

复合欠饱和和盐水钻井液体系在顺北志留系 复杂地层的应用

孙方龙¹, 李子钰^{*2}

(1. 中石化华北石油工程有限公司西部分公司, 新疆 轮台 841600; 2. 中国地质大学(北京), 北京 100083)

摘要: 顺北52A井是顺北油气田5号断裂带南部的一口探井, 钻遇志留系复杂地层, 成井难度大、施工风险高。该志留系地层存在盐水层, 密度窗口窄, 易发生漏塌共存的现象; 地层裂隙发育, 漏失风险高; 发育大段泥岩, 水敏性强, 易井壁失稳。针对这些问题, 顺北52A井使用了KCl-NaCl复合欠饱和和盐水钻井液体系, 增强了抗盐水侵的能力; 且通过加入聚胺等抑制剂, 共同抑制泥岩水化膨胀, 增强了体系的抑制性; 同时加入堵漏剂和随钻堵漏材料, 预防井漏, 增强了体系的封堵性。现场使用表明, 该复合欠饱和和盐水钻井液体系, 既降低了井漏风险, 又很好地维护了志留系地层井壁的稳定, 使得顺北52A井安全快速钻进, 为顺北油气田5号断裂南部志留系地层的钻井施工提供了宝贵的经验和技术支持。

关键词: 钻井; 欠饱和和盐水钻井液; 抗盐水侵; 抑制性; 封堵性; 志留系地层; 顺北油气田

中图分类号: TE254 **文献标识码:** B **文章编号:** 2096-9686(2021)07-0065-07

Application of the composite under-saturated brine drilling fluid system in drilling of Silurian complex formation in Shunbei

SUN Fanglong¹, LI Ziyu^{*2}

(1. West Branch, Huabei Oilfield Service Corporation, Sinopec, Luntai Xinjiang 841600, China;

2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: The Shunbei-52A well is an exploratory well deployed in the southern part of the 5# fault zone in the Shunbei Oil and Gas Field, and is difficult to complete with high drilling risks due to complex Silurian formation encountered. A salt water layer is present in the Silurian stratum; thus, the density window is narrow, and leakage and collapse may happen concurrently; the formation has developed fissures with high risk of leakage; there are large intervals of mudstone with strong water sensitivity, and the wellbore is easy to lose stability. Therefore, the KCl-NaCl composite under-saturated brine drilling fluid system was used for the Shunbei-52A well to enhance the ability to resist salt water intrusion; inhibitors such as polyamines were added to work together to inhibit hydration swelling of the mudstone, and enhance the inhibition of the system; in addition, the plugging agent and the plugging-while drilling material were used to prevent lost circulation, and enhance the plugging performance of the system. Field use showed that the composite under-saturated brine drilling fluid system not only reduces the risk of lost circulation, but also maintains the wellbore stability of the Silurian formation well. It enables safe and quick drilling of the Shunbei-52A well in the Shunbei Oil and Gas Field, providing valuable experience and technical support for the drilling operations in the Silurian strata in the southern part of the 5# fault.

收稿日期: 2020-09-21; 修回日期: 2021-03-03 DOI: 10.12143/j.ztgc.2021.07.010

基金项目: 国家自然科学基金项目“绳索取心钻杆内壁结垢机理与控制方法”(编号: 41772388)

作者简介: 孙方龙, 男, 汉族, 1985年生, 工程师, 从事钻井液工作, 新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县团结路华北西部办公楼, 1538322161@qq.com。

通信作者: 李子钰, 男, 汉族, 1998年生, 地质工程专业, 硕士研究生在读, 研究方向为钻探与钻井工程, 北京市海淀区学院路29号, 2359132781@qq.com。

引用格式: 孙方龙, 李子钰. 复合欠饱和和盐水钻井液体系在顺北志留系复杂地层的应用[J]. 钻探工程, 2021, 48(7): 65-71.

SUN Fanglong, LI Ziyu. Application of the composite under-saturated brine drilling fluid system in drilling of Silurian complex formation in Shunbei[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(7): 65-71.

Key words: drilling; under-saturated brine drilling fluid; resistant to salt water intrusion; inhibitory; blocking; Silurian strata; Shunbei Oil and Gas Field

0 引言

随着中石化华北石油工程有限公司西部分公司在顺北油气田5号断裂带南部的勘探开发力度加大,志留系地层的施工已成为制约5号断裂南部勘探开发的“瓶颈”难题之一。从已钻井的实钻资料来看,志留系地层塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组地层裂缝纵横发育,压力敏感性强,漏失风险大,裂缝连通后堵漏困难;柯坪塔格组地层存在盐水层,使得该地层密度窗口窄,在发生井漏后表现出明显的重力置换现象^[1-2];志留系地层存在大段硬脆性泥岩,由于泥岩的水化膨胀效应及水力楔劈引起的尖端效应均会破坏岩石的原始强度,造成坍塌压力增加^[3]。上述技术难题客观上要求低密度下的井壁稳定性,同时还要具有较强抗盐水污染能力。为此,在该井段采用KCl-NaCl复合盐水钻井液体系,利用K⁺的抑制性和钻井液的低活度来确保钻井液具有较强的抑制性^[4],且该体系具有较强的抗污染能力,同时加入聚胺抑制剂,抑制粘土水化^[5-9];在施工过程中加入随钻堵漏材料,加强钻井液的随钻封堵性,起到逢缝即堵的作用^[10];采用微纳米封堵材料,改善泥饼质量,也对微裂缝、微孔隙进行有效封堵,减缓或阻止了滤液的侵入。

1 背景

顺北52A井为部署在顺北油气田5号断裂带南部的一口探井,2019年5月20日一开开钻,2020年2月15日完钻。钻遇地层为二叠系和志留系等复杂地层,成井难度大、施工风险高。综合邻井的钻井资料,参考邻井在钻遇顺北油气田5号断裂带南部志留系时的施工情况,判断顺北52A井可能发生的井下复杂难题。顺北油气田5号断裂带南部志留系施工情况见表1。

由表1可知,顺北油气田5号断裂带南部志留系地层钻井施工中井漏概率高,漏失量大,漏失频繁,存在高压盐水层,堵漏困难,堵漏损失时间长,井漏已成为严重制约钻井速度的主要因素。顺北51X井在钻遇柯坪塔格组时卡钻;顺北52X井在塔塔埃尔塔格组地层钻进发生漏失,使用化学凝胶堵漏,有成

表1 顺北油气田5号断裂带南部志留系施工情况统计
Table 1 Summary of Silurian drilling activities in the southern part of the 5# fault zone in the Shunbei Oil and Gas Field

井名	高压 水层/ m	漏失 量/ m ³	堵漏 次数	损失 时间/ d	备注
顺北51X					柯坪塔格卡钻
顺北52X	6567	2378.93	27	134	移井位
顺北5-5H	6725	1521.51	22	110	调整井身结构
顺北5-6	6644	850	19	92	调整井身结构
顺北5-7		548	12	30	井斜超标,提前完井

功封堵漏失层段^[11-14],但漏失层位多,后续堵漏未成功,由于堵漏难度大,钻至志留系柯坪塔格组弃井;顺北5-5H井及顺北5-6井也在钻遇志留系地层时发生井漏,多次堵漏未成功,因而调整井身结构;顺北5-7井由于钻遇志留系地层时,井斜超标,被迫提前完井。从邻井的钻井资料可以发现,顺北油气田5号断裂带志留系地层存在井壁坍塌、井漏、出盐水平等“漏溢塌”同层的难题,施工难度极大。

2 地层特点

顺北52A井三开和四开钻遇顺北油气田5号断裂带南部志留系地层。志留系上部地层塔塔埃尔塔格组,上段为棕褐、灰色泥岩,粉砂质泥岩与灰色粉砂岩,细粒长石岩屑砂岩,粉砂岩,浅棕色泥质粉砂岩不等厚互层;下段为灰色细粒岩屑石英砂岩、细粒长石岩屑砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩与灰、棕褐色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。志留系下部地层柯坪塔格组,上段S₁k³为灰色细粒岩屑石英砂岩夹棕褐色泥岩,即沥青砂岩段;中段S₁k²为深灰、灰、棕褐色泥岩,粉砂质泥岩,即暗色泥岩段;下段S₁k¹为灰色细粒岩屑石英砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩与灰、深灰、棕褐、灰褐色泥岩,粉砂质泥岩略等厚互层,即砂泥岩互层段。

2.1 5号断裂带南部志留系地层岩性裂缝分析

对顺北油气田5号断裂带南部志留系地层进行岩心取样,并对所取岩心进行观测,分析该志留系地层裂缝发育情况。塔塔埃尔塔格组岩心裂缝见图1,柯坪塔格组岩心裂缝见图2。



图1 塔塔埃尔塔格组岩心裂缝

Fig.1 Fractures in cores from Tata Ertag Formation

由图1、图2可知,志留系地层裂缝发育,存在局部轻微破碎,部分裂缝开启,未填充,说明志留系地层易井漏和易失稳。并且从图中可以发现,顺北油气田5号断裂带南部志留系地层发育的地层裂隙中,既有纵裂缝,也有横裂缝,因此地层复杂性更高,



图2 柯坪塔格组岩心裂缝

Fig.2 Fractures in cores from Kepingtag Formation

若发生井漏或井壁失稳情况,处理维护难度更大。

2.2 5号断裂带南部志留系成像测井

除了通过岩心取样的方式得到了志留系地层的地质特征外,还利用了成像测井技术对顺北油气田5号断裂带南部志留系地层进行勘测,用以识别5号断裂带南部志留系地层的地质特征,并与所取岩心所示地层特征进行对比。顺北油气田5号断裂带南部志留系地层成像测井见图3。

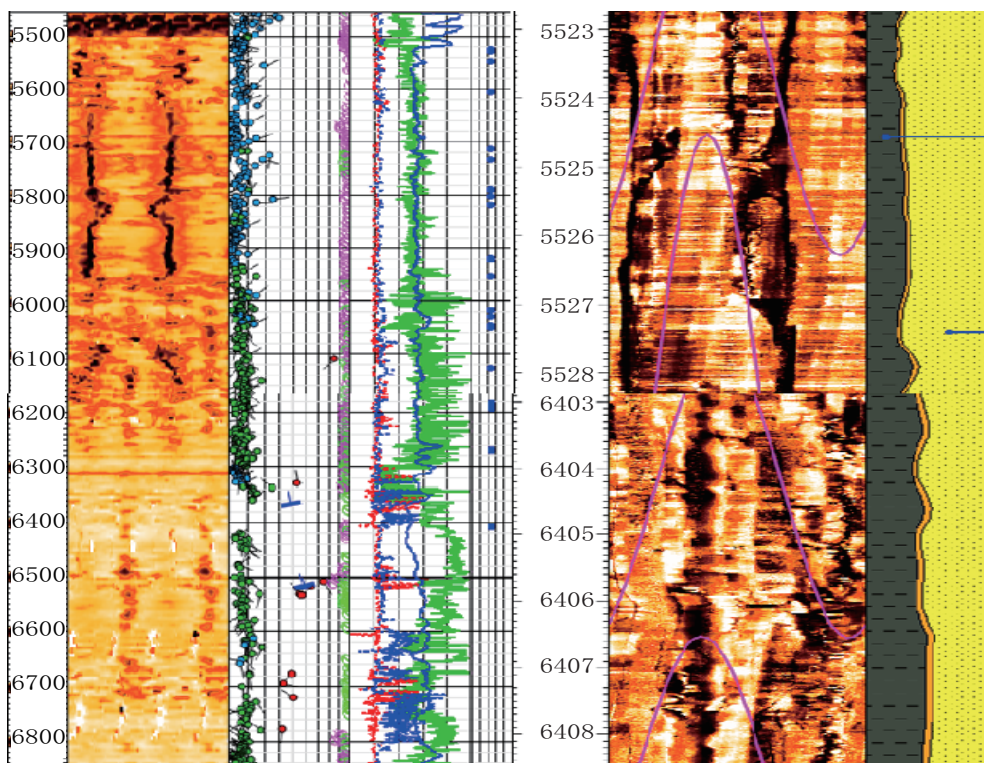


图3 志留系成像测井

Fig.3 Silurian imaging logging

由图3成像测井资料可知,顺北油气田5号断裂带南部志留系地层存在许多天然裂缝,诱导缝较多,纵向裂缝发育程度高,裂缝尺寸大,且发育有较多横向裂缝。成像测井资料解释与取心所示地层特征结果吻合,且与实钻施工情况一致。

2.3 5号断裂带南部志留系地层泥岩成分分析

对所取岩心岩样进行成分分析,研究地层的岩性组成及比例,并利用扫描电镜从微观的角度观测地层岩石的微裂缝发育状况,做到宏观分析与微观研究相结合,系统地认识和观测断裂带地层岩石的矿物组成及微裂缝结构。志留系硬脆性泥岩成分比例见表2和表3,地层岩样扫描电镜图片见图4。

表2 志留系硬脆性泥岩成分比例

Table 2 Composition percentage of Silurian hard and brittle mudstone

成分	石英	粘土	白云石	方解石	斜长石	钾长石
比例/%	68.61	18.33	3.055	2.78	5.555	1.67

表3 粘土成分比例

Table 3 Composition percentage of clay

成分	伊利石	伊蒙混层	高岭石	绿泥石
比例/%	34.72	45.835	11.11	8.335

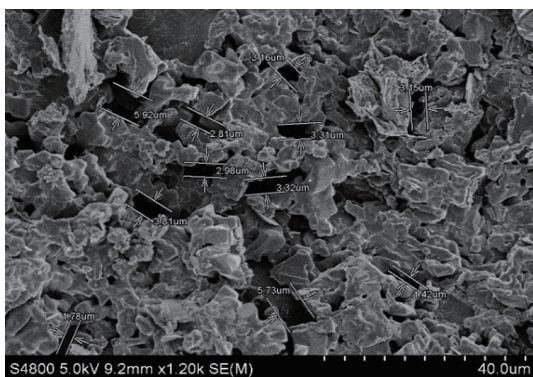


图4 志留系地层岩样扫描电镜图片

Fig.4 Scanning electron microscope picture of the Silurian stratum rock sample

由表2和表3可知,顺北油气田5号断裂带南部志留系地层的泥岩中石英、斜长石、白云石等含量较高,属于典型的硬脆性泥岩^[15],且粘土矿物组分中伊蒙混层含量较高,达到45.835%,说明志留系地层具有较强的水化膨胀性,同时也验证了志留系地层井壁具有不稳定性。由图4可知,该志留系地层存在

不同尺寸的微裂缝,图片中最大的微裂缝尺寸有 $5.92\ \mu\text{m}$,当钻井液滤液进入该志留系地层后,易因水力楔劈引起的尖端效应造成坍塌压力增加。

3 5号断裂带南部志留系地层主要钻井技术难点与对策

根据顺北52A井的邻井资料、顺北52A井的成像测井资料及其岩心的观测结果和成分分析实验、扫描电镜实验,可以发现:

(1)顺北油气田5号断裂带南部志留系地层裂隙发育,且从纵横两向发展,微裂缝发育的尺寸也较大,漏失风险高,因此需要保证所使用钻井液具有良好的封堵性能。

(2)顺北油气田5号断裂带南部志留系地层发育有大段的泥岩,根据成分分析实验的结果显示,岩石中具有1/5的粘土成分中,包含了45%以上的伊蒙混层及34%以上的伊利石,表明该志留系地层具有较强的水化膨胀性,易产生井壁坍塌,故需要钻井液具有强抑制性。

(3)顺北油气田5号断裂带南部志留系地层中存在盐水层,根据邻井资料显示,多口邻井在该志留系地层井漏后发生盐水侵,这就要求所使用的钻井液具有良好的抗盐水污染能力。

(4)邻井志留系地层钻井施工中采用最低密度为 $1.33\ \text{g}/\text{cm}^3$ 的钻井液,在施工过程中也发生漏失,说明了志留系漏失压力低。为平衡石炭系及志留系的坍塌压力同时降低井漏的风险,应选择合适的钻井液密度进行钻进。

4 钻井液体系组成与性能

根据邻井资料显示,志留系地层可能钻遇盐水层,且考虑到志留系地层岩石成分中泥岩含量高,因此以KCl-NaCl欠饱和复合盐水体系为基础,室内优选关键处理剂的加量,以流变性、抑制性、封堵性及抗污染性为主要考察指标,不断优化基础配方,最终形成一套适用于该断裂带志留系地层钻进的钻井液体系。

配方:3%膨润土+0.1%烧碱+0.2%纯碱+0.3%阳离子乳液聚合物+0.3%低粘羧甲基纤维素钠+1%阳离子聚丙烯酰胺+1%磺甲基酚醛树脂+1%褐煤树脂+1%抗高温抗盐聚合物(RHTP-1)+2%磺化沥青+3%高软化点乳化剂

青+0.5%有机硅醇抑制剂+0.5%聚胺+5%KCl+18%NaCl+重晶石(密度1.32 g/cm³)。

4.1 抗盐水侵评价

在优化钻井液体系配方下,分别加入不同量的NaCl,对比150℃老化16h后钻井液性能,结果见表4。

表4 抗盐水侵实验结果

Table 4 Anti-saline intrusion test results

NaCl加量/%	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	API失水量/mL	FL _{HTHP} /mL
18	36	22	14	4	8
24	38	24	14	4	9
30	38	26	12	5	11
36	41	20	11	7	14

由表4可以看出,随着NaCl加量的提升,钻井液粘度稍有上升,动切力稍有降低,API和高温高压滤失量都相应增加,但污染后性能变化不大,说明该体系具有良好的抗盐水侵能力。

4.2 抑制性评价

由于断裂带志留系地层岩石成分中泥岩含量高,考虑到泥岩易水化膨胀产生水力楔劈引起的尖端效应均会破坏岩石的原始强度,造成坍塌压力增加,因此使用KCl-NaCl的欠饱和复合盐水体系,利用K⁺的抑制性和钻井液的低活度来确保钻井液具有较强的抑制性;在此基础上,同时加入聚胺和有机硅醇抑制剂,进一步起到协同抑制增效作用,聚胺类页岩抑制剂主要是由于胺基特有的吸附作用,通过带正电的铵离子吸附在粘土表面,同时通过氢键作用加强对粘土片层的束缚,从而阻止水分子的进入,抑制粘土水化,增加体系的抑制性及防塌性。优选配方的抑制性对比评价如表5所示。

由表5数据可见,优选配方岩心膨胀率低,滚动

表5 钻井液抑制性能测定结果

Table 5 Measurement results of drilling fluid inhibition performance

配方	8h线性膨胀量/mm	岩心膨胀率/%	滚动回收率(150℃、16h)/%
清水	2.3	43.4	69.32
优选配方	0.6	11.3	97.95

回收率高,从而可见抑制性能优良。

4.3 封堵性评价

志留系地层微裂隙及层理发育,因此在KCl-NaCl欠饱和复合盐水钻井液体系中加入高软化点乳化沥青RHJ-3及磺化沥青FT-3,由于志留系地层井深超6299.5m,井底温度高,在高温高压下沥青被软化并挤入页岩微裂缝,并能在页岩表面覆盖一层致密的薄膜,对页岩起到屏障作用,以此增强体系的封堵性;且在钻井液中加入随钻堵漏材料FDL和SZD,提高钻井液体系的堵漏性能。对优选配方进行砂床实验,实验结果如表6所示。

表6 砂床实验结果

Table 6 Results of sand bed experiment

序号	时间/min	侵入深度/mm	漏失状态
1	瞬时滤失	72	无漏失
2	10	78	无漏失
3	20	81	无漏失
4	30	81	无漏失

注:实验压力0.69MPa。

由表6数据可知,30min钻井液体系侵入砂子的最大深度为81mm,说明该优选KCl-NaCl欠饱和复合盐水钻井液体系的封堵效果良好。

此外在体系中加入微纳米封堵材料,可以形成质量更好的泥饼,提高井壁质量;同时也对泥岩微裂缝、微孔隙进行封堵,减缓或阻止钻井液滤液沿着微裂缝、微孔隙的进入,降低因水力楔劈引起的尖端效应造成的坍塌压力增加。加入微纳米封堵材料前后泥饼对比见图5。

由图5可看出,加入微纳米封堵材料的钻井液



(a) 未加微纳米封堵剂 (b) 加入微纳米封堵剂

图5 加入微纳米封堵材料前后泥饼对比

Fig.5 Comparison of mud cakes before and after adding micro and nano plugging materials

所形成的泥饼更加薄而致密,泥饼质量更好。

5 施工措施与应用效果

5.1 现场施工

由于邻井志留系地层钻井施工中采用最低密度为 1.33 g/cm^3 的钻井液,在施工过程中也发生漏失,说明了志留系漏失压力低,因此顺北 52A 井采用 1.32 g/cm^3 的钻井液密度进行钻进。

为保持井壁稳定性,防止因下钻和开泵产生的“激动”压力造成井漏,每次长起钻前均在复杂地层井段注入封闭浆进行封闭,封闭浆中加入随钻封堵材料(FDL、SZD)和防塌材料(高软化点乳化沥青RHJ-3、磺化沥青FT-3),提高封闭浆的封堵防塌性能。

严格控制钻井操作措施,降低了诱导性的漏失,如控制起下钻速度(裸眼井段起下钻速度控制在 6

s/m 以上);采取分段顶通和循环(出套管前至少循环一个迟到时间);控制开泵速度(出浆口出浆前泵冲控制在 10 冲之内,出浆后逐步多次缓慢提至正常排量)等一系列详细的工程操作措施,降低了人为因素诱发的井漏风险。

5.2 应用效果

顺北 52A 井在志留系钻进期间采用 1.32 g/cm^3 钻井液密度,同时使用在封堵、抑制防塌等方面具有协同增效的欠饱和盐水钻井液体系,志留系钻井施工过程中均未发生漏失,且井壁稳定。顺北 52A 井志留系钻进时间较设计节约 2.06 d,而邻井顺北 52X、顺北 5-5H、顺北 5-6、顺北 5-7、顺北 5-8、顺北 5-9、顺北 5-10、顺北 5-15H、顺北 53X 等井在志留系施工中均发生多次漏失,因漏失损失的时间较长。顺北 52A 志留系地层测井井径变化见图 6。

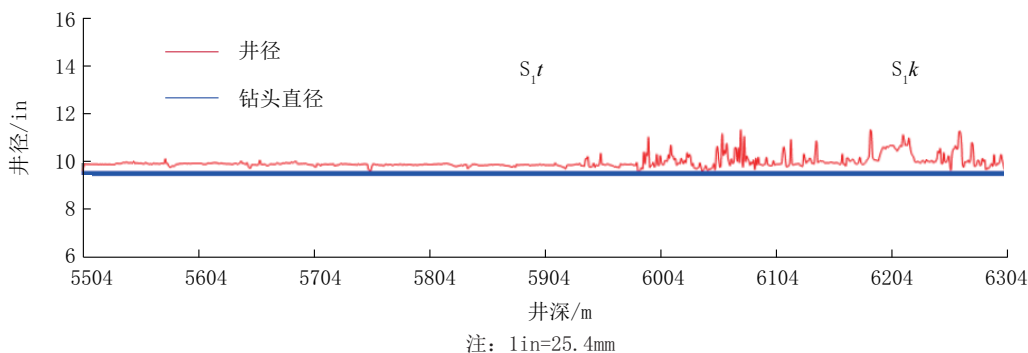


图 6 顺北 52A 志留系地层测井井径

Fig.6 Caliper-logging results of Shunbei 52A in the Silurian formation

由顺北 52A 志留系地层测井井径变化图可以看到,KCl-NaCl 复合欠饱和盐水钻井液体系在顺北志留系地层的应用中,在志留系上部地层,很好地维护了井壁的稳定性,防止了井塌和井径变化,而在志留系下部地层中,部分井段出现了井径扩大现象,波动较大,但程度不高,因此 KCl-NaCl 复合欠饱和盐水钻井液体系在顺北志留系地层中很好地维护了井壁,对井径的控制效果良好。通过使用欠饱和盐水钻井液体系,保证了顺北 52A 井志留系地层的施工安全,预防井漏和坍塌效果好,节约钻井时间,加快了顺北油气田的勘探开发。

6 结论

顺北 52A 井使用 KCl-NaCl 复合欠饱和盐水钻井液并结合防漏、防塌协同技术,成功钻开志留系地层,并顺利完井,由此得到以下结论:

(1) 志留系地层存在盐土层,采用欠饱和盐水钻井液体系,可以很好地抗盐水污染。

(2) 志留系地层发育有大段泥岩,易水化膨胀,同时存在微裂缝、微孔隙、层理发育,使用抑制性较强的复合欠饱和盐水钻井液体系,保证钻井液中 K^+ 的有效含量,且在钻井液中加入聚胺等抑制剂,可以最大程度地维持岩石的原始强度,防止掉块垮塌,保持井壁的稳定性。

(3) 志留系地层塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组地

层裂缝发育,同时裂缝开启压力低,井漏风险高,易发生诱导性漏失,在施工过程中宜采用较低的钻井液密度,同时在钻井液中加入随钻堵漏材料,加强随钻封堵性、防止地层漏失,很好地起到了逢缝即堵的作用。

参考文献(References):

- [1] 李广,马荣辉. 顺北工区5号断裂带志留系钻井液应对方案[J]. 化工管理, 2020(8):171-172.
LI Guang, MA Ronghui. Solutions to Silurian drilling fluid in the No.5 fault zone of Shunbei industrial area[J]. Chemical Enterprise Management, 2020(8):171-172.
- [2] 范胜,宋碧涛,陈曾伟,等. 顺北5-8井志留系破裂性地层提高承压能力技术[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(4):431-436.
FAN Sheng, SONG Bitao, CHEN Zengwei, et al. Techniques for enhancing pressure bearing capacity of fractured Silurian system in Well Shunbei 5-8[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2019, 36(4):431-436.
- [3] 徐力群,刘厚彬,孟英峰. 实验分析泥岩水化膨胀应力与力学参数之间的关系[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(9):151-154.
XU Liqun, LIU Houbin, MENG Yingfeng. Mudstone hydration experimental study on relationship between swelling & ressure and mechanical parameters[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(9):151-154.
- [4] 邱正松,李健鹰. 钾与钙离子对硬脆性泥页岩防塌作用机理的实验研究[J]. 钻井液与完井液, 1990, 7(1):4-11.
QIU Zhengsong, LI Jianying. Experimental study on the anti-collapse mechanism of potassium and calcium ions on hard and brittle shale[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 1990, 7(1):4-11.
- [5] 马京缘,潘谊党,于培志,等. 近十年国内外页岩抑制剂研究进展[J]. 油田化学, 2019, 36(1):181-187.
MA Jingyuan, PAN Yidang, YU Peizhi, et al. Research progress of shale inhibitors at home and abroad in recent ten years[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(1):181-187.
- [6] 潘一,廖松泽,杨双春,等. 耐高温聚胺类页岩抑制剂的研究现状[J]. 化工进展, 2020, 39(2):686-695.
PAN Yi, LIAO Songze, YANG Shuangchun, et al. Research on high temperature resistant polyamine shale inhibitors [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2020, 39(2):686-695.
- [7] 付世豪,桑文镜,胡棚杰,等. 用于水基钻井液的页岩抑制剂研究进展[J]. 广州化工, 2016, 44(24):18-20.
FU Shihao, SANG Wenjing, HU Pengjie, et al. Research progress on shale inhibitor used in water-based drilling fluid [J]. Guangzhou Chemical Industry, 2016, 44(24):18-20.
- [8] 储政. 国内聚胺类页岩抑制剂研究进展[J]. 化学工业与工程技术, 2012, 33(2):1-5.
CHU Zheng. Research progress of polyamines shale inhibitor inland[J]. Journal of Chemical Industry & Engineering, 2012, 33(2):1-5.
- [9] 刘音,崔远众,张雅静,等. 钻井液用页岩抑制剂研究进展[J]. 石油化工应用, 2015, 34(7):7-10.
LIU Yin, CUI Yuanzhong, ZHANG Yajing, et al. Research progress of shale inhibitors for drilling fluid[J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34(7):7-10.
- [10] 肖绪玉,史东军,李国楠,等. 塔里木盆地顺北地区二叠系随钻堵漏技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2017, 44(10):37-41.
XIAO Xuyu, SHI Dongjun, LI Guonan, et al. Plugging while drilling technology for permian in Shunbei area of Tarim Basin [J]. Exploration Engineering(Rock and Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(10):37-41.
- [11] 郭新健,于培志. 抗高温化学凝胶堵漏技术在顺北52X井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2):189-193.
GUO Xinjian, YU Peizhi. Controlling mud losses in Well Shunbei 52X with high temperature chemical gels [J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2019, 36(2):189-193.
- [12] 方俊伟,吕忠楷,何仲,等. 化学凝胶堵剂承压堵漏技术在顺北3井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(6):13-17.
FANG Junwei, LU Zhongkai, HE Zhong, et al. Application of chemical gel LCM on Well Shunbei-3[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2017, 34(6):13-17.
- [13] 何飞,骆金,李亚,等. 纤维素/氧化硅有机-无机杂化复合气凝胶的研究进展[J]. 哈尔滨工业大学学报, 2017, 49(5):1-9.
HE Fei, LUO Jin, LI Ya, et al. An overview on cellulose/silica organic-inorganic hybrid composite aerogels [J]. Journal of Harbin Institute of Technology, 2017, 49(5):1-9.
- [14] 何瑞兵,许杰,王洪伟. 渤海油田断层裂缝性漏失高效堵漏技术[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(32):38-42.
HE Ruibing, XU Jie, WANG Hongwei. The high-efficiency plugging technology for fault fractured leakage in Bohai Oilfield [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2015, 12(32):38-42.
- [15] 杨振杰. 泥页岩构成及泥页岩井壁表面和岩屑表面特征对井壁稳定性的影响——文献综述[J]. 油田化学, 2000, 17(1):73-78.
YANG Zhenjie. Effects of shale composition and surface properties on borehole stability: a review [J]. Oilfield Chemistry, 2000, 17(1):73-78.

(编辑 李艺)