准噶尔盆地中央坳陷西部三叠系深层–超深层超压测井响应特征及成因

徐龙龙[a,b,c]，胡强[a,b,c]，刘建章[a,b,c*]，肖雅文[a,b,c]，叶尔阿曼·达吾力[a,b,c]

中国地质大学（武汉）a. 构造与油气资源教育部重点实验室；b. 油气勘探开发理论与技术湖北省重点实验室；c. 资源学院，武汉 430074

第一作者，E-mail：Ongxll@163.com

* 通信作者，E-mail：liujzh@126.com

2024-09-27 收稿；2025-01-10 修回；2025-01-11 接受

基金项目：国家自然科学基金项目（42372158；42072179）

中图分类号：P618.13；P631.8　　文章编号：2096-8523（2025）04-0154-13　　doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240560

摘　要：准噶尔盆地中央坳陷西部三叠系超压强度大且成因复杂，但目前对三叠系超压分布与成因的研究相对较薄弱。基于钻井液相对密度、实测地层压力及测井数据等资料，利用测井曲线组合、Bowers 法和声波速度–密度交会等方法，分析了中央坳陷西部三叠系超压测井响应特征，探讨了超压成因及主控因素。研究表明，三叠系超压段泥岩具有高声波时差、低电阻率的特征；中子密度及中子孔隙度均偏离正常压实趋势线，但在不同井区偏离幅度有所差异。现今三叠系超压主要为不均衡压实作用和深部压力传导共同作用形成。受三叠系岩性组合特征、沉积速率及断裂活动强度的影响，不同井区不均衡压实型超压贡献度存在明显差异，克拉玛依组尤为显著：沙窝地地区最大，莫西庄地区有所减小，征沙村地区最小。研究成果深化了对准噶尔盆地中央坳陷西部深层–超深层超压成因机制的认识。

关键词：超压成因；超压测井响应；深层–超深层；三叠系；中央坳陷；准噶尔盆地

沉积盆地超压的演化、分布与油气的生成[1-2]、运移[3-4]、聚集[3, 5-8]、保存和分布[9-10]密切相关。近年来沉积盆地超压成因的研究取得了长足的进展，可分为：不均衡压实、流体膨胀、传导作用、成岩作用和构造挤压作用等多种类型[11-15]。目前，以测井资料为基础的实证方法是判识超压成因最直接、可靠的方法[16]，可分为测井曲线组合法、Bowers 法、声波速度–密度交会法、孔隙度对比法、压力计算法以及地质综合分析法 6 种[15]。

通常认为，中国西部沉积盆地埋深在 4500～6000 m 的地层为深层，埋深超过 6000 m 的地层为超深层[17-18]。准噶尔盆地中央坳陷带三叠系及以下地层埋深普遍接近或超过 6000 m。近几年来，准噶尔盆地中央坳陷西部三叠系及以下深层–超深层油气勘探取得了系列突破，表明深层–超深层油气资源丰富，具有巨大的油气勘探潜力[19-20]。三叠系具有优越的油气成藏条件，将是未来勘探的主要方向[21]。钻井资料显示，盆地中央坳陷西部深层–超深层超压幅度变化大，成因机制复杂[22]。针对中–深层侏罗系超压分布特征[23]、成因机制[24-25]及其与油气成藏关系[24-26]等前人已做了大量研究，对二叠系超压成因机制也进行了初步的探讨[27-28]，但对三叠系超压分布、成因机制及其与油气成藏、分布规律等方面的研究仍十分薄弱，特别是对于不同地区、不同层段超压成因及主控因素尚未形成系统的认识，阻碍了对该区油气成藏机理的深化。

笔者基于中央坳陷西部钻达三叠系及以下地层典型井的钻井液相对密度、实测地层压力、测井数

著录信息：徐龙龙，胡强，刘建章，等. 准噶尔盆地中央坳陷西部三叠系深层–超深层超压测井响应特征及成因［J］. 地质科技通报，2025，44（4）：154-166.
XU Longlong，HU Qiang，LIU Jianzhang，et al. Logging response characteristics and genetic mechanism of deep to ultra-deep overpressure of Triassic in the western Central Depression，Junggar Basin［J］. Bulletin of Geological Science and Technology，2025，44（4）：154-166.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

据等资料，判识超压发育层段，分析超压层段测井响应特征；综合应用测井曲线组合、Bowers 法、声波速度–密度交会等方法判识超压成因类型，探讨超压成因机制及主控因素，以期为准噶尔盆地深层–超深层油气成藏机理与分布规律的研究提供依据。

1 地质概况

准噶尔盆地位于新疆北部，是在前寒武纪结晶基底和海西褶皱基底上经历晚古生代–中生代–新生代多旋回沉积形成的大型叠合盆地[29]，是我国主要的含油气盆地之一[30-31]。盆地主要经历了海西、印支–燕山、喜山 3 次大型构造运动，对应于裂陷–坳陷盆地、坳陷–小型前陆坳陷–坳陷盆地以及内陆坳陷–大型前陆盆地 3 个阶段[32]；通常被划分为乌伦古坳陷、陆梁隆起、中央坳陷、西部隆起、东部隆起以及天山山前冲断带 6 个一级构造单元(图 1a)。

盆地内沉积了石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系。受构造活动的影响，二叠系的上乌尔禾组和三叠系的百口泉组、白碱滩组和侏罗系的八道湾组、齐古组以及白垩系的吐鲁番群之间为区域性不整合接触[33]。盆地在三叠纪接受广泛的湖相沉积，三叠系由下到上依次为百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组；岩性多为灰、深灰、黑色泥岩、砂岩夹薄层泥岩，沉积厚度最大达 1 300 m。中–下三叠统为主要储集层，储集性能较好，是该盆地重要的含油气层系，上三叠统为区域盖层[34](图 1b)。

2 储层实测压力特征

钻杆测试(DST)实测压力数据是认识渗透性地层流体压力的直接方法。研究区 13 口井 33 个 DST 实测压力数据表明，准噶尔盆地中央坳陷普遍从侏罗系开始发育超压(压力系数>1.2)，而永进地区地层埋深较大，自白垩系即开始发育超压(图 2)，且压力系数较大(>1.6)；超压顶界面埋深在 4 000 m 左右(图 2)，地层剩余压力 34 ~ 68 MPa，压力系数为 1.25 ~ 2.05(表 1)。地层压力与压力系数整体上表现为随深度的增加而增大，但 S1 井在三叠系百口泉组 5 450 m 处实测压力值达 111.5 MPa，压力系数达 2.05，远高于其他地区同深度地层压力，表明了研究区三叠系超压分布的复杂性。

3 超压段判识及测井响应特征

超压界面上下不同类型的测井曲线表现出不同的压实趋势，超压段泥岩通常具有高声波时差和低电阻率的特征[14]，不均衡压实成因超压地层表现为低密度和高孔隙异常，而传导型超压地层密度和孔隙度无明显变化[15]。本研究选取不同井区典型的 4 口井(沙窝地地区 S12 井和 S1 井、莫西庄地区 Zh2 井、征沙村地区 Z10 井)(位置如图 1a)，利用实

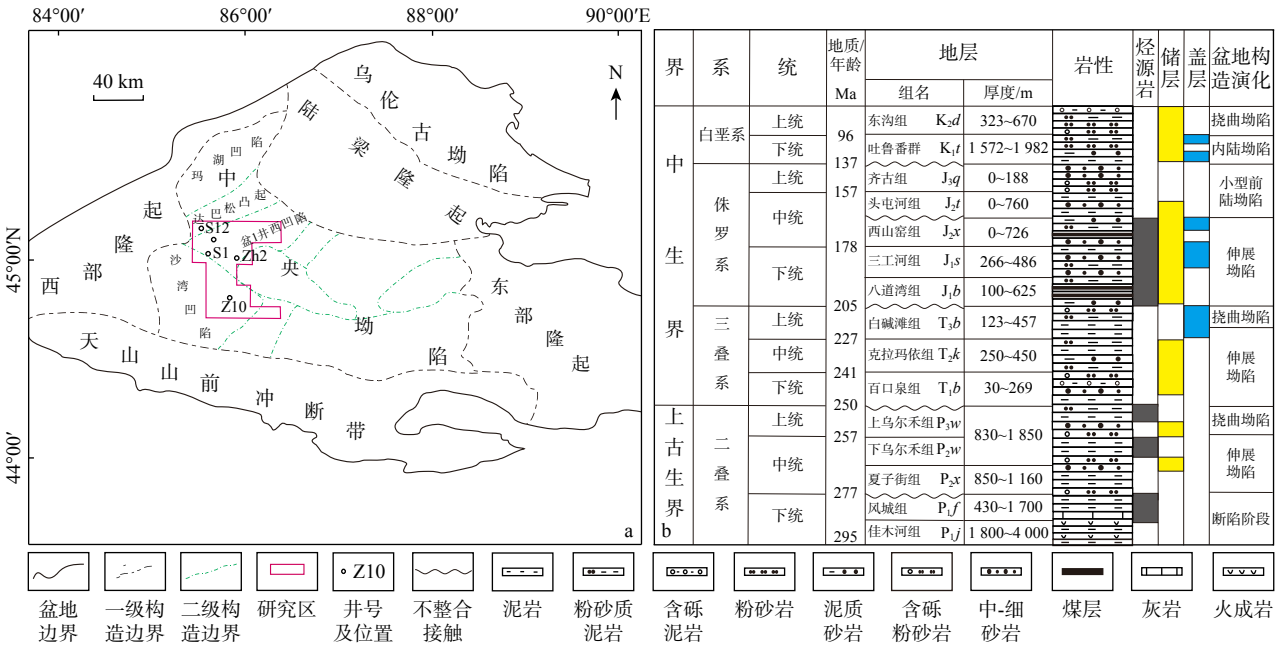


图 1 研究区构造位置 (a) 及地层发育特征 (b)（据文献 [33] 修改）

Fig. 1 Tectonic location (a) and stratigraphic development characteristics (b) of the study area

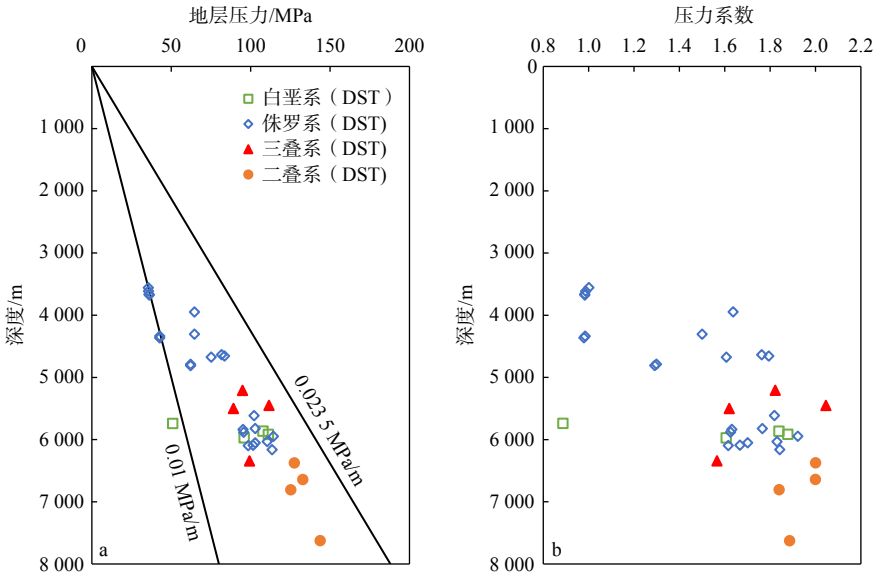


图 2　准噶尔盆地中央坳陷实测压力值 (a)、压力系数与深度的关系 (b)（DST. 钻杆测试）

Fig. 2　Relationship between measured pressure value (a), pressure coefficient (b) and depth in the Central Depression of Junggar Basin

表 1　准噶尔盆地中央坳陷超压实测点信息统计表

Table 1　Statistics of overpressure measurements in the Central Depression of Junggar Basin

层系	测点数/个	深度范围/m	剩余压力/MPa	压力系数
白垩系	4	5 740 ~ 5 971.5	36 ~ 52	1.60 ~ 1.88
侏罗系	21	3 556 ~ 6 161	0 ~ 55	1.00 ~ 1.92
三叠系	4	5 207 ~ 6 342	34 ~ 57	1.56 ~ 2.05
二叠系	4	6 347 ~ 7 625	57 ~ 68	1.83 ~ 2.00

测地层压力数据、钻井液相对密度等数据，结合泥岩声波时差、电阻率、中子密度等测井曲线变化趋势识别超压发育层段，分析不同地区单井纵向上超压测井参数响应特征。由于煤层具有较高的有机质含量，对声波时差和密度测井有显著的影响[15]，因此在进行超压识别以及判识过程中去除了煤层段数据。

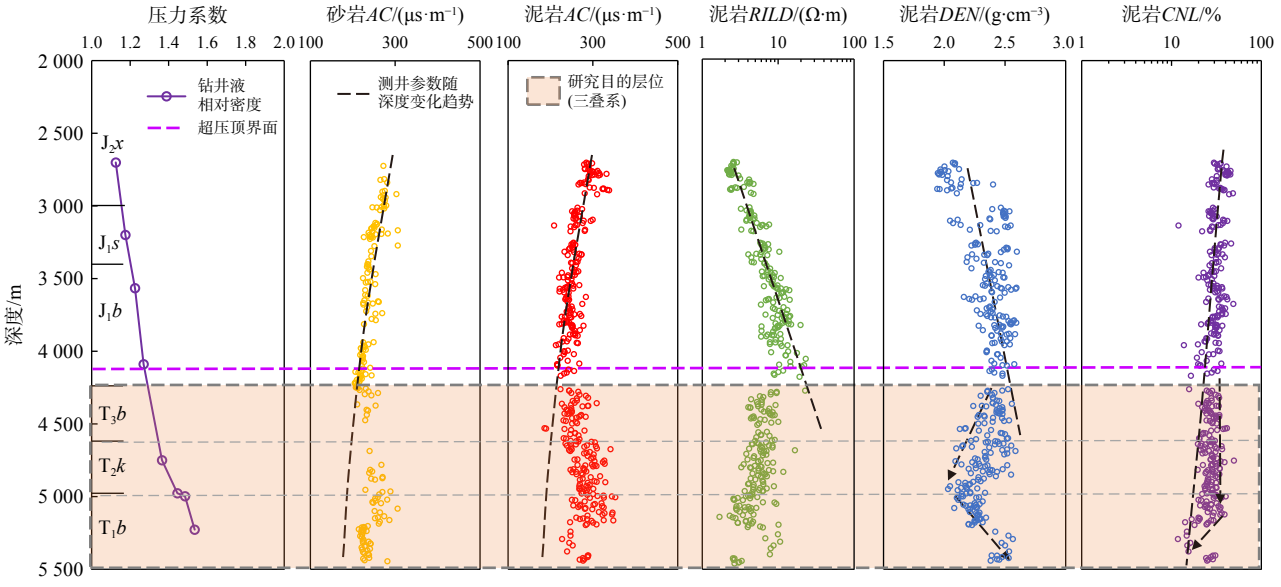
3.1　沙窝地地区

S12 井位于盆 1 井西凹陷东北部向达巴松凸起过渡带，完钻层位为百口泉组(T_1b)。钻井液相对密度在三叠系由 1.3 快速增大至 1.5，表明地层进入超压段(图 3)。泥岩声波时差、电阻率、中子密度等测井曲线在 4 100 m 处发生明显反转，三叠系超压段泥岩具有高声波时差和低电阻率特征；中子密度明显低于正常压实趋势线，在克拉玛依组底部偏离幅度达到最大；而泥岩孔隙度与上覆八道湾组基本一致，但在克拉玛依组略有增大，偏离正常压实趋势线表现出高孔隙度异常的特征(根据测井数据计算的中子孔隙度偏大，本研究仅关注孔隙度变化趋势)。在百口泉组声波时差、电阻率、密度及孔隙度曲线逐渐向正常压实趋势线方向偏移。

S1 井位于盆 1 井西凹陷西南部，完钻层位为 T_1b。钻井液相对密度在三工河组底部达到 1.2，在百口泉组底部缓慢增加到 1.4，与深部实测压力系数偏离较大(图 4)。何生等[23]认为在超压层段由于各种复杂地质因素的影响，钻井液相对密度“欠平衡”现象常有发生，但其随深度的变化趋势能在一定程度上反映孔隙压力的变化特征。泥岩声波时差、电阻率、中子密度等测井曲线在 4 250 m 处开始发生反转，三叠系白碱滩组中子密度和孔隙度测井曲线偏离幅度减小，逐渐靠近正常压实趋势线；克拉玛依组中子密度和孔隙度测井曲线显著偏离正常压实趋势，表现出高孔隙度、低密度的测井响应特征；与 S12 井相比，S1 井超压测井响应特征更复杂，中子密度和孔隙度测井曲线在三叠系具有不同的响应特征，指示其超压成因的复杂性。

3.2　莫西庄地区

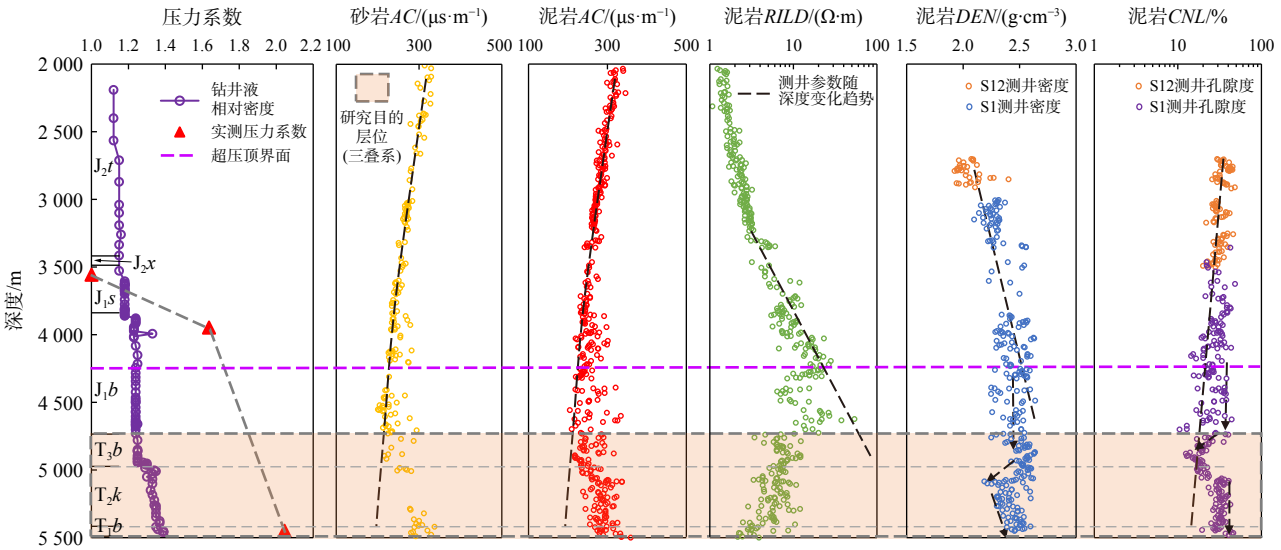
Zh2 井位于盆 1 井西凹陷东南部，完钻层位为 P_2w。钻井液相对密度自 4 400 m 处侏罗系三工河组底部开始由 1.2 迅速增大至 1.8 左右，八道湾组实测压力系数达 1.6，指示地层进入超压段。泥岩声波时差、电阻率以及实测密度等测井曲线在 4 400 m 发生明显反转(实测密度来源于录井资料)，中子密度测井曲线在大约 5 000 m 处发生反转，明显滞后于泥岩声波时差和电阻率曲线的反转深度。三叠系泥岩声波时差、电阻率偏离正常压实趋势线的幅度逐渐变大，相比之下，中子密度的偏离幅度则相对较小，



AC. 声波时差; *RILD*. 深侧向电阻率; *DEN*. 中子密度; *CNL*. 中子孔隙度; J_2x. 西山窑组; J_1s. 三工河组; J_1b. 八道湾组; T_3b. 白碱滩组; T_2k. 克拉玛依组; T_1b. 百口泉组; 下同

图 3　S12 井超压界面判识及超压段砂、泥岩测井曲线变化特征

Fig. 3　Overpressure interface and vertical variations in sand and mudstone logging curves in the overpressure section of Well S12



J_2t. 头屯河组; 下同

图 4　S1 井超压界面判识及超压段砂、泥岩测井曲线变化特征

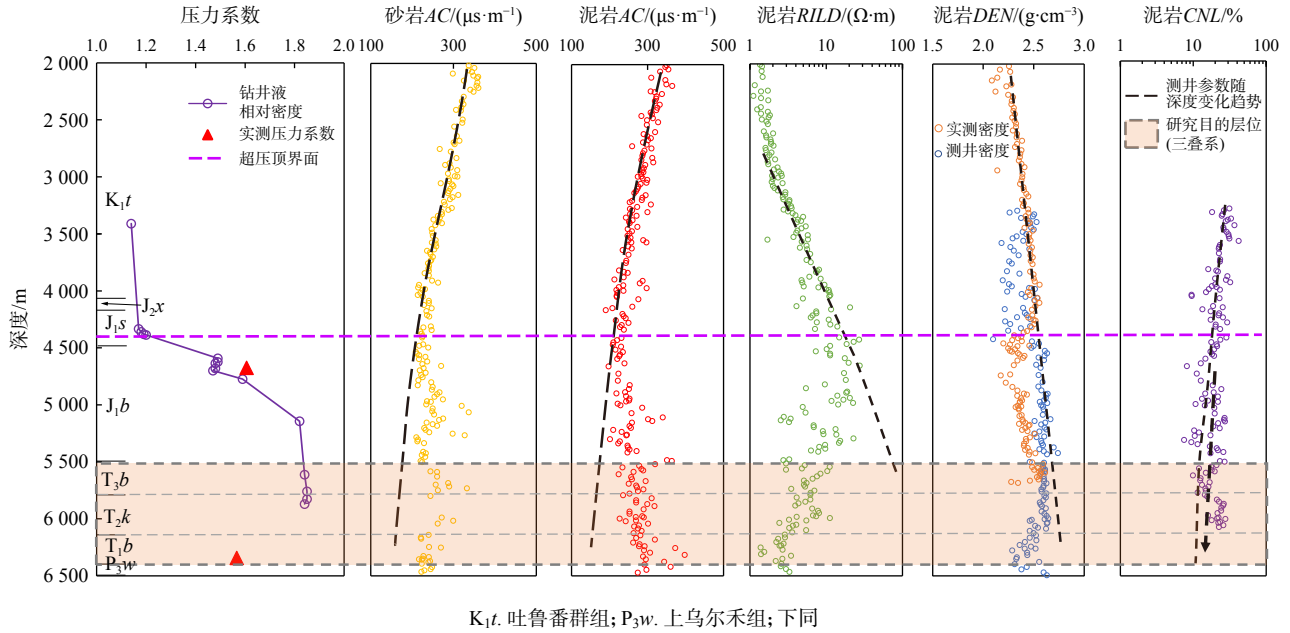
Fig. 4　Overpressure interface and vertical variations in sand and mudstone logging curves in the overpressure section of Well S1

但在克拉玛依组底部和百口泉组偏离幅度明显增大。此外, 克拉玛依组中子孔隙度明显高于正常压实趋势(图 5)。

3.3　征沙村地区

Z10 井位于沙湾凹陷东部, 完钻井深 7 802 m, 完钻层位为 P_2w。钻井液相对密度在 3 300 m 白垩系连木沁组达到 1.2, 于 4 850 m 侏罗系三工河组迅速由 1.4 增大至 1.7, 指示地层进入超压段。超压幅度在三叠系明显增大, 钻井液相对密度在百口泉组底部超过 2.1, 高于下乌尔禾组实测压力系数。泥岩声波时差、电阻率测井曲线自 4 850 m 白垩系清水河组底部发生明显的反转; 泥岩中子密度测井曲线发生反转的深度约为 5 700 m, 明显滞后于声波时差和电阻率(图 6)。三叠系超压段泥岩声波时差、电阻率偏离正常压实趋势线的幅度逐渐变大, 泥岩密度基本保持不变, 而在克拉玛依组、百口泉组泥岩中子孔隙度明显高于正常压实趋势及上部地层。

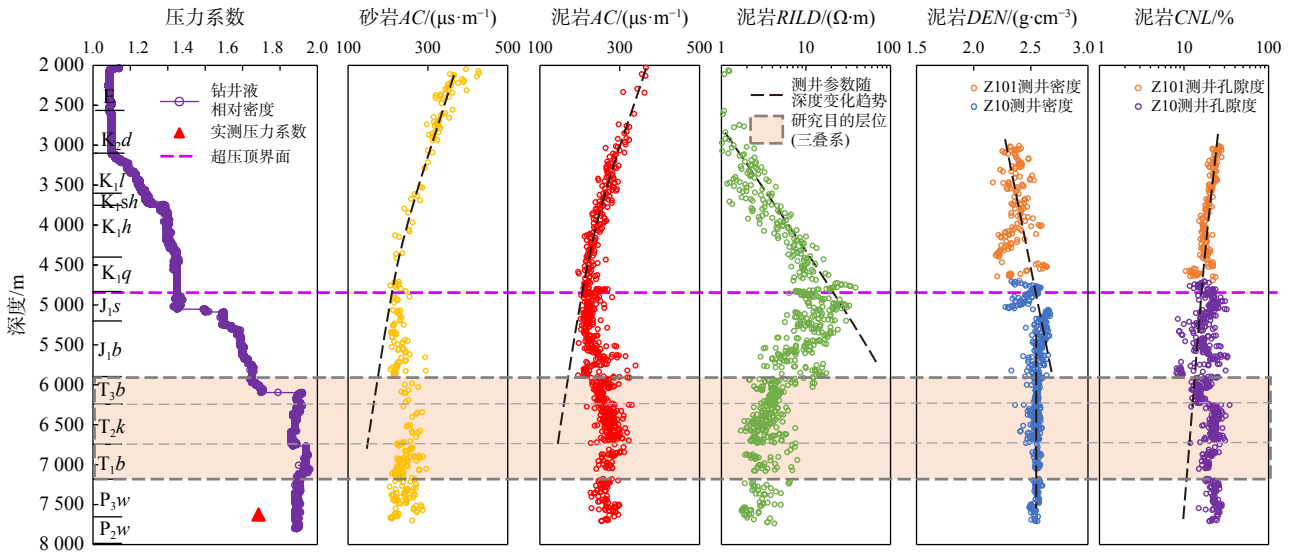
研究区超压顶界面深度在 4 100 ~ 4 850 m 之间,



K_1t. 吐鲁番群组; P_3w. 上乌尔禾组; 下同

图 5　Zh2 井超压界面判识及超压段砂、泥岩测井曲线变化特征

Fig. 5　Overpressure interface and the vertical variations in sand and mudstone logging curves in the overpressure section of Well Zh2



E. 古近系; K_2d. 东沟组; K_1l. 连木沁组; K_1sh. 胜金口组; K_1h. 呼图壁组; K_1q. 清水河组; P_2w. 下乌尔禾组; 下同

图 6　Z10 井超压界面判识及超压段砂、泥岩测井曲线变化特征

Fig. 6　Overpressure interface and the variation characteristics of sand and mudstone logging curves in the overpressure section of Well Z10

主要位于侏罗系, 其次为白垩系。超压顶界面深度、层位与构造位置有关, 表现为从凸起区向凹陷区埋深加大, 南部区域埋深大于北部区域且主要位于白垩系。三叠系超压段测井参数响应特征有所差异: 砂泥岩声波时差、泥岩电阻率曲线明显偏离正常压实趋势线且幅度较大, 泥岩中子密度偏离正常压实趋势线的深度明显或略有滞后, 在超压段基本保持不变或在克拉玛依组明显减小; 泥岩孔隙度较正常压实趋势都有不同程度的增大, 部分井在克拉玛依组出现明显高于正常压实趋势线的高孔隙度异常。

4　超压成因类型测井参数初步判识

超压成因的判识是研究沉积盆地异常压力的关键环节, 研究区地质条件复杂, 且深层–超深层钻井较少, 实测压力资料不足, 导致目前对三叠系超

压成因认识不统一。本研究利用测井曲线组合法、Bowers 法、声波速度–密度交会法 3 种方法对中央坳陷西部三叠系超压成因进行初步判识。

4.1 测井曲线组合法

测井曲线组合法主要利用泥岩的传导属性(声波时差和电阻率)和体积属性(中子密度和孔隙度)对于超压的响应特征来判识超压成因[15]。在明确超压界面及超压发育层段的基础上，赵靖舟等[15]、张凤奇等[35]将不同成因类型超压的测井参数判识特征概括如下：①若超压段声波时差、电阻率、中子密度测井曲线发生同步反转，则超压为不均衡压实成因；②若密度反转滞后，则超压为生烃膨胀、传导或构造挤压成因。

研究区 S12 井超压段声波时差、电阻率和中子密度反转深度基本一致，泥岩具有高声波时差、低电阻率、低密度以及高孔隙异常的特征，超压主要表现为不均衡压实成因。S1 井中子密度和孔隙度测井曲线在白碱滩组相较于正常压实趋势线变化微弱，具有反转滞后的特征，而在克拉玛依组和百口泉组偏离幅度明显增大，因此 S1 井三叠系超压为不均衡压实和传导复合成因。Zh2 井中子密度趋势线反转滞后于泥岩声波时差和电阻率，在克拉玛依组中部和百口泉组密度开始减小，超压为不均衡压实和传导复合成因。Z10 井中子密度测井曲线反转深度明显滞后于泥岩声波时差和泥岩电阻率，三叠系密度相较于正常压实趋势基本恒定不变，超压明显为不均衡压实和传导共同作用形成。

4.2 Bowers 法

一般认为，不均衡压实作用和流体膨胀作用是可以独立形成大规模超压的 2 种机制[36-37]。在正常加载过程中，随着埋深增加，岩石骨架垂直有效应力和速度会同步增大。在受到不同类型超压的影响时，垂直有效应力会发生相应的变化：在不均衡压实段，孔隙度基本不变，岩石骨架承受的垂直有效应力不变，由不均衡压实作用形成的超压点和正常压实点都位于加载曲线上；由于压实作用整体是一个不可逆的过程，当发生卸载时，沉积物基本不回弹或微弱回弹。因此，对于生烃膨胀或传导等卸载型超压数据点会沿着声波速度微弱减小、垂直有效应力显著减小的方向变化，停留在卸载曲线上[38-40]。基于这一认识，Bowers 提出利用加载–卸载曲线来区分不同类型超压。

图 7 为中央坳陷部分井的泥岩加载–卸载曲线图，加载曲线由 S12 井正常压实段数据依据 Bowers 图版[41] 拟合得到，超压段数据来自部分实测压力值以及预测的现今压力值，泥岩中子密度和声波速度由测井资料所得，垂直有效应力根据地层压力平衡原理计算所得[42]。沙窝地地区的超压段数据基本落在加载曲线上，莫西庄 Zh2 井在克拉玛依组表现出加载的特征，征沙村 Z10 井超压段数据点位于卸载曲线上，因此判断沙窝地地区现今三叠系超压以不均衡压实成因为主，征沙村地区三叠系超压以传导型为主。莫西庄地区三叠系超压类型则较为复杂，上三叠统超压以传导型为主，中–下三叠统超压存在一定的不均衡压实型。

4.3 声波速度–密度交会法

声波速度–密度交会法的运用使得对于层内不同超压类型的判识更加准确：不均衡压实作用形成的超压表现为声波速度降低，密度减小；流体膨胀和传导型超压表现为声波速度降低，密度不变或略有减小；由黏土矿物转化等成岩作用形成的超压表现为声波速度变化微小，密度显著增加[15]。

S12 井和 S1 井三叠系超压数据点基本位于加载曲线上，仅有 S1 井百口泉组和部分克拉玛依组数

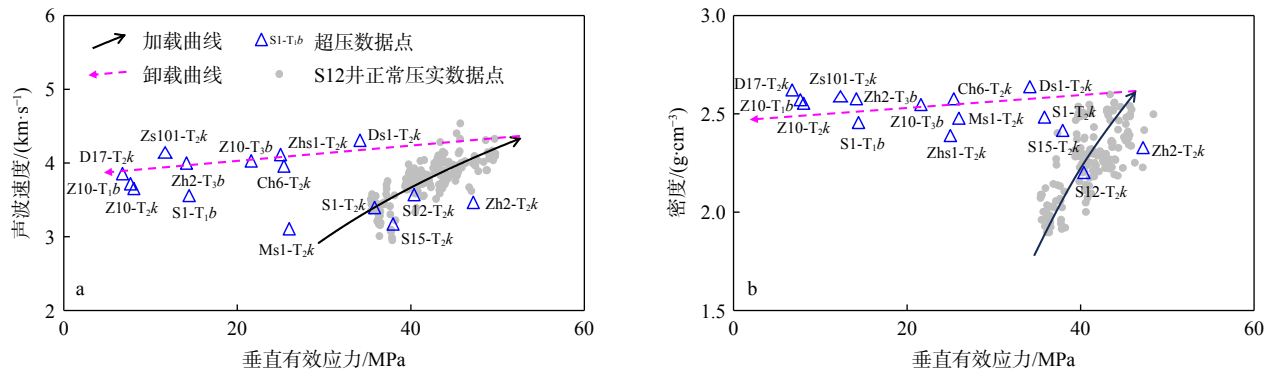


图 7 中央坳陷部分井声波速度–垂直有效应力交会图 (a) 及密度–垂直有效应力交会图 (b)

Fig. 7 Cross plots of acoustic velocity-effective stress (a) and density intersection-effective stress (b) of different wells in the Central Depression

据表现出卸载特征，总体来说超压段不均衡压实特征明显；Zh2 井白碱滩组和克拉玛依组部分超压数据点位于卸载曲线上，而百口泉组数据靠近加载曲线，具有一定的不均衡压实特征；Z10 井整体卸载特征明显，随着埋深增加，超压段数据点仍具有较大密度值(2.6 g/cm^3 左右)，卸载曲线与加载曲线区分明显(图 8)。因此，判断 S12 井和 S1 井超压主要为不均衡压实成因，而 Zh2 井和 Z10 井超压主要为非不均衡压实型超压。

综合等效深度法[43]、Eaton 法[44]、Bowers 法[15, 45]等多种计算方法对研究区 4 口井进行现今压力刻画，并结合实测压力数据定量计算超压贡献度。计算原理如图 7a 所示，对于加载曲线上任意一点，传导型超压会引起垂直有效应力显著减小。根据地层压力平衡原理可知，在上覆压力不变的情况下，垂直有效应力的减小量即为传导型超压的大小。由此可得，S1 井 T_1b 传导型超压大小为 14.9 MPa，传导型超压贡献度为 28%；Zh2 井 T_1b 传导型超压大小为 31 MPa，传导型超压贡献度为 40.5%；Z10 井 P_3w 传导型超压大小为 64 MPa，传导型超压贡献度为 60.5%。结果表明，不同井区传导型超压贡献度存在明显差异：沙窝地最小，莫西庄有所增大，征沙村最大。

以上证据表明中央坳陷西部三叠系超压成因的复杂性，从沙窝地到莫西庄再到征沙村地区，超压成因由以不均衡压实型为主逐渐过渡到以传导型超压为主。

5　超压形成控制因素探讨

5.1　厚层泥岩和高沉积速率为不均衡压实型超压的发育提供了良好的条件

厚层泥岩和高沉积速率是不均衡压实型超压发育的 2 个关键因素[46]。在快速埋藏阶段，以泥岩为主的细粒沉积物孔隙快速减小，导致流体排出困难，随着压实作用的增强形成不均衡压实型超压，在测井曲线上具有异常高孔隙度、异常低密度的响应特征[15]。单井地层沉积速率反演显示，在三叠系沉积早期平均沉积速率超过 130 m/Ma；随后沉积速率逐渐降低，到晚三叠世，沉积速率降至 50 m/Ma(图 9)。盆地在三叠纪接受广泛的湖相沉积，岩性以泥岩夹砂质泥岩居多(图 1b)，以泥岩为主的岩性组合和较高的沉积速率为三叠系不均衡压实型超压的形成提供了良好的条件，同时上三叠统白碱滩组沉积的厚层泥岩盖层也能有效地保存不均衡压实型超压，与中–下三叠统形成有利的储盖组合。

砂岩储层铸体薄片鉴定结果显示，在埋深超过 6 500 m 的克拉玛依组，砂岩储层仍能保留大量原生孔隙，且颗粒以点–线接触为主(图 10)。张关龙等[47]认为，准噶尔盆地中央坳陷深层–超深层储层整体物性相对较差，但在三叠系仍识别出异常高孔隙段，其中 Z10 井 T_2k 物性最好，且以原生孔为主，最大孔隙度为 13.18%，这是不均衡压实型超压发育的关键证据之一。

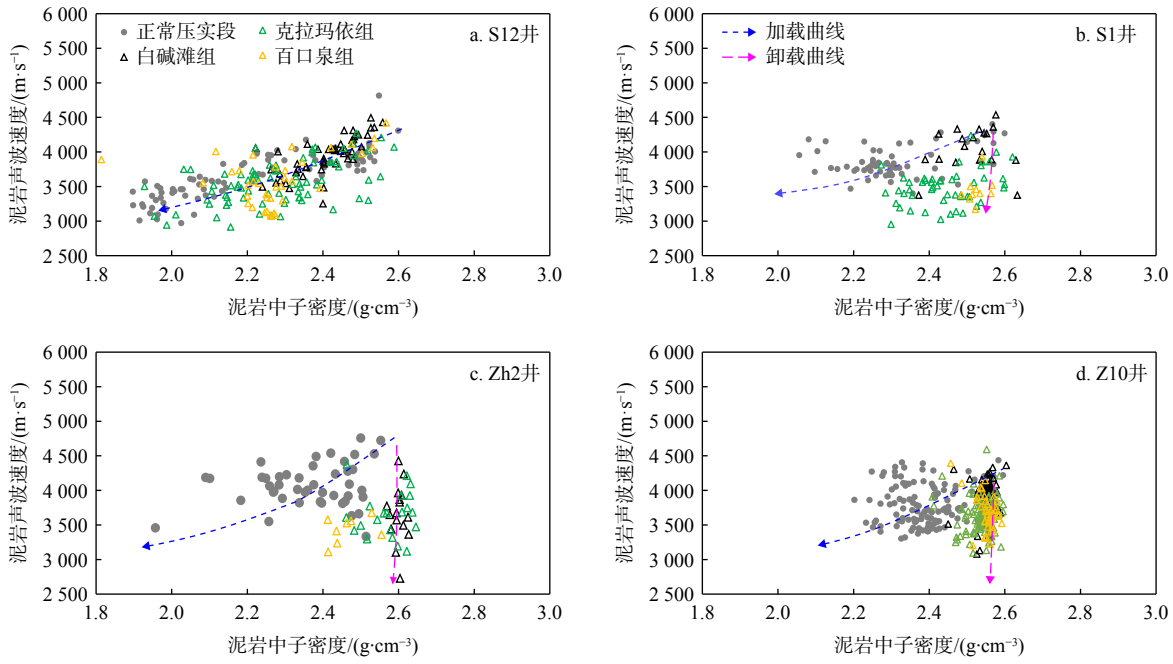


图 8　泥岩声波速度–中子密度交会图

Fig. 8　Acoustic velocity-density intersection diagram of mudstone in different wells

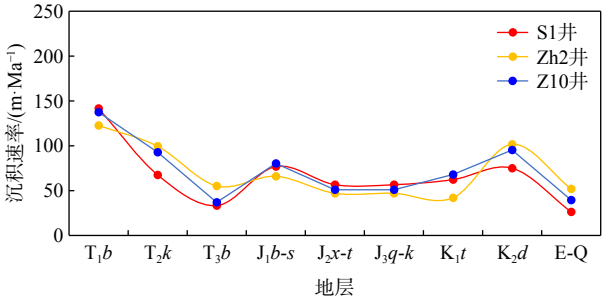


图 9　单井地层沉积速率图

Fig. 9　Sedimentation rate of different wells

上述 4 口典型井在克拉玛依组和百口泉组表现的异常高孔隙度、异常低密度的测井响应特征也指示了不均衡压实型超压的发育(图 3 ~ 6)。与 S12 井中子密度显著偏离正常压实趋势线不同的是，Z10 井中子密度具有两段式变化特征，即第 1 阶段在超压顶界面上下随着深度的增加，中子密度逐渐增大，随着深度的增加，三叠系中子密度呈垂直线状基本不变。研究表明，泥岩表现出的压实模式的差异性可能与自身矿物组成有关，脆性矿物含量较高的地层多发育两段式压实模式，且随着深度的增加，脆性矿物含量具有明显增加的趋势[46]。岩矿分析结果表明，克拉玛依组石英、长石等脆性矿物体积分数接近 50%[48]，较高体积分数的脆性矿物在一定程度上影响着 Z10 井的压实模式。

综上所述，T_1b 和 T_2k 在沉积过程中发育不均衡压实型超压，对原生孔隙的保存起到了积极的作用，而 T_3b 可能因沉积速率相对较低，不均衡压实特征不明显。

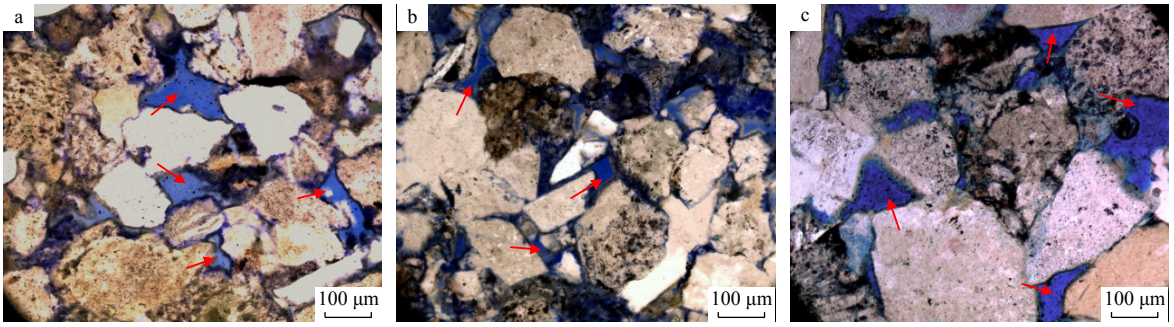
5.2　二叠系烃源岩生烃增压为三叠系超压提供了能量来源和动力

中–下二叠统烃源岩在准噶尔盆地分布较广泛，在研究区目前已经进入高成熟阶段，现今生油强度普遍超过 100×10^4 t/km^2[34]。在盆 1 井西凹陷及沙湾凹陷，下乌尔禾组烃源岩埋深普遍超过 6 000 m，沉积厚度最大可达 600 m，已经证实中央坳陷油气主要来源于下乌尔禾组烃源岩[49]。下乌尔禾组烃源岩在早三叠世末期开始少量生烃，进入侏罗纪，受到抬升剥蚀的影响，地层温度降低，有机质热演化停滞，低成熟阶段一直延续到白垩纪。随着盆地的沉降，烃源岩在晚白垩世逐渐达到生油高峰，从古近纪开始，烃源岩一直处于高–过成熟阶段，并生成大量轻质油和湿气[19]。盆地古压力模拟表明，从古近纪至现今，地层压力从 75 MPa 迅速上升至 140 MPa，为油气进入三叠系储层提供了物质基础和传导型超压发育的能量来源。

5.3　断裂发育演化为烃源层超压向三叠系传导提供了输导通道

前人[50]研究表明，莫西庄和征沙村地区自晚二叠世–晚侏罗世发育多级走滑断裂，部分断裂断穿了二叠系和三叠系，甚至可达侏罗系八道湾组底部[50]。断裂活动期与源岩生排烃期具有较好的匹配关系。以征沙村地区为例，在三叠系沉积末期，源岩处于低成熟阶段，源岩层内超压不发育或者较小，此时断裂具有较强的活动性，使得较低成熟度油沿断裂垂向输导至三叠系甚至侏罗系储层中。白垩纪以后，盆地内断裂整体活动性较弱或者不活动，但早期形成的通源断裂在中–下二叠统烃源岩生烃形成的强超压作用下再次活化，形成超压主导型油气运移条件，大量油气沿断裂输导至三叠系储层中[19]。

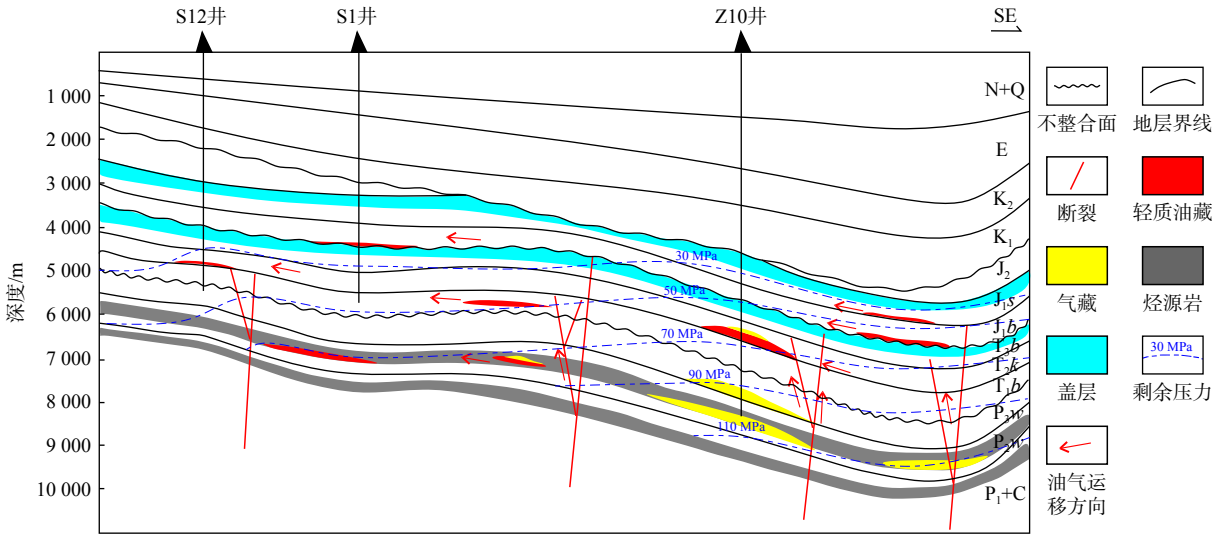
沟通二叠系烃源岩与三叠系储集层的走滑断裂的分布与活动强度是油气成藏的关键，超压油气主要沿着断裂向上垂直运移，同时在与断裂连接的砂体内部小规模侧向调整成藏，在此过程中伴随着



a. S12 井，5 004.66 m，T_1b，原生粒间孔隙发育，碎屑颗粒多呈点–线接触，表明压实程度较弱，单偏光；b. Z10 井，6 701.5 m，T_2k，颗粒多呈点–线接触，压实作用中等，原生粒间孔隙较发育，单偏光；c. Z10 井，6 711 m，T_2k，颗粒多呈点–线接触，压实作用中等，原生粒间孔隙较发育，单偏光。红色箭头指示原生粒间孔隙

图 10　典型井三叠系砂岩储层孔隙类型镜下特征

Fig. 10　Microscopic characteristics of pore types in the Triassic reservoir



N+Q. 新近系和第四系; K_2. 上白垩统; K_1. 下白垩统; J_2. 中侏罗统; P_1+C. 下二叠统和石炭系

图 11　盆 1 井西凹陷及沙湾凹陷油气运移与超压传导示意图

Fig. 11　Schematic diagram of oil and gas migration and overpressure transfer in the west Sag and Shawan Sag of Well Pen1

超压的垂向传递与侧向调整(图 11)。征沙村地区位于沙湾凹陷东部, 中–下二叠统烃源岩超压可达 100 MPa, 源–储压差较大, 约为 40 MPa, 且二叠系–三叠系走滑断裂相对较发育, 因此垂向传导型超压发育, 现今三叠系储层传导型超压贡献度较大。相比之下, 沙窝地地区位于盆 1 井西凹陷尖灭的鼻状隆起上, 埋深相对较浅, 中–下二叠统烃源岩生烃强度相对较弱, 与三叠系源–储压力差相对较小, 约为 20 MPa, 垂向通源断裂的缺失使得下伏二叠系源岩超压油气未能有效传递到三叠系储层[21]; 且该区砂体较发育, 整体倾斜度较大, 即使发育部分传导型超压也易向砂体较高部分传递或难以保存, 这可能是沙窝地地区传导型超压特征不明显的原因, 同时也在一定程度上影响了该地区的油气富集程度。

总体来看, 现今三叠系超压为不均衡压实和下部中–下二叠统源岩超压沿断裂的垂向传导共同作用形成。较高的沉积速率和以泥岩为主的岩性组合为三叠系不均衡压实型超压的形成提供了良好的条件。二叠系烃源岩生烃增压、已形成断裂的再活化为三叠系储层传导型超压的形成提供了动力来源和输导条件; 通源断裂分布的差异性导致了不同井区三叠系传导型超压贡献度的差异。

6　结　论

(1)中央坳陷西部地区三叠系超压段泥岩具有高声波时差和低电阻率特征, 中子密度和孔隙度测井在不同井区超压段响应特征有所不同: 沙窝地克拉玛依组超压段泥岩具有低密度和高孔隙度异常特征, 莫西庄上三叠统泥岩密度和孔隙度较恒定, 中–下三叠统泥岩密度减小, 孔隙度略微增大; 征沙村地区超压段密度较恒定, 而克拉玛依组、百口泉组泥岩中子孔隙度明显高于正常压实趋势及上部地层。

(2)三叠系超压主要为不均衡压实和超压传导 2 种成因。不同地区、不同类型超压的贡献度有所不同, 沙窝地不均衡压实型超压贡献相对较大, 莫西庄有所减小, 征沙村地区最小。

(3)较高的沉积速率和以泥岩为主的岩性组合为三叠系不均衡压实型超压的发育提供了良好的条件。中–下二叠统烃源岩生烃增压为通源断裂活化、压力传导提供了动力来源。超压油气主要依靠通源断裂垂向传导, 辅之以沿倾斜砂体侧向传导, 沟通中–下二叠统烃源岩层和三叠系储层的走滑断裂分布的差异性, 导致了不同井区传导型超压贡献度大小的差异性。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献:

[1] HAO F, LI S T, SUN Y C, et al. Characteristics and origin of the gas and condensate in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea: Evidence for effects of overpressure on petroleum generation and migration[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(3): 363-375.

[2] QUICK J C, TABET D E. Suppressed vitrinite reflectance in the Ferron coalbed gas fairway, central Utah: Possible influence of overpressure[J]. International Journal of Coal Geology, 2003, 56(1/2): 49-67.

[3] HUNT J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments1[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.

[4] HAO F, LI S T, GONG Z S, et al. Thermal regime, interreservoir compositional heterogeneities, and reservoir-filling history of the Dongfang gas field, Yinggehai Basin, South China Sea: Evidence for episodic fluid injections in overpressured basins?[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(5): 607-626.

[5] HAO F, ZHU W L, ZOU H Y, et al. Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(5): 831-858.

[6] 操应长, 徐涛玉, 王艳忠, 等. 东营凹陷古近系储层超压成因及其成藏意义 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(3): 34-38.
CAO Y C, XU T Y, WANG Y Z, et al. The origin of reservoir overpressure and its implication in hydrocarbon accumulation in the Paleogene of Dongying Depression[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(3): 34-38. (in Chinese with English abstract)

[7] 张守春, 张林晔, 查明, 等. 东营凹陷压力系统发育对油气成藏的控制 [J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 289-296.
ZHANG S C, ZHANG L Y, ZHA M, et al. Control of pressure system development on reservoir formation in the Dongying Sag, Shengli oilfield, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 289-296. (in Chinese with English abstract)

[8] 张凤奇, 王震亮, 赵雪娇, 等. 库车坳陷迪那 2 气田异常高压成因机制及其与油气成藏的关系 [J]. 石油学报, 2012, 33(5): 739-747.
ZHANG F Q, WANG Z L, ZHAO X J, et al. Genetic mechanism of overpressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in Dina-2 gasfield, Kuqa Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(5): 739-747. (in Chinese with English abstract)

[9] CAILLET G, JUDGE N C, BRAMWELL N P, et al. Overpressure and hydrocarbon trapping in the chalk of the Norwegian central graben[J]. Petroleum Geoscience, 1997, 3(1): 33-42.

[10] 鲁雪松, 赵孟军, 张凤奇, 等. 准噶尔盆地南缘前陆冲断带超压发育特征、成因及其控藏作用 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 859-870.
LU X S, ZHAO M J, ZHANG F Q, et al. Characteristics, origin and controlling effects on hydrocarbon accumulation of overpressure in foreland thrust belt of southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 859-870. (in Chinese with English abstract)

[11] VAN RUTH P, HILLIS R, TINGATE P, et al. The origin of overpressure in 'old' sedimentary basins: An example from the Cooper Basin, Australia[J]. Geofluids, 2003, 3(2): 125-131.

[12] WANGEN M. Generation of overpressure by cementation of pore space in sedimentary rocks[J]. Geophysical Journal International, 2000, 143(3): 608-620.

[13] TINGAY M R P, HILLIS R R, SWARBRICK R E, et al. Â Vertically transferredâ overpressures in Brunei: Evidence for a new mechanism for the formation of high-magnitude overpressure[J]. Geology, 2007, 35(11): 1023-1026.

[14] WEBSTER M, O'CONNOR S, PINDAR B, et al. Overpressures in the Taranaki basin: Distribution, causes, and implications for exploration[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(3): 339-370.

[15] 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 J Z, LI J, XU Z Y. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 973-998. (in Chinese with English abstract)

[16] 李雪哲, 王艳忠, 孟涛, 等. 砂砾岩储层超压成因及超压对储层的影响: 以车镇凹陷陡坡带沙三段砂砾岩为例 [J]. 沉积学报, 2025, 43(1): 237-253.
LI X Z, WANG Y Z, MENG T, et al. Origin of the overpressure in the sandstone and conglomerate reservoir and its effect on reservoir quality: A case of sandstones and conglomerates from the Third Member of the Shahejie Formation from the steep slope belt of Chezhen Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(1): 237-253. (in Chinese with English abstract)

[17] 刘宏坤, 艾勇, 王贵文, 等. 深层、超深层致密砂岩储层成岩相测井定量评价: 以库车坳陷博孜–大北地区为例 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 299-310.
LIU H K, AI Y, WANG G W, et al. Quantitative well logging evaluation of diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone reservoirs: A case study of Bozi-Dabei area in Kuqa Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 299-310. (in Chinese with English abstract)

[18] 王翠丽, 李红波, 陈东, 等. 克深气田巴什基奇克组致密砂岩储层孔隙结构特征及影响因素分析 [J]. 地质科技情报, 2018, 37(5): 70-77.
WANG C L, LI H B, CHEN D, et al. Porosity structure characteristics and influencing factors analysis of Basijiqike tight sandstone reservoir in Keshen gasfield[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(5): 70-77. (in Chinese with English abstract)

[19] 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 H M, ZHANG G L, FAN J, 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. (in Chinese with English abstract)

[20] 王金铎, 张关龙, 庄新明, 等. 准噶尔盆地重点领域油气勘探研究进展及潜力方向 [J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(4): 24-41.
WANG J D, ZHANG G L, ZHUANG X M, et al. Research progress and potential directions of oil and gas exploration in key fields of Junggar Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(4): 24-41. (in Chinese with English abstract)

[21] 张仲培, 张宇, 张明利, 等. 准噶尔盆地中部凹陷区二叠系—三叠系油气成藏主控因素与勘探方向 [J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 559-568.
ZHANG Z P, ZHANG Y, ZHANG M L, et al. Main controlling factors and exploration direction of Permian to Triassic reservior in the central sag of Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(4): 559-568. (in Chinese with English abstract)

[22] 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 H S, ZHENG M L, HE W J, et al. Formation pressure anomalies and controlling factors in central Juggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1135-1146. (in Chinese with English abstract)

[23] 何生, 何治亮, 杨智, 等. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因 [J]. 地球科学, 2009, 34(3): 457-470.
HE S, HE Z L, YANG Z, et al. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic Formation in the central part of Junggar Basin[J]. Earth Science, 2009, 34(3): 457-470. (in Chinese with English abstract)

[24] 宫亚军, 张奎华, 曾治平, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系超压成因、垂向传导及油气成藏 [J]. 地球科学, 2021, 46(10): 3588-3600.
GONG Y J, ZHANG K H, ZENG Z P, et al. Origin of overpressure, vertical transfer and hydrocarbon accumulation of Jurassic in Fukang Sag, Junggar Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(10): 3588-3600. (in Chinese with English abstract)

[25] 吾尔妮萨罕·麦麦提敏, 李军, 赵靖舟, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起侏罗系超压成因 [J]. 天然气地球科学, 2024, 35(9): 1590-1600.
MAI MAI TIMIN W E N S H, LI J, ZHAO J Z, et al. Genesis of Jurassic overpressure in the Mosuowan uplift of the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(9): 1590-1600. (in Chinese with English abstract)

[26] ZHANG L K, LI C, LUO X R, et al. Vertically transferred overpressures along faults in Mesozoic reservoirs in the central Junggar Basin, northwestern China: Implications for hydrocarbon accumulation and preservation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 150: 106152.

[27] 苟宇杰, 张凤奇, 江青春, 等. 准噶尔盆地盆1井西凹陷及周缘深层二叠系超压形成机制及演化特征 [J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(3): 16-30.
GOU Y J, ZHANG F Q, JIANG Q C, et al. Formation mechanism and evolution characteristics of deep Permian overpressure in western Well Pen-1 Sag and its periphery, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 16-30. (in Chinese with English abstract)

[28] 魏成林, 张凤奇, 江青春, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷东部深层二叠系超压形成机制及演化特征 [J]. 岩性油气藏, 2024, 36(5): 167-177.
WEI C L, ZHANG F Q, JIANG Q C, et al. Formation mechanism and evolution characteristics of overpressure in deep Permian in eastern Fukang Sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(5): 167-177. (in Chinese with English abstract)

[29] 夏世威, 马强, 黄传炎, 等. 准噶尔盆地东部吉木萨尔-吉南凹陷构造演化及原型盆地恢复 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(3): 170-179.
XIA S W, MA Q, HUANG C Y, et al. Tectonic evolution and prototype basin reconstruction in the Jimsar and Jinan Depressions, eastern Junggar Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(3): 170-179. (in Chinese with English abstract)

[30] 张朝军, 何登发, 吴晓智, 等. 准噶尔多旋回叠合盆地的形成与演化 [J]. 中国石油勘探, 2006, 11(1): 47-58.
ZHANG C J, HE D F, WU X Z, et al. Formation and evolution of multicycle superimposed basins in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2006, 11(1): 47-58. (in Chinese with English abstract)

[31] 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 D F, ZHANG L, WU S T, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861. (in Chinese with English abstract)

[32] 陈发景, 汪新文, 汪新伟. 准噶尔盆地的原型和构造演化 [J]. 地学前缘, 2005, 12(3): 77-89.
CHEN F J, WANG X W, WANG X W. Prototype and tectonic evolution of the Junggar Basin, northwestern China[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 77-89. (in Chinese with English abstract)

[33] 石好果. 准中1区块古构造恢复及其演化对油气成藏的作用 [J]. 断块油气田, 2017, 24(4): 456-461.
SHI H G. Recovery and evolution of paleostructure of Block 1 in central Junggar Basin on hydrocarbon accumulation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(4): 456-461. (in Chinese with English abstract)

[34] 何文军, 王绪龙, 邹阳, 等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向 [J]. 海相油气地质, 2019, 24(2): 75-84.
HE W J, WANG X L, ZOU Y, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2): 75-84. (in Chinese with English abstract)

[35] 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征 [J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1004-1016.
ZHANG F Q, LU X S, ZHUO Q G, et al. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1004-1016. (in Chinese with English abstract)

[36] 罗晓容, 杨计海, 王振峰. 盆地内渗透性地层超压形成机制及钻前压力预测 [J]. 地质论评, 2000, 46(1): 22-31.
LUO X R, YANG J H, WANG Z F. The overpressuring mechanisms in aquifers and pressure prediction in basins[J]. Geological Review, 2000, 46(1): 22-31. (in Chinese with English abstract)

[37] 何玉, 周星, 李少轩, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷古近系地层超压成因及测井响应特征 [J]. 岩性油气藏, 2022, 34(3): 60-69.
HE Y, ZHOU X, LI S X, et al. Genesis and logging response characteristics of formation overpressure of Paleogene in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(3): 60-69. (in Chinese with English abstract)

[38] BOWERS G L. Detecting high overpressure[J]. The Leading Edge, 2002, 21(2): 174-177.

[39] BOWERS G L. Determining an appropriate pore-pressure estimation strategy[C]. Offshore Technology Conference. Houston, Texas: OTC, 2001, OTC-13042-MS.

[40] 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.

[41] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.

[42] TERZAGHI K. Theoretical soil mechanics[M]. Hoboken: John Wi ley & Sons, Inc. , 1943.

[43] 周立宏, 刘国芳. 利用泥岩声波时差估算地层压力 [J]. 石油实验地质, 1996, 18(2): 195-199.
ZHOU L H, LIU G F. Formation pressure estimated by interval transit time of mudstones[J]. Experimental Petroleum Geology, 1996, 18(2): 195-199. (in Chinese with English abstract)

[44] 臧艳彬, 王瑞和, 王子振, 等. 利用 Eaton 法计算地层孔隙压力的不确定性分析 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(4): 55-61.
ZANG Y B, WANG R H, WANG Z Z, et al. Evaluation of uncertainties for pore-pressure taking Eaton method as an example[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(4): 55-61. (in Chinese with English abstract)

[45] 赵前华, 王显南, 关利军, 等. 基于修正 Bowers 法的地层压力检测方法: 以白云凹陷为例 [J]. 工业技术创新, 2022, 9(1): 123-130.
ZHAO Q H, WANG X N, GUAN L J, et al. Formation pressure detection method based on modified bowers method: Taking Baiyun Sag as an example[J]. Industrial Technology Innovation, 2022, 9(1): 123-130. (in Chinese with English abstract)

[46] 张向涛, 李军, 向绪洪, 等. 珠江口盆地深水区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 X T, LI J, XIANG X H, 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. (in Chinese with English abstract)

[47] 张关龙, 王继远, 王斌, 等. 准噶尔盆地腹部深层–超深层碎屑岩储层发育特征与孔隙演化定量表征 [J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 620-631.
ZHANG G L, WANG J Y, WANG B, et al. Development characteristics and quantitative characterization of pore evolution of deep and ultra-deep clastic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 620-631. (in Chinese with English abstract)

[48] 王捷, 王千军, 郑胜, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷三叠系超深层碎屑岩储层特征及主控因素: 以征 10 井区克拉玛依组为例 [J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(4): 164-173.
WANG J, WANG Q J, ZHENG S, et al. Characteristics and main controlling factors of Triassic ultra-deep clastic rock reservoirs in Shawan Sag, Junggar Basin: A case study of Karamay Formation in Well Zheng10 area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(4): 164-173. (in Chinese with English abstract)

[49] LI B C, HE D X, LI M J, et al. Biomarkers and carbon isotope of monomer hydrocarbon in application for oil-source correlation and migration in the Moxizhuang-Yongjin block, Junggar Basin, NW China[J]. ACS Omega, 2022, 7(50): 47317-47329.

[50] 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 A Q, CHEN S, YU Y X, 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. (in Chinese with English abstract)

Summary for “准噶尔盆地中央坳陷西部三叠系深层–超深层超压测井响应特征及成因”

Logging response characteristics and genetic mechanism of deep to ultra-deep overpressure of Triassic in the western Central Depression, Junggar Basin

XU Longlong[a,b,c]，HU Qiang[a,b,c]，LIU Jianzhang[a,b,c*]，XIAO Yawen[a,b,c]，YEERAMAN Dawuli[a,b,c]

a. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education；b. Hubei Provincial Key Laboratory of Oil and Gas Exploration and Development Theory and Technology；c. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China

First author，E-mail：Ongxll@163.com

* Corresponding author， E-mail：liujzh@126.com

Abstract：[**Objective**] Overpressure in the Triassic interval of the western Central Depression, Junggar Basin, shows high magnitudes and complex genesis. Current understanding of its distribution and origin remains limited. [**Methods**] Integrating data of drilling fluid relative density, measured formation pressure, and logging data, and utilizing methods of logging curve combination, the Bowers method, and acoustic velocity-density crossplots, this study characterizes the log response characteristics of Triassic overpressure in the western Central Depression, and investigates the genesis and main controlling factors of Triassic overpressure. [**Results**] The mudstones of the Triassic overpressure section exhibit characteristics of elevated sonic time difference and reduced resistivity. The neutron density and neutron porosity of the mudstone deviate from the normal compaction trend line, but the degree of deviation spatially varies across different well areas. [**Conclusion**] The current Triassic overpressure is mainly caused by the combined effects of disequilibrium compaction and deep-seated pressure transfer. Affected by the lithological assemblage, sedimentary rate, and fault activity intensity, the relative contribution of disequilibrium compaction to overpressure generation varies significantly between well areas. Particularly in the Karamay Formation: the Shawodi area exhibits the largest contribution, followed by the Moxizhuang area, and the Zhengshacun area shows the smallest contribution. The research results provide a deeper understanding of the mechanism of deep to ultra-deep overpressure in the western central depression, Junggar Basin.

Key words: overpressure formation mechanism；overpressure logging response；deep to ultra-deep；Triassic；Central Depression；Junggar Basin

Received：2024-09-27；Revised：2025-01-10；Accepted：2025-01-11

doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240560