

东胜气田锦30井区高性能水基钻井液技术研究

程欢, 冯永超

(中国石化华北油气分公司石油工程技术研究院, 河南 郑州 450006)

摘要:针对东胜气田锦30井区刘家沟组、石千峰组和石盒子组硬脆性泥岩地层漏塌复杂难题,通过室内岩石分析及理化性能测试分析,表明该区域泥岩地层具有高黏土矿物含量和多尺度裂缝发育的特征,在钻井过程中易发生黏土水化膨胀和裂缝扩展,导致井壁失稳。提出了一种以抑制黏土水化膨胀和强化多尺度裂缝封堵为核心的井壁稳定技术。通过室内研究和现场应用验证,研发的多盐配比高性能复合盐水基钻井液实现了对长裸眼段硬脆性泥岩的有效控制,提高了井壁稳定性。2024年有导眼水平井平均钻井周期较2023年缩短37.4%,为东胜气田锦30井区泥岩地层高效钻井提供了技术支撑。研究结果为类似地质条件下的油气勘探开发了提供了理论依据和实践参考。

关键词:硬脆性泥岩;井壁失稳;水基钻井液;高效钻井;东胜气田

中图分类号:TE254;P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2025)05-0113-08

Technology research on high performance water-based drilling fluid for Jin 30 Well Area in Dongsheng Gas Field

CHENG Huan, FENG Yongchao

(Petroleum Engineering Technology Research Institute of Sinopec North China Oil and Gas Branch, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: Aiming at the complex problem of mudstone formation leakage and collapse in Liujiagou, Shiqianfeng and Shihezi Formations in Jin 30 Well Area of Dongsheng Gas Field, indoor rock analysis and physical and chemical performance tests are conducted, revealing that the mudstone formations have the characteristics of high clay mineral content, multi-scale fracture development, and are prone to clay hydration expansion and fracture expansion during drilling. A wellbore stabilization technology with the core of inhibiting clay hydration swelling and strengthening multi-scale fracture plugging is proposed. Through the verification of indoor research and field application, effective control of hard and brittle mudstone in the long open hole sections is realized by the developed multi-salt ratio high-performance compound salt drilling fluid, and the wellbore stability is significantly improved. Compared to the year 2023, the drilling period of horizontal wells with pilot hole in the year 2024 was shortened by 37.4%, which provides technical support for efficient drilling in mudstone formation in Jin 30 Well Area of Dongsheng Gas Field. The research results also provide theoretical basis and practical reference for oil and gas exploration and development under similar geological conditions.

Key words: hard and brittle mudstone; wellbore instability; water-based drilling fluid; efficient drilling; Dongsheng Gas Field

0 引言

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北缘,是中国石化在鄂尔多斯盆地第二个千亿方大气田,属于低孔、低渗、低压气藏,主力开发气层为下石盒子组盒3、

盒2、盒1段及山西组山2段等,主力建产区锦30井区构造最为复杂,断裂发育,前期钻井过程中在上古生界刘家沟组、石千峰组、盒1~3段的泥岩和砂泥岩互层段发生不同程度的漏失、阻卡、井垮、井塌

收稿日期:2024-11-20;修回日期:2025-03-17 DOI:10.12143/j.ztgc.2025.05.015

第一作者:程欢,女,汉族,1991年生,工程师,钻完井技术专业,硕士,长期从事钻井液技术研究工作,河南省郑州市中原区陇海西路199号, chenghuan.hbsj@sinopec.com。

引用格式:程欢,冯永超.东胜气田锦30井区高性能水基钻井液技术研究[J].钻探工程,2025,52(5):113-120.

CHENG Huan, FENG Yongchao. Technology research on high performance water-based drilling fluid for Jin 30 Well Area in Dongsheng Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2025,52(5):113-120.

等井壁失稳情况^[1-2],其中2021年实施的17口水平井中就有8口发生漏塌失稳,复杂比例47%,制约着气田的经济有效开发。

本文针对东胜气田锦30井区开展地层泥岩井壁失稳机理分析,通过薄弱地层井壁强化技术攻关和盐水钻井液性能优化,形成一套高性能复合盐钻井液技术,实现锦30井区上部薄弱地层封缝即堵、降低硬脆性泥岩井壁失稳风险和强化致密砂岩储层保护效果。

1 工程地质特征分析

1.1 漏失特征分析

利用构造导向滤波、相干、曲率、倾角方位角等属性进行断层识别,东胜气田锦30井区解释出断层151条,断穿地表的断层16条,断穿刘家沟组22条,断穿下石盒子组113条,主要发育2组断裂,以东西走向断层为主(三眼井断裂带98条)。

同时,刘家沟组与石千峰组受地质环境影响,裂缝发育,横向连通性强,地层整体承压能力低、易漏。泥岩岩心(图1)和成像测井显示刘家沟组存在水平层理和高角度裂缝,垂直裂缝宽度在0.5~1.3 mm之间,缝长在5~10 m之间,施工过程中随压力波动会出现高角度诱导裂缝,并产生呼吸效应,导致钻遇该地层时候易发生井漏、钻具放空、钻速加

快等现象^[3]。

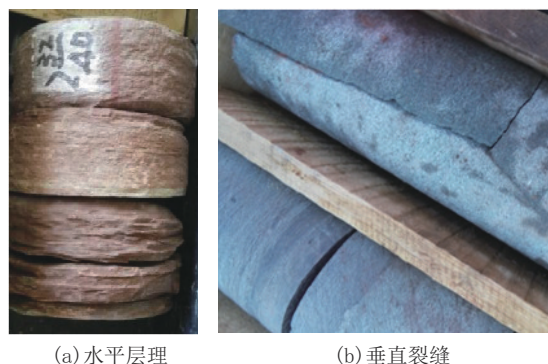


图1 东胜气田泥岩岩心

Fig.1 Mudstone core of Dongsheng Gas Field

1.2 井壁失稳特征分析

1.2.1 微观特征

采用日本理学TTRⅢ多功能X射线衍射仪对东胜气田锦30井区易失稳地层泥岩的全岩矿物及黏土矿物组成进行了测试(见表1),测试结果表明,泥岩主要矿物组分以黏土矿物、石英矿物、长石类矿物为主,黏土矿物含量21%~33%,黏土矿物主要以伊/蒙混层和伊利石为主,间层比30%~40%,表明该段泥岩属于硬脆性砂泥岩,初步判断为地层井壁失稳的岩性特征^[4]。

表1 东胜气田泥岩矿物组成分析

Table 1 Mineral composition analysis of mudstone in Dongsheng Gas Field

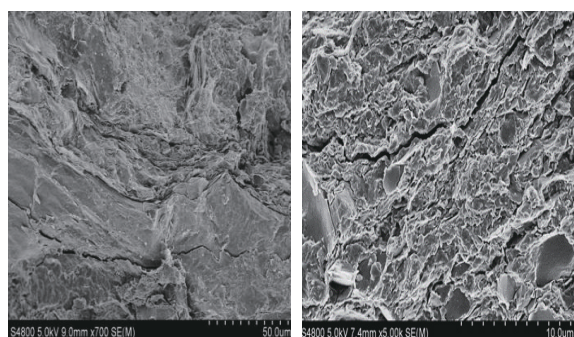
地 层	全岩矿物含量/%									黏土矿物含量/%			
	石英	钾长石	斜长石	方解石	铁白云石	菱铁矿	黄铁矿	赤铁矿	黏土	伊蒙混层	伊利石	绿泥石	间层比
石千峰组	40	9	22	6	2	1	—	2	28	72	26	2	30
上石盒子组	53	—	7	1	—	1	—	5	33	70	25	0	40
盒3段	58	—	18	—	—	—	—	2	22	69	20	0	30
盒2段	55	—	18	—	—	—	—	6	21	65	14	0	30
盒1段	58	—	11	—	—	—	—	1	30	52	33	5	30

同时,由于石英和长石含量高,岩石脆性大,裂缝发育的可能性高,通过对泥岩岩屑样品进行扫描电镜分析显示(见图2),盒1段泥岩内部平行裂缝和微裂缝发育,裂缝类型以垂直缝、高角度缝为主,刘家沟组存在水平层理和高角度裂缝,存在天然的滤液侵入通道,易诱发泥岩地层井壁失稳,在钻井正压差、化学势差及毛管力等共同作用下,钻井液滤液沿裂缝或微裂缝侵入地层,一方面可能诱发水力

劈裂,加剧井壁地层岩石破碎,另一方面也提高了钻井液与地层中黏土矿物和有机质的作用几率及作用程度,降低地层强度,加剧井壁失稳^[5]。

1.2.2 力学特征

通过对锦30井区岩石进行三轴静态弹性参数测试,同时,采用不同围压下临界强度值拟合破坏包络线(见图3),根据摩尔库伦准则,将不同围压下的莫尔圆进行求解,进而获得锦30井区岩石的黏聚



(a) 岩心a

(b) 岩心b

图2 东胜气田泥岩样品电镜扫描分析
Fig.2 Electron microscopy scanning analysis of
mudstone samples from Dongsheng Gas Field

力和内摩擦角参数^[6]。

实验表明,随着围压增大,岩石强度增大,且砂岩强度普遍高于泥岩强度,同时,随着井底围压增大,岩石呈现出由脆性变形向塑性变形转化的趋势,地层岩石的强度较低,黏聚力小,岩石容易在应力失衡状态下发生破坏,对钻井过程中的井壁稳定性造成威胁,对钻井液的抑制性提出了更高的要求。

1.2.3 理化特征

对东胜气田锦30井区泥岩岩心开展膨胀性和滚动回收测试(见表2),测得不同层位的泥岩的阳

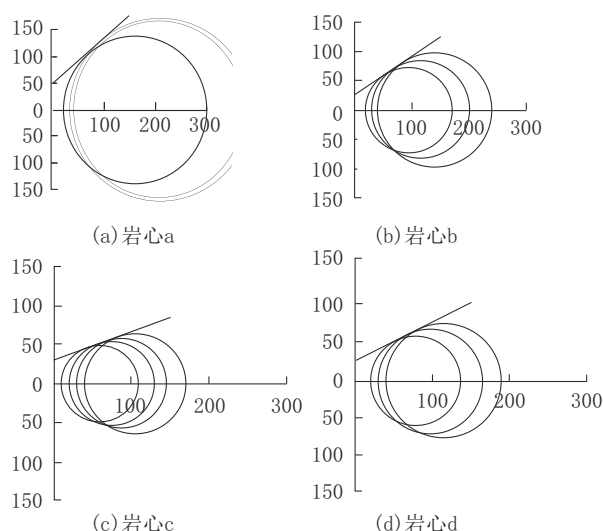


图3 锦30井区部分岩心莫尔圆

Fig.3 Mohr's circles of some core samples in
the Jin 30 Well Area

离子交换容量和滚动回收率及线性膨胀率等参数,所取岩样的滚动回收率都偏高,阳离子交换容量较低,说明水化分散性相对较弱,主要因为试样以粉砂质泥岩为主。从泥岩分散实验来看,盒1段的水化膨胀能力相对较强,下石盒子组泥岩分散性很强,要抑制泥、页岩的水化膨胀,就需要钻井液具有低失水、高矿化度、高滤液黏度^[7]。

表2 阳离子交换容量和滚动回收测试结果

Table 2 Cation exchange capacity and rolling recovery test results

序号	地 层	岩 性	滚动前质量/g	滚动后质量/g	滚动回收率/%	阳离子交换容量/ (mmol·kg ⁻¹)	膨胀率/%
1	石千峰组	棕褐色泥岩	30.05	25.98	86.46	20	14.4
2	上石盒子组	棕褐色泥岩	30.01	28.68	95.57	15	7.95
3	盒3段	灰绿色泥岩	30	26.74	89.13	20	9.06
4	盒2段	棕褐色泥岩	28.54	25.21	88.33	10	11.78
5	盒1段	棕褐色泥岩	30.07	25.95	86.30	10	18

2 高性能水基钻井液体系优化

针对以上对东胜气田锦30井区地层特征的分析,需开展上部刘家沟组地层防漏和下部石盒子组地层防塌的技术对策,因此,本文从强化多尺度裂缝封堵、优化钻井液流变参数和建立临界携岩模型等方面开展研究,形成一套高性能水基钻井液技术,有效提升钻井液抑制性减少漏塌风险,同时减少钻井液对储层的伤害。

2.1 上部地层防漏技术

针对东胜气田锦30井区上部刘家沟、石千峰地层多尺度裂缝的特征,需强化多尺度裂缝封堵才可有效阻止裂缝进一步延伸,减少钻井液侵入,首先开展随钻提高承压能力防漏堵漏技术,深化硬脆性泥岩井壁失稳特征认识^[8]。

通过引入膨胀因子,建立硬脆性泥页岩夹层损伤演化破坏极限方程,明确液相沿弱结构面和微裂缝侵入产生的黏土矿物水化斥力和近井壁高孔隙

压力造成剥落坍塌的失稳原因^[9],采用提高地层承压能力的“封缝即堵”技术,开展不同浓度条件下流速随围压变化试验,最终研选适合“随钻封缝即堵提高承压能力方法”的刚性复合堵漏剂(XNEP系列)和纳米石墨烯封堵剂(XNFT)的最佳浓度比例为1.5% XNEP-1/2/3+0.75% XNFT,优化整个泥浆体系主动防漏能力,对硬脆性泥岩井壁微孔喉进行封堵,阻止水和钻井液进入泥岩以及井壁地层(见图4)。

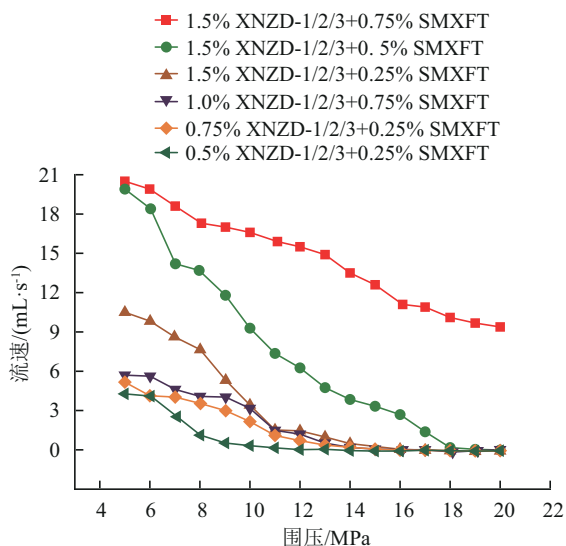


图4 封堵剂平均流速随围压变化趋势

Fig.4 Trend of average flow velocity of sealing agent with the confining pressure

2.2 下部地层井壁稳定技术

基于锦30井区目的层泥岩井壁失稳的特征,应用“多元协同”井壁稳定理论^[10-11],在现有成熟KCl型复合盐钻井液的基础上,引进有机盐类抑制剂甲酸钾,开展室内试验评价分析,确定各盐类最佳加量,达到适度抑制的效果,再结合活度平衡理论,通过降低钻井液活度,提高膜效应,阻止滤液进入地层,降低泥岩的活性,合理控制钻井液体系的抑制性能,达到稳定井壁的效果。

2.2.1 优选多盐配比

目前锦30井区常用的6%~8% KCl盐水钻井液体系在钻进过程中通过增加KCl加量来增强抑制性,但过量的KCl会导致井壁变硬,同时,由于K⁺抑制黏土水化分散的能力较弱,钻井液后期受到钻屑侵污后增稠明显,严重影响携砂效果,会造成阻卡问题^[12]。因此,要解决起井壁失稳问题,必须在控

制K⁺含量的前提下强化钻井液抑制活性泥岩水化膨胀和水化分散的性能,鉴于有机盐类强抑制的性能,尝试引进甲酸钾抑制黏土水化膨胀^[13]。

通过对KCl、NaCl和甲酸钾复合盐钻井液开展室内评价试验,通过对不同加量下钻井液流变性和抑制性进行正交测试,通过极差分析法(见表3),分析三种无机盐对钻井液流变性和抑制性的影响大小和最优水平取值,综合考虑各影响因素的主次关系,和各指标随因素的波动情况,从成本和性能两个方面得到各无机盐最佳加量为:3% KCl,12% NaCl,2% 甲酸钾。

表3 塑性黏度试验数据极差分析

Table 3 Range analysis of plastic viscosity test data

序号	无机盐加量/%			塑性黏度 视数据
	氯化钾	氯化钠	甲酸钾	
1	3	10	1	2.44
2	3	11	2	2.14
3	3	12	3	2.32
4	4	10	2	2.13
5	4	11	3	2.14
6	4	12	1	2.13
7	5	10	3	2.08
8	5	11	1	1.93
9	5	12	2	2.21
I	6.9	6.65	6.5	—
II	6.4	6.21	6.48	—
III	6.22	6.66	6.54	—
R	0.68	0.45	0.06	—

2.2.2 优选钻井液活度

基于Mondshine泥页岩成膜理论^[14],按照泥页岩地层水活度公式(见式1、式2),依据东胜气田锦30井区地应力分布,对4口井开展泥页岩地层水活度计算,明确了泥岩地层平均水活度为1.01(见表4)。

$$a_{w, \text{shale}} = \exp[(V_w/RT)\sigma'_v] \quad (1)$$

$$\sigma'_v = \sigma_v - P_p \quad (2)$$

式中: σ'_v ——有效压力,MPa; σ_v ——全覆盖的压力,MPa; P_p ——孔隙压力,MPa; V_w ——水的摩尔体积, cm^3/mol ; $a_{w, \text{shale}}$ ——泥页岩地层水活度; R ——气体常数, $\text{J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$; T ——绝对温度,K。

根据“活度平衡”的钻井液防治技术思路,开展钻井液优化方向论证,采用东胜气田泥岩岩心开展了9组岩石强度测定(见表5),结果表明泥岩岩石强

表 4 锦 30 井区石盒子组地层水活度计算
Table 4 Calculation of formation water activity
in Shihezi Formation of Jin 30 Well Area

井名	孔隙压力/ (g·cm ⁻³)	σ_v 当量密 度/(g·cm ⁻³)	σ_H 当量密 度/(g·cm ⁻³)	σ_h 当量密 度/(g·cm ⁻³)	$a_{w, \text{shale}}$
锦 X1	1.52	2.562	2.131	1.554	1.01
锦 X2	1.5	2.508	2.306	1.585	1.02
锦 X3	1.52	2.581	2.33	1.503	1.01
锦 X4	1.5	2.634	2.216	1.499	1.01

度中抗拉强度最小,且在 1.71~8.43 MPa 之间,因此在确定钻井液活度时取 1.71 MPa 作为岩石最小强度进行计算。

表 5 锦 30 井区部分井泥岩岩石强度
Table 5 Strength of mudstone rocks in some wells
of Jin 30 Well Area

井名	抗压强度/MPa	抗拉强度/MPa	剪切强度/MPa
锦 X1	51.27~102.5	2.87~8.43	5.11~23.93
锦 X2	51.71~92.23	1.71~7.8	3.5~12.12

东胜气田泥页岩地层水活度资料表明^[15-16],天然泥页岩的膜效率通常 <0.1 ,钻井液理化封堵处理后可有效改善膜效率,一般会在 0.1~0.2 之间,取值为 0.1^[17],根据渗透压小于岩石最小强度的关系,计算可得保持岩石稳定的钻井液活度为 0.95(见公式 3)。

$$\Delta P = \alpha(RT/V_w) \ln(a_s/a_m) \quad (3)$$

式中: ΔP ——渗透压,MPa; α ——半透膜效率; T ——绝对温度,K; V_w ——水的摩尔体积,cm³/mol; a_s ——泥页岩的水活度; a_m ——钻井液的水活度。

鉴于有机盐环保性好和对钻井液性能影响小的特点,选取复合盐钻井液配方中有机盐甲酸钾为活度调节剂,采用取自锦 30 井区泥岩岩心,开展 4 组不同活度甲酸钾溶液浸泡下的线性膨胀实验(见图 5),效果分析可知,泥岩岩心膨胀率随甲酸钾溶液活度的降低先降低再升高,通过前期研究可知,保持岩石稳定的钻井液活度为 0.95,甲酸钾溶液最佳活度应控制在 0.900~0.950。综合考虑性能、成本等因素,确定甲酸钾加量为 15%。

钻进过程中通过控制甲酸钾的加量将钻井液活度控制在 0.95,确定了适应于封堵泥岩裂缝和井周水化微裂缝扩展的技术对策,构建了高效水基钻

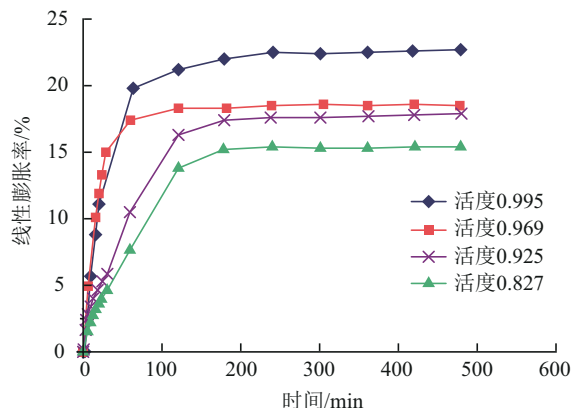


图 5 泥岩岩心在不同活度甲酸钾溶液中的线性膨胀率
Fig.5 Linear expansion rate of mudstone core in potassium formate solutions with different activities

井液体系。

2.2.3 强化封缝即堵

针对东胜气田裂缝特征等特点,采用提高地层承压能力的“封缝即堵”技术,利用随钻补充微纳米封堵粒子优化整个泥浆体系主动防漏能力,强化地层同一裸眼段承压薄弱部分,扩大密度窗口,同时利于井壁稳定,减少由漏失引起的其他井下复杂发生,节约钻井周期^[18]。优选适合“随钻封缝即堵提高承压能力方法”的刚性复合堵漏剂,该处理剂具有颗粒粒径小、可酸溶、强度大等优势,强度可支持地层裂缝的闭合压力;优选纳米石墨烯封堵剂(XNFT),对页岩地层几百纳米以下的纳米级、十纳米级、百纳米级的裂缝有特殊的封堵能力^[19-20]。

2.2.4 强化储层保护效果

为更好的加强储层保护效果,通过分析井筒环空岩屑颗粒运移主控因素,修正井眼净化模型,使用 Landmark 软件建立临界携岩模型,优选流型调节剂(2% 抗盐土+0.3% 黄原胶),优化钻井液流变参数,提高胶体结构力,实现井眼有效清洁。

通过对聚乳酸进行分子修饰,引入亲水链段,形成嵌段聚合物,合成自降解储层保护剂,80 °C 条件下降解时间 >15 d,降解率 97.3%;降解后自生成的聚乳酸可自动解除堵塞带,地层渗透率恢复值 $>90\%$ 。基于非极性基团为氟碳链、碳氢链的表面活性剂复配并配合消泡剂研发的低泡防水锁剂,水溶液界面张力降低至 27.63 mN/m,接触角 57.20°,起泡率 1.67%,有效降低水锁伤害(见图 6)。

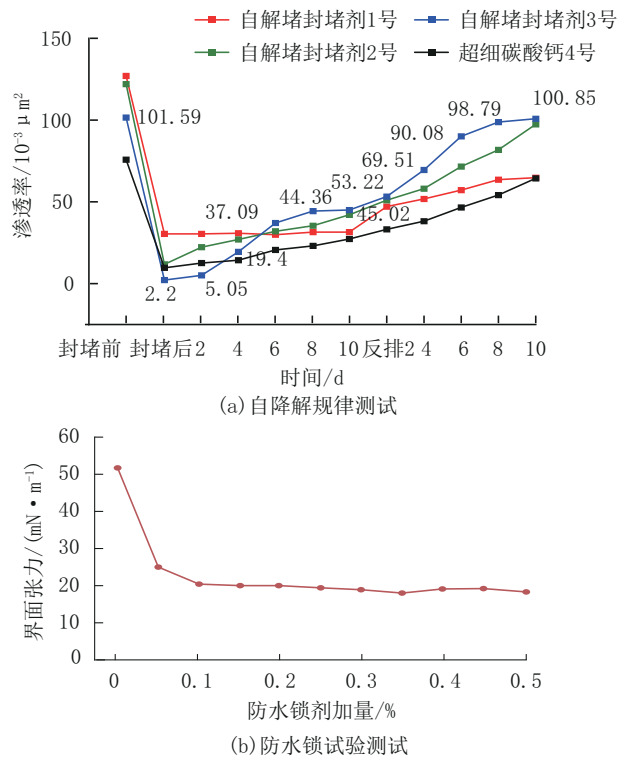


图6 自降解剂和防水锁剂实验测试

Fig.6 Experiments on self-degradable agents and water-blocking locking agents

3 高性能复合盐钻井液体系性能评价

结合锦30井区地层特征及前期处理剂优选结果,形成高性能复合盐钻井液体系,配方为:3%氯化钾+12%氯化钠+2%甲酸钾+2%抗盐土+0.3%黄原胶+2%乳化沥青+3%超细碳酸钙(5000目:2000目:500目=1:1:2)+2%固壁剂+1.5%XNEP-1/2/3+0.75%XNFT。按照以上配方配制复合盐钻井液,其性能指标明显优于引进的钻井液体系,并进一步开展流变性、抑制性、封堵性和储层保护性能评价。

3.1 流变性评价

对配制的复合盐钻井液在80、100℃条件下老化16、32h,实验结果见表6。老化后表观黏度和塑性黏度等性能变化较小,API滤失量2.4~2.8mL,黏附系数0.06~0.08,同时,与地层配伍性好,在相同老化时间内,不同温度条件下流变性变化幅度不大,可以满足锦30井区对钻井液流变性能和滤失性要求^[21]。

3.2 抑制性评价

泥页岩的水化膨胀和分散性能是宏观评价泥

表6 钻井液配方流变性能

Table 6 Rheological properties of drilling fluid formulations

温度/℃	老化时间/h	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/(Pa/Pa)	FLAPI/mL	黏附系数
80	16	28	22	8	3/5	2.8	0.07
	32	26	20	6.5	2.5/4	3	0.08
100	16	28	21	7	2/4.5	2.4	0.06
	32	26.5	19	7.5	2/4	2.8	0.06

岩井壁稳定性的重要指标,选取锦30井区石盒子组泥岩,对配制的复合盐钻井液和钾铵基钻井液进行理化性能对比分析,结果如图7所示。从实验结果可知,高性能复合盐钻井液16h膨胀率仅16.5%,比钾铵基钻井液的20.15%低了3.65%,16h后膨胀基本趋于稳定,具有较强的泥岩岩心抑制性,在保证储层井壁稳定的同时,也可减少砂岩内水敏泥岩的膨胀,保护储层^[22]。

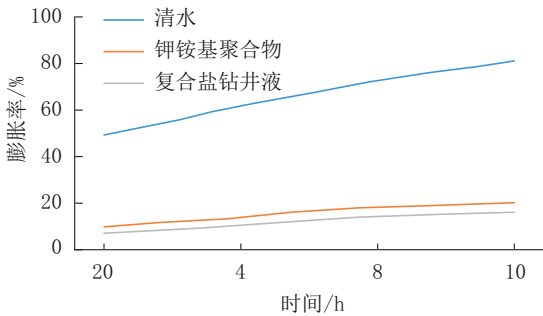


图7 钻井液膨胀性评价

Fig.7 Evaluation of the expandability of drilling fluids

3.3 封堵性评价

通过开展室内可行性实验来验证钻井液封堵剂效果,选取锦30井区泥岩岩样,分别采用钾铵基聚合物钻井液和高性能复合盐钻井液进行压力传递实验,驱替下游端压力随时间的增长情况如图8所示,高性能复合盐钻井液驱替下游端压力仅达到了23.96kPa,压力传递率仅0.79%,具有良好的封堵性。

3.4 储层保护性

选取锦30井区盒1段储层砂岩岩心开展毛管力、渗透率恢复率、泥饼酸溶率和泥浆侵入深度对钻井液储层保护能力进行宏观评价^[23-24],结果如表7所示。从实验结果来看,高性能复合盐钻井液体系储层渗透率恢复值由81.43%提高至91.11%,泥饼

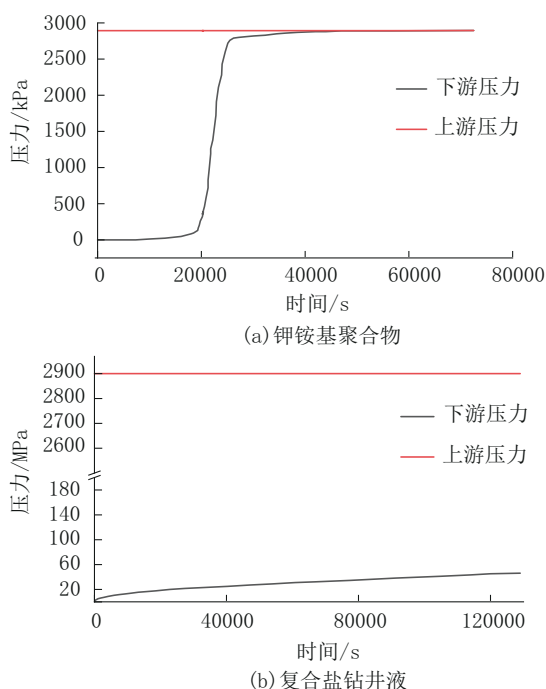


图8 钾铵基聚合物和复合盐钻井液封堵压力传递实验结果对比

Fig.8 Experimental results of plugging pressure transmission of composite salt drilling fluid

酸溶率由84.52%提升至95.43%,泥浆侵入深度由45.8 cm降低至7.6 cm,相对于钾铵基聚合物钻井液具有较好的储层保护性^[25]。

表7 不同钻井液储层保护评价
Table 7 Evaluation of reservoir protection by different drilling fluids

序号	钻井液体系	接触角/(°)	表面张力/(mN·m ⁻¹)	$\sigma\cos\theta/(\text{mN}\cdot\text{m}^{-1})$	渗透率恢复率/%	泥饼酸溶率/%	24 h 泥浆侵入深度/cm
1	钾铵基聚合物	43.5	52	26.78	81.43	84.52	45.8
2	复合盐钻井液	65.2	32.4	13.19	91.11	95.43	7.6

4 应用效果分析

2024年锦30井区4~6号河道南北部裂缝发育差异,采用多盐配比复合盐钻井液封缝即堵技术,有导眼水平井平均钻井周期58.41 d,较2023年的93.3 d缩短37.4%,成功解决了锦30井区井壁失稳难题,有效保障了安全成井及钻井提速。其中,在J30PX井使用该钻井液体系,未出现井壁失稳或井

漏现象,水平段泥岩井径扩大率为4.2%,顺利完成钻完井作业,同时确保储层伤害最小,最大程度释放该井储层产能该井试气日产量5.7万m³,进一步验证了该复合盐钻井液体系的有效性。

5 结论与认识

(1)东胜气田锦30井区刘家沟、双石组及目的层石盒子组泥岩属于硬脆性泥岩,地层裂缝发育,遇水分散性强,在钻井过程中易发生井壁剥落掉块失稳。

(2)基于以上地层损伤机理,通过超微-纳米封堵技术和多盐配比优化技术,开展全井筒井眼清洁技术,研选储层保护剂,形成一套高性能复合盐钻井液体系。

(3)优化后的高性能复合盐钻井液体系具有较高的化学封堵抑制性和储层保护性能,同时流变性满足钻井需求。

(4)通过实际应用,该钻井液体系解决了易塌层井壁失稳技术问题,缩短了建井周期,防塌效果好,提速提效显著,可进一步推广应用。

参考文献(References):

- [1] 陈晓华,邱正松,冯永超,等.鄂尔多斯盆地富县区块强抑制强封堵防塌钻井液技术[J].钻井液与完井液,2021,38(4):462-468. CHEN Xiaohua, QIU Zhengsong, FENG Yongchao, et al. An Anti-collapse drilling fluid with strong inhibitive and plugging capacity for use in the fuxian block in Ordos Basin[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021,38(4):462-468.
- [2] 李德红,罗宏志,李明忠,等.东胜气田刘家沟组易漏地层随钻防漏技术研究[J].钻探工程,2022,49(5):111-117. LI Dehong, LUO Hongzhi, LI Mingzhong, et al. Technology of prevention leak while drilling for leaky formation in Liujiagou Formation in Dongsheng Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2022,49(5):111-117.
- [3] 吕开河,王晨烨,雷少飞,等.裂缝性地层钻井液漏失规律及堵漏对策[J].中国石油大学学报(自然科学版),2022,46(2):85-93. KaiheLYU, WANG Chenye, LEI Shaoifei, et al. Dynamic behavior and mitigation methods for drilling fluid loss in fractured formations[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022,46(2):85-93.
- [4] 王翔.鄂尔多斯盆地西部页岩油水平井井壁稳定技术[J].石油地质与工程,2019,33(4):88-91. WANG Xiang. Wellbore stability technique in horizontal wells for shale oil reservoirs in western Ordos basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019,33(4):88-91.
- [5] 彭红利,欧彪,郭杰一,等.川西气田长水平段井壁失稳机理及对策[J].天然气技术与经济,2023,17(3):48-54. PENG Hongli, BiaoOU, GUO Jieyi, et al. Mechanisms on wellbore instability in long horizontal intervals of West Sichuan gasfield and countermeasures[J]. Natural Gas Technology and

- Economy, 2023, 17(3):48-54.
- [6] 张磊, 王晓鹏, 谢涛, 等. 天然裂缝性地层漏失压力预测新模型[J]. 钻采工艺, 2018, 41(5):19-22.
ZHANG Lei, WANG Xiaopeng, XIE Tao, et al. A new model for predicting lost circulation pressure in naturally fractured formations[J]. drilling & production technology, 2018, 41(5):19-22.
- [7] 冯永超, 李大雷. 涪陵油田页岩油储层井壁失稳机理研究[J]. 石油地质与工程, 2024, 38(1):122-126.
FENG Yongchao, LI Dalei. Wellbore instability mechanism of shale oil reservoir in Jinghe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2024, 38(1):122-126.
- [8] 陈颖杰, 邓传光, 马天寿. 井壁失稳风险的可靠度理论评价方法[J]. 天然气工业, 2019, 39(11):97-104.
CHEN Yingjie, DENG Chuanguang, MA Tianshou. A risk assessment method of wellbore instability based on the reliability theory[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11):97-104.
- [9] 张震, 万秀梅, 吴鹏程, 等. 川南龙马溪组深层页岩井壁失稳原因分析及对策[J]. 特种油气藏, 2022, 29(1):160-168.
ZHANG Zhen, WAN Xiumei, WU Pengcheng, et al. Analysis of causes and countermeasures for sidewall instability in deep shale wells, Longmaxi Formation, southern Sichuan[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(1):160-168.
- [10] 邱正松, 徐加放, 吕开河, 等. “多元协同”稳定井壁新理论[J]. 石油学报, 2007, 28(2):117-119.
QIU Zhengsong, XU Jiafang, LÜ Kaihe, et al. A multivariate cooperation principle for well-bore stabilization[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2):117-119.
- [11] 王艳. 多元协同井壁稳定水基钻井液研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
WANG Yan. Study on water-based drilling fluid with multiple synergy well-bore stability [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [12] 孙金声, 李锐, 王韧, 等. 准噶尔盆地南缘井壁失稳机理及对策研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(1):1-12.
SUN Jinsheng, LI Rui, WANG Ren, et al. Research on the mechanism and countermeasures of shaft instability in the southern margin of Junggar Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2022, 44(1):1-12.
- [13] 侯杰, 李浩东, 于兴东, 等. 松辽盆地陆相致密油井壁失稳机理及钻井液对策[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(5):598-604.
HOU Jie, LI Haodong, YU Xingdong, et al. Mechanisms of borehole wall instability of terrestrial tight oil wells in Songliao Basin and drilling fluid countermeasures [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021, 38(5):598-604.
- [14] 李骏函, 孙志刚, 贺同宝, 等. 复合盐成膜钻井液技术研究[J]. 广州化工, 2024, 52(3):154-156, 160.
LI Junhan, SUN Zhigang, HE Tongbao, et al. Study on composite salt film forming drilling fluid technology[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2024, 52(3):154-156, 160.
- [15] 邱正松, 张世锋, 黄维安, 等. 新型铝基防塌剂的研制及防塌作用机理[J]. 石油学报, 2014, 35(4):754-758.
QIU Zhengsong, ZHANG Shifeng, HUANG Weian, et al. A novel aluminum-based shale/mudstone stabilizer and analysis of its mechanism for wellbore stability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4):754-758.
- [16] 于雷, 张敬辉, 李公让, 等. 低活度强抑制封堵钻井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1):44-48.
YU Lei, ZHANG Jinghui, LI Gongrang, et al. Research and application of plugging drilling fluid with low-activity and high inhibition properties[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1):44-48.
- [17] 李公让, 于雷, 王宏伟, 等. 钻井液活度平衡技术新认识及现场应用[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(6):743-747.
LI Gongrang, YU Lei, WANG Zhiwei, et al. New understanding about technology of balanced drilling fluid activity and its field application [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021, 38(6):743-747.
- [18] 王伟吉. 页岩气地层水基防塌钻井液技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
WANG Weiji. Study on water-based anti-sloughing drilling fluid technology for shale gas formation[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [19] 李成, 白杨, 于洋, 等. 顺北油田破碎地层井壁稳定钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(1):15-22.
LI Cheng, BAI Yang, YU Yang, et al. Study and application of drilling fluid technology for stabilizing fractured formations in Shunbei Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(1):15-22.
- [20] 于成旺, 杨淑君, 赵素娟. 页岩气井钻井液井眼强化技术[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(6):49-54.
YU Chengwang, YANG Shujun, ZHAO Sujuan. Borehole wall strengthening with drilling fluids in shale gas drilling [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(6):49-54.
- [21] 唐文泉, 高书阳, 王成彪, 等. 龙马溪页岩井壁失稳机理及高性能水基钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(3):21-26.
TANG Wenquan, GAO Shuyang, WANG Chengbiao, et al. Research on mechanisms of wellbore instability of Longmaxi shale formation and high performance water base drilling fluid technology [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(3):21-26.
- [22] 赵欣, 邱正松, 张永君, 等. 复合盐层井壁失稳机理及防塌钻井液技术[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2016, 47(11):3832-3838.
ZHAO Xin, QIU Zhengsong, ZHANG Yongjun, et al. Well-bore instability mechanism and wellbore stabilizing drilling fluid technique for drilling compound salt formation[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2016, 47(11):3832-3838.
- [23] 王艳. 多元协同井壁稳定水基钻井液研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
WANG Yan. Study on water-based drilling fluid with multiple synergy well-bore stability [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [24] 黄维安, 牛晓, 沈青云, 等. 塔河油田深侧钻井防塌钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2):51-57.
HUANG Wei'an, NIU Xiao, SHEN Qingyun, et al. Anti-Sloughing drilling fluid technology for deep sidetracking wells in the Tahe oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2):51-57.
- [25] 钟汉毅, 邱正松, 黄维安, 等. 聚胺高性能水基钻井液特性评价及应用[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(10):2803-2807.
ZHONG Hanyi, QIU Zhengsong, HUANG Wei'an, et al. Properties evaluation and application of polyamine high performance water-based drilling fluid [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(10):2803-2807.

(编辑 王文)