

页岩气水平井卡钻主要原因及预防对策

孙永兴^{1,2} 范生林¹ 乔李华¹

1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院 2. 乐山师范学院旅游学院

摘 要 四川盆地长宁—威远国家级页岩气示范区目前已经实现了埋深 3 500 m 以浅海相页岩气的规模化、效益化开发,但随着该区页岩气水平井段长度的延伸,管柱下入过程中摩擦阻力、扭矩增大,易造成频繁遇阻、卡钻等现象。为此,在分析卡钻原因的基础上,从预防钻井过程中井眼力学变形的角度出发,以提高页岩气长水平井井段的钻井液封堵性能为重点,协同优化影响井眼轨迹和井眼环空岩屑浓度的钻具组合与钻井参数,通过优化井身结构、井眼轨迹、钻井液性能等技术措施,配套降摩减阻及提速配套工具,制订了页岩气水平井防卡钻技术措施,并进行了现场应用。研究及应用结果表明:①对于水基钻井液采用加入适量复合盐抑制剂的方式并配合固控设备的应用,可有效控制钻井液中的有害固相含量,而对于油基钻井液则采用提高油水比、增加乳化剂等方式以增强其稳定性;②井眼轨道设计优化为三维轨道二维化后,钻柱最大摩阻较之于优化前降低了 20%;③高效随钻震击器的钻具组合,配合以合理的钻井参数控制机械钻速,可以达到满足井眼环空携岩要求的岩屑浓度,减少岩屑床的厚度;④现场 12 井次的应用效果表明,水平井段阻、卡等复杂事故时率由 2.3% 降低至 0.92%。结论认为,该研究成果为解决页岩气长水平段卡钻难题提供了有效的技术途径。

关键词 页岩气 水平井 卡钻 预防对策 水基钻井液 油基钻井液 四川盆地 长宁—威远国家级页岩气示范区

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2018.12.013

Main reasons and preventive countermeasures for pipe sticking in shale-gas horizontal wells

Sun Yongxing^{1,2}, Fan Shenglin¹ & Qiao Lihua¹

(1. Drilling & Production Technology Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Guanghan, Sichuan 618300, China; 2. Tourism School, Leshan Normal University, Leshan, Sichuan 614000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 12, pp.107-113, 12/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: So far, shale gas of neritic facies above 3500 m in the Changning–Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area of the Sichuan Basin has been developed beneficially on a large scale. With the extension of horizontal sections of shale-gas horizontal wells in this area, however, frictional drag and torque increase during the tripping in of pipe strings, which results in frequent hindering and sticking. In this paper, the reasons for sticking were analyzed. Then, bottom hole assembly (BHA) and drilling parameters influencing the wellbore trajectory and the concentration of cuttings in hole annulus were optimized from the point of view of preventing mechanical deformation of borehole during drilling and with the improvement of sealing performance of drilling fluid in the long horizontal sections of shale-gas horizontal wells as focus. Finally, the anti-sticking technologies and measures for shale-gas horizontal wells were formulated by optimizing casing program, wellbore trajectory and drilling fluid properties, combined with friction drag reduction and rate of penetration (ROP) improvement tools, and field application was conducted. And the following research results were obtained. First, the content of hazardous solid in water-based drilling fluid can be controlled effectively by adding an appropriate amount of composite salt inhibitor into it, combined with the application of solid control equipment. And the stability of oil-based drilling fluid can be enhanced by improving the oil–water ratio and increasing the quantity of emulsifier. Second, the maximum friction drag on drilling strings is decreased by 20% after the three-dimensional hole track design is optimized to be two dimensional. Third, based on the BHA with efficient bumper while drilling, combined with reasonable drilling parameters to control ROP, the cutting concentration satisfying the cutting carrying requirement of hole annulus can be reached and the thickness of cutting bed is reduced. Fourth, on-site application by 12 well times indicates that the time efficiency of complex accidents in horizontal sections (e.g. pipe hindering and sticking) decreases from 2.3% to 0.92%. In conclusion, the research results provide an important technological approach to solving the sticking in the long horizontal sections of shale gas horizontal wells.

Keywords: Shale gas; Horizontal well; Pipe sticking; Preventive countermeasure; Water-based drilling fluid; Oil-based drilling fluid; Sichuan Basin; Changning–Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area

基金项目: 国家科技重大专项“深井超深井高效快速钻井技术及装备”(编号:2016ZX05020-002)、“四川盆地大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(编号:2016ZX05052)。

作者简介: 孙永兴, 1977 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事石油与天然气地质勘探、智能化钻井工艺、旅游地学科研及教学工作。地址:(614000) 四川省乐山市市中区滨河路 886 号乐山师范学院。电话: 13881027701。ORCID: 0000-0002-2607-0387。E-mail:yohance@126.com

0 引言

四川盆地长宁—威远国家级页岩气示范区目前已实现埋深 3 500 m 以浅海相页岩气规模化、效益化开发；但随着该地区页岩气水平井段的延伸，管柱下入过程中摩阻、扭矩增大，易造成频繁遇阻、卡钻等现象。

该区已有的研究成果表明，下志留统龙马溪组具有微裂缝、层理发育^[1-2]、含黏土矿物、具脆性、坍塌压力高等易塌特点，地层易塌是本区页岩气长水平段水平井钻井易发生卡钻的先天影响因素；彭碧强等^[2-5]从页岩组成出发，研究了用于页岩气水平井的防塌水基钻井液体系，在现场应用较好地解决了因钻屑水化造浆而造成的钻井液黏度升高、密度升高等问题；田中兰等^[6-8]在研究该区实际钻完井数据后，认为井眼受力变形是客观存在的。这是该区页岩气水平井多次出现钻井、通井、下套管过程阻卡频繁，作业困难的根本原因。但井眼变形破坏又与时间和支撑井壁液柱压力有关，目前由于研究不多，还没有形成该区预防卡钻的实用配套技术。

笔者从预防钻井过程井眼力学变形角度出发，通过井身结构、井眼轨迹、钻井液性能优化等技术措施，配套降摩减阻及提速配套工具，制订了页岩气水平井防卡钻技术措施，以期为该区页岩气长水平段预防钻井卡钻问题的解决提供可行的方案。

1 卡钻主要原因分析

长宁—威远页岩气地层具有微裂缝、层理发育，

含黏土矿物，具脆性，坍塌压力高等易塌特点^[1-2]，地层易塌是本区页岩气长水平段水平井钻井易发生卡钻的先天影响因素，沉砂、垮塌等类型卡钻情况如表 1 所示。

因水基钻井液封堵、润滑、抑制性能相对油基钻井液差，威 204H6 平台、长宁 H13 平台龙马溪组页岩水平段使用水基钻井液试验，造成不同阻卡复杂。威 204H6-1 井水基钻井液钻至井深 5 204.00 ~ 5 211.00 m，多次整停顶驱；划眼扭矩 18 ~ 32 kN·m，环空有憋泵现象，泵压介于 22 ~ 28 MPa 波动，无法正常钻井，后被迫倒换为油基钻井液完成后续井段钻进；长宁 H13-6 井水基钻井液钻进至 4 313.00 m，起钻异常困难，卡钻，解卡后更换为油基泥浆完成后续井段钻进，长宁 H13-1 井水基钻井液完钻后，起下钻异常困难，被迫更换为油基钻井液完成后续作业。

井身结构设计和井眼轨迹合理控制对页岩气长水平段水平井正常钻完井作业非常重要，轨迹不光滑、狗腿度高等容易造成钻井、通井、下套管过程中阻卡频发，作业困难，严重影响钻完井安全和施工效率。威 202H1-1 井由于 Ø244.5 mm 技术套管未将下二叠统栖霞组低压易漏层段与龙马溪组高密度钻井液层段有效分隔，较低的钻井液密度不能平衡龙马溪页岩段较高的坍塌压力（页岩段最高坍塌压力在 1.90 g/cm³ 左右），造成井下垮塌卡钻。威 204H6-6 井钻进至 4 834.76 m，扭矩由 14 ~ 15 kN·m ↗ 19 ~ 20 kN·m，因扭矩增大，整停顶驱，卡钻，处理无效，切割钻具提前完井。

钻井参数不合理易引起卡钻。由于页岩气长水平段水平井钻井具有易阻卡的特殊性，储层钻进时

表 1 长水平段水平井钻井发生卡钻统计表

井 号	钻井液 类型	井深 /m	现 象	处 理 情 况	原 因
威 204H6-1	水基	5 204.00 ~ 5 211.00	整停顶驱；划眼扭矩 18 ~ 32 kN·m	倒换为油基钻井液	垮塌卡钻
长宁 H13-6	水基	4 313.00	起钻异常困难，卡钻	倒换为油基钻井液	垮塌卡钻
长宁 H13-1	水基	4 956.00	完钻后，起下钻异常困难	倒换为油基钻井液完成后续作业	垮塌卡钻
威 202H1-1	油基	2 742.65	页岩段最高坍塌压力在 1.90 g/cm ³ ，井 下垮塌卡钻	注酸上下活动钻具解卡	垮塌卡钻
威 204H6-6	油基	4 834.76	扭矩增大，上提钻具倒划眼发生挂卡	上提钻具拉划井壁，倒划眼至 4 832.8 m，扭矩 20 ↗ 24 kN·m 整停顶驱，卡钻， 处理无效，切割钻具提前完井	垮塌卡钻
威 202H1-6	油基	3 050.37	更换顶驱背钳钳牙，泵压、排量大幅 波动，上提钻具遇卡	注酸上下活动钻具解卡	沉砂卡钻
威 204H4-5	油基	5 355.97	压井成功，开井上提钻具遇卡	爆炸松扣，打捞钻具	沉砂卡钻

遇显示后采取的常规压井工艺措施，可能会因为压井时间长、关井后钻具长期静置、钻井液性能严重变化、岩屑重晶石沉淀等造成黏附、沉砂、井壁垮塌等不同形式的卡钻。威 204H4-5 井采用压井时间长，关半封防喷器后，钻具静置时间长达 16 h；从停钻到关井循环 7 min，井内尚有岩屑（理论计算为 0.1 m³），可能发生黏附或沉砂卡钻；压井后，油基钻井液破乳电压由 540 ~ 385 V，低于标准值 400 V，破乳电压低可能导致重晶石析出发生沉淀导致卡钻。

卡钻井大量采用 PDC + 螺杆 + 钻铤 + 加重钻杆等滑动定向钻具组合钻进，该组合钻出井眼为螺旋形，长水平段作业中管柱摩阻、扭矩大，加上页岩储层的易碎、易垮特点，容易发生阻卡复杂；且钻具组合中未配置随钻震击器，遇阻、卡后，不能及时、有效的震击解卡。

2 长水平段钻进防卡钻技术措施

水平井钻井技术已是四川盆地页岩气常用开发技术^[9-11]，长水平段水平井卡钻主要影响因素，从钻井液性能优化、井身结构优化、降摩减阻钻井工艺、钻井参数优化、压井防卡钻工艺等方面开展防卡钻技术对策研究。

2.1 钻井液性能优化

预防下志留统龙马溪组页岩垮塌，除了合理设计钻井液密度，另外一条重要的途径就是提高封堵效

果，针对部分井龙马溪组水平段储层裂缝发育，水基钻井液封堵性能难以满足要求的特点，通过室内实验，在水基钻井液基浆中优选加入 2% Soltex 沥青类封堵材料，2% 微米石蜡，配合 1% ~ 3% 不同粒径刚性粒子，大大增强钻井液的封堵性能，且不会对钻井液流变性造成较大的影响。

2.1.1 水基钻井液稳定性控制

针对水基钻井液^[2,12]在页岩气长水平段钻进后期劣质固相大量侵入，流变稳定性控制难度大的难题，通过采用加入适量复合盐抑制剂，配合优化封堵性能、加强固控措施，提高钻井液流变性控制能力。

1) 复合盐抑制剂：通过多种复合盐的作用，加强了水基钻井液抑制性，岩屑滚动回收率大幅增加，劣质固相得到一定控制，调节了水基钻井液的流变性，增强了水基钻井液的稳定性。室内实验数据如表 2 所示。

2) 固控措施：钻进期间 100% 使用振动筛。Ø215.9 mm 井段选用 200 目及以上筛布；钻进期间 100% 使用除砂除泥器；钻进过程中坚持使用好高速和中速离心机，保证含砂量低于 0.3%，如果含砂量过大，则增加离心机的使用时间。

2.1.2 油基钻井液稳定性控制

针对油基钻井液^[13-14]在威 204H4-5 井出现破乳电压值严重降低的情况，通过提高油水比、增加乳化剂等方式提高破乳电压值，增强油基钻井液稳定性，试验数据如表 3、4 所示。

表 2 复合盐抑制剂性能室内评价实验数据表

名 称	塑性黏度 / (mPa · s)	动切力 / Pa	初切力 / Pa	终切力 / Pa	HTHP 失水量 / mL	滚动回收率
基浆	38	7.5	3	20	3.6	86.4%
基浆 + 多种复合盐	33	7.0	2	14	3.8	94.0%

表 3 油基钻井液在不同搅拌时间下稳定性能数据表

实验条件	密度 / (g · cm ⁻³)	剪切速率 /s ⁻¹		表观黏度 / (mPa · s)	塑性黏度 / (mPa · s)	动切力 / Pa	静切力 / Pa	破乳电压 / V	HTHP 滤失量 / mL
		φ ₆	φ ₃						
基浆	2.20	6	4	90	86	4	3.5 ~ 5.0	654	2.0
静置后	2.20	8	6	98	88	10	5.0 ~ 9.0	325	2.8
搅拌 5 min	2.20	8	6	97	88	9	5.0 ~ 8.0	375	2.8
搅拌 10 min	2.20	7	6	97	89	8	5.0 ~ 8.0	432	2.6
搅拌 20 min	2.20	6	5	95	88	7	4.0 ~ 8.0	481	2.6
搅拌 30 min	2.20	6	5	93	86	7	4.0 ~ 7.0	530	2.4
搅拌 60 min	2.20	7	5	92	86	6	4.0 ~ 6.0	562	2.4

表 4 油基钻井液加入不同量乳化剂后稳定性数据表

配 方	密度 / (g · cm ⁻³)	剪切速率 /s ⁻¹		表观黏度 / (mPa · s)	塑性黏度 / (mPa · s)	动切力 / Pa	静切力 / Pa	破乳电压 / V	HTHP 滤失量 / mL
		φ ₆	φ ₃						
基浆	2.20	8	6	98	88	10	5.0 ~ 9.0	325	2.8
加入 0.5% 乳化剂	2.20	7	6	95	87	8	5.0 ~ 8.0	458	2.8
加入 1.0% 乳化剂	2.20	9	7	100	90	10	6.0 ~ 9.0	625	2.8
加入 1.5% 乳化剂	2.20	11	9	112	95	17	8.0 ~ 12.0	745	3.0
加入 2.0% 乳化剂	2.20	13	10	123	100	23	10.0 ~ 18.0	799	3.0

实验表明随着乳化剂的加入，油基钻井液破乳电压显著升高，但加入少量乳化剂，对油基钻井液的流变性影响很小，加入量增多时，对流变性影响较大，因此乳化剂加量应具体根据各井基浆情况，做室内试验确定，确保在具有较高破乳电压的同时，保证钻井液具有良好的流变性能。

2.2 井眼轨道优化

针对前期威远井区采用高密度钻井液栖霞组钻井易漏，与龙马溪组放在同一裸眼段钻进易造恶性井漏、垮塌卡钻等复杂事故。结合本区块上三叠统须家河组一下二叠统梁山组孔隙压力系数，将 244.5 mm 技术套管下深由栖霞组顶部优化下至龙马溪组顶，使栖霞组易漏层与下部龙马溪组易塌层有效封隔^[12]，为龙马溪组高密度钻井液安全钻进提供井眼条件。

根据前期作业经验^[15-17]，为避免在大井斜角（40° 以上）进行长段大幅度扭方位作业，以及造斜段、水平段狗腿度大造成钻井管柱阻卡问题，通过“三维轨迹二维化”设计^[12]，采用小井斜角消耗掉靶前横向偏移距，在小井斜条件下进行扭方位作业，并严格控制造斜段狗腿度不大于 8°/30 m、水平段狗腿度不大于 3°/30 m，计算对比表明，同一口井，采用常规三维轨迹设计与“三维轨道二维化设计”对比，“三维轨道二维化设计”对比钻柱最大摩阻同比优化前降低 20%。

在轨道设计时采用“直—增—稳—降—增—水

平段”井眼轨迹剖面。综合考虑本平台井位布局情况，为满足地质靶区要求、降低威 204H9-4 井与平台先期井的相碰风险，并有效避免在大井斜条件下进行扭方位作业，设计在井深 70 m 左右朝 262° 方向预增斜至井斜 6° 左右稳斜至 784 m，再增斜至 19° 并稳斜 1 450 m，后吊直钻进至井深 3 036.00 m 向 0.04° 方向增斜中靶，然后稳斜完成 1 500.00 m 左右水平段，轨道设计严格控制造斜段狗腿度不大于 8°/30 m、水平段狗腿度不大于 3°/30 m。

2.3 防卡钻主要技术措施

2.3.1 降摩减阻钻井工艺钻具组合优化

针对螺杆+加重钻杆等滑动定向钻具井眼不光滑，作业摩阻、扭矩大，易阻卡，遇阻卡后，无随钻震击器震击解卡的问题，结合工区建设方要求，配置了高效随钻震击器，优化组合，达到降摩减阻、防卡钻的目的，威 204H9-4 井模拟计算表明，在井深 5 200.00 m，密度 2.10 g/cm³ 同等条件下，采用优化后钻具组合如图 1 所示，起下钻摩阻降低 2.26% ~ 9.65%（图 2、3）。

2.3.2 钻井排量优化

为保证提速效果，减轻钻杆、套管磨损，根据国外页岩气实钻经验，结合现场顶驱控制转数（50 ~ 100 r/min），确定页岩气长水平段优化排量为 30 L/s 左右（螺杆转数约 130 r/min），钻柱+螺杆复合转数增加到 200 r/min 以上时，能达到高效破岩的效果。

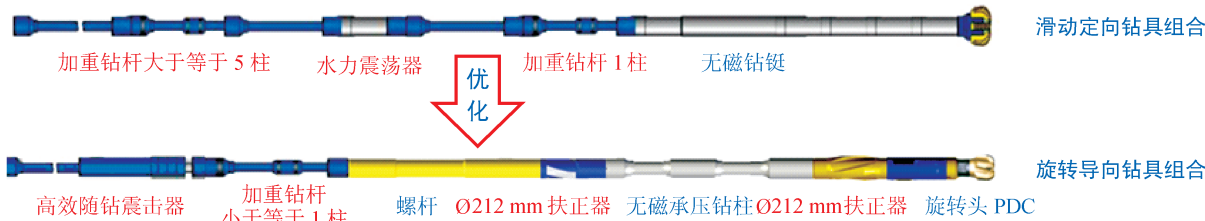


图 1 钻具组合优化示意图

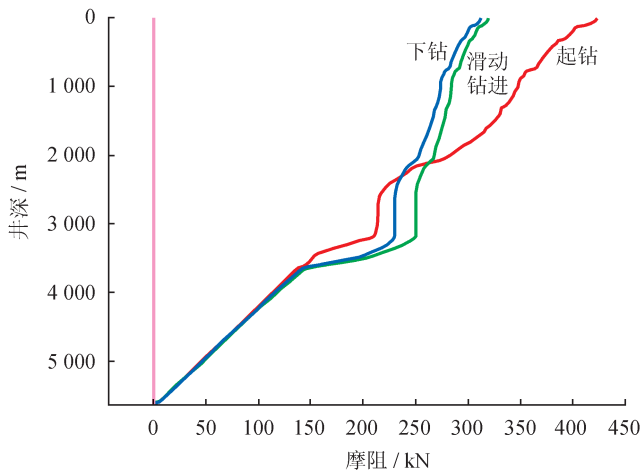


图 2 滑动定向钻具组合模拟作业摩阻图

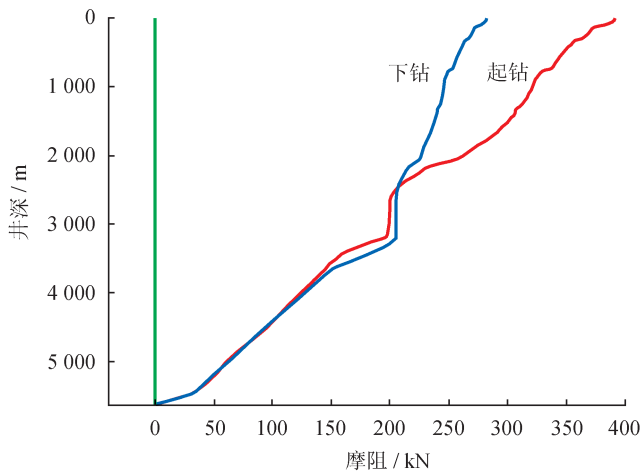


图 3 旋转定向钻具组合模拟作业摩阻图

2.3.3 转速优化

根据软件计算结果，在排量不能满足携岩要求时（图 4-a），增加钻井转数，可以使井底大尺寸井下钻具组合（BHA）附近岩屑床厚度降低甚至消失（图 4-b），但其余大斜度井段，岩屑床厚度无法改变；而钻井排量达到无岩屑床排量以上后，则井眼清洁基本不受转速影响。

目前长宁—威远井区现场页岩水井段排量一般均在 25 L/s 以上，如图 5 所示，已达到无岩屑床排量，本区钻井顶驱转速控制主要根据设备能力和提速需要综合考虑，推荐顶驱转速控制在 50 ~ 100 r/min。

2.3.4 钻压控制

钻压对井眼清洁的影响，主要是通过改变钻压来控制钻时实现。软件模拟计算表明：同等条件下，

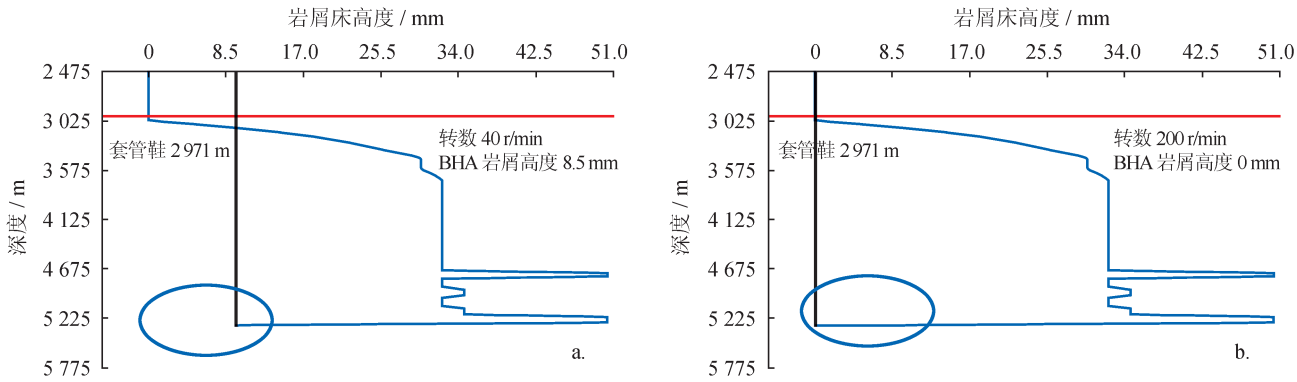


图 4 威 204H9-1 井井底大尺寸井下钻具组合（BHA）附近岩屑床高度计算图

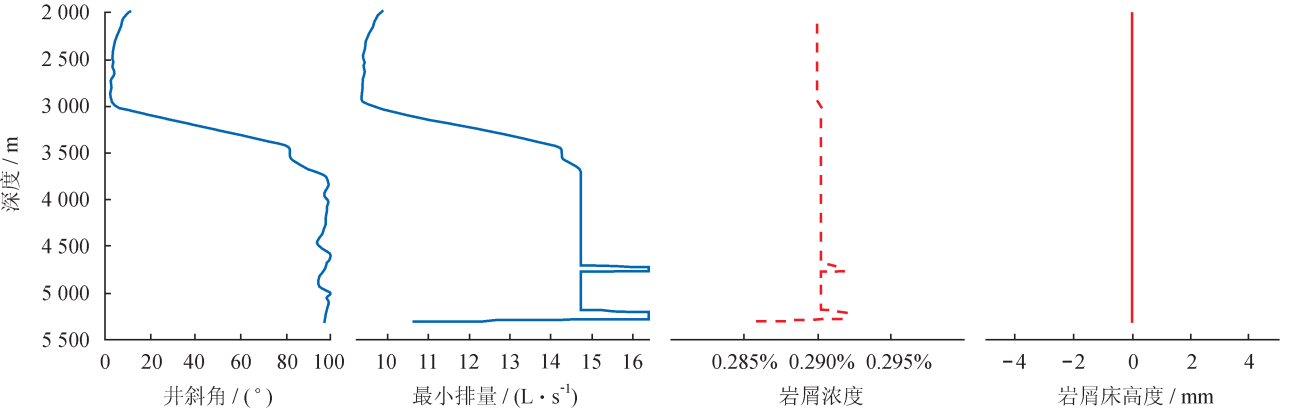


图 5 威 204H9-1 井排量 25 L/s、转速 40 ~ 120 r/min 条件下岩屑床高度计算图

钻时越快,环空岩屑浓度越高,越易形成岩屑床,所需要的携岩排量更高;该区页岩层段实钻钻时最快小于等于 20 m/h,排量也在 25 L/s 以上。因此本区通过钻压控制钻时,对井眼清洁影响不大。

钻压变化对井眼清洁的影响,还体现在钻压加大到一定程度,造成钻柱屈曲后,钻具在环空偏心度及钻柱与井壁的接触面积增加,增加携岩难度。经校核,长宁—威远页岩井眼旋转钻进时,钻压超过 140 kN 会发生正旋屈曲,170 kN 左右会发生螺旋屈曲。综上所述,推荐钻头钻压介于 80 ~ 140 kN。

3 现场应用效果

通过长宁 H5 和威 204H9 两个平台 12 口井试验,威远地区水平段钻井期间平均单井降低阻卡时间 1.57 d,降低通井、下套管时间 2.18 d,即平均单井降低周期 3.75 d,长宁地区水平段钻井期间平均单井降低阻卡时间 0.18 d,降低通井、下套管时间 1.07 d,即平均单井周期减少 1.25 d,试验井累计降低周期 30 d,有效降低了试验井页岩气长水平段水平井阻卡等时间,提高了钻井速度,为页岩气效益开发提供了重要参考。

探索形成的长宁—威远地区页岩气长水平段水平井防卡钻技术,为国家页岩气示范区大规模产能建设目标提供技术支撑。

4 结论与建议

水基钻井液采用加入适量复合盐抑制剂配合固控设备、油基钻井液采用提高油水比、增加乳化剂等方式,提高了长水平井页岩井段的封堵效果,有效控制了页岩垮塌,降低了卡钻事故。

井眼轨道设计优化为三维轨道二维化,应用带高效随钻震击器的钻具组合,配合合理的钻井参数控制机械钻速,降低了钻柱摩阻、提高了井眼环空携岩能力、减少了岩屑床的堆积。

形成了以“钻井液性能、井身结构、轨道设计、钻井参数、钻具组合优化等”为主体的页岩气长水平段水平井防卡钻技术,水平井段阻、卡复杂事故得到了有效控制,为解决页岩气长水平段卡钻难题提供了重要技术支撑。

参 考 文 献

[1] 刘洪林,郭伟,刘德勋,周尚文,邓继新.海相页岩成岩过程

中的自生脆化作用[J].天然气工业,2018,38(5):17-25.

Liu Honglin, Guo Wei, Liu Dexun, Zhou Shangwen & Deng Jixin. Authigenic embrittlement of marine shale in the process of diagenesis[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 17-25.

[2] 彭碧强,周峰,李茂森,张峻岚.用于页岩气水平井的防塌水基钻井液体系的优选与评价——以长宁—威远国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2017,37(3):89-94.

Peng Biqiang, Zhou Feng, Li Maosen & Zhang Junlan. Optimization and evaluation of anti-collapse water-based drilling fluids for shale gas horizontal wells: A case study of the Changning-Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 89-94.

[3] 张国仿.涪陵页岩气田低黏低切聚合物防塌水基钻井液研制及现场试验[J].石油钻探技术,2016,44(2):22-27.

Zhang Guofang. The development and field testing of low viscosity and low gel strength polymer collapse-resistant water-based drilling fluid in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 22-27.

[4] 闫丽丽,李丛俊,张志磊,孙金声,徐显广,苏义脑.基于页岩气“水替油”的高性能水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2015,32(5):1-6.

Yan Lili, Li Congjun, Zhang Zhilei, Sun Jinsheng, Xu Xianguang & Su Yinao. High performance water base drilling fluid for shale gas drilling[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2015, 32(5): 1-6.

[5] 孙海芳,王长宁,刘伟,谢意.长宁—威远页岩气清洁生产实践与认识[J].天然气工业,2017,37(1):105-111.

Sun Haifang, Wang Changning, Liu Wei & Xie Yi. Cleaner production in the Changning-Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 105-111.

[6] 田中兰,石林,乔磊.页岩气水平井井筒完整性问题及对策[J].天然气工业,2015,35(9):70-76.

Tian Zhonglan, Shi Lin & Qiao Lei. Research of and countermeasure for wellbore integrity of shale gas horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 70-76.

[7] 李留伟,王高成,练章华,张磊,梅珏,和玉葵.页岩气水平井生产套管变形机理及工程应对方案——以昭通国家级页岩气示范区黄金坝区块为例[J].天然气工业,2017,37(11):91-99.

Li Liuwei, Wang Gaocheng, Lian Zhanghua, Zhang Lei, Mei Jue & He Yulou. Deformation mechanism of horizontal shale gas well production casing and its engineering solution: A case study on Huangjinba Block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 91-99.

[8] 刘奎,高德利,王宴滨,刘永升.局部载荷对页岩气井套管变形的影响[J].天然气工业,2016,36(11):76-82.

Liu Kui, Gao Deli, Wang Yanbin & Liu Yongsheng. Effects of local load on shale gas well casing deformation[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 76-82.

[9] 刘伟,伍贤柱,韩烈祥,谢意,陈炜卿,谭清明,等.水平井钻井技术在四川长宁—威远页岩气井的应用[J].钻采工艺,

- 2013, 36(1): 114-115.
- Liu Wei, Wu Xianzhu, Han Liexiang, Xie Yi, Chen Weiqing, Tan Qingming, et al. Application of horizontal well drilling technology in Changning-Weiyuan shale gas well, Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(1): 114-115.
- [10] 宋争. 涪陵江东与平桥区块页岩气水平井眼轨迹控制技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 14-18.
- Song Zheng. Wellbore trajectory control techniques for horizontal well in the Jiangdong and Pingqiao blocks of the Fuling shale gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 14-18.
- [11] 李彬, 付建红, 秦富兵, 唐一元. 威远区块页岩气“井工厂”钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(5): 13-18.
- Li Bin, Fu Jianhong, Qin Fubing & Tang Yiyuan. Well pad drilling technology in the Weiyuan shale gas block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(5): 13-18.
- [12] 岳砚华, 伍贤柱, 张庆, 赵晗, 姜巍. 川渝地区页岩气勘探开发工程技术集成与规模化应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 74-82.
- Yue Yanhua, Wu Xianzhu, Zhang Qing, Zhao Han & Jiang Wei. Integration and scale application of shale gas exploration and development engineering technologies in Sichuan and Chongqing areas[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 74-82.
- [13] 凡帆. 王京光, 蔺文洁. 长宁区块页岩气水平井无土相油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(5): 34-39.
- Fan Fan, Wang Jingguang & Lin Wenjie. Clay-free oil based drilling fluid technology for shale gas horizontal wells in the Changning Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(5): 34-39.
- [14] 陈在君. 高密度无土相油基钻井液研究及在四川页岩气水平井的应用[J]. 钻采工艺, 2015, 38(9): 114-115.
- Chen Zaijun. Development of high density clay-free oil-based drilling fluid and its application in Sichuan shale gas horizontal well[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(9): 114-115.
- [15] 杨恒林, 乔磊, 田中兰. 页岩气储层工程地质力学一体化技术进展与探讨[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(2): 25-31.
- Yang Henglin, Qiao Lei & Tian Zhonglan. Advances in shale gas reservoir engineering and geomechanics integration technology and relevant discussions[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(2): 25-31.
- [16] 谢军, 赵圣贤, 石学文, 张鉴. 四川盆地页岩气水平井高产的地质主控因素[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 1-12.
- Xie Jun, Zhao Shengxian, Shi Xuewen & Zhang Jian. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 1-12.
- [17] 刘旭礼. 页岩气水平井钻井的随钻地质导向方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 69-73.
- Liu Xuli. Geosteering technology in the drilling of shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 69-73.
- (修改回稿日期 2018-09-11 编辑 凌忠)

(修改回稿日期 2018-09-11 编辑 凌 忠)

壳牌（中国）长北二期第一口双支水平井完钻

2018 年 11 月底，由中国石油川庆钻探工程公司长庆钻井总公司 70210 钻井队承钻的壳牌（中国）长北二期项目双分支水平井 CB19-5 并顺利完钻，创造了水平段单支钻头最高进尺 660 m，分支侧钻最短施工周期 22 小时的施工纪录。

该井设计井深为 6 811 m, 两支双分支水平井长度各为 1 800 m, 于 2018 年 8 月开钻, 钻井周期 84 天。

为保障施工顺利进行，该公司通过与中国石油宝鸡石油机械有限责任公司、第三方检测公司积极协作，对设备进行了检测和全面升级改造，为后续施工提供了高效的设备保障。针对深井大井眼机泵负荷大、对钻具强度要求高的实际，通过积极开展工艺危害分析，优选钻具规格，有效预防了钻具故障发生。同时，定向井公司采用先进的 APS 定向仪器，积极与哈里伯顿公司协作，高效地完成了井眼轨迹的精细化控制。

(天工 摘自中国石油网)