

高温高盐底水油藏氮气泡沫压锥实验研究

孙琳¹, 赵凡琪^{1*}, 张芸², 王兵³, 杨柳⁴, 张滢滢⁵

(1.西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2.中国石油新疆油田分公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 3.中国石油玉门油田分公司 勘探开发研究院, 甘肃 酒泉 735019; 4.中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 5.中国石油华北油田分公司 采油工程研究院, 河北 任丘 062550)

摘要:底水锥进是制约底水油藏有效开发的关键。结合泡沫体系性质分析与物理模拟实验,研究了氮气泡沫在高温高盐底水油藏中压锥增油的潜力。泡沫体系性质分析结果表明,椰油酰胺丙基羟磺基甜菜碱(CHSB)抗温耐盐且对轻质原油敏感,其形成的泡沫可实现对底水水窜通道的选择性封堵。物理模拟实验结果表明,在水锥顶部注入氮气泡沫,能够有效地压锥控水,扩大底水波及效率,并驱替顶部油层剩余油。但因泡沫在水锥内静置时会不断破裂,焖井时间不易过长。同时,开井后控液生产,可减弱底水对泡沫的冲刷,提高氮气泡沫压锥的增油降水效果。与关井压锥、氮气泡沫+氮气复合压锥相比,氮气泡沫压锥可分别提高采收率16.45%和8%左右。

关键词:高温高盐 底水油藏 底水锥进 氮气泡沫 压锥

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)06-0097-06

An experimental study of coning control with nitrogen foam in high-temperature and high-salinity bottom water reservoirs

Sun Lin¹, Zhao Fanqi¹, Zhang Yun², Wang Bing³, Yang Liu⁴, Zhang Yingying⁵

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3.Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan City, Gansu Province, 735019, China; 4.Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 5.Petroleum Production Engineering Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu City, Hebei Province, 062550, China)

Abstract: The bottom water coning is the key which restricts the effective development of bottom water reservoirs. Stimulation potential of nitrogen foam anti-water-coning technology in high-temperature and high-salinity bottom water reservoirs was investigated. Property analyses of foam system show that the cocoamido propyl hydroxy sulfobetaine (CHSB) has high salt tolerance and temperature resistance, and the foam formed from CHSB can achieve the effect of selective blocking water channel with its sensitivity to light crude oil. Physical simulation experiments present that nitrogen foam injection at the top of the water cone can effectively control water coning, increase the sweep efficiency of the bottom water and replace the residual oil at the top reservoir. As foam rupture occur frequently in the water cone when it is stable, shutdown days should not last long. At the same time, the lower yield of opening production of the wells could weaken the erosion of the nitrogen foam by the bottom water and enhance the foam effectiveness of reducing water production. Compared with shut-in coning control and compound coning control of nitrogen foam and nitrogen, nitrogen foam coning control can yield an extra recovery rate of 16.45% and 8%, respectively.

Key words: high temperature and high salinity; bottom water reservoirs; bottom water coning; nitrogen foam; coning control

收稿日期:2017-06-30。

作者简介:孙琳(1982—),女,四川南充人,讲师,博士,从事提高采收率技术机理、体系配方及应用等方面研究。联系电话:13880745866, E-mail:sllswpu@163.com。

*通讯作者:赵凡琪(1992—),男,河北任丘人,在读硕士研究生。联系电话:18200291051, E-mail:L_mpossibly@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05053-013)。

底水锥进所造成的油井高含水问题已成为困扰底水油藏开发的关键性难题之一^[1]。随着底水油藏开发程度的不断加深,受地层非均质性及生产压差变化等因素的影响,油水界面附近的压力平衡难以维持,水层中相对较高的压力向油层推进造成水锥的形成^[2],致使油井大量出水的同时含油率迅速下降。针对这一情况,中外学者提出了众多的压锥方法,主要包括改变油井工作制度、物理消锥法、采水消锥法和泡沫压锥法等^[3-6]。对于顶部剩余油富集的高温高盐底水油藏,利用耐温耐盐的氮气泡沫压锥独具优势^[7]。泡沫具有堵水不堵油的特点^[8],既可控制底水锥进,又不影响油流通道;氮气密度小,膨胀性强,可在增加地层弹性能的同时驱替顶部原油,起到良好的降水增油效果^[9-11]。因此,笔者在分析用于高温高盐油藏的压锥泡沫体系特殊性质的基础上,利用底水压锥物理模型对比不同压锥方法的效果,优化氮气泡沫压锥的注采参数,以期挖掘氮气泡沫的压锥增油潜力奠定理论基础。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验仪器包括底水油藏油井物理模型(80 mm×500 mm)、Bronkhorst 气体流量计、ISCO 恒流恒压泵、Waring Blender 恒速搅拌器、压力监测系统、电热恒温鼓风干燥箱 DHG-9070A、中间容器、回压阀、秒表、量筒、玻璃棒和移液管等若干。

实验材料包括椰油酰胺丙基羟磺基甜菜碱(CHSB)、原油、石英砂、氮气和模拟地层水。实验用油取自塔河油田,地层原油密度为 0.823 g/cm³,100 ℃下粘度为 9.24 mPa·s。模拟地层水总矿化度为 21.2×10⁴ mg/L,Na⁺+K⁺,Ca²⁺,Mg²⁺,Cl⁻,Br⁻,HCO₃⁻和 SO₄²⁻的质量浓度分别为 68 862.88,11 517.63,1 317.55,130 225.6,180,115.31 和 150 mg/L。泡沫体系由 0.2%的 CHSB,0.1%稳泡剂 WP 和模拟地层水复配而成,与氮气同时注入即为氮气泡沫体系(简称氮气泡沫)。

1.2 实验方法

1.2.1 泡沫体系油敏性评价

将 100 mL 泡沫体系和不同质量的原油分别预热至 100 ℃后,同时倒入 Waring Blender 恒速搅拌器中,以 6 000 r/min 的转速起泡 1 min,记录含油泡沫体积,并在 110 ℃下测定其析液半衰期。

1.2.2 多孔介质中泡沫体系稳定性评价

在温度为 110 ℃、压力为 20 MPa 的条件下,以

气液比为 2:1 向填砂管(表 1)中注入氮气泡沫直至压力稳定(因岩心物性相近,各岩心注泡沫体系与注水的流度比均约为 22)。保持实验温度、压力,将含有氮气泡沫的岩心静置老化不同时间后,注水测定残余阻力因子。

表 1 泡沫体系稳定性评价实验所用填砂管物性
Table 1 Physical properties of sand-filled pipes in stability evaluation experiments of foam system

填砂管编号	孔隙度/%	渗透率/mD	老化时间/d
1	22.6	261	0
2	22.6	251	5
3	21.6	245	10
4	23.8	287	20
5	22.4	273	40

1.2.3 氮气泡沫压锥效果评价

氮气泡沫压锥实验流程如图 1 所示。实验步骤包括:①通过 1 号、5 号阀门使模型充分饱和水,并测定孔隙度和垂向渗透率(表 2)。②将模型翻转 180°(即 1 号阀门在下),通过 1 号阀门注油,并打开 2 号阀门,以令 1 号至 2 号阀门段模型充分饱和油(模拟含油层),2 号至 5 号阀门段模型不含油(模拟底水层)。③将模型再次翻转 180°(即 1 号阀门在上),并

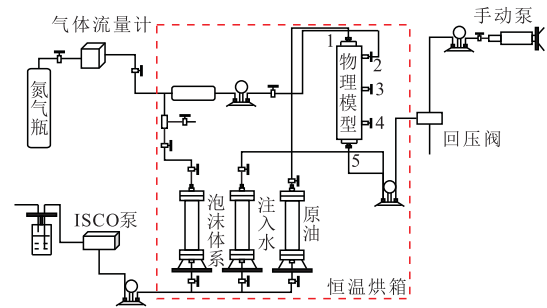


图 1 氮气泡沫压锥实验流程

Fig.1 Flow diagram of nitrogen foam coning control experiments

表 2 氮气泡沫压锥用模型物性参数
Table 2 Physical property parameters of the model of nitrogen foam coning control experiments

模型编号	孔隙度/%	垂向渗透率/mD	含油饱和度/%
11	24.06	320	66.4
12	25.65	325	66.3
13	27.12	386	66.7
14	28.19	375	67.3
15	25.41	335	67.4
16	26.72	412	67.5
17	26.32	320	67.5
18	27.50	431	67.0
19	31.06	403	67.9
20	26.64	418	66.6
21	28.83	358	65.4

以2号阀门模拟生产井底,5号阀门模拟底水入口,以5 m/d的流速从5号阀门进行第1次底水驱至含水率为80%左右。④考察压锥方式、注入位置、焖井时间和开井制度等影响因素对氮气泡沫压锥增油效果的影响。⑤再次以5 m/d的流速从5号阀门进行第2次底水驱至经济极限。

2 实验结果与讨论

2.1 压锥泡沫体系的性质

2.1.1 泡沫体系的油敏性

在耐油性的要求上,用于压锥的泡沫体系与用于驱油的泡沫体系有所不同。为保证泡沫仅增加底水水窜通道的渗流阻力,泡沫体系须具备较高的油敏性。由原油对不同CHSB质量分数泡沫体系的起泡体积和泡沫析液半衰期的影响(图2)可以看出,CHSB质量分数越低,油敏性越强,仅质量分数为5%的原油即可使CHSB质量分数为0.2%的泡沫体系的起泡体积减小44.7%,析液半衰期下降85%。

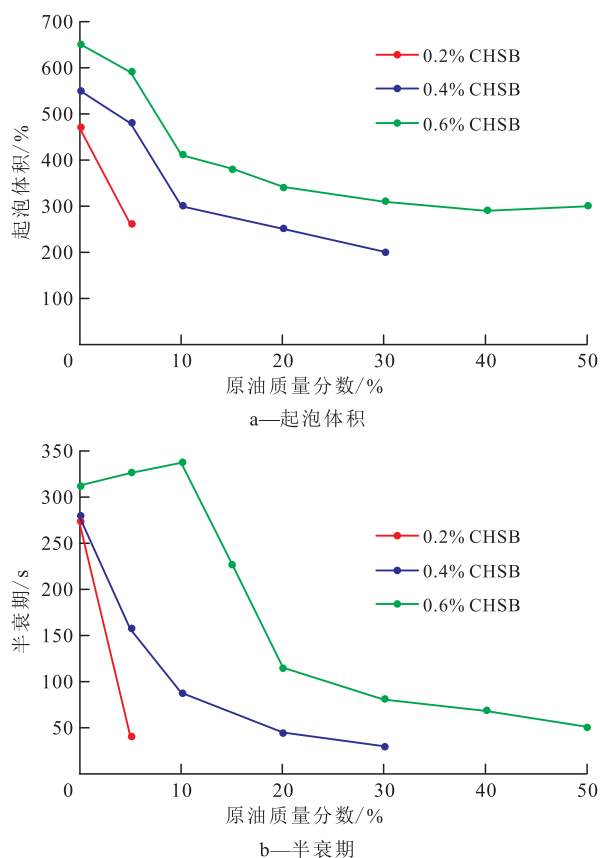


图2 原油对泡沫体系起泡体积与析液半衰期的影响

Fig.2 Effect of oil on foaming volume and liquid separating half-life time of foam system

分析实验原油组成(图3)发现,其短碳链烷烃数较多,容易进入泡沫体系形成的胶束中,令其表面活性受损^[12]。同时,表面活性剂在油水界面的吸

附将减少气水表面的表面活性剂分子浓度,不利于泡沫稳定^[13-14]。因此,即使质量分数为0.2%的CHSB形成含油泡沫,其稳定性也很差,对原油流动能力的影响不大。

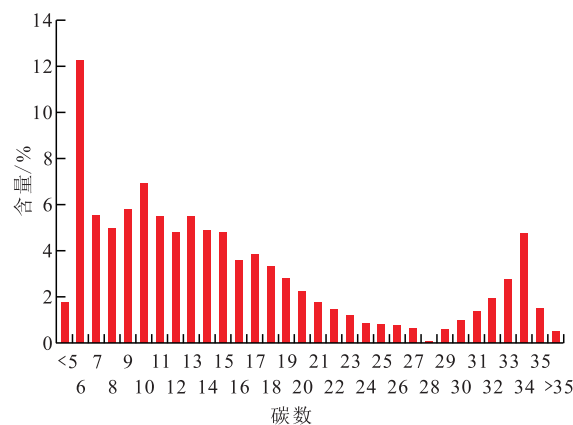


图3 实验原油组成分析结果

Fig.3 Composition analysis result of experimental oil

2.1.2 泡沫体系在多孔介质中的长期稳定性

压锥过程中,泡沫大多以静止状态存在于原水窜通道内,发挥作用的有效期一方面取决于泡沫体系自身的耐温抗盐性,另一方面与泡沫在多孔介质中的静态稳定性相关。将泡沫体系置于110℃烘箱中老化,定期测定其泡沫体积和析液半衰期。由老化时间对泡沫体系起泡体积与析液半衰期的影响(图4)可知,老化45 d,泡沫体系的起泡体积和析液半衰期仅分别下降2.6%和4.8%,即使老化120 d,两者的降低幅度也在23%和15%以内。这说明CHSB本身具有良好的热盐稳定性。

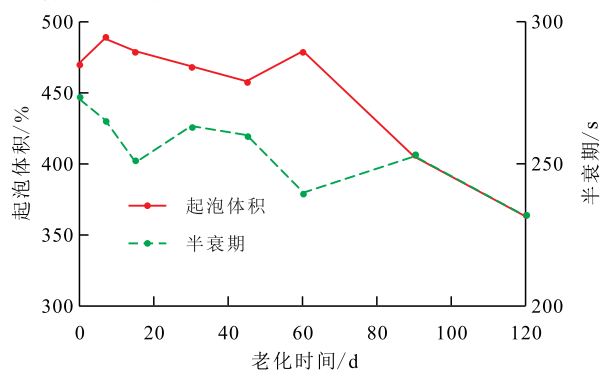


图4 老化时间对泡沫体系起泡体积与析液半衰期的影响

Fig.4 Effect of aging time on foaming volume and liquid separating half-life time of foam system

不同老化时间下注水冲刷过程中泡沫体系的残余阻力因子(图5)显示,老化40 d后,泡沫体系仍能产生一定的渗流阻力,残余阻力因子平衡值(指残余阻力系数相对稳定不再急剧波动时的数值)为1.16,但随着老化时间的延长,残余阻力因子不断降低,尤其在老化的前5 d,残余阻力因子平衡值下降

25.31%。根据泡沫的生成机理,流动是泡沫产生的前提^[15-16],静置的泡沫将逐渐破裂。因此,静置是影响泡沫在高温高盐多孔介质中长期稳定性的关键。该结果也说明,泡沫压锥的焖井时间不易过长,否则泡沫无法在底水入侵时建立较高的渗流阻力。

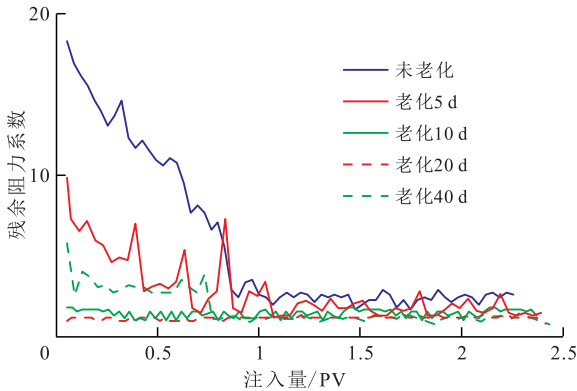


图5 不同老化时间下泡沫体系的残余阻力因子
Fig.5 Residual resistance factors of nitrogen foam in different aging times

2.2 氮气泡沫压锥增油效果

2.2.1 压锥方式

以直接焖井3 d模拟关井压锥,以注入氮气泡沫、氮气泡沫+氮气后再焖井3 d分别模拟氮气泡沫压锥和氮气泡沫+氮气复合压锥,对比不同压锥方式的增油降水效果(表3,图6)。因油水存在密度差异,且模型垂向渗透率较大,关井可调整压力分布,使水锥回落,在一定程度上提高采收率。关井前注入高油敏性泡沫,其优先进入模型下部底水水窜通道^[17],不仅能够补充能量,迫使水锥下移,还能在水窜通道内建立较高的渗流阻力,抑止底水沿该通道上侵,扩大底水波及体积。同时,部分泡沫会向含油饱和度较高的模型上部运移,其遇油消泡,释放出的氮气可上浮驱替顶部剩余油,而留下的表面活性剂可发挥洗油作用。因此,氮气泡沫压锥较关井压锥提高采收率16.45%,并具有较长的低含水产油

表3 不同压锥方式的增油效果
Table3 Stimulation effect of different coning control modes

模型编号	压锥方式	注入体系	采收率 / %		
			第1次底水驱	第2次底水驱	总计
11	直接焖井		21.12	4.59	25.71
12	氮气泡沫	0.5 PV 氮气泡沫	20.35	21.04	41.39
13	氮气泡沫+氮气	0.25 PV 氮气泡沫+0.25 PV 氮气	21.13	13.21	34.34
14	氮气+氮气泡沫	0.25 PV 氮气+0.25 PV 氮气泡沫	20.89	13.40	34.29

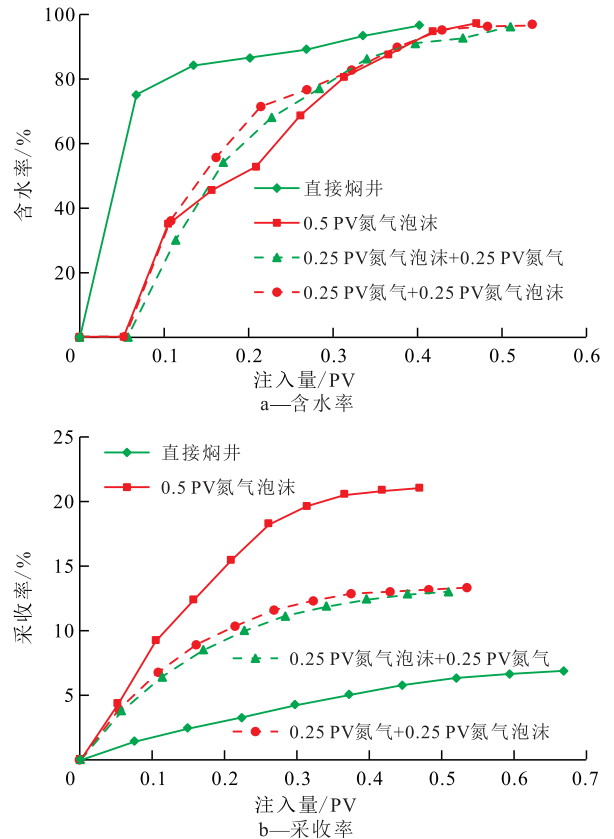


图6 不同压锥方式的含水率和采收率曲线
Fig.6 Curves of water cut and recovery with different coning control modes

期。然而,将注入的氮气泡沫一半替换为氮气,增油幅度将下降近8%。因为氮气的重力分异不利于水窜通道内渗流阻力的维持,而且重新开井后,高流量的氮气容易“反吐”,形成的压力波动将加速底水上窜。

2.2.2 注入位置

通过不同阀门注入氮气泡沫,考察氮气泡沫注入位置对其压锥增油效果的影响。2号、3号和4号阀门分别对应生产井、油层中部和油水界面。由实验结果(表4,图7)可见,在水锥底部注入氮气泡沫,因含油饱和度较低,泡沫相对稳定。但此处的底水能量足^[18],容易突破泡沫,且底水突破后大部分沿原水窜通道上行,对波及效率改善较小,导致后期含水率上升速度加快。水锥顶部的底水能量最弱,

表4 不同氮气泡沫注入位置的增油效果
Table4 Stimulation effect of different foam injection positions

模型编号	注入位置	对应水锥位置	采收率 / %		
			第1次底水驱	第2次底水驱	总计
12	生产井	顶部	20.35	21.04	41.39
15	油层中部	中部	20.86	14.67	35.53
16	油水界面	底部	20.90	17.66	38.56

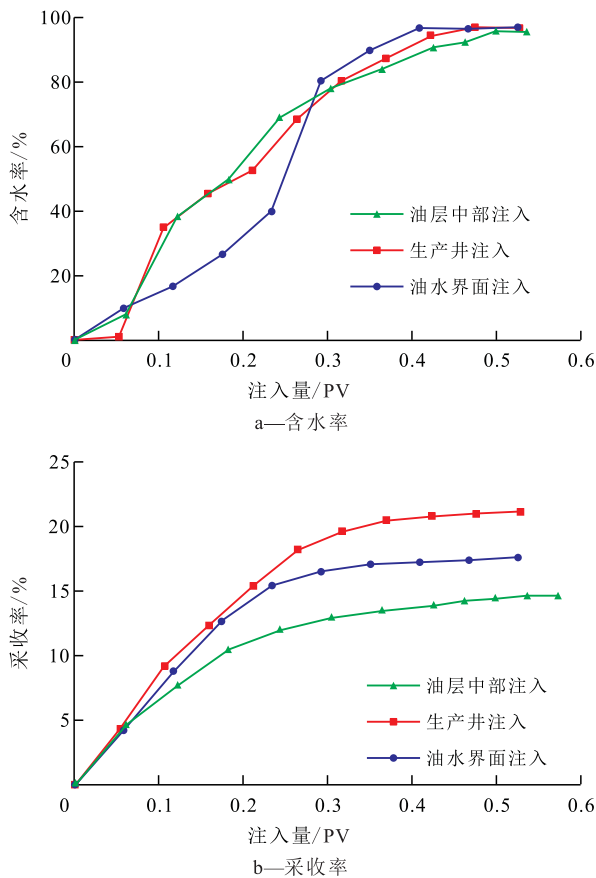


图7 不同位置注入氮气泡沫后的含水率和采收率曲线
Fig.7 Curves of water cut and recovery with different foam injection positions

在此处注入的泡沫易于稳定,且可迫使再次上侵的底水进入原水窜通道两侧富集油区,进而发挥最佳的提高采收率作用。在水锥中部注入泡沫,耐油稳定性相对水锥底部弱,改善底水波及效率、驱替顶部剩余油的潜力相对水锥顶部差,从而使得增油效果最差。

2.2.3 焖井时间

改变注入氮气泡沫后的焖井时间,分析其对压锥增油效果的影响。焖井时间分别为1,3,6和10 d时,氮气泡沫都产生了增油降水效果(表5,图8)。适当延长焖井时间至3 d,可使氮气泡沫在模型内部充分运移、扩散,增大其作用范围。但焖井时间过

表5 不同焖井时间的增油效果
Table5 Stimulation effect of different shutdown days

模型编号	焖井时间/d	采收率 / %		
		第1次底水驱	第2次底水驱	总计
12	3	20.35	21.22	41.57
17	1	21.72	16.06	37.78
18	6	19.15	17.55	36.70
19	10	20.65	11.08	31.73

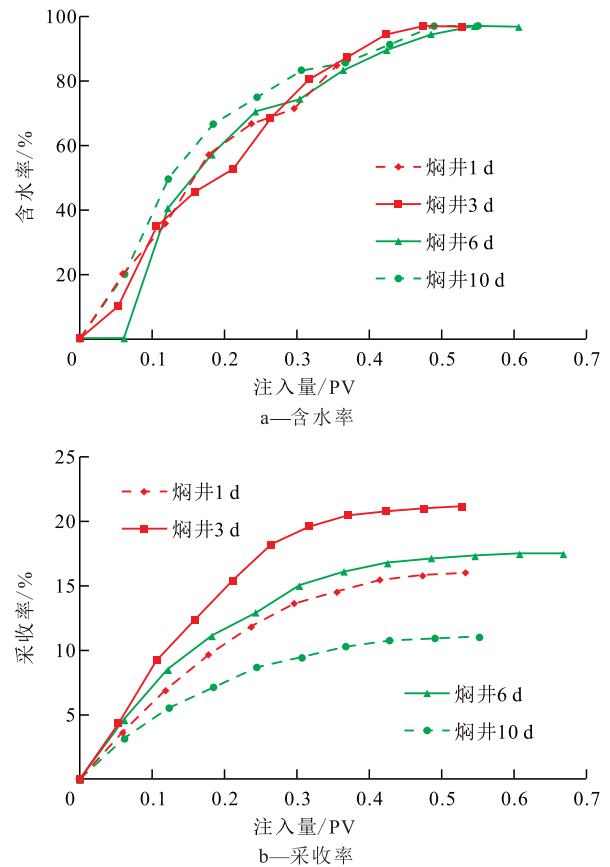


图8 不同焖井时间的含水率和采收率曲线
Fig.8 Curves of water cut and recovery with different shutdown days

长将减弱泡沫在多孔介质中的稳定性,降低其对底水上窜的抑制作用。因此,焖井10 d后,重新开井产油量相对较少,含水率快速上升。

2.2.4 开井制度

通过改变第2次底水驱流速来模拟焖井结束后不同的开井制度,若第2次底水驱流速大于第1次底水驱流速,则是模拟开井后提高单井日产液量,反之则模拟开井后降低单井日产液量。第2次底水驱流速越小,底水对泡沫的冲刷作用越弱,泡沫可在更长时间内保持稳定,底水能以更为平缓的前缘向上推进,从而能扩大底水的波及体积,延长无水产油期,降低含水率上升速度,更大幅度提高原油采收率(表6,图9)。

表6 不同开井制度的增油效果
Table6 Stimulation effect of different well-opening working systems

模型编号	第2次底水驱流速/(m·d ⁻¹)	采收率 / %		
		第1次底水驱	第2次底水驱	总计
12	5	20.35	21.22	41.57
20	2.5	20.57	29.25	49.82
21	7.5	22.34	11.89	34.23

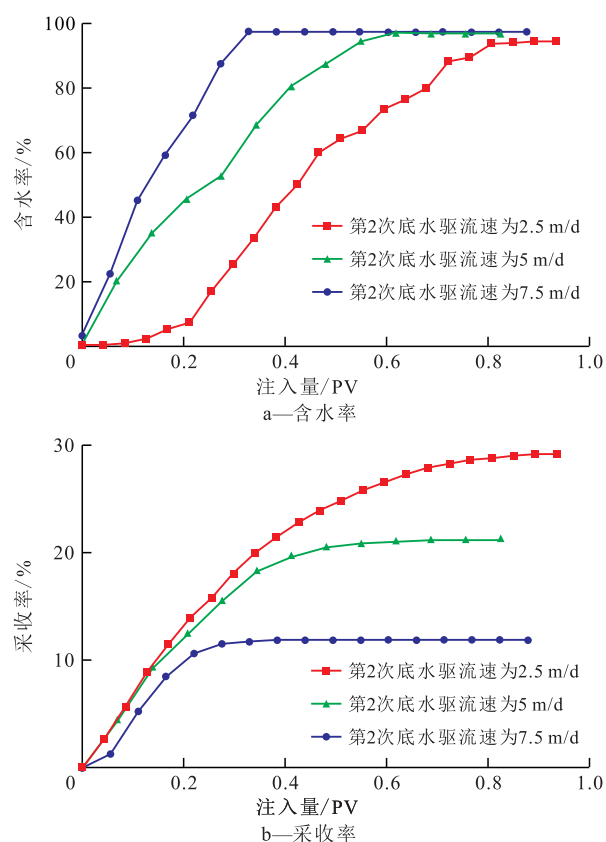


图9 不同开井制度的含水率和采收率曲线

Fig.9 Curves of water cut and recovery with different well-opening working systems

3 结论

椰油酰胺丙基羟磺基甜菜碱(CHSB)对轻质原油敏感,能够选择性封堵底水水窜通道,而不影响油流通道。CHSB具有良好的抗温耐盐性,但其形成的泡沫在高温高盐多孔介质中的长期稳定性较弱,这主要由泡沫在静置状态下不断破裂的特性决定。氮气泡沫能够压锥控水,扩大底水波及效率,并提高顶部油层动用程度,较关井压锥、氮气泡沫+氮气复合压锥有更明显的增油降水效果。在水锥顶部注入泡沫,控制焖井时间,并在再次开井后控液生产均有利于提高氮气泡沫的压锥效果。

参考文献:

[1] Inikori S O, Wojtanowicz A K. New concepts of dual-completion for water cresting control and improved oil recovery in horizontal wells[C]. San Antonio: SPE Annual Technical Conference & Exhibition, 2002.

[2] 王兵. 高温高盐底水油藏氮气泡沫压锥实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.

Wang Bing. Anti-water cone of nitrogen foam in high temperature and high salinity bottom water reservoirs: a laboratory investigation[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

[3] 郭自强. 碳酸盐岩缝洞型油藏水锥预测及控制研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.

Guo Ziqiang. Study on prediction and control of water coning in fractured-vuggy carbonate reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.

[4] 梁丹, 曾祥林, 房茂军. 关井压锥控制底水锥进效果分析[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(6): 67-70.

Liang Dan, Zeng Xianglin, Fang Maojun. The effect analysis of shut-in coning control[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(6): 67-70.

[5] 王玥, 陈小凡, 邹利军, 等. 带夹层底水油藏油井底水锥进影响因素分析[J]. 油气藏评价与开发, 2013, 3(6): 24-27.

Wang Yue, Chen Xiaofan, Zou Lijun, et al. Analysis on oil wells bottom water coning influence factors of bottom water reservoir with interlayer[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(6): 24-27.

[6] 荣元帅, 涂兴万, 刘学利. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏关井压锥技术[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 97-100.

Rong Yuanshuai, Tu Xingwan, Liu Xueli. Study on shutting in with suppressing water coning for carbonate fracture-cavity reservoir, Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 97-100.

[7] 赵淑霞, 彭彦素, 于红军, 等. 氮气泡沫驱提高高渗透特高含水油藏采收率技术——以梁家楼油田纯56块为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(2): 74-76.

Zhao Shuxia, Peng Yansu, Yu Hongjun, et al. N₂ foaming EOR for high permeable and high water cut reservoir—case of block Chun56, Liangjialou oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(2): 74-76.

[8] 胡渤. 不同渗透率和孔喉条件下泡沫流体的特性及调驱机理[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 70-75.

Hu Bo. Property of foam fluid and its mechanism of profile control and displacement in the reservoirs with different permeabilities and pore-throats[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 70-75.

[9] 赵凤兰, 屈鸣, 吴颜衡, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 69-74.

Zhao Fenglan, Qu Ming, Wu Jieheng, et al. Influencing factors of the effect of nitrogen gas drive in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 69-74.

[10] 吕铁, 刘中春. 缝洞型油藏注氮气吞吐效果影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2015, 22(6): 114-117.

Lü Tie, Liu Zhongchun. Analysis on influential factors of nitrogen huff and puff effect in fracture-vug type reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(6): 114-117.

[11] 秦国伟, 王磊, 肖洪伟, 等. 聚驱后氮气泡沫调驱技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(6): 109-112.

Qin Guowei, Wang Lei, Xiao Hongwei, et al. Nitrogen foam profile-controlling and flooding technique after the polymer flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(6): 109-112.

(下转第126页)