuowan Uplift in Junggar Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(4): 42–55.
- [33] 吴涛, 李军, 闫文琦, 等. 准噶尔盆地腹部地区超压低饱和度油气成因机制与勘探意义[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1728–1742.
- WU Tao, LI Jun, YAN Wenqi, et al. Genetic mechanism and exploration significance of overpressure and low-saturation oil and gas in the hinterland of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1728–1742.
- [34] 吴涛, 王彬, 费李莹, 等. 准噶尔盆地凝析气藏成因与分布规律[J]. 石油学报, 2021, 42(12): 1640–1653.
- WU Tao, WANG Bin, FEI Liying, et al. Origin and distribution law of condensate gas reservoirs in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(12): 1640–1653.
- [35] 王琼. 准噶尔盆地莫西庄—永进地区白垩系清水河组沉积特征研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2021.
- WANG Qiong. Study on sedimentary characteristics of Qingshuihe Formation of Cretaceous in Moxizhuang-Yongjin area, Junggar Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2021.
- [36] 唐勇, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 132–148.
- TANG Yong, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 132–148.
- [37] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845–861.
- HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845–861.
- [38] 吴涛, 徐泽阳, 闫文琦, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区侏罗系超压预测技术研究[J]. 地球科学进展, 2024, 39(4): 429–439.
- WU Tao, XU Zeyang, YAN Wenqi, et al. Research on prediction technologies for overpressure in the Jurassic Strata of the Mosuowan area, Junggar Basin[J]. Advances in Earth Science, 2024, 39(4): 429–439.
- [39] 徐泽阳, 赵靖舟, 李军. 松辽盆地长垣地区白垩系青山口组一段有机质含量对超压分析的影响及校正方法[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 938–946.
- XU Zeyang, ZHAO Jingzhou, LI Jun. The impact of organic matter content on overpressure analysis and its correction method in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation, Placanticline area, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 938–946.
- [40] XU Zeyang, LIU Zhen, ZHAO Jingzhou, et al. Introducing novel correction methods to calculate sedimentary basin overpressure and its application in predicting pressure value and origin[J]. Energies, 2023, 16(14): 5416.
- [41] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973–998.
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 973–998.
- [42] 黄越, 常健, 邱楠生, 等. 松辽盆地齐家—古龙凹陷青山口组压力场特征和超压成因[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1800–

- 1817.
- HUANG Yue, CHANG Jian, QIU Nansheng, et al. Pressure field characteristics and overpressure geneses of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong sag, Songliao Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(12): 1800–1817.
- [43] 张向涛, 李军, 向绪洪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷超压成因机制及其勘探意义[J]. *石油学报*, 2022, 43(1): 41–57.
- ZHANG Xiangtao, LI Jun, XIANG Xuhong, et al. Genetic mechanism of overpressure and its significance on petroleum exploration in Baiyun sag in the deep water zone of Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(1): 41–57.
- [44] BOWERS G L. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy [C]//Offshore Technology Conference, Houston, 2001. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001: OTC-13042-MS.
- [45] LAHANN R W, LAHANN W, MCCARTY D K, et al. Influence of clay diagenesis on shale velocities and fluid-pressure [C]//Offshore Technology Conference, Houston, 2001. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001: OTC-13046-MS.
- [46] LAHANN R W, SWARBRICK R E. Overpressure generation by load transfer following shale framework weakening due to smectite diagenesis[J]. *Geofluids*, 2011, 11(4): 362–375.
- [47] BOWERS G L, KATSUBE T J. The role of shale pore structure on the sensitivity of wire-line logs to overpressure[M]//HUFFMAN A R, BOWERS G L. *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2001: 43–60.
- [48] 田安琦, 陈石, 余一欣, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起西缘走滑断裂分层变形特征及形成机理[J]. *现代地质*, 2023, 37(2): 296–306.
- TIAN Anqi, CHEN Shi, YU Yixin, et al. Layered deformation characteristics, formation mechanism of strike-slip faults on the western margin of Mosuowan uplift, Junggar Basin[J]. *Geoscience*, 2023, 37(2): 296–306.
- [49] 范佳怡. 油源断裂输导性能与源外成藏关系——以莫索湾地区为例[D]. 西安: 西安石油大学, 2024.
- FAN Jiayi. The relationship between the conductivity of oil source fault and hydrocarbon accumulation outside the source—A case study of Mosuowan area[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2024.
- [50] 李啸, 董雪梅, 陈建平, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起盆5井油气藏凝析油成因与成藏过程[J]. *地质学报*, 2025, 99(7): 2367–2389.
- LI Xiao, DONG Xuemei, CHEN Jianping, et al. Genesis of condensate and accumulation process of the Well Pen-5 oil and gas reservoir in the Mosuowan uplift of the Junggar Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2025, 99(7): 2367–2389.
- [51] 李二庭, 陈俊, 曹剑, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区原油地球化学特征及成因分析[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(1): 112–120.
- LI Erting, CHEN Jun, CAO Jian, et al. Geochemical characteristics and genetic analysis of crude oils in Mosuowan area, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(1): 112–120.
- [52] 饶松, 朱亚珂, 胡迪, 等. 准噶尔盆地热史恢复及其对早—中二叠世时期盆地构造属性的约束[J]. *地质学报*, 2018, 92(6): 1176–1195.
- RAO Song, ZHU Yake, HU Di, et al. The thermal history of Junggar Basin: Constraints on the tectonic attribute of the Early-Middle Permian Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2018, 92(6): 1176–1195.

(编辑 董奕含)