

引用格式:张龙胜,王维恒.阴-非体系高温泡排剂HDHP的研究及应用——以四川盆地东胜页岩气井为例[J].油气藏评价与开发,2023,13(2):240-246.

ZHANG Longsheng, WANG Weiheng. Study and application of a high temperature foaming agent in anionic-nonionic system namely HDHP: A case study of shale gas wells in Dongsheng Block, Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 240-246.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.02.013

阴-非体系高温泡排剂HDHP的研究及应用

——以四川盆地东胜页岩气井为例

张龙胜,王维恒

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院,江苏南京210019)

摘要:四川盆地东胜区块页岩气井储层垂深大(最大4300 m)、地层温度高(最高140 °C)、钙镁离子质量浓度高(最高 2.8×10^{-3} kg/L),导致返排液量过低,泡排剂效果不佳。针对此问题,在室内选取脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠(AES)、含氟己基乙醇聚氧乙烯醚(FT)、改性硅油树脂聚醚(FM)和金属螯合剂(EDTA-2Na)为原料,制得阴-非体系高温泡排剂HDHP。通过正交试验,研究了AES、FT和FM不同配比对发泡、稳泡性能的影响,从而确定HDHP的最佳配比。通过室内实验评价HDHP的泡沫综合性能,表明高温泡排剂HDHP具有良好的抗温性和抗钙镁离子能力。在东胜区块3口井的试验过程中,平均单井产气量提高了30%。研究结果表明,阴-非体系高温泡排剂HDHP适用于东胜区块超深页岩气井泡沫排采工艺,具有良好的应用前景。

关键词:阴-非体系;泡排剂;高温;页岩气井;东胜区块

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Study and application of a high temperature foaming agent in anionic-nonionic system namely HDHP: A case study of shale gas wells in Dongsheng Block, Sichuan Basin

ZHANG Longsheng, WANG Weiheng

(Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: The shale gas wells in Dongsheng Block of Sichuan Basin are in deep reservoirs with the maximum depth of 4300 m, with high stratum temperature up to 140 °C and of high mass concentration of calcium and magnesium ions up to 2.8×10^{-3} kg/L. All these characteristics result in the low flowback fluid volume and poor effect of foaming agent. In order to solve these problems, the fatty alcohol polyoxyethylene lauryl ether sulfate sodium (AES), fluorohexyl ethanol polyoxyethylene ether (FT), modified silicone oil resin polyether (FM) and metal-chelator (EDTA-2Na) are adopted as the raw materials to prepare a high temperature foaming agent in anionic-nonionic system namely HDHP. According to the orthogonal experimental design, the effects of different ratio of AES, FT and FM on the foaming ability and foaming stability are studied, and the optimum addition are determined. The comprehensive performance of HDHP evaluated in the laboratory shows a good effect of temperature and calcium and magnesium ions resistance. In the test of three wells in Dongsheng Block, the average gas production per well has increased by 30%. The results show that HDHP is suitable for the foam drainage technology of ultra-deep shale gas wells in Dongsheng Block, and has good popularization and application value.

Keywords: anionic-nonionic system; foaming agent; high temperature; shale gas well; Dongsheng Block

收稿日期:2023-01-09。

第一作者简介:张龙胜(1968—),男,本科,高级工程师,从事采油气工艺方面研究。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail:183911057@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气田示范工程建设”(2016ZX05061)。

随着页岩气井不断向深层开发,绝大部分井由于储层垂深大、温度高、钙镁离子含量高,短暂自喷后气量衰减过快,地层水无法带出地面,井底积液过多,导致产量下降,形成恶性循环^[1]。为了提高页岩气井产量,往往需要采取射流泵、气举、泡沫排采等多种工艺措施,排出井底积液,从而达到增产稳产的目的^[2-4]。泡沫排采工艺由于工艺简单、性价比高、应用广泛等优点,逐渐成为主要的页岩气生产工艺^[5]。目前市场上泡排剂品种多,不同泡排剂往往仅适用于特定地质条件的区块^[6-9]。近年来,在泡沫排采的机理以及泡排剂种类方面做了大量研究,也取得了较好成果^[10-14];但大部分泡排剂一般适用于90℃以下的地层,随温度升高,泡排剂的发泡性会大大降低,尤其在100℃以上的高温地层,许多泡排剂产生的泡沫会在几分钟内消失,甚至不产生泡沫^[15]。受限于不同地层特性和返排水水质,每种高温泡排剂的应用都存在一定的局限性,无法满足所有区块。钙、镁等二价金属离子对泡沫性能影响远大于钾、钠等一价金属离子,且二价金属离子易结垢,固相含量对泡沫稳定性具有较强的破坏作用,对于钙镁离子含量高的页岩气井,泡排剂抗钙镁离子能力尤为重要,所以泡排剂应针对特定的区块环境选择,以提高泡沫排采效率。

四川盆地东胜区块地层温度最高达140℃、钙镁离子质量浓度最高达 2.8×10^{-3} kg/L,许多页岩气井排采效果不佳。此前该区块先后试验了4种高温泡排剂,且部分井还采用气举+泡排的采气工艺,井底积液仍不能完全排出,气量下降严重。为了提高排采效率,以脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠(AES)、含氟己基

乙醇聚氧乙烯醚(FT)、改性硅油树脂聚醚(FM)和金属螯合剂(EDTA-2Na)为原材料,制得阴-非体系高温泡排剂HDHP。现场试验结果表明,该泡排剂在140℃和 3×10^{-3} kg/L钙镁离子质量浓度的条件下,仍保持良好的泡沫综合性能,为东胜区块页岩气增产稳产提供了产品支撑。

1 HDHP的研制技术思路

泡排剂主要是由一种或多种表面活性剂复配而成,不同类型的表面活性剂的性能和使用环境有所差异,大量实验数据证明非离子型和含氟类表面活性剂耐温性能良好;阴离子型虽然起泡能力优异,但抗电解质能力较差,高钙镁离子含量下会与水体的多价阳离子生成沉淀;阳离子表面活性剂具有优异的抗盐及抗高温的特性,但价格昂贵,性价比较低;两性离子表面活性剂由于其特殊的pH值选择性,使其具有优异的抗盐和稳泡等特性,但在100℃以上泡沫质量明显降低^[16-20](表1)。大量研究表明,不同种类的表面活性剂复配使用会达到比单一产品更优异的综合性能,因此,可利用不同种类表面活性剂的协同增效提高泡排剂的综合性能^[21]。

东胜区块地层温度110~140℃,返排水钙镁离子质量浓度 $(1.0 \sim 2.8) \times 10^{-3}$ kg/L。要求泡排剂优先保证抗温性能,则选用抗温性能良好的阴离子表面活性剂和非离子表面活性剂作为泡排剂主剂,再通过加入金属螯合剂,既能解决阴离子表面活性剂与现场水不配伍问题,发挥其最佳发泡性能,又能起到缓垢作用,使产品具有良好的综合性能。

表1 不同类型表面活性剂的优缺点
Table 1 Advantages and disadvantages of different types of surfactants

种类	优点	缺点
阴离子型 (硫酸盐和磺酸盐类)	起泡能力强,来源广泛,价格适中,经济效益较高	抗电解质能力较差,易与多价阳离子生成沉淀
阳离子型 (季铵盐和胺盐类)	抗盐性强,抗温性强	价格较昂贵,起泡能力一般
两性离子型 (氨基酸和甜菜碱类)	抗盐性好,稳泡能力好,毒性低	价格较昂贵、受地层水条件限制较大、抗温性较差
非离子型 (聚氧乙烯和聚醚类)	抗温抗盐性好,稳泡性好,配伍性好	起泡能力一般,价格较昂贵
特殊型 (氟碳和有机硅类)	起泡能力较强、无毒性、抗温性好,特殊氟碳抗温能达200℃以上	来源有限、价格昂贵、市场产品性能良莠不齐

2 阴-非体系高温泡排剂HDHP的研制

结合产品研制技术思路,首先在室内筛选出合适的单剂,再利用正交试验确定单剂最佳配比,最后使用模拟矿化水确定EDTA-2Na的加量范围,从而确定最终配方,形成阴-非体系高温泡排剂HDHP。

2.1 泡排剂主剂筛选

在室内选择性价比较高的烷基苯磺酸钠(LAS)、 α -烯烴磺酸盐(AOS)、脂肪醇-聚氧乙烯醚硫酸钠(AES)、月桂基二甲基氧化胺(OB-2)、含氟己基乙醇-聚氧乙烯醚(FT)和月桂酰基丙基二甲基叔胺(PKO)6种表面活性剂。

将上述6种单剂配成 1×10^{-3} kg/L质量浓度的水溶液,通过Waring Blender法分别测出常温和在150 °C老化24 h后的泡沫初始体积 V_0 和稳泡5 min后的泡沫体积 V_5 ,再利用公式(1)计算出泡沫降低率,结果如表2所示。

$$\omega = \frac{V_0 - V_5}{V_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中: ω 为泡沫降低率,%; V_0 为泡沫初始体积,mL; V_5 为稳泡5 min后的泡沫体积,mL。

从表2可以看出:常温条件下6种表面活性剂的泡沫差异性不大,但经过150 °C老化24 h后的发泡性能差异较明显,鉴于东胜区块地层温度较高,故选择

150 °C老化24 h后泡沫降低率最低的AES和FT作为泡排剂主剂。

2.2 泡排剂助剂优选

为保证泡排剂在高温、高钙镁离子含量条件下的综合性能,需要在泡排剂主剂中添加少量助剂,用于改善泡沫存在的环境和液膜厚度。室内选择改性硅油树脂聚醚(FM)、聚丙二醇(PPG2000)和三乙醇胺(TEOA)3种助剂进行实验。

将AES、FT和单一助剂按照质量比1:1:0.05混合制成3种体系,再以0.20%加量加入到不同钙镁离子质量浓度的模拟矿化水中(矿化水按照东胜区块返排水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 的平均质量比为8:1配制),在150 °C条件下老化24 h后,测试其泡沫降低率,结果如图1所示。

从图1可以看出,添加助剂能有效提高泡排剂体系的稳泡性能,在钙镁离子质量浓度小于 1×10^{-3} kg/L时,3种助剂体系的泡沫降低率变化不大,当钙镁离子质量浓度大于 1×10^{-3} kg/L时,PPG2000和TEOA泡沫降低率急剧增加,表明此时泡沫性能已被严重破坏,FM的泡沫降低率随着钙镁离子质量浓度增加呈上升趋势,但明显小于同质量浓度下的其他2种助剂,FM能增强液膜抗压能力,提高液膜结构稳定性,从而达到良好的稳泡效果,表明FM具有良好的稳泡性,故选择FM作为泡排剂助剂。

2.3 泡排剂配方研究

根据上述材料的筛选实验结果,将优选的材料按照 $L_{16}(4^3)$ 进行正交试验。实验以AES、FT和FM作为考察因素,以不同质量比安排16组正交试验,如

表2 泡排剂主剂筛选实验

Table 2 Screening experiment of main agent of foaming agent

单剂名称	实验条件	V_0 (mL)	V_5 (mL)	ω (%)
LAS	常温	550	405	26.36
AOS		540	400	25.92
AES		580	429	26.03
OB-2		520	385	25.96
FT		560	423	24.46
PKO		480	340	29.16
LAS	150 °C老化 24 h	460	317	31.68
AOS		440	314	28.95
AES		550	408	25.81
OB-2		415	301	27.46
FT		510	385	24.51
PKO		430	314	27.98

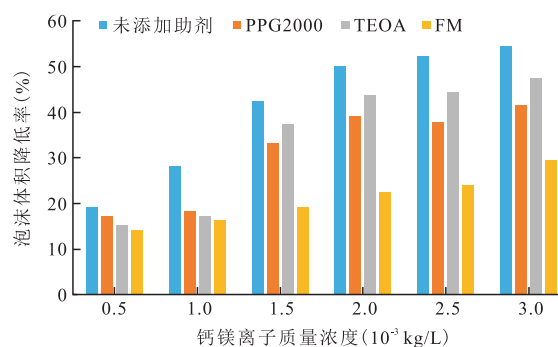


图1 发泡剂助剂筛选实验

Fig. 1 Screening experiment of auxiliary agent of foaming agent

表3所示。测出在不同质量比条件下的初始泡沫体积 V_0 和稳泡5 min后泡沫体积 V_5 。复配后泡排剂加量为 2×10^{-3} kg/L, 实验条件为钙镁离子质量浓度 3×10^{-3} kg/L, 150 °C老化24 h后冷却至常温。

从表3可以看出,对体系综合性能影响从大到小依次为AES、FT、FM,且复合体系的最佳质量配比为AES:FT:FM=4:3:0.1,此配比作为泡排剂的最佳组成质量比,配制产品HDHP。

2.4 金属螯合剂对综合性能的影响研究

金属螯合剂是利用螯合剂和金属离子(如 Ca^{2+} 和 Mg^{2+})之间的络合作用,把金属离子络合成稳定的络合物,阻止金属离子在地层水中产生沉淀,减少金属离子对泡沫性能的破坏。室内选择最常用的乙二胺四乙酸二钠(EDTA-2Na)作为金属螯合剂。将HDHP按照 2×10^{-3} kg/L加量加入到200 mL的模拟矿化水(钙镁离子质量浓度为 3×10^{-3} kg/L)中,再加入不同质量浓度的EDTA-2Na,通过搅拌法测出150 °C老化24 h后的泡沫初始体积 V_0 、5 min后泡沫体积 V_5 和泡沫降低率 ω ,实验结果如表4所示。

由表4可以看出,加入EDTA-2Na能明显提高泡排剂的综合性能,当EDTA-2Na加量小于 1×10^{-3} kg/L时,随着加量增加,泡排剂综合性能提升;当EDTA-2Na加量大于 1×10^{-3} kg/L时,泡排剂综合性能

变化不大。表明在该钙镁离子质量浓度的矿化水中,EDTA-2Na为 1×10^{-3} kg/L时,通过螯合作用已将钙镁离子质量浓度降低至对泡沫性能无明显影响的范围,在后期使用过程中可根据试验井水质情况灵活调整EDTA-2Na的加量。

3 阴-非体系高温泡排剂HDHP性能评价

在室内对阴-非体系高温泡排剂HDHP进行抗温性能和抗钙镁离子性能评价,并和现场使用过的4种泡排剂进行综合性能对比,用于评价HDHP的综合性能。其中KD01和XH02主要成分为甜菜碱类两性离子表面活性剂,GY03主要成分为季铵盐阳离子型表面活性剂,BZ04主要成分为磺酸盐阴离子表面活性剂。

3.1 抗温性能

有研究表明,温度越高,泡沫液膜黏度越低、厚度减小,泡沫内气体分子动能增加,泡沫随之破裂^[22],所以抗温性是评价泡排剂性能的重要指标之一。在室内将HDHP和现场所用的泡排剂KD01、XH02、GY03和BZ04进行性能对比实验。5种泡排剂均以 2×10^{-3} kg/L的加量配成溶液,分别在不同温度下老化24 h后,测定其 V_0 和 V_5 。实验温度分别为70、90、110、130、150 °C,实验结果如图2和图3所示。

通过实验数据表明,5种泡排剂的发泡、稳泡性能均随温度上升而下降。现场使用过的4种泡排剂在110 °C以内的性能良好,在温度为130 °C时,4种泡排剂的 V_0 和 V_5 明显下降,其中性能最好的KD01的 V_0 和 V_5 分别下降了42.86%和37.06%,随着温度升高,泡沫中气体分子动能增加,泡沫膨胀,使得液膜变薄

表3 正交试验结果
Table 3 Orthogonal test results

序号	AES、FT、FM的质量比	V_0 (mL)	V_5 (mL)
1	1:1:0.05	475	329
2	1:2:0.10	485	338
3	1:3:0.15	550	405
4	1:4:0.20	525	400
5	2:1:0.10	500	350
6	2:2:0.05	550	412
7	2:3:0.20	360	188
8	2:4:0.15	335	155
9	3:1:0.15	390	220
10	3:2:0.20	540	396
11	3:3:0.05	510	355
12	3:4:0.10	375	205
13	4:1:0.20	550	405
14	4:2:0.15	530	390
15	4:3:0.10	560	410
16	4:4:0.05	550	405

表4 EDTA-2Na对HDHP的综合性能影响
Table 4 Effect of EDTA-2Na on comprehensive properties of HDHP

加量(%)	V_0 (mL)	V_5 (mL)	ω (%)
0	530	400	24.53
0.05	580	465	19.83
0.10	580	465	19.83
0.15	600	505	15.83
0.20	600	505	15.83

直至破裂,说明该温度下这4种泡排剂已部分失效。而HDHP的 V_0 和 V_5 分别下降了19.30%和26.31%,下降幅度较小,表明HDHP抗温性能较好,能在温度150℃以下地层中使用。

3.2 抗钙镁离子性能

表面活性剂由于表面吸附作用,其有效基团在泡沫形成时会紧密排列在液膜的内、外表面,金属离子则分散在泡沫液膜中间,与液膜内、外表面形成了表面双电层,内、外表面的表面活性剂有效基团会受液膜内的金属离子吸引,使液膜厚度变薄,乃至破裂;而高价金属离子(Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等)的双电层效应远高于低价金属离子(Na^+ 、 K^+ 等)。东胜区块页岩气井返排水金属离子由 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 组成,且 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 质量浓度普遍高于其他区块,因此,相较于矿化度而言,抗钙镁离子质量浓度能力更为重要。在室内将上述5种泡排剂配成0.20%的水溶液,测定在 $(0.5 \sim 3.0) \times 10^{-3}$ kg/L钙镁离子质量浓度的模拟地层水中的泡沫综合性能,结果如图4。

结果表明,随着钙镁离子质量浓度增加,5种泡排剂的泡沫体积均减少,但在相同条件下HDHP泡沫体积均明显高于其他4种泡排剂,现场使用的4种

泡排剂在2000 mg/L条件下泡沫体积突降,KD01、XH02、GY03、BZ04的泡沫降低率分别为30.43%、37.21%、31.11%、38.89%,但HDHP泡沫体积下降趋势较为平缓,泡沫降低率为14.89%,说明HDHP具有良好的抗钙镁离子性能。

3.3 泡排剂综合性能对比

将5种泡排剂用现场返排水配制成 3×10^{-3} kg/L(该质量浓度为目前现场使用质量浓度)的水溶液,测试常温和150℃条件下老化24 h后的泡沫综合性能,测试结果如表5所示。

从表5可以看出,老化前5种泡排剂的综合性能差别不大,发泡温泡性能较好,但经过老化后,KD01、XH02、GY03、BZ04的综合性能明显下降,而HDHP的各项数值变化不大,表明HDHP在老化后的综合性能均明显优于其他4种泡排剂,适用于东胜区块泡沫排采工艺。

4 现场试验

HDHP在东胜区块3口井进行了现场试验,这3口井地层温度分别为115、121、135℃,钙镁离子质量

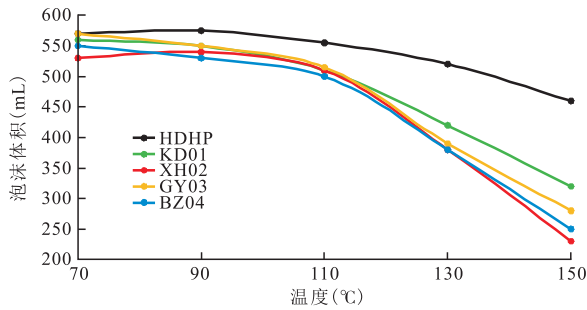


图2 不同温度下的 V_0

Fig. 2 V_0 at different temperatures

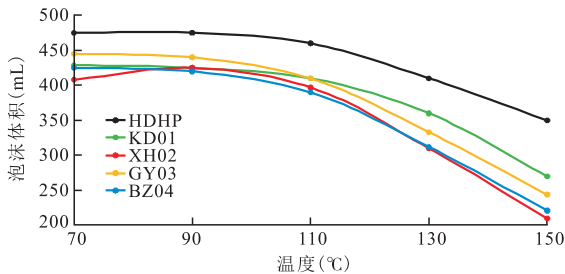


图3 不同温度下的 V_5

Fig. 3 V_5 at different temperatures

表5 5种泡排剂在现场返排水中的综合性能
Table 5 Performance comparison of five foaming agents in field flowback fluid

泡排剂	条件	V_0 (mL)	V_5 (mL)	ω (%)	泡排剂	条件	V_0 (mL)	V_5 (mL)	ω (%)
HDHP		600	460	23.33	HDHP		550	404	26.55
KD01	老	560	421	24.82	KD01	老	457	257	43.76
XH02	化	550	403	26.73	XH02	化	433	234	45.96
GY03	前	530	407	23.21	GY03	后	392	208	46.94
BZ04		550	409	25.64	BZ04		414	224	45.89

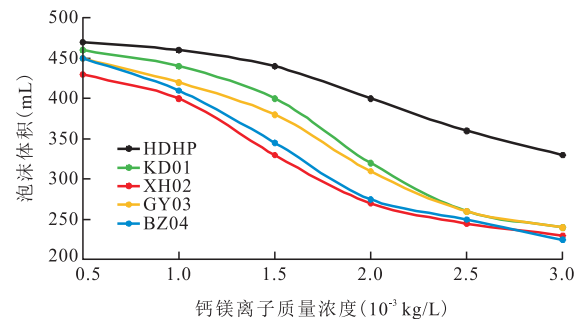


图4 不同钙镁离子质量浓度下的 V_5

Fig. 4 V_5 at different concentration of Ca^{2+} and Mg^{2+}

浓度分别为 1.2×10^{-3} 、 1.8×10^{-3} 、 3.0×10^{-3} kg/L, 3口井试验前一天的生产情况信息如表6所示。

该3口井之前均试验了上述4种泡排剂,产气、产液量变化均不大,泡排效果也不太明显。HDHP试验期间维持原有其他工艺参数,先将泡排剂替换成HDHP,试验生产25 d后,再将HDHP替换回原有泡排剂。3口井平均日产气量提高30%,以SY19井为例进行中试试验效果评价。

SY19井垂深4 220 m,地层温度135 °C,之前使用KD01泡排剂,试验前气量较稳定(17 000 m³/d),但液量波动较大(0~5 m³),试验前后75 d的气量和液量情况如图5所示。

从图5可以看出,试验前25 d平均日产气量17 059 m³,平均日产液量2.29 m³,试验期间平均日产气量24 296 m³,平均日产液量4.76 m³,平均日产气量和日产液量分别提高42.42%和107.9%。试验期间日产液量明显上升,且液量相对稳定(3~6 m³),表明HDHP能及时将地层水返排至地面,从而产气量上升;试验结束后该井平均日产气量回落至17 320 m³,平均日产液量降至2.02 m³,产液不稳定,表明此时泡排剂携液能力不足,无法有效携带地层水导致井底积液,日产气量和日产液量均下降。3口页岩气井的

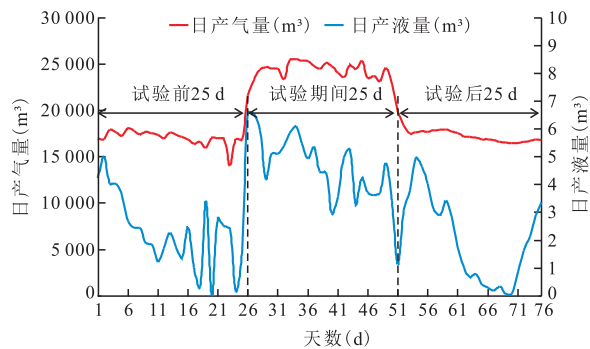


图5 四川盆地东胜区块SY19井生产曲线

Fig. 5 Production curves of Well-SY19 in Dongsheng Block of Sichuan Basin

泡排现场试验结果显示,在135 °C地层温度范围内的页岩气井,泡排剂HDHP的综合性能明显优于现场使用的产品,排水增产效果更好。从成本上分析,现场所配的HDHP成本约为14 500元/t,而4种高温泡排剂的价格在17 000~23 000元/t,泡排剂成本降低15%左右,具有较好的价格优势。在东胜区块以及地层温度150 °C以下,钙镁离子质量浓度低于 3×10^{-3} kg/L的页岩气井具有较好的推广应用潜力。

5 结论与建议

1) 以阴离子表面活性剂AES、非离子表面活性剂FT、改性硅油树脂聚醚FM和金属螯合剂EDTA-2Na为主要原料,通过正交试验进行配方优化,研制了阴-非体系高温泡排剂HDHP。

2) 通过室内试验,HDHP在150 °C和钙镁离子质量浓度 3×10^{-3} kg/L条件下仍然具备良好的泡沫综合性能,表明HDHP具有良好的抗温抗钙镁离子性能,适用于四川盆地东胜区块深层页岩气泡沫排采技术。

3) 现场中试试验结果表明,泡排剂HDHP使用期间单井平均日产气量增产30%以上,取得较好的排水增产效果,建议今后优化工艺参数,细化排采制度,为规模化推广提供技术支持。

参考文献

[1] 路保平.中国石化石油工程技术新进展与发展建议[J].石油钻探技术,2021,49(1):1-10.
LU Baoping. New progress and development proposals of Sinopec's petroleum engineering technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 1-10.

[2] 王维恒,陆俊华,韩倩.二元复合型泡排剂COG的研制及现场试验[J].石油钻探技术,2022,50(3):119-124.
WANG Weiheng, LU Junhua, HAN Qian. Preparation and field test of binary complex foam agent COG[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 119-124.

[3] 陈晓宇,朱党辉,王大江,等.柱塞排水采气技术在涪陵页岩气田的试验应用[J].钻采工艺,2021,44(4):52-56.

表6 四川盆地东胜区块3口井的生产情况信息

Table 6 Production information for three wells in Dongsheng Block of Sichuan Basin

井号	地层温度(°C)	钙镁离子质量浓度(kg/L)	生产工艺	日产液量(m ³)	日产气量(m ³)	油套压差(MPa)	注入排量(L/h)
SY3	115	1.2×10^{-3}	连续泡排	10.54	12 287	0.65	12
SY19	135	2.3×10^{-3}	连续泡排	2.63	16 896	1.15	10
SY36	121	1.8×10^{-3}	连续泡排+气举	32.41	35 494	5.01	8

- CHEN Xiaoyu, ZHU Danghui, WANG Dajiang, et al. Application of plunger drainage gas recovery technology in Fuling Shale Gas Field[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(4): 52-56.
- [4] 王志彬, 白慧芳, 孙天礼, 等. 泡沫排水采气井井下节流压降规律实验及模型修正[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(3): 341-347. WANG Zhibin, BAI Huifang, SUN Tianli, et al. Experimental study and model modification of downhole throttling pressure drop laws in the gas wells with foam drainage gas recovery process[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(3): 341-347.
- [5] 田雨露, 王纪伟, 李加玉. 气田泡沫排水采气起泡剂研究进展[J]. *应用化工*, 2021, 50(1): 183-188. TIAN Yulu, WANG Jiwei, LI Jiayu. Research progress in foaming agent for drainage gas recovery of gas field[J]. *Applied Chemical Industry*, 2021, 50(1): 183-188.
- [6] 王辉, 周朝, 周忠亚, 等. 页岩气井排水采气工艺综合优选方法[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(2): 154-159. WANG Hui, ZHOU Chao, ZHOU Zhongya, et al. Comprehensive optimal selection method of drainage gas recovery technology for shale gas horizontal wells[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(2): 154-159.
- [7] 赵梓平. 驱油用两性离子型双子表面活性剂的合成及应用[J]. *断块油气田*, 2019, 26(1): 119-122. ZHAO Ziping. Synthesis and application of zwitterionic gemini surfactant flooding agent[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(1): 119-122.
- [8] 唐寒冰, 蔡道钢, 王庆蓉. 龙王庙组气藏排水采气技术探索[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 103-108. TANG Hanbing, CAI Daogang, WANG Qingrong. Development of dewatering gas production technology in Longwangmiao Gas Reservoir[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(4): 103-108.
- [9] 孙玉鹏, 吴向阳, 张颖, 等. 抗凝析油泡排剂SH-1的泡沫性能研究与应用[J]. *应用化工*, 2021, 50(7): 1867-1869. SUN Yupeng, WU Xiangyang, ZHANG Ying, et al. Study and application of foam properties of anti-condensate defoaming agent SH-1[J]. *Applied Chemical Industry*, 2021, 50(7): 1867-1869.
- [10] 吕伟, 刘笑春, 白海龙, 等. CO₂响应性增强泡沫体系室内试验研究[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(5): 88-93. LYU Wei, LIU Xiaochun, BAI Hailong, et al. Laboratory test study of CO₂ responsive enhanced foam system[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(5): 88-93.
- [11] 王伟, 崔丹丹, 严曦, 等. 聚合物表面活性剂与油藏匹配性及液流转向能力研究[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(1): 111-117. WANG Wei, CUI Dandan, YAN Xi, et al. Study on the compatibility of polymer surfactant with reservoirs and the capability of liquid flow diversion[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(1): 111-117.
- [12] 李佳欣, 张宁波, 周成香. 页岩气井泡沫排水采气技术应用研究——以平桥南区为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(5): 91-97. LI Jiaxin, ZHANG Ningbo, ZHOU Chengxiang. Application of foam drainage-gas recovery technology in shale gas wells: A case study of Southern Pingqiao[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(5): 91-97.
- [13] 王早祥, 王姣姣, 于长录, 等. 天然气水合物开采关键技术研究现状[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(5): 51-56. WANG Hanxiang, WANG Jiaojiao, YU Changlu, et al. Key technologies for natural gas hydrate mining[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(5): 51-56.
- [14] 李吉, 王江, 吴文祥, 等. 新型表面活性聚合物驱油剂的研制及应用[J]. *断块油气田*, 2020, 27(6): 803-807. LI Ji, WANG Jiang, WU Wenxiang, et al. Development and application of novel surface-active polymer flooding agent[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(6): 803-807.
- [15] 刘慧. 高温高压条件下泡排剂评价方法[J]. *实验室研究与探索*, 2020, 39(7): 24-27. LIU Hui. Research on evaluation methods of foaming agent under high temperature and high pressure[J]. *Research and Exploration in Laboratory*, 2020, 39(7): 24-27.
- [16] 张凤东, 黄学斌, 李军, 等. 工程因素对页岩气可采储量的影响[J]. *钻采工艺*, 2021, 44(2): 58-62. ZHANG Fengdong, HUANG Xuebin, LI Jun, et al. Influence of engineering factors on shale gas recoverable reserves[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(2): 58-62.
- [17] 陈晓宇. 泡沫排水采气技术在涪陵页岩气田的应用[J]. *天然气技术与经济*, 2019, 13(5): 49-53. CHEN Xiaoyu. Technologies of foam drainage gas recovery and their application to Fuling shale-gas field[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2019, 13(5): 49-53.
- [18] ADEBAYO A R. Sequential storage and in-situ tracking of gas in geological formations by a systematic and cyclic foam injection: A useful application for mitigating leakage risk during gas injection[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 62: 1-12.
- [19] GHORBANI S, SHARIFI S, DE BRITO J, et al. Using statistical analysis and laboratory testing to evaluate the effect of magnetized water on the stability of foaming agents and foam concrete[J]. *Construction and Building Materials*, 2019, 207: 28-40.
- [20] 张婷, 唐寒冰, 朱鹏, 等. 低压深井柱塞气举排水采气技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2021, 44(6): 124-128. ZHANG Ting, TANG Hanbing, ZHU Peng, et al. Research and application of plunger lifting technology in low pressure and deep well for drainage gas recovery[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(6): 124-128.
- [21] 屈鸣, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等. 阴-非/阴离子型起泡剂协同增强泡沫耐盐性[J]. *油田化学*, 2019, 36(3): 501-507. QU Ming, HOU Jirui, WEN Yuchen, et al. Synergistic effect of anionic-nonionic/anionic foaming agent on enhancing salt tolerance of foam[J]. *Oilfield Chemistry*, 2019, 36(3): 501-507.
- [22] 陈斌, 曹小华, 周亮, 等. 适用于高温高盐低渗砂岩油藏的表面活性剂驱油体系[J]. *钻采工艺*, 2021, 44(3): 87-91. CHEN Bin, CAO Xiaohua, ZHOU Liang, et al. Surfactant flooding system for high temperature and high salinity of low permeability sandstone reservoirs[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(3): 87-91.

(编辑 黄颖)