

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2022053

引用格式: 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.

二元复合型泡排剂 COG 的研制及现场试验

王维恒, 陆俊华, 韩倩

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏南京 210004)

摘 要: 针对平桥南区块高温、高矿化度井所用泡排剂效果不佳的问题, 研制了适用于该区块的泡排剂。优选椰油酰胺丙基甜菜碱 (CAB)、十二烷基二甲基氧化铵 (OB) 和羟丙基胍胶 (Guar) 作为原料, 复配制得了二元复合型泡排剂 COG; 采用正交试验方法, 分析了 CAB、OB 和 Guar 质量比对 COG 起泡性能的影响, 并确定了最佳加量。室内试验评价了泡排剂 COG 的发泡性能、稳泡性能及抗温抗盐性能, 在温度 95 ℃、矿化度 10×10^4 mg/L 条件下, 其综合性能明显优于现场常用的 2 种泡排剂。在平桥南区块 3 口井进行了现场试验, 试验结果表明, 泡排剂 COG 具有较好的排水增产效果, 用后单井产气量比应用原有泡排剂提高了 10% 以上。研究结果表明, 二元复合型泡排剂 COG 适用于平桥南区块页岩气井的泡沫排水, 具有较好的推广应用价值。

关键词: 页岩气井; 泡排剂; 研制; 表面活性剂; 平桥南区块

中图分类号: TE357.46⁺2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)03-0119-06

Preparation and Field Test of Binary Complex Foam Agent COG

WANG Weiheng, LU Junhua, HAN Qian

(Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210004, China)

Abstract: The foaming agents applied to the high-temperature and high-salinity wells in South Pingqiao Block prove to be ineffective, a foaming agent readily applicable to this block was thus prepared to address this problem. Cocamidopropyl betaine (CAB), dodecyldimethylamine oxide (OB), and hydroxypropyl guanidine gum (Guar) were adopted as raw materials to prepare a binary composite foaming agent COG. The influences of the mass ratios of CAB, OB, and Guar on the foaming performance of COG were analyzed by the orthogonal test method, and their optimal dosages was determined. The foaming properties, foaming stability, temperature resistance, and salt resistance of the proposed foaming agent COG were evaluated in the laboratory, and its comprehensive performance was significantly better than that of the two foaming agents commonly used in the field at the temperature of 95 ℃ and the salinity of 10×10^4 mg/L. The test results of three wells in South Pingqiao Block showed that the foaming agent COG provided a favorable effect of drainage production stimulation, with the single-well gas production more than 10% higher than that obtained with the previous foaming agents. In research results show that the proposed binary composite foaming agent COG is suitable for the foam drainage of the shale gas wells in South Pingqiao Block, and it has high popularization and application value.

Key words: shale gas well; foaming agent; preparation; surfactant; South Pingqiao Block

随着页岩气藏的深度开发, 绝大部分气井由于地层能量衰减无法实现自喷, 地层产出水无法携带至地面, 井底积液过多, 造成油压和产气量降低, 需要采取多种措施排出井底积液, 提高页岩气井的采收率。泡沫排水工艺具有施工方便、成本低、设备

简单和不影响气井正常生产等优点, 被页岩气井广泛采用^[1-5]。泡排剂种类繁多, 机理复杂^[6-10], 国内外研究人员对泡排剂机理及种类进行了大量研究, 取得了较好成果。但是, 受限不同区块的具体工况、地层温度、压力和返排水水质等不同, 每种泡排

收稿日期: 2021-06-15; 改回日期: 2022-04-19。

作者简介: 王维恒 (1989—), 男, 江苏南京人, 2011 年毕业于中国地质大学 (北京) 材料化学专业, 2014 年获中国地质大学 (北京) 应用化学专业工学硕士学位, 助理研究员, 从事油田化学助剂开发工作。E-mail: beiton@163.com。

剂都存在一定的局限性^[11-16]。

平桥南区块地层温度最高达 100 ℃、矿化度最高达 8.0×10^4 mg/L、地层产水量不稳定(产水量 1~40 m³/d 不等),许多页岩气井泡沫排水效果不佳。此前,该区块先后试验了多种泡排剂,加量从 0.10% 逐渐提高至 3.00%,井底积液仍不能完全排出,产气量下降严重,泡排效果不佳。为了保障平稳生产,提高排采效率,笔者以椰油酰胺丙基甜菜碱(CAB)、十二烷基二甲基氧化铵(OB)和羟丙基胍胶(Guar)为原材料,复配了二元复合型泡排剂 COG。室内试验及现场试验表明,该泡排剂具有良好的发泡、稳泡及抗温抗盐性能,适用于平桥南区块泡沫排采工艺,为平桥南区块高效开发提供了技术支持。

1 泡排剂研制思路

泡排剂主要成分为表面活性剂,不同类型表面活性剂的性能各不相同,阴离子表面活性剂具有较好的起泡性和稳泡性,但其阳离子表面活性剂不配伍,且受钙镁离子影响较大;阳离子表面活性剂具有优异的起泡、稳泡、携液、抗盐及抗高温的特性,但价格较高,很难规模使用;非离子表面活性剂具有较好的起泡能力和抗盐能力,但在高温下会出现浊点,需要和其他活性剂配合使用;两性离子表面活性剂相容性较好,且具有优异的抗盐、抗高温和稳泡等特性^[17-21]。室内试验和现场应用效果表明,多种表面活性剂复配使用的效果明显优于单一表面活性剂,因此采用物理复配的方法,利用协同效应提高表面活性剂的综合性能。

平桥南区块地层温度 70~100 ℃,地层返排水矿化度 $(1 \sim 8) \times 10^4$ mg/L,钙镁离子质量浓度为 300~1 100 mg/L,属于氯化钙水型。根据平桥南区块的地层特征和返排水水质情况,结合不同类型表面活性剂的特性,首先选择合适的两性离子表面活性剂和非离子表面活性剂作为泡排剂主剂,保证其发泡性能和抗温抗盐性能;再优选出合适的泡排剂助剂,提高其稳泡性能和抗温性能。

2 二元复合型泡排剂 COG 的研制

室内选择多种表面活性剂和稳泡剂,先通过单剂性能评价筛选出泡排剂主剂和泡排剂助剂,再通过正交试验确定泡排剂的最佳配比,形成二元复合型泡排剂配方。

2.1 泡排剂主剂优选

相同种类表面活性剂整体效果相似,又要考虑产品成本,故在室内选择性价比较高的 5 种表面活性剂。其中,两性离子表面活性剂包括十二烷基二甲基甜菜碱(BS-12)、椰油酰胺基丙基甜菜碱(CAB)和芥酸酰胺丙基羟基磺基甜菜碱(EHSB),非离子表面活性剂包括十二烷基二甲基氧化铵(OB-2)和月桂酰胺丙基二甲基叔胺(PKO),以上材料均为工业级。

将单剂按 0.10% 加量配制成水溶液,采用搅拌法测量泡沫初始体积和 5 min 后的泡沫体积,再计算出泡沫衰减率(公式见式(1)),用来评价单剂的稳泡性能(试验结果见表 1)。

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

式中: ω 为泡沫衰减率; V_0 为泡沫初始体积, mL; V_5 为稳泡 5 min 后的泡沫体积, mL。

表 1 泡排剂主剂优选试验结果

Table 1 Experimental results of main agent selection for foaming agent

表面活性剂	V_0 /mL	V_5 /mL	ω , %
BS-12	450	290	35.56
CAB	480	350	27.08
EHSB	528	305	42.23
OB	425	345	18.82
PKO	460	315	31.52

从表 1 可以看出,5 种表面活性剂的发泡性能从高到低依次为 EHSB > CAB > PKO > BS-12 > OB,稳泡性能从高到低依次为 OB > CAB > PKO > BS-12 > EHSB。EHSB 的发泡性能最佳,但泡沫衰减率达 42.23%,稳泡性能较差,故优选发泡性能和稳泡性能都较好的 CAB 和稳泡性能最佳的 OB 作为泡排剂主剂,并进一步考察其与助剂的配伍性和协同性。

2.2 泡排剂助剂优选

为了进一步增强泡排剂的综合性能,需要添加少量助剂,用于控制泡沫大小和液膜厚度,使之能形成均匀、细腻、稳定的泡沫,同时提高泡排剂的抗温性能。室内选择三乙醇胺(TEOA)、羟丙基胍胶(Guar)和羧甲基纤维素钠(CMC-Na)等 3 种助剂,与所选主剂进行配伍性试验。将 2 种主剂按 1:1 质量比混合制成泡排剂主剂,主剂和助剂再按 1.00:0.05 的质量比混合,置于恒温箱中在 100 ℃ 条件下老化 24 h 后,按照 0.20% 加量加入矿化度为 2×10^4 mg/L

的模拟地层水中, 测试其发泡性能和稳泡性能, 结果如图 1 所示。

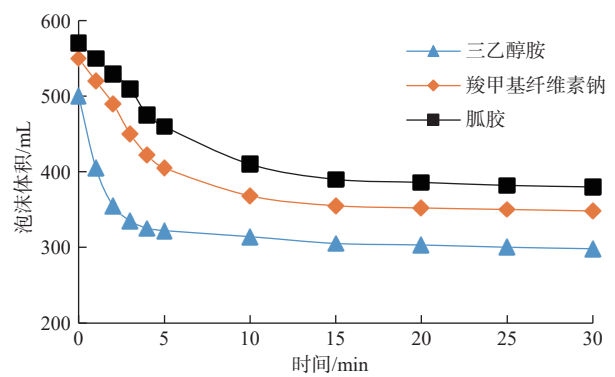


图 1 泡排剂加入不同助剂后的发泡及稳泡性能
Fig.1 Foaming properties and foaming stability of foaming agent after adding different auxiliary agents

从图 1 可以看出, 经过 100 ℃ 温度老化后, 不同助剂对主剂发泡性能和稳泡性能的影响程度从高到低依次为 Guar > CMC-Na > TEOA。其中, 主剂与助剂 Guar 复配后的发泡性能和稳泡性能都明显优于与另外 2 种助剂复配, 且综合性能优于单一的主剂, 表明 Guar 能起到较好的抗温、稳泡效果, 故选择 Guar 作为泡排剂助剂。

2.3 泡排剂配方研究

将优选的主剂和助剂进行正交试验, 从而得到泡排剂体系的最佳配比。以主剂 CAB、OB 和助剂 Guar 为考察因素(因素水平见表 2), 按照 $L_{16}(4^3)$ 进行正交试验, 测试不同因素、不同水平的初始泡沫体积和 5 min 后的泡沫体积。复配后泡排剂加量 0.10%, 试验温度 95 ℃, 矿化度 2×10^4 mg/L, 试验结果见表 3。

表 2 因素水平表
Table 2 Factor level

水平	A	B	C
	CAB	OB	Guar
1	1	1	0.05
2	2	2	0.10
3	3	3	0.15
4	4	4	0.20

从表 3 可以看出, 对体系综合性能的影响程度从高到低的因素依次为 CAB > OB > Guar, 且最优组合为 A3B1C1。分析极差 R 可知, CAB, OB 和 Guar 最佳质量配比为 3:1:0.05, 故以此作为泡排剂

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

序号	CAB	OB	Guar	V_0 /mL	V_5 /mL
1	1	1	0.05	450	430
2	1	2	0.10	440	425
3	1	3	0.15	430	420
4	1	4	0.20	425	410
5	2	1	0.10	485	460
6	2	2	0.05	475	455
7	2	3	0.20	470	450
8	2	4	0.15	470	445
9	3	1	0.15	495	465
10	3	2	0.20	480	465
11	3	3	0.05	475	460
12	3	4	0.10	470	455
13	4	1	0.20	490	460
14	4	2	0.15	480	455
15	4	3	0.10	475	450
16	4	4	0.05	475	450
K_1	634.25	480.00	468.75		
K_2	475.00	468.00	467.50		
V_0	K_3	480.00	462.00	468.75	
	K_4	480.00	460.00	466.25	
	R	43.75	20.00	2.50	
K_1	421.25	453.75	448.75		
K_2	452.50	450.00	447.50		
V_5	K_3	461.25	445.00	446.25	
	K_4	453.75	440.00	446.25	
	R	40.00	13.75	2.50	

的最佳组成质量配比, 命名为 COG。

3 COG 最佳加量及性能评价

3.1 COG 最佳加量确定

为了优化泡排制度, 需要通过试验确定泡排剂最佳加量。按照上述配比制备泡排剂 COG, 以不同加量加入清水中, 在 25 ℃ 温度下测定不同加量下的泡沫体积, 结果见表 4。

从表 4 可以看出, COG 加量小于 0.20% 时, 随着泡排剂加量增大, V_0 和 V_5 逐渐增大; 加量大于 0.20% 后, V_0 和 V_5 几乎不变, 说明泡排剂已达饱

表4 不同COG加量下的发泡性能

Table 4 Foaming properties under different dosage of COG

COG加量, %	V_0 /mL	V_5 /mL
0.05	440	290
0.10	570	460
0.15	580	465
0.20	600	475
0.25	590	475
0.30	590	475

和。分析认为,加量为0.20%时,泡排剂达到临界胶束浓度,发泡性能最佳,故推荐COG加量为0.20%,现场可根据实际情况进行适当调整。

3.2 抗温性能

温度对泡沫性能影响非常大。一般来说,温度升高,溶液黏度和泡沫表面黏度降低,导致泡沫液膜厚度减小,使得泡沫破裂。将制备的泡排剂COG和现场常用的2种泡排剂(KD01、XH02)进行室内性能试验。KD01和XH02均是以甜菜碱类表面活性剂为主要原材料的泡排剂,与COG属于同一类别泡排剂。3种泡排剂均以0.20%的加量配成溶液,分别在不同温度下老化24 h后,冷却至常温测定其发泡性能。试验温度分别为30、50、70、90和100℃,矿化度为 2×10^4 mg/L,结果如图2和图3所示。

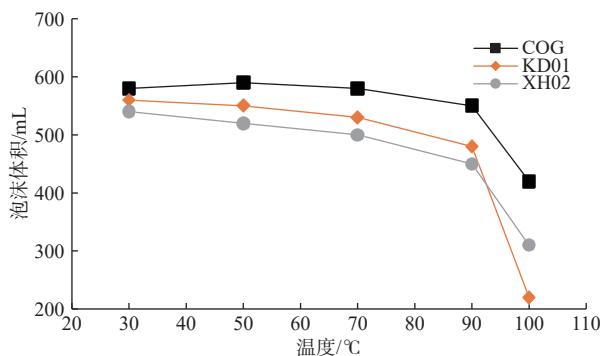


图2 不同温度下的初始泡沫体积

Fig.2 Initial foam volume at different temperatures

由图2和图3可知,随着温度上升,3种泡排剂的发泡性能和稳泡性能都有所下降。其中,KD01和XH02在90℃以下时性能良好,但在100℃下其发泡性能和稳泡性能显著下降,表明这2种泡排剂在100℃下近乎失效;而COG在100℃下的 V_0 和 V_5 与30℃下的相比下降幅度均较小,表明COG的抗温性能较好,能在100℃以下地层中使用。

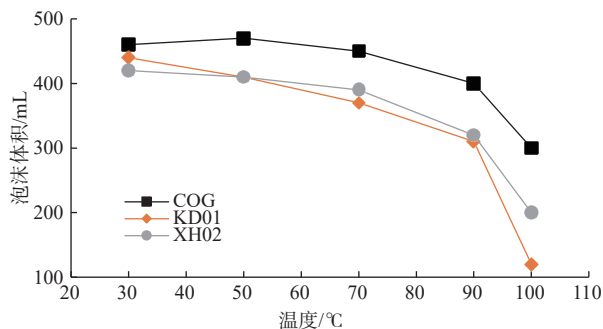


图3 不同温度下稳定5 min后的泡沫体积

Fig.3 Foam volume after stabilization for 5 min at different temperatures

3.3 抗盐性能

溶液中的电解质能减弱液膜表面的双电层效应,使泡沫稳定性变差,携液能力减弱。研究表明,泡沫稳定性随着无机盐质量分数增大呈先上升后下降的趋势,当溶液中无机盐的质量分数为0.025% (矿化度为250 mg/L)时,泡沫半衰期最大,泡沫携液能力最大,此时泡沫综合性能最佳;但当无机盐质量分数达到0.10% (矿化度为1 000 mg/L)后,无机盐会破坏泡沫稳定性,使泡沫携液能力减弱。平桥南区块页岩气井产出水的无机盐质量分数远大于0.10%,对泡沫性能起抑制作用,因此抗盐性能也是泡排剂在实际应用中非常重要的指标。在室内对制备的泡排剂COG和现场所用的2种泡排剂(KD01、XH02)进行性能对比,均以0.20%的加量配成溶液,分别在100℃下老化24 h后,测定其在矿化度为 $(2 \sim 10) \times 10^4$ mg/L的模拟地层水中5 min后的发泡性能,结果如图4所示。

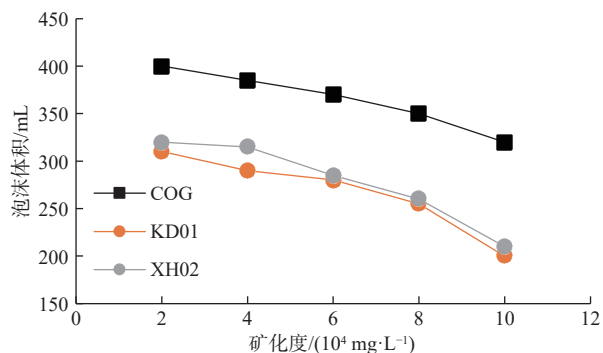


图4 不同矿化度下稳定5 min后的泡沫体积

Fig.4 Foam volume after stabilization for 5 min at different salinity

从图4可以看出,矿化度对泡排剂泡沫体积影响较大,3种泡排剂的泡沫体积均随矿化度升高而减小,在相同矿化度下COG的泡沫体积均明显高于

其他 2 种泡排剂, 且 COG 的泡沫体积下降较为平缓, 表明 COG 具有良好的抗盐性能, 适用于产出水矿化度 $10 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 以下的页岩气井。

3.4 泡排剂综合性能对比

为贴合现场实际情况, 将加量为 0.30% (现场推荐使用量) 的 3 种泡排剂溶液加入等量页岩气井产出水中, 分别测试其 100°C 下老化 24 h 前后的发泡性能和稳泡性能, 结果见表 5。

表 5 3 种泡排剂在页岩气井产出水中的发泡稳泡性能
Table 5 Foaming stability performance of three forming agents in produced-water of shale gas wells

表面活性剂	测试时间	V_0/mL	V_5/mL	$\omega, \%$
COG	老化前	575	404	29.74
KD01	老化前	470	274	41.70
XH02	老化前	475	276	41.89
COG	老化后	510	360	29.41
KD01	老化后	420	236	43.81
XH02	老化后	430	245	43.02

从表 5 可以看出: COG 在 100°C 下老化前后, V_0 和 V_5 的降幅不大, 泡沫衰减率基本不变, 表明 COG 具有良好的抗温性能; 在相同条件下, COG 的 V_0 、 V_5 和泡沫降低率均优于其他 2 种泡排剂, 表明 COG 综合性能良好, 适用于平桥南区块泡沫排采工艺。

3.5 发泡稳泡机理初探

泡沫破裂的本质是液膜由厚变薄、直至破裂的过程, 因此泡沫的稳定性主要决定于液膜黏度和厚度, 而液膜黏度通常在实验室中用表面黏度进行度量。表面黏度越大, 液膜黏度越大, 泡沫寿命越长, 稳定性越好。根据 Laplace 公式, 液膜交界处与平面膜之间的压差与表面张力成正比, 表面张力低, 则压差小, 液膜变薄较慢, 稳定性好。而温度越高, 分子热运动加剧导致液膜分子间吸引力减弱; 无机盐含量大, 液膜表面的双电层效应减弱导致液膜变薄。COG 中的 Guar 能明显提高泡沫表面黏度, 增大液膜厚度和强度, 增强其抗温性; 两性离子表面活性剂 CAB 和非离子表面活性剂 OB 均具有良好的抗盐性, 加之二者具有协同效应, COG 的发泡效率和抗温抗盐性更好。

4 现场试验

平桥南区块 3 口井进行了泡排剂 COG 现场试验, 3 口井地层平均温度为 95°C , 矿化度约为 $6.0 \times$

10^4 mg/L , 之前均试验了泡排剂 XH02 和 KD01, 随着泡排剂加量由 0.10% 逐步增大至 3.00%, 产气量和产液量变化均不大, 单井平均日产气量 $21\,000 \text{ m}^3$, 日产液量 7.0 m^3 , 泡排效果不明显。试验采用控制变量法, 即排采工艺参数均不变的前提下, 只将原有泡排剂替换成 COG, 试验周期 25 d, 然后替换为原有泡排剂。3 口井在整个试验过程中生产情况类似, 平均单井日增气 $2\,000 \text{ m}^3$ 。下面以 JY03 井为例分析其试验效果。

JY03 井之前使用泡排剂 XH02, 生产期间注入泡排剂 COG 25 d, 试验结束后换回原来的泡排剂 XH02, 试验前后的生产曲线如图 5 所示。

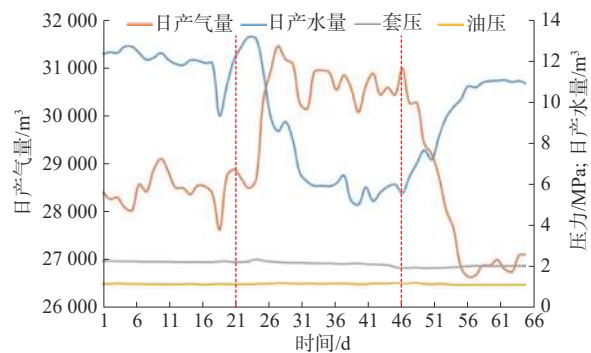


图 5 JY03 井生产曲线

Fig.5 Production curves of Well JY03

从图 5 可以看出, JY03 井试验期间日产气量稳定在 $30\,000 \sim 31\,000 \text{ m}^3$, 平均日增气 $2\,500 \text{ m}^3$; 日产液量先从 10.8 m^3 升至 12.7 m^3 , 随后逐渐降至 5.5 m^3 ; 油套压差降低 0.05 MPa , 井底积液逐渐排空, 产气量上升; 替换为原来的泡排剂后, 产气量逐渐降低, 产液量逐渐升高, 表明泡排剂 XH02 携液能力不足, 井底积液逐渐形成, 产气量降低。3 口页岩气井的泡排试验结果表明, 泡排剂 COG 综合性能明显优于现场所使用的泡排剂, 具有较好的排水增产效果, 在平桥南区块具有一定的推广应用潜力。

5 结论与建议

1) 以两性离子表面活性剂 CAB、非离子表面活性剂 OB 和羟丙基胍胶 Guar 为主要原料, 通过正交试验优化配比, 复配出二元复合型泡排剂 COG。

2) COG 在 100°C 和矿化度 $10 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 条件下仍然具有良好的发泡、稳泡性能, 表明 COG 具有较好的抗温抗盐性能, 适用于平桥南区块页岩气井泡沫排水采气。

3) 平桥南区块 3 口井的试验结果表明, 泡排剂

COG使用期间单井日产气量增加10%,具有较好的排水增产效果,建议今后加强现场配套工艺技术研究,为其大规模推广应用提供技术保障。

4)建议针对不同地层特点和产出水水质,继续进行室内试验和现场试验,研发适应不同地层和水质条件的泡排剂,扩大泡沫排水采气技术的应用范围。

参考文献

References

- [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] 王友启. 高钙镁油藏醇酰胺类表面活性剂及其复配体系驱油性能研究[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 98-102.
WANG Youqi. Oil displacement performance of alkanolamide surfactants and its compound system for high calcium and magnesium reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 98-102.
- [3] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 21-26.
XIA Haibang, YUAN Hang, CEN Tao. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 21-26.
- [4] 王志彬, 白慧芳, 孙天礼, 等. 泡沫排水采气井井下节流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] 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.
- [6] 武俊文, 熊春明, 雷群, 等. 阳离子型双子表面活性剂在制备耐高温、高矿化度泡排剂中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(2): 256-259.
WU Junwen, XIONG Chunming, LEI Qun, et al. Application of gmini surfactant in preparing foaming drainage agent with resistance to high temperature and high salinity[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(2): 256-259.
- [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] 周舰. 低压低产气井井下智能机器人排水采气技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 85-89.
ZHOU Jian. Drainage gas recovery technique with downhole intelligent robots in low pressure and low production gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 85-89.
- [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] 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.
- [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] 邓强, 严娇, 白云, 等. 表面活性剂起泡动力学方程及温度对其影响研究[J]. 中外能源, 2017, 22(7): 46-51.
DENG Qiang, YAN Jiao, BAI Yun, et al. Study on foaming dynamics equation of surfactant and the influence of temperature on it[J]. Sino-Global Energy, 2017, 22(7): 46-51.
- [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] 郭东红, 杨晓鹏, 孙建峰, 等. 产水气井高效廉价排水采气技术的研究与应用[J]. 现代化工, 2018, 38(10): 137-139.
GUO Donghong, YANG Xiaopeng, SUN Jianfeng, et al. Research and application of efficient and economic draining and gas-recovery technique for water-producing natural gas well[J]. Modern Chemical Industry, 2018, 38(10): 137-139.
- [16] 秦正山, 周建良, 谢晶. 致密砂岩油藏注表面活性剂驱油体系提高采收率实验[J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 628-632.
QIN Zhengshan, ZHOU Jianliang, XIE Jing. Experiment on enhanced oil recovery by surfactant-injection oil displacement system in tight sandstone reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 628-632.
- [17] 梅绪东, 金吉中, 王朝强, 等. 涪陵页岩气田绿色开发的实践与探索[J]. 西南石油大学学报(社会科学版), 2017, 19(6): 9-14.
MEI Xudong, JIN Jizhong, WANG Chaoqiang, et al. Practice and research of green development in Fuling shale gas field[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Social Sciences Edition), 2017, 19(6): 9-14.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] WANG Hetang, LI Jia, WANG Zhan, et al. Experimental investigation of the mechanism of foaming agent concentration affecting foam stability[J]. Journal of Surfactants and Detergents, 2017, 20(6): 1443-1451.