

新苏地2井长裸眼段长浸泡地层加深钻井技术

朱迪斯^{1,2}, 孟祥龙^{1,2}, 王胜建^{1,2}, 王小明³, 陈兆明^{4*},
迟焕鹏^{1,2}, 赵洪波^{1,2}, 高永进¹, 李大勇^{1,2}, 岳伟民^{1,2}

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083; 2. 中国地质调查局非常规油气工程技术中心, 北京 100083;
3. 核工业二三〇研究所, 湖南长沙 410007; 4. 山东省煤田地质局第四勘探队, 山东潍坊 261200)

摘要:新苏地2井是部署在新疆塔里木盆地的一口油气地质调查井, 钻进至2468.50 m裸眼完井, 裸眼段长2009.24 m, 地质评估后设计在原井眼加深钻探至3168 m。以500~600 m井段为例进行井壁稳定性分析。井筒被钻井液长时间浸泡导致井壁含水率增加, 泥岩的粘聚力和内摩擦角等强度指标随之下降, 导致井筒不具备承压能力, 轻微的扰动都会造成井壁失稳。加深工程通过通井划眼阶段采用新型抗污染聚合物防塌钻井液体系、复杂井下钻具组合搭配随钻震击器解卡、钻遇目的层采用低钻压、低转速、低排量参数组合钻进等技术方法的集成应用, 解决了长裸眼段长浸泡地层带来的一系列复杂情况, 保障工程顺利完工并实现了地质目的, 积累形成了长裸眼段长浸泡地层钻井的宝贵经验和技能。

关键词:油气地质调查井; 加深钻井; 长裸眼; 长浸泡地层; 井壁稳定; 钻井复杂; 钻井液

中图分类号: P634.5; TE242 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2025)01-0129-09

Long open hole and long-immersion formation deepen drilling technology in Well Xinsudi-2

ZHU Disi^{1,2}, MENG Xianglong^{1,2}, WANG Shengjian^{1,2}, WANG Xiaoming³, CHEN Zhaoming^{4*},
CHI Huanpeng^{1,2}, ZHAO Hongbo^{1,2}, GAO Yongjin¹, LI Dayong^{1,2}, YUE Weimin^{1,2}

(1. Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 2. Unconventional Oil and Gas Engineering Technology Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 3. Changsha Uranium Geology Institute, Changsha Hunan 410007, China; 4. No.4 Prospecting Team of Shandong Coal Geology Bureau, Weifang Shandong 261200, China)

Abstract: Well Xinsudi-2 is an oil and gas geological survey well deployed in the Xinjiang Tarim Basin. The well was drilled to 2468.50m with an open hole section of 2009.24m. After geological assessment, it was designed to be deepen drilling to 3168m. This article takes the 500~600m well section as an example to analyze the wellbore stability. The wellbore is soaked in drilling fluid for a long time, which causes the water content of the wellbore to increase. The cohesion and internal friction angle of the mudstone and other strength indicators decrease, resulting in the wellbore not having pressure-bearing capacity, slight disturbance will cause the well wall to become unstable. The project team adopted a new anti-pollution polymer anti-collapse drilling fluid system, a drilling tool assembly with a drill-while-drilling jar to relieve stuck conditions under complex well conditions, and the target layer was drilled using low drilling pressure\low rotational speed\low-displacement parameter combination drilling and other technical methods has solved a series of complex situations caused by long open-hole sections and long time soaked formations, ensured

收稿日期: 2024-01-27; 修回日期: 2024-05-22 DOI: 10.12143/j.ztgc.2025.01.018

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目“重点参数井钻探及配套技术应用”(编号: DD20242400)、“塔里木、准噶尔、柴达木盆地油气战略选区调查”(编号: DD20190106)、“北方重要盆地油气资源战略选区与潜力评价”(编号: DD20221674)

第一作者: 朱迪斯, 男, 汉族, 1982年生, 正高级工程师, 硕士, 从事钻井工程、地勘设备研发等工作, 北京市海淀区奥运大厦, judith163@163.com。

通信作者: 陈兆明, 男, 汉族, 1981年生, 工程师, 从事地勘设备研发、水文地质、工程地质与环境地质勘察等工作, 山东省潍坊市坊子区凤凰大街88号, jesal@163.com。

引用格式: 朱迪斯, 孟祥龙, 王胜建, 等. 新苏地2井长裸眼段长浸泡地层加深钻井技术[J]. 钻探工程, 2025, 52(1): 129-137.

ZHU Disi, MENG Xianglong, WANG Shengjian, et al. Long open hole and long-immersion formation deepen drilling technology in Well Xinsudi-2[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(1): 129-137.

the smooth completion of the project and achieved the geological purpose, and accumulated the experience and technology of drilling long open hole and long-immersion formations.

Key words: oil and gas geological survey wells; deepen drilling; long open holes; long-immersion formation; well wall stability; drilling complexity; drilling fluids

0 引言

新苏地2井是部署在新疆塔里木盆地柯坪断隆沙井子断裂带的一口油气地质调查井,该井自上而下钻遇地层主要有第四系、新近系、古近系、二叠系、石炭系、奥陶系(未穿),完钻井深2468.50 m。为落实沙井子构造带西段新区石油地质条件,建立志留系油气成藏模式,设计在原井眼加深钻探至3168 m。

新苏地2井裸眼段长2009.24 m,加深工程开工时浸泡时间近16个月,钻进过程中长时间存在井壁失稳、掉块等现象。项目组通过技术方法的集成应用,解决了频繁出现的掉块、卡钻等复杂情况,保障了新苏地2井钻探加深工程顺利完工并实现了地质目的。

1 新苏地2井原井钻探情况

新苏地2井位于新疆维吾尔自治区阿克苏市西南,构造位置位于塔里木盆地柯坪断隆沙井子构造带西段^[1-2]。采用二开井身结构(见图1):一开采用 $\text{O}311.2\text{ mm}$ 钻头钻进至460 m,下入 $\text{O}244.5\text{ mm}$ 套管至459.26 m;二开采用 $\text{O}215.9\text{ mm}$ 钻头钻进至2468.50 m,裸眼完井。

2 井壁稳定性分析

新苏地2井钻探加深工程开工时裸眼浸泡时间近16个月,本文采用新苏地2井测井数据进行地层力学参数计算并生成地层岩石力学参数剖面(如图2所示),以500~600 m井段为例进行井壁稳定性分析。

2.1 力学参数计算

2.1.1 弹性参数

根据弹性理论,固体的弹性参数可通过纵波速度、横波速度及密度进行计算^[3]。

$$E_d = \rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \quad (1)$$

$$\nu_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2)$$

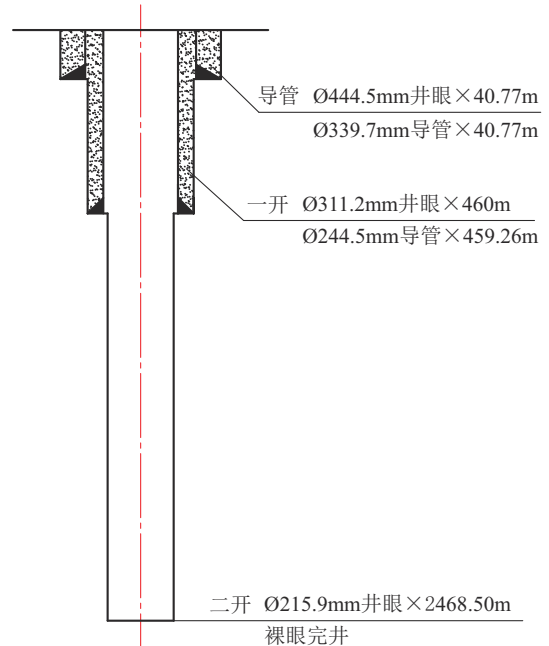


图1 新苏地2井井身结构

Fig.1 Wellbore structure of Well Xinsudi-2

式中: E_d ——动态弹性模量,GPa; ν_d ——动态泊松比; ρ ——密度, g/cm^3 ; V_p ——纵波速度, m/s ; V_s ——横波速度, m/s 。

结合以上公式,由声波及密度测井可计算出地层的弹性参数,但由于岩石并非理想的线弹性材料,计算结果需通过式(3)、(4)进行校正^[4-5]。

$$E_{sta} = A_1 E_d + K_1 \quad (3)$$

$$\nu_{sta} = A_2 \nu_d + K_2 \quad (4)$$

式中: A_1 、 A_2 、 K_1 、 K_2 ——经验系数。

2.1.2 强度参数

岩石的强度和弹性模量有较强的相关性,单轴抗压强度采用式(5)计算,粘聚力采用式(6)计算^[4-5]。

$$\sigma_c = 4.242 E_{sta} \quad (5)$$

$$c = 3.625 \times 10^{-6} \sigma_c K_d \quad (6)$$

式中: K_d ——岩石的动态体积压缩模量, $K_d = E_d / [3(1 - 2\nu_d)]$ 。

本文采用莫尔-库伦强度准则对岩石的剪切破

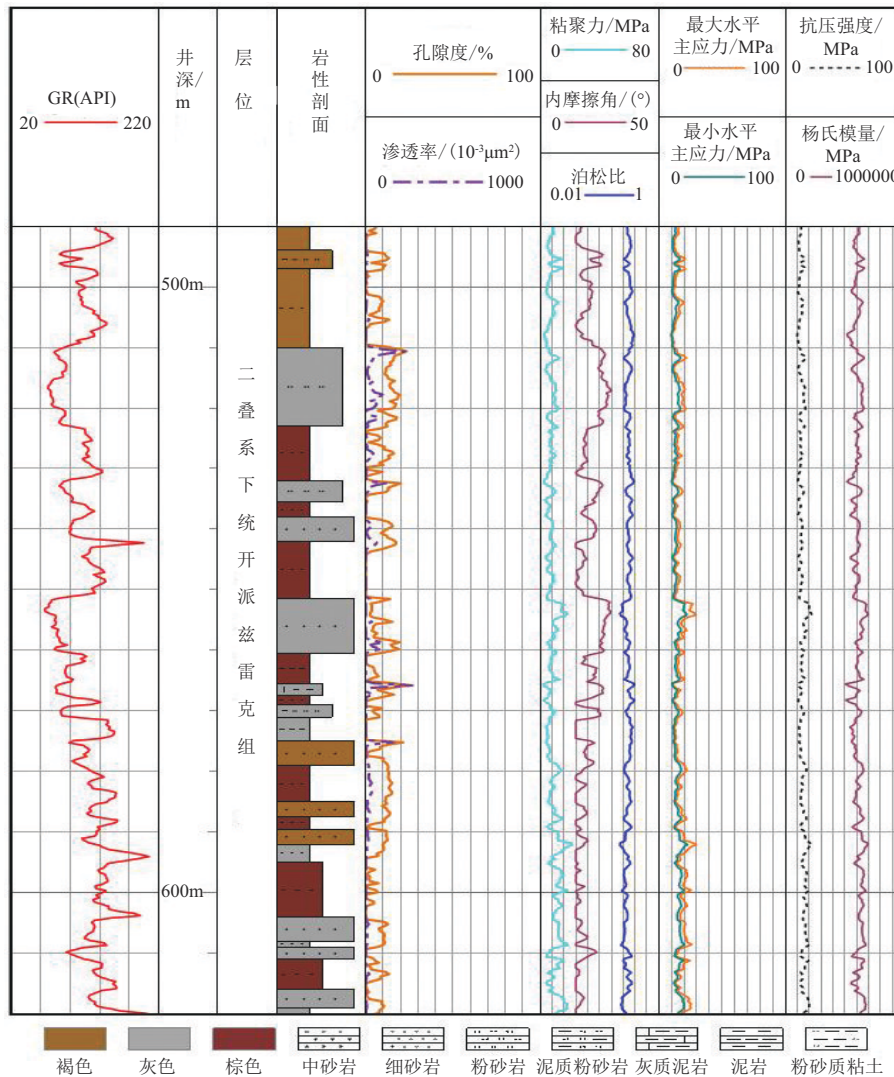


图2 500~600m地层岩石力学参数剖面

Fig.2 Rock mechanical parameters section at 500~600m

坏进行校核^[6-7]。

$$\tau < c - \sigma \tan \varphi \quad (7)$$

式中: τ ——切应力; c ——粘聚力, MPa; φ ——内摩擦角。

参数 ϕ 可由以下公式获得:

$$\phi = 58 - 135\phi \quad (8)$$

式中: ϕ ——孔隙度。

结合单轴强度即可得到另一个参数 c , 在已知应力分布的情况下对井筒的剪切破坏进行校核。

2.1.3 水平地应力

基于地层均质各向同性假设, 且水平应变为常数, 可得到沿井筒的地应力分布^[4-5]。

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma_H &= \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h \\ \sigma_h &= \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H \end{aligned} \right. \quad (9)$$

式中: σ_H, σ_h ——分别为最大水平主应力和最小水平主应力, MPa; σ_v ——上覆岩层压力, 由密度测井计算得出; ϵ_H, ϵ_h ——构造应变系数、经验系数, 用于反映理想状态下地层的应变, 在同一地区的构造应力系数是相同的, 可根据实测数据推算。

2.2 井壁失稳分析

泥岩具有吸水软化的特性,其吸水后强度大幅降低,力学参数会随着含水量的不同发生改变。本井由于浸泡时间超过16个月,在井筒周围泥岩应已经完全饱和,本文针对地层含水率导致的泥岩参数变化进行分析。

以500~600 m井段为例,根据获得的岩石力学剖面选取参数如下: $\sigma_H=15$ MPa, $\sigma_h=10$ MPa, $P_p=5$ MPa, $E=8$ GPa, $\nu=0.25$, $c=10$ MPa, $\varphi=30^\circ$,天然含水率为2%。

参考邓金根等给出的泥页岩含水率和力学参数之间的关系,可以计算不同含水率下井筒的坍塌压力,地层坍塌压力当量密度的计算公式为^[4-5]:

$$p_c = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - 2cK + \alpha P_p (K^2 - 1)}{K^2 + 1} \quad (10)$$

式中: $K = \tan(45^\circ - \varphi/2)$ 。

粘聚力、内摩擦角及坍塌压力(当量密度)随含水率变化如图3所示。从图中可以看出随着含水率的增加,泥岩的粘聚力和内摩擦角等强度指标随之下降,坍塌压力随之提高,说明随着浸泡时间的增加,需要更高密度的钻井液来维持井壁的稳定。一旦含水率超过8%,理论上维持井壁稳定的钻井液会造成地层拉张破坏,此时泥岩的粘聚力和内摩擦角极小,已经水化为松散状态,内部结构不稳定,不具备承压能力,轻微的扰动都会造成井壁失稳。

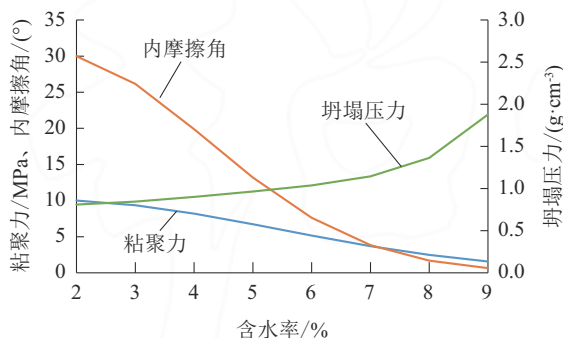


图3 粘聚力、内摩擦角及坍塌压力(当量密度)与含水率关系
Fig.3 Relationship between cohesion, internal friction angle, collapse pressure (equivalent density) and moisture content

3 加深工程概况

根据井壁稳定性分析,新苏地2井井筒被泥浆长时间浸泡导致井壁失稳,钻进过程中频繁出现掉块、卡钻等复杂情况^[8],倒划眼处理卡钻等辅助时间

达171.45 h。其中492~602 m裸眼井段岩性主要为厚层泥岩,多次发生卡钻事故,取心钻进至3133.6 m后起钻至602 m发生卡钻,历时4天,采取地面震击器和随钻震击器震击解卡,倒划眼110 m方解决复杂。倒划眼产生的大量岩屑落入井底,沉积厚度超过30 m,长时间浸泡发生水化,导致钻头严重泥包,每次下钻划眼2~3 m就需提钻进行清理。由于已钻穿了主要目的层柯坪塔格组,并在柯坪塔格组砂岩层、萨尔干组烃源岩层成功取心,基本完成了地质任务,故决定加深工程在3133.6 m处完钻。

3.1 井身结构

加深工程采用 $\varnothing 215.9$ mm牙轮钻头通井,加深段采用 $\varnothing 215.9$ mm PDC钻头钻进至3133.60 m,下入 $\varnothing 139.7$ mm生产套管至3019.30 m完井,加深工程井身结构如图4所示。

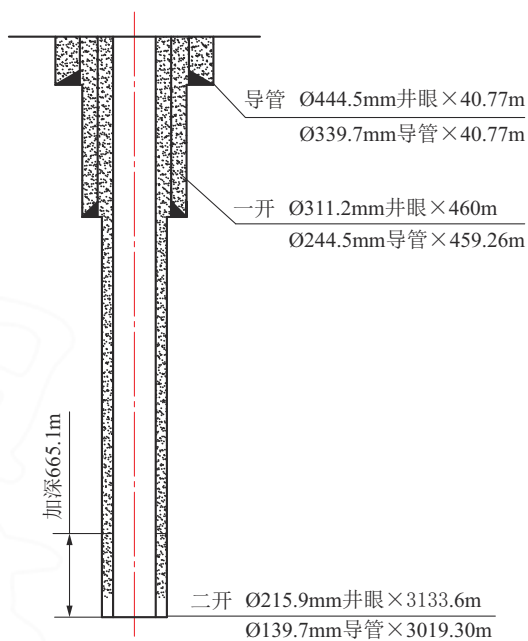


图4 加深工程井身结构

Fig.4 Wellbore structure of Well Xinsudi-2 deepen drilling

3.2 复杂情况处理

新苏地2井老井眼由于浸泡时间和裸眼井段长,存在井壁失稳、掉块现象,倒划眼处理卡钻等辅助时间达171.45 h。井内主要复杂情况分析如表1所示。

4 钻井工艺技术

4.1 通井井段(0~2468 m)

针对工程风险,通井过程中简化钻具组合并使

表1 复杂情况统计
Table 1 Drilling complexity statistics

序号	处理时长/h	井深/m	复杂情况	处理方法
1	4.5	530~547	划眼憋卡严重,循环返出清水 5 m ³ ,老浆分层	调整钻井液密度 1.12 g/m ³ ↑ 1.18 g/m ³ 、提粘度 60 s ↑ 100 s
2	2.5	849~858	划眼困难,频繁憋泵憋转盘	提密度、粘切,短起下
3	5	850~866	划眼困难,憋卡严重	循环提密度提粘切
4	1.5	1285	划眼频繁憋泵,活动钻具困难	短起下、倒划眼、起钻换牙轮
5	1.5	848~876	下钻遇阻,划眼困难	冲划
6	3.5	1362	卡钻	循环加入稠浆
7	4.5	700~850、525~542	划眼到底起钻,起钻拉力异常,遇阻遇卡严重。542 m 卡钻	大排量循环,上提方钻杆至 525 m
8	7	510~540	第1次划眼到底后,换钻具后下钻到 510 m 遇阻,划眼困难	循环调整钻井液
9	3	590~620、710~750	第2次下钻,划眼困难	循环调整钻井液
10	4.5	510~536	下钻到 510 m 遇阻,划眼困难,憋泵拉力异常	短起下至套管脚,循环提高钻井液密度
11	2.5	1050~1150	下钻划眼困难	循环调整钻井液
12	4.5	2380~2468	下钻遇阻	循环冲划下钻至 2468 m
13	2	510~580	起钻,遇阻遇卡严重	循环调整钻井液
14	2	520~600	起钻准备取心,遇阻遇卡严重	循环调整钻井液,配取心钻具
15	85.45	602~492	起钻至 602 m 卡钻,多次上提下砸无效,可正常循环,判断为糖葫芦井眼	间断活动钻具,调整钻井液,随钻+地面震击器震击解卡,倒划眼起钻
16	11	3110~3121	下钻遇阻无法到底,划眼困难,憋卡严重,起钻见钻头泥包	循环调整钻井液,起钻
17	26.5	3100~3113	下钻遇阻,划眼无法到底,接单根活动钻具拉力异常,憋转盘,泵压异常,循环返出掉块和薄片较多,钻头泥包	循环调整钻井液,提密度至 1.32 g/cm ³ ,起钻电测

用螺旋钻铤,减少卡钻和钻具损伤的风险,加装随钻震击器、备用地面震击器处理卡钻事故,采用牙轮钻头通井,配备倒滑眼钻杆卡瓦。通井过循环排量能够充分携带、清除钻屑,分段循环、替换钻井液。做好短起下作业,确保井眼畅通。

4.1.1 钻具组合

0~982 m 井段钻水泥塞及通井划眼钻具组合: $\text{O}215.9 \text{ mm}$ 牙轮钻头 $\times 0.30 \text{ m}$ + 接头 $430/410 \times 0.55 \text{ m}$ + 浮阀 $411/410 \times 0.50 \text{ m}$ + $\text{O}165 \text{ mm}$ 钻铤 $\times 44.49 \text{ m}$ + $\text{O}127 \text{ mm}$ 钻杆。

982~2468 m 通井划眼钻具组合: $\text{O}215.9 \text{ mm}$ 牙轮钻头 $\times 0.30 \text{ m}$ + 接头 $430/410 \times 0.55 \text{ m}$ + 浮阀 $411/410 \times 0.50 \text{ m}$ + $\text{O}165 \text{ mm}$ 钻铤 $\times 9.05 \text{ m}$ + $\text{O}127 \text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 18.88 \text{ m}$ + $\text{O}165 \text{ mm}$ 震击器 $\times 8.25 \text{ m}$ + $\text{O}127 \text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 37.93 \text{ m}$ + $\text{O}127 \text{ mm}$

钻杆。

4.1.2 钻井液工艺

老井眼稠浆在井中时间近 16 个月,发生了严重的变质,通井过程中钻井液与井内稠浆混合后性能大幅降低。表现为流变性差,切力大幅度降低甚至无切力,失去携砂能力、悬浮力,坂土含量增加,失水升高 ($>18 \text{ mL}$),在井壁形成虚泥饼 (厚 0.6 mm),导致泥岩水化膨胀,发生垮塌、掉块^[9-12]。同时,本井有 2 段水泥塞共 164 m ($200 \sim 250$ 、 $350 \sim 464 \text{ m}$),由于水泥中含有大量 Ca^{2+} ,不可避免地引起钻井液钙侵,钙侵使得钻井液失去胶体特性,水化膜变薄,导致钻井液粘土颗粒变粗,致使钻井液的滤失量、粘度、切力增大,泥饼变厚。而水泥引起的污染,还同时伴有 OH^- 污染,致使钻井液 pH 值升高。实钻钻井液性能测试结果显示,通井初期钻井液动

切力、粘度等参数快速下降,泥浆性能迅速恶化,如图5、图6所示。

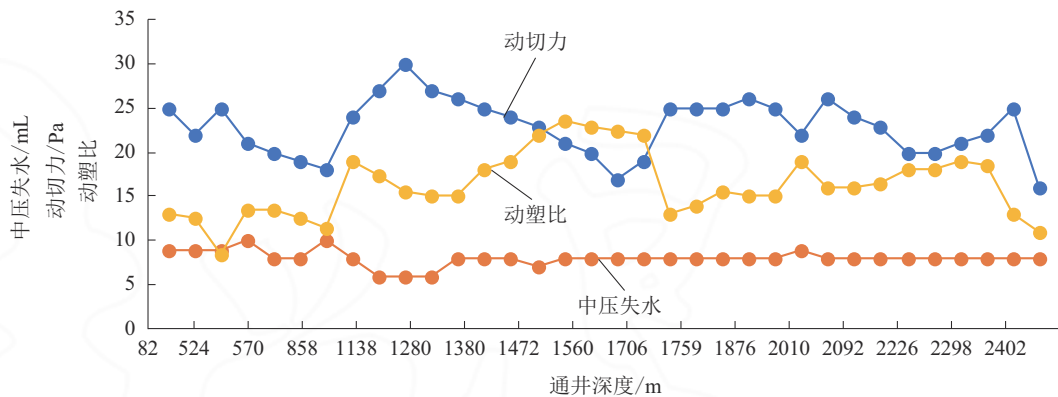


图5 中压失水、动切力、动塑比与通井深度关系

Fig.5 Relationship between medium pressure fluid loss, dynamic shear force, dynamic plastic ratio and wellbore depth

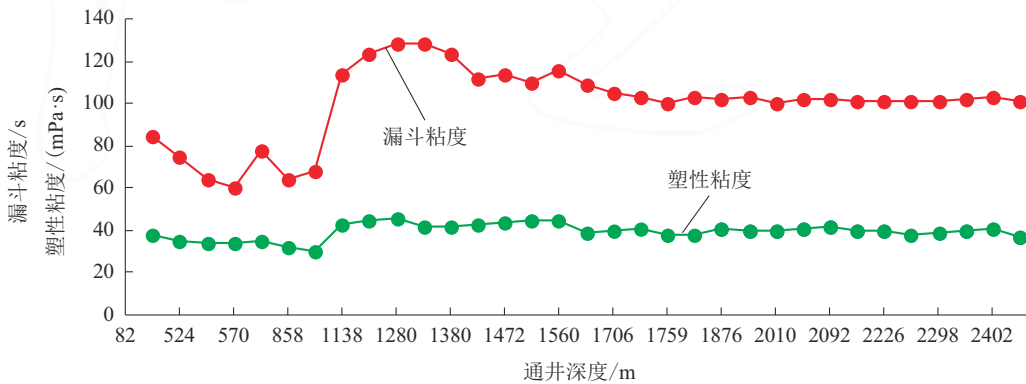


图6 钻井液塑性粘度与通井深度关系

Fig.6 Relationship between drilling fluid viscosity and wellbore depth

针对以上技术难题,通井井段采用抗污染聚合物防塌钻井液体系,配方为:清水+3%膨润土+0.1%纯碱+0.2%包被絮凝剂+0.6%CMC-HV+0.05%K-PAM+抗污染剂+防塌剂+加重剂。并按循环周期均匀补充新钻井液来维持钻井液高粘切、抗污染性能,随着井深逐步加深,加入各种处理剂含量逐渐向设计配方的上限靠拢,以使钻井液的抑制性、防塌性及失水造壁性符合要求,控制地层造浆和吸水膨胀,确保井眼稳定畅通,钻井液性能指标详见表2。同时采取以下措施加强钻井液性能控制,保证钻井液性能稳定和动塑比、携沙能力以及护壁能力。

(1)钻水泥塞前向钻井液加入磺甲基酚醛树脂(SMT),改善泥饼润滑性,并向钻井液加入适量碳酸氢钠或碳酸钠进行预处理,有效除掉一部分钙离

表2 通井井段钻井液性能指标

Table 2 Drilling fluid properties of plug mill & drift

钻井液参数项	钻井液参数值
密度/(g·cm ⁻³)	1.12~1.27
漏斗粘度/s	64~128
塑性粘度/(mPa·s)	29~45.5
API失水量/mL	6~10
静切力/Pa	6~11/10~19
含砂量/%	≤0.3
pH值	8~9

子;钻水泥塞时加入适量纯碱以清除Ca²⁺,防止造成污染。若钙侵严重,采用物理隔离法,将混浆以及钻塞所用钻井液通过物理隔离的方法处理,在钻完水泥塞后集中排出。

(2)通井过程中加强钻井液性能监测,不断调

整、优化钻井液性能。充分利用固控设备,及时清除劣质固相。钻井液性能的保持以维护为主、处理为辅。各种粉状处理剂均应配成不同浓度的胶液连续均匀加入;其它处理剂则应严格按钻井液循环周期连续均匀加入,以防止性能大幅波动而引起井下复杂,当钻井液性能显著下降时采取分段换浆的方式进行钻井液替换。

(3)通井划眼钻井液高粘高切,大部分井段钻井液粘度保持在100 s以上,以有利于携岩并弥补环空返速不足的问题。为保证划眼顺利进行,充分循环排砂,保证出口含砂不高于0.5%,每划眼100~150 m打入不低于200 s的稠浆20 m³确保上部已划眼井段井眼清洁。

(4)在对井浆加重时,严格控制钻井液坂土含量和总固相含量外,护胶剂和润滑剂的加量应向设计配方的上限靠拢,并同时使用降粘剂,调节和控制好流变性能。

4.1.3 井控风险及应对措施

新苏地2井历时近16个月的关井,侵入井内的天然气聚集到水泥塞的下端,形成气柱。钻穿水泥塞时,相当于把封闭的地层打开,其存在的井控安全风险尤为突出。

针对井控风险,安装环形防喷器,在钻塞过程中发现液面上涨,立即控制节流阀,通过放喷管线缓慢释放井内压力。施工采用斜坡钻杆,减小气体上冲力,防止冲坏闸板。钻塞过程中安装好回压阀,避免在钻通瞬间,钻具内压力上窜,损坏水龙头。钻至水泥塞下部降低钻压(10~20 kN)、提高转速(63 r/min)、增大排量(30 L/S),严格控制钻速,在水泥塞钻通的瞬间,底部天然气可以通过环空释放部分压力,减少钻具上顶力。钻开水泥塞后,显示气测异常,进行充分循环排气(3 h),无气测异常后继续通井划眼。

4.1.4 卡钻风险及应对措施

新苏地2井2000 m以浅井段钻遇大段厚层泥岩,二叠系开派兹雷克组发育胶结性差的火山角砾岩,经长时间钻井液浸泡后易出现掉块、井塌等问题,根据测井资料显示通井后裸眼井段平均井径从224.4 mm增大到242.0 mm,井径扩大率从3.92%增大到11.23%。同时,钻塞过程中水泥塞碎块多,存在水泥塞碎块卡钻的风险。针对风险,采取以下措施:

(1)钻水泥塞时,提高排量,每打完一根单根正划眼一次,倒划眼两次,上提下放无阻卡再接单根,早开泵晚停泵,开泵时均匀缓慢,待泵开通后再提排量。

(2)最大限度地减小钻井液液柱压力,减小钻具与井壁上滤饼的接触面积和尽量缩短钻具在井下静止时间,一定要保证不停地活动钻具。

(3)起钻前处理好钻井液,大排量循环洗井,循环两周以上方可起钻。下钻不应一次到底,应分段开泵循环正常后再下。

(4)钻进中发现泵压升高、悬重下降、钻井液返出减少、接单根打倒车等现象,应停止钻进或接单根,上提钻具到正常井段后,采用冲、通、划的办法,使井眼恢复正常,然后继续作业。

(5)短起下钻井段应超过所钻井段长度,防止缩径卡钻。

4.2 加深井段(2468~3133.60 m)

4.2.1 钻具组合

普钻钻进钻具组合:Ø215.9 mm PDC 钻头×0.42 m+接头 430/410×0.55 m+浮阀 411/410×0.50 m+Ø165 mm 钻铤×9.05 m+Ø127 mm 加重钻杆×18.88 m+Ø165 mm 震击器×8.25 m+Ø127 mm 加重钻杆×37.93 m+Ø127 mm 钻杆。

螺杆钻进钻具组合:Ø215.9 mm PDC 钻头×0.42 m+Ø172 mm 螺杆×8.03 m+浮阀 411/410×0.50 m+MWD 短节 0.79 m+Ø172 mm 无磁钻铤×9.55 m+Ø165 mm 钻铤×9.05 m+Ø127 mm 加重钻杆×18.88 m+Ø165 mm 震击器×8.25 m+Ø127 mm 加重钻杆×37.93 m+Ø127 mm 钻杆。

取心钻进钻具组合:Ø215.9 mm PDC 取心钻头×0.40 m+Ø178 mm 取心筒×10.30 m+Ø165 mm 钻铤×9.05 m+Ø127 mm 加重钻杆×18.88 m+Ø165 mm 震击器×8.25 m+Ø127 mm 加重钻杆×37.93 m+Ø127 mm 钻杆。

完井通井钻具组合:Ø215.9 mm 牙轮钻头×0.42 m+接头 430/410×0.55 m+浮阀 411/410×0.50 m+Ø165 mm 钻铤×18.02 m+Ø127 mm 加重钻杆×37.85 m+Ø165 mm 震击器×8.25 m+Ø127 mm 加重钻杆×18.93 m+Ø127 mm 钻杆。

4.2.2 钻井液工艺

通井完成后将钻井液全部更换,采用聚合物防塌钻井液体系进行加深井段钻进。配方为:清水

+3% 膨润土+2% 磺化酚醛树脂+2% 磺化沥青+0.6% NaOH+0.5%~1.0% PAC-LV+1%~3% 随钻堵漏剂+抗污染剂+加重剂。维持钻井液 $G_{10s}/G_{10min}=5\sim 8/9\sim 14$ Pa,漏斗粘度在 50~128 s 的同时,按循环周期均匀补充维护来调节钻井液的流变性,性能指标详见表 3。根据井下损耗以及固控损失合理补充钻井液,使用固控设备降低钻井液中劣质固相^[13],以保证钻井液性能。

表 3 加深井段钻井液性能指标

Table 3 Drilling fluid properties of deepen drilling

钻井液参数项	钻井液参数值
密度/(g·cm ⁻³)	1.20~1.30
漏斗粘度/s	50~128
塑性粘度/(mPa·s)	16~42
API失水量/mL	5~9
静切力/Pa	5~8/9~14
含砂量/%	≤0.3
pH值	8~9

4.2.3 井壁坍塌预防技术措施

加深工程由于井壁不稳定导致划眼进展缓慢,通井时间长达 27 天,期间出现多次挂卡,每次挂卡会进一步加重井壁的不稳定性,针对井塌风险采取以下措施:

(1)控制钻井液合理密度并保持性能稳定,确保井壁的力学平衡;加入防塌抑制剂、封堵类等材料,改善钻井液滤失性和滤饼质量,减少钻井液侵入量,实现对泥岩的有效抑制和封堵^[14-15]。

(2)适当提高排量,确保井眼畅通;尽量减轻钻具对井壁的碰撞和压力“激动”及抽吸,禁止在易坍塌井段定点循环,减轻流体对井壁的冲刷^[16-19]。

(3)选择合理的钻具结构,优选参数钻进,力求打直打快,避免“糖葫芦”、“狗腿子”井眼,防止键槽的产生,降低卡钻风险。

(4)钻具组合搭配随钻震击器,在发生卡钻无法活动钻具时,启动随钻震击器震击解卡。随钻震击器无法解卡时启动地面震击器震击解卡,倒划眼起钻。

(5)下生产套管前,配制足够量的高粘切钻井液作为清扫液进行洗井,净化井眼,并且在起钻前向井筒中打入稠浆封住下部井段,确保套管顺利下入。

5 结论

通过地层力学参数计算生成地层岩石力学参数剖面,以 500~600 m 井段为例进行井壁稳定性分析。工程实施中针对钻探技术难题,通过通井划眼阶段采用新型抗污染聚合物防塌钻井液体系、复杂井况下钻具组合搭配随钻震击器解卡、钻遇目的层采用低钻压、低转速、低排量参数组合钻进等技术方法的集成应用,解决了长裸眼段长浸泡地层带来的一系列复杂情况,积累形成了长裸眼段长浸泡地层钻完井的经验和技术。

(1)井筒被钻井液长时间浸泡导致井壁含水率增加,泥岩的粘聚力和内摩擦角等强度指标随之下降,坍塌压力随之提高,分析显示含水率超过 8%,理论上维持井壁稳定的钻井液会造成地层拉张破坏,此时泥岩的粘聚力和内摩擦角极小,已经水化为松散状态,内部结构不稳定,不具备承压能力,轻微的扰动都会造成井壁失稳。

(2)长浸泡时间井眼通井阶段采用抗污染聚合物防塌钻井液体系,维持钻井液高粘高切、抗污染,确保悬砂携屑、井眼畅通,减少井壁失稳的发生。每划眼 100~150 m 过稠浆,打入不低于 200 s 的稠浆 20 m³封裸眼段,确保已划眼井段井眼清洁。上部井段易掉块,钻具组合与钻进参数严格按地层地质条件优化参数设计。

(3)加强钻井液性能监测,用好固控设备,及时清除劣质固相,调整、优化钻井液性能,避免钻井液因污染性能大幅下降,确保顺利划眼和钻进。

(4)井塌预防及处理方法。①提高钻井液的密度、粘度、切力,降低钻井液失水,提高携砂能力,作为清扫液进行洗井,净化井眼,进一步提高钻井液的防塌能力,提高井壁的稳定性,强化井眼。②发生井塌后,采用抑制润滑剂、抑制防塌剂、液体润滑剂配制润滑封闭稠塞,注入井塌井段打封闭浆。③复杂井况下钻具组合搭配随钻震击器,震击解卡。

(5)加深井段采用防塌抑制钻井液,保持合适的密度与粘度,并充分循环,彻底净化井眼,保证通井、测井及下技术套管等作业顺利完成。钻遇目的层采用低钻压、低转速、低排量参数组合钻进,减小目的层段井径扩大率,防止垮塌、卡钻。

参考文献(References):

[1] 张君峰,高永进,刘亚雷,等.塔里木盆地柯坪断隆构造特征及

- 油气勘探潜力[J].石油学报,2023,44(7):1041-1057.
ZHANG Junfeng, GAO Yongjin, LIU Yalei, et al. Tectonic characteristics and hydrocarbon exploration potential of Keping fault-uplift in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7):1041-1057.
- [2] 张君峰,张远银,高永进.塔里木盆地沙井子构造带志留系油气勘探突破及启示[J].石油勘探与开发,2022,49(1):203-214.
ZHANG Junfeng, ZHANG Yuanyin, GAO Yongjin. Silurian hydrocarbon exploration breakthrough and its implications in the Shajingzi structural belt of Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(1):203-214.
- [3] 金衍,陈勉,张旭东.利用测井资料预测深部地层岩石断裂韧性[J].岩石力学与工程学报,2001,20(4):454-456.
JIN Yan, CHEN Mian, ZHANG Xudong. Determination of fracture toughness for deep well rock with geophysical logging data[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2001,20(4):454-456.
- [4] 陈勉,金衍,张广清.石油工程岩石力学[M].北京:科学出版社,2008.
CHEN Mian, JIN Yan, ZHANG Guangqing. Petroleum Engineering Rock Mechanics[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [5] 邓金根.井壁稳定性预测技术[M].北京:石油工业出版社,2008.
DENG Jingen. Prediction Technology for Wellbore Stability [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [6] 闫传梁,邓金根,蔚宝华,等.页岩气储层井壁坍塌压力研究[J].岩石力学与工程学报,2013,32(8):1595-1602.
YAN Chuanliang, DENG Jingen, YU Baohua, et al. Research on collapsing pressure of gas shale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013,32(8):1595-1602.
- [7] 卢运虎,陈勉,金衍,等.钻井液浸泡下深部泥岩强度特征试验研究[J].岩石力学与工程学报,2012,31(7):1399-1405.
LU Yunhu, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study of strength properties of deep mudstone under drilling fluid soaking [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012,31(7):1399-1405.
- [8] 朱迪斯,赵洪波,刘恩然,等.长江下游(安徽)地区页岩气钻井工程难点及对策分析[J].钻探工程,2022,49(5):11-21.
ZHU Disi, ZHAO Hongbo, LIU Enran, et al. Shale gas drilling difficulties and their solutions in the lower reach of the Yangtze River (Anhui)[J]. Drilling Engineering, 2022,49(5):11-21.
- [9] 何远信,胡志方,单衍胜,等.公益性陆域油气地质调查钻探工程技术进展与攻关建议[J].钻探工程,2022,49(5):3-10.
HE Yuanxin, HU Zhifang, SHAN Yansheng, et al. Advances and research suggestions for onshore oil & gas survey drilling engineering for the public benefit[J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5):3-10.
- [10] 刘湘华,陈晓飞,李凡,等.SHBP-1超深井三开长裸眼钻井液技术[J].钻井液与完井液,2019,36(6):721-726.
LIU Xianghua, CHEN Xiaofei, LI Fan, et al. Drilling fluid technology for long open section of the third interval of the ultra-deep well SHBP-1[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019,36(6):721-726.
- [11] 郑勋.泥岩水化井壁的稳定性分析[J].黑龙江科学,2023,14(18):1-4.
ZHENG Xun. Stability analysis of mudstone hydrated well wall [J]. Heilongjiang Science, 2023,14(18):1-4.
- [12] 徐声驰,刘锐,孟鑫,等.基于井眼坍塌角度和坍塌深度预测模型的泥岩水平段井壁稳定性评价方法[J].石油钻采工艺,2023,45(2):136-142.
XU Shengchi, LIU Rui, MENG Xin, et al. Wellbore stability evaluation of horizontal wellbore in mudstone: a method based on wellbore collapse angle and depth model[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023,45(2):136-142.
- [13] 朱迪斯,冯美贵,翁炜,等.废弃钻井液处理技术进展[J].地质装备,2018,19(4):15-18.
ZHU Disi, FENG Meigui, WENG Wei, et al. Progress in waste drilling fluid treatment technology [J]. Equipment for Geotechnical Engineering, 2018,19(4):15-18.
- [14] 赵洪波,朱迪斯,黄正,等.南华北盆地亳州-阜阳地区页岩气钻井技术[J].石油钻采工艺,2020,42(6):679-683.
ZHAO Hongbo, ZHU Disi, HUANG Zheng, et al. Shale gas drilling technologies used in Bozhou-Fuyang area of the Southern North China Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020,42(6):679-683.
- [15] 朱迪斯,岳伟民,单文军,等.页岩气地质调查井浙桐地1井钻探施工技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(9):15-20.
ZHU Disi, YUE Weimin, SHAN Wenjun, et al. Drilling technology for Well Zhetongdi-1 for shale gas geological survey [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(9):15-20.
- [16] 邹灵战,牟少敏,耿明明,等.川西复杂地质井壁稳定及井身结构优化技术[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2022,24(6):1-7.
ZOU Lingzhan, MU Shaomin, GENG Mingming, et al. Borehole stability and well bore structure optimization technology for complex geological conditions in western Sichuan[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2022,24(6):1-7.
- [17] 陈彬,张伟国,姚磊,等.基于井壁稳定及储层保护的钻井液技术[J].石油钻采工艺,2021,43(2):184-188.
CHEN Bin, ZHANG Weiguo, YAO Lei, et al. Drilling fluid technology based on well stability and reservoir protection[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021,43(2):184-188.
- [18] 牛晓,潘丽娟,甄玉辉,等.SHB1-6H井长裸眼钻井液技术[J].钻井液与完井液,2016,33(5):30-34.
NIU Xiao, PAN Lijuan, ZHEN Yuhui, et al. Drilling fluid technology for long open hole section of well SHB1-6H [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(5):30-34.
- [19] 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.

(编辑 荐华)