

川渝地区泥页岩层段井壁失稳机理及其诱发卡钻原因分析

崔文祥, 向婧钰, 樊迦密, 张语涵, 张昊林, 谷昊昱, 邢佳烨*

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年8月3日; 录用日期: 2026年9月4日; 发布日期: 2026年9月16日

摘要

川渝地区上奥陶统五峰组 - 下志留统龙马溪组泥页岩在钻井过程中, 因层理弱面发育与黏土矿物水化膨胀的力学 - 化学耦合作用, 常诱发井壁渐进失稳, 进而衍生出坍塌掉块、砂桥、缩径及压差卡钻等复杂事故, 严重制约钻井时效与安全。现场实践表明, 单纯提高钻井液密度或采用单一防塌措施难以根除失稳的周期性复发。井壁稳定控制技术已从传统的被动提密与堵漏逐步转向力学 - 化学耦合建模与实时动态调控相结合的主动防控体系。本文围绕失稳的力学机制(层理控制的各向异性剪切滑移)与化学机制(水化膨胀引发的强度劣化)、四类卡钻的诱发条件与形成过程, 以及主控因素(内在矿物组成与地应力状态、外在钻井液性能与井眼轨迹)进行系统梳理, 并评述当前防塌钻井液体系及耦合模型的应用现状。综合分析认为, 力学 - 化学耦合稳定模型为井壁失稳的量化分析提供理论基础, 防塌钻井液体系则为现场防塌措施的具体实施提供工程载体, 二者相辅相成, 结合实时监测与动态调整, 共同构成当前井壁稳定的技术核心; 但耦合模型的工程转化、封堵能力的定量评价及超深层失稳预测仍存在瓶颈, 未来需向智能化预警、高性能环保型防塌材料及区域针对性评价标准方向突破。

关键词

川渝地区, 泥页岩, 井壁失稳, 卡钻机理, 龙马溪组, 卡钻事故

The Mechanism of Wellbore Instability and Analysis of Its Induced Stuck Pipe Causes in Mud Shale Intervals of Sichuan-Chongqing Region

Wenxiang Cui, Jingyu Xiang, Jiami Fan, Yuhan Zhang, Haolin Zhang, Haoyu Gu, Jiaye Xing*

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

*通讯作者。

文章引用: 崔文祥, 向婧钰, 樊迦密, 张语涵, 张昊林, 谷昊昱, 邢佳烨. 川渝地区泥页岩层段井壁失稳机理及其诱发卡钻原因分析[J]. 矿山工程, 2026, 14(5): 1353-1364. DOI: 10.12677/me.2026.145134

Abstract

During drilling of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shales in the Sichuan-Chongqing area, chemo-mechanical coupling between bedding planes and clay-mineral hydration swelling frequently induces progressive wellbore instability, leading to complex accidents such as borehole collapse, sand bridging, hole shrinkage, and differential-pressure sticking, which seriously compromise drilling efficiency and safety. Field practices indicate that simply increasing mud weight or applying a single anti-sloughing measure cannot fundamentally eliminate recurrent instability. Wellbore stability control has shifted from the traditional passive strategy of mud-weight increase and lost-circulation plugging to an active prevention framework integrating chemo-mechanical coupled modeling with real-time dynamic adjustment. This paper systematically reviews the mechanical mechanism (anisotropic shear slip controlled by bedding planes) and chemical mechanism (strength degradation due to hydration swelling), the triggering conditions and formation processes of the four sticking types, and the dominant controlling factors (internal mineral composition and *in-situ* stress state; external drilling-fluid properties and wellbore trajectory). The current application status of anti-sloughing drilling-fluid systems and coupled stability models is also assessed. Comprehensive analysis indicates that the chemo-mechanical coupled stability model provides a theoretical basis for quantitative instability analysis, while the anti-sloughing drilling-fluid system serves as an engineering vehicle for implementing field measures; the two are complementary and, together with real-time monitoring and dynamic adjustment, constitute the technical core of current wellbore-stability practice. Nevertheless, bottlenecks remain in engineering translation of coupled models, quantitative evaluation of plugging performance, and ultra-deep instability prediction. Future efforts should target intelligent early warning, high-performance and environmentally friendly anti-sloughing materials, and region-specific evaluation criteria.

Keywords

Sichuan-Chongqing Region, Shale, Wellbore Instability, Stuck Pipe Mechanism, Longmaxi Formation, Stuck Pipe Accidents

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

页岩气深刻改变了全球能源供给格局。在四川盆地及周缘，上奥陶统五峰组 - 下志留统龙马溪组的埋深普遍超过 3500 m，石英含量高达 58%~83%，黏土矿物中伊蒙混层比达 70%~80%，层理缝与微裂隙极其发育[1]。这种地层在成就页岩气高产的同时(高脆性矿物有利于压裂改造，高有机质丰度保障了气源供给)，也给钻井工程带来了严峻挑战。

挑战的核心在于井壁失稳。黏土矿物遇水后发生水化膨胀，岩石强度随之劣化；层理弱面的存在又使得围岩在应力重分布条件下极易沿结构面发生剪切滑移。二者叠加，使川渝地区泥页岩层段成为井壁失稳的高发地带。统计数据显示，全球约 90%的井壁垮塌事故发生在泥页岩地层，而在川渝工区，卡钻故障占钻井井下事故的比例高达 47.48% [2]。单次解卡作业动辄耗费数百万元，旋转导向工具被埋乃至井眼报废的极端情况也并不少见[3]。

围绕泥页岩井壁失稳机理，国内学者已开展了较为系统的研究工作。李郑涛等[1]建立了各向异性页岩的井壁坍塌压力模型，指出层理弱面控制下的剪切滑移是井壁崩落的主要力学模式；黏土矿物水化对岩石强度的劣化效应也获得了较为系统的实验证据。谭天一[4]和陈雨飞[5]则分别从砂桥形成与岩屑运移的角度揭示了水平井卡钻的力学过程。然而，现有研究仍存在两方面的明显不足：其一，对川渝地区特有的“高硅 + 高黏土”复合地层，缺乏力学与化学因素协同作用的系统分析框架；其二，解卡酸液配方仍以通用型产品为主，针对该区域高硅质硬脆性掉块特征的定制化设计几乎处于空白。

基于上述分析，本文以川渝地区龙马溪组和五峰组泥页岩为研究对象，在矿物组成与理化特性分析的基础上，尝试建立井壁失稳的力学 - 化学耦合分析思路，进而梳理失稳诱发卡钻的主要类型与形成机制，以期为该区域安全高效钻井提供理论参考。

2. 主要泥页岩层段划分与展布

四川盆地发育了多套富含有机质泥页岩层系。生成储存机理如图 1 所示：该类细粒沉积岩兼具烃源岩与储层双重属性：有机质在埋藏过程中经历热演化生成油气，因页岩自身孔隙度和渗透率极低，生成的油气难以发生长距离运移，而是就近滞留于页岩内部的有机质孔、黏土矿物层间孔及微裂缝中，形成典型的“自生自储”型油气聚集[6][7]。这种特殊的成藏方式决定了泥页岩储层的非均质性极强，其含油气性主要受有机质丰度、热演化程度及储集空间发育状况的控制。就页岩气勘探开发而言，目前最具现实意义的主要有三套：上奥陶统五峰组 - 下志留统龙马溪组海相页岩、下寒武统筇竹寺组海相页岩，以及侏罗系自流井组大安寨段陆相页岩[6][8]。三套层系在沉积环境、分布范围和含气性上均存在显著差异。

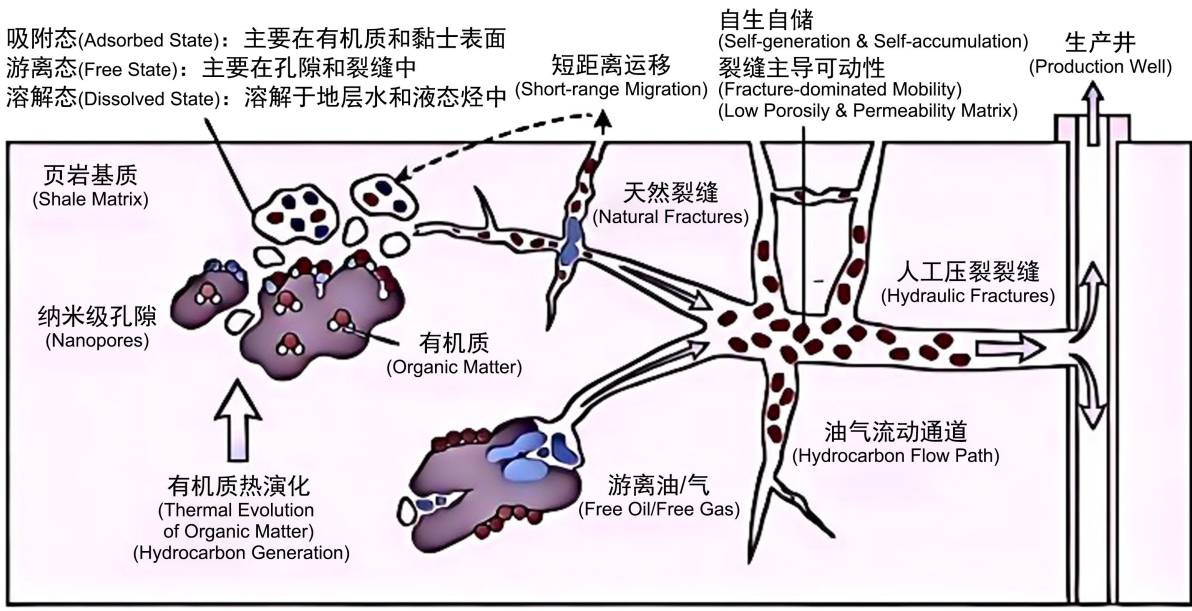


Figure 1. Microscale migration mechanism of shale oil and gas
图 1. 页岩油气微观运移图

2.1. 上奥陶统五峰组 - 下志留统龙马溪组

该套地层是目前川渝地区页岩气勘探开发的核心层系。五峰组沉积于晚奥陶世深水陆棚环境，厚度多介于 5~20 m，岩性以黑色硅质页岩和碳质页岩为主。龙马溪组厚度一般为 20~100 m，局部可达 200 m 以上，其下部暗色泥页岩段为主力产层，在四川盆地及周缘广泛分布[6][7]。龙马溪组局部夹碳质页岩、

煤线(如图 2 所示)及结核状黄铁矿[7], 指示沉积过程中曾出现较强的还原条件。

该套地层之所以成为核心产层, 得益于沉积环境与成岩条件的有效匹配。深水陆棚还原环境有利于有机质富集, TOC 值普遍较高, 有机质类型以 I-II₁ 型为主, 热演化程度适中。石英等脆性矿物含量较高, 使页岩具有良好的可压裂性; 稳定的构造保存与区域超压条件亦有利于含气性的长期维持。然而, 该套地层高石英含量(导致掉块硬度高)、高黏土含量(强水敏性)以及层理与微裂隙极度发育(易剥落掉块)等特征, 恰恰是钻井工程中井壁失稳与卡钻频发的根本原因[5][7]。优质储层的地质条件与工程难点, 在此表现为一体两面的辩证关系(图 3)。



Figure 2. Outcrop photograph of coal-bearing Malongxi Formation

图 2. 马龙溪组含煤线泥页岩层露头照片



Figure 3. Outcrop photograph of mudstone/shale of the mudstone/shale of the Malongxi Formation

图 3. 马龙溪组泥页岩露头照片

2.2. 下寒武统筇竹寺组

筇竹寺组是与龙马溪组齐名的另一套重点海相页岩层位,在盆地及周缘广泛发育,有机质丰度较高且厚度较大,具备良好的生烃物质基础[6]。但其勘探效果远不及龙马溪组,主要制约因素在于埋深普遍超过 4500 m,热演化程度过高(R_o 普遍大于 3.5%),导致有机质孔隙大量消失,储集空间严重缩减。深埋条件下地应力场复杂,压裂改造难度显著增大;同时黏土矿物以伊蒙混层和伊利石为主,水敏性较强,在高温条件下井壁稳定性问题突出[4][7]。尽管如此,该层系仍是川渝地区页岩气资源接替的重要潜力层位。

2.3. 侏罗系自流井组大安寨段

大安寨段与上述两套海相页岩不同,属于陆相湖相泥页岩,主要分布在川中及川东地区[6][9]。有机质类型以 II_2 ~ III 型干酪根为主,生烃潜力相对有限。该套地层的突出特征是沉积相变快、岩性组合复杂,黏土矿物含量偏高(通常为 40%~60%),导致页岩脆性较低、塑性较强,压裂改造难以形成复杂裂缝网络。陆相页岩的有机质孔隙发育程度远不及海相页岩,储集性能存在明显差距[9]。目前该层系尚未实现商业化产能突破,但作为陆相页岩油气勘探的重要领域,仍具有一定的研究价值。

3. 泥页岩井壁失稳机理分析

泥页岩井壁失稳是力学与化学因素共同作用的结果,二者相互叠加、彼此加剧。川渝地区龙马溪组泥页岩高石英含量、高黏土矿物含量以及层理与微裂隙极度发育等特征,使其井壁失稳问题尤为突出[5][7]。以下从力学机理、化学机理及二者的耦合效应三个层面展开分析。

3.1. 井壁失稳的力学机理

川渝深层泥页岩地层地应力场复杂。以川南龙马溪组为例,水平最大主应力为 114.69~117.23 MPa,水平最小主应力为 93.79~94.57 MPa,垂向地应力为 108.42~112.81 MPa [1]。井眼钻开后,井周应力发生重分布,在井壁附近形成应力集中区。当围岩所受应力超过岩石强度时,即发生剪切或张性破坏。

层理面的存在使页岩强度呈现显著的各向异性——沿层理方向的抗剪强度远低于垂直层理方向。李郑涛等[1]通过单轴和三轴压缩实验证实,取样角度 60° 时页岩强度最低, 90° 时最高;三轴压缩条件下,取样角度 0° 和 90° 的试样表现为基质剪切破坏, 45° 和 60° 的试样则表现为沿层理面的剪切破坏。这表明井眼轨迹与层理面呈特定角度时,井壁更易沿层理弱面发生滑移崩落。

成像测井资料显示,川南龙马溪组-五峰组页岩层理面倾角为 5° ~ 15° 、倾向为 $NE110^\circ$ ~ $NE120^\circ$ [1]。此类低角度层理面在应力集中条件下极易成为破坏的起始界面。硬脆性页岩崩落后形成的掉块以高硅质成分为主、硬度较大,难以被钻井液携带排出,堆积于环空间隙中,为后续卡钻埋下隐患[3][5]。

3.2. 井壁失稳的化学机理

力学因素提供了破坏的动力条件,化学因素则降低了岩石抵抗破坏的能力。川渝泥页岩黏土矿物含量较高,伊蒙混层比达 70%~80%,遇水后发生显著的水化膨胀[9]。水化过程包含两个层面:黏土矿物表面吸附水分子形成水化膜,产生膨胀应力;水分子进入黏土矿物层间,导致晶层间距增大,进一步加剧膨胀[4][9]。

水化作用对岩石力学性质的影响是多方面的。膨胀应力叠加于原地应力之上,使井周应力状态进一步恶化;吸水导致岩石强度持续下降——弹性模量减小、内聚力和内摩擦角降低。黄荣樽等[10]的研究表明,泥页岩力学参数随含水量增加呈指数或线性衰减,且层理面对流体更为敏感。钻井液滤液沿层理面

和微裂缝侵入地层,升高近井壁孔隙压力、降低有效应力,同时破坏岩石内部的物理化学平衡[11]。龙马溪组页岩微纳米级裂缝和层理发育,润湿性表现为双亲特征且亲油性较强,滤液极易沿孔喉、微裂隙侵入储层内部[11]。

化学作用本身不直接导致井壁失稳,但通过削弱岩石强度和改变应力状态,对力学失稳起到显著的加速和放大效应。

3.3. 力学 - 化学耦合失稳机制

井壁失稳是力学与化学因素在时间维度上叠加演化的结果。钻井液滤液侵入触发水化反应,膨胀应力叠加于原地应力之上,孔隙压力升高则降低了有效应力;岩石强度的水化劣化进一步降低了井壁的承载能力。在这一机制下,近井壁岩石的破坏呈现渐进特征:微裂纹首先沿层理弱面萌生,随后在应力与化学侵蚀的共同驱动下不断扩展,最终发展为持续掉块、缩径乃至大规模井壁坍塌[8] [9]。

川渝深层高温环境使这一过程更为复杂。温度升高加速了水化反应速率,高压驱动滤液更深入地侵入地层,耦合效应在深层条件下显著增强[1] [11]。李郑涛等[1]的计算表明,综合考虑弹性和强度各向异性时,坍塌压力最高,且强度各向异性的影响明显大于弹性各向异性;沿水平最大主应力方向钻进时稳定性最好,沿最小主应力方向钻进时最差。川南 L20X 井的实钻数据与模型预测基本一致[1]。

总体来看,川渝地区泥页岩井壁失稳是岩石固有属性(高脆性、强水敏、层理发育)与工程扰动(地应力释放、钻井液侵入)共同作用的结果,理解这一耦合机制是制定有效井壁稳定措施的理论前提。

3.4. 温度与压力对耦合作用的强化机制

温度通过物理和化学两条路径影响井壁稳定。刘厚彬[12]指出,低温钻井液可降低孔隙压力和周向应力,抑制拉伸破坏;高温则相反。黄荣樽等[10]指出,水化作用会在井壁围岩中形成“侵水区”,区内岩石力学参数持续变化,温度是控制变化速率的关键变量。温度升高加速黏土矿物吸水膨胀,同时降低滤液黏度,使其更易沿层理和微裂隙向地层深部侵入,扩大水化影响范围。

压力方面,吴晓红等[13]研究表明,结构面发育的页岩地层漏失压力明显低于均质地层,说明川渝地层中钻井液密度可调范围有限。李郑涛等[1]计算表明,同时考虑弹性和强度各向异性时坍塌压力最高,且强度各向异性影响更大,沿最大水平主应力方向钻进稳定性最佳。刘厚彬[12]指出,正压差驱动滤液侵入后,近井壁孔隙压力上升、有效应力下降,压力响应远快于溶质扩散。丁乙等[14]实验表明,硬脆性泥页岩与钻井液作用 8 天后,内聚力下降约 2.6 MPa、内摩擦角下降约 2.9°。

3.5. 流体化学与多场耦合的综合效应

钻井液与地层流体间的化学势差异驱动水与离子交换。刘厚彬[12]将泥页岩视为“非理想半渗透膜”,水与离子在压力差和化学势差驱动下耦合流动,溶质浓度差越大则水迁移越显著。黄荣樽等[10]将化学效应量化为“水化应力”,建立了吸水膨胀应变与吸水量间的定量关系。

不同钻井液体系的抑制效果差异明显。高书阳等[15]工业 CT 对比显示:去离子水浸泡后掉块产生大量贯通微裂缝;强抑制水基钻井液浸泡后试样脱落且裂缝增大;油基钻井液浸泡后原生微裂纹基本未扩展。油基钻井液通过阻断水与黏土矿物接触抑制水化致裂,水基钻井液效果取决于组分调控能力。丁乙等[14]证实清水作用后岩石力学参数降幅明显大于钻井液。

温度、压力与流体化学交叉耦合构成正反馈回路。刘厚彬[12]三场耦合框架及丁乙等[14]力化耦合模型均表明:高温加速水化,强度劣化,诱发崩落;高压差驱动滤液深侵,弱面进一步弱化;化学势调控失当致孔隙压力异常,有效应力失衡。各环节依次传导,失稳由渐进演变为加速。范玉光等[11]统计 2018

年川渝因卡钻损失旋导工具 14 串, 其中 12 次发生在水平段超 900 m 的井段。曹华庆等[16]描述的“秒杀式”卡钻正是此回路工程体现。深层泥页岩井壁稳定控制需在耦合框架下综合评估温度、压力、流体化学, 并动态调控。

4. 井壁失稳诱发卡钻的主要类型与机理

川渝地区泥页岩层段井壁失稳最直接的工程表现即为卡钻。井壁崩落的掉块与岩屑在井筒中持续堆积, 环空通道被堵塞, 钻柱丧失活动能力。从现场统计来看, 坍塌/掉块卡钻和砂桥卡钻是该地区最主要的两种类型[15][17]。这并非偶然——龙马溪组页岩高石英含量所决定的硬脆性, 以及水平井段特有的流场特征, 使得这两类卡钻在该区域格外突出。

4.1. 坍塌/掉块卡钻

井壁失稳产生的硬脆掉块是坍塌卡钻的物质来源。龙马溪组页岩石英含量高、脆性大, 崩落后的掉块棱角分明且硬度较高, 一旦进入井筒就很难被钻井液携带返出[13]。掉块在环空中的运移和堆积受多种因素制约: 掉块尺寸越大、环空间隙越小, 就越容易在狭窄部位形成堵塞。堆积达到一定程度后, 便会形成阻碍钻具活动的砂桥, 甚至直接卡死钻柱[16]。

掉块的产生与运移本身就是一个力学-化学耦合过程。井壁失稳产生的掉块最初沿层理弱面崩落, 其形态和尺寸受层理间距和应力状态控制。进入井筒后, 这些高硅质掉块在钻井液中的沉降行为与普通岩屑不同——棱角形态增加了颗粒间的啮合与堆积概率, 使其更容易在环空变径处形成架桥。龙马溪组地层中常见的低角度层理面(倾角 $5^{\circ}\sim 15^{\circ}$)崩落的掉块多呈薄片状或楔形, 在环空狭窄处更容易发生楔入式堵塞[1]。

旋导向工具的应用让这个问题变得更为棘手。旋导工具外径接近井眼尺寸, 扶正器与井壁之间的环空间隙极为有限——以 AutoTrakCurve675 型旋导为例, 扶正器外径达 212 mm, 在 215.9 mm 井眼中单边间隙仅约 1.95 mm [13]。近乎满眼的状态下, 即使少量掉块也可能造成瞬间卡死, 表现为顶驱突然整停、钻柱无法转动, 循环却往往保持正常, 这就是工程界所说的“秒杀式”卡钻[13]。曹华庆等[16]的统计表明, 川渝地区约 60% 的旋导卡钻发生在接立柱上提钻具的工况下, 此时掉块极易挤入旋导扶正器与井壁之间那道极其有限的间隙。从力学角度来看, 上提钻具时扶正器台肩面对掉块形成挤压, 若掉块尺寸大于环空间隙, 即发生楔入效应, 而高石英掉块的高硬度使其难以被挤碎, 从而迅速锁死钻柱。

4.2. 砂桥卡钻

砂桥卡钻与坍塌卡钻在成因上有一定关联, 形成机制却不尽相同。长水平段钻进过程中, 岩屑在重力作用下持续沉积于井眼低边, 逐渐形成岩屑床。起下钻或倒划眼时, 大尺寸钻具的台阶面会推动岩屑床向前堆积(推土机效应), 钻柱扰动也可能诱发斜井段岩屑床下滑崩落(雪崩效应)。两种效应都可能导致局部岩屑浓度急剧升高, 最终形成堵塞环空的砂桥[18][19]。

龙马溪组页岩岩屑的形态特征对砂桥的形成有直接影响。该组地层石英含量高达 40%~80%, 机械钻速较快时产生的岩屑以棱角状碎屑为主, 这类颗粒的休止角较大, 形成的岩屑床结构更为稳定, 一旦堆积便不易被钻井液冲散[1]。相比之下, 次圆状颗粒形成的岩屑床更易被流体剪切破坏。砂桥一旦形成, 其稳定性远超岩屑床——范玉光等[10]在现场观察中发现, 龙马溪组水平井中形成的砂桥往往需要大排量长时间循环才能清除, 这与高硅质岩屑的强啮合特性直接相关。

钻井液排量和转速的选择对砂桥形成具有决定性作用。川渝深层水平井钻进中, 若排量低于 28 L/s, 环空返速不足以将岩屑有效携带出井, 岩屑床厚度持续增长[16]。另一方面, 钻柱转速对岩屑运移的影响

并非线性——转速低于 60 r/min 时, 钻柱的机械扰动不足以破坏岩屑床的稳定结构; 转速过高(>120 r/min) 则可能加剧钻柱振动, 诱发井壁掉块, 反而增加砂桥卡钻的风险。威远区块的现场统计表明, 排量稳定在 30~32 L/s、转速维持在 80~100 r/min 的井段, 砂桥卡钻发生率显著降低[10]。

谭天一[4]的研究表明, 砂桥对钻柱的阻力与其长度呈指数关系——一旦超过某个阈值, 卡钻阻力就会急剧上升。砂桥的渗透性同样影响卡钻的严重程度: 可渗透砂桥允许钻井液渗流通过, 附加阻力相对可控; 不可渗透砂桥则因内外压差无法释放, 对钻柱产生的附加轴向力显著增大, 解卡难度也随之增加[19]。川渝地区长水平段水平井的砂桥卡钻多发生于起钻和倒划眼工况。在水平段起钻时, 钻柱上提使原本稳定的岩屑床受到剪切扰动, 被扰动的岩屑在重力作用下向井眼低边汇聚, 推土机效应进一步加剧了岩屑的集中堆积[18] [19]。

4.3. 缩径卡钻

缩径卡钻的成因与前两类有本质区别, 其机理如图 4 所示。问题不在于掉块或岩屑堆积, 而在于井眼直径本身因岩石膨胀或蠕变而缩小。川渝泥页岩黏土矿物含量高, 伊蒙混层比达 70%~80%, 遇水后发生显著膨胀, 井径随之缩小[15]。起下钻时, 钻头或扶正器在这些缩径井段遇阻, 强行上提或下放都可能卡死。

缩径的发生与水化作用的时空演化密切相关。钻井液滤液沿层理面和微裂隙侵入地层后, 黏土矿物吸水膨胀并非均匀发生——层理面附近的膨胀应变最大, 随着距井壁距离增加而衰减。这种非均匀膨胀导致近井壁地层产生指向井眼中心的位移, 若缩径量超过环空间隙, 即造成钻具遇阻。丁乙等[14]的实验表明, 硬脆性泥页岩的膨胀主要发生在与流体接触后的初期(2~3 天内), 此后趋于稳定, 这解释了为何缩径卡钻多发生在钻开泥页岩层段后的短时间内。

深层高温条件下, 黏土矿物水化速率加快, 缩径风险也随之上升。刘厚彬[11]的研究表明, 温度每升高 10℃, 黏土矿物吸水膨胀速率增加约 15%~20%, 这意味着在埋深超过 4000 m 的井段(井底温度通常超过 120℃), 缩径发生的速度远快于浅部地层。这类卡钻有几个典型特征: 遇阻位置相对固定, 循环时泵压升高, 上提困难而下放相对容易[20]。严重程度主要取决于水化膨胀的幅度和钻井液对黏土膨胀的抑制能力。

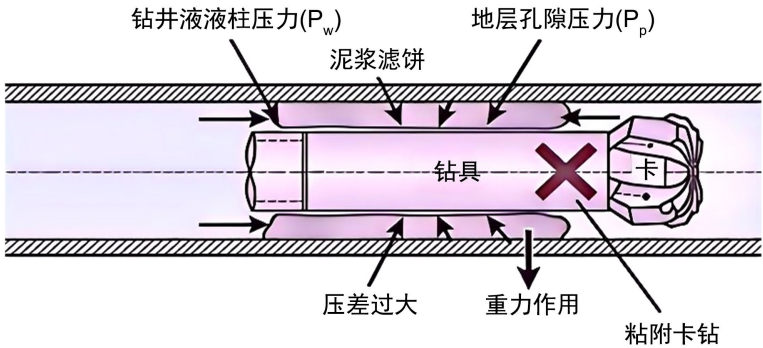


Figure 4. Schematic diagram of hole shrinkage sticking mechanism
图 4. 缩径卡钻机理图

4.4. 压差卡钻

压差卡钻(亦称粘吸卡钻)与前几种类型的作用机制存在本质差异。其形成并非直接源于井壁失稳, 但井壁失稳导致的井径扩大和泥饼质量劣化会显著提高其发生概率[16]。

该类型卡钻需同时满足三个条件: 钻柱处于静止状态、井壁存在厚而润滑性差的泥饼、井筒液柱压

力与地层孔隙压力之间存在正压差。在此条件下, 钻柱在横向压差作用下被推向井壁, 逐渐被泥饼粘附, 静止时间越长粘附力越大[20]。川渝深层气井地层压力高、压差大, 井壁失稳后井径扩大处泥饼堆积更严重, 压差卡钻风险相应升高。其堵塞机理如图 5 所示。

值得注意的一个细节是, 水化作用与压差卡钻之间存在间接关联。黄荣樽等[10]的研究表明, 泥页岩水化后的表面水化膜虽降低了泥饼与钻柱间的摩擦系数, 但滤失量增大导致泥饼增厚, 钻柱在正压差下更易嵌入其中。钻井液性能调控因此面临两难: 提高抑制性可降低水化膨胀, 但某些抑制剂本身会增加滤失量, 反而促使泥饼增厚, 需通过优化处理剂配比予以平衡[10]。与坍塌卡钻不同, 压差卡钻发生后钻井液循环通常不受影响, 泵压亦无明显变化, 但钻柱既无法转动也不能正常上提下放[20]。

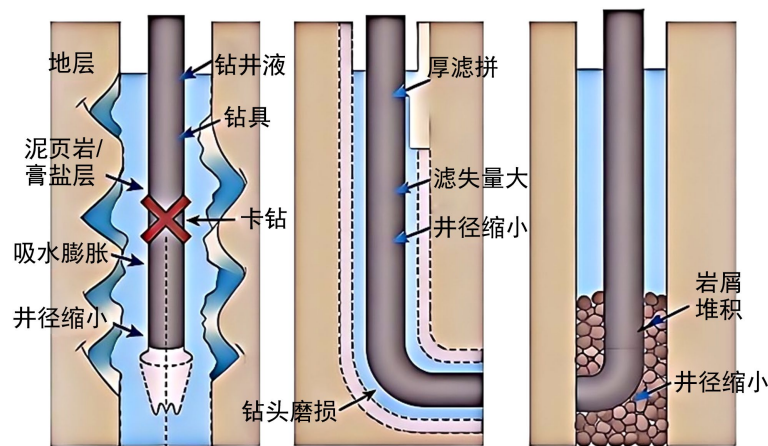


Figure 5. Schematic diagram of differential pressure sticking mechanism
图 5. 压差卡钻机理图

5. 井壁失稳与卡钻主控因素分析

在实际钻井过程中, 各因素并非孤立作用, 而是相互叠加、彼此增强。系统识别主控因素及其作用层次, 有助于解释为何在相同地层的不同井段中, 失稳程度存在显著差异。

这些因素大体可分为两类: 一类源于地层本身的固有属性, 属内在因素; 另一类来自钻井工程作业, 属外在因素。

5.1. 内在因素

矿物组成是决定井壁稳定性的基础性因素。龙马溪组页岩石英含量介于 40%~80% 之间, 其高脆性虽有利于压裂改造, 但崩落后的掉块硬度大、棱角分明, 一旦进入环空即难以被钻井液携带返出。黏土矿物的影响则更为复杂——尽管蒙脱石等强膨胀性矿物占比不高, 但伊蒙混层比可达 70%~80%, 遇水后水化膨胀效应仍十分显著[4]。这种“高石英 + 高黏土”的组合对工程构成双重挑战: 前者加剧掉块的硬度与携出难度, 后者直接劣化井壁的稳定性。

层理与微裂隙的发育程度是另一关键变量。龙马溪组页岩层理面倾角多为 5°~15°, 此类低角度结构面在应力作用下极易成为破坏的优先路径[2][4]。实验数据表明, 沿层理方向的抗剪强度远低于垂直层理方向, 取样角度 60° 时页岩强度最低[1]。这表明井壁的破坏并非均匀受力下的整体失稳, 而是优先沿先存弱面发生的局部崩落。

地应力条件提供了破坏的动力来源。川南深层龙马溪组水平最大主应力为 114.69~117.23 MPa, 水平最小主应力为 93.79~94.57 MPa, 垂向地应力为 108.42~112.81 MPa [1]。三个主应力数值差异显著, 叠加

层理面的定向效应后,井眼钻开后的应力分布极为复杂[1]。李郑涛等的计算表明,沿水平最大主应力方向钻进时井壁稳定性最佳,沿最小主应力方向钻进时则最差[1]。

5.2. 外在因素

内在因素决定了地层失稳的潜在敏感性,外在因素则更多地控制失稳发生的时机与具体形式。

钻井液性能是最直接的外在控制因素。密度过低时液柱压力不足以平衡地应力,井壁即发生剪切破坏;密度过高则可能压裂地层引发漏失。更为棘手的是,龙马溪组页岩微纳米级孔缝发育,钻井液滤液极易侵入地层并触发水化反应[5]。即便采用油基钻井液,若封堵性能不足,滤液仍可沿层理面和微裂缝渗入[2][4]。威远区块的现场统计表明,水平段井壁失稳事故中相当比例与钻井液的封堵能力不足直接相关[5]。

井眼轨迹与工程扰动同样不可忽视。井斜角越大、水平段越长,井壁暴露面积越大,失稳风险随之上升。起下钻速度过快引起的压力激动、钻柱旋转对井壁的机械刮擦,均可能成为触发井壁失稳的直接诱因[3]。曹华庆等统计的川渝地区旋导卡钻中,约60%发生在接立柱上提钻具的工况,说明工程操作细节往往对事故是否发生起决定性作用[3]。

5.3. 多因素耦合机制

综合上述因素,井壁失稳通常并非由单一因素触发,而是多因素叠加的结果。地层固有属性奠定了井壁的先天脆弱性;非均匀地应力提供了破坏的动力条件;钻井液滤液侵入触发水化反应,进一步劣化岩石强度;井眼轨迹与工程扰动则在特定时刻提供了最终的触发条件。四类因素的叠加,使井壁失稳从可能性转化为现实。

值得关注的是,各因素之间存在正反馈效应:井壁失稳产生掉块,掉块堆积引发卡钻,而解卡作业中的大排量循环、强行上提等措施又可能进一步破坏井壁,产生更多掉块。这种恶性循环一旦形成,井下复杂状况即迅速升级。因此,厘清主控因素的意义不仅在于解释卡钻的成因,更在于为预防措施提供依据——关键控制点明确后,即可制定有针对性的防控对策。

6. 结论与展望

6.1. 结论

(1) 井壁失稳是力学与化学因素耦合作用的结果。层理弱面使页岩强度呈现显著各向异性,沿层理方向抗剪强度远低于垂直层理方向,取样角度 60° 时强度最低,应力集中沿弱面诱发崩落掉块;黏土矿物遇水发生水化膨胀,膨胀应力叠加于原地应力之上,同时岩石强度随含水量增加持续劣化。水化削弱了岩石抵抗破坏的能力,应力则提供了破坏的动力,二者在过程中相互加剧。深层高温高压环境对两种机制均有显著放大效应。

(2) 川渝地区泥页岩井壁失稳主要诱发四类卡钻,其中坍塌/掉块卡钻和砂桥卡钻在深层水平井中最为突出。旋转导向工具因外径接近井眼尺寸、环空间隙极小,少量掉块即可造成瞬间卡死,约60%的旋转导向卡钻发生在接立柱上提钻具工况。砂桥卡钻与岩屑的推土机效应和雪崩效应密切相关,砂桥对钻柱的阻力随砂桥长度呈指数增长,卡钻风险随砂桥长度超过阈值急剧上升。缩径卡钻和压差卡钻在强水敏地层和高压差井段中同样不可忽视。

(3) 井壁失稳与卡钻是内在因素与外在因素耦合作用的结果。内在因素(矿物组成、层理发育、地应力状态)决定了地层失稳的敏感性,外在因素(钻井液性能、井眼轨迹、工程扰动)则提供了失稳的触发条件。二者叠加并经正反馈机制放大——失稳产生掉块,掉块堆积引发卡钻,解卡作业进一步破坏井壁——

使井壁失稳从可能性转化为工程现实。

6.2. 展望

(1) 建立剥落掉块与钻屑堆积的实时识别模型。两种失稳机制的工程响应特征存在差异,但目前主要依赖人工经验判断,难以实时区分。可基于随钻声波、钻柱振动及扭矩波动等数据建立识别模型,为卡钻前的差异化预警提供依据。

(2) 研发适配龙马溪组微纳米孔喉结构的新型封堵剂。该组页岩层理和微裂隙发育且呈双亲润湿特征,现有封堵材料对微纳米级孔喉的深部封堵能力不足。研发尺寸匹配的刚性颗粒与可变形柔性材料复合体系,使封堵剂进入微裂缝内部形成致密封堵层。

(3) 建立考虑多类型裂缝相互作用的井周损伤演化数值模型。当前常用的线弹性模型难以充分描述层理面与裂缝系统在应力扰动下的激活与扩展过程。建立考虑层理、天然裂缝和水力裂缝相互作用的损伤演化模型,有助于将稳定性分析从钻井阶段延伸至生产全周期。

(4) 建立区域化井壁稳定评价标准。川渝地区不同构造带的层理产状、地应力方向及力学参数差异显著,统一的安全密度窗口难以适用于所有区块。建议基于实钻数据建立针对不同构造带的钻井液密度窗口、井眼轨迹优化准则及防塌措施推荐规范。

基金项目

重庆科技大学市级创新计划项目“川渝地区泥页岩层段解卡用酸液及配套缓蚀剂研究”。项目编号: S202611551031。

参考文献

- [1] 李郑涛, 张震, 吴鹏程, 等. 川南深层各向异性页岩井壁失稳力学机理[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(4): 11-25.
- [2] 张杰, 胡诚, 邓辉, 等. CN-WY 页岩气水平段卡钻处理分析与对策优化[J]. 石油技师, 2021(1): 64-69.
- [3] 孙永兴, 范生林, 乔李华. 页岩气水平井卡钻主要原因及预防对策[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 107-113.
- [4] 谭天一. 页岩气水平井砂桥卡钻机理与控制方法研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- [5] 陈雨飞. 长水平段水平井岩屑运移规律及沉砂卡钻机理研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024.
- [6] 蒲泊伶. 四川盆地页岩气成藏条件分析[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2008.
- [7] 张馨艺. 长宁地区五峰组-龙马溪组页岩气地质特征研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- [8] 张本杰, 韩忠勤, 张伟, 等. 贵州五峰组-龙马溪组页岩气研究进展[J]. 天然气技术与经济, 2017, 11(6): 19-23.
- [9] 肖正录, 李勇, 路俊刚, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段页岩油富集条件及有利勘探目标[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2025, 55(4): 1039-1050.
- [10] 黄荣樽, 陈勉, 邓金根, 等. 泥页岩井壁稳定力学与化学的耦合研究[J]. 钻井液与完井液, 1995(3): 18-24, 28.
- [11] 范玉光, 杨恒林, 付利, 等. 川渝地区水平井卡钻类型与防治措施研究[J]. 西部探矿工程, 2020, 32(3): 87-90, 93.
- [12] 刘厚彬. 泥页岩井壁稳定性研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- [13] 吴晓红, 李云峰, 余小龙, 等. 南堡沙河街组硬脆性泥页岩地层漏失压力预测方法[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(1): 189-194.
- [14] 丁乙, 刘向君, 罗平亚, 等. 硬脆性泥页岩地层井壁稳定性研究[J]. 中国海上油气, 2018, 30(1): 142-149.
- [15] 高书阳, 薄克浩, 张亚云, 等. 川东北陆相页岩储层井壁失稳机理研究[J]. 钻井液与完井液, 2025, 42(2): 217-224.
- [16] 曹华庆, 燕建成, 吴名睿. 页岩油气井旋转导向工具卡钻机理及防卡解卡工艺[J]. 复杂油气藏, 2025, 18(4): 404-411, 450.

- [17] 马睿思. 石油钻井卡钻事故处理对策分析研究[J]. 石化技术, 2024, 31(8): 60-62.
- [18] 季雯宇. 钻井过程卡钻事故智能识别方法及处置流程优化研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- [19] 邹连松, 徐文礼, 梁西文, 等. 川东地区下侏罗统自流井组东岳庙段泥页岩沉积特征及物质来源[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(4): 122-135.
- [20] 刘义生. 四川盆地页岩气与致密气成藏富集规律对比研究[D]: [博士学位论文]. 荆州: 长江大学, 2023.