

长庆气田储气库井大井眼钻井液技术

张勤

(中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司, 陕西 西安 710018)

摘要: 储气库是储备天然气战略资源和天然气生产调配的重要手段,具有良好的社会和经济效益。储气库钻井施工中,由于井眼尺寸大,会出现井眼清洁、井壁失稳、井下漏失等问题。针对上述问题,优化现有钻井液技术,有效减少井下复杂情况发生,形成了一套使储气库井大井眼井眼清洁、井壁稳定的超分子堵漏技术。现场应用表明,使用该技术钻井液动切力 ≥ 0.3 Pa,满足井眼清洁需求;完钻密度 ≤ 1.20 g/cm³,滤失量 ≤ 6 mL,保证了井壁稳定;使用超分子凝胶堵漏剂,地层承压能力可提至 1.36 g/cm³以上当量密度;处理复杂情况损失时间占比由原先的10%下降至5.26%,满足储气库建设需求。

关键词: 储气库井;大井眼;钻井液技术;井眼清洁;煤层防塌;防漏堵漏

中图分类号: TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2023)02-0071-08

Large borehole drilling fluid technology for gas storage wells in Changqing Gas Field

ZHANG Qin

(Changqing Drilling Branch, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an Shaanxi 710018, China)

Abstract: Gas storage is an important means to reserve natural gas strategic resources and allocate natural gas production, which has good social and economic benefits. There are some problems in the drilling operation of gas storage, such as wellbore cleaning, wellbore instability, downhole leakage, etc. In view of such problems, the existing drilling fluid technology is optimized to effectively reduce the downhole complex and form a set of large wellbore drilling fluid technology for gas storage wells. After using this technology, the yield point of drilling fluid is over 0.3 Pa, which meets the needs of borehole cleaning. The finished drilling density is below 1.20 g/cm³, and the filtration loss is less than 6 mL, which ensures the borehole stability. The formation bearing capacity can be increased to the equivalent density of above 1.36 g/cm³ after using the supramolecular gel as sealing agent, the proportion of the lost time dealing with the complexity decreased from 10% to 5.26%, which meets the needs of gas storage construction.

Key words: gas storage well; large borehole; drilling fluid technology; wellbore cleaning; anti-sloughing in coal bed; leak protection and plugging

0 引言

地下储气库是储备天然气战略资源和天然气生产调配的重要手段,也是保证天然气持续供应的最佳选择,能够有效调节城市天然气消耗量不均匀问题^[1-3]。地下储气库储气容量大、安全系数高、占

地面积小,可实现天然气生产、储存、输送的平衡,具有相当高的经济效益和社会效益,更兼具良好的隐蔽性,达到能源储备的战略意义^[4-5]。

2021年,长庆气田天然气开采量达到465.43亿立方米,并呈逐年上涨的趋势^[6]。为了合理规划天

收稿日期:2022-07-27; 修回日期:2022-11-03 DOI:10.12143/j.ztgc.2023.02.010

基金项目:中国石油天然气集团有限公司科研项目“恶性井漏防治技术与高性能水基钻井液现场试验”(编号:2020F-45)

作者简介:张勤,男,汉族,1990年生,工程师,化学工程与技术专业,硕士,从事钻井液技术的研究和应用工作,陕西省西安市未央区长庆未央湖花园西门钻井科技楼,zj3zq1@cnpc.com.cn。

引用格式:张勤.长庆气田储气库井大井眼钻井液技术[J].钻探工程,2023,50(2):71-78.

ZHANG Qin. Large borehole drilling fluid technology for gas storage wells in Changqing Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(2):71-78.

然气的储备和利用,长庆气田部署多口储气库井,主要位于陕西省榆林市和内蒙古自治区鄂尔多斯市,目的层多为下古生界奥陶系马家沟组。长庆气田储气库定向井为三开结构井,井眼尺寸大,存在井壁易失稳、大井眼清洁困难、地层脆弱易漏失等问题。本文针对以上问题,通过优化钻井液技术体系,为长庆气田储气库钻井提供技术支持。

1 地质和工程概况

长庆气田储气库井钻遇地层自上而下为新生界第四系;中生界白垩系,侏罗系安定组、直罗组、延安组,三叠系延长组、纸坊组、和尚沟组、刘家沟组;古生界二叠系石千峰组、石盒子组、山西组、太原组,石炭系本溪组和奥陶系马家沟组。

储气库定向井井身结构如图1所示。一开采用 $\text{O}444.5\text{ mm}$ PDC 钻头钻表层 500 m ,下入 $\text{O}406.4\text{ mm}$ 表层套管;二开采用 $\text{O}346.1\text{ mm}$ PDC 钻头钻穿刘家沟组,井深 2500 m 左右,下入 $\text{O}273.1\text{ mm}$ 技术套管;三开采用 $\text{O}241.3\text{ mm}$ PDC 钻头钻至完钻,井深 3500 m ,下入 $\text{O}177.8\text{ mm}$ 套管完井。

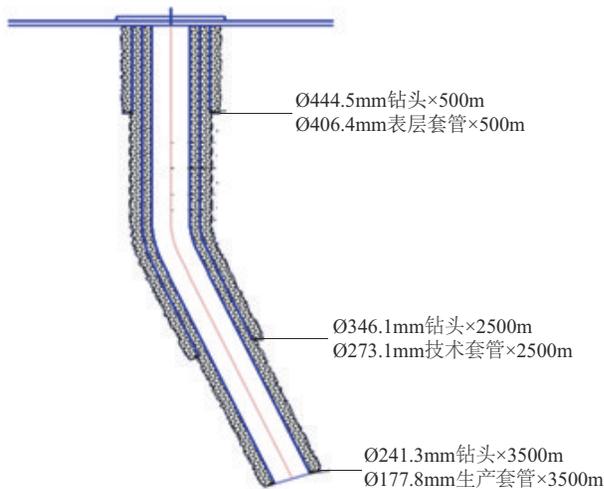


图1 储气库定向井井身结构

Fig.1 Directional well structure of gas storage

2 储气库井钻井液技术主要难点

储气库井钻井液技术难点主要以井壁失稳、井眼清洁和井筒漏失为主。2019~2021年,长庆气田施工的储气库井因处理井塌和井漏损失时间共计 2512 h ,占钻井总时间的 10% ,钻井液漏失量共 13526 m^3 。发生井下复杂的主要原因如下:

(1)大井眼钻进时产生岩屑多且直径相对较大,在相同的排量下,由于大井眼环空空隙大,其钻井液返出速度低,岩屑沉降速度快,因此岩屑不易带出;

(2)山西组、太原组和本溪组存在一定厚度煤层,煤岩的弹性模量比较低,具有较高的泊松比,较低的抗压及抗拉强度,脆性比较大,容易破碎坍塌;

(3)刘家沟组和马家沟组地层裂缝多,承压能力弱,容易发生恶性漏失。

3 储气库井钻井液技术对策

3.1 大井眼清洁对策

影响井眼清洁的因素有很多,如图2所示,环空返速、井径、井斜、钻柱偏心和钻井液流变性等因素对其影响较大^[7-8]。在这些影响因素中,井径、井斜、钻柱偏心、岩屑密度和尺寸属于不可控因素,无法通过现场操作改变,而环空返速、钻柱转速和钻井液流变性则可通过改变钻井参数和调整钻井液性能等方法进行调整,从而达到井眼清洁的要求。

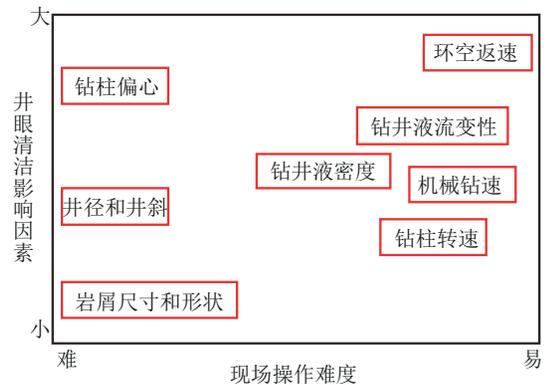


图2 井眼清洁影响因素和现场操作难度

Fig.2 Influential factors of borehole cleaning and difficulty in field operation

(1)提高钻井液的流变性。钻井液的携砂能力与钻井液在井筒内流型相关,一般来说,平板型层流是最理想的流态^[9]。平板型层流中间的流核区可有效携带岩屑返出地面,流核区越大,对井眼清洁越有利。流核区的面积与钻井液动塑比息息相关,如式1所示^[10]:

$$d_0 = \frac{YP/PV(D-d)}{24V + 3YP/PV(D-d)} \quad (1)$$

式中, d_0 ——流核直径,mm; YP ——动切力,Pa; PV ——塑性粘度,mPa·s; V ——平均上返速度,m/s; D

——井眼直径,mm; d ——钻柱外径,mm。

由式1可知,钻井液动塑比越大,则流核区面积越大,越有助于井筒携砂。增强钻井液的动塑比就是要增大动切力,减小塑性粘度,控制钻井液中的固相含量。

(2)提高泵排量。井筒中的岩屑受重力作用沉积形成岩屑床,随着钻井液流动,岩屑床最上部的岩屑开始随着钻井液流动,称为跃移质;钻井液流动速度进一步加快,最上部岩屑开始悬浮在井筒中,成为悬移质,悬移质不仅自身随钻井液流动,而且带动下层的岩屑一起流动,最终大部分岩屑被携带出井筒,岩屑床被破坏^[11-12]。这个过程与泵排量有关,排量越高,可带出的岩屑越多。但需要注意的是,泵排量并非越高越好,过高的排量容易冲蚀井壁,引起井塌。环空返速与钻井液性能相关,一般来说,环空返速高于0.7 m/s即可满足携砂要求^[13-14]。

(3)钻柱旋转速度。如图3所示,当钻柱不旋转时,岩屑沉积在井筒内形成岩屑床;当钻杆缓慢旋转时,部分岩屑会随着钻杆转动方向发生倾斜;当钻柱快速旋转时,岩屑倾斜角越来越大,最终随着钻柱呈螺旋状运动而被钻井液带出井筒外。在钻柱安全扭矩的前提下,尽量提高钻具转速对破坏岩屑床、井筒内清洁起到重要作用,钻柱转速一般在60~120 r/min^[15]。

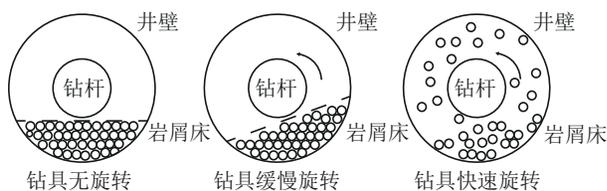


图3 钻柱旋转对岩屑床分布的影响

Fig.3 Influence of drill string rotation on cutting bed distribution

除上述方法外,理论上还可通过降低机械钻速、减少岩屑产生量和降低钻井液密度来提高井眼清洁能力,但降低机械钻速与快速钻井的理念不符,而降低钻井液密度则可能无法平衡地层压力,从而引起井喷、井塌等严重后果,因此现场不宜采用。

3.2 煤层稳定对策

煤层容易失稳的主要机理如下:(1)煤层呈节理、微裂缝发育,胶结疏松,钻井液侵入后部分胶结物溶解,胶结力降低^[16];(2)煤岩吸水能力强,吸水

后易膨胀引起粘土分散垮塌,且煤岩各部分水化不均匀,导致煤岩局部强度下降,诱发剥落掉块^[17];(3)钻井液密度过低,钻井液液柱压力不能平衡地层应力;(4)钻井液pH值过高, OH^- 与煤岩表层O原子形成氢键加速煤层水化^[18];(5)钻头的切削、钻具的碰撞、流体的高压冲刷等作用,煤岩发生碎裂导致进一步破碎^[19]。

针对上述机理,主要采取以下措施:(1)控制钻井液密度,平衡煤层的坍塌压力,保证煤层稳定;(2)提高钻井液强封堵能力,一方面封堵剂可通过裂缝、孔隙进入煤岩内部,增强煤岩内摩擦力,另一方面可阻止井筒内流体进入煤岩内,防止粘土水化膨胀;(3)增强钻井液抑制性,抑制煤岩中粘土水化膨胀分散,维持应力平衡;(4)保持合理的流变性,提高钻井液粘度,利用高流动阻力来减小钻井液进入煤层的深度和速度,但也不宜过高,防止开泵激动压力过大造成井塌;(5)保持良好的润滑性,煤层段钻井液密度高,容易造成井下摩阻、扭矩偏高,发生粘卡事故,因此需保证钻井液的润滑性;(6)控制钻井液滤失量,降低钻井液滤失量就可减少侵入煤层的滤液,从而减少粘土水化膨胀;(7)保持适当的pH值,防止大量 OH^- 与煤岩和碳质泥岩中氧原子之间产生氢键,促进其水化能力;(8)煤层段降低钻具转速,减弱钻具对井壁的碰撞。

综上所述,煤层防塌需从力学、化学、机械等多个角度进行,在施工中采取正确的防塌措施,才可有效保证煤层井壁稳定。

3.3 防漏堵漏对策

刘家沟组地层裂缝多,承压能力弱,易发生漏失。根据地层特性,选用超分子凝胶高承压堵漏技术。该技术通过在大分子链上引入特殊官能团,揭示了非共价键相互作用自发地形成有序蜂窝状网格结构的配方设计,形成了具有可逆性、智能性、极强剪切增稠性的超分子凝胶堵漏体系,成胶粘度 $\geq 3500 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,抗温温度 $\geq 120^\circ\text{C}$,抗盐浓度 $\geq 10\%$ ^[20]。

超分子堵漏剂配制成一定浓度的可流动性溶液(图4),配合相应的刚性堵漏架桥颗粒进入漏失层,在漏失层将周围介质胶结成牢固整体,在可控时间内在一定地层温度下,形成劲度、弹力和强度足够大的凝胶段塞,最终形成较高的流动阻力,足以抵抗外来力(漏失压差)的破坏,最终成功堵住漏层。



图4 超分子凝胶堵漏剂

Fig.4 Supramolecular gel for leaking stoppage

4 钻井液体系优选

根据储气库井特点,对钻井液体系进行了优选,重点强化钻井液的抑制性、封堵性和流变性。

4.1 钻井液处理剂优选

4.1.1 抑制剂

选用6种抑制剂分别配制成10%的水溶液,加入50g岩屑(20目),各溶液在120℃下滚动16h,测定岩屑的一次回收率和二次回收率,比较6种抑制剂的抑制性,结果见表1。

表1 抑制剂对钻井液抑制性的影响

Table 1 Effect of inhibitor on the inhibition of drilling fluid

序号	处理剂	一次回收率/%	二次回收率/%
1	KCl	23.54	12.94
2	NaCl	17.26	10.53
3	HCOONa	16.34	9.41
4	Weigh2	19.76	10.23
5	CQFY-1	16.24	9.86
6	CQFY-2	30.15	18.36

如表1所示,CQFY-2溶液中岩屑的一次回收率为30.15%,二次回收率为18.36%,抑制性最佳,因此优选CQFY-2为钻井液体系抑制剂。

4.1.2 降滤失剂

降滤失剂可有效减少滤液进入地层,防止粘土吸水膨胀分散。本工作在基浆(1%膨润土+0.1%NaOH+0.2%增粘剂+10% CQFY-2)中分别加入6种加量为1%的降滤失剂,对其降滤失能力进行了比较,见表2。与此同时,由于降滤失剂有提粘效果,加入后对钻井液会造成影响,因此在考虑降滤失能力的同时,还应考虑其对粘度的影响。

表2 降滤失剂对钻井液滤失量的影响

Table 2 Effect of filtrate reducer on the filtration of drilling fluid

序号	降滤失剂	基浆滤失量/mL	降滤失剂滤失量/mL	滤失量降低率/%	表观粘度增加值/mPa·s
1	PAC-LV	76	33	56.58	11
2	NAT20	76	23	69.74	7
3	BLA-MV	76	20	73.68	11
4	JT-1	76	31	59.21	18
5	CMS	76	26	65.79	12
6	CQLS	76	17	77.63	8

由表2可知,加入1% BLA-MV或CQLS的基浆滤失量降低率高于70%,具有较强的降滤失能力,但CQLS对表观增粘影响小。综合考虑,选CQLS为钻井液体系降滤失剂。

4.1.3 封堵剂

封堵剂可对地层微裂缝、微孔隙进行封堵,增强地层内摩擦力。在基浆(1%膨润土+0.1%NaOH+0.2%增粘剂+10% CQFY-2)中分别加入6种加量为2%的封堵剂,测试每种钻井液的滤失量和透水量,见表3。

表3 封堵剂对钻井液封堵性的影响

Table 3 Effect of plugging agent on plugging property of drilling fluid

序号	处理剂	基浆滤失量/mL	加入封堵剂后滤失量/mL	滤失量降低率/%	透水量/mL
1	NFA25	76	23	69.74	15
2	WBF-1	76	40	47.37	19
3	SFT	76	31	59.21	36
4	SH-3	76	46	39.47	42
5	CQFD	76	20	73.68	12
6	YRL-1	76	54	28.95	64

由表3可知,加入2% CQFD的钻井液滤失量从76 mL降至20 mL,降低率达73.6%,透水量为12 mL,封堵性能为最佳,因此,选择CQFD为钻井液封堵剂。

4.1.4 提切剂

提切剂可提高钻井液的粘度和切力,有利于井

眼清洁。在基浆(1%膨润土+0.1%NaOH+2% CQFD+1% CQLS+10% CQFY-2)中分别加入加量为0.2%的4种提切剂,测试钻井液的表现粘度、3转值和动切力,见表4。

表4 提切剂对钻井液流变性的影响

Table 4 Effect of shear strength-improving agent on rheology of drilling fluid

序号	处理剂	表现粘度/(mPa·s)	Φ3	动切力/Pa
1	XCD	18	3	7
2	CMC-HV	17	1	3
3	PAC-HV	20	1	5
4	CQZN	15	4	8

如表4所示,加入0.2% CQZN后基浆表现粘度为15 mPa·s,动切力为8 Pa,相较于其他增粘剂,其提切效果好,对表现粘度影响小,有利于增强钻井液的携砂能力。因此,选择CQZN为钻井液增粘剂。

4.2 钻井液配方确定

采用正交实验,在基浆中(1%膨润土+0.1% NaOH)中加入优选的处理剂配制成钻井液体系,对其进行性能评价,优化各处理剂加量,结果见表5。

由表5可知,7号钻井液配方的流变性和滤失量均较好,可作为钻井液体系配方,即1%膨润土+0.1% NaOH+0.2% CQZN+2% CQLS+2% CQFD+5% CQFY-2。

表5 钻井液配方实验

Table 5 Formulation experiment of drilling fluid

序号	钻井液配方	表现粘度/(mPa·s)	动切力/Pa	滤失量/mL
1	基浆+0.1% CQZN+1% CQLS+1% CQFD+5% CQFY-2	14	4.5	7.2
2	基浆+0.2% CQZN+1% CQLS+3% CQFD+10% CQFY-2	17.5	5	6
3	基浆+0.3% CQZN+1% CQLS+2% CQFD+15% CQFY-2	20	5.5	6
4	基浆+0.3% CQZN+1.5% CQLS+3% CQFD+5% CQFY-2	24	6	4.2
5	基浆+0.1% CQZN+1.5% CQLS+2% CQFD+10% CQFY-2	15	4.5	6.8
6	基浆+0.2% CQZN+1.5% CQLS+1% CQFD+15% CQFY-2	18	5	5.6
7	基浆+0.2% CQZN+2% CQLS+2% CQFD+5% CQFY-2	22	5.5	4.4
8	基浆+0.3% CQZN+2% CQLS+1% CQFD+10% CQFY-2	26	6	4.8
9	基浆+0.1% CQZN+2% CQLS+3% CQFD+15% CQFY-2	18	5	6.3

5 现场应用效果

5.1 井眼清洁效果

使用大井眼钻井液技术,有效提高了钻井液对井眼的清洁效果。如表6所示为8口储气库井的流变性能。完钻漏斗粘度为54~68 s,动切力≥8 Pa,动塑比≥0.3,在保证井下清洁的同时,又确保了井壁稳定。

在控制好钻井液流变性的同时,也保证了泵排量和钻具转速满足大井眼携砂需求。如表7和表8所示,大井眼各井段均需保持较大的泵排量和较高的钻柱转速,才能有效保证井眼清洁。

5.2 煤层防塌效果

储气库大井眼钻井液技术在煤层加强了钻井液的抑制性和封堵性,降低了易塌地层因水化膨胀和流体入侵而井塌的风险。8口定向井完钻密度、滤

表6 钻井液流变性能

Table 6 Rheological properties of drilling fluid

序号	井号	漏斗粘度/s	表现粘度/(mPa·s)	塑性粘度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比
1	SD-X0	60	38	28	10	0.36
2	SD-X1	60	35	26	9	0.35
3	SD-X2	68	44	32	12	0.38
4	SD-X4	60	34	26	8	0.31
5	SD-X5	54	33	25	8	0.32
6	SD-X7	65	41	30	11	0.37
7	SD-X8	62	29	21	8	0.38
8	SD-X10	60	34	26	8	0.31

失量和pH值见表9。由表可知,所有定向井储气库完钻钻井液密度均在1.20 g/cm³左右,滤失量为4~

表7 各井段泵排量

Table 7 Pump Flow Rate of different sections

序号	井号	表层泵排量/(L·s ⁻¹)	二开泵排量/(L·s ⁻¹)	三开泵排量/(L·s ⁻¹)
1	SD-X0	50	52	48
2	SD-X1	64	56	45
3	SD-X2	55	50	45
4	SD-X4	55	50	40
5	SD-X5	58	48	50
6	SD-X7	54	48	38
7	SD-X8	50	55	40
8	SD-X10	65	50	41

表8 各井段钻柱转速

Table 8 Drill string speed of different sections

				r/min
表层钻进	二开钻进	三开钻进	循环	
70~80	70~75	60~70	80~100	

6 mL,说明钻井液有较好的抑制性;pH值为8~10,减少了OH⁻对易塌地层的影响。图5为钻井液技术优化前后储气库井同井段(包含煤层段)井径对比。优化前为364.8 mm,井径扩大率为5.4%,优化后为353.6 mm,井径扩大率为2.17%,说明优化后的钻井液技术对井壁起到了更好的保护作用。

表9 完钻钻井液部分性能

Table 9 Partial performance of completion drilling fluid

序号	井号	密度/(g·cm ⁻³)	滤失量/mL	pH值
1	SD-X0	1.20	5	9
2	SD-X1	1.20	5	9
3	SD-X2	1.21	6.5	9
4	SD-X4	1.18	4	10
5	SD-X5	1.21	6	8
6	SD-X7	1.18	4	10
7	SD-X8	1.19	5	10
8	SD-X10	1.20	6	9

5.3 防漏堵漏效果

为提高固井质量,储气库井钻穿漏层后均需进行承压堵漏来提高地层承压能力。8口储气库井的承压实验见表10。经超分子凝胶堵漏后8口井承压

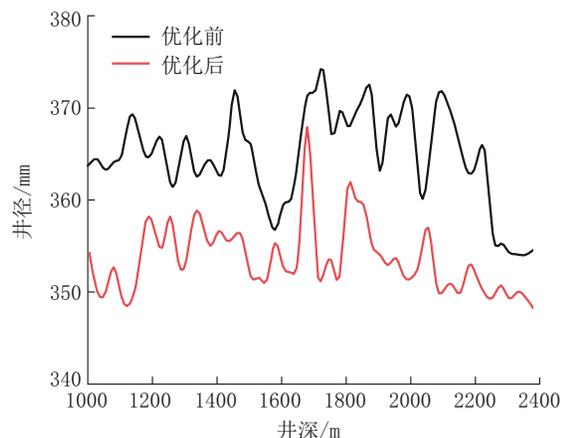


图5 钻井液技术优化前后井径对比

Fig. 5 Comparison of well diameter before and after drilling fluid technology optimization

当量密度均 ≥ 1.36 g/cm³,满足固井需求。堵漏过程以SD-8井为例,该井在刘家沟组底部发生漏失,泵排量46 L/s,漏速15~20 m³/h,钻井液密度1.19 g/cm³,粘度64 s。配制45 m³超分子凝胶堵漏浆,下光钻杆至漏层(2600 m),泵入40 m³堵漏浆,起钻600 m,关井挤封,共挤入7 m³堵漏浆,挤入堵漏浆过程中套压变化见表11,最高套压4.8 MPa,稳压30 min后降至4.4 MPa,当量密度为1.36 g/cm³。

5.4 钻井复杂时效统计

8口储气库井钻井复杂时效统计见表12。通过对钻井液性能、钻井参数优化和采用超分子凝胶堵漏技术,储气库井的处理钻井复杂时间由原先的10%降至5.26%。结果表明,应用优化后的储气库大井眼钻井液技术有效减少了处理钻井复杂损失时间。

6 结论

(1)针对储气库井大井眼出现的井眼清洁、井壁失稳和井下漏失等问题,通过优化钻井液技术,处理钻井复杂损失时间占比由原先的10%下降至5.26%;

(2)形成了一套适用于大井眼储气库井的钻井液配方:1%膨润土+0.1% NaOH+0.2% CQZN+2% CQLS+2% CQFD+5% CQFY-2;

(3)采用超分子凝胶高压堵漏技术,解决了储气库低压产层裸眼高承压的难题。

表 10 储气库井堵漏数据统计
Table 10 Plugging data statistics of gas storage wells

序号	井号	钻井液密度/(g·cm ⁻³)	挤入量/m ³	套压/MPa	稳压时间/min	稳压套压/MPa	承压当量密度/(g·cm ⁻³)
1	SD-X0	1.22	14	4.8	30	3.6	1.42
2	SD-X1	1.22	18	4.8	30	3.6	1.42
3	SD-X2	1.22	25	4.8	30	3.6	1.40
4	SD-X4	1.24	11.4	4.6	30	3.6	1.42
5	SD-X5	1.27	8.5	4.6	30	3.1	1.40
6	SD-X7	1.20	9	4.9	30	4.2	1.38
7	SD-X8	1.19	7	4.8	30	4.4	1.36
8	SD-X10	1.20	35	5.0	30	4.1	1.41

表 11 挤入堵漏浆过程中套压变化
Table 11 Casing pressure change during squeezing plugging slurry

挤入量/m ³	套压/MPa	稳压时间/min	稳压套压/MPa
1	2.0		
2	3.5	4	3.3
4	4.0	3	3.5
5	4.5	10	3.8
7	4.8	30	4.4

表 12 钻井复杂时效统计
Table 12 Casing pressure change during squeezing plugging slurry

序号	井号	钻井总时 间/h	处理钻井复 杂时间/h	钻井复杂时 间占比/%
1	SD-X0	1492	45	3.02
2	SD-X1	1868	93	4.98
3	SD-X2	2117	155	7.32
4	SD-X4	1696	77	4.54
5	SD-X5	1585	96	6.06
6	SD-X7	1684	59	3.50
7	SD-X8	2119	154	7.27
8	SD-X10	826	26	3.15
9	平均	1673	88	5.26

注:处理钻井复杂时间包括划眼和堵漏时间。

参考文献 (References):

[1] 马新华,郑得文,魏国齐,等.中国天然气地下储气库重大科学理论技术发展方向[J].天然气工业,2022,42(5):93-99.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, WEI Guoqi, et al. Development directions of major scientific theories and technologies for under-

ground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42 (5) : 93-99.
[2] 李建君.中国地下储气库发展现状与展望[J].油气储运,2022,41(7):1-7.
LI Jianjun. Development status and prospect of underground gas storage in China [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022,41(7):1-7.
[3] 张福强,曾平,周立坚,等.国内外地下储气库研究现状与应用展望[J].中国煤炭地质,2021,33(10):39-42,52.
ZHANG Fuqiang, ZENG Ping, ZHOU Lijian, et al. Underground gas storage research status and application expectations at home and abroad [J]. Coal Geology of China, 2021,33(10):39-42,52.
[4] 周学深.有效的天然气调峰储气技术——地下储气库[J].天然气工业,2013,33(10):95-99.
ZHOU Xueshen. An effective means of natural gas peak-shaving and storage technologies: Underground gas storage [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(10): 95-99.
[5] 吴忠鹤,贺宇.地下储气库的功能和作用[J].天然气与石油,2004,22(2):1-4.
WU Zhonghe, HE Yu. Function and effect of underground natural gas storage [J]. Natural Gas and Oil, 2004,22(2):1-4.
[6] 新华社.中国石油长庆油田公司年产油气当量再上6000万吨[J].天然气工业,2021,41(12):137.
Xinhua News Agency. The annual oil and gas equivalent of PetroChina Changqing Oilfield Company has reached 60 million tons again [J]. Natural Gas Industry, 2021,41(12):137.
[7] Wang G, Dong M, Wang Z, et al. Removing cuttings from inclined and horizontal wells: Numerical analysis of the required drilling fluid rheology and flow rate [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022,102:104544.
[8] 孙晓峰,闫铁,王克林,等.复杂结构井井眼清洁技术研究进展[J].断块油气田,2013,20(1):1-5.
SUN Xiaofeng, YAN Tie, WANG Kelin, et al. Research progress of hole cleaning in complex structure well [J]. Fault-Block

- Oil & GasField, 2013,20(1):1-5.
- [9] Mahmoud H, Hamza A, Nasser M S, et al. Hole cleaning and drilling fluid sweeps in horizontal and deviated wells: Comprehensive review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020,186:106748.
- [10] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 北京: 中国石油大学出版社, 2006:81.
YAN Jienian. Drilling Fluid Technology[M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2006:81.
- [11] 张洪泉,任中启,董明健. 大斜度大位移井岩屑床的解决方法[J]. 石油钻探技术, 1999(3):6-8.
ZHANG Hongquan, REN Zhongjian, DONG Mingjian. Methods to solve cuttings bed in high-inclination, long-reached well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999(3):6-8.
- [12] 王建龙,张长清,郭云鹏,等. 大斜度井井眼清洁影响因素及对策研究[J]. 钻采工艺, 2020,43(6):28-30,7.
WANG Jianlong, ZHANG Changqing, GUO Yunpeng, et al. Influencing factors and countermeasures of well cleaning in high-angle wells[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(6):28-30,7.
- [13] 刘胜. 大位移井井眼清洁技术在PH-ZG1井的应用[J]. 长江大学学报(自科版), 2018,15(7):58-61.
LIU Sheng. The application of hole cleaning technology of extended reach wells in well PH-ZG1[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018,15(7):58-61.
- [14] 董平华,董昆,霍宏博,等. 渤海油田大井眼深钻综合钻井液维护技术[J]. 石油钻采工艺, 2018,40(S1):139-142.
DONG Pinghua, DONG Kun, HUO Hongbo, et al. A comprehensive drilling fluid maintenance technology used for large-hole deep drilling in the Bohai Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018,40(S1):139-142.
- [15] 李振川,姚昌顺,胡开利,等. 水平井井眼清洁技术研究与实践[J]. 新疆石油天然气, 2022,18(1):48-53.
LI Zhenchuan, YAO Changshun, HU Kaili, et al. Research and practice of horizontal wellbore cleaning technology[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2022,18(1):48-53.
- [16] 吕开河,孙明波,邱正松. 塔里木盆地依奇克里克区块煤层钻井技术研究[J]. 石油学报, 2006,27(5):108-111.
LV Kaihe, SUN Mingbo, QIU Zhengsong. Drilling techniques for coalbed in Yiqikelike area of Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006,27(5):108-111.
- [17] 高向东,王延斌,张崇崇. 钻井中煤体结构特征与井壁稳定性分析研究[J]. 煤炭科学技术, 2016,44(5):95-99.
GAO Xiangdong, WANG Yanbin, ZHANG Chongchong. Study and analysis on coal structure features and well wall stability during drilling operation[J]. Coal Science and Technology, 2016,44(5):95-99.
- [18] 徐同台. 井壁稳定技术研究现状及发展方向[J]. 钻井液与完井液, 1997(4):38-45.
XU Tongtai. On wellbore stability technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1997(4):38-45.
- [19] 郝海洋,李勇,宋继伟,等. 黔西南地区煤系地层井壁稳定技术探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2019,46(7):8-13,33.
HAO Haiyang, LI Yong, SONG Jiwei, et al. Wellbore stabilization techniques in coal-bearing formation in Southwestern Guizhou[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling Engineering), 2019,46(7):8-13,33.
- [20] 王勇,蒋官澄,杜庆福,等. 超分子化学堵漏技术研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2018,35(3):48-53.
WANG Yong, JIANG Guancheng, DU Qingfu, et al. Study and application of supramolecule chemical LCM technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018,35(3):48-53.

(编辑 王文)