



地质力学学报
Journal of Geomechanics
ISSN 1006-6616, CN 11-3672/P
中文核心期刊
中国科技核心期刊
CSCD 来源期刊（核心库）

《地质力学学报》预出版论文

论文题目：济阳坳陷沙河街组硬脆性油页岩力学特性及多场耦合并壁稳定性研究

作者：席境阳，裴学良，冯春宇，曹继飞，孟英峰

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2025161

投稿时间：2025-10-29

录用时间：2026-05-06

预出版时间：2026-10-30

预出版版权说明

预出版，是指在网络出版或纸质版印刷出版之前，文章的电子版本在网上提前公开，是正式出版的预备版本。预出版的文章是通过严格的“三审制”审查后，本刊确定录用的文章，其内容的著作权等受《著作权法》等法律法规保护。预出版的文章将在之后的印刷版上刊发，印刷版的文章可能与预出版的文章略有不同，预出版文章经录用后便以电子版本形式在网站发出，没有经过排版和编校，会存在部分文字及编排格式与正式出版有出入，但文章主体内容是完全一致的。

学者研究或引述预出版文章，应当以印刷纸质版内容为准；但如果牵涉首创权等时间问题，则应当以适当方式注明文章的预出版日期。

济阳坳陷沙河街组硬脆性油页岩力学特性及多场耦合井壁稳定性研究

席境阳¹, 裴学良¹, 冯春宇², 曹继飞¹, 孟英峰²

XI Jingyang¹, PEI Xueliang¹, FENG Chunyu², CAO Jifei¹, MENG Yingfeng²

1. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257000

2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500

1. *Drilling Technology Research Institute of Shengli Petroleum Engineering Corporation Limited, Sinopec, Dongying 257000, Shandong, China*

2. *State Key Laboratory of Reservoir Geology and Development Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China*

Study on Mechanical Properties of Brittle Oil Shale in the Shahejie Formation of Jiyang Depression and Multi-field Coupling Wellbore Stability

Abstract: [Objective] Aiming at the frequent wellbore collapse problems encountered in the drilling of highly deviated and horizontal wells in the hard brittle oil shale formation of the Shahejie Formation in the Jiyang Depression, this study clarifies the main controlling factors affecting wellbore stability and establishes a multi-field coupled evaluation and prediction method suitable for this formation. [Method] X-ray diffraction, scanning electron microscopy and CT scanning were used to analyze the mineral composition and micro-fracture characteristics of core samples. Petrophysical and mechanical parameters of the rock were determined by porosity-permeability tests and triaxial mechanical experiments. Wellbore stability evaluation was carried out by combining the effective stress field and seepage field around the wellbore, considering the coupling of fracture mechanical weak plane effect, drilling fluid pressure penetration and wellbore trajectory. [Results] The results show that the oil shale is dominated by quartz and clay minerals, and the clay minerals are mainly non-expansive illite, so water-based drilling fluids have little influence on rock mechanical properties. The rock mass is developed with multiple sets of micro-fractures with a width of about 2–3 μm , and is characterized by low porosity, low permeability and dense lithology. The compressive strength of homogeneous core samples is 183.5 MPa, while that of fractured core samples decreases to 37.2–62.5 MPa. After 12 days of immersion in drilling fluid, the strength reduction ranges from 3.87% to 20.51%. When drilling horizontal wells along the minimum horizontal principal stress direction, the collapse risk is high within the inclination angle range of 50°–90°, leading to wellbore instability.

基金项目: 国家重大科技专项 (2025ZD1402500); 国家自然科学基金面上项目 (52474008); 中国石化集团公司“十条龙”项目 (P21060-3); 中石化工程公司重点科技攻关项目 (SG2103-01K)

This research was financially supported by the National Science and Technology Major Project (Grant No. 2025ZD1402500), the General Program of the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 52474008), Sinopec Corporation "Ten Dragons" Project (P21060-3), and the Key Science and Technology Research Project of Sinopec Engineering Corporation (SG2103-01K)

第一作者及通信作者: 席境阳 (1986—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事石油工程岩石力学及井壁稳定技术研究。Email: jingyang.hope@163.com

When drilling along the maximum horizontal principal stress direction, the high collapse pressure zone is concentrated at the inclination angle of 25° – 45° . The drilling fluid pressure penetration effect increases the equivalent density of critical collapse pressure by $0.115 - 0.155 \text{ g/cm}^3$. [Conclusion] The wellbore stability of the Shahejie Formation is jointly controlled by wellbore trajectory, mechanical weakness of fractures, and drilling fluid pressure penetration. Optimizing the wellbore trajectory along the maximum horizontal principal stress direction and enhancing the sealing performance of drilling fluid can effectively reduce the risk of wellbore collapse. [Significance] The research findings can provide guidance for achieving effective and safe drilling in oil shale formations.

Keywords: Jiyang Depression; oil shale; mechanical properties; multiphysics coupling; borehole stability

摘要: 针对济阳坳陷沙河街组硬脆性油页岩地层在大斜度井与水平井钻探过程中井壁垮塌频发的问题,明确影响井壁稳定的主控因素,并建立适用于该地层的多场耦合井壁稳定性评价与预测方法。采用 X 射线衍射、扫描电镜、CT 扫描等技术分析岩心矿物组分与微观裂缝特征;利用孔渗测试和三轴力学实验测定岩石物理力学参数;结合井周有效应力场与渗流场,考虑裂缝力学弱面效应、钻井液压力穿透及井眼轨迹的耦合作用,开展井壁稳定性评价。研究表明:油页岩矿物组成以石英和黏土矿物为主,黏土矿物主要为非膨胀性伊利石;水基钻井液对岩石力学性能的影响较小;岩体发育多组微裂缝,微裂缝缝宽约 $2 \sim 3 \mu\text{m}$;油页岩具有低孔低渗、岩性致密特征。均质岩样抗压强度为 183.5 MPa ,裂缝发育岩样强度降至 $37.2 \sim 62.5 \text{ MPa}$,钻井液浸泡 12 天后,强度降幅为 $3.87\% \sim 20.51\%$ 。沿最小水平主应力方向钻水平井时,在井斜角 $50^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 范围内坍塌风险较高,井壁易失稳;沿最大水平主应力方向钻进时,高坍塌压力区集中在井斜角 $25^{\circ} \sim 45^{\circ}$ 范围内。钻井液压力穿透效应使临界坍塌压力当量密度增大 $0.115 \sim 0.155 \text{ g/cm}^3$ 。沙河街组地层井壁稳定性受井眼轨迹、裂缝力学弱面及钻井液压力穿透共同控制,通过沿最大水平主应力方向优化井眼轨迹并强化钻井液封堵性能,可有效降低井壁坍塌风险。研究结果可为油页岩地层安全高效钻进提供指导。

关键词: 济阳坳陷;油页岩;力学性能;多场耦合;井壁稳定

中图分类号: TE21; P642 文献标识码: A

0 引言

油页岩矿床遍布全球,资源十分丰富,其探明储量换算成页岩油高达 $9368.35 \times 10^8 \text{ t}$,远大于世界原油探明储量,若将其合理利用,可在一定程度上缓解当前石油资源紧缺的压力(张传文等,2021)。胜利油田济阳坳陷页岩油资源量达 $41 \times 10^8 \text{ t}$ 以上,开发前景广阔(李阳等,2022;刘惠民等,2022)。然而,近些年在泥页岩地层钻进过程中井壁垮塌现象频发,严重影响油气田勘探开发进程,亟需明确油页岩地层井壁失稳机制并建立针对性的评价与预测方法(石秉忠等,2014;王萍等,2015)。

围绕油页岩地层井壁稳定性问题,国内外学者已从多个角度开展了系统研究。在力学特性方面,早期研究构建了考虑泥页岩水化及裂缝发育的井壁稳定性模型,揭示了水化作用与裂缝发育对地层失稳的加剧作用,但这类研究多聚焦于黏土矿物膨胀性较强的泥页岩,难以直接适用于黏土矿物为非膨胀性的硬脆性油页岩(陈卓等,2019;张锐等,2021)。随后,学者研究了三维应力对弱面和岩石基体强度的影响,明确了页岩破坏模式的各向异性和力学性能与层理面倾角的关系,并量化了约束压力的影响程度(Zhang et al., 2025)。针对层状岩石强度预测,研究发现单一弱面准则和 Pariseau 准则存在显著误差,而斑块薄弱面准则能更准确地预测各向异性岩石强度(Gao et al., 2024; Zhang et al., 2025)。在弱面存在和中间主应力作用下,岩石的表观强度随最小主应力增加而增大(Gao et al., 2025)。然而,上述研究对象多集中于膨胀性泥页岩或各向异性强度表征,对硬脆性油页岩中裂缝发育与力学弱面的协同作用关注不足。在渗流耦合方面,部分学者将力学弱面、钻井液渗流及

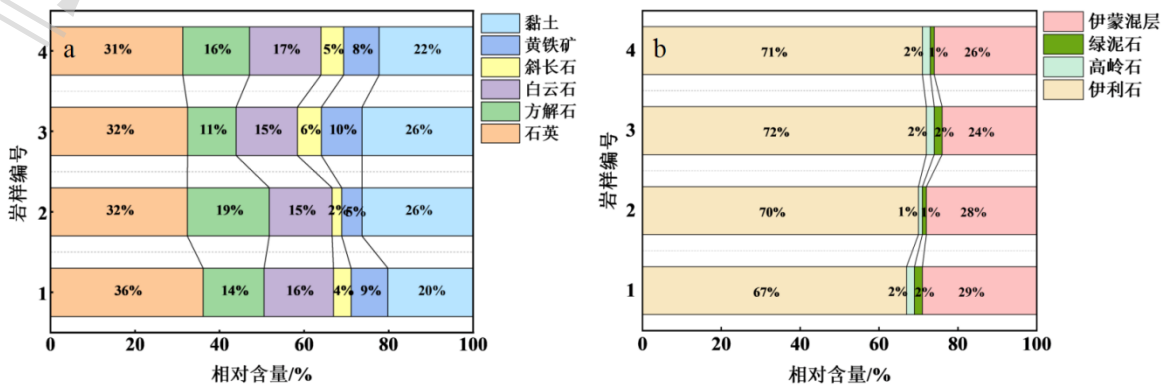
水化作用纳入耦合分析，建立了水力耦合井壁稳定性预测模型，指出力学弱面显著影响岩石力学性能、钻井液渗流会加剧井壁失稳，但仍未聚焦硬脆性油页岩的裂缝特征与压力穿透的耦合影响（路保平等，1999；朱宽亮等，2016；梁利喜等，2016；刘凯都等，2019；刘宇航等，2025；Gong et al., 2025）。有研究通过原位地应力测试建立了基于流变模型的地应力剖面，并应用成像测井技术确定最大水平主应力方向，但未结合钻井工程实际场景探讨钻井液压力渗透与裂缝网络的相互作用机制（孟文等，2022）。此外，考虑温度对油页岩力学性能的影响，室内实验揭示了油页岩力学性能随温度的变化规律，发现其在平行层理和垂直层理方向上的力学性能具有较大差异（钱志伟等，2016；刘志军等，2017；贾锁刚等，2021）。随着温度升高，油页岩内部萌生微裂缝，裂缝不断扩展、贯通，层理面出现明显破裂，破坏方式由脆性向延性转变（Ren et al., 2022；Wang et al., 2022；甘泽等，2024），但该类研究同样未充分考虑岩体既有裂缝网络的渗流效应。在井眼轨迹方面，有学者研究了钻井液封堵性能对泥页岩地层井壁稳定性的影响，但未涉及井眼轨迹与多类型裂缝匹配关系对稳定性的调控作用（李雨洋等，2023）。基于实验室测试和井测数据，有研究建立了涵盖岩石力学参数、原位应力及四压力预测的综合井筒剖面，但未考虑水基钻井液对泥页岩的水化作用（Li et al., 2025）。上述研究表明，井眼轨迹与地应力、裂缝产状的匹配关系是影响井壁稳定性的关键因素之一，但该匹配关系在现有模型中常被简化或忽略。

综上，现有研究未充分揭示硬脆性油页岩裂缝与压力穿透的耦合机制，缺乏井眼轨迹与裂缝弱面匹配的定量评价方法。为此，此次研究通过 X 射线衍射、扫描电镜、CT 扫描等手段明确其矿物组分与微观裂缝特征，结合三轴力学实验获取岩石力学参数并揭示钻井液作用规律，构建油页岩地层坍塌压力预测模型，建立针对沙河街组油页岩地层的井壁稳定性评价和预测方法，并提出基于最大水平主应力方向的井眼轨迹优化方案。主要创新点如下：（1）机制创新：明确济阳坳陷油页岩井壁失稳以裂缝力学弱面为主控因素，水化作用影响微弱，区别于常规膨胀性泥页岩；（2）模型创新：建立裂缝弱面+压力穿透+井眼轨迹耦合的井壁稳定评价模型，实现坍塌压力准确预测；（3）应用创新：提出沿最大水平主应力方向钻进与强化微裂缝封堵的一体化技术，可显著降低大斜度井和水平井坍塌风险。

1 油页岩矿物组分和微观结构特征

1.1 矿物组分

以济阳坳陷沙河街组井下油页岩为研究对象，利用 X 射线衍射仪测试分析油页岩的矿物组分，结果见图 1。



a—全岩矿物分布；b—粘土矿物分布

图 1 沙河街组油页岩矿物组成分布

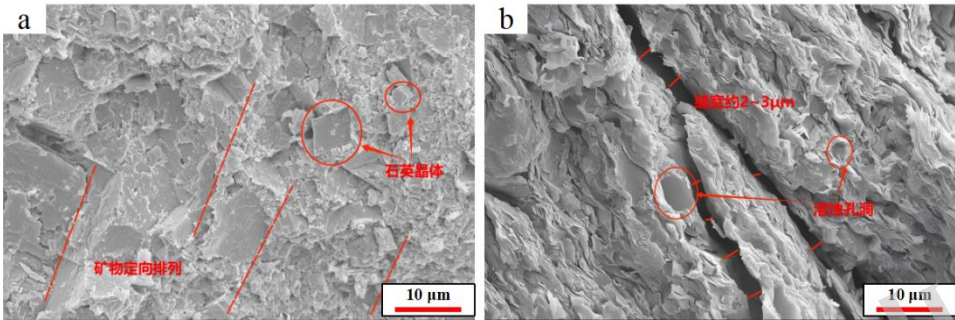
Fig. 1 Mineral composition distribution of oil shale in the Shahejie Formation

(a) Whole-rock mineral distribution; (b) Clay mineral distribution

沙河街组油页岩矿物成分主要为石英和黏土,其中石英含量普遍在 30%以上,黏土矿物含量也在 20%以上,此外,还含有少量的方解石、白云石、斜长石等矿物(图 1)。黏土矿物中以伊利石和伊蒙混层为主,二者合计占比在 90%以上,并含有微量绿泥石和高岭石。由于不含膨胀性蒙脱石,伊利石在油页岩地层中主要表现为非膨胀性特征,其水化膨胀能力相对较弱,表明沙河街组油页岩地层具有典型的硬脆性页岩特征。

1.2 微观特征

利用扫描电镜测试分析了沙河街组油页岩的微观结构特征,如图 2 所示。



a—矿物排列; b—裂缝分布

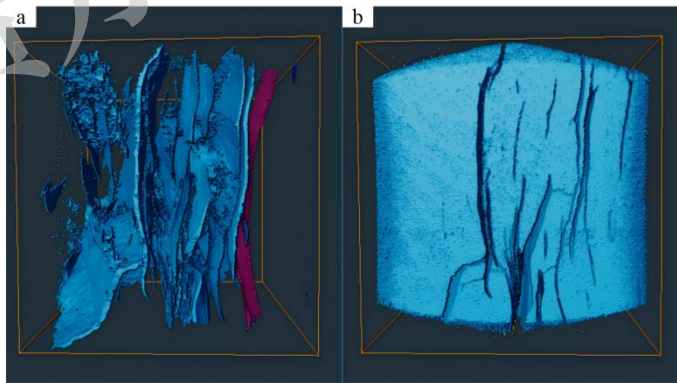
图 2 沙河街组油页岩 SEM 照片

Fig. 2 SEM images of oil shale from the Shahejie Formation

(a) Mineral arrangement; (b) Fracture distribution

沙河街组油页岩岩体结构较为致密,表面可见石英晶体颗粒,矿物排列倾向一致,但由于其硬脆性显著,在高应力或外部载荷作用下,易形成微裂缝。这些微裂缝贯穿整个观察视域,并且裂缝的走向较为统一,缝宽约 2~3 μm。溶蚀孔洞较为发育,可能会进一步影响岩石的渗透性和强度特性。

为了进一步了解油页岩的微观裂隙发育和三维分布特征,采用 CT 扫描技术对尺寸为 50 mm×50 mm×50 mm 的方块岩样进行了检测。利用三维可视化软件 Avizo 处理扫描数据,重建了油页岩样品的内部结构,展示了裂隙的形状和方向,如图 3 所示。



a—三维裂缝展布; b—裂缝面形态

图 3 沙河街组油页岩 CT 扫描图像

Fig. 3 CT scan image of oil shale in the Shahejie Formation

(a) Three-dimensional fracture distribution; (b) Fracture surface morphology

对比分析沙河街组油页岩 CT 扫描图像,2 组油页岩岩体均发育有多条、多种类型的裂缝。一类为岩性界面缝和闭合裂缝:岩性界面缝是由于不同岩性之间的力学性质差异引起的,闭合裂缝则通常是由于应力释放或矿物重结晶导致裂缝表面粘合,裂缝虽存在但不再连通;另一类为诱导缝和张开缝:诱导缝由地应力变化、渗透压力等外部力学因素导致,反映岩体在特定的地质环境和工程条件下的应力响应,张开缝则在拉应力作用下形

成，未被其他矿物充填，反映岩体在特定应力状态下的破坏过程。

2 基础物性及力学性能实验

2.1 实验方法

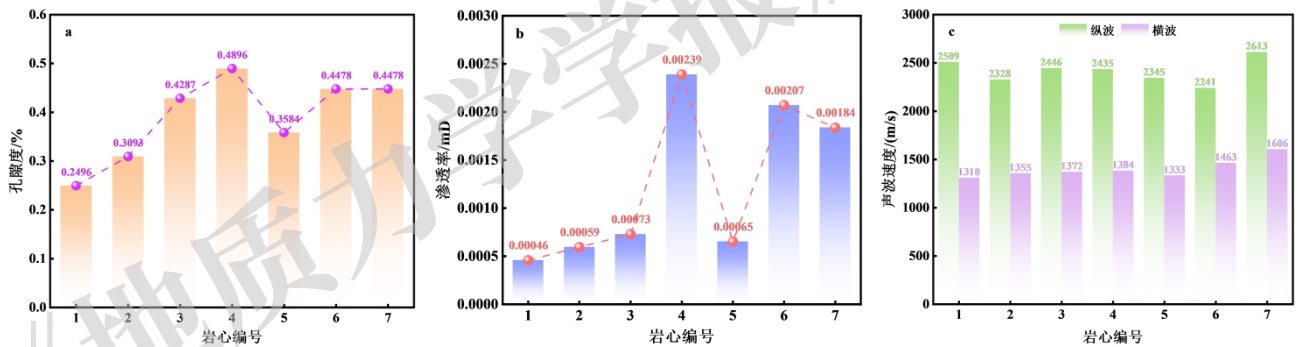
为评估济阳坳陷沙河街组油页岩地层井壁稳定性的关键影响因素，选取该区块沙三段井下岩心（埋深 2800~3070 m，该深度区间为钻井井壁垮塌高发段），通过切割制备成长度 50 mm，直径 25 mm 的标准柱塞样，开展室内实验。

首先，采用自动气体孔隙度-渗透率仪测量岩心柱的孔隙度和渗透率的，定量评价井壁岩石的渗流特性，这些实验数据可为进一步分析井筒与地层之间的动态渗流场和应力场变化提供基本参数（吕伟峰，2011）。此外，采用脉冲透射法测试油页岩的纵横波速，为确定岩体弹性参数提供基础。然后，利用 RTR-1000 静（动）态三轴岩石力学伺服测试系统开展油页岩岩石力学室内实验。该设备能够模拟实际井下力学环境，准确获取岩石的抗压强度、弹性模量和泊松比等关键力学参数。通过上述实验，可深入分析不同钻井液体系、裂缝发育程度及裂缝走向对井壁岩石力学性能的影响，从而提高油页岩地层井壁稳定性的预测精度（刘厚彬，2019）。

2.2 实验结果及讨论

2.2.1 基础物性测试

利用自动气体孔隙度-渗透率测试仪和脉冲透射法测试岩心的孔隙度、渗透率以及纵横波速度，结果如图 4 所示。



a—孔隙度分布；b—渗透率分布；c—纵横波速度分布

图 4 岩心孔隙度、渗透率和纵横波速度测试结果

Figure 4 Test results of core porosity, permeability, and longitudinal-transverse wave velocities

(a) Porosity Distribution; (b) Permeability Distribution; (c) P-wave and S-wave Velocity Distribution

沙河街组油页岩岩体致密性高，孔隙度为 0.25%~0.49%，渗透率为 4.58×10^{-4} ~ 2.39×10^{-3} mD。纵波速度和横波速度分别为 2241~2613 m/s 和 1310~1606 m/s。沙河街组油页岩岩体微裂缝较为发育，裂缝的存在和分布增强了岩石的各向异性，从而影响岩石孔渗参数和声波速度；同时，裂缝为钻井液侵入提供通道，降低井壁围岩力学强度，诱发井壁失稳（刘厚彬，2021）。

2.2.2 三轴力学实验测试

为了考虑裂缝力学弱面的影响，根据 CT 扫描所获岩样裂缝发育特征进行分类，无可见裂缝、岩性均匀的为均质岩样；发育自然裂缝且裂缝内部被其他胶结物充填闭合的岩样为裂缝充填岩样；发育张开缝或诱导缝，裂缝内部无明显充填物的岩样为无裂缝充填岩样。同时考虑钻井液的影响，开展干燥和钻井液浸泡两种实验条件下的岩样对比，钻井液为现场水基钻井液，主要组成包括胺基聚合物抑制剂、封堵剂和润滑剂等。浸泡 12 天后，利用岩石三轴力学实验机对沙河街组油页岩开展三轴力学实验测试，结果如表 1 所示，并分析裂缝发育和

钻井液浸泡对油页岩力学性能的影响。

表 1 油页岩三轴力学实验测试结果

Table 1 Triaxial mechanical test results of oil shale

编号	岩心特征	围压/MPa	抗压强度/MPa	弹性模量/MPa	泊松比	裂缝特征
1	干岩样	30	183.5	19310.90	0.170	均质岩样
2			62.5	9678.95	0.150	裂缝充填
3			46.8	6958.32	0.127	无裂缝充填
4	钻井液浸泡	30	176.4	18425.58	0.168	均质岩样
5			52.3	9236.54	0.146	裂缝充填
6			37.2	6287.6	0.120	无裂缝充填

沙河街组油页岩整体力学强度较低，井下力学环境下抗压强度最大值为 183.5 MPa，最低仅为 37.2MPa，反映了均质无裂隙油页岩与充填及未充填裂隙岩石在抗压强度和弹性模量方面的差异（表 1）。具体来说，均质无裂隙油页岩的抗压强度和弹性模量显著高于充填和未充填裂隙的岩石，后者的抗压强度和弹性模量仅为前者的 1/2~1/3。裂隙的存在对油页岩力学性能影响较大，当裂隙被充填物充填闭合时，岩体强度略有提高，但仍然低于无裂隙油页岩的强度。充填物充填增强了岩体的连通性和一致性，但仍无法完全恢复至无裂隙状态的力学特性。

经钻井液浸泡后，均质岩样、含充填裂缝岩样及无充填裂缝岩样的抗压强度分别下降 3.87%、16.32%和 20.51%，弹性模量分别下降 4.58%、4.57%和 9.62%，整体变化幅度较小。由于沙河街组油页岩中黏土矿物以伊利石为主，层间结合力强，水化膨胀能力弱，水基钻井液水化作用对岩石力学性能的劣化影响微弱。钻井液中的自由水难以侵入黏土矿物层间域引发体积膨胀，因此不会因水化作用产生大量新生裂隙，也不会导致岩体力学性能的大幅劣化；裂缝力学弱面效应是油页岩强度劣化的核心因素。此外，油页岩裂隙具有显著的导流能力，钻井液沿着裂隙的压力渗透会进一步影响井壁的稳定性的。

3 井壁稳定性分析

3.1 井周有效应力场理论模型

大斜度井和水平井的井壁稳定性与直井存在显著差异，且受钻井轨迹和地应力方向影响。因此，研究大斜度井和水平井的井壁力学稳定性问题，应从井周应力场出发，选择合适的力学强度准则，建立合理的油页岩地层井壁稳定预测模型，从而确定斜井和水平井安全钻井液密度。

将井眼轨迹倾角 α 、方位角 β 与直角坐标系下的地应力场相结合，通过直角坐标变换，可以得到任意方位角和倾角条件下相对于井眼轴线的直角坐标系下的应力场。变换方程如下（陈勉，2008）：

$$\begin{aligned}
 \sigma_x &= \cos^2 \alpha (\sigma_H \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \beta) + \sigma_h \sin^2 \beta \\
 \sigma_y &= \sigma_H \sin^2 \beta + \sigma_h \cos^2 \beta \\
 \sigma_z &= \sin^2 \alpha (\sigma_H \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \beta) + \sigma_v \cos^2 \alpha \\
 \tau_{xy} &= \cos \alpha \sin \beta \cos \beta (\sigma_h - \sigma_H) \\
 \tau_{xz} &= \cos \alpha \sin \alpha (\sigma_H \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \beta - \sigma_v) \\
 \tau_{yz} &= \sin \alpha \cos \beta \sin \beta (\sigma_h - \sigma_H)
 \end{aligned} \tag{1}$$

式中， σ_H 为水平最大主应力，MPa； σ_h 为水平最小主应力，MPa； α 为井眼轨迹倾角，°； β 为井眼轨

迹方位角， $^{\circ}$ ； σ_v 为垂直主应力，MPa；在柱坐标系中，任意倾斜井壁表面的有效应力场（ $r=r_w$ ）可表示如下：

$$\begin{aligned}\sigma_r &= P_w - ap(r, t) \\ \sigma_{\theta} &= (\sigma_x + \sigma_y) - P_w - (\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - ap(r, t) \\ \sigma_{zz} &= \sigma_z - \mu \left[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta \right] - ap(r, t) \\ \tau_{\theta z} &= 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \\ \tau_{r\theta} &= \tau_{rz} = 0\end{aligned}\quad (2)$$

式中， σ_x 、 σ_y 、 σ_z 、 τ_{xy} 、 τ_{xz} 、 τ_{yz} 为地应力分量，MPa； σ_r 、 σ_{θ} 、 σ_{zz} 、 $\tau_{\theta z}$ 、 $\tau_{r\theta}$ 为柱坐标下的应力分量，MPa； P_w 为液柱压力，MPa； θ 为井圆周角， $^{\circ}$ ； μ 为泊松比，无量纲； a 为有效应力系数，无量纲； $p(r, t)$ 为距井壁距离为 r ，时间为 t 时刻的地层静孔隙压力，MPa。

3.2 井筒-地层渗流理论模型

对于裂缝性油页岩地层，裂隙的渗流能力远高于油页岩基质。结合裂隙延伸方向与径向的空间关系，可以评价不同井斜角和方位角的不同井段井壁径向渗流能力。井壁径向渗透能力的数学模型如下所示：

$$K_R = K_{11} \sin^2 \theta_1 + K_{33} \cos^2 \theta_1 = \frac{K_{11} + K_{33}}{2} - \frac{K_{11} - K_{33}}{2} \cos 2\theta_1 \quad (3)$$

式中 K_R 为井壁径向渗流能力，D； K_{11} 、 K_{33} 为三维渗透率分量，D； θ_1 是层理面与X轴之间的夹角， $^{\circ}$ 。

为了分析油页岩地层渗流各向异性特征，需要确定水平井不同位置处径向渗流方向与井壁裂缝面夹角的关系，从而明确井周不同位置井眼-地层渗流场和压力传递效应及其对有效应力场和井壁稳定性的影响。为了评价油页岩地层井筒渗流特性的各向异性，应建立井壁径向渗流与裂隙面夹角的关系，井壁径向与裂隙面法向方向夹角的关系如下（马天寿，2016）：

$$\xi = \arccos \left(\frac{a_1 \cdot b_1 + a_2 \cdot b_2 + a_3 \cdot b_3}{\sqrt{a_1^2 + a_2^2 + a_3^2} \cdot \sqrt{b_1^2 + b_2^2 + b_3^2}} \right) \cdot \frac{180}{\pi} \quad (4)$$

$$a_1 = \sin \alpha_s \cos \beta_s$$

$$a_2 = \sin \alpha_s \sin \beta_s$$

$$a_3 = \cos \alpha_s$$

$$b_1 = \cos \alpha \cos \beta \cos \theta - \sin \alpha \sin \theta$$

$$b_2 = \sin \alpha \cos \beta \cos \theta + \cos \alpha \sin \theta$$

$$b_3 = -\sin \beta \cos \theta$$

式中 ξ 为径向流向与井壁顺层破裂面的夹角， $^{\circ}$ ； α_s 为裂缝倾角， $^{\circ}$ ； β_s 为断裂倾角， $^{\circ}$ ； β 为井眼轨迹的方位角， $^{\circ}$ ； α 为井眼轨迹的井斜角， $^{\circ}$ ； θ 为井周角， $^{\circ}$ 。

3.3 井壁稳定性评价

为系统量化井眼轨迹、裂缝力学弱面及钻井液压力穿透对井壁稳定性的影响，基于井周有效应力场模型与井筒-地层渗流模型，构建了油页岩地层井壁稳定性数值计算流程，如图5所示。该流程首先输入地层参数、岩石力学参数、裂缝参数及钻井液密度、井眼轨迹等工程参数，通过特性参数计算模块提取有效应力系数、裂缝抗剪强度等关键参数；随后分别建立应力场与渗流场模型；进而通过双场耦合计算，叠加裂缝力学弱面效应与

钻井液压力穿透效应；最终求解不同工况下的临界坍塌压力当量密度，完成井壁稳定性评价与钻井参数优化。

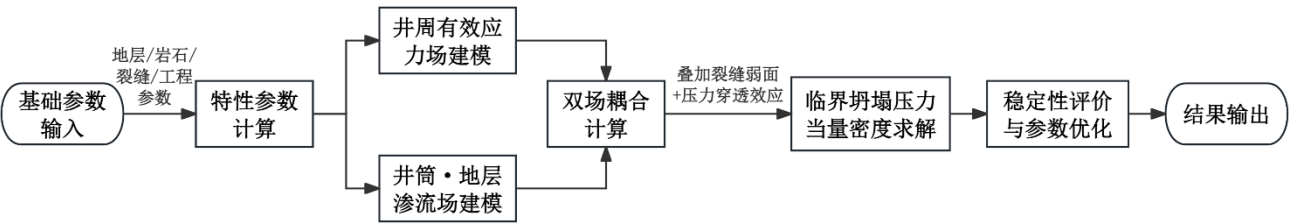


图 5 油页岩地层井壁稳定性数值计算流程图

Fig. 5 Numerical Calculation Flowchart of Wellbore Stability in Oil Shale Formation

根据济阳坳陷区块的钻井设计参数，沙河街组地层孔隙压力梯度为 1.0 MPa/100 m，现场所用钻井液密度为 1.6 g/cm³，最大水平主应力梯度为 2.55 MPa/100 m，最小水平主应力梯度为 2.05 MPa/100 m，上覆地层压力梯度为 2.5MPa/100 m。基于上述理论模型预测地层孔隙压力随时间的变化规律，结果如图 6 所示；并采用单一力学弱面准则评价济阳坳陷沙河街组油页岩地层井壁稳定性，预测不同钻井方向、层理裂缝力学弱面和钻井液压力穿透等对沙河街组油页岩地层井壁稳定性的影响，如图 7 和图 8 所示。钻井液对井壁稳定性的影响主要通过压力穿透效应实现。由于沙河街组油页岩发育大量缝宽为 2~3 μm 的微裂缝和溶蚀孔洞，形成了连通性良好的渗流通道；现场钻井液密度与地层孔隙压力之间存在显著正压差，驱动钻井液快速沿裂缝侵入地层。这一过程使地层孔隙压力随钻井液侵入时间逐渐升高。根据有效应力原理，孔隙压力的增加会直接降低岩体骨架的有效应力，当有效应力降至岩石抗剪强度以下时，便会引发裂缝的剪切滑移或拉伸扩展。此外，钻井液在裂缝内形成的液柱压力会对裂缝壁产生附加推力，促使原有微裂缝扩展、不同方向裂缝贯通，形成更大规模的裂缝网络，进一步降低岩体整体承载能力。

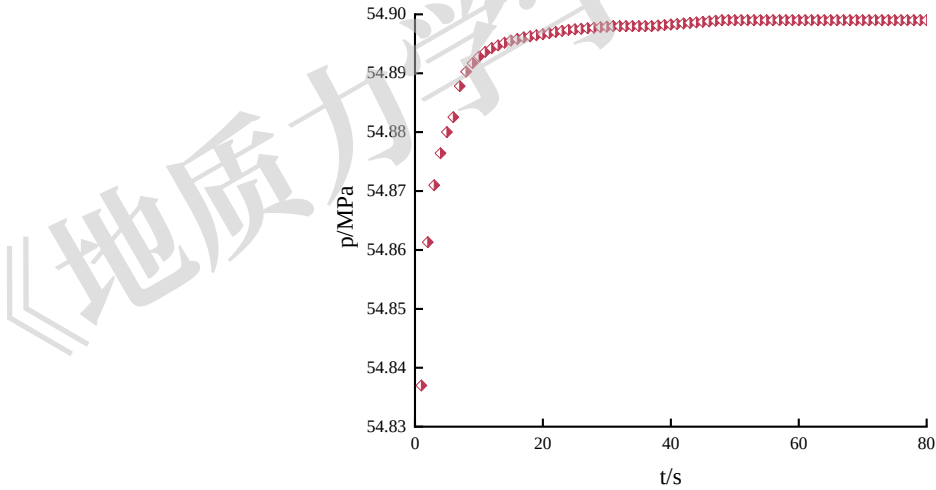
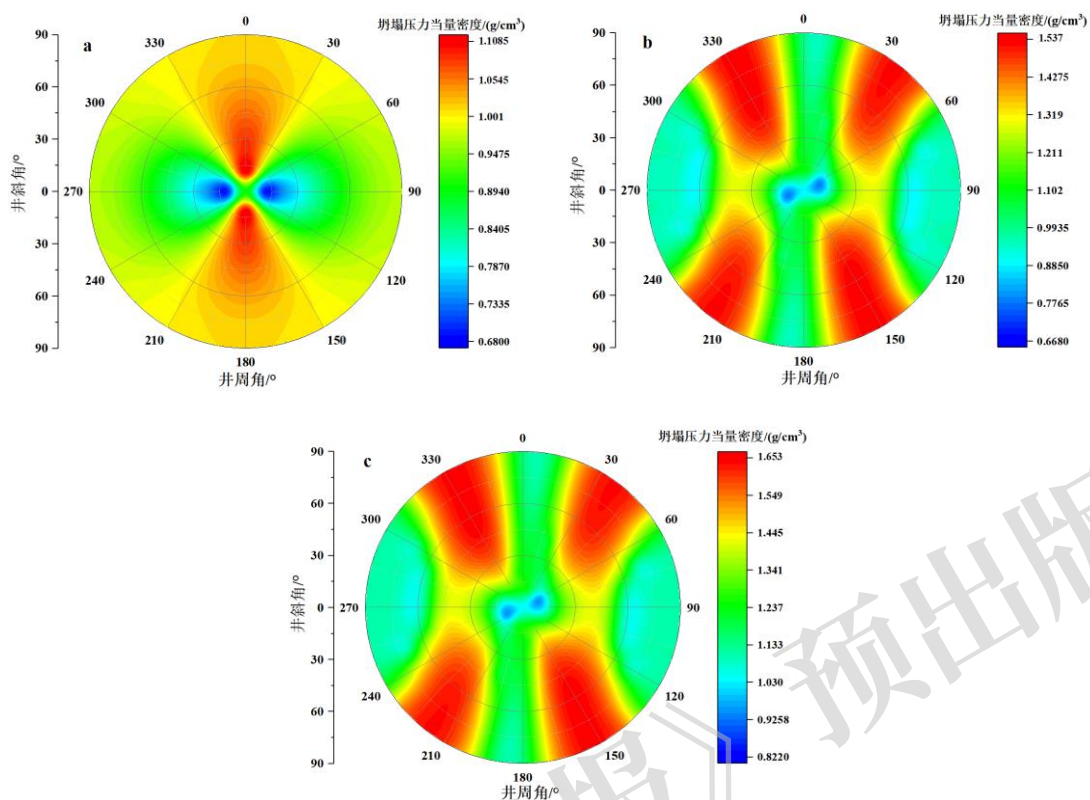


图 6 孔隙压力随时间变化规律

Fig. 6 Variation pattern of pore pressure over time

根据现场钻井资料及图 6 可知，现场钻井液密度高于地层孔隙压力，井底正压差较大，钻井液渗流速度较大，钻井液沿着裂缝向地层中渗流；此时地层中孔隙压力逐渐增大，随时间推移，井底正压差逐渐减小，钻井液渗流速度逐渐降低，最后地层孔隙压力趋近于钻井液液柱压力。

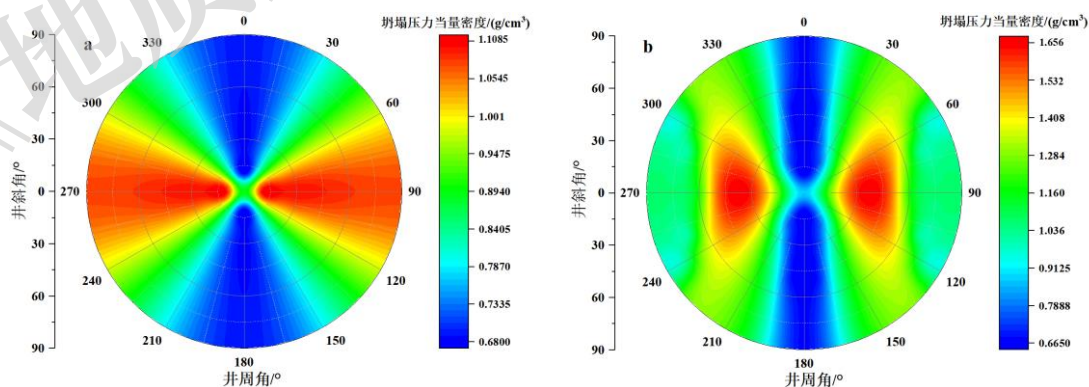


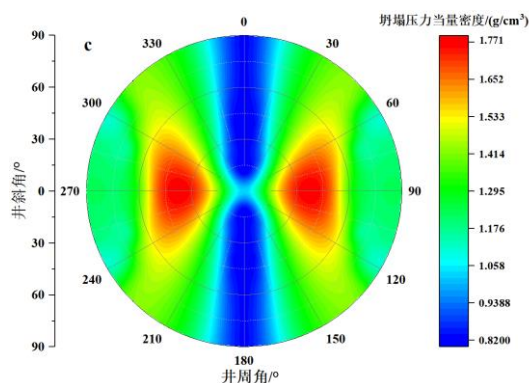
a——不考虑裂缝力学弱面效应；b——考虑裂缝力学弱面效应；c——考虑裂缝力学弱面效应和压力穿透

图 7 沿最小水平主应力钻水平井时井周角/井斜角对坍塌密度的影响

Fig. 7 The effect of wellbore angle/inclination angle on collapse density when drilling horizontal wells along the minimum horizontal principal stress

(a) Without considering the effect of mechanical weak planes in fractures; (b) Considering the effect of mechanical weak planes in fractures; (c) Consider the weak plane effect of fracture mechanics and pressure penetration





a—不考虑裂缝力学弱面效应；b—考虑裂缝力学弱面效应；c—考虑裂缝力学弱面效应和压力穿透

图 8 沿最大水平主应力钻水平井时井周角/井斜角对坍塌密度的影响

Fig. 8 The effect of wellbore azimuth/ inclination angle on collapse density when drilling horizontal wells along the maximum horizontal principal stress

(a) Without considering the effect of mechanical weak planes in fractures; (b) Considering the effect of mechanical weak planes in fractures; (c) Consider the weak plane effect of fracture mechanics and pressure penetration

预测结果表明，不同钻进方向对沙河街组油页岩地层井壁稳定性影响明显。整体而言，沿最大水平主应力方向钻水平井稳定性较好；沿最小水平主应力钻水平井，井壁坍塌范围较大，井斜角 50°~90°范围内临界坍塌压力当量密度普遍在 1.5 g/cm³ 以上，井壁坍塌风险较高，钻井液压力穿透效应导致坍塌压力当量密度升高 0.116~0.154 g/cm³；沿最大水平主应力钻水平井，高临界坍塌压力当量密度区域较小，主要集中在井斜角 25°~45°范围内，钻井液压力穿透效应导致临界坍塌压力当量密度升高 0.115~0.155 g/cm³。水基钻井液对油页岩水化作用的化学损伤因黏土矿物的非膨胀性特征而较为微弱，但压力渗透的物理损伤却因裂缝的高导流能力而表现显著。两者共同构成钻井液对油页岩井壁稳定性的双重影响机制：化学损伤主要影响裂隙面的微观力学特性，物理损伤则通过改变井周应力场状态和裂缝发育程度，对井壁稳定性产生宏观控制作用。

4 现场验证

为了验证所建立的耦合裂缝弱面与压力穿透的井壁稳定性评价模型的准确性，选取济阳坳陷沙河街组（典型裂缝性油页岩地层）的 3 口典型实钻井进行对比分析。根据区块区域地应力场测试资料，沙河街组最大水平主应力方向普遍分布在北东 70°~85° 之间。结合现场实钻工程参数、井下复杂情况记录以及模型的预测结果，汇总如表 2 所示。

表 2 现场工程与井下复杂信息

Table 2 Surface engineering and downhole complexity information

井号	测深/垂深 /m	岩性	实际钻井液 密度/ (g/cm ³)	井斜角 /°	方位角 /°	预测坍塌密 度 / (g/cm ³)	井下复杂描述与验证结果
CX682	3148.00/2642.22	泥岩/砂泥 岩互层	1.20	75.43	SE179.15°	1.55	打完进尺、划眼下放时发生憋泵，转盘憋停，发生卡钻复杂。（实际密度 < 预测密度）
CX685	4856.00/3152.40	油页岩	1.45	88.50	SE172.50°	1.62	水平段起下钻频繁遇阻，井径扩大率达 26.5%，返出大量层状剥落掉块。

							(实际密度 < 预测密度)
							钻进平稳, 无明显掉块, 电测作业一
CX688	5120.00/3215.80	油页岩	1.48	89.20	NE82.50°	1.40	次到底, 井壁规则。(实际密度 > 预
							测密度)

不同轨迹下井壁稳定性差异性较大，模型预测的临界坍塌压力当量密度与现场实际复杂情况高度吻合（表2）。其力学机制主要受控于井眼轨迹与地应力方位及弱面产状的耦合关系：当井眼轨迹接近或平行于最小水平主应力方向时（如大斜度井 CX682 与水平井 CX685，方位角分别为 179.15° 和 172.5°），井壁周向应力集中程度高，且极易与天然裂缝等弱面形成不利于稳定的相交夹角。模型预测上述两井的临界坍塌压力当量密度分别高达 1.55 g/cm³ 和 1.62 g/cm³。由于现场实际钻井液密度（1.20 g/cm³ 和 1.45 g/cm³）偏低，在负压差及长时间浸泡作用下，钻井液沿微裂缝的压力传递效应显著降低了岩体有效应力，诱发弱面剪切滑移，最终导致现场出现频繁遇阻、憋泵卡钻及井径扩大率超 26%等严重失稳特征，充分印证了沿该方位钻进的高风险性。

相反，通过轨迹优化，当井眼基本平行于最大水平主应力方向钻进时（如水平井 CX688，方位角 82.5°），可最大程度规避裂缝弱面的不利受力状态，并抑制压力穿透导致的有效应力衰减。模型预测该轨迹下临界坍塌压力当量密度降至 1.40 g/cm³。现场采用 1.48 g/cm³ 的钻井液实现了微正压封堵，实钻过程中井眼轨迹平滑，未发生坍塌卡钻等复杂情况，进一步验证了该评价方法在井眼轨迹优化设计中的可靠性。

为了更直观地展示井眼轨迹对稳定性地影响，将上述 3 口典型井的轨迹坐标（井斜角和方位角）投射至计算的地坍塌压力极坐标图版中，如图 9 所示。

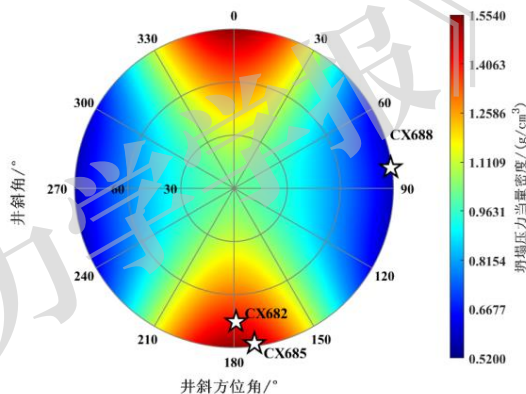


图 9 不同轨迹典型井的井壁稳定性预测与验证对比

Fig. 9 Comparison of wellbore stability prediction and verification for typical wells with different trajectories

现场验证结果表明，所建立的考虑裂缝弱面与压力穿透耦合效应的井壁稳定性评价方法不仅能够准确解释复杂事故的发生机制，更能有效指导安全钻井轨迹优选与钻井液密度设计。对于沙河街组裂缝性油页岩地层，优先选择沿最大水平主应力方向钻进，并辅以合理的钻井液密度，是保障井壁稳定的关键。

5 不足与展望

5.1 研究的局限性

（1）由于目标地层裂缝发育复杂，多重弱面准则需要明确每组裂缝的产状、力学参数和渗流参数等数据，而通过室内实验或现场测井难以全面获取上述参数，参数不确定性可能降低模型预测精度；同时，模型复杂度较高也降低了其现场应用的便捷性。考虑到裂缝走向具有一定统一性，且张开缝与诱导缝作为主导裂缝，其渗流与力学弱面效应显著高于其他类型裂缝，为简化多裂缝相互作用的复杂性，降低模型计算难度，此次研究采用单一弱面准则进行简化处理：假设一组主导裂缝控制井壁稳定，简化了多裂缝相互作用。模型未考虑多重弱

面的复杂影响，在极端复杂裂缝地层的预测精度有待提升。

（2）现场验证范围较窄，仅通过 3 口井完成模型验证，未覆盖济阳坳陷不同构造部位、不同裂缝发育程度的井区，模型在多样化地质条件下的普适性尚未得到充分验证。

5.2 未来研究展望

（1）采用原子力显微镜、X 射线衍射及能谱分析等技术，系统测试裂缝表面粗糙度、充填物成分及力学参数，基于测试数据构建考虑裂缝微观特征的精细化力学模型，提升对裂缝剪切滑移与渗流行为的预测精度，结合多重弱面准则与离散元方法，为复杂裂缝地层井壁稳定性评价提供更先进的技术手段。

（2）后续选取济阳坳陷多构造、多裂缝类型井开展现场应用，收集井径扩大率、坍塌事故数据以优化模型参数，形成标准化井眼轨迹优化、钻井液体系设计及风险防控方案，并推广至同类硬脆性油页岩地层钻井工程。

6 结论

为解决济阳坳陷沙河街组油页岩地层井壁坍塌问题,通过对坍塌段岩石矿物成分、微观结构、物理化学性质和力学性能的测试,确定了影响地层井壁稳定的主控因素,得出以下结论:

(1)揭示了硬脆性油页岩井壁失稳新机制:济阳坳陷沙河街组油页岩为硬脆性地层,黏土矿物以非膨胀性伊利石为主,水化作用微弱;发育缝宽 $2\sim 3\text{ }\mu\text{m}$ 微裂缝,裂缝力学弱面效应使岩石强度大幅降低,是井壁坍塌的主控因素。

(2)建立了多场耦合井壁稳定评价新方法:构建裂缝力学弱面+钻井液压力穿透+井眼轨迹耦合评价模型,量化了压力穿透使临界坍塌密度升高 $0.115\sim 0.155\text{ g/cm}^3$ 的效应,实现了坍塌压力精准预测。

(3)明确了井眼轨迹优选规则:沿最小水平主应力方向钻进时,井斜角 $50^\circ\sim 90^\circ$ 为高风险段;沿最大水平主应力方向钻进时,高风险段仅为井斜角 $25^\circ\sim 45^\circ$,稳定性显著提升。

(4)形成了轨迹优化与封堵强化的工程防控新技术:沿最大水平主应力方向优化井眼轨迹,并匹配缝宽 $2\sim 3\text{ }\mu\text{m}$ 微裂缝强化钻井液封堵性能,可有效降低大斜度井和水平井井壁坍塌风险,为沙河街组硬脆性油页岩安全钻井提供技术依据。

作者贡献声明: 席境阳、裴学良、冯春宇负责论文构思、数据分析、研究方法、结果验证、论文写作和修改;曹继飞参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图;孟英峰参与数据分析和研究方法。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: XI Jingyang, PEI Xueliang, and FENG Chunyu are responsible for paper conception, data analysis, research methods, result verification, paper writing and revision; CAO Jifei participates in the practical application and mapping of data analysis and technical means; MENG Yingfeng is involved in data analysis and research methods. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突声明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

- CHEN M, JIN Y, ZHANG G Q, 2008. Petroleum Rock Mechanics[M]. Beijing: Science Press. (in Chinese with English abstract)
- CHEN Z, DENG J G, WEI B H, et al., 2019. Borehole stability analysis of hard brittle shale based on damage theory[J]. Science Technology and Engineering, 19(16): 87–94. (in Chinese with English abstract)
- GAN Z, YANG X, LI F P, et al., 2024. Research on the Characteristics of Oil Shale Mechanics and Destruction Fracture under the Influence of Oil Content[J]. METAL MINE, (04):62–69. (in Chinese with English abstract)
- GAO J, BIAN G, LIN H, et al. 2025. Study on wellbore stability considering rock matrix and weak plane of porous shale subjected to polyaxial compression and different time-domain poroelastic solutions[J]. Geoenergy Science and Engineering, 254: 213986.
- GAO X, WANG M, SHI X, et al., 2025. Wellbore stability research based on transversely isotropic strength criteria in shale formation[J]. Soils and Foundations, 64(6): 101541.
- GONG C, YANG L, OUYANG Y, et al. 2025. Pressure Prediction and Application Considering Shale Weak Surface Effects and Anisotropic Characteristics[J]. Processes, 13(12): 3889.

- JIAS G, WAN Y Y, WANG Q, et al., 2021. Research on Microscopic Testing Methods for Anisotropic Mechanical Properties of Shale parazacco spilurus subsp. spilurus[J]. Journal of Geomechanics, 27(01): 10-18. (in Chinese with English abstract)
- LI D, GAO S, TANG Z, et al. 2025. Stability Analysis of Borehole Walls in Shale Formations of the Huazhuang Block[J]. Processes, 13(4): 1151.
- LI Y Y. 2023. Study influence of drilling fluid plugging performance on shale wall stability[J]. Petrochemical Industry Technology, 30(05):148-150. (in Chinese with English abstract)
- LI Y, ZHAO Q M, LU Q, et al., 2022. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. Petroleum exploration and development, 49(05):955-964. (in Chinese with English abstract)
- LIANG L X, DING Y, Liu X J, et al., 2016. Seepage-mechanochemistry coupling of wellbore stability in hard-brittle shale[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 23(02): 140–143, 158. (in Chinese with English abstract)
- LIU H B, CUI S, MENG Y F, et al., 2019. Study on mechanical characteristics and wellbore stability of hard brittle shale in western Sichuan[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 41(06): 60–67. (in Chinese with English abstract)
- LIU H B, CUI S, MENG Y F, et al., 2021. Study on wellbore caving and instability of horizontal well in deep brittle shale[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 28(03): 323–328. (in Chinese with English abstract)
- LIU H B, CUI S, ZHU D J, et al., 2019. Study on microstructure and mechanical properties of hard brittle shale[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 15(S1): 34–39. (in Chinese with English abstract)
- LIU H M, 2022. Exploration practice and prospect of shale oil in Jiyang Depression[J]. China Petroleum Exploration, 27(1):73-87. (in Chinese with English abstract)
- LIU K D, LIU S J, WEN M, 2019. Analyze of borehole wall stability by the action of physical chemistry[J]. Petrochemical Industry Technology, 26(01): 139–140. (in Chinese with English abstract)
- LIU Y H, QIANG W, DANG X, et al., 2025. Study on Pore Structure Characteristics of Interbedded Shale Oil Reservoirs in the 7th Member of Yanchang Formation in Ansai Oilfield and Genetic Mechanism of High-Quality Reservoirs[J]. Journal of Geomechanics, 31(03): 506-521. (in Chinese with English abstract)
- LIU Z J, YANG D, SHAO J X, 2017. Experimental research on dynamic parameter of oil shale under temperature effect[J]. Journal of Heilongjiang University of Science and Technology, 27 (04) : 396-399. (in Chinese with English abstract)
- LU B P, LIN Y X, ZHANG C J, 1999. Experimental Study on the Effect of Hydration on the Mechanical Properties of Shale[J]. Journal of Geomechanics, (01): 67-72. (in Chinese with English abstract)
- LV W F, QIN J S, WU K Y, et al., 2011. An overview of testing methods of poroperm and relative permeability for low permeability rocks[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 18(03): 1–6, 135. (in Chinese with English abstract)
- Ma T S, CHEN P, WANG X D, et al., 2016. Numerical analysis method of pore pressure propagation around the borehole for shale gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 37(05): 660–671. (in Chinese with English abstract)
- MENG W, TIAN T, SUN D S, et al., 2022. Study on In-Situ Stress State of Deep Shale Reservoirs Based on In-Situ Stress Testing and Rheological Model[J]. Journal of Geomechanics, 28(04): 537-549. (in Chinese with English abstract)
- QIAN Z W, WU J Y, LI J C, et al., 2016. Application of the oil-based drilling fluid in oil shale formation[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 35(01): 170–174. (in Chinese with English abstract)
- REN S Q, WANG L, YANG D, et al., 2022. Effect of real-time temperature and shear angle on the mechanical strength and energy evolution of oil shale[J]. Oil Shale, Vol.39(4): 270-289,.
- SHI B Z, HU X H, GAO S Y, 2014. Visualization Sealing Simulation Test and Evaluation of Hard Brittle Shale Microfracture[J]. Petroleum drilling technology 2014,42(03):32-37. (in Chinese with English abstract)
- WANG A M, WANG F M, HE W Q, et al., 2023. Experimental on Mechanical Properties Characteristics of Oil Shale in Jiyang Depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023,30(05):144-150. (in Chinese with English abstract)
- WANG L, YANG D, KANG Z Q, et al., 2022. Experimental study on the effects of steam temperature on the pore-fracture evolution of oil shale exposed to the convection heating[J]. Journal of Analytical & Applied Pyrolysis, Vol.164.
- WANG P, QU Z, HUANG H, 2015. Experimental study of the effect of formation water salinity on creep laws of the hard brittle shale[J]. Petroleum Drilling Techniques, 43(05): 63–68. (in Chinese with English abstract)

- ZHANG C W, MENG Q Q, TANG X, 2021. Present situation and prospect of oil shale mining technology[J]. mineral exploration, 12(08):1798-1805. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG J, ZHANG Y J, ZENG J, et al., 2025. Application of a CWFS model-based brittleness index for evaluating anisotropic brittleness in terrestrial shale under triaxial stress[J]. Petroleum Science, 23(2):742-761.
- ZHANG R, CHEN F Y, NIU H B, et al., 2021. Study on the collapse pressure of hard and brittle fractured oil shale in ZH Sag[J]. Oil Drilling & Production Technology, 43(02): 151–159. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG Y, DU X, JIANG D. 2025. Evaluating water-induced wellbore instability in shale formations: a comparative analysis of transversely isotropic strength criteria[J]. Frontiers in Earth Science, 13: 1550266.
- ZHU K L, CHEN J X, LU S Q, 2016. Study on stability mechanism of brittle shale borehole deep in Nanpu-III structure and its application[J]. Drilling & Production Technology, 39(05): 1–4, 100. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

- 陈勉, 金衍, 张广清著, 2008. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社.
- 陈卓, 邓金根, 蔚宝华, 等, 2019. 基于损伤理论的硬脆性泥页岩井壁稳定分析[J]. 科学技术与工程, 19 (16) :87-94.
- 甘泽, 杨曦, 李富平, 等, 2024. 含油率影响下油页岩力学性质与破坏断裂特征研究[J]. 金属矿山, (04) :62-69.
- 贾锁刚, 万有余, 王倩, 等, 2021. 页岩各向异性力学特性微测试方法研究[J]. 地质力学学报, 27 (01) :10-18.
- 李阳, 赵清民, 吕琦, 等, 2022. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 49 (05) :955-964.
- 李雨洋, 2023. 钻井液封堵性能对泥页岩井壁稳定的影响研究[J]. 石化技术, 30 (05) :148-150.
- 梁利喜, 丁乙, 刘向君, 等, 2016. 硬脆性泥页岩井壁稳定渗流-力化耦合研究[J]. 特种油气藏, 23 (02) :140-143+158.
- 刘厚彬, 崔帅, 孟英峰, 等, 2019. 川西硬脆性页岩力学特征及井壁稳定性研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 41 (06) :60-67.
- 刘厚彬, 崔帅, 孟英峰, 等, 2021. 深层脆性页岩水平井井壁崩落失稳研究[J]. 断块油气田, 28 (03) :323-328.
- 刘厚彬, 崔帅, 朱达江, 等, 2019. 硬脆性页岩微观组构及力学性能研究[J]. 地下空间与工程学报, 15 (S1) :34-39.
- 刘惠民, 2022. 济阳坳陷页岩油勘探实践与前景展望[J]. 中国石油勘探, 27 (01) :73-87.
- 刘凯都, 刘书杰, 文敏, 2019. 泥页岩渗透水化井壁稳定分析[J]. 石化技术, 26 (01) :139-140.
- 刘雨航, 强微, 党鑫, 等, 2025. 安塞油田延长组 7 段夹层型页岩油储层孔隙结构特征及优质储层成因机制研究[J]. 地质力学学报, 31 (03) :506-521.
- 刘志军, 杨栋, 邵继喜, 2017. 温度影响下油页岩动力学参数的实验研究[J]. 黑龙江科技大学学报, 27 (04) :396-399.
- 路保平, 林永学, 张传进, 1999. 水化对泥页岩力学性质影响的实验研究[J]. 地质力学学报, (01) :67-72.
- 吕伟峰, 秦积舜, 吴康云, 等, 2011. 低渗岩石孔渗及相对渗透率测试方法综述[J]. 特种油气藏, 18 (03) :1-6+135.
- 马天寿, 陈平, 王旭东, 等, 2016. 页岩气储层井周孔隙压力传递数值分析方法[J]. 石油学报, 37 (05) :660-671.
- 孟文, 田涛, 孙东生, 等, 2022. 基于原位地应力测试及流变模型的深部泥页岩储层地应力状态研究[J]. 地质力学学报, 28 (04) :537-549.
- 钱志伟, 吴骄阳, 李建成, 等, 2016. 全油基钻井液在油页岩地层钻井中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 35 (01) :170-174.
- 石秉忠, 胡旭辉, 高书阳, 等, 2014. 硬脆性泥页岩微裂缝封堵可视化模拟试验与评价[J]. 石油钻探技术, 42 (03) :32-37.
- 王爱民, 王发明, 贺文卿, 等, 2023. 济阳坳陷油页岩力学性能特征实验[J]. 特种油气藏, 30 (05) :144-150.
- 王萍, 屈展, 黄海, 2015. 地层水矿化度对硬脆性泥页岩蠕变规律影响的试验研究[J]. 石油钻探技术, 43 (05) :63-68.
- 张传文, 孟庆强, 唐玄, 2021. 油页岩开采技术现状与展望[J]. 矿产勘查, 12 (08) :1798-1805.
- 张锐, 陈飞宇, 牛洪波, 等, 2021. ZH 凹陷硬脆性裂缝油页岩地层坍塌压力研究[J]. 石油钻采工艺, 43 (02) :151-159.
- 朱宽亮, 陈金霞, 卢淑芹, 2016. 南堡 3 号构造深层脆性泥页岩井壁稳定机理分析与实践[J]. 钻采工艺, 39 (05) :1-4+100.