

东胜气田致密砂岩气藏钻井储层保护研究及应用

冯永超

(中国石油化工股份有限公司华北油气分公司石油工程技术研究院,河南 郑州 450006)

摘要:东胜气田上古生界下石盒子组为致密砂岩储层,部分区域储层物性好,具备不压裂自然建产潜能,钻井过程中存在井壁失稳及储层损害问题,各因素叠合造成的储层伤害阻碍了气层的产能释放。为进一步提升储层自然建产能力和增加单井产量,在储层渗透率恢复率的基础上,通过储层伤害影响因素分析,引入钻井液侵入深度定量评价方法,深化了储层伤害机理认识,明确了低密度、无土相、低失水和强封堵的钻井液对策,室内优选了防水锁剂和致密承压复合暂堵剂,优化形成了无土相复合暂堵高酸溶钻井液,储层渗透率恢复率提高至91.11%,泥浆侵入深度降低46.28%。形成的钻井液在锦66井区推广应用,平均单井产量提升11%,并实现3口井自然建产,进一步提高东胜气田致密砂岩储层高效勘探开发的效果。

关键词:致密砂岩储层;侵入深度;伤害机理;储层保护;自然建产;东胜气田

中图分类号:TE25; P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2022)05-0118-09

Reservoir protection in drilling through the tight sandstone gas reservoir of Dongsheng Gas Field

FENG Yongchao

(Research Institute of Engineering Technology, North Branch Sinopec, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: The Lower Shihezi Formation of Upper Paleozoic in Dongsheng Gas Field is a tight sandstone reservoir with good physical properties in some areas and natural production potential. There are problems of borehole wall failure and reservoir damage in the drilling process, and the reservoir damage caused by the combination of various factors hinders the release of gas productivity. In order to improve the natural production capacity of the reservoir, and increase the single well production, on the basis of reservoir permeability recovery, through analysis of the reservoir damage factors, the drilling fluid intrusion depth quantitative evaluation method was introduced to learn better the reservoir damage mechanism, and identify the low density, low water loss and soil-free phase and strong sealing drilling fluid as the solution. The waterproof locking agent and the tight pressure compound temporary plugging agent were selected in the laboratory to form a soil-free compound temporary plugging high acid soluble drilling fluid, increasing the permeability recovery to 91.11%, and reducing the mud intrusion depth by 46.28%. The drilling fluid was applied in the Jin-66 well area with the average single well production increased by 11%, and 3 wells realizing natural production; which has improved the effect of efficient exploration and development of tight sandstone reservoirs in Dongsheng Gas Field.

Key words: tight sandstone reservoir; intrusion depth; injury mechanism; reservoir protection; natural built to produce; Dongsheng gas field

收稿日期:2021-11-15; 修回日期:2022-04-30 DOI:10.12143/j.ztgc.2022.05.017

基金项目:国家重大专项“鄂尔多斯盆地北缘低丰度致密低渗气藏开发关键技术”(编号:2016ZX05048-002)

作者简介:冯永超,男,汉族,1987年生,助理研究员,油气井工程专业,硕士,主要从事油气井工程和钻井液方面的研究工作,河南省郑州市陇海西路199号,fengyongchao2008@126.com。

引用格式:冯永超.东胜气田致密砂岩气藏钻井储层保护研究及应用[J].钻探工程,2022,49(5):118-126.

FENG Yongchao. Reservoir protection in drilling through the tight sandstone gas reservoir of Dongsheng Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2022,49(5):118-126.

0 引言

东胜气田锦66井区位于鄂尔多斯盆地伊盟北部隆起杭锦旗断阶带北东段、泊尔江海子断层西南处,主要开发目的层为二叠系下石盒子组盒2+3段砂岩岩性—构造含水气藏^[1],整体表现出气水关系复杂,压裂改造易沟通下部水层造成含水率高^[2-3],储层物性好,具备完成钻井作业后不通过人工造缝的压裂改造工艺直接投产的自然建产能力。锦66井区现有的钾氨基钻井液泥饼酸溶率37%,钻井过程中钻井液滤液侵入砂岩储层,存在明显的水锁损害及压差损害,不能满足自然建产的技术需求。本文以东胜气田锦66井区盒2储层为研究对象,开展储层伤害影响因素分析,引入泥浆侵入深度计算,定量化评价储层伤害程度,深化自然建产储层损害机理及对策研究,以实现提高单井产量高效开发的

目的。

1 储层伤害影响因素及敏感性分析

东胜气田锦66井区盒2储层整体埋深在2730~2780 m,储层非均质性强,发育浅灰、灰白色砂砾岩,含砾粗砂岩,中砂岩,泥质粉砂岩与褐色泥岩呈等厚互层,泥岩厚度5~10 m。钻井过程中揭开储层存在砂岩储层伤害和泥岩井壁失稳的双重挑战,钻遇泥岩井壁失稳造成储层整体液柱压力上升,加剧钻井液对砂岩储层的伤害程度。需同时开展砂岩伤害特征和泥岩井壁失稳特征研究,明确储层伤害影响因素,为储层保护对策提供依据。

1.1 储层砂岩物性特征及敏感性分析

选取下石盒子组盒2砂岩岩心进行孔隙度、气体渗透率测试,实验结果见表1。

表1 盒2储层物性特征

Table 1 Physical characteristics of He-2 reservoir

层位	排驱压力/MPa	最大孔喉半径/ μm	中值压力/MPa	中值半径/ μm	分选系数CS	歪度系数SK
盒2	0.83	1.7648	15.6	0.1188	0.2451	2.5424

盒2段孔隙度分布区间为5.0%~16.97%,平均孔隙度为9.3%;渗透率分布区间为0.15~5.24 mD,平均渗透率为0.89 mD^[4]。根据孔隙、渗透率分类标准,目的层段储层物性较好,总体属于低—特低孔、低渗—超低渗储集岩,为超低渗透储层^[5]。盒2储层平均排驱压力0.83 MPa,最大孔喉半径1.7648 μm ;储层岩样排驱压力较大,岩样的孔喉较小,渗透性较差。在此基础上,采用盒2段砂岩岩心开展敏感性评价实验,实验结果见表2所示。盒2储层整体敏感性较弱,但盐敏和应力敏感性较强,钻井过程中应避免压力波动带来的应力伤害。

表2 盒2储层敏感性特征

Table 2 Sensitivity characteristics of He-2 reservoir

项目	盐敏	酸敏	碱敏	应力敏感	速敏
结果	较强	弱	较弱	强	较弱

1.2 盒2储层砂岩孔隙类型及潜在损害分析

选取下石盒子组盒2段砂岩进行铸体薄片分析,实验结果见图1、图2。

由实验测试可知:锦66井区盒2储层段孔隙类型以原生粒间余孔和粒间溶孔为主,其次为粒内溶

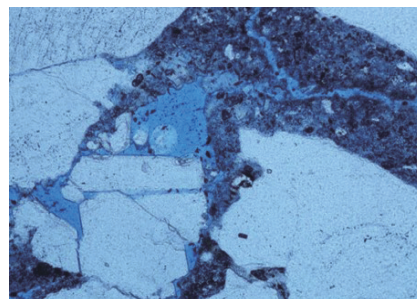


图1 锦62井3055.39 m处盒2段砂岩孔隙结构

Fig.1 Structure of sandstone pores in He-2 section at 3055.39m in Well Jin-62

孔和裂缝,裂缝连通粒间孔隙,是主要的油气运移通道。对现场应用的钾氨基钻井液体系进行固相粒径分析,实验结果见图3。由实验结果可知,钾氨基钻井液粒径分布在1~150 μm ,其中 $D_{10}=5.35 \mu\text{m}$, $D_{50}=31.19 \mu\text{m}$, $D_{90}=79.20 \mu\text{m}$,按照D90规则做出钻井液粒径分布曲线,和不同开度的裂缝油保基线进行对比,当储层微裂缝开度 $>100 \mu\text{m}$ 时,钻井液中的固相颗粒会较大程度侵入储层,造成固相堵塞,而钻井液泥饼酸溶率62.8%,整体入井固相材料酸溶率较低,固相侵入解堵能力差,造成永久性伤害。

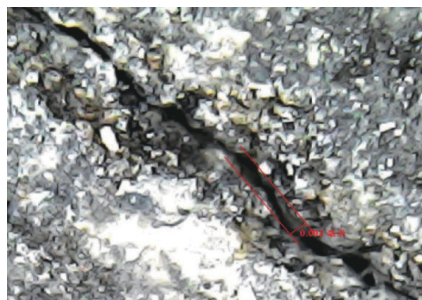


图2 锦62井盒2段砂岩加载岩石微观图像

Fig.2 Microscopic image of loaded sandstone rocks in He-2 section in Well Jin-62

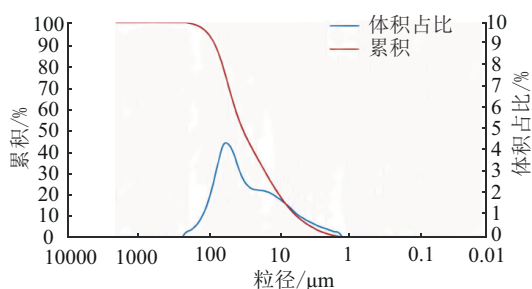


图3 钾氨基钻井液粒径分布

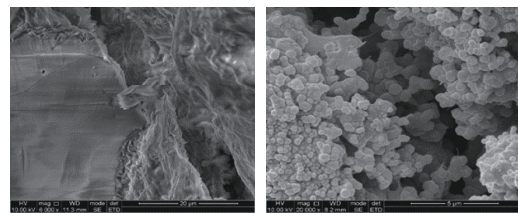
Fig.3 Solid phase particle size distribution of potassium amino drilling fluid

1.3 盒2储层粘土矿物及潜在损害分析

选取盒2储层岩心,利用XRD衍射实验,进行粘土矿物含量分析。盒2砂岩储层以石英为主,粘土矿物平均20%,含量较少;其中粘土矿物中伊利石含量最高(平均38%),其次为绿泥石(平均26%);条状带状的伊利石,随着流体流速的增大而分散迁移,为速敏型矿物,在储层流体的作用下,很容易运移堵塞孔道;绿泥石能够形成栉壳构,这种结构相对稳定,但绿泥石酸敏性较强,在酸的作用下,会发生溶蚀和运移。基于SEM扫描实验,实验结果见图4。由实验结果可知,外来流体侵入岩心后,岩心中的敏感性矿物在流体作用下水化膨胀,并顺着微裂缝运移,在岩石表面出现类似晶体的颗粒特征,端面、裂缝旁有生成物产生,部分裂缝底端或晶间孔周围溶蚀较严重,产物增多,堵塞岩心微裂缝和孔隙,旁生物随时间的增加而增加,降低储层的渗透率,影响产能释放。

1.4 盒2储层泥岩组构特征及及潜在损害分析

盒2储层非均质性强,发育浅灰、灰白色砂砾岩,含砾粗砂岩,中砂岩,泥质粉砂岩与褐色泥岩呈等厚互层,钻井过程中钻遇泥岩易引起井筒井壁失



(a)污染前

(b)污染后

图4 岩心污染前后微裂缝产状

Fig.4 Microfracture occurrence before and after core contamination

稳,造成储层液柱压力升高,增大井底压差、复杂处理难度,延长储层浸泡时间,加剧储层伤害程度,储层保护需考虑泥岩夹层井壁失稳问题^[6-10]。分别取JPH-xx1井和JPH-xx2井水平段泥岩的掉块及岩屑进行了全岩矿物和粘土矿物组分含量的X射线衍射分析。实验结果见表3、表4。

由实验结果可知:JPH-xx1井下石盒子组盒2钻屑岩样粘土矿物总量为36.6%~38.1%,粘土矿物以伊蒙混层为主,含量高达65%~66%,其次为伊利石、高岭石和绿泥石,属于硬脆性泥岩,易水化剥落。JPH-xx2井下石盒子组盒2掉块岩样中深灰色细砂岩的粘土矿物总量为32.8%,红褐色泥岩和灰色泥岩的粘土矿物总量高达48.7%和58.1%,粘土矿物均以伊/蒙混层发育为特点,含量达到52%~78%,其次为伊利石、绿泥石和高岭石,其含量分别在17%~24%、6%~9%及15%~18%。下石盒子组泥岩属于硬脆性泥岩,易水化剥落。

为深入分析泥岩地层的微观结构,对东胜气田泥页岩岩心制作切片进行电镜扫描,扫描照片如图5所示。由扫描电镜结果可见:JPH-xx1井下石盒子组泥岩钻屑样品样品较疏松,粒间缝长约200 μm,粒间孔隙约10 μm,微裂缝较为发育。

室内对从JPH-xx1井现场收集的盒2灰褐色泥岩、灰色泥岩掉块进行了浸泡评价实验,实验结果表明:灰褐色泥岩易水化分散;灰色泥岩微裂缝发育易剥落。

综上所述,盒2段泥岩掉块样品较致密,孔隙2~5 μm,泥质中裂缝长约20 μm,泥质中裂缝宽约2 μm。盒2段泥岩灰褐色泥岩回收率52.45%,易水化分散;灰黑色、灰色泥岩微裂缝发育,遇水易剥落。储层段泥岩井壁失稳坍塌,造成钻井复杂处理时间长,延长储层浸泡时间,同时复杂处理过程中为

表 3 盒 2 储层泥岩岩心全岩矿物分析

Table 3 Whole rock mineral analysis of mudstone cores in He-2 reservoir

井号	深度/m	层位	岩性	含量/%					
				石英	钾长石	斜长石	方解石	赤铁矿	粘土矿物总量
JPH-xx1	3149	盒 2	灰色粉砂质泥岩	43.5	1.8	11.2	0.6	4.8	38.1
JPH-xx2	3058	盒 2	浅灰色细砂岩	54.9	5	3	0.4	3.9	32.8
JPH-xx2	3064	盒 2	红褐色泥岩	22.9	6.2	13.5	0.5	5.6	48.7
JPH-xx2	3072	盒 2	灰色泥岩	24.4	5.5	6.7	0.8	4.5	58.1

表 4 盒 2 储层泥岩岩心粘土矿物分析

Table 4 Clay mineral analysis of mudstone cores in He-2 reservoir

井号	深度/m	层位	高岭石(K)	绿泥石(Ch)	伊利石(I)	伊/蒙间层(I/S)	间层比(%S)
JPH-xx1	3149	盒 2	16	10	18	66	20
JPH-xx2	3058	盒 2	17	16	20	53	30
JPH-xx2	3064	盒 2	21	5	22	52	30
JPH-xx2	3072	盒 2	2	1	19	78	30

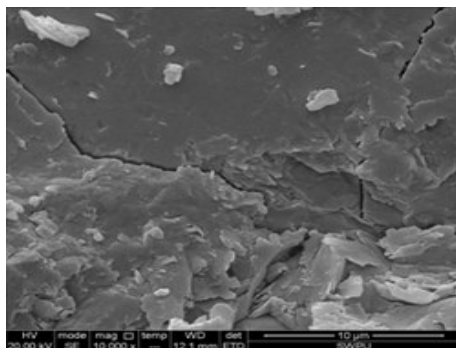


图 5 盒 2 泥岩裂缝特征

Fig.5 Fracture characteristics of mudstone in He-2

有效平衡泥岩坍塌压力,提高钻井液密度造成井筒液柱压力高,进一步增大外来流体侵入动力,增加储层伤害程度。

2 储层损害机理研究

基于储层影响因素分析,明确了水锁伤害、应力敏感性、固相伤害和泥岩井壁失稳是造成盒 2 储层伤害的主要影响因素,在此基础上,开展储层伤害机理分析。

2.1 储层水锁损害机理研究

2.1.1 岩心自吸能力评价

砂岩是油气的储存空间,钻井过程中的储层伤害主要表现为外来流体的侵入对砂岩的渗透率和导流能力造成伤害导致产能无法释放^[11-13]。为进一步明确外来流体侵入程度对岩心的伤害程度的影

响,选取锦 93 井盒 2 段目的层砂岩岩心,采用近平衡自吸装置,绘制岩心质量随时间的变化曲线,并以侵入前后砂岩储层渗透率变化的渗透率损害率判定岩心水锁损害程度,实验结果见图 6。由实验结果可知:盒 2 储层岩心自吸能力强,前 5 h 自吸率达到 0.2 g/s,自吸速率在初始阶段最高,后逐渐趋于平稳,自吸后渗透率损害率达到 54.32%,钻井液滤液在毛细管力的作用下使得储层渗透率大幅降低。

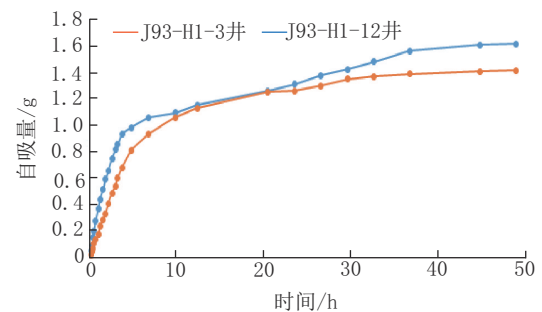


图 6 盒 2 砂岩岩心自吸实验曲线

Fig.6 Self-imbibition test curve of sandstone cores in He-2

2.1.2 钻井液液相侵入能力分析

基于 HTHP 砂床滤失实验评价泥饼形成过程的阻止水侵入能力,HTHP 砂床渗透失实验评价泥饼形成后的阻止水侵入能力。对鄂北工区现用钻井液体系开展阻水侵入能力评价,实验结果见图 7,由实验结果可知:现有的钻井液体系泥饼承压能力差,基于砂床渗透失水实验,在泥饼形成后 20~40 目砂

床渗透失水量 17~23.4 mL,大量钻井液滤液侵入砂岩储层,造成水相伤害,且大量滤液侵入泥岩,造成泥岩应力释放,水化剥落,造成钻井复杂,进一步加剧储层伤害程度^[14-16]。

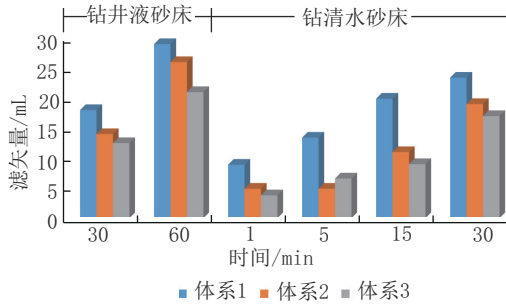


图7 东胜气田现有钻井液体系性能评价

Fig.7 Performance evaluation of existing drilling fluid systems in Dongsheng Gas Field

2.2 泥浆侵入深度计算

采用MFC-1型高温高压多功能水平井伤害评价仪,记录单位岩样长度电阻和累积侵入量随时间的变化情况,待各监测段电阻不再明显变化时停止实验。实验温度 80 °C,围压 7 MPa。通过监测单位长度岩样电阻(R)和累计侵入量(Q)随侵入时间(t)的变化情况,绘制 R-t 和 Q-t 关系曲线。采用控制变量的方法分别计算不同侵入时间、不同压差条件下钻井液滤液的岩心单位面积滤失量和累计滤失量,利用物质平衡原理求解钻井液滤液的侵入深度。

通过记录侵入岩心的钻井液流量来评价钻井液的侵入深度,根据质量守恒定律,通过实验获得钻井液最大侵入量(Q_{max}),采用式(1)计算钻井液侵入深度 L_{fmax} 。

$$L_{fmax}\pi r^2\Phi(1-S_{wo})=Q_{max} \quad (1)$$

式中: r ——实验岩样半径,cm; Φ ——孔隙度,%; S_{wo} ——初始含水饱和度,无因次。

根据实验数据,为获得钻井液侵入稳定时间(t_{max}),定义 Q_{max} 满足式(2)时,钻井液侵入时间为稳定时间,此时的侵入量为最大侵入量。

$$Q_{max}|_{t_{max+10}} + Q_{max}|_{t_{max}} \leq 2\% Q_{max}|_{t_{max}} \quad (2)$$

式中: t_{max} ——钻井液侵入稳定时间,min; $Q_{max}|_{t_{max}}$ —— t_{max} 对应的累计侵入量,mL; $Q_{max}|_{t_{max+10}}$ —— t_{max+10} 对应的累计侵入量,mL。

由式(2)确定钻井液侵入稳定时间 t_{max} 后,可根

据式(1)计算得出钻井液侵入深度 L_{fmax} 。

由实验结果可知(见图8):泥浆侵入深度和压差、时间呈正相关关系,随着压差和时间的增加而增加,水相伤害程度增大;钻井液滤液侵入储层深度随着时间、压差增大而增大,压差 > 20 MPa 后趋于平缓,最大侵入深度 76 cm;在压差 2~3.5 MPa 条件下,压差对钻井液滤液侵入储层敏感性最强。

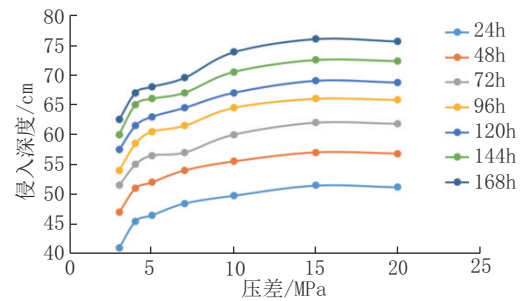


图8 泥浆侵入深度计算(钾氨基聚合物)

Fig.8 Drilling fluid intrusion depth curves

3 储层保护钻井液体系优化及性能评价

3.1 储层保护技术对策

盒2储层特征要求钻井液具有良好的井壁稳定性和储层保护性能。基于盒2储层伤害,影响因素和损害机理,储层保护钻井液应满足以下技术要求^[17-20]:

(1)无土相。盒2储层发育隐形裂缝,是主要的油气运移和导流通道,钻井液固相材料易侵入储层造成堵塞,钻井液体系需采用无土相,有效降低固相和坂土含量。

(2)低密度。盒2致密砂岩储层存在强应力敏感性,正压差条件下造成应力敏感伤害降低储层渗透率,且增大外来流体侵入储层的能力,加剧储层伤害,需采用近平衡或平衡钻井,降低液柱压力,减少压差伤害。

(3)低失水。液相伤害是造成致密砂岩储层伤害的主要原因,钻井液体系需进一步降低外来液相的侵入能力,强化泥饼的阻水能力,采用润湿反转,降低岩心亲水能力,减少泥浆侵入深度。

(4)强封堵。盒2储层泥岩微裂缝发育,需针对性开展复合暂堵剂优选,提高对微裂缝硬脆性泥岩的封堵能力,降低泥岩坍塌压力,确保低密度井壁稳定。

3.2 防水锁剂优选

从水相圈闭的本质来看,由于毛细管压力而产生了一个附加的表皮压降,它等于毛细管弯液面两侧非润湿相压力与润湿相压力之差,其大小可由任意曲界面的 Laplace 方程确定。当储层的润湿性为水润湿时,毛细管压力将阻碍地层油、气向井筒内流动,产生水锁伤害。

$$P_c = P_g - P_w = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = 2\sigma \frac{\cos \theta}{r} \quad (3)$$

式中: P_c ——毛细管压力, dyn/cm^2 ; σ ——油、气-水界面张力, dyn/cm ; R_1, R_2 ——两曲界面半径, cm ; r ——毛细管半径, cm ; θ ——毛细管润湿角, $(^\circ)$ 。

由毛细管压力公式可知, $\sigma \cos \theta$ 值越小,形成的毛细管力越小,造成水锁损害程度越轻,降低表面张力,增大接触角是降低毛细管力的主要手段。采用液滴形状分析仪,进行润湿性分析,实验结果见表 5。由实验结果可知,润湿反转剂具有反向的 $\sigma \cos \theta$,基本消除了毛细管力,有利于防水锁和储层保护。润湿反转剂具有最大的接触角 91.9° ,液相在泥岩表面不润湿,有利于井壁稳定。

表 5 防水锁剂优选实验

Table 5 Optimization experiment on waterproof locking agents

试液	接触角/ $(^\circ)$	表面张力/ ($\text{dyn} \cdot \text{cm}^{-1}$)	$\sigma \cos \theta$ / ($\text{dyn} \cdot \text{cm}^{-1}$)
地层水	38.97	48.7	37.86
OP-10	14.63	28.6	27.67
甜菜碱	31.48	27.9	23.79
SDFS-1	25.98	24.5	22.02
润湿反转剂-1	91.9	29.89	-0.99

3.3 封堵剂的优选

根据架桥理论和理想充填理论^[20],结合泥岩微裂缝尺寸,开展不同封堵剂压力传递实验和复配实验,实验结果见图 9。

由实验结果可知:纳米封堵剂 2 MPa 压力传递时间为 12000 s,超细沥青 2 MPa 压力传递时间为 8000 s,具有良好的微裂缝封堵效果,在此基础上,开展复配研究,优选出适用于上古生界泥岩的纳米封堵材料(纳米封堵剂:超细沥青=3:2),综合封堵率达到 91.2%。依据 D90 规则^[20]选择 600 目超细碳酸钙对较大裂缝进行封堵,考虑到地层微裂缝分布

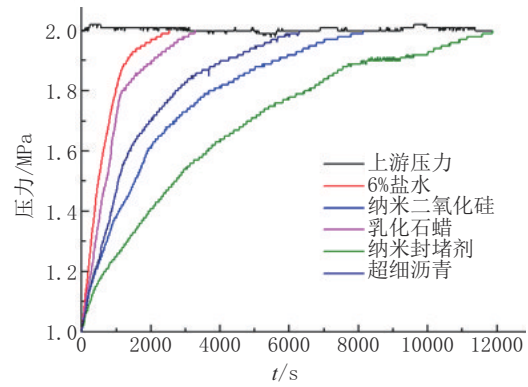


图 9 不同封堵剂压力传递实验

Fig.9 Pressure transfer experiment on different plugging agents

的不均质性,选用 2000 目和 5000 目的超细碳酸钙对中小微裂缝进行封堵,并依据滤失量对其配比进行优选,实验结果见表 6。由实验结果可以看出,2.5% 的钠土浆的滤失量为 31.6 mL,基于正交试验优选不同粒度级配的超细碳酸钙比例。确定钻井液体系中 5000 目、2000 目和 600 目超细碳酸钙的推荐加量分别为 0.5%、0.5% 和 1.0%。

表 6 不同粒径超细碳酸钙正交实验

Table 6 Orthogonal experiment on ultrafine calcium carbonate with different particle sizes

序号	5000 目 ($2.3 \mu\text{m}$)	2000 目 ($6.5 \mu\text{m}$)	600 目 ($23 \mu\text{m}$)	API 滤失量/mL
1	0	0	0	31.6
2	0	0.5	1	29.0
3	0	1.5	1.5	29.6
4	0	2	2.5	30.6
5	0.5	0	0	28.0
6	0.5	0.5	1	26.0
7	0.5	1.5	1.5	30.0
8	0.5	2	2.5	30.6
9	1	0	0	28.4
10	1	0.5	1	29.4
11	1	1.5	1.5	28.8
12	1	2	2.5	29.0
13	1.5	0	0	30.6
14	1.5	0.5	1	30.2
15	1.5	1.5	1.5	31.2
16	1.5	2	2.5	30.6

3.4 低密度储保型钻井液配方综合评价

结合东胜气田锦66井区地层特征及前期处理剂优选结果,开展锦66井区钻井液配方研究,形成无土相复合暂堵高酸溶钻井液,在有效降低外来流体和固相侵入的同时,可以在完井作业中进行酸化作业,进一步解除固相堵塞带来的储层伤害。形成的钻井液配方为:5%~6%氯化钾+0.3%~0.5%低粘羧甲基纤维素+0.2%~0.3%黄原胶+0.3%~

0.5%低粘聚阴离子纤维素+2%改性淀粉+1%胺基抑制剂+1%抗高温微米封堵剂+1%纳米可变性封堵剂+1%润湿反转剂+3%超细碳酸钙(5000目:2000目:500目=1:1:2),在80、100℃条件下老化16、32h,实验结果见表7。老化后表观粘度和塑性粘度等性能变化较小,API滤失量2.4~2.8mL,粘附系数0.06~0.08,钻井液体系保持较好的流变性能和较低的滤失性,满足钻井要求。

表7 钻井液配方流变性能

Table 7 Optimization of drilling fluid formula

温度/℃	老化时间/h	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	Gel/(Pa/Pa)	FL _{API} /mL	粘附系数
80	16	28	22	8	3/5	2.8	0.07
	32	26	20	6.5	2.5/4	3.0	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

3.4.1 抑制性评价

泥页岩的水化膨胀和分散性能是宏观评价泥岩井壁稳定性的重要指标,选取盒2段泥岩进行理化性能分析,结果如表8所示。从实验结果可知,无土相复合暂堵高酸溶钻井液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,在有效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。

3.4.2 储层保护评价

选取盒2段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,结果如表9所示。从实验结果

表8 不同钻井液膨胀性评价

Table 8 Expandability evaluation of different drilling fluids

钻井液类型	膨胀率/%			
	2 h	4 h	8 h	16 h
清水	49.61	61.92	72.72	80.62
钾铵基聚合物	10.00	14.42	17.97	20.15
无土相复合暂堵	7.34	11.11	14.43	16.50

来看,土相复合暂堵高酸溶钻井液体系储层渗透率恢复值>90%, $\sigma\cos\theta$ 值13.19 dyn/cm,储层渗透率恢复值可达91.11%,泥浆侵入深度降低至7.6cm,具有较好的储层保护性。

表9 不同钻井液储层保护评价

Table 9 Reservoir protection evaluation of different drilling fluids

序号	体系	接触角/ (°)	表面张力/ (dyn·cm ⁻¹)	$\sigma\cos\theta$ / (dyn·cm ⁻¹)	渗透率恢复率/ %	泥饼酸溶率/ %	24h泥浆侵入 深度/cm
1	钾铵基聚合物	43.5	52.00	26.78	81.43	84.52	45.8
2	无土相复合暂堵	65.2	32.40	13.19	91.11	95.43	7.6

4 研究成果应用

(1)东胜气田锦66井区推广应用无土相复合暂堵高酸溶钻井液体系,储层钻井液性能参数明显提升,钻井液密度保持在1.06~1.08g/cm³、API失水3.8~5mL、固相含量≤4%,垢土含量≤20g/L,见

表10。降低目的层井底压差7.53MPa,钻井成功率100%,着陆中靶率100%。单井成本较钾铵基钻井液增加6~8万元。

(2)东胜气田2021年应用无土相复合暂堵高酸溶钻井液体系7井次,平均单井产量1.4万m³/d,较2020年单井产量1.25万m³/d提高了12%;实现自

表 10 Jxx-1 井无土相复合暂堵高酸溶钻井液指标
Table 10 Parameters of soil-free compound temporary plugging high acid soluble drilling fluid

井深 / m	密度 / ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	API失水 / mL	固相含 量 / %	坂土含量/ ($\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$)
2017	1.07	5	4	20
2117	1.06	4.5	4	20
2212	1.07	3.8	4	20
2228	1.07	4	4	20
2330	1.07	4.2	4	20
2568	1.06	4	4	20
2691	1.08	4.4	4	20
2806	1.08	4	4	20
2806	1.08	4	4	20

然建产 3 井次, 试气 1 个月平均单井日产气量 $2.2 \text{万 m}^3/\text{d}$, 单井最高日产气 $5.3 \text{万 m}^3/\text{d}$ (见表 11), 单井节约压裂费用 58 万元, 累计节约投资 159 万元, 有效提升钻井质量, 降低单井投资成本。

表 11 2021 年锦 66 井区自然建产井情况

Table 11 Natural production wells in the Jin-66 area in 2021

井号	钻井液	目的层密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	坂土含量($\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$)	日产量/($\text{万 m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	套压/MPa
Jxx-1	无土相复合暂堵	1.07	18	1.8	9.4
Jxx-2	无土相复合暂堵	1.08	20	5.3	14.6
Jxx-3	无土相复合暂堵	1.07	17	2.3	15.9

参考文献 (References):

- [1] 贾爱林, 位云生, 郭智, 等. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 83-92.
JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 83-92.
- [2] 汪海阁, 周波. 致密砂岩气钻完井技术进展及展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 159-169.
WANG Haige, ZHOU Bo. Progress and prospect of tight sandstone gas well drilling and completion technologies[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(1): 159-169.
- [3] 周淑娟. 什股壕气区岩性-构造低渗含水气藏气水分布及开发方式[J]. 天然气技术与经济, 2021, 15(6): 14-19.
ZHOU Shujuan. Gas-water distribution and development mode in lithological-structural water-bearing gas reservoirs with low permeability, Shiguohao gas area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2021, 15(6): 14-19.

5 结论与建议

(1) 东胜气田盒 2 储层致密砂岩储层盐敏和应力敏感性较强, 储层微裂缝发育, 含有绿泥石、伊利石等敏感性矿物, 钻井液液相和固相在正压差条件下易造成严重的水锁和堵塞伤害。

(2) 东胜气田盒 2 储层泥岩以伊蒙混层和伊利石为主, 属于硬脆性泥岩, 微裂缝发育, 水化分散性较强, 钻井过程中易引起井壁剥落掉块失稳。

(3) 基于盒 2 储层损害机理, 优化了无土相复合暂堵高酸溶钻井液, 该体系化学封堵抑制性强, 具有低密度、低固相、低失水和强抑制的特点, 滤液表面张力低, 储层渗透率恢复值高, 泥浆侵入深度 10.8 cm, 具有良好的储层保护效果。

(4) 优化后的无土相复合暂堵高酸溶钻井液能有效降低钻井液水锁和固相伤害, 进一步保护储层, 2021 年杭锦旗实现 3 井自然建产, 试气 1 个月平均单井日产气量 2.2万 m^3 , 单井节约压裂费用 58 万元, 累计节约投资 159 万元。

- [4] 朱新春. 杭锦旗区块压裂缝高影响因素及延伸规律分析[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(1): 114-119.
ZHU Xinchun. Influential factors and propagation laws of hydraulic fracture height in the Hangjinqi Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(1): 114-119.
- [5] 赵荣华. 什股壕地区下石盒子组储层孔隙结构特征[J]. 河北地质大学学报, 2021, 44(2): 39-43.
ZHAO Ronghua. Pore structure characteristics of Lower Shihezi Formation in Shiguohao area[J]. Journal of Hebei GEO University, 2021, 44(2): 39-43.
- [6] 杨现禹, 蔡记华, 蒋国盛, 等. 维持页岩井壁稳定的物理封堵模拟和化学抑制实验研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 37-46.
YANG Xianyu, CAI Jihua, JIANG Guosheng, et al. Physical plugging simulation and chemical inhibition experiment for wellbore stability in shale[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4): 37-46.
- [7] 李建山. 杭锦旗区块防塌防漏钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(3): 308-314.

- LI Jianshan. Drilling fluid technology for borehole wall stabilization and mud loss control in Block Hangjinqi[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019,36(3):308-314.
- [8] 黄维安,雷明,滕学清,等.致密砂岩气藏损害机理及低损害钻井液优化[J]. *钻井液与完井液*,2018,35(4):37-42.
HUANG Weian, LEI Ming, TENG Xueqing, et al. Damaging mechanism of tight sandstone gas reservoirs and optimization of drilling fluids for reservoir protection[J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2018,35(4):37-42.
- [9] 姚泾利,刘晓鹏,赵会涛,等.鄂尔多斯盆地盒8段致密砂岩气藏储层特征及地质工程一体化对策[J]. *中国石油勘探*,2019,24(2):186-195.
YAO Jingli, LIU Xiaopeng, ZHAO Huitao, et al. Characteristics of He 8th member tight sandstone gas reservoir and solution based on geology-engineering integration in Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(2):186-195.
- [10] 马英文,刘小刚.抗高温无固相储层保护钻井液体系[J]. *石油钻采工艺*,2018,40(6):726-729.
MA Yingwen, LIU Xiaogang. High temperature resistant solid-free reservoir protection drilling fluid system[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2018,40(6):726-729.
- [11] 刘雪芬,康毅力,罗平亚,等.致密砂岩储层水相圈闭损害及防治方法探索[J]. *油田化学*,2017,34(2):211-216.
LIU Xuefen, Kang Yili, LUO Pingya, et al. Exploration of water facies trap damage in tight sandstone reservoir and its prevention method[J]. *Oilfield Chemistry*, 2017,34(2):211-216.
- [12] 郑维伟.鄂尔多斯盆地某油田致密砂岩储层特征及敏感性评价[J]. *能源化工*,2018,39(3):75-78.
ZHENG Weiwei. Characteristics and sensitivity evaluation of tight sandstone reservoir of an oilfield in Ordos Basin[J]. *Energy and Chemical Industry*, 2018,39(3):75-78.
- [13] 滕学清,张洁,朱金智,等.迪那3区块致密砂岩气藏损害机理及储层保护技术[J]. *钻井液与完井液*,2015,32(1):18-21.
TENG Xueqing, ZHANG Jie, ZHU Jinzhi, et al. Damage mechanism and reservoir protection technology of tight sandstone gas reservoir in Dina 3 Block[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015,32(1):18-21.
- [14] 曾亮,周书成,李长城.长庆油田致密砂岩储层特征及敏感性评价[J]. *能源化工*,2017,38(5):71-74.
ZENG Liang, ZHOU Shucheng, LI Changcheng. Characteristics and sensitivity evaluation of tight sandstone reservoir in Changqing Oilfield [J]. *Energy Chemical Industry*, 2017, 38(5):71-74.
- [15] 李宁,王有伟,张绍俊,等.致密砂岩气藏水锁损害及解水锁实验研究[J]. *钻井液与完井液*,2016,33(4):14-19.
LI Ning, WANG Youwei, ZHANG Shaojun, et al. Experimental study on water blocking damage and antiwater-blocking of tight sandstone gas reservoir [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2016,33(4):14-19.
- [16] 罗红芳,张文哲,何小曲,等.延安东部气田成膜防塌钻井液体系优选和应用[J]. *钻探工程*,2021,48(9):65-71.
LUO Hongfang, ZHANG Wenzhe, HE Xiaoqu, et al. Optimization and application of film-forming and anti-collapse drilling fluid in the Yan'an east gas field [J]. *Drilling Engineering*, 2021,48(9):65-71.
- [17] 王群.东胜气田井壁稳定技术研究[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*,2018,45(1):39-43.
WANG Qun. Research on borehole stability technology in Dongsheng gas field[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2018,45(1):39-43.
- [18] 李旭方,熊正强.抗高温环保水基钻井液研究进展[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*,2019,46(9):32-39.
LI Xufang, XIONG Zhengqiang. Research progress on high temperature resistant and environment friendly water-based drilling fluids[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2019,46(9):32-39.
- [19] 张坤,刘南清,王强,等.强抑制封堵钻井液体系研究及应用[J]. *石油钻采工艺*,2017,39(5):580-583.
ZHANG Kun, LIU Nanqing, WANG Qiang, et al. Research and application of strong suppression plugging drilling fluid system [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017,39(5):580-583.
- [20] 孔勇,金军斌,林永学,等.封堵防塌钻井液处理剂研究进展[J]. *油田化学*,2017,34(3):556-560.
KONG Yong, JIN Junbin, LIN Yongxue, et al. Research progress of treating agents for plugging and collapsing drilling fluid[J]. *Oilfield Chemistry*, 2017,34(3):556-560.

(编辑 李艺)