◀钻井技术与装备▶

页岩油水平井多场耦合条件下井壁稳定性研究*

段志锋 陆红军 欧阳勇 辛庆庆 杨 乐 滕宇翔
（中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院；低渗透油气田勘探开发国家工程实验室）

段志锋，陆红军，欧阳勇，等. 页岩油水平井多场耦合条件下井壁稳定性研究［J］. 石油机械，2026，54（9）：29-37.

Duan Zhifeng，Lu Hongjun，Ouyang Yong，et al. Borehole stability of shale oil horizontal wells under multi-field coupling conditions［J］. China Petroleum Machinery，2026，54（9）：29-37.

摘要：针对页岩油水平井钻井过程中页岩地层富含微裂缝、遇水易产生强烈水化膨胀进而导致井壁坍塌严重的工程难题，构建了一种能准确反映流体渗流、岩石力学变形及化学水化作用多场耦合过程的数值模型。通过三轴压缩试验测定庆城页岩黏聚力与内摩擦角等参数，利用吸水膨胀试验获取膨胀应变规律。基于断裂力学理论与有限离散元方法（FDEM），构建流-固-化（HMC）耦合模型，并通过试验与现场数据进行验证。研究揭示了页岩井壁失稳的物理力学全过程：钻井液在压差作用下入渗并诱发黏土矿物水化，导致岩石强度劣化并产生微裂纹，孔隙压力沿微裂纹迅速扩散，扩散半径在200 h内由0.4倍井径扩大至0.9倍井径。参数敏感性分析表明：钻井液密度过小（<1.20 g/cm³）会直接诱发裂纹并强化水化作用，导致短时大范围坍塌（面积占比达21%）；钻井液黏度在低密度条件下对坍塌抑制作用显著，而在高密度下贡献有限；地层膨胀系数由0.2增至1.0时，坍塌面积占比由8.5%骤增至32.8%；钻进方向与最大水平主应力夹角越小，应力集中越不利，坍塌面积占比随夹角减小系统性增大。HMC耦合模型相较于传统模型能更准确地预测坍塌周期与规模，建议庆城区块水平段钻井液密度取1.25~1.30 g/cm³，黏度控制在0.04~0.06 Pa·s。研究结果可为庆城区块页岩油水平井钻井参数及钻井液优化提供指导，也可为井壁控制提供理论依据。

关键词：页岩油；水平井钻井；断裂力学；孔隙压力；水化作用；井壁稳定；井壁坍塌面积
中图分类号：TE243 **文献标识码：**A DOI：10.12473/CPM.202506033

Borehole Stability of Shale Oil Horizontal Wells under Multi-Field Coupling Conditions

Duan Zhifeng Lu Hongjun Ouyang Yong Xin Qingqing Yang Le Teng Yuxiang
（*Oil & Gas Technology Research Institute*, *PetroChina Changqing Oilfield Company*; *National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil & Gas Fields*）

Abstract: During drilling of shale oil horizontal wells, shale formations with abundant micro-fractures are prone to strong hydration swelling once exposed to water, consequently leading to severe borehole collapse. To address this engineering problem, a numerical model that can accurately reflect the multi-field coupling process of fluid seepage, rock mechanical deformation and chemical hydration was constructed to provide a theoretical basis for drilling parameter optimization and borehole stability control of shale oil horizontal wells in the Qingcheng block. Parameters such as cohesion and internal friction angle of shales in the Qingcheng block were measured

* 基金项目：中国石油天然气集团有限公司科技项目“陆相页岩油钻井提速提质关键技术研究”（2023ZZ15YJ05）。

© Editorial Office of *China Petroleum Machinery*. OA under CC BY-NC-ND 4.0

through triaxial compression tests, and the swelling strain patterns were determined through water absorption and welling experiments. Based on the fracture mechanics theory and the finite discrete element method (FDEM), a hydro-mechanical-chemical (HMC) coupling model was constructed and verified by experimental data and field data. The study reveals the whole physical and mechanical process of borehole instability in shale formations: the drilling fluid infiltrates under the differential pressure and induces hydration of clay minerals, leading to degradation of rock strength and generation of microcracks; the pore pressure diffuses rapidly along the microcracks, with the diffusion radius expanding from 0.4 to 0.9 times the borehole diameter within 200 h. Parameter sensitivity analysis shows that insufficient drilling fluid density (<1.20 g/cm^3) directly induces cracks and intensifies hydration, resulting in large-scale collapse within a short time (the area ratio reaches 21%). The drilling fluid viscosity has a significant inhibitory effect on collapse under low-density conditions but few contributions to borehole stability under high drilling fluid density. When the formation swelling coefficient increases from 0.2 to 1.0, the collapse area increases sharply from 8.5% to 32.8%. The smaller the angle between the drilling direction and the maximum horizontal principal stress direction, the more unfavorable the stress concentration, with the collapse area increasing systematically as the angle decreases. Compared with traditional models, the HMC coupling model can more accurately predict the collapse cycle and scale. The drilling fluid density of 1.25-1.30 g/cm^3 and viscosity of 0.04-0.06 Pa·s are recommended for horizontal wellbore in the Qingcheng block. This study provides engineering guidance for trajectory design and drilling fluid optimization.

Keywords: shale oil; drilling of horizontal wells; fracture mechanics theory; pore pressure; hydration; borehole stability; borehole collapse area

0　引　言

井壁失稳严重制约钻井效率与安全，尤其在页岩地层中，因其富含微裂缝及有机质，遇水易产生强烈的水化膨胀，破坏颗粒间黏结力从而诱发井壁坍塌[1]。因此，构建综合考虑水化作用与力学因素耦合的分析模型，对于解决页岩井壁稳定问题至关重要。针对该问题，国内外学者开展了大量研究。在试验方面，黄荣樽等[2]、刘向君等[3-4]等揭示了水化作用会导致页岩力学强度劣化及坍塌周期缩短；薛华庆等[5]与余致理等[6]通过微观观测证实了水化作用对裂缝扩展及孔隙结构的损伤机制。在理论与模拟方面，丁乙等[7]、金衍等[8]建立了考虑力-化耦合的井壁稳定模型，量化了水化损伤影响；智文慧等[9]、Young 等[10]、徐加放等[11-12]及金浩增等[13]则利用分子动力学与数值模拟，从微观尺度阐释了黏土矿物水化膨胀致裂规律。

尽管现有研究成果丰硕，但目前井壁稳定模型多基于强度劣化经验公式或压差理论[14]，鲜有从水化机理角度构建的流-固-化耦合模型，且不同区块页岩理化差异显著，亟须开展针对性研究[15-17]。鉴于此，笔者以庆城区块页岩油大偏移距水平井为研究对象，结合室内膨胀试验与微观分析，建立基于水化机理的流-固-化多场耦合模型；并通过对比试验测试与数值模拟结果，验证模型的准确性，研究结果可为水平井钻井参数及钻井液优化提供指导。

1　页岩力学与水化作用特性试验

1.1　页岩力学试验

为考察庆城页岩储层的力学特性并建立力-化耦合本构模型，进行了三轴压缩强度试验。试验测试系统如图 1 所示，试验结果如表 1 所示。



图 1　三轴岩石力学测试系统示意图

Fig. 1　Triaxial rock mechanics testing system

为保证试验结果的可靠性，每组围压条件下均进行了 2 组平行试验。由表 1 可见，在围压 15~30 MPa 条件下，试样的弹性模量为 27.95~31.60 GPa，泊松比分布于 0.25~0.29 之间，岩样的

表 1　三轴压缩试验结果

Table 1　Results of triaxial compression tests

岩心编号	围压/MPa	弹性模量/GPa	泊松比	黏聚力/MPa	内摩擦角/(°)
1-1	15	29.01	0.27	24.6	31.5
1-2	30	27.95	0.27		
2-1	15	29.03	0.29	26.5	28.4
2-2	30	30.04	0.27		
3-1	15	31.09	0.26	24.8	25.1
3-2	30	31.60	0.25		

黏聚力24.6~26.5 MPa，内摩擦角介于25.1°~31.5°。

1.2　页岩水化作用特性试验

1.2.1　试验原理

页岩属于泥质岩石，含有对水分敏感的黏土矿物，吸水后易发生膨胀。为模拟地层条件下的吸水膨胀效应，将岩样浸泡于钻井液中，通过分析天平和防水应变片连接计算机，动态监测岩心吸水量及轴向膨胀速率的时间变化关系，进而获得吸水率与轴向膨胀应变率的对应规律。

1.2.2　试验流程

通过分析天平测量岩石吸水量，防水应变片测量膨胀量。试验中岩心浮重变化因素只考虑页岩吸水量本身的原因，忽略由于岩心吸水导致体积膨胀引起的浮力上升。试验装置示意图如图2所示。

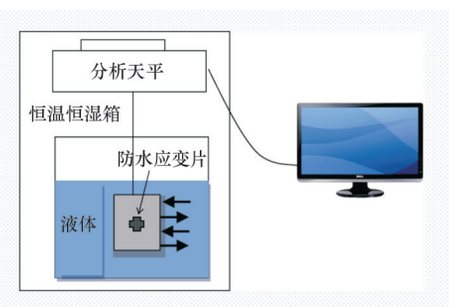


图 2　页岩吸水膨胀应变测定试验

Fig. 2　Experimental determination of water absorption & swelling strain of shale

岩样吸水膨胀应变测试流程如下：①将岩样洗净、烘干，记录岩心编号及吸水前的质量和尺寸；②在岩样轴向安装防水应变片；③在恒温恒湿箱中加入适量蒸馏水，将岩样悬挂于分析天平上，使其完全浸没于液体中；④将分析天平与应变仪连接计算机，采集时间不短于48 h；⑤当数据趋于稳定时结束试验。

1.2.3　试验结果

页岩吸水量数据以30 min为间隔记录，试验持续不短于48 h。页岩岩心吸水率随时间的变化关系如图3所示。由图3可知，约在20 h后天平示数趋于稳定，曲线变化平缓，表明岩样在自由吸水条件下已达到饱和状态。

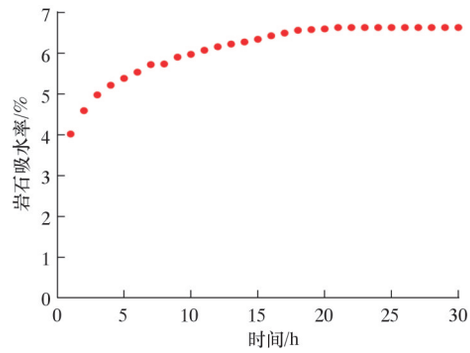


图 3　页岩岩心吸水率随时间的变化关系图

Fig. 3　Variation of water absorption rate of shale core with time

页岩岩心的膨胀速率随吸水速率变化而变化。当岩样初次浸入水中时，由于烘干处理后内部孔隙较多，吸水和膨胀过程较为迅速；随着吸水逐渐达到饱和，膨胀速率逐步减缓并趋于稳定（见图4）。

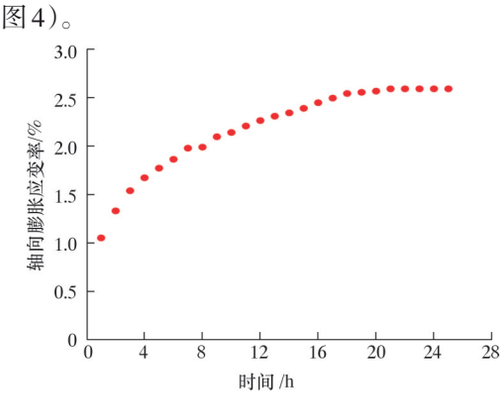


图 4　页岩岩心吸水膨胀速率曲线

Fig. 4　Water absorption & swelling rate curve of shale core

2　井壁稳定多场耦合模型

2.1　基于有限离散元（FDEM）的页岩吸水膨胀模型

根据吸水应变膨胀试验中页岩试块的尺寸，设置模型为宽0.025 m、长0.05 m的长方形；根据页岩吸水量测定数据，设置长方形边界条件的饱和吸水率为6.61%；根据力学试验结果，设置模型弹性模量为29.0 GPa，泊松比为0.27，黏聚力为24.6 MPa，内摩擦角为31.5°。为了保证计算的精确性，共设置网络单元13 490个，如图5所示。

2.2　页岩吸水膨胀模型验证

利用有限元软件MultiFracS进行计算，模型吸水率随时间的变化呈现出与试验中相近的规律（见图6）。在试验的前2 h，页岩快速吸水膨胀，吸水率较快达到4.45%；2 h后，吸水率随着浸泡

时间缓慢上升，并在16 h左右达到饱和。饱和后，试验吸水率为6.61%，模拟结果为6.22%，误差为5.90%；试验膨胀应变率为1.69%，模拟膨胀应变率为1.50%，误差为11.24%。模拟结果比较精确，表明本模型对页岩水化作用模拟适用度较高。

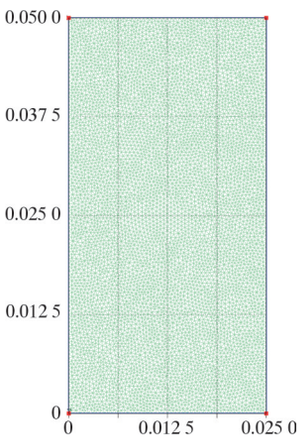
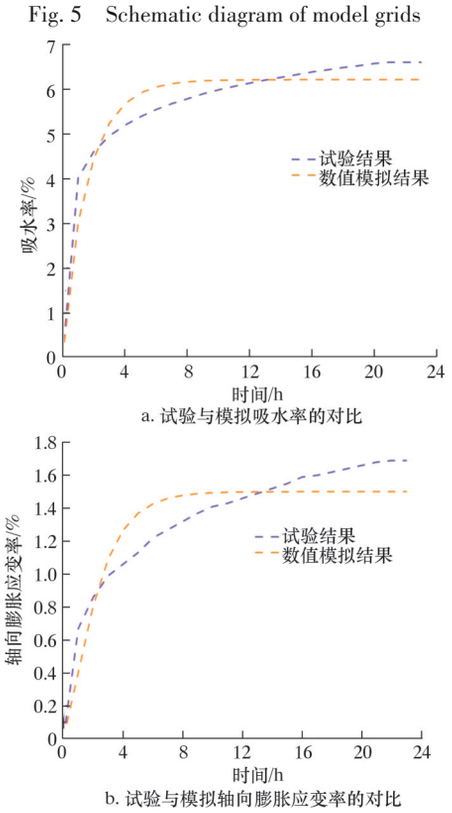


图5　模型网格示意图

Fig. 5　Schematic diagram of model grids



a. 试验与模拟吸水率的对比

b. 试验与模拟轴向膨胀应变率的对比

图6　试验与模拟吸水膨胀应变对比

Fig. 6　Comparison of experimental and simulated water absorption & swelling strains

2.3　页岩油水平井井壁稳定流-固-化耦合模型

基于上述基础试验结果及页岩油三维水平井井壁稳定流-固-化耦合模型，设置模型地层尺寸为2 m×2 m，井眼直径根据现场实际设置为215.9 mm，如图7所示。按照实际地层参数及现场井眼相关数据，设置模型各参数如表2所示。

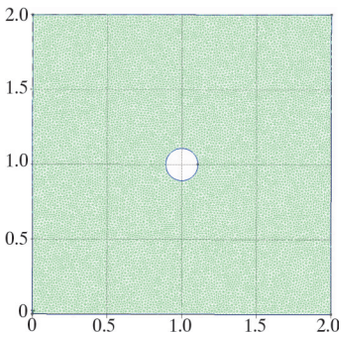


图7　模型网格示意图

Fig. 7　Model grids

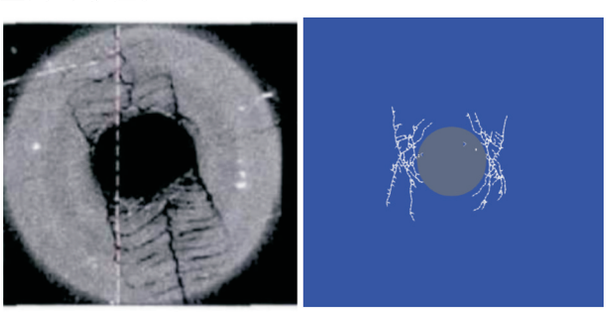
表2　模拟计算参数表

Table 2　Parameters for simulation calculation

参数名称	模拟值
最大主应力/MPa	45
最小主应力/MPa	38
孔隙压力/MPa	20.5
泊松比	0.24
膨胀系数/$\times10^{-4}$	0.4
黏聚力/MPa	24.6
内摩擦角/(°)	31.5
钻井液密度/(g·cm^{-3})	1.15~1.30
钻井液黏度/(Pa·s)	0.02~0.06
地层饱和含水体积分数/%	6.61
地层原始含水体积分数/%	2.8

2.3.1　井壁裂缝扩展及坍塌情况

图8为井眼裂纹扩展物理试验与数值模拟对比图。由图8a可以看出，裂缝以对称方式沿地层最大主应力方向向地层深处延伸，井壁沿地层最大主应力方向对称坍塌。由图8b可以看出，裂纹同样以对称方式沿主应力方向发展，发展趋势与实际情况一致，坍塌形状相近，进一步验证了本模型的可靠性。



a. 物理试验结果　　b. 模拟结果

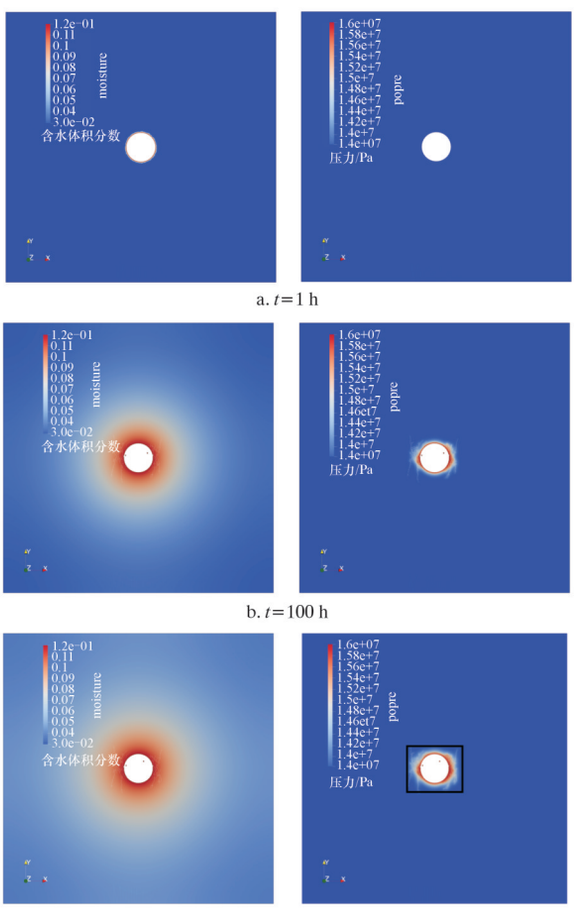
图8　井眼裂纹扩展物理试验与数值模拟对比图

Fig. 8　Comparison between physical experiment and numerical simulation on crack propagation in wellbore

2.3.2　井周含水体积分数及孔隙压力变化特征

图9给出了不同钻井阶段井周含水体积分数（左）与孔隙压力（右）的分布。由图9可以看出：

在水力压差作用下，钻井液渗入井周地层使含水体积分数升高，黏土矿物水化导致岩石强度降低并诱发水平方向微裂纹；裂纹以垂向剪切扩展为主，孔隙压力沿微裂纹扩散。微裂纹的产生进一步增强渗流与水化作用，流体持续向远端扩散并诱发新裂纹，裂纹相互连通后，在井眼水平方向形成近似长方形的微裂纹及孔隙压力分布区。



a. t=1 h

b. t=100 h

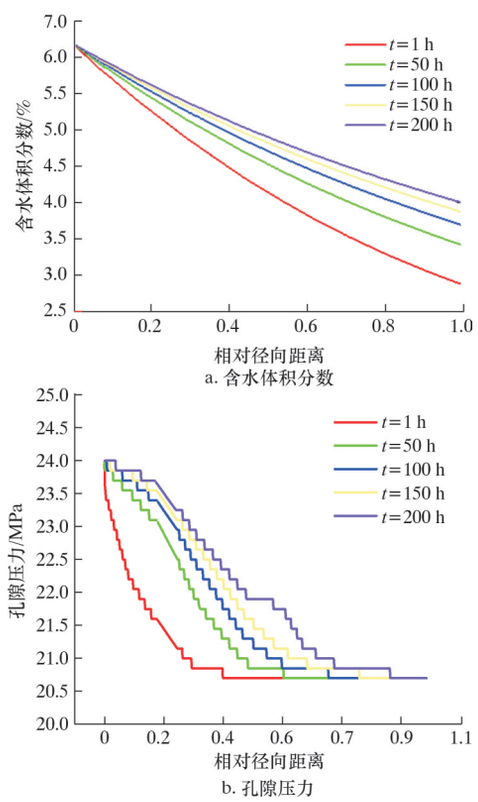
c. t=200 h

图 9　不同钻井阶段井周含水体积分数及孔隙压力分布云图

Fig. 9　Distributions of water content and pore pressure around wellbore in different drilling stages

不同钻井阶段井周含水体积分数及孔隙压力随距井壁距离变化规律如图 10 所示。其中，相对径向距离表示距井壁的径向距离与井眼半径之比。由图 10a 可知，含水体积分数由井壁向地层深部逐渐降低，但随着时间延长，其下降趋势逐渐变缓。地层钻开 1 h 后，井壁处含水体积分数约为 6.18%，相对距离为 1.0 处约为 2.86%，沿径向降低 3.32 个百分点。随着钻井液持续渗入，水化作用促使微裂纹发育并增强流体运移，使同一位置的含水体积分数逐渐升高。地层钻开 200 h 后，相对距离为 1.0 处的含水体积分数升至约 3.99%，井壁至该位置的含水体积分数减小了 2.19 个百分点，比钻开 1 h 后增大了 1.12 个百分点。

从图 10b 可知，井壁处孔隙压力接近井底液柱压力，随后向地层深部逐渐降低，最终接近地层初始孔隙压力。地层钻开 1 h 后，孔隙压力在相对距离 0.4 以内迅速衰减，此后基本稳定，说明压力影响主要集中在近井区域。随着钻井液持续渗入，岩石水化和微裂纹发育增强了流体及压力传递，使孔隙压力沿径向的衰减逐渐变缓，影响范围不断扩大。地层钻开 200 h 后，孔隙压力直到相对距离 0.9 附近才趋于稳定，表明压力影响已向地层深部扩展。由此可见，地层钻开后，水化作用和微裂纹发育会持续增强流体与压力向地层内部的传递，进而影响井壁稳定性。



a. 含水体积分数

b. 孔隙压力

图 10　不同钻井阶段井周含水体积分数及孔隙压力随距井壁距离的变化规律

Fig. 10　Variation of water content and pore pressure around wellbore with distance to borehole wall in different drilling stages

2.3.3　水化作用对井壁坍塌演化过程的影响

为评价水化作用对井壁坍塌的影响，分别计算考虑和未考虑水化作用时，坍塌面积占比（坍塌区域面积占初始井眼横截面积的比例）随地层钻开后时间的变化，并与现场结果进行对比，结果如图 11 所示。由图 11 可知：未考虑水化作用时，地层钻开后的前 5 h 内，钻井液滤液在压差作

用下进入井周地层，引起孔隙压力和有效应力重新分布，坍塌面积占比迅速增至约 9.0%；此后变化较小。考虑水化作用后，井壁坍塌呈现明显的阶段性。地层钻开后的前 5 h 内，钻井液渗入与水化作用共同削弱井周岩石强度，坍塌面积占比迅速增至约 21.0%；在 5~55 h 内，坍塌面积缓慢增加，井壁处于相对稳定状态；在 55~62 h 内，水化损伤持续累积，裂纹和微裂隙进一步发育并促进钻井液渗入，井壁发生第二次集中坍塌，坍塌面积占比增至约 28.2%。此后，坍塌面积占比以较小幅度阶梯式增加，最终稳定在约 30.0%。这表明水化作用不仅增大了井壁坍塌面积，还延长了井壁失稳过程，使井壁由钻开初期的一次集中破坏转变为多阶段渐进破坏。

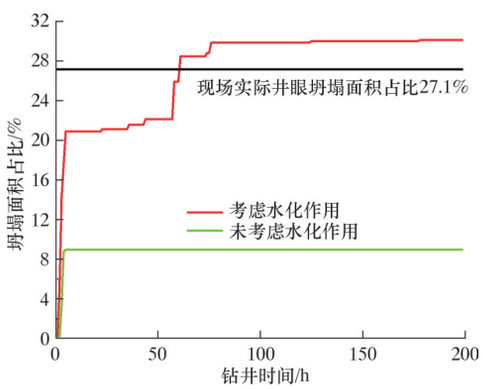


图 11　井壁坍塌周期随钻井时间变化规律

Fig. 11　Variation of borehole collapse cycle with drilling time

现场井眼坍塌面积占比为 27.1%。未考虑水化作用时，计算结果与现场值的相对误差为 66.8%；考虑水化作用后，误差降至 10.7%。对比结果说明：水化作用是影响井壁坍塌时间演化和最终坍塌程度的重要因素；考虑水化作用后，模型能够较为准确地反映现场井壁坍塌特征。

3　井壁失稳影响因素

3.1　钻井液性能对井壁稳定影响分析

钻井液性能是影响井壁稳定性的重要因素之一，钻井液密度直接影响井底压力，过小时可能导致井壁坍塌，造成井下复杂事故；钻井液黏度会影响滤液进入井周地层的速率和体积，间接影响井周孔隙压力的变化及井壁稳定性。

3.1.1　钻井液密度

图 12 给出了不同钻井液密度下井壁坍塌面积随地层钻井时间的变化曲线。由图 12 可知，各工况均表现出明显的阶段性。地层钻开初期，井壁迅速发生破坏，坍塌面积占比在短时间内增大；随后井壁进入相对稳定阶段，随着钻井液持续侵入和水化损伤累积，坍塌面积占比再次呈阶梯式增加。

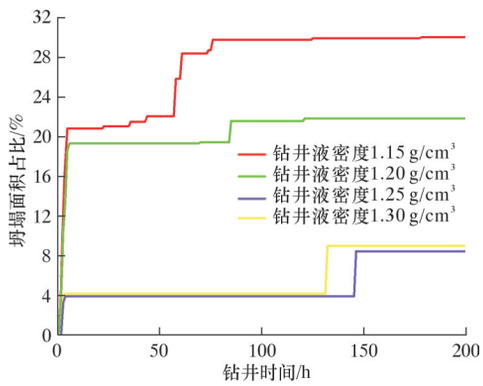


图 12　钻井液密度对井壁坍塌面积占比的影响规律

Fig. 12　Influence of drilling fluid density on borehole collapse area

当钻井液密度为 1.15 和 1.20 g/cm³时，井筒液柱压力对井壁的支撑不足。地层钻开后的前 5 h 内，坍塌面积占比分别迅速增至约 21.1% 和 19.2%，表明井壁在钻开初期已经发生较大范围破坏。此后，钻井液继续进入井周地层，水化损伤逐渐累积，裂纹进一步扩展，井壁发生多次阶段性坍塌。计算结束时，2 种工况的坍塌面积占比分别增至约 30.1% 和 22.1%。由此可见，钻井液密度较小时，井壁初期支撑不足是大面积坍塌的主要原因，后续水化作用则会进一步扩大破坏范围。

当钻井液密度提高至 1.25 和 1.30 g/cm³时，井筒液柱对井壁的支撑作用明显增强，地层钻开初期的坍塌面积占比均控制在约 4.0%。但钻井液滤液仍会在压差作用下持续进入地层，水化损伤累积到一定程度后，井壁仍会发生二次集中坍塌。其中，1.30 g/cm³工况约在地层钻开 130 h 后出现明显坍塌，最终坍塌面积占比约为 9.0%；1.25 g/cm³工况的坍塌时间推迟至约 145 h，最终坍塌面积占比约为 8.5%。虽然 2 种工况的坍塌时间和最终坍塌面积占比略有差异，但均明显优于低密度工况（1.15、1.20 g/cm³）。考虑到现场钻井液密度受配制、循环和测量等因素影响，建议将其控制在 1.25~1.30 g/cm³，在该范围内既能保证井筒液柱对井壁的有效支撑，又能避免压差过大造成水化损伤的显著增强。

3.1.2　钻井液黏度

基于密度影响规律，选取 1.15 与 1.25 g/cm³ 2 种密度，分析黏度对坍塌面积占比的影响（见

图 13）。由图 13 可知，当密度为 1.15 g/cm³时，井底压力不足导致早期微裂纹快速生成并贯通：黏度较低（0.02 Pa·s）时裂纹内渗流速率高[18]，岩石吸水膨胀、强度衰减显著，坍塌面积占比 33.9%；黏度增至 0.06 Pa·s 后，渗流受限、水化速率降低，坍塌面积占比降至 25.1%，降幅 8.8 个百分点，表明低密度条件下黏度对稳定性影响显著。当密度为 1.25 g/cm³时，井壁稳定性主要由井筒压力支撑主导，黏度影响相对较弱：黏度由 0.02 增至 0.06 Pa·s，坍塌面积占比仅由 10.2% 降至 7.6%，降幅 2.6 个百分点。

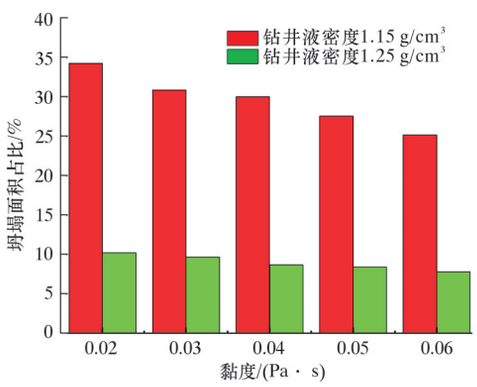


图 13　钻井液黏度对井壁坍塌面积占比的影响规律

Fig. 13　Influence of drilling fluid viscosity on borehole collapse area

综合而言，黏度对低密度井壁坍塌具有明显抑制作用，而在较高密度下贡献有限。针对庆城区块页岩油致密储层，建议在保证循环与携岩能力前提下，将黏度控制在 0.04~0.06 Pa·s。

3.2　地层特性

3.2.1　地层膨胀系数

图 14 为地层膨胀系数对井壁坍塌面积占比的影响。由图 14 可知，不同膨胀系数下的井壁坍塌面积占比均随时间呈阶段性增长。随着膨胀系数增大，井壁开始坍塌的时间提前，坍塌面积占比也明显增大。当膨胀系数由 0.2 增至 1.0 时，最终坍塌面积占比由 8.5% 增至 32.8%，增加了 24.3 个百分点，说明膨胀系数增大会加快并加剧井壁失稳。该变化规律与文献［19］的研究结论一致，即膨胀系数能够反映页岩的水化敏感程度和水化速率；膨胀系数越大，流体入渗后基质膨胀越明显，孔隙压力上升越快，有效应力下降幅度越大，井壁越容易发生失稳。

3.2.2　地层渗透率

图 15 为不同钻井液密度下井壁坍塌面积占比随地层渗透率的变化特征。由图 15 可知：在 2 种钻井液密度下，井壁坍塌面积占比均随地层渗透率降低而减小。这是因为渗透率降低后，钻井液滤液进入井周地层的速度和范围受到限制，岩石水化程度减弱，井壁坍塌面积相应减小。当钻井液密度为 1.15 g/cm³，地层渗透率由 16 mD 降至 4 mD 时，其井壁坍塌面积占比由 36.2% 降至 31.9%，仅减小 4.3 个百分点，且坍塌面积整体仍处于较高水平。这说明井壁形成微裂纹后，单纯降低基质渗透率难以显著限制滤液侵入，也难以有效抑制已经发生的井壁破坏。

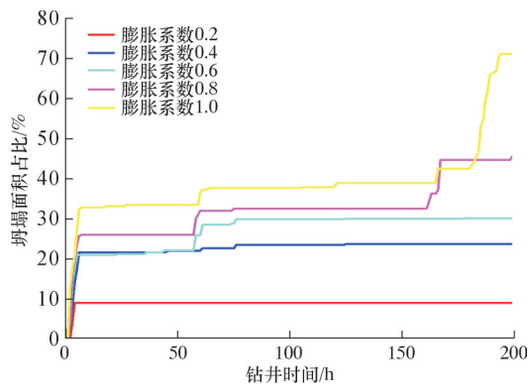


图 14　地层膨胀系数对井壁坍塌面积占比的影响

Fig. 14　Influence of formation swelling coefficient on borehole collapse area

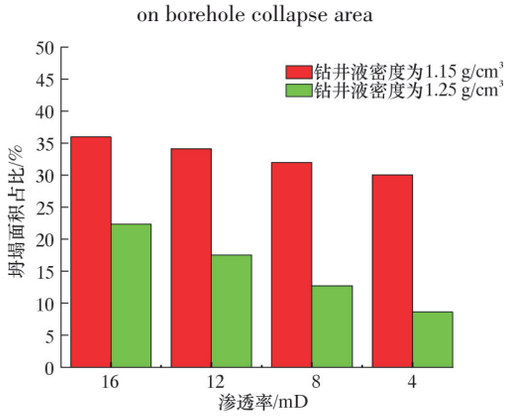


图 15　地层渗透率对井壁坍塌面积占比的影响

Fig. 15　Influence of formation permeability on borehole collapse area

当钻井液密度为 1.25 g/cm³，地层渗透率由 16 mD 降至 4 mD 时，其井壁坍塌面积占比由 22.5% 降至 7.6%，减小 14.9 个百分点，但坍塌面积占比总体保持在较低水平。这说明降低地层渗透率有利于减缓滤液侵入和水化损伤，然而其实际作用取决于井周裂纹的发育状态：井壁较完整时，低渗特征能够有效阻滞滤液运移；井壁形成微裂纹后，裂纹会成为主要渗流通道，从而削弱基质低渗特征对井壁坍塌的抑制作用。

3.3　钻进方向

图 16 为钻进方向与最大水平主应力方向之间

夹角对坍塌面积占比的影响。由图 16 可知，钻进方向与最大水平主应力方向之间的夹角对井壁坍塌面积占比具有显著影响。钻进方向与最大水平主应力方向平行时，井壁坍塌面积占比最大；随着夹角增大，坍塌面积占比逐渐减小，并在二者垂直时达到最小。

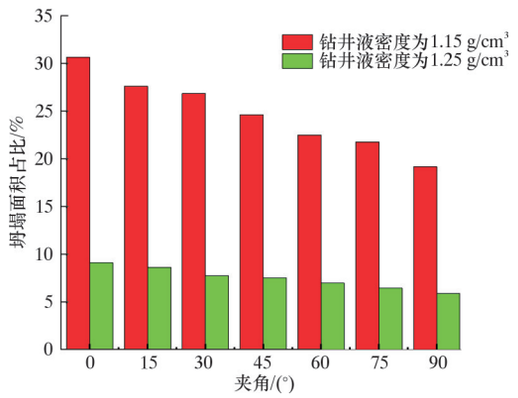


图 16　钻进方向与最大水平主应力方向夹角对坍塌面积占比的影响

Fig. 16　Influence of the angle between the drilling direction and the maximum horizontal principal stress direction on borehole collapse area

产生上述变化的主要原因是钻进方向改变了地应力在井周的分布形式。在文中地应力条件下，钻进方向与最大水平主应力方向平行时，井周应力最为集中，井壁更容易发生破坏；随着夹角增大，应力集中程度逐渐减弱，井壁稳定性相应提高。提高钻井液密度能够增强井筒液柱对井壁的支撑，减小坍塌面积占比，同时减弱夹角变化对坍塌程度的影响。该变化规律与文献［31］得到的结论一致。

4　结　论

（1）庆城页岩油水平井井壁失稳机理主要是页岩水化作用导致力学强度降低。钻进初期，水力压差作用下钻井液渗透进入井周地层，页岩中的黏土矿物发生水化作用，岩石强度降低，在水平方向上产生微裂纹，并进一步加剧了渗流和水化作用，从而产生新的微裂纹，且裂纹之间相互连通，最终导致井壁沿地层最大主应力方向对称坍塌。

（2）受页岩水化作用的影响，钻进初期的孔隙压力随距井壁距离增加迅速降低，扩散距离为 0.4 倍井眼半径。随着钻进时间延长，孔隙压力沿微裂纹扩散，降低速率逐渐减小，扩散距离不断增大，可以达到 0.9 倍井眼半径。

（3）钻井液密度较小不足以支撑井壁时，井壁易产生裂纹，导致井壁在短时间内发生大面积坍塌。钻井液密度较大能够支撑井壁时，页岩水化作用较弱，井壁坍塌面积占比远小于钻井液密度较小时的情况。推荐庆城页岩油水平井水平段钻进使用密度为 1.25~1.30 g/cm³ 的钻井液。

（4）钻井液黏度、地层渗透率、页岩膨胀系数对井壁稳定的影响主要是通过对页岩水化作用增强体现的。此外井眼方位对井壁稳定的影响较大，当钻进方向与最大水平主应力方向平行时，井壁坍塌面积占比最大；当二者夹角逐渐增大时，井壁坍塌面积占比逐渐降低。

参　考　文　献

［1］ Liu Xiangjun, Zhu Honglin, Liang Lixi. Research on fabric characteristics and borehole instability mechanisms of fractured igneous rocks ［J］. Petroleum Science, 2013, 10（2）: 212-218.

［2］ 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，1995，12（3）：15-21，25.
Huang Rongzun, Chen Mian, Deng Jingen, et al. Study on shale stability of wellbore by mechanics coupling with chemistry method ［J］. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1995, 12（3）: 15-21, 25.

［3］ 刘向君，熊健，梁利喜. 龙马溪组硬脆性页岩水化实验研究［J］. 西南石油大学学报（自然科学版），2016，38（3）：178-186.
Liu Xiangjun, Xiong Jian, Liang Lixi. Hydration experiment of hard brittle shale of the Longmaxi formation ［J］. Journal of Southwest Petroleum University （Science & Technology Edition）, 2016, 38（3）: 178-186.

［4］ 刘向君，曾韦，梁利喜，等. 龙马溪组页岩地层井壁坍塌周期预测［J］. 特种油气藏，2016，23（5）：130-133，157-158.
Liu Xiangjun, Zeng Wei, Liang Lixi, et al. Prediction of borehole wall collapse cycle in Longmaxi formation ［J］. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23（5）: 130-133, 157-158.

［5］ 薛华庆，周尚文，蒋雅丽，等. 水化作用对页岩微观结构与物性的影响［J］. 石油勘探与开发，2018，45（6）：1075-1081.
Xue Huaqing, Zhou Shangwen, Jiang Yali, et al. Effects of hydration on the microstructure and physical properties of shale ［J］. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45（6）: 1075-1081.

［6］ 余致理，郭高峰，余恒，等. 水化作用下页岩微观孔

隙结构伤害特征［J］. 西安石油大学学报（自然科学版），2022，37（1）：44-50，100.
Yu Zhili， Guo Gaofeng， Yu Heng， et al. Damage of hydration effect to micropore Structure of Shale ［J］. Journal of Xi'an Shiyou University （Natural Science），2022， 37（1）： 44-50， 100.

［7］ 丁乙，刘向君，梁利喜，等. 应力卸载-水化协同作用下页岩井壁稳定性模型［J］. 石油勘探与开发，2023，50（6）：1289-1297.
Ding Yi， Liu Xiangjun， Liang Lixi， et al. Wellbore stability model in shale formation under the synergistic effect of stress unloading-hydration ［J］. Petroleum Exploration and Development， 2023， 50（6）： 1289-1297.

［8］ 金衍，薄克浩，张亚洲，等. 深层硬脆性泥页岩井壁稳定力学化学耦合研究进展与思考［J］. 石油钻探技术，2023，51（4）：159-169.
Jin Yan， Bo Kehao， Zhang Yazhou， et al. Advancements and considerations of chemo-mechanical coupling for wellbore stability in deep hard brittle shale ［J］. Petroleum Drilling Techniques，2023，51（4）： 159-169.

［9］ 智慧文，栗涵洁，权子涵. 井研地区筇竹寺组页岩储层水平井钻井井壁稳定性评价［J］. 中外能源，2024，29（3）：62-66.
Zhi Huiwen， Li Hanjie， Quan Zihan. Evaluation of wellbore stability during horizontal drilling in Qiongzhusi formation shale reservoir in Jingyan area ［J］. Sino-Global Energy， 2024， 29（3）： 62-66.

［10］ Young D A， Smith D E. Simulations of clay mineral swelling and hydration： dependence upon interlayer ion size and charge ［J］. The Journal of Physical Chemistry B， 2000， 104（39）： 9163－9170.

［11］ 徐加放，付元强，田太行，等. 蒙脱石水化机理的分子模拟［J］. 钻井液与完井液，2012，29（4）：1-4.
Xu Jiafang， Fu Yuanqiang， Tian Taihang， et al. Molecular simulation on mechanism of montmorillonite hydration ［J］. Drilling Fluid & Completion Fluid， 2012， 29（4）： 1-4.

［12］ 徐加放，顾甜甜，沈文丽，等. 无机盐对蒙脱石弹性力学参数影响的分子模拟与实验研究［J］. 中国石油大学学报（自然科学版），2016，40（2）：83-90.
Xu Jiafang， Gu Tiantian， Shen Wenli， et al. Influence simulation of inorganic salts on montmorillonite elastic mechanical parameters and experimental study ［J］. Journal of China University of Petroleum （Edition of Natural Science）， 2016， 40（2）： 83-90.

［13］ 金浩增，赵志红，唐鹏程，等. 页岩储层黏土矿物水化膨胀致裂数值模拟研究［J］. 非常规油气，2022，9（2）：125-131.
Jin Haozeng， Zhao Zhihong， Tang Pengcheng， et al. Research on numerical simulation of hydration swelling and cracking of clay minerals in shale reservoir ［J］. Unconventional Oil & Gas， 2022， 9（2）： 125-131.

［14］ Li Shaopeng， Zhou Peng， Lan Baofeng. Study of wellbore instability in shale formation considering the effect of hydration on strength weakening ［J］. Frontiers in Earth Science， 2024， 12： 1403902.

［15］ Sunthankar A A， Kuru E， Miska S， et al. New developments in aerated mud hydraulics for drilling in inclined wells ［J］. SPE Drilling & Completion， 2003， 18（2）： 152-158.

［16］ Lomba R F T， Chenevert M E， Sharma M M. The role of osmotic effects in fluid flow through shales ［J］. Journal of Petroleum Science and Engineering， 2000， 25（1/2）： 25-35.

［17］ Yan Chuanliang， Dong Leifeng， Zhao Kai， et al. Time-dependent borehole stability in hard-brittle shale ［J］. Petroleum Science， 2022， 19（2）： 663-677.

［18］ Li Hong， Wang Qing， Zhang Kun， et al. The invasion law of drilling fluid along bedding fractures of shale ［J］. Frontiers Earth Science， 2023， 11： 1112441.

［19］ Ma Tianshou， Chen Yingjie， Duan Mubai. Chemo-poroelastic coupling method for wellbore stability analysis in shale gas formation with weakness planes ［J］. Geotechnical and Geological Engineering， 2018， 36（3）： 1817-1831.

第一作者简介：段志锋，工程师，生于 1985 年，2011 年毕业于中国石油大学（华东）油气井工程专业，获硕士学位，现主要从事低渗透油气田钻完井工艺技术研究工作。地址：（710021）陕西省西安市。电话：（029）86590683。email：dzhifcq@petrochina. com. cn。

通信作者：辛庆庆，工程师。email：xqq100_cq@petrochina. com. cn。

修改回稿日期：2026-03-06

（本文编辑　南丽华）