

# 文23枯竭砂岩型储气库微泡钻井液技术

刘自广

(中石化中原石油工程有限公司钻井二公司,河南濮阳475001)

**摘要:**文23储气库是以巨厚盐层为盖层的枯竭砂岩气藏型储气库,具有地层孔隙度高、渗透率变化大、压力系数低、亏空严重等特点,钻井过程中井漏、地层污染等问题突出。为此,研发了发泡剂、稳泡剂,开发了抗温120℃防漏型低密度微泡钻井液体系。该体系在120℃条件下,经72h老化后密度变化仅0.04 g/cm<sup>3</sup>,仅需325 mL承压即可达到10 MPa以上,对地层的渗透率恢复值达87.9%。微泡钻井液先后在文23储气库现场应用66口井,漏失发生率仅为13.6%,施工期间井壁稳定。抗温120℃防漏型低密度微泡钻井液在文23储气库建设中表现出了良好的防漏效果,同时有效地保障了井壁稳定,降低了储层伤害,为文23储气库安全、高效开发提供了有力技术保障。

**关键词:**砂岩型气藏;超低压储层;漏失;微泡钻井液;文23储气库

**中图分类号:**TE254;P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2022)02-0117-06

## Drilling fluid technology for the Wen-23 depleted sandstone gas storage

LIU Ziguang

(The Second Drilling Company of Sinopec Zhongyuan Petroleum Engineering Ltd., Puyang Henan 475001, China)

**Abstract:** The Wen-23 gas storage reservoir is a depleted sandstone type gas reservoir with a massive salt rock cover and a maximum temperature of 120°C at the bottom. To address severe leakage and formation contamination during drilling in the Wen23 reservoir, a leak-proof low-density micro-foam drilling fluid system with a temperature resistance of 120°C was developed. Test showed that the micro-foam drilling fluid system had a density change of only 0.04g/cm<sup>3</sup> after 72hrs aging at 120°C. Only 325mL was required to reach a pressure of 10MPa or more with the permeability recovery value of the formation up to 87.9%. The micro-foam drilling fluid has been applied to 66 wells in the Wen-23 gas storage reservoir with the incidence of leakage only 13.6%, and the well wall was stable during the drilling operations. The leak-proof low-density microfoam drilling fluid with 120°C resistance has demonstrated good leak prevention in the construction of the Wen-23 gas storage reservoir with effective protection of the well wall stability and reduction of the damage to the reservoir, providing a guarantee for the safe and efficient development of the Wen23 gas storage reservoir.

**Key words:** sandstone type gas reservoir; ultra low pressure reservoirs; leakage; micro-foam drilling fluids; Wen-23 gas storage

## 0 引言

中原文23储气库是国家“十三五”重点建设工程,设计总库容量104亿m<sup>3</sup>,一期工程设计库容量84亿m<sup>3</sup>,是我国中东部地区最大的储气库<sup>[1-3]</sup>,在改善华北地区大气环境质量、能源使用结构和提高人民生活水平等方面具有重大意义<sup>[4-6]</sup>。文23储气库

是利用已经枯竭的文23气田<sup>[7]</sup>,气田经过30多年的开采,地层压力亏空严重,压力系数在0.1~0.6 g/cm<sup>3</sup>,且动态变化大。钻井过程中极易发生严重漏失,影响钻井速度和污染目的层,严重影响储气库建设质量<sup>[1,8]</sup>。针对上述难题,开发了微泡钻井液体系与工艺技术,密度0.85~1.00 g/cm<sup>3</sup>,防漏堵漏效

收稿日期:2022-02-14;修回日期:2022-02-28 DOI:10.12143/j.ztgc.2022.02.016

基金项目:中国石化集团公司科技攻关项目“中原文23储气库钻完井关键技术”(编号:P18098-1)

作者简介:刘自广,男,汉族,1967年生,经理,高级工程师,钻井工程专业,长期从事油气钻井技术与管理相关工作,河南省濮阳市华龙区苏北路钻井二公司,liuzg.oszy@sinopec.com。

引用格式:刘自广.文23枯竭砂岩型储气库微泡钻井液技术[J].钻探工程,2022,49(2):117-122.

LIU Ziguang. Drilling fluid technology for the Wen-23 depleted sandstone gas storage[J]. Drilling Engineering, 2022,49(2):117-122.

果好。在文23储气库66口井应用,漏失发生率13.6%,单井实际注气量较设计提高30.4%。解决了文23储气库钻井井漏和储层保护的技术难题,为储气库的安全、高效建设提供了技术支撑。

## 1 地质特征及钻井液技术难点

文23气田地质分层与岩性见表1,目的层为沙四段,埋深2760~3120 m,为层状砂岩干气藏,经过30多年的开发,目前处于压力枯竭状态,主力地层

压力3~4 MPa,压力系数0.10~0.60左右,温度在115~120℃。储层之上为沙一段、沙三段地层,埋深在2200~2800 m之间,以膏盐层、膏盐层夹泥页岩层为主,盐层厚度200~500 m。东营组至井口地层,压实程度低,成岩性差,为松散的砂岩。且每口井平均钻遇3~5个断层。文23储气库地质情况复杂,其超低压枯竭储层对钻井液技术提出了更高的要求。具体表现如下。

表1 文23气田地质分层及岩性情况

Table 1 Formation and lithology for Wen-23 gas field

| 地层   | 设计垂深/m | 主要岩性  |
|------|--------|---|
| 第四系  | 250    | 地黄色、棕红色粘土、砂质粘土及砂层                           |
| 明化镇组 | 1250   | 棕黄色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩互层                            |
| 馆陶组  | 1500   | 灰黄色、棕红色、灰绿色砾状砂岩、砾岩、粉砂岩、泥岩不等厚互层              |
| 东营组  | 2075   | 棕红色、灰绿色泥岩与浅灰色、棕红色粉砂岩                        |
| 沙一段  | 2202   | 上部灰色泥岩、白云质泥岩,下部灰质岩、盐岩                       |
| 沙三下  | 2460   | 盐岩、膏盐层、泥膏岩、灰色泥岩                             |
| 沙四上  | 2837   | 上部灰色泥岩夹薄层白云质粉砂岩,下部灰黄色粉砂岩夹泥岩,棕红色粉砂岩、细砂岩夹薄层泥岩 |
| 沙四下  | 3082   | 灰色、灰褐色粉砂岩(局部含钙)与灰黑、黑色泥岩互层,见介形虫及黄铁矿          |

(1)地层漏失问题。文23气田经过多年开采,产层气体枯竭,地层亏空、孔隙度大、渗透率高、承压能力低,施工中易发生亏空性井漏,严重时失返。盐层顶部断层较多,且上部为疏松地层及砂砾岩地层,孔隙度大、胶结性差,易发生渗透性或失返性漏失<sup>[9-10]</sup>。其次是诱导性漏失问题,文23气田地层本身较为脆弱,当下钻速度过快、开泵过猛会造成井漏;在下技术套管、开泵循环时,因技术套管与环空间隙窄也易造成井漏。

(2)储层污染问题。储层超低的压力导致钻井过程中钻井液、完井液等极易侵入地层,造成油气藏污染、井壁失稳,进而引起单井注入量降低<sup>[11-13]</sup>。

(3)温度影响。文23储气库井底温度较高,温度会对钻井液性能产生一定的影响。

## 2 低压地层微泡钻井液技术

中原油田文23储气库目的层地层压力系数0.1~0.3,钻井过程中井漏风险大,为此通过实验确定了低压地层微泡钻井液的基础配方,并对其主要性能进行了分析与评价,验证了微泡钻井液技术的

可行性。

### 2.1 微泡钻井液基础配方研究

研发了阴离子型粘弹性表面活性剂、泡沫增强剂,配合稳泡剂、降滤失剂等其它处理剂,利用正交实验优化出了微泡钻井液配方,形成了抗温120℃、抗压缩、抗污染、高稳定性和低储层污染的环保型微泡钻井液体系。经过实验,该体系具有良好的承压堵漏性能及储层保护性能。

#### 2.1.1 发泡剂研发

微泡钻井液技术的核心处理剂是发泡剂、泡沫增强剂和稳泡剂,这些核心处理剂对微泡钻井液的性能具有重要意义<sup>[14]</sup>。

通过分析微泡钻井液特点,发现形成空间网状结构的粘弹性表面活性剂与普通线性结构的表面活性剂相比更有利于提高微泡密封性,从而提高微泡钻井液的触变性。通过实验合成了阴离子粘弹性表面活性剂VES-1,该表面活性剂随着浓度的增加,其粘弹性能增强;随着剪切速率增加,其粘度呈下降趋势。对合成的表面活性剂VES-1泡沫性能进行评价表明,随着表面活性剂用量的增加,其发泡性能和泡沫半衰期均明显提高,表面活性剂VES-1

用量应控制在0.4%~1.2%。实验结果见图1。

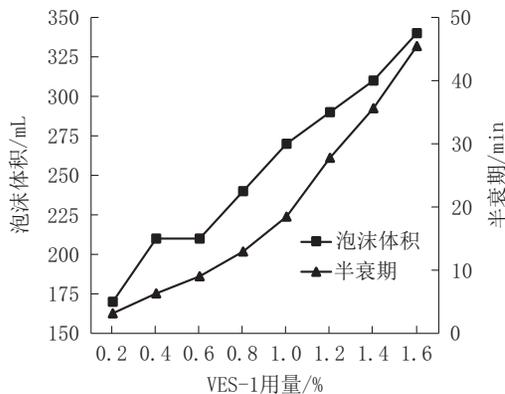


图1 表面活性剂 VES-1 用量对泡沫性能影响

Fig.1 Effect of addition amount of VES-1 surfactant on foam properties

### 2.1.2 泡沫增强剂研发

为了增加微泡壁厚和强度,提高微泡在高温高压条件下的稳定性和抗压缩性能,进一步改善微泡钻井液防漏性能,实验研发了泡沫增强剂 FSA-1。通过不同泡沫增强剂加量对泡沫抗压缩性能的影响试验,结果表明,加入 0.1% 泡沫增强剂 FSA-1 后,泡沫抗压缩性能明显提高,与未加入泡沫增强剂相比,在 30 MPa 压力下体系密度差达到  $0.03 \text{ g/cm}^3$ 。这主要是由于泡沫增强剂 FSA-1 分子量适中,同时自身具有表面活性,易于与表面活性剂 VES-1 协同作用,并在微泡壁表面聚集。由于泡沫增强剂分子中含有大量水化基团,可以增加微泡壁的水化膜厚度和强度,提高对内部空气核的密封性,从而提高泡沫的抗压缩性能。同时,通过实验可看出,当泡沫增强剂用量为 0.3% 时,泡沫抗压缩性可提高 25% (约  $0.04 \text{ g/cm}^3$ ),继续增加其用量泡沫抗压缩性能变化不大。因此,泡沫增强剂合适的用量宜选择 0.3%~0.7%。

### 2.1.3 稳泡剂优选

为提高泡沫的稳定性,延长其半衰期。室内优选不同类型稳泡剂并对其进行性能评价。

#### 2.1.3.1 稳泡剂类型选择

不同类型稳泡剂对表面活性剂 VES-1 的影响试验表明(见表 2),不同类型的稳泡剂与表面活性剂 VES-1 均有较好的配伍性,加入稳泡剂后,泡沫稳定性增强,半衰期均有不同程度延长。当稳泡剂使用 XC 时,虽然溶液发泡体积较小,但稳泡效果最

佳。其机理是 XC 是在含有根茎类淀粉或谷物淀粉的营养液中发酵而生成的一种线性高分子多糖化合物,其分子量可达  $10^6$  以上,分子量高导致起泡体积相对较低,其分子内部氢键的存在可使 XC 分子形成空间立体结构,而空间立体结构与线性结构相比更有利于泡沫的稳定。

表 2 不同稳泡剂对泡沫稳定性影响  
Table 2 Effect of different foam stabilizers on foam stability

| 稳泡剂种类    | 起泡体积/mL | 半衰期/min |
|----------|---------|---------|
| 无        | 450     | 10.2    |
| XC       | 310     | 650.0   |
| HV-CMC   | 420     | 124.0   |
| 80A51    | 430     | 28.0    |
| CPS-2000 | 490     | 34.5    |
| PAMS601  | 440     | 42.0    |

#### 2.1.3.2 稳泡剂用量确定

实验研究了 XC 加量对表面活性剂 VES-1 的影响。实验表明,当 XC 用量较低时,溶液发泡性能较强,但泡沫稳定性相对较低,当 XC 用量在 0.5% 以上时,泡沫半衰期达到 24 h 以上,表现出良好的稳泡性能。

在上述研究的基础上,形成了微泡钻井液体系: 3%~5% 膨润土浆 + 0.5%~1% 起泡剂 + 0.2%~0.4% XC + 1.5%~2.5% 降滤失剂 + 0.5%~2% 抑制剂 + 1%~2% 胶束促进剂 + 0.1%~0.3% 杀菌剂。

### 2.2 微泡钻井液性能评价

针对三开超低压储层堵漏及降低储层伤害的工程需求<sup>[15-16]</sup>,需要对确定的微泡钻井液体系的承压性能、储层保护性能进行实验评价,此外,由于井底温度较高及泡沫的特殊性,需要考察温度对微泡钻井液的影响。

#### 2.2.1 承压封堵性能评价

微泡钻井液可起到很好的防漏堵漏作用,其主要原因就在于微泡能够在不同漏失地层改变自身尺寸。因此,需要对微泡钻井液承压封堵性能进行系统评价。

##### 2.2.1.1 砂床目数的影响

不同目数的砂床具有不同的孔隙尺寸,从而对微泡钻井液的承压封堵性能产生影响。实验中,配

制了密度 $0.80\text{ g/cm}^3$ 微泡钻井液,在 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下利用不同目数的砂子模拟不同孔隙大小的漏失地层,通过砂床目数对微泡钻井液封堵性能进行实验,试验结果如图2所示。结果表明,当砂床目数在60~90目和90~120目时,微泡钻井液的承压封堵能力可达10 MPa以上,并且砂床目数越高,微泡钻井液用较少的挤注量,承压即可达10 MPa以上。而当砂床目数在40~60目时,微泡钻井液的最大承压能力仅为3 MPa。这是由于砂床目数越大,形成的孔隙尺寸越小,更有利于微泡钻井液中的微泡对这些孔隙的封堵;而砂床目数越小,形成的孔隙尺寸越大,微泡粒径与其尺寸不相匹配,难以形成有效的封堵层,造成砂床被击穿。实验后泡沫钻井液如图3所示。

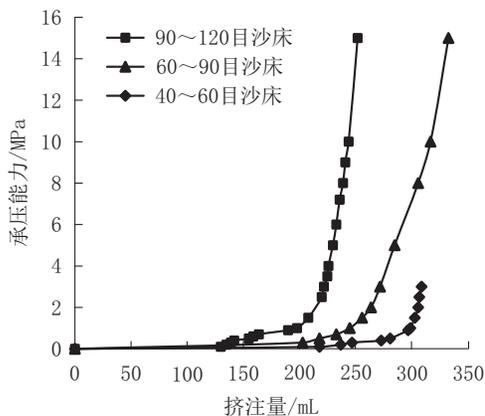


图2 砂床目数对钻井液封堵性能的影响

Fig.2 Effect of the sand bed mesh on the plugging performance of drilling fluid



图3 实验后的泡沫钻井液

Fig.3 Foam drilling fluid after experiment

### 2.2.1.2 温度的影响

升高温度会引起微泡体积膨胀,进而对微泡钻

井液的承压封堵能力产生影响。实验评价了50、80、 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 温度下微泡钻井液在60~90目砂床的承压封堵性能。实验表明,在 $50\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下,微泡钻井液以较小的挤注量其承压能力即可达到10 MPa,且随着温度的升高,所需要注入量减小。

### 2.2.1.3 性能对比

为了客观评价以表面活性剂VES-1配制的微泡钻井液承压封堵性能,将其与前期优选表面活性剂配制的微泡钻井液进行了性能对比。以VES-1为发泡剂配制的微泡钻井液仅需325 mL承压即可达到10 MPa以上,表面活性剂DC则需要435 mL,而OP-10配制的微泡钻井液承压最高仅2.1 MPa。实验表明,VES-1为粘弹性表面活性剂配制的微泡钻井液具有高触变性,更有利于封堵微裂缝。

### 2.2.2 储层保护特性评价

取文109井岩心(2818~2823 m井段,含泥砂岩),对微泡钻井液和常规水基钻井液体系的储层保护性能进行评价。实验采用岩心流动实验仪、岩心真空饱和装置等对钻井液体系的岩心渗透率恢复值进行测定,实验结果表明,微泡钻井液岩心渗透率恢复值达87.9%,而常规水基钻井液岩心渗透率恢复值仅为71.5%,表明微泡钻井液对储层的污染程度较小,具有良好的储层保护性能。

### 2.2.3 抗温特性评价

为了评价微泡钻井液的抗温性能,开展了 $0.8\sim 1.5\text{ g/cm}^3$ 不同密度钻井液在 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下实验。实验表明,老化16 h后,不同密度的微泡钻井液均表现出良好的抗温性能,高温老化前后密度差 $<0.1\text{ g/cm}^3$ 。同时微泡钻井液密度较小时,老化前后密度差相对较大;而微泡钻井液密度较大时,老化前后密度差相对较小。随着老化时间的延长,微泡钻井液粘度和切力逐渐降低,密度逐渐升高,当老化时间达32 h时,体系密度已有较大升幅。这主要是由于微泡钻井液中的稳泡剂抗温性能不足,经长时间老化后发生降解,丧失了处理剂的功能,无法保持微泡的稳定,导致体系消泡。

为了保证微泡钻井液在长时间老化条件下仍能保持较好微泡稳定性,将稳泡剂XC、降滤失剂LV-CMC配制成胶液,维护钻井液。微泡钻井液经维护后,微泡稳定性显著增加,经72 h老化后与老化前相比密度差仅为 $0.04\text{ g/cm}^3$ ,流变性能也趋于稳定,能够满足现场需求。

### 3 现场应用

低密度微泡钻井液体系先后在中原文23储气库应用66口井,表现出良好的防漏效果,为中原文23储气库建设提供了有力的技术支撑。

#### 3.1 防漏效果良好

在66口井三开储层段全部使用密度0.92~1.30 g/cm<sup>3</sup>微泡钻井液,其中57口井未发生漏失,9口井钻进过程中发生漏失,发生率仅13.6%,体系表现出良好的防漏效果。对于孔隙度较大的地层可以使用随钻封堵材料+微泡钻井液进行防漏。

例如,文23储2-11井预测地层压力系数0.10~1.0,施工过程中易发生漏失。三开钻进前顶替井筒内密度1.50 g/cm<sup>3</sup>二开饱和盐水钻井液时发生部分混浆,微泡钻井液基浆密度达1.10 g/cm<sup>3</sup>以上,现场在储层(施工井段2805~3077 m)采用密度1.0~1.03 g/cm<sup>3</sup>微泡钻井液体系钻进。在钻至2977 m时发生失返性漏失,静止堵漏10 h后钻进,可建立循环但仍有漏失,在体系中加入2.5%随钻封堵材料,后续施工无漏失,顺利完钻。

#### 3.2 抑制性较好

微泡钻井液具有较好的抑制性,施工期间井壁稳定,未发生因井壁失稳造成的坍塌、掉块现象,井眼规则。应用井三开平均井径扩大率<5%。

如储3-5井三开施工井段2780~3120 m钻井液密度1.1~1.15 g/cm<sup>3</sup>,等停时间较长,施工时间达到9.85 d,期间井壁稳定,未发生井壁掉块等现象,三开平均井径扩大率3.2%。

#### 3.3 储层保护性能好

由于微泡钻井液中微泡优先进入漏层,可有效减少钻井液漏失,后期测井数据表明钻井液侵入深度0.8~1.6 m。同时,进入地层的微泡随时间延长可以自行消泡,有利于保护储层。目前已注气的22口井单井平均吸气速率50万 m<sup>3</sup>/d,超过注气预测值(15万~20万 m<sup>3</sup>/d)的1.5~2倍,注气效果远超预期,充分证明微泡钻井液具有良好的储层保护能力。

### 4 结论与建议

(1)通过文23储气库微泡钻井液技术攻关,形成了适合枯竭砂岩型气藏的微泡钻井液技术,有效地解决了枯竭砂岩型储气库建设过程中的钻井液技术难题,大大提高了储气能力。

(2)低密度微泡钻井液体系在文23储气库三开

使用66口井,其中57口井未发生漏失,9口井在钻进过程中发生漏失(通过静止堵漏、添加随钻封堵材料可有效封堵),漏失发生率13.6%,表现出良好的防漏效果。

(3)通过自主研发的微泡钻井液体系核心处理剂,形成的抗温120℃低密度微泡钻井液体系,对高渗透低压储层具有良好的承压封堵能力、较好的抑制性,能够有效降低储层污染。

(4)由于微泡自身粒径大小的限制,对于大尺寸裂缝及较大孔隙的地层,微泡钻井液有其性能极限,可通过适量添加随钻封堵材料增加其堵漏能力。

### 参考文献(References):

- [1] 赵金洲.文23地下储气库关键工程技术[J].石油钻探技术,2019,47(3):18-24.  
ZHAO Jinzhou. The key engineering techniques of the Wen 23 underground gas storage [J]. Petroleum Drilling Technology, 2019,47(3):18-24.
- [2] 苏欣,张琳,李岳.国内外地下储气库现状及发展趋势[J].天然气与石油,2007,25(4):1-4.  
SU Xin, ZHANG Lin, LI Yue. Status and development trend of foreign underground gas storages [J]. Natural Gas and Oil, 2007,25(4):1-4.
- [3] 曾大乾,张广权,张俊法,等.中石化地下储气库建设成就与发展展望[J].天然气工业,2021,41(9):125-134.  
ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, ZHANG Junfa, et al. Sinopec's UGS construction achievement and development prospect [J]. Natural Gas Industry, 2021,41(9):125-134.
- [4] 张光华.中石化地下储气库建设现状及发展建议[J].天然气工业,2018,38(8):112-118.  
ZHANG Guanghua. Underground gas storage of Sinopec: Construction status analysis and development proposals [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(8):112-118.
- [5] 薛雨,张新悦,王立东.中俄东线楚州盐穴储气库配套钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(9):40-44.  
XUE Yu, ZHANG Xinyue, WANG Lidong. Drilling fluid technology for Chuzhou salt-cavern gas storage for Sino-Russian east gas pipeline [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019,46(9):40-44.
- [6] 袁光杰,张弘,金根泰,等.我国地下储气库钻井完井技术现状与发展建议[J].石油钻探技术,2020,48(3):1-7.  
YUAN Guangjie, ZHANG Hong, JIN Gentai, et al. Current status and development suggestions of drilling and completion technology for underground gas storage in China [J]. Petroleum Drilling Technology, 2020,48(3):1-7.
- [7] 苏月琦,李琦,田艳红,等.东濮凹陷文23气田沙四段储层沉积相特征[J].断块油气田,2010,17(6):15-19.

- SU Yueqi, LI Qi, TIAN Yanhong, et al. Characteristics of sedimentary facies in the fourth member of Shahejie formation in Wen 23 gas field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2010, 17(6): 15-19.
- [8] 马小明, 余贝贝, 马东博, 等. 砂岩枯竭型气藏改建地下储气库方案设计配套技术[J]. *天然气工业*, 2010, 30(8): 67-71.
- MA Xiaoming, YU Beibei, MA Dongbo, et al. Project design and matching technologies for underground gas storage based on a depleted sandstone gas reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(8): 67-71.
- [9] 吴天乾, 李明忠, 蒋新立, 等. 杭锦旗地区裂缝性漏失钻井堵漏技术研究与应用[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2020, 47(2): 49-53.
- WU Tianqian, LI Mingzhong, JIANG Xinli, et al. Research and application of plugging technology for fracture type leakage in the Hangjinqi area[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2020, 47(2): 49-53.
- [10] 郝惠军, 田野, 张健康, 等. 苏 20K-P1 储气库井超低压砂岩地层随钻堵漏技术[J]. *钻井液与完井液*, 2012, 29(3): 38-39.
- HAO Huijun, TIAN Ye, ZHANG Jianguo, et al. Technology of mud loss control while drilling in ultra-low pressure sandstone formation of gas storage well Su 20K-P1[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2012, 29(3): 38-39.
- [11] 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.
- [12] 代万庆, 薛艳, 颜巧云. 水敏性地层钻探泥浆性能优化及配制[J]. *钻探工程*, 2021, 48(11): 23-29.
- DAI Wanqing, XUE Yan, YAN Qiaoyun. Performance optimization and preparation of drilling mud for water sensitive formation[J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(11): 23-29.
- [13] 范伟华, 符自明, 曹权, 等. 相国寺储气库低压易漏失井固井技术[J]. *断块油气田*, 2014, 21(5): 675-677.
- FAN Weihua, FU Ziming, CAO Quan, et al. Cementing technology of low pressure and easy leaking well in Xiangguosi underground gas storage[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(5): 675-677.
- [14] 王劲松, 蒋建良, 潘永坚, 等. 泡沫钻进流体循环用消泡器设计与数值模拟分析[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2020, 47(5): 53-59.
- WANG Jinsong, JIANG Jianliang, PAN Yongjian, et al. Structure design and numerical simulation of a mechanical foam-breaker for foam drilling fluid recycling[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2020, 47(5): 53-59.
- [15] 王志战. 枯竭砂岩气藏型储气库录井关键技术研究——以文 23 储气库为例[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(3): 156-162.
- WANG Zhizhan. Research on key technology of logging wells in depleted sandstone gas reservoir type gas storage reservoirs—Taking Wen 23 gas storage reservoir as an example[J]. *Petroleum Drilling Technology*, 2019, 47(3): 156-162.
- [16] 李建中, 徐定宇, 李春. 利用枯竭油气藏建设地下储气库工程的配套技术[J]. *天然气工业*, 2009, 29(9): 97-99.
- LI Jianzhong, XU Dingyu, LI Chun. The matching technologies of rebuilding underground gas storages on the depleted oil and gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(9): 97-99.

(编辑 李艺)