

文章编号: 1004—5589 (2026) 01—0063—14

陆昊博, 曲希玉, 张华, 等. 致密砂岩储层超压成因及其对储层质量的影响: 以吐哈盆地胜北洼陷水西沟群为例 [J]. 世界地质, 2026, 45 (1): 63–76. DOI: 10. 3969/j. issn. 1004–5589. 2026. 01. 005.

Lu H B, Qu X Y, Zhang H, et al. Genesis of overpressure in tight sandstone reservoirs and its impact on reservoir quality: a case study of Shuixigou Group in Shengbei Subsag, Turpan – Hami Basin [J]. World Geology, 2026, 45 (1): 63–76. DOI: 10. 3969/j. issn. 1004–5589. 2026. 01. 005.

致密砂岩储层超压成因及其对储层质量的影响: 以吐哈盆地胜北洼陷水西沟群为例

陆昊博^{1,2}, 曲希玉^{1,2}*, 张华³, 朱鑫达^{1,2}, 王伟明^{1,2}, 苗长盛⁴

1. 深层油气全国重点实验室 (中国石油大学 (华东)), 山东 青岛 266580;
2. 中国石油大学 (华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;
3. 中国石油 吐哈油田公司 勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009;
4. 长春工程学院 勘察与测绘工程学院, 吉林 长春 130012

摘要: 吐哈盆地台北凹陷胜北洼陷水西沟群致密砂岩储层是盆地内油气勘探的重点目标层系, 且普遍发育超压, 为系统分析该层段超压现象的成因, 综合运用测井曲线组合分析法、声波速度-密度交会图法、孔隙度对比法、压力计算反推法和包裹体古压力恢复法对超压成因进行系统分析。研究结果表明, 超压主要发育于胜北洼陷2 000~5 500 m深度段, 压力系数为1.2~1.5, 主要发育快速沉积和泥岩封隔造成的欠压实超压及生烃增压产生的超压。结合研究区地质资料, 最适用于研究区的超压成因研究方法为测井曲线组合分析法及孔隙度对比法, 前者通过声波、电阻率等曲线的响应特征识别高压层段, 后者则通过实测孔隙度与理论压实趋势的偏离判断是否存在压力封闭, 进而反演超压的发育强度与分布范围。此外, 结合铸体薄片、物性测试及包裹体镜下特征等方法, 研究了超压对储层的影响。结果表明, 生烃增压产生的超压对储层具有显著的建设性: ①生烃增压可诱导岩石产生微裂缝系统, 有效改善致密砂岩的渗透性, 为油气运移提供优势通道; ②伴随生烃过程释放的有机酸对储层矿物 (如长石) 产生溶蚀作用, 形成大量粒内溶孔, 从而优化储集空间。与此同时, 由欠压实作用所保存的原生孔隙, 也是形成异常高孔带的关键因素之一。

关键词: 超压成因; 欠压实; 生烃增压; 水西沟群; 胜北洼陷; 吐哈盆地

中图分类号: P618.13 文献标识码: A DOI: 10. 3969/j. issn. 1004–5589. 2026. 01. 005

Genesis of overpressure in tight sandstone reservoirs and its impact on reservoir quality: a case study of Shuixigou Group in Shengbei Subsag, Turpan–Hami Basin

收稿日期/Received: 2025–05–19; 修订日期/Revised: 2025–08–14; 出版日期/Published: 2026–02–25

基金项目: 山东省自然科学基金项目 (ZR2024MD078)

第一作者: 陆昊博 (2000—), 男, 硕士研究生, 主要从事成岩作用及优质储层形成机理研究。E-mail: 1977726511@qq.com

* 通信作者: 曲希玉 (1977—), 男, 博士, 副教授, 主要从事流体-岩石相互作用、储层及沉积学方面的研究工作。

E-mail: quxiyu@upc.edu.cn

© Editorial Office of World Geology. This is an open access article under the CC BY–NC–ND 4.0 license.

Lu Haobo^{1,2}, Qu Xiyu^{1,2*}, Zhang Hua³, Zhu Xinda^{1,2}, Wang Weiming^{1,2}, Miao Changsheng⁴

1. National Key Laboratory for Deep Oil and Gas (China University of Petroleum (East China)), Qingdao 266580, Shandong, China;

2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong, China;

3. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company of PetroChina, Hami 839009, Xinjiang, China;

4. School of Surveying and Mapping Engineering, Changchun Institute of Technology, Changchun 130012, Jilin, China

Abstract: The tight sandstone reservoirs of Shuixigou Group in Shengbei Sag of Taibei Depression, Turpan-Hami Basin, represent a key target interval for hydrocarbon exploration in the basin, where overpressure is extensively developed. To systematically analyze the genetic mechanisms of overpressure in this interval, the authors comprehensively employed multiple methodologies, including comprehensive logging curve analysis, acoustic velocity-density cross-plot analysis, porosity contrast method, pressure calculation inversion method, and fluid inclusion paleopressure reconstruction method. The results indicate that overpressure is predominantly distributed within the depth range of 2 000–5 500 m in Shengbei Sag, with a pressure coefficient ranging from 1.2 to 1.5, and two primary genetic types of overpressure have been identified, namely undercompaction-induced overpressure caused by rapid sedimentation and mudstone sealing and hydrocarbon generation-induced overpressure generated by hydrocarbon generation and expulsion processes; combined with the geological data of the study area, comprehensive logging curves analysis and porosity contrast method are determined to be the most suitable approaches for investigating overpressure genesis herein, where the former identifies overpressured intervals by characterizing the response features of logging curves such as acoustic transit time and resistivity curves, while the latter infers the presence of pressure sealing and further inverts the intensity and distribution range of overpressure by comparing the deviation of measured porosity from the theoretical compaction trend. Furthermore, the effects of overpressure on reservoir quality were investigated using techniques such as casting thin section observation, physical property testing, and microscopic characterization of fluid inclusions, and the results demonstrate that hydrocarbon generation-induced overpressure exerts a significant constructive effect on the reservoirs, on the one hand, this type of overpressure can induce the development of microfracture systems in rocks, which effectively improves the permeability of tight sandstones and provides preferential pathways for hydrocarbon migration; on the other hand, organic acids released during hydrocarbon generation can dissolve reservoir minerals such as feldspar, forming abundant intragranular dissolved pores and thus optimizing the reservoir space, while the primary pores preserved by undercompaction also constitute one of the critical factors for the formation of abnormally high-porosity zones.

Keywords: overpressure genesis; undercompaction; hydrocarbon generation overpressure; Shuixigou Group; Shengbei Subsag; Turpan-Hami Basin

0 引言

深层致密砂岩气作为非常规天然气资源的重要组成部分,具有分布广泛、储量可观等优势^[1-2],但随着埋深增大,普遍面临地层压力异常尤其是异常高压导致的开发难、产量低等一系列问题。异常高压在深层含油气盆地广泛发育,深刻影响油气的运移与聚集^[3-4]。中国东西部主要含油气盆地(如松辽、渤海湾、鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔等)均存在显著的超压现象^[5-11]。前人研究表明,

超压对储层的影响主要取决于超压的发育时间、强度以及流体的运移条件,与超压成因类型也密切相关:超压的早期发育可能抑制压实作用,保留较高的孔隙度,而超压的强度变化则可能影响微裂缝的发育,进而影响油气的运移和聚集^[12];超压的类型与储层的质量有着显著耦合关系:构造挤压型超压会影响裂缝渗透率,欠压实超压则可能保留原生孔隙,流体膨胀超压可能抑制胶结作用并产生溶蚀孔^[13-14]。所以厘清超压成因对实现致密砂岩储层的高效开发有着至关重要的作用。

Dickinson^[15]于 1953 年开始对墨西哥湾盆地进行超压研究以来, 国内外学者对超压的成因与识别也关注起来, 对超压的主要形成机制分为了 5 类: 机械应力作用 (主要为压实不均衡和侧向应力)、热应力作用 (主要为水热膨胀、干酪根或油的裂解)、动态运移作用 (主要为流体的侧向或垂向流动)、化学应力作用 (主要为黏土矿物成岩作用和流-岩相互作用) 和其他 (主要包括渗透作用、承压圈闭作用和浮力效应等)。赵靖舟等^[16]将超压成因分为 5 种: 不均衡压实、流体膨胀、成岩作用、构造挤压和压力传递。流体膨胀又分为生烃作用、油裂解气、水热膨胀等; 成岩作用又分为蒙脱石-伊利石转化作用、石英的溶蚀与胶结作用等。研究主要方法包括直接证实与间接推理, 直接证实主要包括地球物理测井、实验分析等手段; 间接推理主要包括超压形成条件的理论分析及超压成因的数值模拟^[17]。对于欠压实及流体膨胀超压成因的评价方法主要包括: 地质分析法、测井分析法、测井、

地质综合分析法及其他方法 (表 1)。台北凹陷是吐哈盆地的重要油气产区, 2021 年吐哈盆地丘东洼陷腹部吉 7H 井于下侏罗统三工河组获得高产油气流, 证实洼陷区深层致密砂岩具备形成高产凝析气藏的地质条件^[23]。但由于实测地层压力资料难以全面获取, 且异常高压分布仅在部分层段, 西山窑组及三工河组砂体埋深差异大, 厚度不一, 优质储层成因不明, 超压成因机制具有复杂性与多解性, 单一识别方法常存在局限性和盲区, 阻碍了研究区致密砂岩进一步勘探及评价。本研究针对以上问题, 综合选用 5 种互补性强的成因判别方法: 测井曲线组合分析法、声波速度-密度交会图法、孔隙度对比法、压力计算反推法、包裹体古压力恢复法对超压成因进行分析, 综合利用物性测试、铸体薄片、测井资料及包裹体数据等, 对超压成因及对储层物性的影响进行研究, 以期对致密砂岩气勘探提供理论依据。

表 1 不同成因超压评价方法

Table 1 Evaluation methods of overpressure by different causes

超压成因分类	主要评价方法	应用领域	参考资料
欠压实、生烃作用、构造挤压、流体膨胀	沉积速率法、有机质成熟度法、压力趋势法	松辽盆地、渤海湾盆地	文献 [3]
欠压实增压、流体膨胀增压、侧向传递增压、构造荷载增压	声波速度-密度交会图法、有效应力法	墨西哥湾盆地、北海盆地	文献 [18]
欠压实、生烃作用、构造挤压	测井曲线法、压力趋势法	渤海湾盆地	文献 [19]
欠压实、生烃作用	孔隙度-声波时差法、实验模拟法	北海盆地、Haltenbanken 地区	文献 [20]
欠压实、生烃作用、构造挤压	等效深度法、测井曲线综合分析法	东濮凹陷	文献 [21]
生烃作用	生烃增压定量模型、实验模拟法	塔里木盆地、准噶尔盆地	文献 [22]

1 区域地质背景

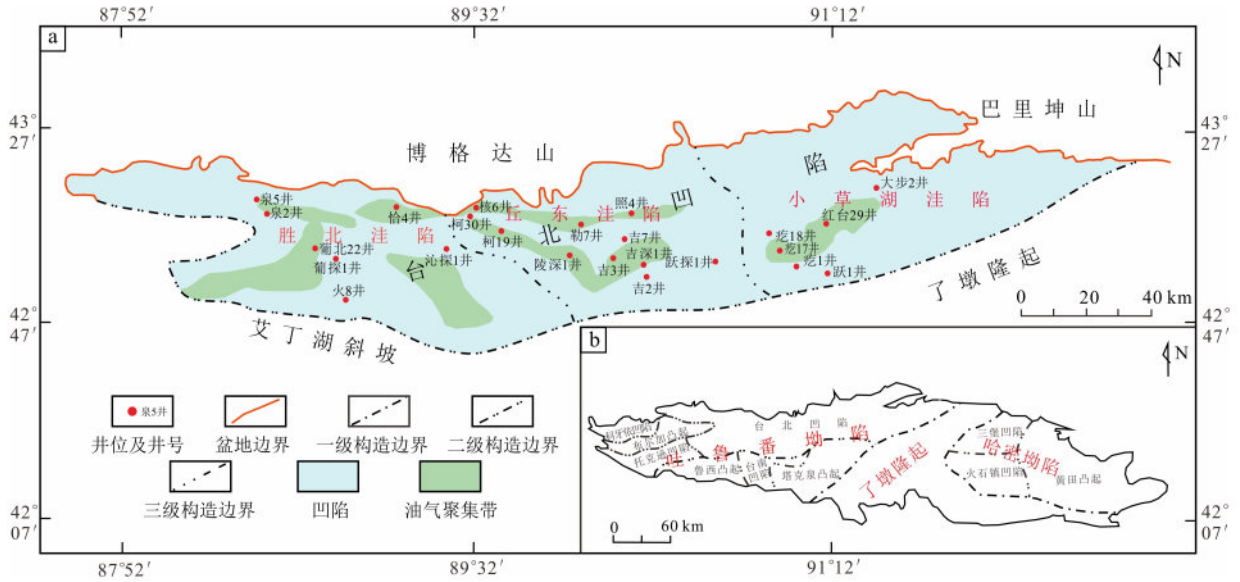
吐哈盆地位于中国新疆维吾尔自治区东部, 是新疆三大含油气盆地之一, 呈东西向展布, 东西长约 660 km, 南北宽 60 ~ 100 km, 总面积约 5.35×10^4 km²。盆地四周环山, 北依博格达山、巴里坤山, 南抵觉罗塔格山, 西接喀拉乌成山, 东临北山山脉, 与塔里木盆地、准噶尔盆地隔山相望。盆地的演化经历了前寒武纪至古生代的基底形成、中生代的裂陷和新生代的挤压改造等多个阶段, 从而发育了复杂的断裂系统和褶皱构造, 沉积环境多样,

包括河流相、湖泊相、沼泽相和火山岩相等^[24]。

吐哈盆地由西向东可划分为吐鲁番坳陷、了墩隆起和哈密坳陷 3 个一级构造单元^[25], 台北凹陷为吐鲁番坳陷的次一级单元, 自西向东又分为胜北洼陷、丘东洼陷及小草湖洼陷 (图 1), 超压主要发育在胜北洼陷中。台北凹陷的沉积序列主要由一系列碎屑岩夹火山岩构成, 自下而上为石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系, 地层厚度大, 最大沉积层厚可达 9 000 m^[26]。其中, 石炭系一二叠系为海相沉积环境, 主要由碳酸盐岩、火山岩及火山碎屑岩组成。三叠系逐渐演

化为陆相沉积环境,主要为湖泊-河流沉积相。侏罗系地层是吐哈盆地重要的煤系地层,地层沉积相对完整,同时发育有优质的烃源岩和储集层,形成了丰富的天然陆相生储盖组合,是吐哈盆地油气勘探的主要目的层。侏罗系地层沉积厚约4 000 m,可分为下、中、上3统,共有7个组,分别为下侏

罗统八道湾组(J_1b)和三工河组(J_1s),中侏罗统西山窑组(J_2x)、三间房组(J_2s)和七克台组(J_2q),上侏罗统齐古组(J_3q)和喀拉扎组(J_3k)^[26]。岩性以暗色泥岩及灰绿色砂岩为主,在西山窑组三段出现煤线。



据文献 [25] 修改。

图1 吐哈盆地构造单元分布

Fig. 1 Distribution of structural units in Turpan-Hami Basin

研究区12口井实测地层压力显示胜北洼陷3 000~4 500 m压力系数主要集中在1.2~1.5,且异常高压段储层孔隙度较高。根据吐哈石油公司资料表明,吐鲁番地区1 800 m以上普遍存在异常低压,压力系数0.65~0.9;1 800~2 900 m段多以正常压实为主有部分异常低压或低幅度超压;2 900 m以下实测资料显示为正常压力到异常高压,压力系数分布为0.90~1.61^[26]。

2 超压成因机制判别

2.1 测井曲线组合分析法

测井曲线组合分析法是指利用不同测井曲线(声波时差、电阻率、密度、井径等)对地层压力异常成因进行分析的方法。在储层压力场解译实践中,单参数测井响应对地质要素的响应存在显著的多解性。以声波时差曲线为例,其传播特性不仅受控于孔隙结构,更与烃类赋存状态及有机质演化阶

段有关,泥页岩储层中总有机碳含量与基质孔隙度的协同作用,往往导致声波时差异常响应,从而出现叠加效应;电阻率主要由地层流体性质与孔隙结构等控制,油气层会导致高电阻率,地层水矿化度高会导致低电阻率;密度测井主要由岩石密度与岩性控制,孔隙度越高密度越低,矿物骨架密度不同,密度测井也不同。这种多参数耦合机制使得基于单因素判识模型难以有效辨识异常压力成因机制。因此,测井曲线组合分析法通过整合声波、电阻率、密度等曲线的互补信息,显著提升了超压识别的精度与适用性。当超压段随埋深增大,声波时差增大或速度降低,电阻率减小,密度显著减小,则超压属不均衡压实成因;当超压段随埋深增大,声波时差增大或速度降低,电阻率增大,密度不变或略有减小,则超压可能为生烃膨胀成因;当超压段随埋深增大,声波时差增大或速度降低,密度增大,则超压可能为蒙脱石-伊利石转化作用成因;

当超压段声波时差正常减小或速度正常增大, 电阻率和密度也正常增大, 则超压可能为构造挤压成因^[16]。以吐哈盆地泉 2 井、葡北 22 井及沁探 1 井为例: 泉 2 井在 2 200~2 800 m (西山窑组中下部及三工河组中上部) 声波时差增大, 密度基本不

变, 电阻率增大 (图 2), 则超压成因可能是生烃增压; 葡北 22 井第一段超压在 3 950~4 150 m (西山窑组上部) 左右出现, 声波时差增大, 密度基本不变, 电阻率增大 (图 3), 可能是生烃增压导致的超压; 第二段超压在 4 350~4 500 m (西山

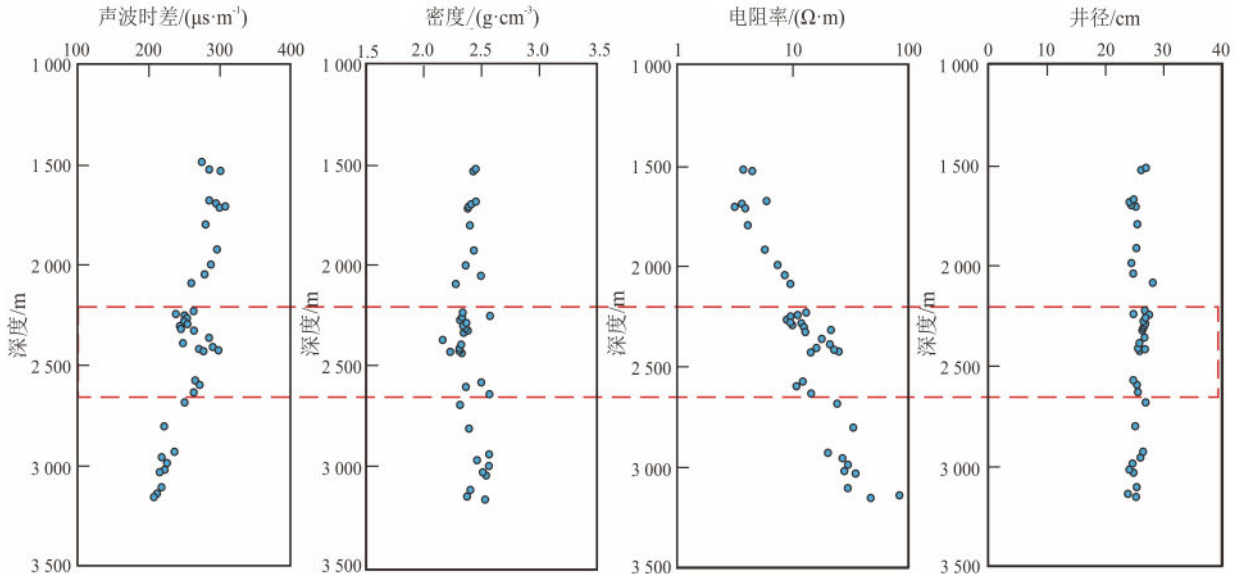


图 2 泉 2 井测井组合分析

Fig. 2 Analysis of well logging combination of Well Quan-2

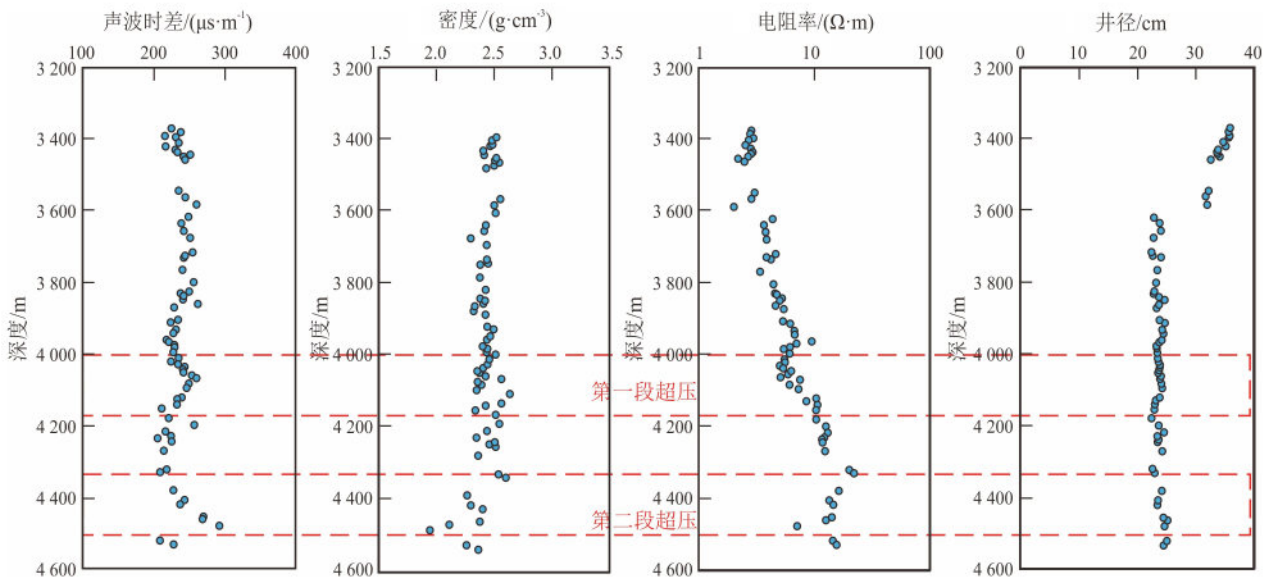


图 3 葡北 22 井测井组合分析

Fig. 3 Analysis of well logging combination of Well Pubei-22

窑组底部及三工河组中上部) 出现, 声波时差增大, 密度减小, 电阻率基本不变, 可能是欠压实成因造成的超压; 沁探 1 井第一段超压在 4 100 ~ 5 000 m (七克台组中下部、三间房组及西山窑组上部) 出现, 泥岩声波时差偏离正常趋势, 密度

增大, 电阻率增大, 说明超压可能为生烃增压成因; 第二段超压在 5 000 ~ 5 500 m (西山窑组中下部及三工河组上部) 出现, 泥岩声波时差偏离正常趋势, 密度减小 (图 4), 说明超压可能为欠压实成因。

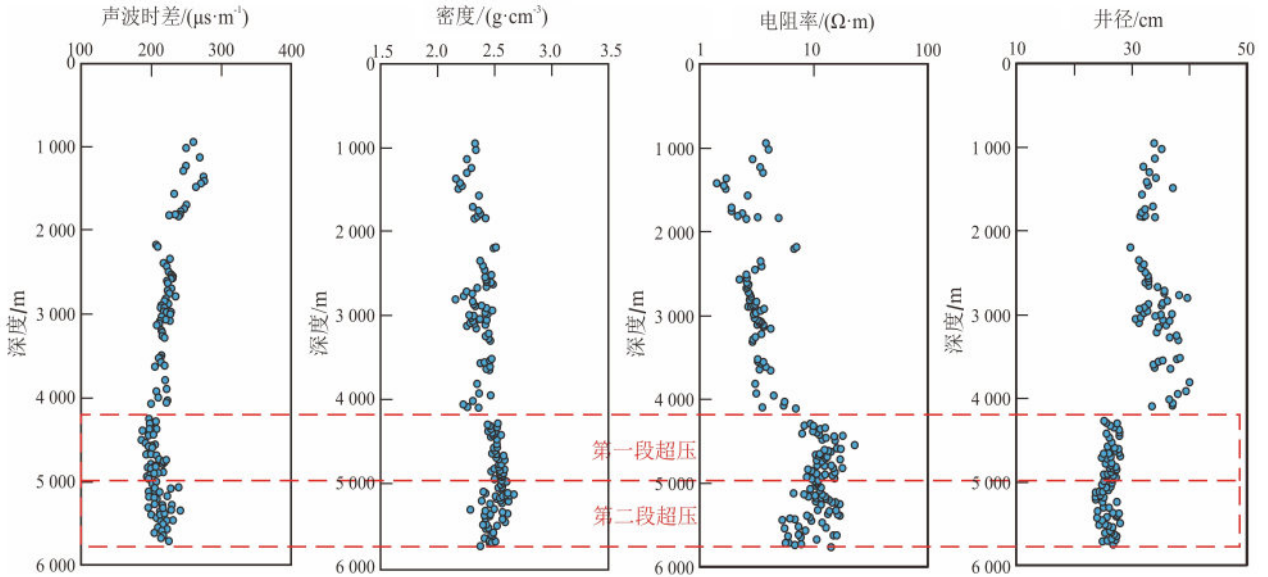


图 4 沁探 1 井测井组合分析

Fig. 4 Analysis of well logging combination of Well Qintan-1

2.2 声波速度-密度交会图法

声波速度-密度交会图法是依据鲍尔斯曲线法演化而来^[17], 其原理是在正常压实条件下, 随着深度增加, 孔隙度逐渐降低, 声波速度增大 (声波时差减小), 密度增大。声波速度-密度交会图 (图 5) 中, 正常压实数据点会沿特定趋势线分布, 而不同成因的超压会使交会图变化趋势不同。声波速度-密度交会图法判别超压成因有 4 个原则: ① 不均衡压实作用与正常压实状态均分布于加载曲线范围内; ② 流体膨胀成因的超压体系中, 声波速度随超压增强而下降, 而地层密度保持相对稳定; ③ 黏土矿物成岩转化形成的超压层段, 密度值随压力升高呈正向增长, 同时声波速度无明显衰减或仅发生轻微下降; ④ 混合成因机制产生的超压, 密度与声波速度的变化规律介于上述流体膨胀型和黏土矿物转化超压之间^[26]。

声波速度-密度交会图在选点时遵循以下原则:

① 选取泥质组分占比 > 90% 的均质泥岩段, 通过

ECS 元素测井与自然伽马能谱联合验证矿物组成, 确保岩相符合碎屑岩成岩序列中的标准泥岩端元特征; ② 限定井径扩大率 < 15%, 同步校验微电阻率成像与井径曲线形态, 排除钻井液冲蚀或应力崩落造成的测量畸变; ③ 目标层段垂向连续厚度 ≥ 2 m, 采用滑动窗口算法 (窗长 0.5 m, 步长 0.1 m) 进行纵向均质化处理, 有效削弱薄互层带来的信号混叠效应; ④ 对声波时差实施地层倾角补偿校正, 密度值进行泥饼厚度与井壁粗糙度的环境校正, 消除测量系统误差。

由图 5 可知, 泉 2 井的声波速度-密度交会图显示超压段点, 超压成因是由于欠压实所致; 葡北 22 井第一段超压具有向下延伸的趋势, 可能为生烃增压, 第二段超压落在卸载曲线上, 则超压可能是欠压实成因; 沁探 1 井第一段超压点具有向下延伸趋势, 第二段超压点落在卸载曲线上, 说明可能沁探 1 井存在生烃增压和欠压实两种成因的超压。

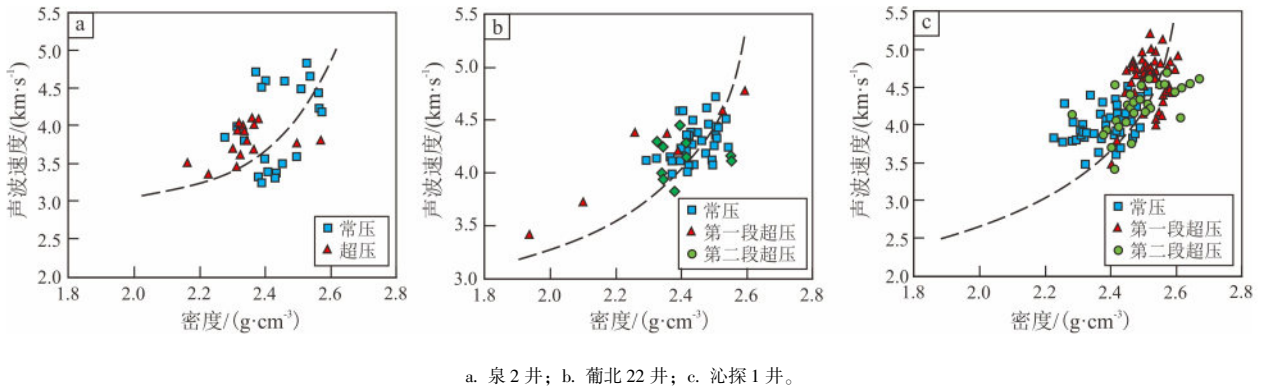


图 5 泉 2 井、葡北 22 井及沁探 1 井声波速度-密度交会图

Fig. 5 Crossplots of acoustic velocity and density for wells Quan -2, Pubei -22 and Qintan -1

2.3 孔隙度对比法

孔隙度对比法是指用实测孔隙度与正常压实趋势下的预期孔隙度进行对比, 从而识别压力异常。欠压实地层在快速沉积环境中, 孔隙流体因渗透率低或排水受阻未能及时排出, 导致岩石颗粒间有效应力降低, 压实作用被抑制。此时孔隙空间未被充分压缩, 孔隙度保留较高值, 所以在孔隙度对比曲线上表现为孔隙度显著高于正常压实趋势线。在生烃增压超压系统的动态演化过程中, 其孔隙结构响应呈现独特的非稳态特征。烃源岩热演化产生的流体增压效应虽能短暂提升孔隙压力, 但受控于泥岩脆-塑转换临界条件, 当超压值达到岩石破裂阈值 (通常为抗张强度的 70% ~ 85%) 时, 会触发微裂缝的瞬时开启, 形成压力释放通道, 使生烃增压作用产生的超压对孔隙度的贡献不明显。且在实际研究过程中, 由于连续取心成本过高, 实测孔隙度的资料比较少, 可以通过测井曲线计算泥岩的孔隙度。密度孔隙度的计算方法如下:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

式中: ϕ_D 为密度孔隙度 (小数或百分比形式); ρ_{ma} 为岩石骨架密度 (取 2.65 g/cm^3); ρ_b 为测井获得的岩石体积密度 (g/cm^3); ρ_f 为孔隙中流体的密度 (取 1.10 g/cm^3)。声波孔隙度计算公式如下:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{C_p (\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (2)$$

式中: ϕ_s 为声波孔隙度 (小数或百分比形式); Δt 为测井获得的岩石声波时差 ($\mu\text{s}/\text{ft}$ 或 $\mu\text{s}/\text{m}$); Δt_{ma} 为岩石骨架的声波时差 ($\mu\text{s}/\text{ft}$ 或 $\mu\text{s}/\text{m}$); Δt_f 为孔隙中流体的声波时差 ($\mu\text{s}/\text{ft}$ 或 $\mu\text{s}/\text{m}$, 取 $610 \mu\text{s}/\text{m}$); C_p 为地层压实校正系数, 可由密度孔隙度-声波时差交会图拟合出的曲线计算得到, 当密度孔隙度为 0 时, 可认为该处对应的声波时差即为岩石骨架声波时差^[26]。沁探 1 井浅层正常压实段测井数据进行拟合, 拟合结果如图 6 所示。

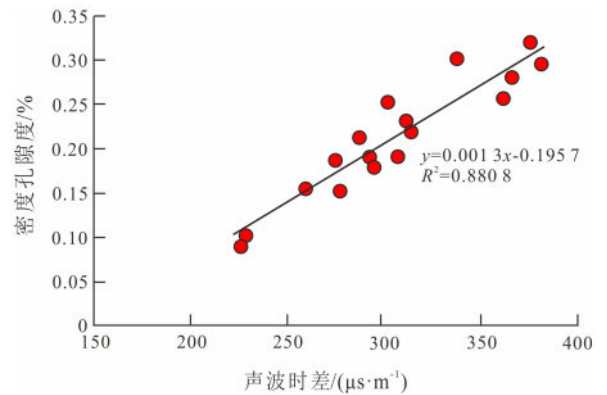


图 6 沁探 1 井声波时差与密度孔隙度拟合

Fig. 6 Regression of acoustic slowness and density porosity in Well Qintan-1

$$\phi_D = a\Delta t - b \quad (3)$$

$$a = \frac{1}{C_p (\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (4)$$

$$b = \frac{\Delta t_{ma}}{C_p (\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (5)$$

式中： ϕ_D 、 Δt 、 Δt_{ma} 、 Δt_f 、 C_p 同式 (2)； a 、 b 为计算值。

根据拟合的曲线求得地层压实系数为 1.65，岩石骨架声波时差为 142.6 $\mu\text{s}/\text{m}$ 。计算沁探 1 井声波孔隙度和密度孔隙度得出，在一段超压处，声波孔隙度偏离正常压实曲线增大，密度孔隙度偏离正常压实曲线减小（图 7）；在二段超压处，声波孔隙度及密度孔隙度均偏离正常压实曲线增大，说明沁探 1 井二段超压为欠压实成因。

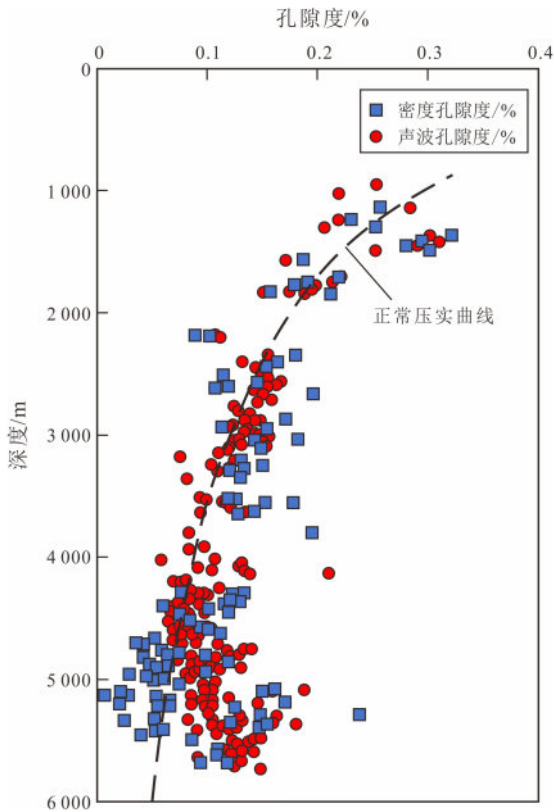


图 7 沁探 1 井密度孔隙度与声波孔隙度交会图

Fig. 7 Crossplot of density porosity and acoustic porosity in Well Qintan-1

2.4 压力计算反推法

目前压力计算反推法有伊顿法、平衡深度法、鲍尔斯法等，伊顿法可区分欠压实、生烃构造等多成因超压，所以笔者采用伊顿法来进行压力计算反推超压成因。伊顿法（Eaton 法）依据地层压实理论、有效应力理论和均衡理论，通过建立正常压实趋势线，并从正常压实出发计算泥岩地层在实际

测井数据偏离正常压实趋势线时地层孔隙压力的大小进而判断超压成因^[27]。伊顿法的计算公式为：

$$P_p = P_{ov} - (P_{ov} - P_{hyd}) \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T} \right)^E \quad (6)$$

式中： P_p 为地层孔隙压力 (g/cm^3)； P_{ov} 为上覆岩层压力 (MPa)； P_{hyd} 为静水压力 (MPa)； ΔT_n 为正常压实趋势下的声波时差 ($\mu\text{s}/\text{ft}$ 或 $\mu\text{s}/\text{m}$)； ΔT 为实测声波时差 ($\mu\text{s}/\text{ft}$ 或 $\mu\text{s}/\text{m}$)； E 为伊顿指数，具有成因内涵。一般认为， $E = 3.0$ 时所计算出的压力系不平衡压实所致， $E = 6.5$ 时所计算出的压力系流体膨胀或压力传递所致^[16,28-29]。

由于沁探 1 井无实测压力，选取距离较近的胜北 7 井实测压力替代，在沁探 1 井压力系统成因分析中（图 8），通过带入不同伊顿指数可以看出：

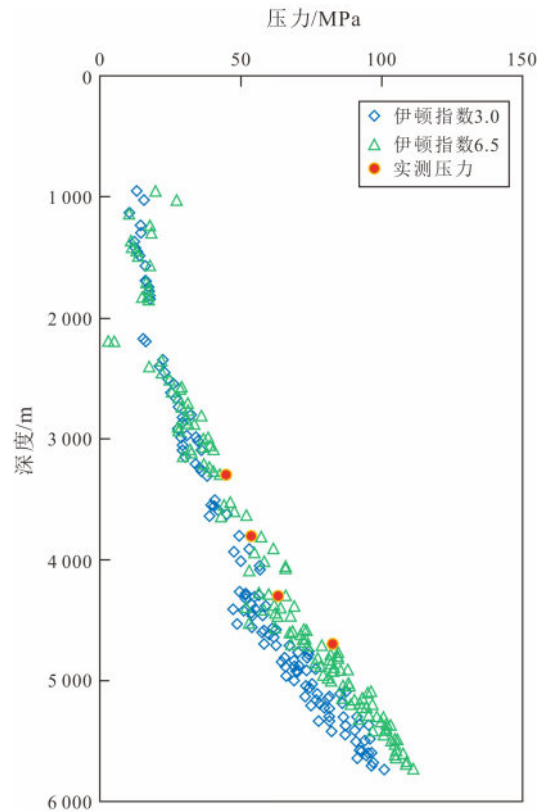


图 8 沁探 1 井 Eaton 法计算地层压力与实测地层压力对比

Fig. 8 Comparison between formation pressure calculated by Eaton method and measured in Well Qintan-1

当伊顿参数调整为 6.5 时,计算压力曲线实测压力值更接近,优于伊顿指数为 3.0 时的计算地层压力,所以判断沁探 1 井泥岩为流体膨胀成因,致密砂岩储层为压力传导成因。

2.5 包裹体古压力恢复法

流体包裹体作为能够记录地层原始流体信息的直接地质样品已经被广泛应用于油气勘探方面的研究,对于油气充注史、古温度压力演化史具有重要指示意义^[30-31]。同一期次中与烃类包裹体共生的盐水包裹体捕获温度能够代表包裹体捕获时的储层温度,进而确定出大规模油气充注的时间和期次^[32-33]。利用 THMSG-600 冷热台对胜北洼陷样品均一温度进行测定,共测得 53 个数据点,并用 PVT 模拟得到均一温度所对应的捕获温度,共测得 53 个数据点,绘制出西山窑组及三工河组致密砂岩储层盐水包裹体均一温度频数图(图 9),可以看出出现 100~110℃和 120~130℃两个峰值,说明西山窑及三工河组致密砂岩存在两期油气充注。

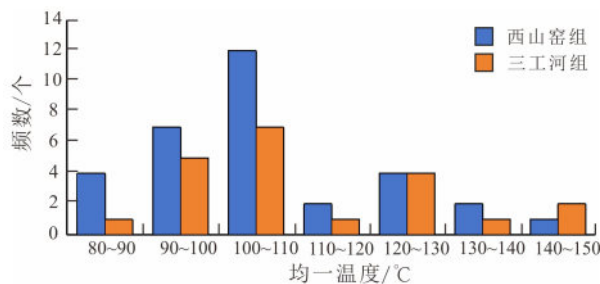


图 9 台北凹陷致密储层包裹体均一温度分布

Fig. 9 Homogenization temperature distribution of fluid inclusions in tight reservoirs of Taibei Depression

包裹体捕获时的压力能够反映成藏期的古压力,所测得捕获压力如下:所测得液烃伴生盐水包裹体均一温度分布与主峰周围及主峰区间内(表 2),说明该包裹体是在油气充注期所捕获的,根据沁探 1 井埋藏史曲线(图 10)可知,所测包裹体均一温度对应的西山窑组及三工河组古埋深在

表 2 沁探 1 井捕获包裹体温度压力特征

Table 2 Temperature and pressure characteristics of trapped fluid inclusions in Well Qintan-1

流体类型	寄主矿物	Th/℃	盐度/(wt% (ave))	Tt/℃	Pt/MPa
黄绿色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	127.8	0.18	144.7	30.811 6
黄绿色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	90.5	0.18	98.1	14.310 6
黄绿色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	103.9	0.18	114.8	20.338 0
黄色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	95.2	2.41	104.0	17.333 0
黄色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	99.8	3.39	109.8	20.018 9
黄色荧光液烃伴生盐水包裹体	石英	91.1	3.23	98.9	15.793 5

3 000~4 000 m,静水压力均在 30 MPa \pm ,与所测包裹体捕获压力一致,说明在油气充注期,不存在压力异常,即不是生烃增压作用形成的超压。结合前文的几种方法,表明沁探 1 井埋深 5 400 m \pm 地层存在欠压实成因的超压。

2.6 超压成因综合分析

综合应用测井曲线组合分析法、声波速度-密度交会图法、孔隙度对比法、压力计算反推法及包裹体古压力恢复法 5 种方法,有效克服了单一方法在超压成因识别上的局限性。其中,测井曲线组合分析法对两种超压成因都可做出识别,且在测井数据较全的情况下,识别精度较高,对研究区两种超

压成因最为适用;孔隙度对比法结合测井计算孔隙度,在研究区识别欠压实作用所导致的原生孔隙保存方面效果显著。通过以上方法得出胜北洼陷超压的主要成因,由于地层埋深差异大,厚度分布不均,无法按照地层对超压成因进行分类,按照井位来看,泉 2 井超压成因为生烃增压产生的超压;葡北 22 井第一段超压成因为生烃增压,第二段超压成因为欠压实;沁探 1 井第一段超压成因为生烃增压,第二段超压成因为欠压实。

3 超压对储层质量的影响

前人^[34-35]研究发现,在砂岩中超压的发育能

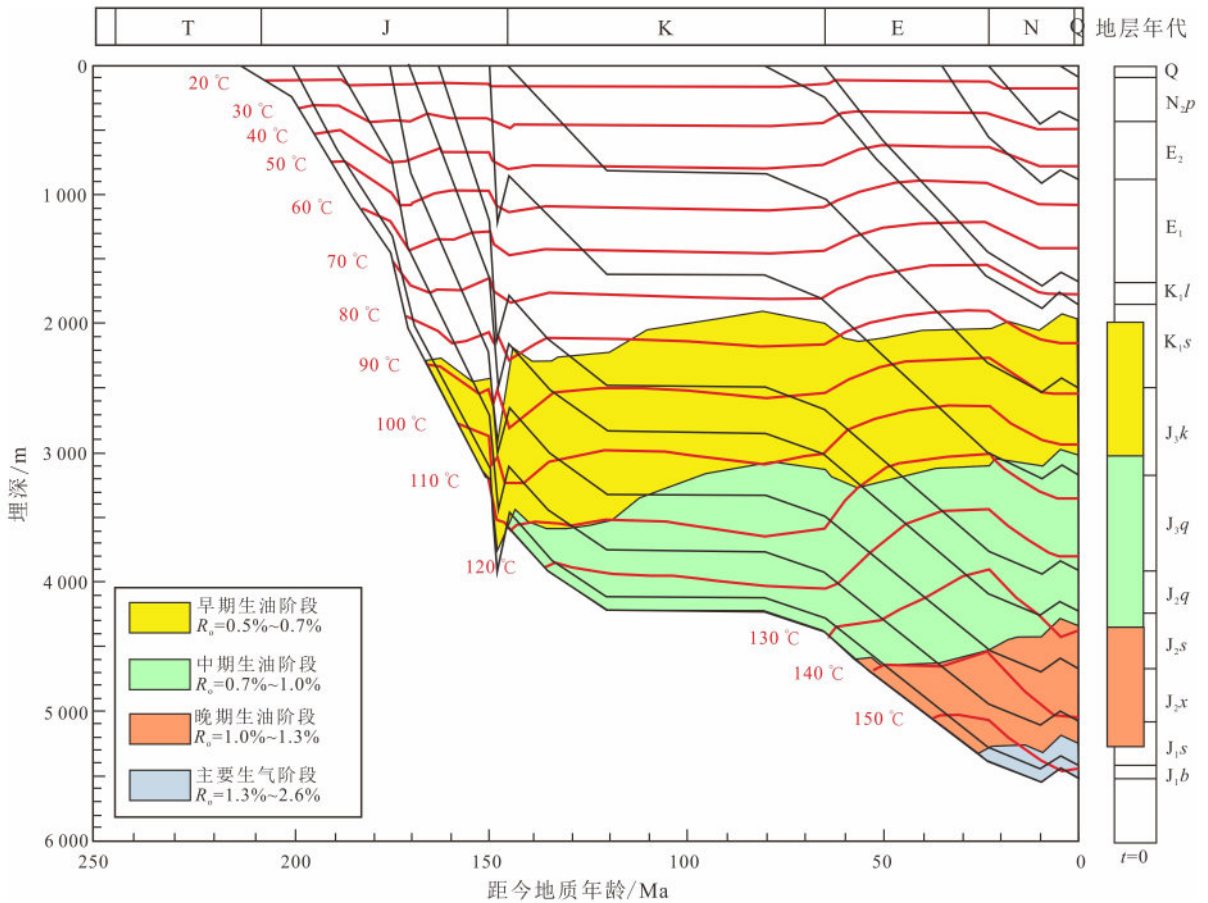


图 10 沁探 1 井埋藏热史图

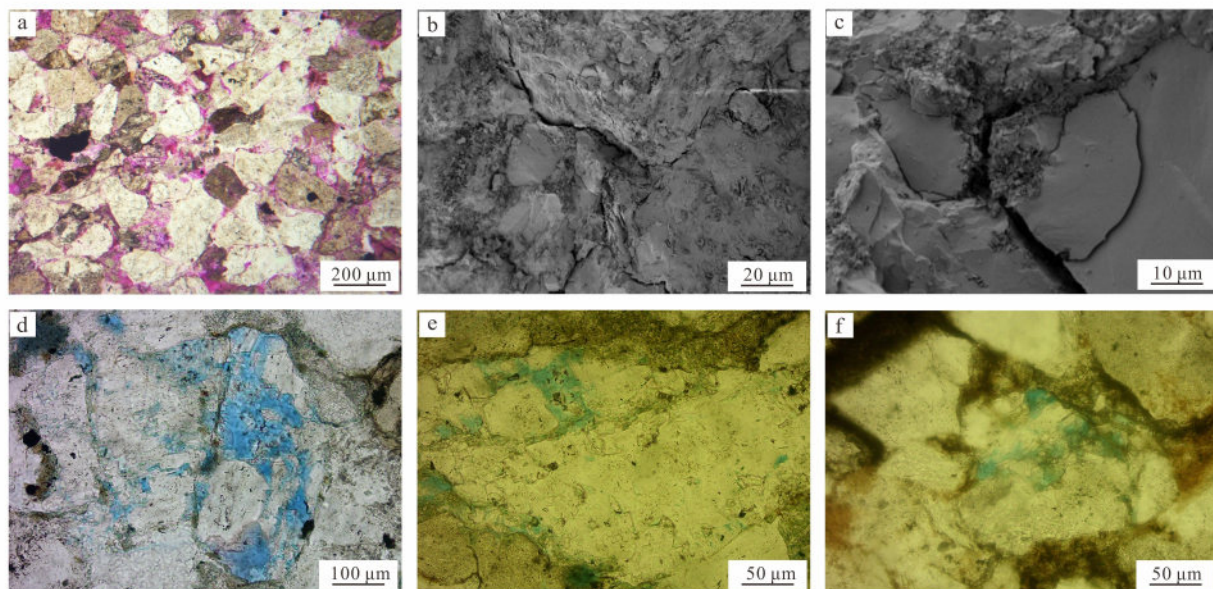
Fig. 10 Burial and thermal history of Well Qintan-1

够支撑上覆地层负荷，抑制了机械压实作用，从而使得原生孔隙得以保存，但需考虑的是，早期超压只能在一定程度上抑制浅埋高孔砂岩的机械压实作用，减缓其孔隙度的减小，而晚期超压作用对于埋藏较深压实程度大的砂岩难以起到保孔的效果，因此超压发育的时间及强度是决定原生孔隙能否保存的关键，同时，溶蚀作用对储层孔隙度的影响也至关重要（图 11）。

根据研究区岩心分析资料可知，沁探 1 井西山窑组及三工河组地层纵向上存在 3 个明显的孔隙带，而毗邻未发育超压的丘东洼陷在相同深度并未出现该现象，同深度压实作用较强，结合铸体薄片镜下观察，沁探 1 井在 5 480 m ± 发现有粒间孔存在，说明西山窑组及三工河组早期经历的欠压实异常高压可能是异常高孔得以发育的主要原因。

台北凹陷共发育 5 类沉积有机相，其中，湖相

强覆水高镜质组有机相烃源岩有机质丰度最高，生烃潜力最强，沁探 1 井处于湖相强覆水高镜质组分分布中心，西山窑组镜质体反射率数值分布范围较大，以差-中等烃源岩为主，厚度约为 450 m，三工河组镜质体反射率 R_o 均 $>1\%$ ，评价为“较好”烃源岩，平均厚度约为 150 m。整体来看，胜北洼陷西山窑组及三工河组烃源岩成熟度及有机质丰度都较高，具备生烃增压的烃源岩条件。刘桃等^[36]研究表明，当超压强度超过岩石的抗张强度时，储层中会形成微裂缝，这些裂缝不仅可以提高渗透率，还可能成为油气运移的主要通道，烃源岩中亦是如此，当生烃增压产生的超压大于泥岩的破裂压力时，会产生微裂缝，从而使烃源岩中的流体进入储集层，随着流体的排出，储层中压力增大，烃源岩内压力减小，微裂缝随之闭合，当流体压力继续累加，直到重新开启微裂缝。沁探 1 井西山窑组-



a. 5 479.18 m, 保留有粒间孔; b. 4 753.21 m, 扫描电镜下粒间微裂缝; c. 5 084.67 m, 扫描电镜下石英微裂缝; d. 4 753.21 m, 石英的粒内溶蚀; e. 4 753.21 m, 长石溶蚀; f. 5 085.54 m, 变质岩岩屑溶蚀。

图 11 沁探 1 井储层镜下特征及微观孔隙发育关系

Fig. 11 Relationship between quartz content and permeability in Well Qintan-1

三工河组相对高孔、高渗对应点发育大量微裂缝, 主要为粒间微裂缝和少量石英微裂缝, 前文提到在石英粒内缝存在烃类包裹体, 也同样说明超压与微裂缝的成因密切相关。微裂缝作为沁探 1 井西山窑组及三工河组的主要疏导通道及储集空间, 石英颗粒容易破裂形成微裂缝, 改善了储层的渗透性, 石英体积分数与渗透率关系呈正相关, 也佐证了这一结论 (图 12)。

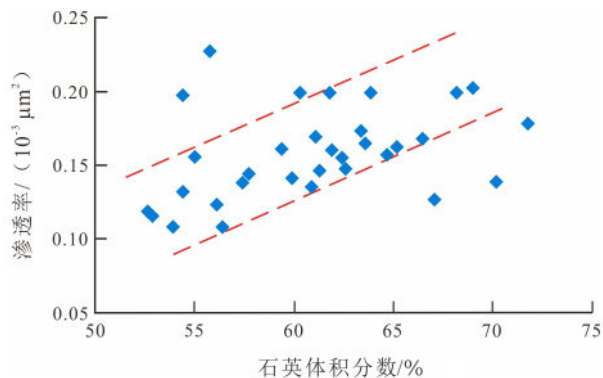


图 12 沁探 1 井石英体积分数与渗透率关系

Fig. 12 Relationship between quartz content and permeability in Well Qintan-1

沁探 1 井在深度 4 700 ~ 5 500 m 超压段范围内岩心实测孔隙度资料表明, 孔隙度为 3.3% ~ 8.3%, 渗透率集中分布于 $(0.01 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 与正常压实孔隙度演化趋势相比, 在实测超压发育段具有孔隙度增大的表现, 说明超压对储层孔隙度的增加具有明显的影响。其对溶蚀作用的促进主要表现为: 异常高压对有机质演化和生烃过程的抑制作用延长了地层中有机酸的作用时间, 扩大了有机酸的作用范围, 增大了 CO_2 溶解度, 促进了有机酸和碳酸等无机酸溶蚀作用, 增大了粒间溶蚀和粒内溶蚀作用的强度和范围。在铸体薄片镜下观察发现, 埋深 4 700 m 发育大量溶蚀现象, 形成粒间及粒内溶孔, 在三工河组煤系地层提供的有机酸条件下, 主要见石英、长石及岩屑溶蚀。一般来说, 石英在碱性条件下溶蚀, 但沁探 1 井西山窑组、三工河组属于煤系地层, 流体环境更偏向酸性, 石英可能为酸性溶蚀产生。当孔隙流体中的铁质比较丰富时, 在酸性条件下, 石英会与 Fe^{3+} 发生“盐效应”, 同时易与有机酸发生络合反应, 促使石英溶蚀。石英晶体边缘溶蚀作用强烈, 形成港湾状、锯齿状溶蚀边, 同时在断口处可见铁离子沉淀后形成

的大量细小颗粒。说明该阶段有烃类生成,进一步证明生烃增压的可能性。

4 结论

(1) 吐哈盆地台北凹陷胜北洼陷水西沟群超压主要发育于 2 000 ~ 5 500 m, 压力系数 1.2 ~ 1.5, 成因以欠压实和生烃增压为主。单井分析表明: 泉 2 井超压为生烃增压主导; 葡北 22 井和沁探 1 井的第一段以生烃增压为主, 第二段为欠压实成因。综合地质特征, 测井曲线组合法对两类超压均识别效果良好, 孔隙度对比法则更适用于欠压实型超压的判别。

(2) 胜北洼陷超压发育段储层孔隙度明显较大, 由于欠压实超压保留了一定的原生孔, 同时会引起储层破裂, 形成大量的微裂缝, 为储层流体提供有效的沟通通道。生烃产生的有机酸通过微裂缝溶蚀储层中的易溶物质(长石和岩屑等), 形成大量次生孔隙, 有效改善了储层物性。

参考文献:

- [1] 卓勤功. 深层超压低孔渗、致密砂岩储层物性新认识 [J]. 天然气地球科学, 2022, 33 (10): 1628-1636.
- Zhuo Q G. New understanding of the physical properties of low-permeability and tight sandstone reservoirs under deep overpressure [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33 (10): 1628-1636.
- [2] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45 (4): 1046-1063.
- Sun J, You X C, Xue J J, et al. Characteristics and controlling factors of tight gas reservoirs in deep to ultra-deep clastic rocks of the Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45 (4): 1046-1063.
- [3] 祁妙, 王震亮, 王晨, 等. 白云凹陷深层压实作用和超压成因讨论及其对深层流体运聚的影响 [J]. 西北地质, 2024, 57 (1): 151-164.
- Qi M, Wang Z L, Wang C, et al. Discussion on deep compaction, origin of overpressure and their impacts on deep fluid migration and accumulation in Baiyun Sag [J]. *Northwestern Geology*, 2024, 57 (1): 151-164.
- [4] 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. Development characteristics, origin and reservoir-controlling effect of overpressure in the southern margin foreland thrust belt, Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49 (5): 859-870.
- [5] 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 Y, Chang J, Qiu N S, et al. Pressure field characteristics and genesis of overpressure in Qingshankou Formation, Qijia - Gulong Depression, Songliao Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45 (12): 1800-1817.
- [6] 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 X Y, Liu C L, Wang F L, et al. Overpressure distribution and genesis in the Dongying Formation of Paleogene, southwestern subsag of Bozhong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45 (1): 96-112.
- [7] 徐泽阳, 刘震, 赵靖舟, 等. 基于测井响应特征的烃源岩古超压成因分析: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段烃源岩为例 [J]. 天然气地球科学, 2023, 34 (11): 1950-1960.
- Xu Z Y, Liu Z, Zhao J Z, et al. Analysis of paleo-overpressure genesis in source rocks based on logging response: a case study of Member 7, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34 (11): 1950-1960.
- [8] 苏亦晴, 杨威, 金惠, 等. 川西北地区三叠系须家河组深层储层特征及主控因素 [J]. 岩性油气藏, 2022, 34 (5): 86-99.
- Su Y Q, Yang W, Jin H, et al. Characteristics and main controlling factors of deep reservoirs in the Triassic Xujiahe Formation, northwestern Sichuan [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34 (5): 86-99.
- [9] 刘华, 王伸, 蒋子月, 等. 塔里木盆地阿满过渡带奥陶系油气成藏期压力特征 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49 (2): 82-92.
- Liu H, Wang S, Jiang Z Y, et al. Pressure characteristics during hydrocarbon accumulation in the Ordovician of Aman transitional zone, Tarim Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49 (2): 82-92.
- [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 J, You X C, Xue J J, et al. Abnormal pressure characteristics in the Junggar Basin and their impact on deep to ultra-deep tight reservoirs [J]. *Petroleum and Natural Gas Geology*, 2023, 44 (2): 350-365.
- [11] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49 (1): 18-31.
- Li G X, Zhu R K, Zhang Y S, et al. Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiangling shale oil in Qaidam Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49 (1): 18-31.
- [12] 许晨航. 准噶尔盆地腹部深层超压储层形成机制及其控藏效应 [D]. 西安: 西安石油大学, 2025.
- Xu C H. Formation mechanism and reservoir-controlling effect of deep overpressure reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2025.
- [13] 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. Mechanism and evolution of abnormal high pressure in the lower formation of the Junggar Basin's southern edge [J]. *Petroleum & Natural Gas Geology*, 2020, 41 (5): 1004-1016.
- [14] 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 overpressure and its impact on glutenite reservoirs: a case study from the third Member of Shahejie Formation in the steep slope zone of Chezhen Sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2025, 43 (1): 237-253.
- [15] Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in gulf coast Louisiana [J]. *AAPG Bulletin*, 1953, 37: 410-432.
- [16] 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. Research progress on overpressure genesis in sedimentary basins [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38 (9): 973-998.
- [17] 赵洪, 罗晓容, 张立宽, 等. 准噶尔盆地中部1区块三工河组流体包裹体特征及对油气多期充注-调整过程的指示 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26 (3): 466-476.
- Zhao H, Luo X R, Zhang L K, et al. Fluid inclusion characteristics of the Sangonghe Formation in Block 1, central Junggar Basin and implications for multiphase hydrocarbon charging and adjustment [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26 (3): 466-476.
- [18] Bower S, Glenn L. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction [J]. *SPE Drill & Compl*, 1995, 10 (2): 89-95.
- [19] 刘华, 蒋有录, 谷国翠, 等. 沾化凹陷渤南洼陷古近系压力特征及成因机制 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 37 (4): 46-51, 70.
- Liu H, Jiang Y L, Gu G C, et al. Pressure characteristics and genetic mechanism of the Paleogene in Bonan Sag, Zhanhua Depression [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2013, 37 (4): 46-51, 70.
- [20] Teige G M G, Hermanrud C, Wensaas L, et al. The lack of relationship between overpressure and porosity in North Sea and Haltenbanken shales [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16 (4): 321-335.
- [21] 李小强, 赵彦超. 东濮凹陷柳屯洼陷盐湖盆地超压成因 [J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33 (5): 686-694.
- Li X Q, Zhao Y C. Overpressure genesis in the lacustrine basin of Liutun Sag, Dongpu Depression [J]. *Petroleum and Natural Gas Geology*, 2012, 33 (5): 686-694.
- [22] 郭小文, 何生, 郑伦举, 等. 生油增压定量模型及影响因素 [J]. *石油学报*, 2011, 32 (4): 637-644.
- Guo X W, He S, Zheng L J, et al. Quantitative model of hydrocarbon generation overpressure and its influencing factors [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32 (4): 637-644.
- [23] 班舒悦. 吐哈盆地台北凹陷西山窑组下段优质储层成因机制研究 [D]. 兰州: 兰州大学, 2022.
- Ban S Y. Genetic mechanism of high-quality reservoirs in the Lower Xishanyao Formation, Taibei Depression, Turpan-Hami Basin [D]. Lanzhou: Lanzhou University, 2022.
- [24] 袁明生, 梁世君, 燕列灿, 等. 吐哈盆地油气地质与勘探实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 18-22.
- Yuan M S, Liang S J, Yan L C, et al. *Petroleum geology*

- and exploration practices in the Turpan-Hami Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 18–22.
- [25] 肖冬生, 张华, 程祎, 等. 致密砂岩储层特征及主控因素: 以吐哈盆地胜北洼陷三工河组为例 [J/OL]. 吉林大学学报 (地球科学版). <https://doi.org/10.13278/j.cnki.jjuese.20240316>.
- Xiao D S, Zhang H, Cheng Y, et al. Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoirs: a case study of the Sangonghe Formation in Shengbei Sag, Turpan-Hami Basin [J/OL]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition). <https://doi.org/10.13278/j.cnki.jjuese.20240316>.
- [26] 张洋晨, 曲希玉, 苗长盛, 等. 深层致密碎屑岩储层超压成因及其对储层质量的影响: 以松辽盆地长岭断陷龙凤山次凹营城组—沙河子组为例 [J]. 天然气地球科学, 2023, 34 (9): 1552–1564.
- Zhang Y C, Qu X Y, Miao C S, et al. Overpressure genesis in deep tight clastic reservoirs and its impact on reservoir quality: a case study of Yingcheng-Shahezi formations in Longfengshan Sub-sag, Changling Fault Depression, Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34 (9): 1552–1564.
- [27] 腊唯豪. 松辽盆地南部长岭断陷致密砂岩气源储耦合关系研究 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2022.
- La W H. Study on the coupling relationship between gas source and reservoir in tight sandstones of Changling Fault Depression, southern Songliao Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2022.
- [28] 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 Z Y, Zhao J Z, Li J. Influence of organic matter content on overpressure analysis and correction method in Member I of Qingshankou Formation, Changyuan area, Songliao Basin [J]. Petroleum and Natural Gas Geology, 2019, 40 (4): 938–946.
- [29] Parnell J. Potential of palaeofluid analysis for understanding oil charge history [J]. Geofluids, 2010, 10 (1/2): 73–82.
- [30] 倪培, 范宏瑞, 潘君屹, 等. 流体包裹体研究进展与展望 (2011—2020) [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2021, 40 (4): 802–818, 1001.
- Ni P, Fan H R, Pan J Y, et al. Research progress and prospects of fluid inclusions (2011–2020) [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2021, 40 (4): 802–818, 1001.
- [31] 蒋融. 鄂尔多斯盆地定北地区上古生界储层流体包裹体特征及天然气成藏时期 [J]. 非常规油气, 2025, 12 (4): 1–12.
- Jiang R. Characteristics of fluid inclusions and natural gas accumulation period in the Upper Paleozoic reservoirs of Dingbei area, Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2025, 12 (4): 1–12.
- [32] 潘珂, 王小娟, 曹斌凤, 等. 川中地区金秋气田沙溪庙组致密气砂岩储层流体包裹体特征和油气充注史 [J]. 天然气地球科学, 2025, 36 (12): 2252–2268.
- Pan K, Wang X J, Cao B F, et al. Characteristics of fluid inclusions and hydrocarbon charging history in tight gas sandstone reservoirs of the Shaximiao Formation, Jinqiu Gas Field, central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36 (12): 2252–2268.
- [33] Liu H C, Lin C, Dong C, et al. Diagenetic fluid evolution and its implication for hydrocarbon accumulation in Ordovician carbonate of the Tazhong area, Tarim Basin: constraints from petrology, fluid inclusions, and geochemistry of calcite cements [J]. Marine and Petroleum Geology, 2025, 176: 107360.
- [34] Stricker S, Jones J S, Grant T N. Importance of vertical effective stress for reservoir quality in the Skagerrak Formation, central Graben, North Sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 78: 895–909.
- [35] Stricker S, Jones J S. Enhanced porosity preservation by pore fluid overpressure and chlorite grain coatings in the Triassic Skagerrak, central Graben, North Sea, UK [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2018, 435 (1): 321–341.
- [36] 刘桃, 刘景东. 欠压实与流体膨胀成因超压的定量评价 [J]. 石油学报, 2018, 39 (9): 971–979.
- Liu T, Liu J D. Quantitative evaluation of overpressure caused by undercompaction and fluid expansion [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (9): 971–979.